



PANORAMA ENERGÉTICO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE 2022



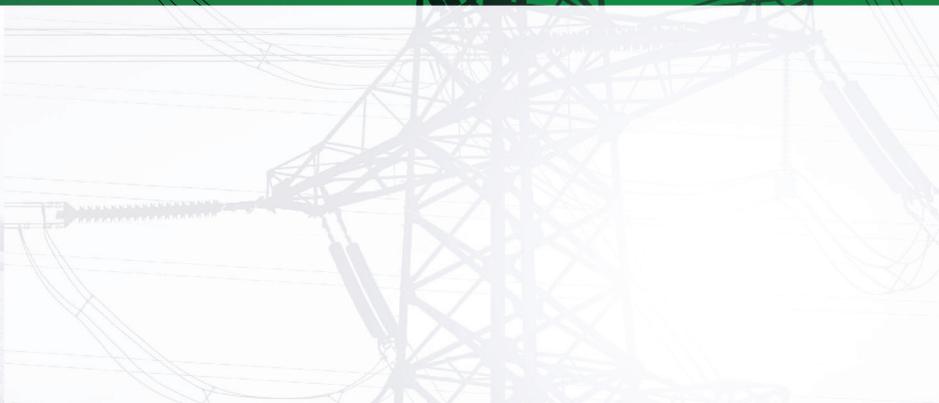
olade
OsieLAC

ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA

Sistema de
información
Energética de
Latinoamérica
y el Caribe



PANORAMA ENERGÉTICO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE 2022



 **olade**

ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA



Nos une la energía



CRÉDITOS

Este documento fue preparado bajo la dirección de:
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

Alfonso Blanco Bonilla
Secretario Ejecutivo

Medardo Cadena
Director de Estudios, Proyectos e Información

Este documento fue realizado por:

Tatiana Castillo
Fabio García
Luis Mosquera
Targelia Rivadeneira
Katherine Segura
Marco Yujato

Colaboradores:

Kim Gain
Luis Guerra
Franklin Loaiza

Diseño y Diagramación

CÍRCULO PUBLICITARIO (593 9) 995260754
ventascirculopublicitario@gmail.com
Quito - Ecuador

Las denominaciones empleadas en los mapas y la forma en que están presentados los datos que contienen no implican, de parte de OLADE, juicio de valor alguno sobre la condición jurídica y la división político - administrativa de los países, territorios, ciudades o zonas, o de sus autoridades, ni respecto de la delimitación de sus fronteras o límites.

La Prospectiva Energética Regional contenida en el presente Panorama Energético, surge de la construcción hipotética de escenarios factibles de desarrollo energético regional y subregional, elaborados por OLADE con base en la información de los últimos planes, programas y políticas de expansión de energía de sus Países Miembros y artículos publicados por otros organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Mundial y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), que son de acceso público.

Las imágenes de las portadillas corresponde a licencia premium de Freepik para uso comercial, de dominio público y no requieren atribución.

Primera Edición - diciembre de 2022

ISBN: 978-9978-70-152-2

Copyright © OLADE 2022

Se permite la reproducción total o parcial del contenido de este documento a condición de que se mencione la fuente.

Contacto OLADE

Avenida Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador
Edificio OLADE - Sector San Carlos
Quito - Ecuador
Teléfonos: (593 - 2) 2598-122 / 2531-674
sielac@olade.org

ÍNDICE



01

PRÓLOGO SECRETARIO EJECUTIVO

8

02

AGRADECIMIENTOS

10

03

SOBRE EL USO DEL PANORAMA ENERGÉTICO

12

04

EVENTOS RELEVANTES

13

- I. Institucional, implementación de planes y políticas energéticas
- II. Hidrocarburos
- III. Electricidad
- IV. Eficiencia energética
- V. Fuentes renovables
- VI. Energía y ambiente
- VII. Integración, cooperación y complementación energética
- VIII. Fenómenos naturales y siniestros que afectaron al sector
- IX. Reconocimientos, eventos y convenciones



05

PROCEDENCIA DE LOS INDICADORES
Y FUENTES DE INFORMACIÓN

41

06

METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES

45

07

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

59

08

PERFIL ENERGÉTICO DE LOS PAÍSES MIEMBROS

75



Argentina



Barbados



Belize



Bolivia



Brasil



Chile



Colombia



Costa Rica



Cuba



Ecuador



El Salvador



Grenada





Guatemala



Guyana



Haití



Honduras



Jamaica



México



Nicaragua



Panamá



Paraguay



Perú



República Dominicana



Suriname



Trinidad & Tobago



Uruguay



Venezuela

09

LEGISLACIÓN, REGULACIÓN Y POLÍTICA ENERGÉTICA 293

1. Institucional

2. Electricidad

3. Hidrocarburos

4. Fuentes renovables

5. Energía y ambiente

6. Eficiencia energética

7. Convenios internacionales, cooperación, integración e interconexiones



10

PROSPECTIVA ENERGÉTICA DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

317

1. Introducción
2. Prospectiva energética para Brasil
3. Prospectiva energética para México
4. Prospectiva energética para América Central
5. Prospectiva energética para Zona Andina
6. Prospectiva energética para Cono Sur
7. Prospectiva energética para Caribe
8. Prospectiva energética para América Latina y el Caribe (ALC)
9. Conclusiones

11

ANEXOS

405

12

BIBLIOGRAFÍA

418





PRÓLOGO



ALFONSO BLANCO BONILLA
Secretario Ejecutivo
OLADE

El año 2021 fue un año de crecimiento económico para América Latina. Luego de la caída de 6.7 en 2020, el repunte llegó a 6.9% en 2021 de acuerdo a los números del Banco Mundial. Si bien esto puede parecer auspicioso, no es más que una modesta recuperación post-pandemia que todavía debe crecer mucho más para retomar el crecimiento en 2022.

En relación al acceso a la energía la tasa de cobertura eléctrica en el 2021 fue de 97.6% para América Latina y el Caribe, la población sin acceso a la electricidad alcanzó los 16.1 millones de habitantes. Cabe mencionar que el año 2000 la población sin acceso fue de 58.6 millones de habitantes, por lo que podemos decir que tuvimos un progreso significativo en materia de acceso.

Pero aún queda mucho por mejorar. En Haití específicamente, la tasa de cobertura eléctrica para Haití en el 2021 fue de 47%, la población sin acceso a la electricidad fue 6.1 millones de habitantes, en tanto que el año 2000 fue de 5.6 millones de habitantes. Como región, debemos esforzarnos mucho más para apoyar a Haití en sus políticas para mejorar el acceso a la energía.

En relación a la producción de energía, la oferta total de energía para el 2021 respecto al 2020 se incrementó en 1.8% pasando de 786 Mtep (Millones de toneladas equivalentes de petróleo) a 800 Mtep. Señal de una recuperación económica post-covid todavía lenta. Debemos recordar que, en 2020, la oferta había caído un 9.3%.

La participación de fuentes de energía renovable con respecto a la oferta total de energía primaria disminuyó en 0.5 en 1 puntos porcentuales pasando del 33.65% en el 2020 (241 Mtep) al 33.18% en el 2021 (239 Mtep). Cabe mencionar que a pesar de la leve reducción, se mantiene así lo que venimos sosteniendo desde OLADE hace tiempo: América Latina y el Caribe continúa siendo la región más verde del planeta.

Para el 2021 se instalaron 23,555 MW de capacidad instalada para generación eléctrica más que en el 2020, de los cuales 4,541 MW corresponden a centrales térmicas no renovables, 5,908 MW a centrales eólicas, 9,827 a centrales fotovoltaicas, 2,423 MW a centrales hidroeléctricas y el resto a centrales térmicas renovables (biogás y biomasa). Es decir, el 81% de la nueva capacidad instalada es energía limpia. Esto nos ayudará a seguir progresando en materia de renovabilidad y en acercarnos a objetivos regionales como RELAC.

El índice de renovabilidad con respecto a la oferta total de energía de ALC disminuyó pasando de 31% en el 2020 a 30% en el 2021. El índice de renovabilidad de la generación eléctrica en ALC pasó del 61% al 59%.

En relación al consumo final de energía se incrementó en 5.8% pasando de 567 Mtep en el 2020 a 599 Mtep en el 2021, destacándose el aumento de consumo de gas natural en los sectores transporte, industrial y residencial, consumiéndose aproximadamente 0.73 Mtep más que en el 2021. Debemos recordar que, en 2020, producto de la pandemia, el consumo final de energía se había contraído un 6.7% por lo que el aumento de 2021 aún no llega a compensar la caída de 2020.

La participación del sector residencial respecto al consumo final total se redujo en 0.23% en tanto que el sector transporte incrementó su participación en 1.62%, pasando de 34.65% en el 2020 a 36.28% en el 2021, reactivándose principalmente el consumo de jet fuel con 3.1 Mtep más que en el 2020 debido a la suspensión de vuelos efecto de la pandemia del COVID -19.

En materia de información energética, seguimos participando en el Hub de Energía que como asociados al BID; también seguimos poniendo a disposición la información estadística de América Latina y el Caribe, siempre con la idea de promover el trabajo sinérgico y colaborativo entre organismos, brindar información oficial y actualizada a nuestros Países Miembros y a toda la comunidad energética de nuestra región que puede utilizar nuestros datos energéticos de manera abierta y gratuita.

Es muy grato saber que en la web del Hub de la Energía se puede encontrar información relevante sobre distintas iniciativas que cuentan con el trabajo y apoyo de OLADE como RELAC, la iniciativa que busca que para 2030 el 70% de la generación eléctrica en nuestra región provenga de fuentes renovables; y también OSGELAC, el Observatorio de Sistemas de Gestión de la Energía en América Latina y el Caribe, que es una plataforma de difusión que tiene por objetivo contribuir la difusión de casos de éxito, programas y los métodos y procesos necesarios para mejorar el desempeño, uso y consumo energéticos, así como su implementación en las organizaciones públicas y privadas en la región.

Continuará siendo el compromiso de OLADE seguir trabajando para fortalecer los sistemas de información de nuestra región, profundizar la sostenibilidad del sector energético, promover la integración y complementariedad energética y seguir afianzando a nuestra importante comunidad del conocimiento. Es nuestro pequeño aporte para afianzar el crecimiento de nuestros países y el bienestar de nuestros pueblos.



ARGENTINA	Ministerio de Economía	Pablo Ronco
BARBADOS	Ministry of Energy, Small Business and Entrepreneurship	Mark Millar
BELICE	Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities	Ryan Cobb Geon Hanson Arelí Sutherland
BOLIVIA	Ministerio de Hidrocarburos y Energías Viceministerio de Planificación y Desarrollo Energético	Boris Eduardo Ballester Gemio
BRASIL	Ministerio de Minas y Energía	Gustavo Santos Masili Gilberto Kwitko Ribeiro André Luiz Rodrigues Osório Esdras Godinho Ramos João Antonio Moreira Patusco
CHILE	Ministerio de Energía	Javiera Aldunate Bengolea Adelaida Baeriswyl Concha Rubén Guzmán Quintana
COLOMBIA	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) Ministerio de Minas y Energía Agencia Nacional de Hidrocarburos	Germán Camacho César Jerez Lina María Ricaurte Sierra Gabriela Gutiérrez John Fernando Escobar Martínez
COSTA RICA	Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE)	Jorge Pérez Grettel Ruiz Luisa Quiros Francine Solera
CUBA	Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI)	Tomás González
ECUADOR	Ministerio de Energía y Minas Instituto de Investigación Geológico y Energético	Ángel Echeverría Jorge Mendieta Gina Moreta Carlos Coronel Sebastián Espinoza Javier Fontalvo Paola Ramírez
EL SALVADOR	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	Mario Salvador Ramírez Wilfredo Hernández
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 Shevon Wood
HAITÍ	Ministry of Public Works, Transport and Communication	Robert Altidor
HONDURAS	Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial (DNPEPES) Secretaría de Estado en el Despacho de Energía	Sindy Salgado Lesvi Montoya de Izcano Jorge Cárcamo Tannia Vindel Roberto Emilio Argueta Scheib
JAMAICA	Ministry of Science Energy & Technology	Carol Palmer Candice Roberts
MÉXICO	Secretaría de Energía (SENER)	Velvet Rosemberg Fuentes
NICARAGUA	Ministerio de Energía y Minas	Manuel Flores Indiana León Carlos Sánchez
PANAMÁ	Secretaría Nacional de Energía	Stella Escala Oscar Gálvez
PARAGUAY	Viceministerio de Minas y Energía, Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (VMME-MOPC)	Daniel Puentes
PERÚ	Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	Alan Campos Daniel Paz Luis Vilchez
REPÚBLICA DOMINICANA	Ministerio de Energía y Minas	Nisael Dirci Matos Yamilet Mejía Gustavo A. Mejía-Ricart
SURINAME	Ministry of Natural Resources	Valerie Lalji Sifra Thijm-Fraser
TRINIDAD Y TOBAGO	Ministry of Energy and Energy Industries	Timmy Baksh Adaffi Edwards
URUGUAY	Dirección Nacional de Energía Ministerio de Industria, Energía y Minería	Alejandra Reyes Ignacio Casas
VENEZUELA	Ministerio del Poder Popular de Petróleo	Luis José Olivares Ramírez Joelmi F. Pérez Ramírez Ronny Rafael Romero Rodríguez



En este Panorama Energético 2022 se presentan más de 1,000 gráficos que contienen información detallada acerca de la evolución reciente de las matrices energéticas de los 27 Países Miembros de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Asimismo, se presenta un conjunto de gráficos donde se expresan las tendencias de los agregados regionales que la organización suele considerar, a saber: América Central, Brasil, el Caribe, el Cono Sur, México y la Zona Andina, así como América Latina y el Caribe en su totalidad. En el caso de los hidrocarburos se comparan las tendencias regionales con las mundiales considerando las regiones de África, América Latina y el Caribe, Asia y Australasia, Europa, la Comunidad de Estados Independientes (es decir, algunos países de las ex-repúblicas soviéticas), Medio Oriente y América del Norte. La información presentada proviene del Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (sieLAC) administrada por el equipo de información de la OLADE.

Adicionalmente, este documento incluye un capítulo denominado Legislación, Regulación y Política Energética en el que se informa sobre los avances en materia normativa, política y de planificación. Además, se presenta un reporte de los principales eventos acontecidos en el sector energético durante el 2021.

Asimismo, se incluye un ejercicio de prospectiva energética que consiste en la elaboración hipotética de escenarios factibles de desarrollo energético regional y subregional, elaborados por OLADE con base en la información que dispone de los últimos planes, programas y políticas de expansión de energía de sus Países Miembros y artículos publicados por otros organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Mundial y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), que son de acceso público. La modelación se realizó utilizando, el Modelo para la Simulación y Análisis de la Matriz Energética (SAME), desarrollado por OLADE.

El objetivo principal de poner a disposición múltiples gráficos es brindarle a la comunidad latinoamericana y caribeña la posibilidad de tener una fuente de conocimiento acerca de los perfiles energéticos de los países de la región sobre una base común, procurando brindar tanta información detallada como sea posible de una manera sistematizada, inteligible y concisa; así como una tendencia del sector energético dentro de los próximos 20 años.

En la primera página de cada país se presentan los valores de los principales indicadores energéticos al año 2021 o del último año disponible según cada caso, junto a una versión resumida del diagrama Sankey de cada uno. Los gráficos presentados contienen información sobre reservas y producción de diversas fuentes, oferta de energía y sus flujos, consumos primarios y finales de energía, considerando también, sus valores a nivel sectorial. Luego se presenta un extenso conjunto de indicadores entre los que se incluyen intensidades energéticas de diversa índole, índices de renovabilidad, de autarquía energética, demandas evitadas, indicadores per cápita y por unidad de valor agregado, evolución de las participaciones relativas de diversos energéticos, etc. Luego, se presentan algunos indicadores que analizan las tendencias registradas de las emisiones de CO₂. Finalmente, se presenta un gráfico resumen que permite mostrar la evolución reciente y comparada de varios indicadores energéticos y económicos.

Aquellos indicadores que no resultan ser de uso habitual se definen y describen en el capítulo respectivo de este Panorama Energético. Para facilitar y hacer más amigable la visualización de los indicadores se prefirió presentar la información de las tendencias en forma de curvas suavizadas. Asimismo, como se podrá ver, en algunos casos además de presentar las variables respectivas, se incluyeron en el eje derecho las tasas de variación acumuladas por quinquenios 2000 - 2004 / 2005 - 2009 / 2010 - 2014 y 2015 - 2019 e interanuales para los años 2020 y 2021.

Esperamos que este Panorama Energético se convierta en una herramienta de uso y consulta habitual que dé cuenta de la evolución de las tendencias de la región en el ámbito de la energía. Dado que, a partir del año 2017, el Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, el sieLAC, es de libre acceso y basta con registrarse para tener acceso a toda la base de datos recomendamos e invitamos a quienes tengan interés en profundizar los análisis y trabajar con la información disponible a hacerlo visitando la página web:

<https://sielac.olade.org>.





EVENTOS RELEVANTES

ANEXOS

PROSPECTIVA
ENERGÉTICA

LEGISLACIÓN
Y POLÍTICA

PAÍSES
MIEMBROS

ALC

METODOLOGÍA

FUENTES DE
INFORMACIÓN

EVENTOS
RELEVANTES



I INSTITUCIONAL, IMPLEMENTACIÓN DE PLANES Y POLÍTICAS ENERGÉTICAS

La Secretaría de Energía de **Argentina** relanzó el Programa de Inclusión Eléctrica Nacional (PROINEN), creado en 2015, que permite garantizar el acceso seguro al servicio eléctrico en barrios que carecen de la infraestructura necesaria, mediante la realización de obras en municipios de todo el país con financiamiento del Estado Nacional.

En **Bolivia** Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB) realizó en La Paz el lanzamiento de la Convocatoria de Tecnología 'Extracción Directa de Litio', en el marco del plan de industrialización de este recurso estratégico para el desarrollo nacional. La convocatoria fue dirigida a las empresas que cuentan con tecnología de extracción directa de litio (EDL) y que pueden realizar pruebas piloto con las salmueras de los salares de Uyuni, Coipasa y Pastos Grandes.

El Consejo Nacional de Política Energética de **Brasil** (CNPE) aprobó nuevos valores del beneficio económico para contratos de concesión para la capitalización de Electrobras. La Resolución definió el valor agregado de los nuevos contratos de concesión de generación eléctrica de 22 centrales hidroeléctricas Electrobras, que saldrán del actual régimen de cuotas, que solo remunera la operación y mantenimiento, para la producción autónoma de energía, y también para los nuevos contratos de concesión de las usinas Tucuruí, Mascarenhas, Sobradinho e Itumbiara. Así, los consumidores estarán menos expuestos a los factores hidrológicos que afectan el sistema eléctrico. Cabe señalar que las condiciones para la migración al régimen de producción independiente no han cambiado, es decir, será del 20% anual, a partir del 1 de enero 2023. Para las centrales hidroeléctricas Tucuruí, Curuá-Una y Mascarenhas de Moraes, la regla es diferente y se prevé la libre disponibilidad de energía a partir de la firma de los nuevos contratos de concesión, ya que estas centrales nunca llegaron a operar bajo el régimen de cuotas. Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía (MME), lanzó el Programa de Revitalización e Incentivo a la Producción de Campos Marítimos (PROMAR) dirigido a crear condiciones para la revitalización de campos marítimos maduros y mejorar el uso económico de acumulaciones de petróleo y gas natural marginalmente económicas. Por otra parte, el MME presentó, una propuesta de lineamientos para el Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2) a los integrantes del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE). El estudio incorpora una visión integral de los desafíos y oportunidades para el desarrollo de la industria y el mercado del hidrógeno en Brasil. El PNH2 propone definir un conjunto de acciones que faciliten el desarrollo conjunto de tres pilares fundamentales para el éxito del desarrollo de una economía del hidrógeno: políticas públicas, tecnología y mercado. Los lineamientos del programa se estructuran en seis ejes, que engloban el fortalecimiento de las bases científicas y tecnológicas, la formación de recursos humanos, la planificación energética, el marco legal y regulatorio-normativo, la apertura y crecimiento del mercado y la competitividad y la cooperación internacional. Asimismo, se realizó el lanzamiento de la Plataforma de Información de Biogás (PiBiogás), una red de colaboración digital entre instituciones vinculadas al biogás a nivel nacional, dirigida a facilitar el acceso a herramientas digitales, sitios web institucionales e información relacionada con el biogás, así como a fomentar nuevas acciones y alianzas en el sector.

En diciembre de 2021 **Costa Rica** anunció el inicio oficial de la construcción de su Estrategia Nacional de Hidrógeno, dirigida a identificar líneas de acción para el desarrollo de un mercado de hidrógeno verde a nivel nacional e internacional, con miras a atraer inversión privada y generar oportunidades de comercio. La estrategia comprenderá indicadores y metas, así como la definición de intervenciones estratégicas, e irá acompañada de un Plan de Acción con la identificación de actividades críticas y análisis de riesgos. El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) está a cargo de liderar el proceso, cuyo abordaje país no estará únicamente circunscrito al tema energético, ya que se buscará también su inclusión en procesos industriales; velando por integrar todas las iniciativas del sector privado, público, la academia y demás actores involucrados. La elaboración de esta estrategia cuenta con el apoyo del BID con fondos provenientes del Gobierno de Japón. El diseño de un plan de impulso al hidrógeno es una acción contemplada en el Plan Nacional de Descarbonización como una de sus actividades clave. Asimismo, Costa Rica se comprometió en su nueva Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) que al año 2022, habrá elaborado una estrategia para el desarrollo y promoción del hidrógeno verde en el país. Por otra parte, se sometió a consulta una Ley para el uso directo de los recursos geotérmicos que se prevé favorezca el proceso de descarbonización de la matriz energética nacional, y la reactivación económica verde, especialmente de zonas rurales.

En el marco del cumplimiento de su política de transparencia **Ecuador** realizó la presentación oficial del Portal de “Datos Abiertos Ecuador”, una plataforma que almacena, comparte, conecta y despliega alrededor de 400 conjuntos de datos pertenecientes a 70 instituciones públicas, en temáticas entre las que se incluye la energía. En este contexto se anunció que los datos referentes a la “Perforación de Pozos Petroleros y Precios Teóricos del Crudo” se encuentran disponibles para consulta de la ciudadanía en el Portal de Datos Abiertos Ecuador. En este contexto el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables de Ecuador, implementó un programa radial denominado “Energía Para Tu Oído”, que implica el lanzamiento de un podcast semanal para informar sobre historia, avances, y desarrollo de la gestión de los sectores energético y minero del Ecuador. Adicionalmente, con el objetivo de facilitar a los ciudadanos el acceso a la información de instituciones gubernamentales con competencia en la gestión del sector extractivo, mediante los sistemas de información existentes, Ecuador realizó el lanzamiento del portal web oficial de la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas – EITI (por sus siglas en inglés). Además, se anunció el inicio del proceso de desarrollo del Plan Energético Nacional del Ecuador – PEN 2050, que contará con la asesoría y apoyo técnico de organismos internacionales como el BID y la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD). El referido instrumento orientará las acciones a largo plazo en temas de eficiencia energética, áreas de generación, expansión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como; en fases de exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos. Los sectores antes mencionados definirán estrategias, planes, programas y proyectos para el sector energético del Ecuador, que prioricen criterios de eficiencia, seguridad, confiabilidad, calidad, responsabilidad social y ambiental, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.

El Gobierno de **Paraguay**, a través del VMME-MOPC presentó oficialmente su ruta de hidrógeno verde (H2V), teniendo como foco principal el sector transporte. El documento contempla proyectos pilotos para la producción de H2V en tres ciudades del país, la mayor con capacidad de 200 kg de H2V por día, y otras dos con capacidad de 60 kg por día. En los diez años de vida de las tres plantas piloto se estima producir H2V a un precio inferior a 3 USD/kg H2, evitar la emisión de CO₂ en aproximadamente 21,170 toneladas, suponiendo un consumo al equivalente de 7,358,400 litros de gasolina que serán reemplazados por los 1,168,000 kg de H2V producido a lo largo del período.

Uruguay formalizó su ingreso a la Alianza para la Descarbonización del Transporte, iniciativa conformada por países, ciudades y empresas que intercambian experiencias con el objetivo de avanzar en la descarbonización del transporte. Por otra parte, el Gobierno uruguayo y el World Energy Council (WEC) lanzaron el Consejo Mundial de la Energía Uruguay, generando una nueva versión del funcionamiento de este espacio en el país, para entre todas las instancias involucradas proponer intercambios de calidad con el mundo y mostrar las potencialidades de Uruguay, que a 2021 ocupa el lugar 18 a nivel global en el trilema energético de WEC, un modelo tridimensional que analiza la equidad, la sostenibilidad ambiental y la seguridad energética.

II HIDROCARBUROS

2.1 Exploración y Explotación

Durante noviembre de 2021 en **Argentina** se produjeron 557 kbbl/día de petróleo, lo que se considera la producción más alta de los últimos 9 años, marcada por una fuerte presencia de producción no convencional que representa el 37% de la producción total con un crecimiento de un 64% interanual. La producción total de petróleo superó en un 2.6% a la de octubre y en un 15% al mismo mes del año pasado. El gran aporte vino desde vaca muerta: Durante noviembre se produjeron 204 kbbl/día de petróleo no convencional, un 4% más que en octubre y casi un 64% más en comparación con el mismo mes del año pasado. La producción total de petróleo de noviembre superó los valores de febrero de 2020, en casi un 6%, mientras que la producción de petróleo no convencional superó esos valores en un 62%. En materia de Gas, la actividad se mantiene a buen ritmo impulsada principalmente por la producción no convencional que continúa creciendo y ya representa un 52% del total. Durante noviembre se produjeron un total de 128 Mm³ / día, un poco más que en octubre cuando la producción alcanzó los 127 millones. Además, la producción de gas total a nivel nacional alcanzó un aumento interanual de más del 10%, mientras que en el segmento de la no convencional el crecimiento fue del 40.9%. La producción de gas no convencional continúa en números elevados, durante noviembre se produjeron un total



La estatal Pré-Sal Petróleo (PPSA) de **Brasil**, lanzó la Biblioteca Interactiva de Petróleo y Gas Natural, instrumento que permite al usuario acceder a leyes, decretos, resoluciones, órdenes, ordenanzas, contratos de producción compartida y convenios relacionados con el sector. Como resultado de un conjunto de acciones encaminadas a ampliar la didáctica sobre los temas de la empresa y la transparencia, la Biblioteca Interactiva de Petróleo y Gas Natural es el segundo proyecto de PPSA que utiliza la herramienta Business Intelligence. En julio, la empresa lanzó el Panel Interactivo del Petróleo Presal, que presenta datos, desde noviembre de 2017, sobre la producción bajo el sistema de coparticipación, los ingresos generados para la Unión y estimaciones futuras de producción, recaudación e inversiones.

El Ministerio de Minas y Energía de **Colombia** anunció que al cierre del 2021 el recaudo de regalías había superado el nivel esperado, ubicándose en 17.3 % por encima de lo esperado. Se informó que este comportamiento se debió a que el precio internacional del Brent logró ubicarse en un rango entre 70 y 75 dólares, mientras que las estimaciones hechas a principios de 2021 se habían calculado con un precio de 55 dólares. Las cifras alcanzadas provienen en un 77% de la industria de hidrocarburos y en 23% de la explotación minera. También aumentó la capacidad de importación de GLP con la inauguración de las obras de ampliación de la infraestructura portuaria con sede principal en la zona industrial de Mamonal, en la ciudad de Cartagena, Okianus Terminals, garantizando de esta forma la autosuficiencia del mercado nacional de GLP con producto importado. La capacidad inicial de almacenamiento de este terminal era 400,000 galones (es decir, 700 toneladas aproximadamente), pero con la denominada Etapa II - Proyecto de Ampliación se incrementa la capacidad de almacenamiento en 1'000,000 de galones, para un total de 1'400,000 galones (es decir, 2,600 toneladas). Con esta nueva capacidad, Okianus garantiza importaciones mensuales hasta por 16,000 toneladas. La ampliación de esta terminal contribuye a asegurar el abastecimiento de un combustible que es clave para la transición energética.

En **Perú**, Petrotal anunció un récord de producción petrolera en el campo Breña (Lote 95), llegando a los 15,400 barriles por día, aproximadamente. Por otra parte, se oficializó el incremento del Vale de Descuento GLP, que proporcionará una rebaja en la compra de un balón de gas de 10 kg, permitiendo así que aproximadamente 800 mil hogares adquieran este producto a un menor precio. Esta medida beneficiará también a los comedores populares del Programa de Complementación Alimentaria, que a partir de este año reciben hasta 6 vales de descuento al mes. El MINEM también anunció el incremento del umbral de consumo energético requerido para recibir al Vale de Descuento GLP, estableciendo que las viviendas con un consumo promedio mensual de hasta 42 kWh reciban este beneficio, lo que llevará a más de 300 mil hogares a ser incorporados como beneficiarios del programa. Con tales antecedentes se informó que más de 30 mil familias se beneficiaron en Loreto con el vale de descuento que otorga MINEM, para la compra de su balón de GLP de 10 kg.

La compañía petrolera nacional de **Suriname**, Staatsolie, informó en diciembre de 2021 que Chevron Exploration Suriname Limited (CESL), una subsidiaria de Chevron, transfirió a Shell un tercio (20%) de su participación del 60% en el bloque para el que tiene un acuerdo de producción compartida. Staatsolie firmó un contrato de producción compartida (CPC) de 30 años con Chevron para el bloque 5 en 2021. El bloque 5 está situado en el área offshore poco profunda y tiene un tamaño de 2,235 km². Chevron obtuvo los derechos de exploración, desarrollo y producción al suscribir este CPS. Este acuerdo marca la primera participación de Staatsolie en actividades offshore como socio.

2.3 Gas natural

Argentina produjo durante septiembre de 2021, un total de 68.1 Mm³ aproximados por día de gas no convencional, alcanzando así un máximo histórico por tercer mes consecutivo. La producción total de gas alcanzó la segunda mayor producción de los últimos 12 años, con un total de 133 Mm³/día. En este contexto el Estado Nacional, en conjunto con la Secretaría de Energía, otorgó la Declaración de Impacto Ambiental para el proyecto de adquisición sísmica en áreas de exploración offshore CAN 100, CAN 108 y CAN 114, ubicadas en la Cuenca Argentina Norte, y presentado por Equinor en sociedad con YPF y SHELL. Esta Declaración de Impacto Ambiental junto con la medida adoptada por el Estado Nacional, a través del Decreto 870/21, de autorizar la prórroga por hasta dos años del primer período exploratorio de los permisos otorgados en el marco de la Ronda 1, que incluye el Área Can 100, CAN 108 Y CAN 114, auguran un fuerte impulso de la actividad offshore, fuente importante en reservas gasíferas, que representan el 18% del gas que se consume en el país. Adicionalmente se anunció el inicio del proceso para la construcción de la primera etapa del gasoducto Néstor Kirchner con cuyo desarrollo se podrá

evacuar el gas de la formación Vaca Muerta hacia los grandes centros de demanda y del Sistema de Gasoductos Transport.Ar Producción Nacional, que garantizará la ampliación de la capacidad de transporte del sistema nacional de gasoductos, además de potenciar la capacidad exportadora de gas a países vecinos y generar un mayor ahorro fiscal y de divisas anuales. El proyecto, una vez finalizado alcanzará un incremento en la capacidad de transporte de 24 Mm³/día y generará un ahorro de divisas de 1,465 millones de dólares anuales y un ahorro fiscal de 1,060 millones por sustitución de importaciones de GNL y Gas Oil, además de compensar la caída en los niveles de producción correspondientes a la provisión boliviana. Además, el Secretario de Energía y el gobernador de La Rioja suscribieron el Convenio Especifico correspondiente al segundo tramo del Gasoducto Productivo de la Provincia de La Rioja que beneficiará a 92 mil habitantes. En esta Segunda Etapa se estima sumar unas 18 mil nuevas conexiones a las 12 mil ya existentes y, de esta manera, beneficiar con la provisión de energía a industrias agrícolas, alimenticias, curtiembres, textiles y papeleras de la zona. También se suscribió un convenio entre la Secretaría de Energía y el Municipio de San Rafael para poner en marcha la construcción del Gasoducto Sur Mendoza, obra que permitirá abastecer a más de 40,000 usuarios residenciales y promoverá la instalación de pymes e industrias en la zona. El Gasoducto Sur, tendrá una extensión de 50 kilómetros y dos estaciones de regulación y medición.

En **Brasil**, a finales de 2021, las reservas de gas natural ascendieron a 377,300 Mm³ (un aumento del 11.6%) y equivalente a 7.7 años de producción de 2021. En la plataforma continental, las mayores reservas se encuentran en Río de Janeiro (248.6 Gm³, 83.0% y crecimiento de 17.4%) y en São Paulo (30.8 Gm³, 10.3% del total y un aumento del 6.8% con respecto a 2020). En tierra, Amazonas posee las mayores reservas probadas, con 41.0 Gm³ (52.9% y disminución de 4.1%), seguido de Maranhão, con 27.0 Gm³ (34.8% y máximo de 9.7%) y de Bahía, con 5.7 Gm³ (7.5% y descenso del 11.0%).

En 2021, **Colombia** alcanzó la meta de conectar a un millón de hogares al servicio de gas combustible por redes, de acuerdo a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. Desde el tercer trimestre del 2018 han sido conectados a este servicio 1,118,551 nuevos usuarios, de los cuales 1,097,899 son usuarios residenciales. Con estas conexiones, Colombia cerró el segundo trimestre de 2021 con 10,610,568 usuarios conectados al servicio de gas combustible por redes (gas natural y GLP). Con tales antecedentes se inauguró, la ampliación y modernización de la planta de energía a gas natural Termoyopal, que incluyó dos unidades preexistentes con un total de 50 MW y tres nuevas unidades de generación, cada una con capacidad de 50 MW, logrando de manera segura y exitosa el inicio de la operación comercial mediante la utilización de tres turbinas de gas aeroderivadas LM6000 de GE. Con la expansión de 150 MW se mejorará la eficiencia y la flexibilidad necesarias para respaldar el crecimiento de las energías renovables en el país, reforzando su capacidad para responder a los posibles cambios climáticos. La generación de energía Termoyopal representa el 2% de la energía nacional y el 10% de la energía térmica nacional.

Como parte de las acciones previstas en el desarrollo de la estrategia de diversificación de la matriz energética del país, a finales de 2021 **El Salvador** inició el período de pruebas en el proyecto de generación de 378 MW de capacidad instalada que operará con gas natural. Esta planta de generación garantizará la contratación de más del 30% de la demanda eléctrica nacional, permitiendo la utilización de un combustible menos contaminante y con mayor eficiencia en cuanto a la producción de energía eléctrica. La ejecución del proyecto implica una inversión privada total de aproximadamente US\$ 1,000 millones de dólares, distribuidos en aproximadamente 5 años de construcción de la planta.

Perú logró superar la meta trazada para el 2021 a nivel de conexiones, logrando que más de un millón y medio de hogares cuenten con el servicio de gas natural. Al mes de noviembre, Lima y Callao aglutinan a la gran mayoría de usuarios residenciales con más de un millón 200 mil viviendas conectadas. Más del 50% de las conexiones domiciliarias de gas natural realizadas en el país (838,751 en total) tuvieron el financiamiento total o parcial del programa BonoGas, del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), que es administrado por el MINEM. De igual forma, con BonoGas se financió la instalación de gas natural en 540 comercios y 432 comedores de las regiones Lima, Callao e Ica; y la construcción en Lima de 221 kilómetros de redes de gas natural en los distritos de Ventanilla y Carabayllo, que beneficiaron a 22 mil hogares. Asimismo, se inició la implementación del programa BonoGas Residencial en las ciudades de Trujillo y Pacasmayo, región La Libertad, con la finalidad de otorgar financiamiento a miles de vecinos para costear la instalación de gas natural en

sus domicilios. BonoGas Residencial brinda un financiamiento sin interés para la instalación de gas natural a familias cuyas viviendas se encuentran ubicadas en manzanas de estrato bajo, medio bajo y medio, según el plano estratificado elaborado por el INEI 2020, y asume el 100% de los costos de acometida y derecho de conexión. También en 2021 se concretó la ampliación de la cobertura del programa en virtud a la modificación del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y del reglamento del FISE y del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE), lo que se enmarca en la nueva política del Gobierno para masificar e intensificar el uso del gas natural en todo el país. Adicionalmente y con el propósito de impulsar el cambio de la matriz energética del parque automotor y orientarla al uso del GNV, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) dispuso la transferencia de fondos a la Corporación Financiera de Desarrollo S.A (COFIDE) para implementar, un programa de conversión de vehículos que usan GLP al GNV. Con esas conversiones se busca que los conductores, principalmente taxistas y transportistas, accedan al GNV, combustible más económico y sostenible, para que no se vean afectados por la fuerte volatilidad de los precios internacionales del petróleo, que inciden en el GLP a nivel local. En este contexto el Ministerio de Energía y Minas, a través del programa Ahorro GNV, que no contempla intereses ni cuota inicial, financió la conversión al GNV de 74 buses. El programa, que forma parte del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), financia el cambio de motor de un vehículo pesado a diésel por uno a GNV con tecnología EURO V o superior, lo que asegura, además, una mayor eficiencia en el uso del principal recurso energético del país. Adicionalmente el MINEM suscribió un Convenio con el Consorcio Camisea que permitirá comercializar al gas natural como combustible para transporte urbano, interprovincial y de carga. El Programa comprenderá las acciones para viabilizar y promocionar el consumo de gas natural como combustible automotor, impulsando el desarrollo de infraestructura de estaciones de servicio de GNV-L en las principales carreteras de transporte dentro del Perú. A ello se suma que se otorgarán beneficios y precios promocionales hasta por 5 años para todos los usuarios que suscriban contratos de suministro de GNV-L en el marco del referido convenio, con el fin de estimular la demanda y comercialización del energético.

República Dominicana reportó avances en la construcción y ampliación de la terminal Andrés GNL, obras que consisten en: la construcción de un tanque criogénico de almacenamiento de Gas Natural Líquido (GNL) con una capacidad nominal 120,000 m³ con sus edificaciones de soporte y control; la construcción de un tren de regasificación y envío de gas adicional de 125 Mpc/día; la construcción de 2 bahías para el despacho de combustible de 68 m³/h.

III ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión, distribución y consumo

En **Argentina** se inauguró la obra de ampliación de la Línea de Alta Tensión a 132 kV entre la Estación Transformadora (ET) Caleta Olivia y la ET Santa Cruz Norte, próxima a la localidad de Pico Truncado, lo que involucró también la ampliación de las Estaciones Transformadoras de Caleta Olivia y de Pico Truncado, para brindar confiabilidad de abastecimiento eléctrico al norte de la provincia patagónica, en la zona petrolífera del Golfo San Jorge. Su puesta en funcionamiento permitirá evacuar la potencia del parque eólico “Cañadón León” de YPF Luz, incorporando sus 99 MW de potencia al sistema y, además, posibilitará, energizar la planta de agua potable de la localidad. Esta obra había sido iniciada 11 años atrás, quedando paralizada en 2017 a causa de una disputa judicial. También entró en operaciones una nueva estación transformadora en Salta, Pichinal, que reemplaza una infraestructura provisional operativa desde 1983, duplicando la potencia de transformación que tenía la anterior estación, pasando de 30 MVA a 60 MVA, con una tensión de 132/33/13.2 kV, lo que mejorará el abastecimiento y las prestaciones energéticas en la zona norte de la provincia, beneficiando a más de 40,000 usuarios. Asimismo, se inauguró la Estación Transformadora “Piquete 63” y la puesta en servicio del tramo Nonogasta de una Línea de Alta Tensión, en la Provincia de La Rioja. La Estación inaugurada se vincula con las Estaciones transformadoras “Nonogasta” y “Parque solar Nonogasta” del Departamento Chilcito, mientras que la nueva línea contiene dos ternas de 300/50 mm² en una traza cuya longitud total es de 72.6 km, de los cuales 39 km corresponden al cruce de montaña donde se ha empleado estructuras metálicas conformadas por torres reticuladas, en el resto de la traza se han empleado estructuras de hormigón armado. Por otra parte, se finalizaron las obras de ampliación de la Estación Transformadora La Rioja Sur y de la Playa de Maniobras San Martín en Catamarca. Con esta obra la provincia de la Rioja deja de estar alimentada por dos líneas de 132

kV desde la Estación Transformadora Recreo, para tener un punto fuerte del Sistema Interconectado Nacional de 500 kV, y punto de acceso de la generación renovable como la de Parque Arauco. A esa mejora se sumó la terminación y puesta en servicio de la Playa de Maniobras San Martín, lo que permite el abastecimiento firme a la provincia de Catamarca, quedando vinculada con tres líneas de 132 kV a la ET Recreo y dos líneas de 132 kV a la ET La Rioja Sur. Actualmente se encuentran operativas todas las instalaciones construidas, con dos transformadores de potencia 500/132 kV en servicio, garantizando a las provincias de La Rioja y Catamarca un horizonte de abastecimiento firme y una red de 132 kV con respaldo para un suministro confiable. La obra tuvo por objeto completar la estación transformadora, agregando más campos en la playa de 500 kV y en la playa de 132 kV, lo que otorga la solidez que el sistema de transmisión requiere y fortalece el sistema regional.

A finales de octubre de 2021 la capacidad de generación eléctrica en **Brasil** superó los 180 GW. La entrada en operación comercial de 278.3 MW del complejo de centrales fotovoltaicas Alex, en Tabuleiro do Norte y Limoeiro do Norte, en Ceará, fue responsable de romper la marca. También fueron liberadas para operación comercial dos unidades generadoras de parques eólicos, que suman 8.4 MW. La energía solar superó los 4 GW de potencia instalada en plantas de generación centralizada del país. Sumado a los 7.3 GW de potencia instalada de generación distribuida, la fuente solar alcanzó los 11.3 GW de potencia instalada. Del total de proyectos de generación en operación, el 82.73% son alimentados por fuentes renovables, con más del 60% provenientes de centrales hidroeléctricas, minicentrales hidroeléctricas y centrales hidroeléctricas. Otro 10,98% proviene de parques eólicos. Por otra parte, el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS) inició el proceso de recepción de ofertas adicionales de generación de energía eléctrica a partir de centrales termoeléctricas (UTE) sin contrato de comercialización y por tanto sin Costo Variable Unitario (CVU) para atender al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se pueden ofrecer diferentes valores de MWmed para los meses de interés, sin embargo, con un solo precio (R\$/MWh). Si el agente quiere publicar precios diferentes para cada mes, debe hacer una oferta para cada mes. La aprobación de las ofertas se realizará de forma individual, sin interdependencia entre ellas. El ONS dispondrá de una herramienta en el Portal de Relaciones ONS – SINtegre para el envío de ofertas. El alcance de la norma, que antes contemplaba solo las termoeléctricas a gas natural, ahora abarca las demás fuentes termoeléctricas, además de posibilitar la activación de las centrales por un período determinado, hasta un límite de seis meses, dando previsibilidad a la generación. Este proceso abierto por el Operador tiene como objetivo aumentar la oferta de energía en los subsistemas del Sistema Interconectado Nacional a precios competitivos, según los lineamientos del Comité de Seguimiento del Sector Eléctrico (CMSE) para enfrentar la coyuntura hidroeléctrica. La inédita medida está dirigida a buscar alternativas que posibiliten recibir ofertas adicionales de generación eléctrica, para ser utilizadas en el corto plazo para atender el SIN, de acuerdo con la necesidad y la competitividad, y con el fin de minimizar los costos sistémicos, cuando sea posible.

Ecuador informó que durante el 2021 su sector eléctrico dinamizó la economía nacional con un 93.2% de generación renovable y la exportación de más de 500 GWh. Durante ese periodo, la producción de energía, alcanzó los 27,659 GWh, de los cuales, el 93.2% correspondió a fuentes renovables, basadas principalmente en recursos hídricos; razón por la cual, el uso de combustibles fósiles para producción, disminuyó de forma considerable, alcanzando mínimos históricos. Asimismo, la demanda anual de electricidad aumentó un 6% gracias a la recuperación y dinamización de las actividades productivas del país. En cuanto a excedentes de electricidad, en 2021, tras abastecer la demanda interna, se logró exportar 522.87 GWh a Colombia (479.44 GWh) y a Perú (43.43 GWh), con lo que se registraron ingresos para las arcas fiscales de alrededor de USD 15 millones. Adicionalmente, se realizó el lanzamiento para proceso público de selección de: Bloque de Energías Renovables No Convencionales de 500 MW (megavatios), un Bloque Ciclo Combinado Gas Natural que tendrá una potencia 400 MW y el Sistema de Transmisión Nororiental, los que requerirán una inversión privada de USD 1861 millones. Además, en 2021, la denominada 'Tarifa de la Dignidad', de USD 4 centavos por kWh, benefició a 1,536,041 consumidores del sector residencial que mantuvieron un consumo mensual de hasta 110 kWh/mes en la región Sierra y 130 kWh/mes en las regiones Costa, Oriente y Galápagos. Por otra parte, en el marco de la iniciativa "Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos" se concluyó el Sistema Microrred en la Isla San Cristóbal, que contará con 1 MWp y un sistema de almacenamiento de energía en baterías de 2.2 MWh. El presupuesto del proyecto es de USD 7 millones. La obra que contó con la cooperación del Gobierno de Corea del Sur, beneficiará a 8,000 ciudadanos de la zona y fortalecerá la matriz energética de la provincia de Galápagos, reduciendo el consumo de 133,000 galones de diésel/año, evitando la emisión de 997 toneladas de CO₂ anuales. Adicionalmente se informó la ejecución del proyecto de la nueva Subestación Cananvalle, dirigido a potenciar la capacidad de abastecimiento de energía eléctrica para los cantones de Cayambe y Pedro



Moncayo de la provincia de Pichincha. La nueva subestación descargará los transformadores de potencia de las subestaciones Cayambe y La Esperanza, mediante transferencias de carga entre sus alimentadores primarios, con lo cual se garantiza la confiabilidad y el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica actual y futura en la zona sur del área de cobertura de Emelnorte. La obra cuenta con un transformador de potencia de 20/25 mega voltamperios – 69/13.8 kV, cuatro bahías a 69 kV, cinco celdas de salida a 13.8 kV, una celda para banco de capacitores para compensación de reactivos, tablero de comunicación remota mediante fibra óptica hacia el Centro de Control Local de Emelnorte, un sistema moderno de energía de respaldo y corriente continua para la operación de equipos electrónicos, equipos de medición, control, protecciones y de seccionamiento. Asimismo, con una inversión de USD 39.2 millones, se ejecutó un moderno sistema de transmisión eléctrica para Imbabura y Carchi, que garantizará la dotación de un servicio eléctrico seguro y confiable para las próximas décadas. Se trata del nuevo Sistema de Transmisión Pimampiro inaugurado en octubre de 2021, e integrado por las siguientes obras: Subestación Pimampiro, 230/138 kV, 22 MVA, compuesta por un Patio 230 kV con esquema doble barra, 8 bahías de línea, 1 bahía de transformador, 1 bahía de acoplamiento, otro patio 138 kV: esquema doble barra, 2 bahías de línea, 1 bahía de transformador, 1 bahía de acoplamiento; autotransformador trifásico 230/138 kV de 225 MVA. La subestación Pimampiro, que parte de este nuevo sistema de transmisión, a más de beneficiar a 526,000 habitantes será el nuevo punto de interconexión eléctrica con Colombia, aspecto que facilitará continuar con la exportación de energía eléctrica al vecino país y así generar nuevas divisas para el Estado. Este sistema, está compuesta por las siguientes obras: Subestación Pimampiro, 230/138 kV, 225 MVA; una línea de transmisión 230 kV para la conexión de la subestación con el Sistema Nacional de Transmisión y una línea de transmisión 138 kV, para la conexión de la subestación con el SNT y una de línea de 138 kV. Finalmente, con una inversión de USD 3,380,439.00, la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), realizó la entrega de la nueva Subestación (S/E), No. 46 Inga Bajo, ubicada en el sector de Itulcachi, en la parroquia rural de Pífo, para aportar al desarrollo energético, garantizar nuevas conexiones, atender la demanda industrial y el bienestar de la población mejorando la calidad de vida de aproximadamente 27 mil usuarios. Esta innovadora infraestructura eléctrica cuenta con dispositivos de alta tecnología para control y protección, tiene una alimentación de doble circuito en 138 kV, con líneas de subtransmisión que llegan desde las Subestaciones Inga de Transelectric y Tababela de la EEQ; además, cuenta con un transformador de potencia de 40 MVA, con una relación de transformación de voltaje de 138/23 kV y un juego de celdas de 23 kV que permitirán abastecer de energía eléctrica al sector de influencia de la Subestación Inga Bajo, mediante cuatro alimentadores primarios de distribución que asegurarán mayor seguridad y confiabilidad al sistema eléctrico.

En agosto de 2021, el Presidente de **Guyana** declaró que para 2024 se añadirán 500 MW adicionales a la red eléctrica. Afirmó que el tan esperado proyecto de gas a la costa, que termina en la Autoridad de Desarrollo de Gales, permitirá construir 250 MW de nueva generación de energía. Este proyecto utilizará el gas natural de los proyectos de desarrollo Liza One y Liza Two en el mar de Guyana, y se desarrollará en colaboración con ExxonMobil, el operador del lucrativo bloque Stabroek. Se espera que entre en funcionamiento en 2024 y cuente con una vida útil de 25 años. Por su parte el proyecto Hidroeléctrico de las Cataratas de Amaila tiene previsto suministrar otros 160 MW de nueva energía, con la intención de comenzar su construcción en 2022 y finalizarla en 2025. También se instalará capacidad de generación solar para suministrar al menos 30 MW de potencia.

Nicaragua cerró 2021 con 19 mil nuevos hogares electrificados, 34 mil puntos de energía eléctrica instalados y 300 megavatios más de capacidad. En este contexto, la cobertura eléctrica superó el 99%. Según el informe Evolución del Índice Nacional de Cobertura Eléctrica, presentado por el Ministerio de Energía y Minas, en el período comprendido de enero a noviembre del año último, el gobierno llevó ese servicio a 17 mil 170 viviendas.

Panamá informó el inicio de operaciones de la central térmica de generación eléctrica SPARKLE POWER con 50.1 MW de capacidad.

En materia de transmisión, **Paraguay** construyó 67 km de nuevas líneas de transmisión: 60 km en 220 kV y 7 km en 66 kV; aumentó la capacidad instalada en transformación del sistema eléctrico: 160 MVA en 220/66 kV y 52 MVA en 220/23 kV y puso en servicio la nueva Estación Buey Rodeo (ES-BRO) con una tensión nominal de 220/66/23 kV y potencia nominal de 3 x 40 MVA. En cuanto a obras en su sistema de distribución se construyeron 698 km de nuevas líneas de media tensión, se instalaron 7,003 nuevos transformadores de distribución con una potencia instalada de 633 MVA, se construyeron 27 alimentadores en 23 kV; se pusieron en servicio 101 nuevas líneas de media tensión; y se cambiaron 1,107 km de conductores de Media Tensión

desnudos por protegidos, otorgando mayor confiabilidad, maniobrabilidad y flexibilidad operativa a las redes de distribución. Adicionalmente se realizó una actualización tecnológica para la supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) a los fines de potenciar y optimizar la gestión del Sistema Interconectado Nacional (SIN); y se implementó el Esquema de Monitoreo, Protección y Control de Área Amplia (WAMPAC – Wide Area Monitoring, Protection and Control) denominado ECCANDE - Esquema de Control ante Contingencias en la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), con el objeto de garantizar la operación interconectada o sincronización de las Centrales Hidroeléctricas de Itaipú, Acaray y Yacretá.

Perú informó que la producción total de energía eléctrica registrada a nivel nacional, durante el 2021, incluyendo a los Sistemas Aislados y Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), ascendió aproximadamente a 57,371 GWh, lo que significó un incremento de 8.8% respecto al 2020, año en que se produjo 52,734 GWh. Las autoridades energéticas explicaron que este aumento se debe a la reactivación económica gradual que se experimentó en el país luego de la paralización de diversas actividades productivas, a consecuencia de la pandemia del COVID-19. En relación al origen de la generación eléctrica, los datos estadísticos señalan que las centrales hidroeléctricas produjeron durante el último año aproximadamente 31,945 GWh, es decir 4.7% más que la producción hidroeléctrica del 2020; mientras que, por el lado de las unidades térmicas, estas registraron una producción de 22,822 GWh, es decir, 16% más que el año anterior. Asimismo, en cuanto a la generación con recursos energéticos renovables no convencionales (solar, eólico, bagazo y biogás), en el último año se realizó una producción de aproximadamente 3,165 GWh, cantidad de energía que representa el 5.5 % de la producción nacional durante el período analizado.

República Dominicana informó que la capacidad instalada bruta de generación en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) al 31 de diciembre de 2021, alcanzó un total de 5,004.10 MW. Para el año 2021 ingresaron al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado las siguientes centrales generadoras: Parque solar fotovoltaico Bayahonda (Bayasol) de 50 MWn, Parque fotovoltaico Girasol de 106 MWn, y en proceso de condición de prueba se encuentra la Central de ciclo combinado a gas natural, Estrella del Mar 3 de 150 MW. La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) instaló, de manera definitiva, un transformador de 70 MVA, lo que mejorará el suministro eléctrico en las provincias María Trinidad Sánchez y Samaná. Se finalizó la instalación de la subestación de 20 MW de potencia en Villa Vásquez la cual alimentara tres circuitos con 17,747 clientes.

Se inauguraron en **Uruguay** obras de interconexión eléctrica en UPM Paso de los toros, que unen a la planta de UPM con la red nacional, a través de una nueva subestación de UTE y de una línea de alta tensión que conecta con la represa de Rincón del Bonete. De este modo, la empresa podrá transferir su energía excedente a la red nacional. Además, se refuerza la red existente y se dota de mayor robustez a la conectividad eléctrica del centro del país. Se trata de un “desarrollo industrial moderno” que une esfuerzo público-privado, con cuidado del medio ambiente. La obra de interconexión consistió en el diseño, ingeniería y construcción de una subestación de UTE contigua a la planta de UPM, así como de una línea de conexión de doble circuito en alta tensión de 150 kV. Esta tiene 11 kilómetros de longitud hacia Rincón del Bonete, en línea con los requisitos técnicos proporcionados por UTE. Además, se amplió la subestación de UTE próxima a esa represa, y se instalaron los equipos técnicos y de comunicaciones de fibra óptica necesarios. Una vez en operación, la nueva planta de celulosa generará un excedente de energía firme, predecible y renovable de más de 150 MW, que pasarán a la red eléctrica de UTE.

3.2 Universalización de la energía

Brasil informó la llegada de la energía solar a seis aldeas aborígenes en Volta Grande do Rio Xingu. La unidad flotante de generación de energía fotovoltaica inaugurada reemplazó a los generadores de energía diésel, contribuyendo a la preservación del medio ambiente en toda la región del Medio Xingu. En la primera fase del proyecto se beneficiarán más de 400 personas. La planta fotovoltaica bajo prueba cuenta con 124 paneles flotantes de 405 W cada uno, y cuenta con un sistema autónomo de generación de energía solar mediante baterías, que garantizan el suministro de energía eléctrica hasta por 48 horas sin incidencia de radiación solar.

Chile informó que en el transcurso del 2021 se entregó suministro eléctrico a 2,696 hogares a nivel nacional, con lo que se alcanzó un total de 10,803 familias que entre 2018 y 2021 accedieron a este servicio, gracias a una inversión pública de MM\$77,675 y a la contribución de diferentes empresas privadas, lográndose así una cobertura de 99.7%.

En abril de 2021 con la ampliación de redes eléctricas para beneficiar a ocho comunidades indígenas en Manaure, La Guajira, **Colombia** alcanzó los 50 mil usuarios conectados por primera vez al servicio de energía eléctrica, alcanzando un nuevo hito en el corregimiento de La Paz, donde se realizó la conexión del usuario número 50 mil.

Autoridades del Ministerio de Energía y Minas (MEM) de **Guatemala**, en septiembre de 2021 reportaron avances en la implementación del plan de cobertura de energía eléctrica a nivel nacional con la incorporación de 24 mil 46 nuevos usuarios y la construcción de 316 km de red; y ratificaron la meta de alcanzar para 2023 un 90% de cobertura de energía eléctrica, equivalente a 61,064 hogares con acceso a servicios eléctricos. En el transcurso del 2021 se identificaron un total de 85 mil 285 hogares sin electricidad en mil 73 comunidades de 54 municipios de ocho departamentos (Alta Verapaz, Chimaltenango, Chiquimula, Huehuetenango, Izabal, Jalapa, Petén y Quiché). El Plan de Expansión de la Transmisión 2020-2050 proyecta para el 2050 concluir la construcción de cinco mil 183 kilómetros de líneas de transmisión y 280 subestaciones.

El gobierno de **Ecuador** entregó certificados de ejecución de obras del proyecto de electrificación para seis comunidades rurales de la provincia de Imbabura, que implican la instalación de redes eléctricas, transformadores, medidores y alumbrado público en todas las vías primarias y secundarias. También se inauguró, una obra de electrificación y alumbrado público en la comunidad de Zumbahuayco, provincia de Cañar. Asimismo, se entregó el nuevo sistema de transmisión Quevedo-San Gregorio-San Juan de Manta a 230 kV, obra que fortalece el servicio eléctrico en la provincia de Manabí para los próximos 30 años. Con una inversión de USD 44.3 millones, el nuevo sistema dota de un nuevo punto de conexión desde el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) a la provincia de Manabí, especialmente a la zona centro. Las obras que conforman el nuevo sistema de transmisión son: Línea de transmisión San Gregorio – San Juan de Manta a 230 kV, Subestación San Juan de Manta, 230/69 kV, 225 MVA, Ampliación subestación Quevedo, bahía de línea a 230 kV y Ampliación subestación San Gregorio, patio 230 kV. Además, la subestación San Juan de Manta será el punto de entrega de energía de la nueva central fotovoltaica El Aromo, que se interconectarán a través de una línea de 7 kilómetros. El Aromo tendrá una potencia instalada de 200 MW y su producción energética ingresará al Sistema Nacional de Transmisión –SNT- lo cual mejorará y aumentará la confiabilidad del servicio de energía eléctrica, específicamente para 632,997 habitantes de Manabí.

En cuanto a las acciones de electrificación, en 2021 **México** estableció una meta de cobertura del servicio de energía eléctrica del 99.14% y al cierre del 2021 alcanzó una cobertura del 99.21%, con la ejecución de 3,466 obras de electrificación, derivadas de convenios formalizados en los años 2020 y 2021, que beneficiaron a más de 2,600 localidades y 349,389 habitantes.

En **Perú** durante el 2021 se gestionaron 17 obras de electrificación rural, lo que representa más de 29,454 nuevos suministros de electricidad en nueve regiones del país como son Amazonas, Puno, Huancavelica, Cajamarca, Huánuco, Junín, Apurímac, San Martín, La Libertad. En la relación se destacan las siguientes obras: Ampliación de la electrificación rural en el distrito de Chalhahuacho, provincia de Cotabambas, región Apurímac, en beneficio de 8,048 pobladores, y el Sistema eléctrico rural Nuevo Seasmé III etapa, en la región Amazonas, que beneficia a más de 7,583 habitantes. Con estas obras, el MINEM contribuye al objetivo de lograr una cobertura eléctrica rural del 96% para el año 2023 y que, en el 2026, se concrete el acceso universal a la electricidad en las áreas rurales del país, que constituye uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) asumidos por el Perú. Asimismo, se concluyó la construcción de la obra: “Ampliación de electrificación rural en los distritos de Cotabambas, Coyllurqui, Haqira, Tambobamba y Mara, en la provincia de Cotabambas, región Apurímac”. Con este proyecto se llevará energía eléctrica a 850 abonados, en beneficio directo de 3,312 habitantes de los sectores menos favorecidos de esta provincia apurimeña. Esta obra de electrificación rural, brindará el servicio eléctrico a un total de 68 localidades de Cotabambas: 47 serán favorecidas con Redes Convencionales y 21 con Sistemas Fotovoltaicos (paneles solares).

3.3 Electromovilidad

En **Argentina**, se inauguró la primera estación de carga de vehículos eléctricos de la Patagonia, instalada en la Estación de Servicio YPF de la compañía El Triángulo SRL en la ciudad de Plottier (Neuquén). El sistema que se implementó es de corriente alterna, de la marca ABB modelo EV Lunic, de 22 kW de potencia. En lo que respecta a

la comercialización, YPF El Triángulo tomará la energía de su propio medidor, pero no podrá vender la electricidad, ya que el marco regulatorio vigente solamente permite que lo hagan las distribuidoras, por lo que temporalmente, al menos en el corto plazo, la carga será gratuita para aquellos vehículos que se acerquen al surtidor.

En 2021, el Ministerio de Servicios Públicos, Energía y Logística de **Belice** inició un proyecto piloto de autobuses eléctricos como parte de su programa “Driving Belize to Electric Mobility”. Autoridades del sector informaron que, a través del Fondo Europeo de Desarrollo (FED), el Ministerio está obteniendo financiamiento para comprar tres autobuses eléctricos, que llegarían al país a mediados de 2022. Asimismo, se informó que, para junio de 2022, Belice debe pasar de los “autobuses escolares” a los autocares. El Ministerio de Energía mantiene conversaciones con la empresa de autobuses ADO de México para comprar autobuses de cuatro años de antigüedad para su uso en Belice.

Chile reportó avances en la implementación del programa de aceleración en la introducción de vehículos eléctricos en el segmento de transporte público menor, específicamente taxis. En 2021 se lanzó el primer programa de recambio a vehículos eléctricos en el segmento de transporte público menor, logrando el recambio de 50 vehículos a combustión usados como taxi básico por vehículos eléctricos.

En julio de 2021 en el marco de la implementación del proyecto piloto de electrificación de transporte público, **Costa Rica** informó que los resultados de los primeros meses han sido positivos. Los autobuses han trabajado con un alto nivel de confiabilidad y no han reportado fallas mecánicas. El costo diario de buses eléctricos es cinco veces menor a los de diésel. Más de 88.000 pasajeros han tenido la oportunidad de utilizar el servicio durante este periodo y disfrutar de su comodidad, funcionamiento silencioso y cero emisiones. En la siguiente etapa con la incorporación de nuevas rutas se espera seguir generando condiciones para construir un modelo de operación replicable para electrificar el transporte público en el país. El piloto ha permitido comprobar que resulta técnicamente viable electrificar el servicio de buses y, que, además, se obtienen beneficios en costos de operación y en la mejora de la calidad del aire. La donación de los tres autobuses eléctricos se realizó en el marco del proyecto MiTransporte, ejecutado por GIZ por encargo del Ministerio Federal Alemán de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) a través de su Iniciativa Climática Internacional (IKI). La prueba de esta tecnología resulta fundamental para aplicar los alcances de la Ley N°9518 denominada Ley de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico, que exige un cambio del 5% de la flota existente por unidades eléctricas cada dos años.

La Secretaría de Estado en el Despacho de Energía de **Honduras**, presentó los resultados del proyecto de cooperación, orientado a establecer marcos favorables para el fomento de la electromovilidad a nivel nacional. En este contexto se realizó la clausura del proyecto de Cooperación Triangular en fomento de la electromovilidad en Honduras, patrocinado con el apoyo de la Cooperación Alemana y el Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica. Uno de los principales hitos de este proyecto, es la propuesta de un marco legal y análisis de rutas de estaciones, de recarga rápida para transporte eléctrico. Este proyecto fue impulsado desde el Programa 4E en 2019 tomando como referencia que el fomento a la electromovilidad es una de las áreas prioritarias identificadas en materia de energía en la región centroamericana.

En 2021 se inauguraron las primeras rutas de autobuses eléctricos en **México**. La expectativa es que al final de la década este tipo de vehículos representen hasta 15% del mercado. Para 2030, el 63% de la flota mundial de autobuses será eléctrica, según datos del Electric Vehicle Outlook 2021. Se espera que la electrificación del transporte urbano se acelere en la segunda mitad de la década actual, gracias a la caída de los costos de las baterías y la fabricación a mayor escala. En México ya se han dado los primeros pasos. Jalisco inauguró a mediados de 2021 la primera ruta de transporte público eléctrico sin cables. Los primeros 38 autobuses marca Sunwin llegaron desde China. Las unidades, con capacidad de 58 pasajeros, arribaron al puerto de Manzanillo provenientes de Shanghái.

La Secretaría Nacional de Energía de **Panamá** y la Asociación Costarricense de Movilidad Eléctrica (ASOMOVE) iniciaron el viaje inaugural de la Ruta Eléctrica San José – Ciudad de Panamá con una caravana de 10 vehículos eléctricos y cerca de 25 asociados. Los cargadores eléctricos están instalados a lo largo de los 900 kilómetros de recorrido entre ambas capitales. A partir de noviembre de 2021, las personas que conducen vehículos eléctricos



podrán viajar desde San José hasta Ciudad de Panamá y viceversa, sin tener que preocuparse por la carga de su automóvil eléctrico, cero emisiones. La Ruta Eléctrica cuenta con el apoyo del Gobierno de Costa Rica, el Gobierno de Panamá y ONU Ambiente. Este E-Ride evidencia la articulación de los sectores público, privado, financiero y la sociedad civil en torno al despliegue de la movilidad eléctrica, y representa un testimonio del trabajo binacional, Costa Rica y Panamá, para lograr la descarbonización del transporte, responsable del 20% de las emisiones de tipo invernadero en América Latina y el Caribe. La electricidad que alimenta esta red de carga es renovable. En Panamá los cargadores utilizan plantas solares y energía eólica, lo que combina las energías renovables con vehículos cero emisiones, una importante contribución en la reducción de emisiones. Los cargadores de Costa Rica son de carga rápida y operados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), igualmente alimentados con electricidad renovable. En Panamá, los cargadores son privados y operados por ENEL X, Evergo, La Casa de las Baterías y BYD. La Ruta Eléctrica cuenta con el patrocinio de ENE X, Evergo, BYD, La Casa de las Baterías, Walmart, EV2, Hyundai, Promerica y Porcerámica. Adicionalmente, con el acompañamiento del Banco Mundial, se culminaron los estudios de costo-beneficio de la modernización y sustitución de flotas públicas, instrumento que provee el trabajo analítico necesario para asistir al gobierno de Panamá en el desarrollo de una estrategia costo-efectiva y de largo plazo para la movilidad eléctrica, con el objetivo de reemplazar de manera gradual la flota gubernamental de vehículos convencionales a eléctricos. En el marco de este proyecto se concretó la personalización de los modelos de emisiones del sector transporte para el desarrollo de escenarios.

Con la finalidad de promover la movilidad eléctrica en el país y, especialmente, en el Estado, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de **Perú** autorizó la implementación de una moderna infraestructura de carga (estación de carga) para vehículos eléctricos en su sede institucional, ubicada en el distrito de San Borja. Con este proyecto, se busca demostrar los beneficios económicos y ambientales de la movilidad eléctrica en una entidad pública, facilitando su posterior replicabilidad en otras instituciones estatales. La estación de carga eléctrica fue donada por la empresa privada al MINEM, posee una potencia máxima de 44 kW y una corriente máxima de 64 amperios. De manera complementaria, el MINEM recibió en cesión de uso un auto eléctrico que, junto a la infraestructura de carga instalada, permitirán realizar un análisis comparativo de los beneficios de este nuevo tipo de movilidad y de sus bondades frente a un vehículo convencional.

El MIEM de **Uruguay** lanzó el programa Subite y presentó la primera convocatoria. Se trata de un programa que, en su etapa inicial, beneficiará la adquisición de hasta 1,000 motos eléctricas y 100 triciclos de carga en Artigas, Paysandú, Rivera, Salto y Tacuarembó. Entre estos beneficios se encuentran el reintegro del 10% del valor de compra, un descuento único en la factura de UTE, un reintegro económico en el marco de los Certificados de Eficiencia Energética y el seguro obligatorio del BSE por un año. Estos beneficios se suman a las principales ventajas que ya tiene la movilidad eléctrica en el país. Adicionalmente, el MIEM, lanzó el programa Primer Bus Eléctrico que, a su vez, se encuadra en la iniciativa Subite para la adquisición de vehículos eléctricos. A través de este programa, el MIEM tiene como objetivo la incorporación en cada departamento del país, de un bus eléctrico, un microbús o minibús para transporte público, circuitos turísticos o transporte compartido mediante aplicaciones, entre otras posibilidades. Para ello, se convoca a los gobiernos departamentales a presentar proyectos para incorporar estas unidades. Se evaluarán también las sustituciones de ómnibus a combustión por ómnibus eléctricos. La iniciativa permitirá estructurar un fondo para la compra de estos minibuses, microbuses o buses eléctricos. Asimismo, la Dirección Nacional de Energía del MIEM, recibió formalmente dos vehículos eléctricos marca Volkswagen modelo e-Up. La compañía de origen alemán eligió a Uruguay para una fase de prueba para automóviles 100% eléctricos en América Latina. Los vehículos tienen una autonomía de hasta 260 horas y su batería puede cargarse tanto en la red pública de cargadores a nivel nacional, que hoy cuenta con 71 e instalará 152 más en los próximos dos años, como en los hogares, siempre que estos dispongan de una buena instalación eléctrica. La firma se encuentra evaluando las condiciones de Uruguay para la electromovilidad. El proceso incluye el testeado de diez vehículos en campo y ciudad. De superar esta fase, en 2022 el país se convertiría en el primero de la región en comercializar productos eléctricos de la marca alemana. También se presentó la Guía para la Planificación de la Movilidad Urbana Sostenible, dirigida a proporcionar a los gobiernos departamentales herramientas para la planificación e implementación de estrategias de movilidad sostenible en sus ciudades y territorios. En este contexto se informó que, las 32 unidades de ómnibus eléctricos de Montevideo y Canelones en su primer año de funcionamiento, recorrieron más de un millón y medio de km durante los doce primeros meses de funcionamiento. Considerando un rendimiento promedio de 2.5 km/l para un ómnibus diésel equivalente, los eléctricos dejaron de consumir unos 615,000 litros de combustible, evitando emisiones por unas 800 toneladas de CO₂.

3.4 Energía nuclear

Brasil anunció en noviembre de 2021 el inicio de actividades de campo del Proyecto Uranio Brasil en la región de la Provincia Uranífera de Lagoa Real, en Caetite, en Bahia, que tiene como objetivo promover la investigación y prospección de minerales nucleares en el país, para aumentar el conocimiento sobre el potencial del uranio a nivel nacional. Se trata de un proyecto que atiende la demanda del Ministerio de Minas y Energía (MME), investigadores del Servicio Geológico de Brasil (SGB-CPRM). La realización del proyecto está en línea con la Política Nuclear Brasileña, Brasil tiene un gran potencial en esta área.

En **México** durante el 2021 la energía nuclear que CFE inyectó a la red fue de 11,600 GWh equivalente al 9% de su energía limpia. El país cuenta con una central nuclear, Laguna Verde en el Estado de Veracruz con dos reactores nucleares con una capacidad instalada de 1,600 MW.

IV EFICIENCIA ENERGÉTICA

En el marco del Programa de Eficiencia Energética que lleva adelante la Secretaría de Energía de **Argentina**, se hizo entrega de 100 luminarias led de 100 W, gestionadas para el Paseo del Canal Grande y el Paseo de la Vías de la ciudad rionegrina de General Roca.

La Unidad de Energía de **Belice**, con el apoyo técnico del Proyecto LAIT UP BELIZE, llevó a cabo una iniciativa piloto en 2021 para mejorar la eficiencia energética en una serie de edificios públicos. El objetivo de estas actividades piloto en los edificios públicos está dirigido a lograr la posterior réplica en todos los edificios públicos y privados de Belice.

Los ministerios de Minas y Energía y Turismo de **Brasil** implementaron el Sistema de Gestión Energética en el Bloque U de la Esplanada de los ministerios, en Brasilia (DF), dirigido a reducir el consumo de energía y los costes de electricidad. La iniciativa es resultado de la cooperación entre el MME y el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania, en el marco del proyecto “Sistemas Energéticos del Futuro”, implementado por la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GIZ). Como parte de esta iniciativa, Block U se someterá al proceso de certificación ISO 50001, que brinda pautas sobre desempeño y eficiencia energética y tiene como objetivo mejorar el sistema de gestión de energía del edificio. Por otra parte, el Ministerio de Minas y Energía presentó los resultados obtenidos de la Red de Aprendizaje de Eficiencia Energética en Edificios Públicos y Generación Distribuida en Edificios Públicos (RedEE Edificios Públicos), implementada también mediante la cooperación con GIZ. Las instituciones participantes en 13 meses evitaron el consumo de 3.5 GWh con acciones de eficiencia energética y produjeron 2.5 GWh a través de proyectos de generación distribuida.

El Gobierno de **Jamaica** informó que tiene previsto invertir varios millones de dólares durante el año fiscal 2021/2022 en el Programa de Gestión y Eficiencia Energética, cuyo objetivo está dirigido a promover la eficiencia energética en las instalaciones gubernamentales y el ahorro de combustible en el transporte por carretera, contribuyendo a evitar las importaciones de combustible. La duración total del proyecto va de noviembre de 2017 a noviembre de 2023. Los objetivos previstos para el ejercicio fiscal 2021/2022 se centran en instalar iluminación de uso eficiente de la energía en 50 edificios públicos; adquirir e instalar equipos de gestión del tráfico urbano que incluyan la actualización física y de software del sistema de control central para la comunicación, el circuito cerrado de televisión (CCTV) y los tableros de mensajes en el área metropolitana de Kingston; actualizar la Política Energética Nacional; preparar un Plan Energético Integrado; y comenzar una campaña mediática en toda la isla sobre la concienciación y la conservación de la energía.

Panamá anunció el 100% de implementación del Proyecto Apoyo al desarrollo de la Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía, realizado con el apoyo del Banco Mundial para obtener un diagnóstico del estado de avance en la implementación de las Leyes y Normativas aprobadas en el país en materia de Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE). Como resultado de las acciones emprendidas se construyó una

estrategia ejecutable en un horizonte de 10 años con su respectiva hoja de ruta. Por otra parte, el 22 de septiembre de 2021, el Consejo Nacional de Energía de El Salvador en coordinación con la Secretaría Nacional de Energía de Panamá, la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID) y EUROCLIMA+, llevaron a cabo el primer encuentro para la implementación del proceso de Certificación de Competencias en Eficiencia Energética en la ciudad de Panamá. El proyecto encauzado en ambos países permitirá innovar en la región a partir de la “Certificación de Profesionales y la Acreditación de Empresas en Eficiencia Energética”, de igual forma permitirá responder a las necesidades actuales de los mercados laborales que requiere disponer de expertos idóneos para realizar actividades de consultorías; facilitar a las empresas un registro de consultores con altos estándares; asesorar y ejercer actividades de consultoría en eficiencia energética. Con el proyecto se espera potenciar las acciones en eficiencia energética e impactar en la reducción de costos energéticos hasta en un 7% para las empresas. En los talleres de trabajo se discutió la unificación del programa de estudios bajo el enfoque de las ISO o normas de competencias laborales específicas, a fin de elevar el reconocimiento internacional de competencias en eficiencia energética a nivel de la región centroamericana.

Paraguay inició la prueba piloto, entrega e instalación de las unidades de dos modelos de cocinas a leña mejoradas para el uso eficiente de la leña pre-seleccionadas en el marco del programa “Diseño de un Programa Nacional de Cocinas Mejoradas” en apoyo al proyecto PROEZA (Pobreza, Reforestación, Energía y Cambio Climático) dirigido a identificar los modelos de cocinas que usan biomasa de manera más eficiente y tengan mayor aceptación en las comunidades rurales, teniendo en cuenta que existen proyectos sociales que atienden a familias de éstas zonas, donde la cultura y el acceso prácticamente sin costos a la leña determinan su uso energético para cocción de alimentos como primera opción. La prueba piloto se caracterizó por una alta participación de mujeres, en su mayoría, de las comunidades de pueblos originarios y familias campesinas latinas del distrito de San Joaquín - Dpto. de Caaguazú y del distrito de Curuguaty - Dpto. de Canindeyú. Con la incorporación de medidas de eficiencia y modelos adecuados se contribuirá a disminuir las emisiones de gases contaminantes, mejorar las condiciones de vida de la población y a la sustentabilidad de la biomasa como energético”. Por otra parte, se implementó la “Calculadora de Consumo Energético” en el marco del Programa de Eficiencia Energética, impulsado por el VMMEMOPC y el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES) con el apoyo de EUROCLIMA+. El referido instrumento permite que los propios consumidores, de forma sencilla, puedan realizar autodiagnósticos energéticos, identificar puntos de alto consumo y evaluar los impactos de la aplicación de medidas de eficiencia energética en sus procesos productivos.

El MIEM de **Uruguay** lanzó el Programa Localidades Eficientes que busca promover la implementación de proyectos de eficiencia energética, en pequeñas localidades del interior a través del apoyo técnico y financiero. En la convocatoria se pueden presentar ideas en iluminación, vehículos eléctricos, acondicionamiento térmico y mejoras en la envolvente edilicia, demostración de tecnologías eficientes, etc. En este marco se presentó también el programa Localidades Eficientes Social, dirigido a apoyar la implementación de proyectos de eficiencia energética en las instituciones con fines sociales de todo el país. Como resultado de este programa varios municipios han inaugurado proyectos de eficiencia energética que permitirán iluminar con LED espacios públicos, polideportivos, reemplazos de un vehículo a combustión por dos unidades eléctricas, etc. Por otra parte, se inauguró la primera cancha iluminada a través del Convenio “Ilumina el Deporte”, se trata de una cancha de fútbol infantil del Club Nacional de Flores de Trinidad, Flores. Asimismo, el MIEM y los municipios de Nueva Helvecia y La Paloma lanzaron el programa Comunas Energéticas, que permitirá la construcción de diagnósticos energéticos y de estrategias energéticas locales. Adicionalmente, se suscribió un acuerdo entre el MIEM y el MEVIR al tenor del cual el MIEM prestará financiamiento y asesoría para promover el uso eficiente de la energía en las casas que se construyan a través de ese organismo. También se lanzó el proyecto de asesoramiento en eficiencia energética a tambos para la realización de auditorías energéticas subsidiadas por el MIEM a cargo de ESCOs y Agentes Certificadores de Ahorros energéticos registrados en el ministerio. Igualmente, el MIEM presentó su nuevo mecanismo de apoyo no reembolsable para la incorporación de medidas de eficiencia energética en más de 200 establecimientos hortifrutícolas y tambos, proyecto que implica además la elaboración de un manual de buenas prácticas de eficiencia energética para estos sectores. Además, el MIEM abrió la convocatoria 2021 de los Certificados de Eficiencia Energética, un premio monetario que se otorga a las medidas implementadas exitosamente en todos los sectores de actividad productiva y en hogares.

V FUENTES RENOVABLES

En **Argentina**, el 26 de septiembre a las 9.30 h se alcanzó el pico histórico de abastecimiento, cuando el 28.84% de la demanda de energía eléctrica nacional fue cubierta por fuentes renovables: un 67.65% por tecnología eólica, un 21.75% por fotovoltaica (solar), 5.55% por pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) y 5.05% por bioenergías. El récord anterior, de 26.47%, se había registrado el 12 de septiembre a las 14.55 h. Al concluir el tercer trimestre de 2021 existen 182 proyectos operativos, con una potencia instalada total de 4,852.47 MW. En el tercer trimestre de 2021 se incorporaron 103.22 MW de potencia instalada por fuentes renovables a través de cinco proyectos en tres provincias: el Parque Solar Guañizuil II A, localizado en la provincia de San Juan, con 100 MW; la Central Térmica de biogás Arre Beef Energía y la Central Térmica de Biogás Resener I en la provincia de Buenos Aires, que incorporan 1.5 MW y 0.72 MW, respectivamente. Y dos aprovechamientos hidroeléctricos en la provincia de Córdoba, PAH Cruz del Eje II y PAH Boca del Río, que aportan 0,5 MW cada uno. Todos fueron adjudicados bajo la Ronda 2 del programa RenovAr, y en conjunto, permitirán el abastecimiento de energía eléctrica a más de 76,000 hogares. En este escenario la Subsecretaría de Energía Eléctrica, dispuso un aumento del 50% en los montos del beneficio promocional que incentiva la instalación de equipos de generación distribuida a partir de energías renovables. Adicionalmente, se modificaron las condiciones y requisitos de acceso al beneficio, ampliando su alcance por la inclusión de un período de gracia para la presentación de las solicitudes. También en la provincia San Juan, entró en operaciones el Parque Solar Fotovoltaico Anchipurac, que en su sistema de generación cuenta con 9,120 paneles solares fotovoltaicos de alta eficiencia (18%) del tipo policristalino de 72 celdas y 325 W de potencia cada uno, montados sobre 114 seguidores solares. Con una potencia de 3 MWp y una producción anual de 5,682.4 MWh se encuentra en el Parque Industrial Tecnológico Ambiental Regional (PITAR), ubicado en el Departamento Rivadavia. El objetivo es destinar la energía que genere el parque solar a las industrias, que desarrollarán sinergias entre sí a partir del agregado de valor de los materiales recuperados de los residuos sólidos urbanos de la región y que se encuentran establecidas en el mismo predio.

El Ministerio de Energía, Pequeñas Empresas y Emprendimiento de **Barbados** llevó a cabo en 2021 una consultoría sobre energía oceánica para explorar la viabilidad de fuentes de energía alternativas y seleccionar la combinación adecuada para el país de cara al objetivo del Gobierno para 2030. Los consultores examinaron los proyectos de energía eólica marina fija (OSW), eólica marina flotante (FLOW) y de conversión de energía térmica oceánica (OTEC) alrededor de la isla desde una perspectiva técnica, medioambiental y logística. También investigaron el marco legal, la cadena de suministro local, la conectividad a la red eléctrica, el impacto turístico y realizaron varios análisis financieros y cartográficos para determinar la viabilidad de estas tecnologías en Barbados. Barbados considera que tener la tecnología de la energía oceánica operativa en la isla contribuirá al objetivo de la Política Energética Nacional de Barbados de lograr el 100% de energía renovable para 2030. El equipo también estudió la energía de las olas, pero llegó a la conclusión de que esta opción no era adecuada para Barbados, debido al nivel de falta de preparación para esta tecnología a escala comercial. Las respuestas mostraron que cuanto más lejos de la costa, había menos resistencia a la instalación de las tecnologías, y los parques eólicos marinos pueden actuar como una característica atractiva de un lugar, en lugar de un elemento disuasorio.

Se inauguró en **Bolivia**, el parque eólico El Dorado, el más grande del país, con una capacidad instalada de 54 MW que se agregarán al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Con este proyecto se concretan tres parques eólicos en Santa Cruz, que suman 108 MW de energías limpias y renovables. Con esta inauguración, Santa Cruz se convierte en el segundo departamento con mayor generación de energías renovables después de Oruro, que produce 100 MW de electricidad a través de su planta solar fotovoltaica. El Dorado está compuesto por 15 aerogeneradores de 120 metros de altura al buje, cada uno con capacidad nominal de generación de 3.6 MW de potencia, que se encuentran emplazados sobre una superficie de 63.3 hectáreas. El Nodo de inyección eléctrica será la Subestación El Dorado en un nivel de tensión de 230 kV. El proyecto El Dorado permite reducir en 1,774,282 millones de pies cúbicos al año el consumo interno de gas natural para la generación eléctrica, para una disminución de emisiones de dióxido de carbono en aproximadamente 97,959 toneladas al año. Esta obra forma parte del megaproyecto eólico Santa Cruz, que incorpora los parques eólicos de Warnes (14.4 MW) y San Julián (39.6 MW) inaugurados en septiembre de 2021. Por otra parte, en el acto de “Lanzamiento del Proyecto Diésel Renovable”, en Santa Cruz, el gobierno anunció, la construcción de una Planta de Diésel Renovable en Santa Cruz con una inversión de 250 millones de dólares. Se trata de un proyecto de producción de combustibles limpios para alcanzar la soberanía energética y dinamizar la economía del país. La planta estará ubicada en la

Refinería Guillermo Elder Bell de Santa Cruz y producirá unos 9,000 barriles de diésel renovable por día a partir de la reutilización de aceites desechados, vegetales y grasas animales. Con la construcción de la Planta de Diésel Renovable se estima procesar 450,000 toneladas de materia prima por año, produciendo alrededor de 3 Mbbl por año. Este proyecto contribuirá al cambio de matriz energética y permitirá ahorrar una importante cantidad de recursos en la importación de diésel. Así Bolivia se proyecta como pionera en el hemisferio sur en contar con una planta capaz de procesar aceites reutilizados y aceites obtenidos a partir de materia vegetal y también animal para obtener diésel HVO de alta calidad para todos los vehículos que funcionen con este combustible.

En junio de 2021, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) registró en el Noreste de **Brasil** un récord de generación eólica y solar en el mismo día. Los vientos fueron los responsables de una generación instantánea (pico) de 10,856 MW, a las 23:44 horas, cantidad suficiente para atender el 96.1% de la demanda del subsistema Nordeste a esa hora. El último récord de este tipo se registró el 26 de mayo, cuando se produjeron 10,612 MW. Ese mismo día, la fuente solar también marcó un récord en generación instantánea, alcanzando los 1,873 MW a las 12:25 horas, lo que representa el 17.7% de la demanda en la región, superando el último récord registrado el 8 de abril. En este escenario se anunció que las energías combinadas eólica y solar tuvieron la segunda mayor participación en el suministro eléctrico interno 2021. El suministro de electricidad doméstica creció alrededor de un 5%, con la energía eólica y solar aumentando su participación en 2.9 puntos porcentuales. El Ministerio de Minas y Energía (MME) en su publicación del Boletín Mensual de Energía de noviembre, estimó que el Suministro Eléctrico Interno (OIEE) creció 4.7% en 2021. También conocida como Demanda Total de Energía Eléctrica, la suma incluye el consumo en los sectores económicos y las pérdidas en distribución y transmisión. A pesar de esta alta tasa, las fuentes eólica y solar suben 2,9 Puntos Porcentuales (PP) en la composición de la matriz OIEE, alcanzando el 13.4%, indicador que es superado solo por la hidráulica, con un 56.7%. El Boletín también muestra que la oferta de energía eléctrica por gas natural, que en 2021 creció por encima del 50%, sitúa a esta fuente en el tercer lugar, con un 12.3% (4 PP por encima del indicador de 2020). En generación solar se estimó un crecimiento del 120% en generación distribuida, cuatro veces el indicador de generación centralizada. A pesar de los altos índices de la solar y eólica, las fuentes renovables en la OIEE perdieron participación cercana a los 6 PP, debido a una caída del 9% en la generación hidráulica, lastrada por el recrudescimiento de la sequía en 2021. Con una participación del 13.4% de la energía eólica y solar en la OIEE, Brasil ya supera el indicador del bloque de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), estimado en un 13% para 2021.

Chile reportó avances significativos en cuanto a la participación de las energías renovables en su matriz de generación eléctrica, destacándose de manera considerable el aumento sostenido de la energía solar y eólica. La generación de los sistemas eléctricos mayores durante el 2021 fue de 77,639 GWh. De este valor, 22,045 (28.3%) fueron aportados por la producción de instalaciones ERNC. Asimismo, se continuó avanzando en la promoción del desarrollo de la generación distribuida residencial con base en energías limpias. En este contexto se obtuvieron avances en la implementación del Programa Casa Solar (lanzado en 2020). Esta iniciativa financiada por el Ministerio de Energía y ejecutada por la Agencia de Sostenibilidad Energética, permite la compra de sistemas fotovoltaicos residenciales, conectados a la red en el marco de la ley 21.118. Con esta medida se busca beneficiar a personas de ingresos medios, para que a través de una compra conjunta y un cofinanciamiento estatal logren menores valores de adquisición de sistemas que permitan contar con energía eléctrica limpia, bajar el gasto mensual en la cuenta de electricidad y reducir la emisión de contaminantes locales. El programa Casa Solar aporta al objetivo de avanzar hacia una matriz carbono neutral y la descentralización energética, masificando las instalaciones de Sistemas Fotovoltaicos residenciales a través de la compra agregada y cofinanciamiento estatal. El programa, tiene alcance nacional y la postulación es para personas naturales, las que podrán acceder a un cofinanciamiento estatal variable según el avalúo fiscal de su vivienda, de hasta el 50% del costo final del sistema. A 2021, se encuentran en ejecución proyectos que cubren 24 comunas de las 16 regiones del país y benefician a 2,920 hogares; y ya se encuentra iniciado el proceso de postulación para el segundo llamado que busca beneficiar 3,300 nuevos hogares.

Con una producción de aproximadamente 700 MW de capacidad instalada de Energías Renovables No Convencionales, en diciembre de 2021 **Colombia** superó en 25 veces la capacidad instalada de energías renovables que tenía en 2018. En este contexto se realizó la entrega de la granja de paneles solares Celsia Solar La Paila en el municipio de Zarzal, Valle del Cauca, que se constituye en la número 19 instalada en el territorio nacional. La Paila, generará 18,201 megavatios por hora en un año, energía que evitará la emisión de 10,756 tCO₂, anualmente. En 25 años, que es la vida útil de la granja solar, se estima que serían 247,845 tCO₂.

que se dejarían de producir. Por otra parte, se inició el primer piloto para la generación de energía geotérmica, en el Campo Maracas de San Luis de Palenque en Casanare. El proyecto, desarrollado en articulación con la Universidad Nacional de Colombia (UNAL) sede Medellín, es un piloto de coproducción de hidrocarburos y energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos en el campo Maracas y busca, principalmente, aprovechar las altas temperaturas y volúmenes de agua producidos en la extracción de hidrocarburos, para generar energía eléctrica por medio de equipos especializados instalados en superficie. El piloto producirá aproximadamente 100 kW efectivos de energía eléctrica, que reemplazarán un 5% de la energía generada de combustibles fósiles, logrando reducir hasta 550 tCO₂e anuales. De esta manera, el sistema podrá generar una cantidad de energía de hasta 72,000 kWh, equivalente a la cantidad de energía que consumirían 480 familias en un mes. Este proyecto, recibió el premio a la Innovación de la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet) en la categoría "Innovación en gestión socioambiental y energías renovables". Además, se inició la elaboración de la Hoja de ruta de energía eólica costa afuera, iniciativa que, con el apoyo del Banco Mundial, se propone realizar un diagnóstico de la situación actual para el desarrollo de la energía eólica costa afuera, hacer una identificación del potencial del país y formular recomendaciones.

Costa Rica en alianza con el Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC) creó un mapa de ruta con miras a desarrollar energía eólica marina en el país, iniciativa conjunta para generar conocimiento y explorar alternativas sobre los beneficios nacionales del futuro desarrollo y crecimiento de esta fuente. Costa Rica puede convertirse en pionero de la energía eólica marina en Centroamérica, ya que cuenta con un potencial técnico total de 14 GW (cerca de 1 GW de energía eólica marina de fondo fijo y 13 GW energía eólica marina flotante).

Autoridades del Ministerio de Energía y Minas, informaron que durante el 2021 las Fuentes Renovables de Energía (FRE) aportaron en **Cuba** 994 GWh de energía limpia, con lo cual se dejaron de consumir 273 mil toneladas de combustible fósil y se dejaron de emitir a la atmósfera 800 mil toneladas de CO₂. La principal fuente utilizada en el país es la solar fotovoltaica, tecnología que cuenta con una potencia instalada de 238 MW en parques solares, que son capaces de producir la energía eléctrica consumida por unas 200 mil familias cubanas. Igualmente se ha logrado la instalación hasta la fecha de 1,188 bombes solares, sobre todo para el agua que se emplea en la ganadería, aunque también para la población y riego, de un plan que ronda los 7 mil; de 2,644 plantas de biogás, y de 34 mil calentadores solares de agua, una cifra todavía pequeña para los planes previstos.

Ecuador actualizó el Bloque de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) de 200 a 500 MW para impulsar el desarrollo de proyectos de generación eléctrica. Para la licitación y construcción de los proyectos considerados en este bloque (pequeñas centrales hidroeléctricas, proyectos fotovoltaicos, eólicos y de biomasa) se busca captar inversión privada por alrededor de USD 968 millones de dólares. La ejecución de esta infraestructura eléctrica, permitirá contar con una oferta adicional de energía renovable para el abastecimiento de la demanda eléctrica del país. Adicionalmente el Gobierno Nacional recibió la central Minas San Francisco, ubicada entre las provincias del Azuay y El Oro, que aprovecha el potencial hídrico del río Jubones, utiliza como máximo un caudal de 65 metros cúbicos de agua por segundo, e incorpora al Sistema Nacional Interconectado 270 MW, con tres unidades de generación tipo Pelton, de 90 MW cada una; y la Central Hidroeléctrica Sopladora que es el tercer aprovechamiento del Complejo Hidroeléctrico Paute Integral, compuesto por las centrales Mazar y Molino. Esta central ubicada en la margen derecha del río Paute entre las quebradas Sopladora y Palmira, está compuesta por dos cavernas, una denominada Casa de Máquinas, que aloja tres unidades generadoras de 162.3 MW cada una, con turbinas tipo Francis; y otra caverna, denominada Casa de Transformadores, que aloja tres transformadores de 13.8/ 230 kV, para generar anualmente 2,770 GWh, aportando al Sistema Nacional Interconectado 487 MW de energía limpia. También se reportó el inicio de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Soldados Yanuncay ubicado en las Parroquias de Baños y San Joaquín, Cantón Cuenca, Provincia del Azuay, que aportará al Sistema Nacional Interconectado (SNI) con 22 MW de energía limpia y renovable, con una inversión USD 90 millones. Desde su planificación fue concebido como un proyecto multipropósito y se estima para su construcción un tiempo de 4 años, contará con un embalse de regulación de 21 Mm³ de agua, denominado Quingoyacu y dos centrales: Soldados de 7 MW y Yanuncay de 15 MW, para a energizar 65,000 hogares.

En el marco de las acciones emprendidas para promover la diversificación de la matriz eléctrica mediante la incorporación de recursos renovables y desplazar la generación de energía eléctrica a base de combustibles fósiles, **El Salvador** reportó la evaluación y emisión de certificación a 20 proyectos de generación de energía eléctrica con recursos renovables (1 de biogás y 19 fotovoltaicos), los que totalizan una capacidad instalada

de 35,342 MW y una inversión estimada de USD 52,726,245, realizada durante el período entre 2019 y 2021. Asimismo, se materializó la inscripción de 12 proyectos como generadores de energía eléctrica a base de fuentes renovables, con una operación de 18.49 MW y una inversión estimada en USD 37,027,680. En el transcurso del 2021, se produjo un incremento de la capacidad instalada nacional con recursos renovables. La generación fotovoltaica se incrementó en 64.3 MW y la eólica 18 MW.

En 2021 **Nicaragua** reportó la instalación de cinco mil paneles solares, fundamentalmente, en las zonas más remotas de la Costa Caribe y Río San Juan. Para el 2022 el objetivo se centra en el establecimiento de seis mil sistemas fotovoltaicos, con beneficio para mil 700 hogares. Igualmente, se impulsó la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas como La Camaleona, con una capacidad instalada de 820 kilovatios y ubicada en el departamento de Jinotega.

Panamá reportó el inicio de operaciones de las siguientes centrales solares de generación eléctrica para un total de 97.28 MW de capacidad: ELESOLAR (3 MW), MAYORCA SOLAR (9.97 MW), PESE solar (9.97 MW), PROGSOL20 (20 MW), JAGUITOSOL (9.99 MW), CELSIASOL (9.69), SBOQUERON (4.75), SOLPAC (9.99), CAOBA SOLAR (9.96), CEDRO SOLAR (9.96). Por otra parte, con el objetivo de ampliar las oportunidades de acceso a la electricidad con perspectiva de género y contribuir a facilitar la inserción al trabajo, y el desarrollo de actividades que generen ingresos para las mujeres residentes en comunidades diferenciadas por la pobreza y la pobreza extrema, la Secretaría de Energía de **Panamá** y el Barefoot College Internacional, suscribieron un Memorandum de Entendimiento que posibilita la formación de 25 mujeres panameñas residentes en áreas rurales y comarcales, como “ingenieras solares”, quienes podrán aportar a la electrificación de sus comunidades. La Barefoot College tiene vasta experiencia en la India y América Latina en la formación, a través de una metodología única, que utilizando colores, números y lenguaje de señas permite aprender el uso práctico y diario de la tecnología solar, y enseñar a manejar controladores de carga, placas solares y lámparas led. El MOU refuerza Estrategias de la Agenda de Transición Energética referente a capacitación, fomento de la generación renovable, la ampliación de infraestructura eléctrica que facilite la interconexión de poblados aislados; brindándoles más y mejores oportunidades y la inclusión de la mujer laboral.

Paraguay informó la conclusión del estudio “Estado de Preparación de las Energías Renovables (RRA) en Paraguay” dirigido por el Viceministerio de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (VMMEMOPC) y desarrollado por IRENA cuyo objetivo está enfocado a la identificación de acciones clave para acelerar el desarrollo y despliegue de las energías renovables en el país. Asimismo, se reportaron avances en el fortalecimiento de las acciones para reforzar la participación de los biocombustibles líquidos en la matriz de consumo del sector transporte alcanzando en 2021 un 26.42 % v/v de mezcla de alcohol absoluto en mezcla con gasolina de motor. En el año 2021 el 99.7 % de toda la gasolina motor comercializada en el país contiene mezcla con alcohol absoluto.

Perú informó que, durante el 2021, el Gobierno otorgó 4 concesiones definitivas para la generación con recursos energéticos renovables: Central Solar Clemesí (Moquegua), Central Solar Iquitos (Loreto), Central Eólica Punta Lomitas y Parque Eólico San Juan (ambos en Ica). Estos proyectos representan una inversión conjunta de 563.63 millones de dólares, y sumarán una potencia instalada de 527.55 MW. Asimismo, se otorgaron siete concesiones temporales para los siguientes proyectos: Parque Eólico Samaca 2, Proyecto Híbrido Eólico-Solar Windica, Parque Eólico Céfiro, ubicados en Ica; Parque Solar Sunilo, Proyecto Solar Lupi, ambos en Moquegua; Parque Eólico Tres Quebradas, en Arequipa; y el Parque Eólico Malabrigo en la Libertad, para el desarrollo de estudios de factibilidad. De acuerdo a la información aportada, actualmente se encuentran en operación 32 centrales eléctricas con energías renovables no convencionales a nivel nacional, las cuales en conjunto suman 881.3 MW de capacidad instalada. Cabe precisar que la participación de las energías renovables no convencionales en el Perú actualmente es de 5.5% (2,605 GWh), respecto de la producción nacional de energía eléctrica. En este contexto se inició en 2021, el Programa Masivo Fotovoltaico II que permitirá electrificar con paneles solares a más de 33,400 viviendas rurales del sur peruano. Este programa implementado desde el 2017 en todo el Perú, permitió llevar energía eléctrica, durante su primera etapa, a un total de 205,138 viviendas de sectores rurales, así como 2,368 instituciones educativas y 639 establecimientos de salud. Adicionalmente se inauguró el proyecto eólico Duna y Huambos, en la provincia de Chota, región Cajamarca, que se constituye como la primera central eólica en instalarse en la sierra del **Perú**, con lo cual se insertan 36 MW de energía limpia

al sistema interconectado. Con la reciente inauguración de estas dos centrales, el país suma siete centrales eólicas que suman una capacidad instalada de 408 MW y, entre enero y setiembre del 2021, aportaron el 3.1% de la producción de energía eléctrica a nivel nacional. Tres proyectos eólicos (Wayra Extensión, Parque Eólico San Juan y Punta Lomitas) que cuentan con concesión definitiva, suman una capacidad instalada de 499 MW y representan una inversión conjunta de aproximadamente 600 millones de dólares.

República Dominicana (a través del Ministerio de Energía y Minas y el Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras de Electricidad) firmó siete contratos de compra de energía con empresas nacionales y extranjeras, para proyectos de energías renovables que aportarán al sistema 420 MW netos y podrían llegar a 544 MWp de energía limpia. Adicionalmente se inauguró el inicio de obras para la construcción de los siguientes parques de generación de energía limpia: Parque Fotovoltaico El Soco, que contará con una capacidad máxima nominal de 50 MW, y más de 146,000 paneles fotovoltaicos y 11 estaciones inversoras transformadoras; Parque Fotovoltaico DSS, que generará unos 116 GWh al año, con una potencia máxima de 50 MW, y más de 108,000 paneles fotovoltaicos, 11 estaciones inversoras – transformadoras, una subestación de elevación a 138 kV de 60 MVA, y unos 10 km de línea en 138 kV (se espera una vida útil del proyecto de no menos de 30 años); Parque Solar Fotovoltaico Maranatha con una capacidad de 10 MW, el proyecto promete 15.9 MWh al año, lo que equivale al abastecimiento de electricidad a más de 6,000 hogares. Una de las características de este proyecto será la interconexión de la subestación de transferencia del parque solar fotovoltaico para una inyección de hasta 10 MW en la línea 69 kV Hainamosa-Base Aérea de San Isidro, lo que representa un gran aporte energético para Santo Domingo Este; Parque Eólico Los Guzmancito ubicado en la provincia Puerto Plata, su segunda etapa contempla la construcción de 13 nuevas turbinas en adición a las 16 ya instaladas. La puesta en marcha de las nuevas turbinas duplicará la generación de energía limpia del parque. A esto se suman el Parque de generación electro solar con capacidad de 40 MW, Monte Planta Solar Fase II con capacidad de 50 MW, Natural World Energy VILLARPANDO, con capacidad de 100 MW, Parque Fotovoltaico SANTANASOL con capacidad de 50 MW, Parque Solar Los Negros con una capacidad instalada de 17 MW, Planta Solar Martí con 43 MW, Parque Energy Solar del Este Cabreto con 50 MW.

En 2021, **Suriname** recibió el apoyo del BID para el desarrollo de la energía FPV, mediante una Cooperación Técnica financiada por los Fondos Especiales de Japón, que se centrará en estudiar la viabilidad de integrar la FPV en la central hidroeléctrica de Afobaka de Suriname, que actualmente genera alrededor del 50% del total de la electricidad consumida en el país. El suministro de electricidad en Suriname es crítico durante los períodos de la estación seca, coincidiendo con los períodos más cálidos y soleados del año, donde el consumo de aire acondicionado en los edificios tiende a ser mayor. Este proyecto ayudará a suministrar electricidad durante estos picos y a optimizar la gestión de los recursos hídricos para disponer de reservas en los momentos críticos. El sistema FPV podrá conectarse a la misma línea de transmisión de la central hidroeléctrica, gestionando la generación solar e hidráulica de forma integrada y óptima para la red. La Cooperación Técnica, que será administrada por el BID, analizará la cadena de valor para el suministro, la instalación, la operación y el mantenimiento (O&M) del proyecto y propondrá recomendaciones para aumentar el contenido local y crear nuevos empleos verdes locales.

En 2021, la Solid Waste Management Company Limited (SWMCOL) de **Trinidad y Tobago** se asoció con la National Gas Company y dos de sus filiales, National Energy y NGC CNG, para capturar y utilizar el gas de vertedero emitido por el vertedero de Forres Park. Con tales antecedentes en la sede del Ministerio de Servicios Públicos, se firmó un Memorándum de Entendimiento entre las agencias estatales para facilitar la implementación de la empresa conjunta.

Uruguay lanzó el sistema de Certificados de Energía Renovable (CER), mecanismo de acreditación, en formato electrónico, que asegura que un número determinado de megavatios-hora de energía eléctrica, producidos en un período determinado, han sido generados a partir de fuentes renovables. La medida, exitosa y demandada a nivel mundial, tiene como objetivo avanzar en la descarbonización de la economía y podrá resultar clave para el desarrollo de la industria del hidrógeno verde y sus derivados. El MIEM administrará el nuevo sistema, vigente a partir de 2022, mientras que UTE proveerá una plataforma de tecnología digital avanzada (blockchain). Los CER se emitirán, en forma automática, a partir del registro de la energía eléctrica generada en instalaciones de producción provenientes de fuentes renovables.



5.1 Hidrógeno

El Ministerio de Minas y Energía de **Brasil** con la cooperación de GIZ desarrolló un proyecto en el área del hidrógeno denominado H2 Brasil, dirigido a promover una economía brasileña de hidrógeno verde, ampliando la participación del país en el mercado mundial de hidrógeno. El proyecto H2 tiene previsto apoyar la implementación de un programa brasileño de hidrógeno, proporcionando subsidios para la planificación y regulación energética. Este apoyo promoverá la formación profesional y la educación superior para difundir información sobre el hidrógeno, así como promover la innovación y apoyar la optimización de proyectos piloto a escala industrial. Según la institución alemana, H2 Brasil será el mayor proyecto de cooperación en el área de hidrógeno de América Latina y uno de los más grandes del mundo con la institución.

En septiembre de 2021, con apoyo del BID, **Colombia** lanzó la Hoja de Ruta de Hidrógeno e informó sobre la formalización de un acuerdo de cooperación con la GIZ para el apoyo en la consolidación de una estrategia nacional de hidrógeno verde. La hoja de ruta está integrada por tres fases de desarrollo: Análisis de competitividad, demanda y potencial de exportación, definición de metas y objetivos; y desarrollo de la hoja de ruta con medidas establecidas en el corto, mediano y largo plazo. Además, como parte de la implementación se identificaron proyectos piloto dirigidos a acelerar el despliegue del hidrógeno y los lineamientos para facilitar el desarrollo de estas iniciativas. Se determinó la evolución de los costos de producción del hidrógeno azul y verde, considerando los incentivos de la Ley 2099 de 2021. La Hoja de Ruta del Hidrógeno trazará el camino para el uso de este energético en los próximos 30 años en Colombia.

En 2021 se llevaron a cabo investigaciones sobre la creación de una economía del hidrógeno sostenible para el sector energético de **Trinidad y Tobago**. La iniciativa se desarrolla en el marco de un memorando de entendimiento entre la empresa estatal National Gas Company y su filial National Energy Corporation y la empresa energética local de Trinidad Kenesjay Green. La asociación propone explorar la viabilidad del desarrollo conjunto de proyectos e iniciativas relacionadas en Trinidad y Tobago, a nivel regional e internacional. El objetivo es apoyar el cumplimiento de los compromisos del Acuerdo de París por parte del país con el desarrollo de un marco político nacional sobre el hidrógeno verde. Las actividades propuestas incluyen la transición de las actuales industrias basadas en el gas natural de Trinidad y Tobago hacia operaciones más ecológicas. En apoyo de este objetivo, las partes explorarán el desarrollo de proyectos viables de energía industrial relacionados con el hidrógeno, bajos en carbono y verdes, así como su suministro de materias primas renovables y energéticamente eficientes. Además, en 2021, Kenesjay Green ha iniciado el primer proyecto de hidrógeno verde en Trinidad y Tobago, denominado NewGen, que se centra en el desarrollo de una planta de hidrógeno verde a escala industrial para abastecer a la instalación local de producción de amoníaco.

Uruguay lanzó el proyecto H2U con el objetivo de desarrollar un primer piloto enfocado al desarrollo y producción de hidrógeno verde a un nivel de pequeña escala y en el sector del transporte de carga, mediante la articulación de esfuerzos entre actores públicos y privados, como uno de los ejes de su segunda transición energética. En este contexto se informó que el país avanza en una hoja de ruta (con apoyo del BID) dirigida a lograr que Uruguay se consolide como proveedor y exportador del hidrógeno verde y sus derivados. En tanto, junto a la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII), se implementa un programa para apoyar a la academia y el sector privado para encontrar soluciones para los desafíos del hidrógeno verde en Uruguay. El modelo de negocio de H2U será completamente privado, ya que las empresas deberán proveer de una flota vehicular de ómnibus y camiones a los consumidores, y mantener acuerdos de demanda energética para satisfacer sus necesidades. La energía eléctrica por la que pagarán las empresas que se integren al proyecto (con una capacidad mínima requerida de 1.5 MW) podrá ser entregada por UTE, a través de un modelo de precios que negociarán de acuerdo a su demanda y horarios de consumo. Los privados deberán instalar una planta propia, si bien también se les ofrecerá la posibilidad de utilizar las instalaciones de Ancap en la planta de Capurro, lo que incluye aprovechar las capacidades humanas y en infraestructura existentes y así reducir costos. El plan H2U orientado a la exportación incluye una estrategia onshore, que requiere desarrollo portuario, conexión con la red, crecimiento fuerte de la capacidad de generar electricidad, y una parte offshore en la que participaría ANCAP en la producción de amoníaco a partir de la energía generada con molinos eólicos offshore, proyectados en los bloques marítimos que se prospectaron para la exploración petrolera.

VI ENERGÍA Y AMBIENTE

La Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) informó que en **Brasil** se evitaron más de 24 millones de toneladas de gases de efecto invernadero con el uso de biocombustibles en 2021 en el marco de la implementación de la Política Nacional de Biocombustibles (RenovaBio). Según el reporte, de las 142 distribuidoras de combustibles, 118 cumplieron cabalmente, o por encima del 85%, las metas establecidas -la legislación permite acreditar el 15% restante en el año siguiente. Según el balance, de un total de 34.8 millones de créditos de descarbonización (CBIO) emitidos, incluido el stock de 2019, se negociaron 29.8 millones, de los cuales 24.4 millones fueron retirados por las distribuidoras. Este valor corresponde al 96,8% del total de metas individuales asignadas por la ANP y al 98.2% de la meta global establecida por el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE). Cada CBIO equivale a una tonelada de CO₂. Establecida por la Ley N° 13.576/2019, RenovaBio tiene como objetivo promover la expansión de la producción y uso de biocombustibles en la matriz energética nacional con el fin de reducir la intensidad de carbono promedio de la matriz de combustibles y contribuir a la reducción de la emisión de gases que causan de efecto invernadero (GEI). En este contexto, el Banco de desarrollo de **Brasil**, BNDES, creó el Programa de Incentivos para la Reducción de Emisiones de CO₂ en el Sector de Combustibles (BNDES RenovaBio), un programa con tasa de incentivo para RenovaBio. La iniciativa apoyará las buenas prácticas ambientales, sociales y de gobernanza (ESG). RenovaBio otorgará crédito a empresas productoras de biocombustibles. El aumento de la productividad y la difusión de las innovaciones tecnológicas tendrán un impacto en los precios al consumidor. El programa otorgará préstamos a empresas productoras de biocombustibles para incentivarlas a mejorar su eficiencia energética y ambiental.

Ecuador informó que las toneladas de CO₂ emitidas al ambiente por el abastecimiento de la demanda eléctrica del país han disminuido a partir del año 2016, debido al incremento de la generación hidroeléctrica en el Ecuador. El factor de emisión de CO₂ anual de la operación y funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI) ha presentado una disminución del 42%, según lo revela el último informe de la Comisión Técnica que determina los Factores de Emisión de gases de efecto invernadero. El documento detalla que se ha pasado del 0,6628 en el 2014 al 0.3834 en el 2020 en cuanto al factor de emisión por operación, lo que significa que la producción de electricidad ha sido con base a tecnologías más amigables con el medio ambiente. Con ello, se evidencia que el CO₂ emitido al ambiente por el abastecimiento de la demanda eléctrica del país ha decrecido, de 5,922 Mt a 1,542 Mt en el periodo antes descrito. Asimismo, se informó que el diésel de la Refinería Esmeraldas disminuyó sus niveles de azufre tras procesos de optimización y mejoramiento de la calidad de los combustibles.

En **Uruguay** el gobierno realizó el lanzamiento del Premio Nacional de Ambiente Uruguay Natural 2021, reconocimiento que, en sus 30 años de trayectoria, busca premiar acciones dirigidas a la sostenibilidad como forma de mitigar los problemas presentes vinculados con el ambiente, así como promover buenas prácticas y la generación de conciencia ambiental, a efectos de incidir en el presente y legar un mejor ambiente a las futuras generaciones. El premio está enfocado en cuatro categorías: educativas, organizaciones de la sociedad civil, empresas, y gobiernos locales.

VII INTEGRACIÓN, COOPERACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN ENERGÉTICA

La Secretaría de Energía de **Argentina** aprobó en diciembre de 2021 contratos de exportación de gas a Chile a seis empresas productoras. Se trata de exportación en firme desde enero a abril de 2022 desde la cuenca neuquina. Esta ronda se enmarca en los compromisos asumidos para completar los 11 Mm³/día de exportaciones planteadas en el Plan Gas.Ar. Entre el 1 de enero y el 30 de abril de 2021 se han autorizado exportaciones con picos de 4.23 Mm³/día, que se suman a los 6 Millones de exportaciones en firme ya autorizados. Adicionalmente después de seis años, Argentina reanudó sus exportaciones de gas a Brasil con la puesta en funcionamiento de la Central Térmica Uruguiana (CTU), ubicada en el estado de Río Grande do Sul, lo que implica un hito importante en la integración energética entre ambos países. La válvula que conecta el gasoducto de 437 kilómetros que une Aldea Brasileira (Argentina) con Uruguiana (Brasil) permaneció cerrada desde 2015 y hasta el domingo

14 de febrero el gas argentino había estado ausente en territorio brasileño. La energía eléctrica generada por la Central Térmica Uruguiana es de importancia estratégica para el sur de Brasil, ya que brinda respaldo a costos competitivos a un sistema altamente dependiente de la hidráulidad y muy afectado por las sequías provocadas por el fenómeno de La Niña. La puesta en marcha de CTU, que tiene una potencia instalada de 640 MW y utiliza 2 Mm³ de gas natural por día cuando funciona a plena marcha, es un auspicioso antecedente tanto para las exportaciones de gas argentino como para la posibilidad de contar con una oferta competitiva de potencia y energía en el sur brasileño.

En noviembre de 2021, **Belize** Electricity Limited (BTL) y el Ministerio de Servicios Públicos, Energía y Logística lanzaron el proyecto de electrificación rural “Lait Up Belize” como parte de la serie de actividades del mes de la energía que se celebra bajo el lema de la Comunidad del Caribe (CARICOM): “De la dependencia a la resiliencia: Alimentar nuestra recuperación con energía sostenible”. Lait Up Belize, que pretende electrificar las aldeas remotas que están fuera de la red eléctrica de BEL, se lleva a cabo mediante una colaboración entre BEL y la Unidad de Energía de Belice. El proyecto está financiado por la Unión Europea (EU) por un valor de EUR 5 millones o BZ 10.6 millones y consiste en proporcionar energía solar a las comunidades rurales y los hogares de Belice que aún no tienen acceso a la electricidad.

En el marco del VI Gabinete Binacional **Bolivia-Perú**, realizado el 30 de octubre de 2021, en la ciudad de La Paz, el titular del Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia, suscribió con sus pares peruanos cuatro acuerdos de integración energética que proyectan la exportación de GLP y GNL a Perú, la instalación de redes de gas y la promoción y comercialización de la urea boliviana en el mercado peruano. En este contexto Perú prevé construir el Sistema Integrado de Transporte de Gas Zona Sur (Sitgas). En esa línea, al tenor de los acuerdos se viabiliza que Bolivia construya un gasoducto que permita llevar GNL al sur del territorio peruano y una planta de licuefacción de gas natural para que Bolivia pueda exportar GNL a Perú y a otros países desde ese punto estratégico. Otro de los objetivos pactados se centra en trabajar en un proyecto de diseño, construcción y operación de redes de gas domiciliario, a través de la empresa estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), para que Bolivia pueda comercializar este recurso en territorio peruano, especialmente en regiones que comparten frontera entre ambos países. También se establecieron disposiciones dirigidas a garantizar que la urea boliviana se comercialice en el mercado peruano.

Ecuador informó que, en septiembre de 2021, el gobierno de Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y EP Petroecuador, suscribieron un Memorando de Entendimiento Tripartito de Colaboración con U.S. Grains Council, con el objetivo de trabajar en el marco de cooperación conjunta para el desarrollo de iniciativas que mejoren la calidad de combustibles y el uso de biocombustibles en el Ecuador, acorde a la normativa y leyes vigentes. Esta cooperación tendrá una vigencia de cuatro años y permitirá el intercambio de conocimientos, y la creación de conciencia entre los actores públicos y privados respecto a los beneficios de contar con una política adecuada sobre la comercialización interna de combustibles, además de dar paso a la elaboración de acuerdos específicos, entre ellos, la ejecución de un estudio para el mejoramiento de la calidad de las gasolinas para incrementar su octanaje.

Honduras asumió la Presidencia Pro Témpore del Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica de julio a diciembre de 2021. Durante este evento se realizó la sucesión de poderes por parte del **El Salvador**, a quien se agradeció por la excelente labor ejecutada durante su mandato y el trabajo realizado. Por su parte, Honduras asumió el compromiso de continuar las acciones que se han venido desarrollando e impulsar la agenda de trabajo en los diferentes espacios y poder fortalecer el vínculo que tiene Mesoamérica con la labor que se ha venido realizando junto al Sistema de Integración Centroamericana (SICA). Una de las líneas que Honduras propone; es posicionarse como el portal entre Mesoamérica y SICA.

En enero de 2021, la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) puso en marcha una Alianza para la Resiliencia Energética de **Jamaica**, de tres años de duración y dotada de 4 millones de dólares. Se espera que esta Alianza, en la que participan varias organizaciones locales destacadas, invierta hasta 50 millones de dólares para impulsar el panorama de la energía renovable en Jamaica, con impactos económicos y medioambientales directos en el sector de la energía en beneficio de los sectores del turismo y otras industrias esenciales. Las actividades de la Alianza tienen como objetivo reducir las barreras clave para la adopción de energía renovable, almacenamiento de baterías y mejora de la continuidad del negocio entre las empresas

jamaicanas. Las empresas jamaicanas que decidan comprometerse con el programa de la Alianza recibirán una evaluación de casos en profundidad y a medida para comprender la viabilidad técnica de la instalación de energía solar en sus instalaciones. La iniciativa de la Alianza también ofrece capacitación práctica para los interesados en convertirse en instaladores solares certificados.

En el marco de la cooperación BID, en 2021, **Panamá** implementó el Sistema de Información Energética Nacional (siePANAMÁ) utilizando aplicaciones informáticas desarrolladas por OLADE, que permiten automatizar el almacenamiento, procesamiento y la publicación de la información energética nacional.

En noviembre de 2021 **Paraguay** realizó el lanzamiento oficial del Sistema de Información Energética del Paraguay – siePARAGUAY, enmarcado dentro de las líneas trazadas en la política energética del país. El proyecto contó con el apoyo técnico de OLADE, en asociación con el VMME-MOPC y los recursos financieros del BID.

Uruguay informó que su misión oficial en Europa, dirigida a presentar a inversores e instituciones estatales y privadas el Proyecto H2U Uruguay (el programa que dará marco al desarrollo y producción de hidrógeno verde en el país), generó acuerdos de cooperación para promover inversiones en hidrógeno verde en el país. En Francia, Países Bajos e Italia, los encuentros incluyeron a grupos empresariales relevantes, como el automotor Stellantis, que tiene entre sus marcas a Peugeot y Citroën, entre otras. En Países Bajos, también se conversó sobre la posibilidad de que el puerto de Róterdam constituya la puerta de entrada para el hidrógeno verde que se produzca en Uruguay. Se firmaron además memorandos de entendimiento con el Ministerio de Asuntos Económicos y Política Climática de Países Bajos y con la Agencia Internacional de Energía (AIE), y se mantuvieron fructíferas reuniones con grupos energéticos italianos.

VIII FENOMENOS NATURALES Y SINIESTROS QUE AFECTARON AL SECTOR

En **Ecuador**, a mediados de diciembre de 2021 debido al avance de la erosión lateral del río Coca en la zona de Piedra Fina, provincia de Napo, la petrolera estatal Petroecuador suspendió las operaciones de transporte de crudo del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) y de derivados de combustibles del Poliducto Shushufindi-Quito, para evitar derrames. La empresa privada OCP Ecuador también suspendió el bombeo de petróleo por su oleoducto, debido al avance de la erosión en esa zona. El 31 de diciembre de 2021, el Oleoducto de Crudos Pesados, OCP Ecuador, retomó el bombeo de crudo, tras finalizar la construcción de su novena variante. Las actividades de recepción de crudo en la Estación Amazonas en Lago Agrio se iniciaron 24 horas posteriores al reinicio del bombeo. El 30 de diciembre, la Empresa Pública Petroecuador reinició las operaciones de transporte de crudo, desde la Amazonía ecuatoriana hasta la provincia de Esmeraldas, una vez que finalizaron los trabajos de construcción de la séptima variante del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).

Paraguay reportó que durante el año 2021 las condiciones hidrológicas en el río Paraná continuaron siendo desfavorables reduciendo los niveles de los caudales turbinados en un 10.5 % en promedio nacional. La situación hidrológica descrita afectó los niveles de generación bruta de electricidad que cayó en un 12.5 % incidiendo directamente en las exportaciones a los mercados de Argentina y Brasil con una reducción del 22.4 %, el nivel más bajo de exportación de los últimos 22 años.

República Dominicana informó que durante la temporada ciclónica 2021, tres tormentas tropicales afectaron al país: Elsa (03 de Julio) 23 circuitos resultaron dañados, en perjuicio de 171,083 clientes, Fred (11 de agosto) afectó 33 circuitos de electricidad, dejando sin energía eléctrica a más de 301,078, y Grace (16 de agosto) las lluvias asociadas a esta depresión tropical, causaron que unas 70 mil personas se quedaran sin electricidad.

IX RECONOCIMIENTOS, EVENTOS Y CONVENCIONES

Brasil presentó compromisos energéticos sobre biocombustibles e hidrógeno en el Diálogo de Alto Nivel sobre Energía de la ONU, para cumplir las metas de acceso universal a energía limpia. En este contexto, el gobierno



brasileño presentó dos pactos energéticos gubernamentales (“pactos energéticos”), compromisos voluntarios en biocombustibles e hidrógeno, como contribución nacional para acelerar la consecución de las metas del ODS7. El pacto energético brasileño sobre biocombustibles tiene como objetivo reducir la intensidad de carbono en la matriz de transporte brasileña en un 10% para 2030. Esto equivale a 620 millones de toneladas de carbono en diez años, a través de la implementación de los mecanismos de la política nacional de biocombustibles (RenovaBio). El pacto energético del hidrógeno, a su vez, tiene como objetivo contribuir a la consolidación de la economía del H2 en Brasil, a través de la asignación de recursos a las políticas de investigación, desarrollo e innovación. El programa también busca promover la calificación y capacitación del personal y establecer una plataforma digital para consolidar datos e información sobre el sector del hidrógeno en Brasil. Adicionalmente se informó que Brasil, junto con otros socios internacionales, fue nominado como uno de los países líderes del Diálogo de Alto Nivel sobre Energía de las Naciones Unidas, una iniciativa que tiene como objetivo contribuir al logro del ODS7 y acelerar el proceso de transición energética global hacia una economía baja en carbono. Por su parte Petrobras ganó la edición 2021 del Premio WEPs Brasil (en la categoría Plata, para grandes empresas) iniciativa que reconoce a las empresas que comparten los Principios de Empoderamiento de la Mujer (WEP) y fomentan una cultura de equidad de género en las organizaciones. También se reportó que Brasil (con tres paneles de discusión, y una sesión exclusiva sobre el país) tuvo una destacada participación en el 1er Congreso del Hidrógeno para América Latina y el Caribe, realizado en abril de 2021 con el objetivo de acelerar el desarrollo del mercado del hidrógeno en la región, aunando la iniciativa pública y privada. En este marco se presentó el proyecto del Gobierno de Ceará que, en alianza con la Federación de Industrias de Ceará (Fiec), la Universidad Federal de Ceará (UFC) y el Complexo do Pecém (CIPP S/A), lanzó el “hub” de hidrógeno verde en febrero de 2021. Además de la firma de un memorando de entendimiento entre las instituciones, se creó un grupo de trabajo para reunir a representantes de las instituciones que colaborarán en el fortalecimiento de la cadena de hidrógeno verde en Ceará. También se firmó un memorando de entendimiento con la empresa australiana Enegix Energy, que pretende instalar una planta para producir H2V en el Complejo Pecém, con inversiones estimadas en USD 5.4 mil millones.

Las autoridades del Ministerio de Energía y Minas (MEM) de **Guatemala** realizaron un taller con la participación de distintas instituciones para la construcción de la Política Nacional de Eficiencia Energética. El MEM contaba con una propuesta preliminar de la Política Nacional y en el taller recibió aportes de los delegados de los ministerios de Ambiente y Recursos Naturales, Finanzas Públicas y Economía. También se tuvo la participación de representantes de la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia (Segeplan), Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), Instituto Técnico de Capacitación y Productividad (Intecap), varias universidades del país, Ministerios de Comunicaciones, Ambiente, Finanzas y Educación. Como resultado del taller se elaboró y aprobó un dictamen técnico y jurídico con aportes de los participantes que servirá como insumo para enriquecer la política pública armada por el Ministerio.

Honduras realizó el Proceso Nacional de “Construcción de Pactos Energéticos” para alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible (ODS7) y reducir las emisiones netas cero para el 2050. En este proceso desarrollado mediante 3 talleres y un diálogo en financiamiento climático y sostenible del sector energético, se realizó una labor de abogacía y sensibilización sobre el ODS7, así como la presentación y promoción de acciones que desde el sector energético puedan ser habilitadoras para lograr otros ODS y Objetivos de la Agenda Climática Nacional. Como parte de este esfuerzo, se conformó un Comité Coordinador Nacional con representantes del Gobierno y de la cooperación internacional.

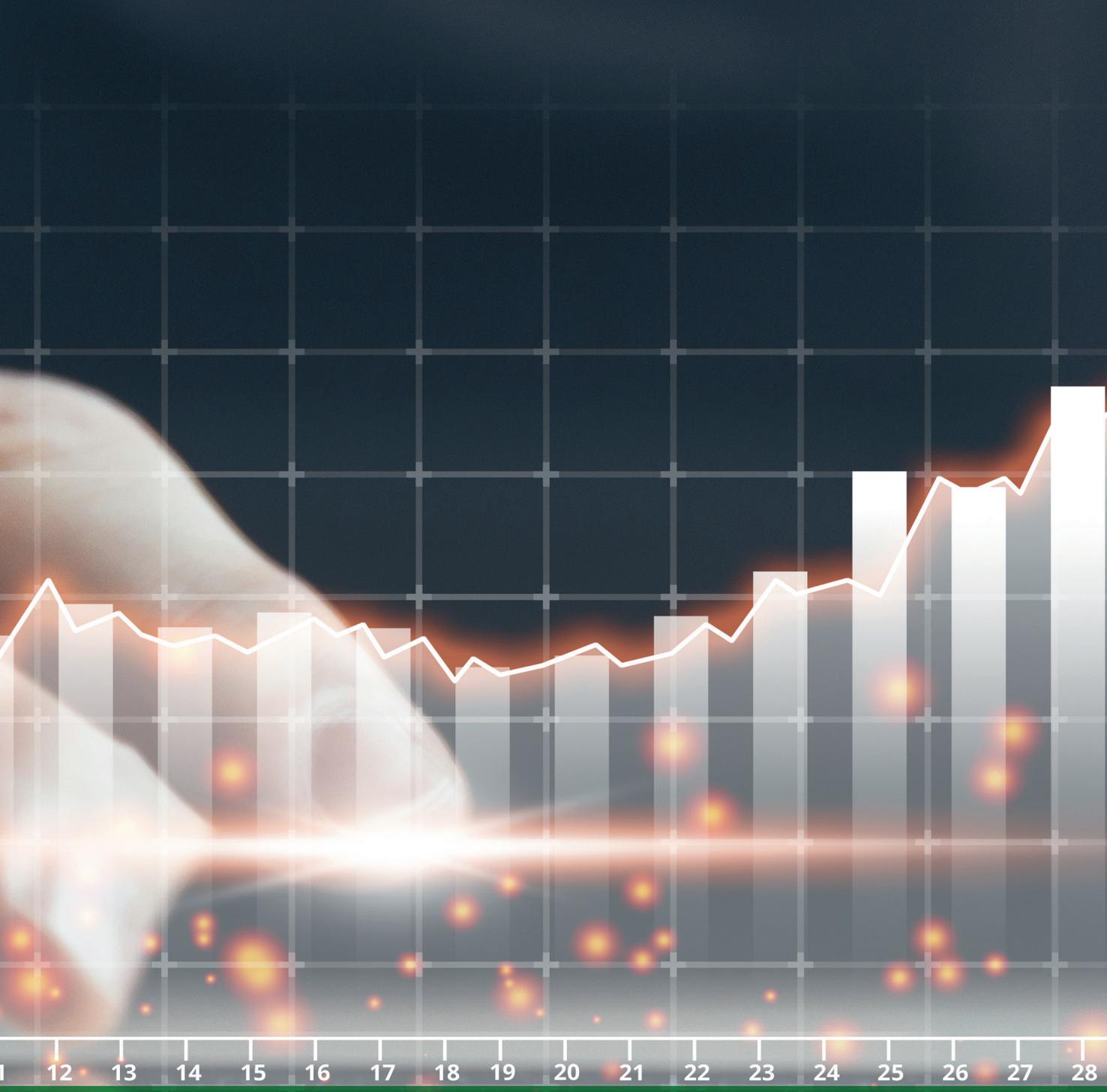
En el marco del primer año de la puesta en marcha de la Agenda de Transición Energética, la Secretaría Nacional de Energía de **Panamá**, en convenio con el Ministerio de Cultura, realizó el concurso “Trazos de Transición” para la elaboración de un logotipo que distinga la transformación energética que el país vive en la actualidad. La apertura de la convocatoria se realizó en noviembre de 2021 y culminó con la recepción de 55 propuestas innovadoras presentadas por parte de los panameños. La ganadora del Concurso Trazos de Transición es una mujer de 30 años oriunda de la Provincia de Chiriquí que se destacó entre los miembros del jurado por su propuesta gráfica, gracias a ella Panamá hoy cuenta con una imagen oficial que representa la transición energética.

En noviembre de 2021 se realizó el “Primer Congreso Capitulo WEC **Paraguay**”, en el marco del relanzamiento del Comité Paraguayo del Consejo Mundial de Energía (WEC). El evento contó con la participación de importantes expositores nacionales e internacionales, con ponencias enfocadas hacia 4 grandes ejes estratégicos, Energías

Renovables, Electromovilidad, Hidrógeno Verde e Integración Energética. En el evento se presentó la actualidad sobre el Hidrógeno desde un enfoque regional y experiencias nacionales de Uruguay y Chile, resaltando también lo realizado hasta la fecha en Paraguay.

Uruguay se posicionó como uno de los 4 países del mundo que recibirá financiamiento del Fondo Conjunto de Naciones Unidas para los ODS. La propuesta uruguaya, presentada por el MIEM, a través de la DNE, resultó seleccionada entre 155 presentadas por más de más de 100 países. La financiación total, de carácter no reintegrable, es de USD 10 millones. Este monto se utilizará para apalancar el financiamiento privado a iniciativas innovadoras y sustentables, que van desde la movilidad eléctrica hasta la descarbonización industrial o el desarrollo de la tecnología del hidrógeno, y que serán la base de una segunda transformación energética en el país. Entre otros proyectos, se apuntará a realizar acciones para el procesamiento y la disposición final de las baterías y en la valorización energética de los residuos. Por otra parte, la Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), la Administración Nacional de Educación Pública (ANEP) y UTE, con apoyo de Antel, realizaron el evento La energía nos conecta, en el que presentaron las nuevas ediciones del Concurso de Eficiencia Energética para Secundaria y UTU, de MIEM-DNE, y de Tónicas en Red, un programa de UTE para las escuelas. En la actividad se presentaron cuatro propuestas que promueven la eficiencia energética, especialmente entre niños y adolescentes, en el ámbito de la educación. También se realizó en Uruguay el Big Bang 2021 Eficiencia Energética, competencia abierta para estudiantes o equipos de estudiantes (de entre 14 y 29 años de todo el país) que tienen el desafío de presentar un proyecto tecnológico, con un mínimo de viabilidad, con el fin de resolver problemas designados en la convocatoria. Al final del evento se premió con un reconocimiento monetario a los tres mejores proyectos. En diciembre, el MIEM entregó el Premio Nacional de Eficiencia Energética 2021, galardón que constituye una iniciativa del MIEM nacida en 2009 con el fin de reconocer a los proyectos nacionales de eficiencia energética.

Entre el 31 de octubre al 12 de noviembre de 2021 en Glasgow más de 190 líderes mundiales y decenas de miles de representantes gubernamentales, empresas y ciudadanos se reunieron en la vigésima sexta sesión de la Conferencia de las Partes (**COP26**). Tras la redacción de varios borradores, la cumbre sobre el cambio climático emitió un documento final que muestra algunos avances. El documento fue firmado por los casi 200 países que asistieron a la COP26 y, aunque no es legalmente vinculante, se espera que establezca una agenda global contra el cambio climático para la próxima década. En este se destaca la mención sin precedentes del carbón como principal fuente del calentamiento global. También insta a los países desarrollados a que por lo menos dupliquen sus provisiones colectivas de financiación dirigidas a ayudar a las naciones en vías de desarrollo a adaptarse al cambio climático para 2025. Se solicita a los países actualizar a más tardar el año entrante sus metas de reducción de carbono para 2030 y se hace un llamado para reducir gradualmente “el uso del carbón como fuente de energía y los subsidios a los combustibles fósiles ineficientes”.



PROCEDENCIA DE LOS INDICADORES Y FUENTES DE INFORMACIÓN

EVENTOS
RELEVANTES

FUENTES DE
INFORMACIÓN

METODOLOGÍA

ALC

PAÍSES
MIEMBROS

LEGISLACIÓN
Y POLÍTICA

PROSPECTIVA
ENERGÉTICA

ANEXOS

Para el cálculo de los indicadores y la presentación de los gráficos de este Panorama Energético se cuenta con tres 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 globales

Consisten en bases de datos que provienen de organismos internacionales a escala global, cuya característica es ofrecer una elevada cobertura de países, recurriendo para ello en algunas ocasiones a estimaciones e imputaciones de datos para los países que no cuentan con datos oficiales nacionales. Otra característica es la habitual homogenización transversal de los métodos de cálculo y estimación, sin considerar las diferencias en la capacidad de generación estadística de los países y las regiones. Las principales fuentes de información global utilizada para elaborar este Panorama Energético fueron la base de datos del Banco Mundial, los Indicadores del desarrollo mundial¹; se utilizó la última actualización de la base, al 16 de septiembre de 2022 y el BP Statistical Review of World Energy 2022².

Fuentes regionales

Se trata de bases de datos e información estadística proveniente de organismos regionales y que, como la OLADE, presentan una cobertura parcial de países que abarcan la región de América Latina y el Caribe. En este caso, los procesamientos estadísticos empleados permiten la comparabilidad regional a partir de los datos nacionales que estos organismos compilan de sus Países Miembros. Para este Panorama Energético se ha utilizado la base de datos de la Comisión para América Latina y el Caribe (CEPAL, ONU) denominada CEPALSTAT³ de donde se obtuvieron indicadores económicos y demográficos.

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

Fuentes nacionales

En la mayoría de los casos se utilizó información oficial provista por los Asesores sieLAC de cada país. Cuando no se dispone de la información correspondiente a los Balances de Energía de un país dado, se recurrió a realizar estimaciones con información parcial que suele obtenerse de instituciones oficiales (Ministerios, Secretarías y Direcciones Nacionales de Energía, Agencias de Regulación del Sector, Comisiones Nacionales de Energía, etc.). Los datos provenientes de estas fuentes suelen tener menor cobertura y no siempre son comparables con otros datos de la región por lo que se los utiliza para estimar las tendencias, particularmente, del último año de referencia (en este caso el 2020).

1. <http://databank.worldbank.org/wdi>
2. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
3. <http://estadisticas.cepal.org/cepalstat>

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

Período de análisis y año base

El Panorama Energético presenta información acerca de la evolución y tendencias de numerosas estadísticas e indicadores que combinan información energética, económica y social. Se ha intentado aprovechar al máximo el espacio visual en cada gráfico, por lo que, en algunos casos, en el eje derecho se presenta información adicional referida al mismo. La información se despliega en forma de gráficos que cubren un período comprendido entre el año 2000 y el 2021. La información económica está referida al año base 2011 en el caso del PIB de Paridad del Poder Adquisitivo y base 2018 para el PIB a precios constantes.

Cobertura de países

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

Discrepancias y conciliación estadística

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

Sobre los denominadores de población y PIB

Para los indicadores per cápita utilizados en el Panorama Energético se empleó la base de datos proveniente del Banco Mundial (<https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POPTOTL>).

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 2011. Para realizar las ponderaciones sectoriales, en el caso de las intensidades energéticas y las emisiones de CO₂, se consideraron las series reales publicadas por la CEPAL.



METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES

- EVENTOS RELEVANTES
- FUENTES DE INFORMACIÓN
- METODOLOGÍA
- ALC
- PAÍSES MIEMBROS
- LEGISLACIÓN Y POLÍTICA
- PROSPECTIVA ENERGÉTICA
- ANEXOS



Reservas

Son las cantidades totales que disponen los yacimientos de fuentes fósiles y minerales a una fecha dada, dentro del territorio nacional, factibles de explotar al corto, mediano o largo plazo. Se clasifican en reservas probadas, probables o posibles. Las reservas probadas son aquellas económicamente extraíbles, de los pozos o yacimientos existentes con la infraestructura y tecnología disponible del país en el momento de la evaluación. Se incluyen esquemas de producción mejorada, con alto grado de certidumbre en yacimientos que han demostrado comportamiento favorable en la explotación. Se miden con estudios exploratorios.

Las reservas de gas natural representan la cantidad de gas natural que se encuentra en el subsuelo de todos los yacimientos, sean estos de gas asociado o no asociado con petróleo, a una fecha determinada. Las reservas de gas asociado se estiman como porcentajes de las reservas de petróleo.

Fuentes de energía

Fuentes de energía primaria

Se entiende por energía primaria las fuentes de energía en su estado natural, es decir, que no han sufrido ningún tipo de transformación física o química mediante la intervención humana. Se las puede obtener de la naturaleza, ya sea: en forma directa como en el caso de la energía hidráulica, solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral, geotermia, etc.

Petróleo crudo

Mezcla compleja de hidrocarburos, de distinto peso molecular en la que hay una fracción generalmente pequeña de compuestos que contienen azufre y nitrógeno. La composición del petróleo es variable y puede dividirse en tres clases de acuerdo a los residuos de la destilación: como parafinas, asfaltos o una mezcla de ambos. En su estado natural se encuentra en fase líquida y permanece líquido en condiciones normales de presión y temperatura, aunque en el yacimiento, puede estar asociada con hidrocarburos gaseosos. En este concepto se incluyen los líquidos que se condensan al salir a la superficie, en las instalaciones de producción (condensados de petróleo) u otros hidrocarburos líquidos que sean mezclados con el caudal comercial de petróleo crudo.

Gas natural

Mezcla de hidrocarburos gaseosos formada en rocas sedimentarias y en yacimientos seco o conjuntamente con crudo de petróleo. Está constituido principalmente por metano (86%), gases licuados de petróleo, nitrógeno y gas carbónico. Por su gran poder calórico y la casi total ausencia de contaminantes, es empleado en la generación de energía eléctrica y en consumos domésticos para usos calóricos.

La producción de gas natural se refiere a la suma de las producciones de los campos de gas natural tanto asociado como no asociado al petróleo, incluyendo la producción costa afuera (offshore) dentro de aguas nacionales. También se añade el shale gas y el obtenido de minas de carbón. Para el gas asociado al petróleo esta medición se realiza después de la separación del fluido de extracción que contiene petróleo crudo, líquidos de gas natural, gas natural y agua. Para el gas libre o no asociado, la medida se toma directamente a boca de pozo.

Carbón mineral

Mineral combustible sólido, de color negro o marrón oscuro que contiene esencialmente carbono, así como pequeñas cantidades de hidrógeno y oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Resulta de la degradación de los restos de organismos vegetales durante largos períodos, por la acción del calor, presión y otros fenómenos físico - químicos naturales.

Debido a que se dan distintos grados de cambio en el proceso, el carbón mineral no es un mineral uniforme y se clasifican por rangos de acuerdo a su grado de degradación, en series que van desde lignitos a antracitas,

pasando por los sub-bituminosos y los bituminosos, los cuales presentan diferencias considerables en su contenido de volátiles, carbono fijo y poder calorífico.

Biomasa

Materia orgánica de origen vegetal y animal utilizada con fines energéticos. La biomasa puede ser usada directamente como combustible o procesada y convertida en subproductos líquidos y gaseosos. Entre las fuentes de mayor uso están la leña, productos de caña y otra biomasa.

Leña

Energía que se obtiene directamente de los recursos forestales. Incluye los troncos y ramas de los árboles, pero excluye los desechos de la actividad maderera, los cuales quedan incluidos en la definición de “residuos vegetales” utilizados para fines energéticos.

Productos de caña

Incluyen los productos de caña de azúcar que tienen fines energéticos. Entre ellos se encuentran el bagazo, el jugo de caña y la melaza. Estas dos últimas constituyen la principal materia prima para la obtención de etanol.

Otra biomasa

Comprende residuos de origen orgánico que se obtienen a partir de procesos biológicos e industriales y que proceden de diversos sectores como la agricultura, la ganadería, la industria maderera, etc. Dependiendo del sector donde procedan, los residuos se pueden clasificar en: a) residuos animales, b) residuos vegetales, c) residuos industriales o recuperados y d) residuos urbanos.

Fuentes de energía secundaria

Se denomina energía secundaria a los productos energéticos que se obtienen mediante la transformación de fuentes de origen primario o de otras fuentes secundarias.

Electricidad

Energía transmitida por electrones en movimiento. Se incluye la energía eléctrica generada con cualquier recurso, sea primario o secundario, renovable o no renovable, en los diferentes tipos de plantas de generación eléctrica.

Derivados de petróleo

Son los productos procesados en una refinería, y que utilizan el petróleo como materia prima. Según la composición del crudo y la demanda, las refinerías pueden producir distintos productos derivados del petróleo. La mayor parte del crudo es usado como materia prima para obtener energía, por ejemplo, la gasolina. También producen sustancias químicas, que se puede utilizar en procesos químicos para producir plástico y/o otros materiales útiles. Debido a que el petróleo contiene un 2% de azufre, también se obtiene grandes cantidades de este. Hidrógeno y carbón en forma de coque de petróleo pueden ser producidos también como derivados del petróleo.

La producción de derivados de petróleo se desagrega en: fuel oil, diésel oil, GLP, kerosene, jet fuel, gasolinas, alcohol y otros (no energéticos más otras secundarias y todos los energéticos que no se registran individualmente).

Biocombustibles

Combustible procedente de materia orgánica o biomasa. Incluye fuentes primarias de energía como la madera, así como combustibles derivados como el metanol, etanol y biogás, procedentes de elementos primarios tras sufrir procesos de conversión biológica, esto es, fermentación o digestión anaeróbica.

Otros energéticos Sector Otros

Corresponde a la agrupación de los siguientes energéticos: coque, fuel oil, gases, no energético y otras secundarias.

Otros energéticos Sector Transporte

Corresponde principalmente a la agrupación de los siguientes energéticos: gas natural y fuel oil.

Agregados energéticos

Producción

Se considera la producción interna de toda fuente de energía primaria, extraída, explotada o cosechada, en el territorio nacional, que sea de importancia para el país.

Importaciones

Es la cantidad de fuentes energéticas primarias y secundarias, originadas fuera de las fronteras y que ingresan al país para formar parte de la oferta total de energía.

Exportaciones

Es la cantidad de fuentes energéticas primarias y secundarias que salen de los límites territoriales de un país y, por lo tanto, no están destinadas al abastecimiento de la demanda interna. Se excluyen de este concepto la cantidad de combustibles vendidos a naves extranjeras aéreas y marítimas.

Oferta total de energía

Es la sumatoria de cantidad total de energía, tanto de las fuentes primarias como secundarias, y para evitar la doble contabilidad, en el caso de la Producción, sólo se considera la producción de las fuentes primarias que está disponible para el uso interno, ya sea para insumo a transformación, para consumo propio del sector energético o para consumo final. Parte de este rubro cubre también las pérdidas que se dan en las diferentes etapas de la cadena energética. La oferta total interna se calcula mediante la siguiente fórmula:

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

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

Oferta total de energía por fuente

Es la cantidad de energía de cada fuente, que está disponible para el uso interno, ya sea para insumo a transformación, para consumo propio del sector energético o para consumo final. Parte de este rubro cubre también las pérdidas que se dan en las diferentes etapas de la cadena energética. La oferta total interna por fuente i se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$OT_t^i = PP_t^i + IM_t^i - EX_t^i + VI_t^i - NA_t^i$$

donde:

- OT_t^i = Oferta total interna en t de la fuente i
- PP_t^i = Producción de fuentes primarias y secundarias en t de la fuente i
- IM_t^i = Importaciones de energías primarias y secundarias en t de la fuente i
- EX_t^i = Exportaciones de energías primarias y secundarias en t de la fuente i
- VI_t^i = Variaciones de inventarios de energías primarias y secundarias (positivo o negativo) en t de la fuente i
- NA_t^i = Energía no Aprovechada de energías primarias y secundarias en t

Oferta Total de Energía Primaria

La Oferta Total de Energía Primaria se define mediante los siguientes flujos del Balance Energético Nacional (BEN):

$$OTEP_t = PP_t + IM_t - EX_t + VI_t - NA_t$$

donde:

$$\begin{aligned} OTEP_t &= \text{Oferta Total de Energía Primaria en } t \\ PP_t &= \text{Producción de Primarias en } t \\ IM_t &= \text{Importación de Primarias en } t \\ EX_t &= \text{Exportación de Primarias en } t \\ VI_t &= \text{Variación de inventario (positivo o negativo) en } t \\ NA_t &= \text{Energía no Aprovechada en } t \end{aligned}$$

Las principales fuentes primarias consideradas por los balances energéticos de los países de América Latina y el Caribe son: petróleo, gas natural, carbón mineral, hidroelectricidad, leña y otros subproductos de la leña, biogás, geotérmica, eólica, nuclear, solar y otras primarias como el bagazo y los residuos agropecuarios o urbanos.

Capacidad instalada de generación eléctrica

Es la capacidad nominal de suministro de una central de generación por cada tipo de tecnología. En el documento, se presenta en forma agregada. Se expresa en Megavatio (MW) o Gigavatio (GW).

Generación de electricidad

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

Tasa de electrificación

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

Población sin acceso a servicio eléctrico

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

$$PSAE = \text{Población total} \cdot (1 - \text{Tasa de electrificación})$$

Consumo final de energía

Se refiere a toda la energía que se entrega a los sectores de consumo (consumo final total, de todos los sectores productivos; consumo final por sector) 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 dado año base se estima valorizando las cantidades producidas en ese período a los precios del año base considerado. Para más detalles técnicos se recomienda consultar el Sistema de Cuentas Nacional (ONU, 2008).

Producto interno bruto a precios constantes

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

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

Consumo privado

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

Índice de Desarrollo Humano (IDH)

Es un indicador compuesto, definido por el PNUD (Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo), que representa una medida del progreso conseguido por un país en tres dimensiones básicas del desarrollo humano: (i) vida larga y saludable, (ii) acceso a educación y (iii) nivel de vida digno, y se calcula como una media geométrica, a iguales ponderaciones, de los índices normalizados de cada una de las 3 dimensiones citadas. Las variables utilizadas según cada dimensión son las siguientes:

(i) Índice de Esperanza de Vida: se utiliza la esperanza de vida al nacer.

(ii) Índice de Educación: es un indicador compuesto que incluye la tasa de alfabetización de adultos y la tasa bruta combinada de matriculación en educación primaria, secundaria y superior, así como los años de duración de la educación obligatoria.

(iii) Índice de Nivel de vida: Compuesto a partir del PIB ajustado a dólares de paridad de poder adquisitivo per cápita.

Para la construcción del Índice agregado, para cada dimensión se normalizan los resultados tomando los valores mínimos y máximos, de manera que se obtengan valores entre 0 y 1, para finalmente calcular el promedio geométrico de los índices de las 3 dimensiones a igual ponderación.

Indicadores energéticos

Intensidad energética

Es un indicador económico-energético que permite cuantificar en forma agregada el vínculo existente entre el consumo de energía y la capacidad de producción de la economía. En general, se calcula como el cociente entre el Consumo Energético y el Producto Interno Bruto (PIB). Permite estimar, a grosso modo, en nivel de eficiencia en el uso de los recursos energéticos de la unidad bajo análisis. Las variaciones en los valores arrojados por esta relación en el tiempo y a través de los países, refleja los cambios operados en la economía y los cambios en la forma en que la energía se consume en cada país.

Para establecer comparaciones entre países, se puede calcular empleando los valores del PIB a precios constantes en dólares de un año base o del PIB a valores de la Paridad de Poder Adquisitivo (PPA). En este último caso, la valorización 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.

Intensidad de la energía primaria

Se define como la relación entre la Oferta Total de Energía Primaria y el Producto Interno Bruto en Paridad de Poder Adquisitivo a valor constante del 2011 (PIB USD 2011 PPA). Mide la cantidad total de energía necesaria para producir una unidad de PIB. Se expresa en kilogramos equivalentes de petróleo por dólar constante PPA (kep / USD 2011 PPA).

Intensidad de la energía final

Se define como la relación entre el Consumo Final de Energía y el PIB USD 2011 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. Entre los factores que afectan la Intensidad de la Energía Final se pueden citar:

- (i) Efecto Estructura: los cambios de la composición sectorial del PIB. Por ejemplo, si la economía se terceriza, en igualdad de condiciones, disminuye la intensidad energética final, así una disminución de la contribución de las ramas de actividad energo-intensivas daría lugar a una disminución de la intensidad energética final.
- (ii) Efecto Eficiencia: la sustitución por fuentes y tecnologías de generación más eficientes, la penetración de equipos más eficientes, la implementación de técnicas de ahorro energético o el cambio de hábitos de la población, hacia prácticas de consumo más racionales.
- (iii) Efecto Actividad: Los cambios en los niveles de actividad económica y los consiguientes cambios en los patrones de consumo, evidentemente puede afectar la evolución de la intensidad energética final.
- (iv) Los cambios en los patrones de consumo, por ejemplo, los cambios modales en el uso del transporte urbano o los cambios sociales, como el incremento de las viviendas monoparentales por el incremento de separaciones o divorcios o, por mejoras en los niveles de vida, que dan lugar a una demanda superior de dispositivos en los hogares.

Se expresa en kilogramos equivalentes de petróleo por dólar constante PPA (kep / USD2011 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:

- IE_{it} = Intensidad Energética del sector i en el instante t
- CE_{it} = Consumo Final de Energía de sector i en el instante t
- VAB_{it} = Valor Agregado Bruto del sector i en el instante t
- i = Sectores Industrial, Terciario, Transporte, Residencial u otros

En el presente documento, las intensidades sectoriales se expresan en kilogramos equivalentes de petróleo por dólar constante PPA (kep / USD 2011 PPA).

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

Ratio entre la Intensidad final / Intensidad primaria

Representa la relación entre el Consumo Final y la Oferta Total de Energía. En la mayoría de los países hay una ligera disminución de esta relación, lo que indica que, en promedio, se necesita cada vez más energía primaria por unidad de consumo de energía final. Las pérdidas en las transformaciones y la distribución de energía, y principalmente en la generación de energía, donde se registra la mayoría de estas pérdidas, son responsables de la mayor parte de las diferencias entre la oferta total de energía y el consumo final.

La variabilidad de esta relación se puede deber a varios factores (CEPAL, 2013):

- (i) Los cambios en la oferta de energía, particularmente, en el mix de generación o en los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas afectarán la relación. Por ejemplo, un aumento en la participación de la generación de energía térmica aumenta la brecha entre las dos intensidades; en contraste, una cuota cada vez mayor de la energía hidroeléctrica o eólica reduce esta brecha.
- (ii) Los cambios en la eficiencia de las transformaciones: por ejemplo, una mayor eficiencia de las centrales térmicas (por ejemplo, por el desarrollo de centrales de ciclo combinado de gas) reduce la relación entre la intensidad final y la primaria.
- (iii) Los cambios en la participación de las energías secundarias (principalmente de la electricidad) en el consumo final.
- (iv) El cambio en el porcentaje de energía para usos no energéticos disminuye el valor de la relación, ya que estos consumos se incluyen en la intensidad primaria pero se excluyen de la intensidad final.
- (v) Los cambios en la proporción de las energías secundarias importadas, por ejemplo, el incremento de las importaciones de electricidad disminuirá las pérdidas de transformación y, por lo tanto, reducirá la brecha entre las dos intensidades.

Intensidad de la energía final a estructura constante

Sirve para analizar el efecto de los cambios estructurales en el PIB sobre la intensidad energética al facilitar la comparación de la Intensidad Energética Final con una estimación de la Intensidad Energética Final calculada bajo el supuesto de que la estructura económica se mantuvo inalterada respecto de un período base. La Intensidad Energética a Estructura Constante es entonces una intensidad teórica que resulta de suponer que todos los sectores crecen al mismo ritmo que el PIB (es decir, la estructura del PIB se mantiene constante respecto del año base). Se estima utilizando los valores reales de las intensidades sectoriales. El cálculo se realiza considerando los sectores principales (industria, terciario, transporte y residencial).

$$IEEC_t = \frac{\left[\frac{VA_{t_0}^{Ind}}{VA_t^{Ind}} \right] \cdot CF_t^{Ind} + \left[\frac{VA_{t_0}^{Serv}}{VA_t^{Serv}} \right] \cdot CF_t^{Serv} + \left[\frac{PIB_{t_0}}{PIB_t} \right] \cdot CF_t^{Trans} + \left[\frac{C_{t_0}^{Resid}}{C_t^{Resid}} \right] \cdot CF_t^{Resid}}{PIB_{t_0}}$$

donde:

$IEEC_t$ = Intensidad Energética a Estructura Constante en el instante t
 VA = Son los valores agregados: industrial (Ind) y terciario (Serv)
 t_0 = Es el período de referencia o base: 2000
 CF = Son los Consumos Finales de Energía: industrial (Ind), terciario (Serv), transporte (Trans), residencial (Resid)
 C^{Resid} = Consumo privado de los hogares
 PIB = Producto Interno Bruto

Contribución del Sector Eléctrico a la Intensidad Primaria

Definido como la relación entre la producción de electricidad expresado en kilogramos equivalentes de petróleo (kep) y el Producto Interno Bruto en Paridad de Poder Adquisitivo (PPA).

Demanda evitada de energía por cambios en la intensidad energética

La elasticidad de una magnitud “y” respecto de otra “x”, esto es la Elasticidad (y, x), nos indica qué porcentaje varía “y”, cuando “x” aumenta en un 1%. Dado que se trata de un cociente entre 2 tasas de variación se puede representar como:

$$Elasticidad(y, x) = \frac{x}{y} \frac{dy}{dx} = \frac{d \ln(y)}{d \ln(x)} \approx \frac{\Delta \ln(y)}{\Delta \ln(x)}$$

de manera similar, si tomamos a la Intensidad Energética y el Consumo Final de Energía del sector i , el valor de:

$$\frac{\ln(IE_t^i) - \ln(IE_{t-1}^i)}{\ln(CE_t^i) - \ln(CE_{t-1}^i)}$$

viene a representar el porcentaje que varía la Intensidad Energética entre t y $t - 1$ de sector i , cuando el consumo final de energía varía en 1%. Entonces, podemos emplear este valor para ponderar la variación en el consumo final y calcular la demanda evitada de energía en el período t del sector i , esto es:

$$DEE_t^i = (CE_t^i - CE_{t-1}^i) \cdot \left(\frac{\ln(IE_t^i) - \ln(IE_{t-1}^i)}{\ln(CE_t^i) - \ln(CE_{t-1}^i)} \right)$$

Este indicador estima la variación de la energía final ponderada por los cambios en la intensidad energética debidos a los cambios operados en el consumo de energía final. Por tal motivo, es una buena aproximación de

la demanda evitada por mejoras en la eficiencia energética. En este caso su valor es negativo. Recíprocamente, cuando su valor es positivo, da cuenta de la demanda de energía final inducida por los incrementos en la ineficiencia (aumento de la intensidad) en el uso de la energía.

Este mismo indicador se podría calcular para los sectores económicos, computando así, las demandas de energía evitadas en cada sector. En los gráficos publicados en el presente documento y para capturar mejor la evolución de las demandas evitadas (o inducidas) en curso, dados por los cambios que se van dando en el tiempo tanto en la intensidad energética como en el consumo final de energía, se calcula la evolución de la demanda de energía evitada fijando el año base de 1999 (Banco Mundial, 2015).

Análisis de descomposición estructural basado en el Índice de Divisia de la Media Logarítmica (LMDI)

Se trata de un índice desarrollado por François-Jean-Marie Divisia en los años '70, diseñado para analizar cambios de una magnitud a lo largo del tiempo a partir de subcomponentes que se miden en diferentes unidades. La serie resultante es adimensional. En la década del '70, comenzó a emplearse en el ámbito de la energía para descomponer los factores causales de los cambios en el consumo de la energía, permitiendo desagregar el efecto actividad (debido al cambio agregado de la actividad económica), el efecto estructura (debido a los cambios en la composición estructural de la economía, o sea los cambios en las participaciones relativas de las ramas de actividad) y el efecto eficiencia (debido a los ahorros energéticos generados) (Ang y Liu, 2006).

Dado que estamos procesando series temporales, se empleó la versión multiplicativa del Índice de Divisia de la Media Logarítmica. Entonces, los cambios operados en el Consumo Final entre el instante t y un instante de referencia t_0 , se descomponen en los 3 efectos citados:

$$\frac{CE_t^{Tot}}{CE_{t_0}^{Tot}} = D_t^{tot} = D_t^{act} \cdot D_t^{str} \cdot D_t^{efi}$$

con:

$$D_t^{act} = \exp \left[\sum_{i=1}^{n_{sectores}} \tilde{w}_t^i \cdot \ln \left(\frac{Q_t}{Q_{t_0}} \right) \right]$$

$$D_t^{str} = \exp \left[\sum_{i=1}^{n_{sectores}} \tilde{w}_t^i \cdot \ln \left(\frac{P_t^i}{P_{t_0}^i} \right) \right]$$

$$D_t^{efi} = \exp \left[\sum_{i=1}^{n_{sectores}} \tilde{w}_t^i \cdot \ln \left(\frac{IE_t^i}{IE_{t_0}^i} \right) \right]$$

siendo:

$$\tilde{w}_t^i = \frac{\left[\frac{CE_t^i - CE_{t_0}^i}{\ln(CE_t^i) - \ln(CE_{t_0}^i)} \right]}{\left[\frac{CE_t^{Tot} - CE_{t_0}^{Tot}}{\ln(CE_t^{Tot}) - \ln(CE_{t_0}^{Tot})} \right]}$$

donde:

- CE_t^{Tot} = Es el Consumo Final agregado de los sectores que participan del cálculo en el tiempo t
- CE_t^i = Es el Consumo Final del sector i en t
- t_o = Es el período de referencia o base: 2000
- D_t^{act} = Factor de la descomposición que explica el efecto actividad en t
- D_t^{str} = Factor de la descomposición que explica el efecto estructura en t
- D_t^{efi} = Factor de la descomposición que explica el efecto eficiencia en t
- Q_t = El nivel de actividad total de los sectores (la suma de los valores agregados sectoriales) en t
- P_t = La participación relativa del sector i en t
- IE_t = La intensidad energética del sector i en t
- i = Representa a los sectores industrial, servicios, transporte y otros

En el presente Panorama Energético se consideró el año de referencia 2000 y se utilizaron sólo los sectores productivos para analizar la evolución de los factores explicativos de los cambios acontecidos en el consumo final de energía.

Eficiencia en los procesos de transformación

Se define como la relación entre el Consumo Final de Energía y la Oferta Total de Energía. Este indicador, al presentarse en forma de serie temporal, da cuenta del desempeño agregado de los centros de transformación que convierten la energía primaria en energía secundaria con independencia de la fuente.

Eficiencia del sector eléctrico

Es la relación entre la producción de electricidad y los insumos requeridos en su generación. En este caso, y tomando en cuenta que el indicador hace referencia a los procesos de transformación del sector eléctrico, se deben tomar los insumos a partir de los centros de transformación (incluyendo a los autoprodutores) y no de los sectores de consumo como ocurre en el caso anterior que considera al proceso de transformación en su totalidad (incluyendo, por ejemplo, a los procesos de refinación).

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 de tiempo dado.

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, 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

Se define como la relación entre la oferta total de fuentes renovables (primarias y secundarias, descontando su producción para evitar duplicidad), dividida para la oferta total de energía. En el caso de OLADE la oferta total de renovables primarias comprende: hidroenergía, geotermia, eólica, solar, biomasa y en el caso de las secundarias la electricidad y bicomcombustibles.

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 dependencia externa de la energía

Se define como la relación entre las importaciones totales de energía menos las exportaciones totales divididas por la oferta total de energía.

Índice de autarquía hidrocarburífera

Se define como la producción primaria de hidrocarburos (petróleo y gas natural) dividida para la oferta total de estas mismas fuentes sumada a la oferta de derivados de petróleo menos la producción de derivados (para evitar la doble contabilidad). Cuando el índice es mayor que la unidad, el país es autosuficiente, mientras que si es menor que 1, el país es dependiente de las importaciones de crudo, gas natural o derivados de petróleo.

Índice de consumo residencial de biomasa

Se define como la relación entre la suma del consumo de leña y de carbón vegetal en el sector residencial dividido para el consumo final del sector residencial.

Participación de la hidroenergía en la oferta primaria renovable

Define la proporción de hidroelectricidad en la oferta renovable. Se calcula dividiendo la oferta total de hidroenergía por la oferta primaria de las energías renovables.

Participación de la dendroenergía en la oferta total 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.

Sendero energético

Es una representación gráfica que intenta resumir someramente el vínculo entre la evolución de los niveles de desarrollo de un país o subregión, expresado de manera muy simplificada por el PIB per cápita, y la calidad de su desempeño energético, representada mediante los cambios en la Intensidad Final de Energía. Combinando ambas variables en un sólo gráfico es posible identificar períodos del tiempo que poseen un desempeño virtuoso o deseable, toda vez que los niveles del PIB per cápita crecen y, por lo tanto, el sendero se desplaza para la derecha, a la vez que la intensidad energética baja, desplazando el sendero energético hacia abajo. Por el contrario, si en algún período de tiempo el sendero energético se desplaza para la izquierda, esto vendría a significar que ha tenido lugar una contracción de la actividad económica, mientras que si se desplaza para arriba, la intensidad energética estaría creciendo respecto de períodos anteriores, por lo cual el desempeño energético sería, en términos agregados, más ineficiente. Dada esta combinación de variables expresada en la figura, es

posible representar también, un conjunto de curvas de nivel que representan las posibles combinaciones de PIB per cápita e Intensidad Energética que mantienen constante el consumo final de energía per cápita. En tal sentido, si una subregión o país tienen un sendero energético cuya trayectoria se desplaza a través de diversas curvas de nivel, es decir cruzándolas, significa que está cambiando el consumo final per cápita y, por lo tanto, se están modificando los patrones en que se genera la demanda energética.

Ello puede deberse, por ejemplo, a una mayor dotación de aparatos electrónicos en los hogares o a un crecimiento sustancial del parque automotor, por ejemplo. Asimismo, podría suceder que el sendero energético se desplaza hacia la derecha y arriba, lo que podría significar, no ya un crecimiento de la ineficiencia energética sino un cambio de la estructura productiva que, en particular, acontezca en el sector industrial. Claramente, el análisis de los senderos energéticos debe complementarse con un análisis más detallado acerca de cómo evolucionó la actividad económica y la matriz productiva, así como conocer los cómo y los por qué de los cambios acontecidos en la matriz energética.

Indicadores de emisiones de CO₂

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

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

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

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

donde:

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

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

correspondiente al sector *i* en *t*

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

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

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

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

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

Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

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

Índice de emisiones de CO₂ en la generación eléctrica

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

Fórmulas genéricas

Tasas de variación

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

Fórmula de la tasa de variación puntual:

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

donde:

- TV_t = Tasa de variación (porcentual) en t
- t = Indica el período de tiempo
- M_t = Monto o valor en el instante t
- M_{t-1} = Monto en el instante anterior $t - 1$

Fórmula de la tasa de variación media acumulada:

$$\overline{TV}_{t+n}^t = \left[\left(\frac{M_{t+n}}{M_t} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \right] \cdot 100$$

donde:

- \overline{TV}_{t+n}^t = Tasa de variación media acumulada entre $t + n$ y t
- M_t = Monto o valor en el instante t
- M_{t+n} = Monto en el instante posterior $t + n$



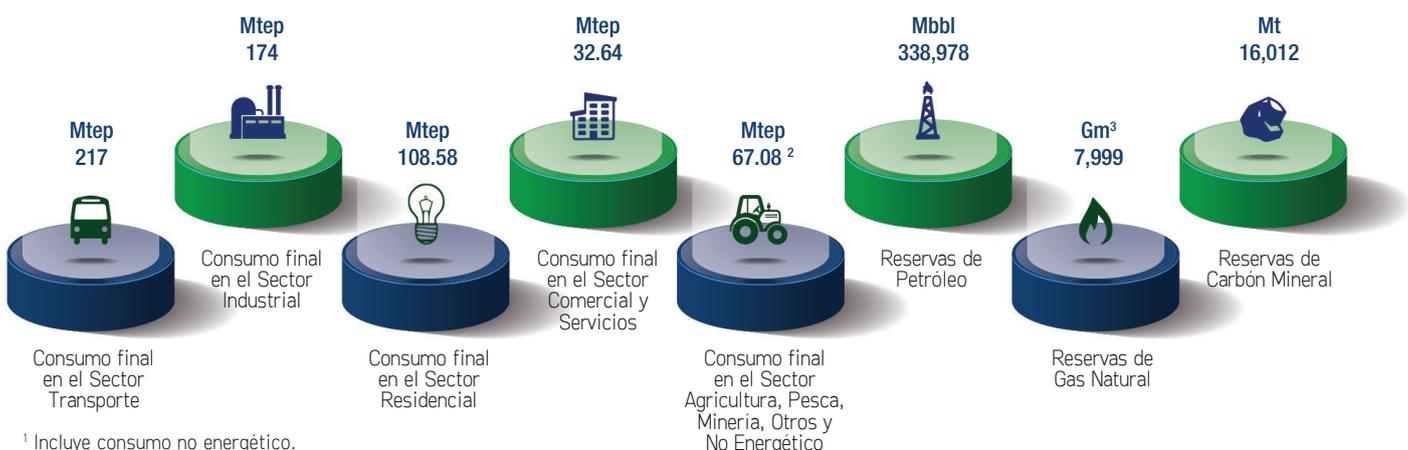
ESTADÍSTICAS E INDICADORES ENERGÉTICOS AGREGADOS DE AMÉRICA LATINA, EL CARIBE Y DEL MUNDO

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Datos Generales 2021

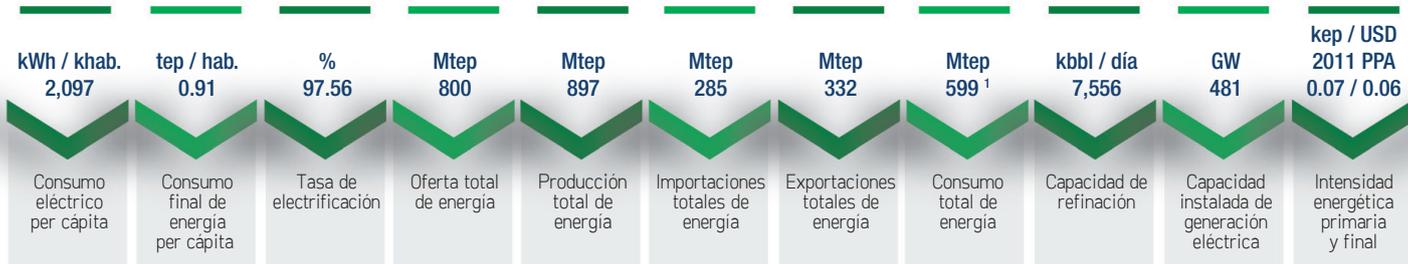
Población (mil hab.)	657,145
Superficie (km ²)	20,397,604
Densidad de población (hab. / km ²)	32
Población urbana (%)	81
PIB USD 2018 (MUSD)	5,366,117
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	10,103,184
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

Sector Energético 2021



¹ Incluye consumo no energético.

² No Incluye consumo propio del sector energético.

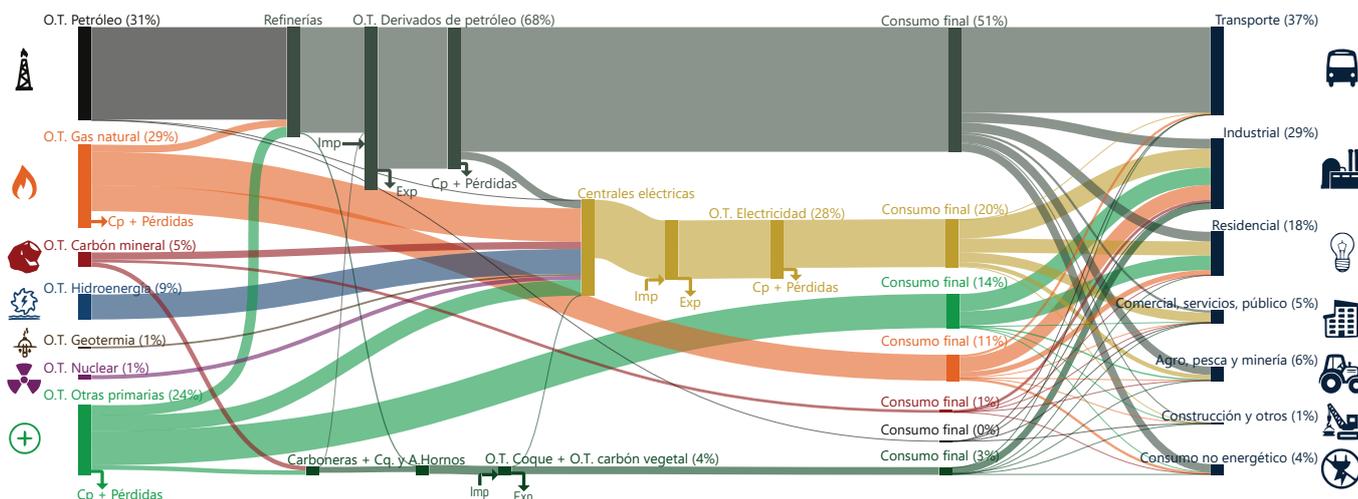


1. Los diagramas Sankey que se presentan en los capítulos de ALC y por país han sido elaborados con base en las siguientes consideraciones:

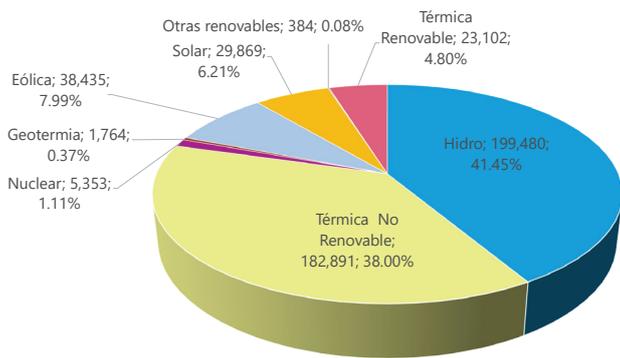
- Oferta Total (O.T.) = Producción + Importación - Exportación +/- Variación de Inventario - No Aprovechado.
- Otras primarias incluyen: Biogás, residuos vegetales, productos de caña, leña, solar y eólica (Esto aplica a cada país dependiendo de la disponibilidad de fuentes de energía que tenga cada uno).
- 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.

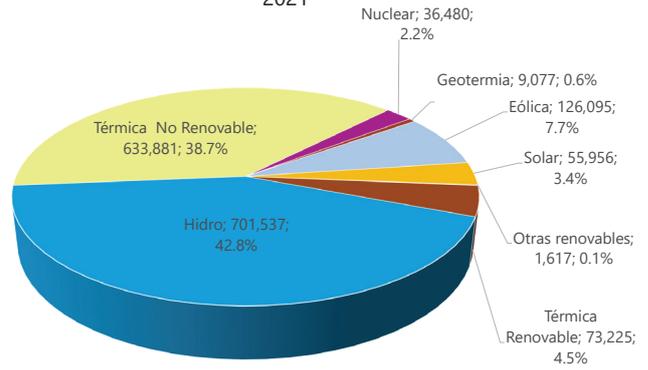
Balance energético resumido 2021



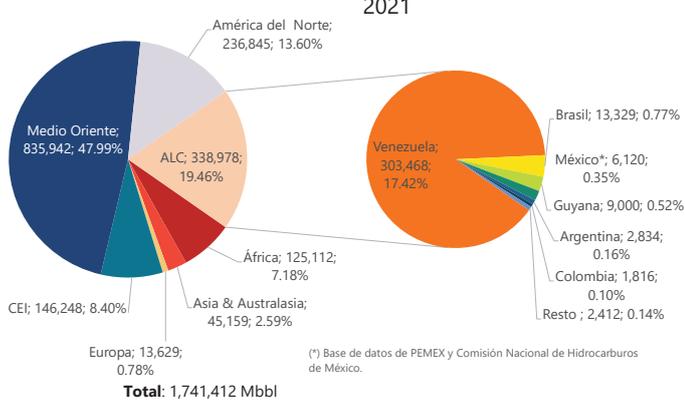
Capacidad instalada para generación eléctrica ALC [MW; %]
2021



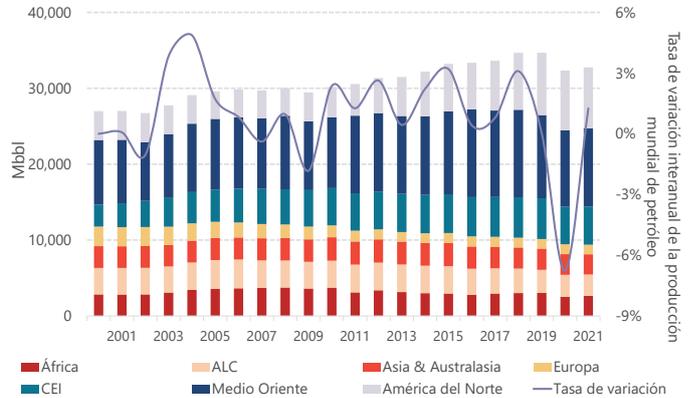
Generación eléctrica ALC por fuente [GWh; %]
2021



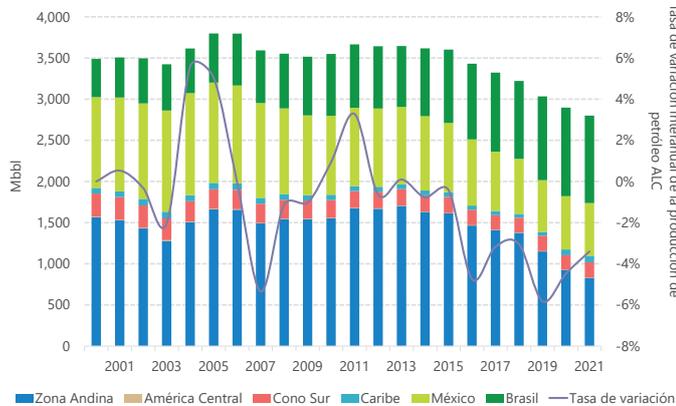
Reservas probadas mundiales de petróleo [Mbbl, %]
2021



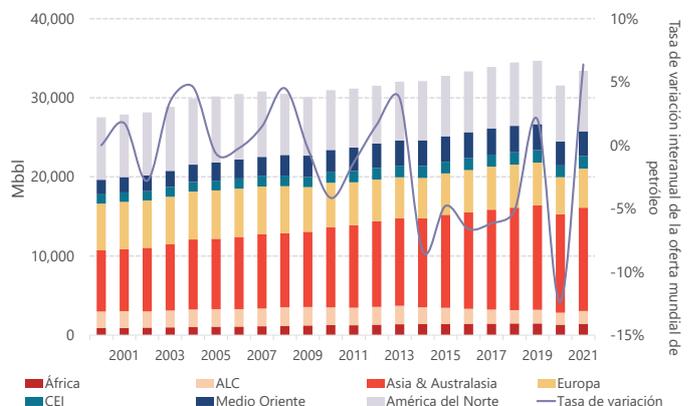
Producción mundial de petróleo por subregiones



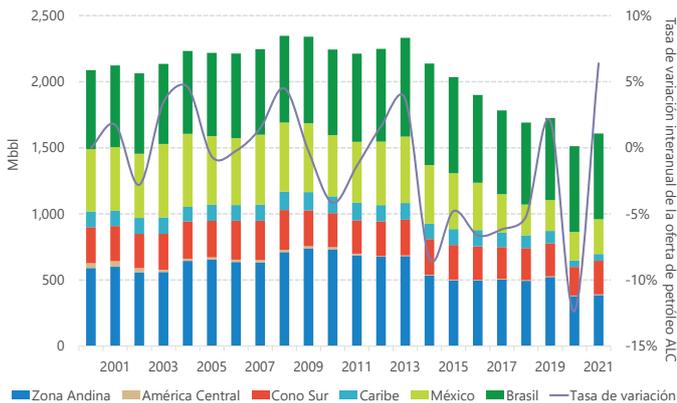
Producción de petróleo ALC por subregiones



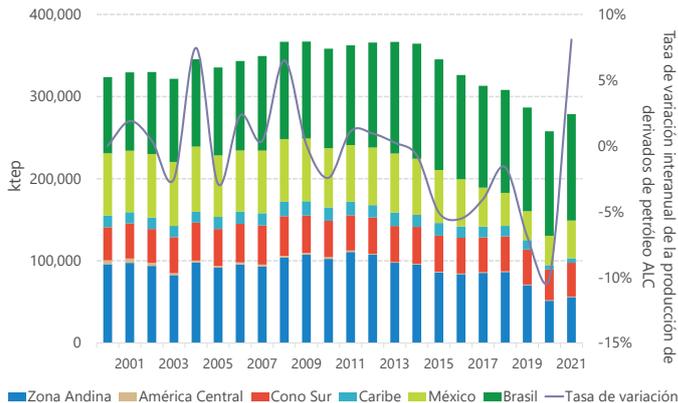
Oferta total mundial de petróleo por subregiones



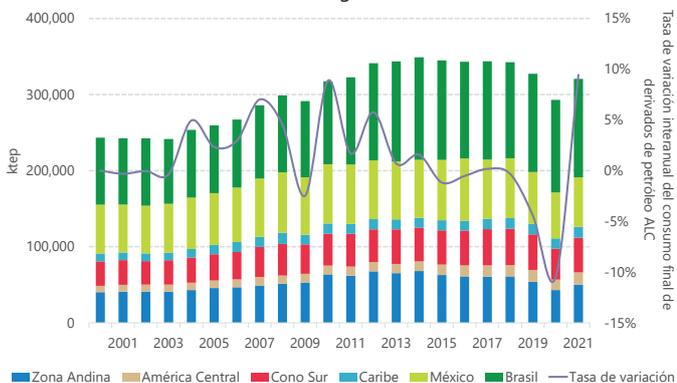
Oferta total de petróleo ALC por subregiones



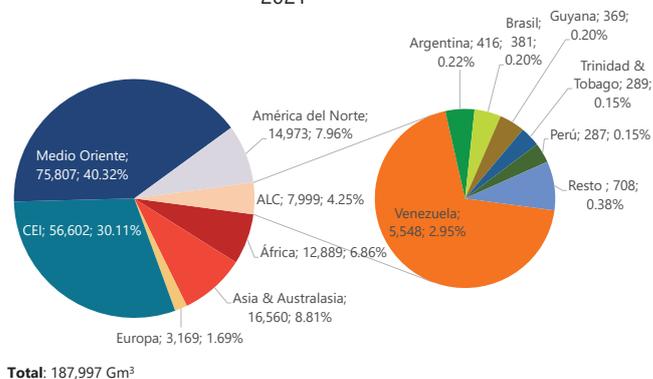
Producción de derivados de petróleo ALC por subregiones



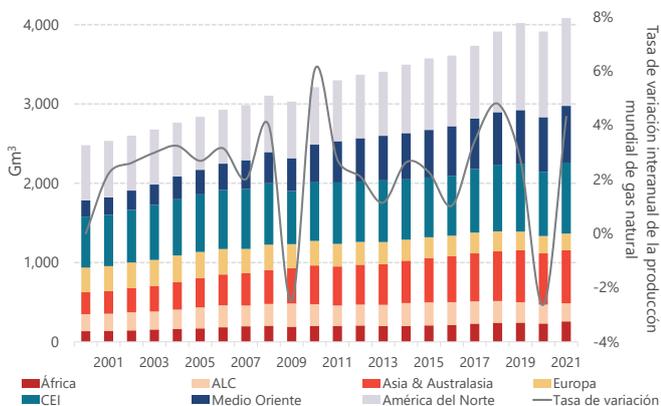
Consumo final de derivados de petróleo ALC por subregiones



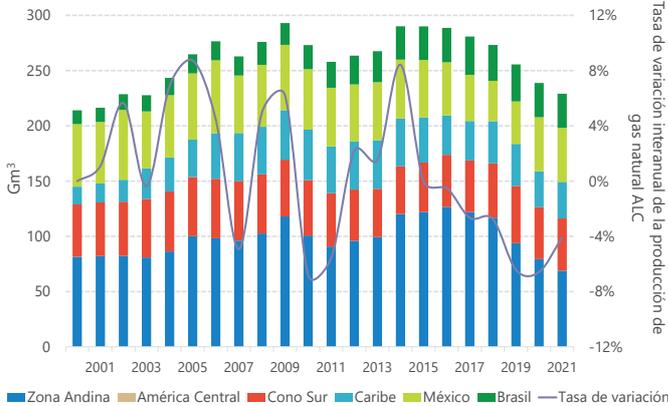
Reservas probadas mundiales de gas natural [Gm³, %] 2021



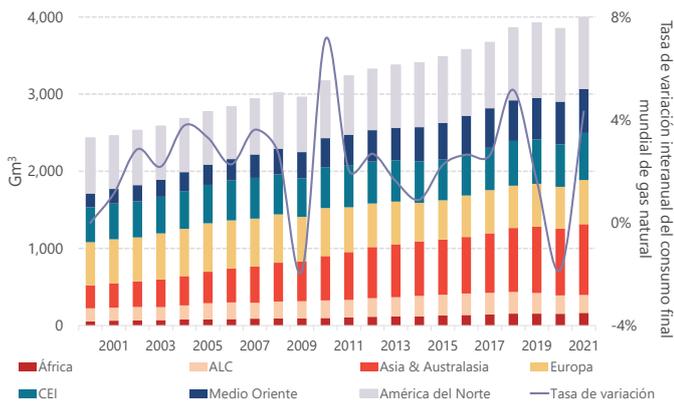
Producción mundial de gas natural



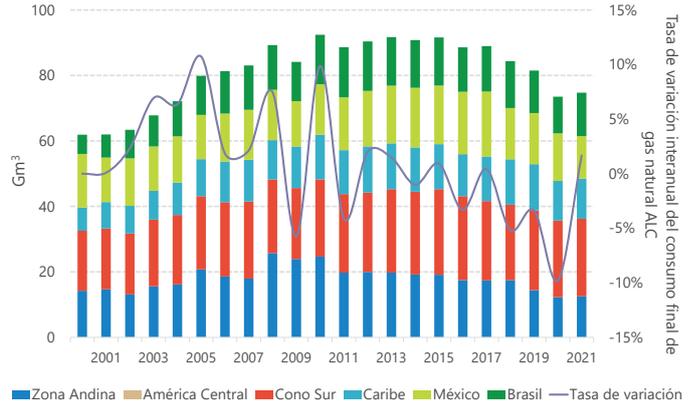
Producción de gas natural ALC por subregiones



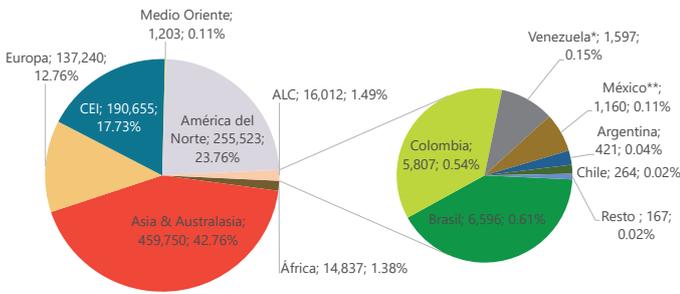
Consumo final mundial de gas natural



Consumo final de gas natural ALC por subregiones



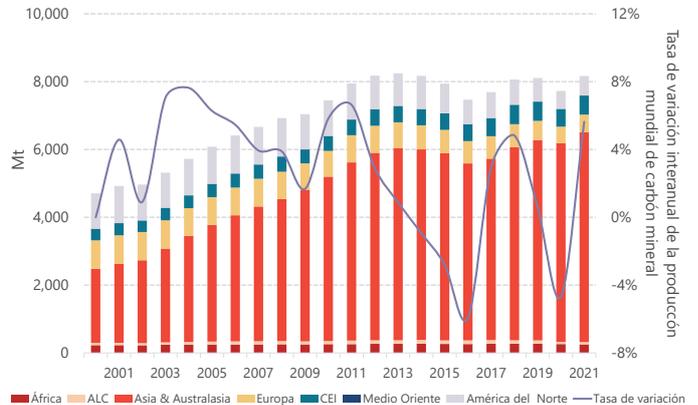
Reservas probadas mundiales de carbón mineral [Mt, %] 2021



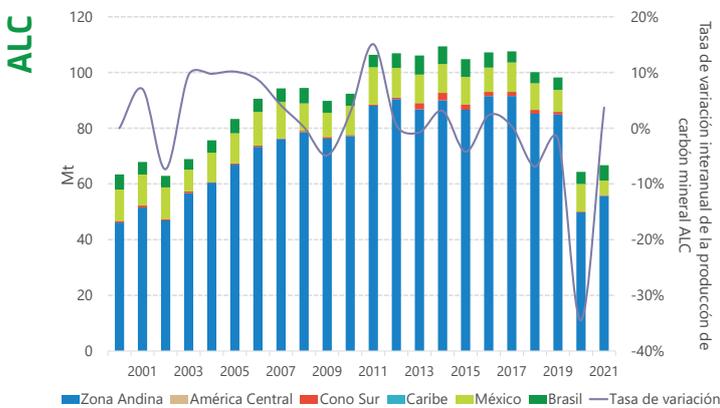
Total: 1,075,220 Mt

(*) Dato estimado por OLADE.
(**) BP Statistical Review of World Energy

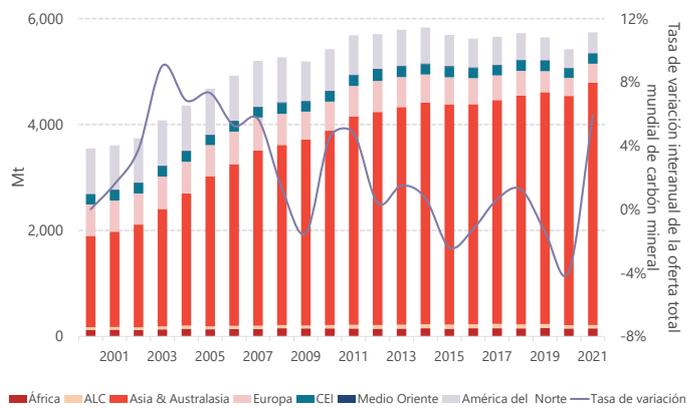
Producción mundial de carbón mineral



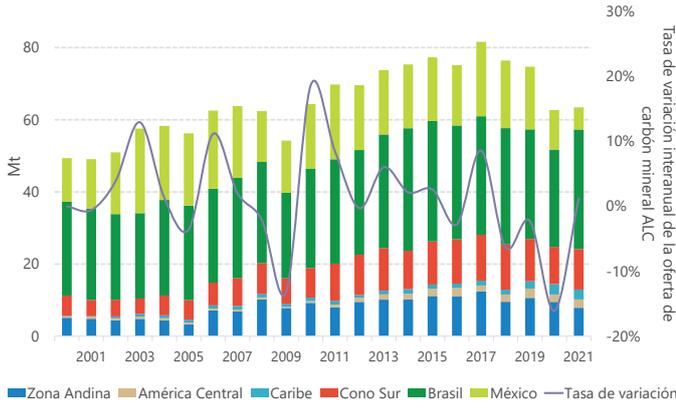
Producción de carbón mineral ALC por subregiones



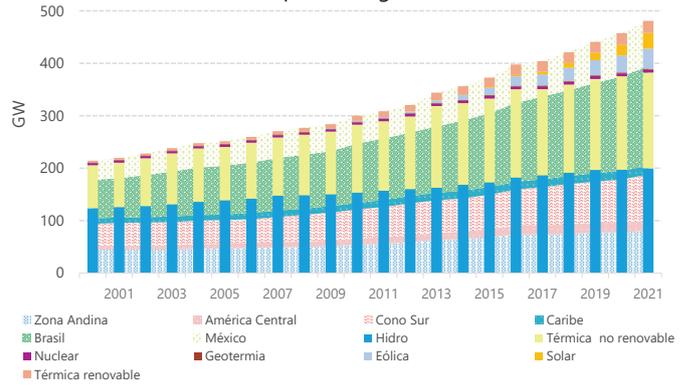
Oferta total mundial de carbón mineral por subregiones



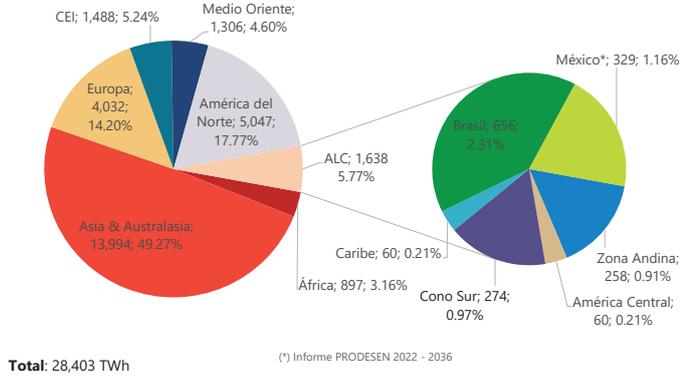
Oferta total de carbón mineral ALC por subregiones



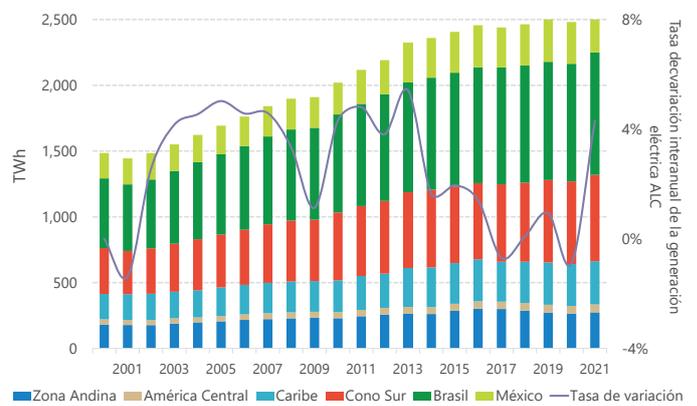
Capacidad instalada para generación eléctrica ALC por subregiones



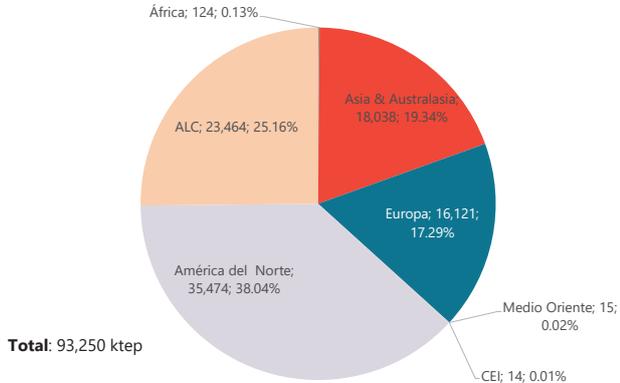
Generación eléctrica mundial por subregiones [TWh, %] 2021



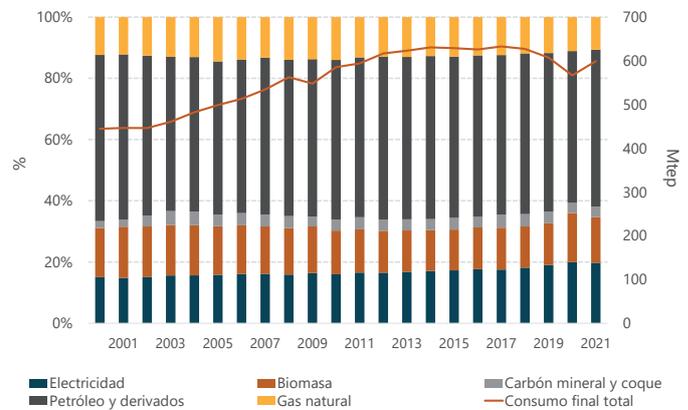
Generación eléctrica ALC por subregiones

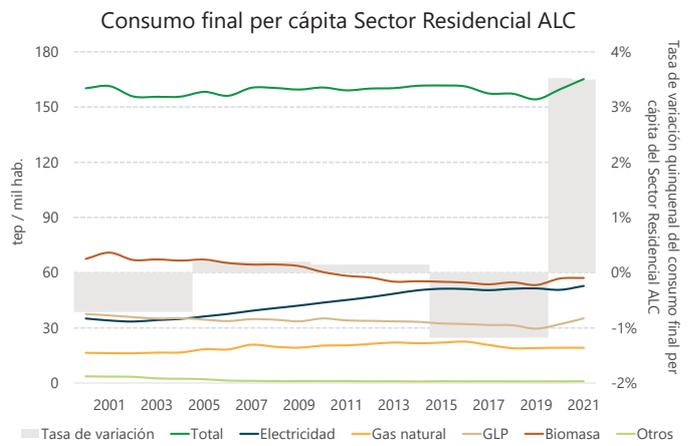
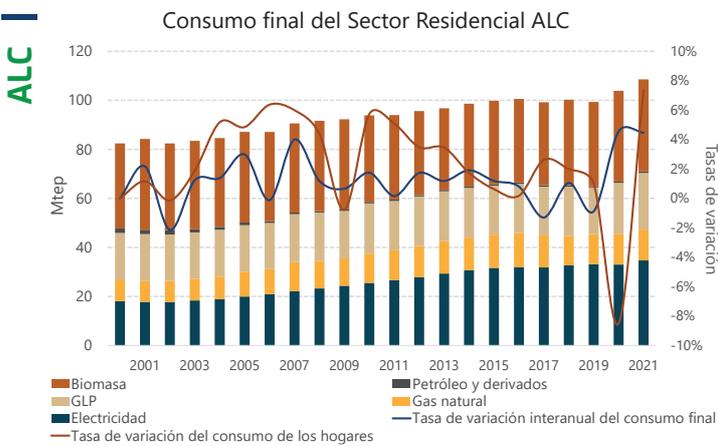
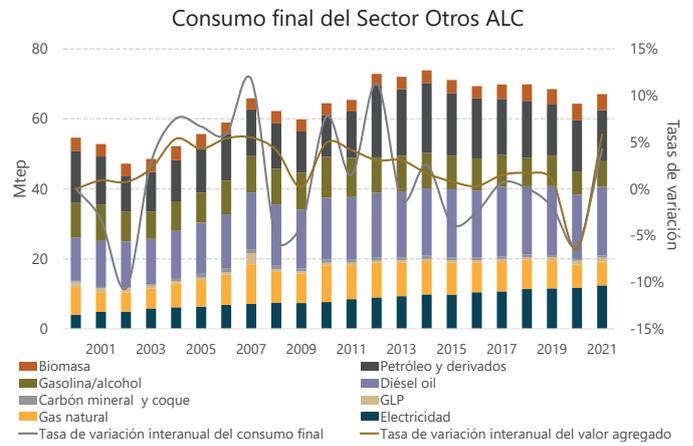
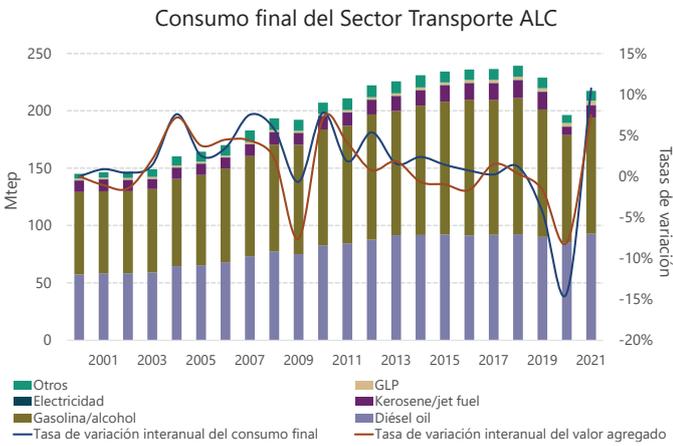
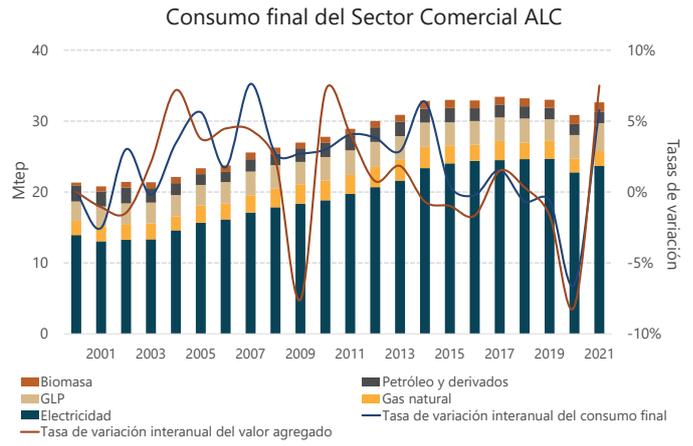
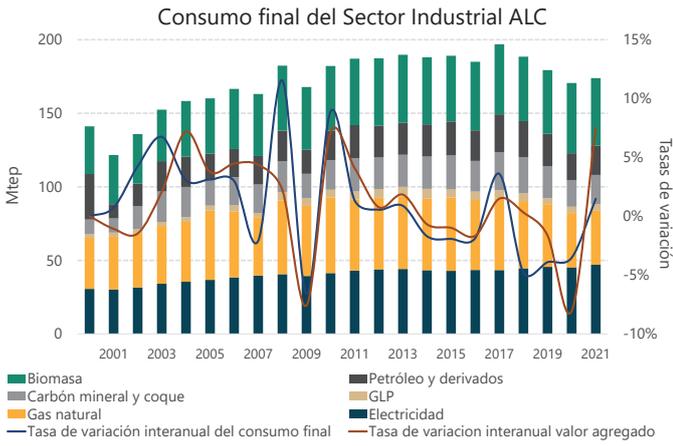


Producción mundial de biocombustibles [ktep] 2021



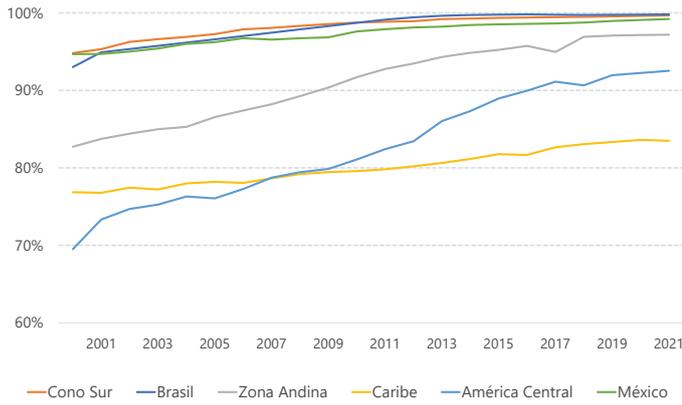
Consumo final de energía por fuente ALC



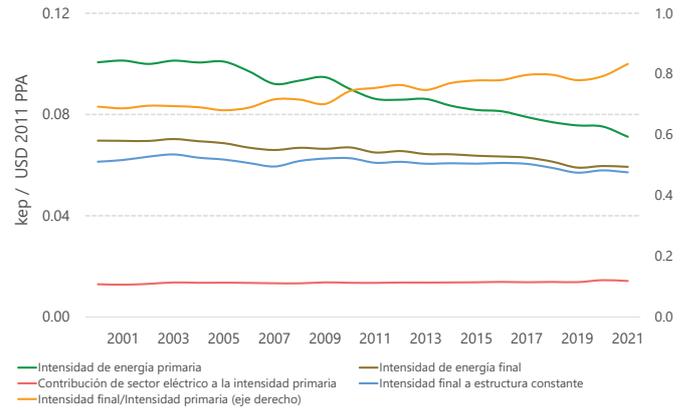


ALC

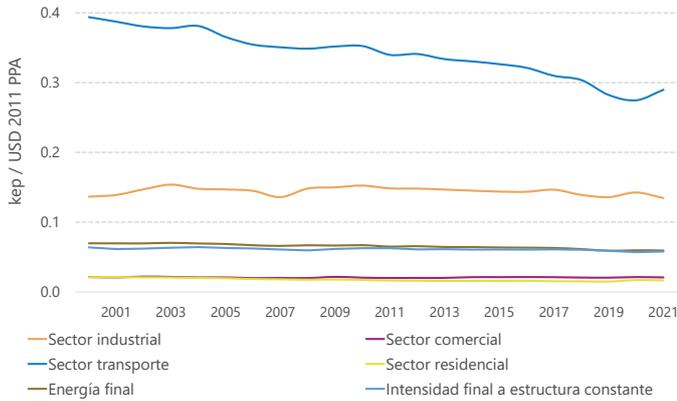
Tasa de electrificación ALC por subregiones



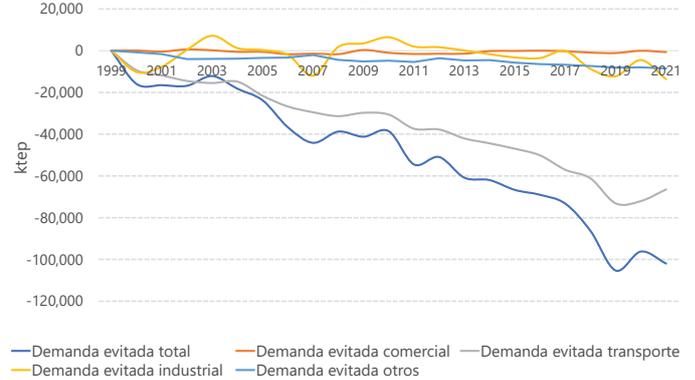
Intensidades energéticas ALC



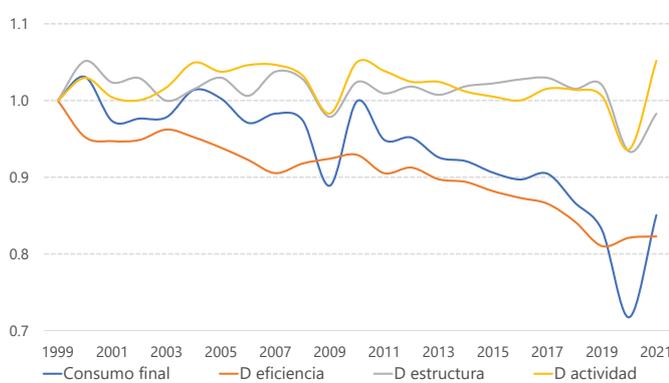
Intensidades energéticas sectoriales ALC



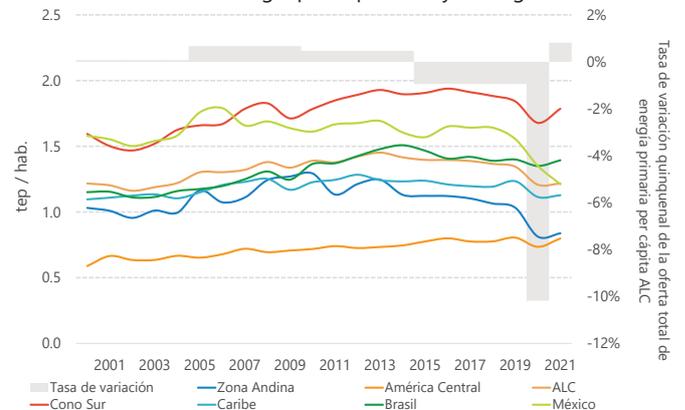
Demanda evitada de energía por cambios en la intensidad energética para ALC



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético para ALC

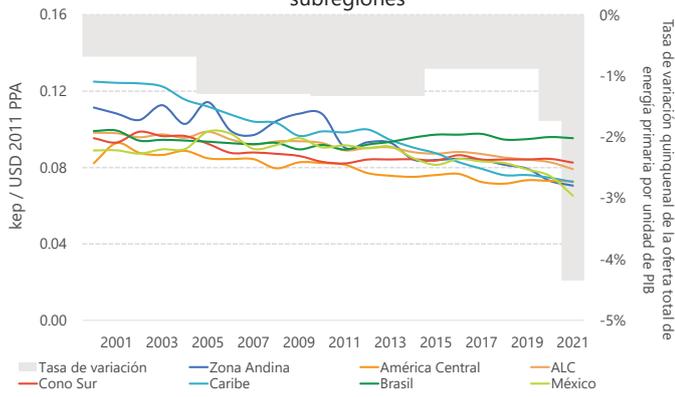


Oferta total de energía per cápita ALC y subregiones

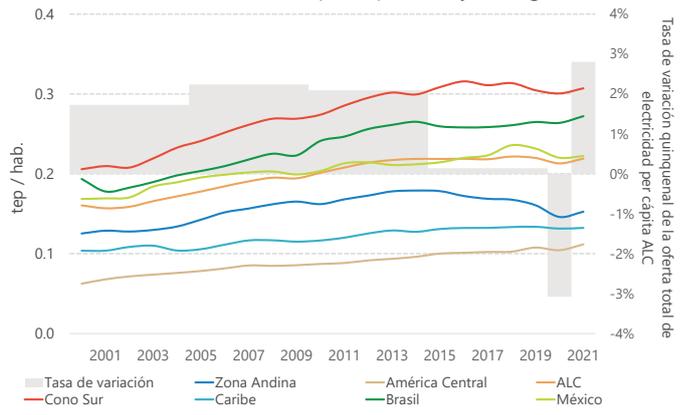


ALC

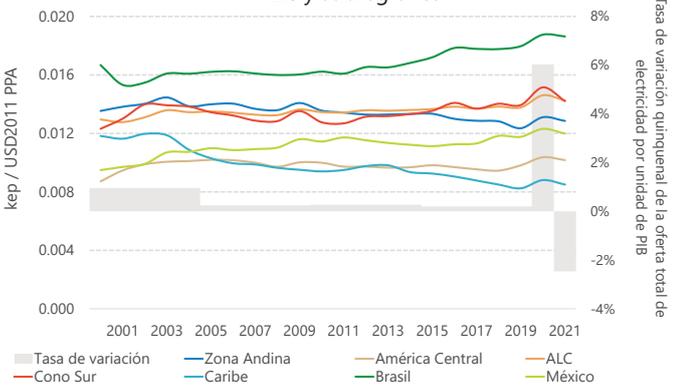
Oferta total de energía primaria por unidad de PIB ALC y subregiones



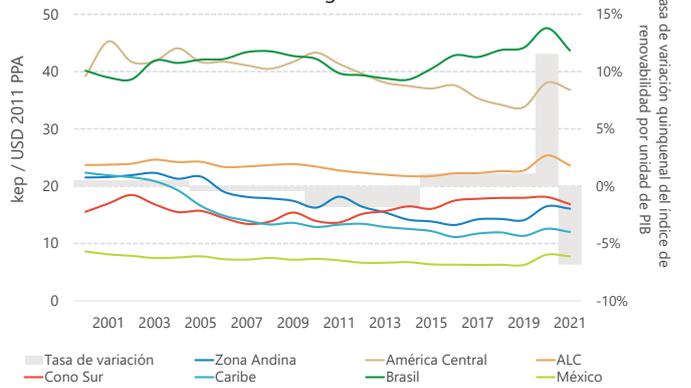
Oferta total de electricidad per cápita ALC y subregiones



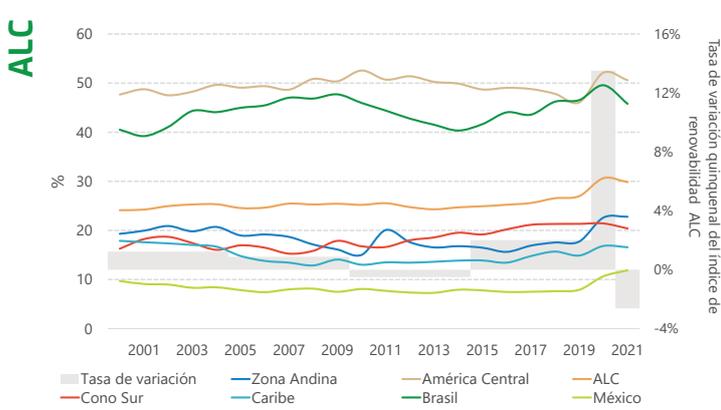
Oferta total de electricidad por unidad de PIB para ALC y subregiones



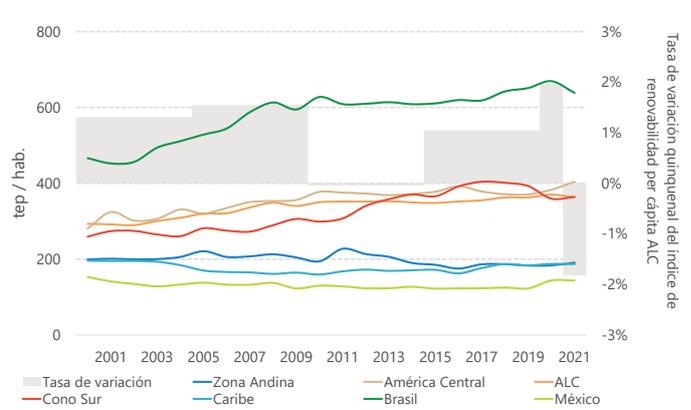
Índice de renovabilidad por unidad de PIB para ALC y subregiones



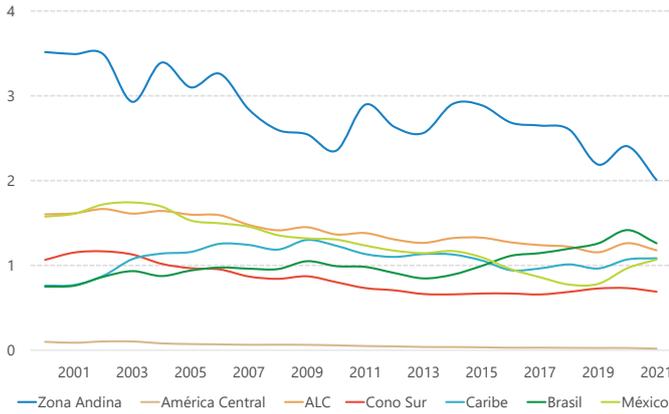
Índice de renovabilidad ALC y subregiones



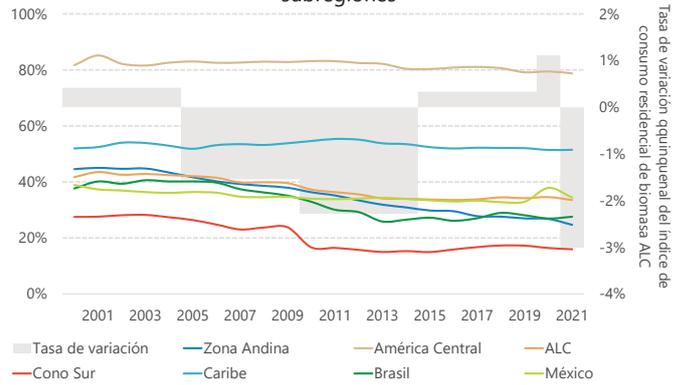
Índice de renovabilidad per cápita ALC y subregiones



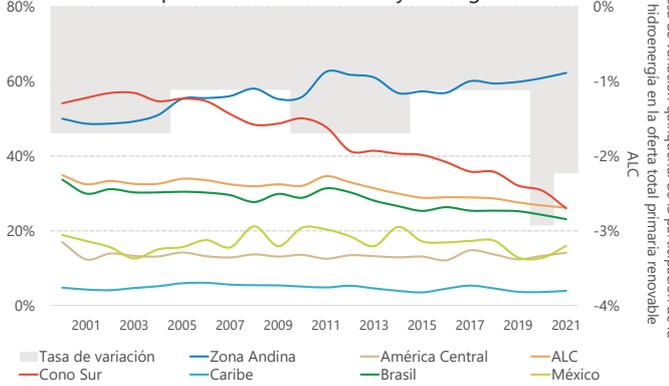
Índice de autarquía hidrocarburífera ALC y subregiones



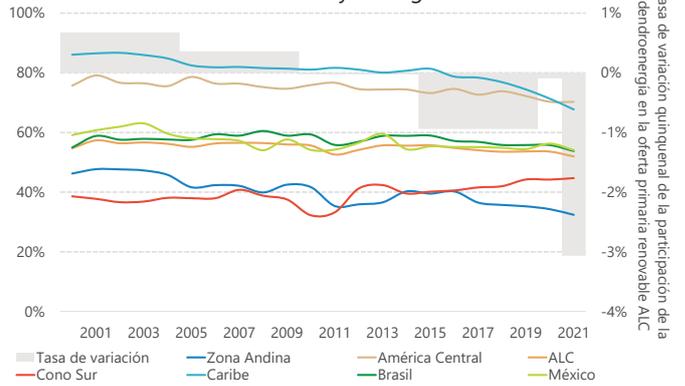
Índice de consumo residencial de biomasa ALC y subregiones



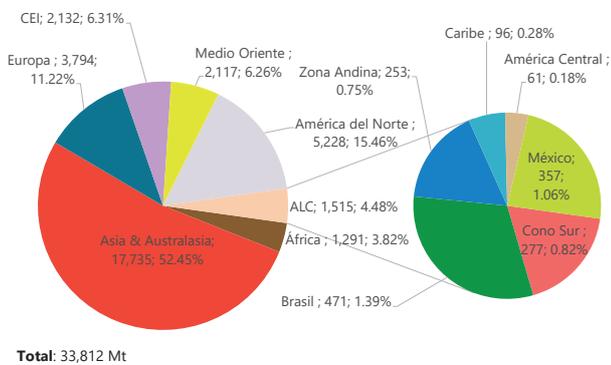
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable ALC y subregiones



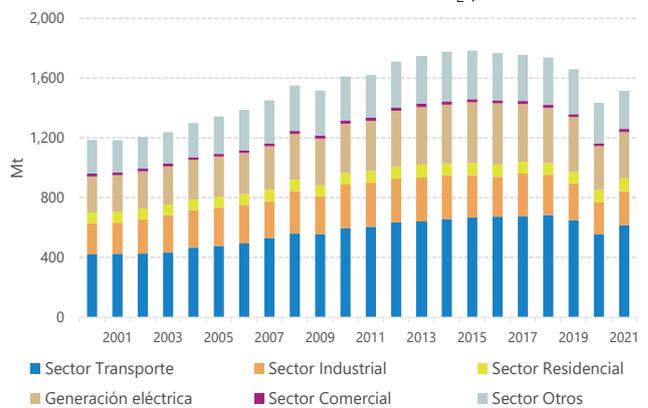
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable ALC y subregiones



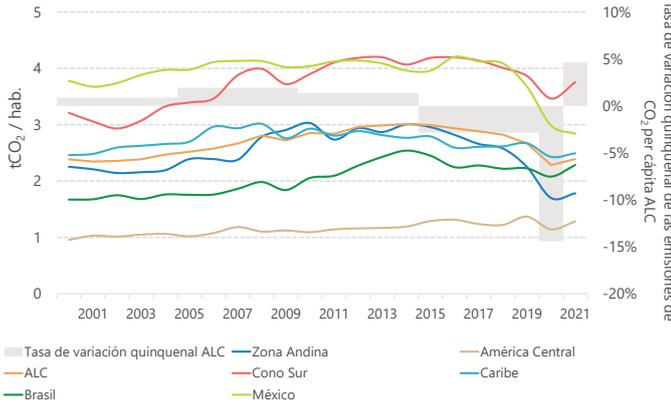
Emisiones mundiales de CO₂ por subregiones [Mt; %] 2021



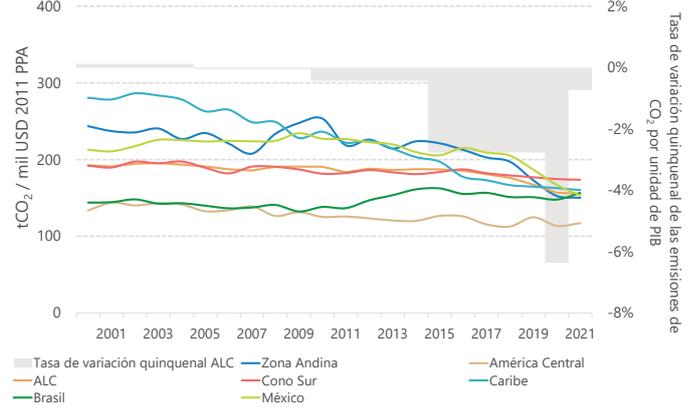
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



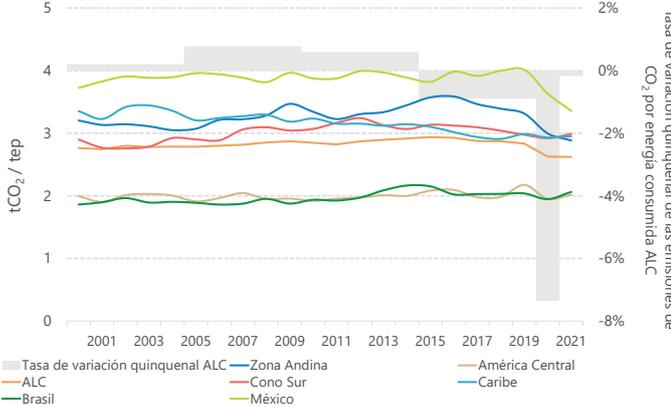
Evolución de emisiones de CO₂ per cápita



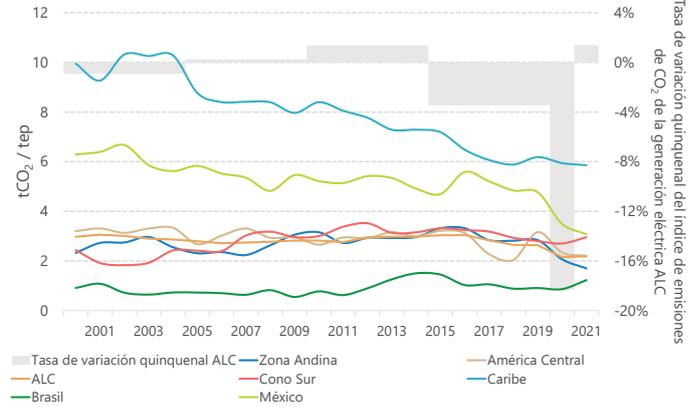
Evolución de emisiones de CO₂ por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

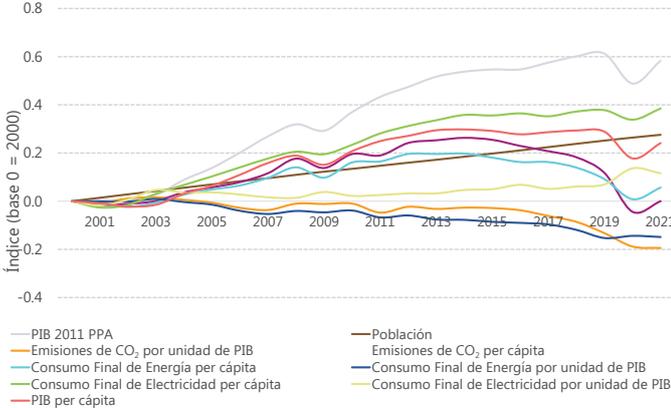


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica

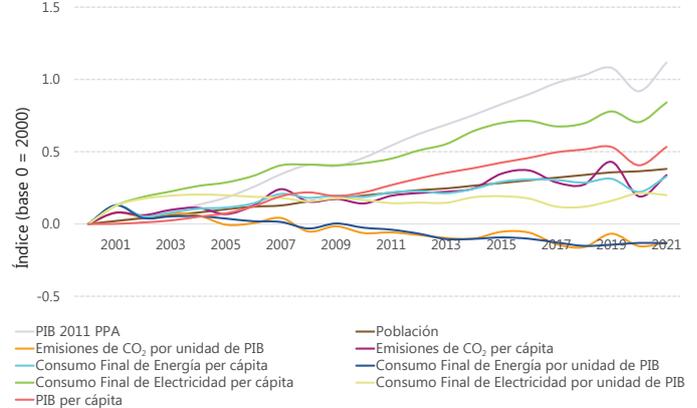


ALC

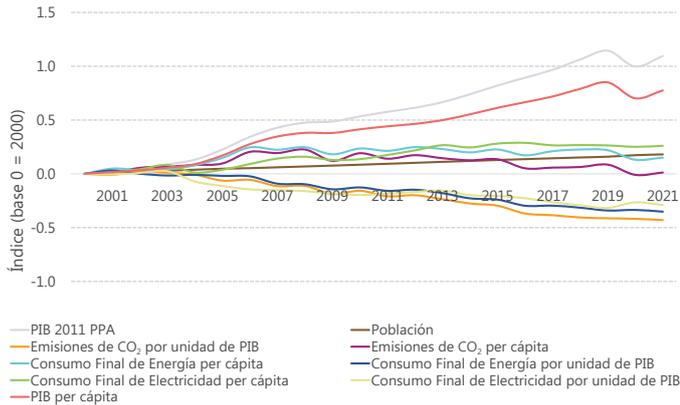
Resumen de los principales indicadores: ALC



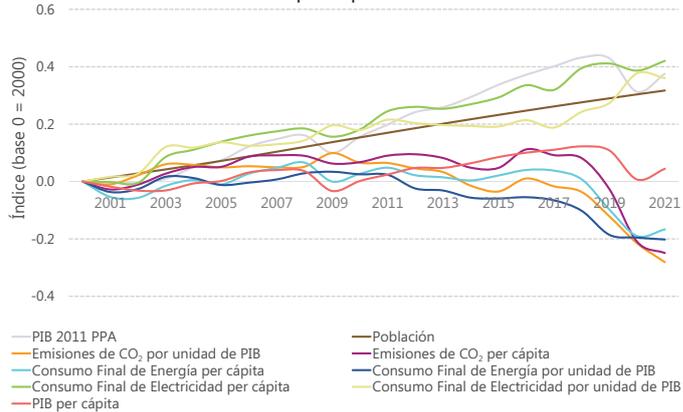
Resumen de los principales indicadores: América Central



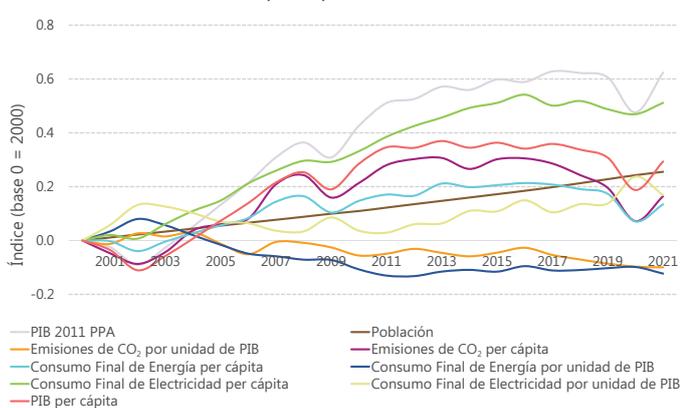
Resumen de los principales indicadores: Caribe



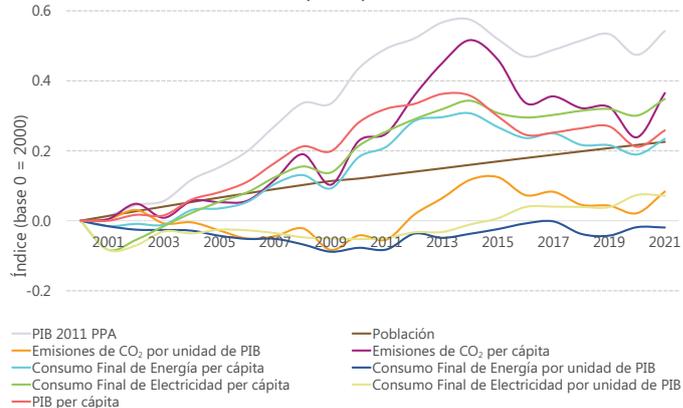
Resumen de los principales indicadores: México



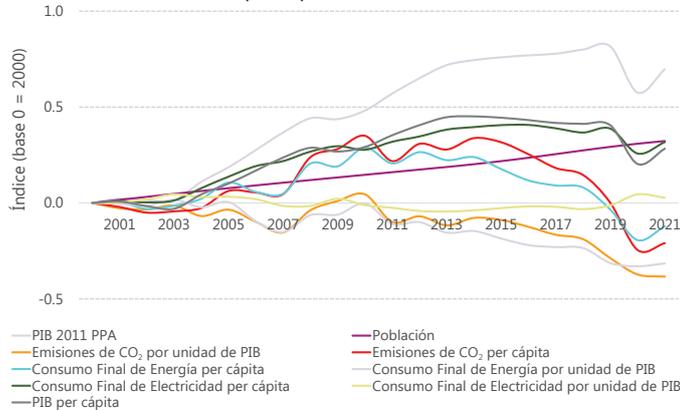
Resumen de los principales indicadores: Cono Sur



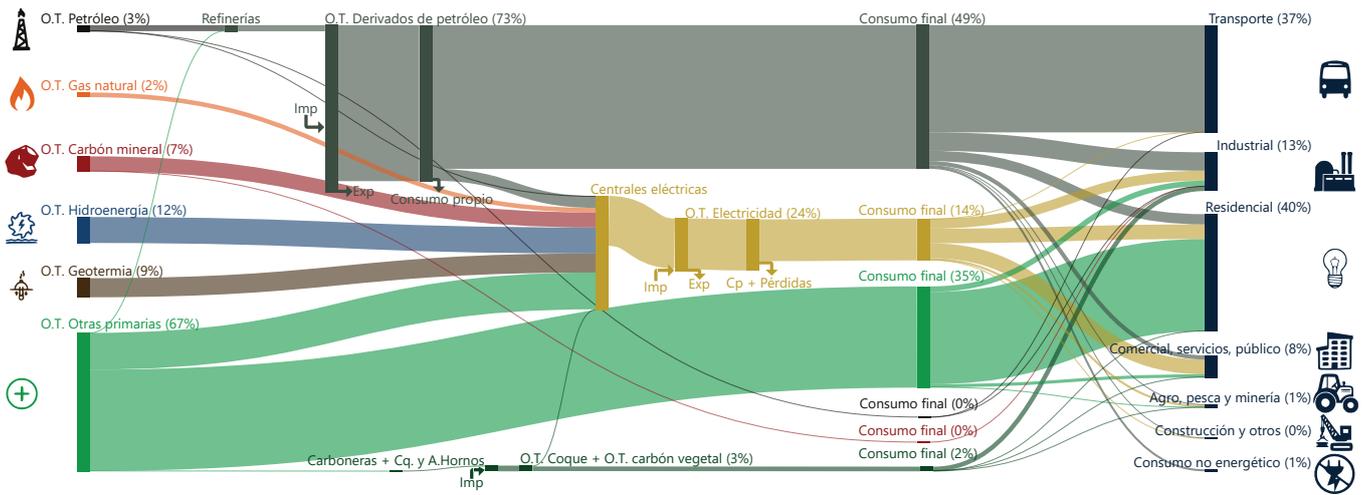
Resumen de los principales indicadores: Brasil



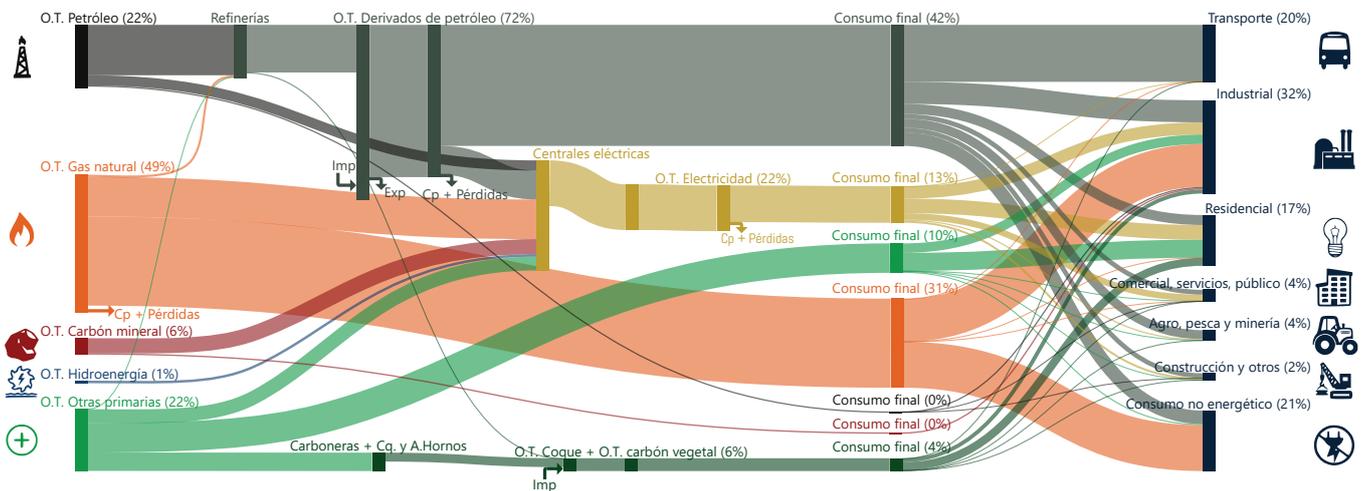
Resumen de los principales indicadores: Zona Andina



Balance energético resumido: América Central - 2021 | Oferta total de energía: 39,571 ktep

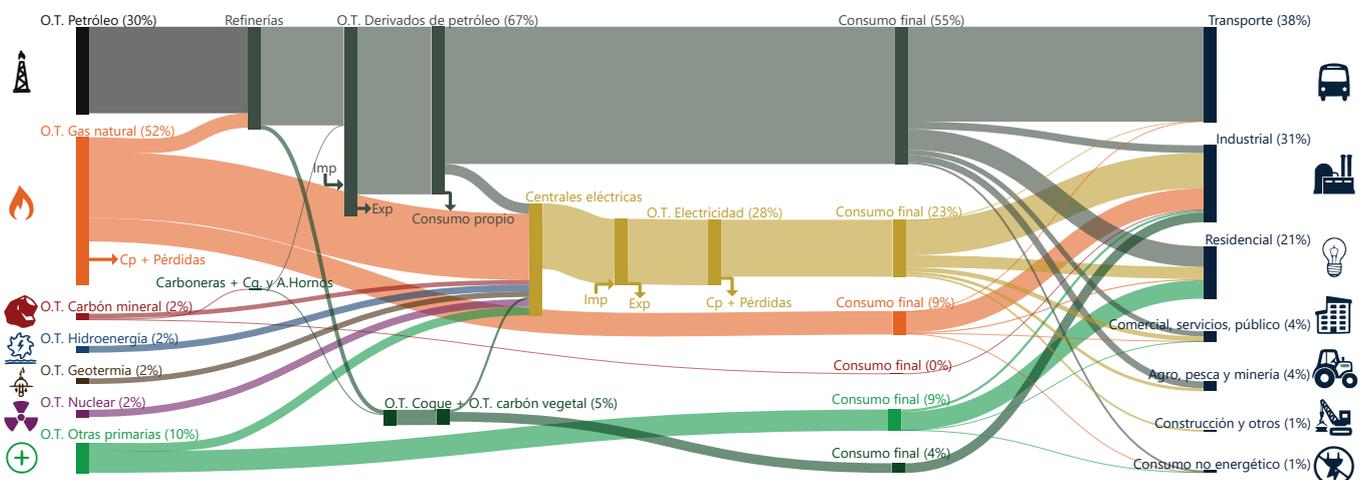


Balance energético resumido: Caribe - 2021 | Oferta total de energía: 44,615 ktep

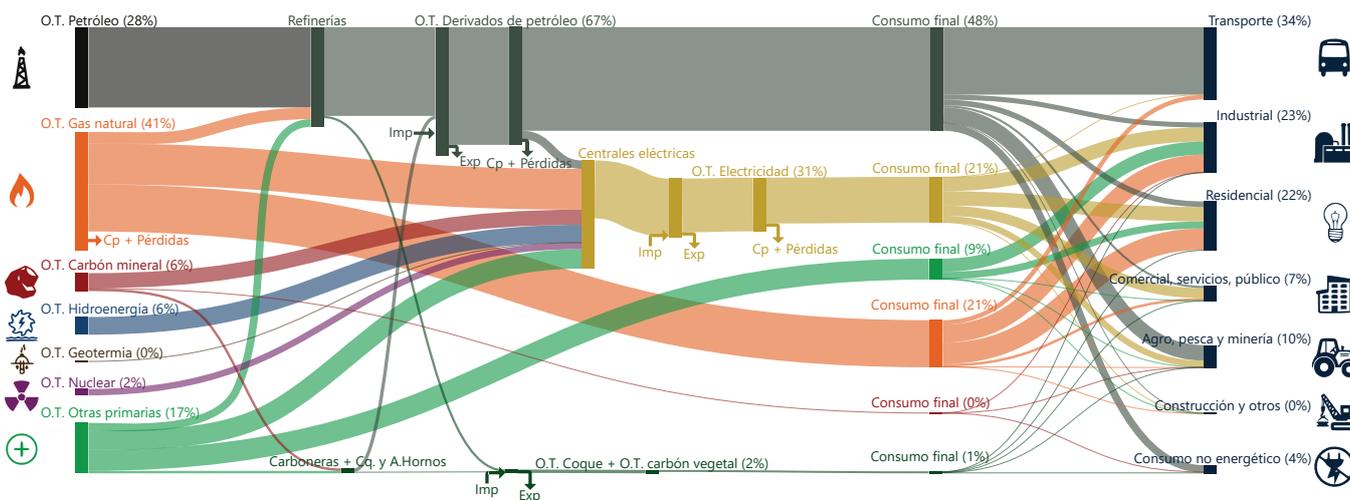


Balance energético resumido: México - 2021 | Oferta total de energía: 157,678 ktep

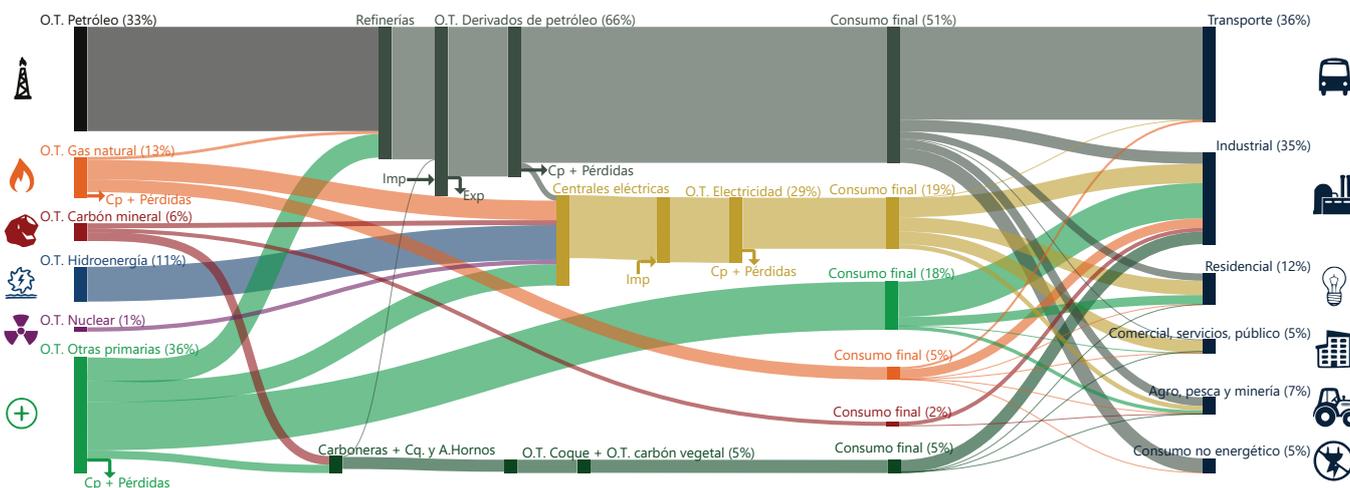
ALC



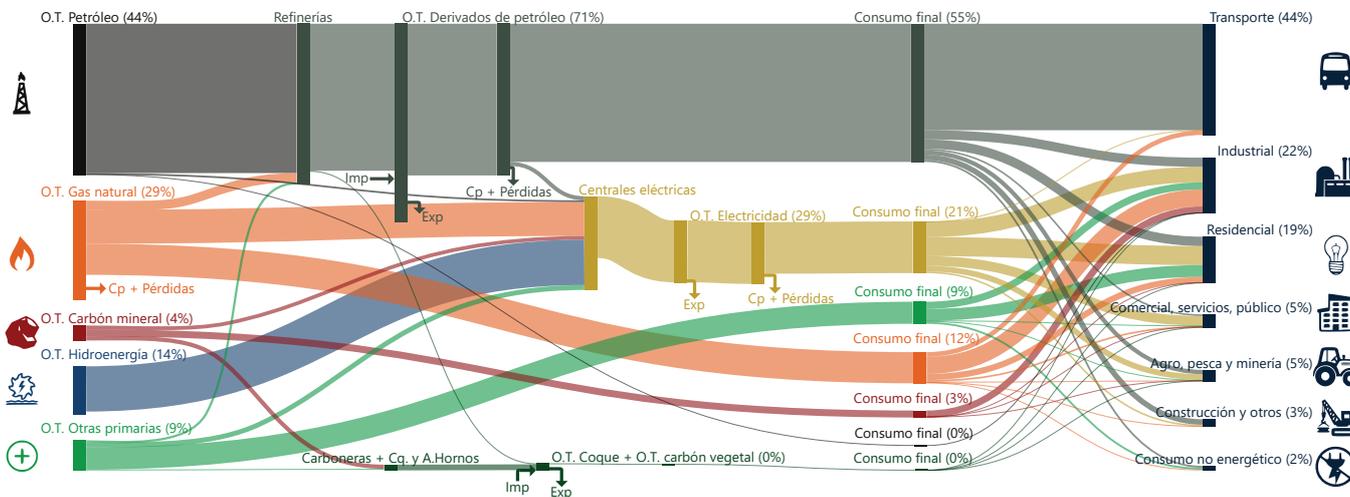
Balance energético resumido: Cono Sur - 2021 | Oferta total de energía: 136,401 ktep



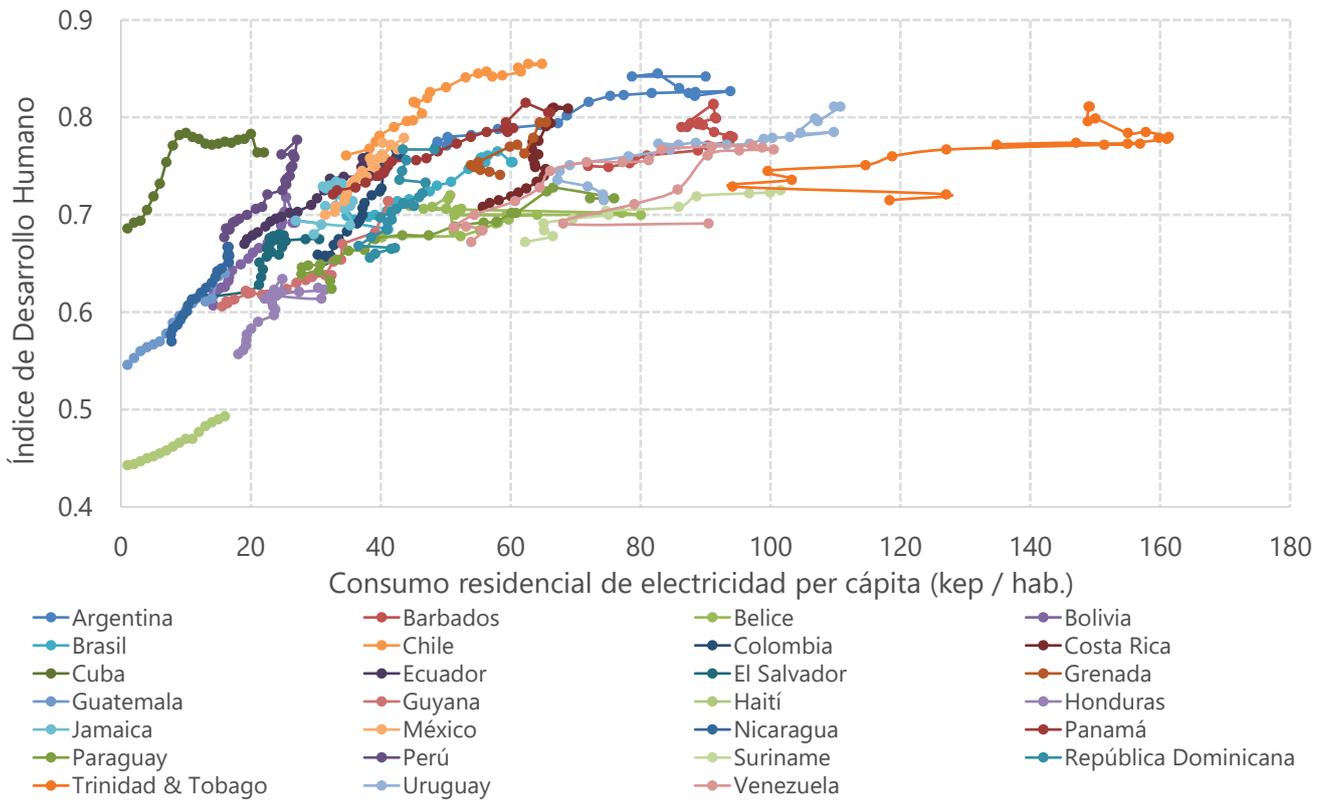
Balance energético resumido: Brasil - 2021 | Oferta total de energía: 298,403 ktep



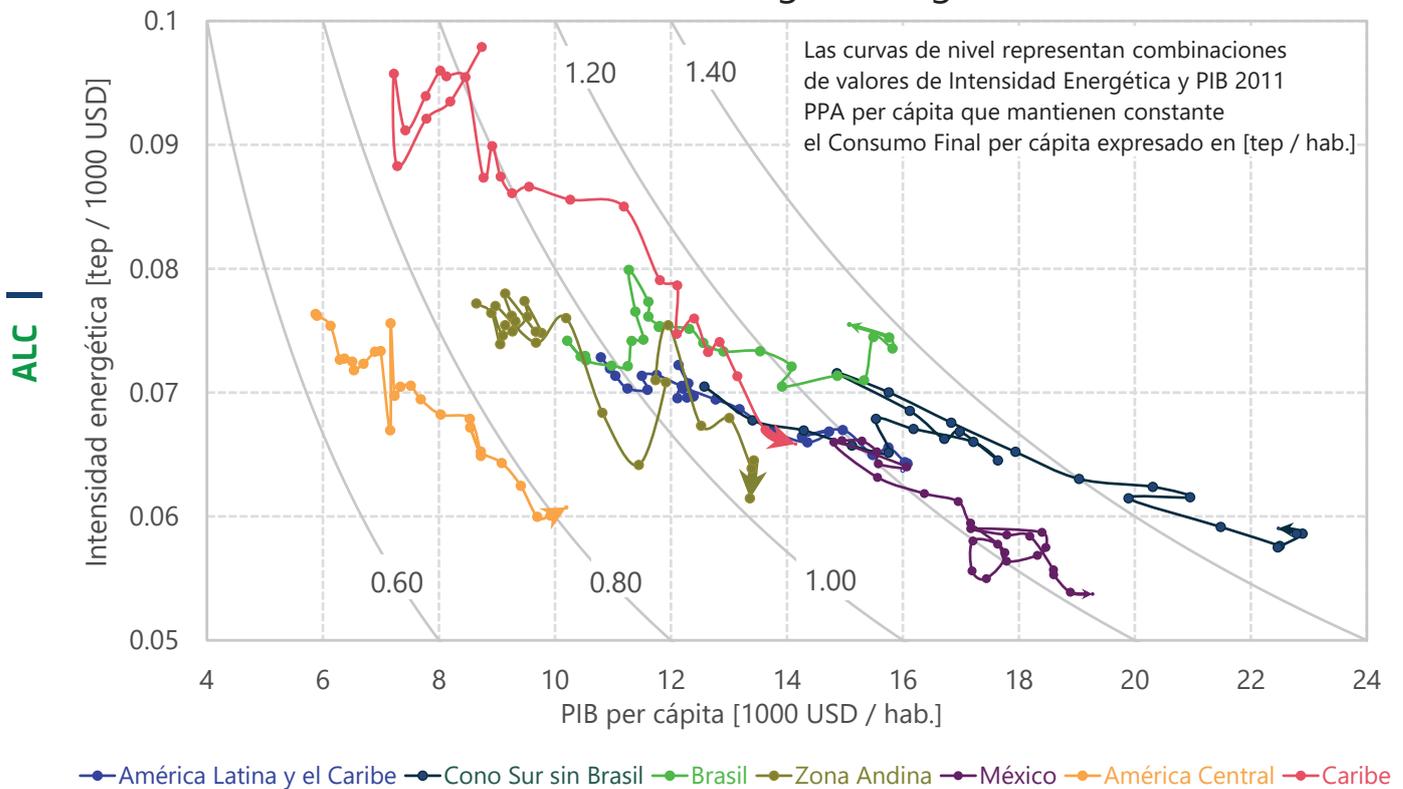
Balance energético resumido: Zona Andina - 2021 | Oferta total de energía: 123,439 ktep



Índice de Desarrollo Humano y Consumo residencial de electricidad per cápita



Sendero energético regional



PERFIL ENERGÉTICO DE LOS PAÍSES MIEMBROS

ANEXOS

PROSPECTIVA
ENERGÉTICA

LEGISLACIÓN
Y POLÍTICA

PAÍSES
MIEMBROS

ALC

METODOLOGÍA

FUENTES DE
INFORMACIÓN

EVENTOS
RELEVANTES

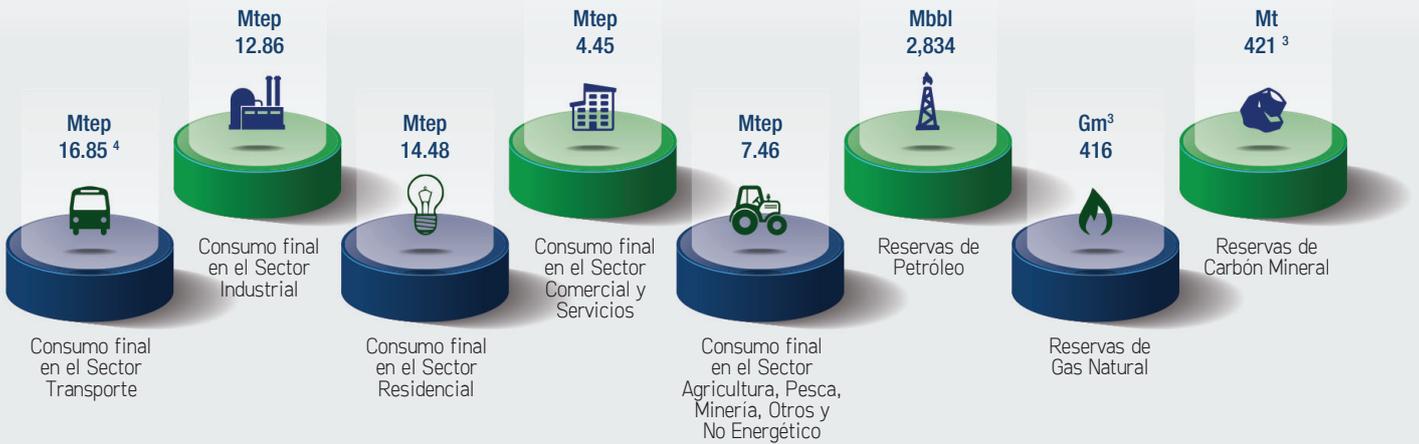


ARGENTINA

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	45,809 ¹
Superficie (km ²)	2,780,400
Densidad de población (hab. / km ²)	16
Población urbana (%)	92
PIB USD 2018 (MUSD)	511,342 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	985,205 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	22

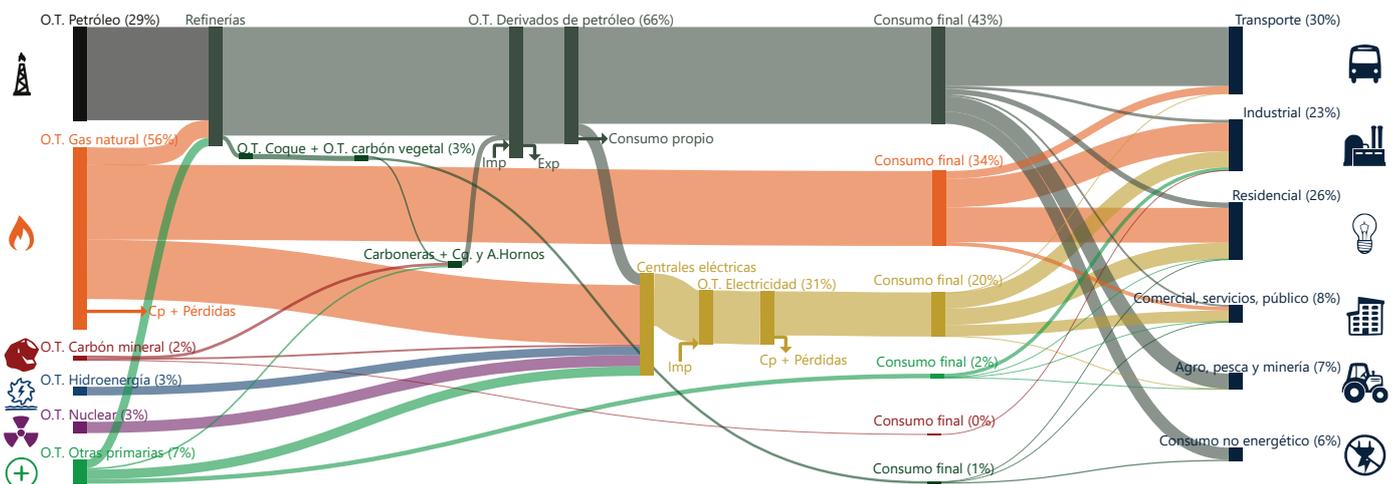
Sector Energético 2021



¹ Fuente: Banco Mundial.
² Fuente: CEPAL.
³ Dato correspondiente al año 2017.
⁴ Incluye búnker.

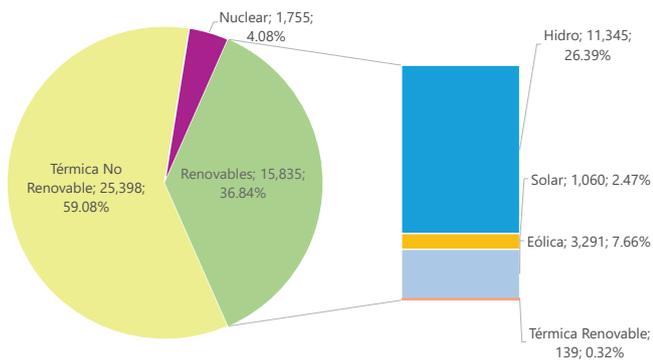


Balance energético resumido 2021

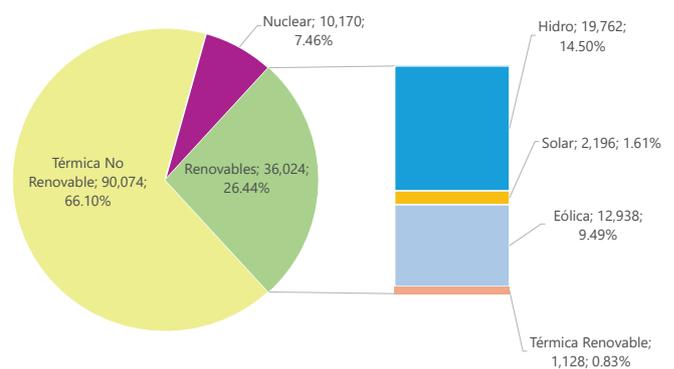




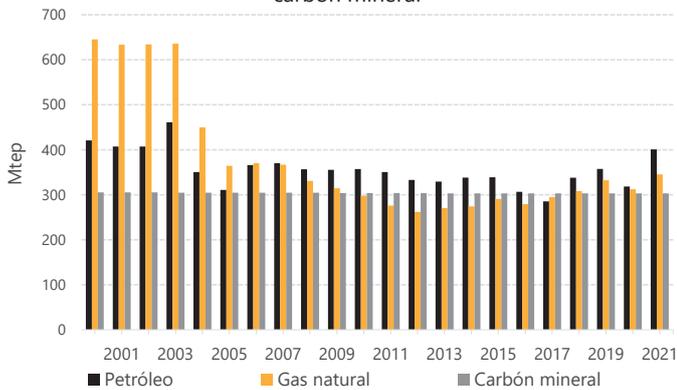
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



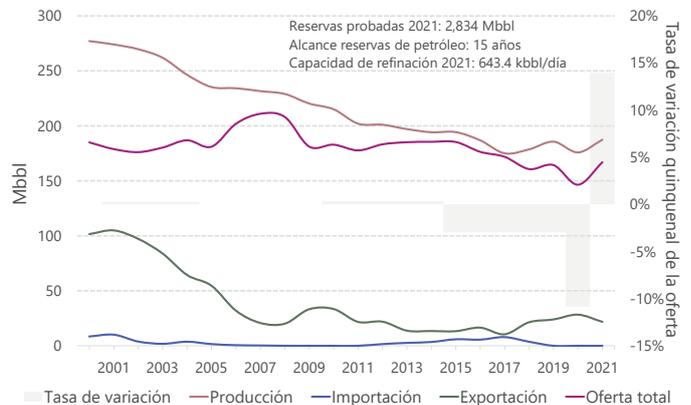
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



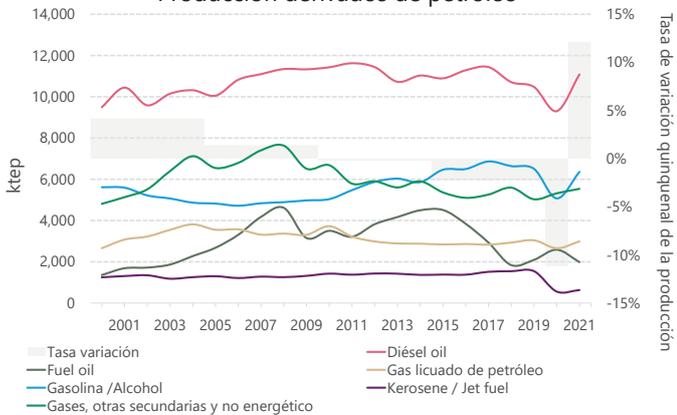
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



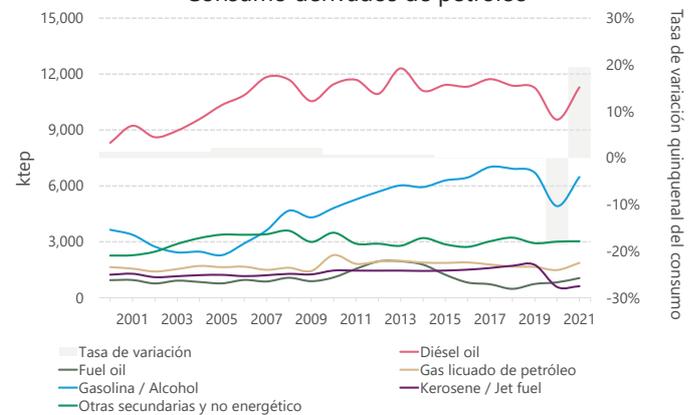
Oferta de petróleo



Producción derivados de petróleo



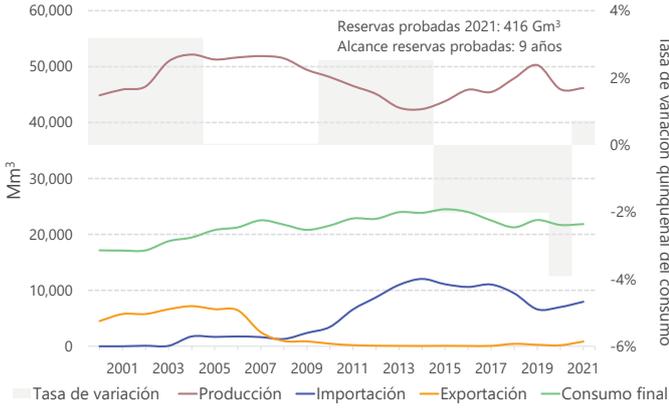
Consumo derivados de petróleo



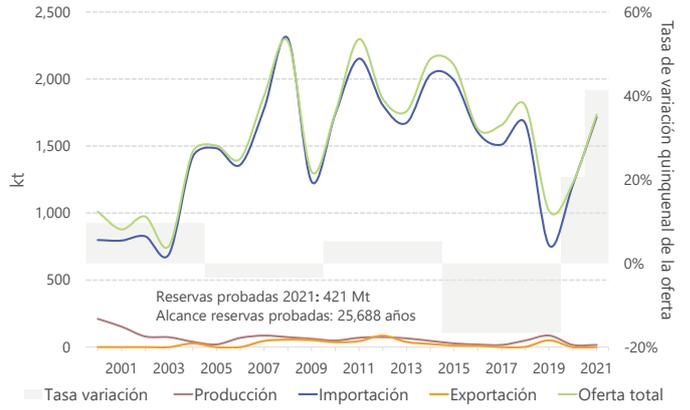
ARGENTINA



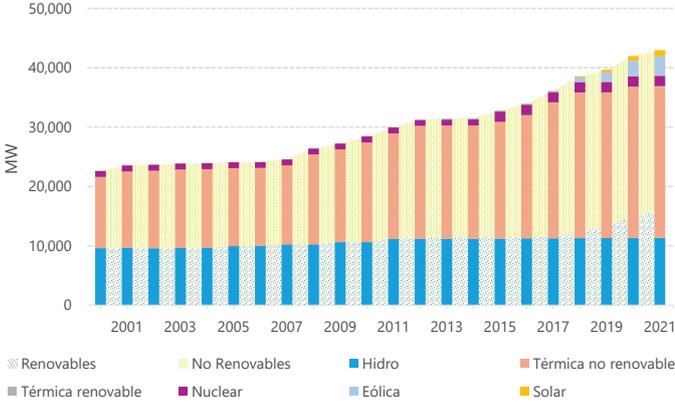
Oferta de gas natural



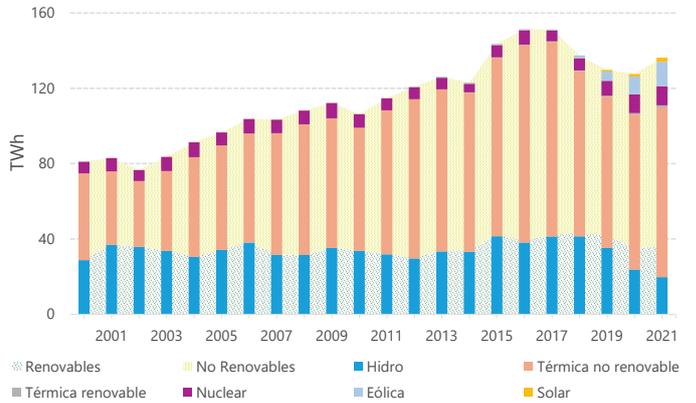
Oferta de carbón mineral



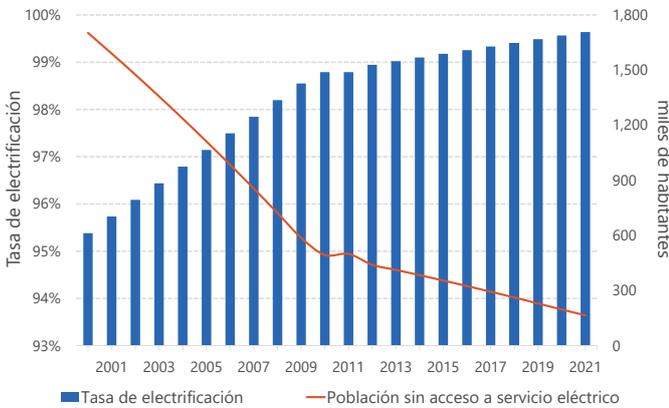
Capacidad instalada de generación eléctrica



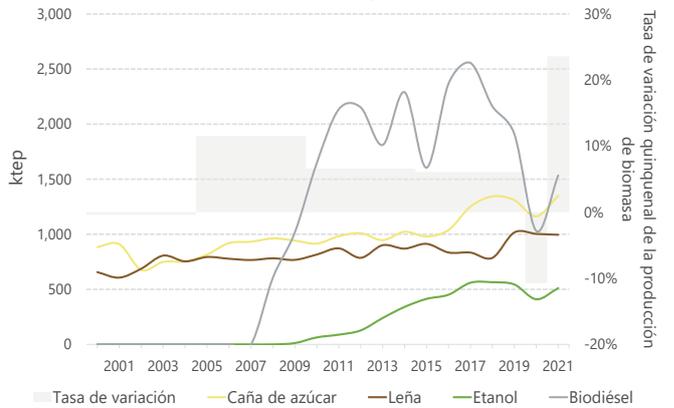
Generación eléctrica



Tasa de electrificación



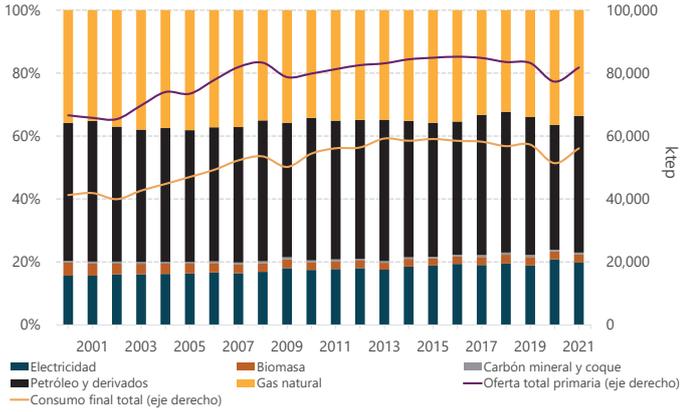
Producción de biomasa y biocombustibles



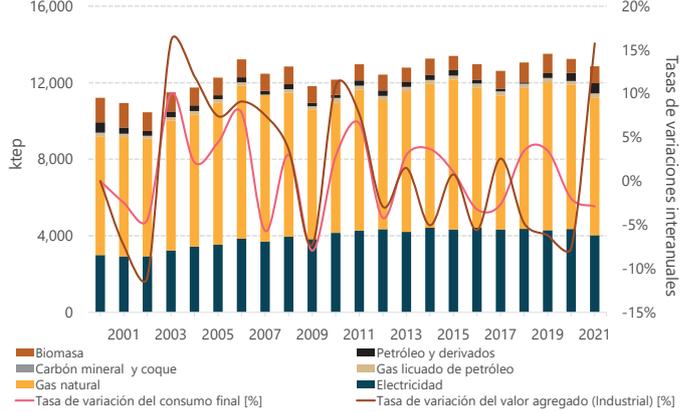
ARGENTINA



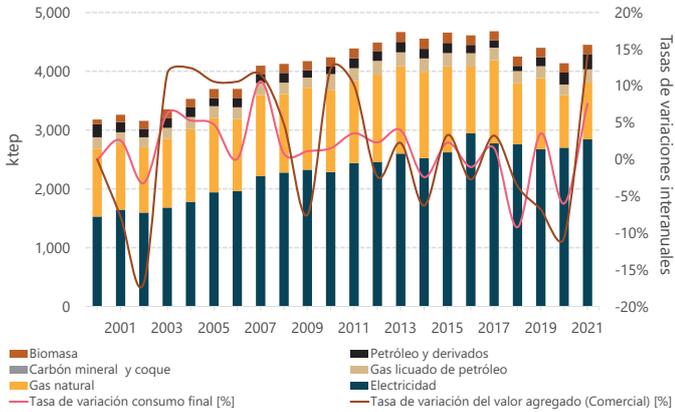
Consumo final de energía por fuente de energía



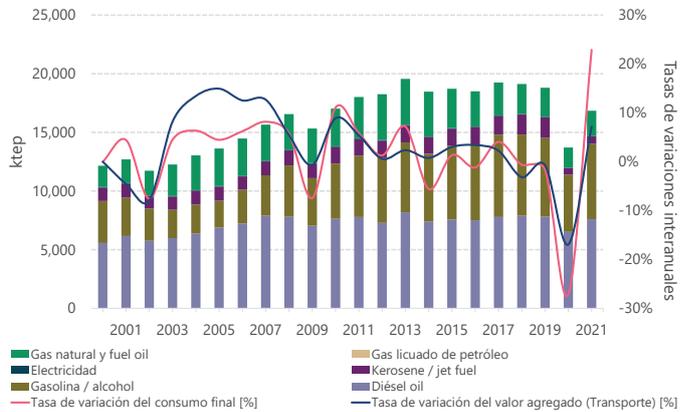
Consumo final del Sector Industrial



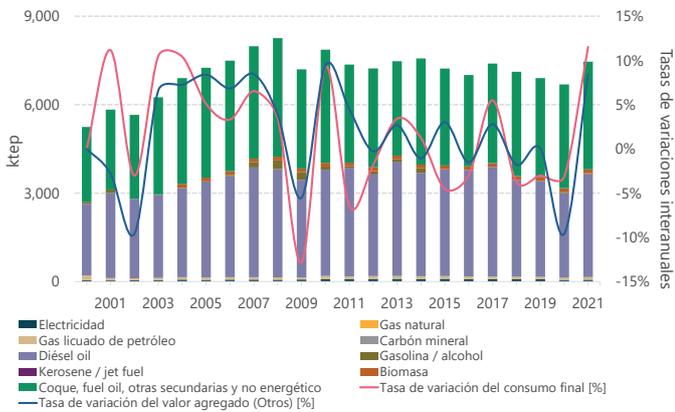
Consumo final del Sector Comercial



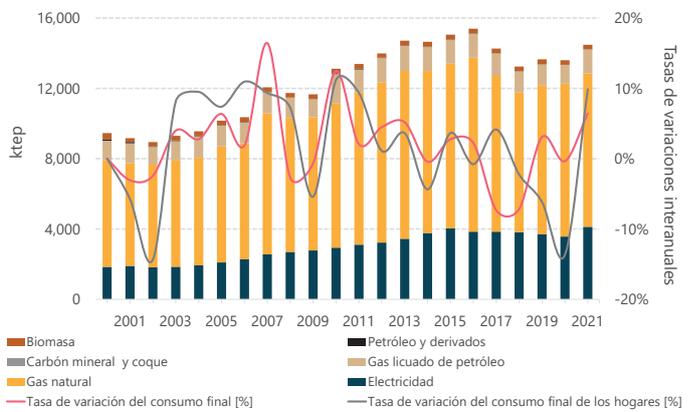
Consumo final del Sector Transporte



Consumo final del Sector Otros

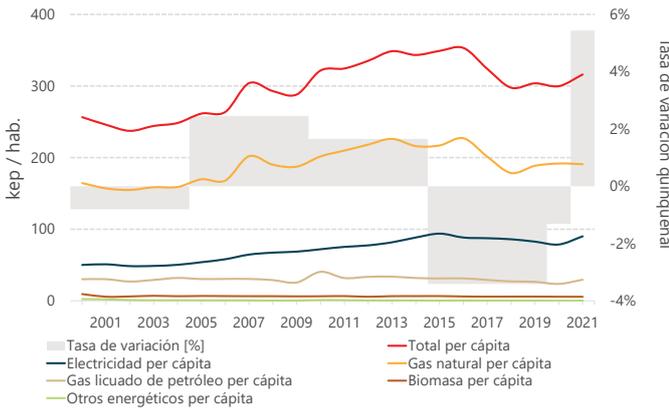


Consumo final del Sector Residencial

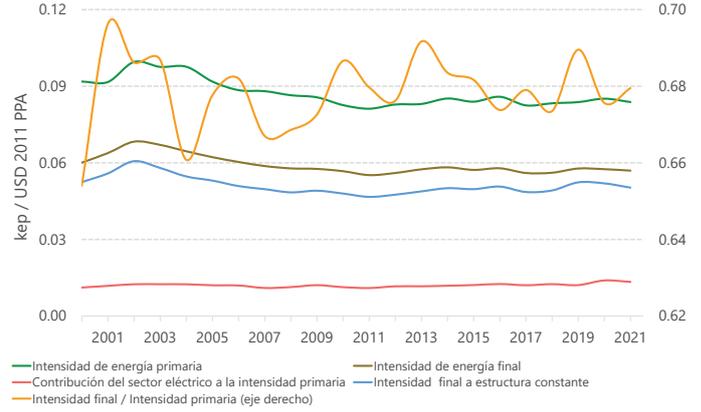




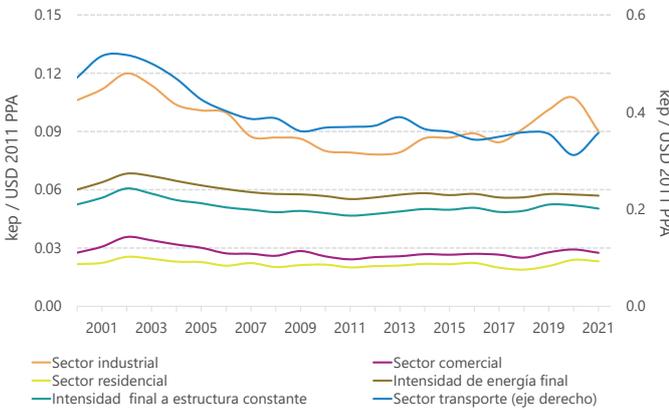
Consumo final per cápita Sector Residencial



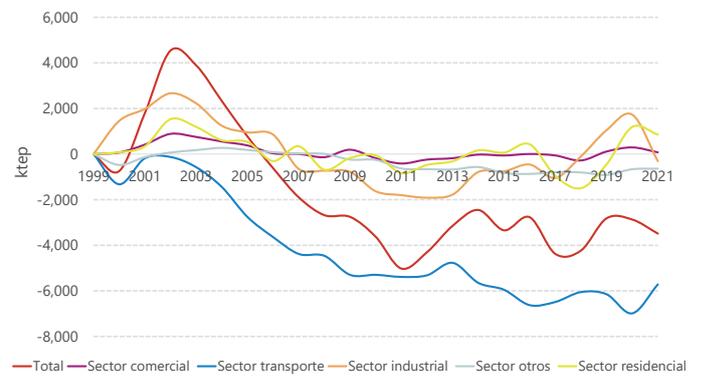
Intensidades energéticas



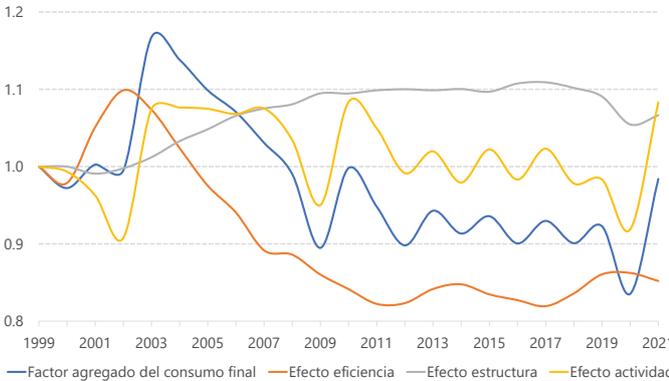
Intensidades energéticas sectoriales



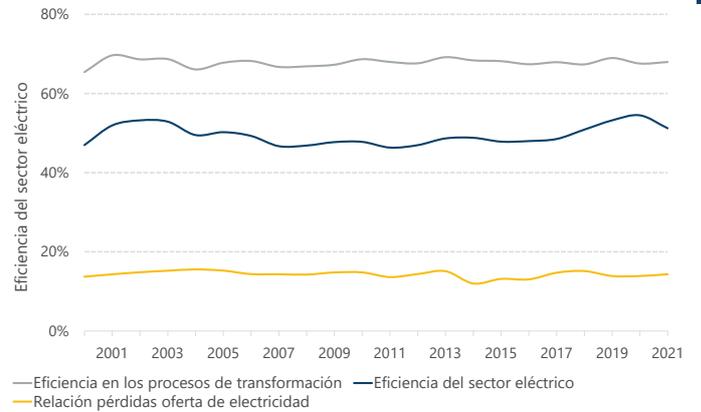
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



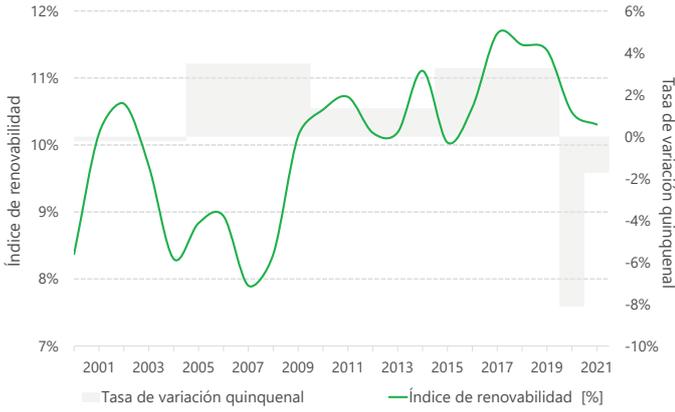
Eficiencia del sector eléctrico



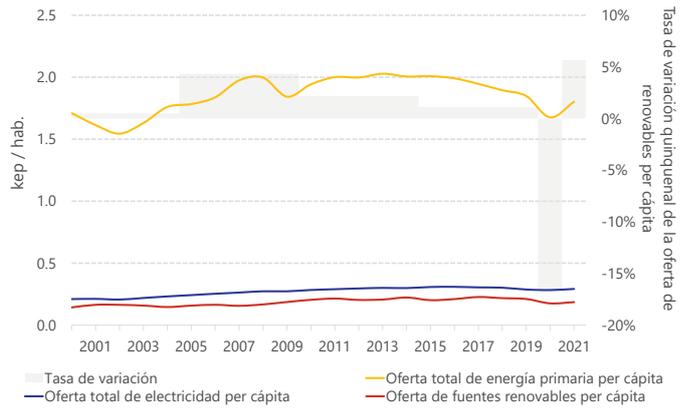
ARGENTINA



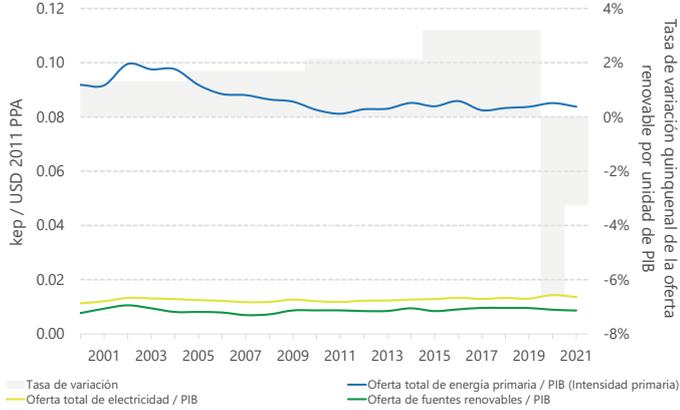
Índice de renovabilidad



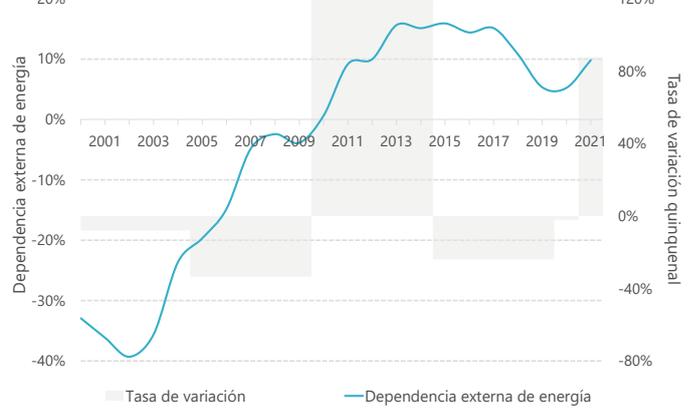
Oferta de energía per cápita



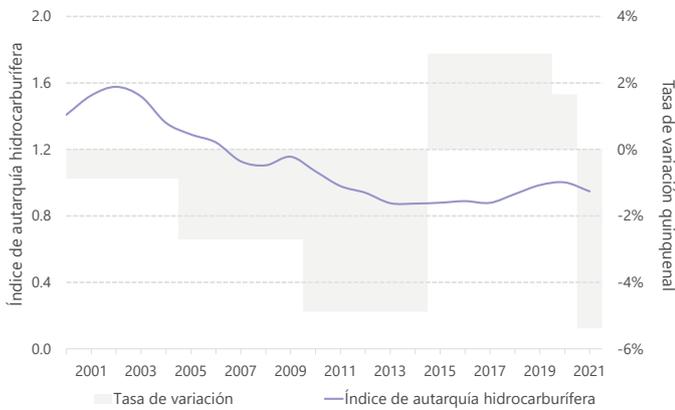
Ofertas de energía por unidad de PIB



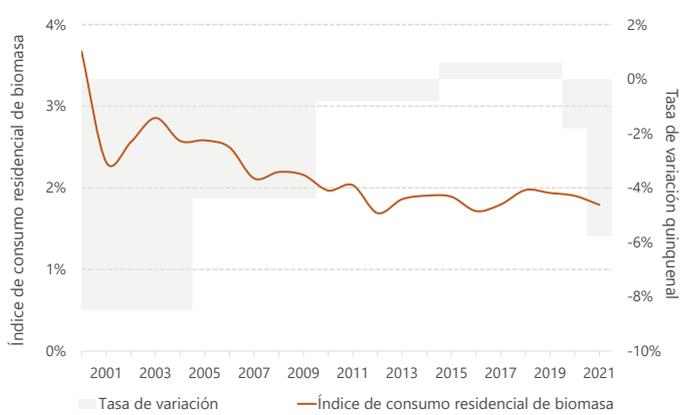
Dependencia externa de energía



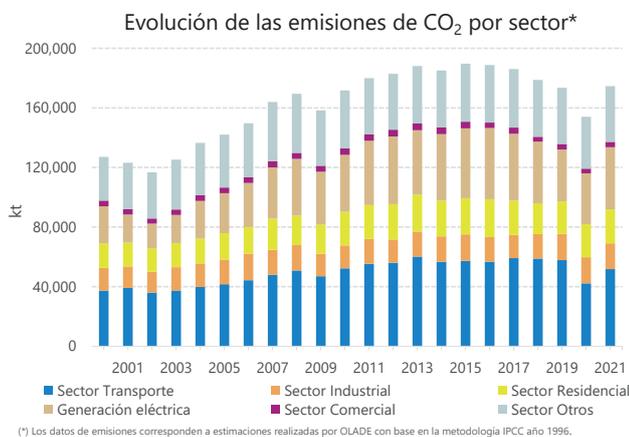
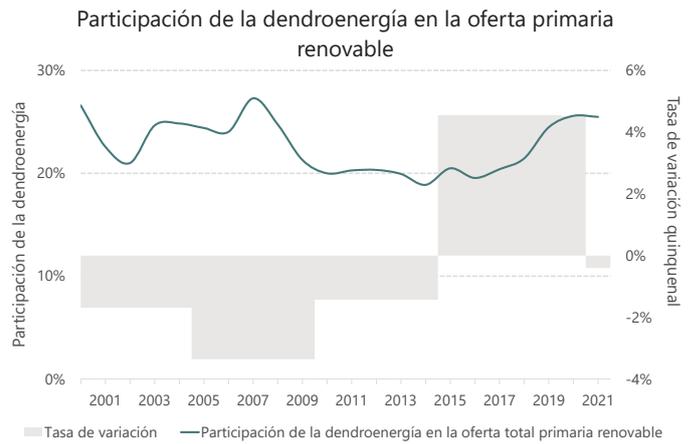
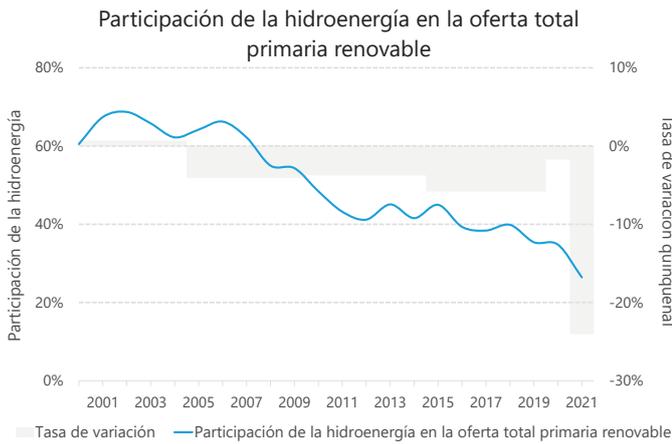
Índice de autarquía hidrocarburífera



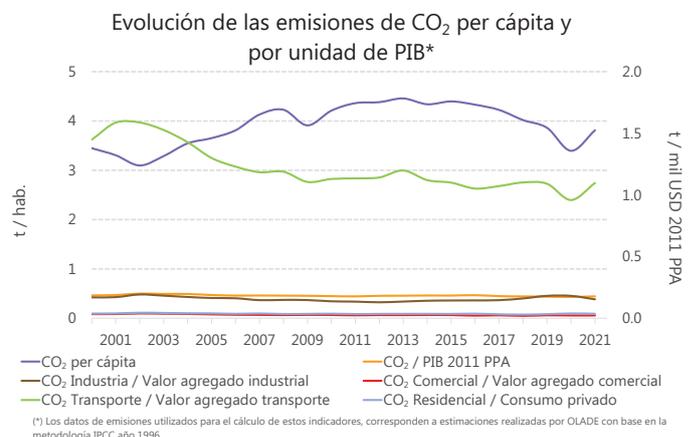
Índice de consumo residencial de biomasa



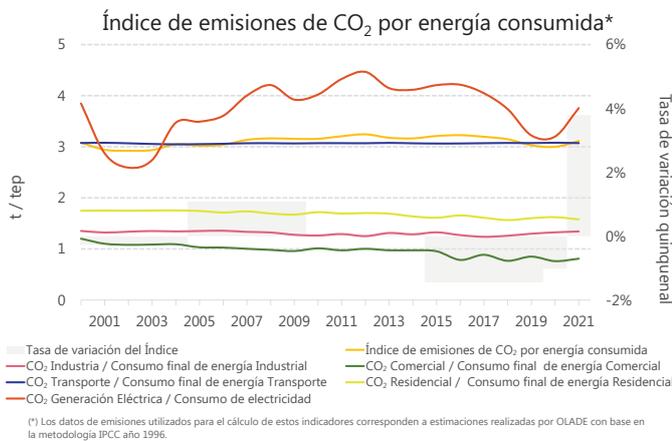
ARGENTINA



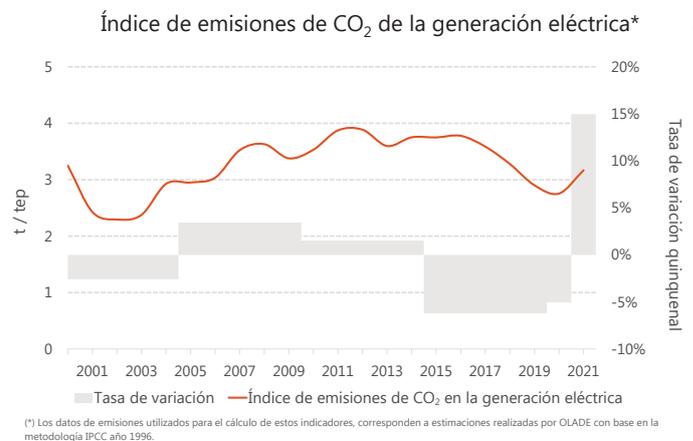
(*) Los datos de emisiones corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 1996.



(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores, corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 1996.



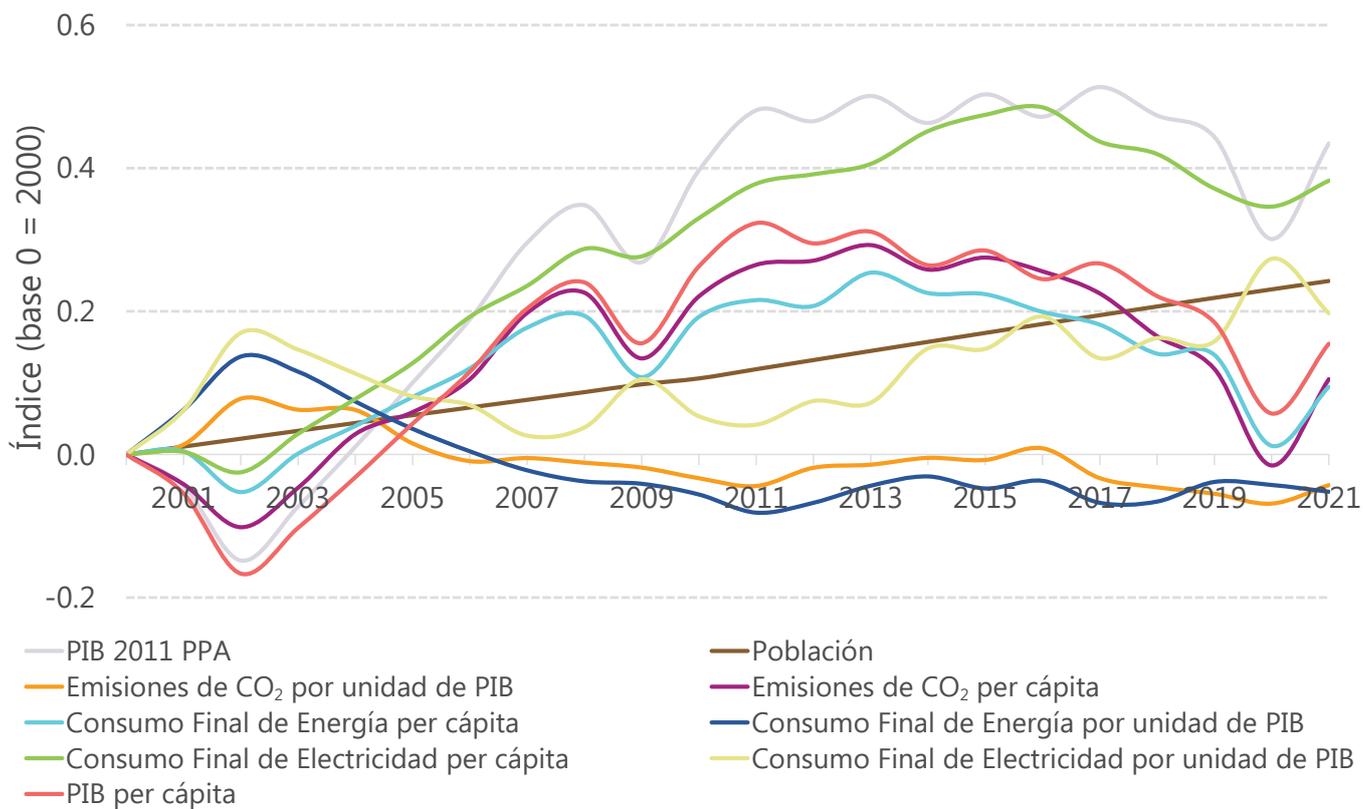
(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 1996.



(*) Los datos de emisiones utilizados para el cálculo de estos indicadores, corresponden a estimaciones realizadas por OLADE con base en la metodología IPCC año 1996.



Resumen de los principales indicadores





BARBADOS

Datos Generales 2021



Población (mil hab.)	288 ¹
Superficie (km ²)	430
Densidad de población (hab. / km ²)	669
Población urbana (%)	31
PIB USD 2018 (MUSD)	4,388 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	3,880 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13

Sector Energético 2021

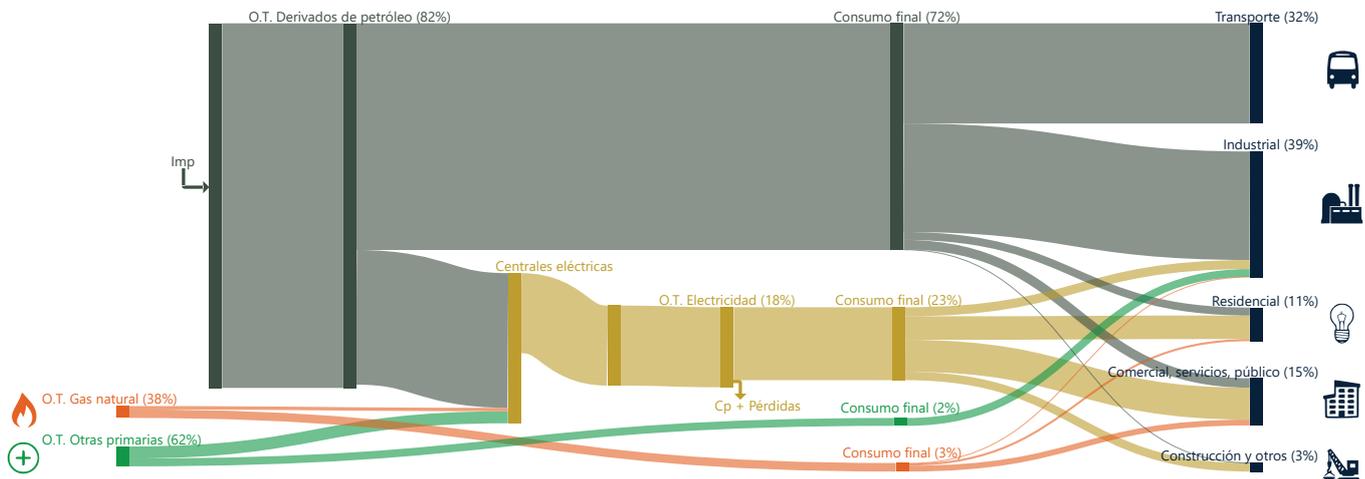


¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

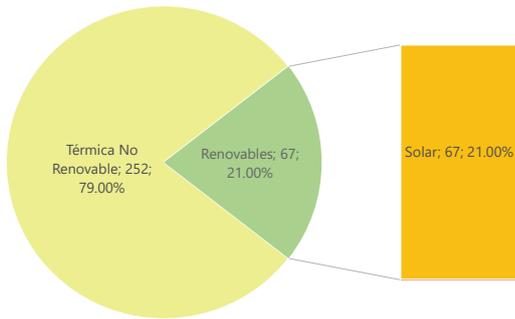


Balance energético resumido 2021

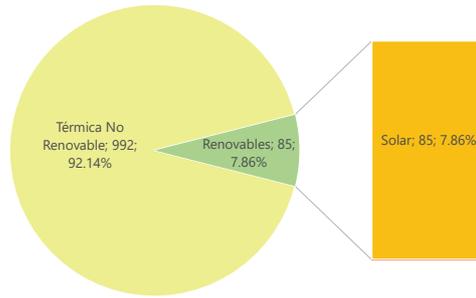




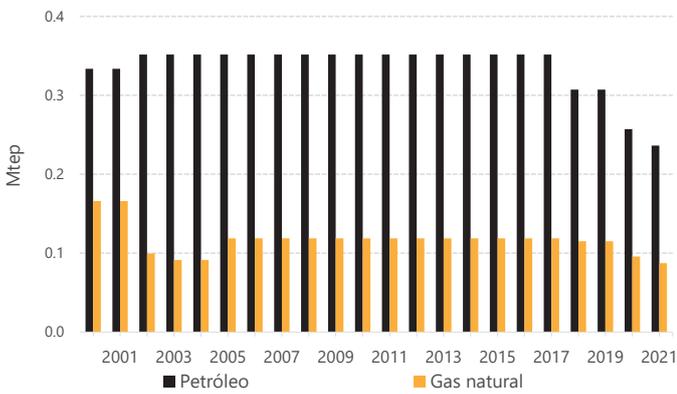
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



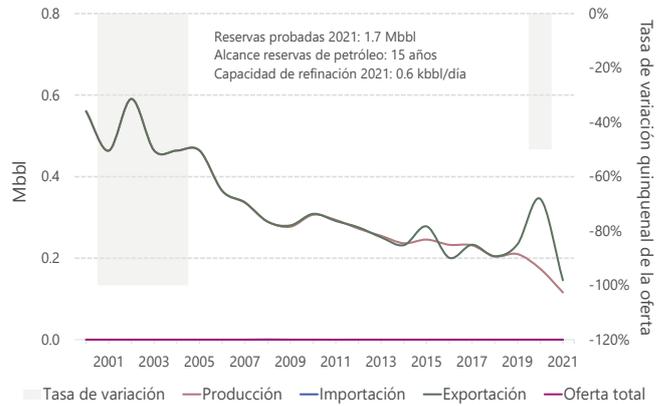
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de petróleo y gas natural

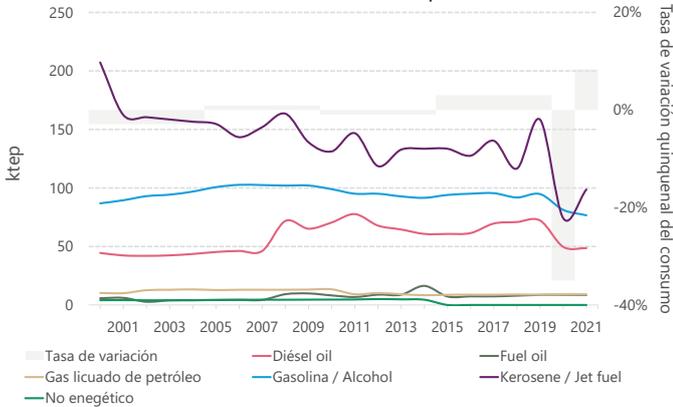


Oferta de petróleo

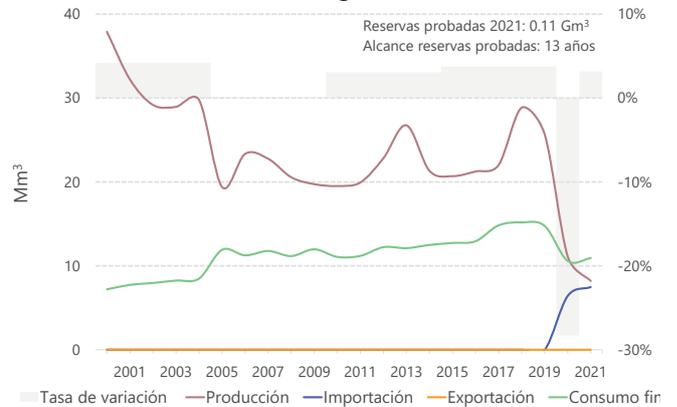


BARBADOS

Consumo derivados de petróleo



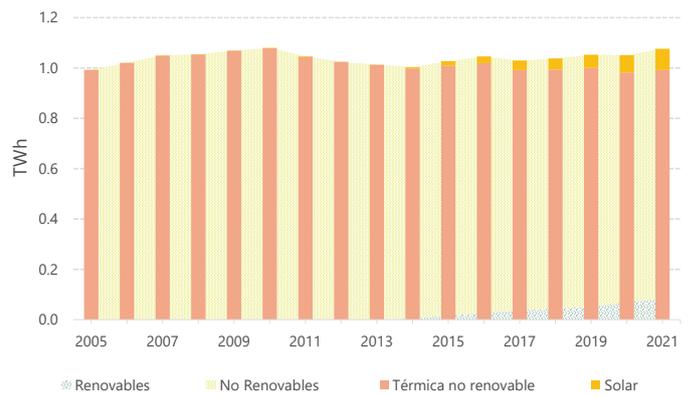
Oferta de gas natural



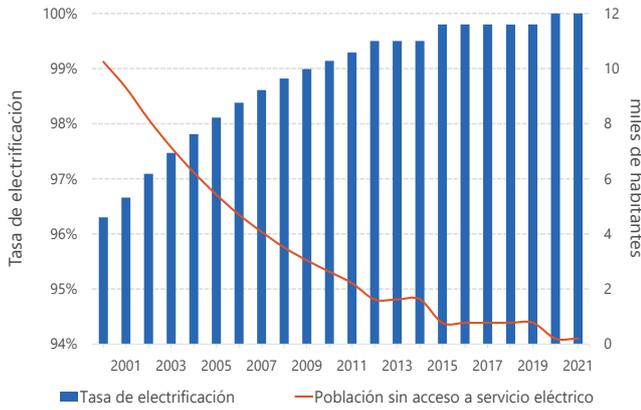
Capacidad instalada de generación eléctrica



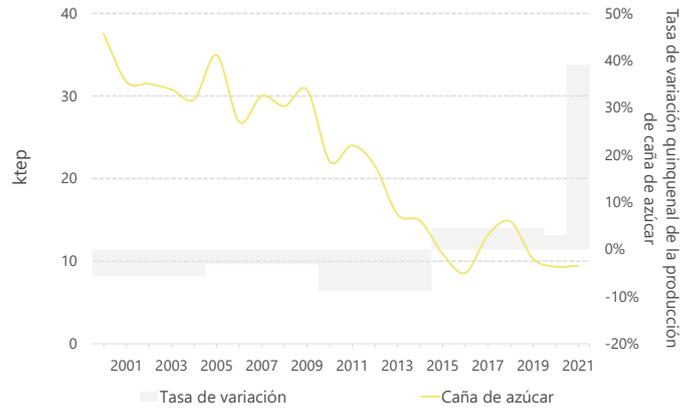
Generación eléctrica



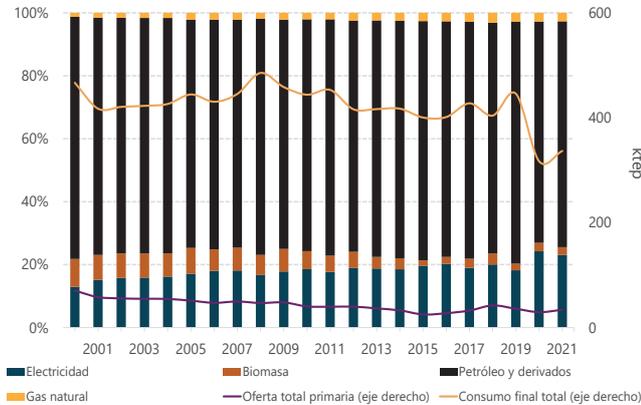
Tasa de electrificación



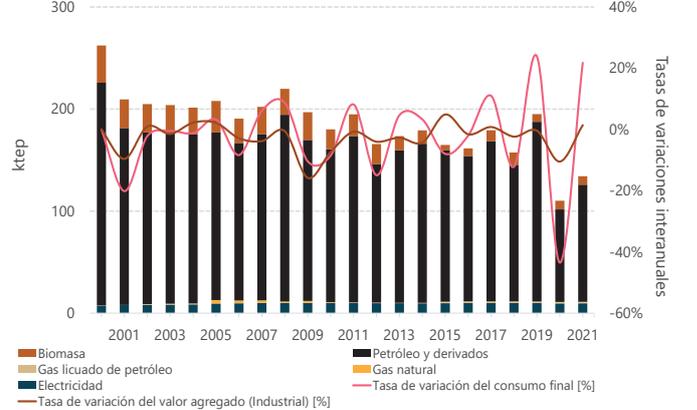
Producción de caña de azúcar



Consumo final de energía por fuente de energía

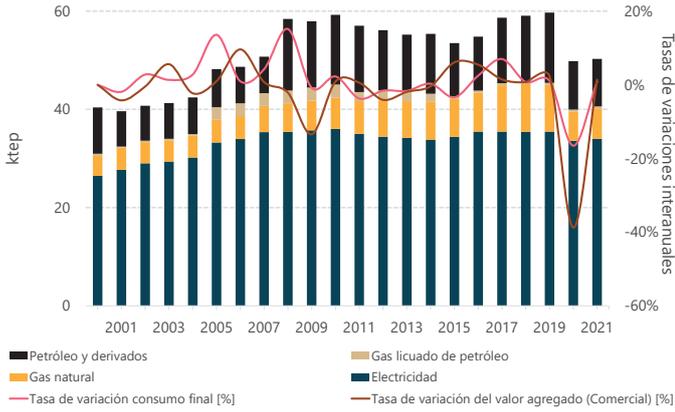


Consumo final del Sector Industrial

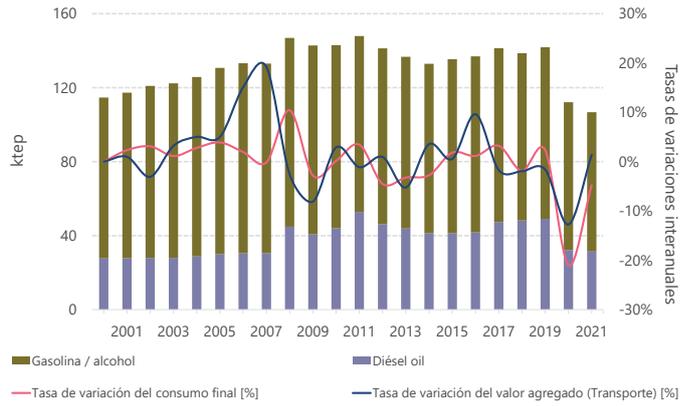




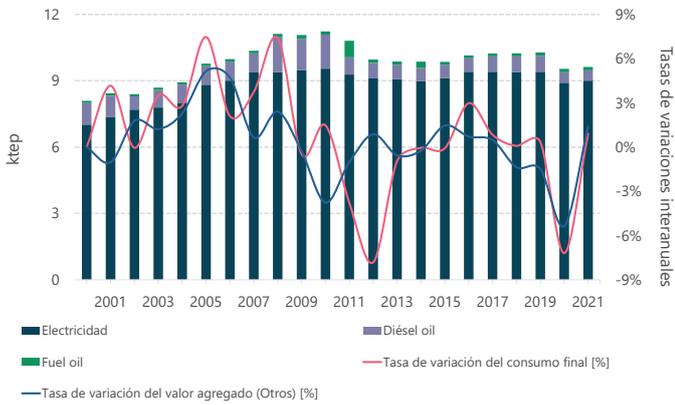
Consumo final del Sector Comercial



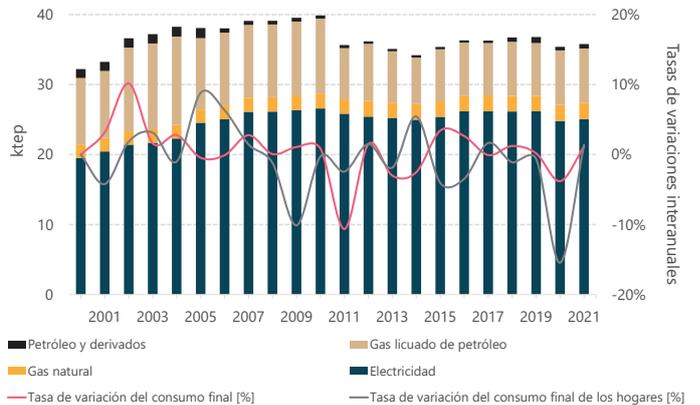
Consumo final del Sector Transporte



Consumo final del Sector Otros

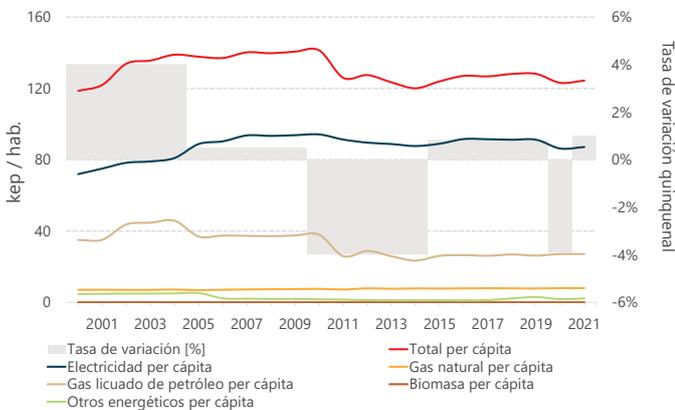


Consumo final del Sector Residencial

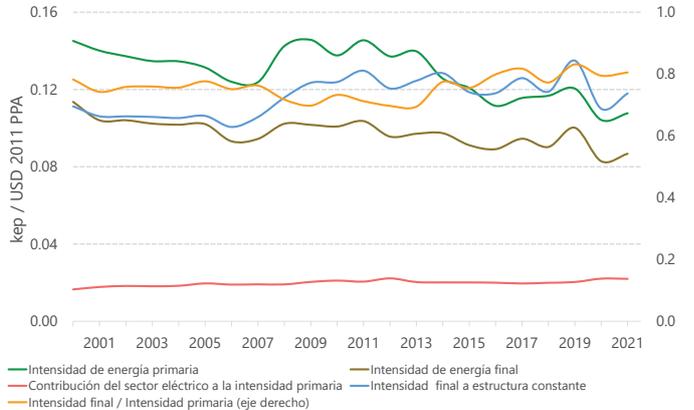


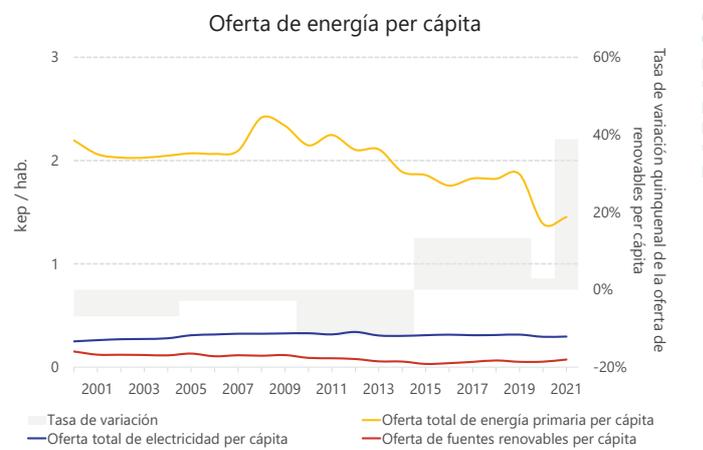
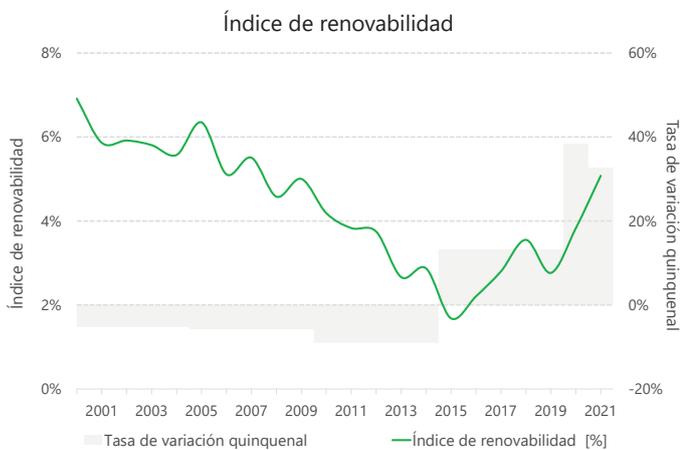
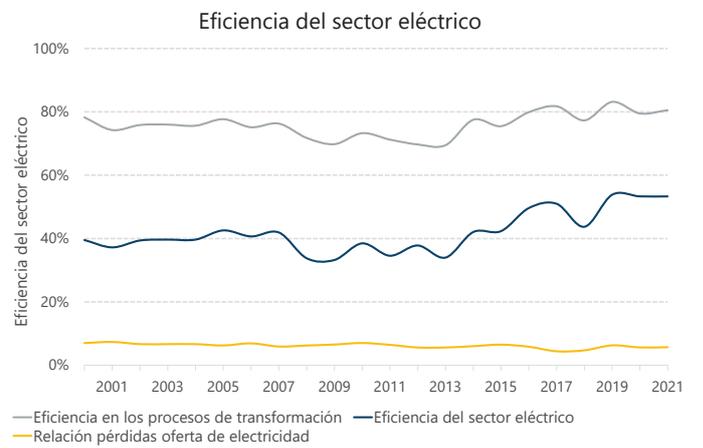
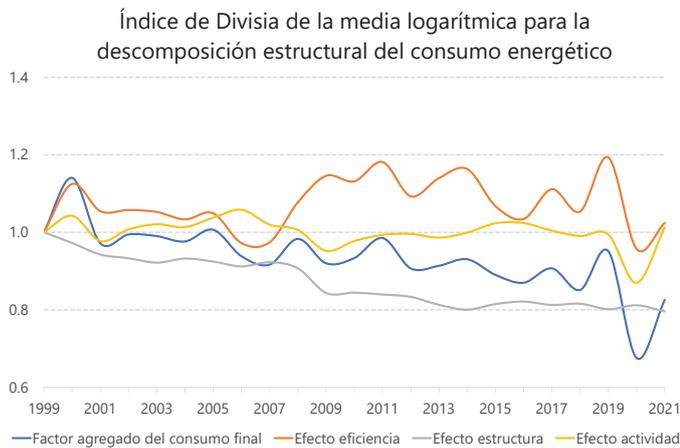
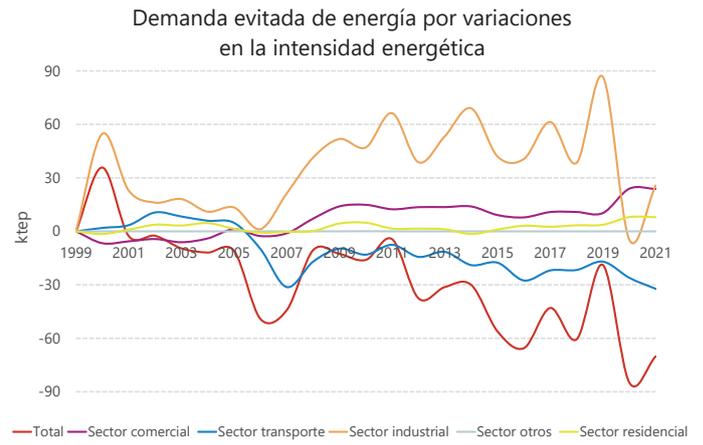
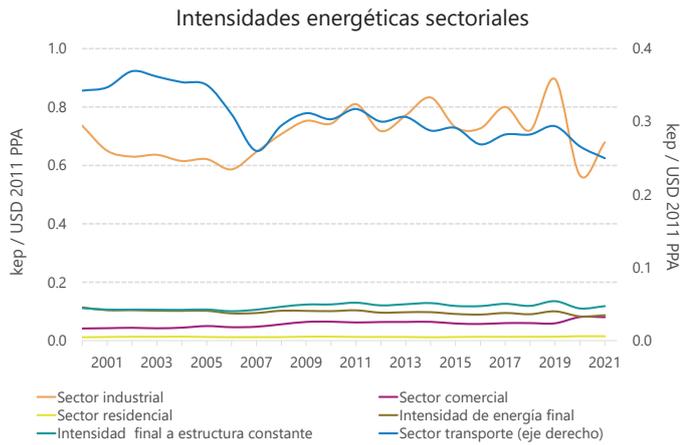
BARBADOS

Consumo final per cápita Sector Residencial



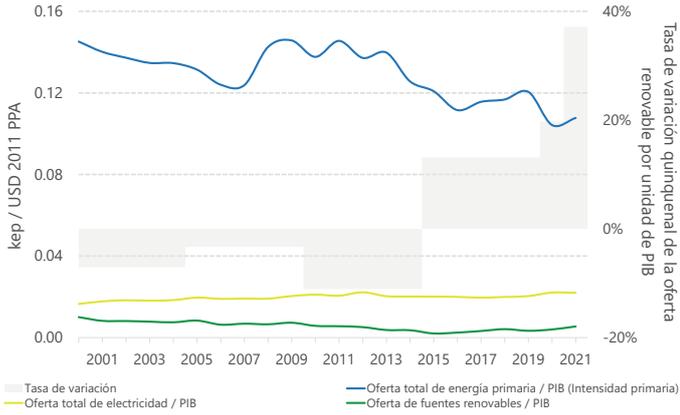
Intensidades energéticas



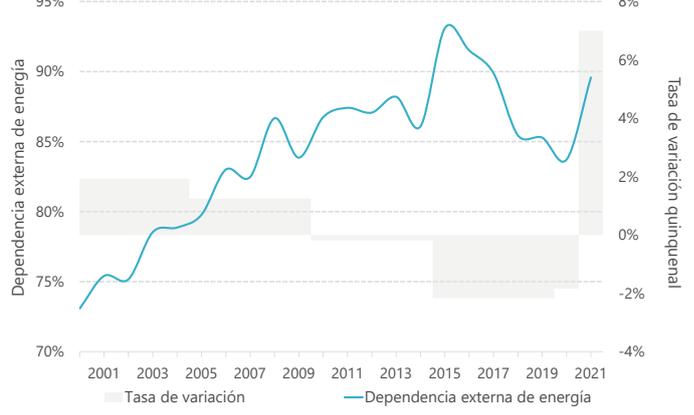




Ofertas de energía por unidad de PIB



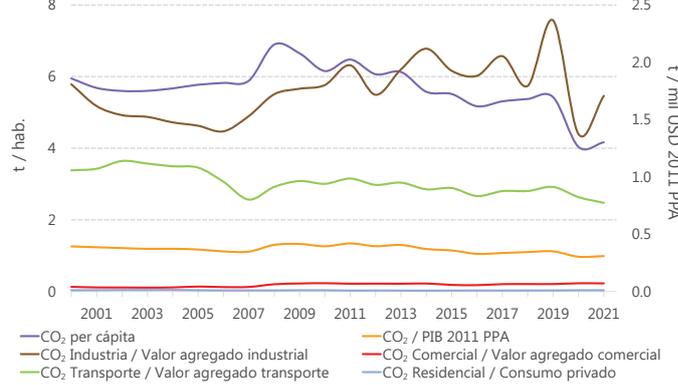
Dependencia externa de energía



Evolución de las emisiones de CO₂ por sector

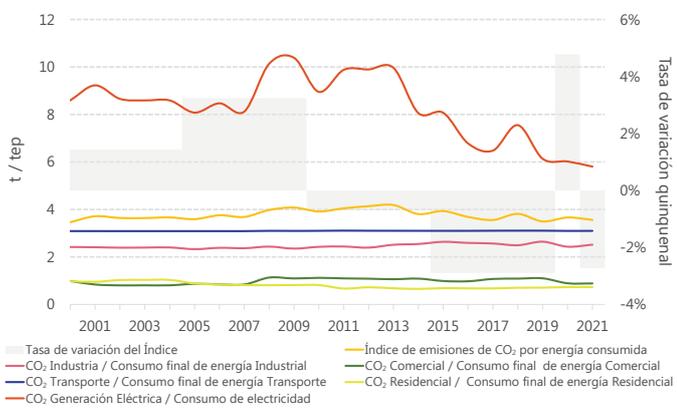


Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



BARBADOS

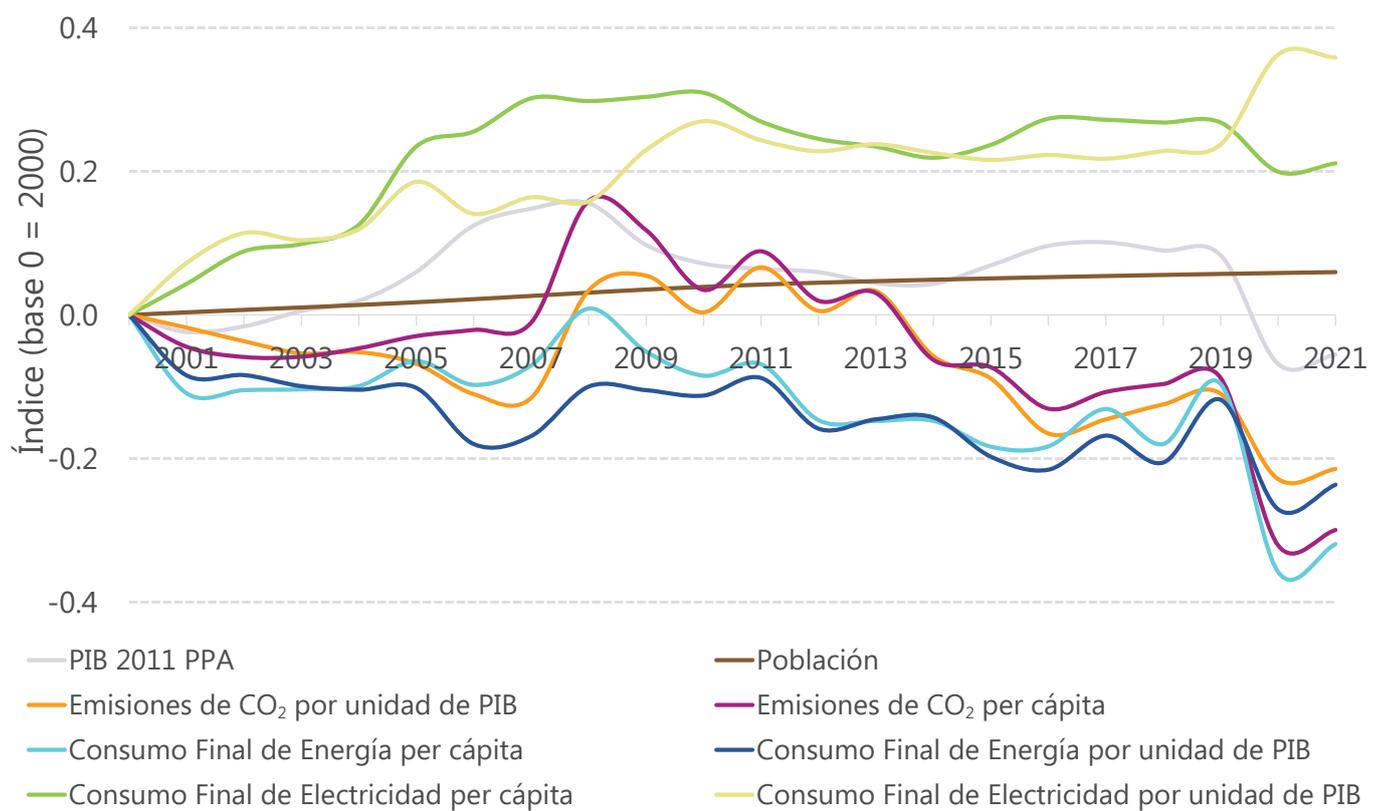
Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores





BELICE

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	430
Superficie (km ²)	22,970
Densidad de población (hab. / km ²)	19
Población urbana (%)	46
PIB USD 2018 (MUSD)	2,386
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,551 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	6

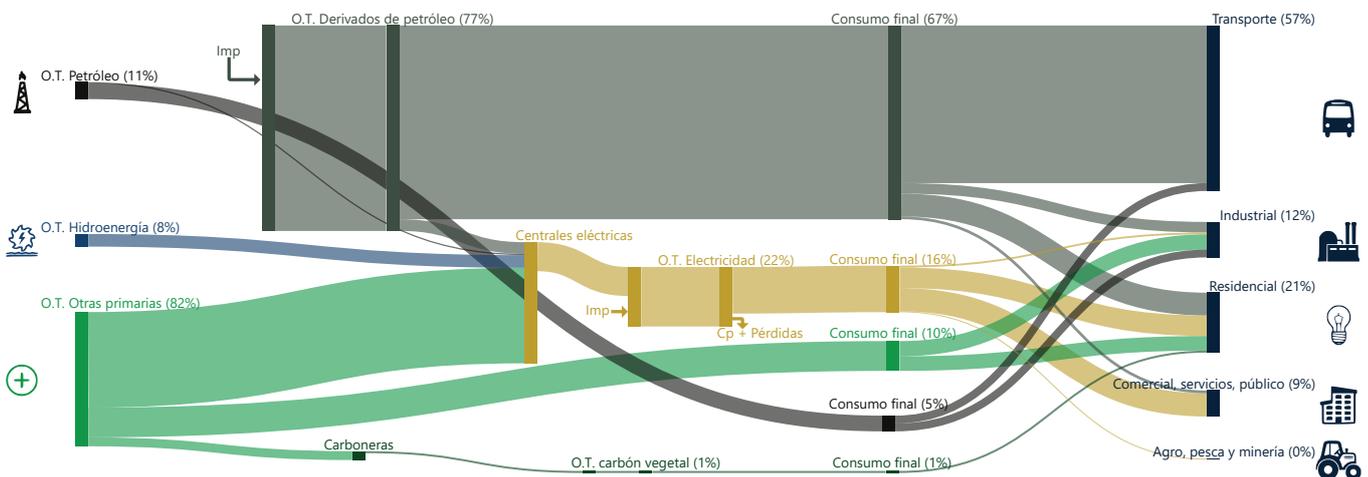
Sector Energético 2021



¹ Fuente: Banco Mundial
² Dato estimado por OLADE.

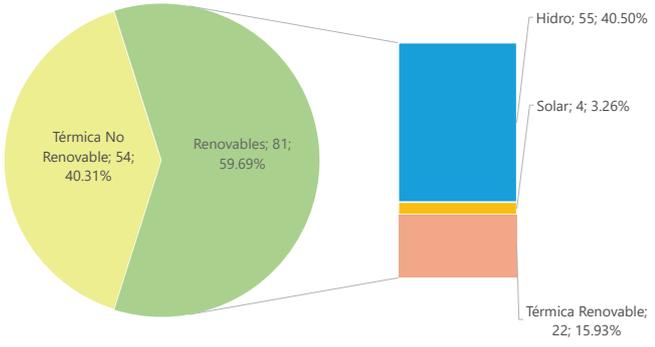


Balance energético resumido 2021

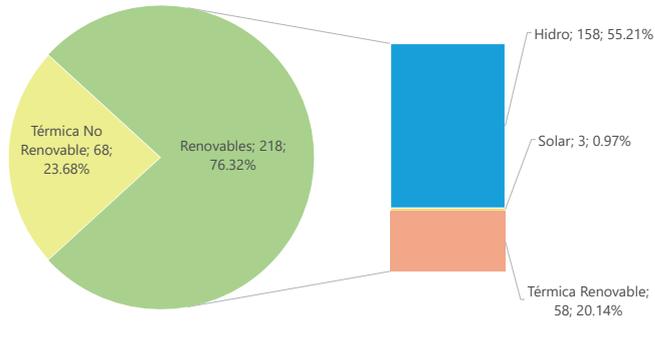




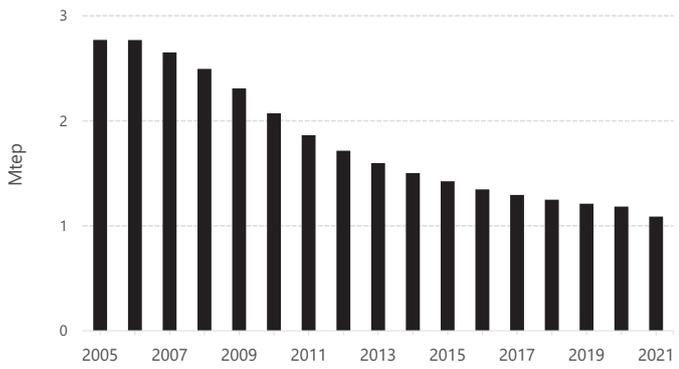
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de petróleo

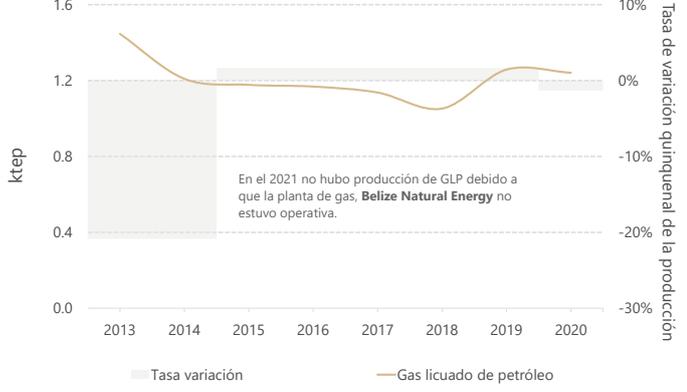


Oferta de petróleo

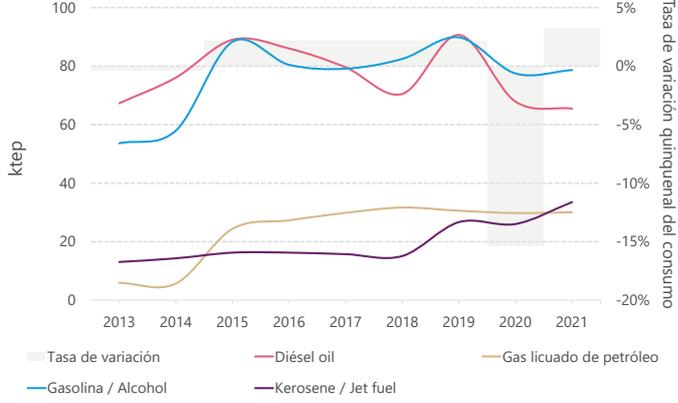


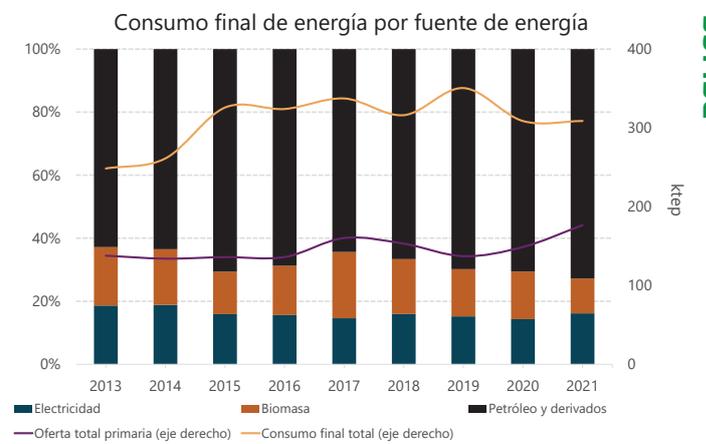
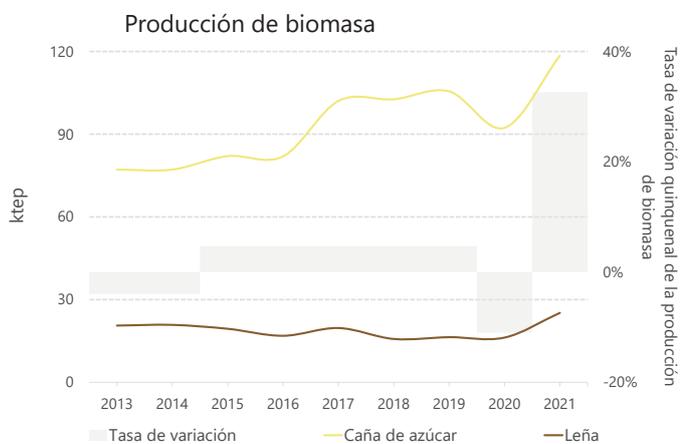
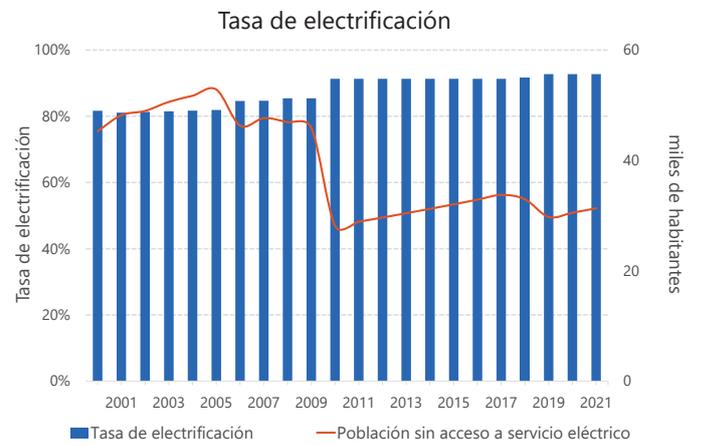
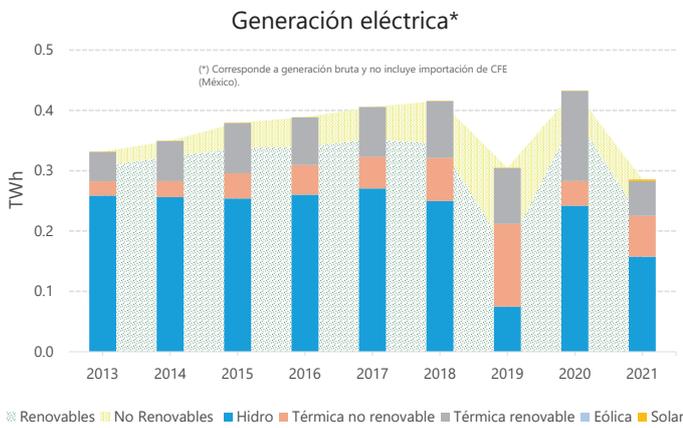
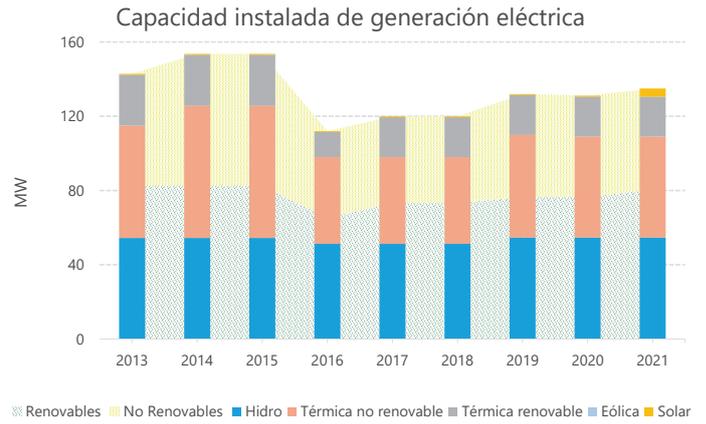
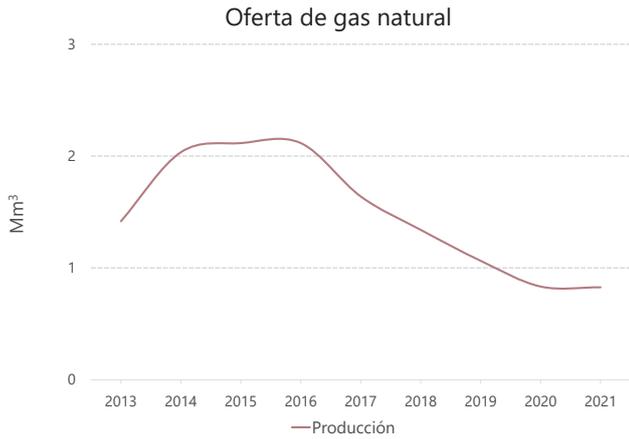
BELICE

Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo

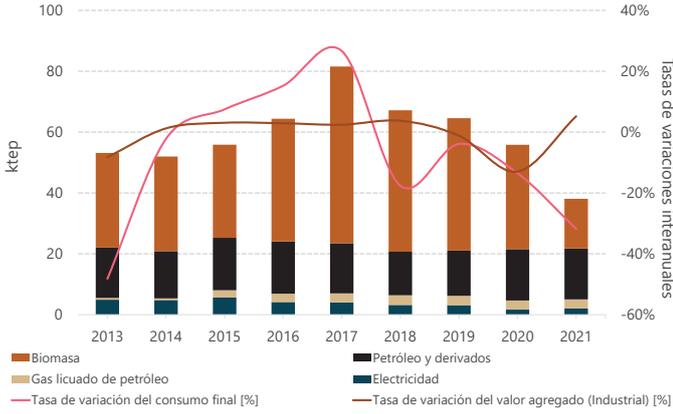




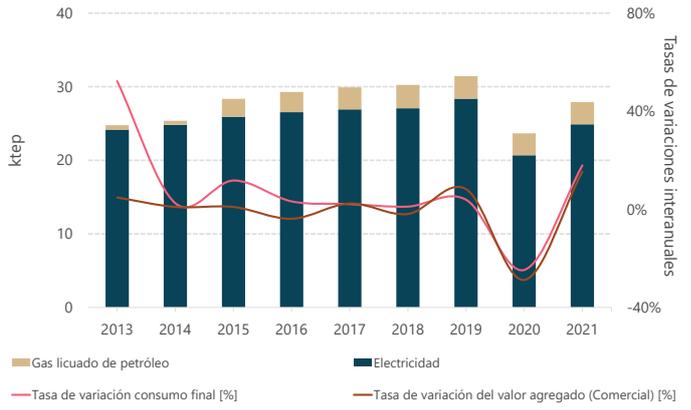
BELICE



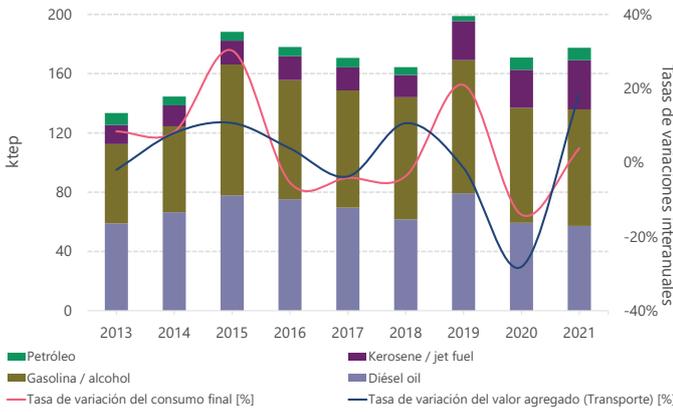
Consumo final del Sector Industrial



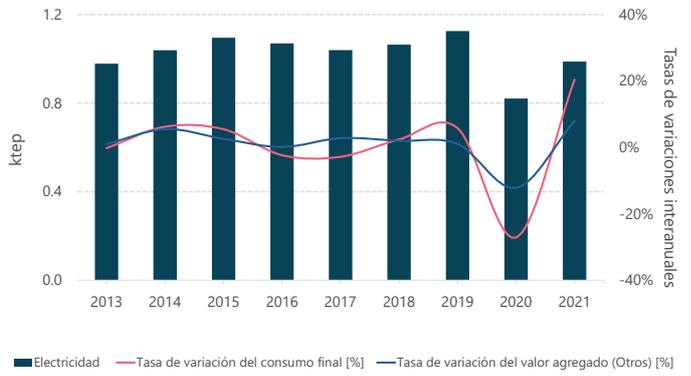
Consumo final del Sector Comercial



Consumo final del Sector Transporte

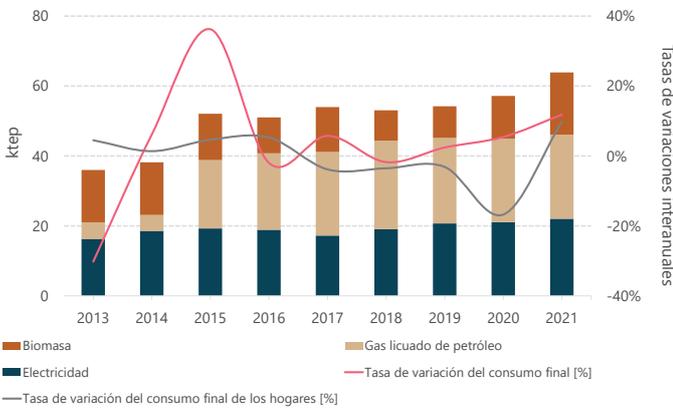


Consumo final del Sector Otros

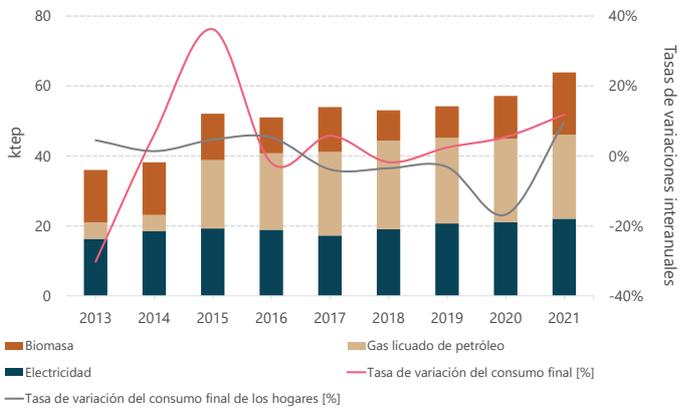


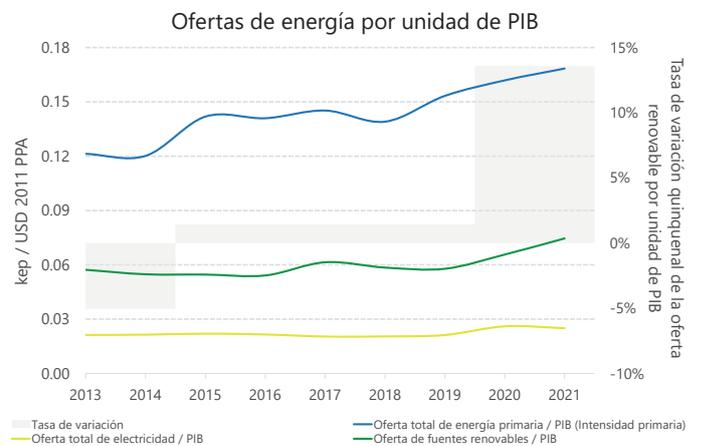
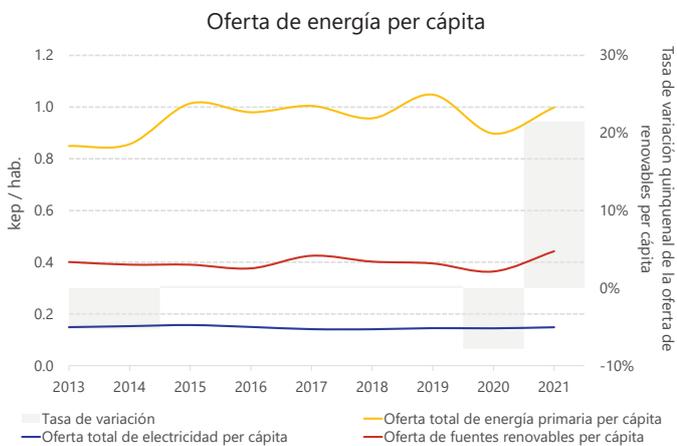
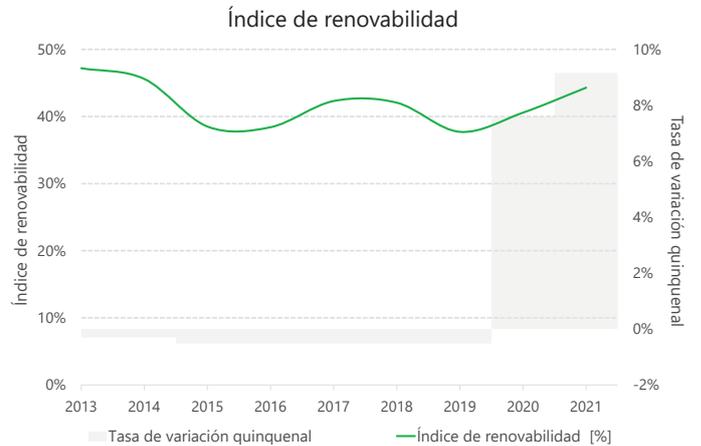
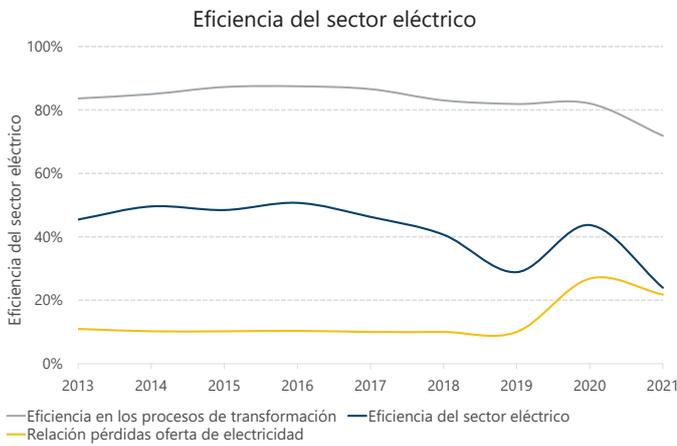
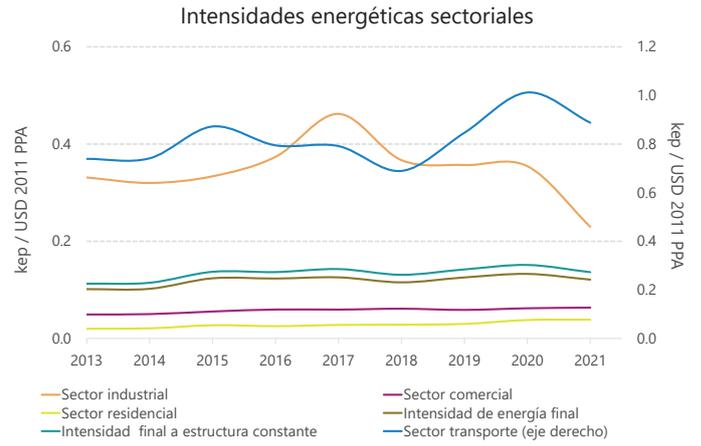
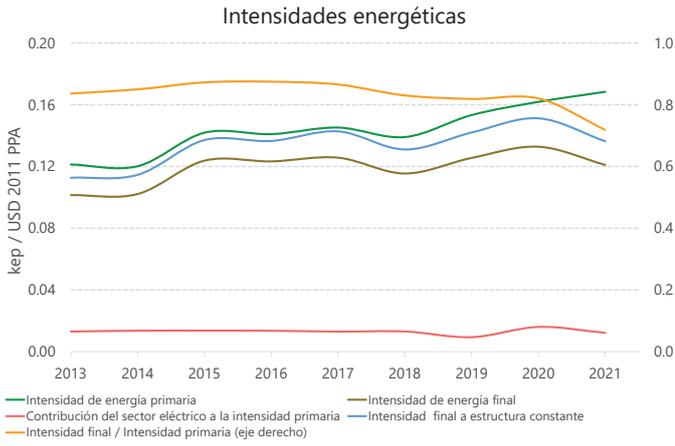
BELICE

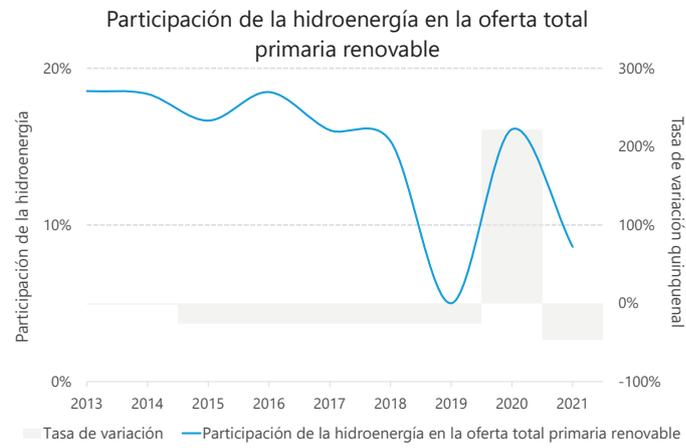
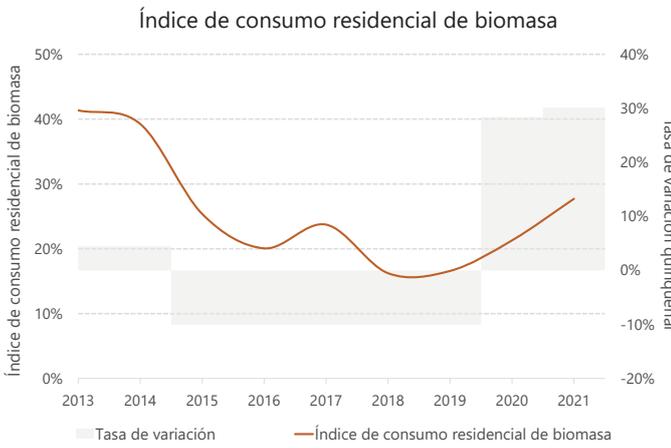
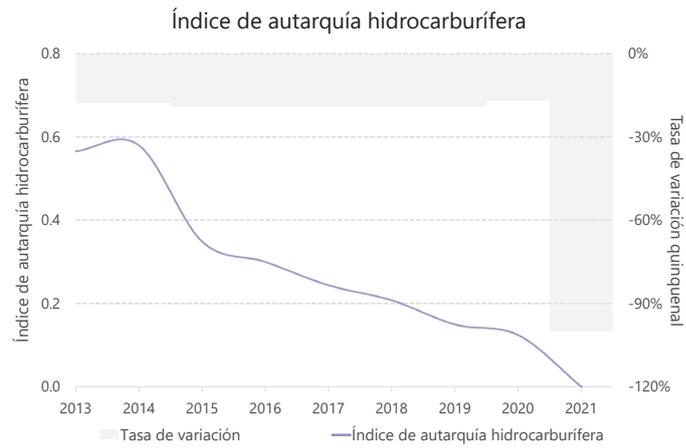
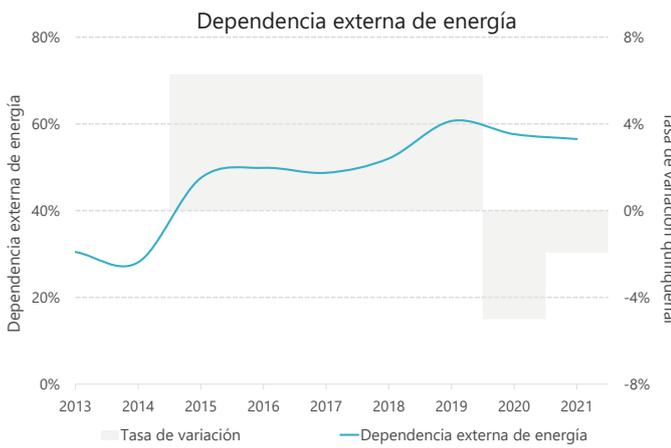
Consumo final del Sector Residencial



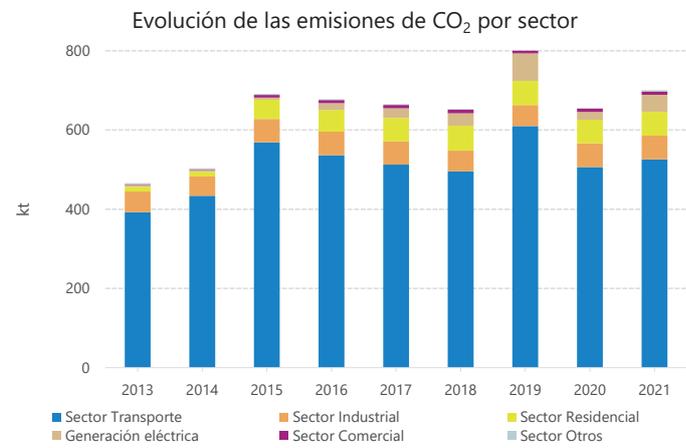
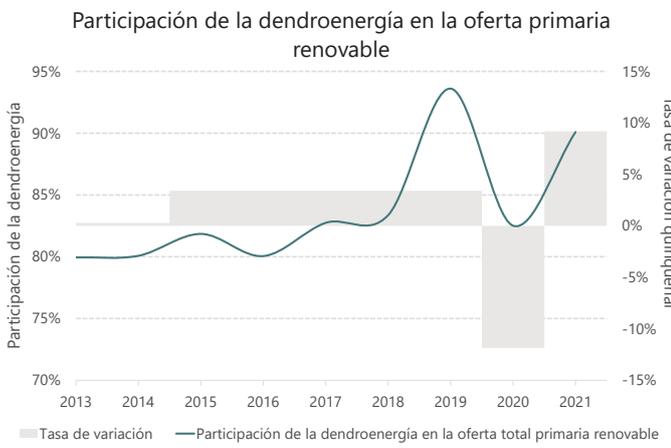
Consumo final del Sector Residencial



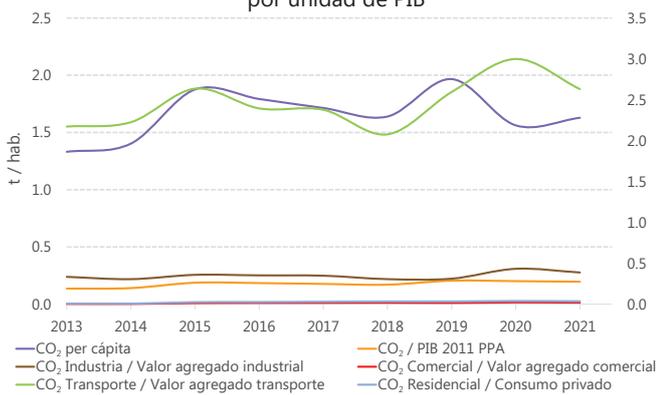




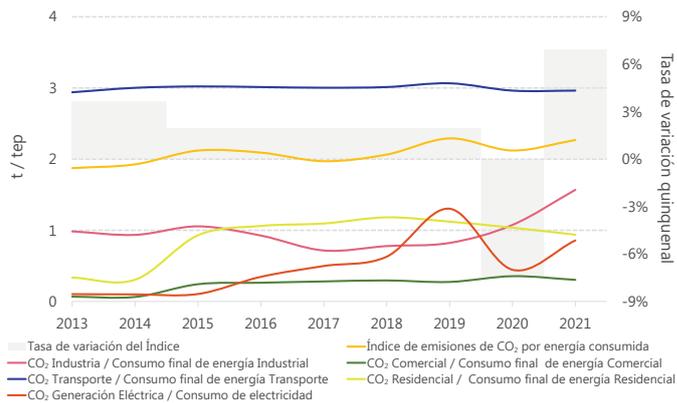
BELICE



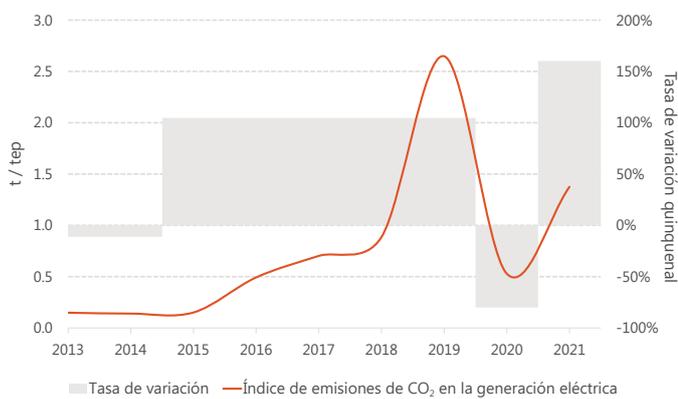
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

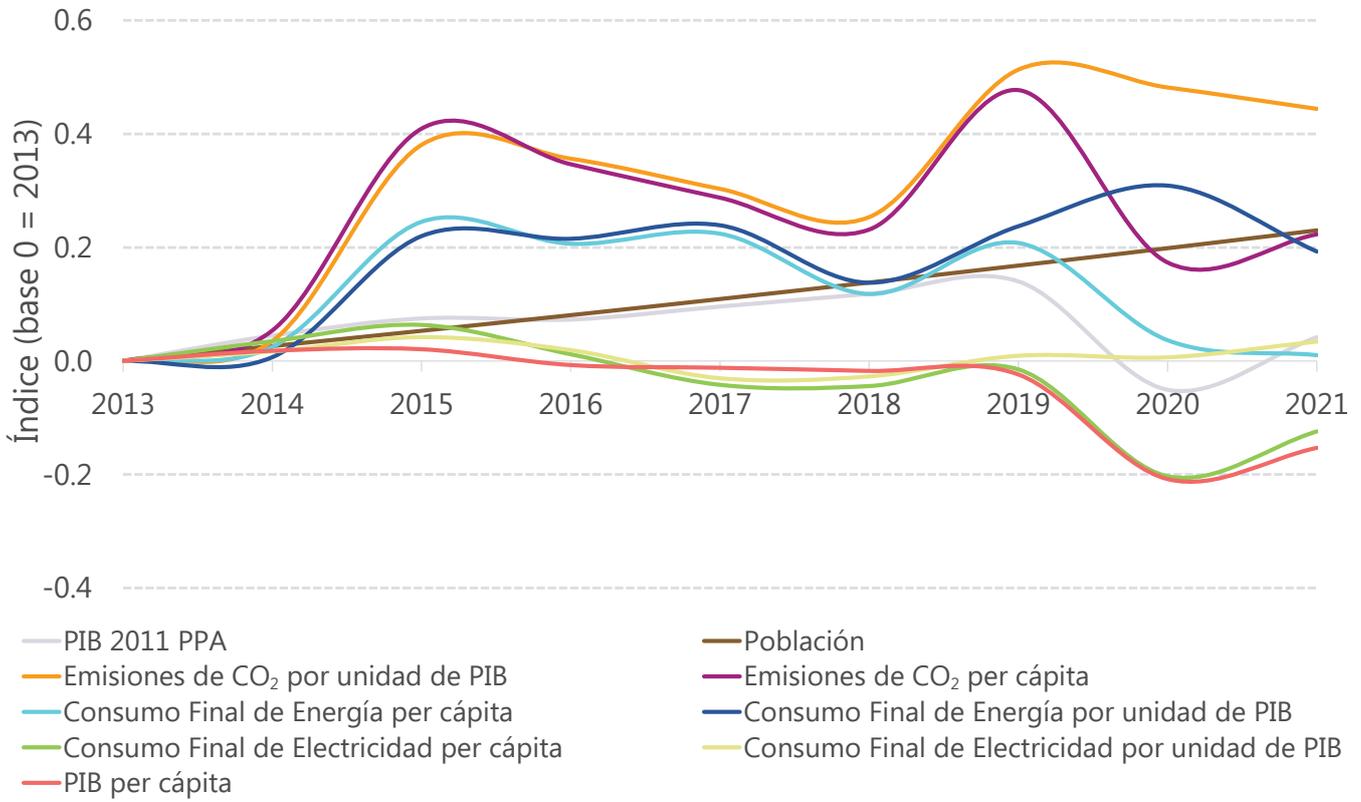


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





Resumen de los principales indicadores



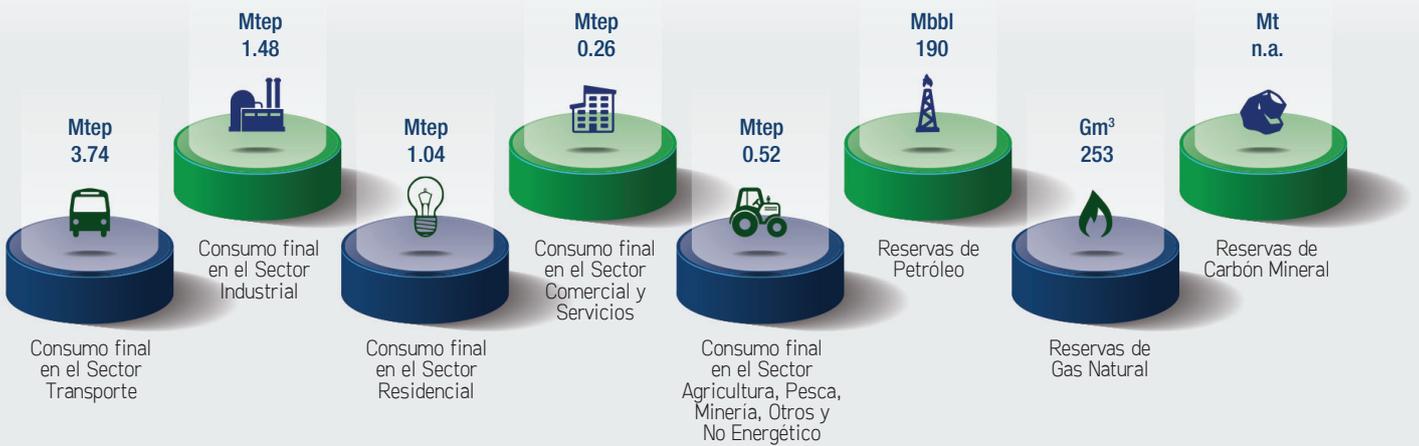


BOLIVIA

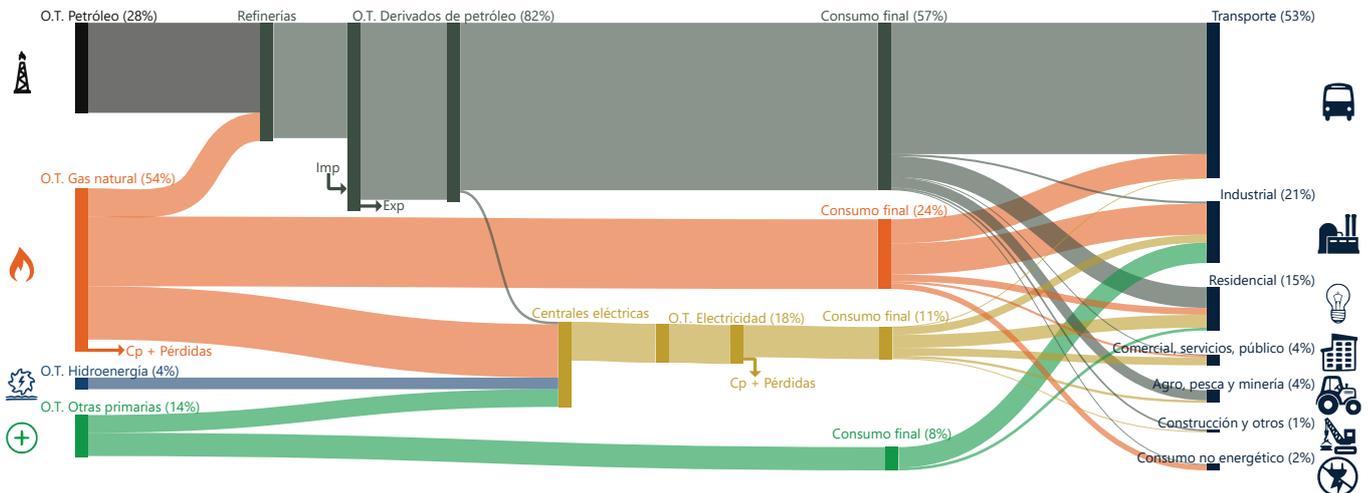
Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	11,842
Superficie (km ²)	1,098,581
Densidad de población (hab. / km ²)	11
Población urbana (%)	70
PIB USD 2018 (MUSD)	39,877
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	97,266
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8.2

Sector Energético 2021

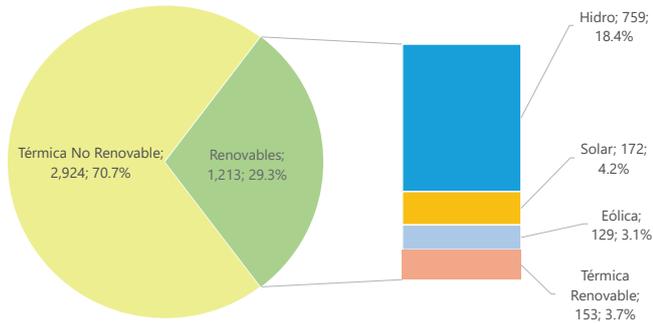


Balance energético resumido 2021

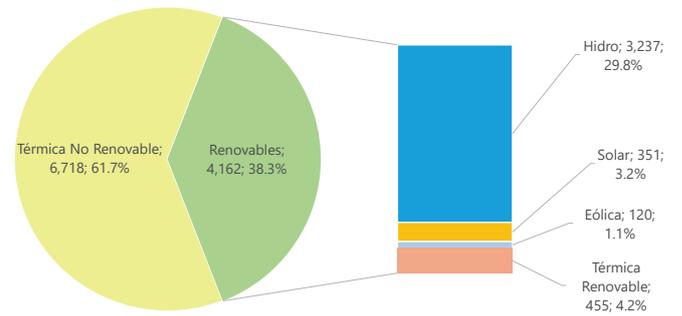




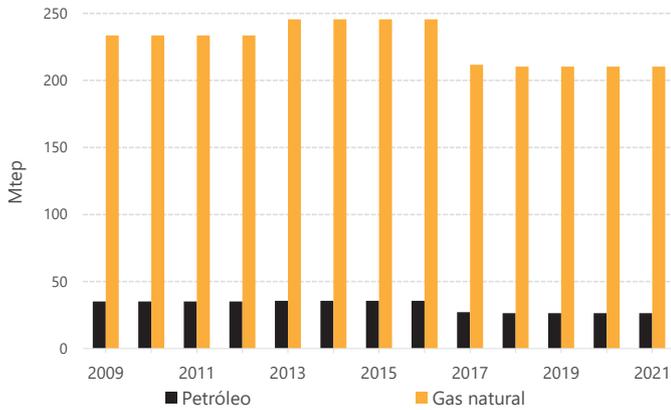
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



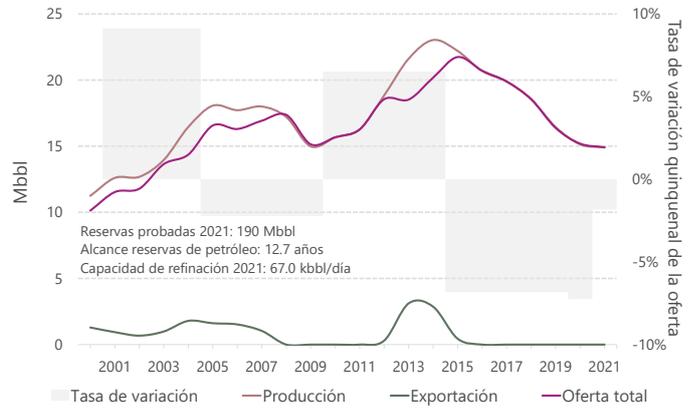
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



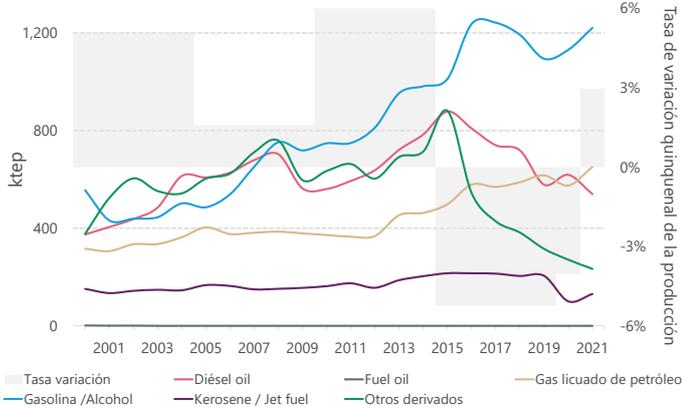
Reservas probadas de petróleo y gas natural



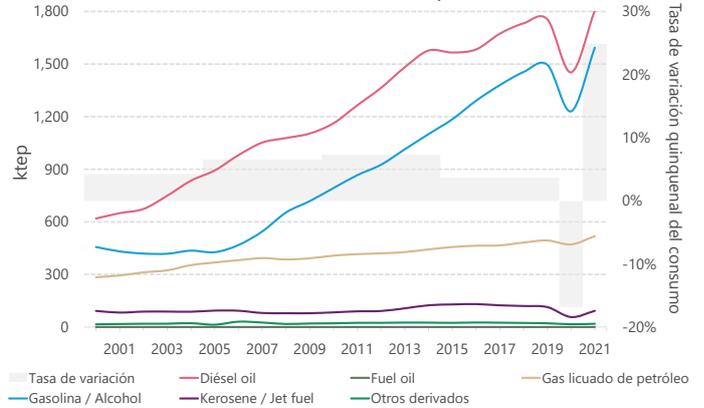
Oferta de petróleo



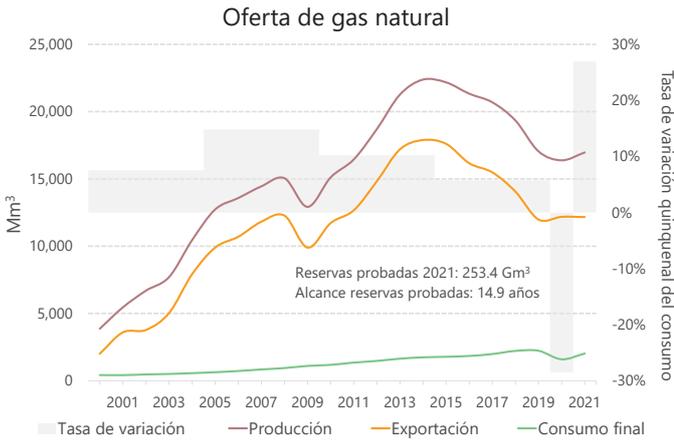
Producción derivados de petróleo



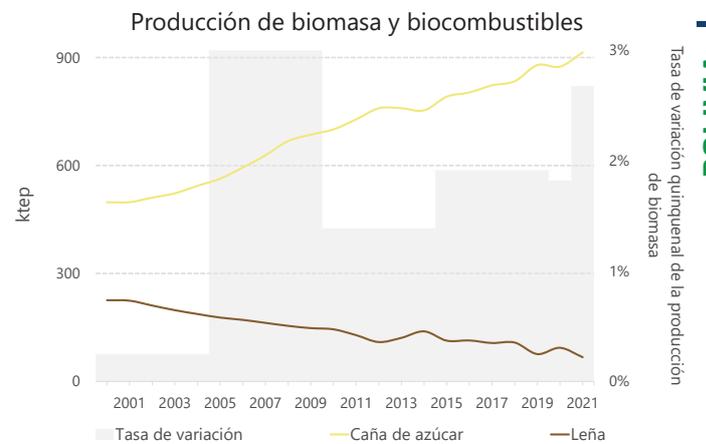
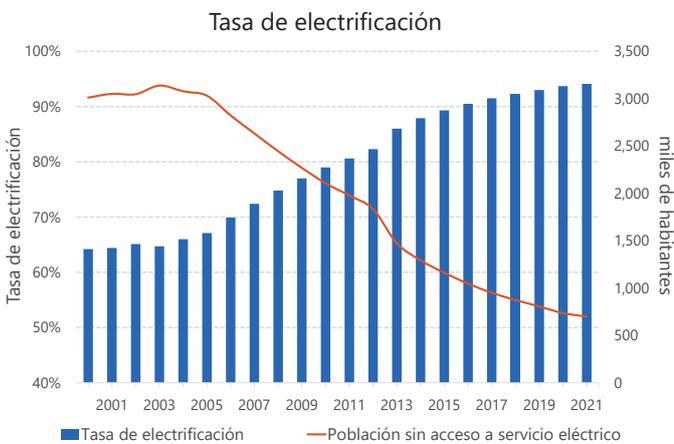
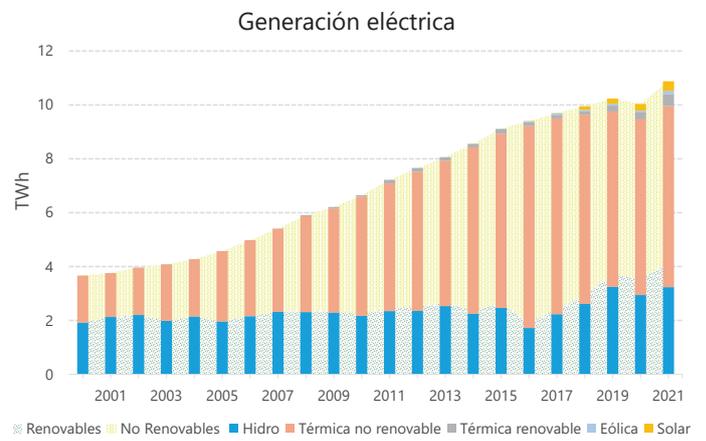
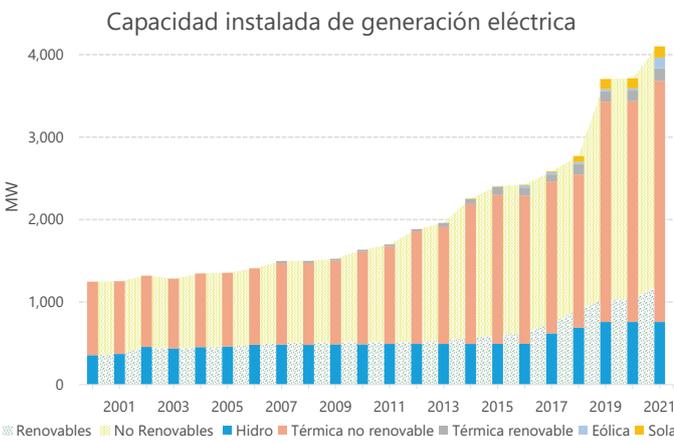
Consumo derivados de petróleo



BOLIVIA



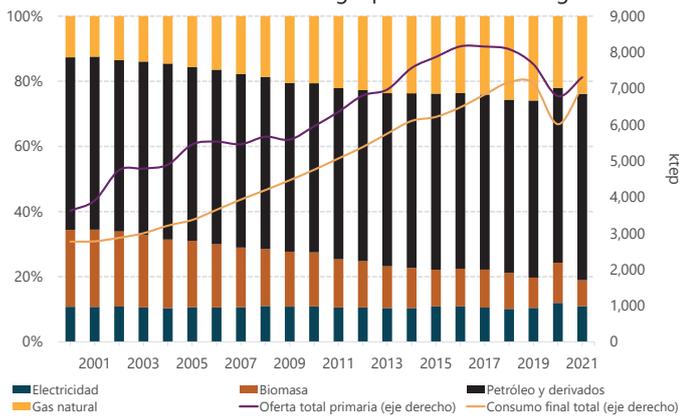
El Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia inauguró el 5 de noviembre de 2021, el parque eólico El Dorado, el más grande de Bolivia con una capacidad instalada de 54 MW que se agregarán al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Con este proyecto se concreta tres parques eólicos en Santa Cruz, que suman 108 MW de energías limpias y renovables. Este parque eólico está compuesto por 15 aerogeneradores de 120 metros de altura al buje, cada uno con capacidad nominal de generación de 3.6 MW de potencia, que se encuentran emplazados sobre una superficie de 63.3 hectáreas.



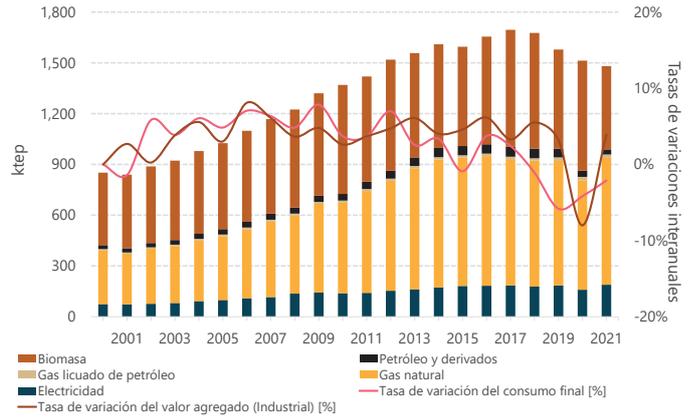
BOLIVIA



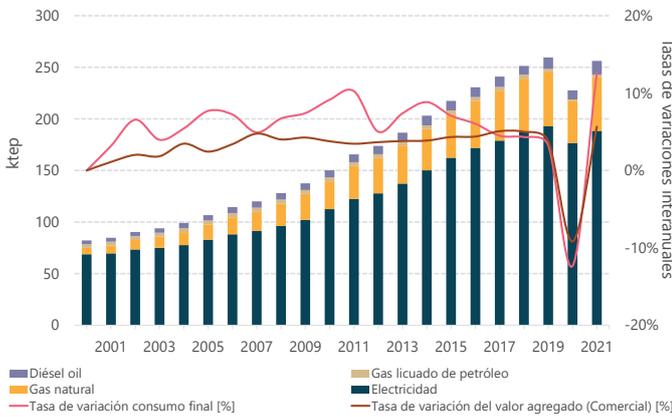
Consumo final de energía por fuente de energía



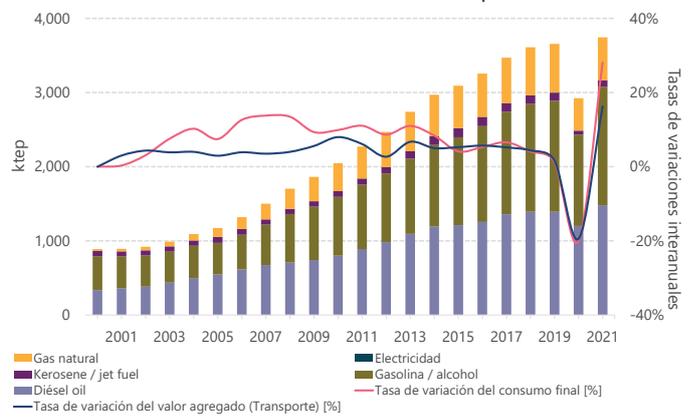
Consumo final del Sector Industrial



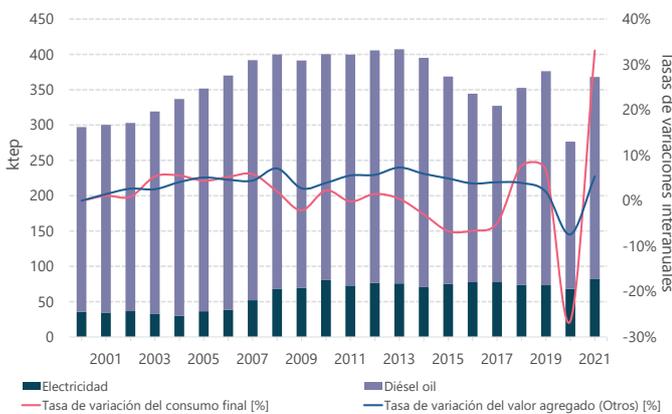
Consumo final del Sector Comercial



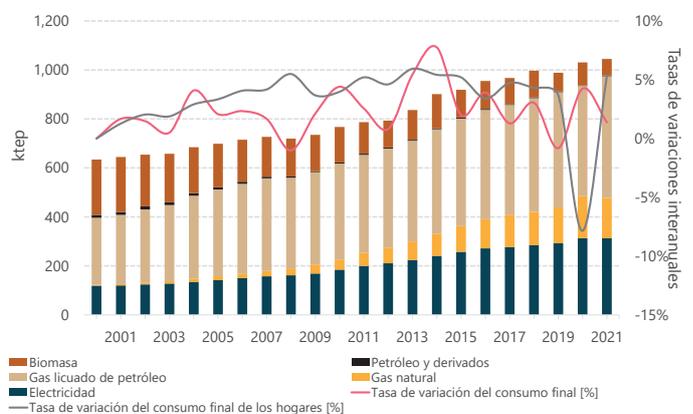
Consumo final del Sector Transporte

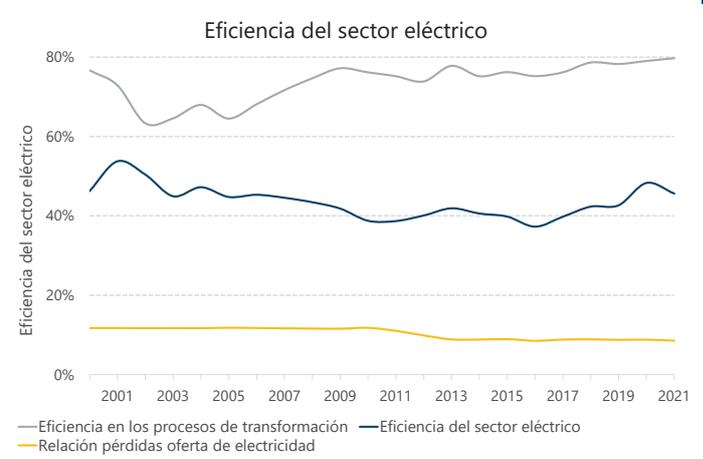
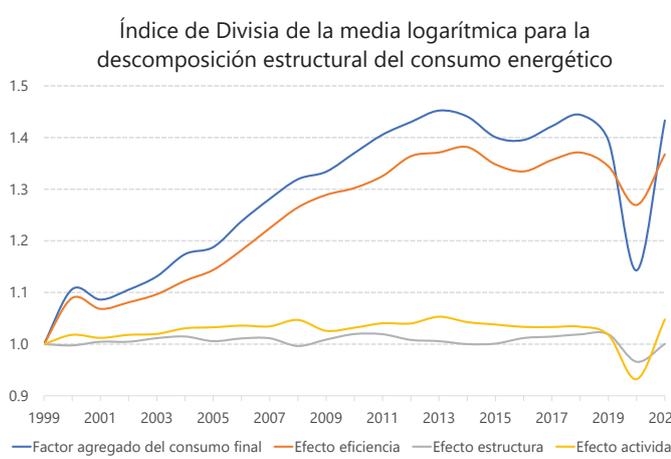
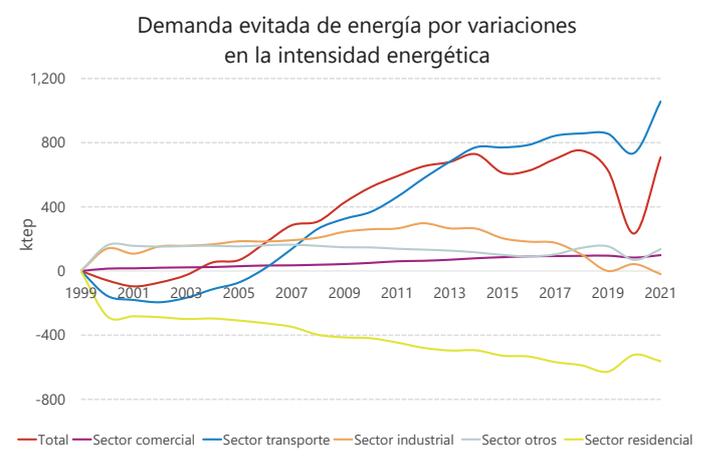
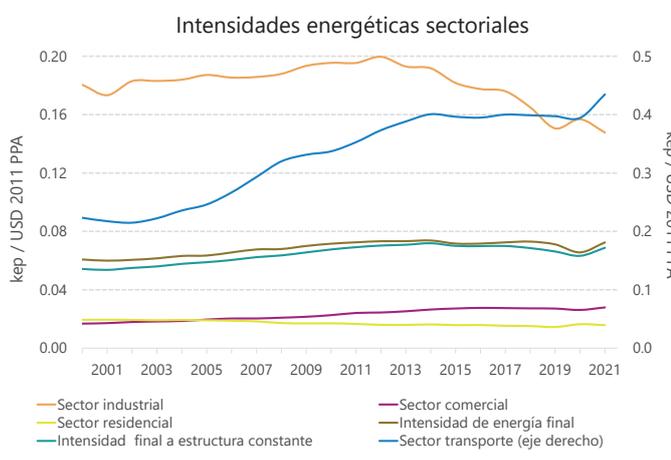
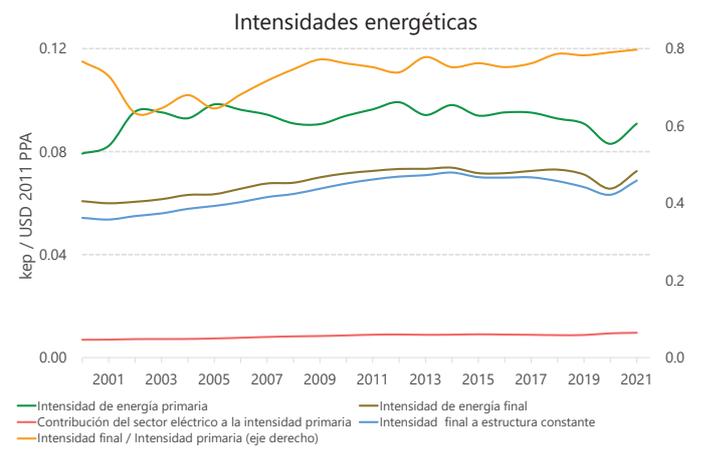
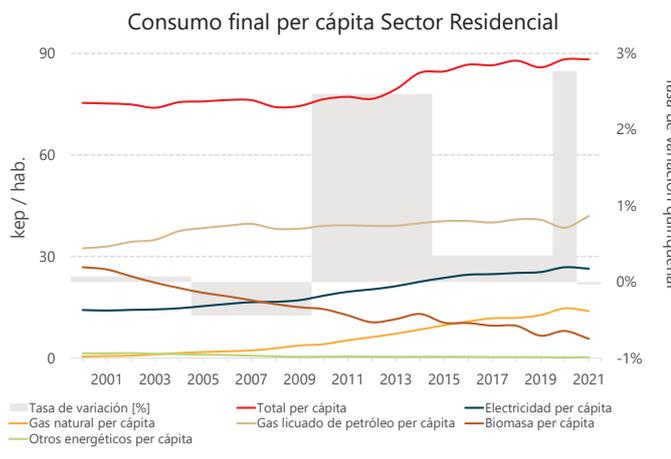


Consumo final del Sector Otros



Consumo final del Sector Residencial





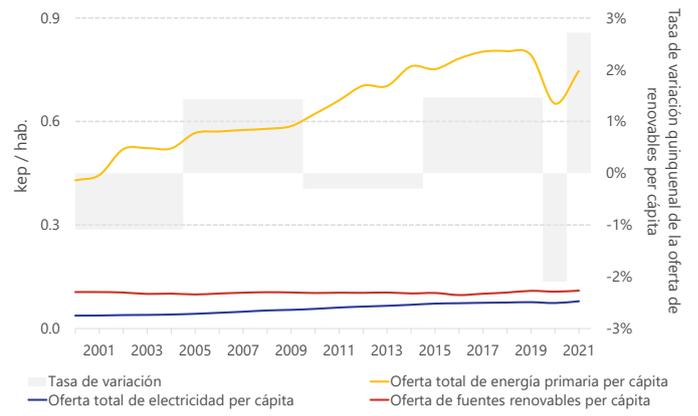
BOLIVIA



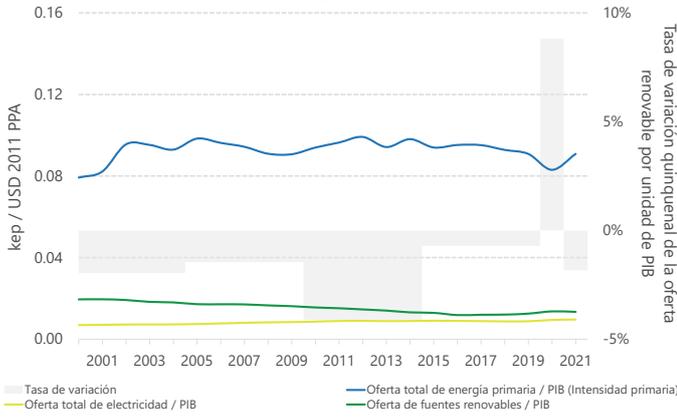
Índice de renovabilidad



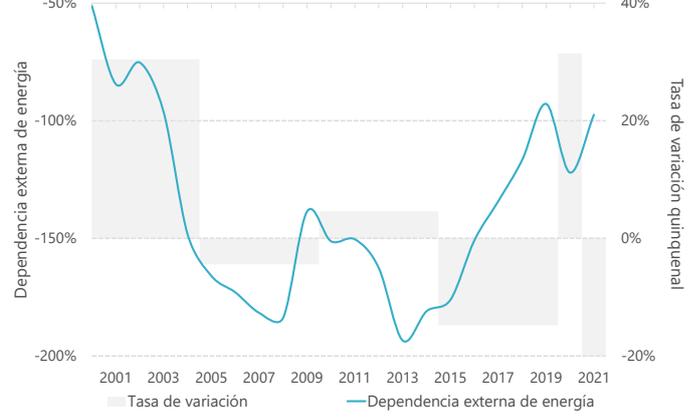
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

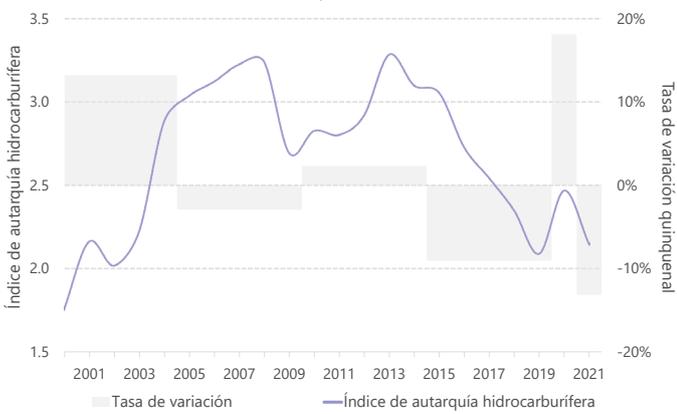


Dependencia externa de energía

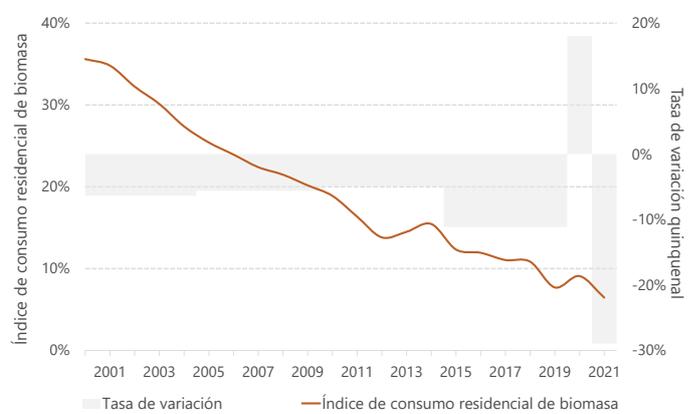


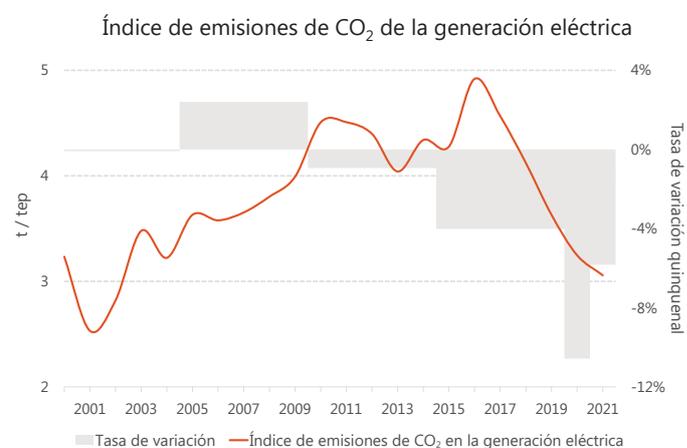
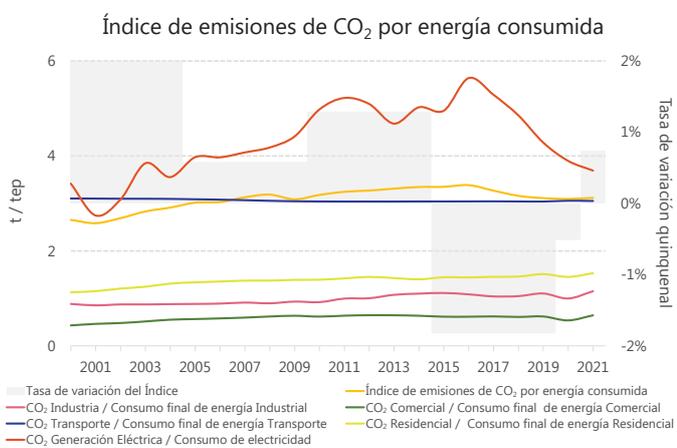
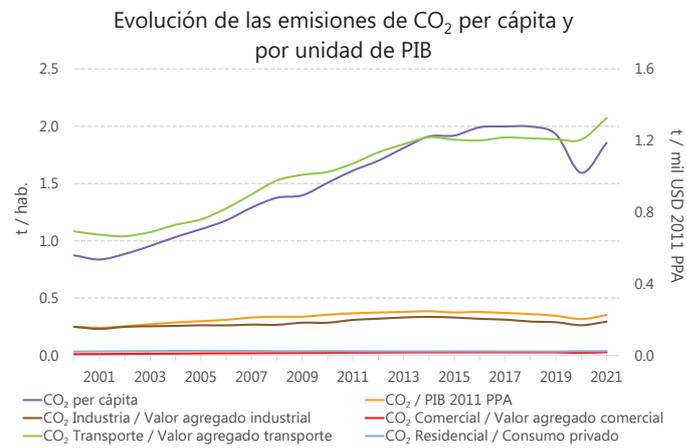
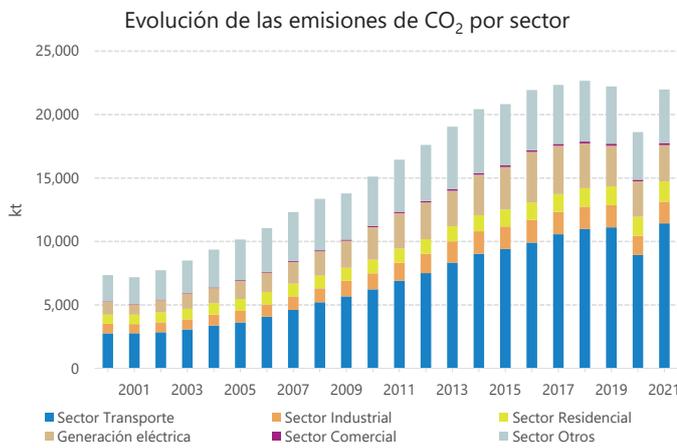
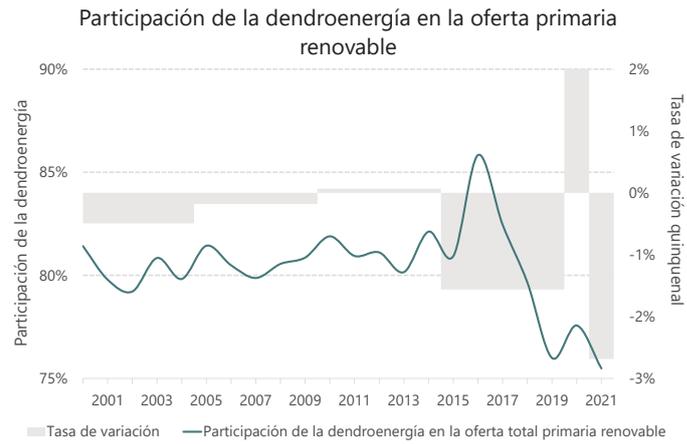
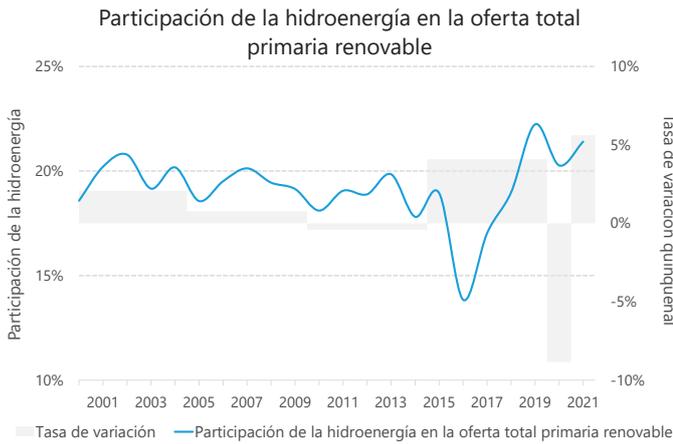
BOLIVIA

Índice de autarquía hidrocarburífera



Índice de consumo residencial de biomasa

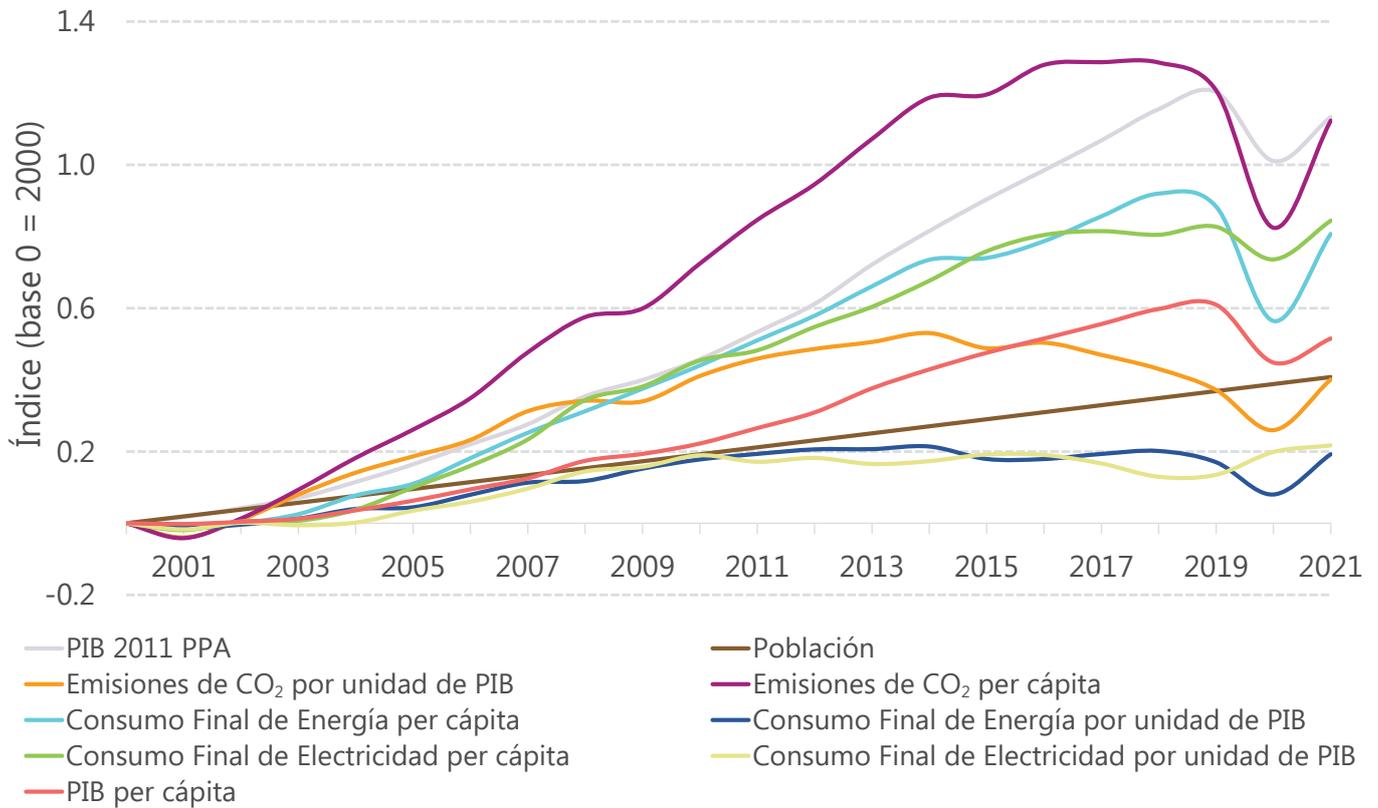




BOLIVIA



Resumen de los principales indicadores



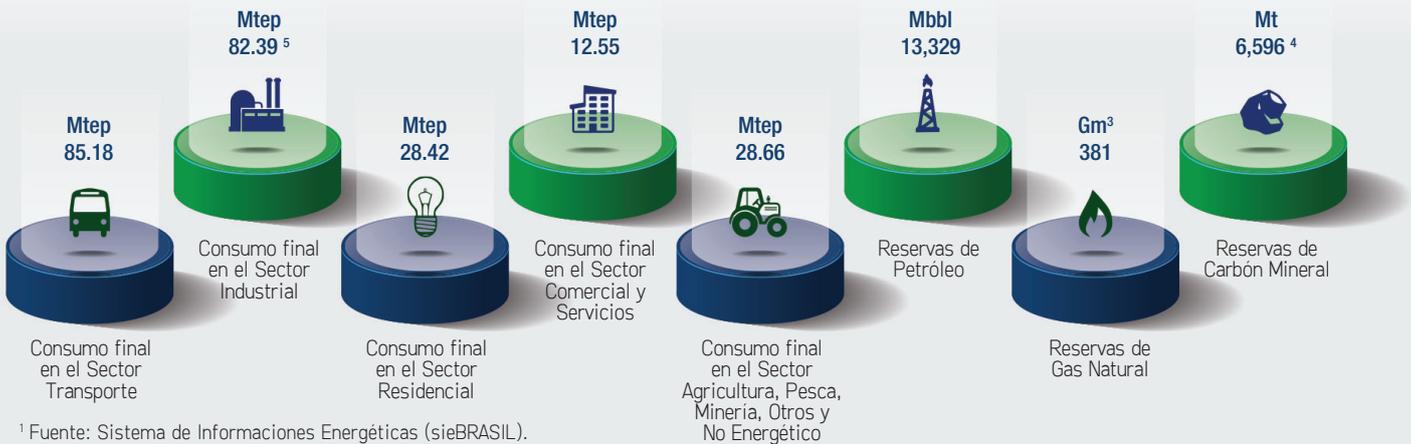


BRASIL

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	214,073 ¹
Superficie (km ²)	8,515,759
Densidad de población (hab. / km ²)	25
Población urbana (%)	87
PIB USD 2018 (MUSD)	1,951,232 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	3,127,524 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

Sector Energético 2021



¹ Fuente: Sistema de Informaciones Energéticas (sieBRASIL).

² Fuente: CEPAL.

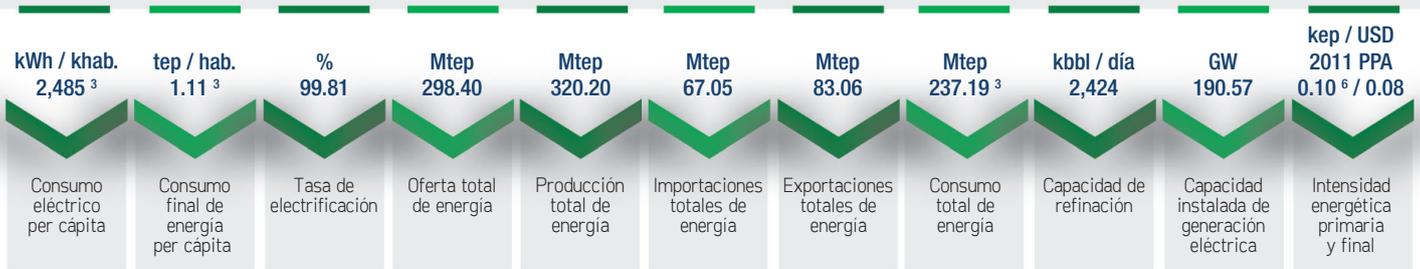
³ No incluye consumo propio del sector energético.

⁴ Dato estimado por OLADE.

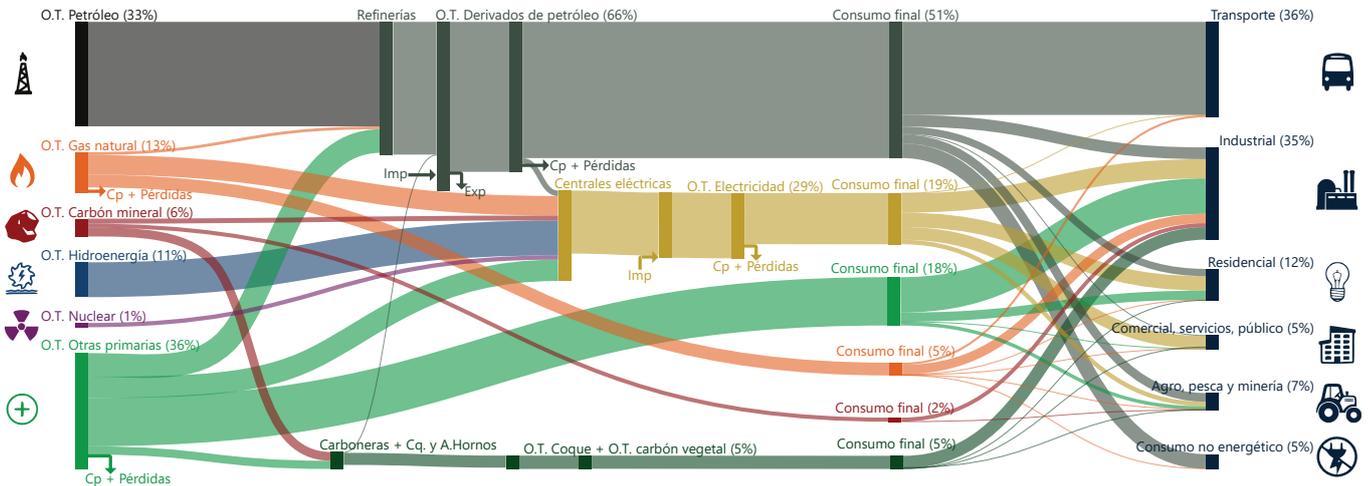
⁵ No incluye Minería y Pelotización.

⁶ Calculada como la relación entre la Oferta Total de Energía y el PIB PPA.

Nota: Los valores presentados en Mtep en la presente publicación difieren a los publicados en la misma unidad por el país, debido a una diferencia entre el factor de conversión empleado entre OLADE y el país. OLADE ha empleado que 1 bep = 0.13878 y Brasil 0.13822731.

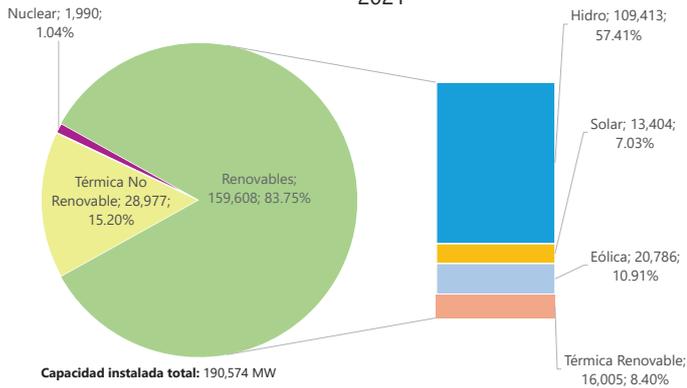


Balance energético resumido 2021

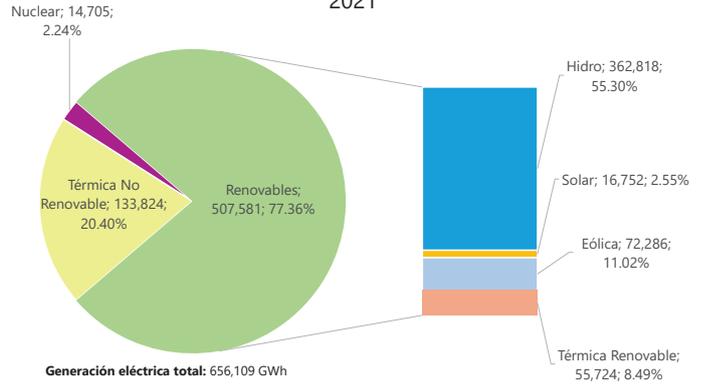




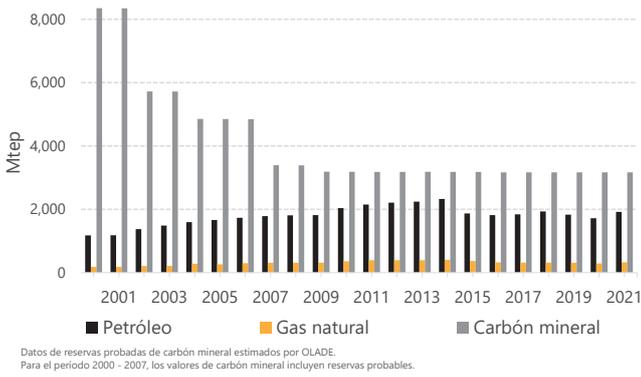
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %] 2021



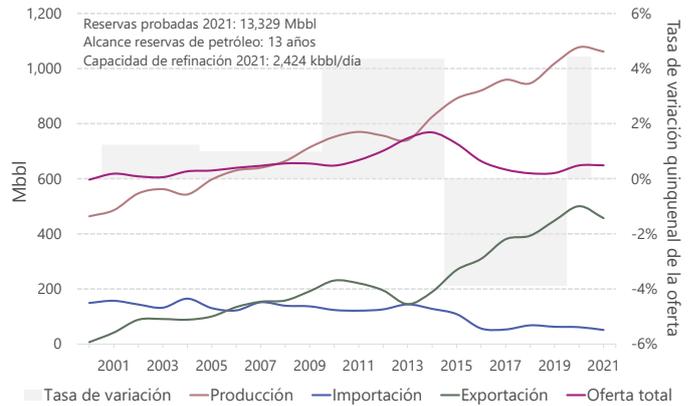
Generación eléctrica por fuente [GWh; %] 2021



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

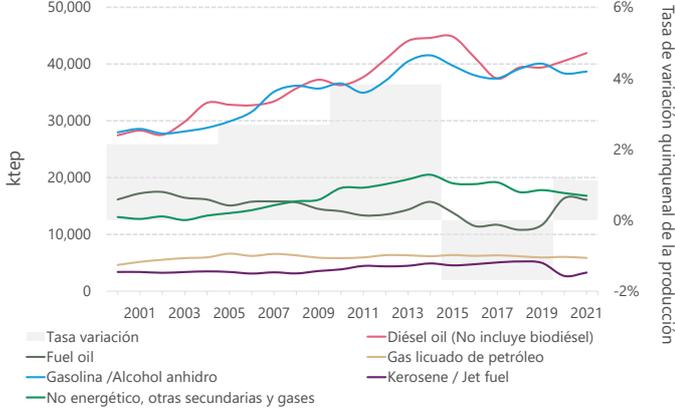


Oferta de petróleo

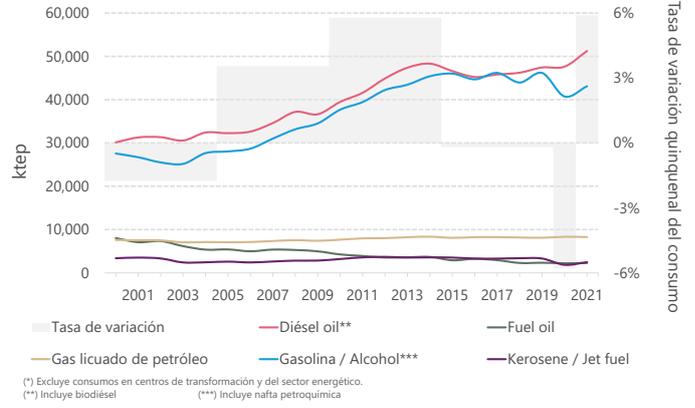


BRASIL

Producción derivados de petróleo

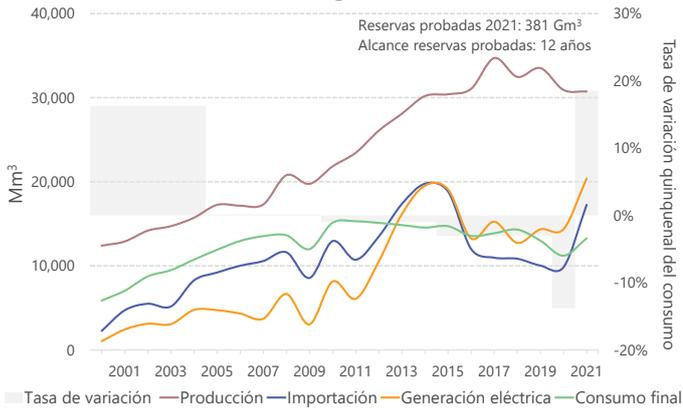


Consumo derivados de petróleo*

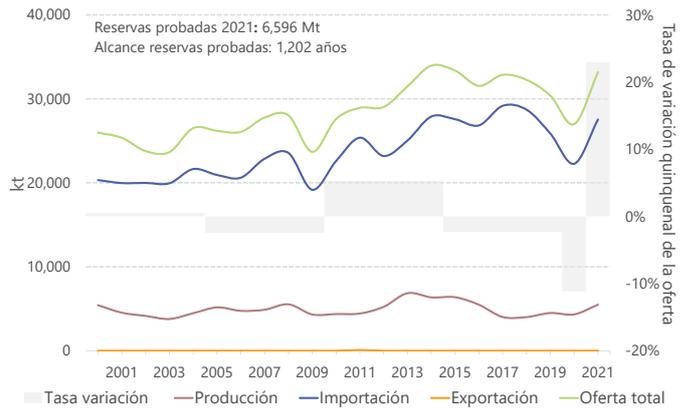




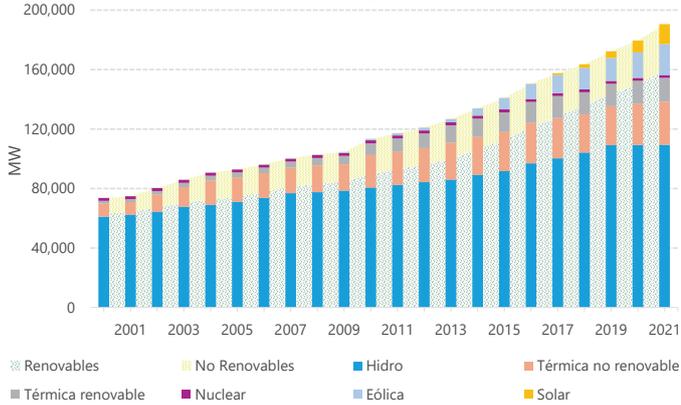
Oferta de gas natural



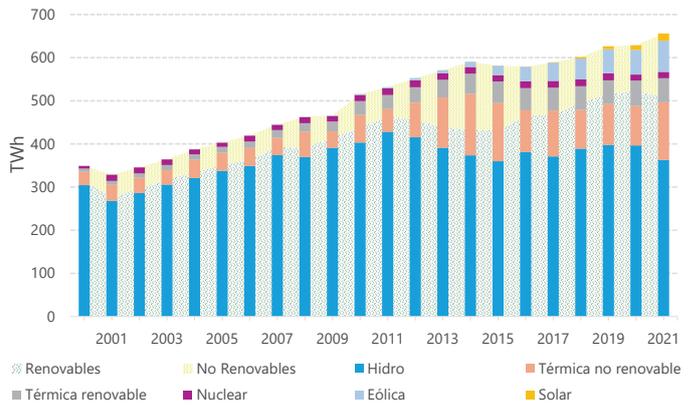
Oferta de carbón mineral



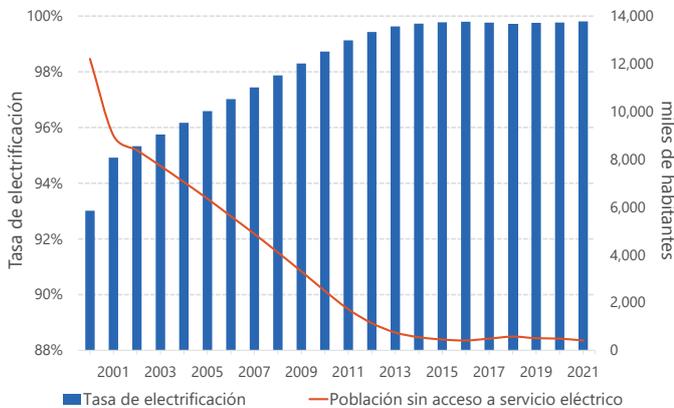
Capacidad instalada de generación eléctrica



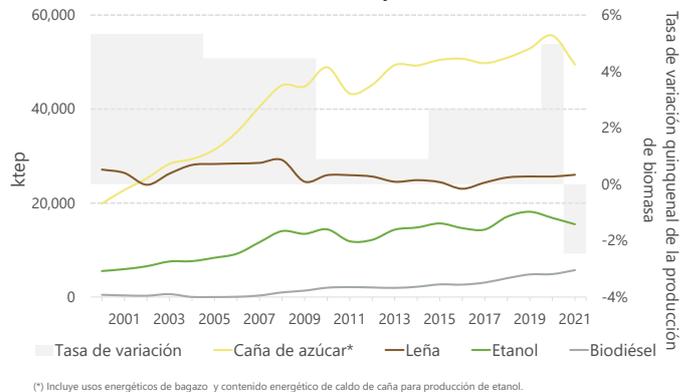
Generación eléctrica



Tasa de electrificación



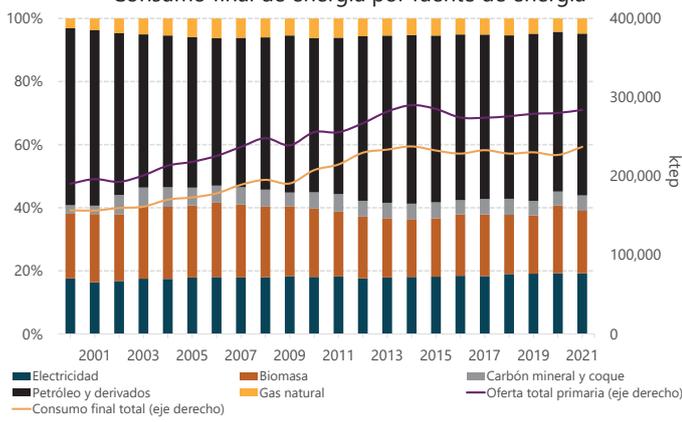
Producción de biomasa y biocombustibles



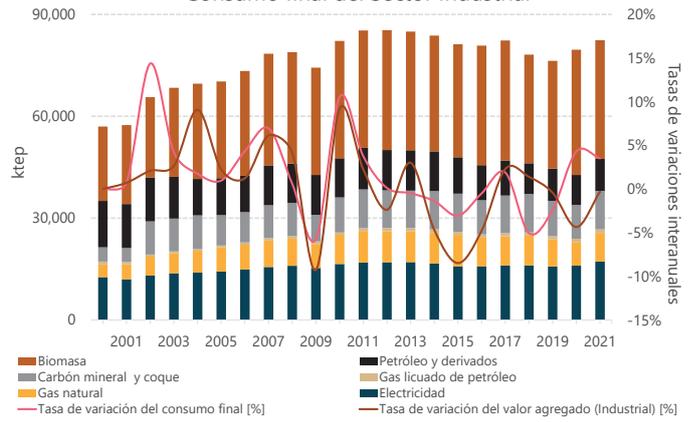
BRASIL



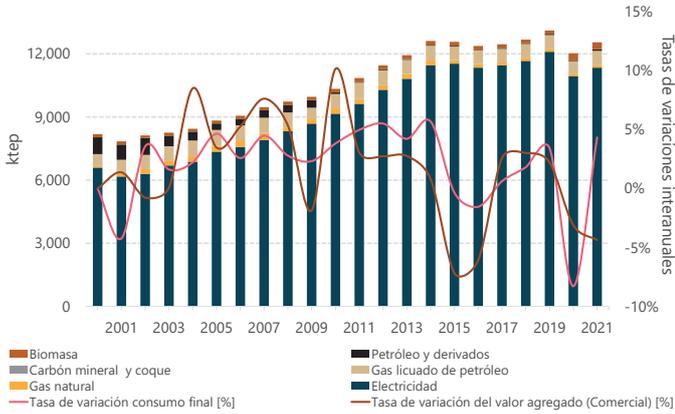
Consumo final de energía por fuente de energía



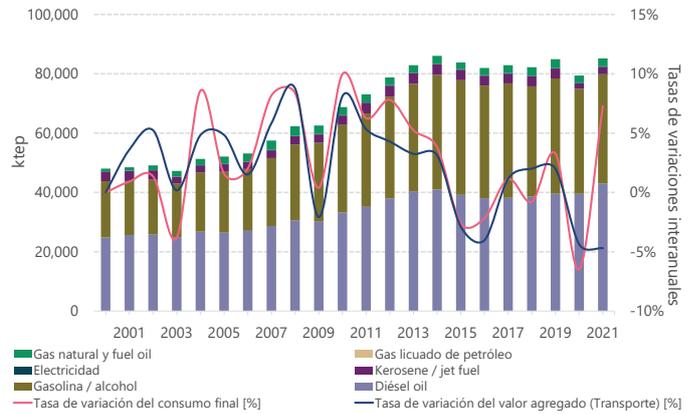
Consumo final del Sector Industrial



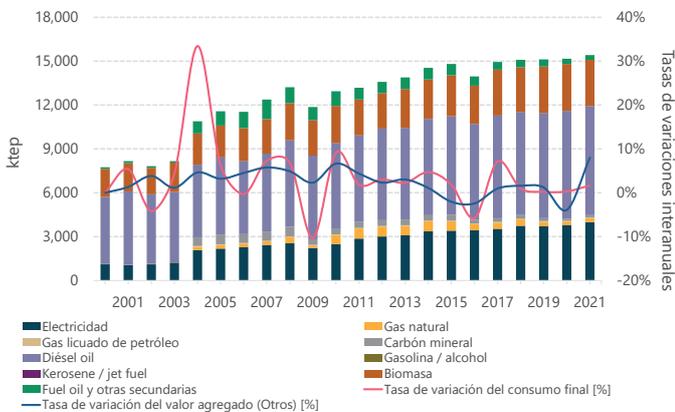
Consumo final del Sector Comercial



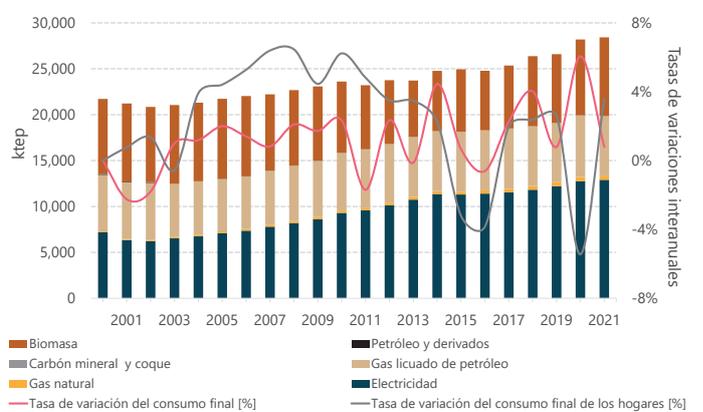
Consumo final del Sector Transporte

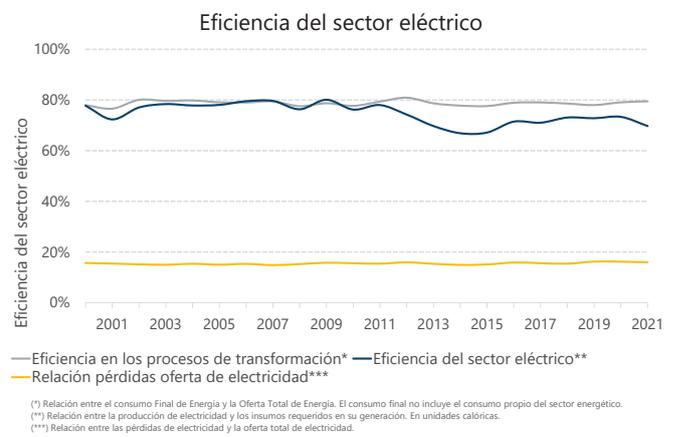
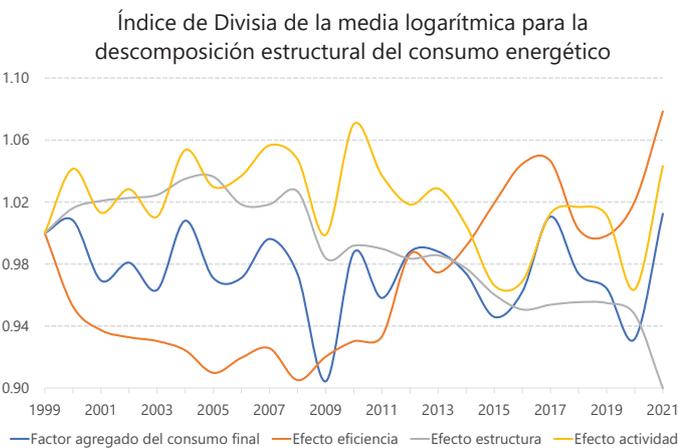
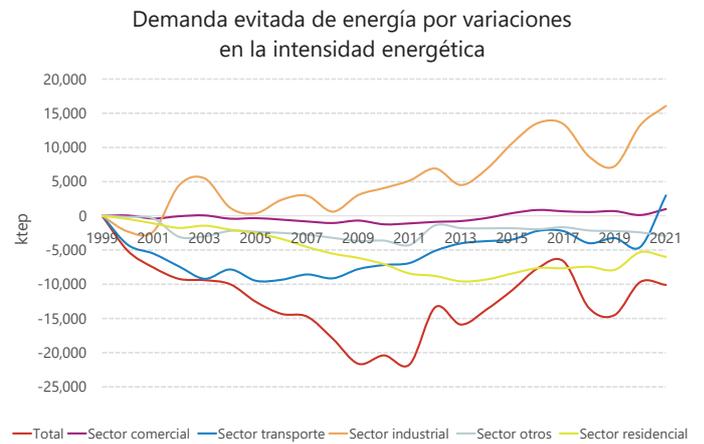
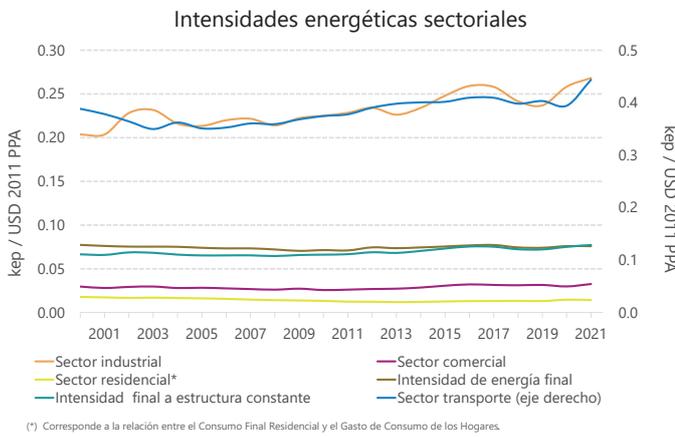
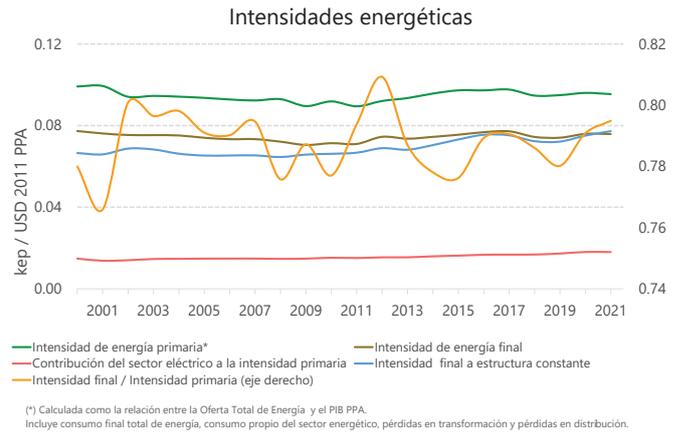
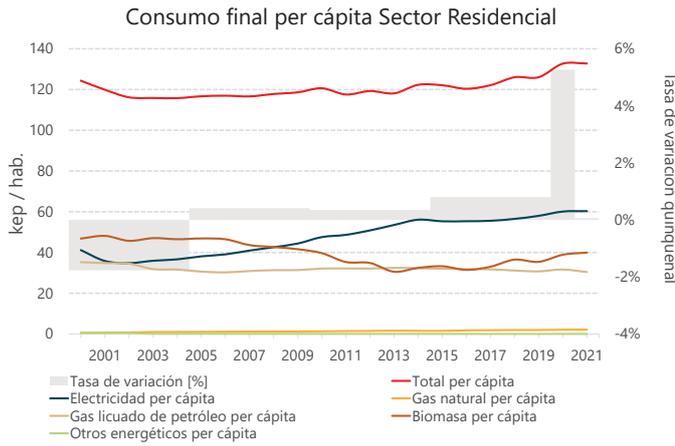


Consumo final del Sector Otros



Consumo final del Sector Residencial





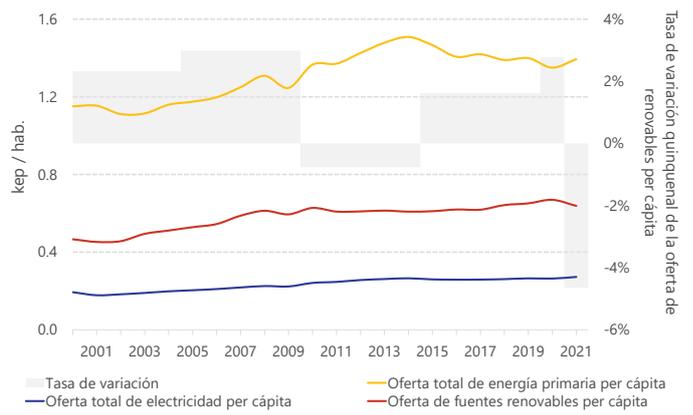


Índice de renovabilidad*

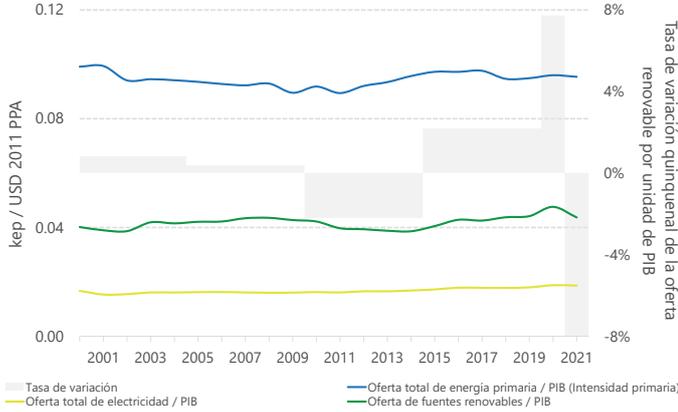


(*) El cálculo se basa en la Matriz de Oferta Interna de Energía (Matriz Energética).

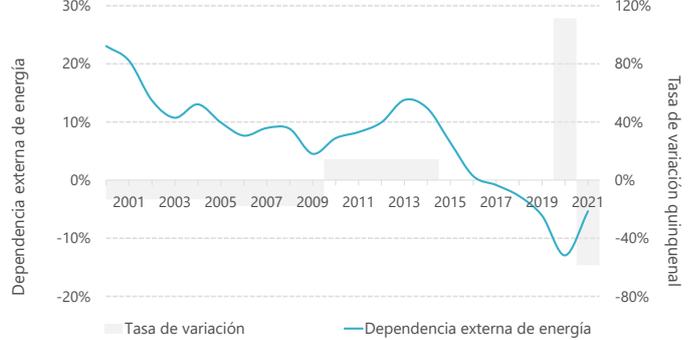
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

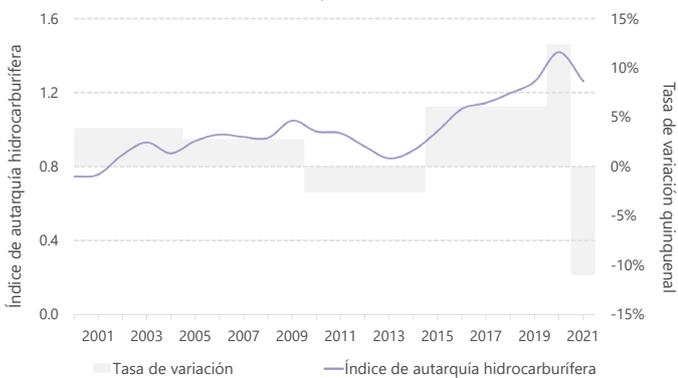


Dependencia externa de energía



Nota: Para el año 2017 de acuerdo a la metodología de OLADE existe una exportación. Sin embargo, en el balance energético elaborado por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil se identifica que el país aún tiene una dependencia externa de energía. Estas diferencias se deben a que en el BEN de Brasil existe una significativa importación de uranio la cual no está siendo contabilizada en el BEN de OLADE debido a que no existe un centro de transformación para el "Ciclo de Combustible Nuclear".

Índice de autarquía hidrocarbúrfica



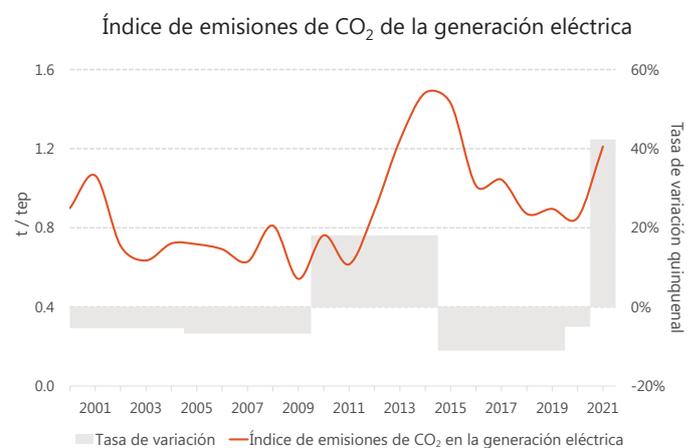
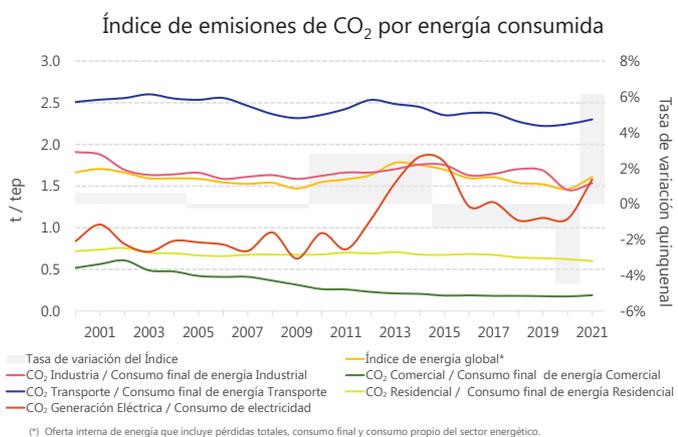
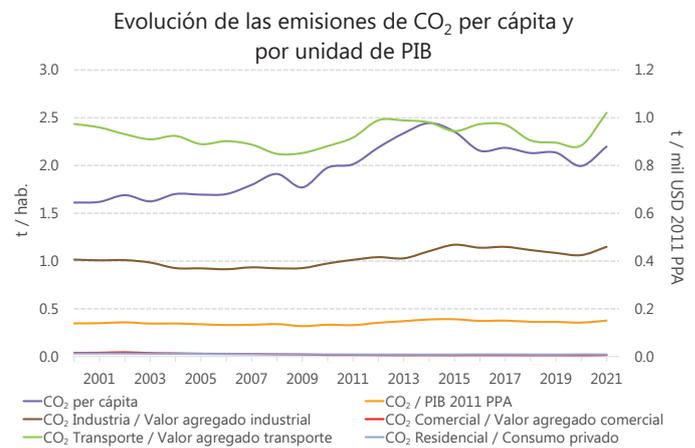
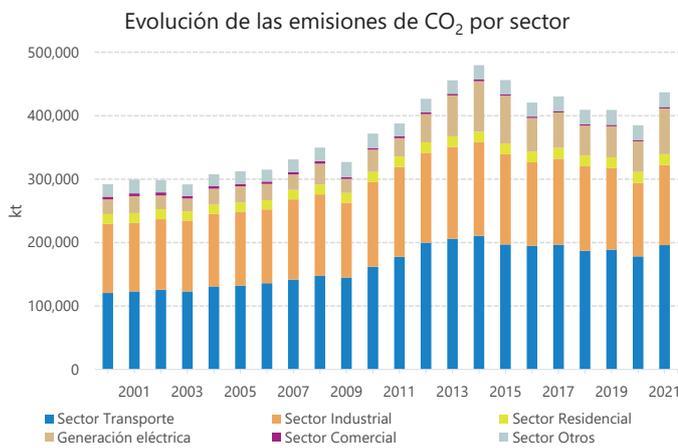
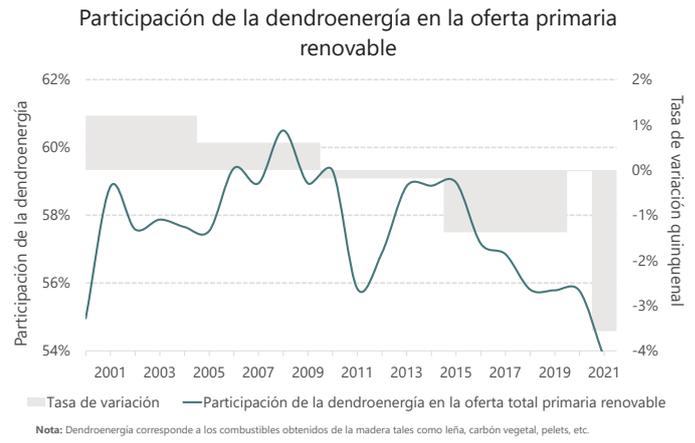
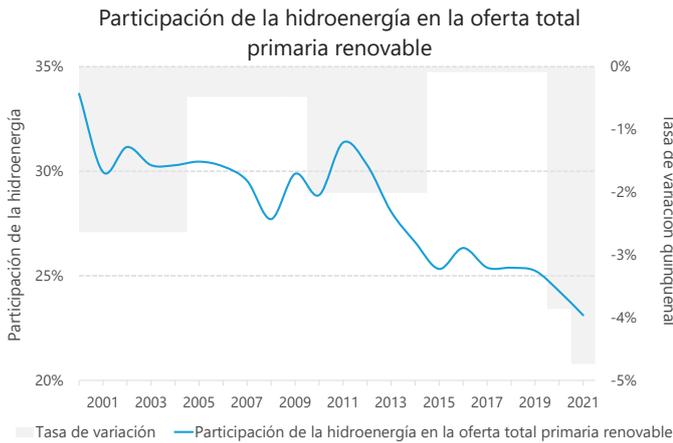
Nota: Valores superiores a 1 representan que existe un superávit y menores a 1 déficit.

Índice de consumo residencial de biomasa*



(*) Definido como la relación entre la suma del consumo de leña y carbón vegetal en el sector residencial dividido para el consumo final del sector residencial.

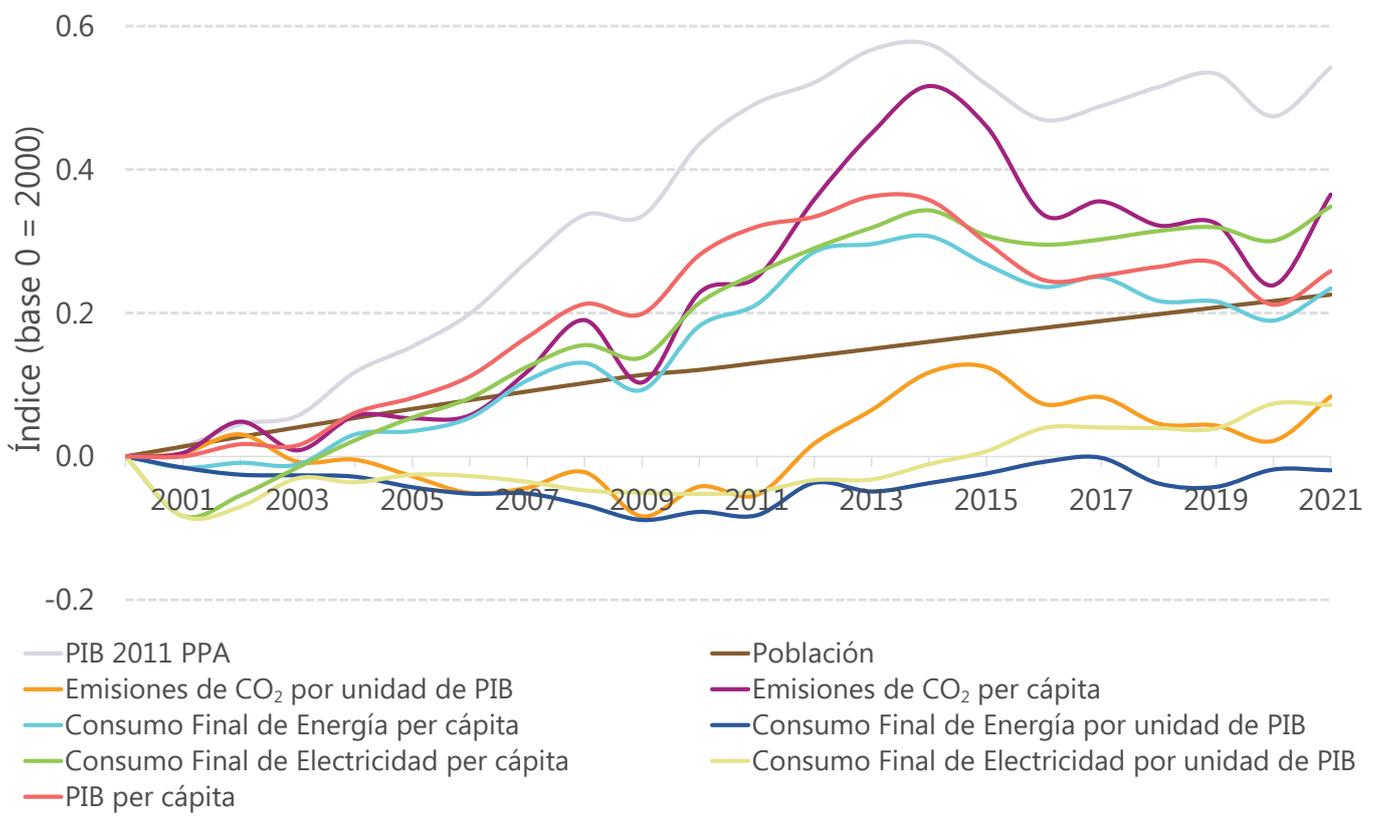
BRASIL



BRASIL



Resumen de los principales indicadores



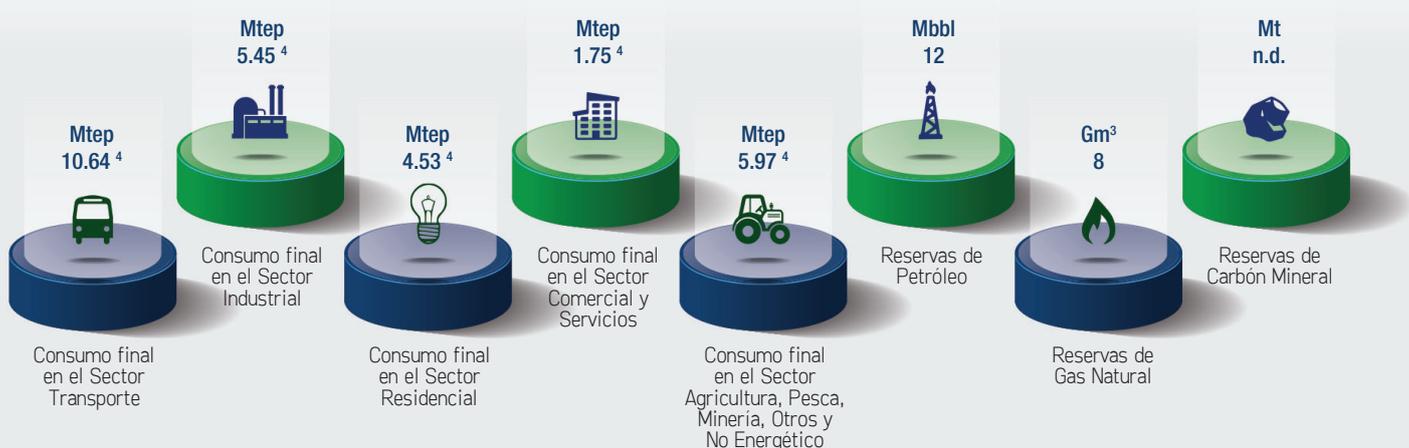


CHILE

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	19,678 ¹
Superficie (km ²)	756,096
Densidad de población (hab. / km ²)	26
Población urbana (%)	88
PIB USD 2018 (MUSD)	312,540 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	496,085
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	25 ³

Sector Energético 2021



¹ Fuente: INE - Chile.

² Fuente: CEPAL.

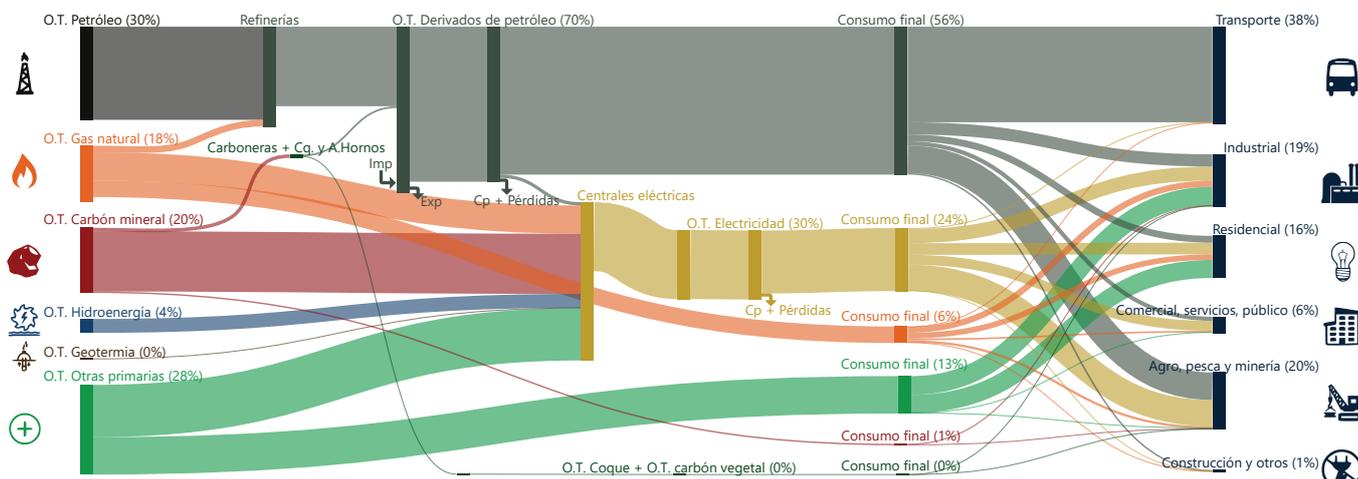
³ Fuente: Banco Mundial.

⁴ Los datos de oferta y demanda para el 2021 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE y están sujetas a revisión por parte del país.

⁵ No incluye consumo propio del sector energético.

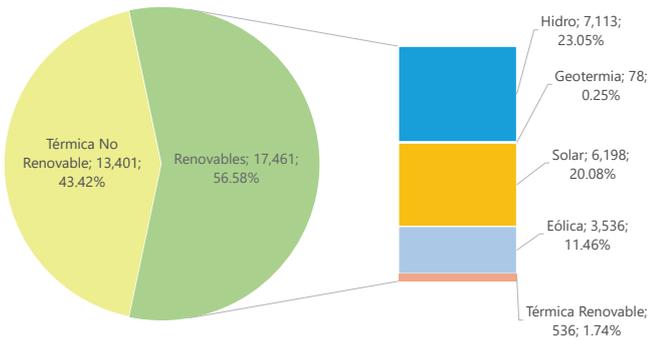


Balance energético resumido 2021

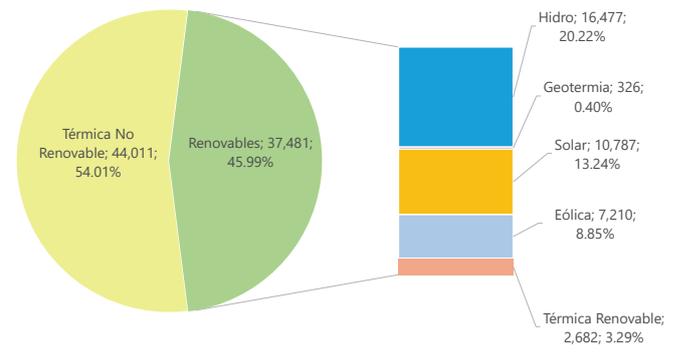




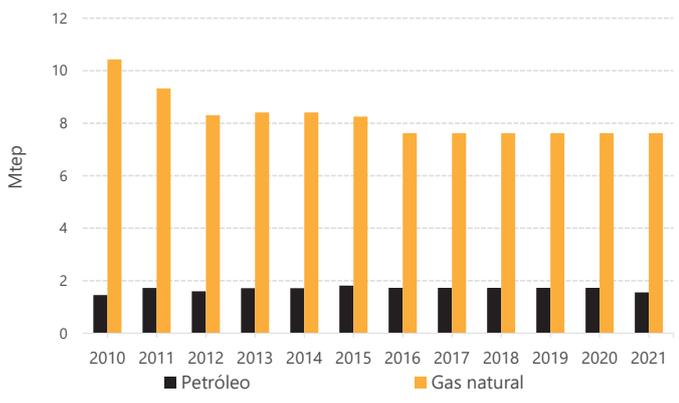
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



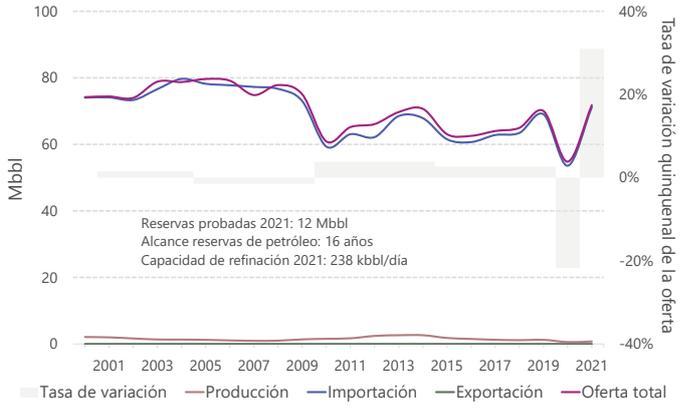
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de petróleo y gas natural

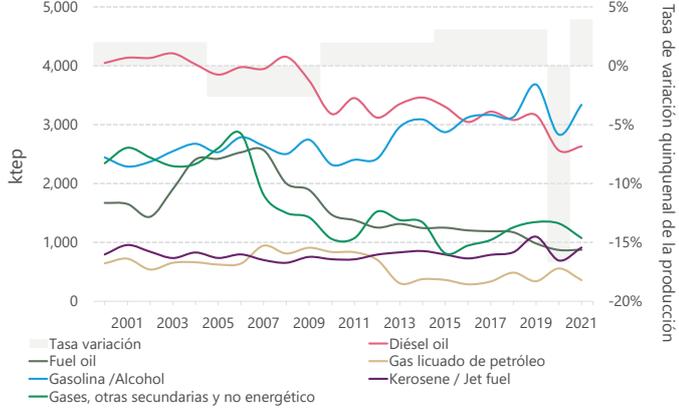


Oferta de petróleo

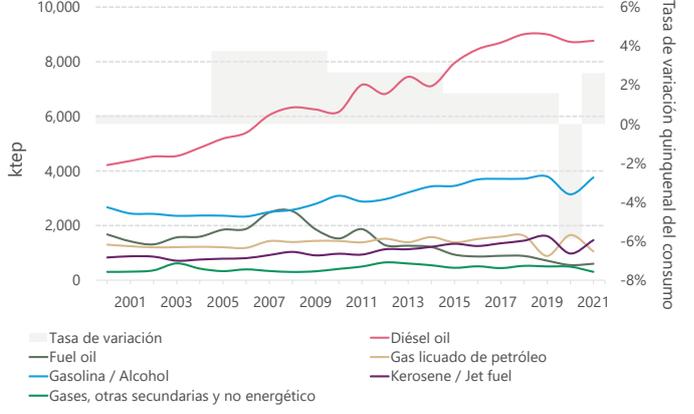


CHILE

Producción derivados de petróleo

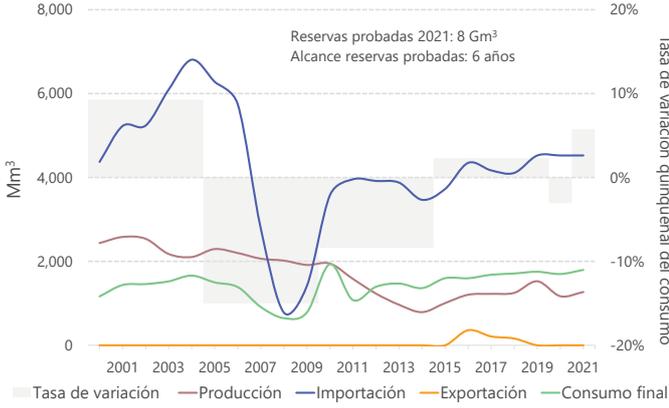


Consumo derivados de petróleo

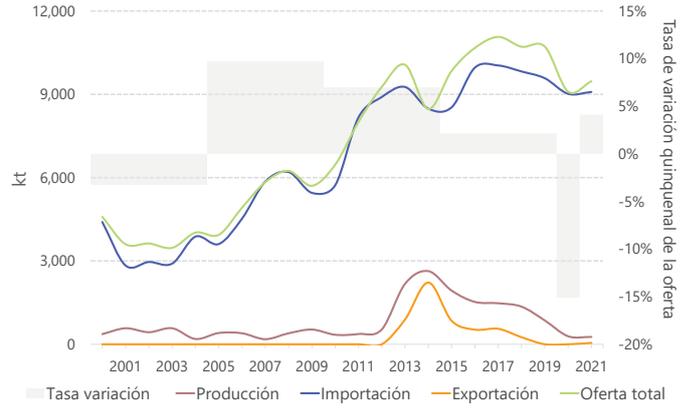




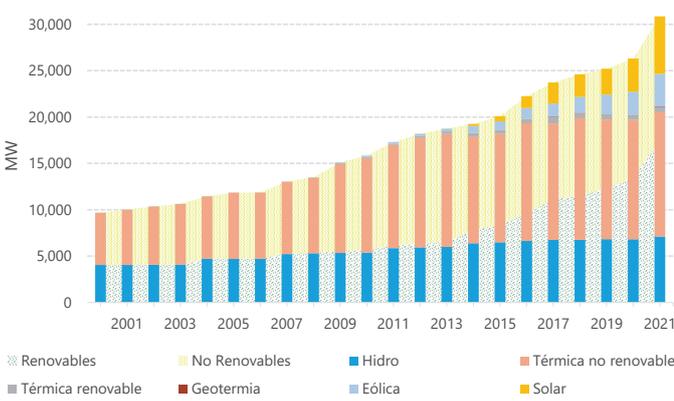
Oferta de gas natural



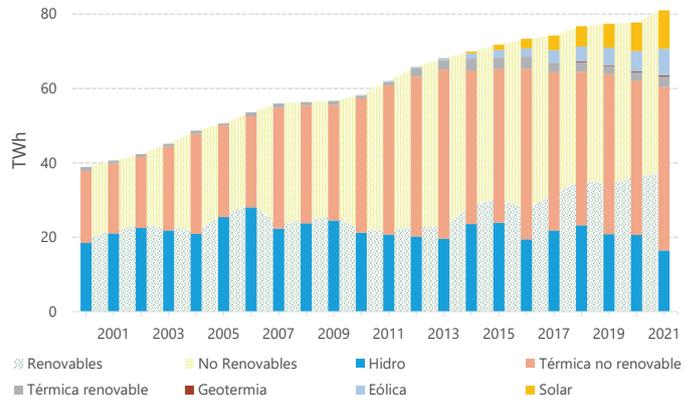
Oferta de carbón mineral



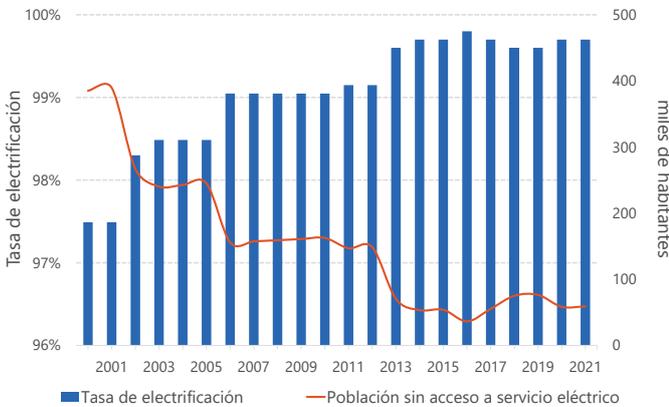
Capacidad instalada de generación eléctrica



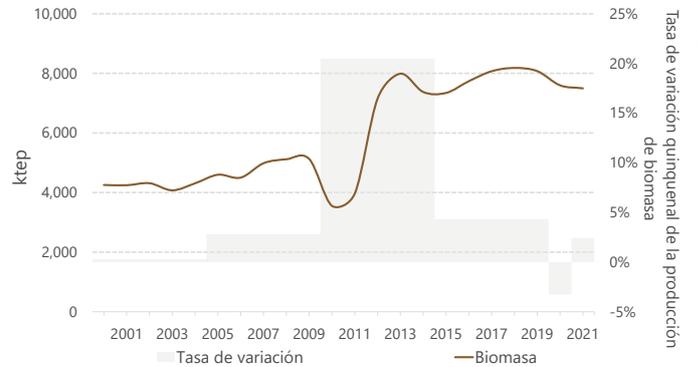
Generación eléctrica



Tasa de electrificación



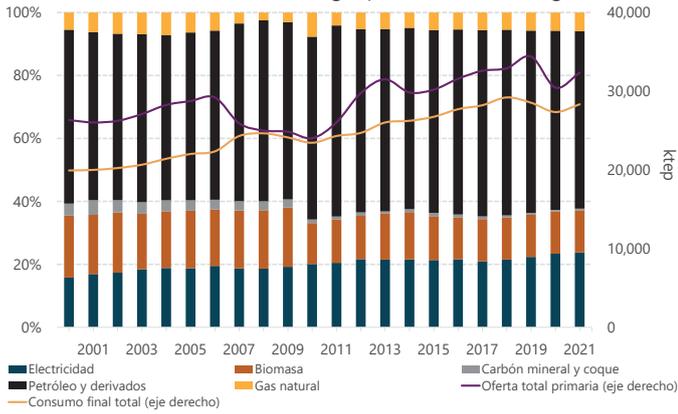
Producción de biomasa*



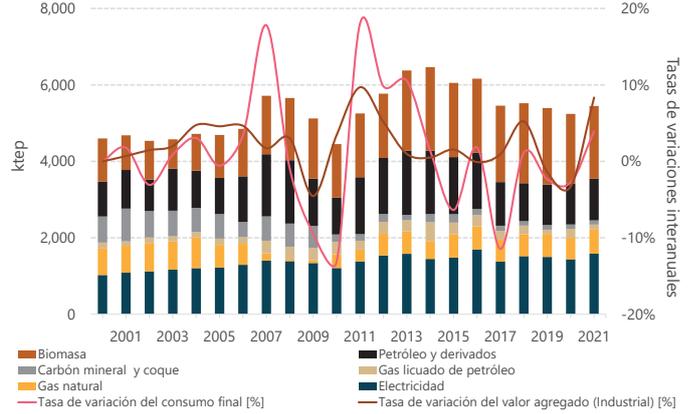
(*) Comprende leña, licor negro, pellets de biomasa y carbón vegetal.
Nota: La caída entre el 2009 y el 2010 corresponde a un cambio metodológico realizado en el Balance Nacional de Energía.



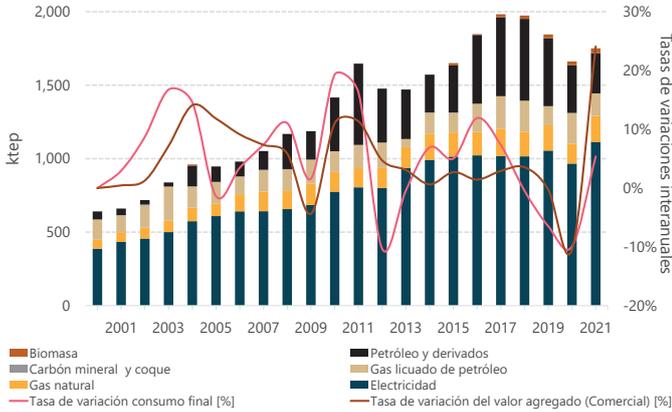
Consumo final de energía por fuente de energía



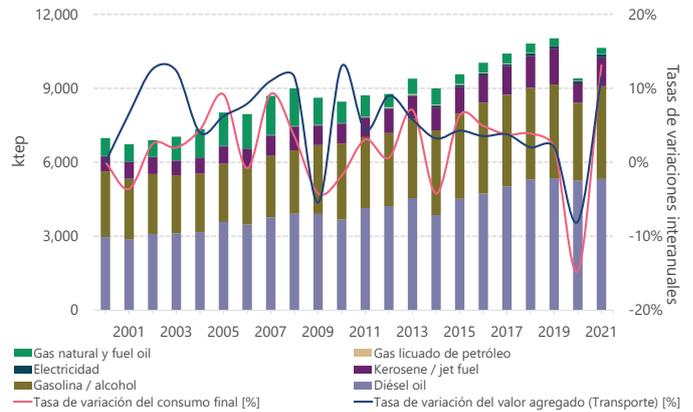
Consumo final del Sector Industrial



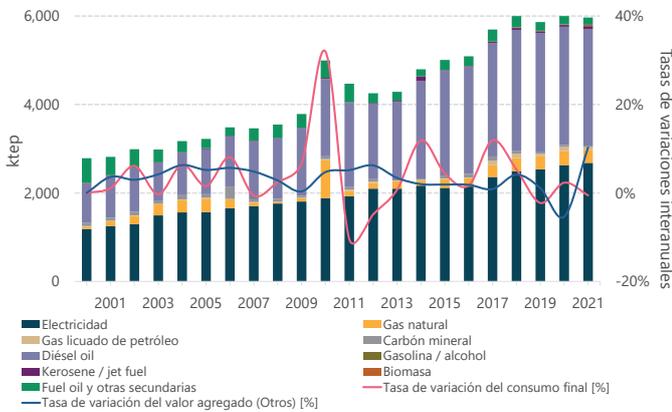
Consumo final del Sector Comercial



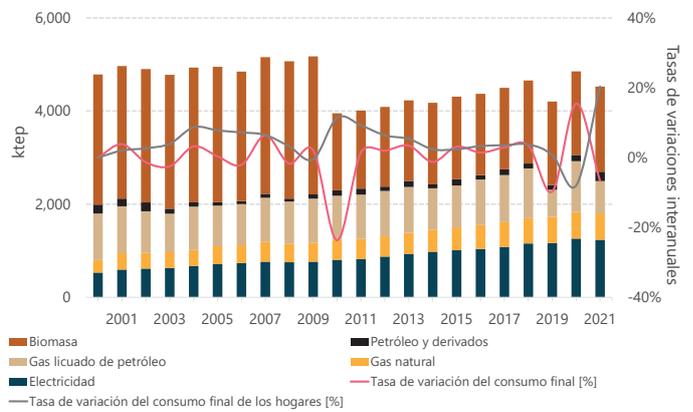
Consumo final del Sector Transporte



Consumo final del Sector Otros

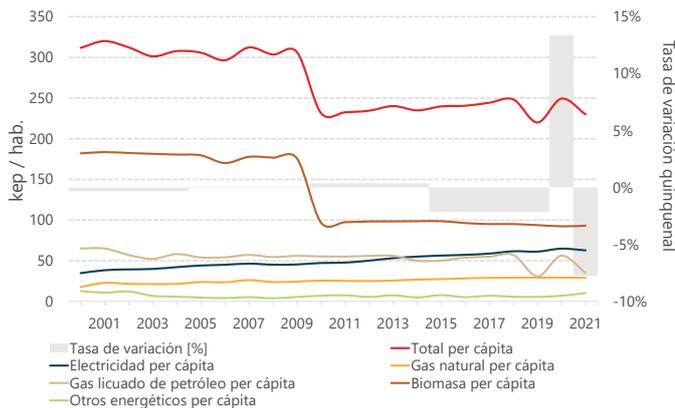


Consumo final del Sector Residencial

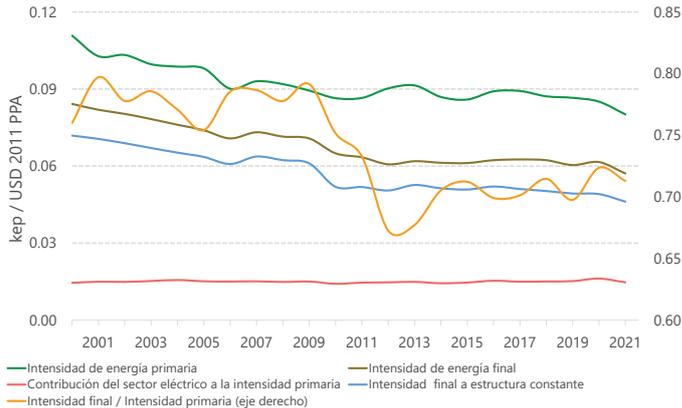




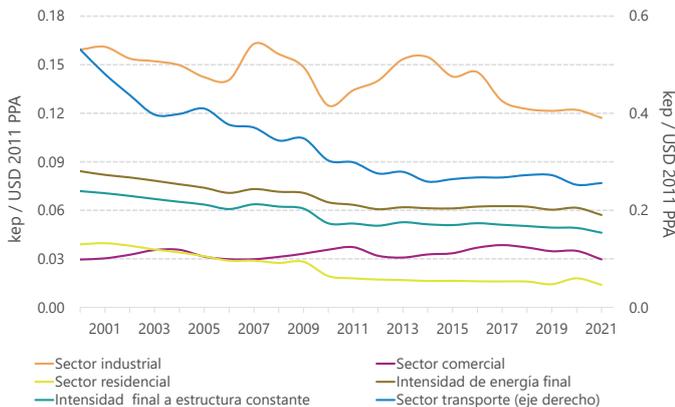
Consumo final per cápita Sector Residencial



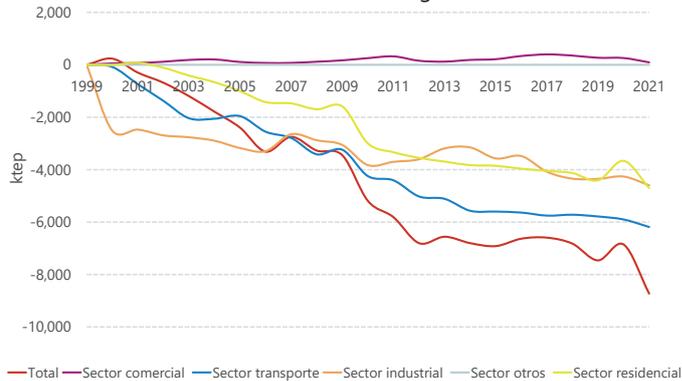
Intensidades energéticas



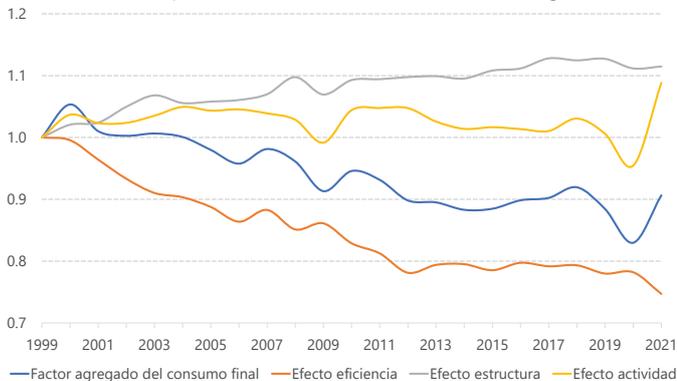
Intensidades energéticas sectoriales



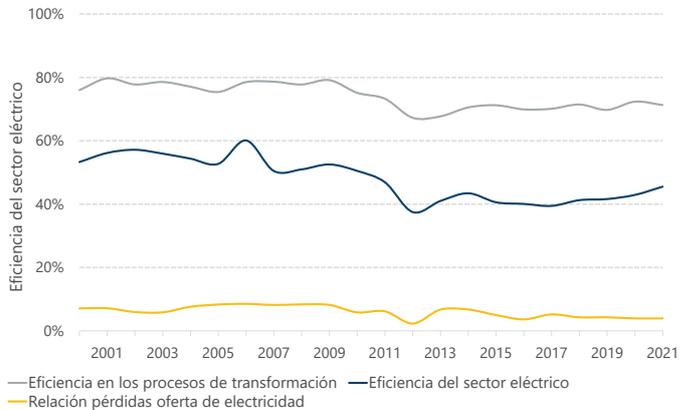
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

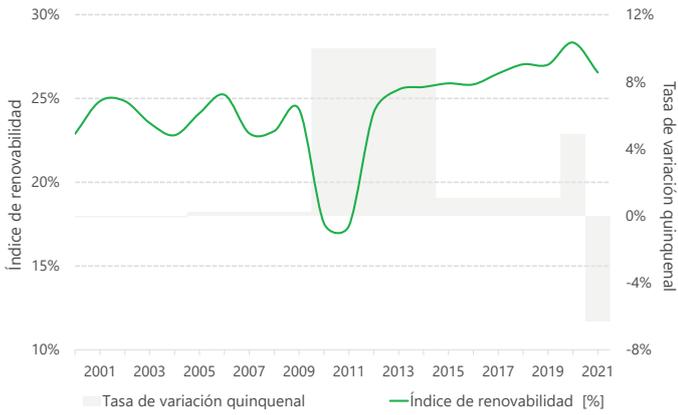


Eficiencia del sector eléctrico

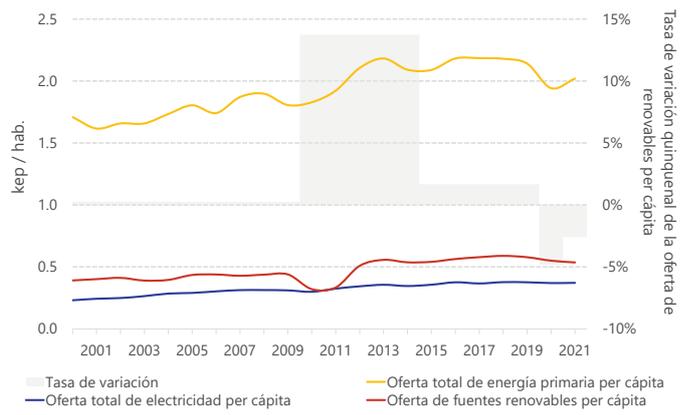




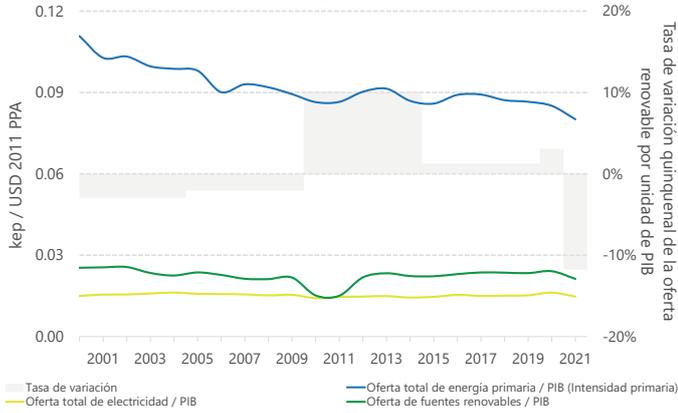
Índice de renovabilidad



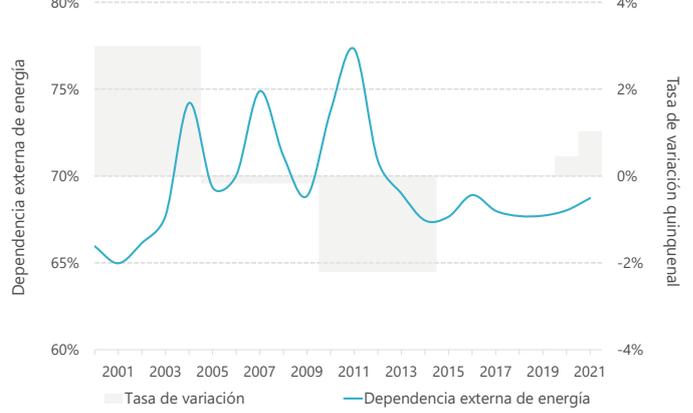
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

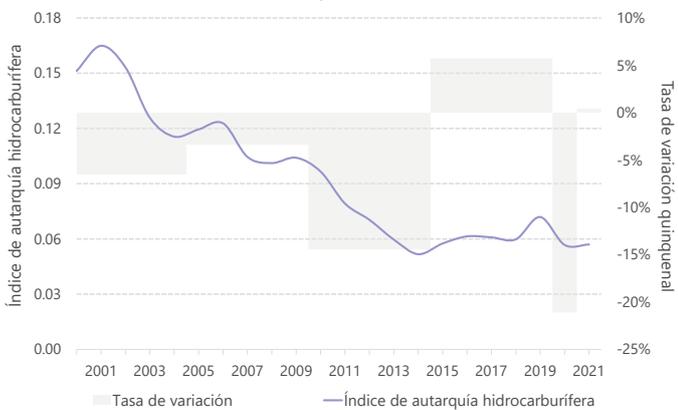


Dependencia externa de energía



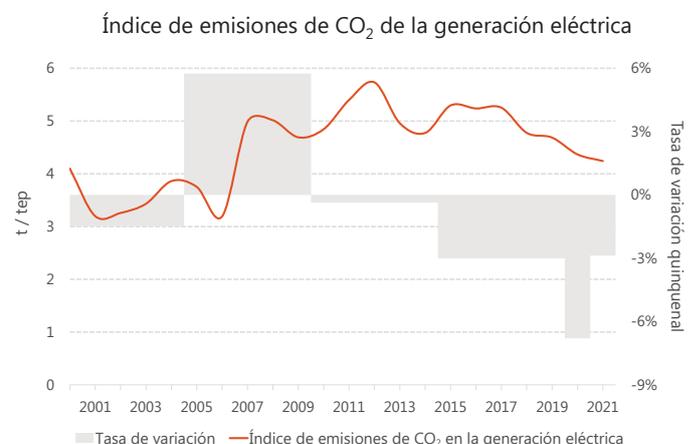
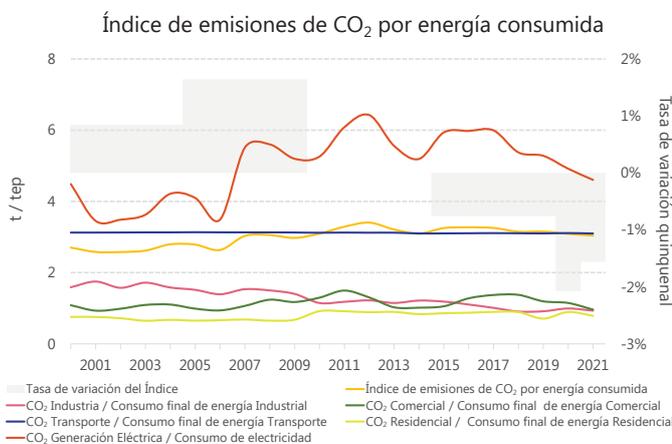
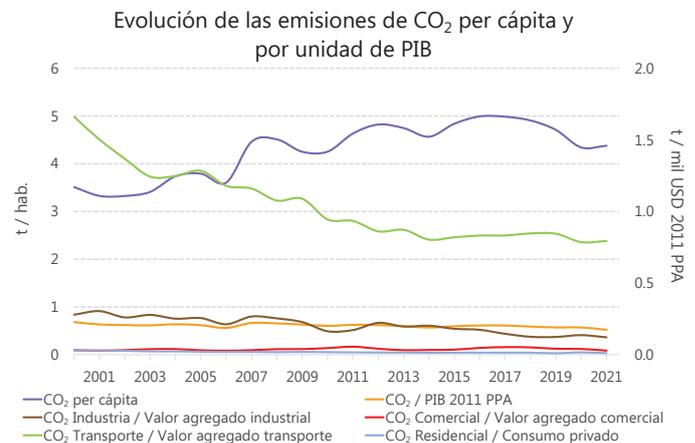
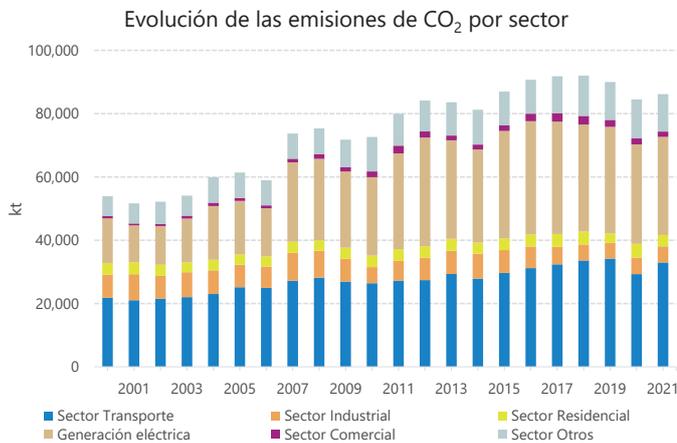
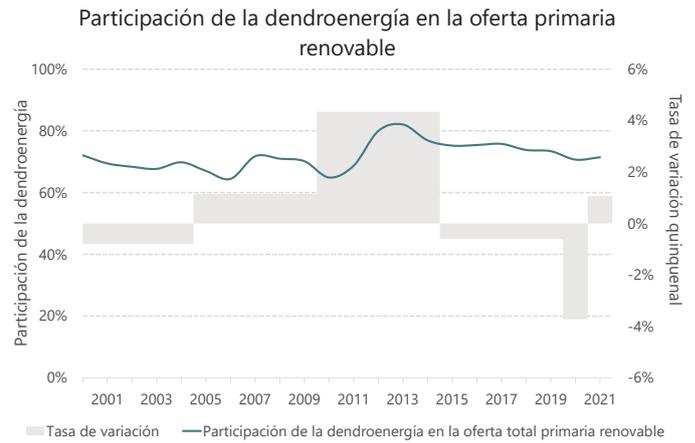
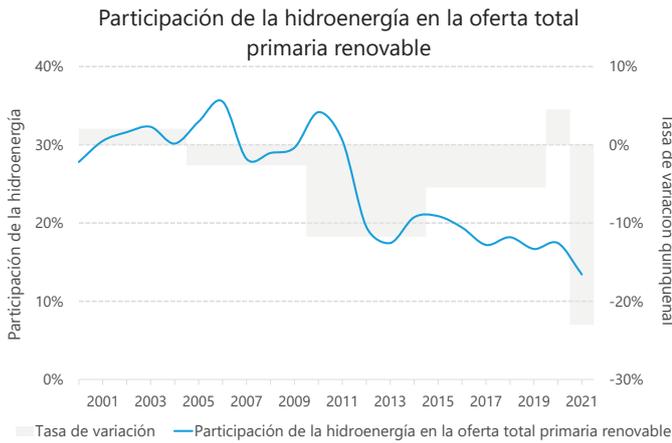
CHILE

Índice de autarquía hidrocarburífera



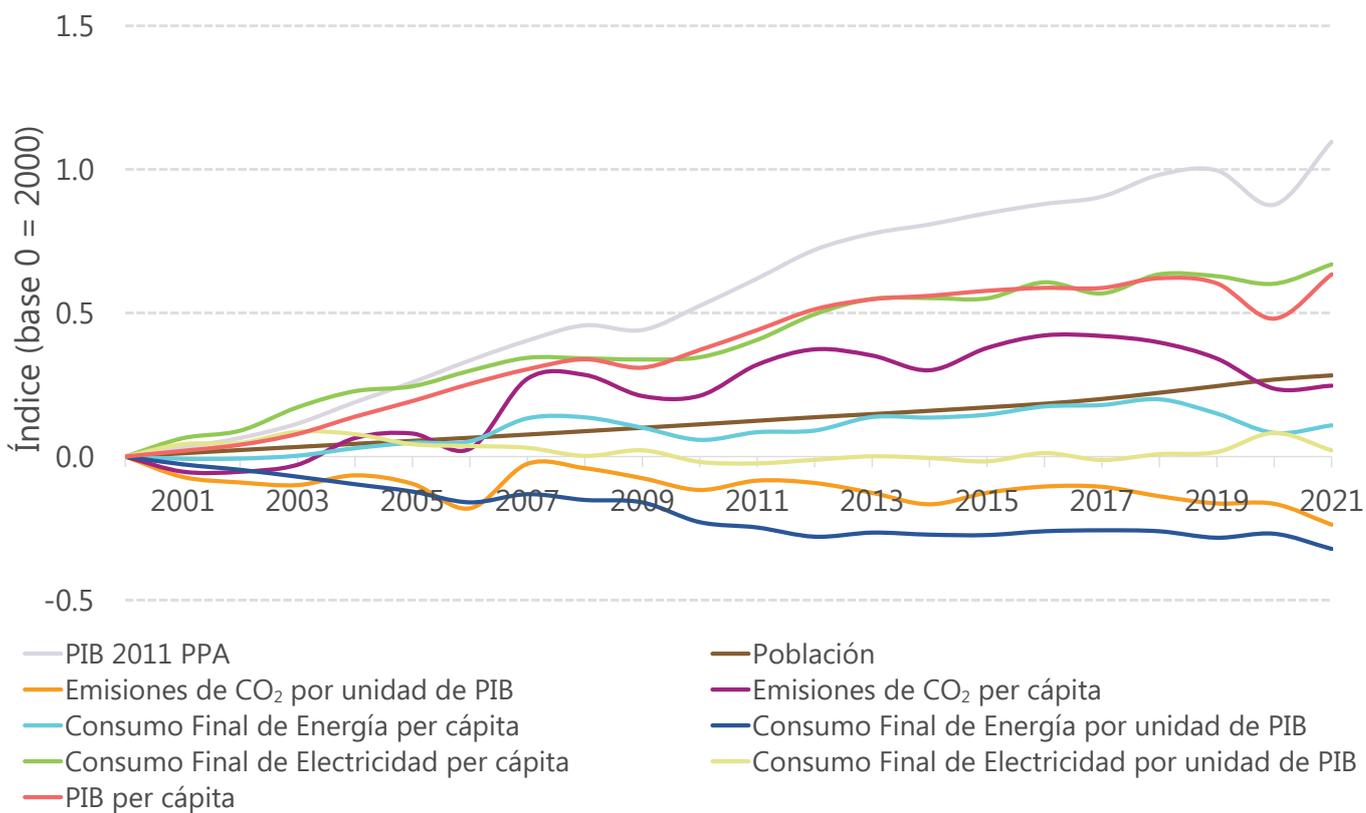
Índice de consumo residencial de biomasa







Resumen de los principales indicadores





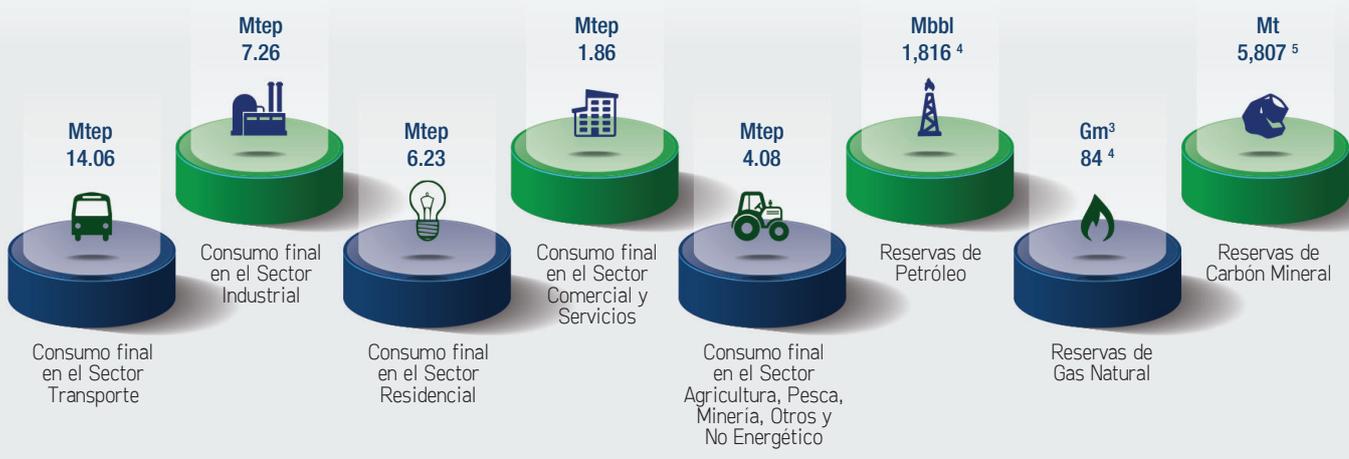
COLOMBIA

Datos Generales 2021

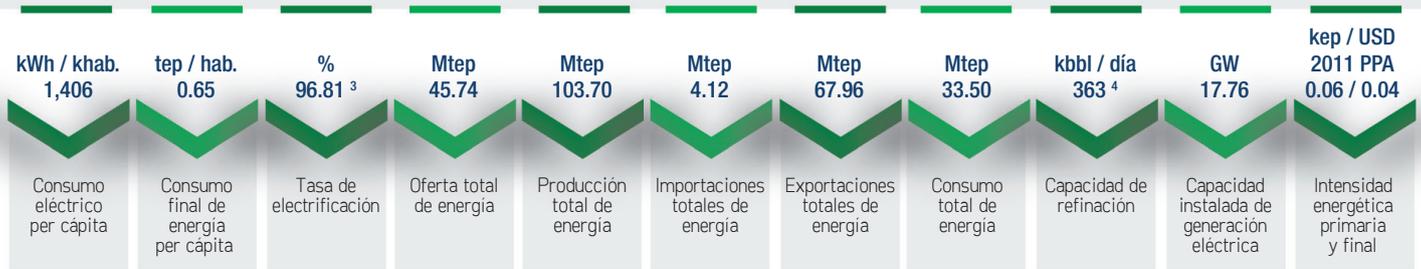


Población (mil hab.)	51,266 ¹
Superficie (km ²)	1,141,749
Densidad de población (hab. / km ²)	45
Población urbana (%)	82
PIB USD 2018 (MUSD)	354,671 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	753,870 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

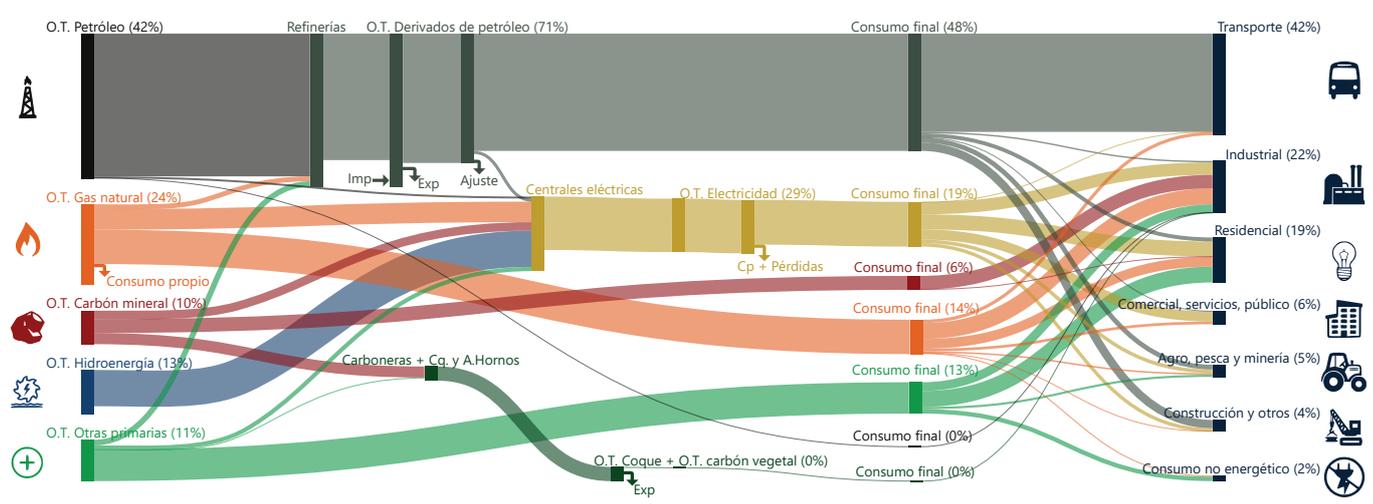
Sector Energético 2021



¹ Fuente: Banco Mundial.
² Fuente: CEPAL.
³ Dato correspondiente al año 2019.
⁴ Dato correspondiente al año 2020.
⁵ Dato estimado por OLADE.

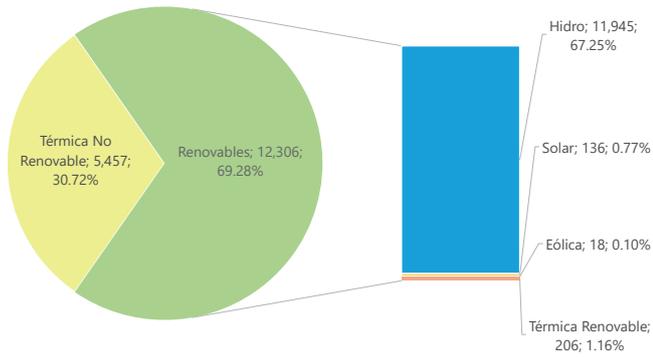


Balance energético resumido 2021

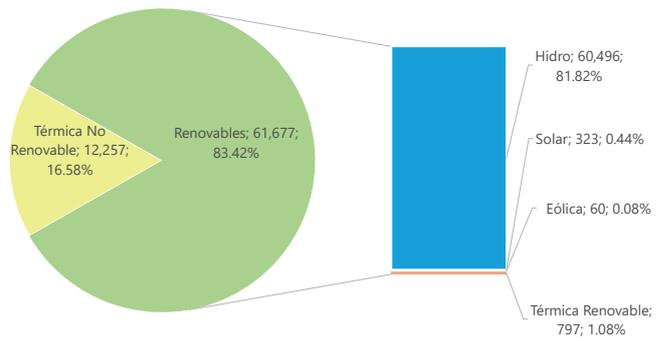




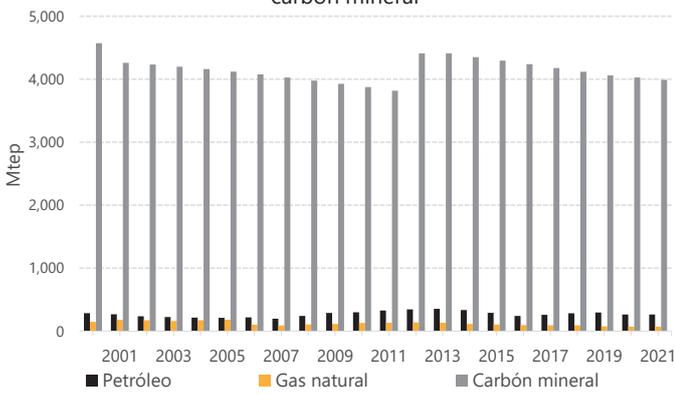
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



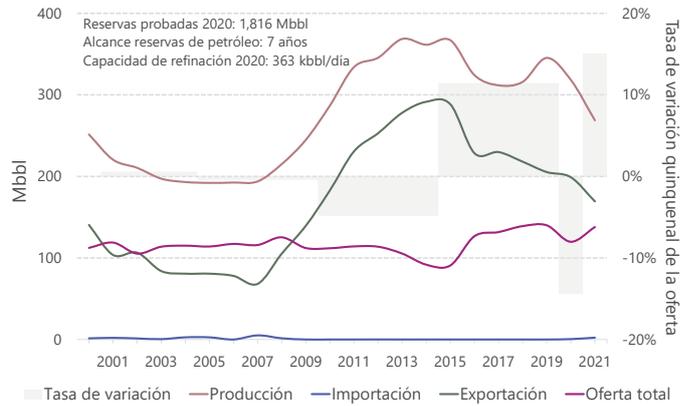
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

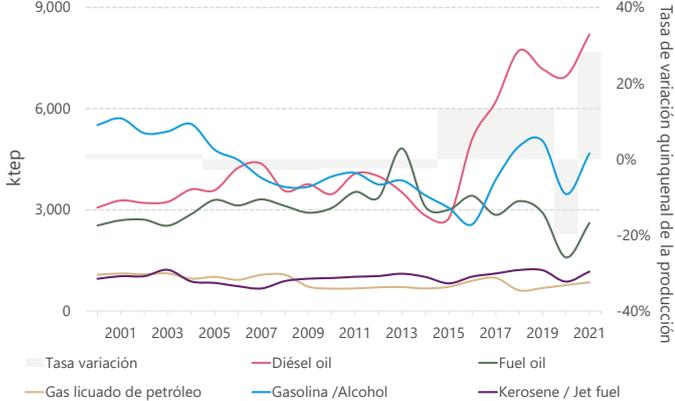


Oferta de petróleo

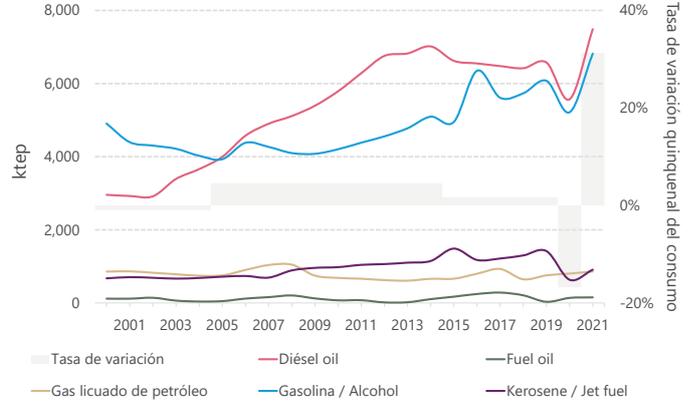


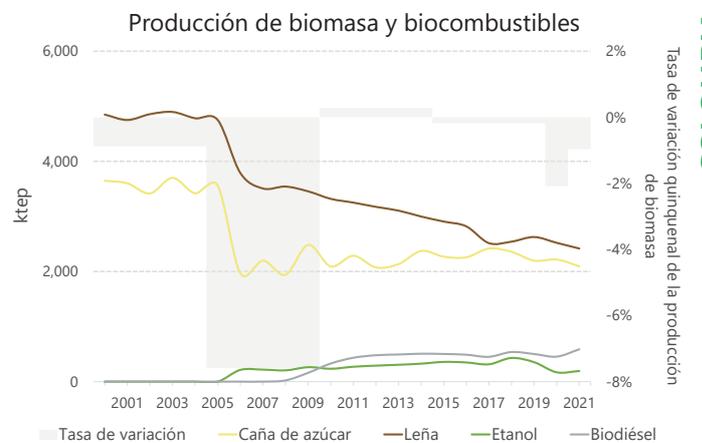
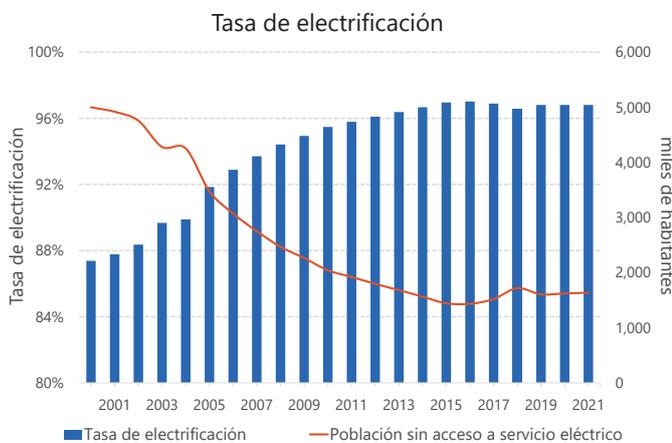
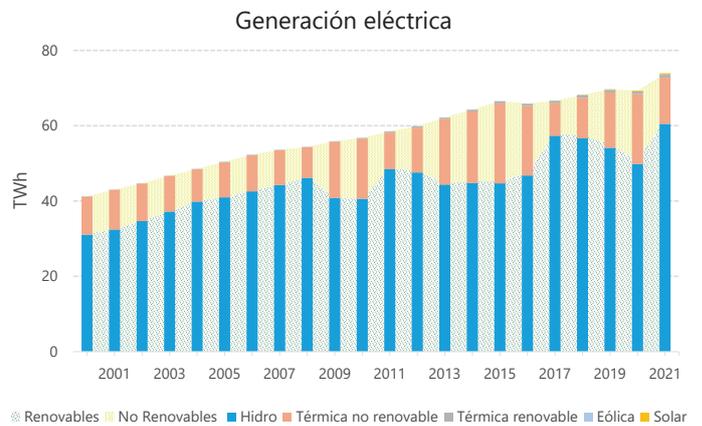
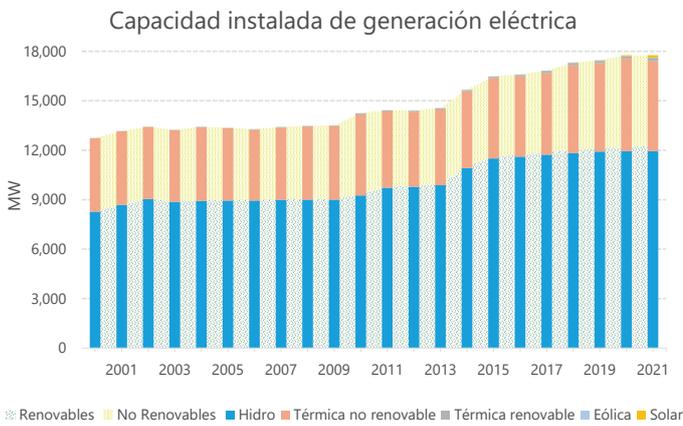
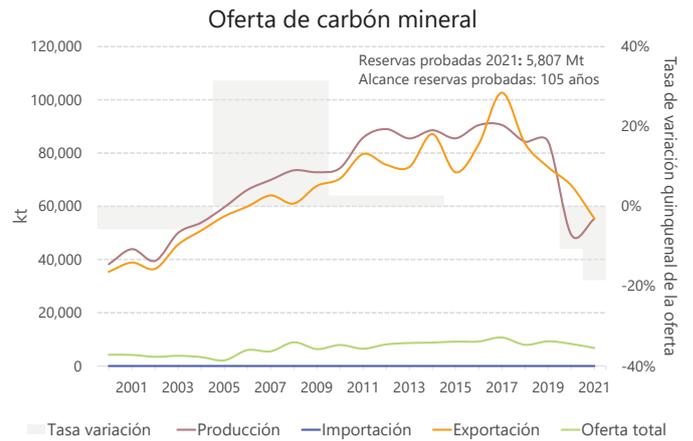
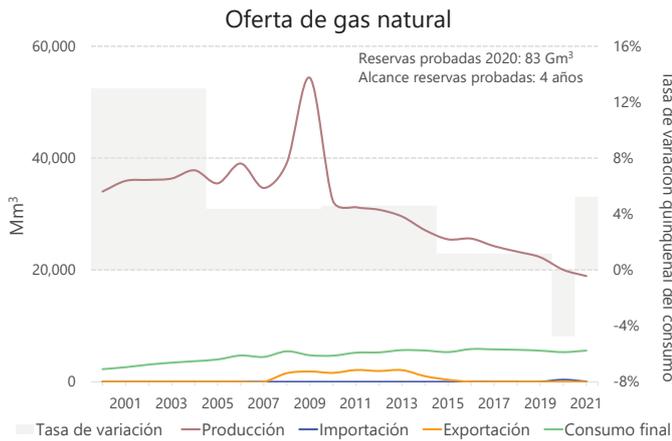
COLOMBIA

Producción derivados de petróleo



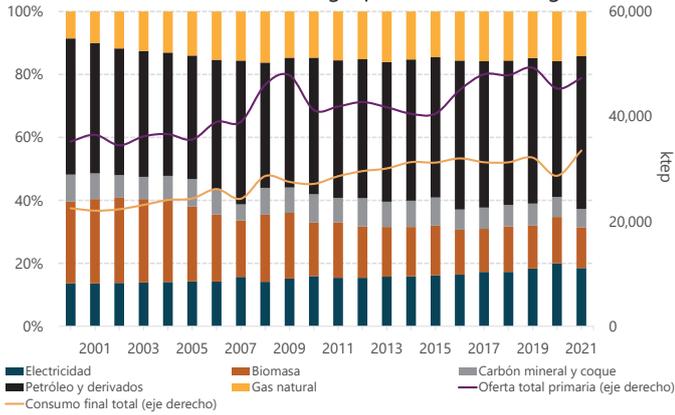
Consumo derivados de petróleo



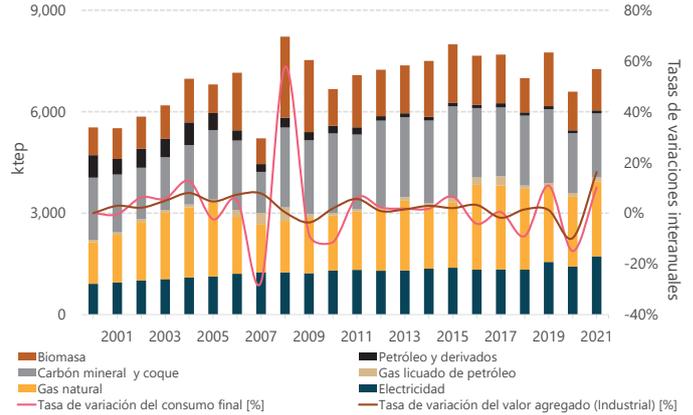




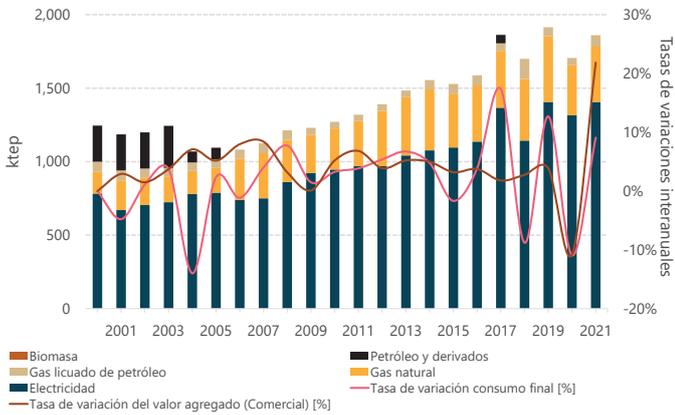
Consumo final de energía por fuente de energía



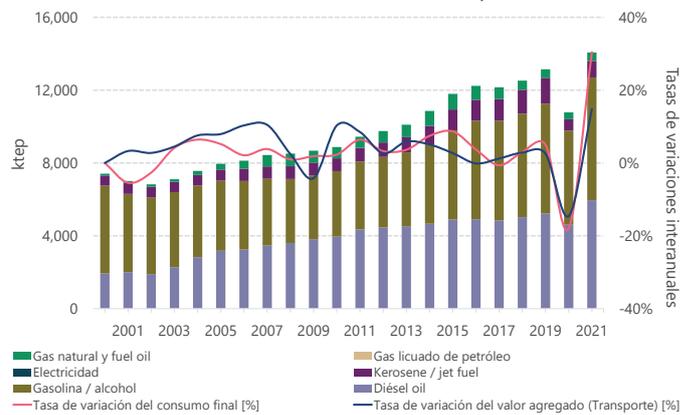
Consumo final del Sector Industrial



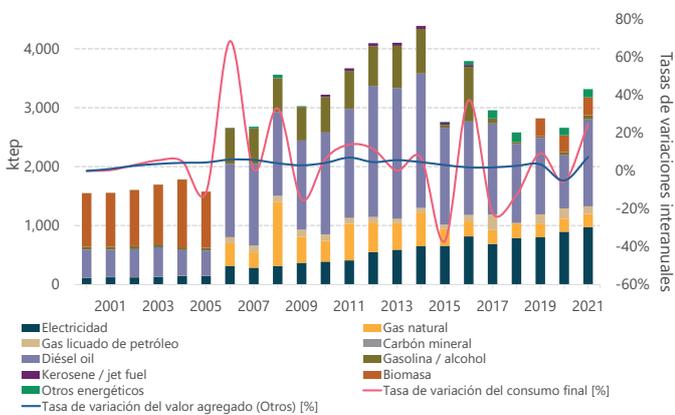
Consumo final del Sector Comercial



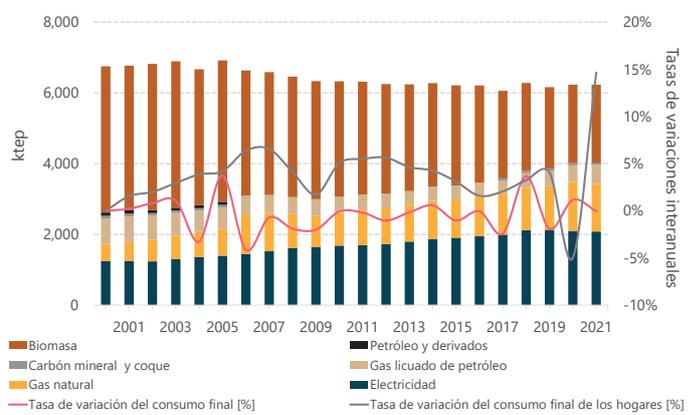
Consumo final del Sector Transporte



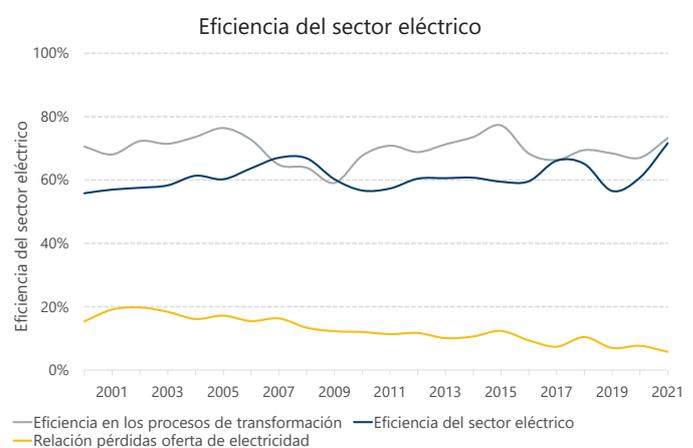
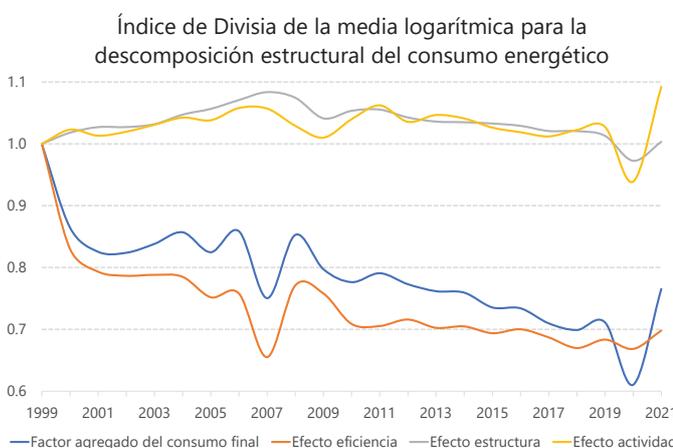
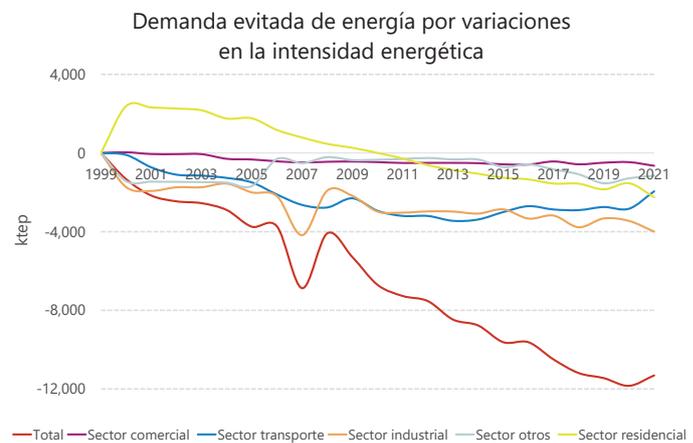
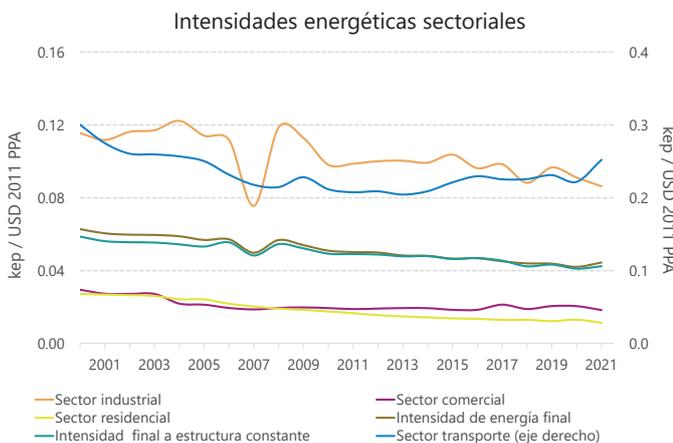
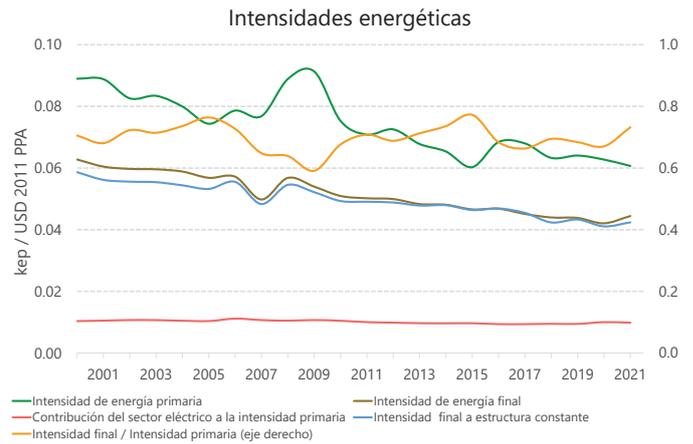
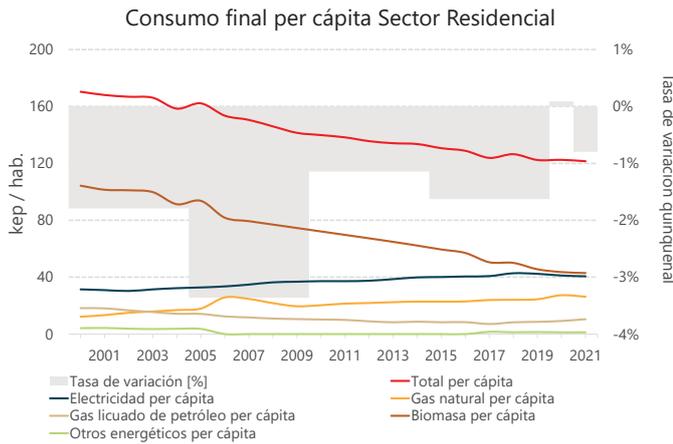
Consumo final del Sector Otros



Consumo final del Sector Residencial



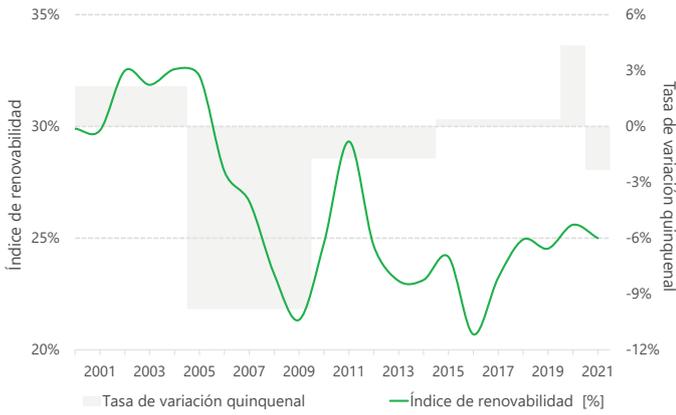
COLOMBIA



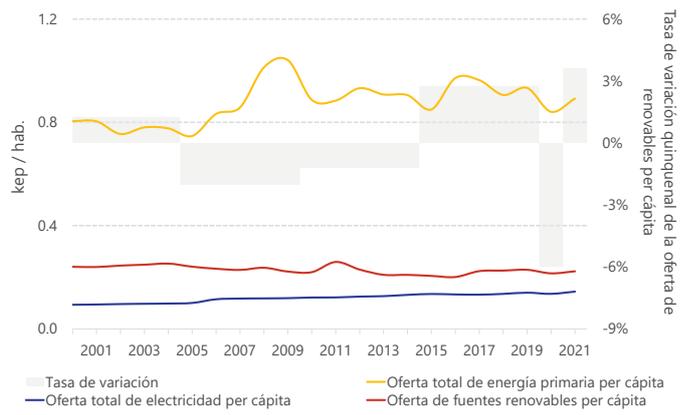
COLOMBIA



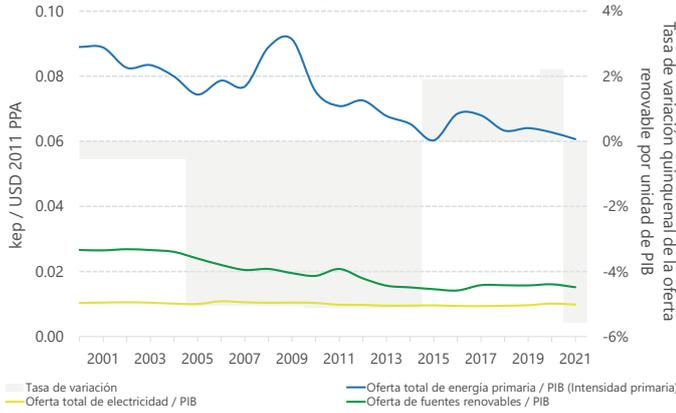
Índice de renovabilidad



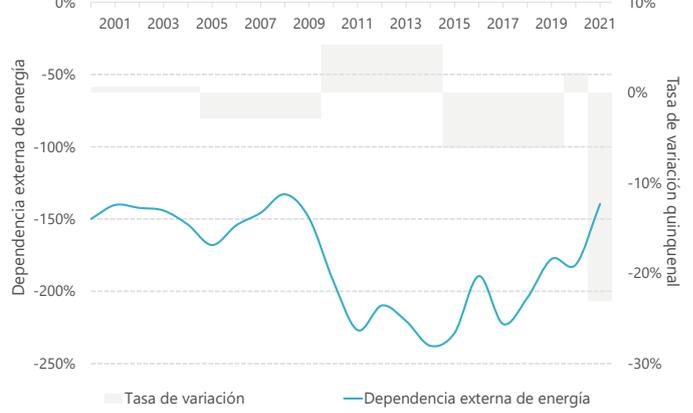
Oferta de energía per cápita



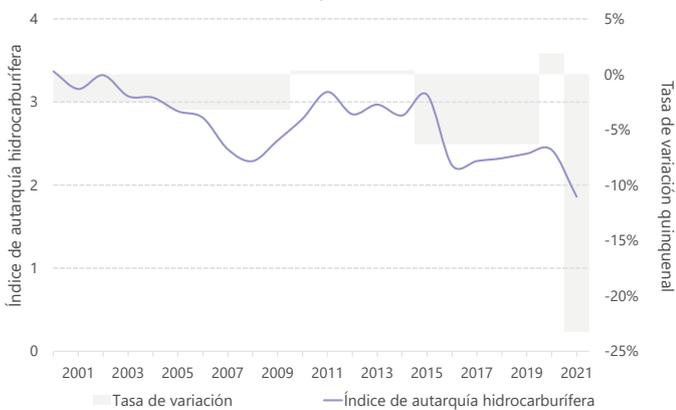
Ofertas de energía por unidad de PIB



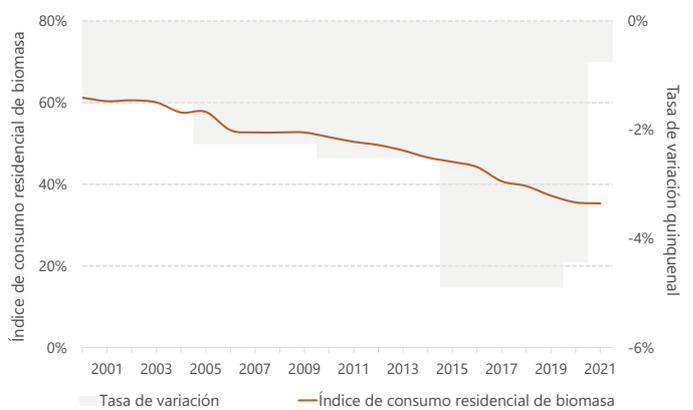
Dependencia externa de energía



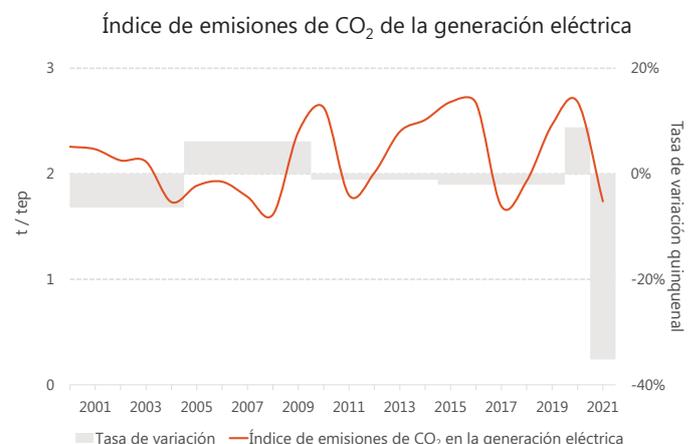
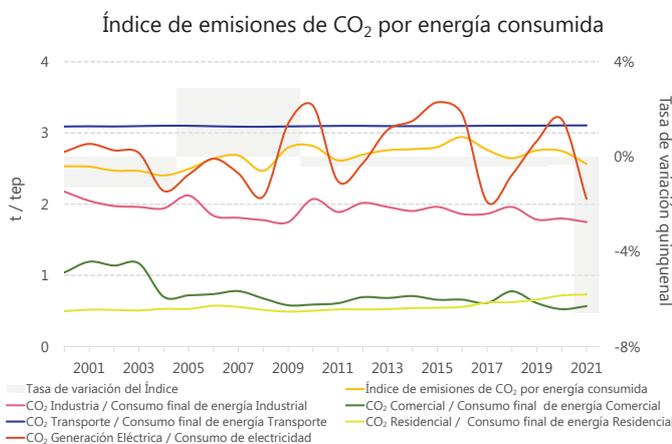
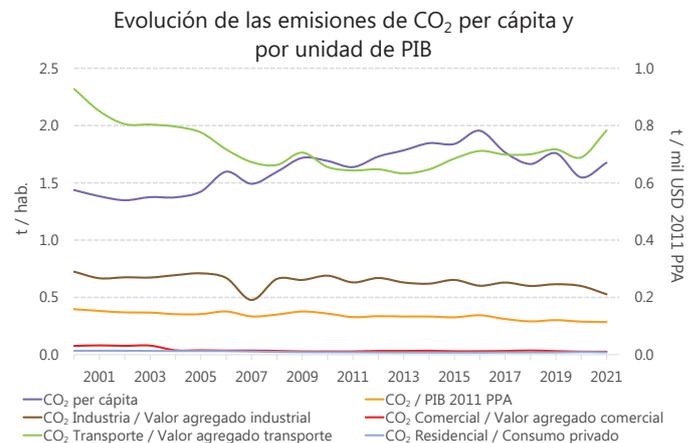
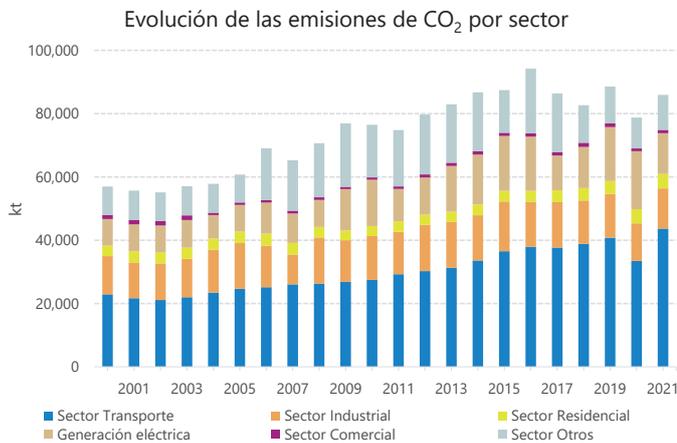
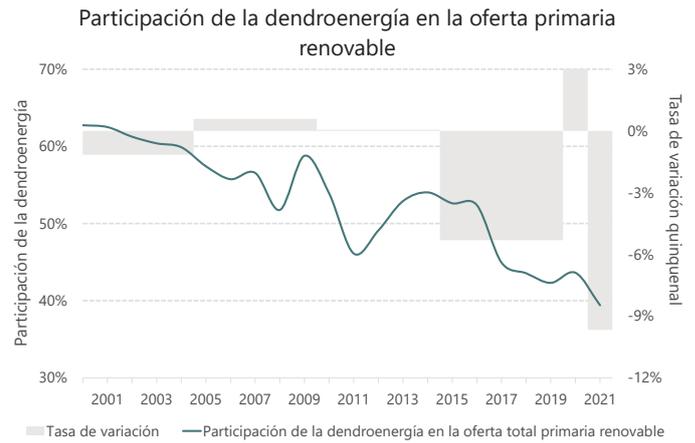
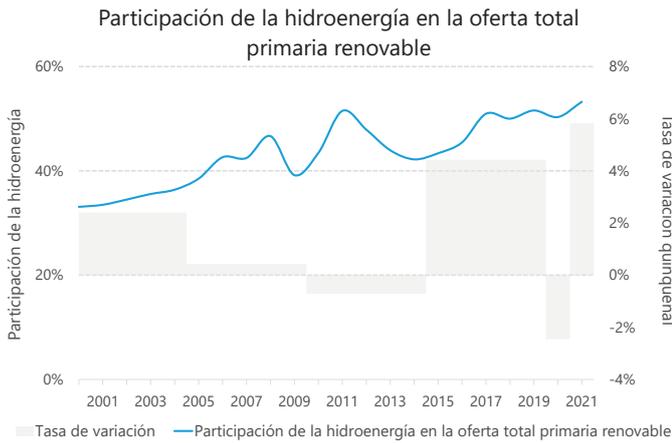
Índice de autarquía hidrocarburífera



Índice de consumo residencial de biomasa



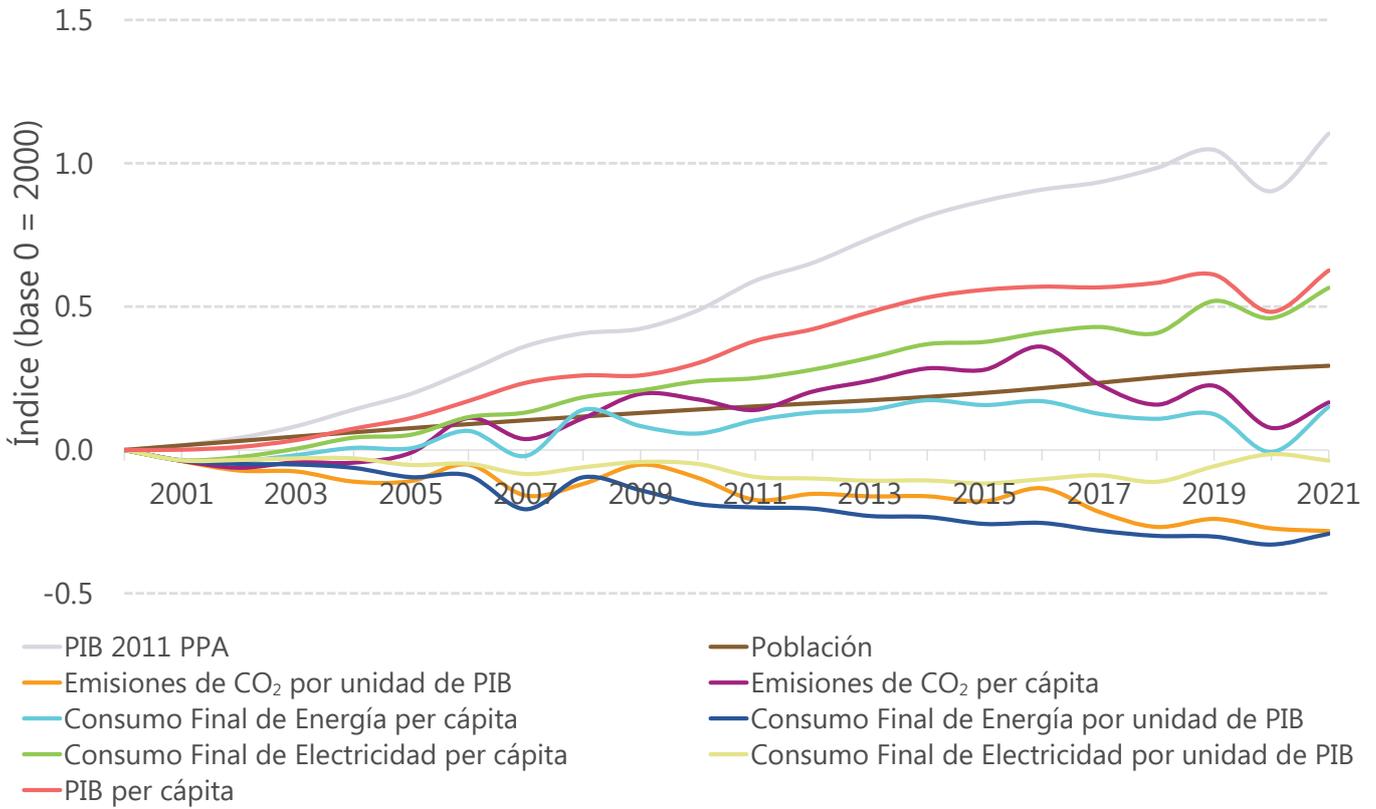
COLOMBIA



COLOMBIA



Resumen de los principales indicadores





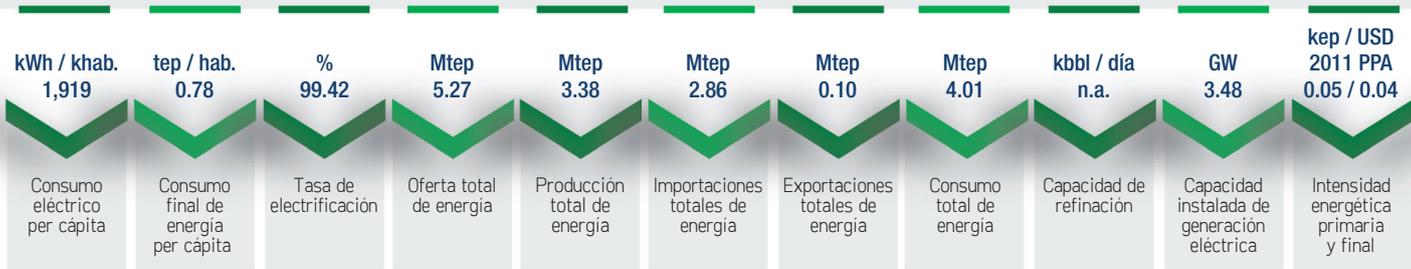
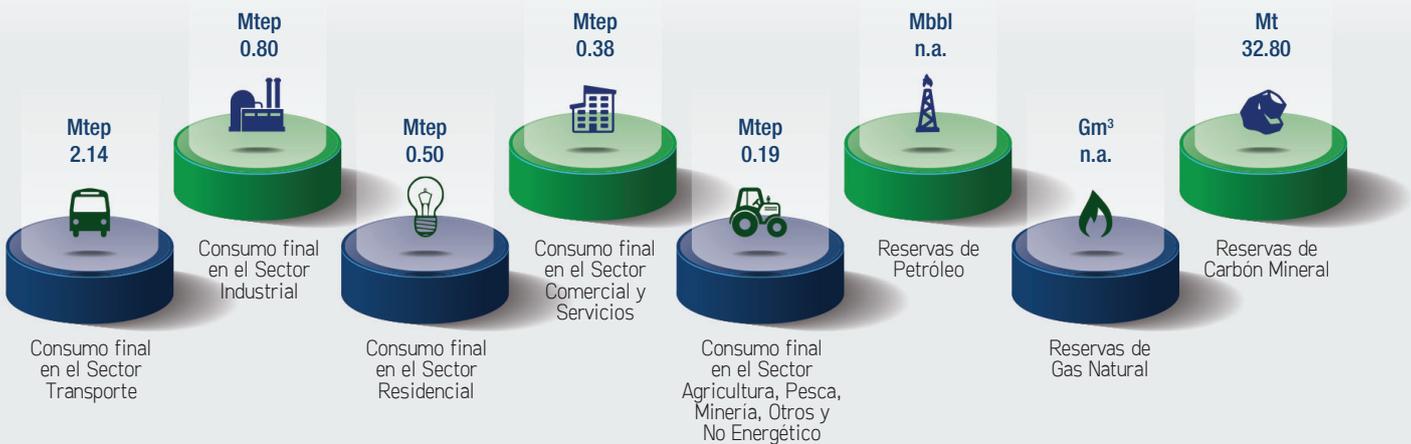
COSTA RICA

Datos Generales 2021

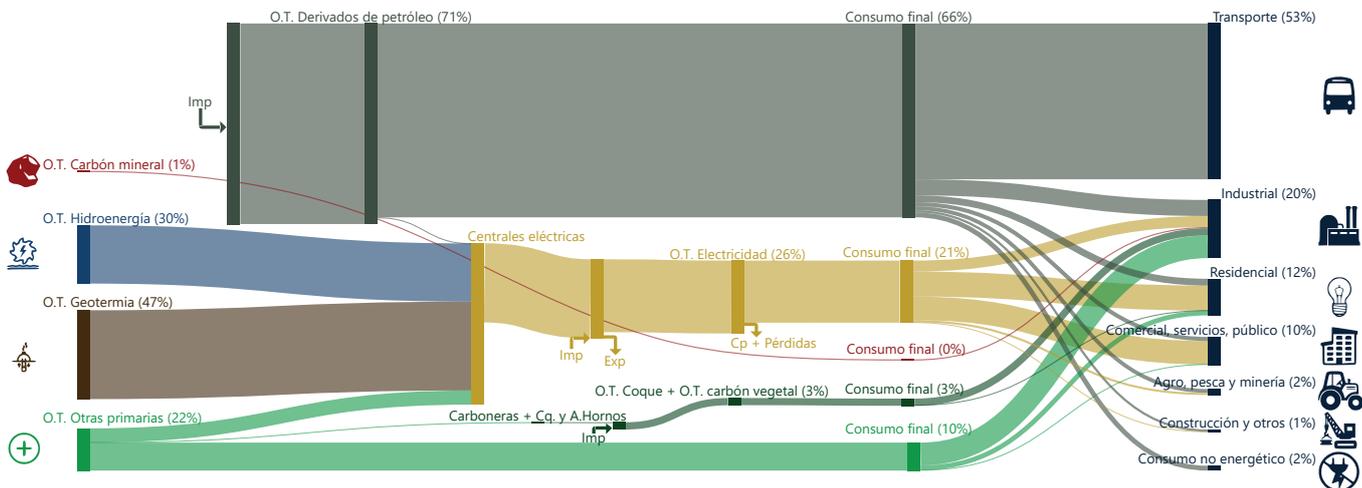
Población (mil hab.)	5,163
Superficie (km ²)	51,100
Densidad de población (hab. / km ²)	101
Población urbana (%)	81
PIB USD 2018 (MUSD)	66,102
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	109,260
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	21



Sector Energético 2021

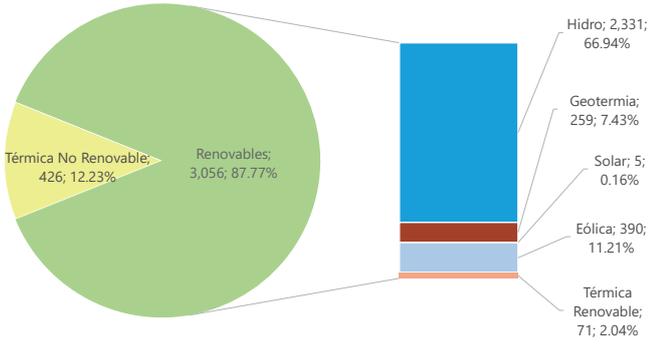


Balance energético resumido 2021

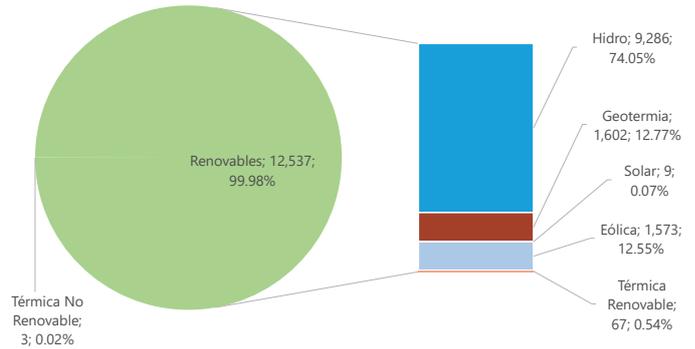




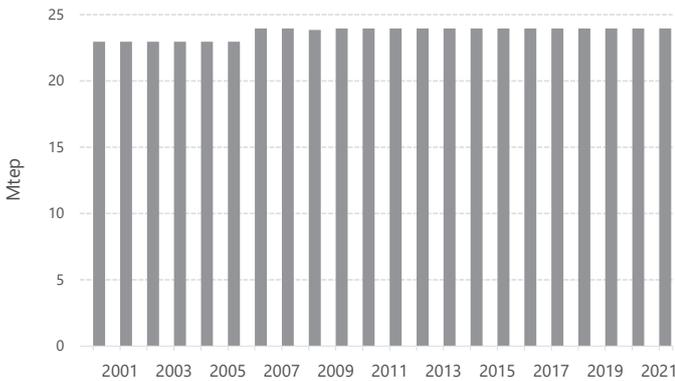
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de carbón mineral

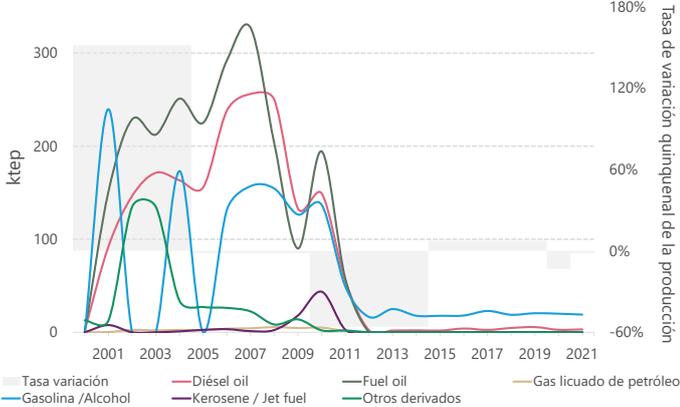


Oferta de petróleo

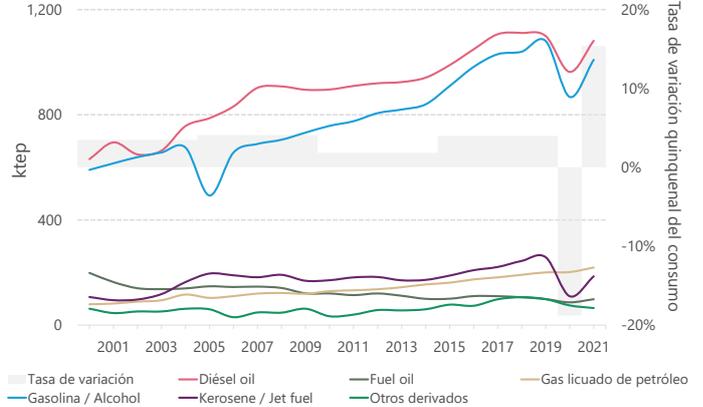


COSTA RICA

Producción derivados de petróleo



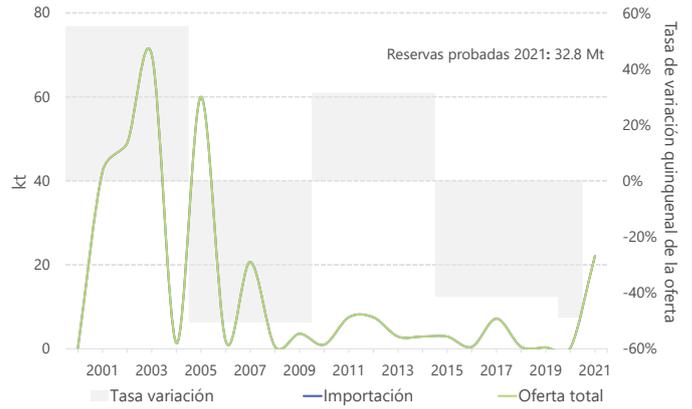
Consumo derivados de petróleo



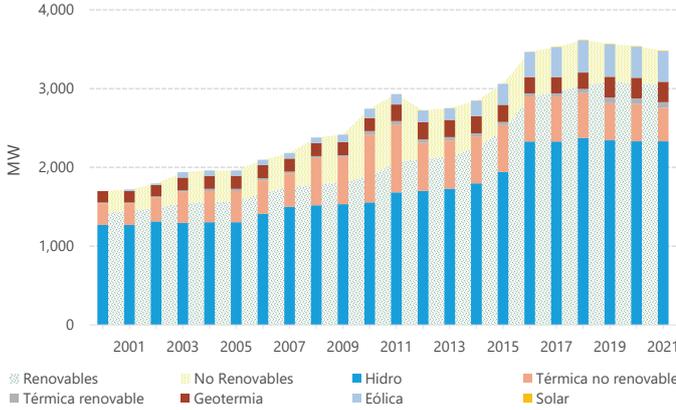


A mediados de diciembre, el 2021 se convirtió en el año con menor uso del respaldo térmico en el país desde 1956, año en que entró en operación la Planta Térmica Colima. Entre enero y diciembre, las plantas que emplean hidrocarburos apenas generaron 2.57 GWh de energía para completar la demanda del país. El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) superó por séptimo año consecutivo el 98% de generación renovable, según datos preliminares del Centro Nacional de Control de Electricidad (CENCE).

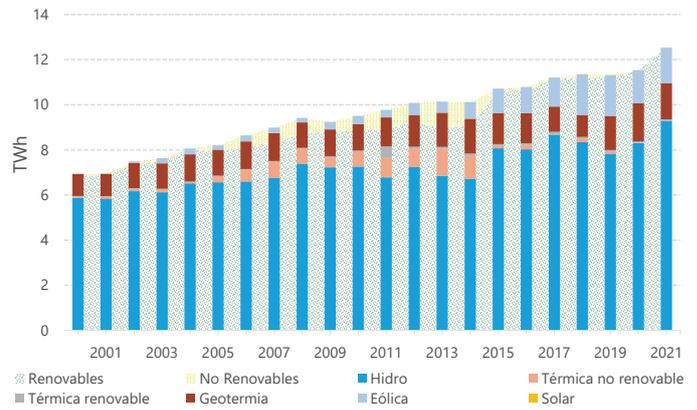
Oferta de carbón mineral



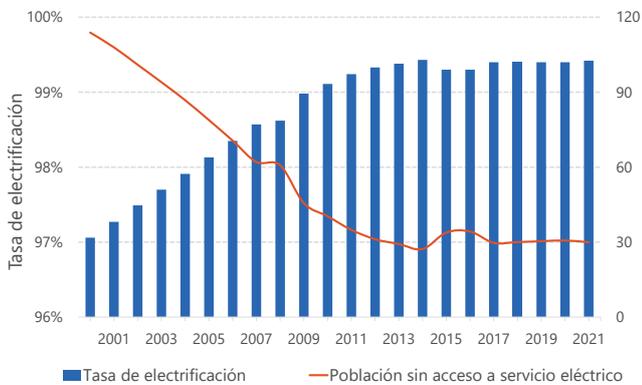
Capacidad instalada de generación eléctrica



Generación eléctrica

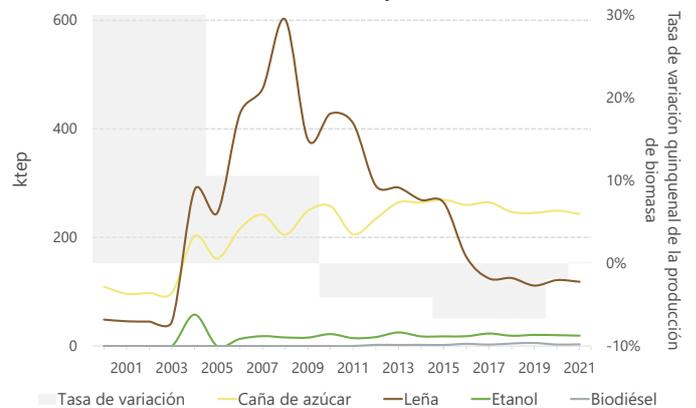


Tasa de electrificación



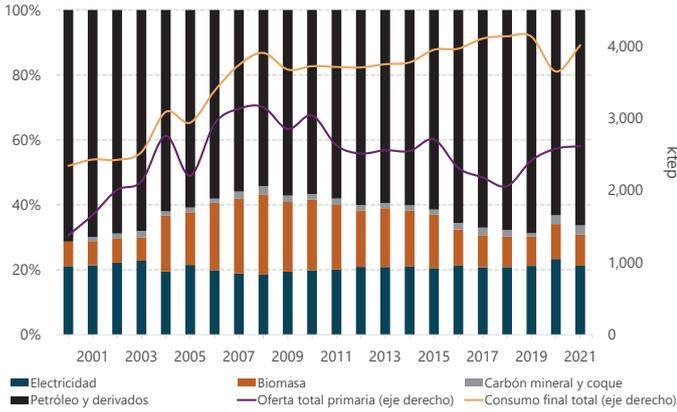
* Dato 2020: Año de referencia 2019. En el año 2020 no se hizo trabajo de campo por causa de la pandemia.

Producción de biomasa y biocombustibles

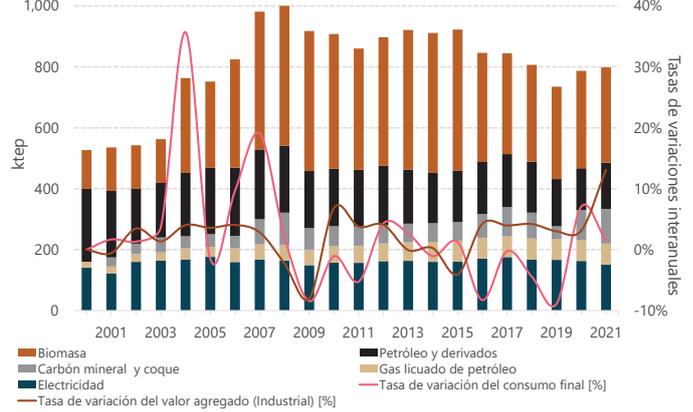




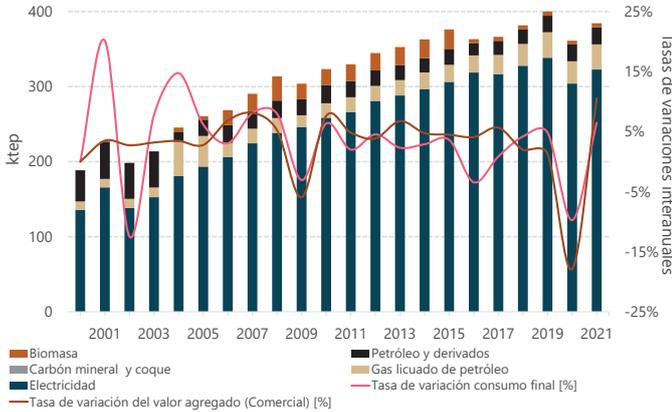
Consumo final de energía por fuente de energía



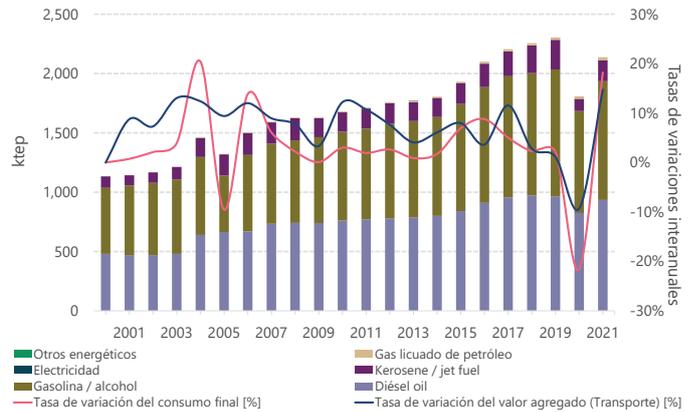
Consumo final del Sector Industrial



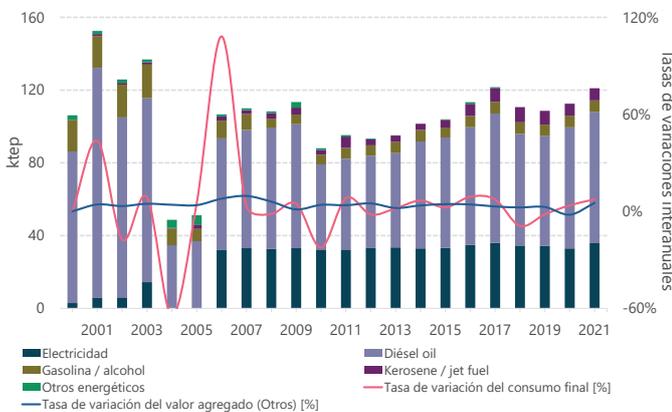
Consumo final del Sector Comercial



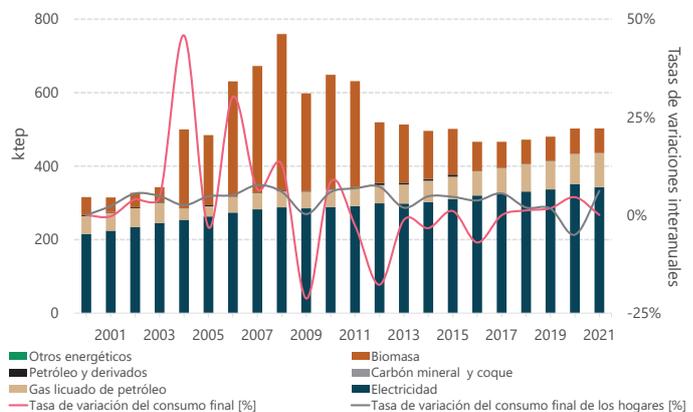
Consumo final del Sector Transporte



Consumo final del Sector Otros

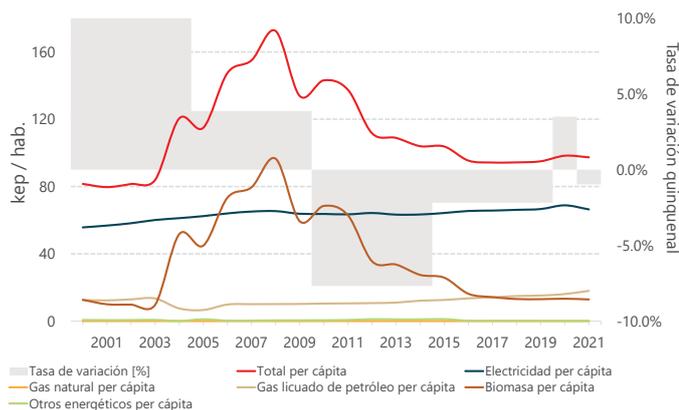


Consumo final del Sector Residencial

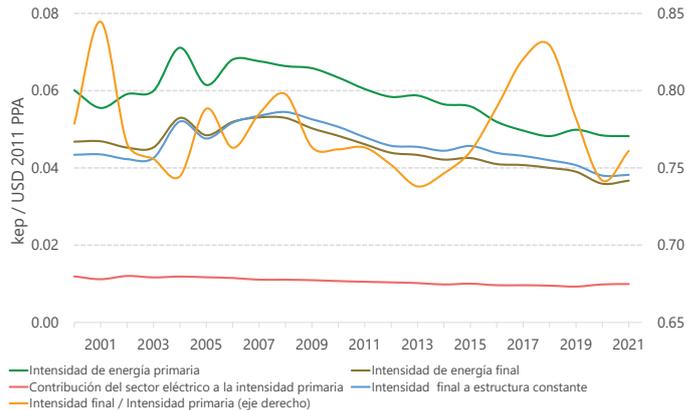




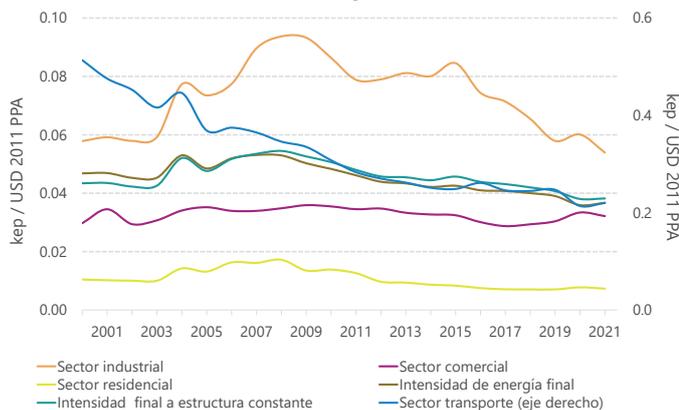
Consumo final per cápita Sector Residencial



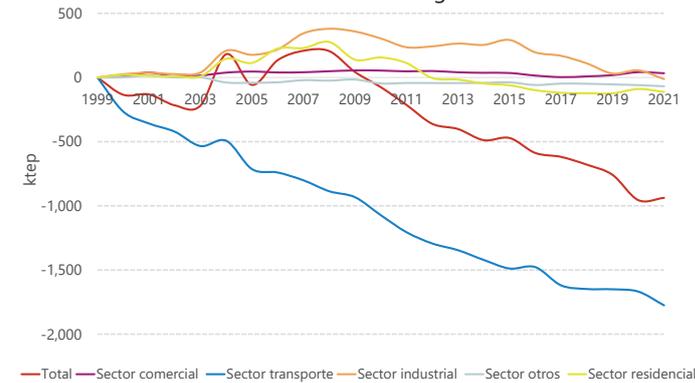
Intensidades energéticas



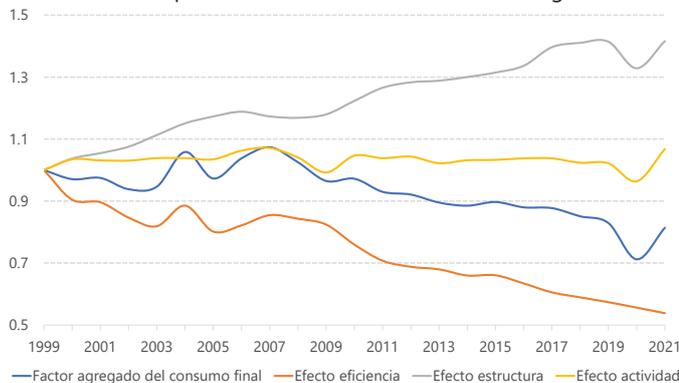
Intensidades energéticas sectoriales



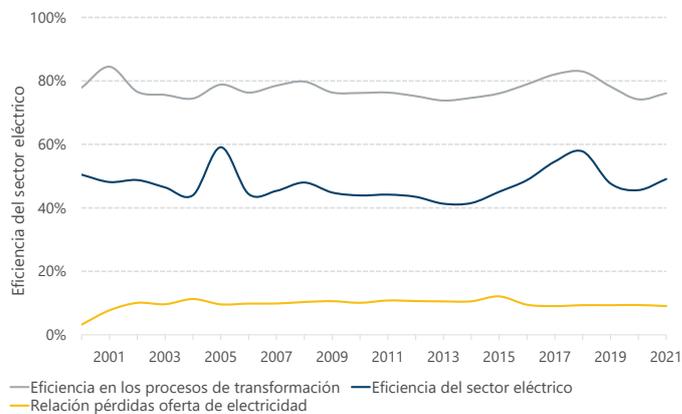
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



Eficiencia del sector eléctrico

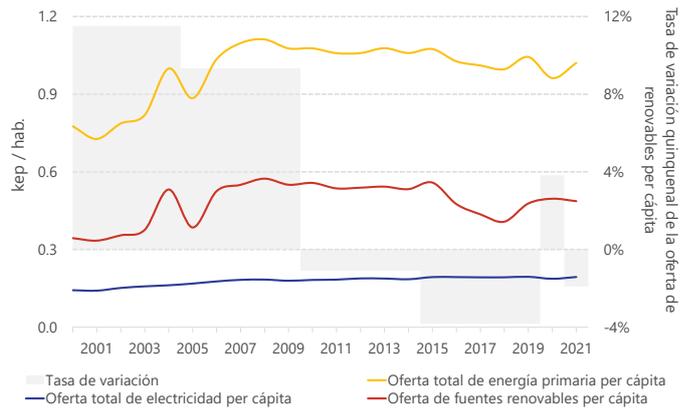




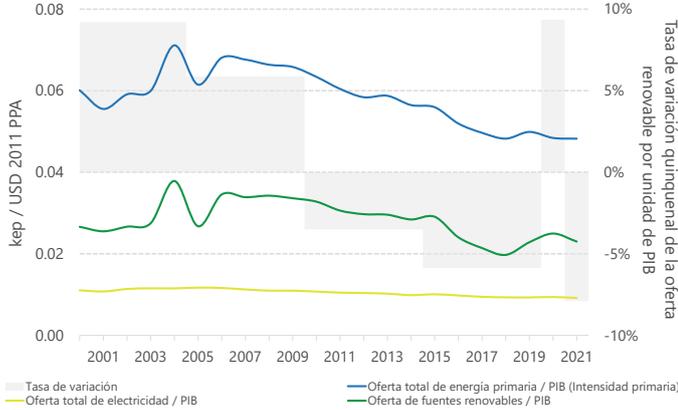
Índice de renovabilidad



Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB



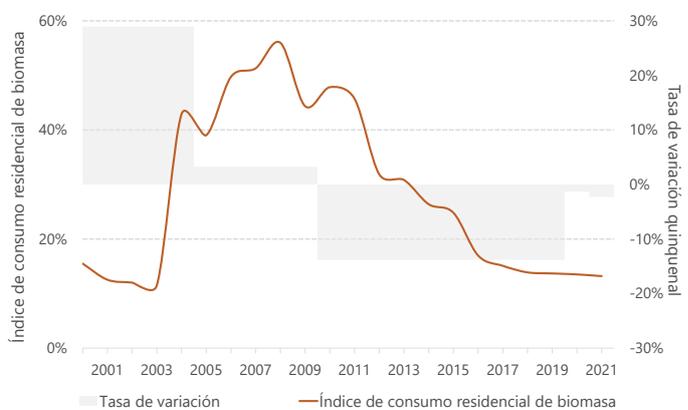
Dependencia externa de energía

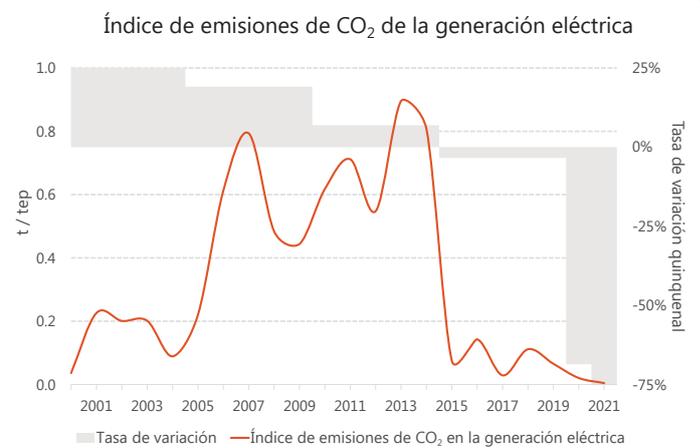
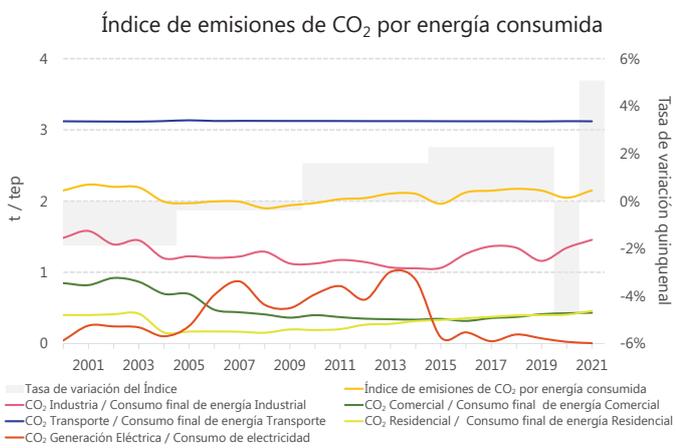
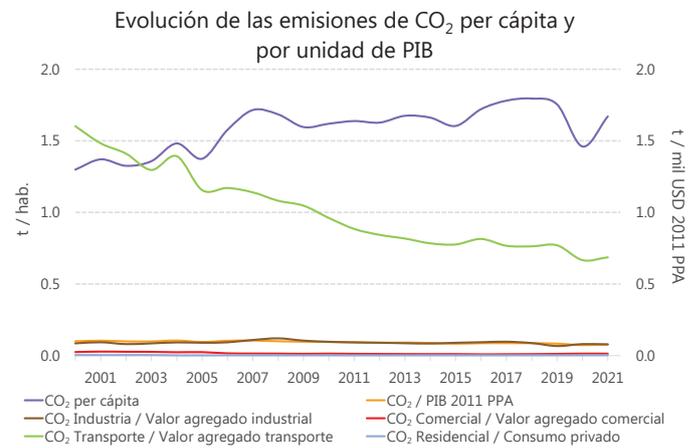
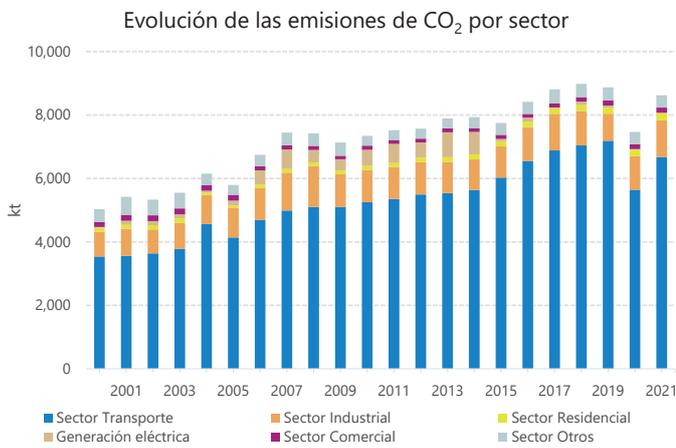
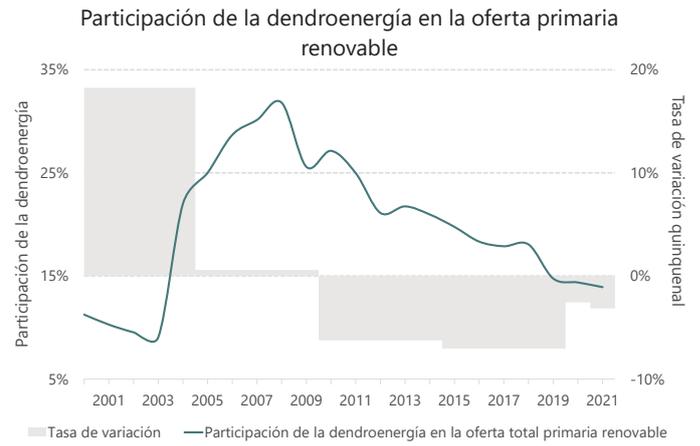
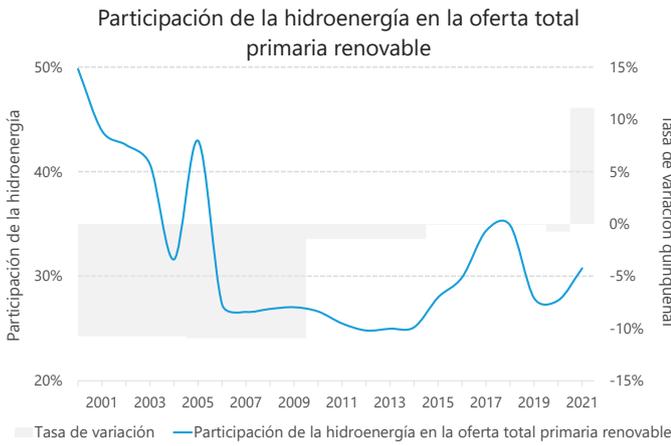


COSTA RICA

En noviembre, mediante la publicación del decreto N° 43271-MINAE en el Alcance N° 231 a la GACETA N° 219, entra en vigencia la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI), documento que constituye el marco orientador del subsector energía para lograr un sistema eléctrico inteligente, flexible y al más bajo costo, que aproveche los beneficios de la innovación tecnológica y haga frente a los retos de la descarbonización; con miras a aumentar la confiabilidad y calidad del servicio, integrar los recursos renovables en la operación e incentive la eficiencia energética y la gestión de la demanda.

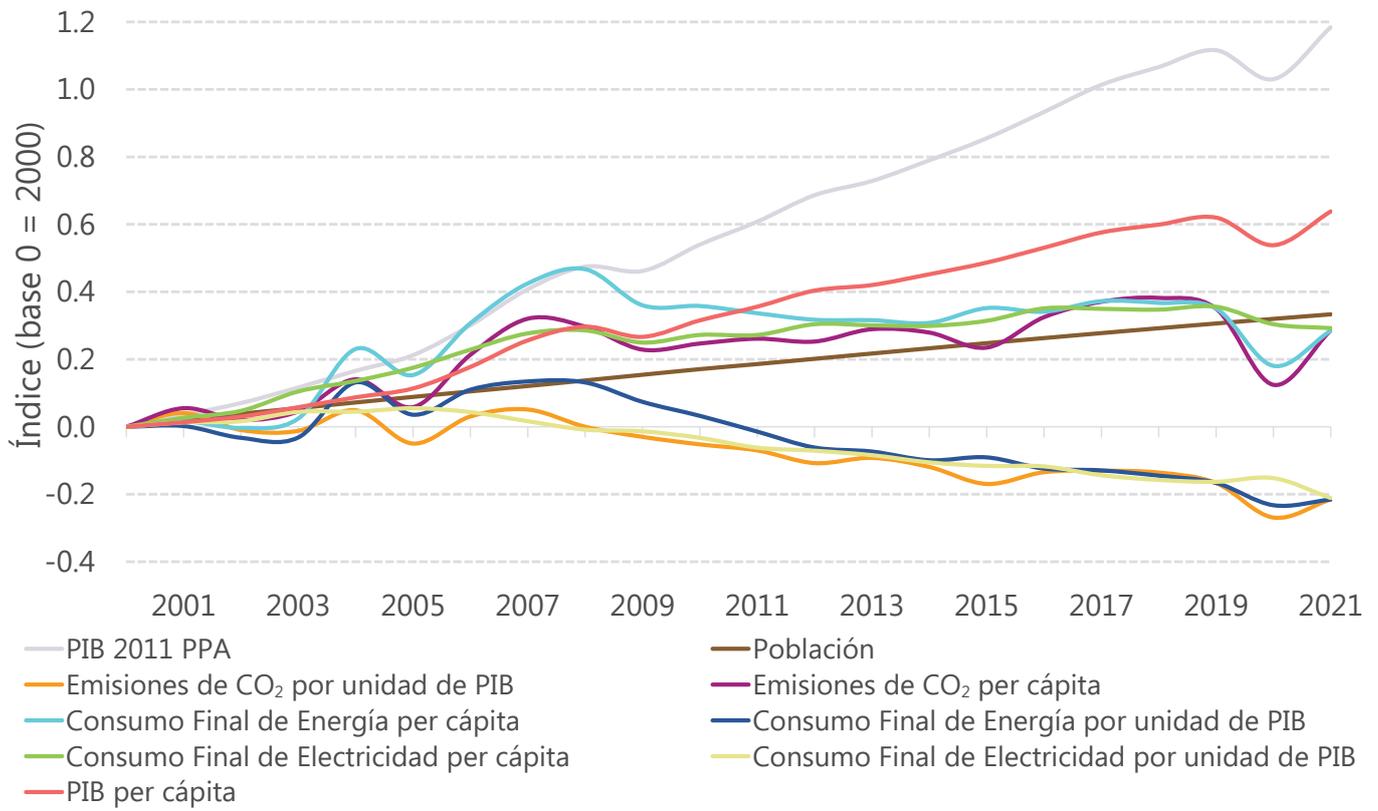
Índice de consumo residencial de biomasa







Resumen de los principales indicadores

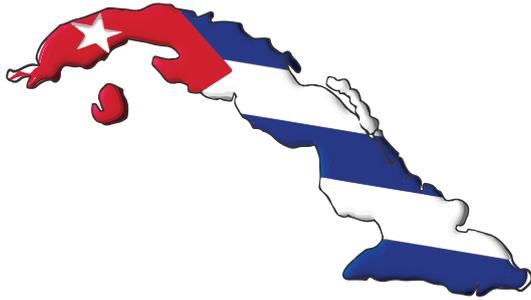




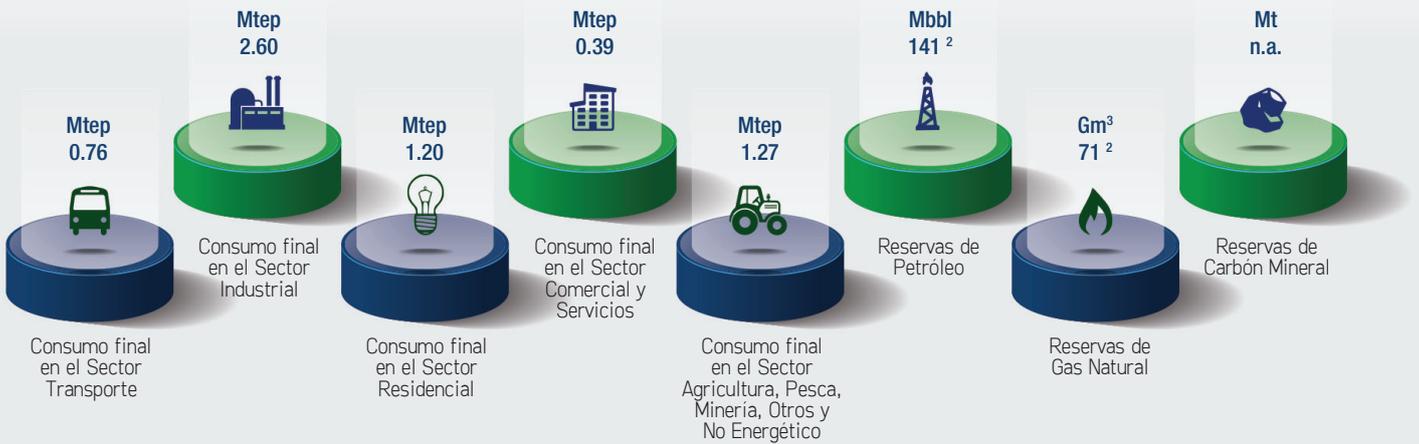
CUBA

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	11,317
Superficie (km ²)	109,884
Densidad de población (hab. / km ²)	103
Población urbana (%)	77
PIB USD 2018 (MUSD)	90,065
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	282,058
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	25

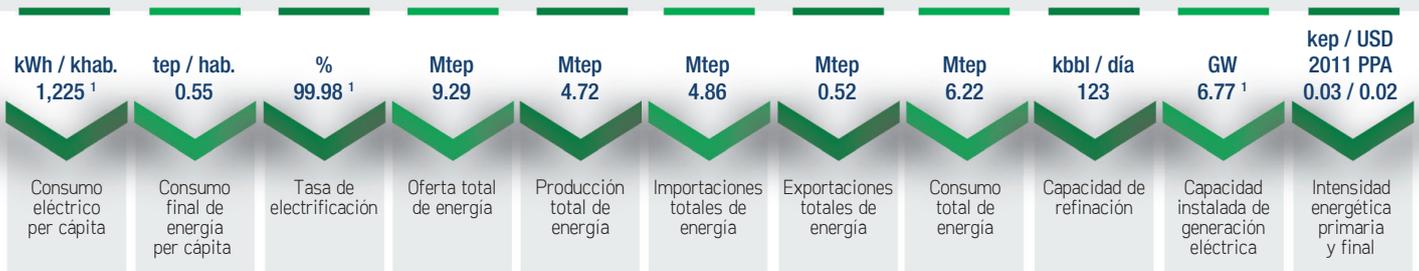


Sector Energético 2020

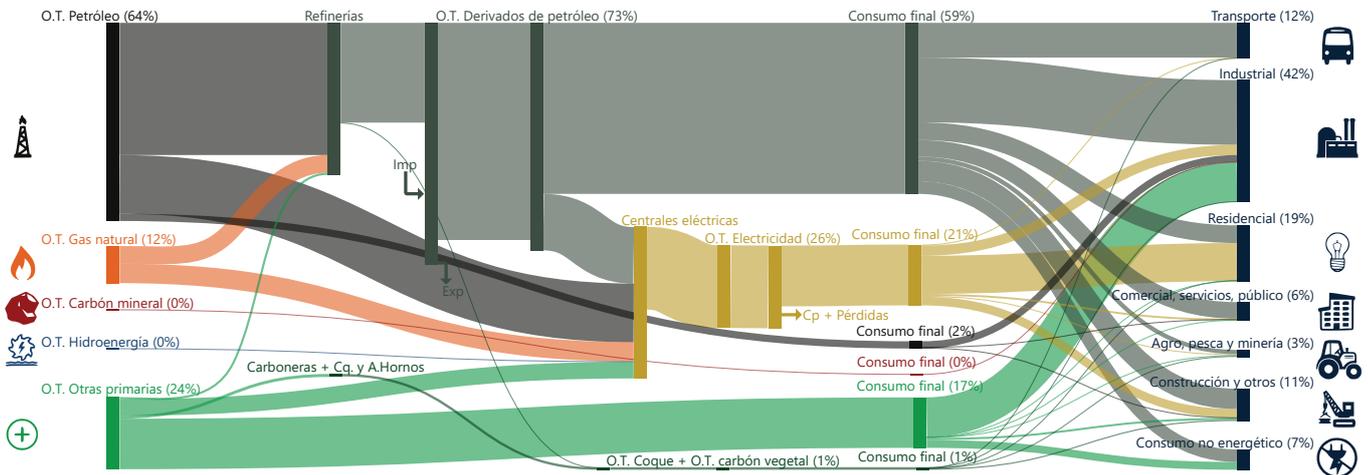


¹ Datos 2021.

² Datos estimados por OLADE.

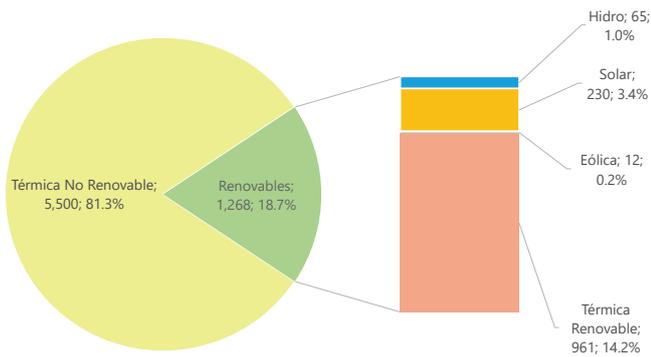


Balance energético resumido 2020

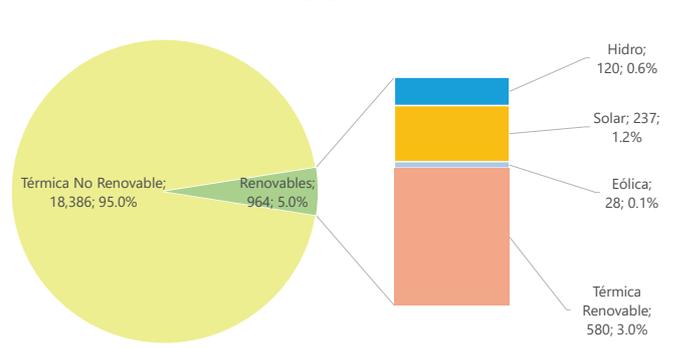




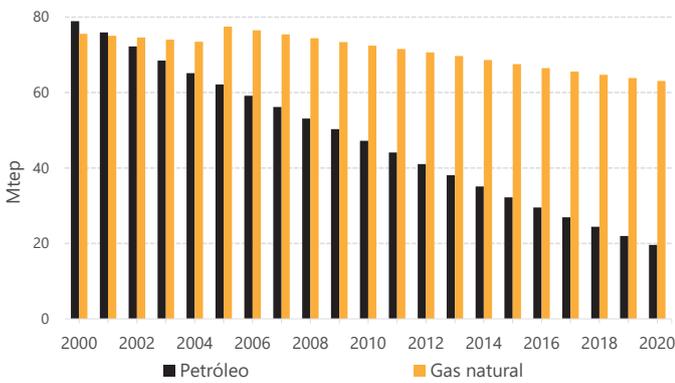
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021

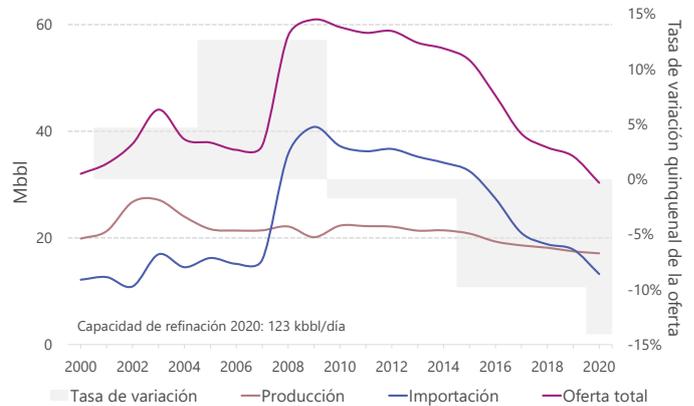


Reservas probadas de petróleo y gas natural *



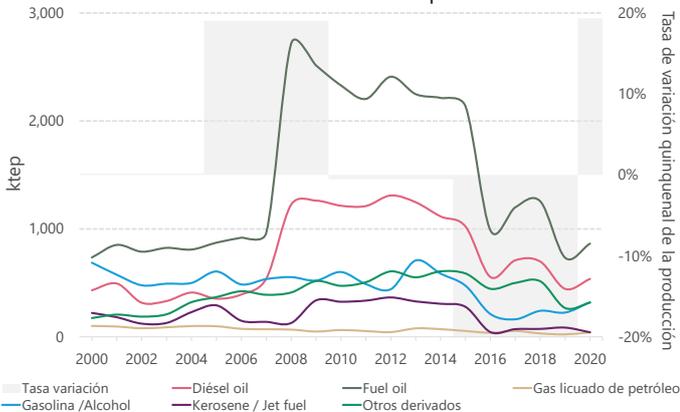
* Datos estimados por OLADE

Oferta de petróleo

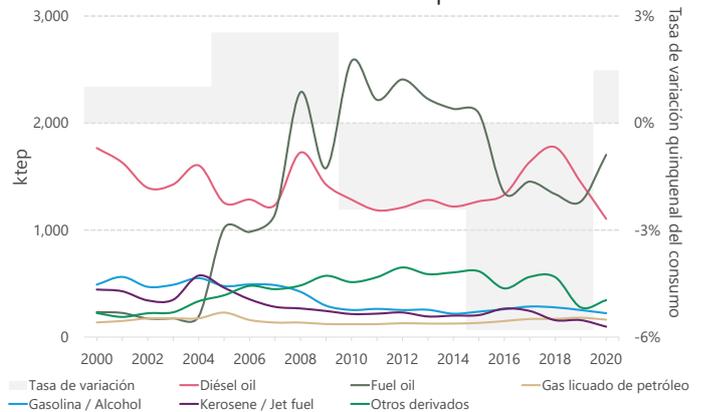


CUBA

Producción derivados de petróleo

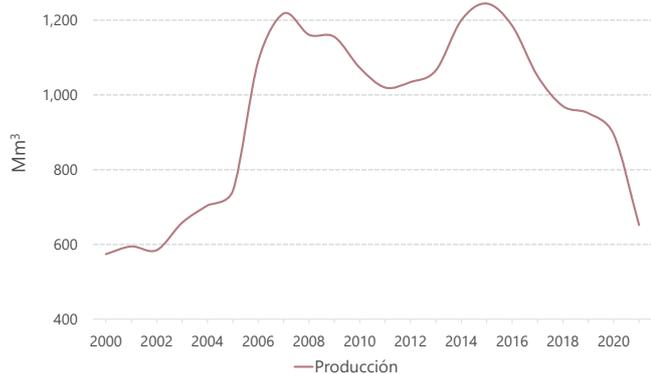


Consumo derivados de petróleo

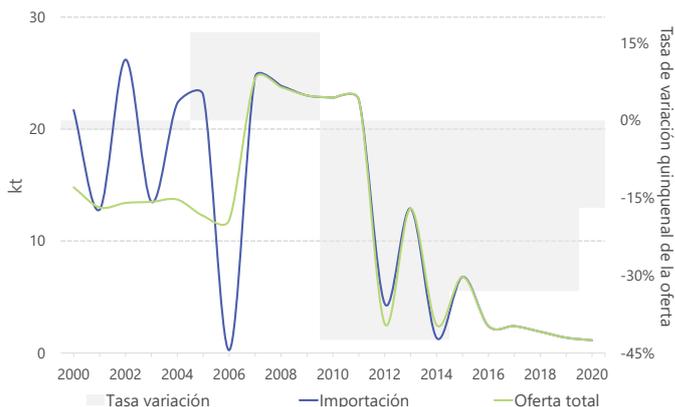




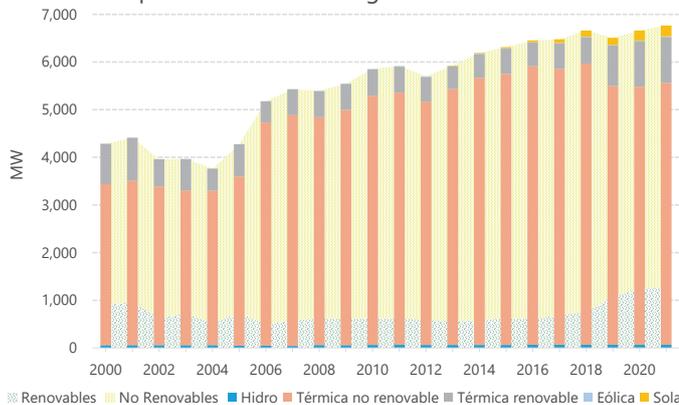
Oferta de gas natural



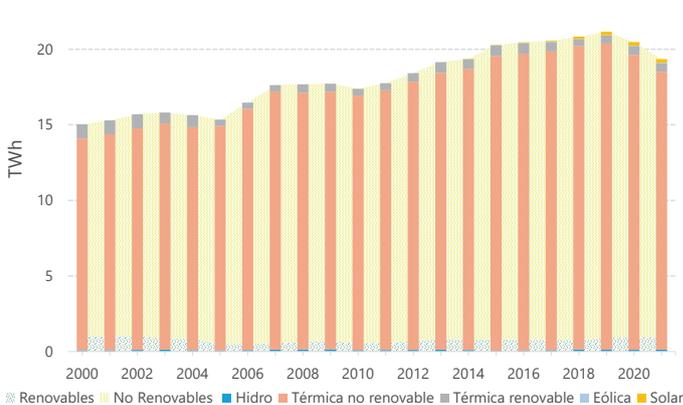
Oferta de carbón mineral



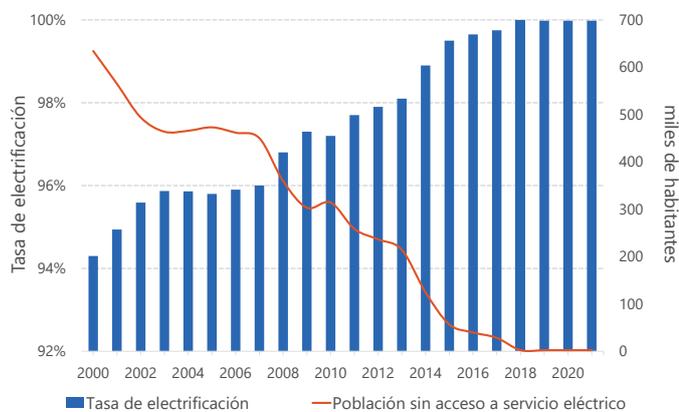
Capacidad instalada de generación eléctrica



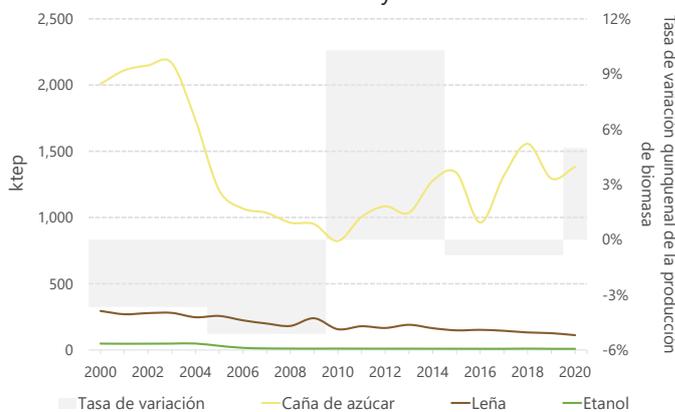
Generación eléctrica



Tasa de electrificación



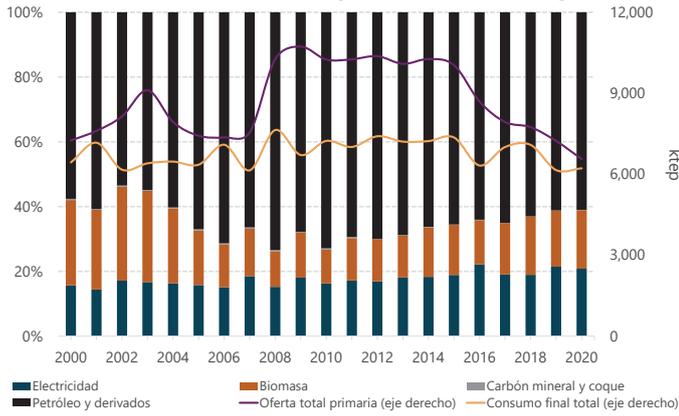
Producción de biomasa y biocombustibles



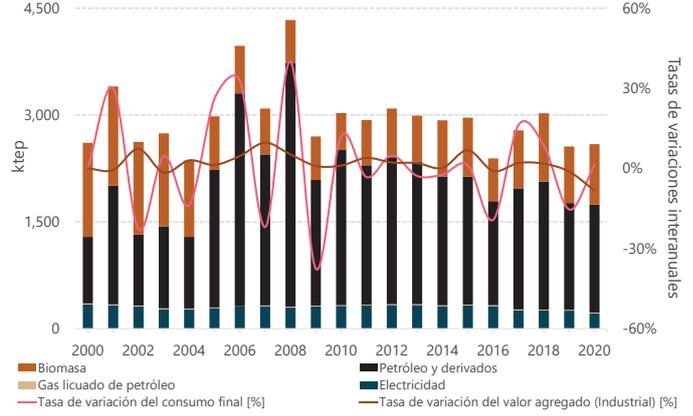
CUBA



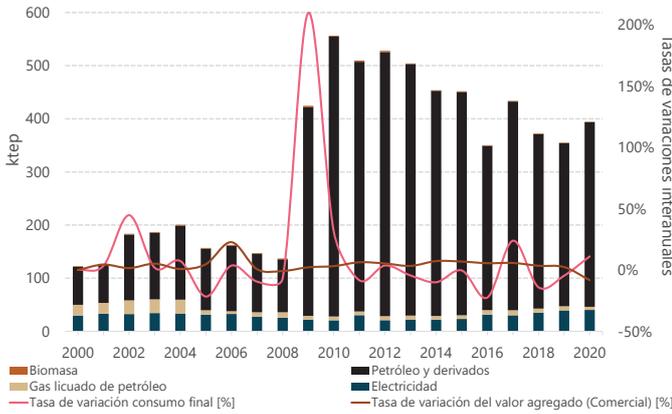
Consumo final de energía por fuente de energía



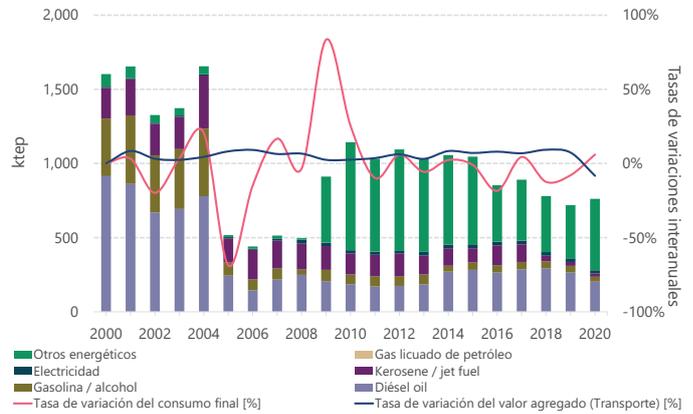
Consumo final del Sector Industrial



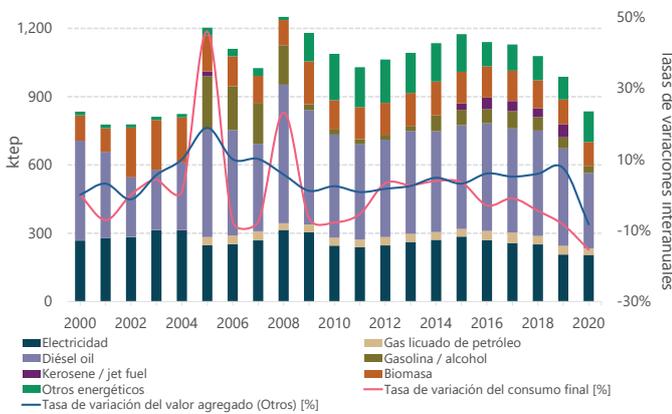
Consumo final del Sector Comercial



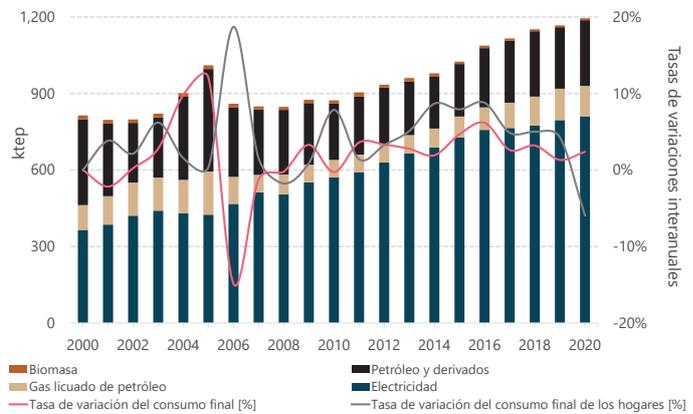
Consumo final del Sector Transporte



Consumo final del Sector Otros



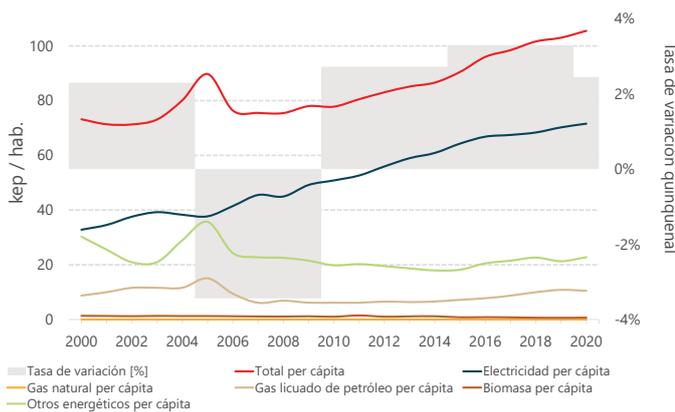
Consumo final del Sector Residencial



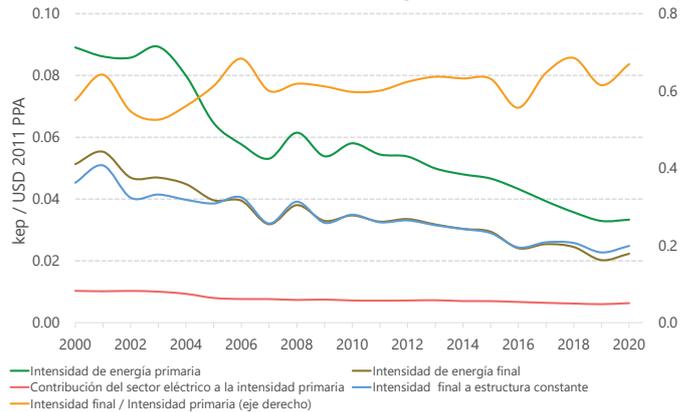
CUBA



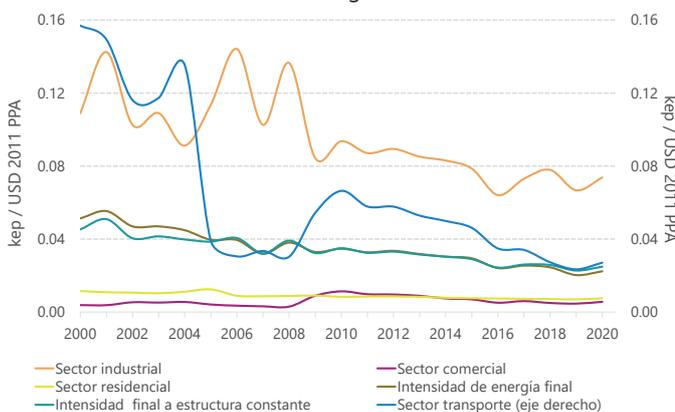
Consumo final per cápita Sector Residencial



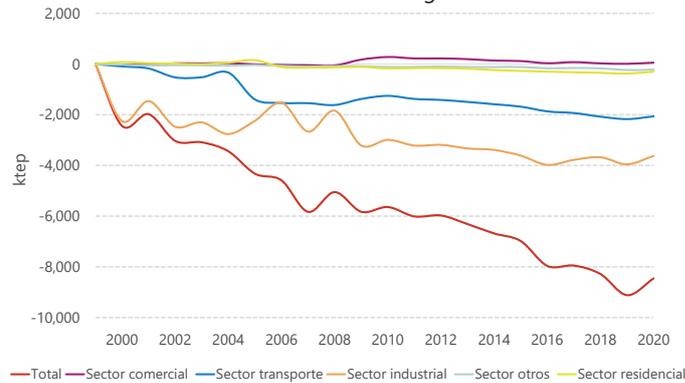
Intensidades energéticas



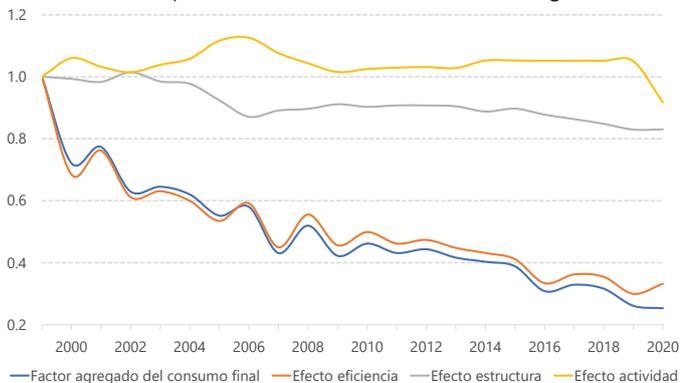
Intensidades energéticas sectoriales



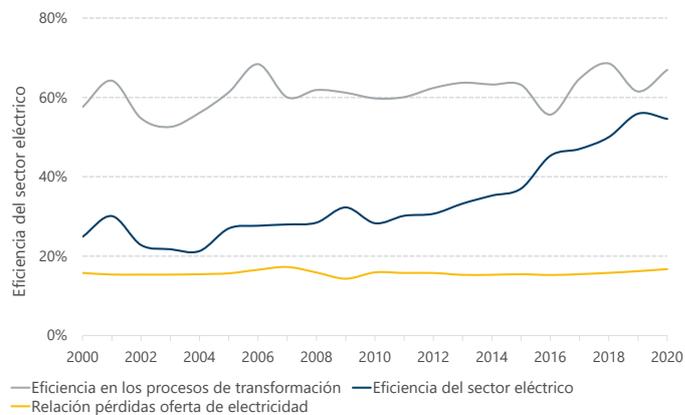
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



Eficiencia del sector eléctrico



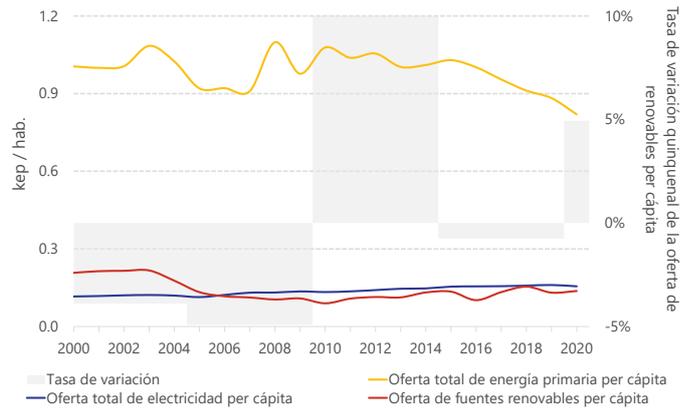
CUBA



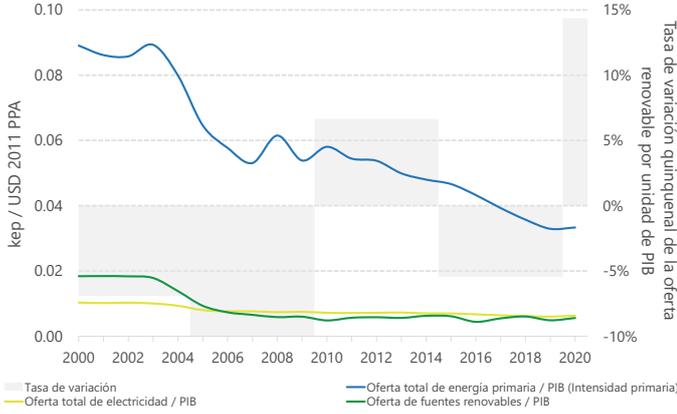
Índice de renovabilidad



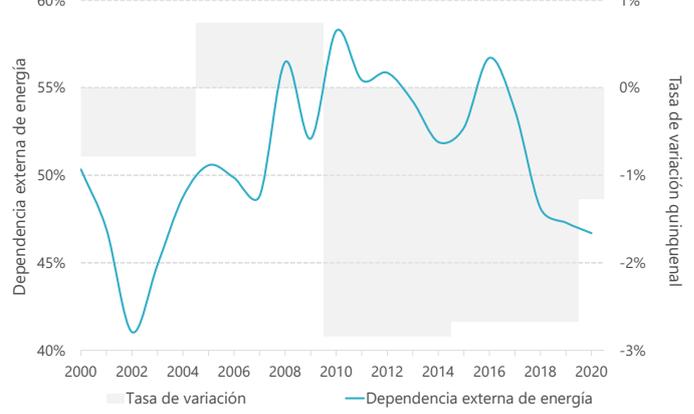
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

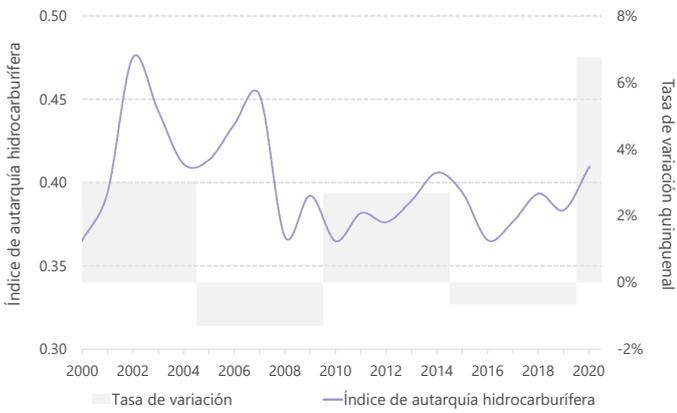


Dependencia externa de energía

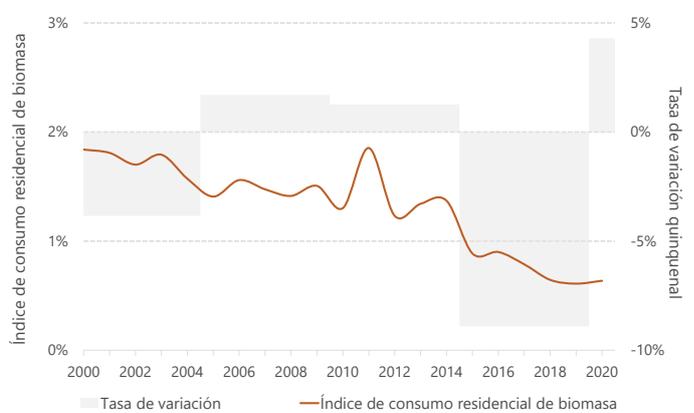


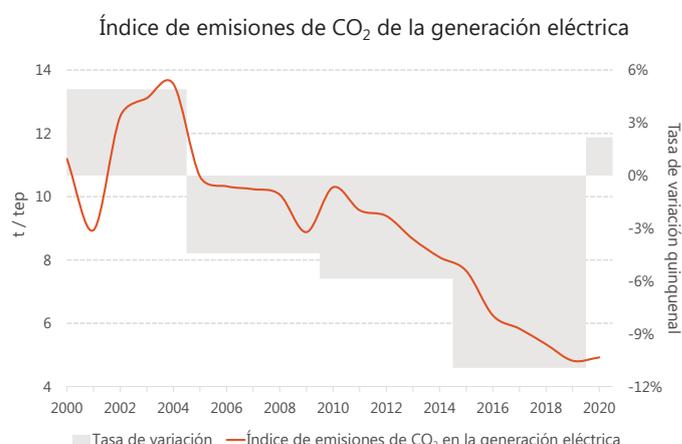
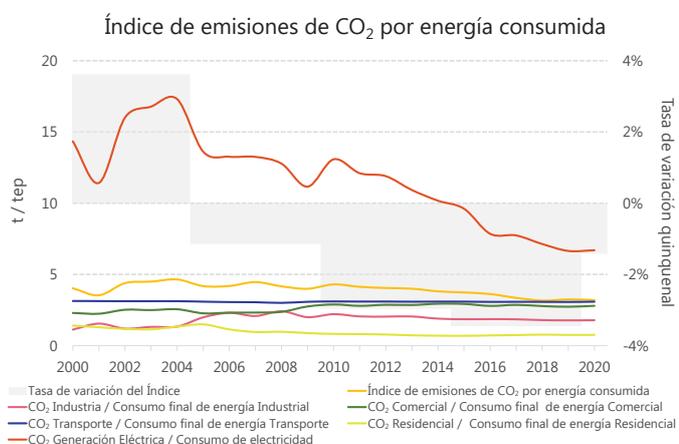
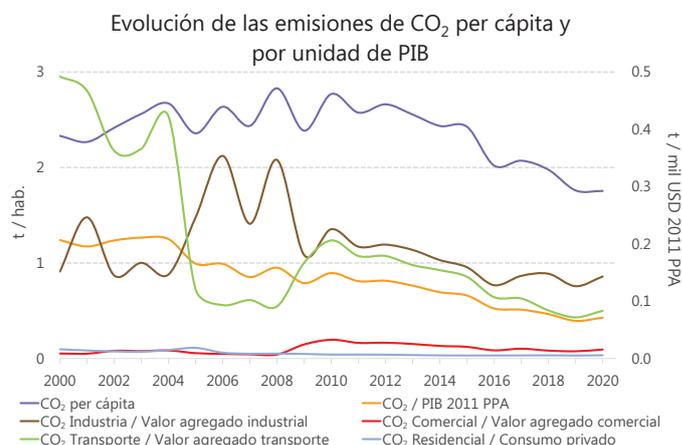
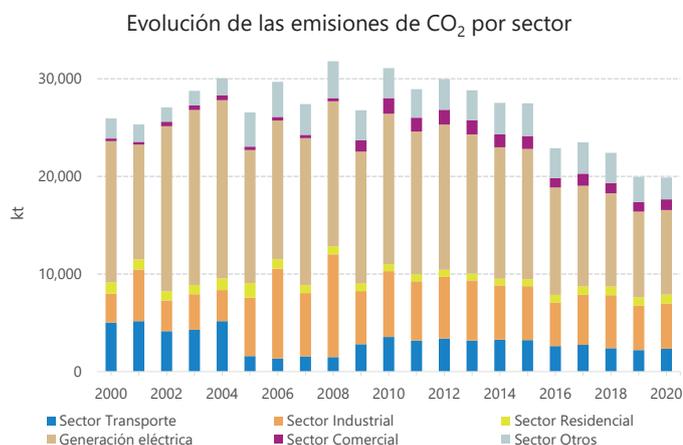
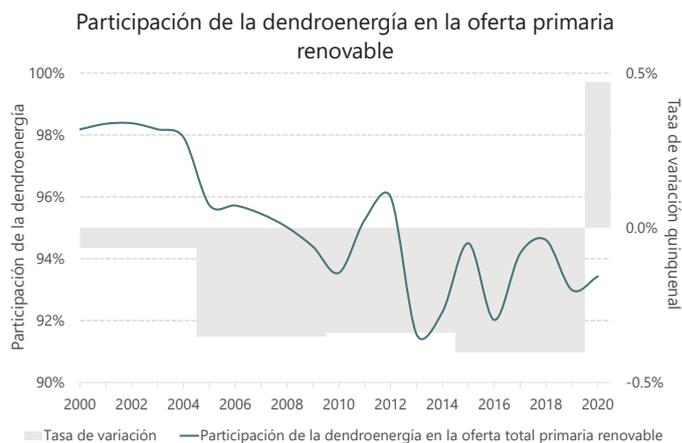
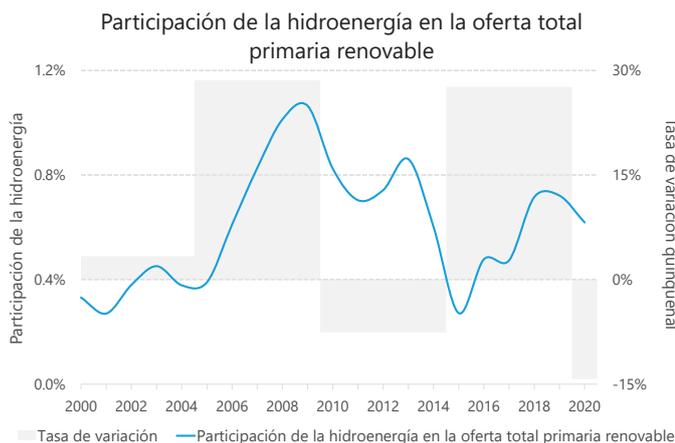
CUBA

Índice de autarquía hidrocarburífera



Índice de consumo residencial de biomasa

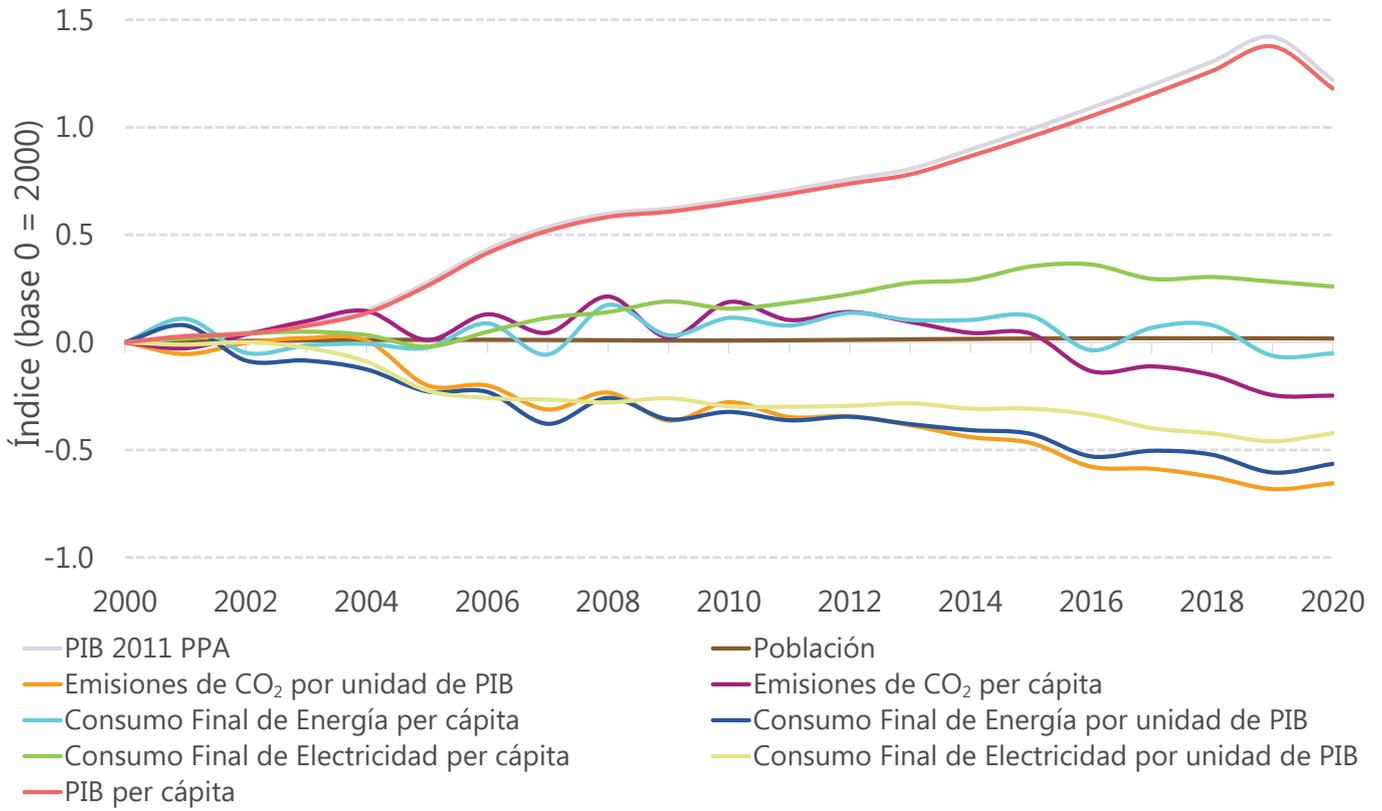




CUBA



Resumen de los principales indicadores



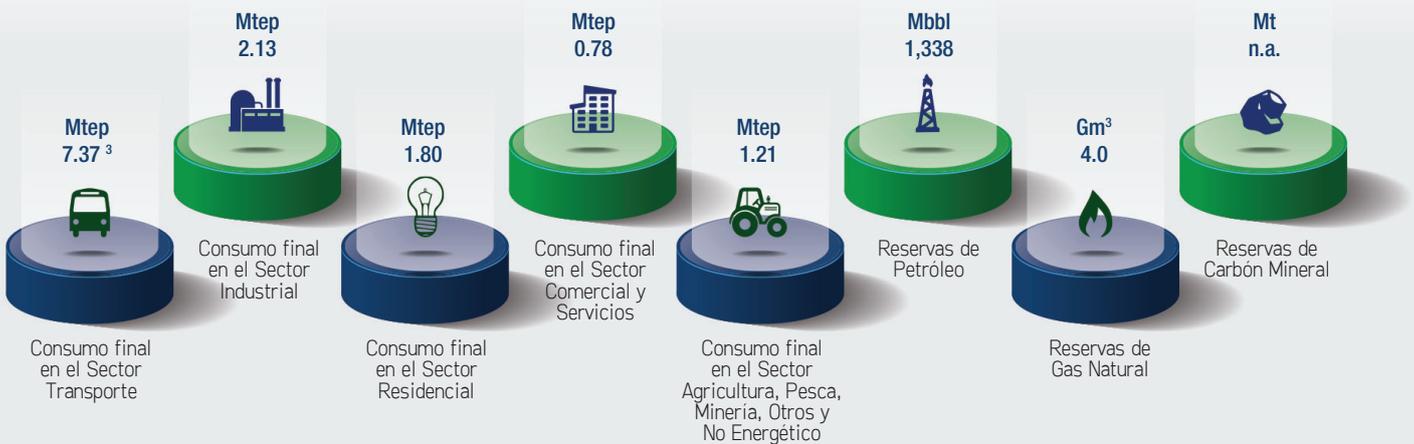


ECUADOR

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	17,888 ¹
Superficie (km ²)	256,370
Densidad de población (hab. / km ²)	70
Población urbana (%)	64
PIB USD 2018 (MUSD)	103,399 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	189,880 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	11

Sector Energético 2021



¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

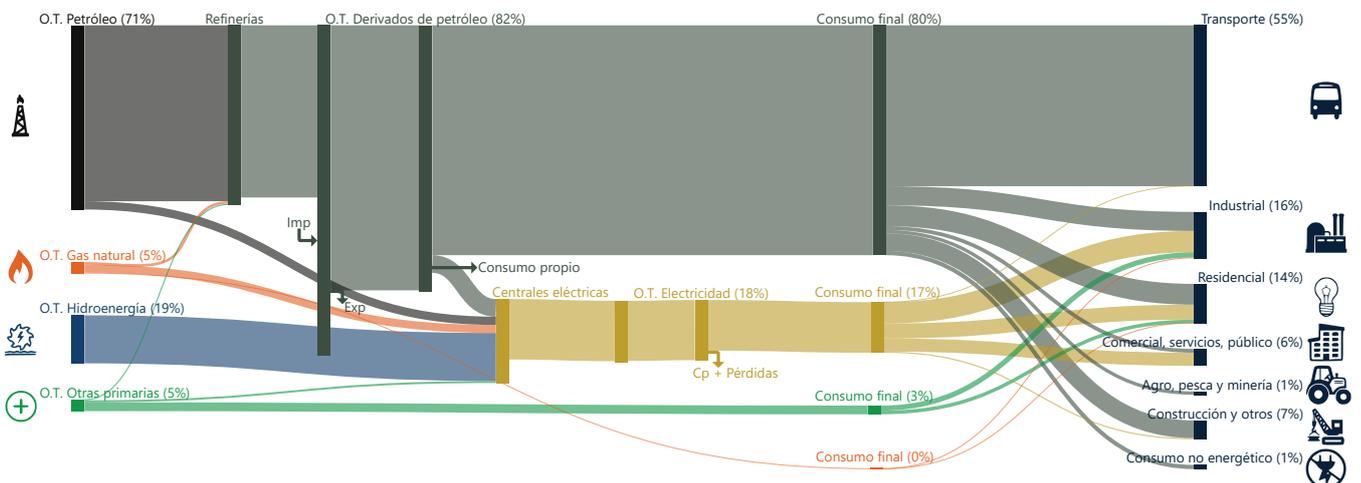
³ Incluye búnker.

⁴ Calculada con la relación entre la Oferta Total de Energía y el PIB PPA.

⁵ Calculada con la relación entre el Consumo Final de Energía y el PIB PPA.

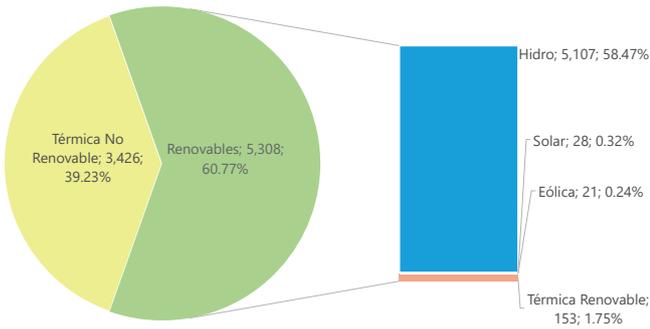


Balance energético resumido 2021

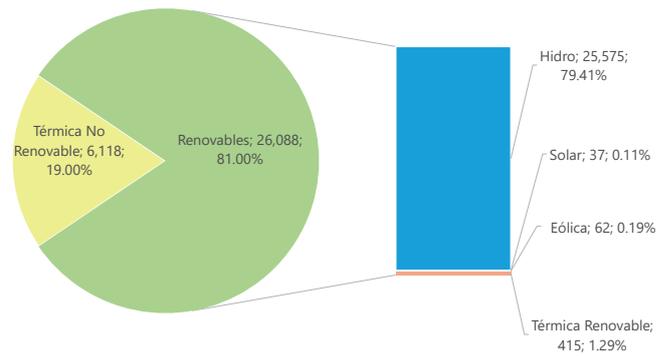




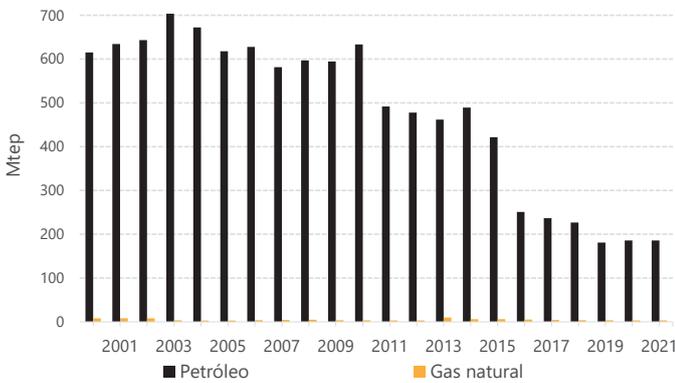
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



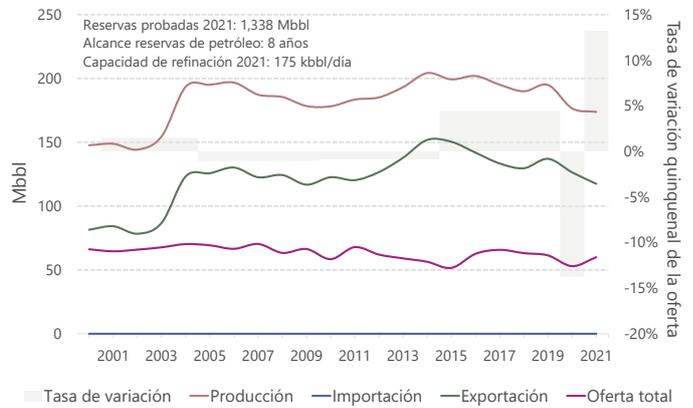
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de petróleo y gas natural

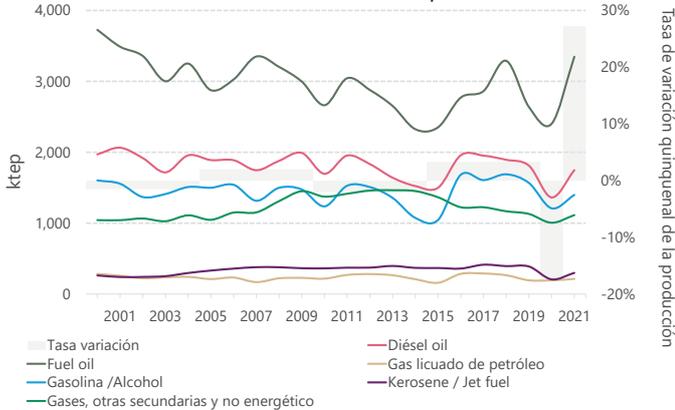


Oferta de petróleo

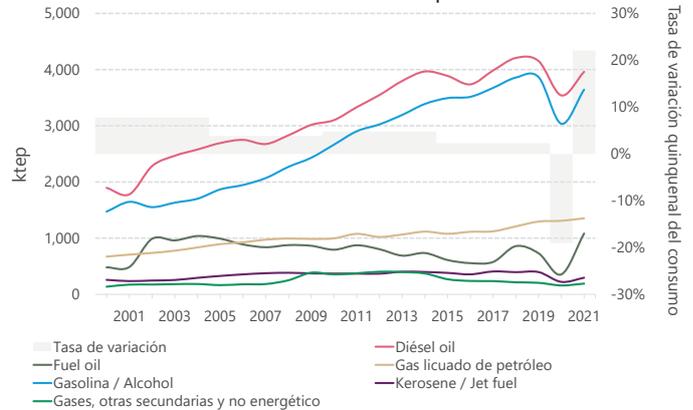


ECUADOR

Producción derivados de petróleo

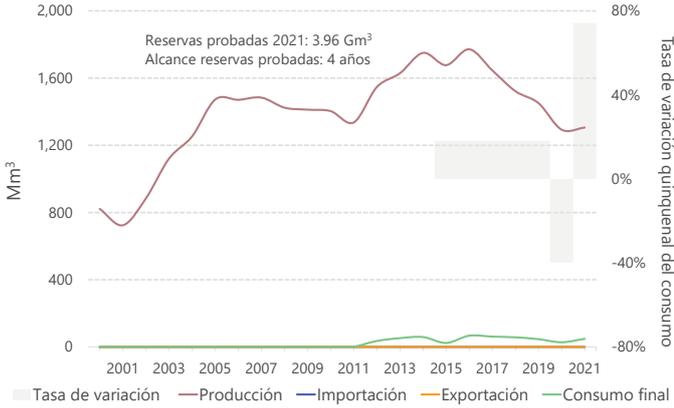


Consumo derivados de petróleo





Oferta de gas natural

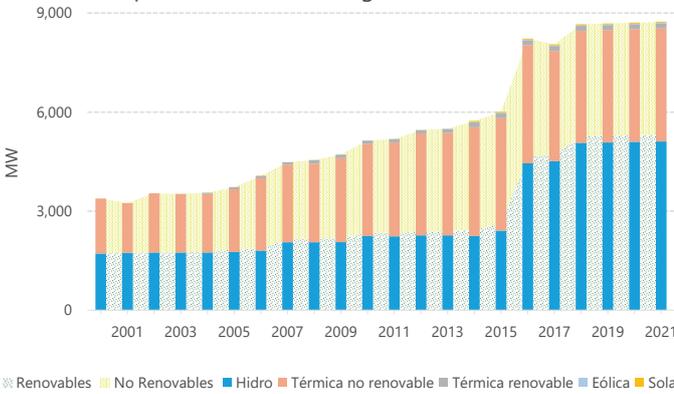


En el 2021, se suscribió los Acuerdos Ministeriales para la ejecución de los Procesos Públicos de Selección: Ciclo Combinado de 400 MW y Bloque de Energías Renovables No Convencionales de 500 MW, lo cual permitirá dar continuidad a la implementación de 5,221 MW de energía renovable, con una inversión aproximada de 7.2 mil millones de dólares hasta el año 2031.

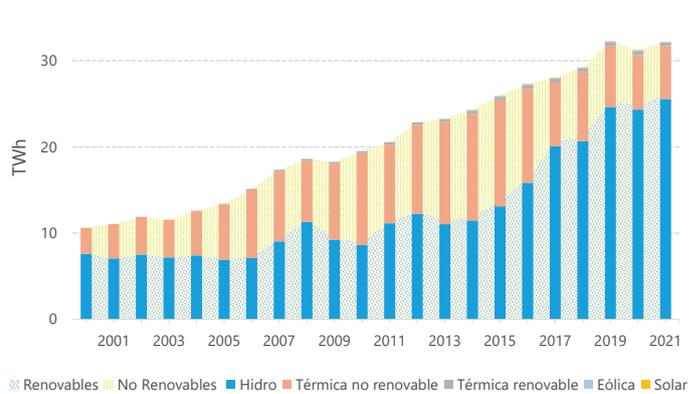
En el ámbito de la transmisión se incorporaron al S.N.I. los sistemas de Transmisión Quevedo-San Gregorio 230 kV, II Etapa; y, Tabacundo 230/138 kV, que benefician a 1.6 millones de personas en las provincias Los Ríos, Manabí y Pichincha.

A nivel de la distribución, se electrificaron un total de 1,043 viviendas en 221 cantones del Ecuador a través del programa FERUM, y con obras de automatización, reforzamiento y mejoras de infraestructura de distribución a 3.1 millones de personas a través del Programa de Mejoras de la Distribución (PMD), con lo cual, la cobertura de servicio alcanza el 97.3%, superando la media regional de 95.9%.

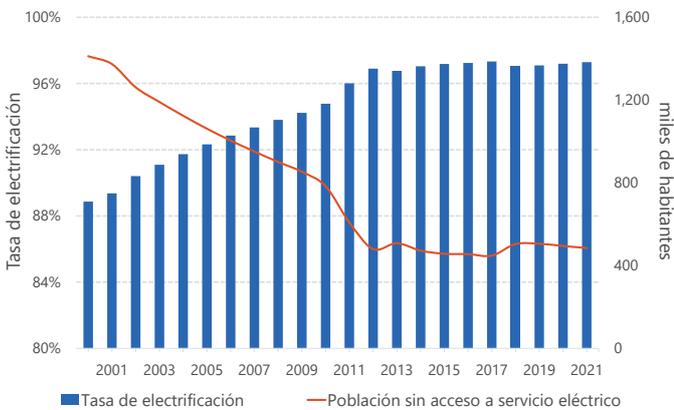
Capacidad instalada de generación eléctrica



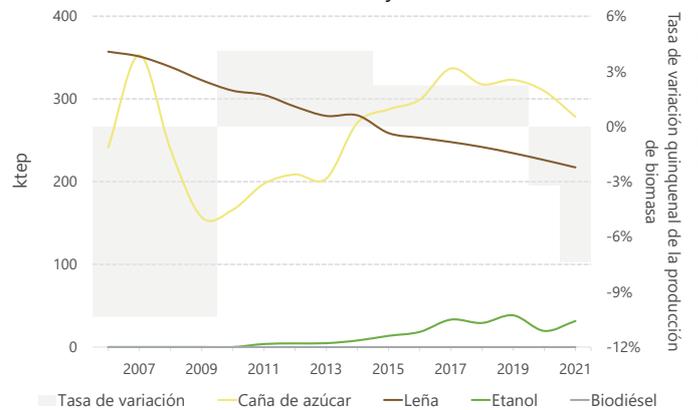
Generación eléctrica



Tasa de electrificación



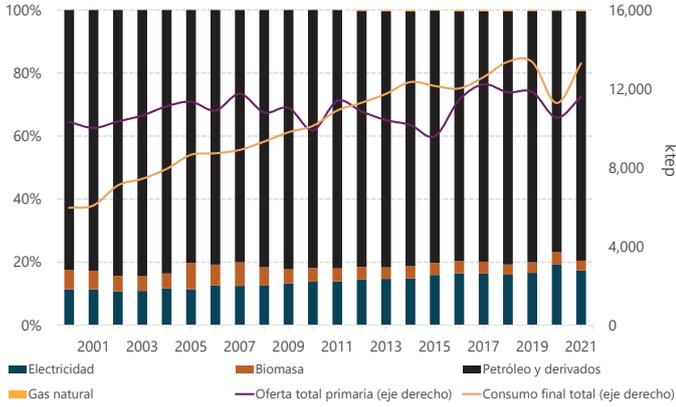
Producción de biomasa y biocombustibles



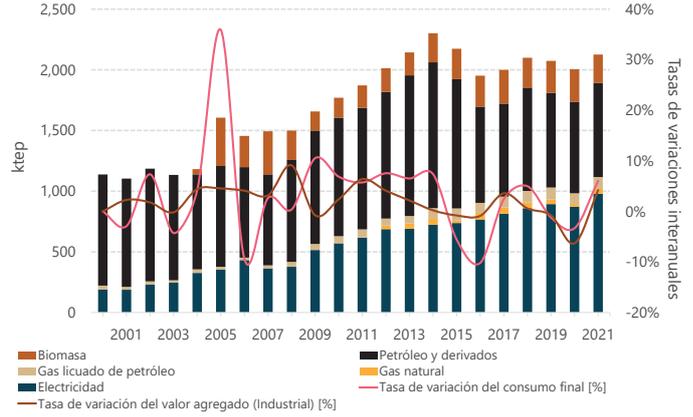
ECUADOR



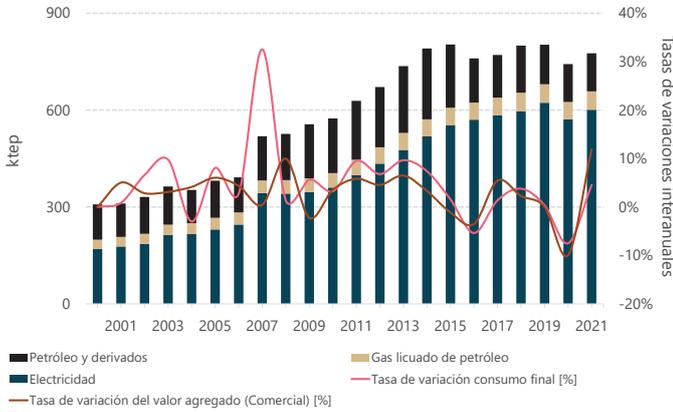
Consumo final de energía por fuente de energía



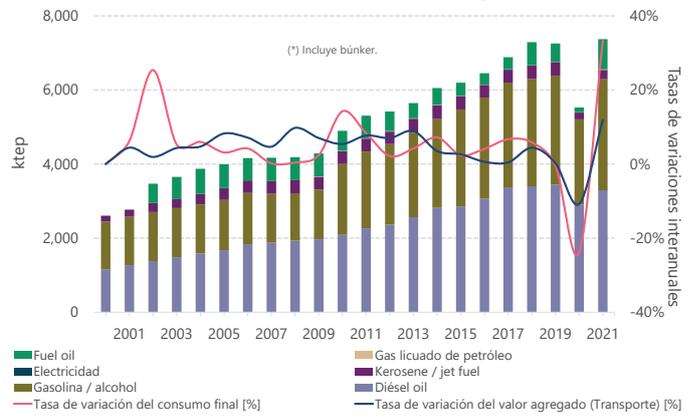
Consumo final del Sector Industrial



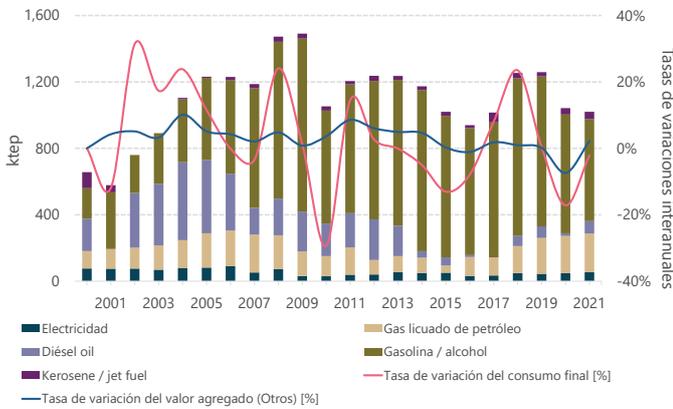
Consumo final del Sector Comercial



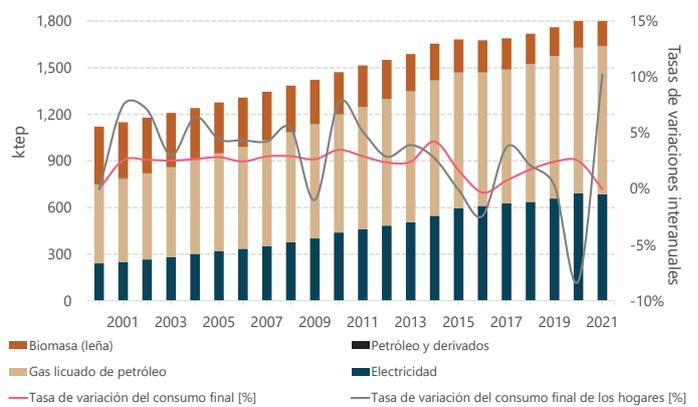
Consumo final del Sector Transporte*



Consumo final del Sector Otros

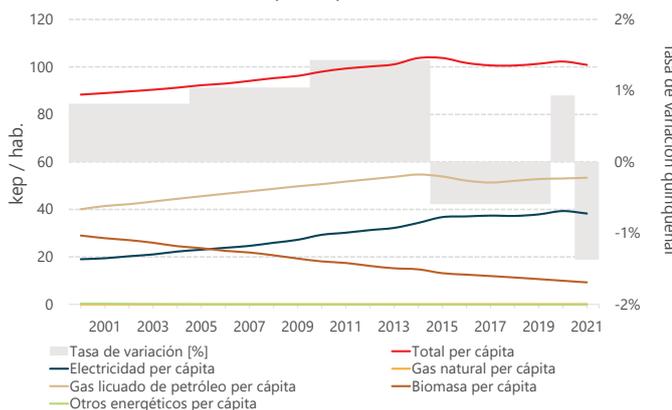


Consumo final del Sector Residencial

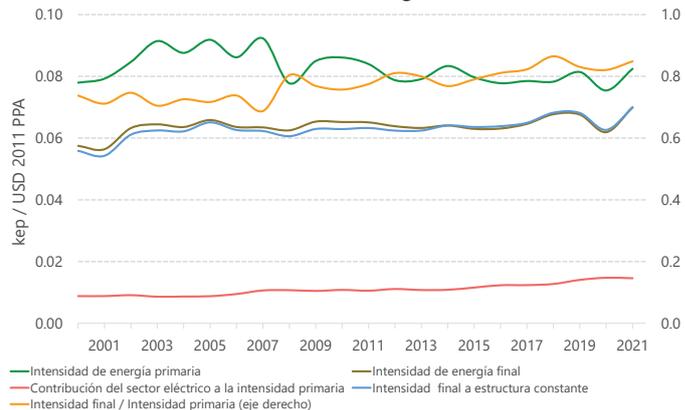




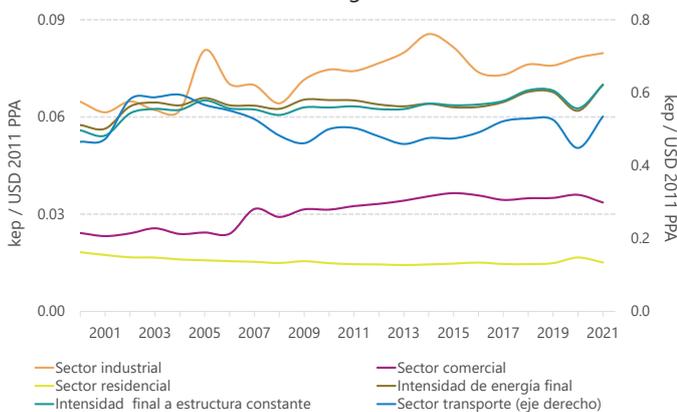
Consumo final per cápita Sector Residencial



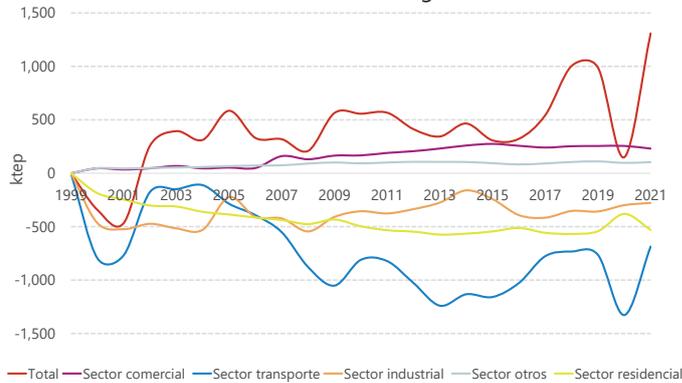
Intensidades energéticas



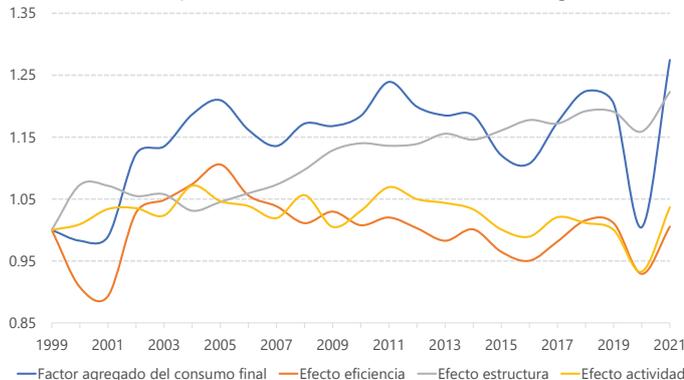
Intensidades energéticas sectoriales



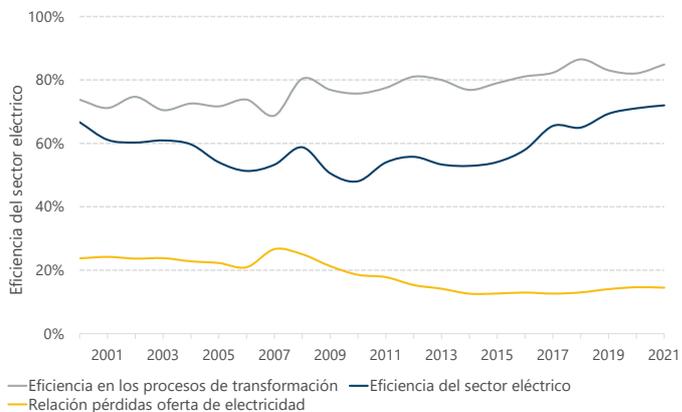
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



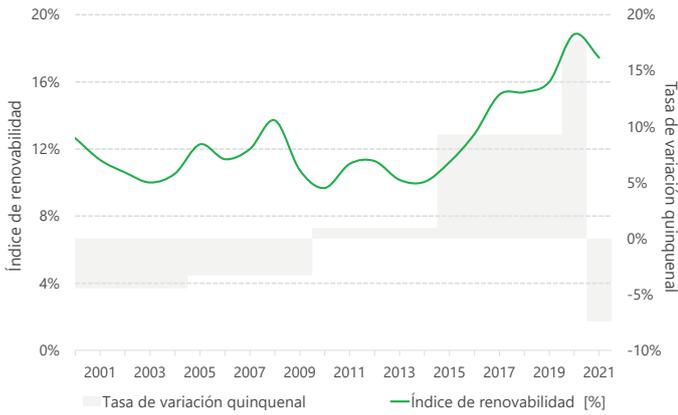
Eficiencia del sector eléctrico



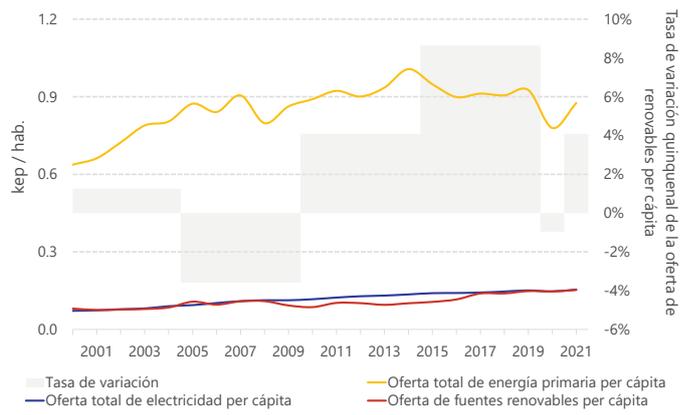
ECUADOR



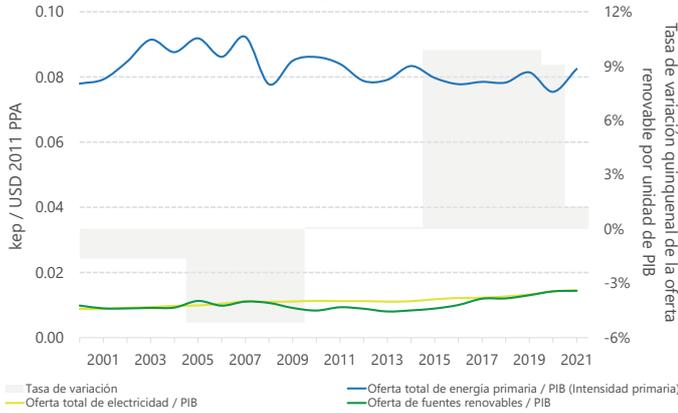
Índice de renovabilidad



Oferta de energía per cápita



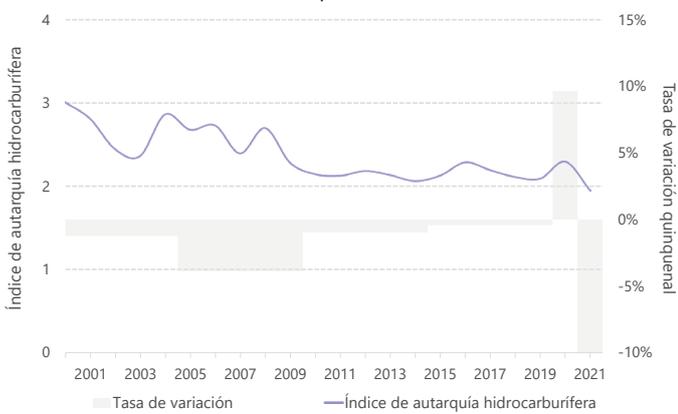
Ofertas de energía por unidad de PIB



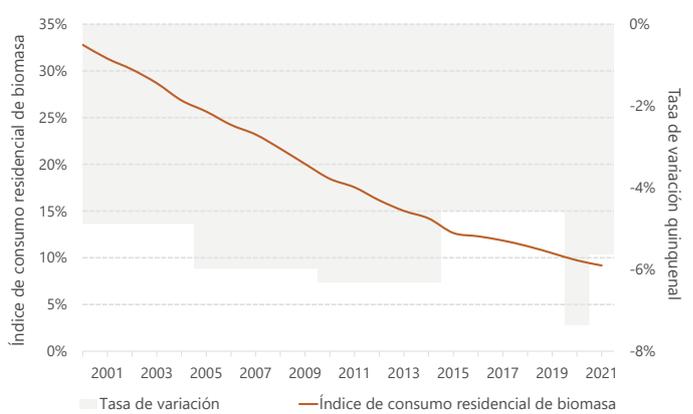
Dependencia externa de energía

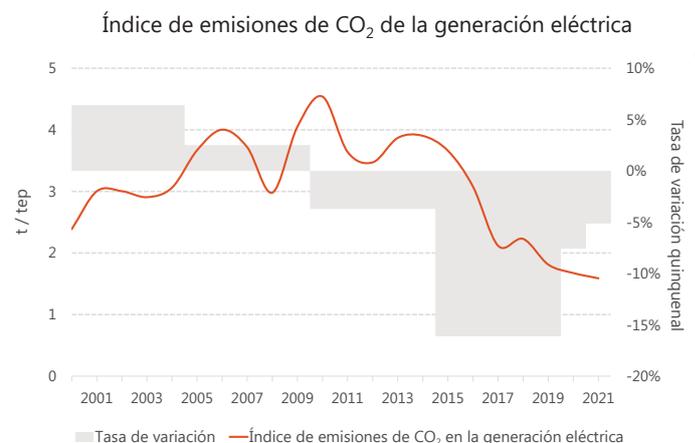
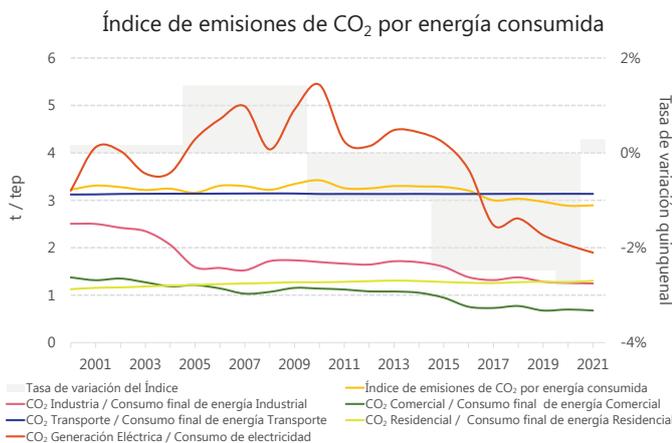
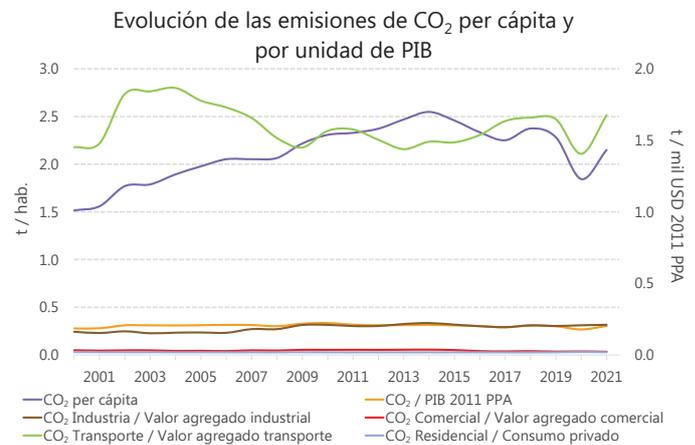
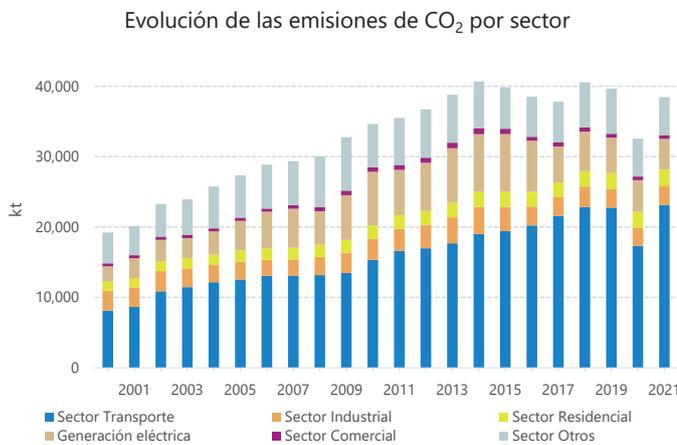
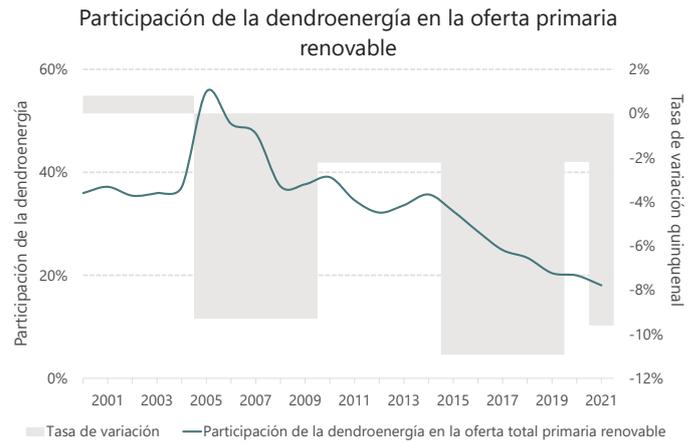
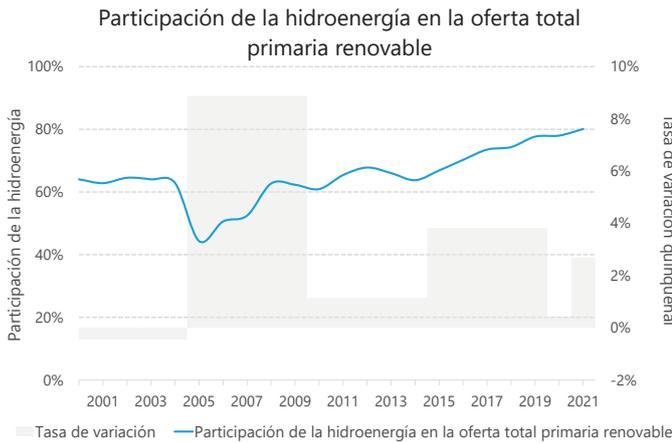


Índice de autarquía hidrocarburífera



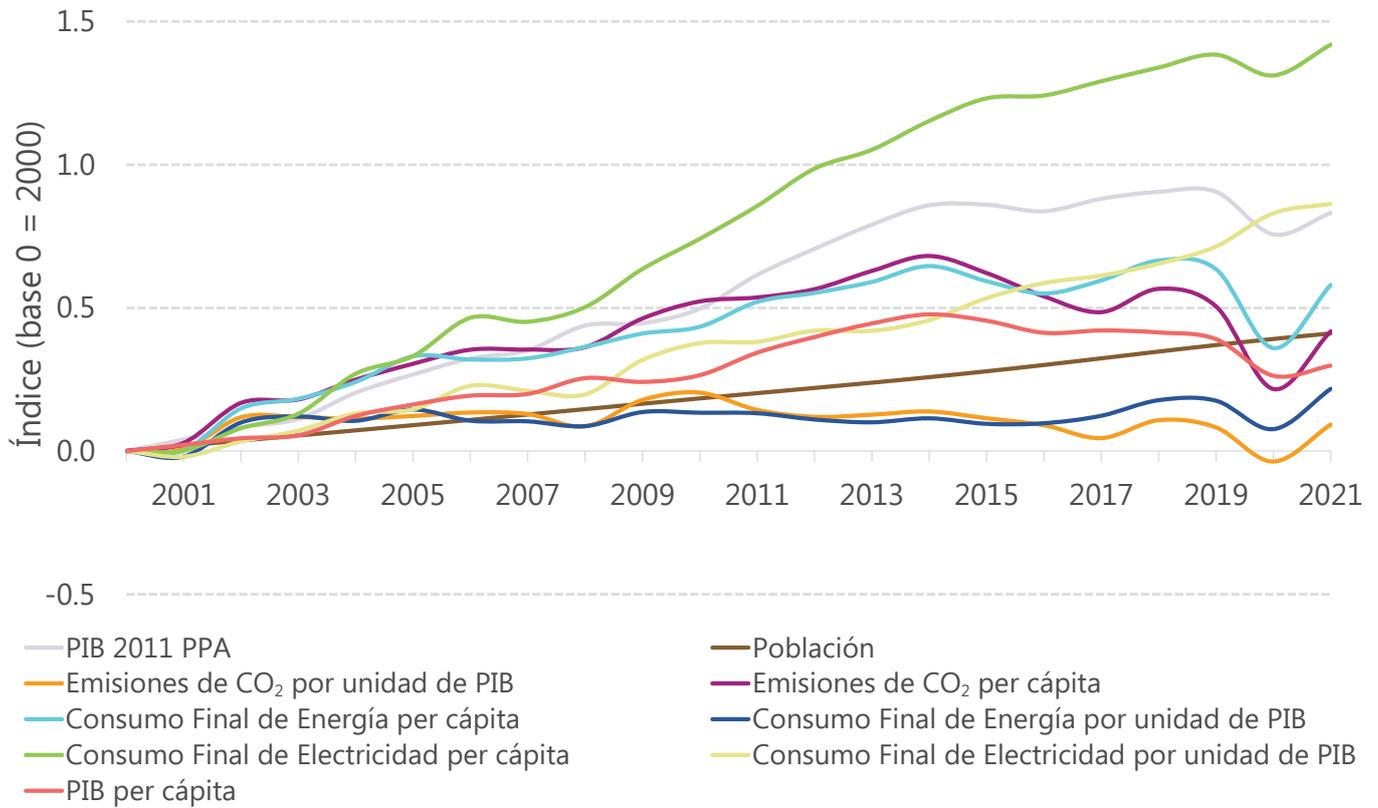
Índice de consumo residencial de biomasa







Resumen de los principales indicadores





EL SALVADOR

Datos Generales 2021

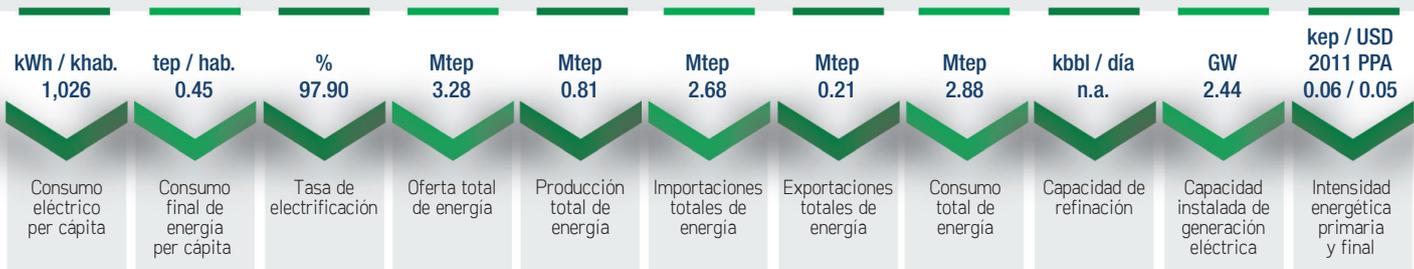


Población (mil hab.)	6,326 ¹
Superficie (km ²)	21,040
Densidad de población (hab. / km ²)	301
Población urbana (%)	62
PIB USD 2018 (MUSD)	26,991
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	57,369
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9

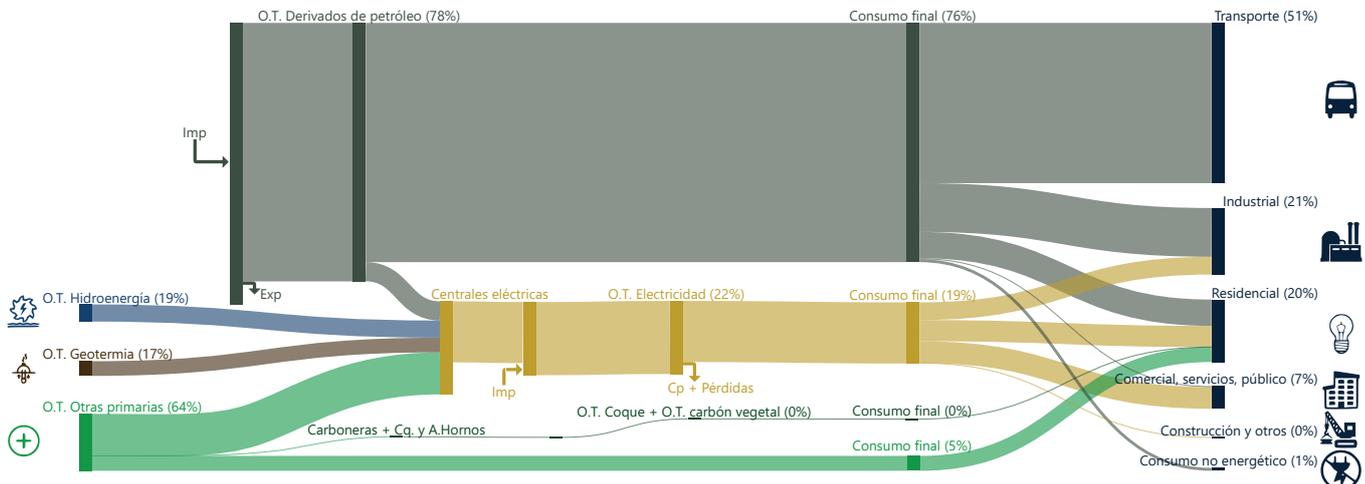
Sector Energético 2021



¹ Dirección General de Estadísticas y Censos - El Salvador.

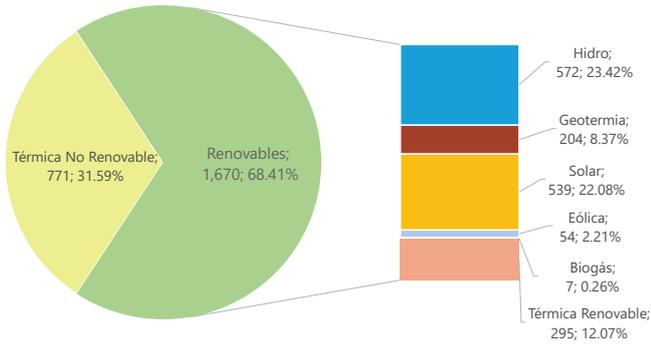


Balance energético resumido 2021

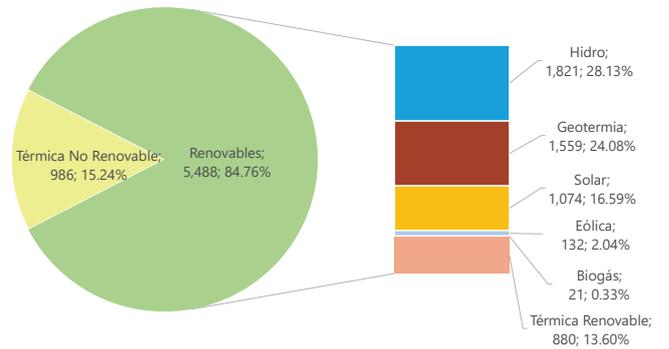




Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021

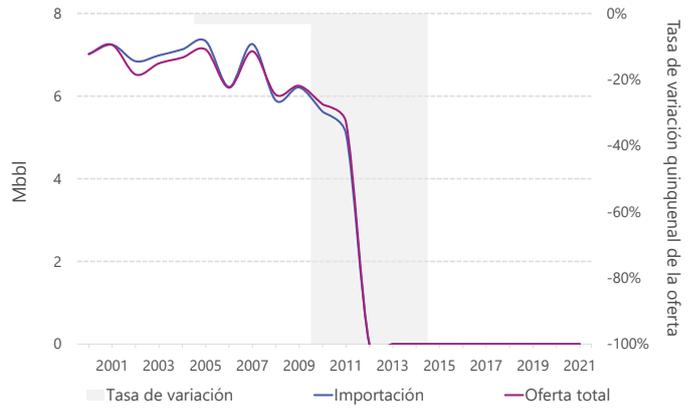


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



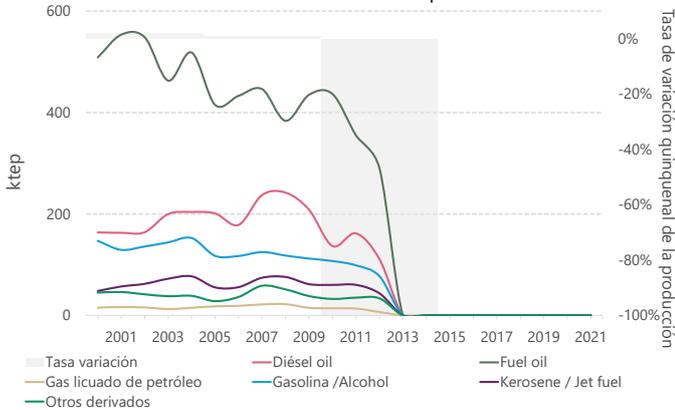
En septiembre del 2012, la Refinería Salvadoreña (RASA) en Acajutlá cerró sus operaciones.

Oferta de petróleo

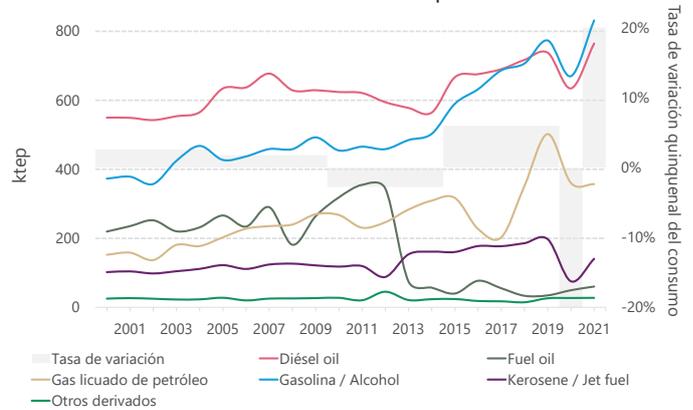


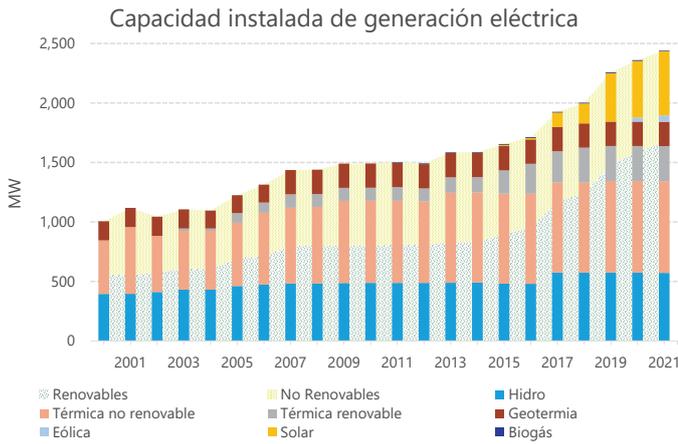
EL SALVADOR

Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo

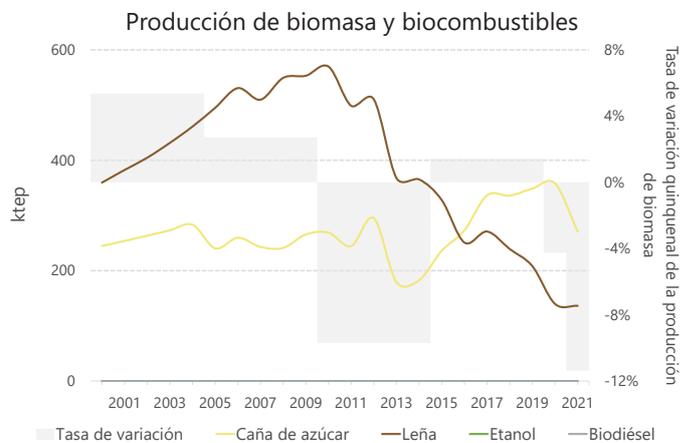
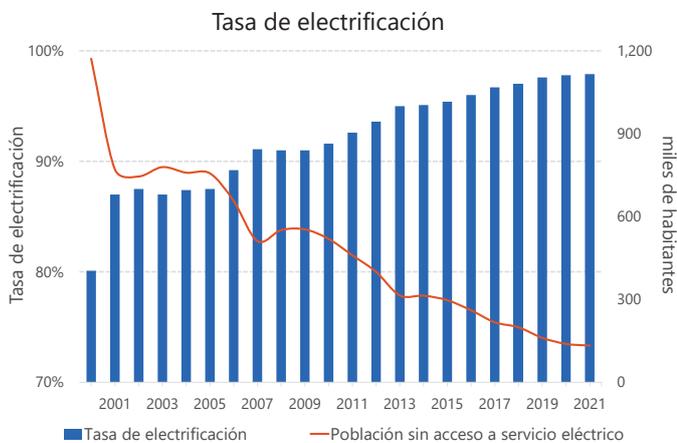
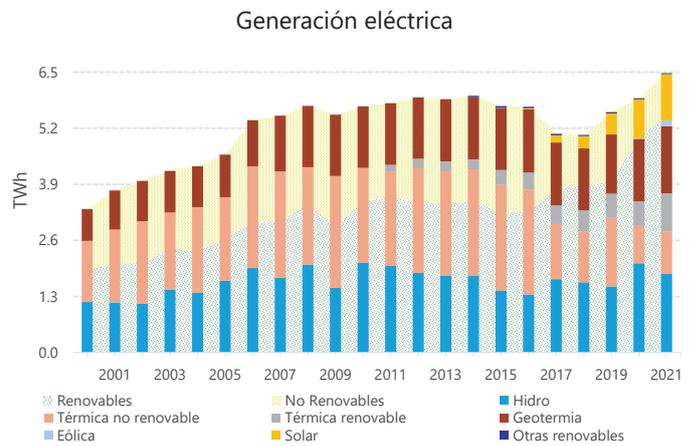




La capacidad instalada en el mercado eléctrico nacional al 31 de diciembre del 2021 ascendió a 2,441 MW, significando un 3.4% superior a la capacidad instalada a la misma fecha de 2020.

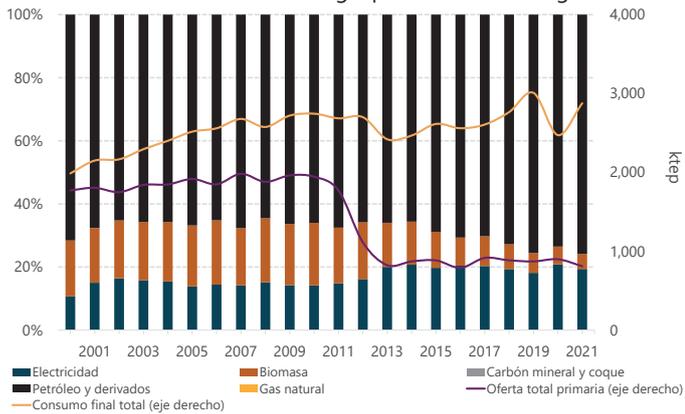
El incremento en el 2021 se debió a la puesta en operación de proyectos solares fotovoltaicos (64.3 MW) y eólicos (18 MW).

En el 2021, la energía renovable en El Salvador representó el 68.4% del total de la capacidad eléctrica instalada nacional, y la inyección de energía solar se convirtió en la segunda más importante, representado el 22% del total de energías renovables, solo abajo de la hidroeléctrica que significa el 23.4%. Además el 84.7% de la generación eléctrica fué renovable de las cuales la fotovoltaica presentó el 16.6% del total de la generación.

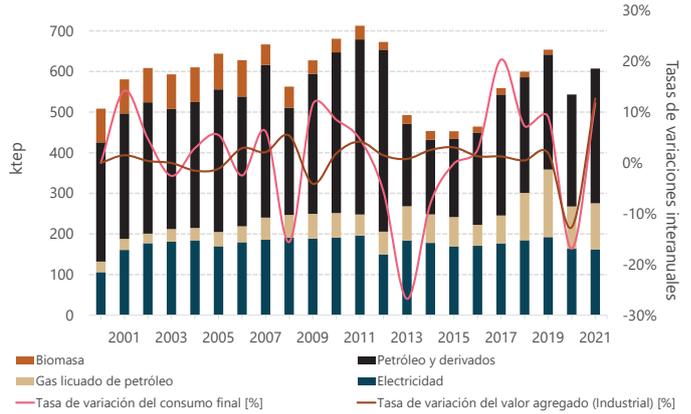




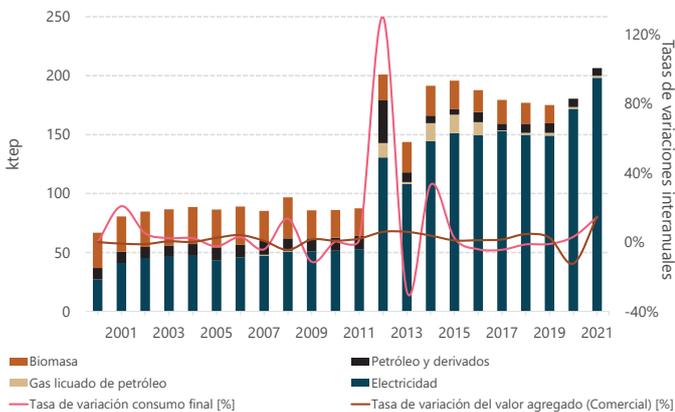
Consumo final de energía por fuente de energía



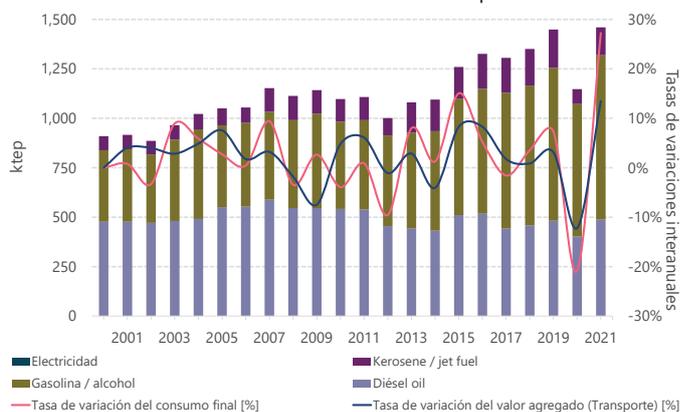
Consumo final del Sector Industrial



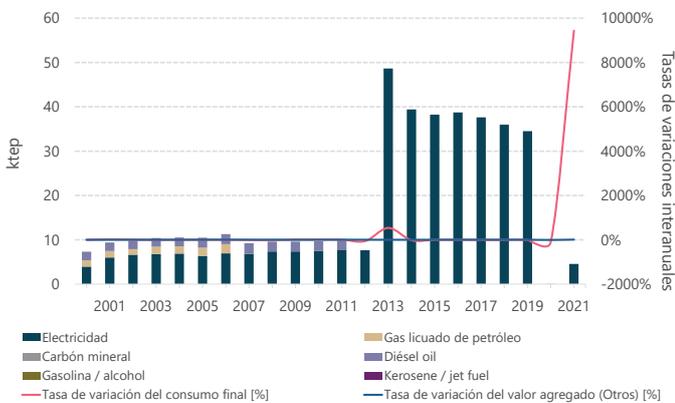
Consumo final del Sector Comercial



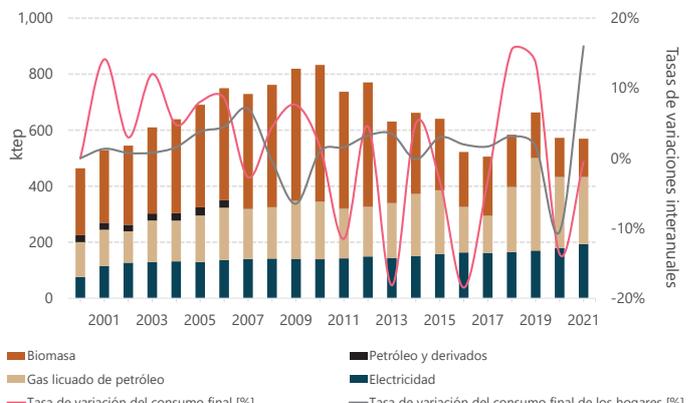
Consumo final del Sector Transporte

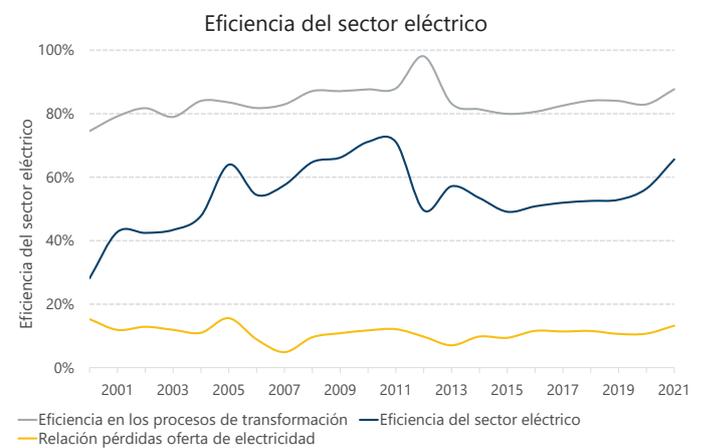
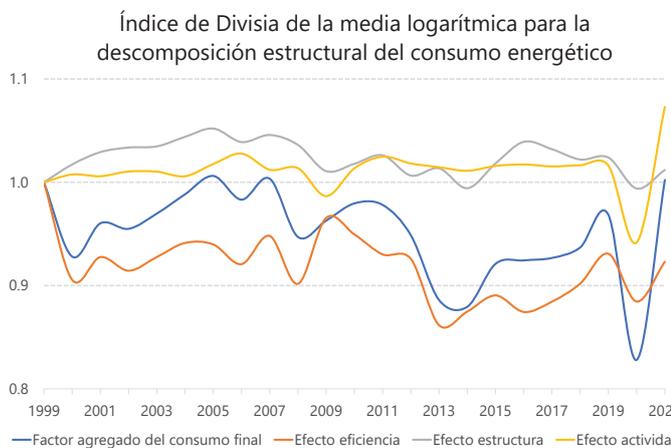
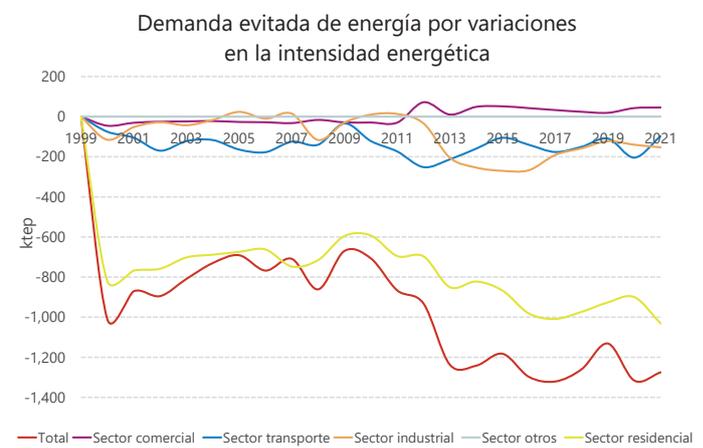
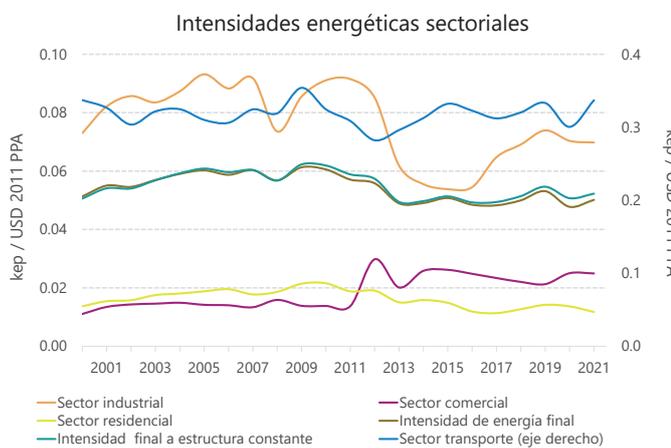
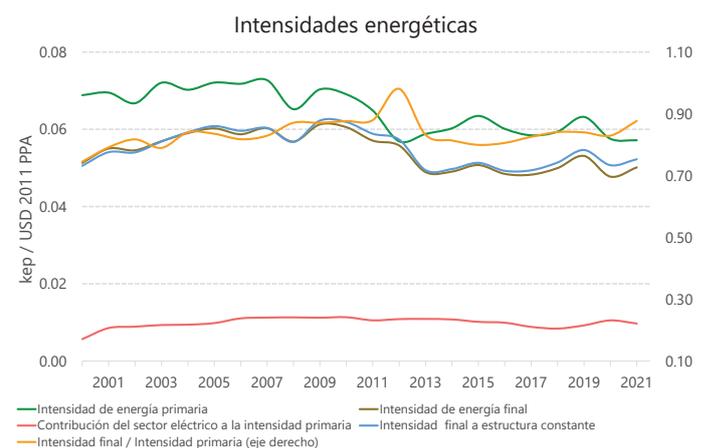
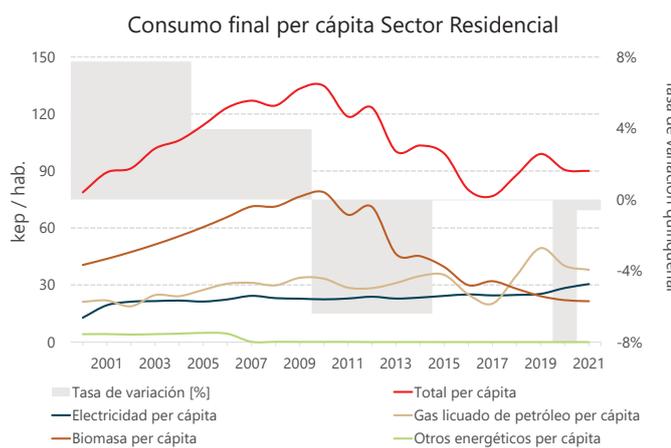


Consumo final del Sector Otros



Consumo final del Sector Residencial

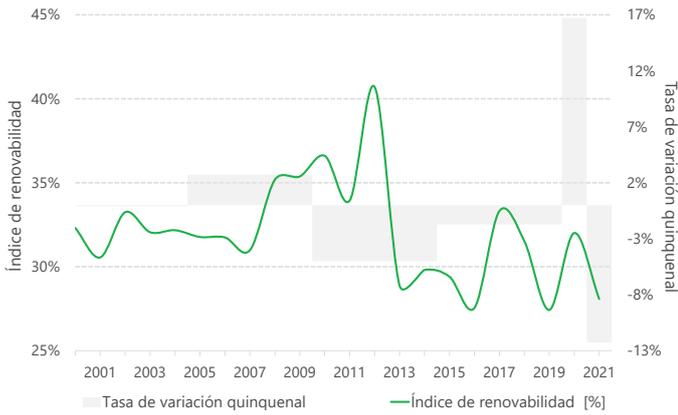




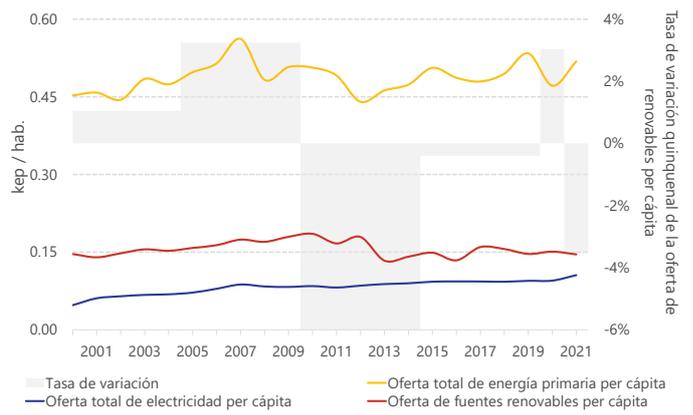
EL SALVADOR



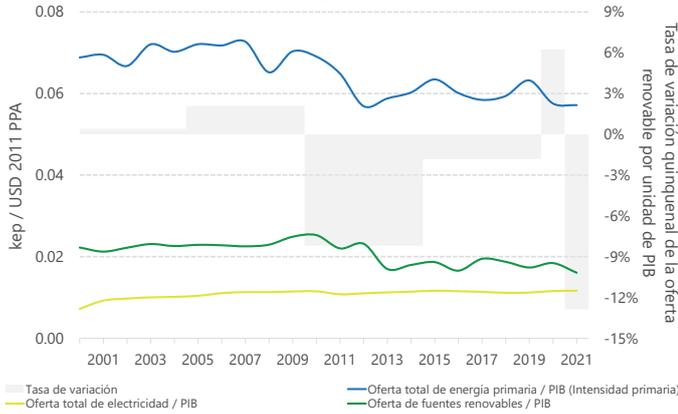
Índice de renovabilidad



Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

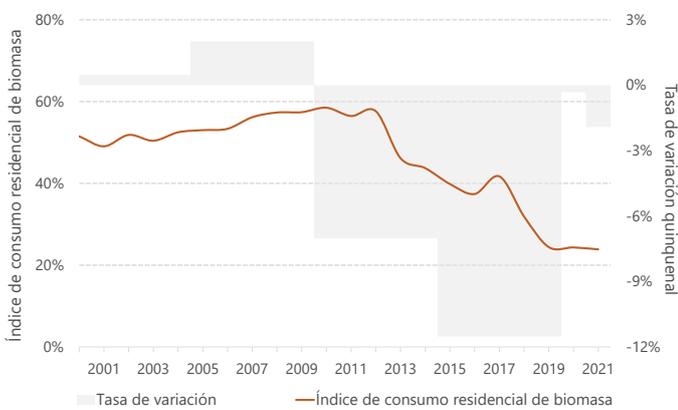


Dependencia externa de energía

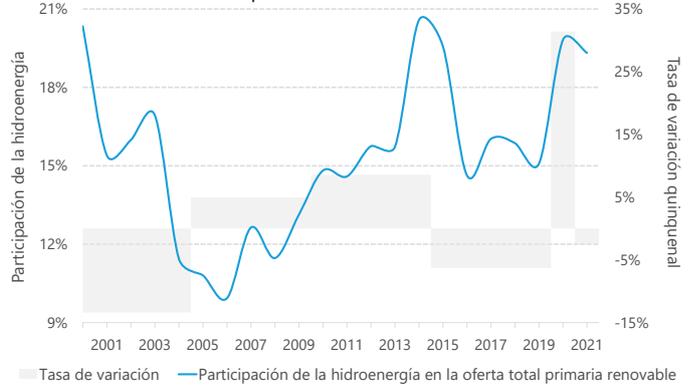


EL SALVADOR

Índice de consumo residencial de biomasa

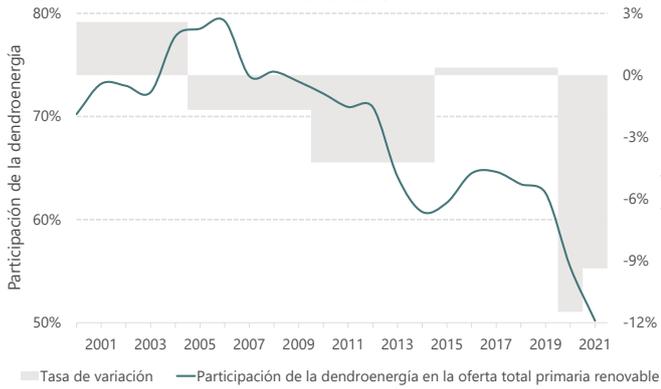


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

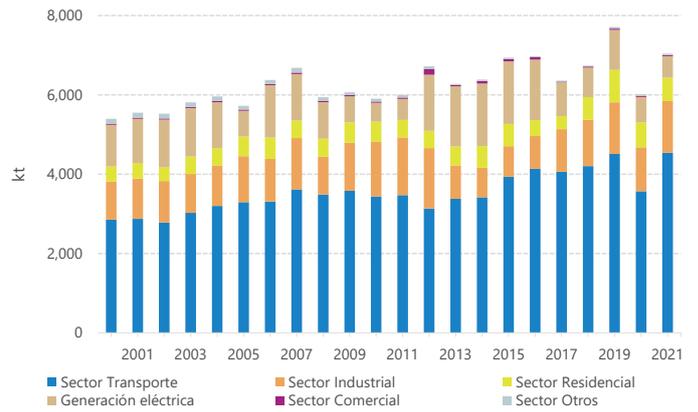




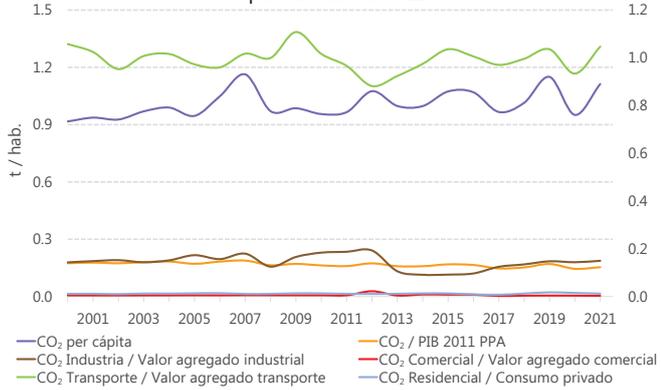
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



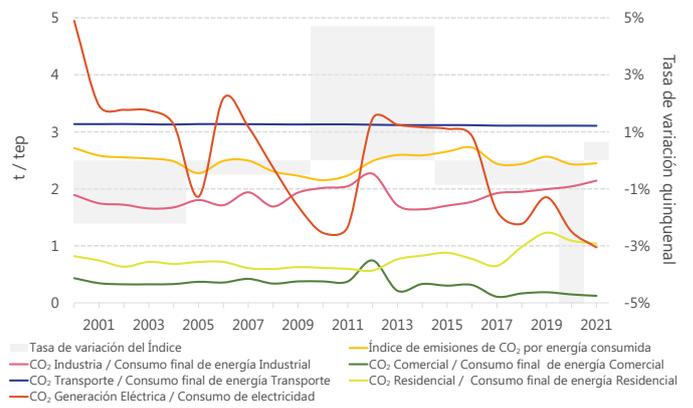
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



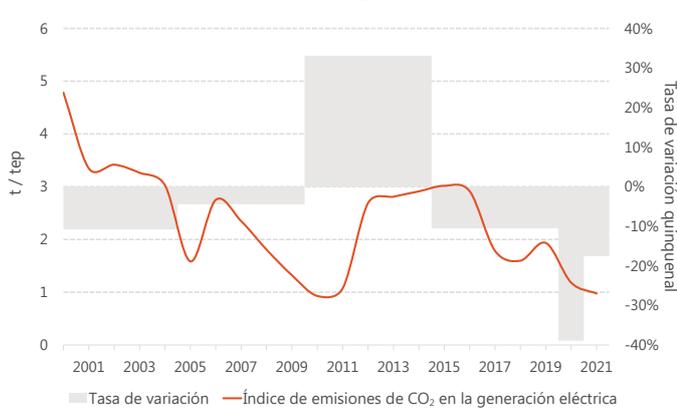
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

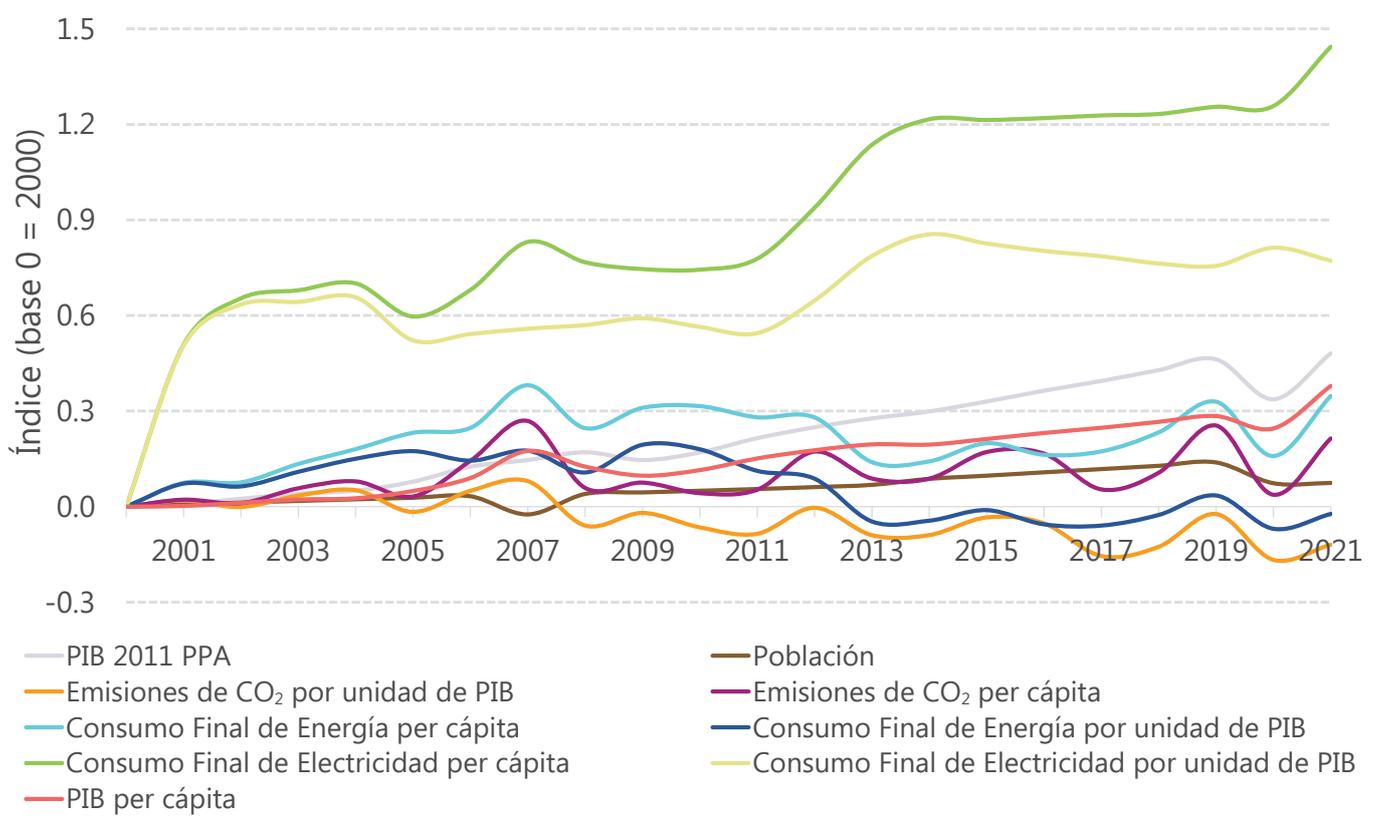


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





Resumen de los principales indicadores





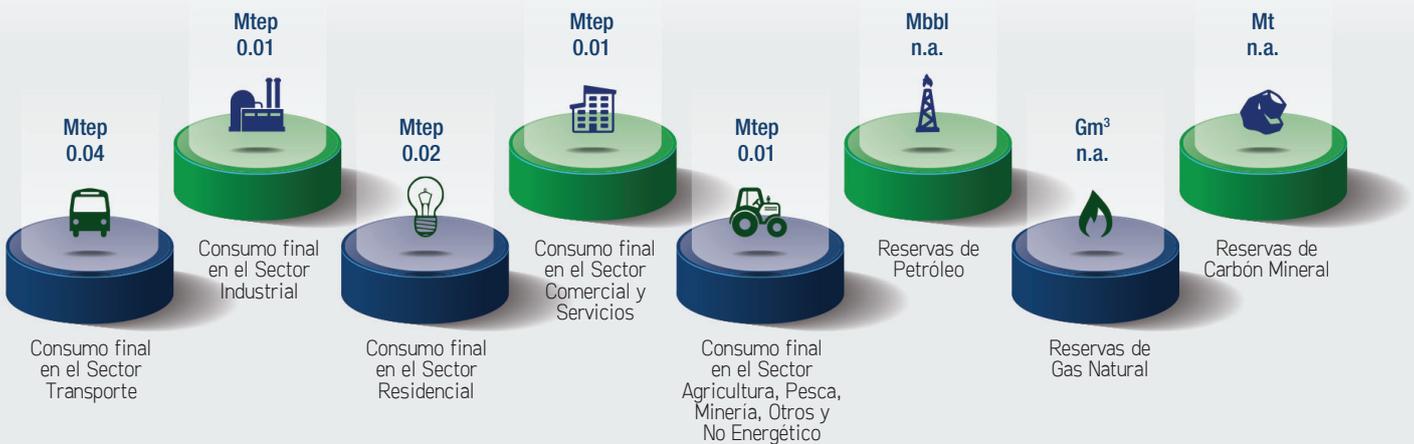
GRENADA

Datos Generales 2021



Población (mil hab.)	113 ¹
Superficie (km ²)	340
Densidad de población (hab. / km ²)	332
Población urbana (%)	37
PIB USD 2018 (MUSD)	1,071 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	1,716 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

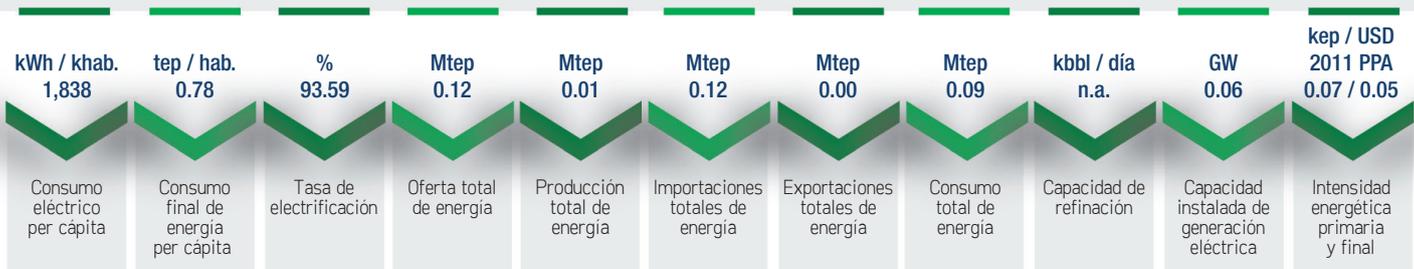
Sector Energético 2021



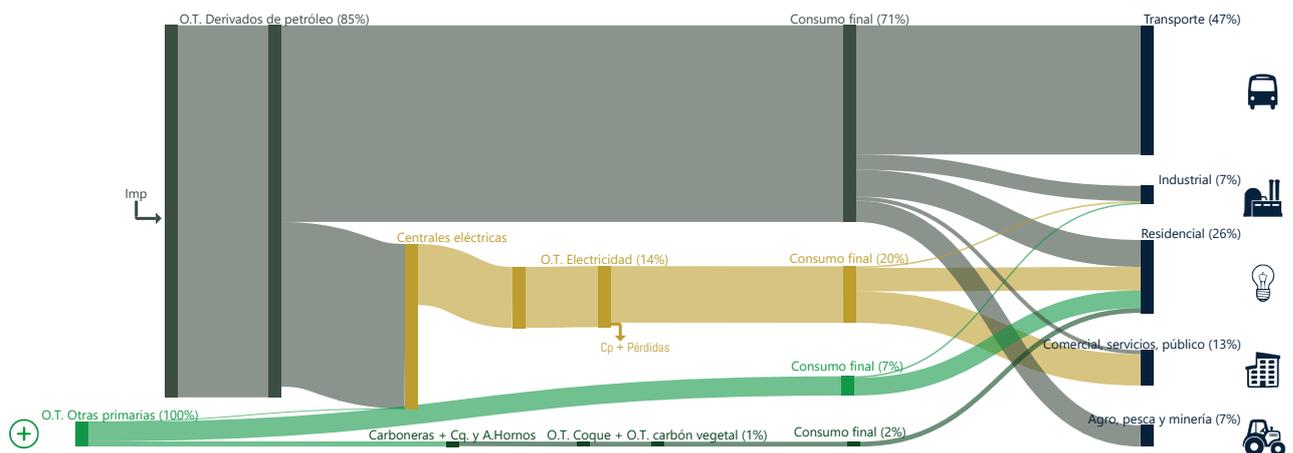
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

Nota: Los datos de oferta y demanda para el 2021 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

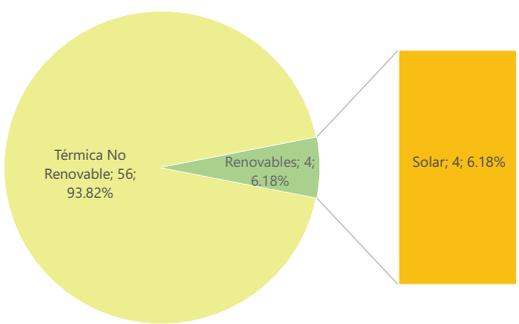


Balance energético resumido 2021

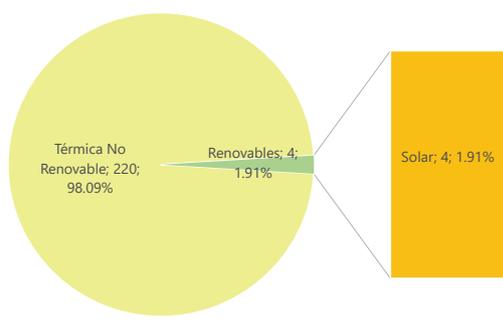




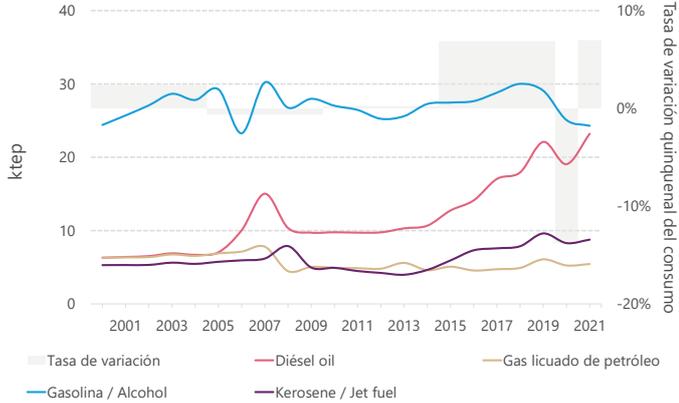
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



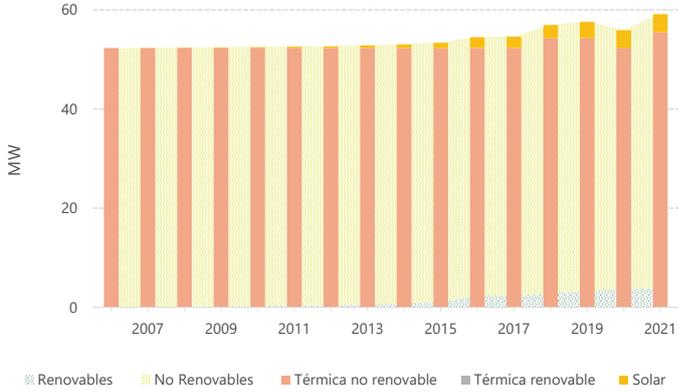
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Consumo derivados de petróleo

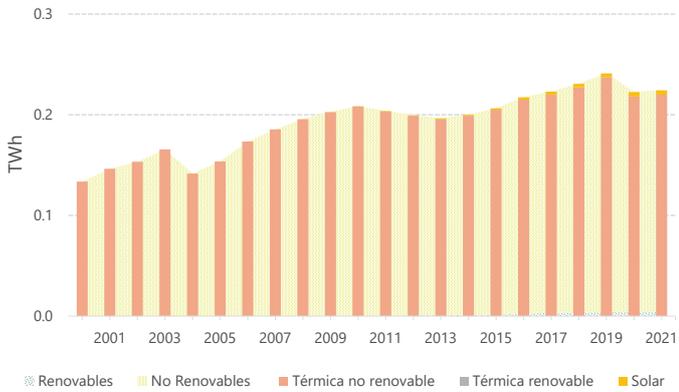


Capacidad instalada de generación eléctrica

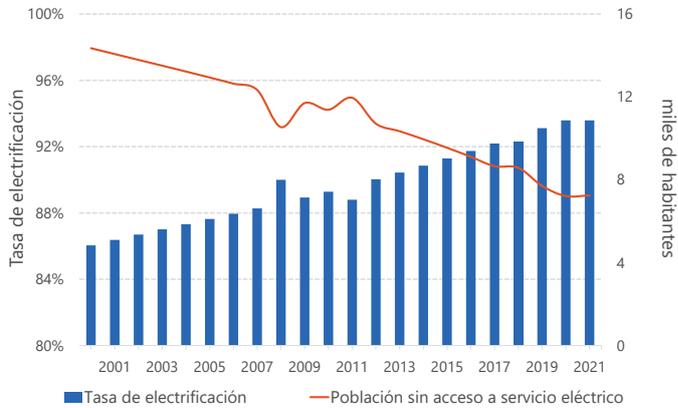


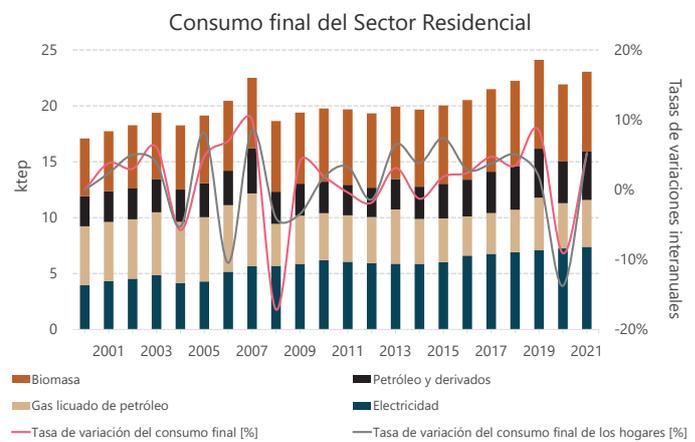
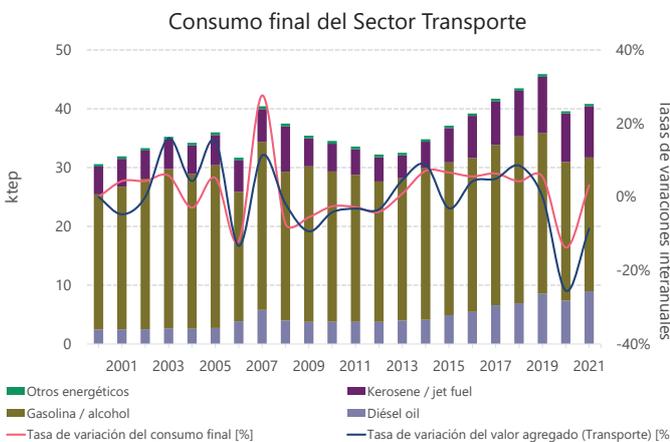
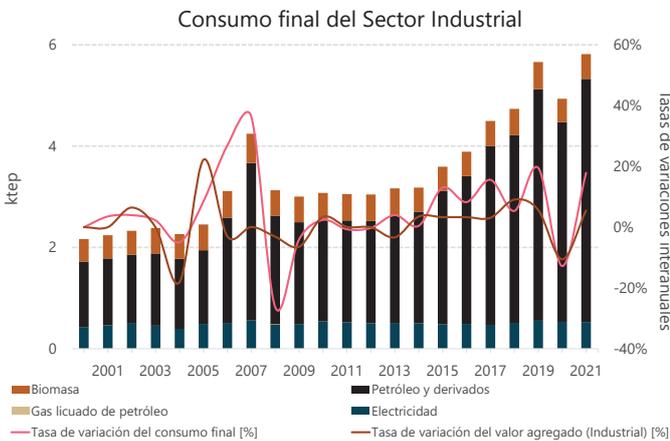
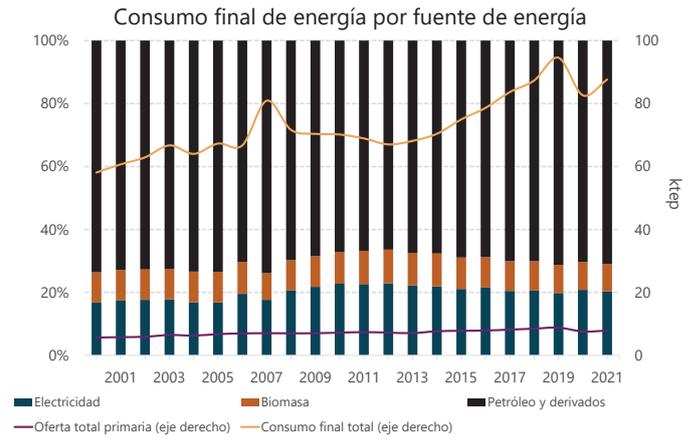
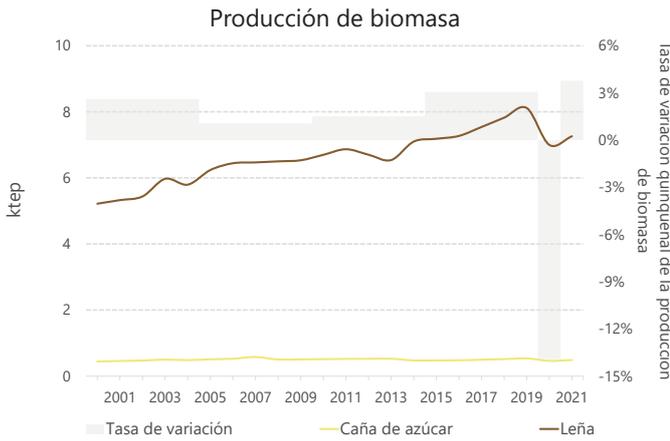
GRENADA

Generación eléctrica



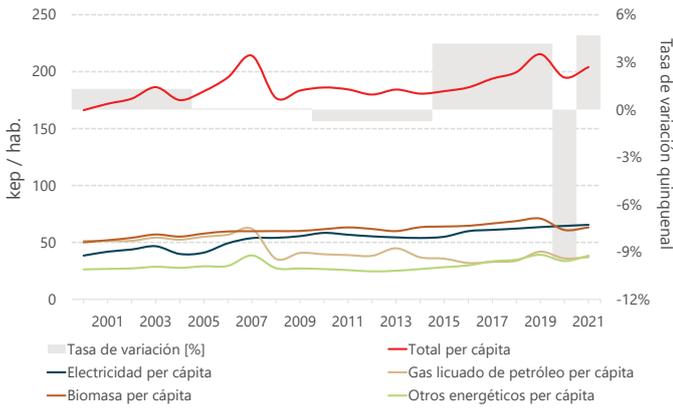
Tasa de electrificación



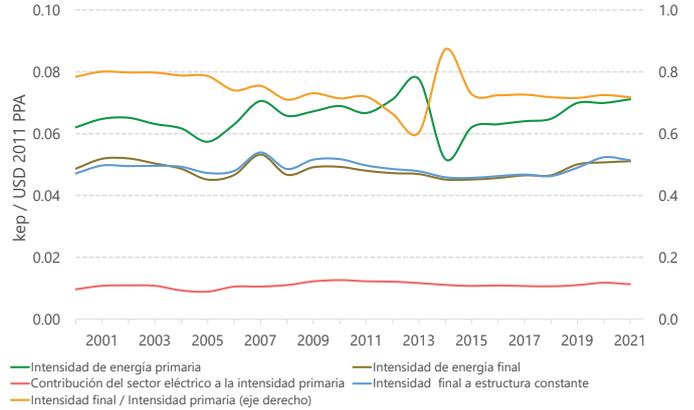




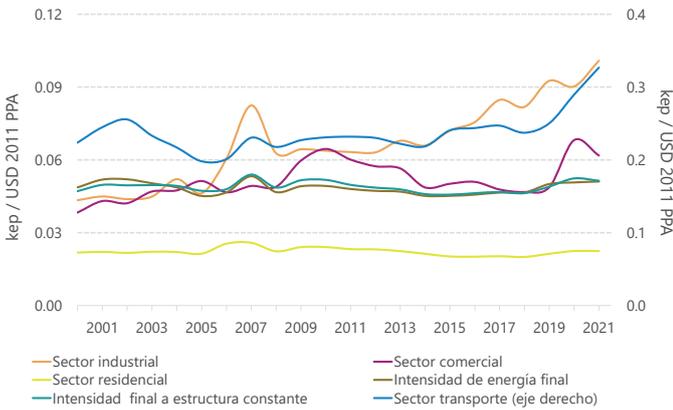
Consumo final per cápita Sector Residencial



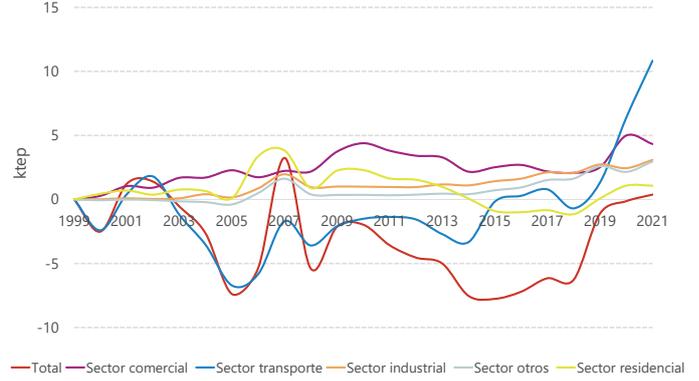
Intensidades energéticas



Intensidades energéticas sectoriales

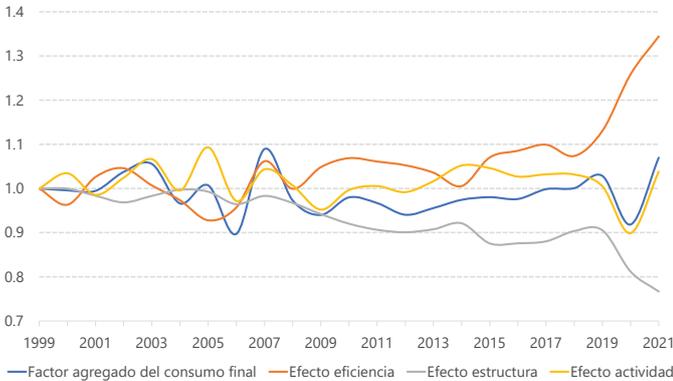


Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

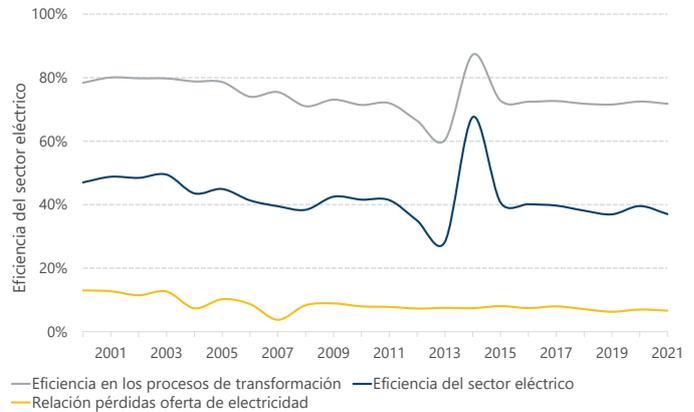


GRENADA

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

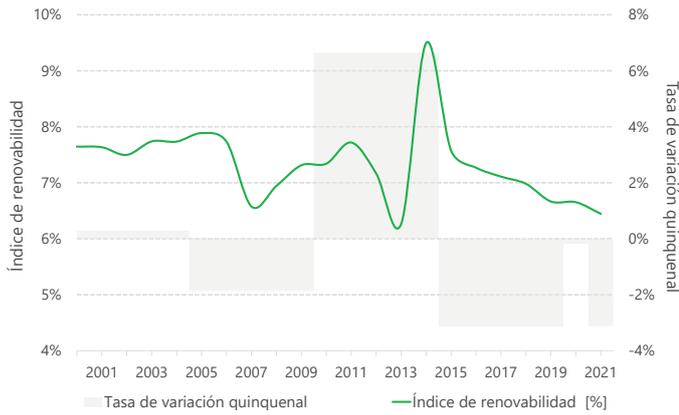


Eficiencia del sector eléctrico

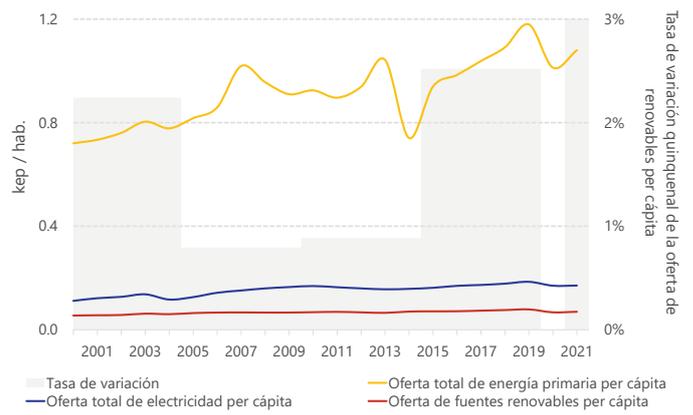




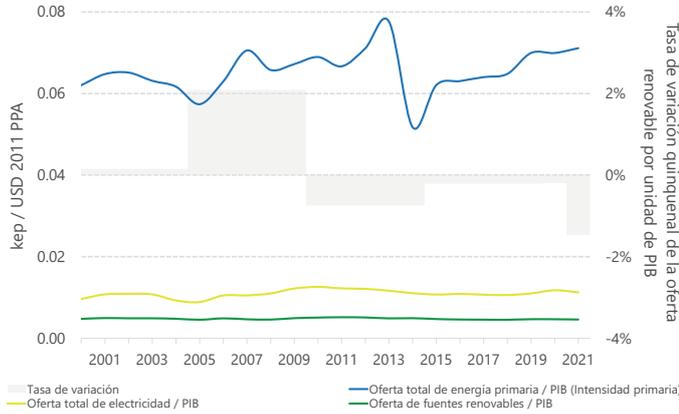
Índice de renovabilidad



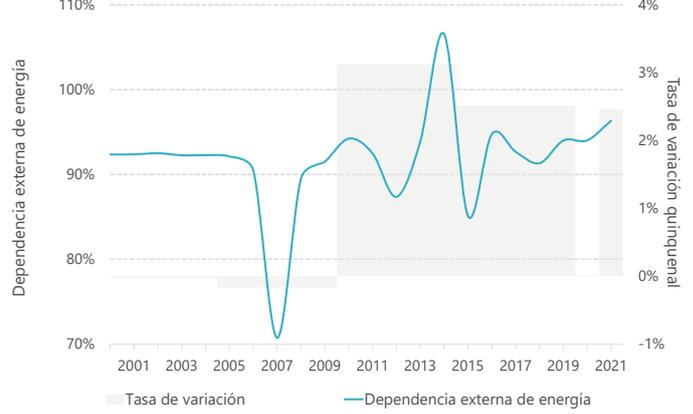
Oferta de energía per cápita



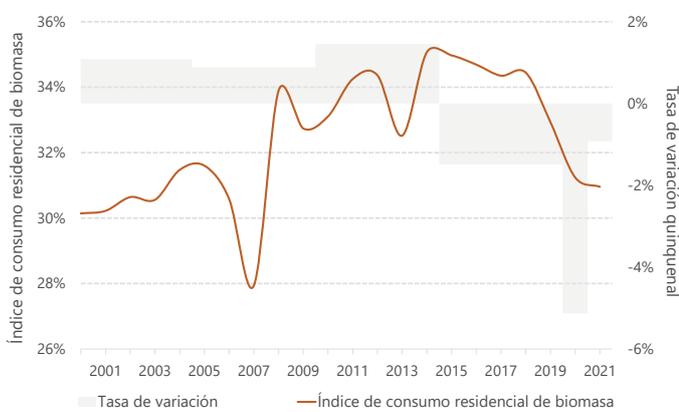
Ofertas de energía por unidad de PIB



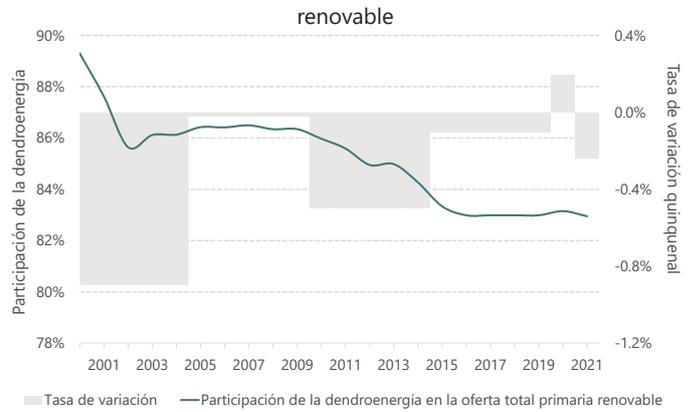
Dependencia externa de energía



Índice de consumo residencial de biomasa



Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

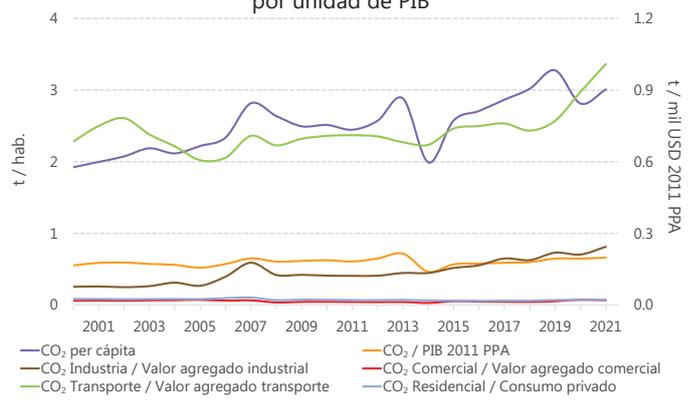




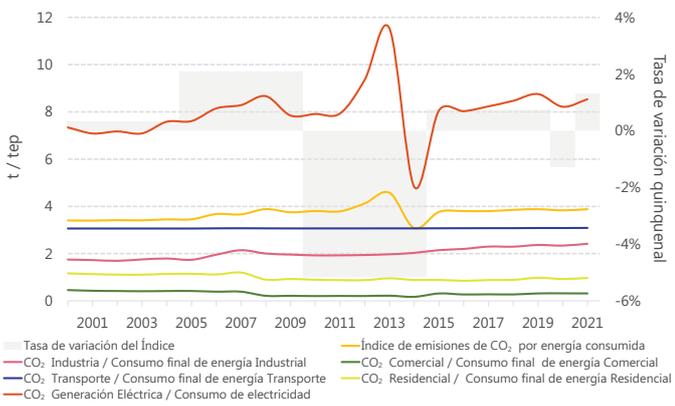
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



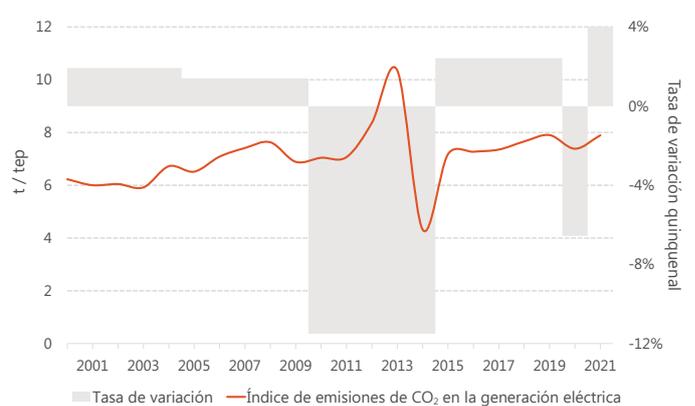
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

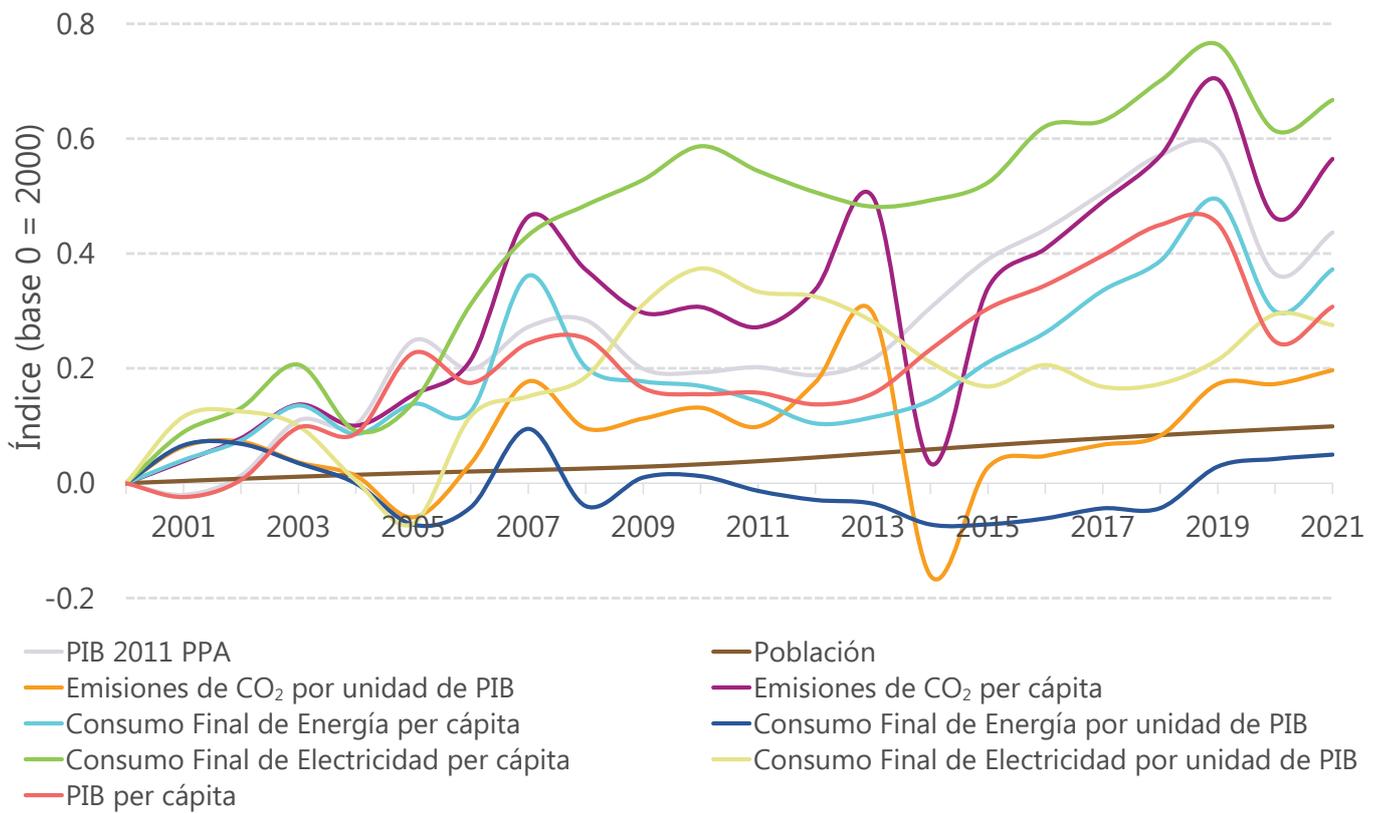


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





Resumen de los principales indicadores





GUATEMALA

Datos Generales 2021

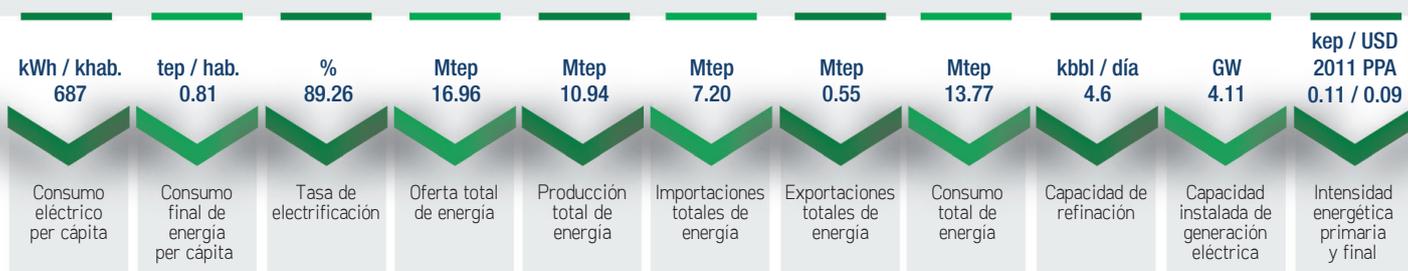


Población (mil hab.)	17,110
Superficie (km ²)	108,889
Densidad de población (hab. / km ²)	157
Población urbana (%)	52
PIB USD 2018 (MUSD)	80,897
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	152,148
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8.9

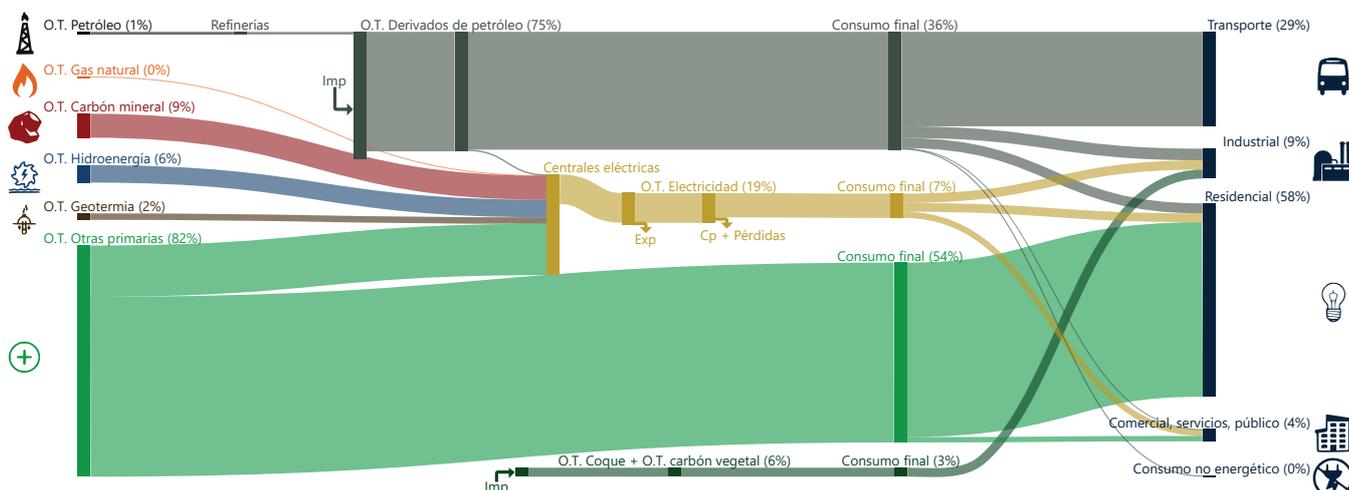
Sector Energético 2021



¹ Incluye consumo no energético.

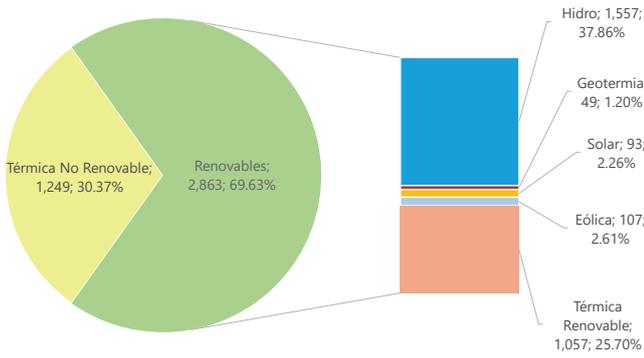


Balance energético resumido 2021

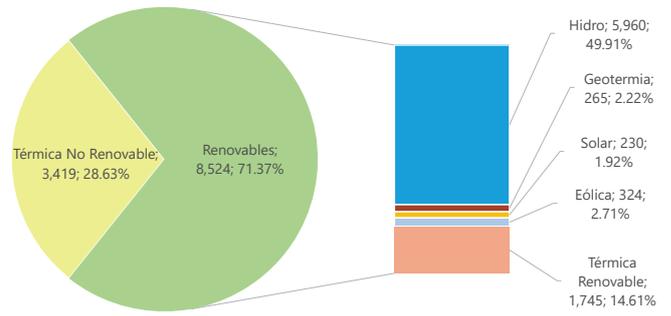




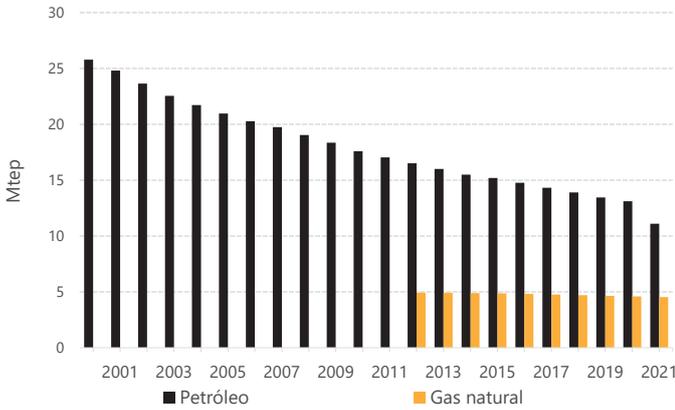
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



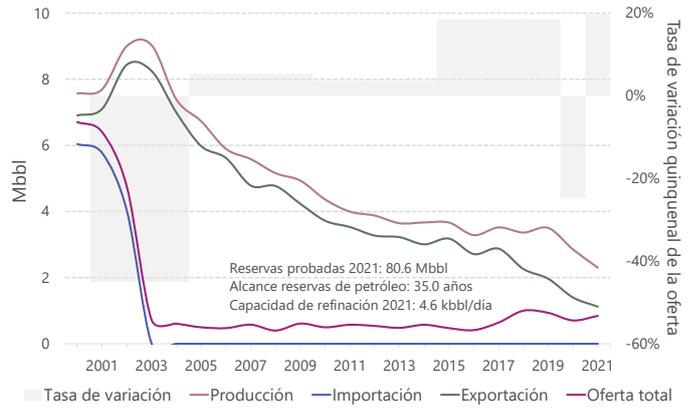
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de petróleo y gas natural

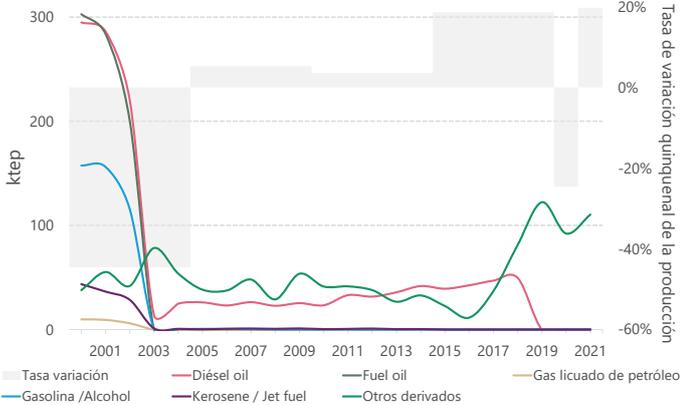


Oferta de petróleo

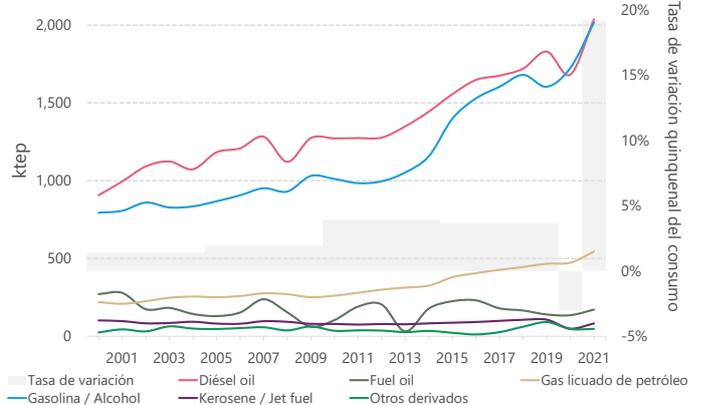


GUATEMALA

Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo

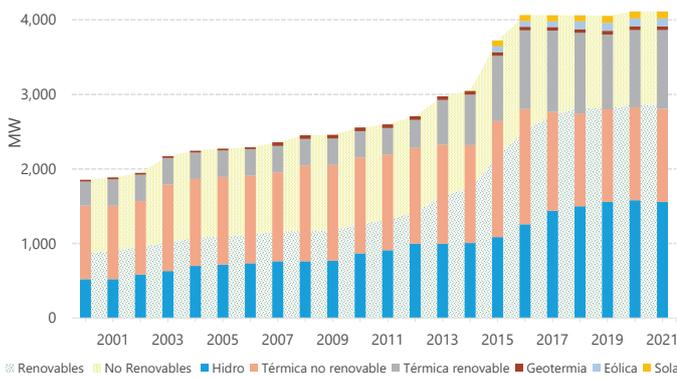


Se presentó el Plan de Expansión Indicativo de la Generación 2022 - 2052 y el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022 - 2052; ambos en el marco del cumplimiento de lo establecido por la Ley General de Electricidad, Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

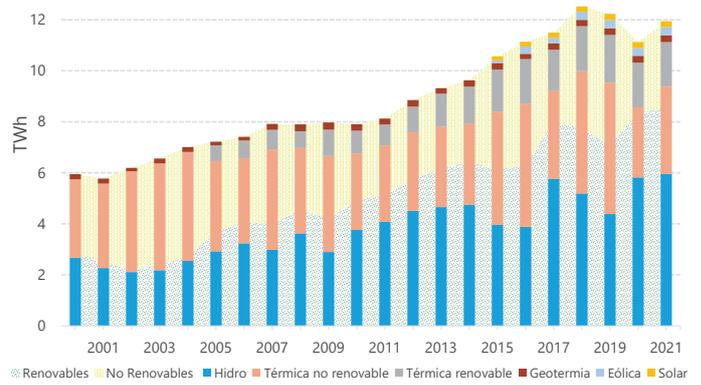
Oferta de carbón mineral



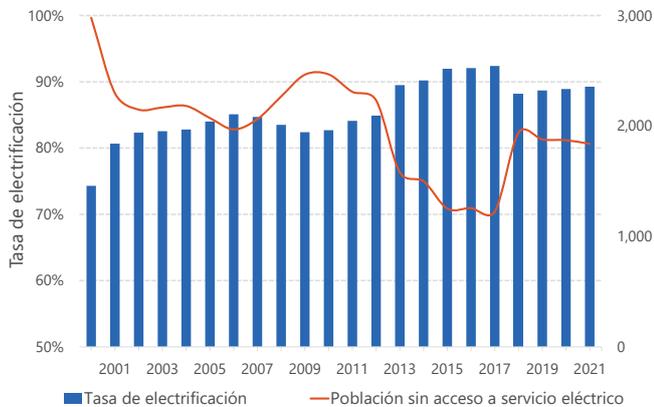
Capacidad instalada de generación eléctrica



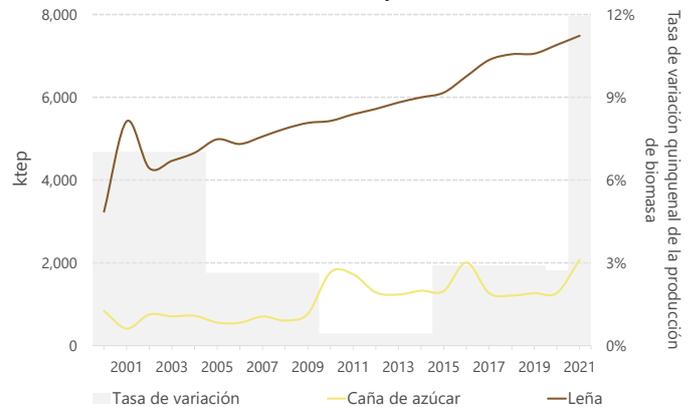
Generación eléctrica



Tasa de electrificación

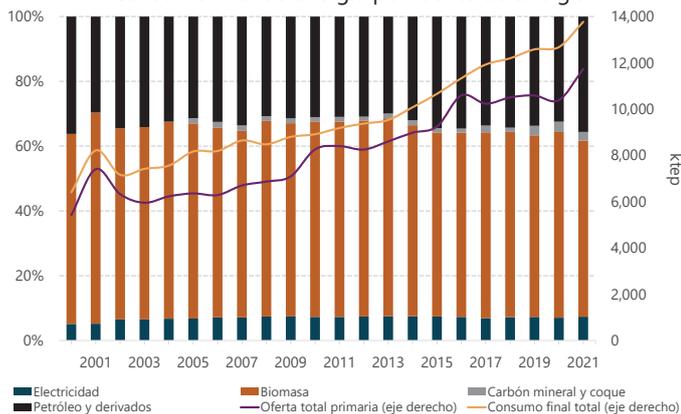


Producción de biomasa y biocombustibles

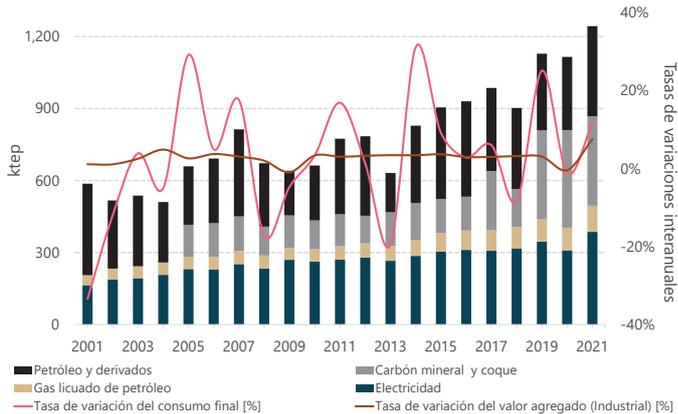




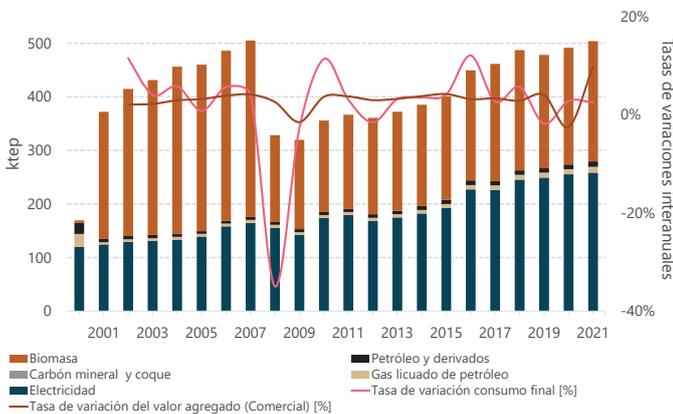
Consumo final de energía por fuente de energía



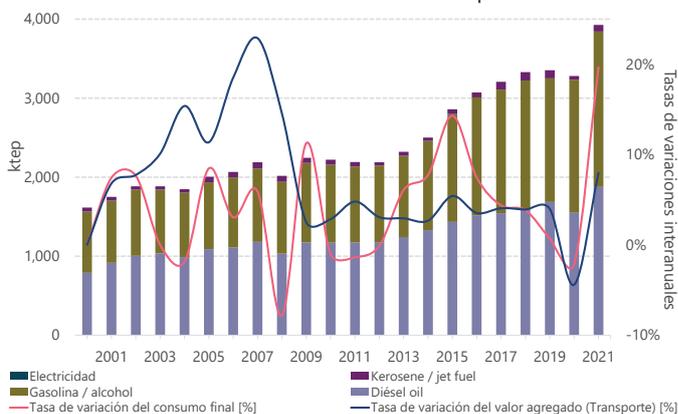
Consumo final del Sector Industrial



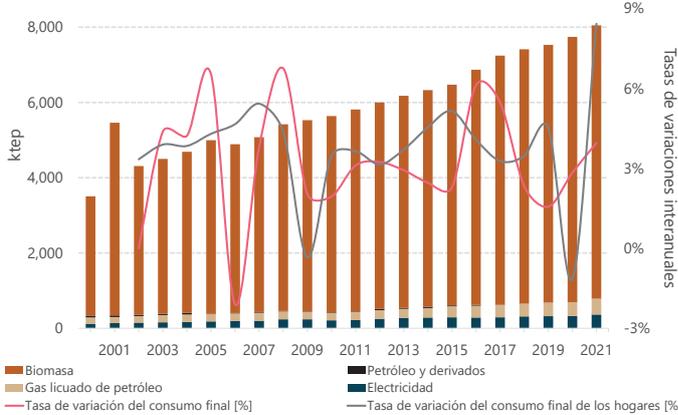
Consumo final del Sector Comercial



Consumo final del Sector Transporte

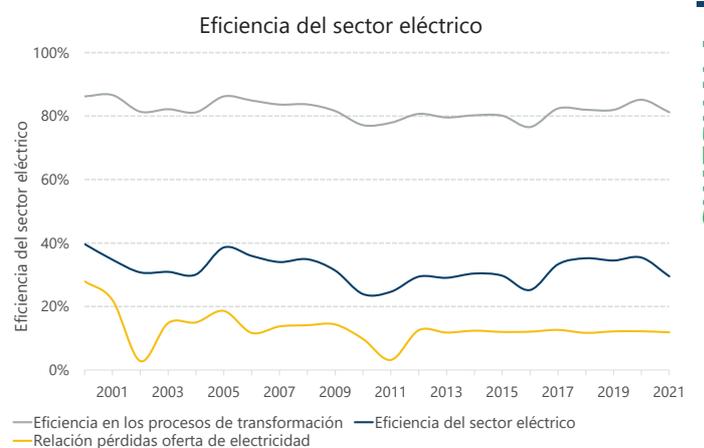
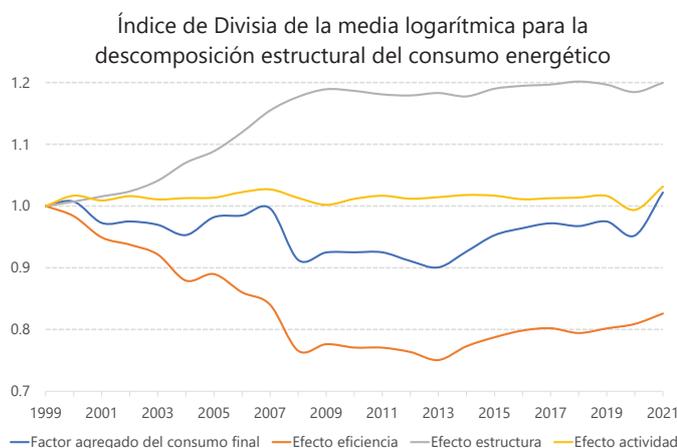
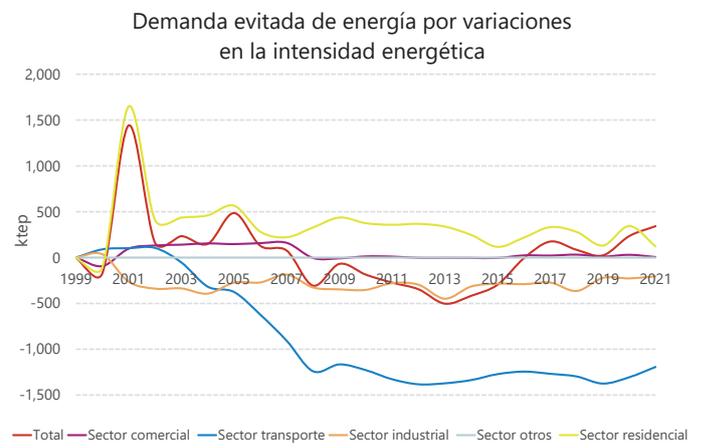
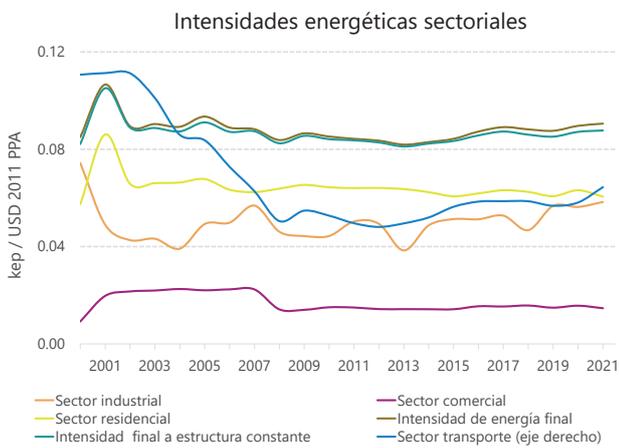
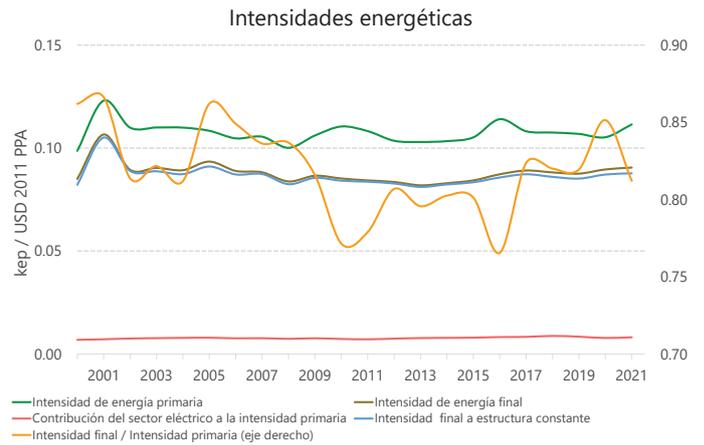
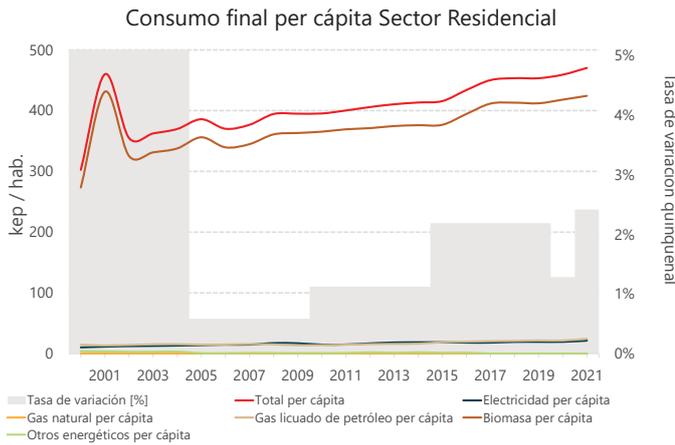


Consumo final del Sector Residencial



GUATEMALA

Para 2021 se incorporaron a la red 13,000 hogares a través de los cuales se estima que se dará una cobertura aproximadamente a 62,900 personas. No se tienen datos de kilómetros de red construidas.

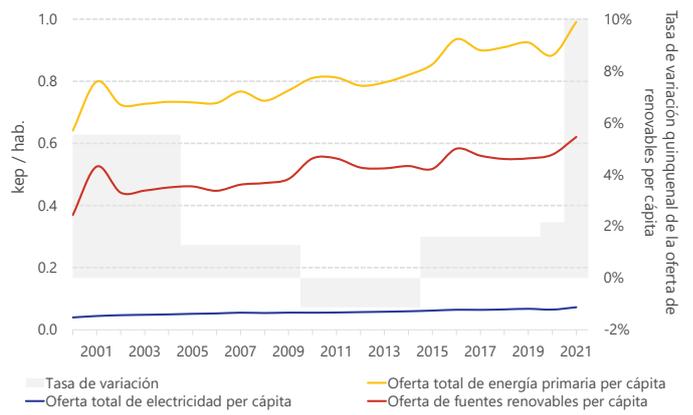




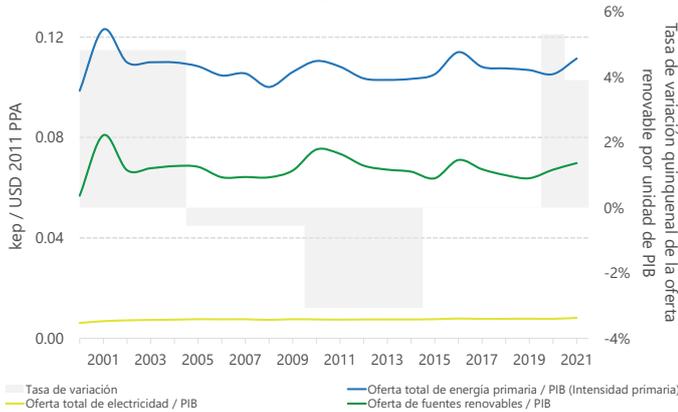
Índice de renovabilidad



Oferta de energía per cápita



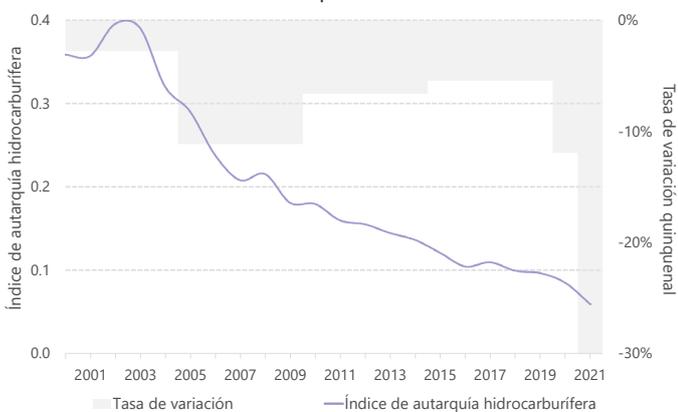
Ofertas de energía por unidad de PIB



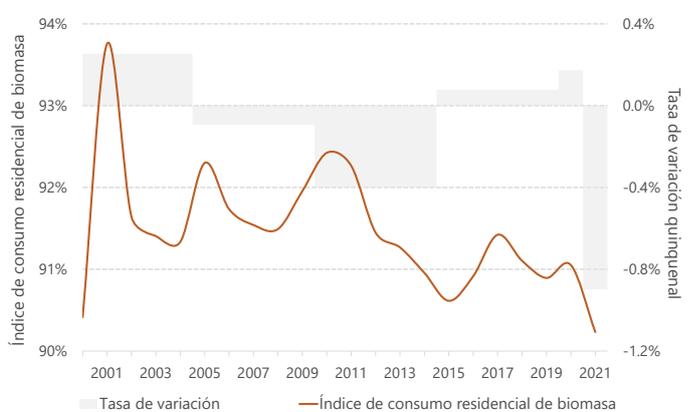
Dependencia externa de energía



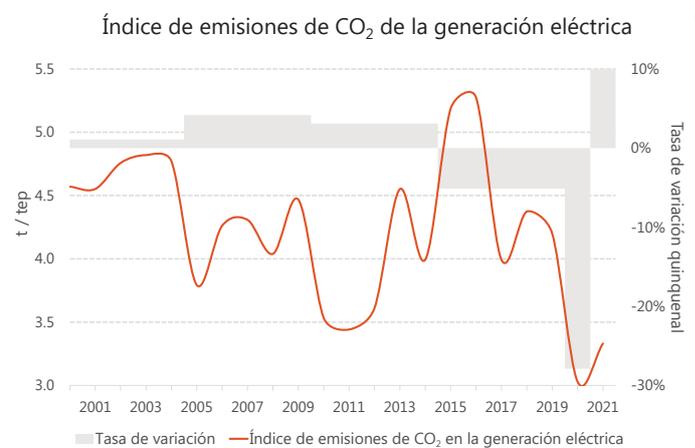
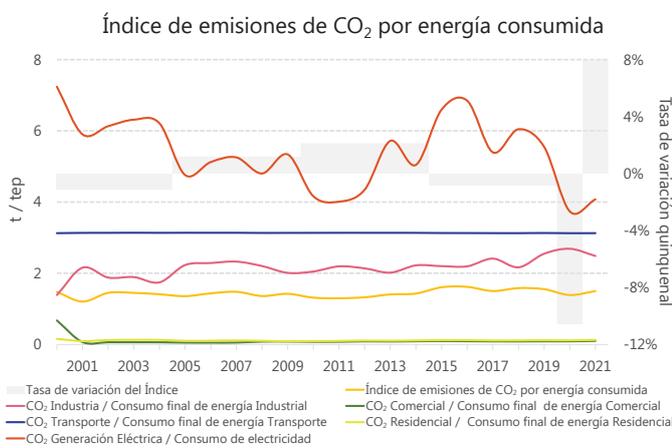
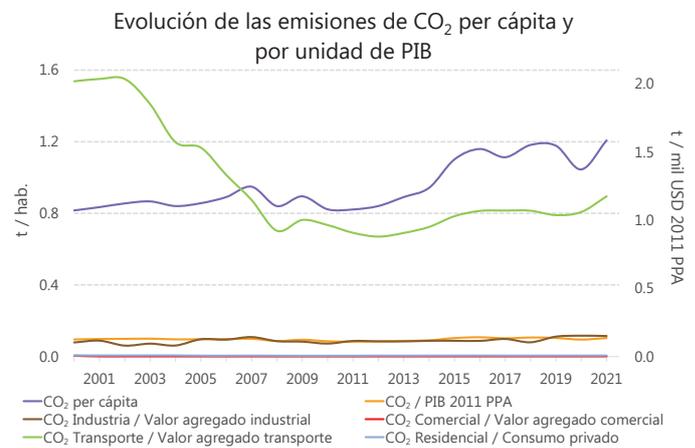
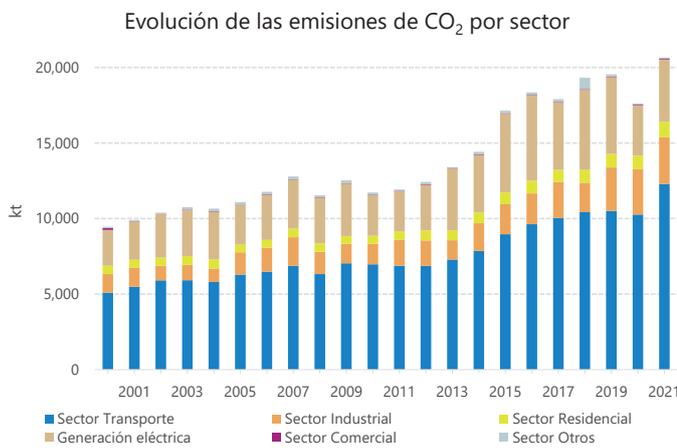
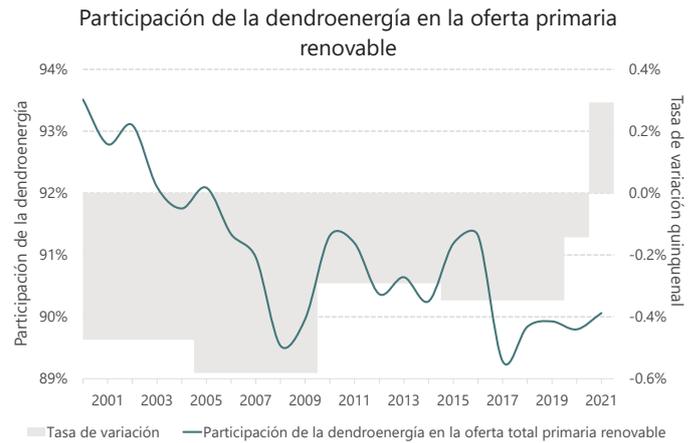
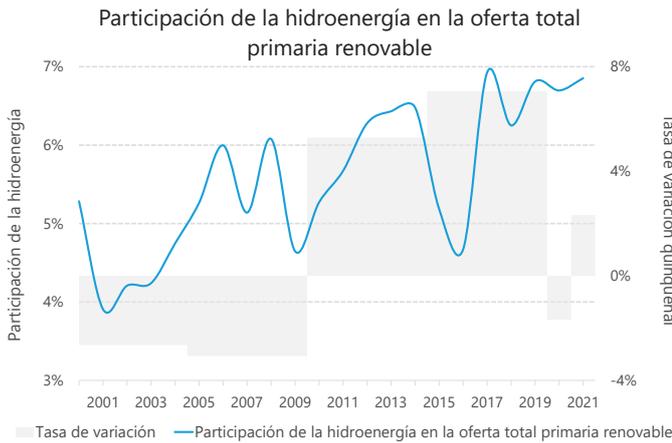
Índice de autarquía hidrocarbúrfica



Índice de consumo residencial de biomasa

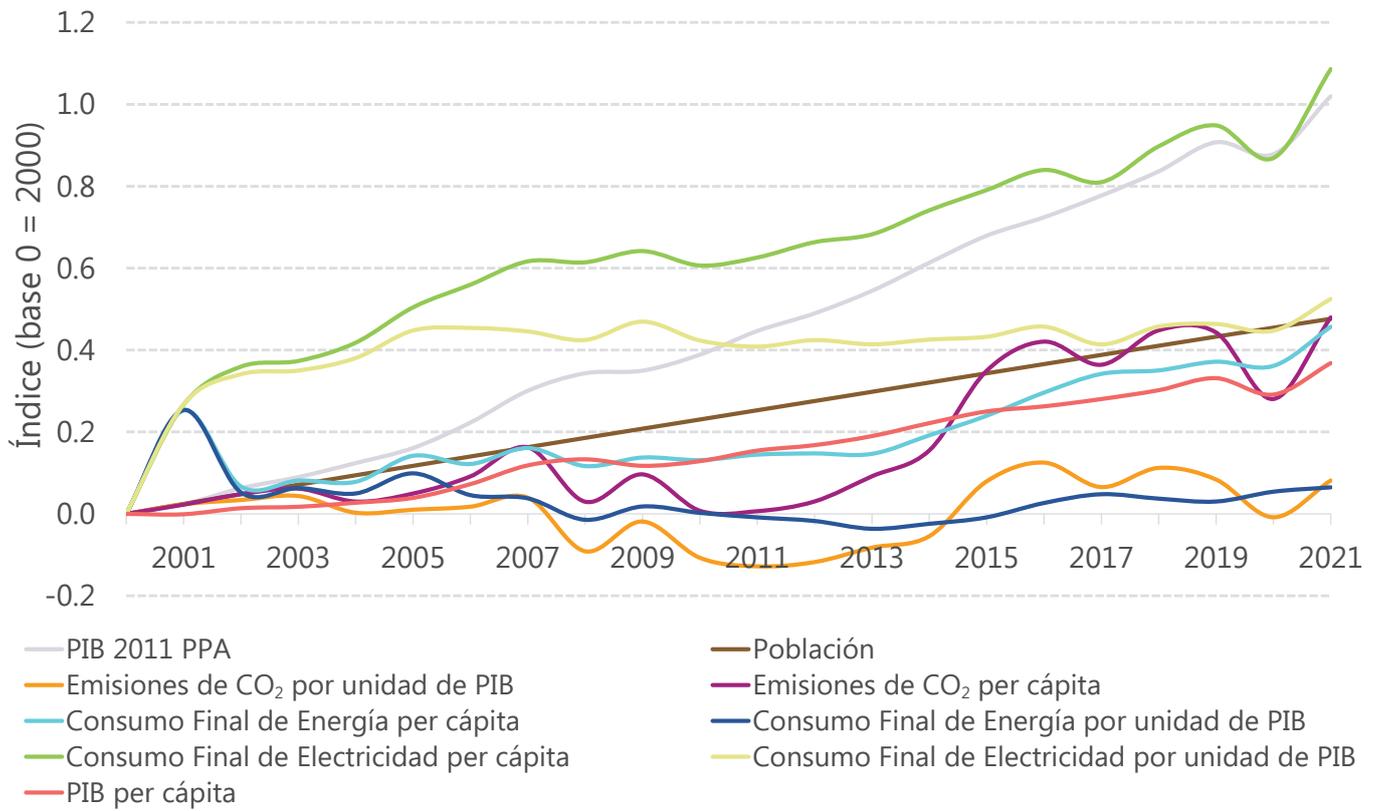


GUATEMALA





Resumen de los principales indicadores





GUYANA

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	790 ¹
Superficie (km ²)	214,970
Densidad de población (hab. / km ²)	4
Población urbana (%)	27
PIB USD 2018 (MUSD)	8,576 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	17,621 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	22

Sector Energético 2021



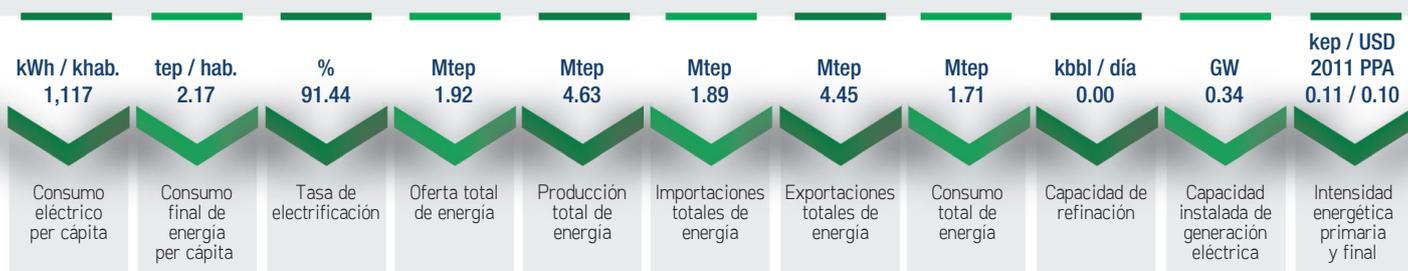
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

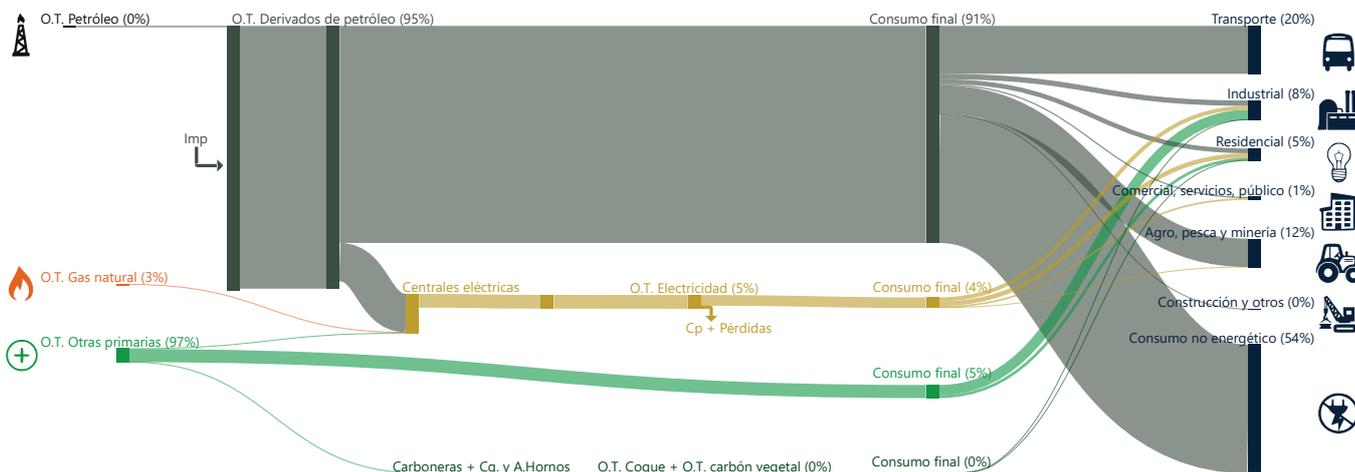
³ Fuente: Ministerio de Recursos Naturales.

⁴ Dato correspondiente al 2019.

Nota: Los datos de oferta y demanda para el 2021 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE..



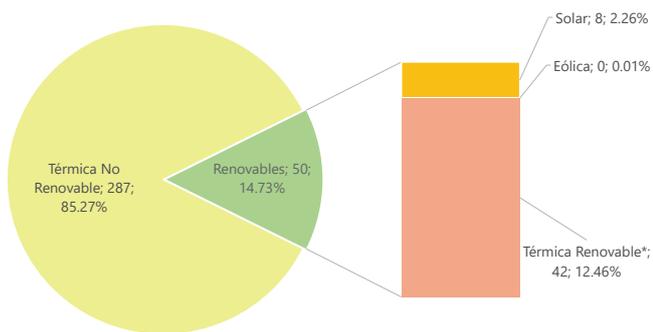
Balance energético resumido 2021



* Corresponde a leña + caña de azúcar y derivados

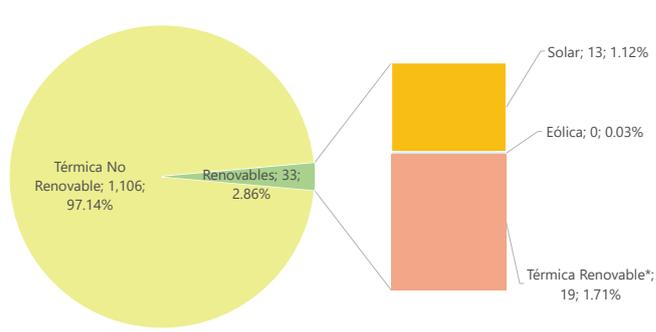


Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %] 2021



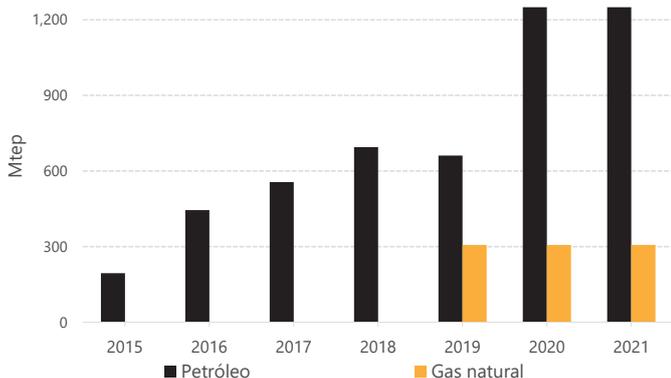
(*) A partir del año 2018, tres de los mayores ingenios azucareros cerraron sus operaciones.

Generación eléctrica por fuente [GWh; %] 2021

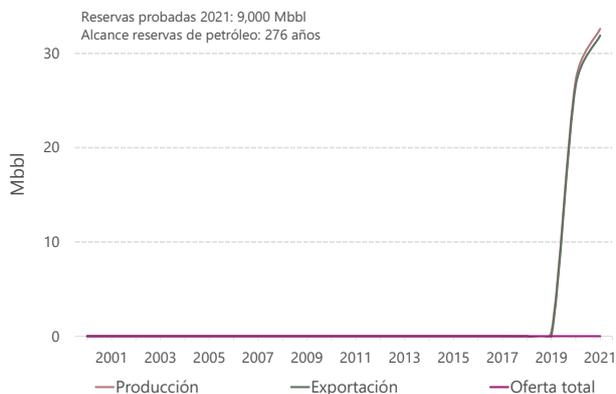


(*) A partir del año 2018, tres de los mayores ingenios azucareros cerraron sus operaciones.

Reservas probadas de petróleo y gas natural

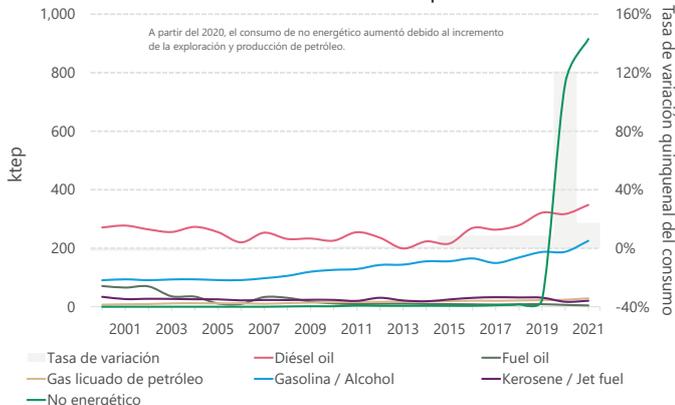


Oferta de petróleo

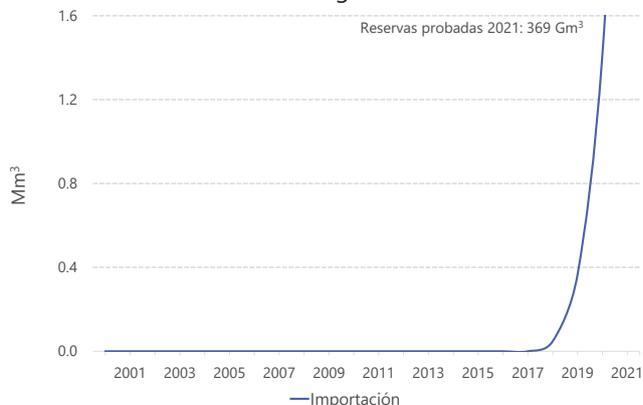


GUYANA

Consumo derivados de petróleo

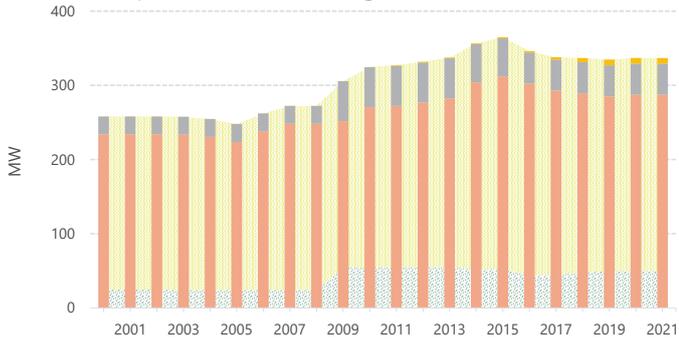


Oferta de gas natural



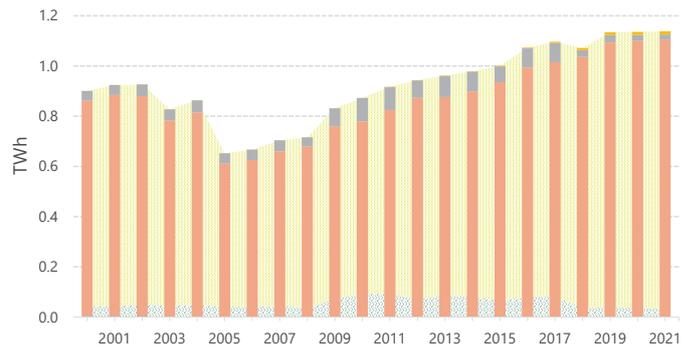


Capacidad instalada de generación eléctrica



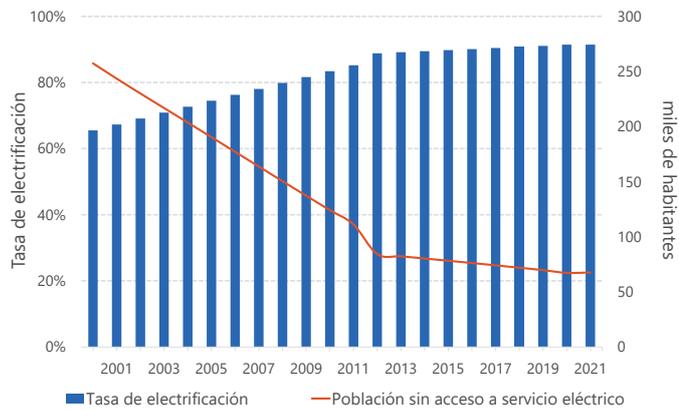
Renovables No Renovables Hidro Térmica no renovable Térmica renovable Eólica Solar

Generación eléctrica



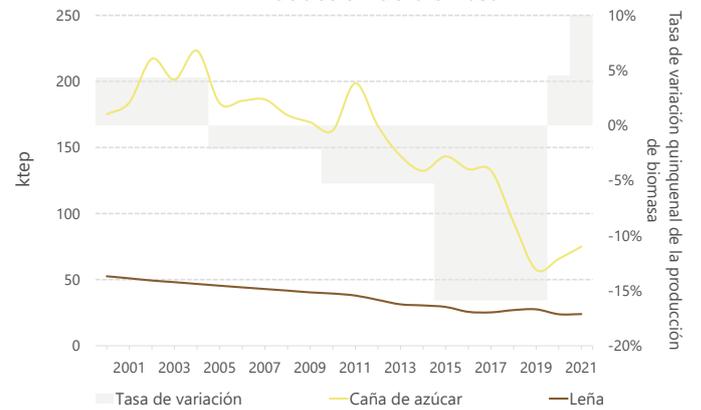
Renovables No Renovables Hidro Térmica no renovable Térmica renovable Eólica Solar

Tasa de electrificación



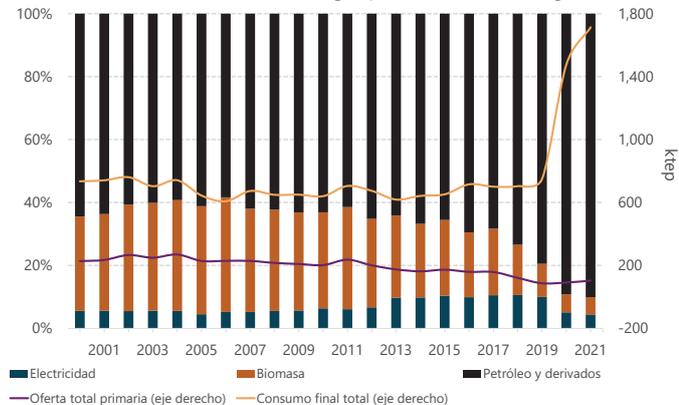
Tasa de electrificación Población sin acceso a servicio eléctrico

Producción de biomasa



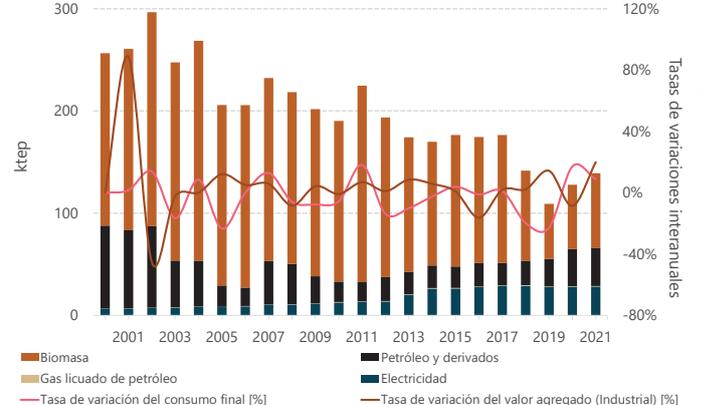
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa Caña de azúcar Leña

Consumo final de energía por fuente de energía



Electricidad Biomasa Petróleo y derivados Oferta total primaria (eje derecho) Consumo final total (eje derecho)

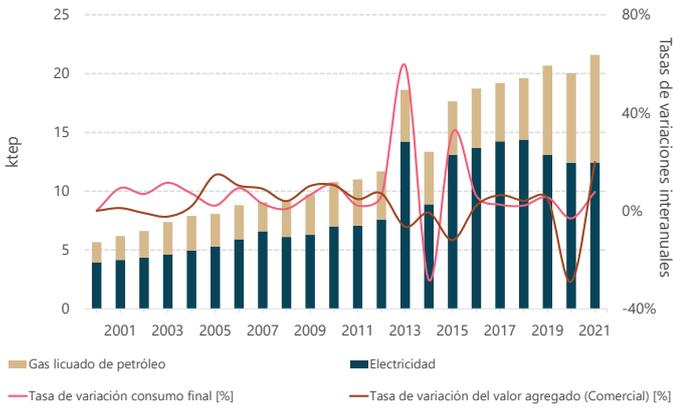
Consumo final del Sector Industrial



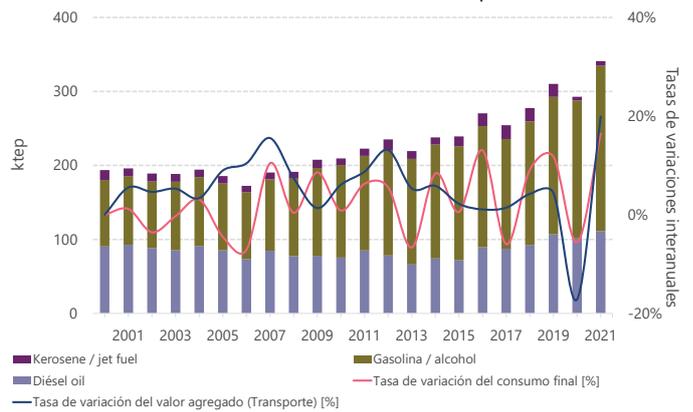
Biomasa Petróleo y derivados Gas licuado de petróleo Electricidad Tasa de variación del consumo final [%] Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]



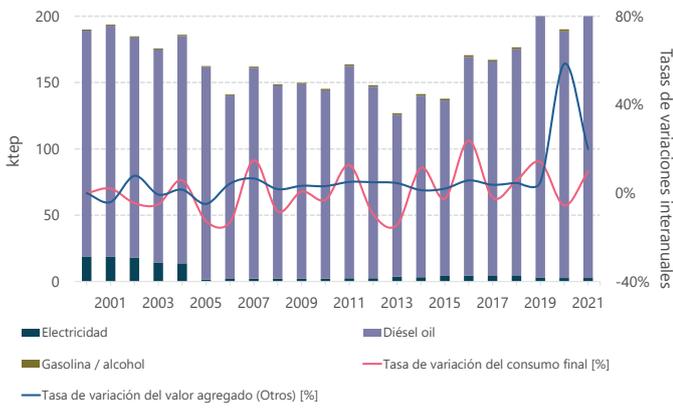
Consumo final del Sector Comercial



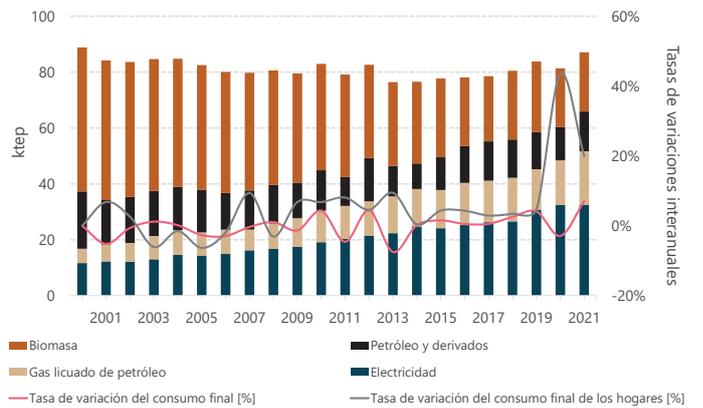
Consumo final del Sector Transporte



Consumo final del Sector Otros

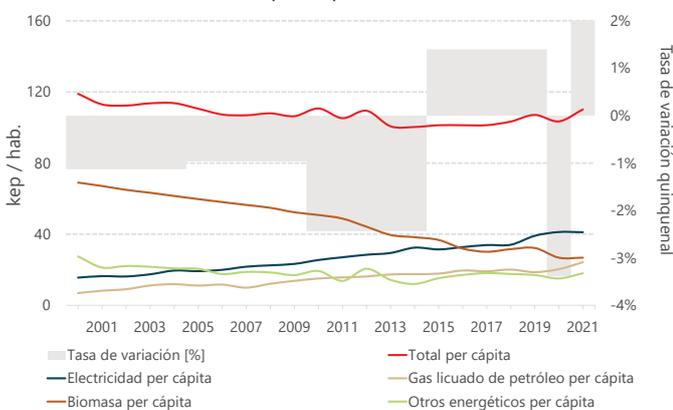


Consumo final del Sector Residencial

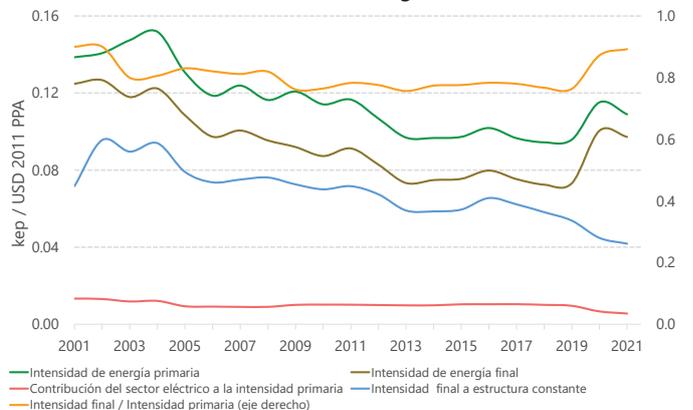


GUYANA

Consumo final per cápita Sector Residencial

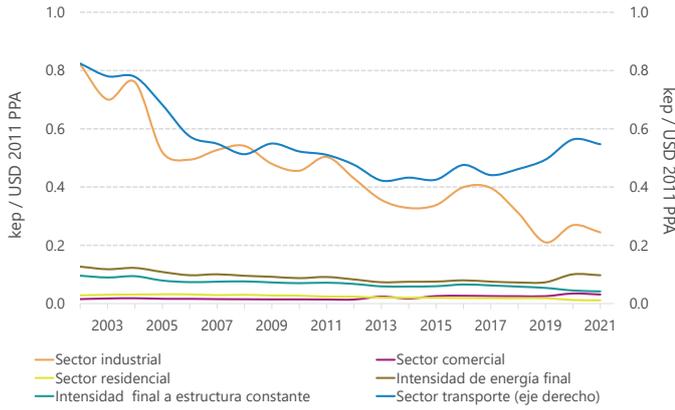


Intensidades energéticas

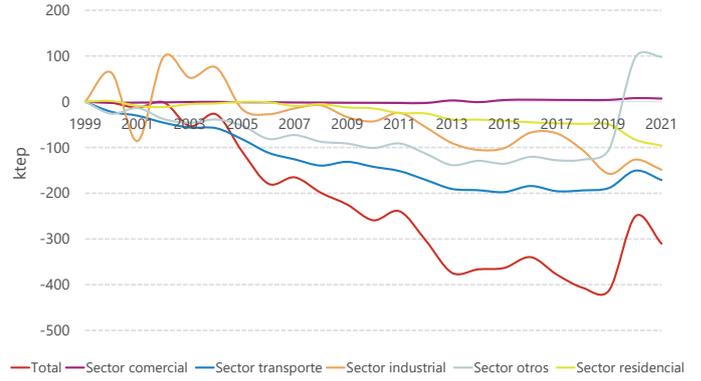




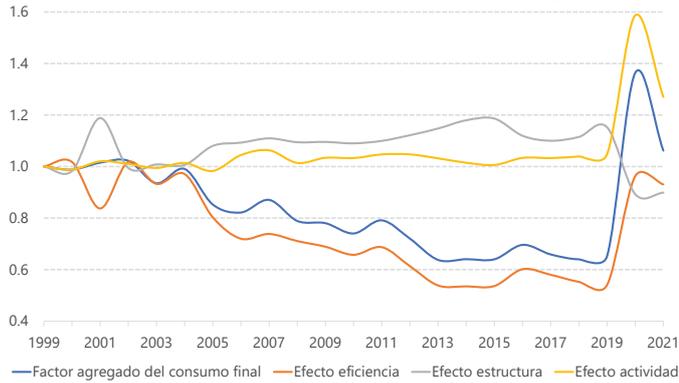
Intensidades energéticas sectoriales



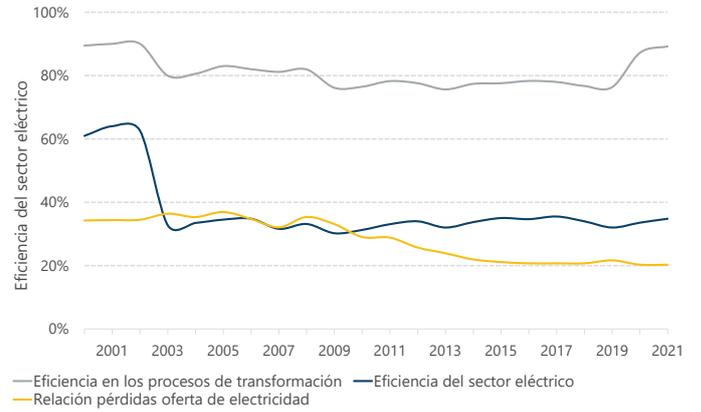
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



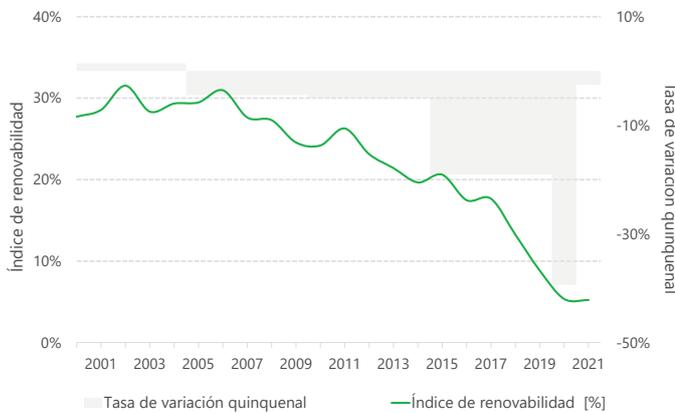
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



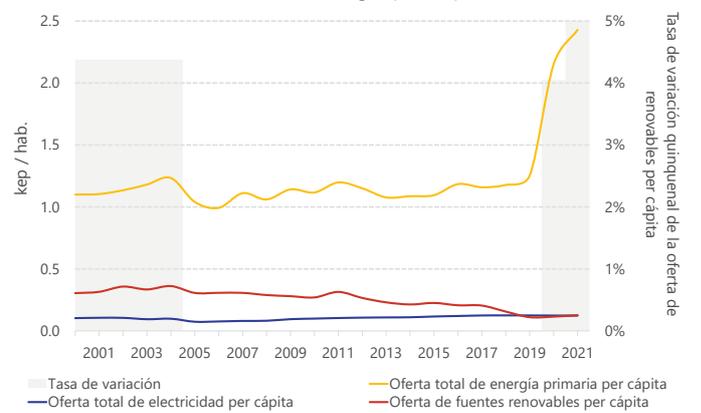
Eficiencia del sector eléctrico



Índice de renovabilidad



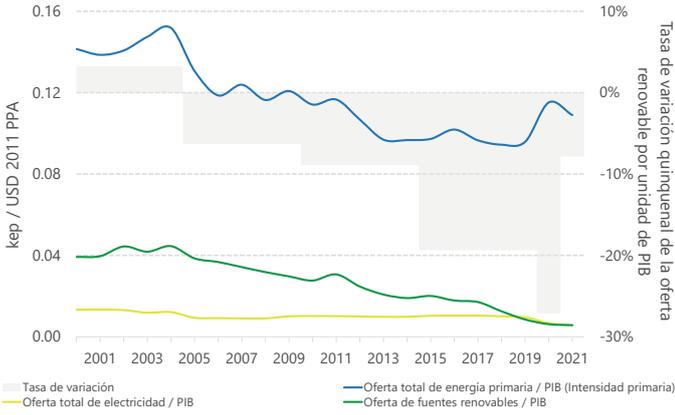
Oferta de energía per cápita



GUYANA



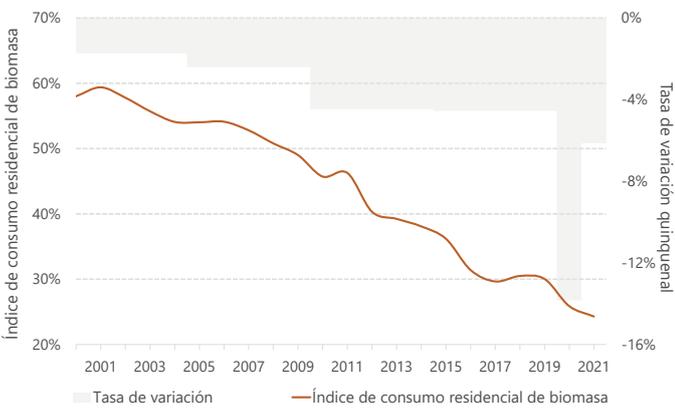
Ofertas de energía por unidad de PIB



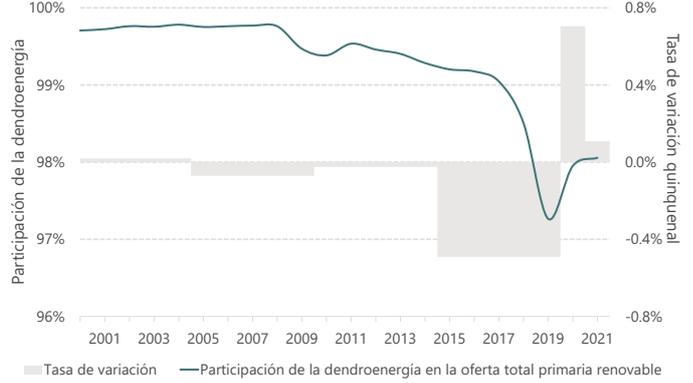
Dependencia externa de energía



Índice de consumo residencial de biomasa

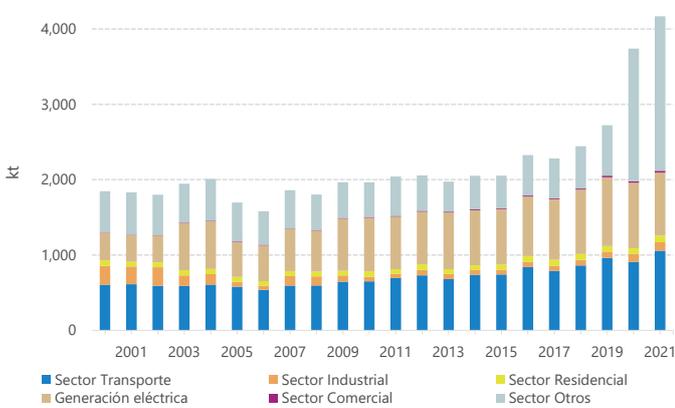


Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

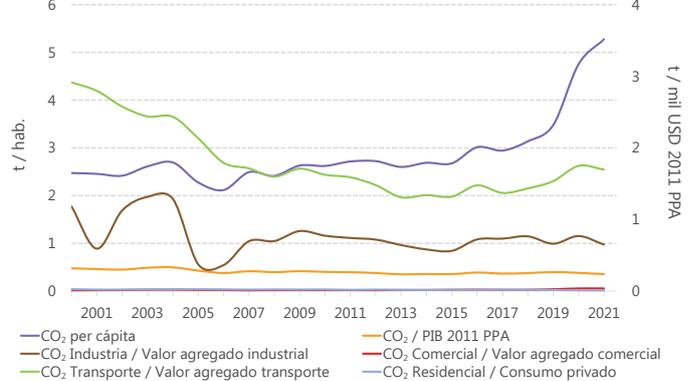


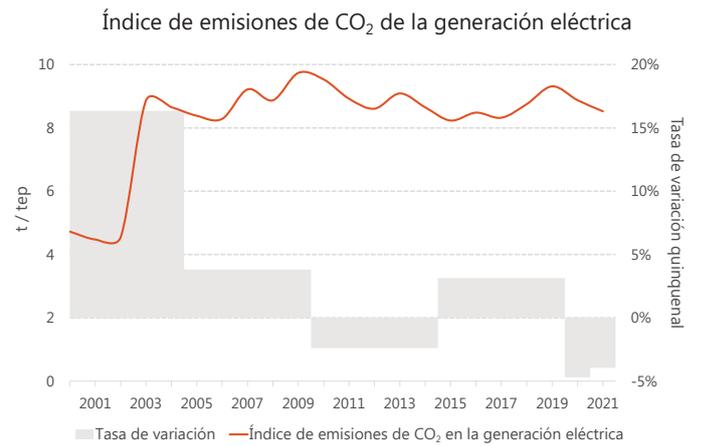
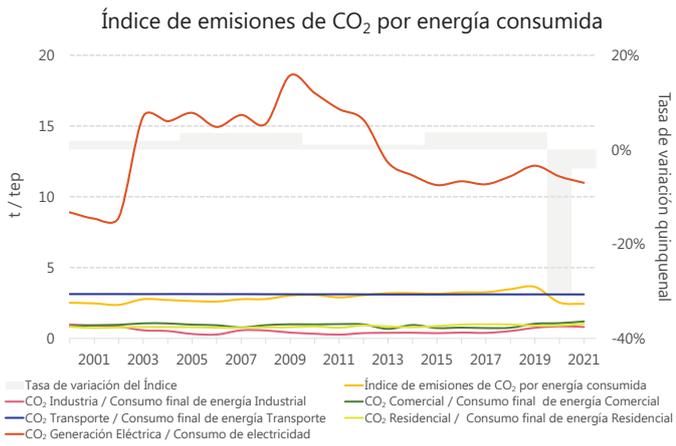
GUYANA

Evolución de las emisiones de CO₂ por sector

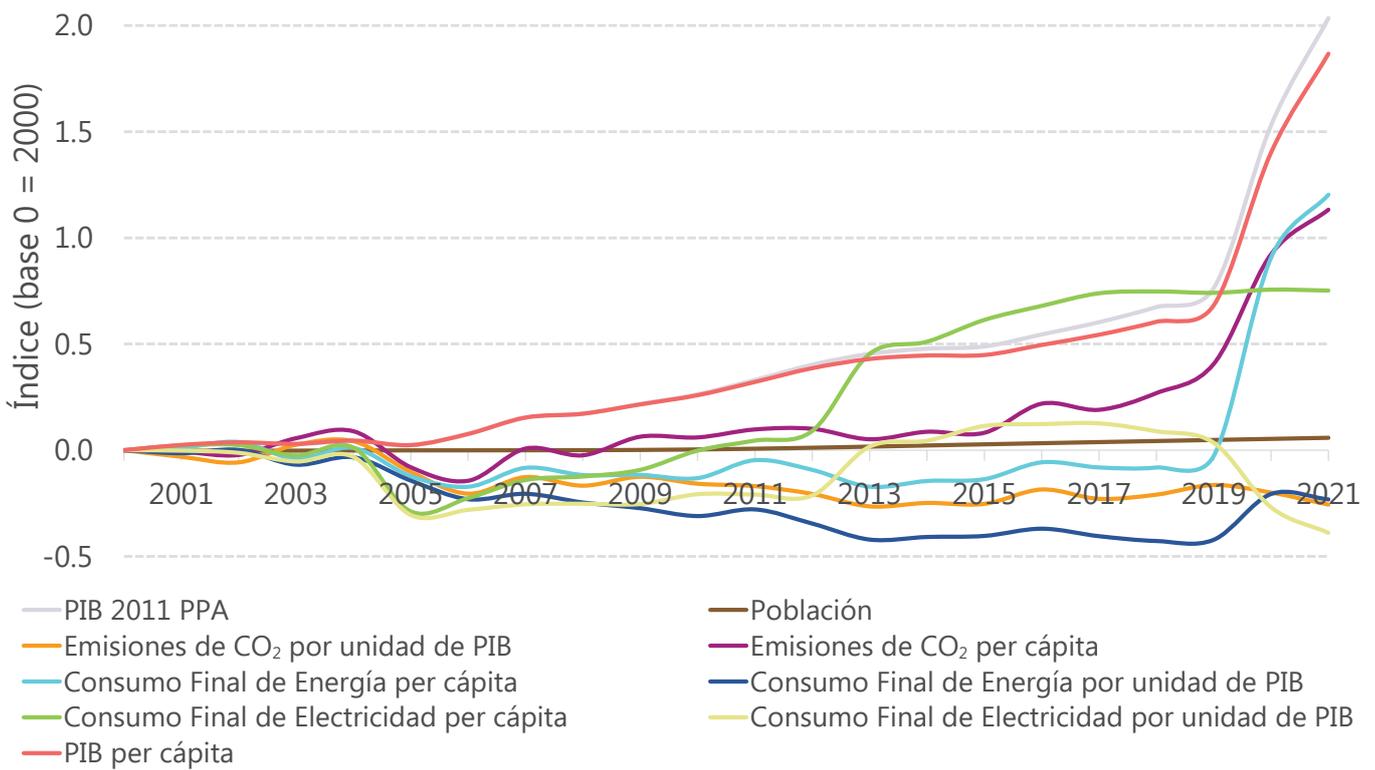


Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB





Resumen de los principales indicadores





HAITÍ

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	11,542 ¹
Superficie (km ²)	27,750
Densidad de población (hab. / km ²)	416
Población urbana (%)	58
PIB USD 2018 (MUSD)	14,765 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	32,856 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	3

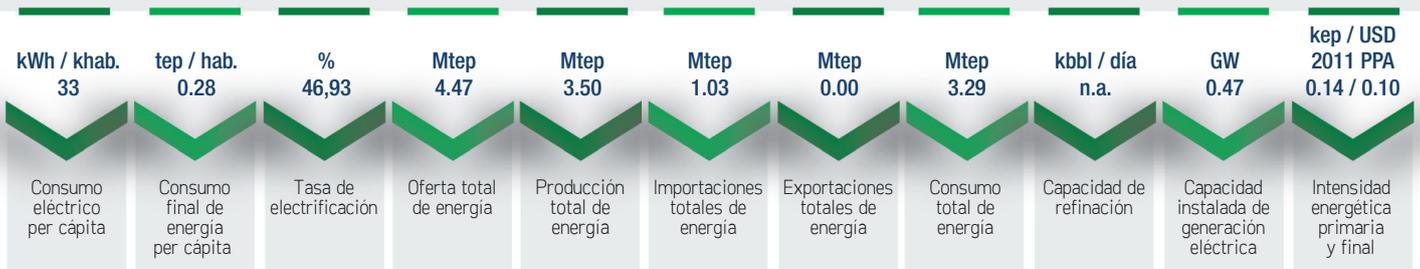
Sector Energético 2021



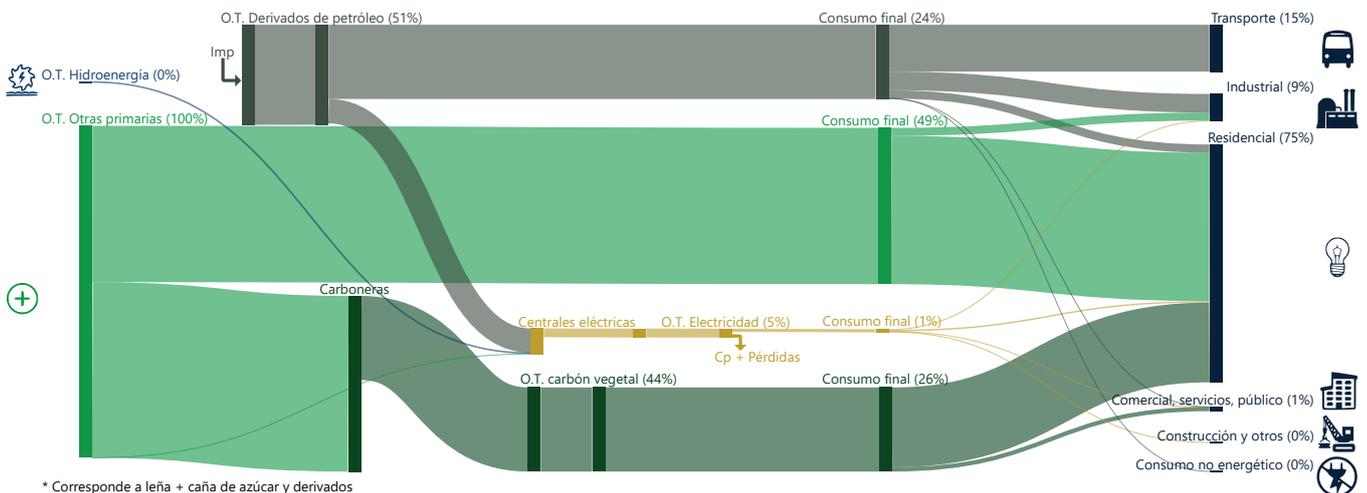
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

Nota: Los datos de oferta y demanda para el período 2000 - 2021 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

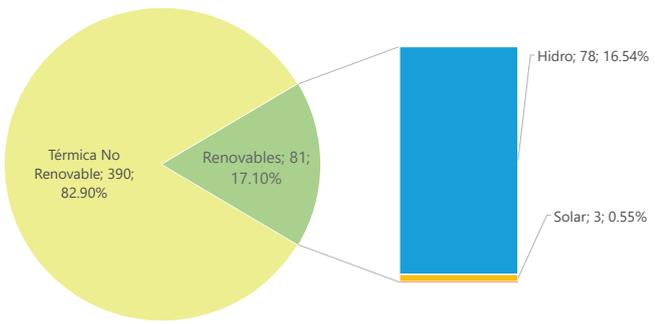


Balance energético resumido 2021

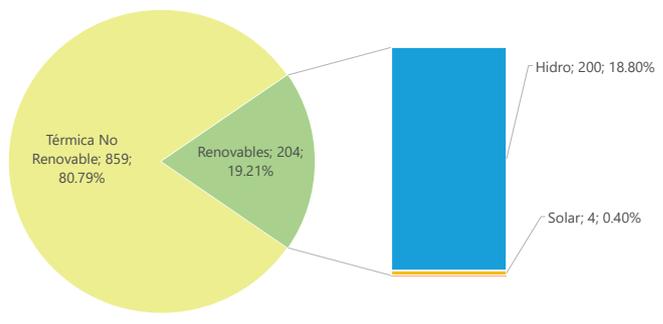




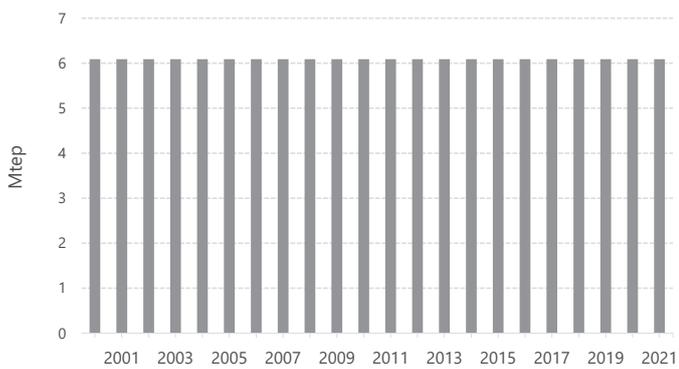
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



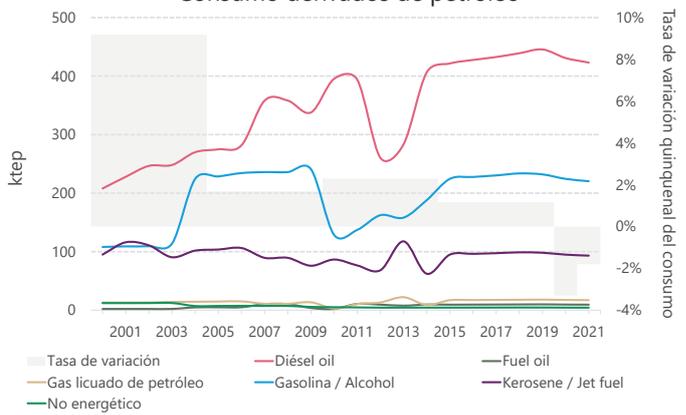
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de carbón mineral

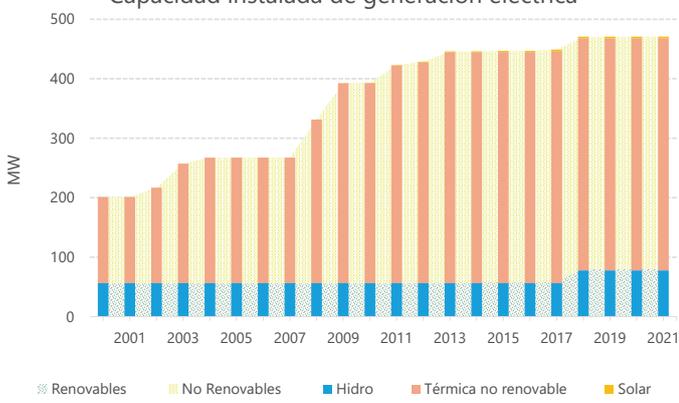


Consumo derivados de petróleo

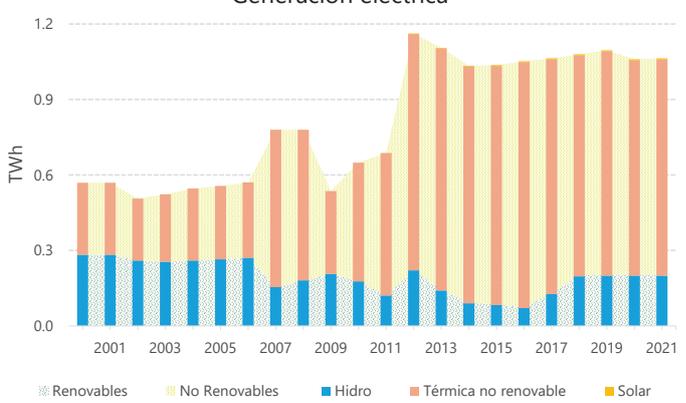


HAÏTÍ

Capacidad instalada de generación eléctrica

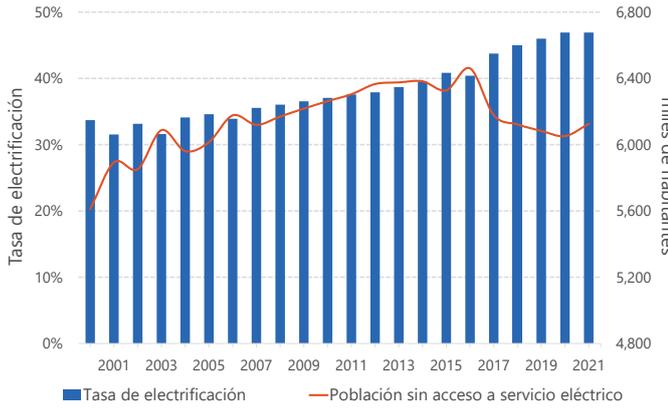


Generación eléctrica

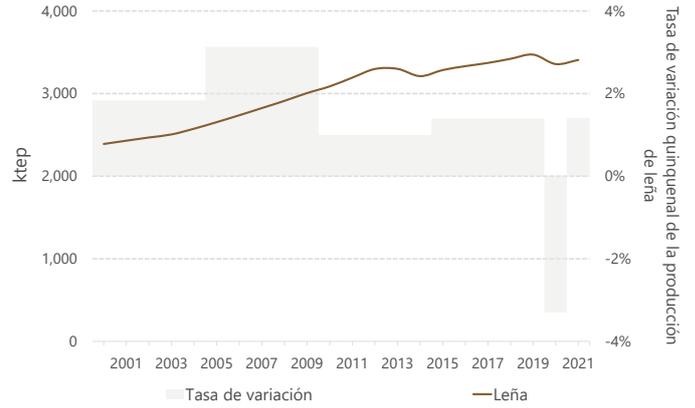




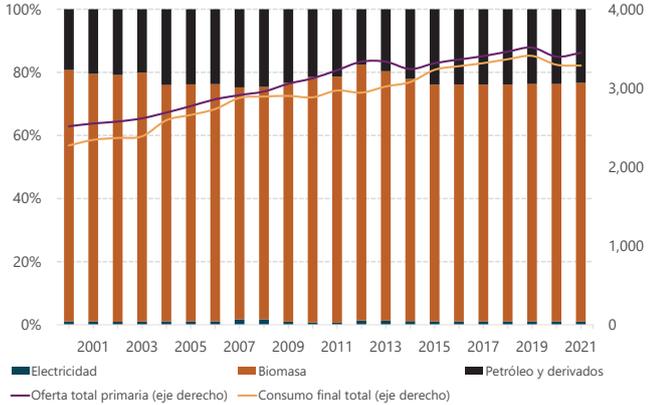
Tasa de electrificación



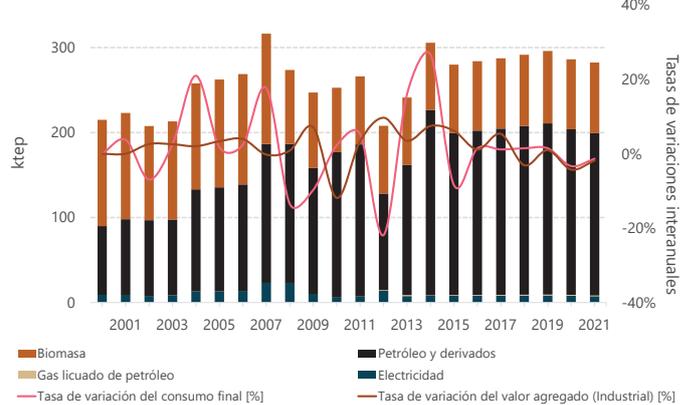
Producción de leña



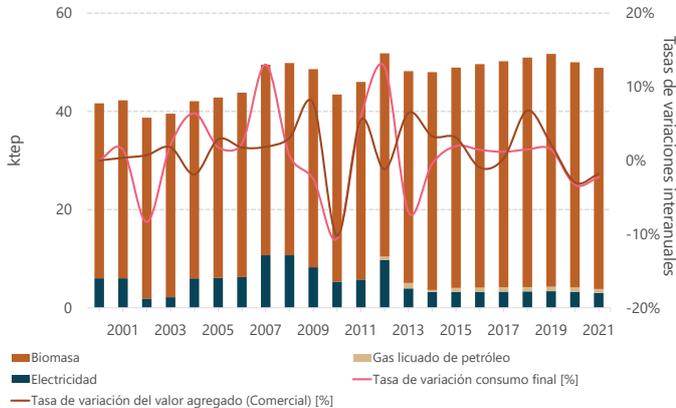
Consumo final de energía por fuente de energía



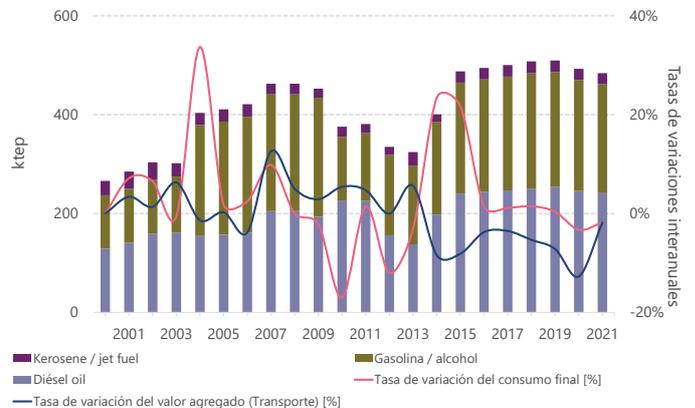
Consumo final del Sector Industrial



Consumo final del Sector Comercial



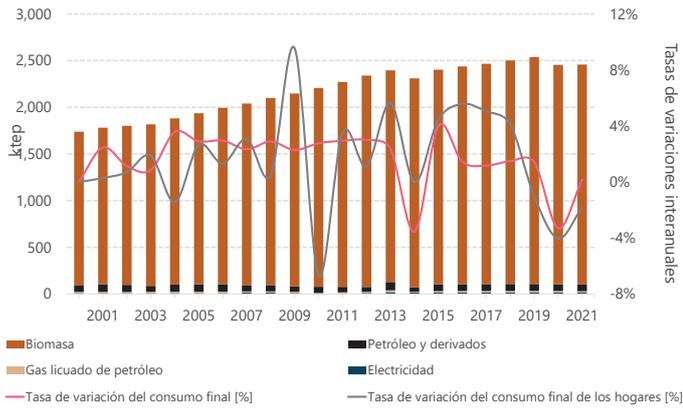
Consumo final del Sector Transporte



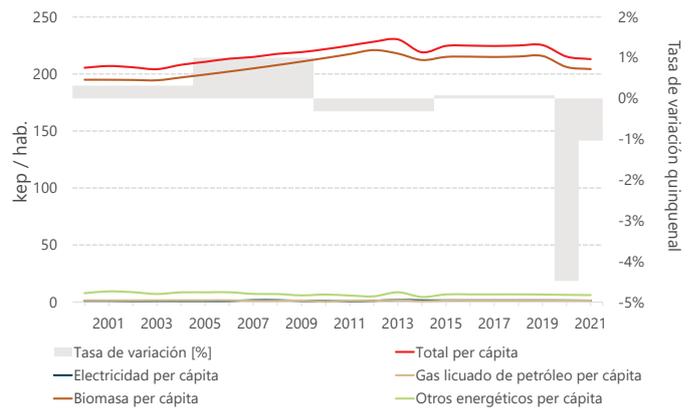
HAÏTÍ



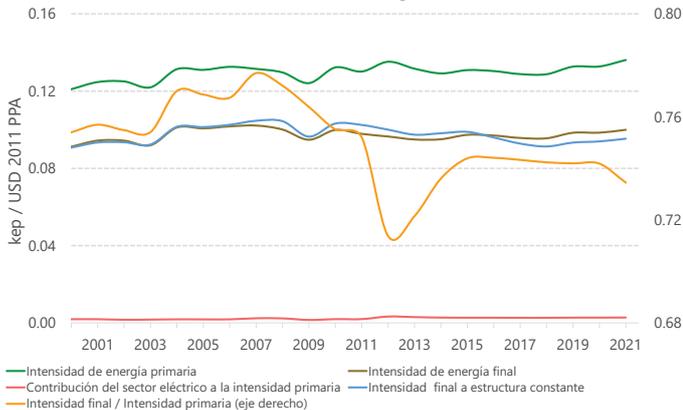
Consumo final del Sector Residencial



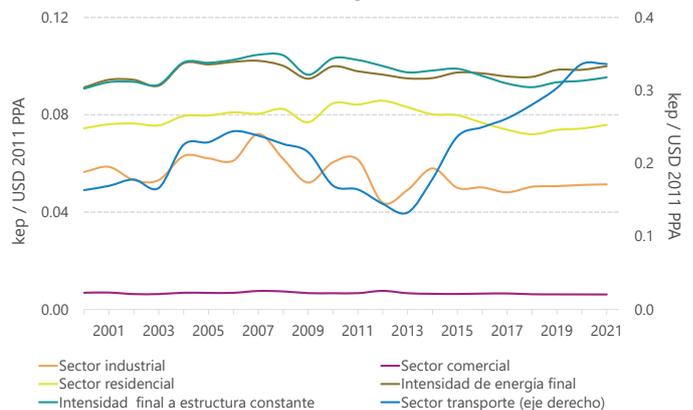
Consumo final per cápita Sector Residencial



Intensidades energéticas

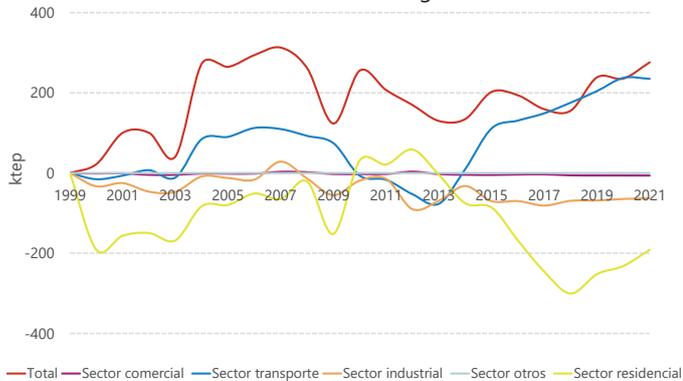


Intensidades energéticas sectoriales



HAÏTÍ

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

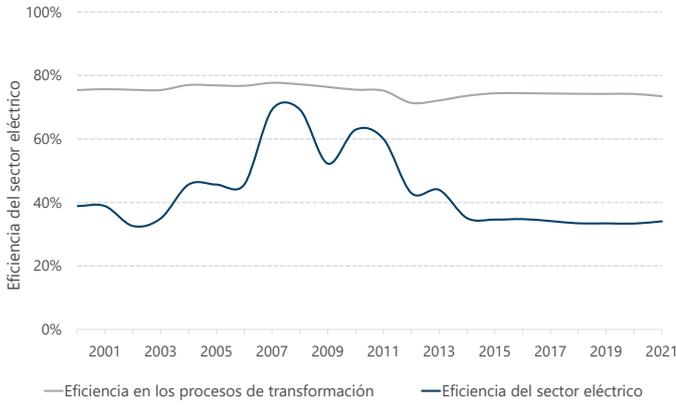


Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético





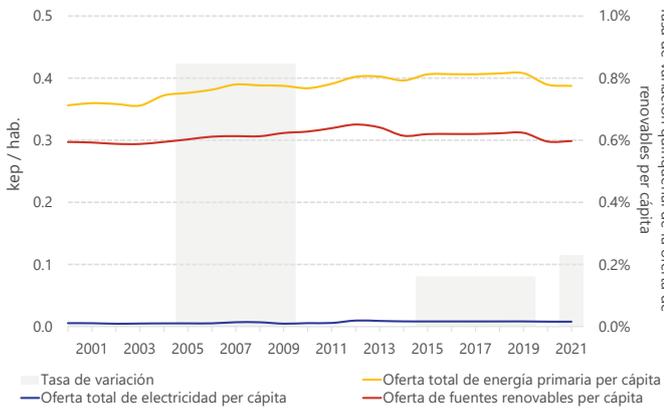
Eficiencia del sector eléctrico



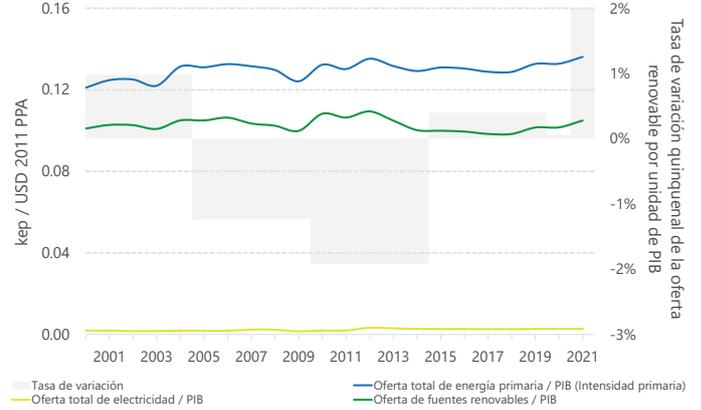
Índice de renovabilidad



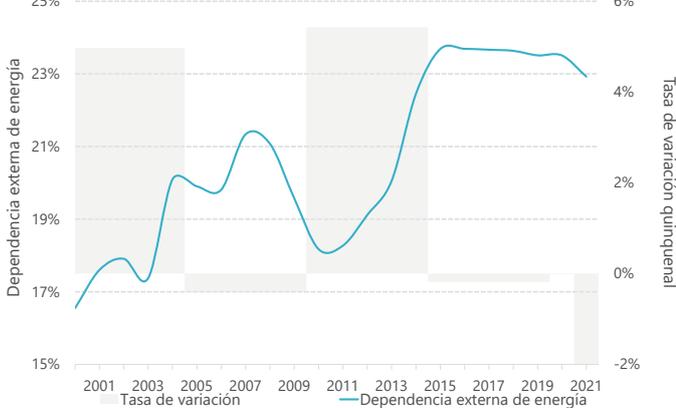
Oferta de energía per cápita



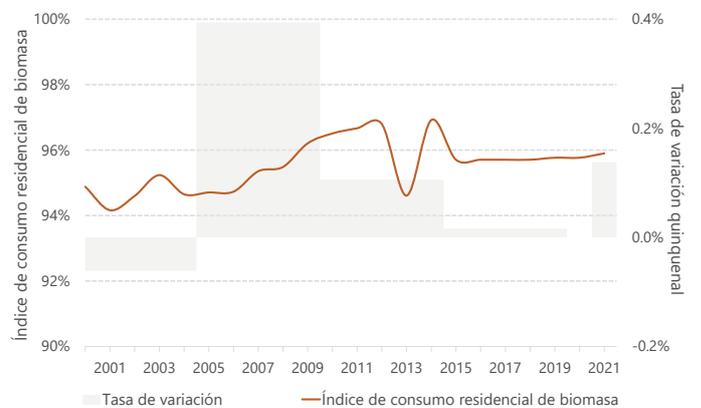
Ofertas de energía por unidad de PIB

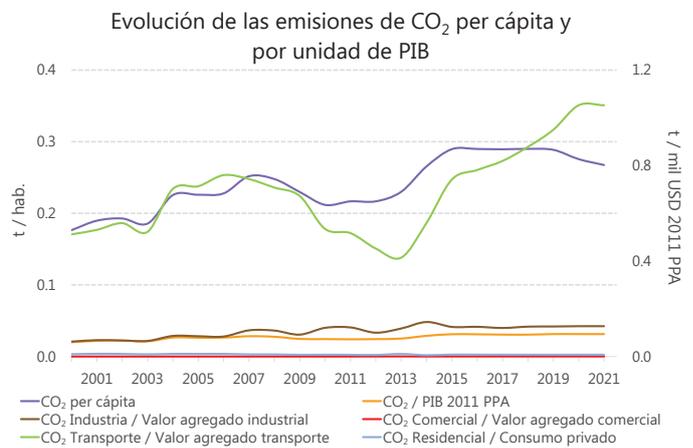
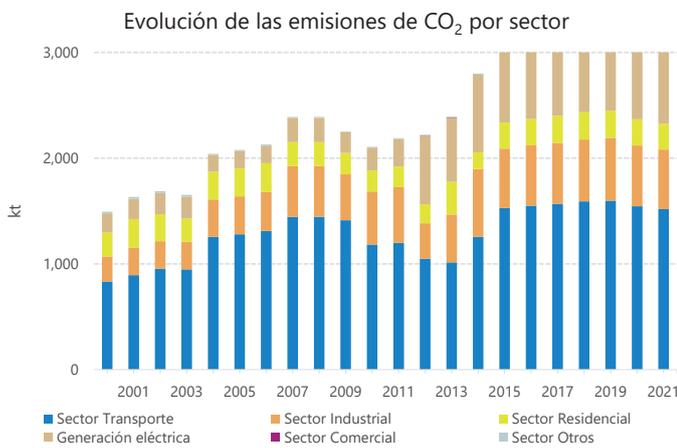
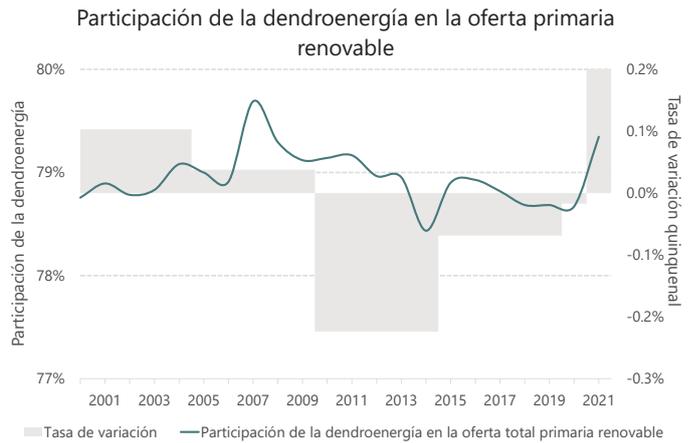
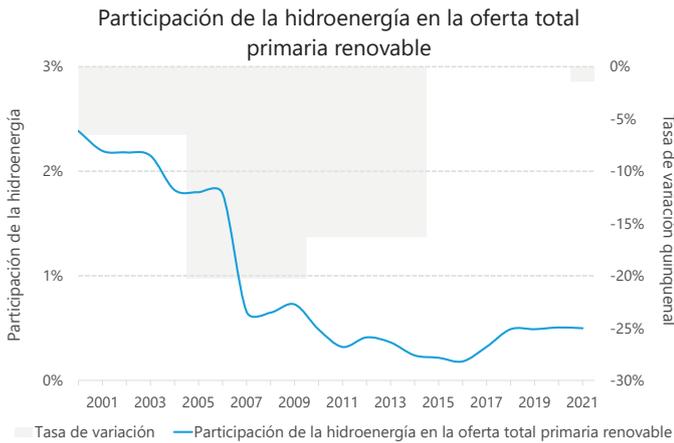


Dependencia externa de energía

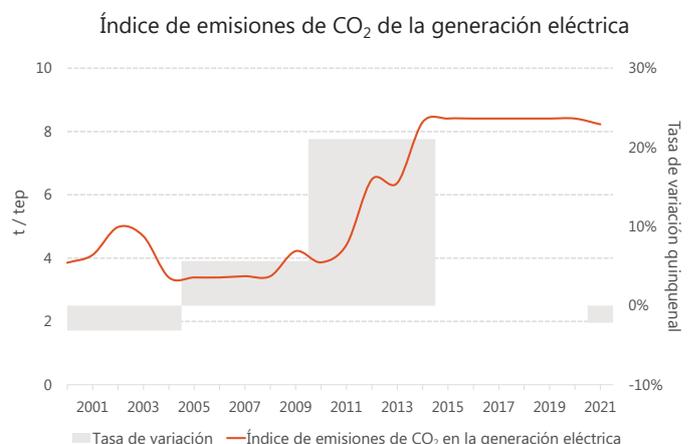
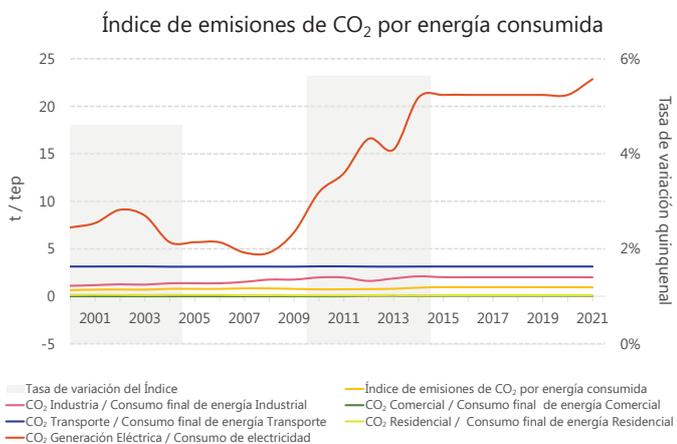


Índice de consumo residencial de biomasa



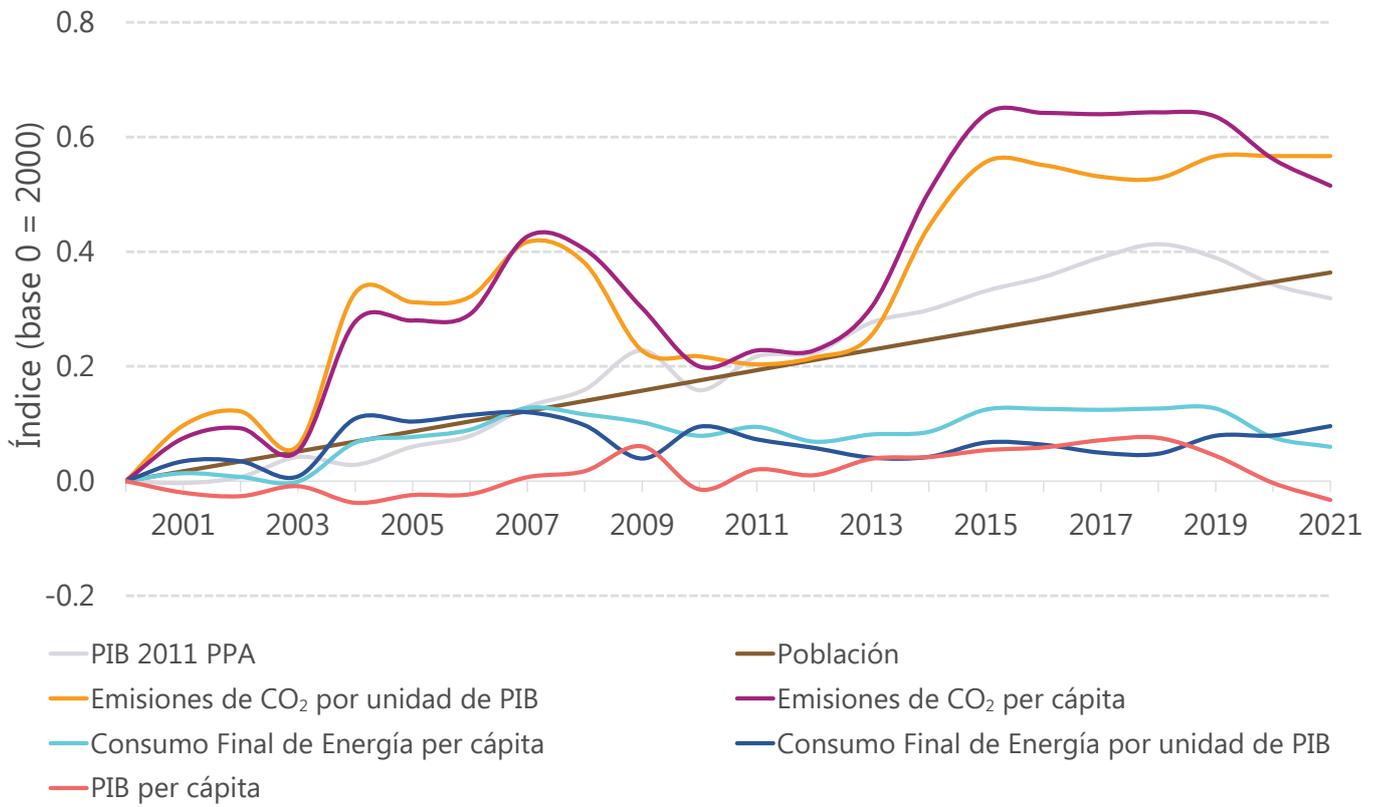


HAÏTÍ





Resumen de los principales indicadores



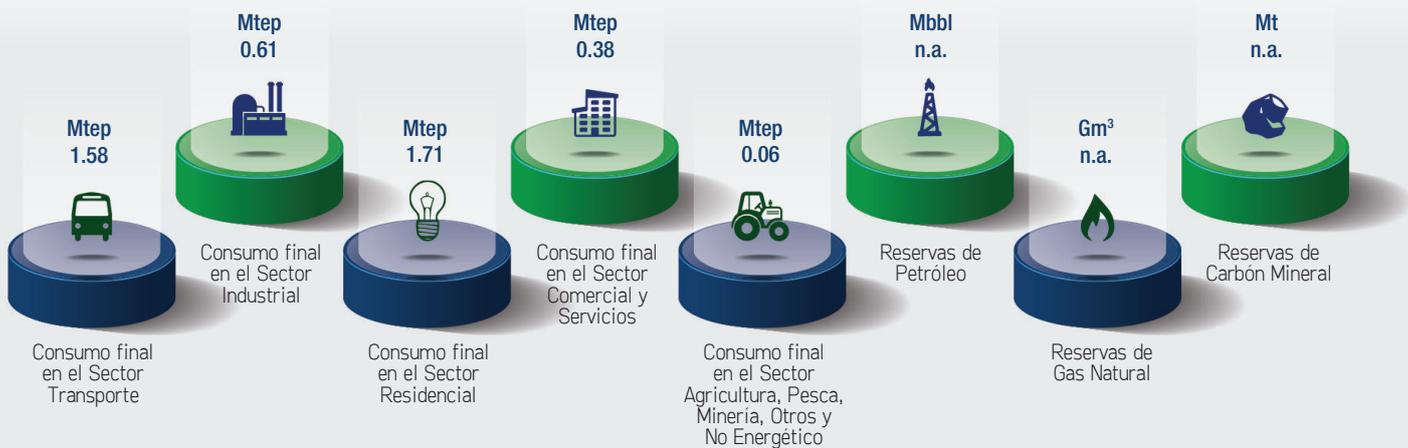


HONDURAS

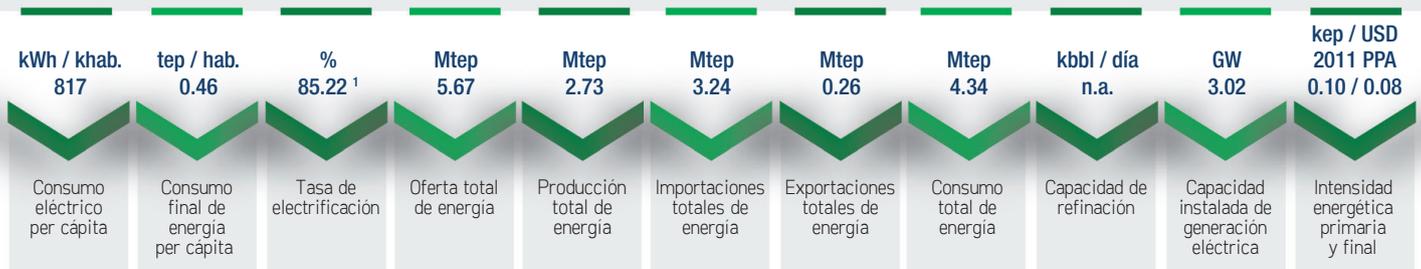
Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	9,500
Superficie (km ²)	112,492
Densidad de población (hab. / km ²)	84
Población urbana (%)	55
PIB USD 2018 (MUSD)	25,311
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	57,273
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	6.0

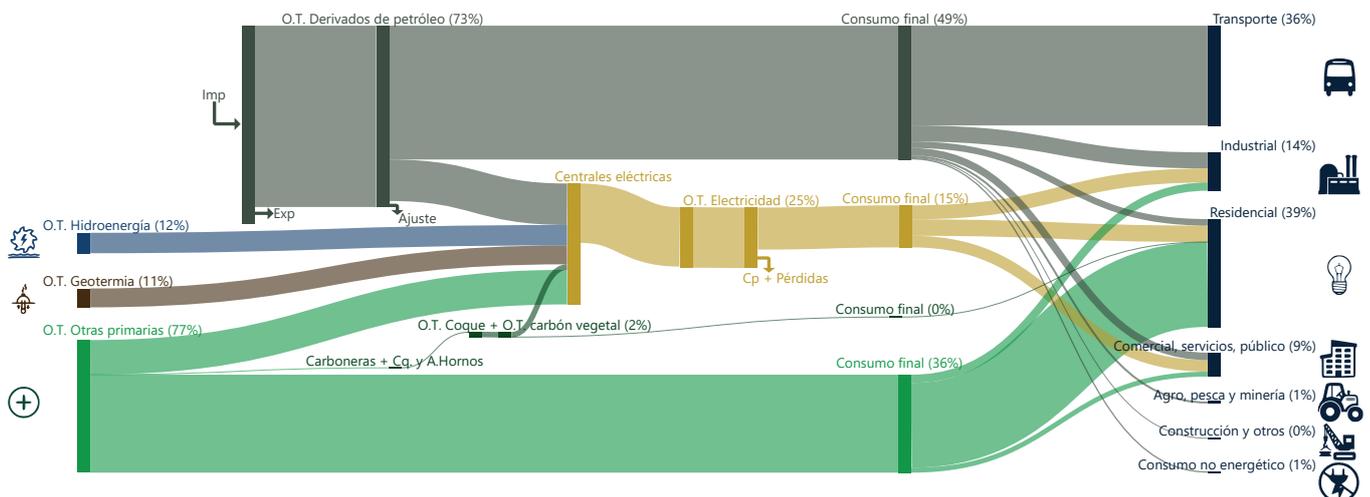
Sector Energético 2021



¹ Se considera el servicio de electricidad suministrado por una red de distribución.

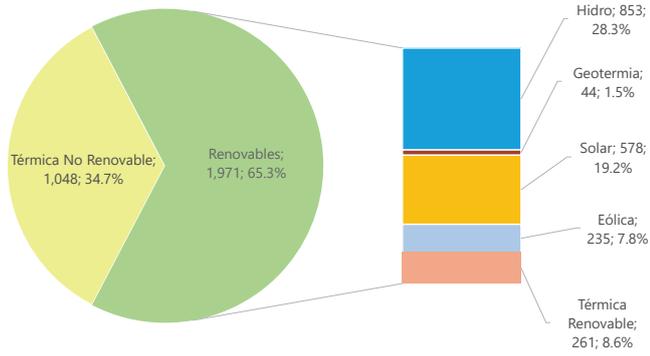


Balance energético resumido 2021

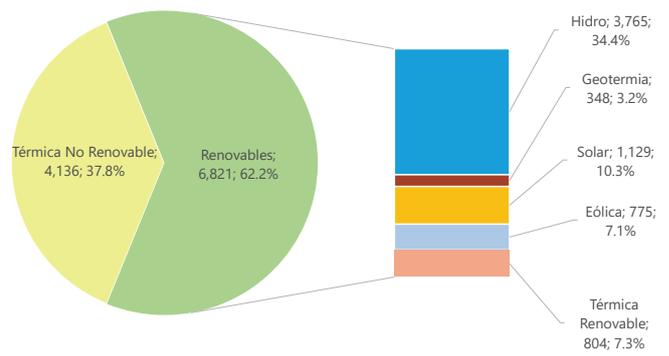




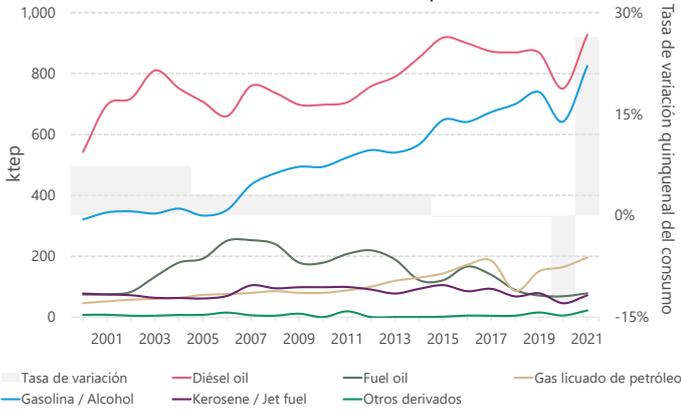
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Consumo derivados de petróleo

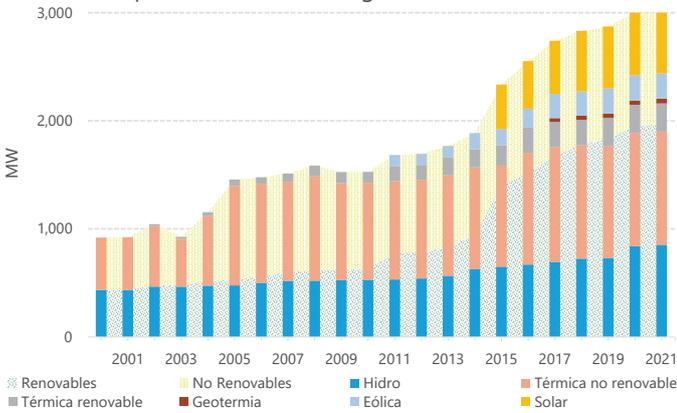


Oferta de carbón mineral

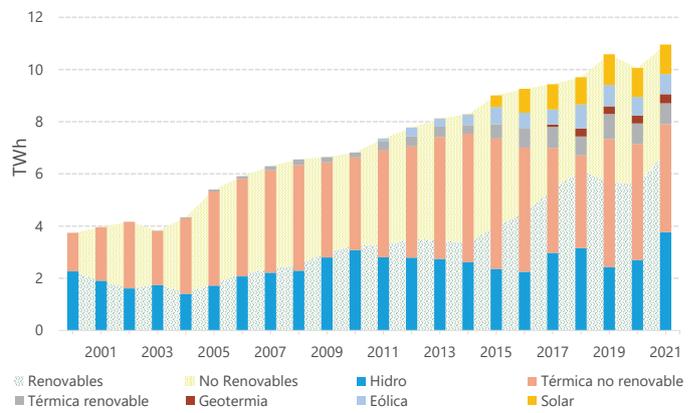


HONDURAS

Capacidad instalada de generación eléctrica

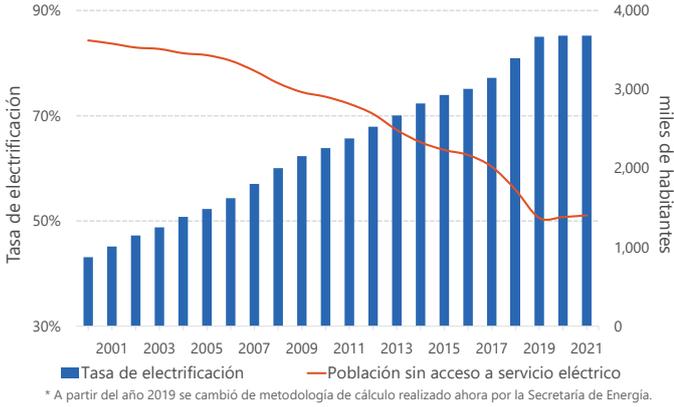


Generación eléctrica

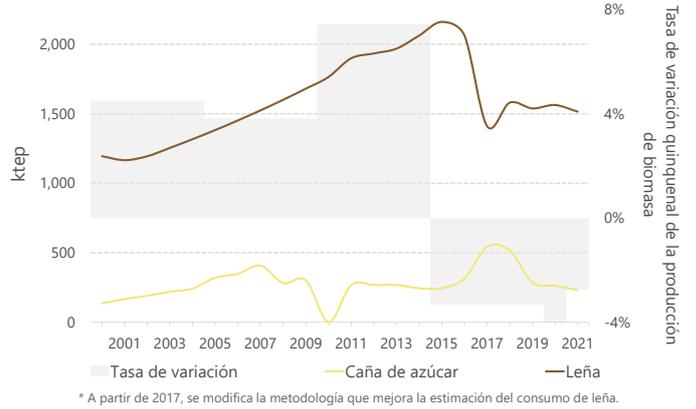




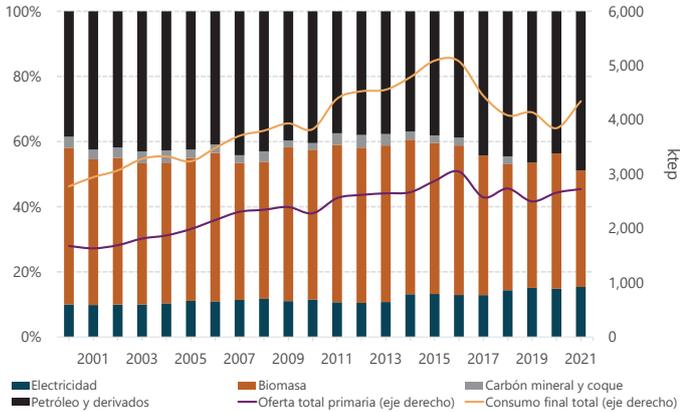
Tasa de electrificación



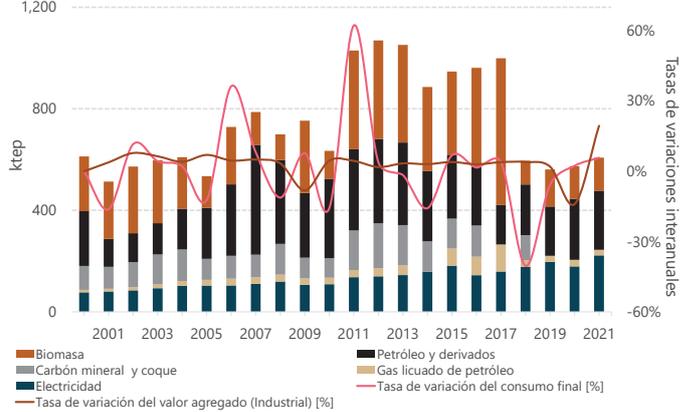
Producción de biomasa y biocombustibles *



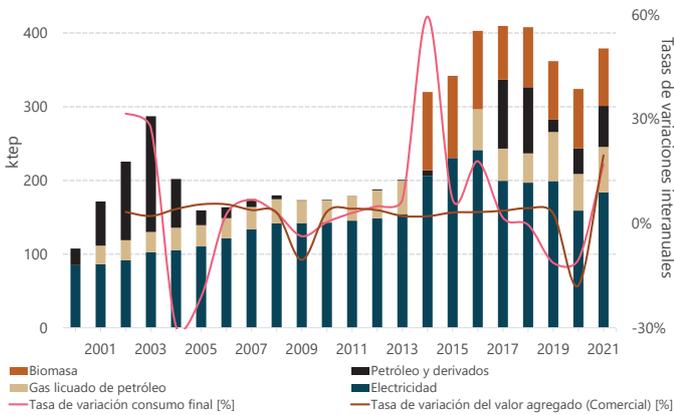
Consumo final de energía por fuente de energía



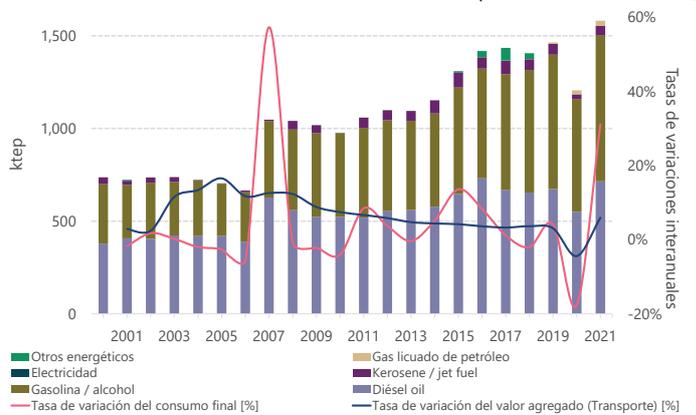
Consumo final del Sector Industrial



Consumo final del Sector Comercial



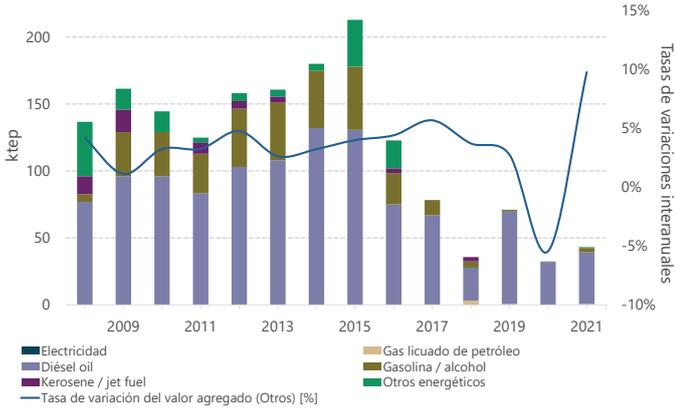
Consumo final del Sector Transporte



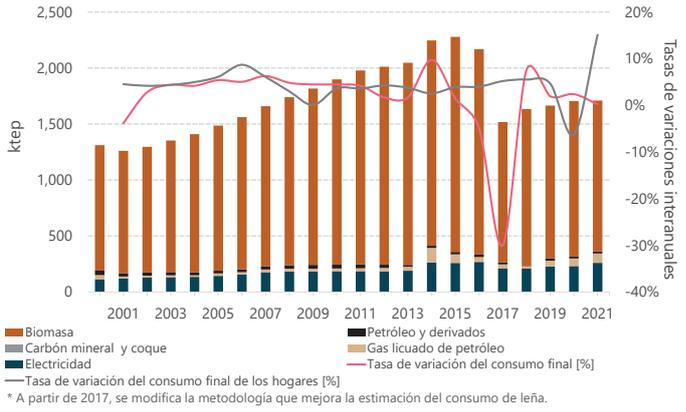
HONDURAS



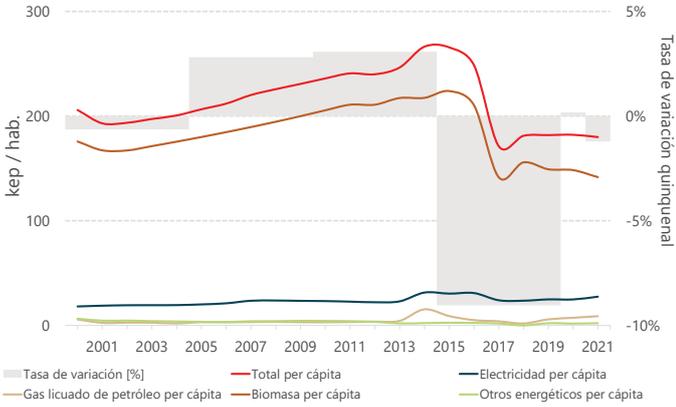
Consumo final del Sector Otros



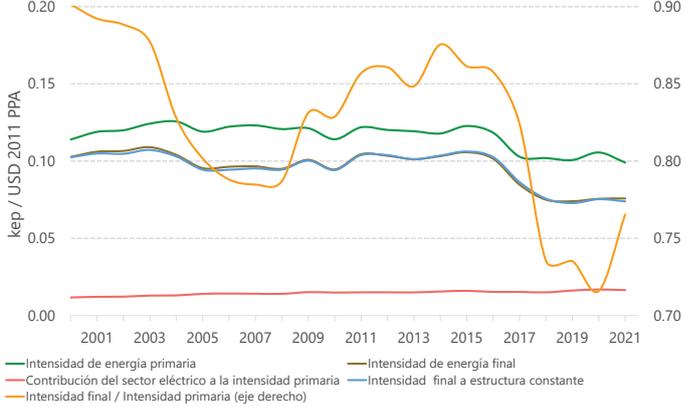
Consumo final del Sector Residencial



Consumo final per cápita Sector Residencial

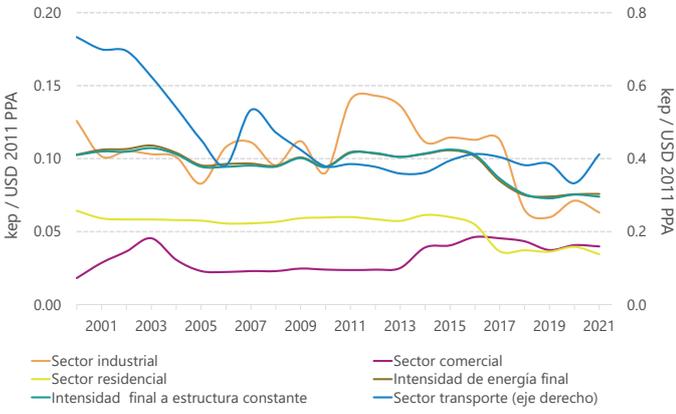


Intensidades energéticas

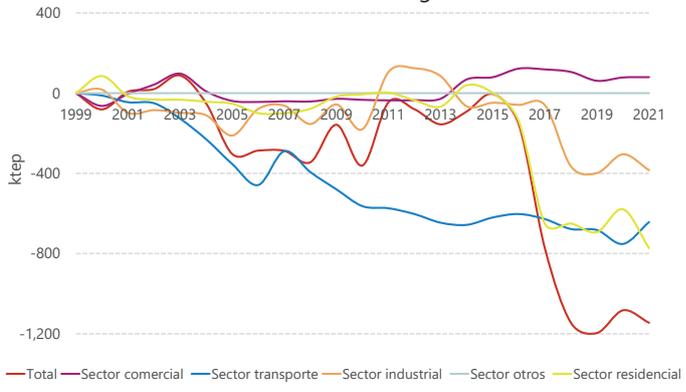


HONDURAS

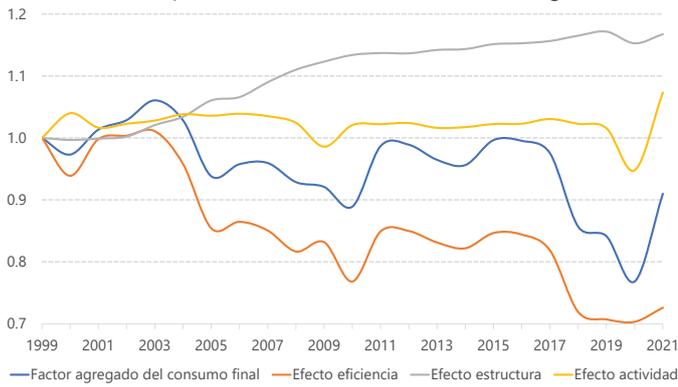
Intensidades energéticas sectoriales



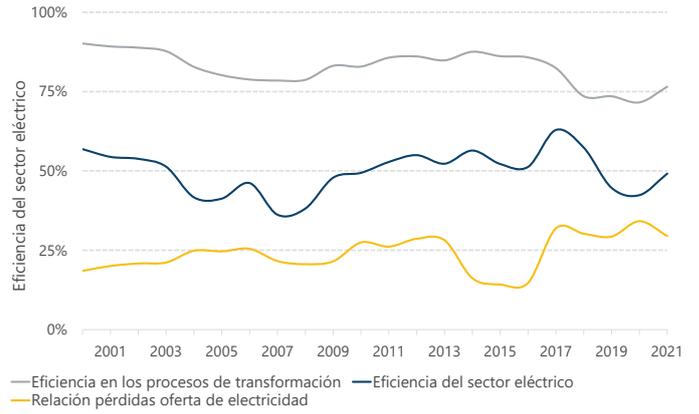
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



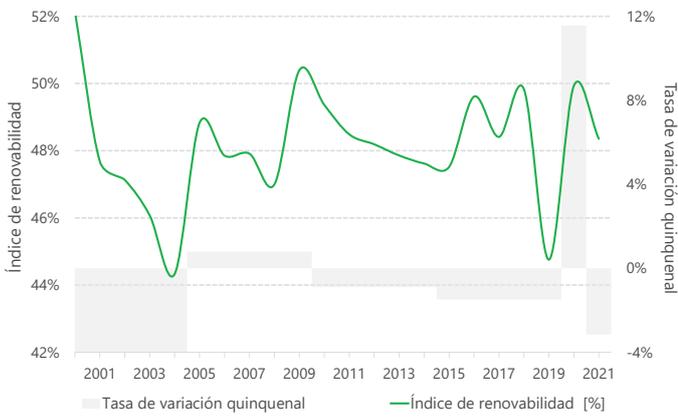
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



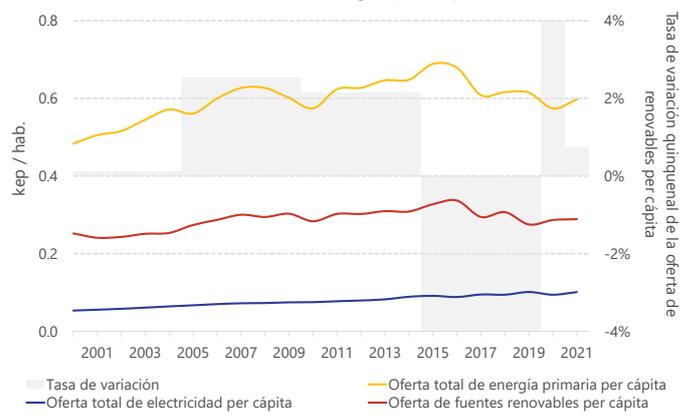
Eficiencia del sector eléctrico



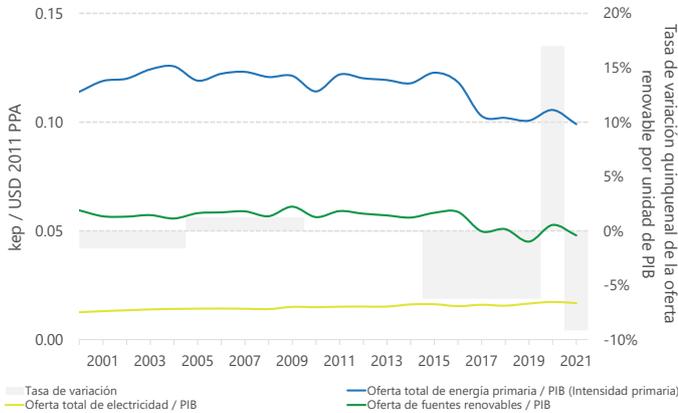
Índice de renovabilidad



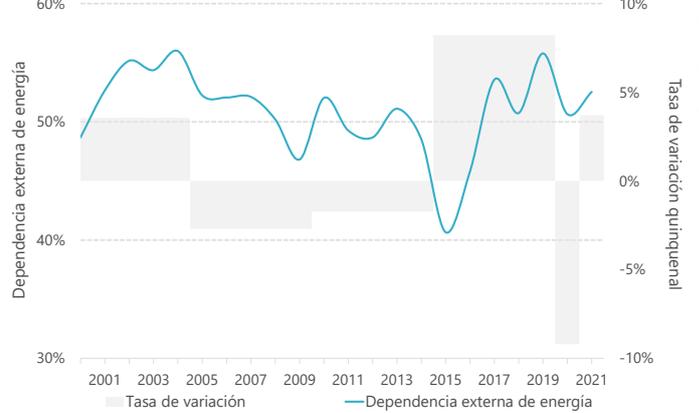
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

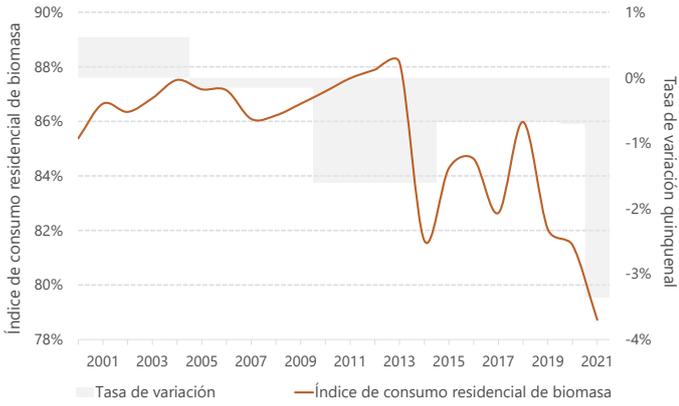


Dependencia externa de energía

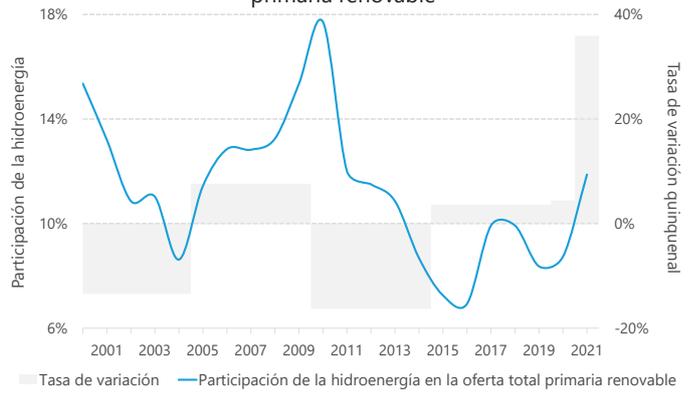




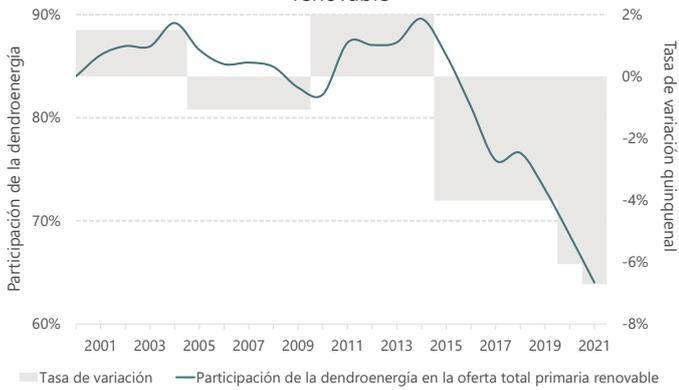
Índice de consumo residencial de biomasa



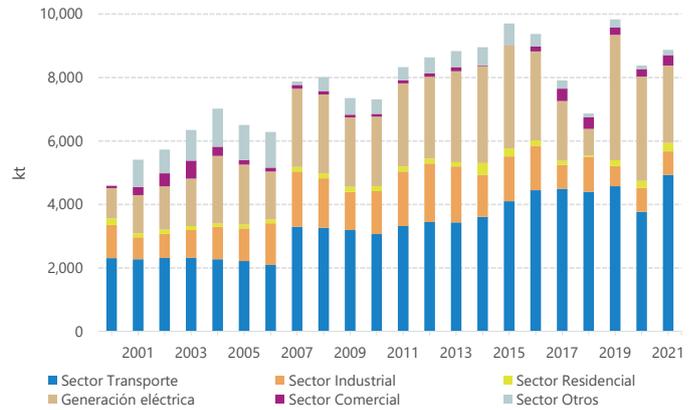
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



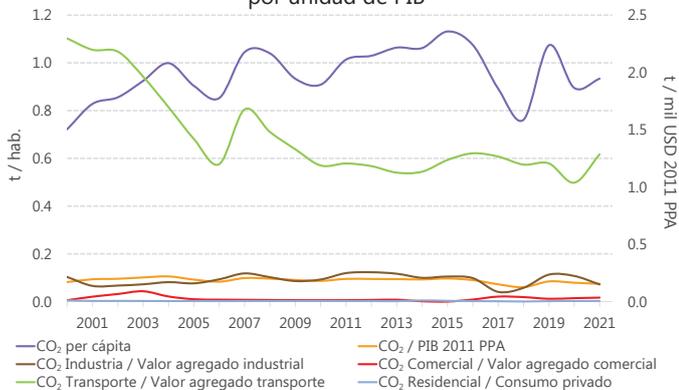
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



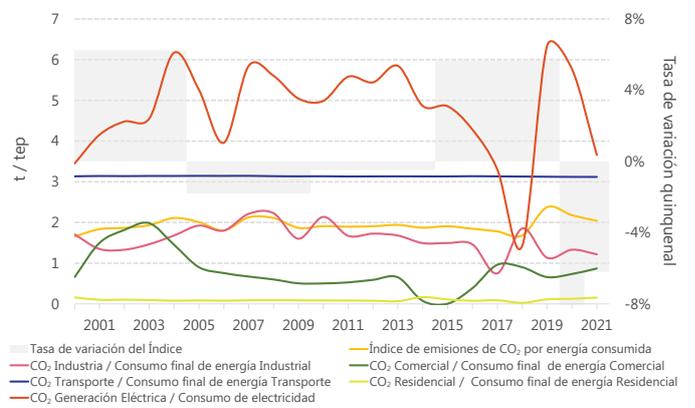
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector

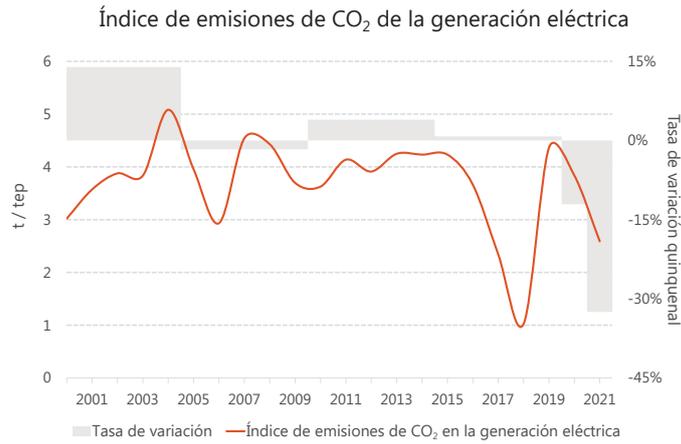


Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB

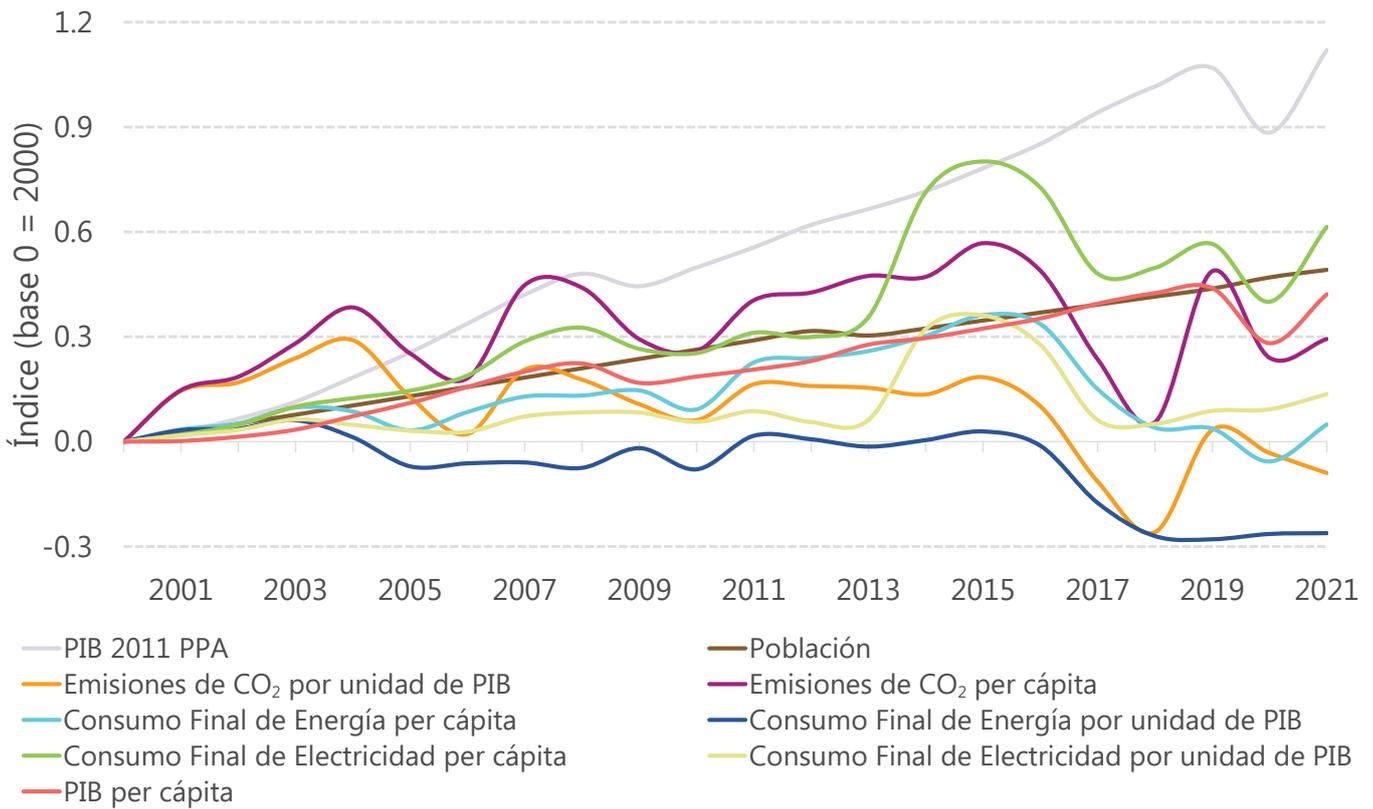


Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida





Resumen de los principales indicadores





JAMAICA

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	2,973
Superficie (km ²)	10,990
Densidad de población (hab. / km ²)	271
Población urbana (%)	57
PIB USD 2018 (MUSD)	14,955 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	27,136 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9



Sector Energético 2021

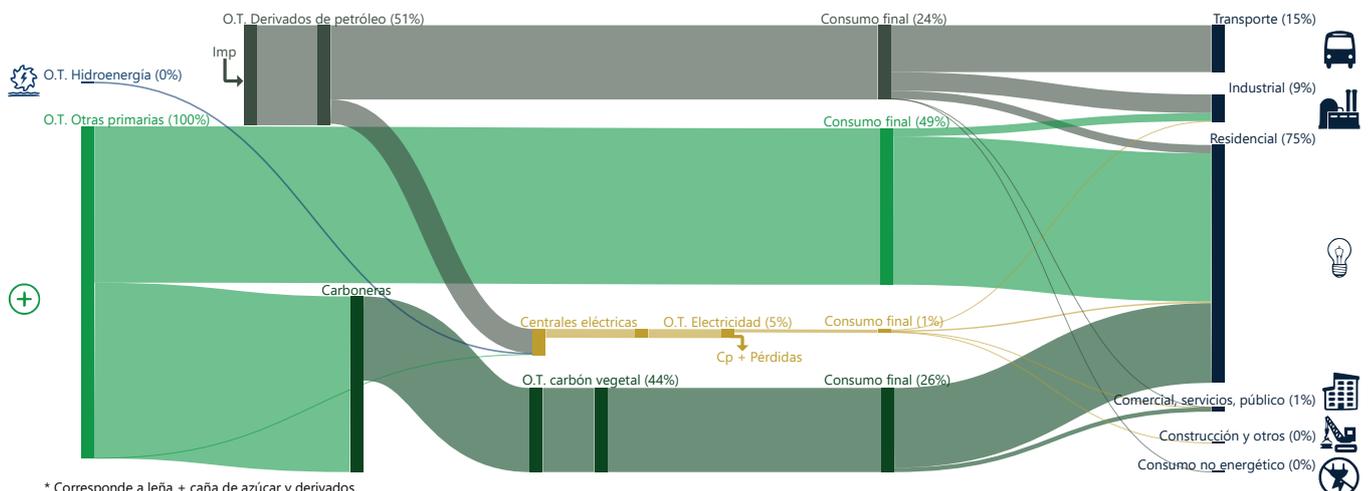


¹ Fuente: CEPAL.

² Fuente: Banco Mundial.

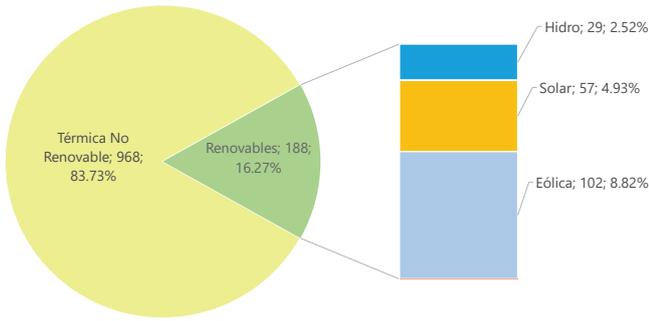


Balance energético resumido 2021

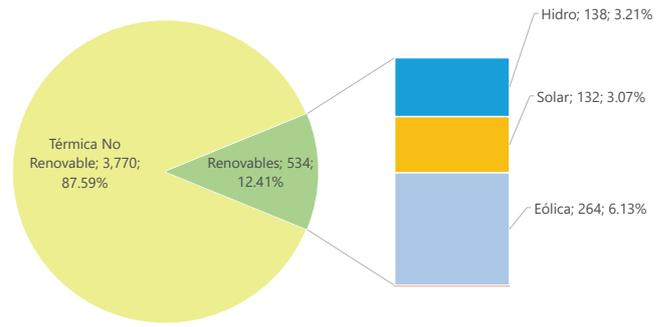




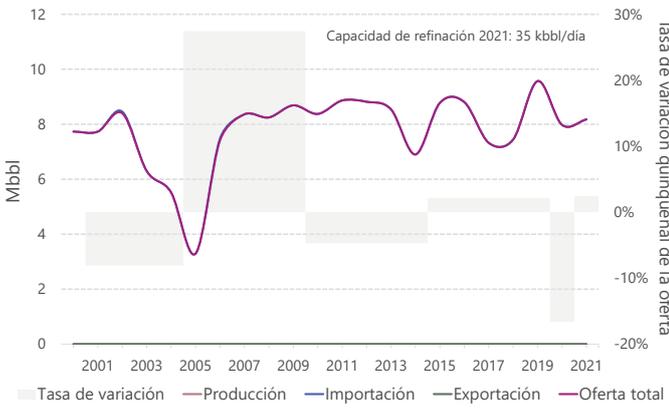
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



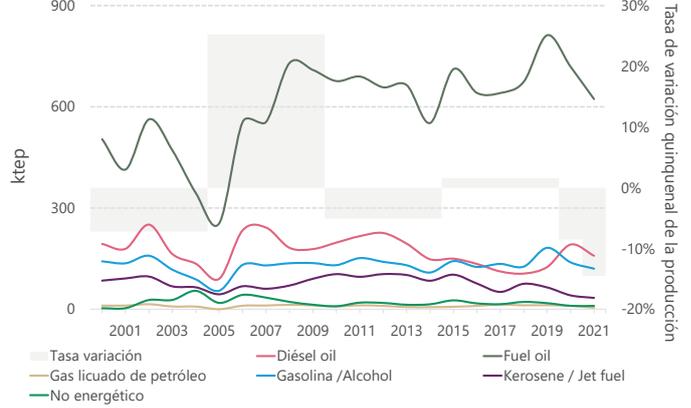
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Oferta de petróleo

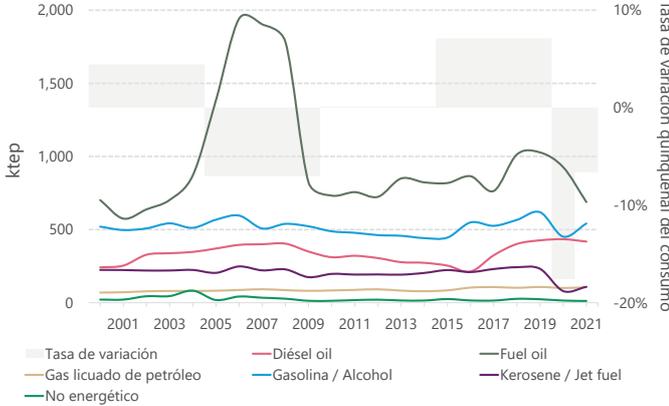


Producción derivados de petróleo

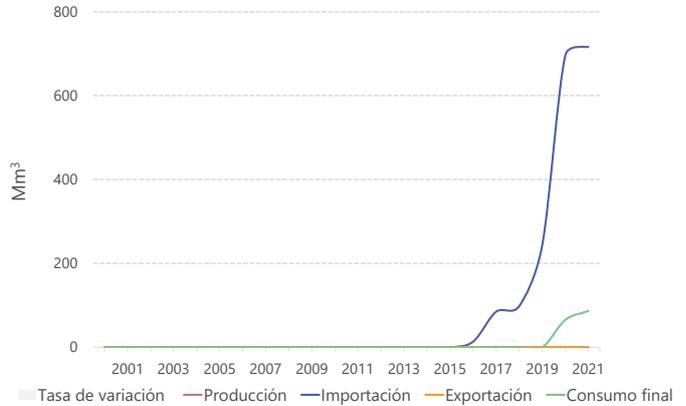


JAMAICA

Consumo derivados de petróleo

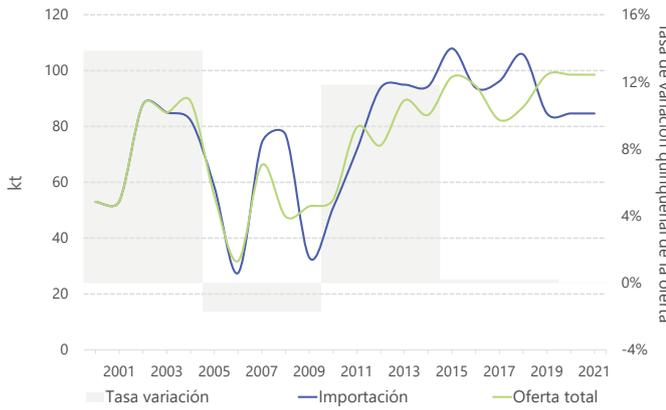


Oferta de gas natural

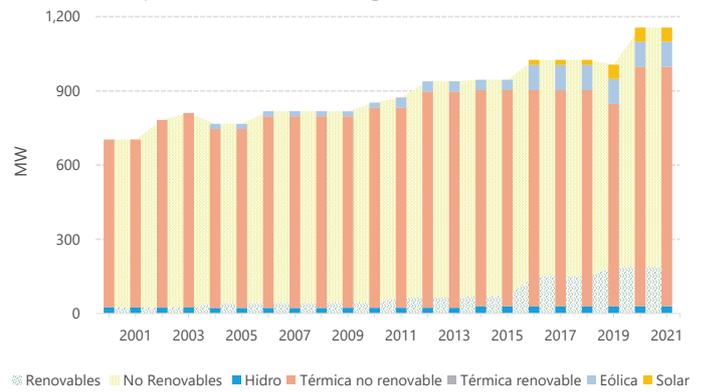




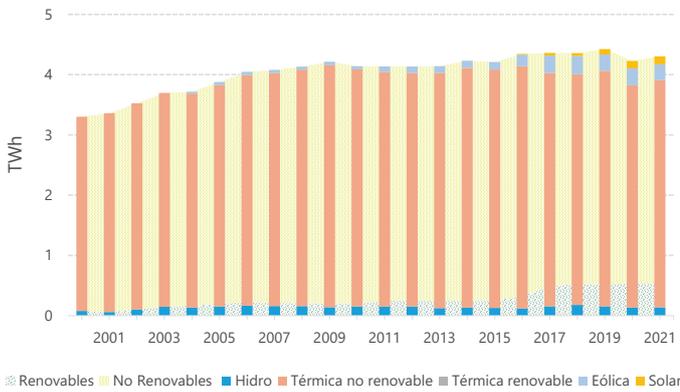
Oferta de carbón mineral



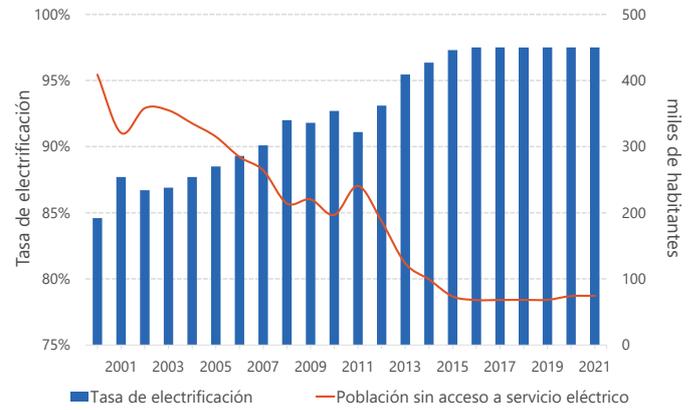
Capacidad instalada de generación eléctrica



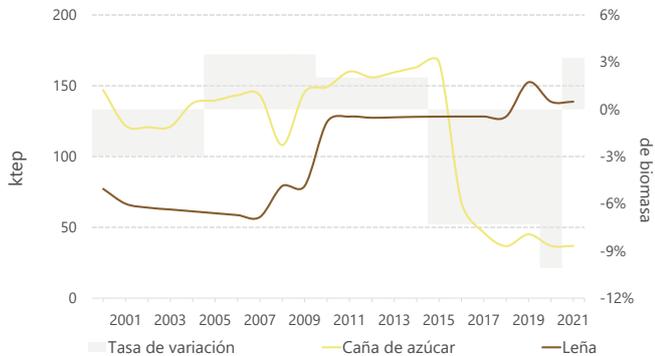
Generación eléctrica



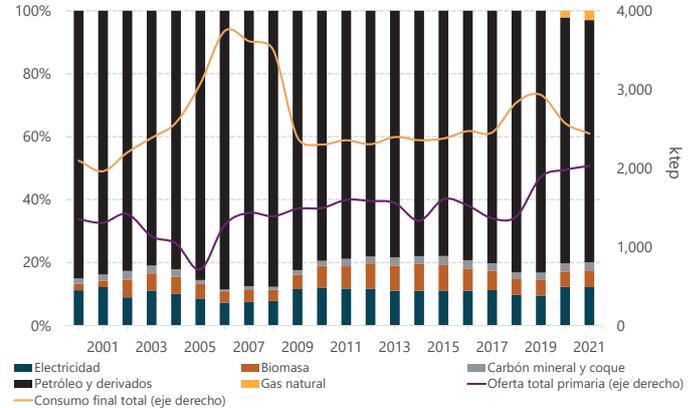
Tasa de electrificación



Producción de biomasa



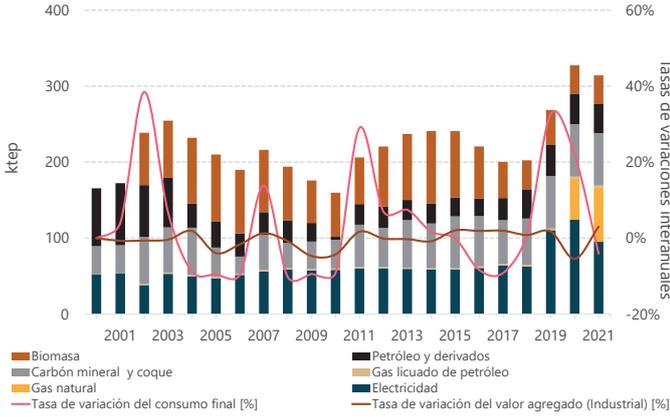
Consumo final de energía por fuente de energía



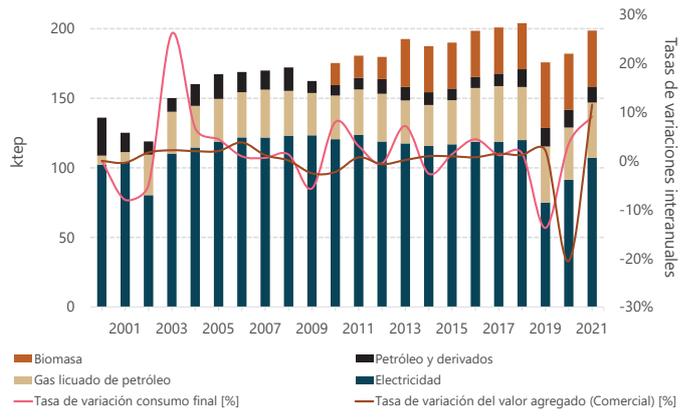
(*) El incremento en la producción de leña en el 2019 se debe a que la Corporación de Petróleo de Jamaica realizó una evaluación y encuesta que concluyó en el 2014. Este estudio identificó el aumento del uso de leña y carbón vegetal. La información fue incorporada en el Balance de Energía 2019.



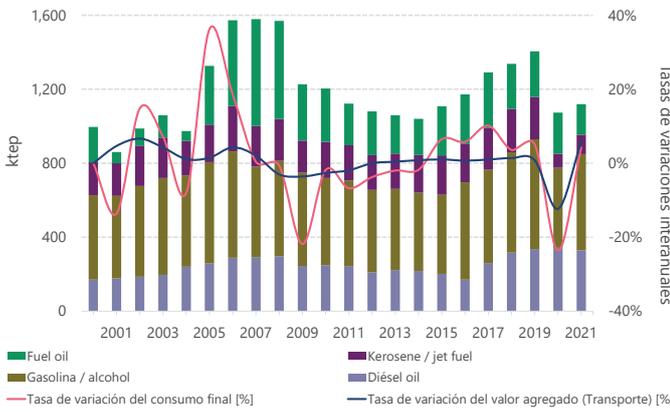
Consumo final del Sector Industrial



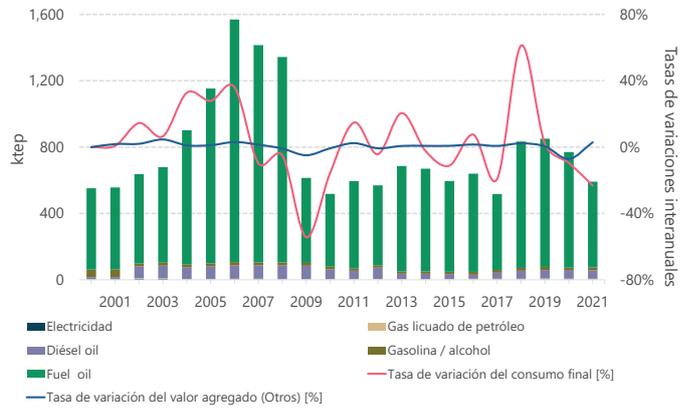
Consumo final del Sector Comercial



Consumo final del Sector Transporte

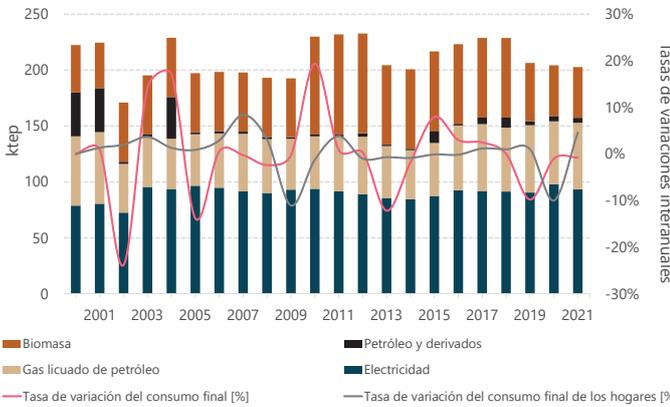


Consumo final del Sector Otros

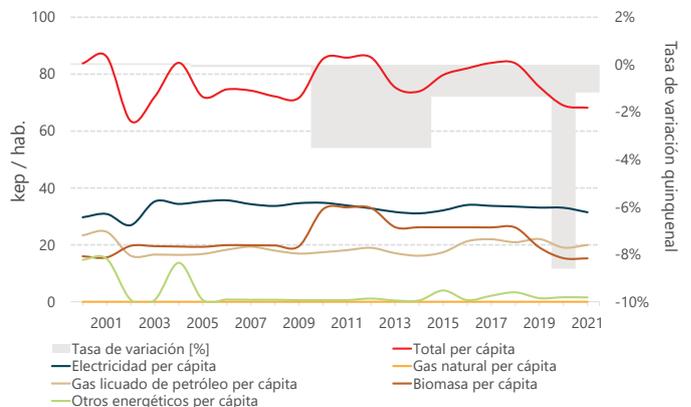


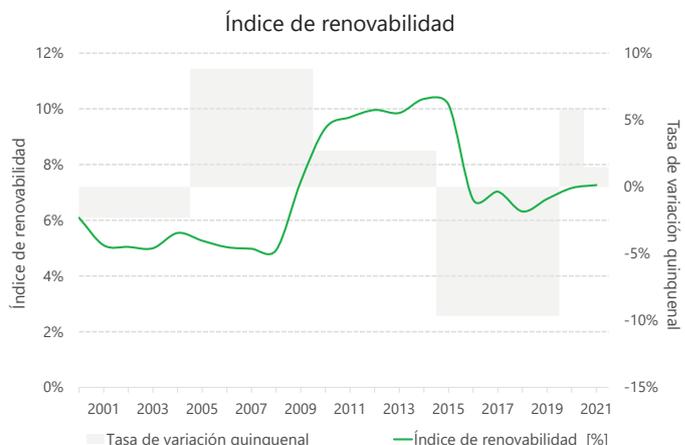
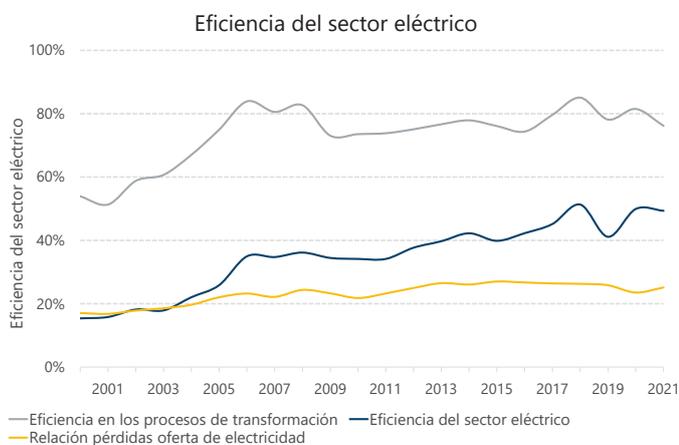
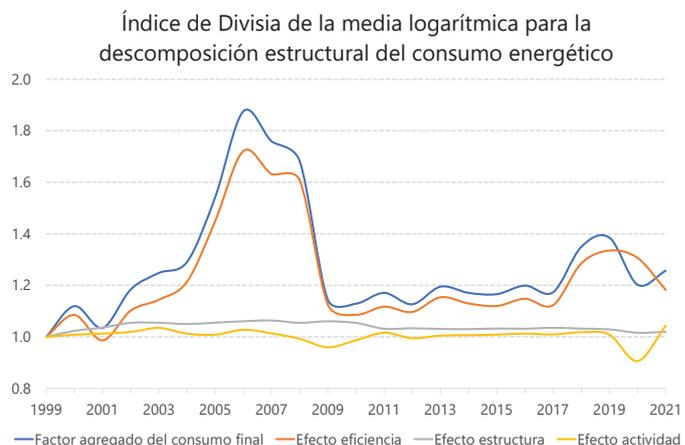
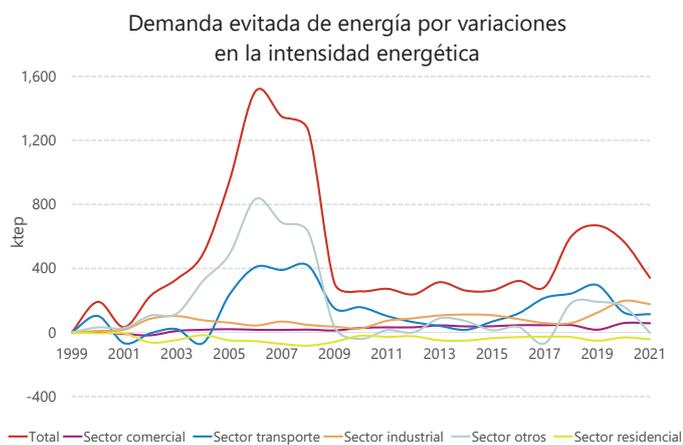
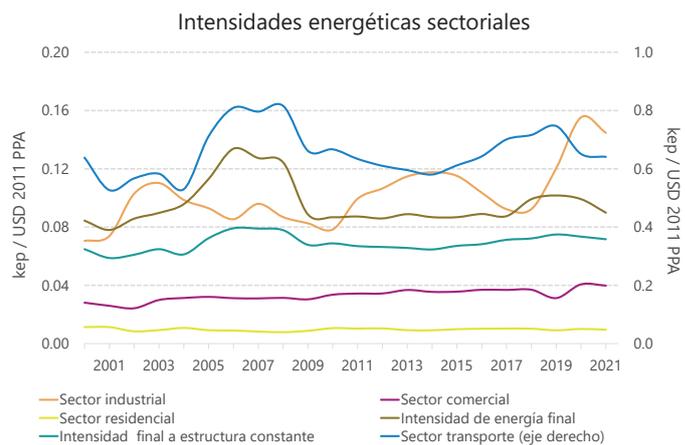
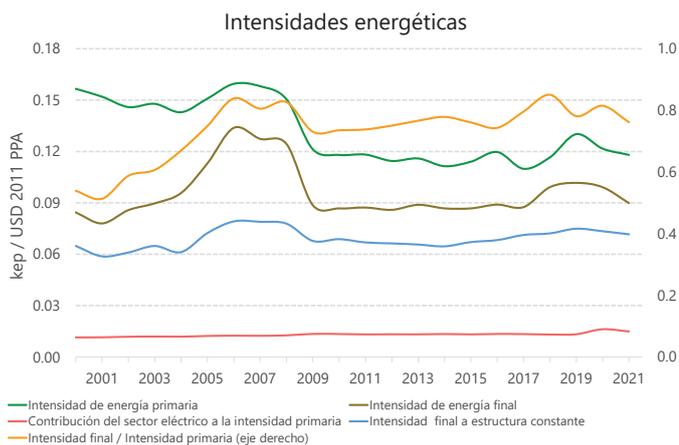
JAMAICA

Consumo final del Sector Residencial



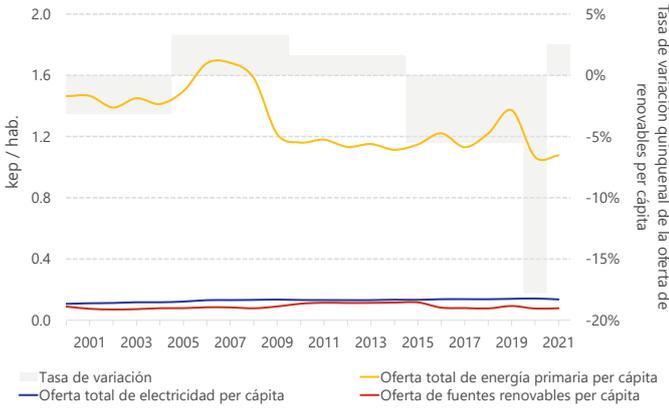
Consumo final per cápita Sector Residencial



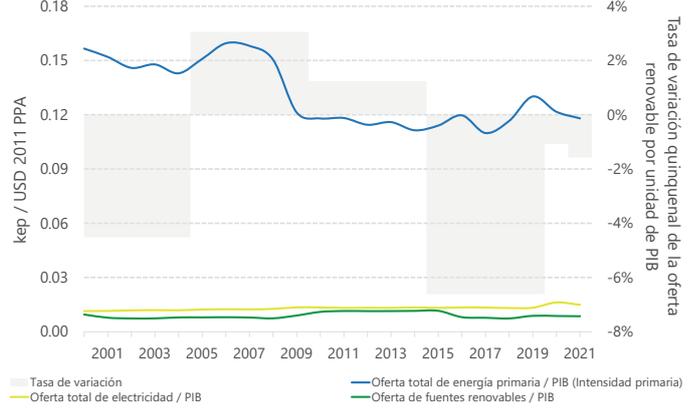




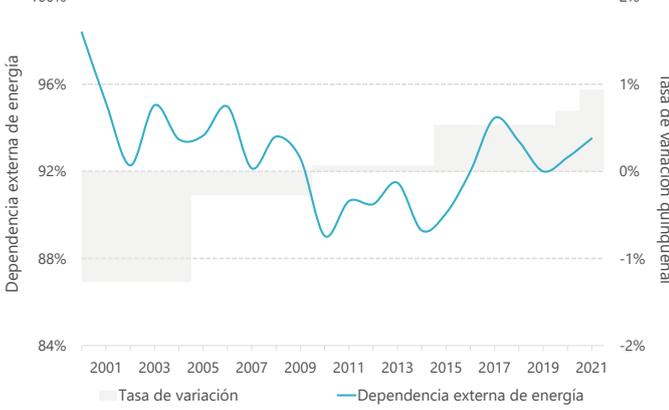
Oferta de energía per cápita



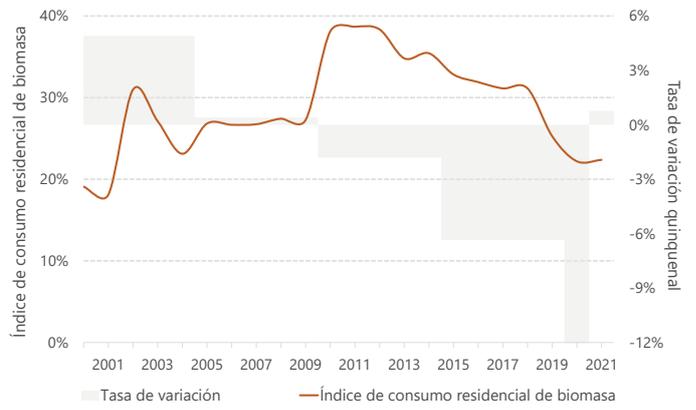
Ofertas de energía por unidad de PIB



Dependencia externa de energía

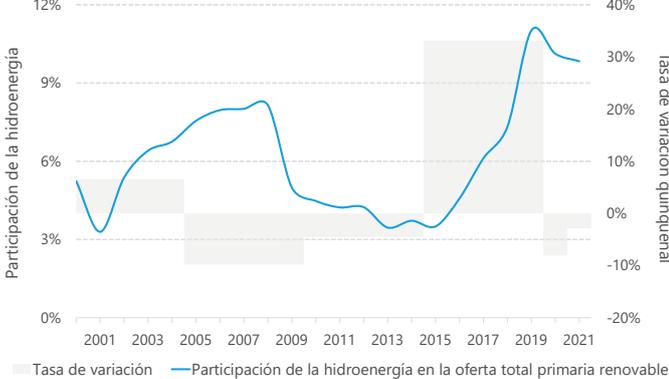


Índice de consumo residencial de biomasa



JAMAICA

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

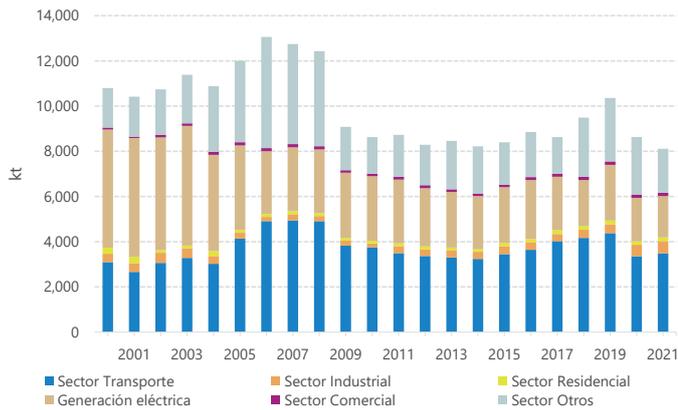


Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

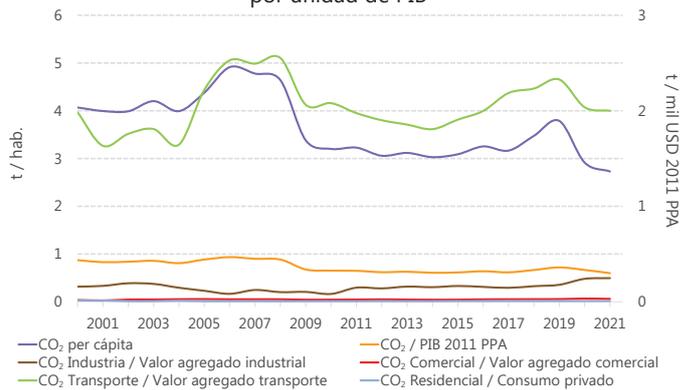




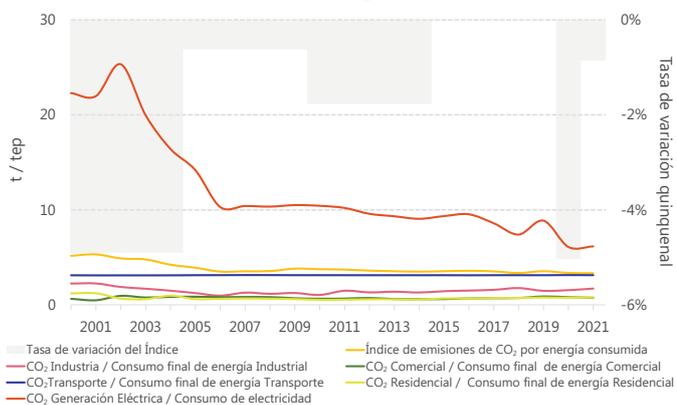
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



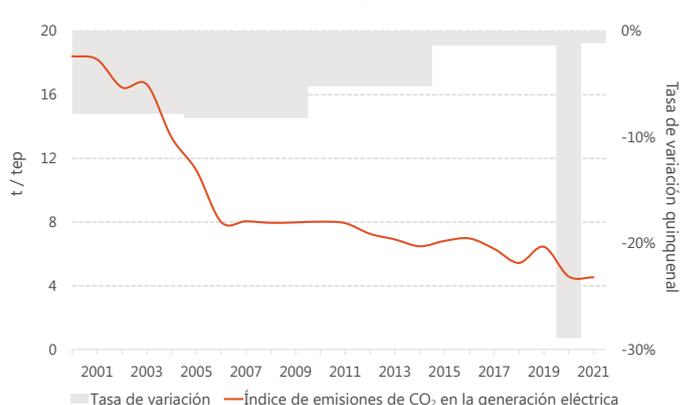
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

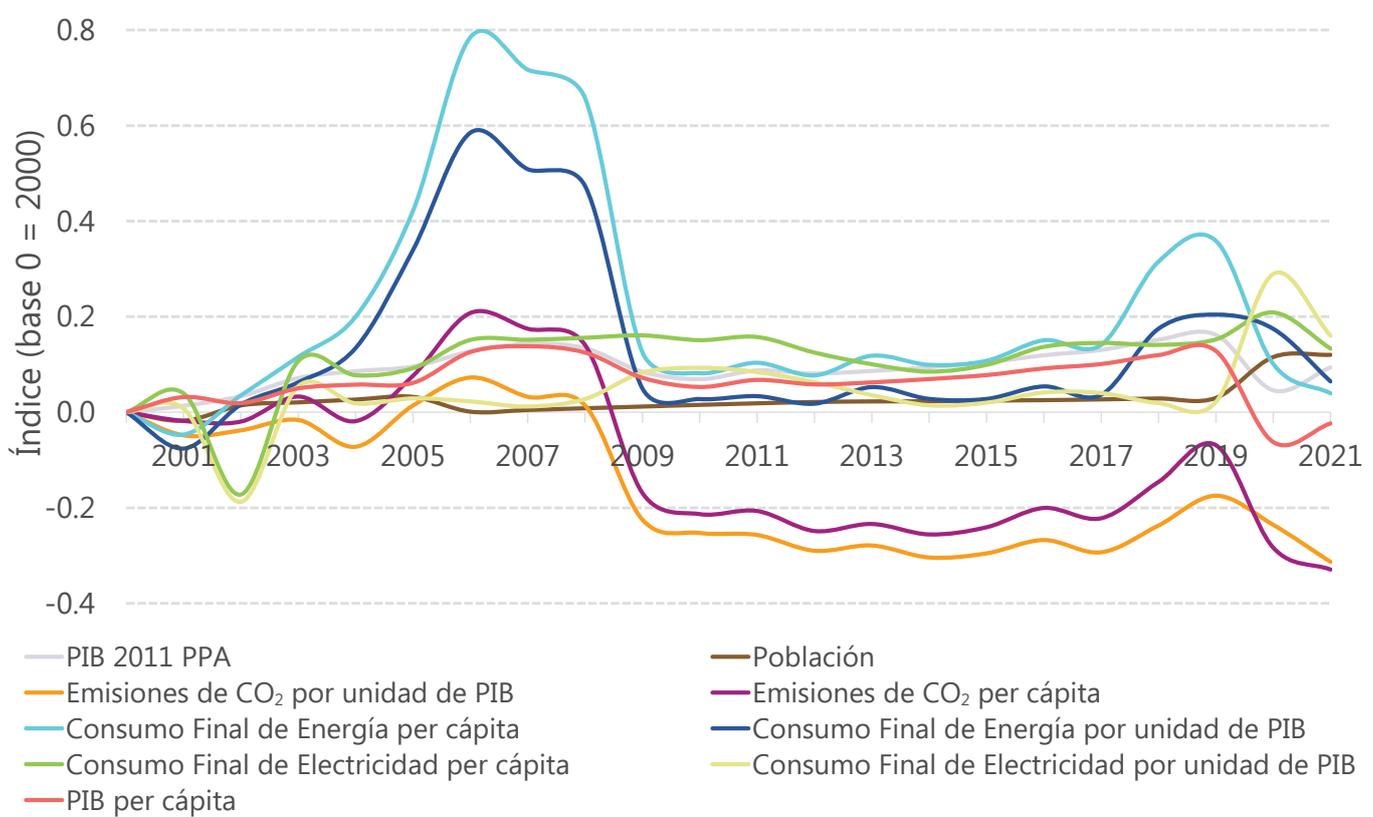


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





Resumen de los principales indicadores





MÉXICO

Datos Generales 2021

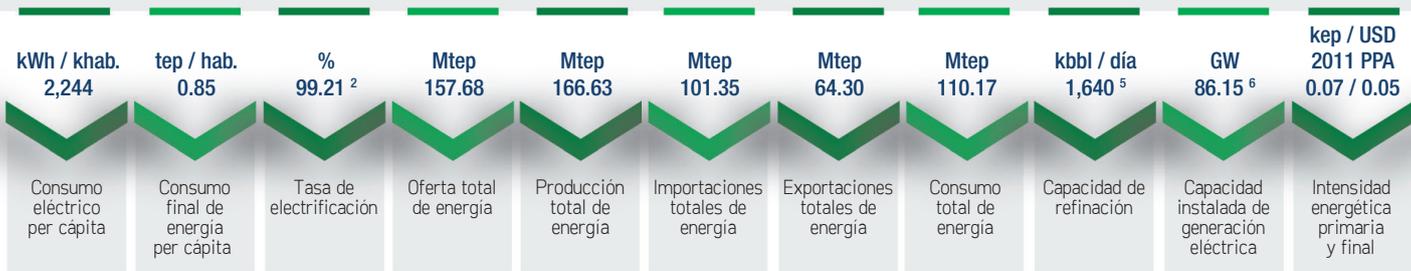


Población (mil hab.)	130,262 ¹
Superficie (km ²)	1,964,375
Densidad de población (hab. / km ²)	66
Población urbana (%)	81
PIB USD 2018 (MUSD)	1,175,319
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,415,675
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	19

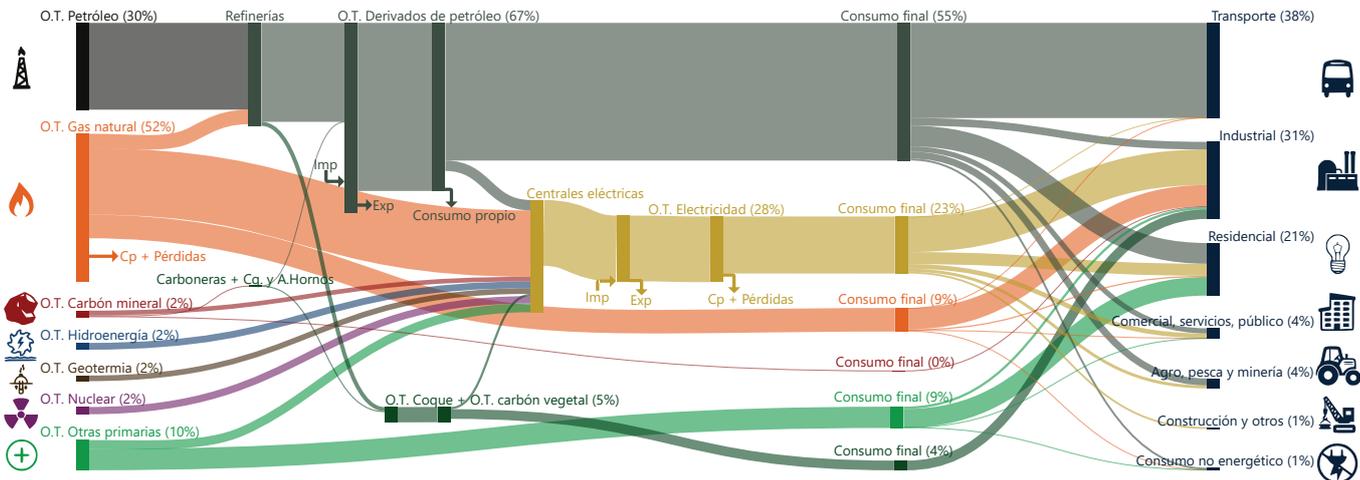
Sector Energético 2021*



¹ Banco Mundial.
² Informe PRODESEN 2022 - 2036.
³ Base de datos institucional de Pemex y Comisión Nacional de Hidrocarburos.
⁴ BP Statistical Review of World Energy.
⁵ PEMEX en Cifras.
⁶ SENER, Informe PRODESEN 2022 - 2036.
Nota (*): Los datos de oferta y demanda para el año 2021 fueron estimados por OLADE.

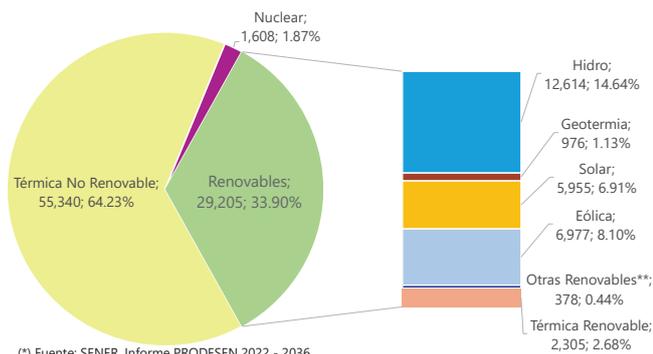


Balance energético resumido 2021



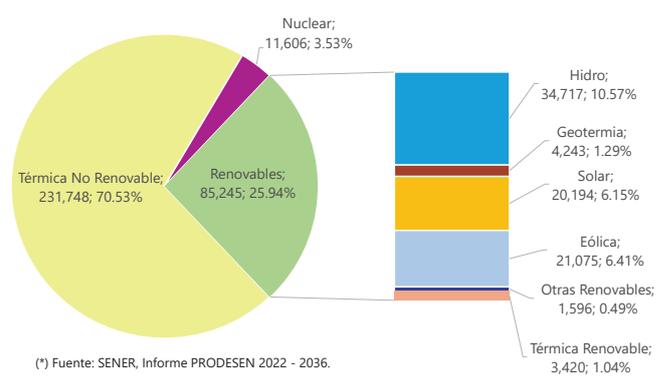


Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021*



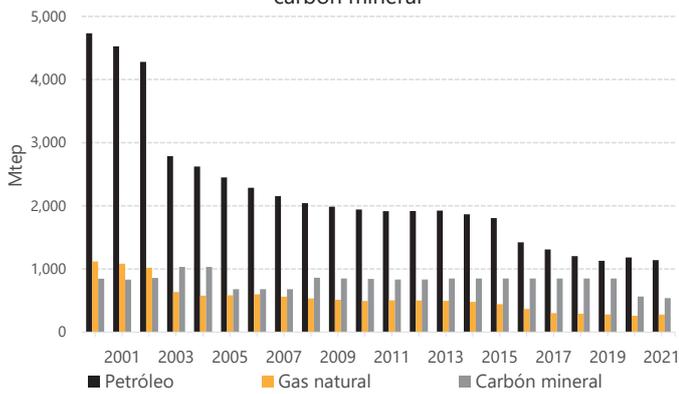
(*) Fuente: SENER, Informe PRODESEN 2022 - 2036.
(**) Corresponde a biogás.

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021*

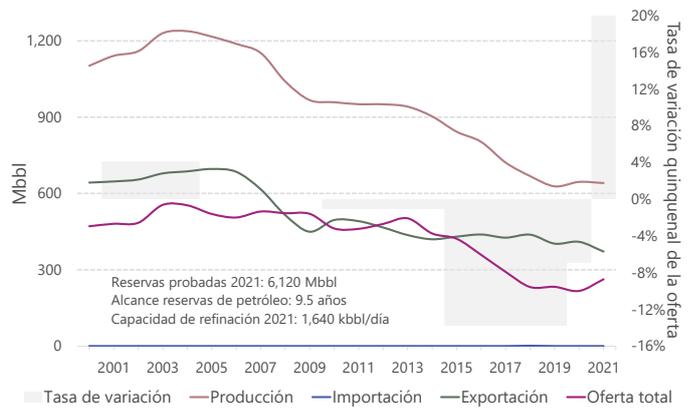


(*) Fuente: SENER, Informe PRODESEN 2022 - 2036.

Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

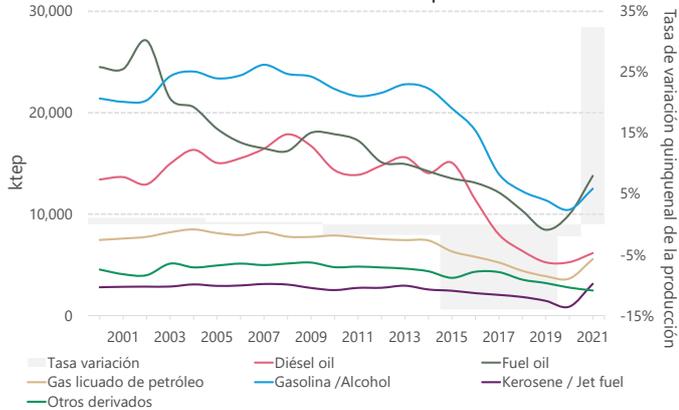


Oferta de petróleo

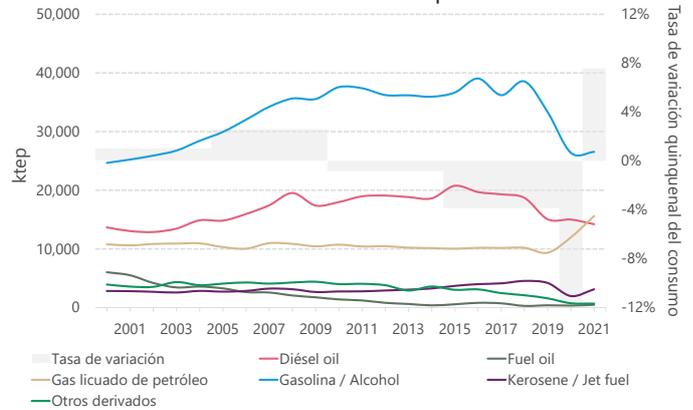


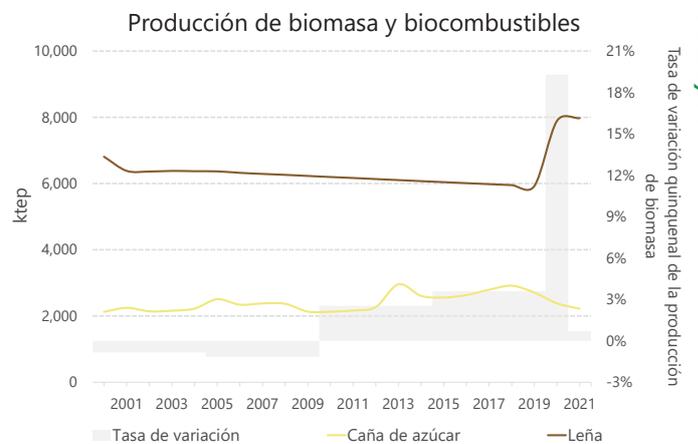
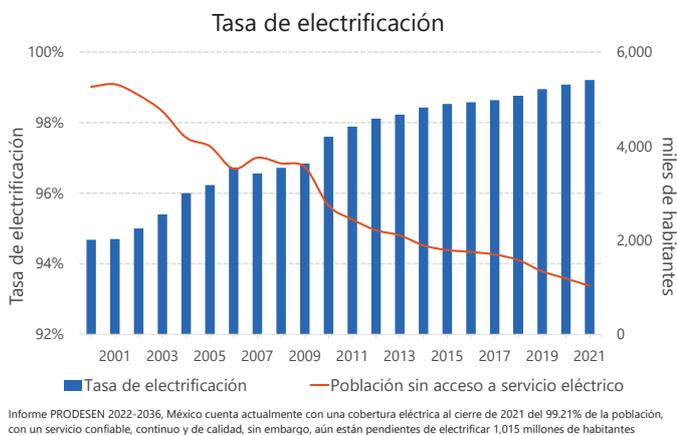
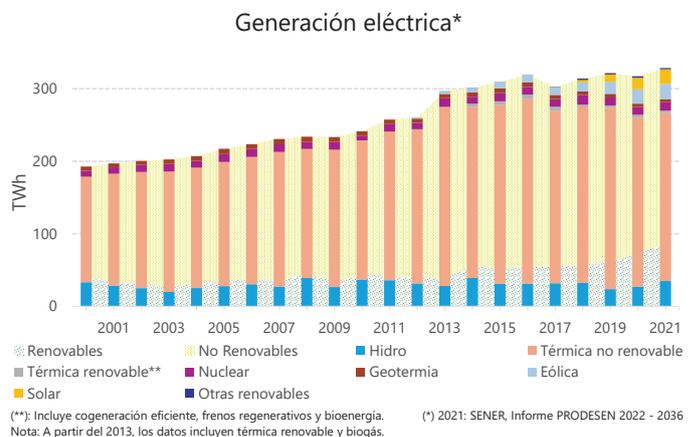
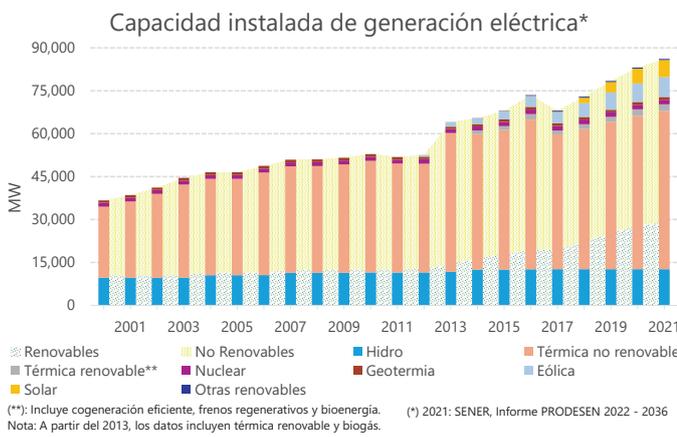
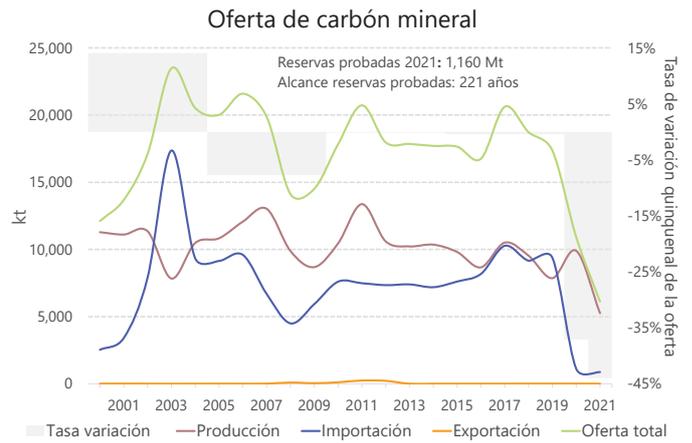
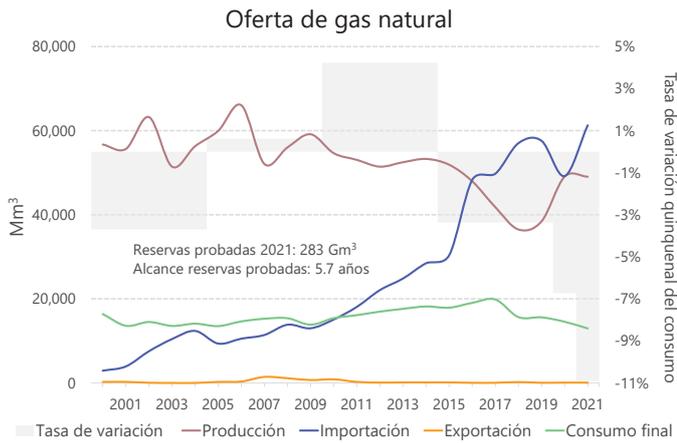
MÉXICO

Producción derivados de petróleo



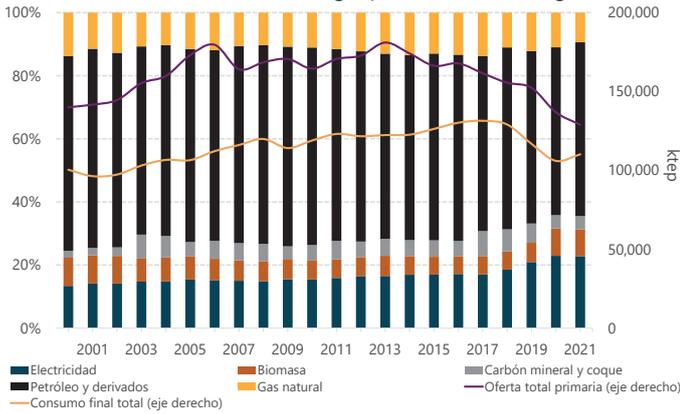
Consumo derivados de petróleo



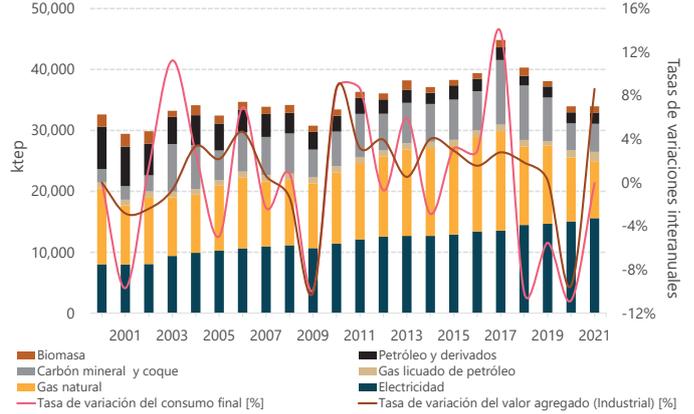




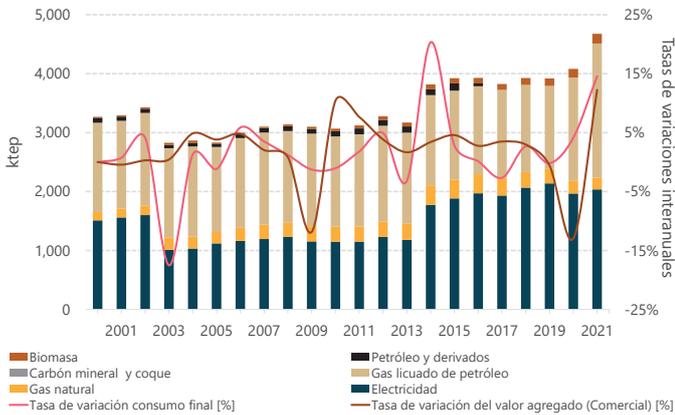
Consumo final de energía por fuente de energía



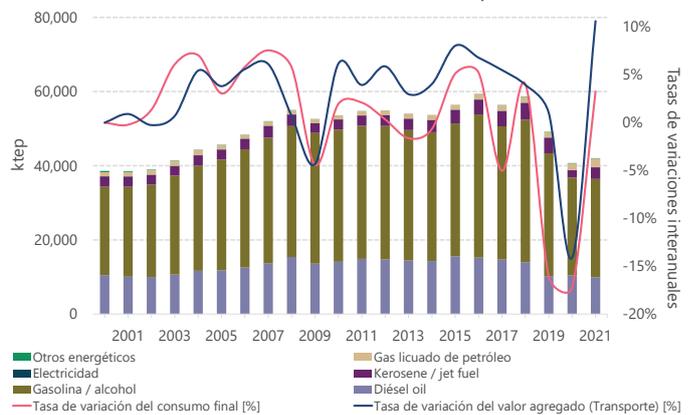
Consumo final del Sector Industrial



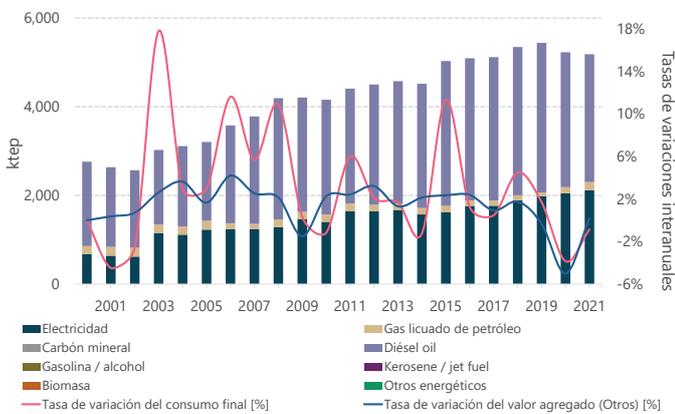
Consumo final del Sector Comercial



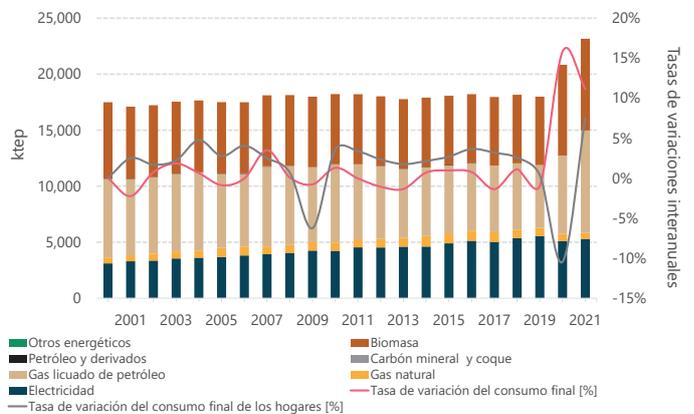
Consumo final del Sector Transporte



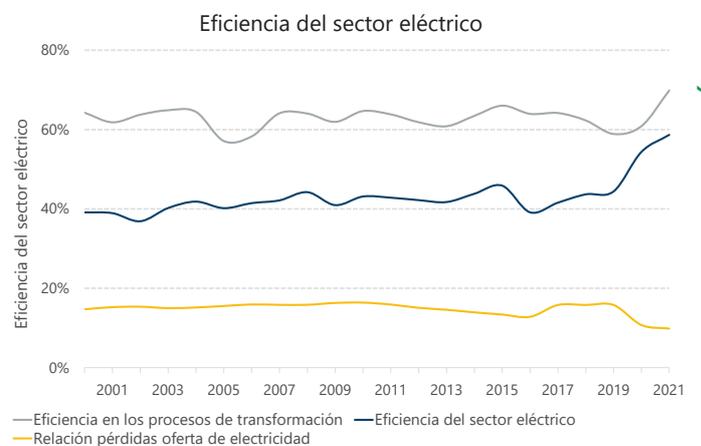
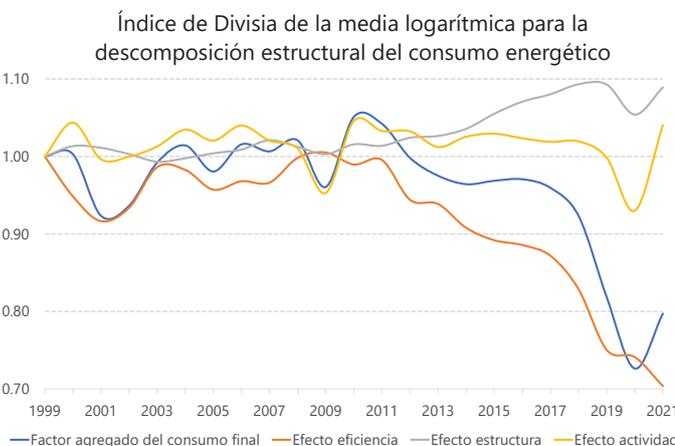
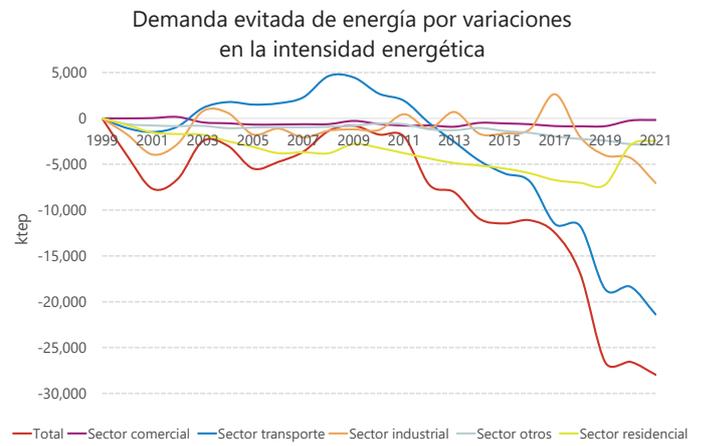
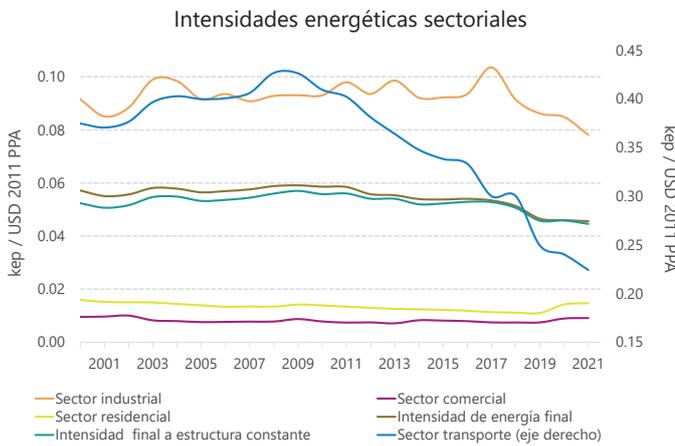
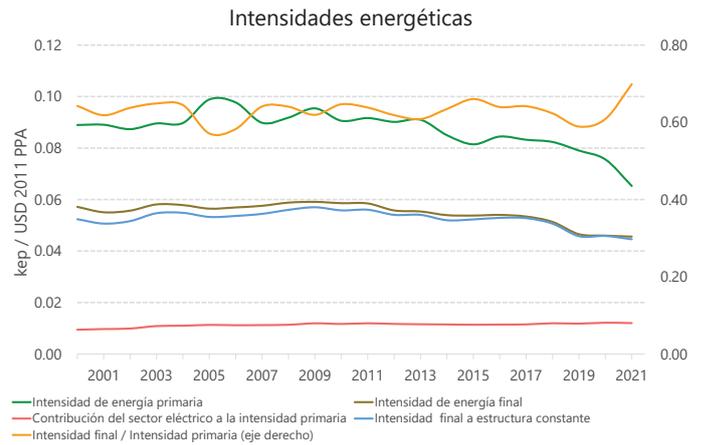
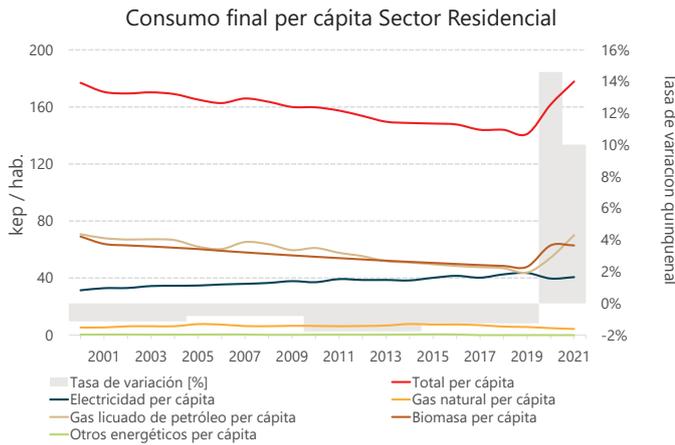
Consumo final del Sector Otros



Consumo final del Sector Residencial



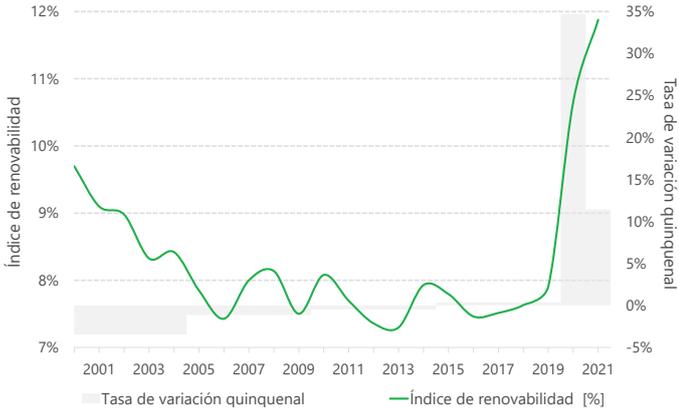
MÉXICO



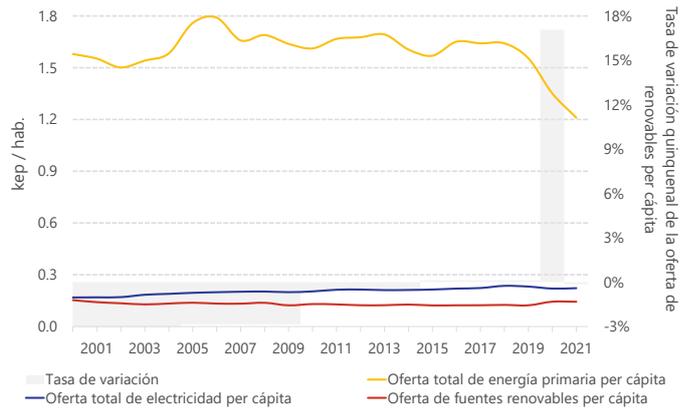
MÉXICO



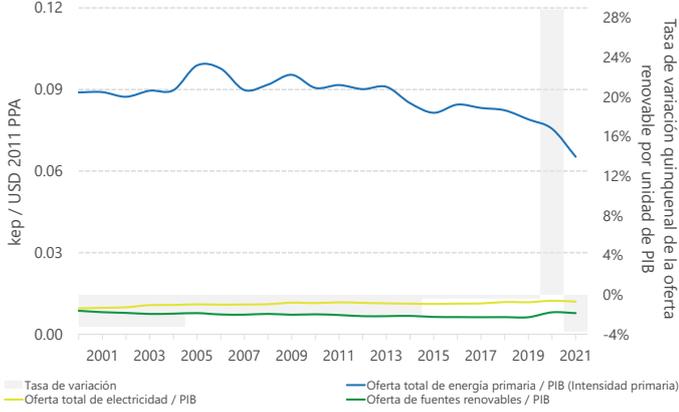
Índice de renovabilidad



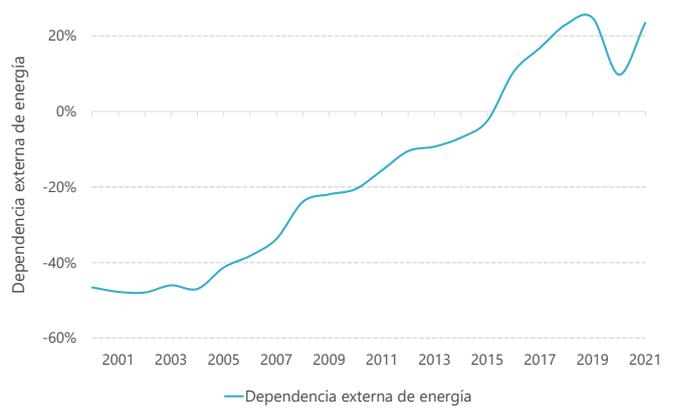
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

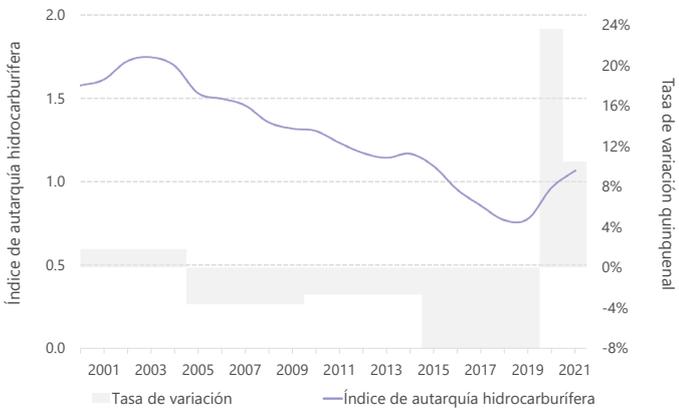


Dependencia externa de energía



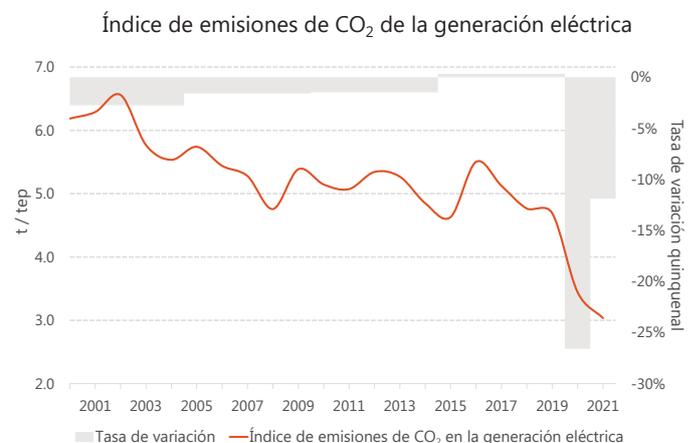
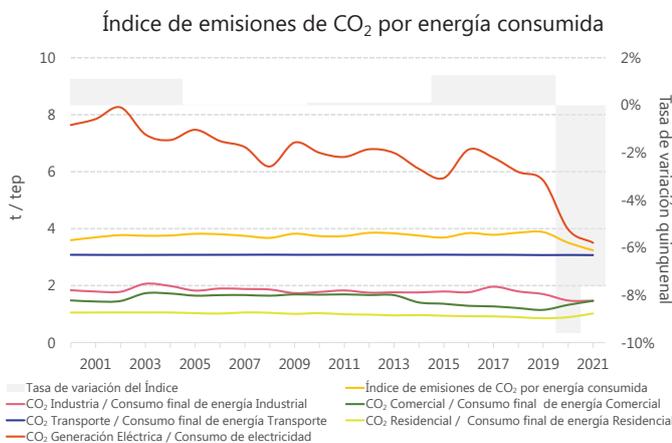
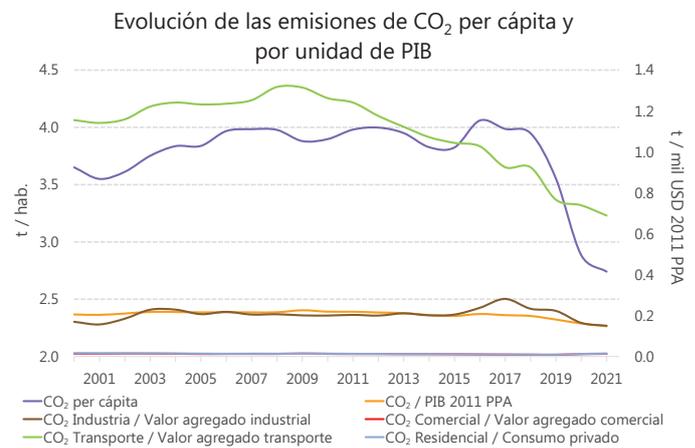
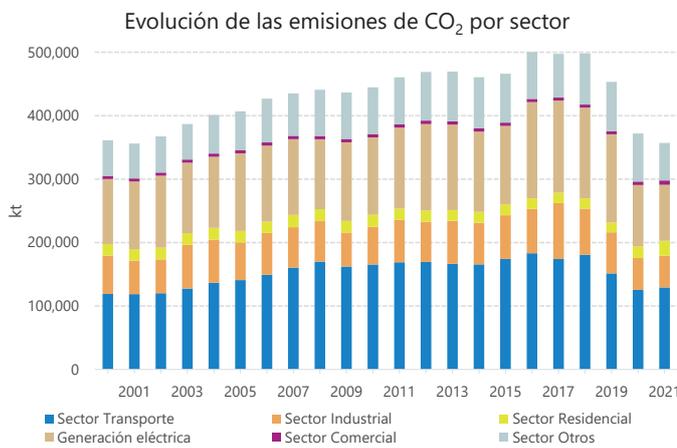
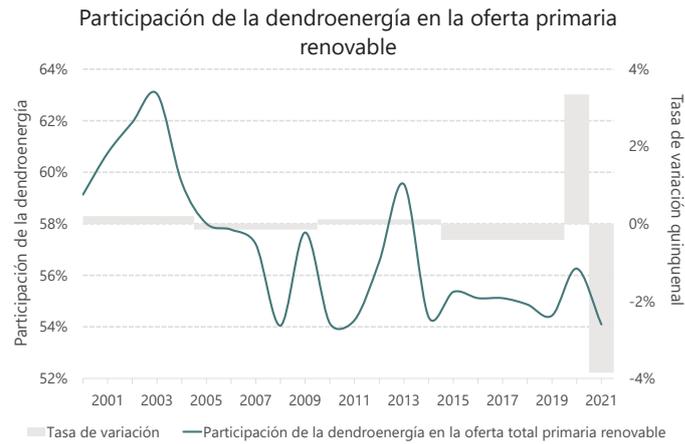
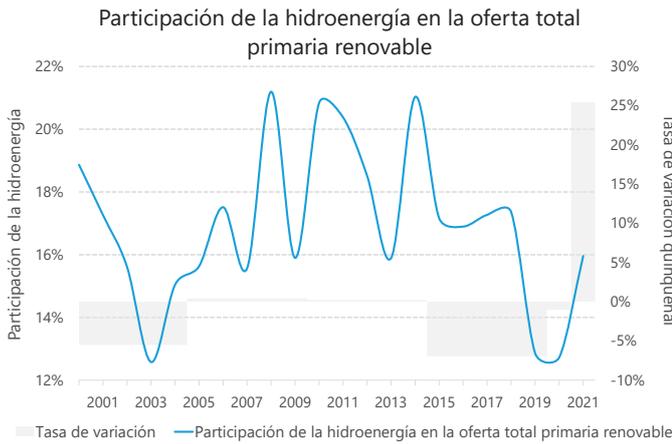
MÉXICO

Índice de autarquía hidrocarburífera



Índice de consumo residencial de biomasa

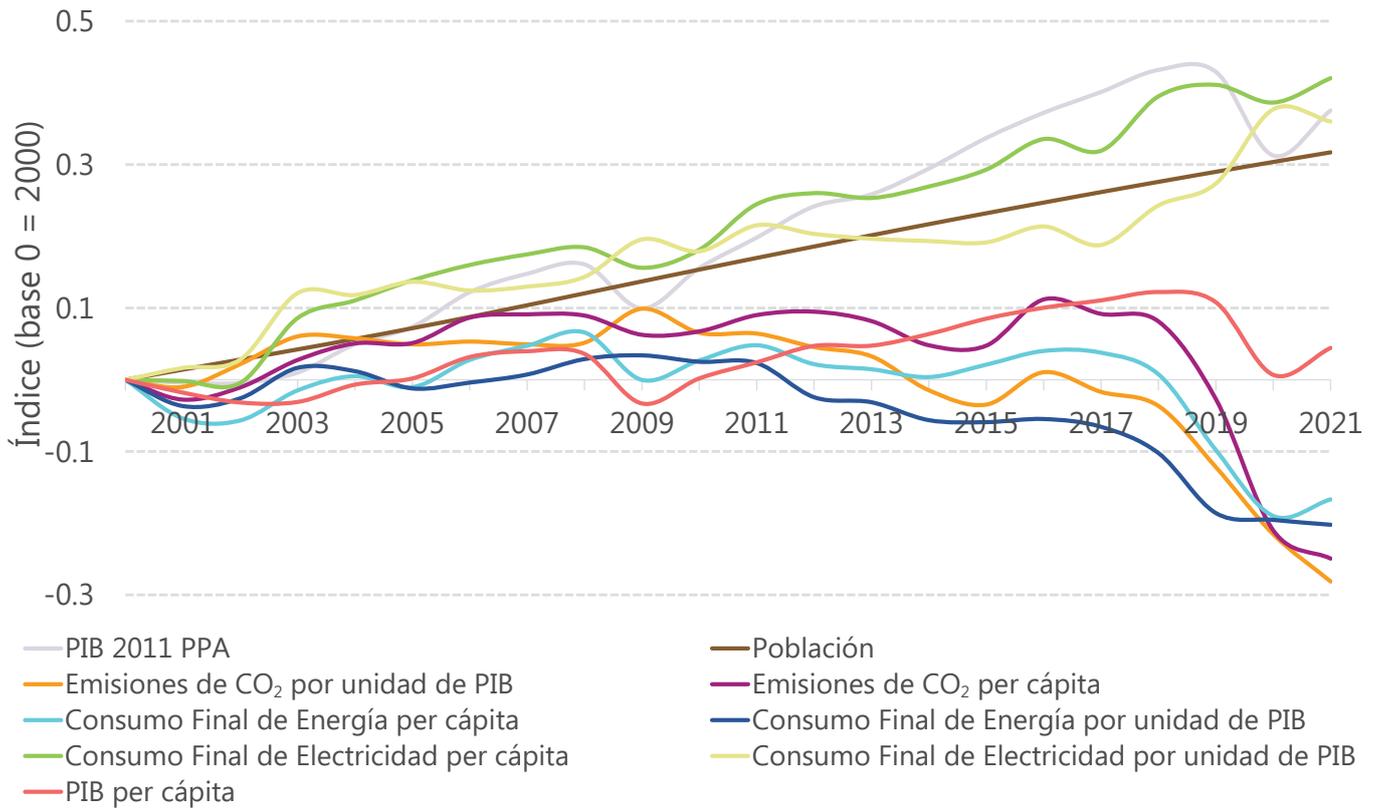




MÉXICO



Resumen de los principales indicadores





NICARAGUA

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	6,664
Superficie (km ²)	130,370
Densidad de población (hab. / km ²)	51
Población urbana (%)	59
PIB USD 2018 (MUSD)	13,582 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	38,629 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	6

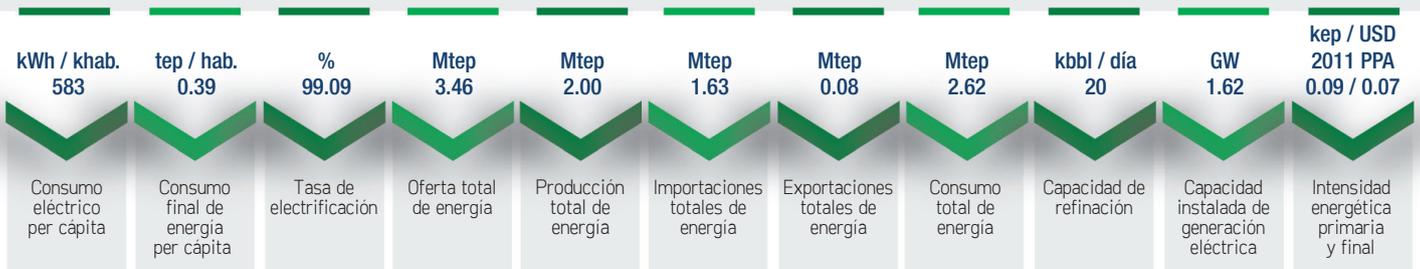
Sector Energético 2021



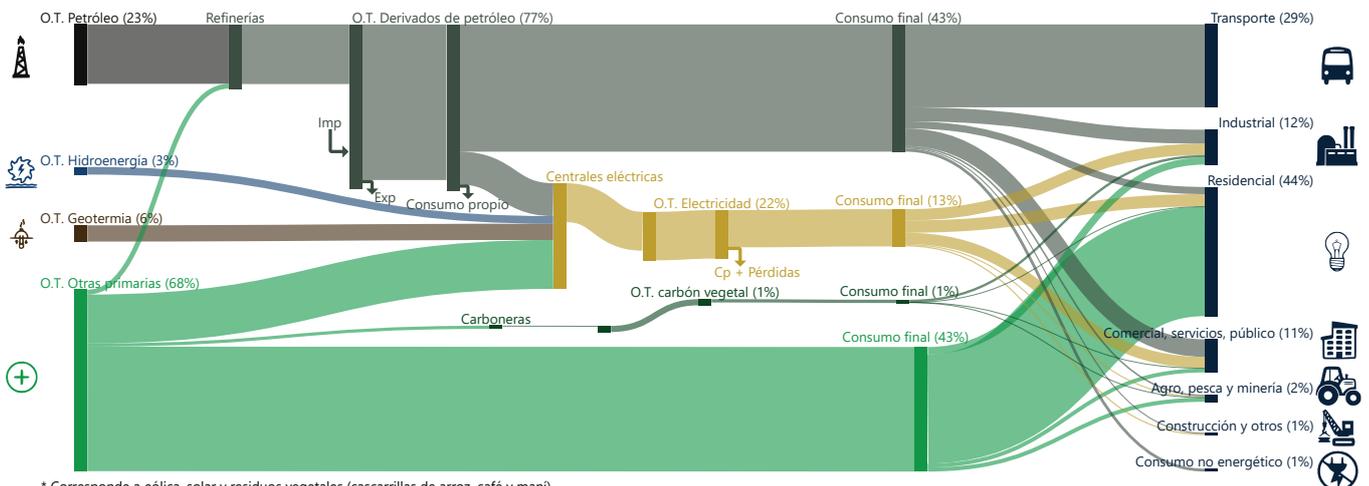
¹ Fuente: CEPAL.

² Fuente: Banco Mundial.

Nota: La información de oferta y demanda para el 2021 en la presente publicación es preliminar y está sujeta a revisión por parte del país.



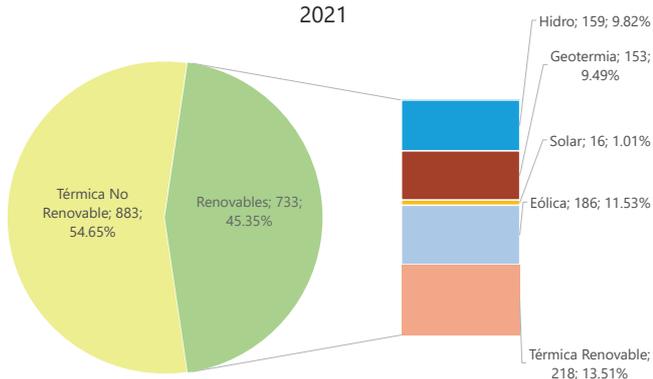
Balance energético resumido 2021





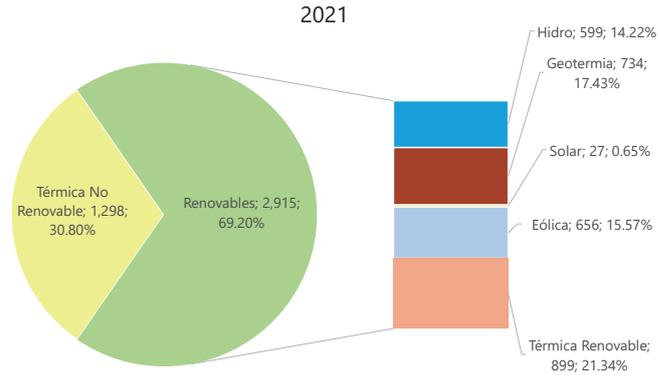
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]

2021

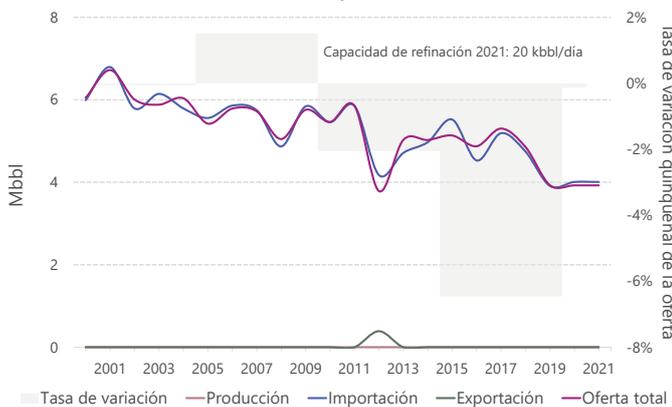


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]

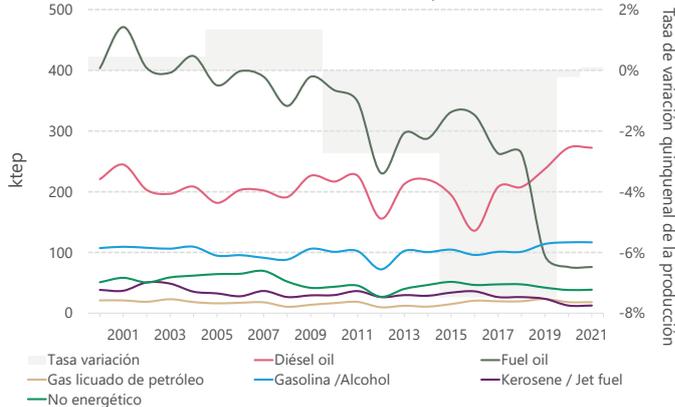
2021



Oferta de petróleo

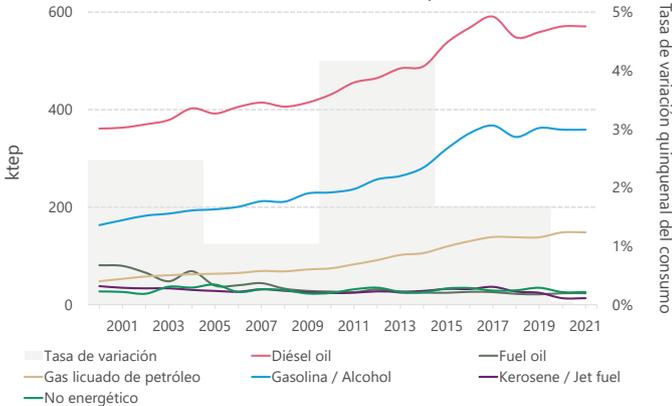


Producción derivados de petróleo

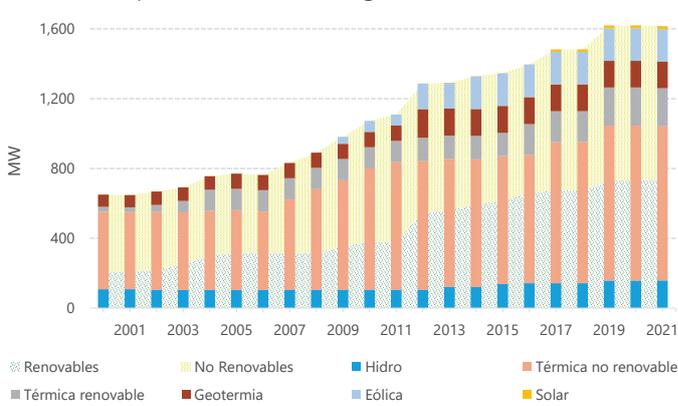


NICARAGUA

Consumo derivados de petróleo

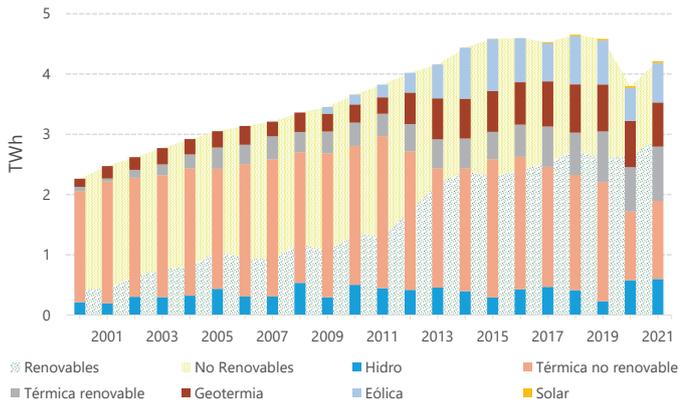


Capacidad instalada de generación eléctrica

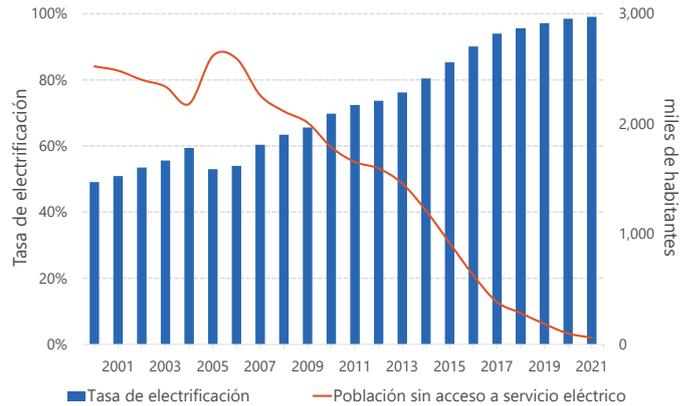




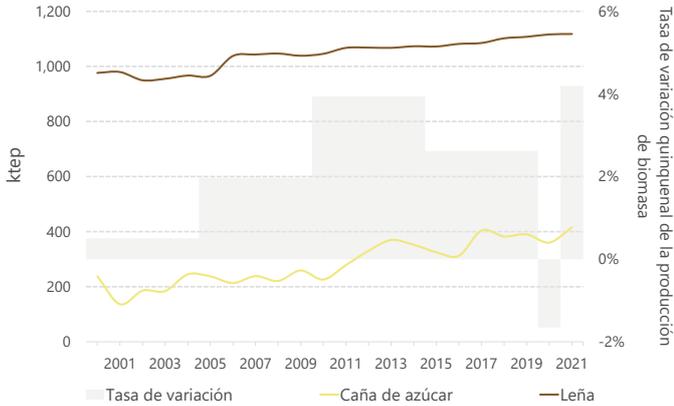
Generación eléctrica



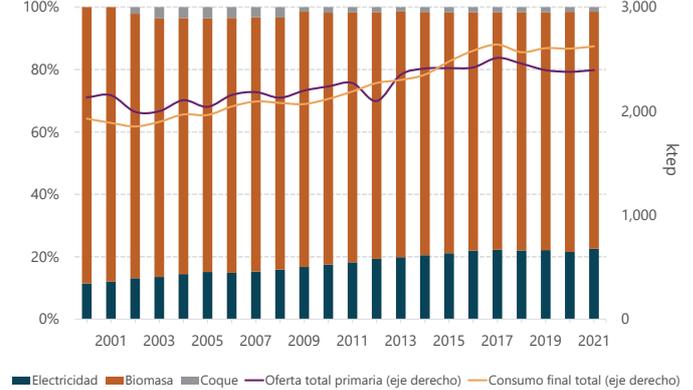
Tasa de electrificación



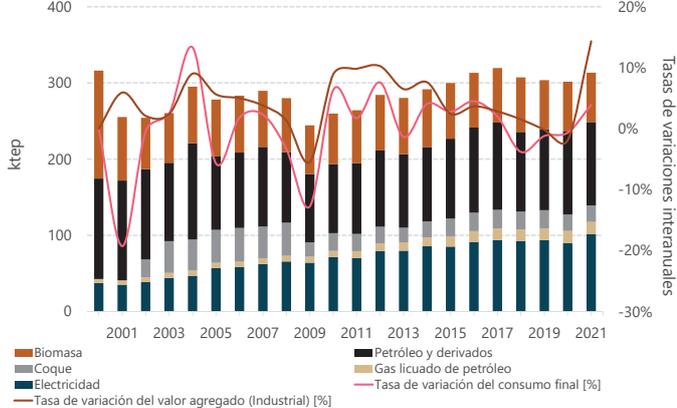
Producción de biomasa



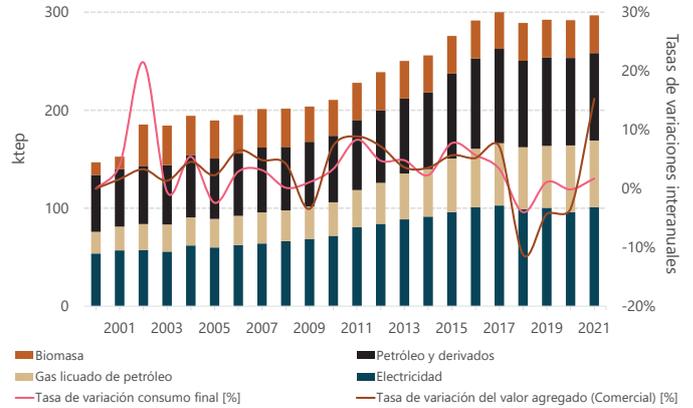
Consumo final de energía por fuente de energía



Consumo final del Sector Industrial

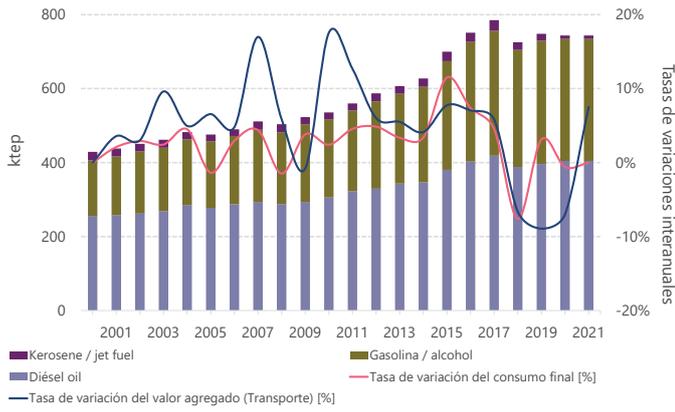


Consumo final del Sector Comercial

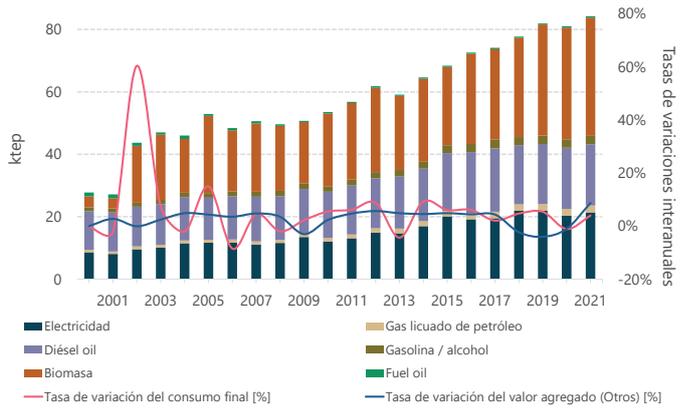




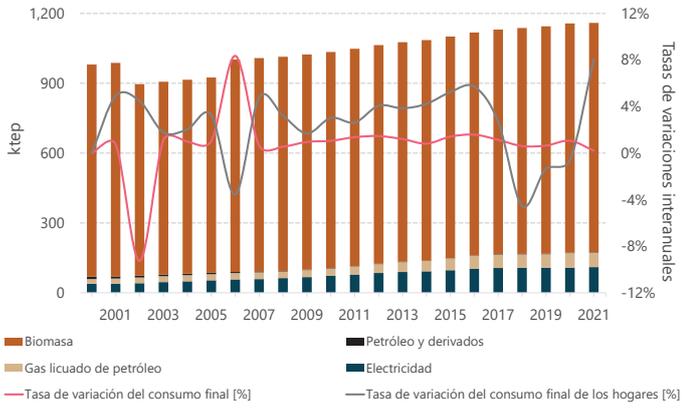
Consumo final del Sector Transporte



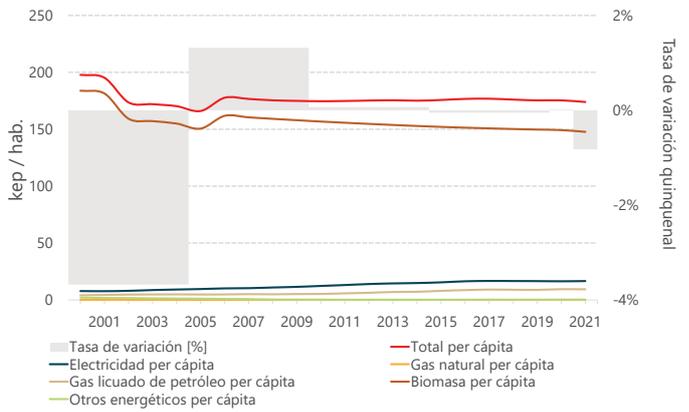
Consumo final del Sector Otros



Consumo final del Sector Residencial

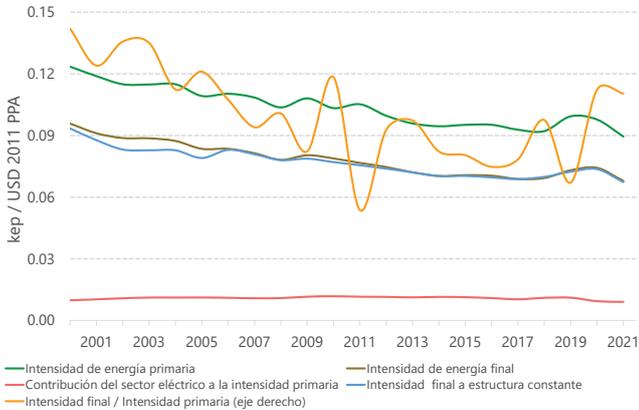


Consumo final per cápita Sector Residencial

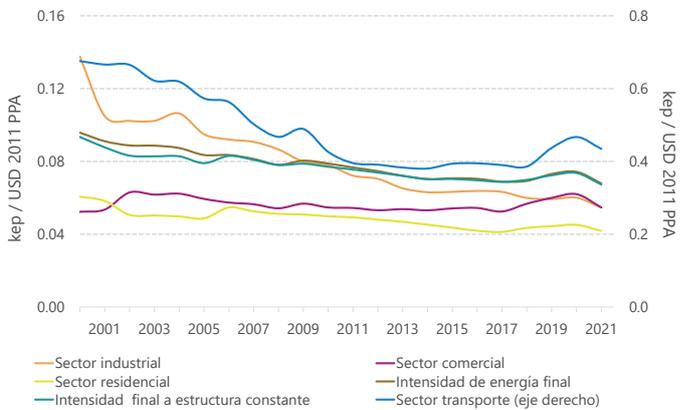


NICARAGUA

Intensidades energéticas

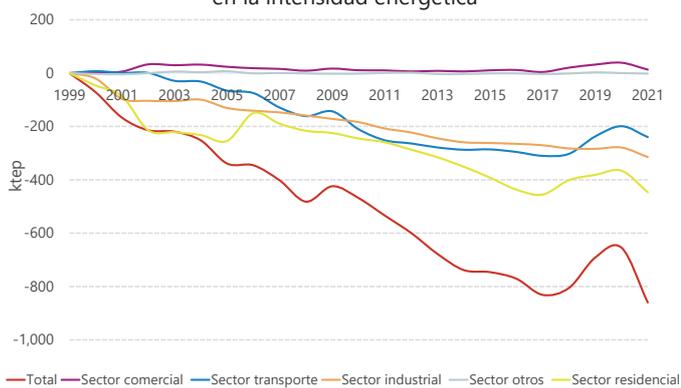


Intensidades energéticas sectoriales

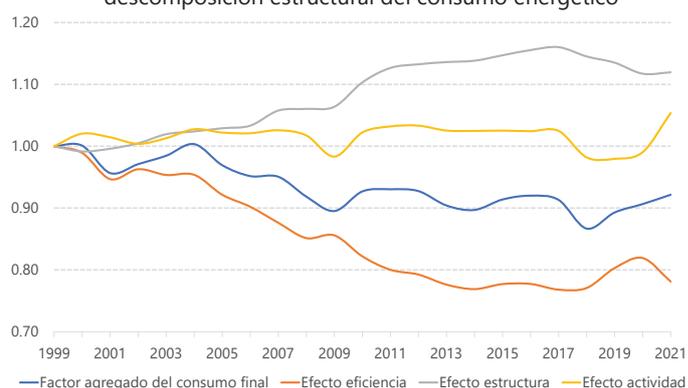




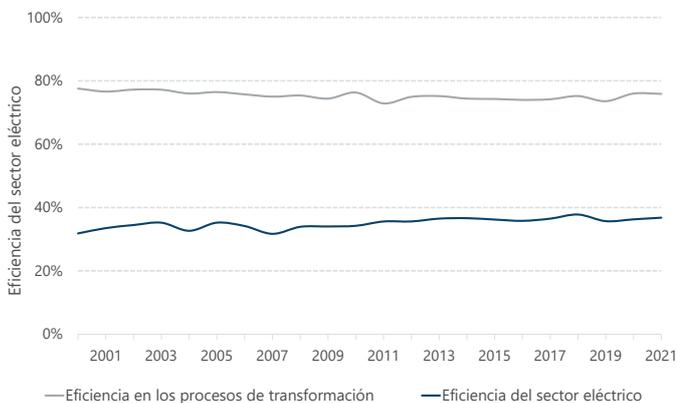
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



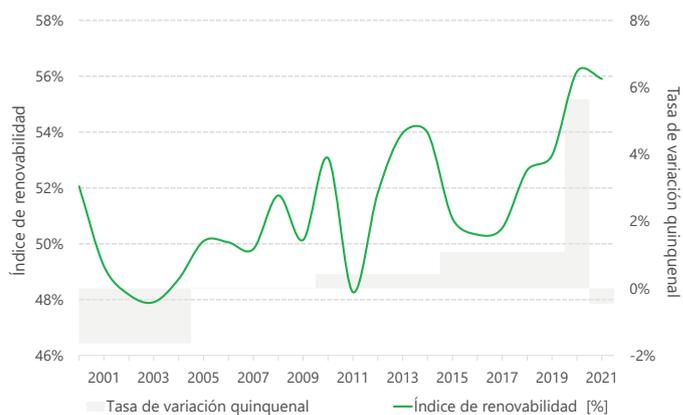
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



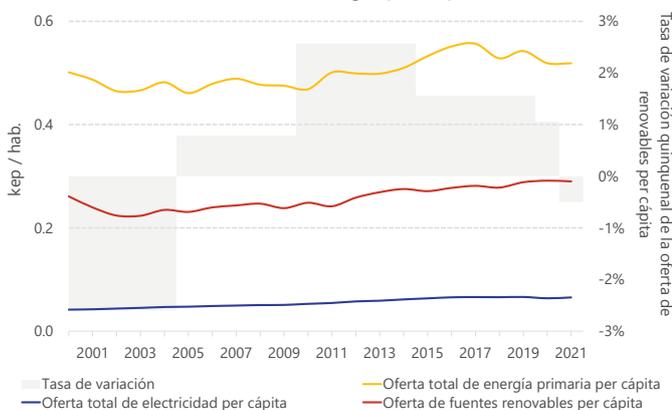
Eficiencia del sector eléctrico



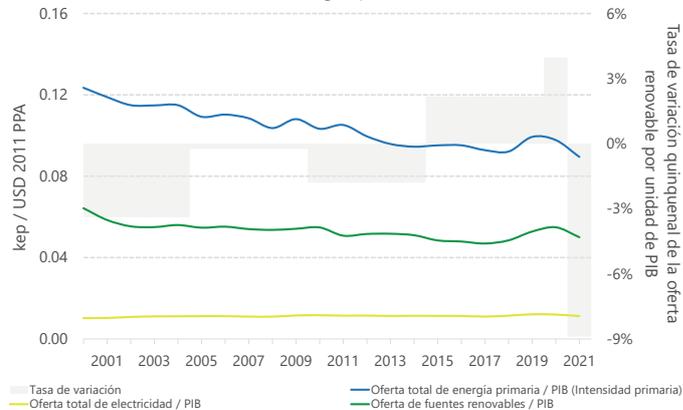
Índice de renovabilidad

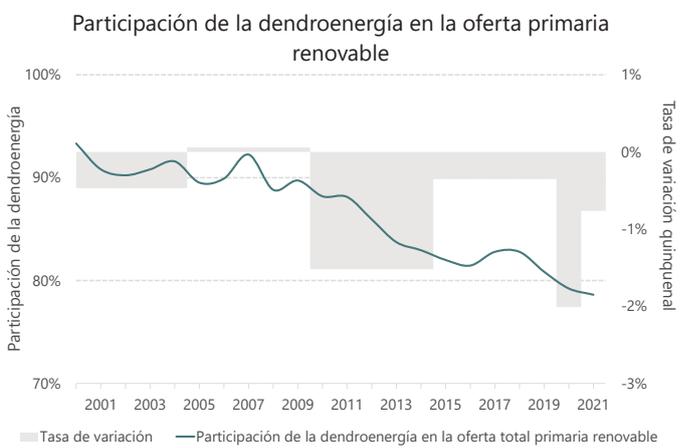
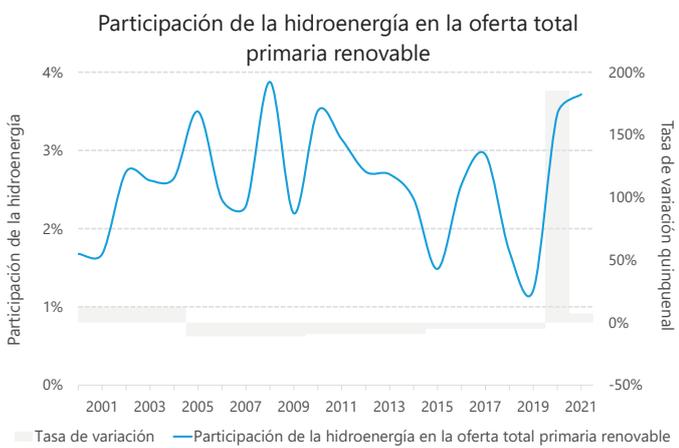
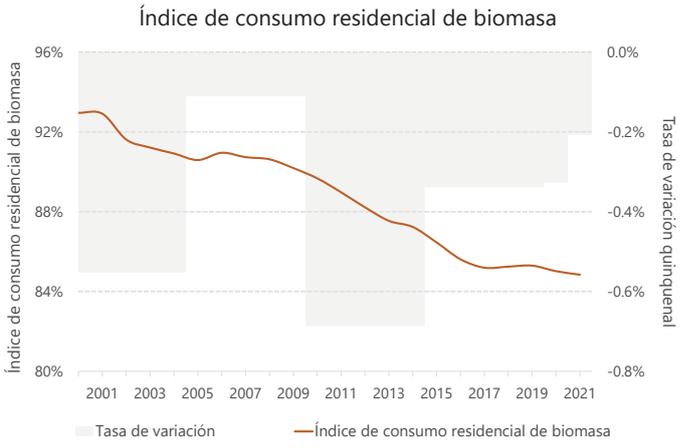
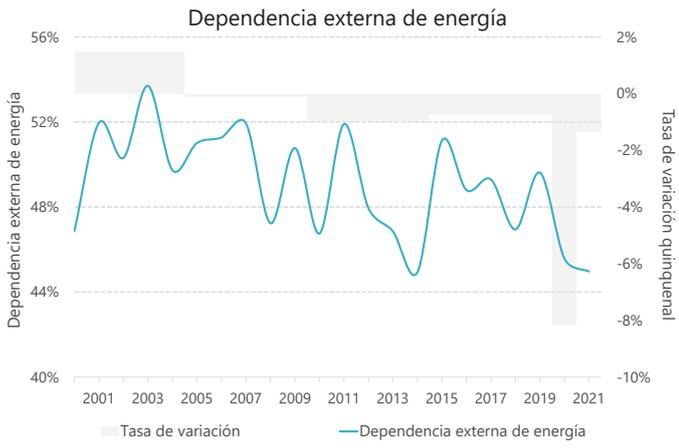


Oferta de energía per cápita

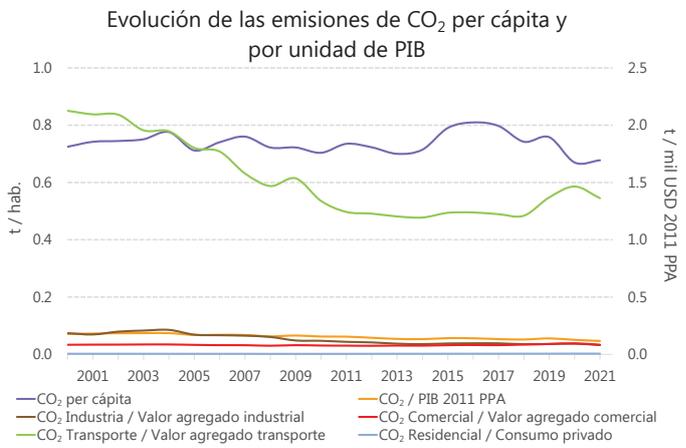
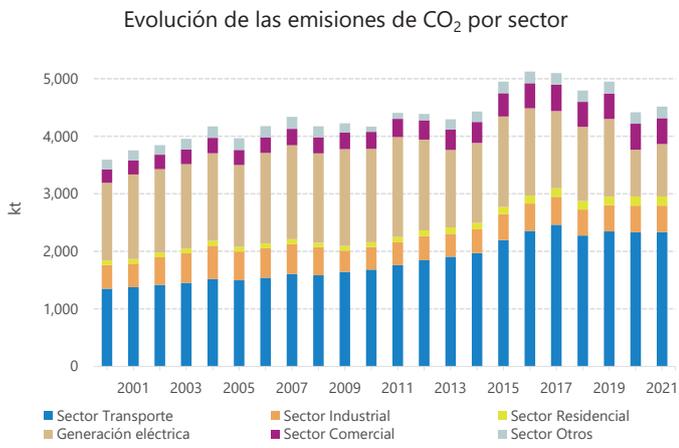


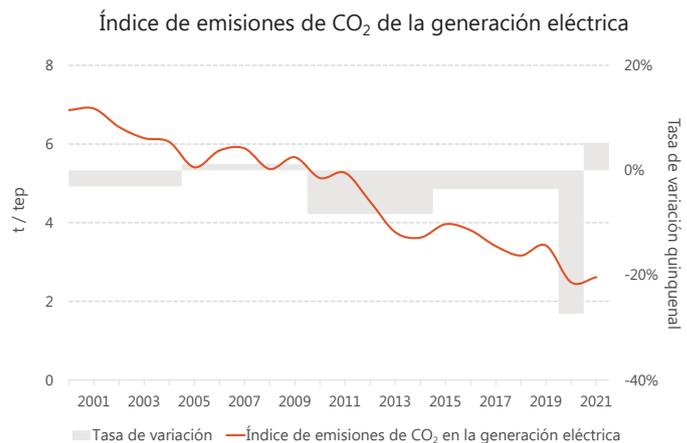
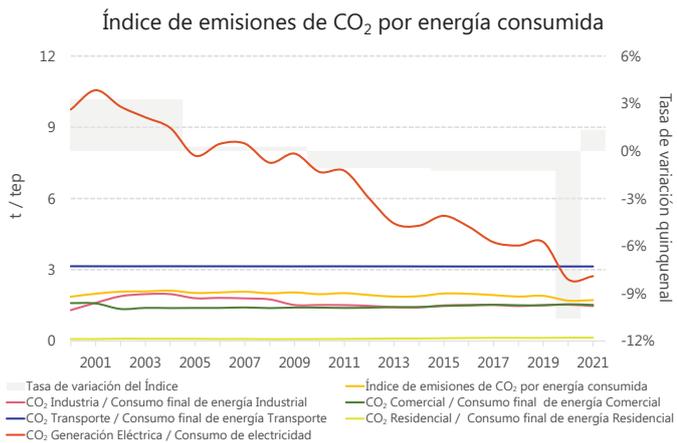
Ofertas de energía por unidad de PIB



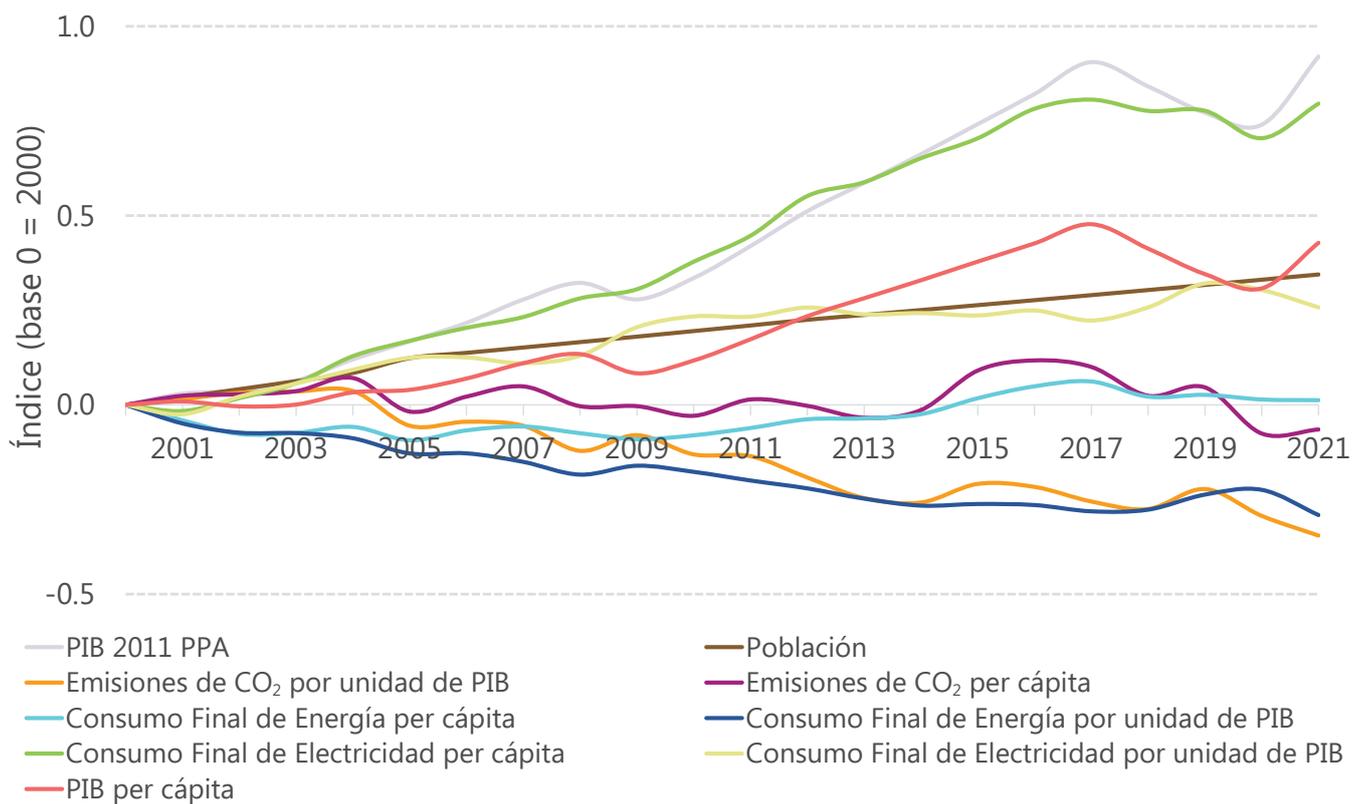


NICARAGUA





Resumen de los principales indicadores

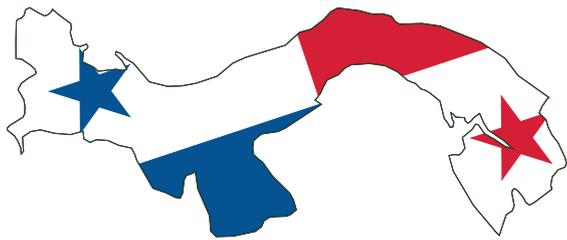




PANAMÁ

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	4,337
Superficie (km ²)	75,420
Densidad de población (hab. / km ²)	58
Población urbana (%)	71
PIB USD 2018 (MUSD)	63,280 ¹
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	126,352 ²
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	29



Sector Energético 2021

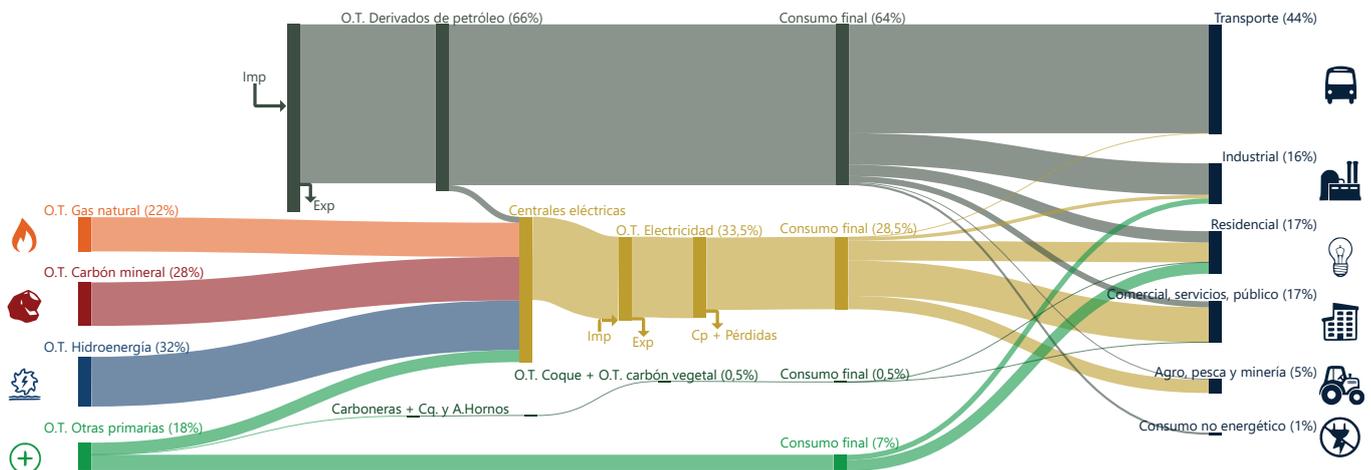


¹ CEPAL.

² Banco Mundial.

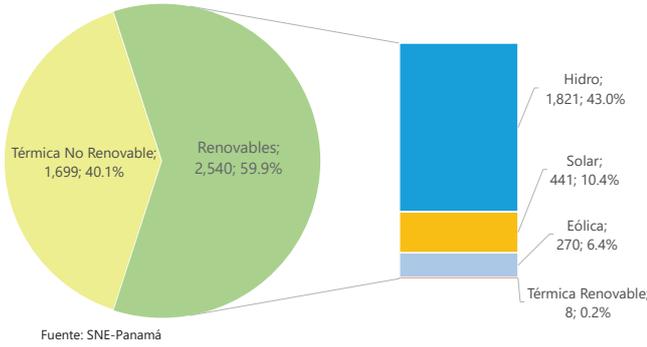


Balance energético resumido 2021

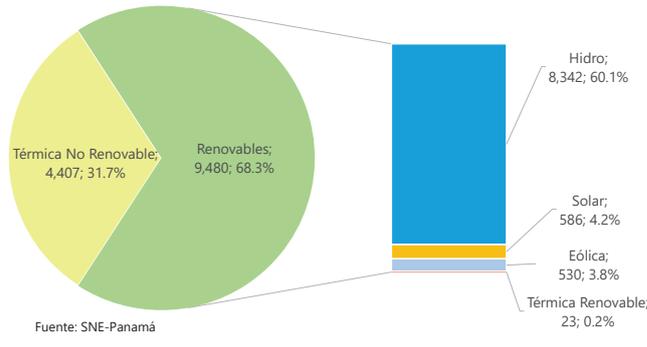




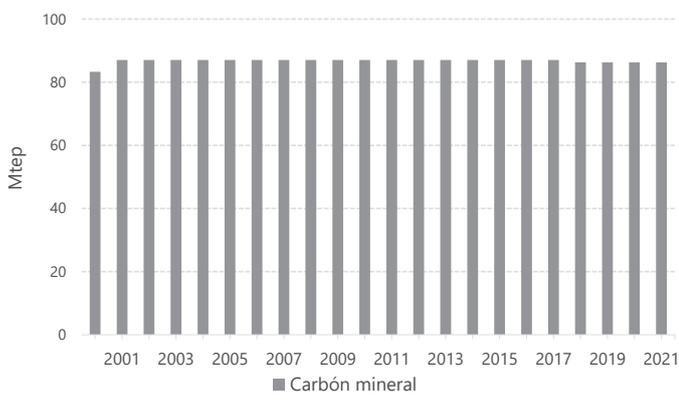
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



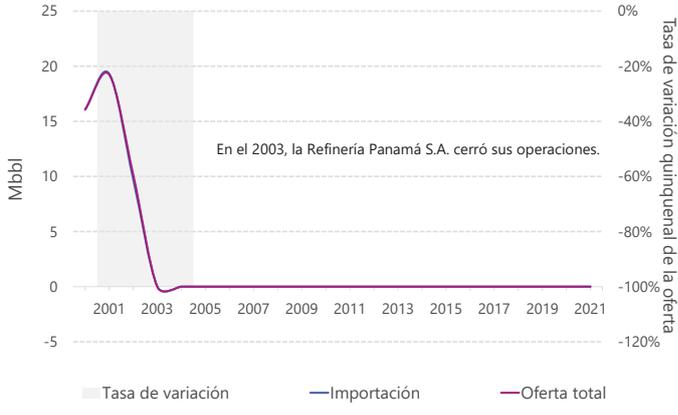
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de carbón mineral

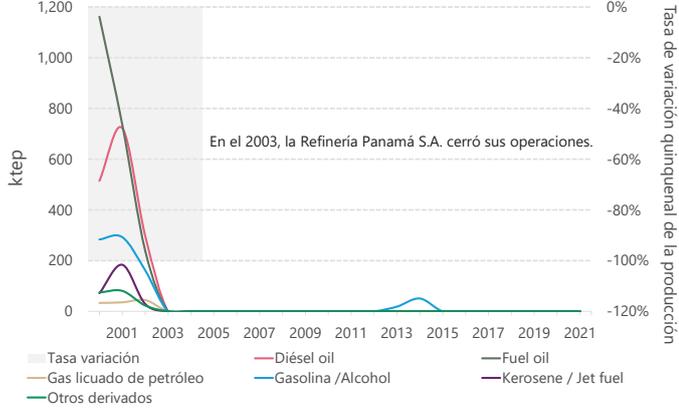


Oferta de petróleo

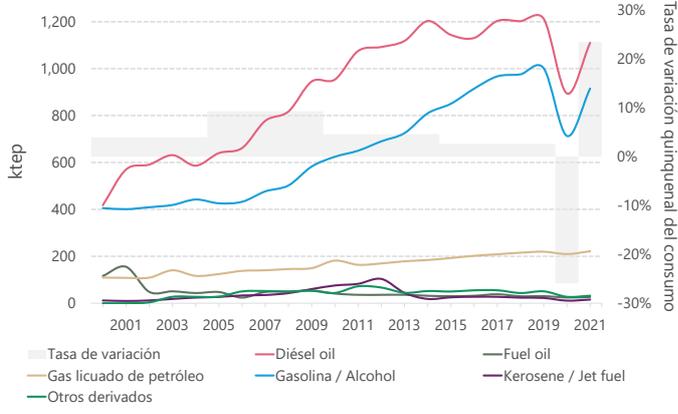


PANAMÁ

Producción derivados de petróleo

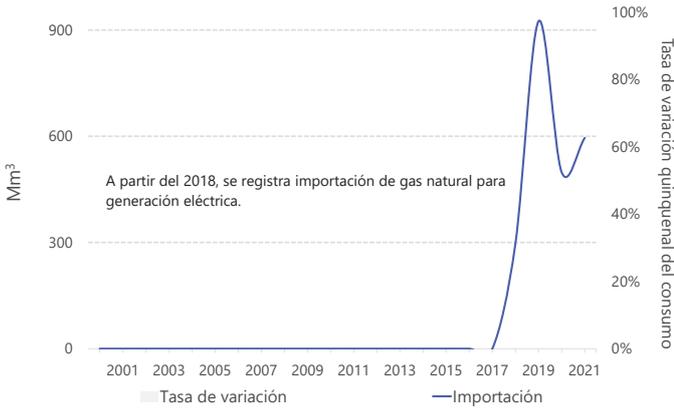


Consumo derivados de petróleo

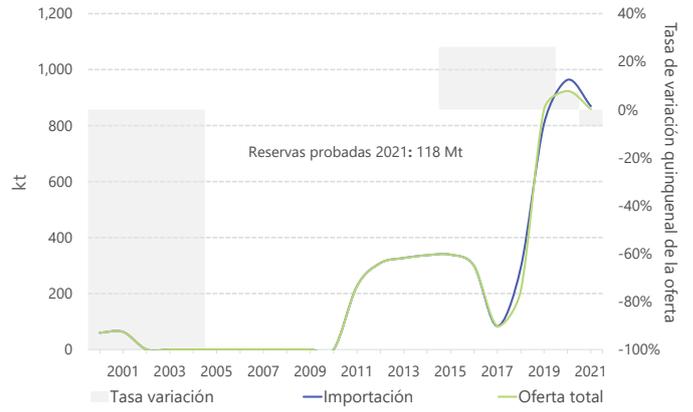




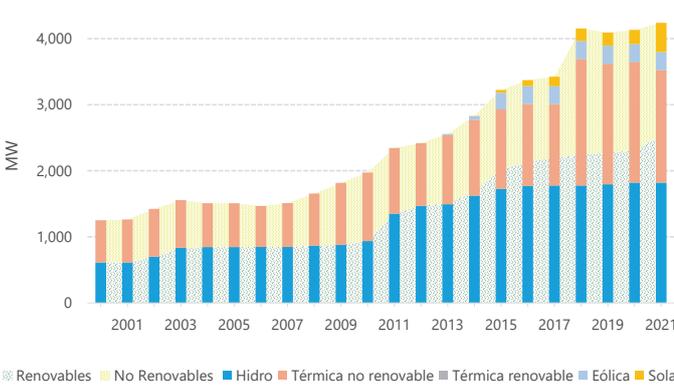
Oferta de gas natural



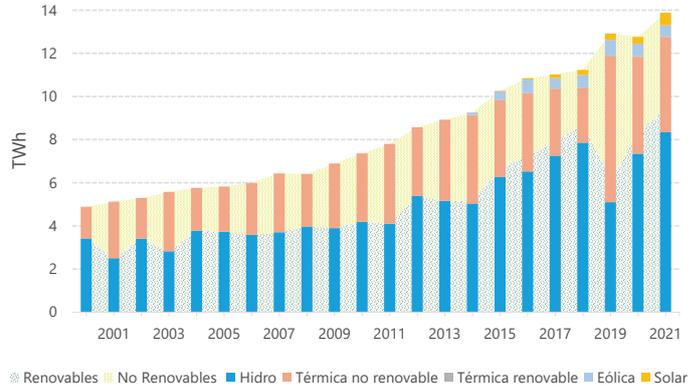
Oferta de carbón mineral



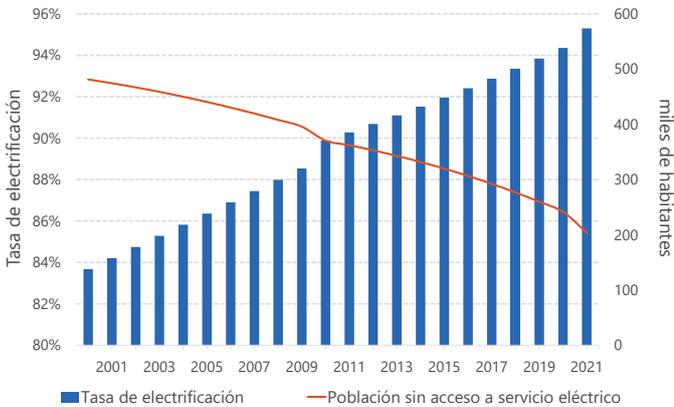
Capacidad instalada de generación eléctrica



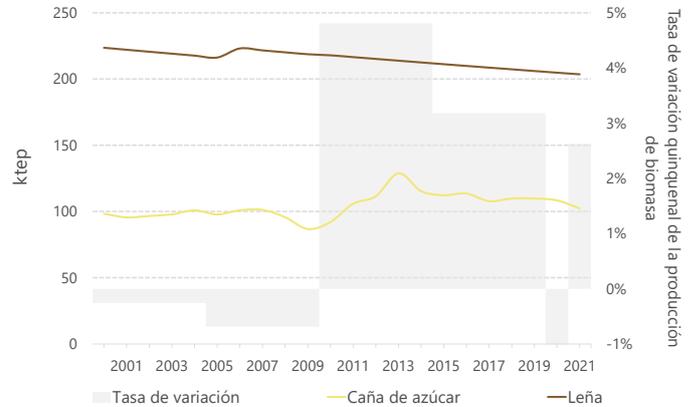
Generación eléctrica



Tasa de electrificación

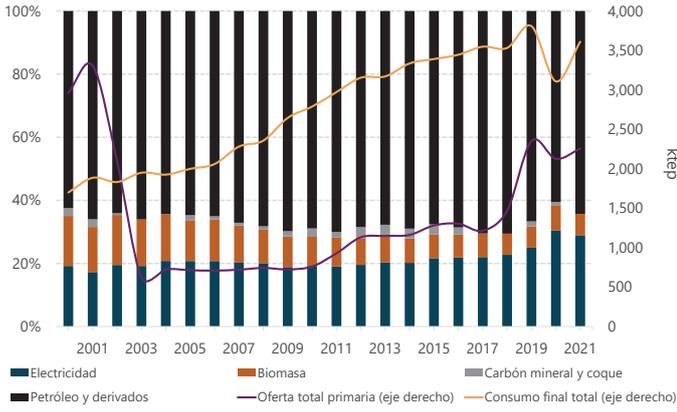


Producción de biomasa y biocombustibles

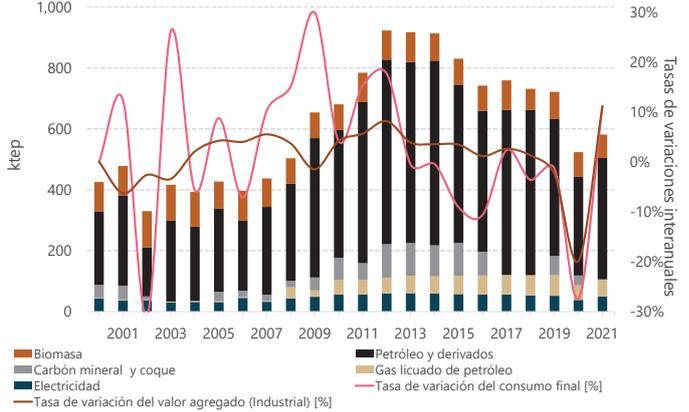




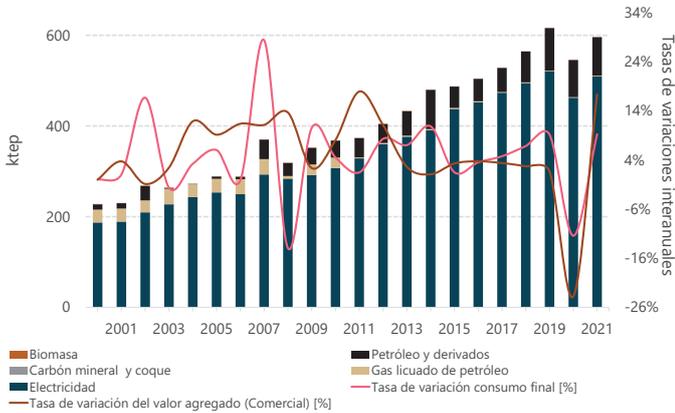
Consumo final de energía por fuente de energía



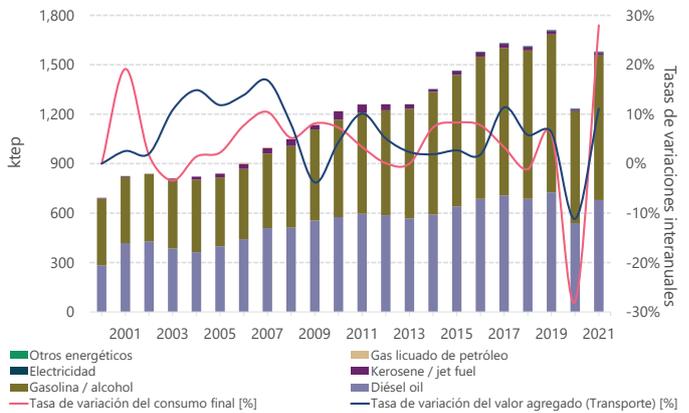
Consumo final del Sector Industrial



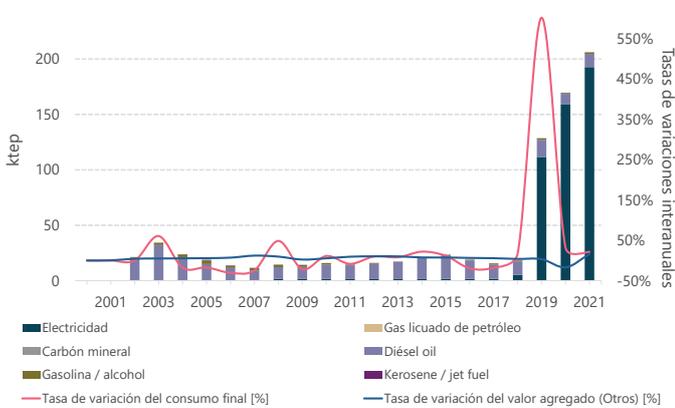
Consumo final del Sector Comercial



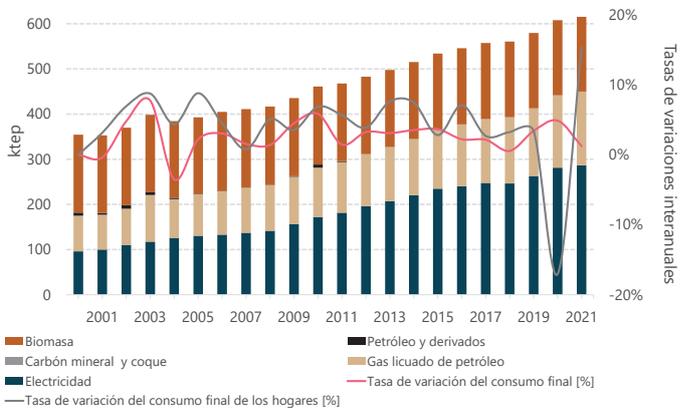
Consumo final del Sector Transporte



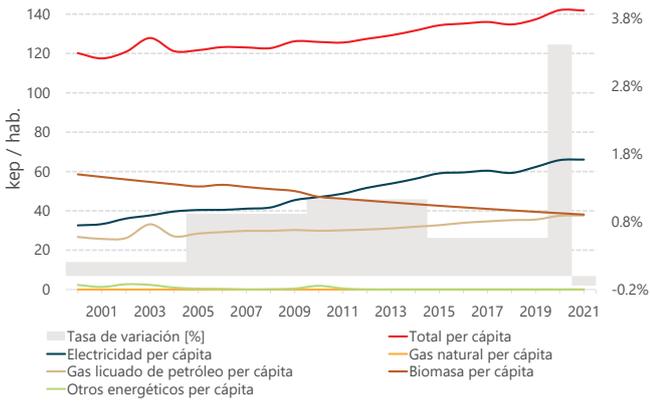
Consumo final del Sector Otros



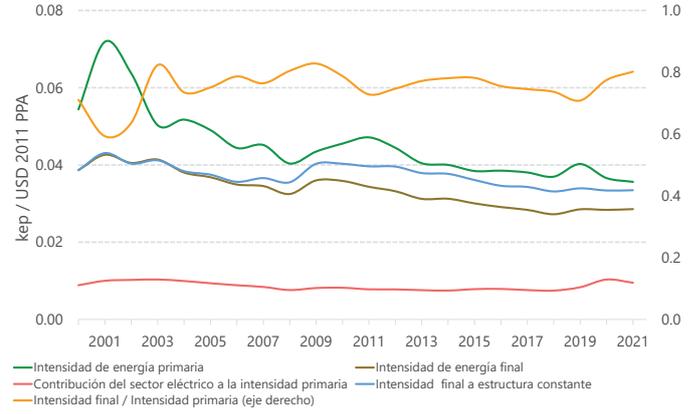
Consumo final del Sector Residencial



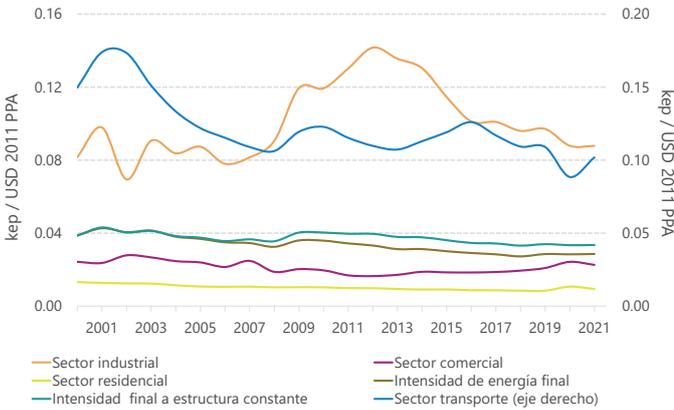
Consumo final per cápita Sector Residencial



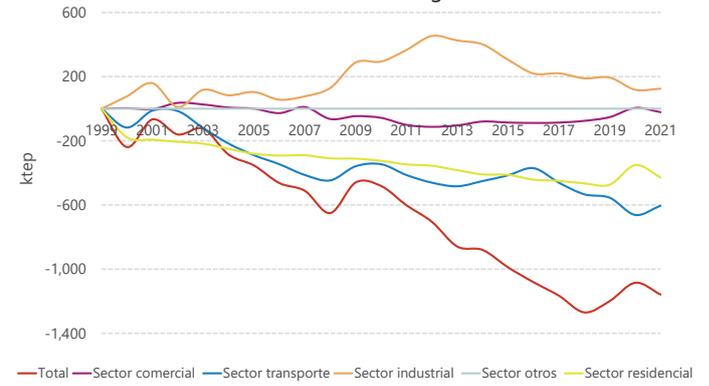
Intensidades energéticas



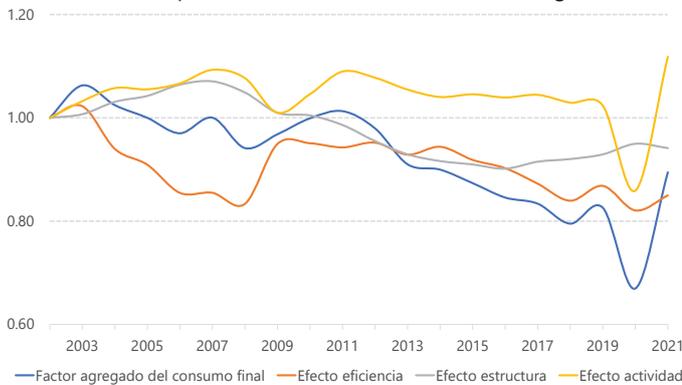
Intensidades energéticas sectoriales



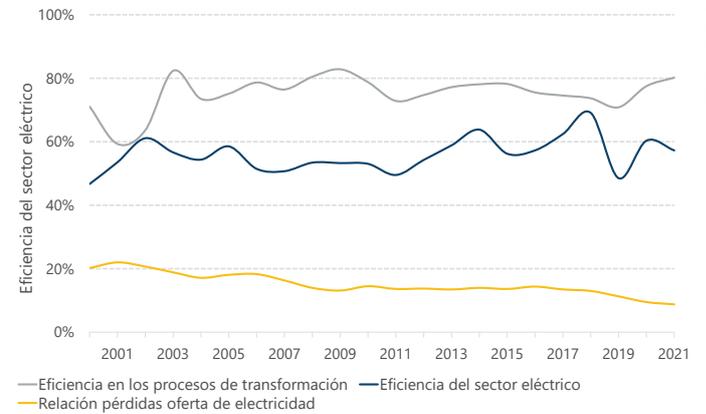
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



Eficiencia del sector eléctrico

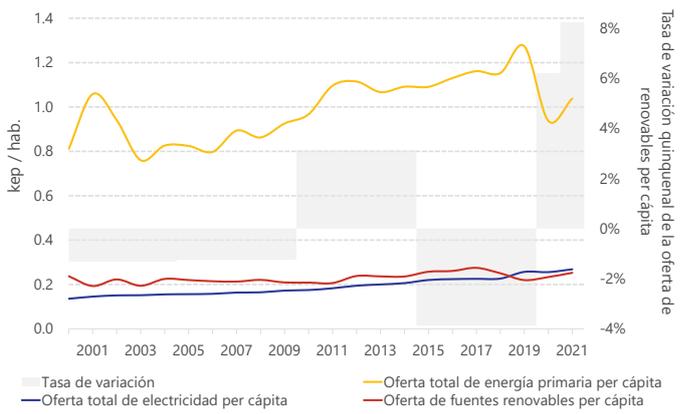




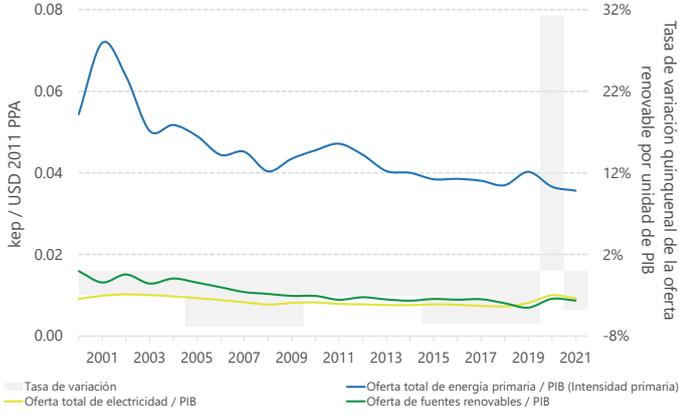
Índice de renovabilidad



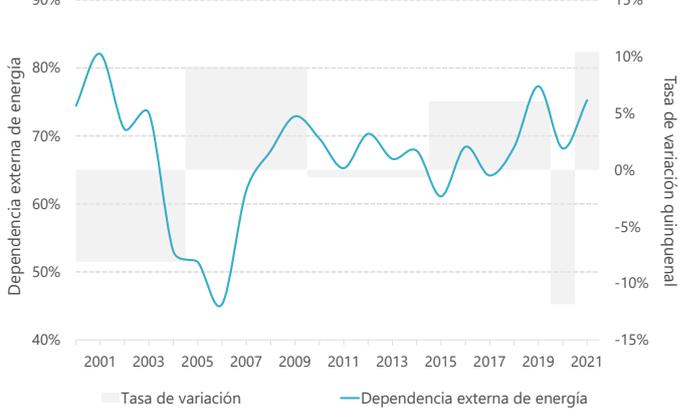
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB



Dependencia externa de energía

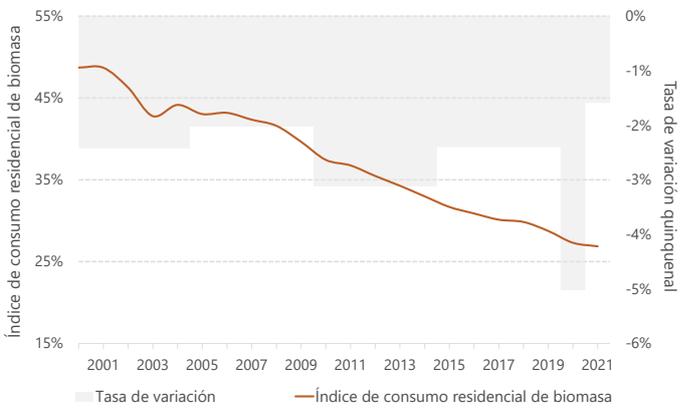


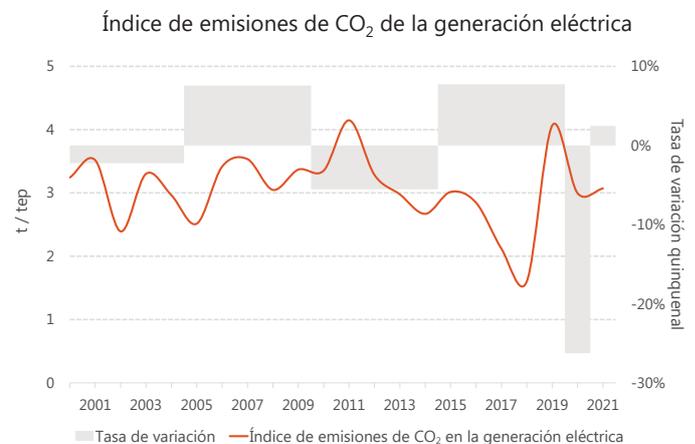
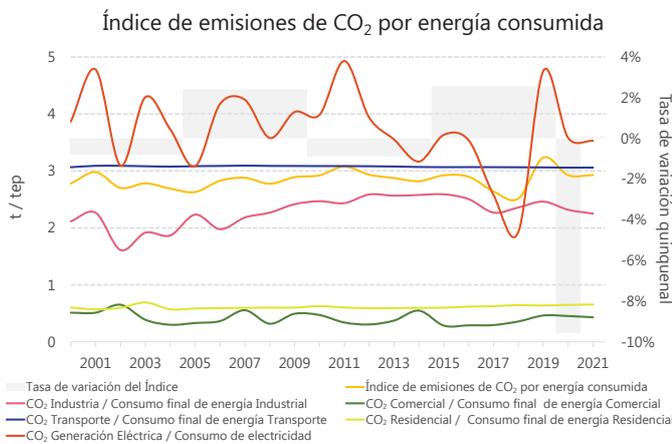
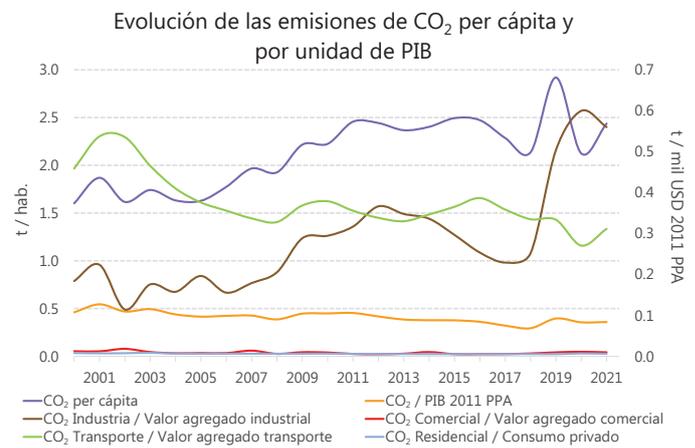
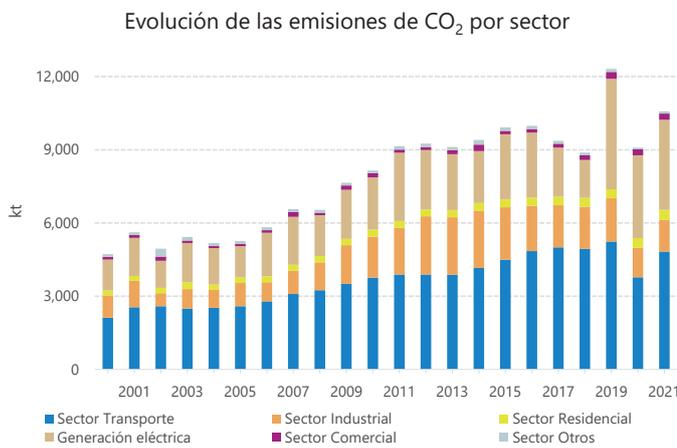
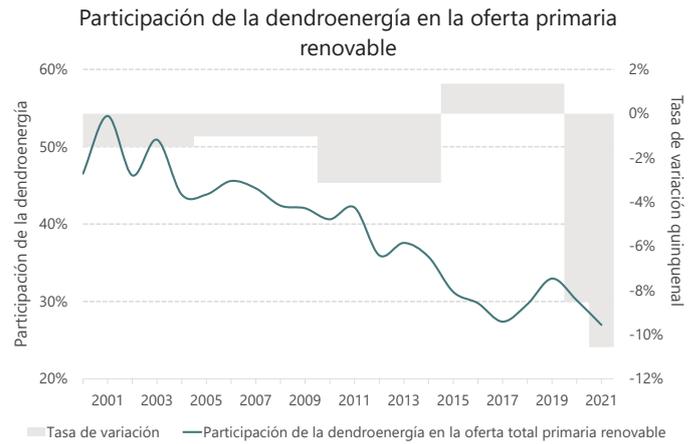
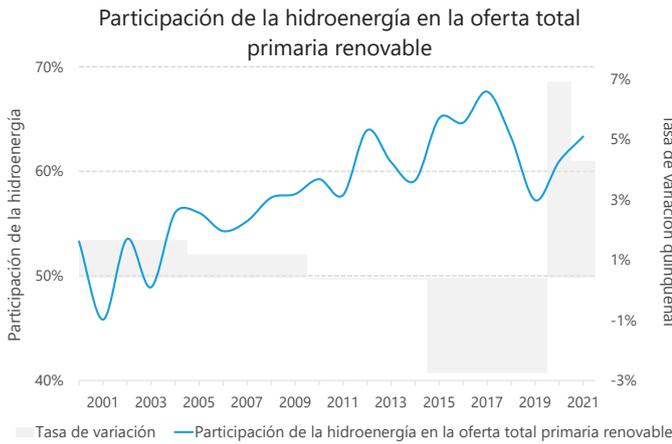
PANAMÁ

A partir de 2011, con la creación de nuevas leyes orientadas a la instalación de nuevas fuentes de generación, se observó una diversificación de la matriz energética panameña, al contar en el año 2014, por primera vez, con un nuevo componente, que son las fuentes renovables de energía, no convencionales, como lo son, las plantas eólicas, las cuales en el 2021 suman 270 MW de capacidad instalada.

Posteriormente en el 2015 una tecnología distinta pasa a formar parte del parque de generación, con la instalación y puesta en marcha de varias centrales fotovoltaicas, que en el 2021 duplicó la capacidad instalada de los parques fotovoltaicos pasando de 213 a 441 MW con relación al 2020, incrementando en un 85% su generación eléctrica solar.

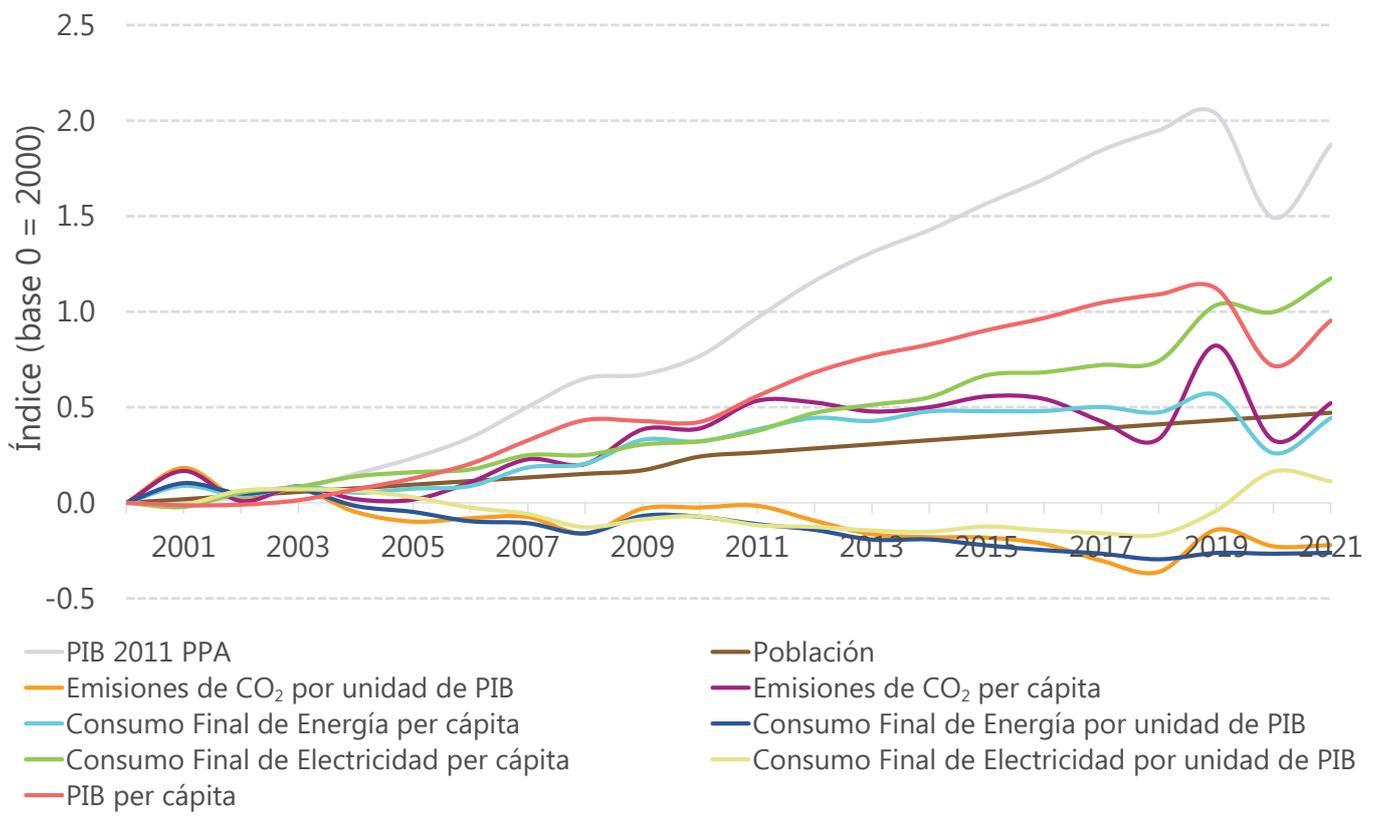
Índice de consumo residencial de biomasa







Resumen de los principales indicadores





PARAGUAY

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	7,353 ¹
Superficie (km ²)	406,752
Densidad de población (hab. / km ²)	18
Población urbana (%)	63
PIB USD 2018 (MUSD)	41,365 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	91,845 ³
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	12

Sector Energético 2021



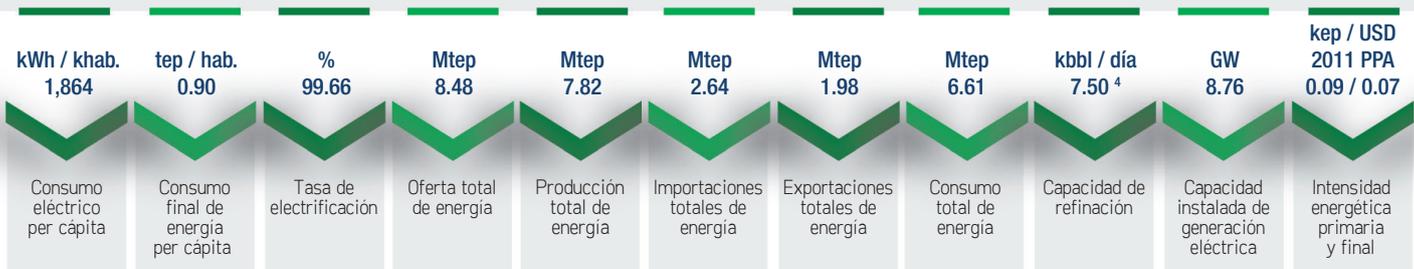
¹ Instituto Nacional de Estadística (INE).

² CEPAL.

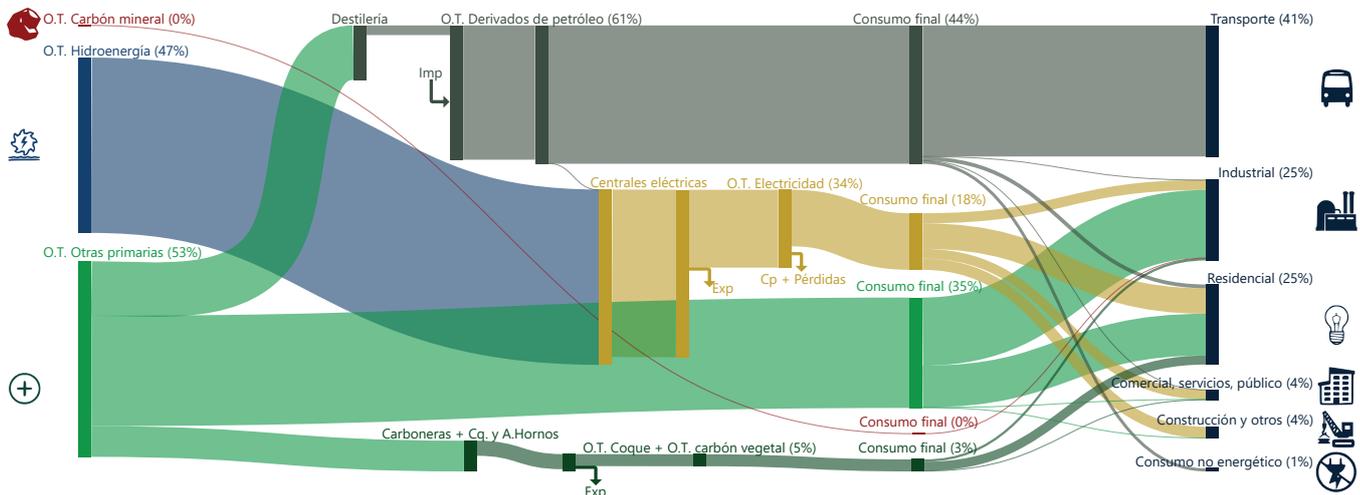
³ Banco Mundial.

⁴ La refinera de «Villa Elisa» está inactiva pero no ha sido desmantelada, el dato correspondiente al año 2005.

Nota: El país actualizó la densidad de la leña a 768.8 kg/m³ con base en estudios recientes y fue aplicado para los años 2016 al 2021.

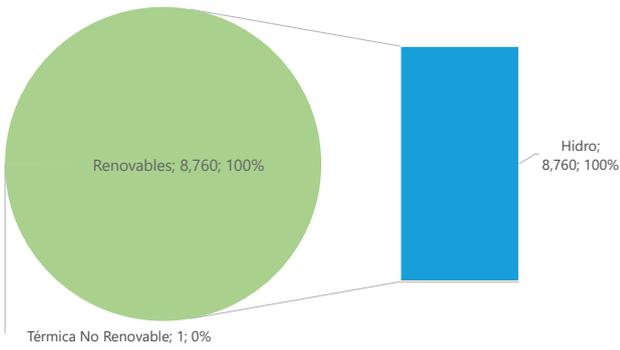


Balance energético resumido 2021

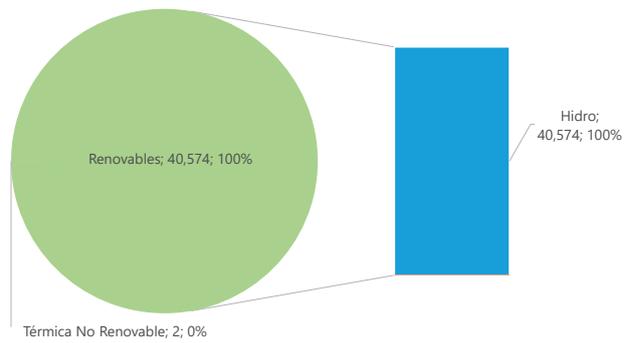




Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



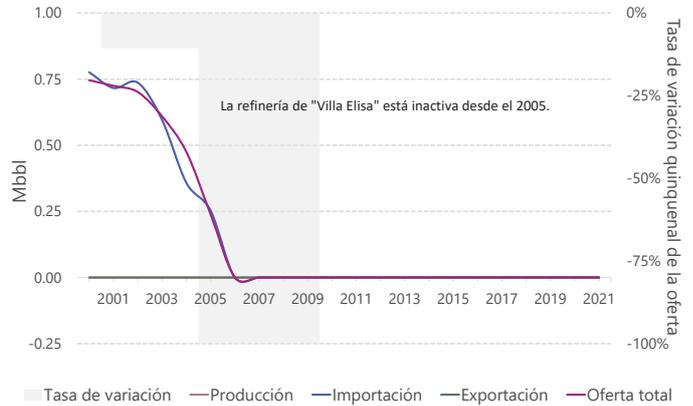
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



El último año de operaciones de la refinería "Villa Elisa" fue el 2005.

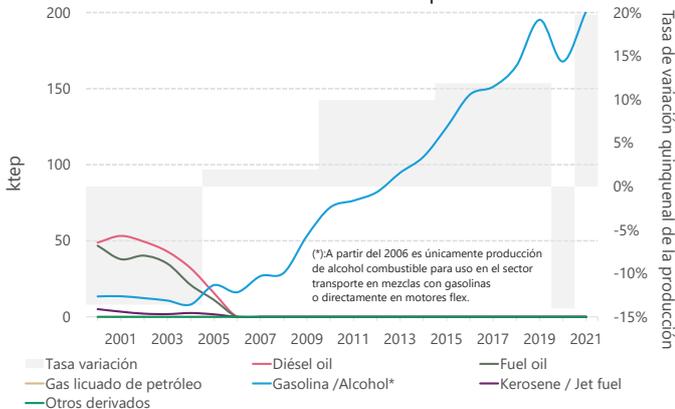
Su capacidad de refinación es de 7.5 kbbbl/día, debe considerarse que la refinería está inactiva desde ese año, pero no está desmantelada, actualmente forma parte de la infraestructura industrial de la empresa estatal PETROPAR.

Oferta de petróleo

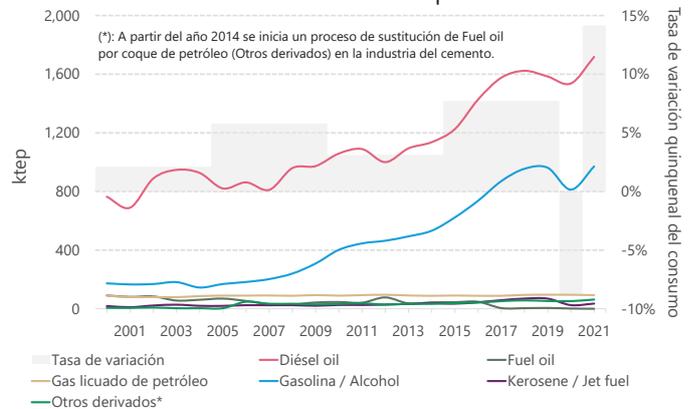


PARAGUAY

Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo

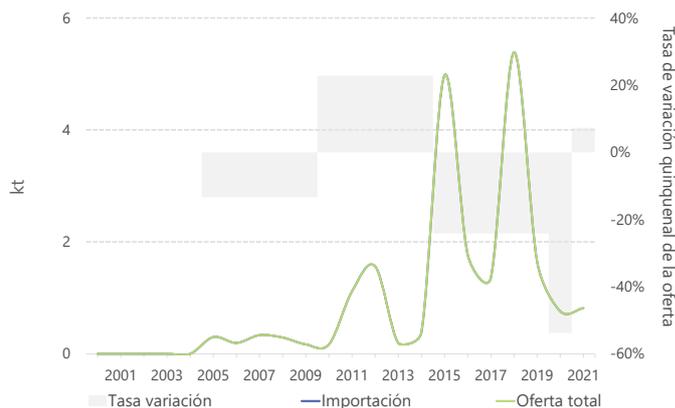




Durante el año 2021 las condiciones hidrológicas en el río Paraná continuaron siendo desfavorables reduciendo los niveles de los caudales turbinados en un 10.5% en promedio nacional. La situación hidrológica descrita afectó los niveles de generación bruta de electricidad que cayó en un 12.5% incidiendo directamente en las exportaciones a los mercados de Argentina y Brasil con una reducción del 22.4%, el nivel más bajo de exportación de los últimos 22 años.

Con relación a la generación de energía eléctrica en el año 2021 a través de la Ley 3009/06 del Productor Independiente de Energía Eléctrica se inició el proceso de adjudicación a la Empresa denominada PARACEL de la licencia definitiva para la producción y venta de su energía excedente a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). La empresa PARACEL como actividad principal tiene la producción de celulosa y como secundaria la cogeneración de energía eléctrica que será inyectada a la red de la ANDE previa firma de un contrato entre las partes.

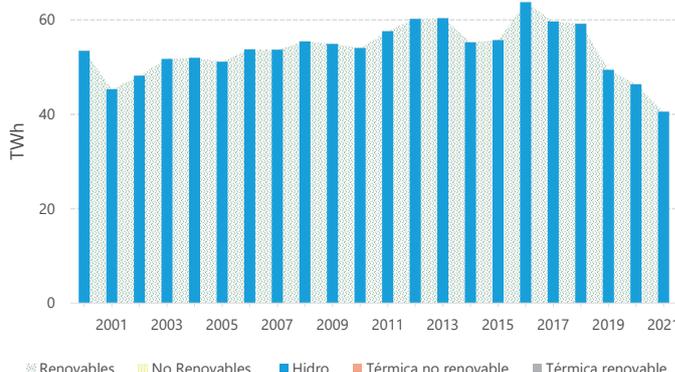
Oferta de carbón mineral



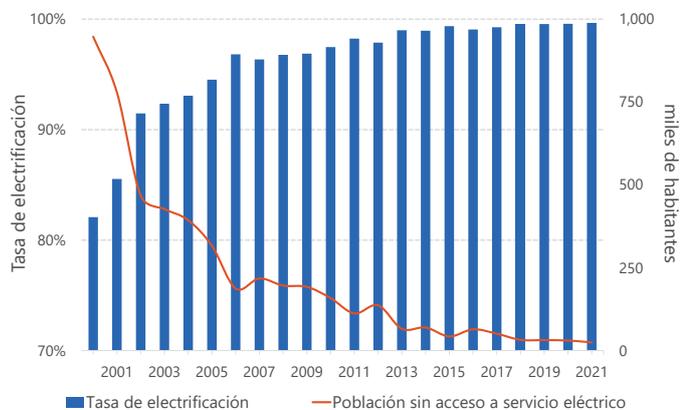
Capacidad instalada de generación eléctrica



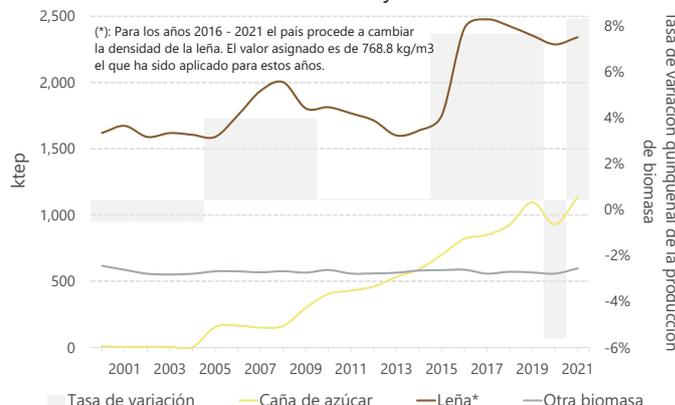
Generación eléctrica



Tasa de electrificación



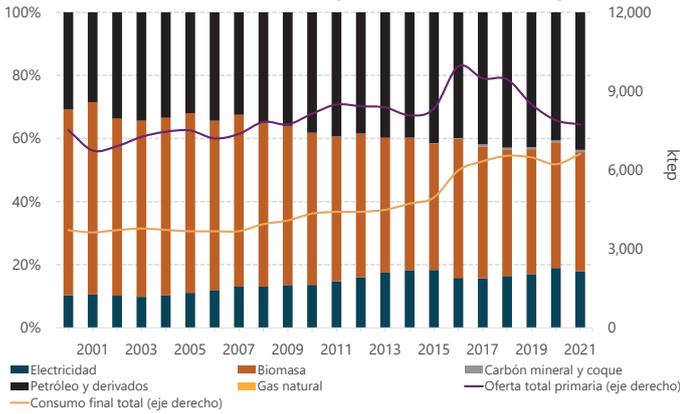
Producción de biomasa y biocombustibles



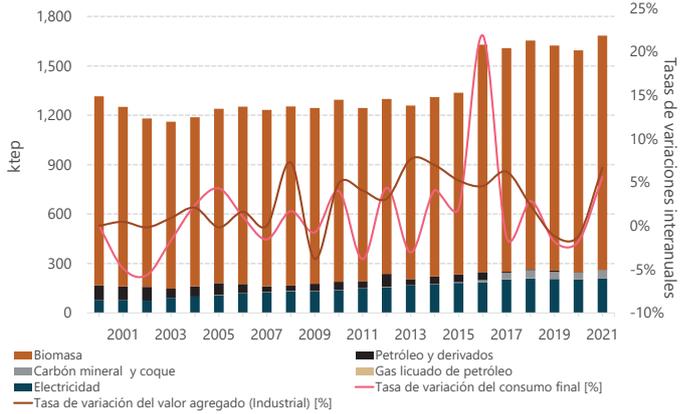
PARAGUAY



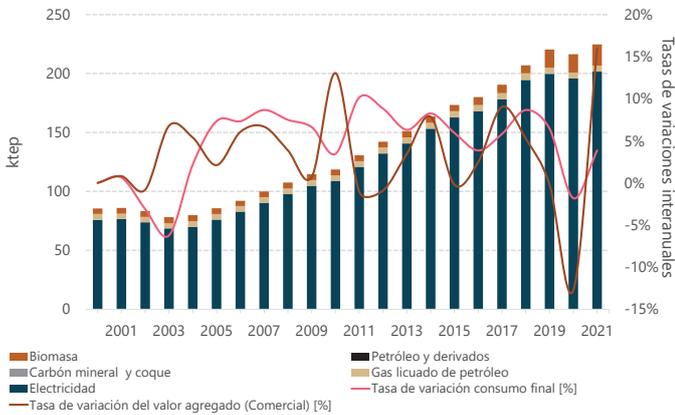
Consumo final de energía por fuente de energía



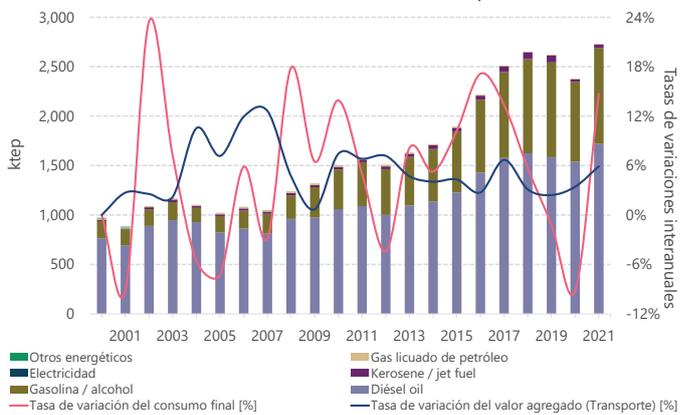
Consumo final del Sector Industrial



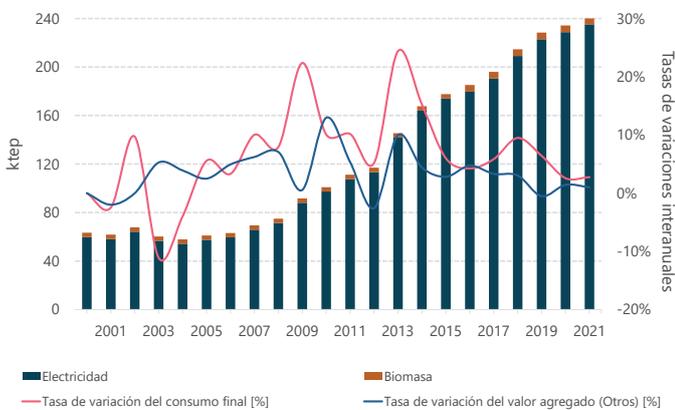
Consumo final del Sector Comercial



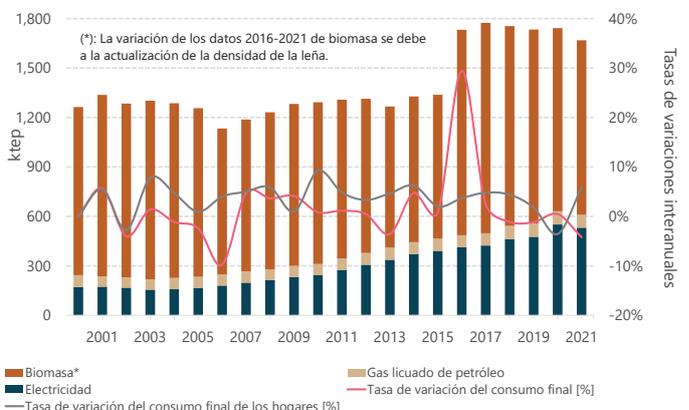
Consumo final del Sector Transporte



Consumo final del Sector Otros

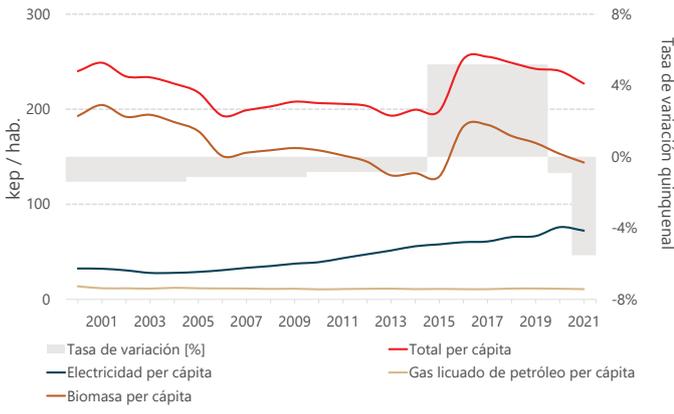


Consumo final del Sector Residencial

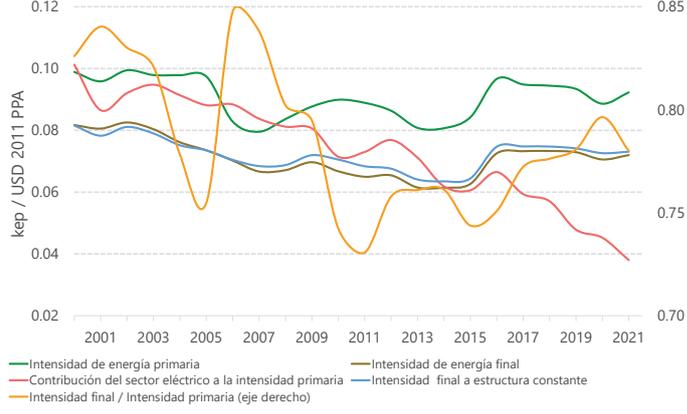




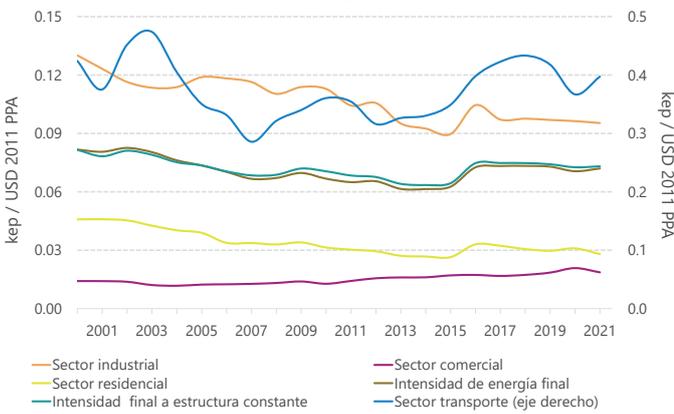
Consumo final per cápita Sector Residencial



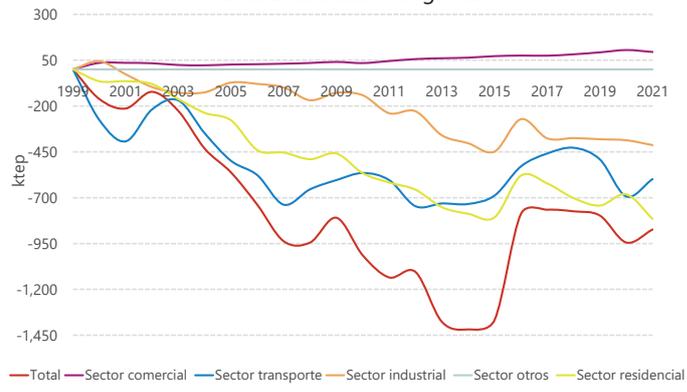
Intensidades energéticas



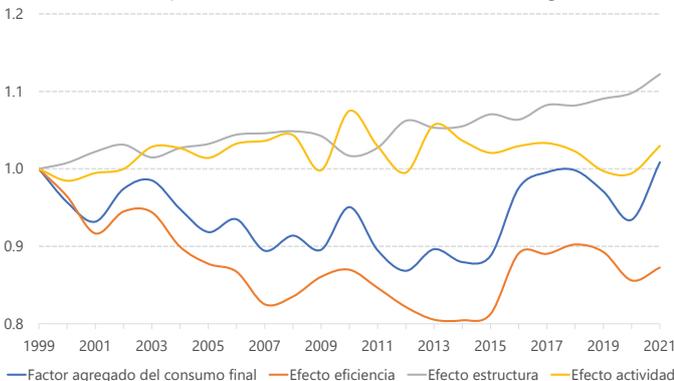
Intensidades energéticas sectoriales



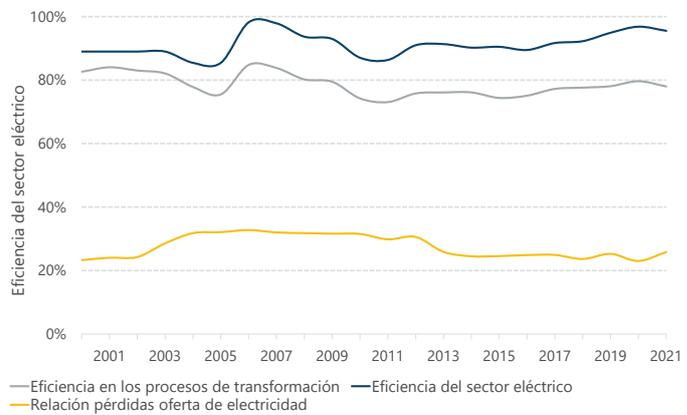
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



Eficiencia del sector eléctrico



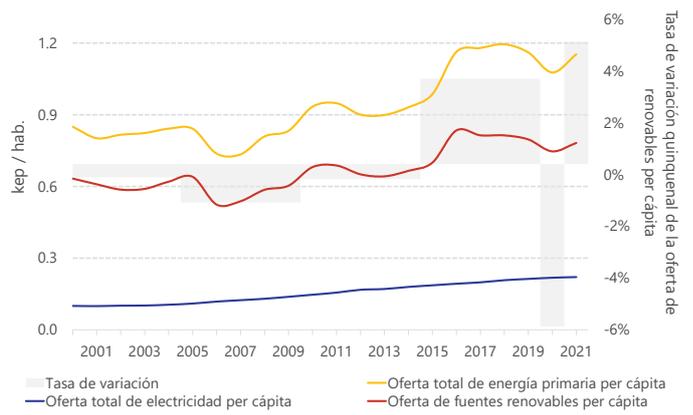
PARAGUAY



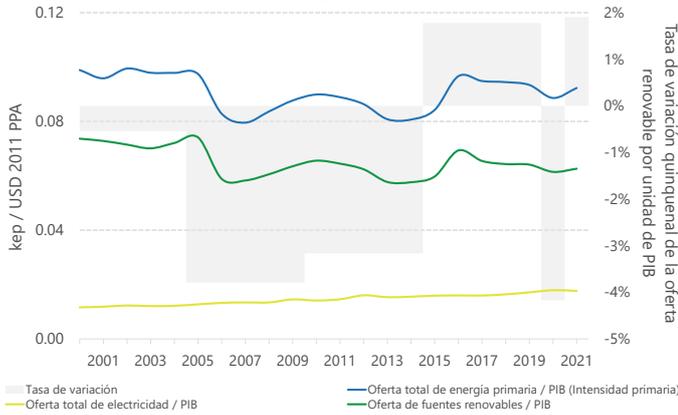
Índice de renovabilidad



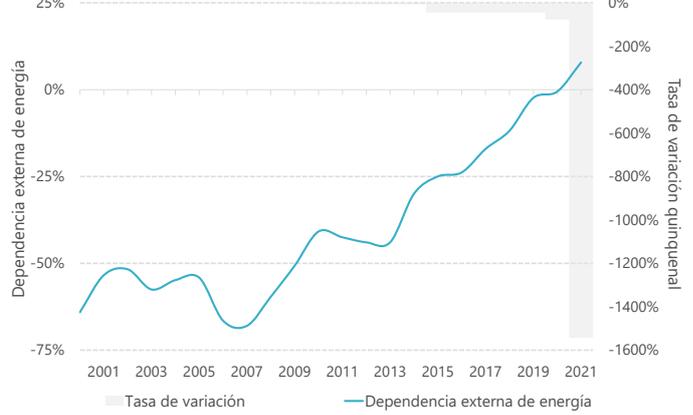
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB



Dependencia externa de energía



PARAGUAY

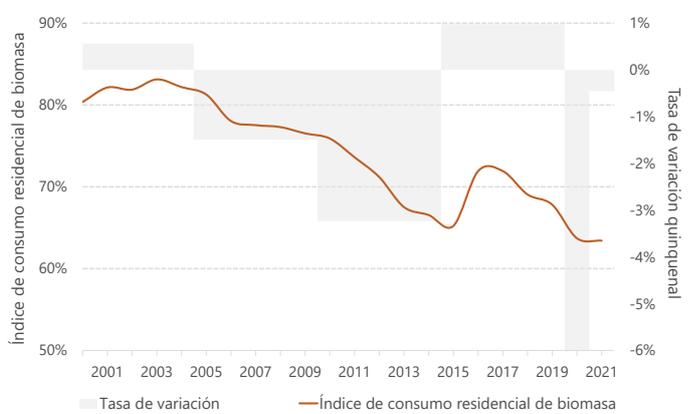
Lanzamiento oficial en noviembre 2021 del Sistema de Información Energética del Paraguay - siePARAGUAY, enmarcado dentro de las líneas trazadas en la política energética del país. El proyecto contó con el apoyo técnico de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), en asociación con el VMME-MOPC y los recursos financieros del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

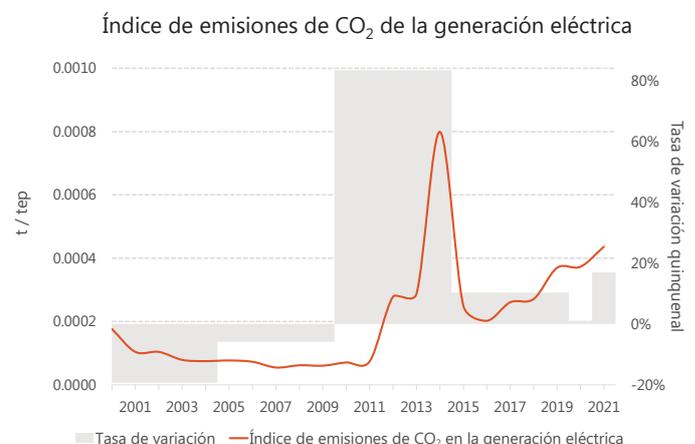
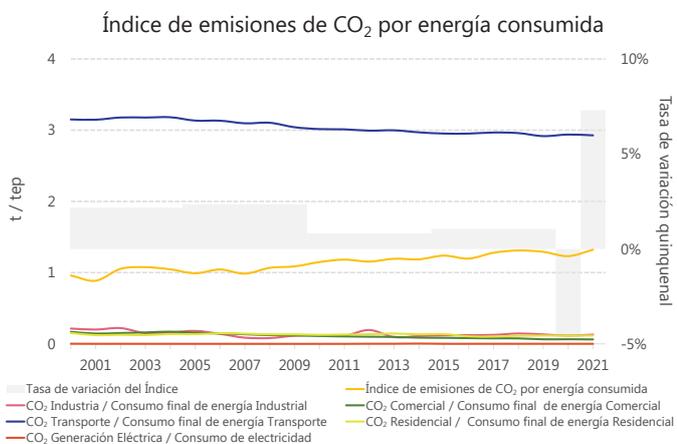
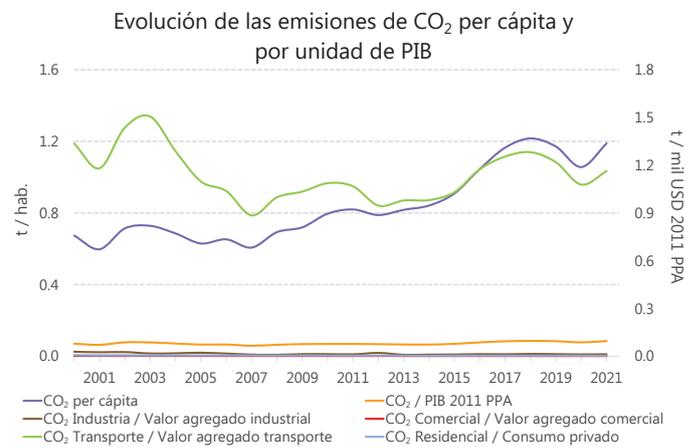
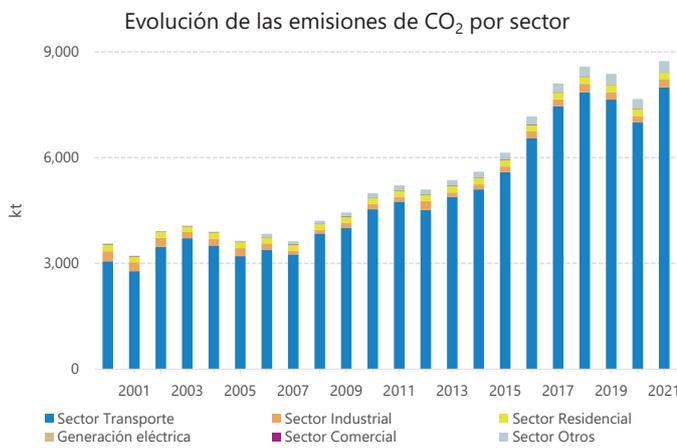
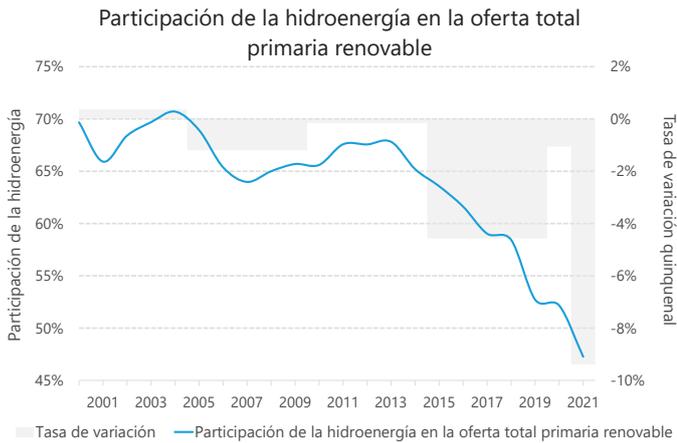
En junio del 2021 el Gobierno de Paraguay, a través del VMME-MOPC presentó oficialmente su ruta de hidrógeno verde (H2V), teniendo como foco principal el sector transporte. El documento contempla proyectos pilotos para la producción de H2V en tres ciudades del país, la mayor con capacidad de 200 kg de H2V por día, y otras dos con capacidad de 60 kg por día.

Se estima que en diez años de funcionamiento de las tres plantas el precio en USD/kg de H2 será muy competitivo en relación a los precios de la región y además se evitara la emisión de CO₂ en aproximadamente 21,170 toneladas, suponiendo un consumo equivalente de 7,358,400 litros de gasolina que serán reemplazadas por 1,168,000 kg de H2V.

Durante el año 2021, se reiniciaron los trabajos para la implementación del proyecto "Elaboración del Balance de Energía en Términos de Energía Útil para los sectores industrial, residencial, transporte y comercial", cuyo objetivo es el fortalecer la capacidad técnica del VMME-MOPC, como institución encargada de la planificación energética, a los efectos de la gestión de información a nivel del uso eficiente de la energía para la elaboración y seguimiento de políticas y planes de eficiencia energética. El proyecto cuenta con el apoyo técnico de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y Fundación Bariloche, con financiamiento del Programa EUROCLIMA+.

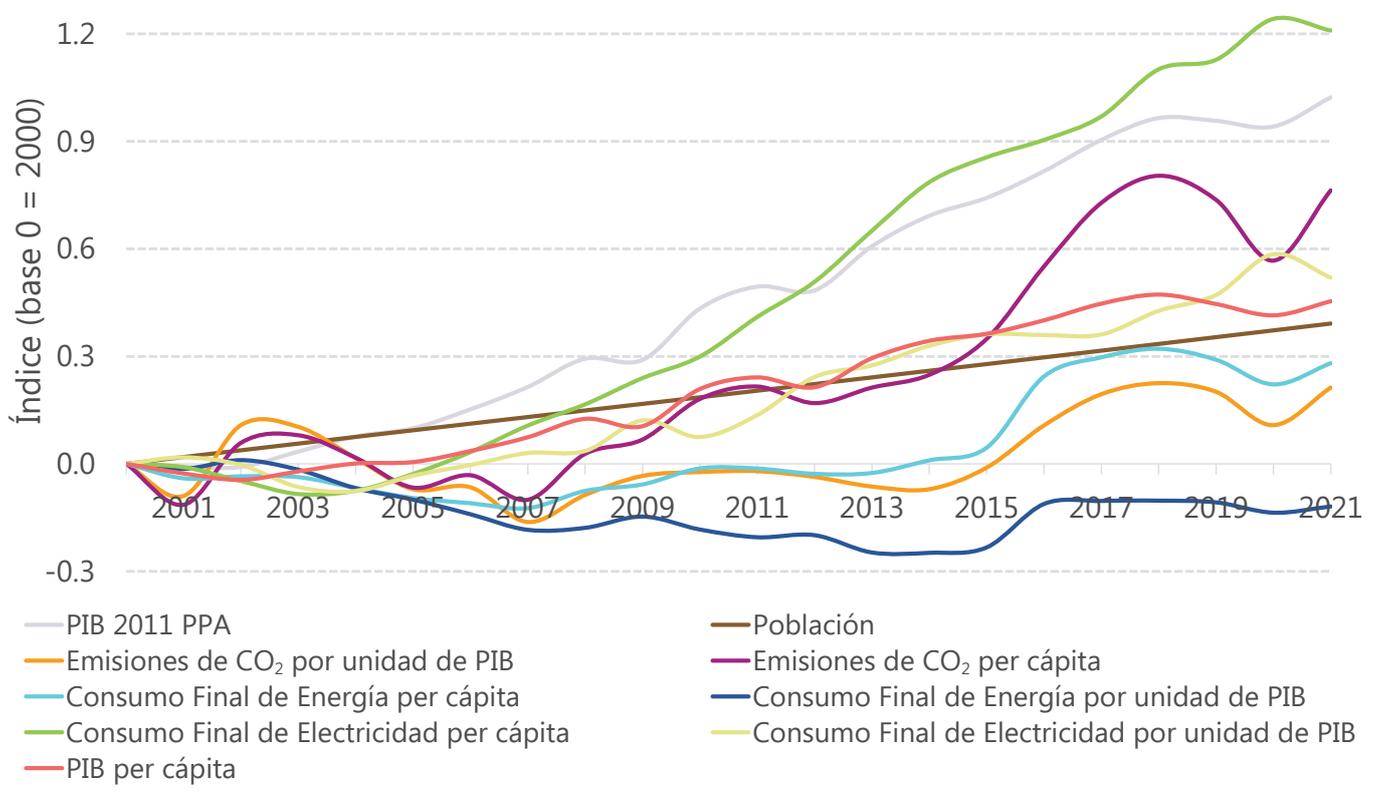
Índice de consumo residencial de biomasa







Resumen de los principales indicadores





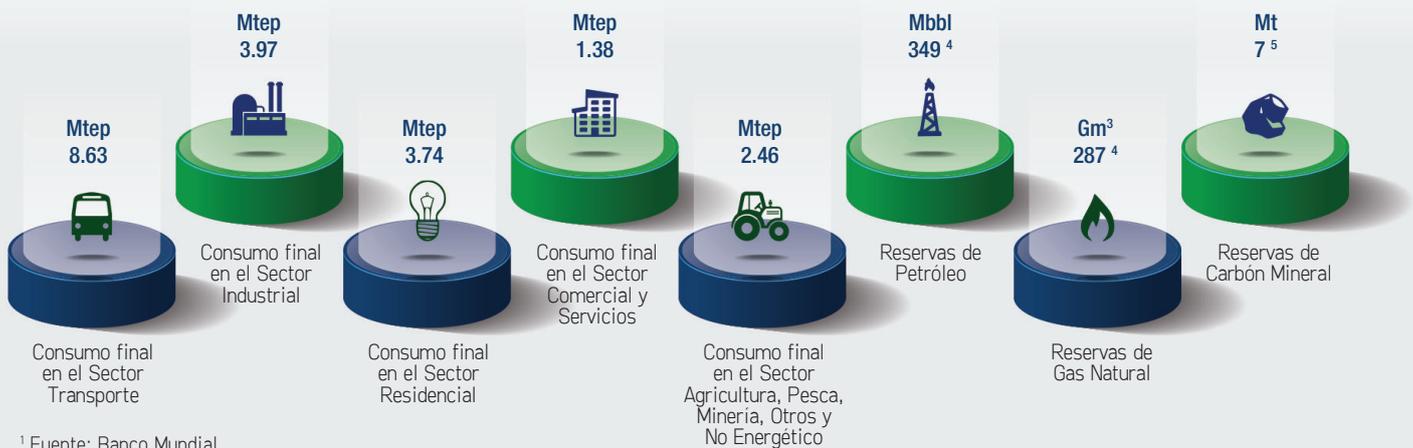
PERÚ

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	33,359 ¹
Superficie (km ²)	1,285,220
Densidad de población (hab. / km ²)	26
Población urbana (%)	79
PIB USD 2018 (MUSD)	229,712 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	421,937 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13



Sector Energético 2021



¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

³ Dato correspondiente al año 2018.

⁴ Dato correspondiente al año 2019.

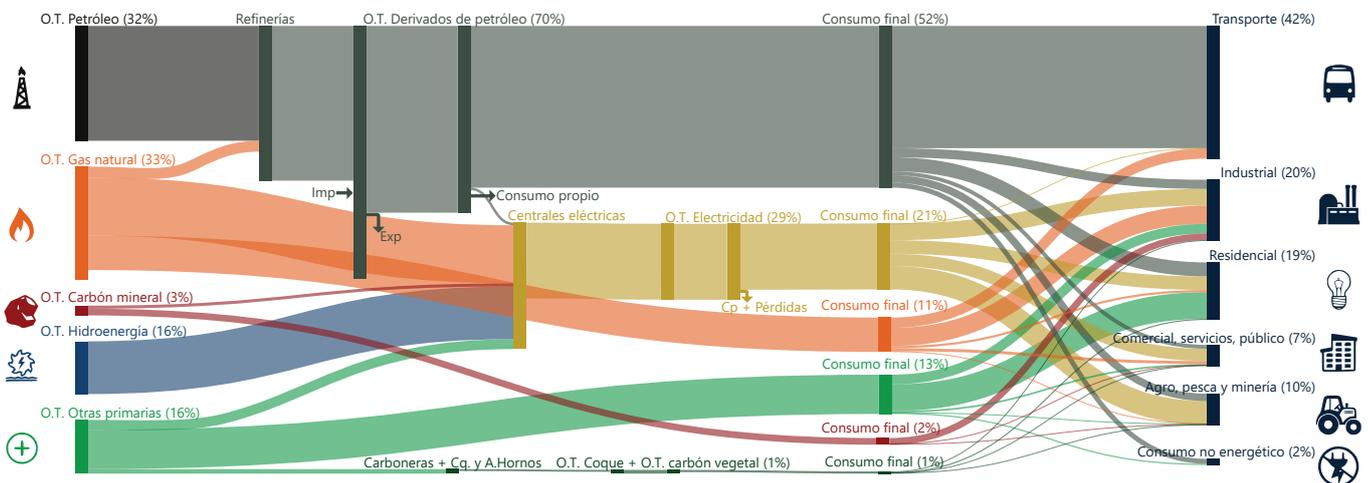
⁵ Dato correspondiente al año 2017.

⁶ Datos preliminares proporcionados por la Dirección General de Electricidad.

Nota: Los datos de oferta y demanda para el año 2021 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE, sujetos a revisión por parte del país.

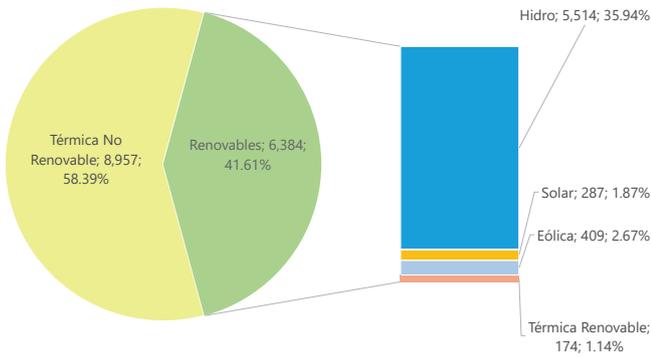


Balance energético resumido 2021

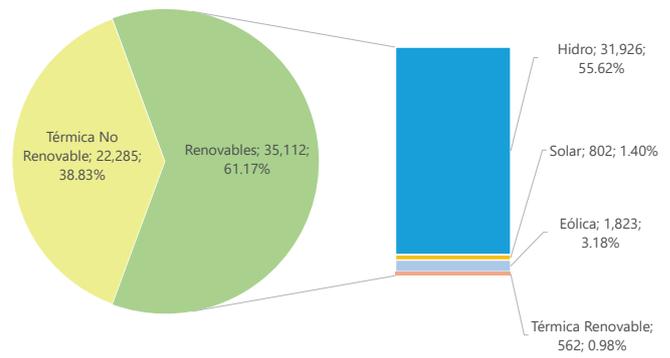




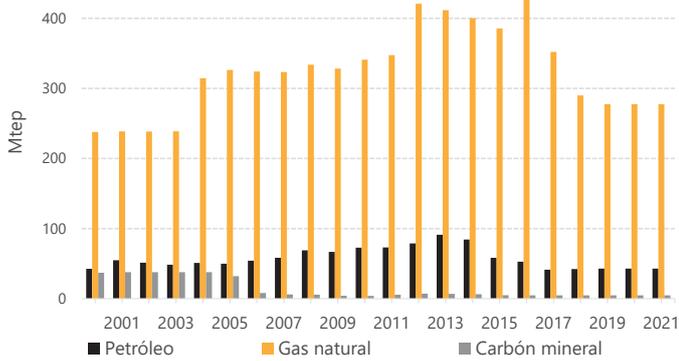
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



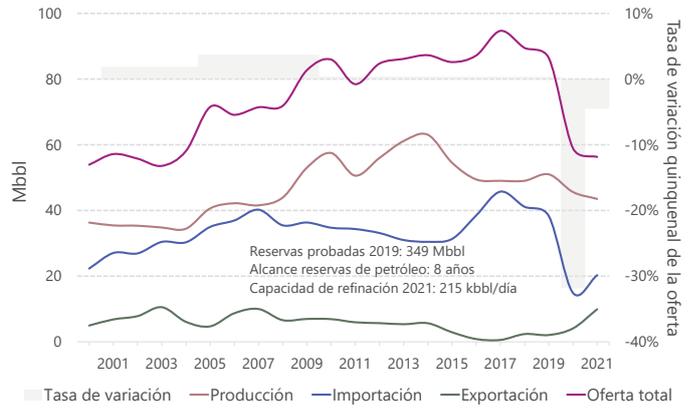
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

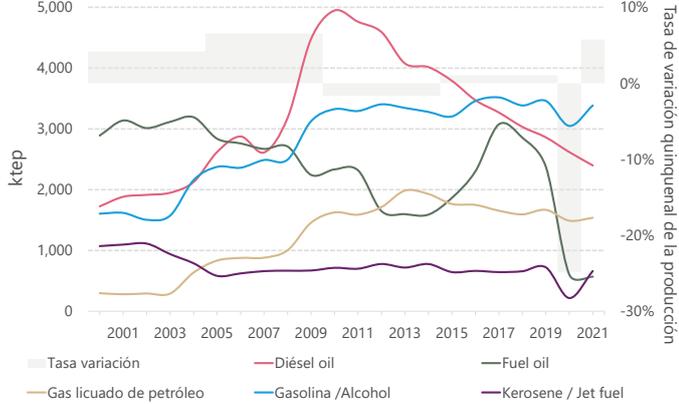


Oferta de petróleo

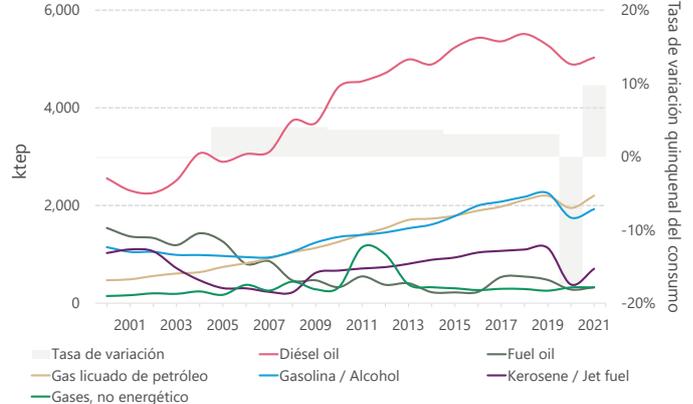


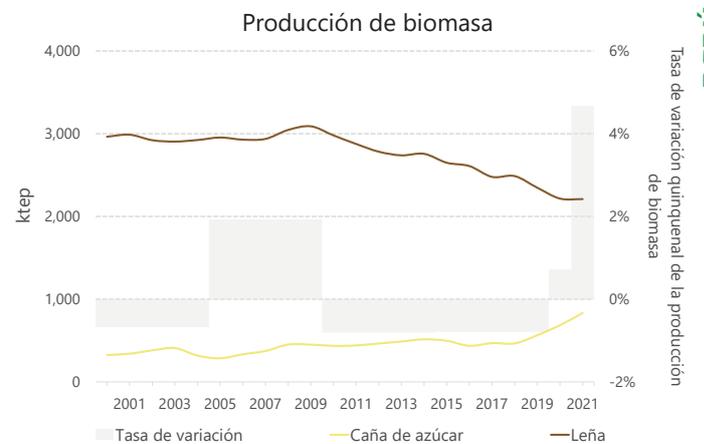
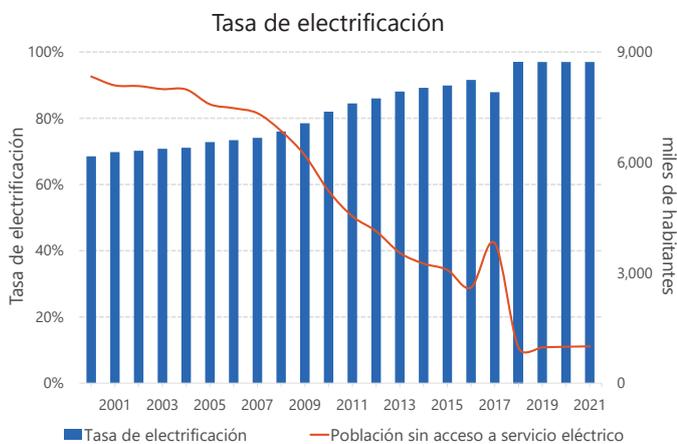
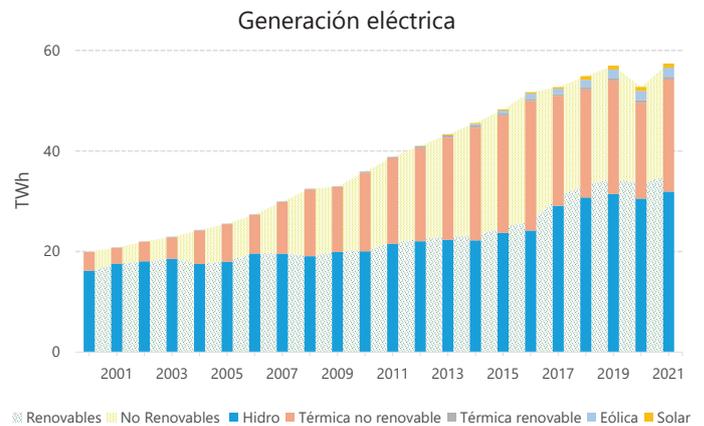
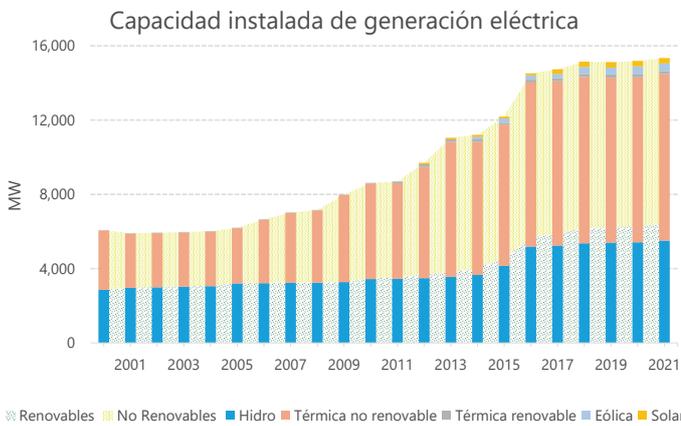
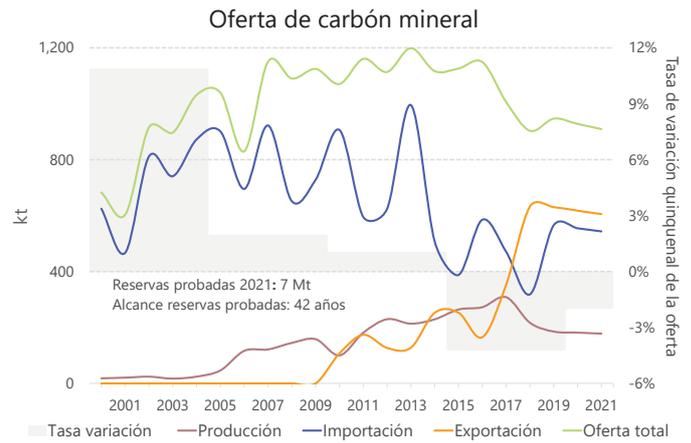
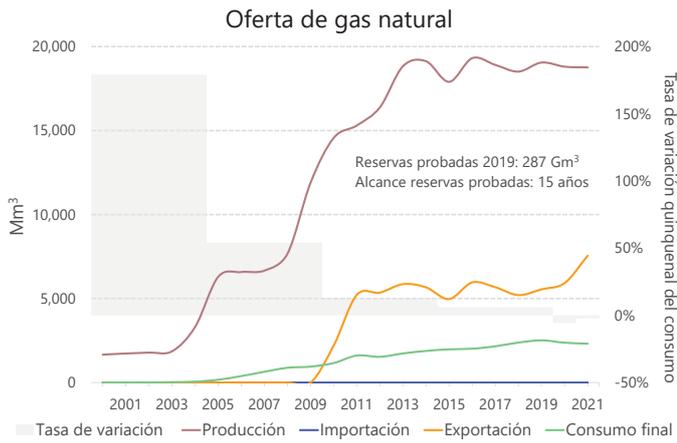
PERÚ

Producción derivados de petróleo



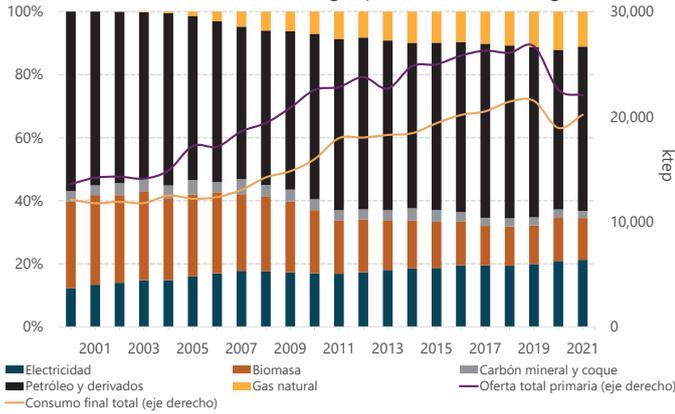
Consumo derivados de petróleo



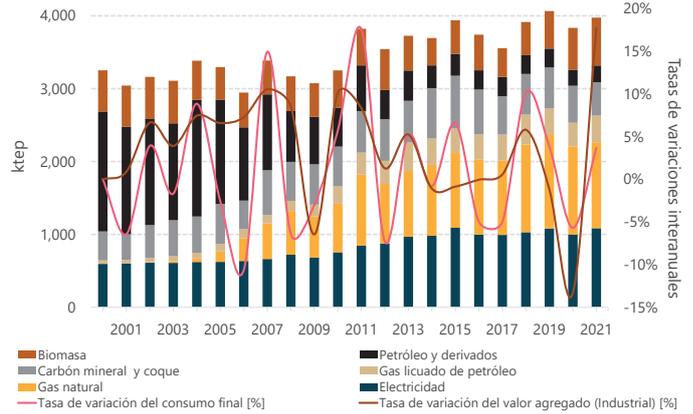




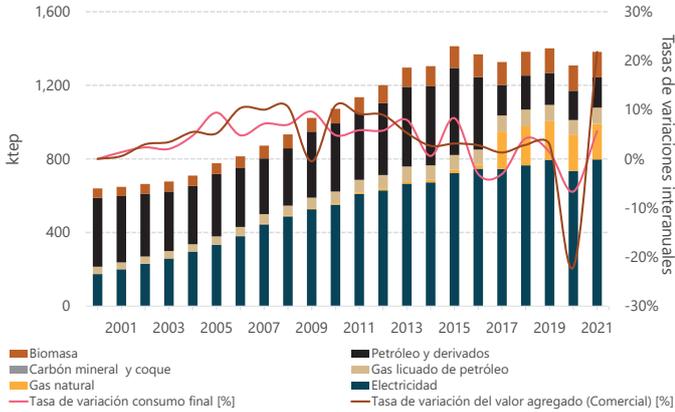
Consumo final de energía por fuente de energía



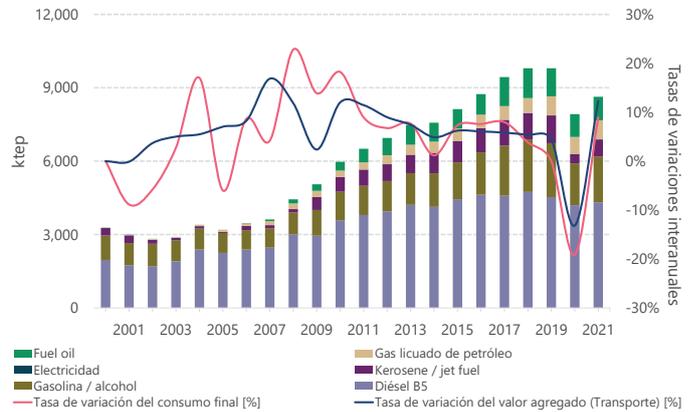
Consumo final del Sector Industrial



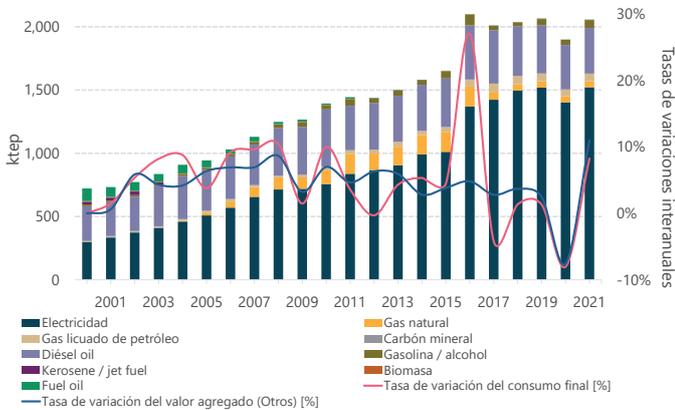
Consumo final del Sector Comercial



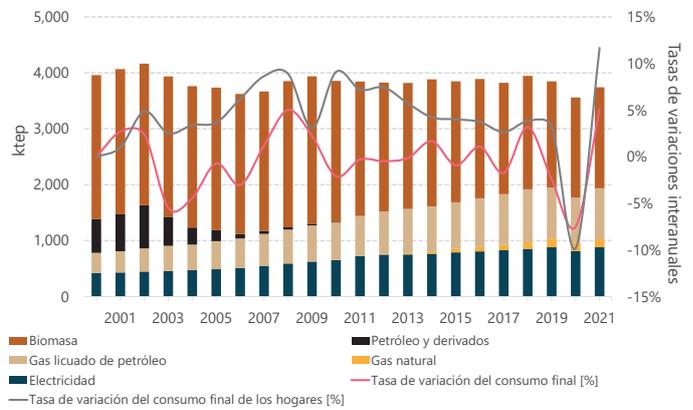
Consumo final del Sector Transporte

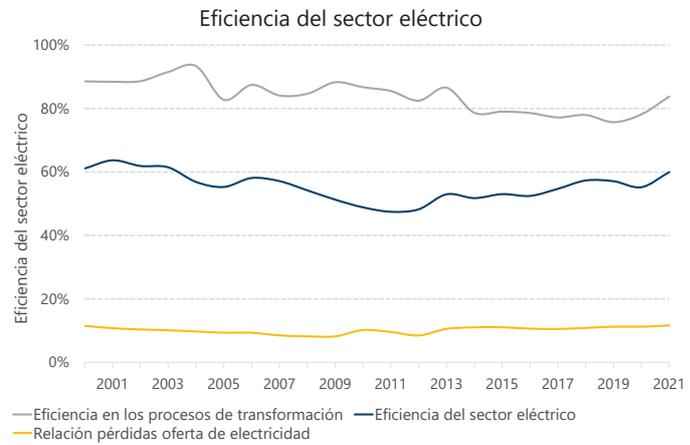
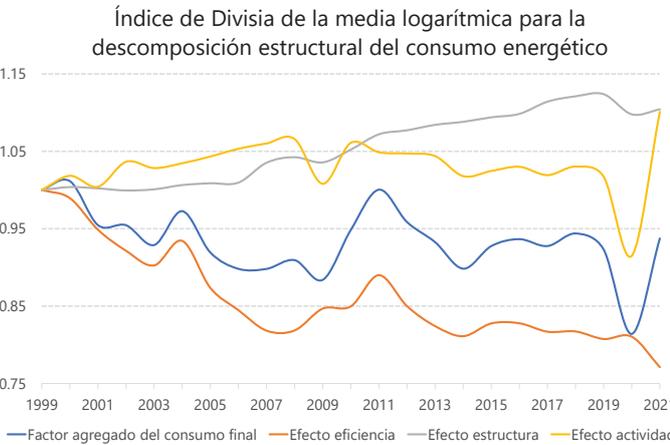
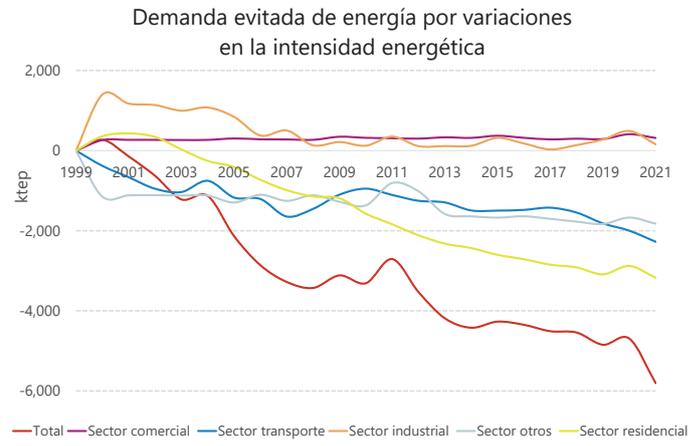
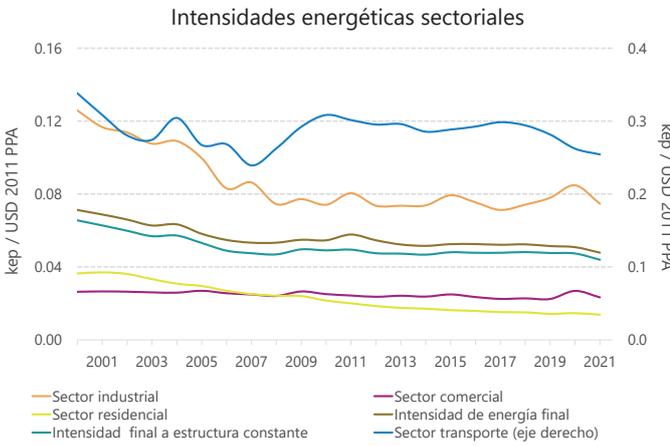
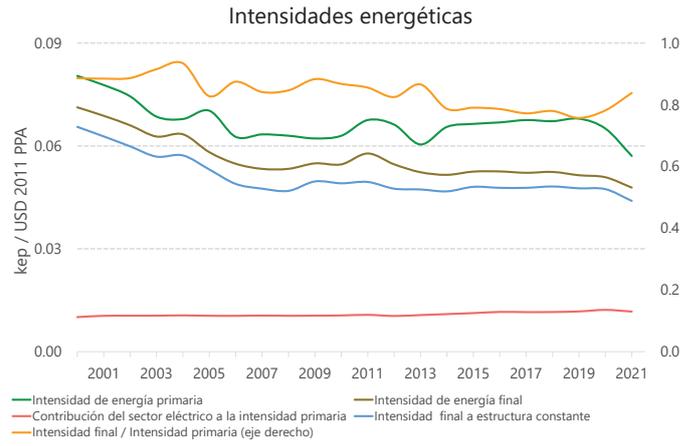
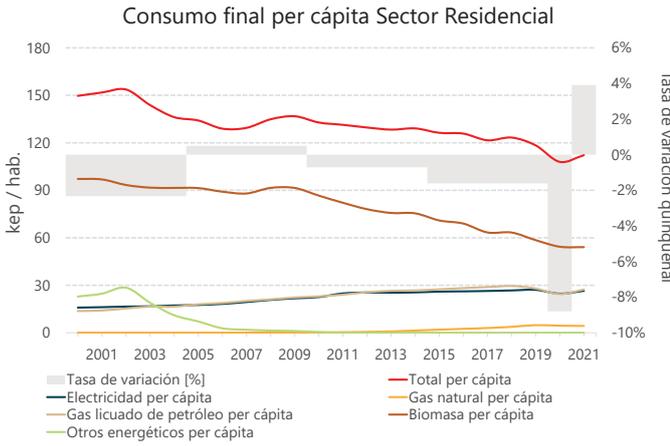


Consumo final del Sector Otros



Consumo final del Sector Residencial





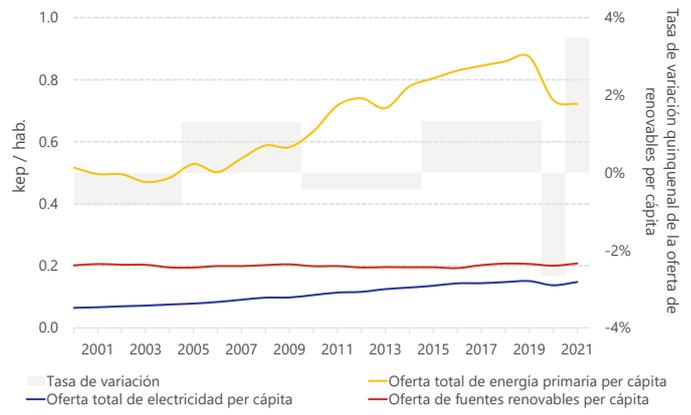
PERÚ



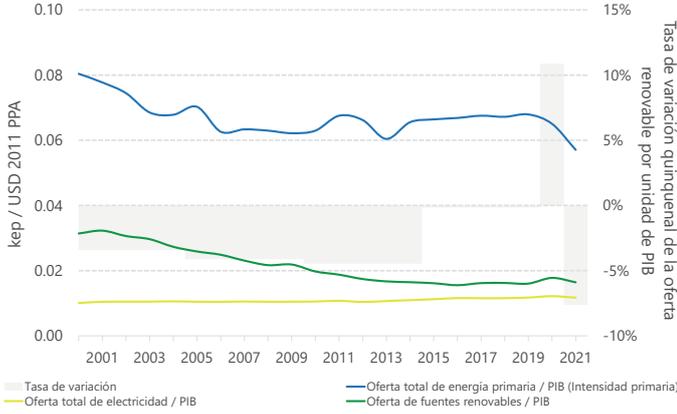
Índice de renovabilidad



Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

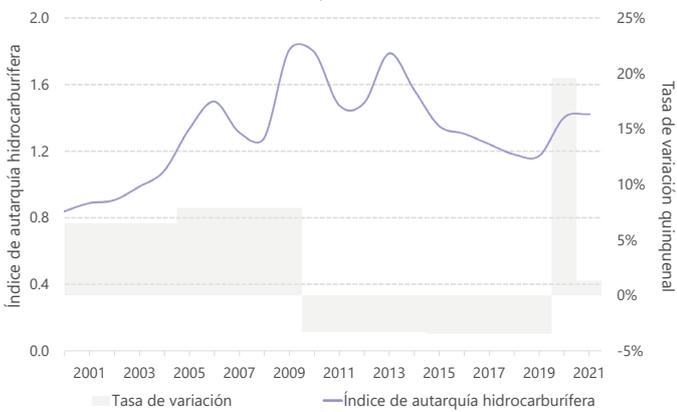


Dependencia externa de energía

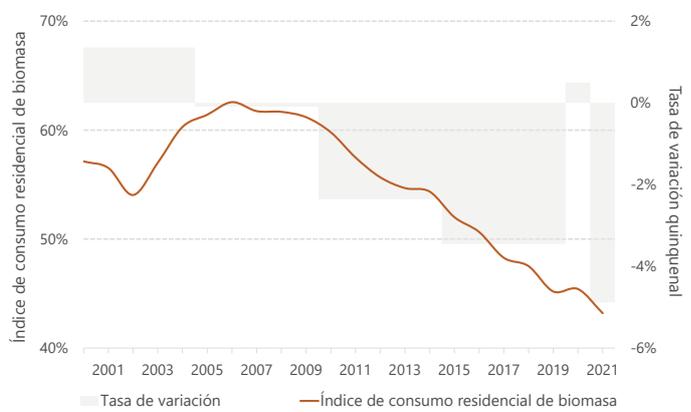


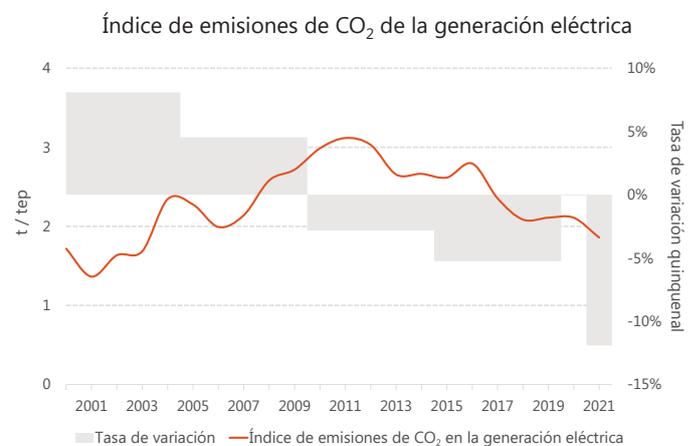
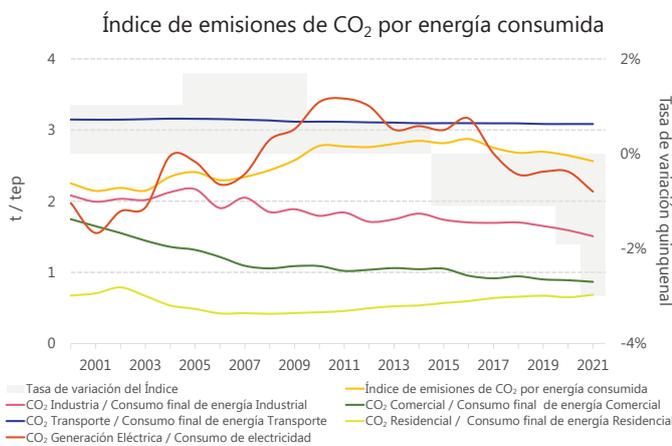
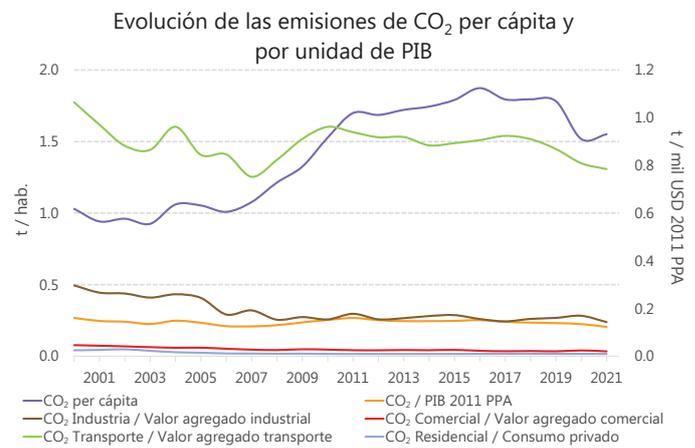
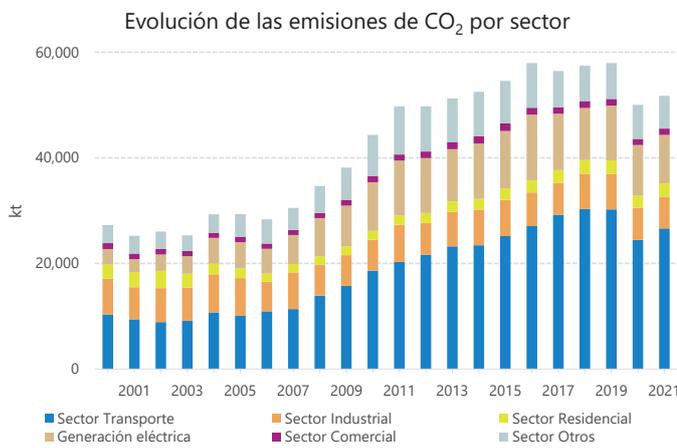
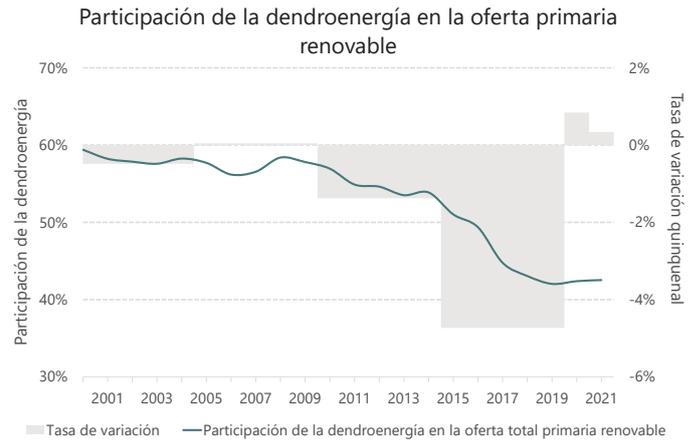
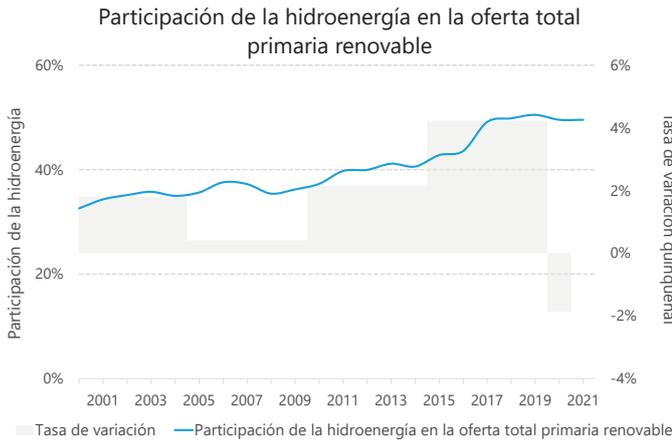
PERÚ

Índice de autarquía hidrocarbúrfica



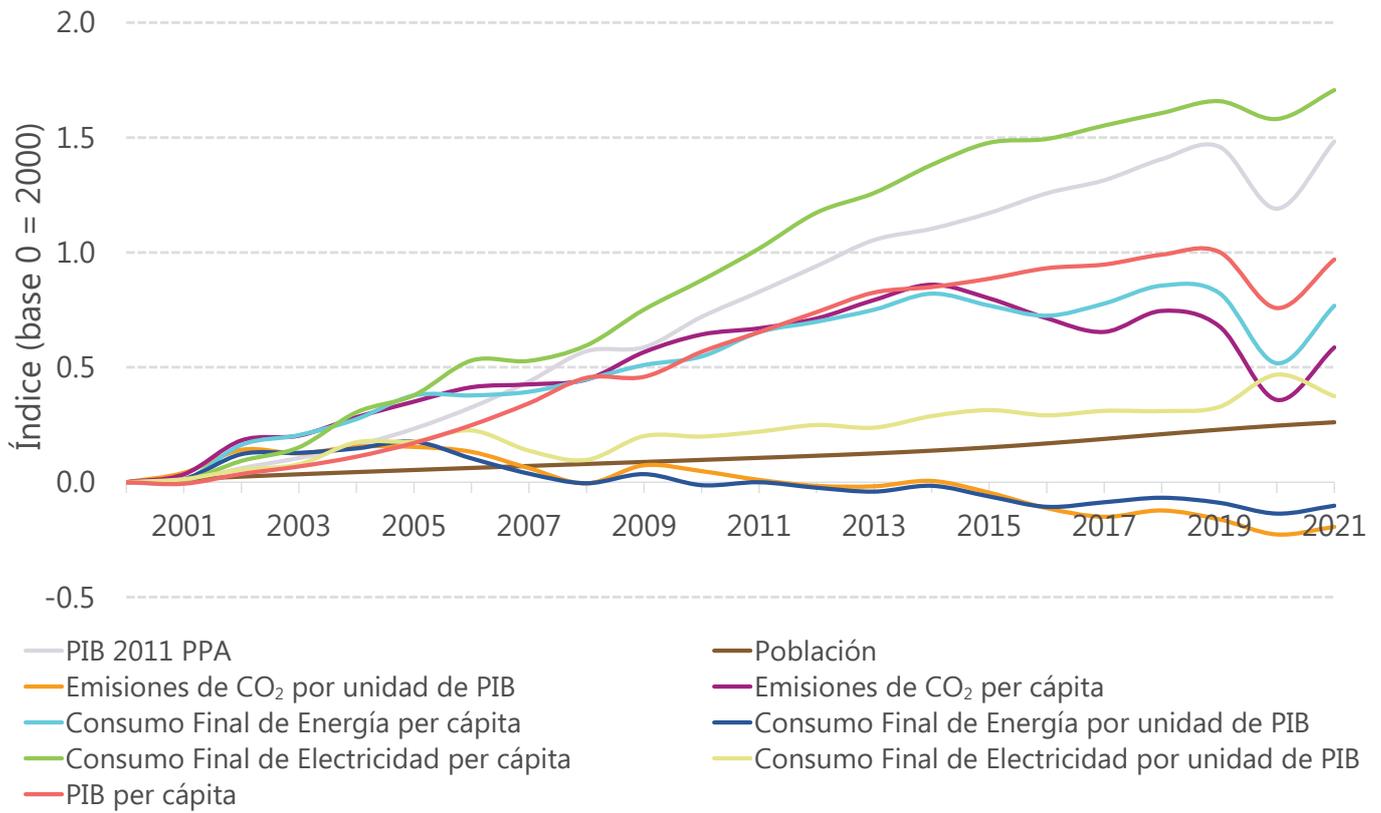
Índice de consumo residencial de biomasa







Resumen de los principales indicadores





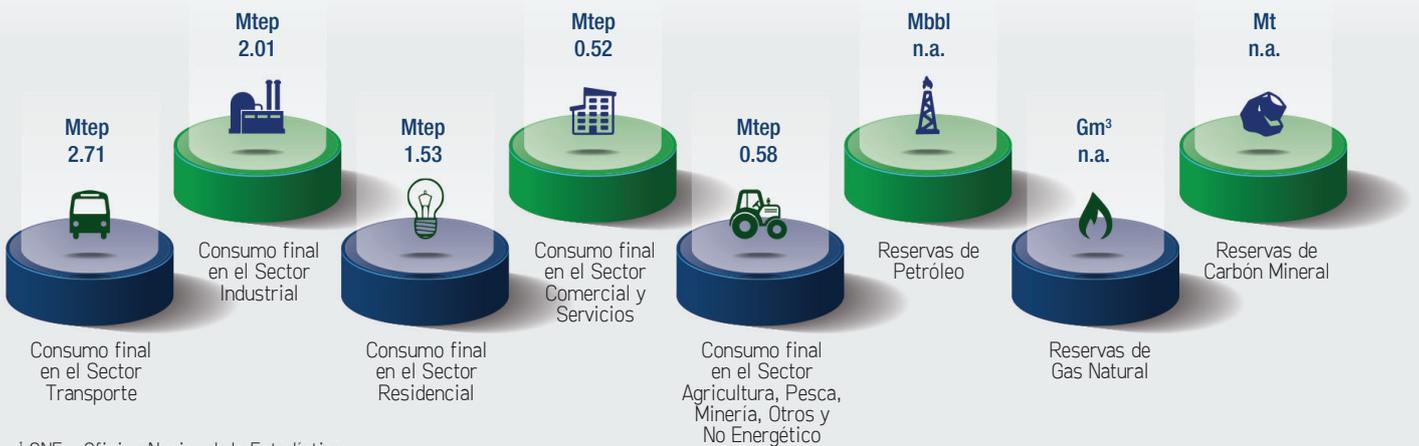
REPÚBLICA DOMINICANA

Datos Generales 2021



Población (mil hab.)	10,536 ¹
Superficie (km ²)	48,442
Densidad de población (hab. / km ²)	217
Población urbana (%)	83
PIB USD 2018 (MUSD)	94,126
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	207,082
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	20

Sector Energético 2021*



¹ ONE - Oficina Nacional de Estadística.

² Sistema de Información Energética Nacional - CNE, el dato corresponde al año 2019.

³ Exportaciones incluye carbón vegetal, búnker de AVTUR y reexportación de gas natural.

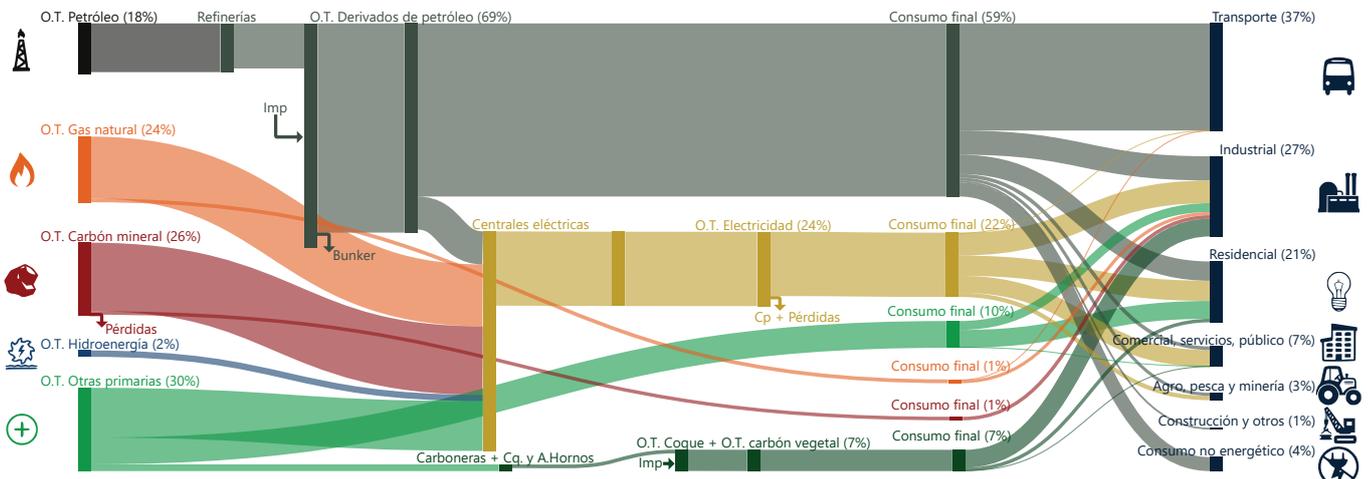
⁴ REFIDOMSA - 34 kbbl/día y FALCONDO - 16 kbbl/día que está fuera de servicio.

⁵ Memoria 2021, Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana. Los datos corresponden a capacidad instalada bruta del SENI y no incluye Sistemas Aislados y Autoproducción.

Nota(*): Los datos de oferta y demanda de energía para el año 2021 fueron estimados por OLADE.

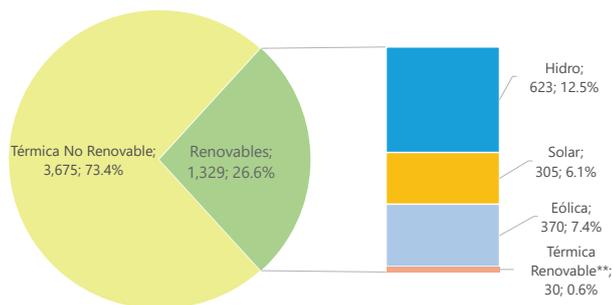


Balance energético resumido 2021



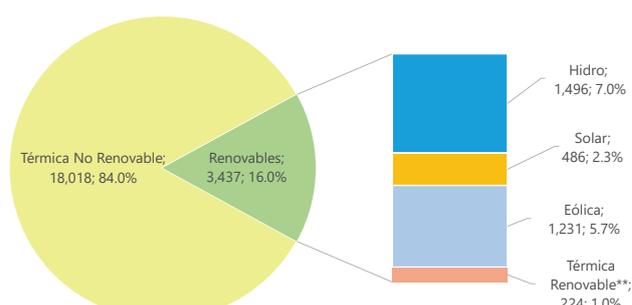


Capacidad instalada de generación eléctrica* [MW; %]
2021



(*): Fuente: Memoria 2021, Organismo Coordinador, los datos corresponden a la capacidad instalada bruta del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
(**): Térmica renovable incluye la Unidad de San Pedro BioEnergy.

Generación eléctrica por fuente* [GWh; %]
2021



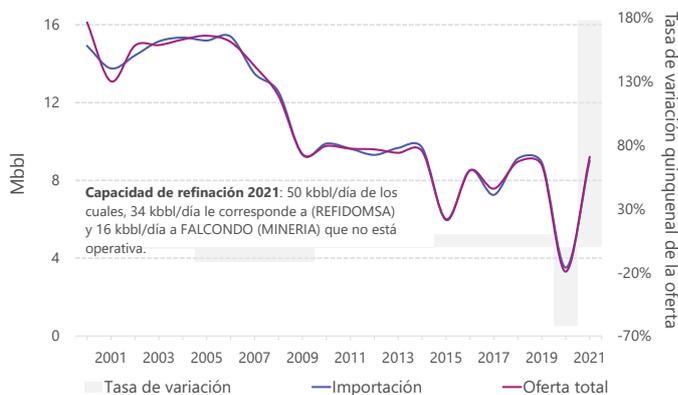
(*): Fuente: Memoria 2021, Organismo Coordinador, los datos corresponden a generación bruta del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
(**): Térmica renovable corresponde a biomasa.

La capacidad instalada bruta de generación en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) al 31 de diciembre de 2021, alcanzó un total de 5,004.1 MW.

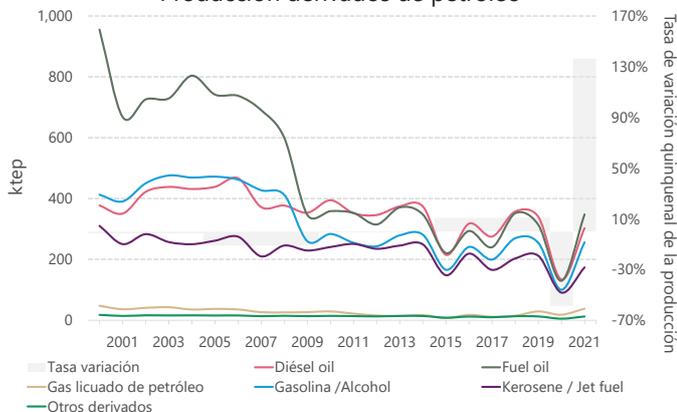
Para el año 2021 ingresaron al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado las siguientes centrales generadoras:

- Parque solar fotovoltaico Bayahonda (Bayasol) de 50 MW.
- Parque fotovoltaico Girasol de 106 MW.
- Central de ciclo combinado a gas natural Estrella del Mar 3 de 150 MW.

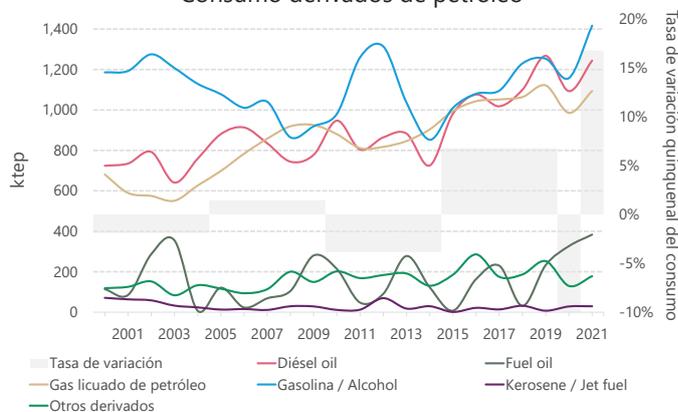
Oferta de petróleo

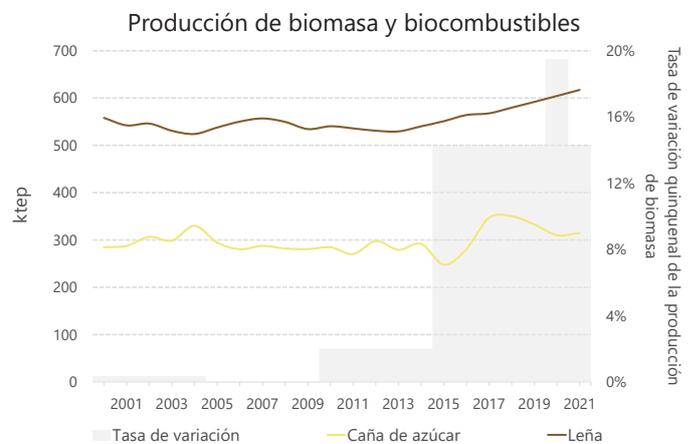
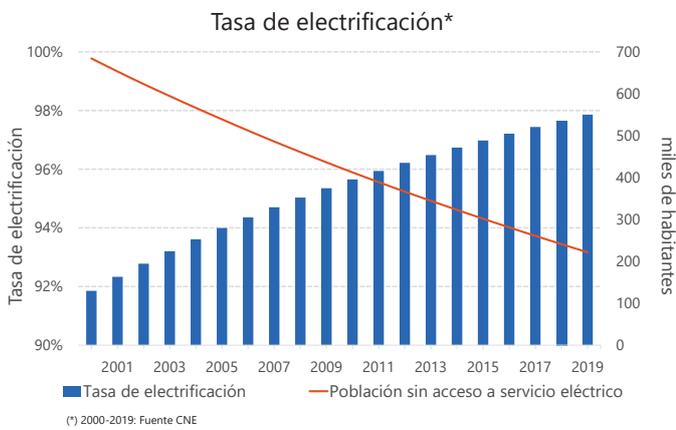
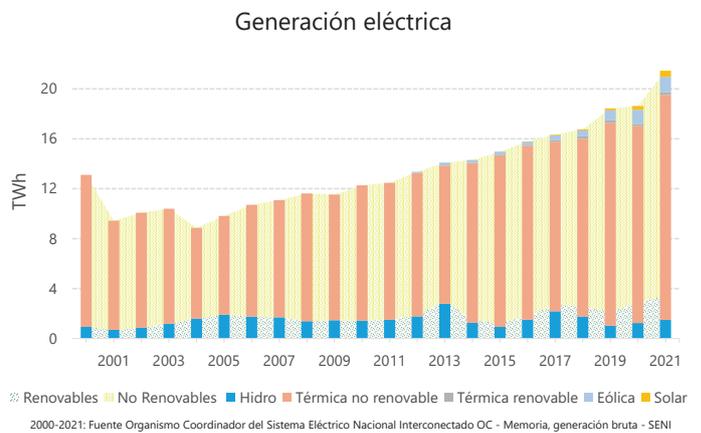
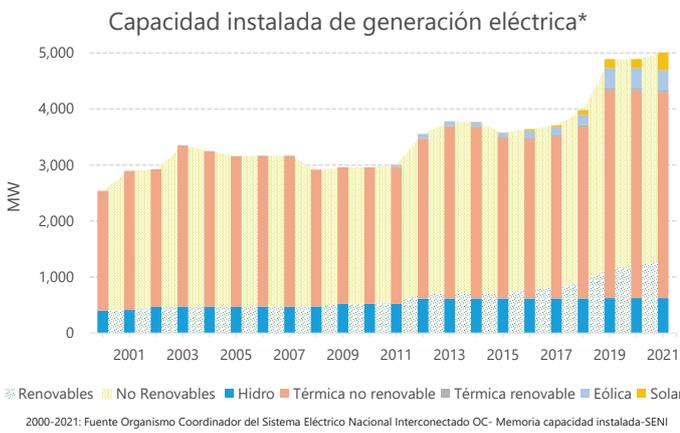
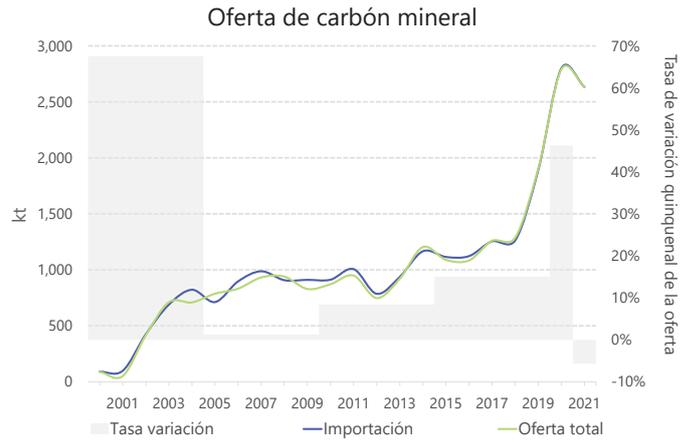
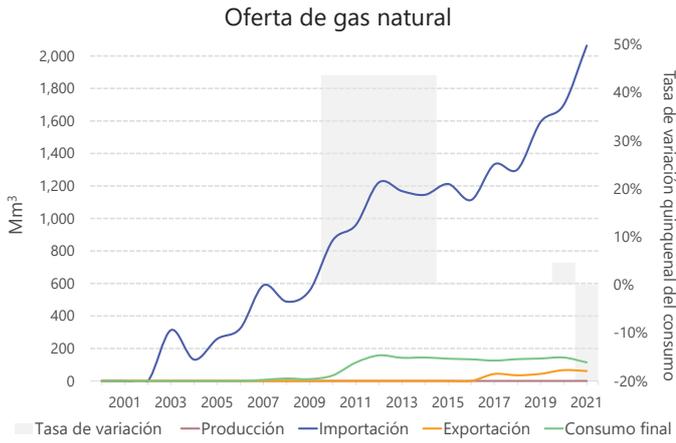


Producción derivados de petróleo



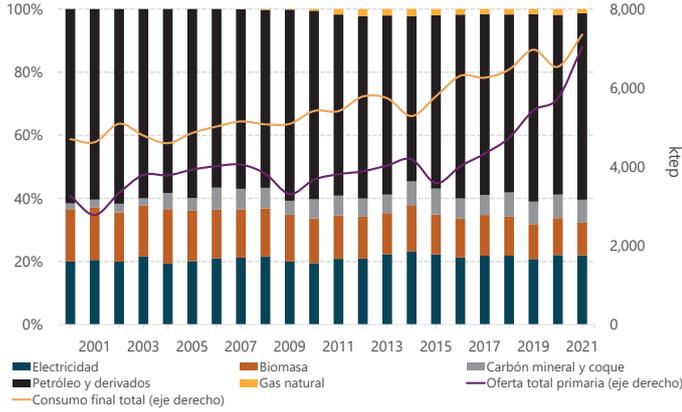
Consumo derivados de petróleo



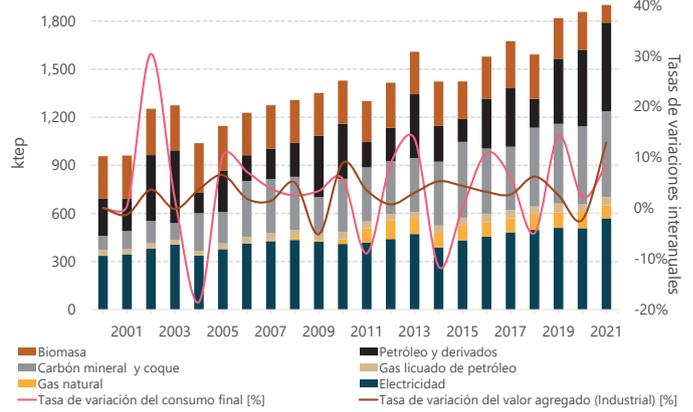




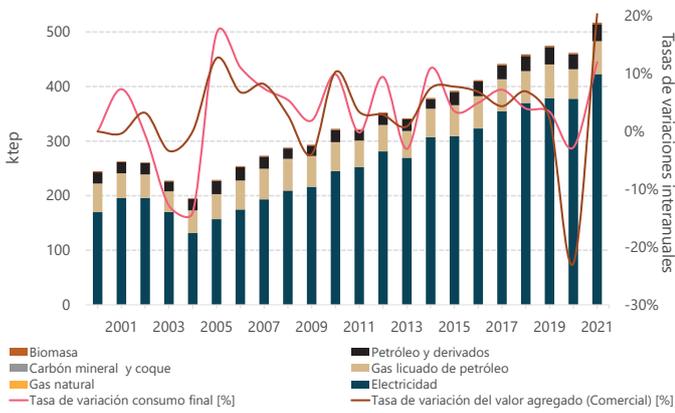
Consumo final de energía por fuente de energía



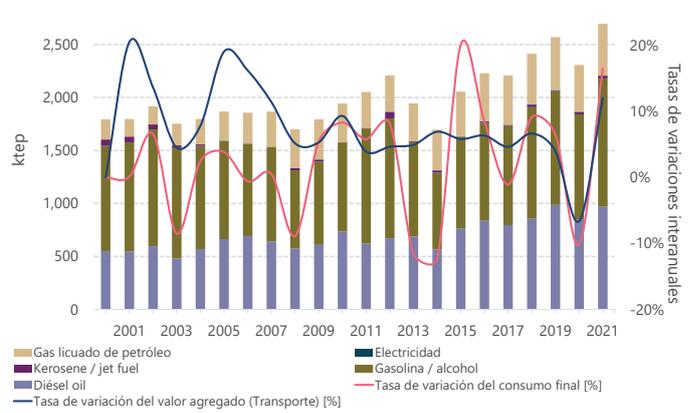
Consumo final del Sector Industrial



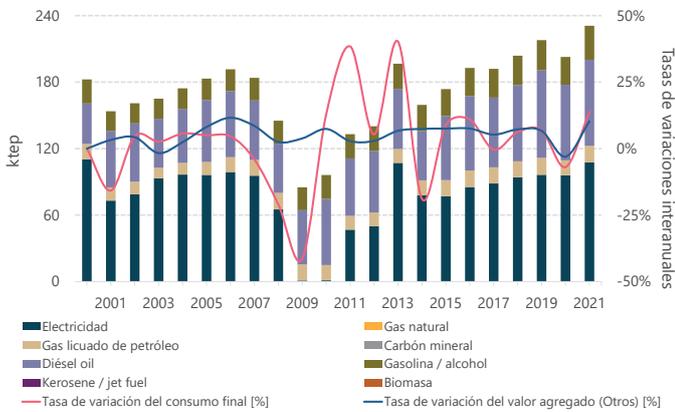
Consumo final del Sector Comercial



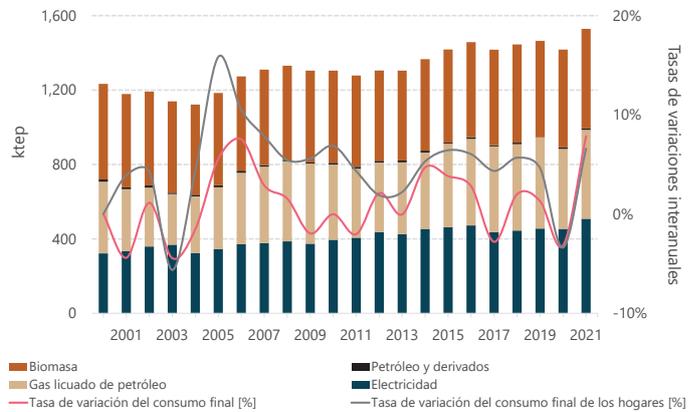
Consumo final del Sector Transporte



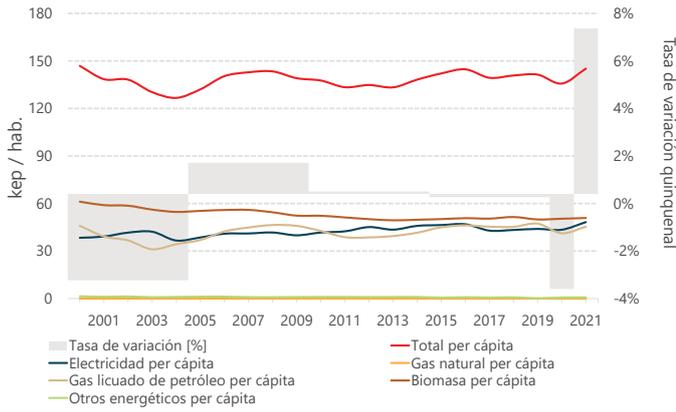
Consumo final del Sector Otros



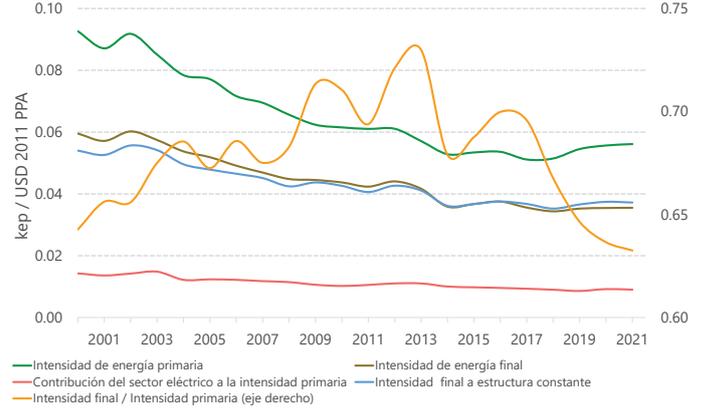
Consumo final del Sector Residencial



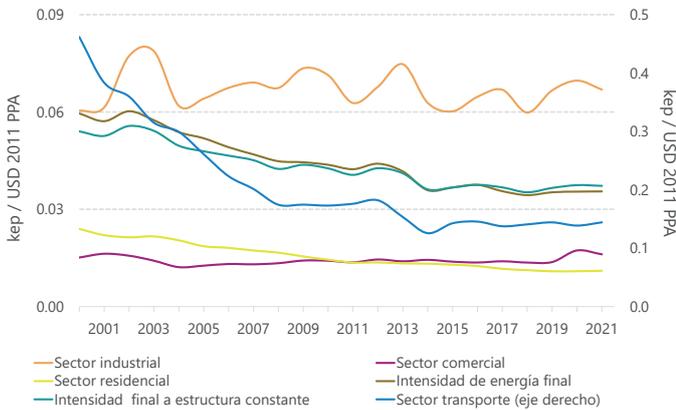
Consumo final per cápita Sector Residencial



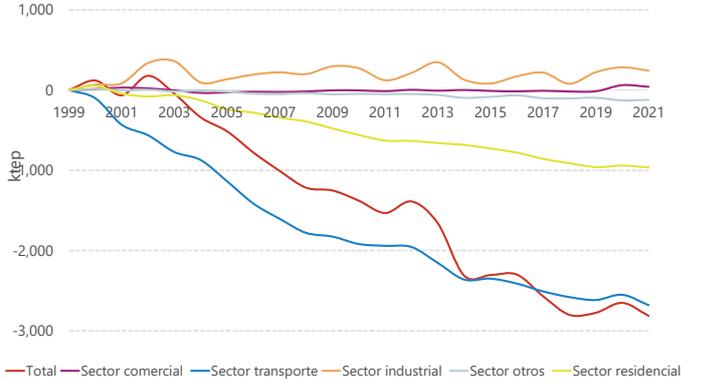
Intensidades energéticas



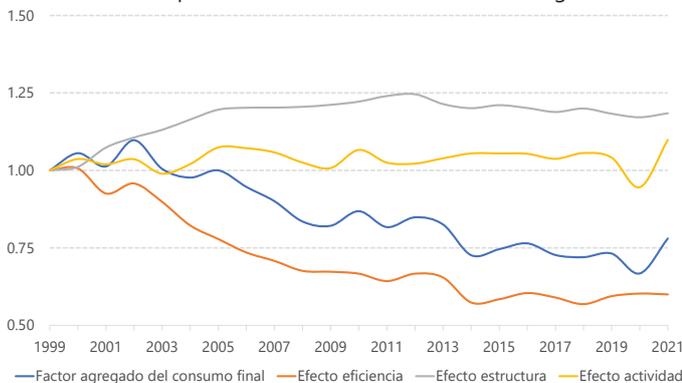
Intensidades energéticas sectoriales



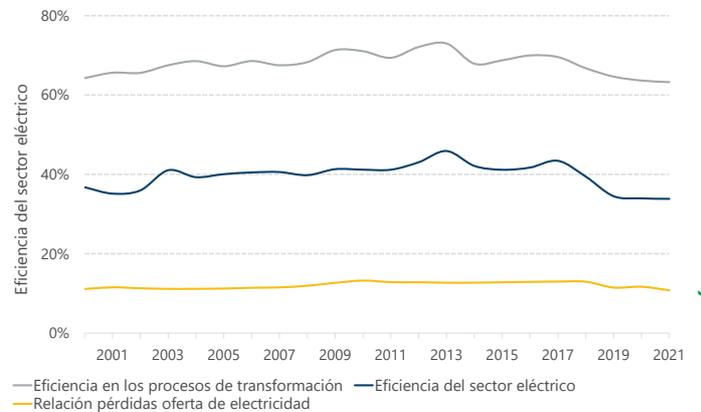
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



Eficiencia del sector eléctrico

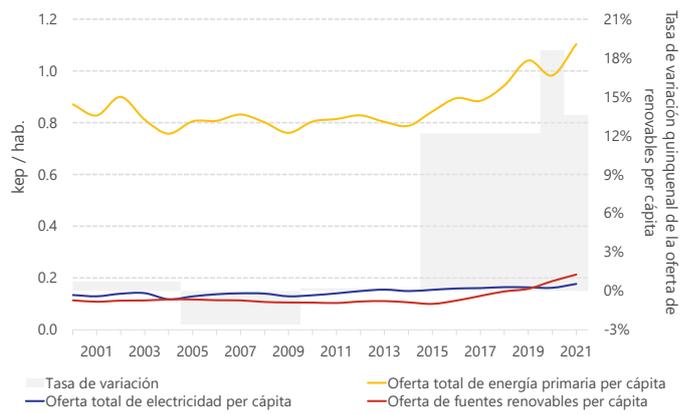




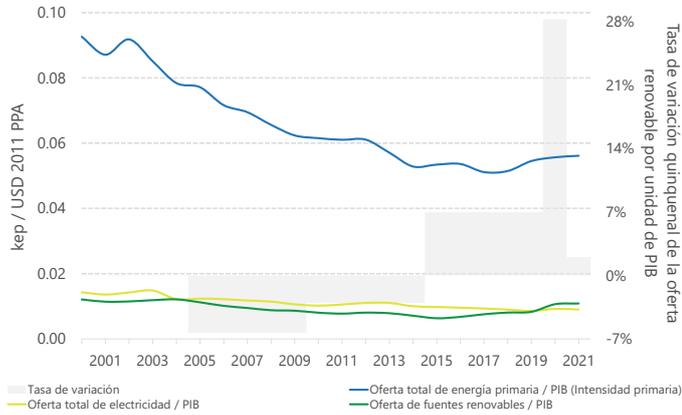
Índice de renovabilidad



Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB



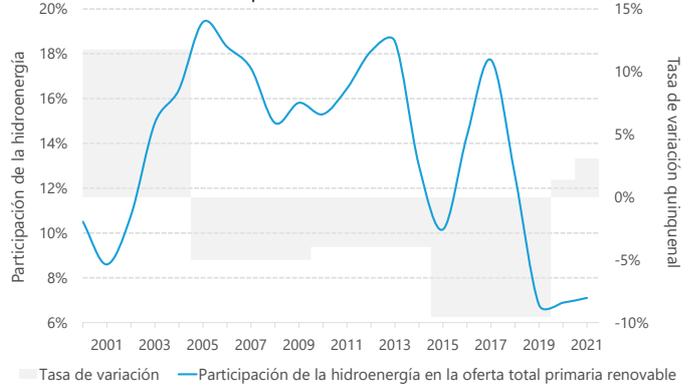
Dependencia externa de energía



Índice de consumo residencial de biomasa

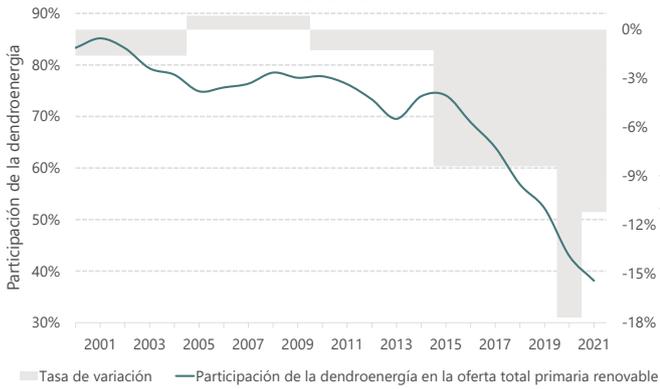


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

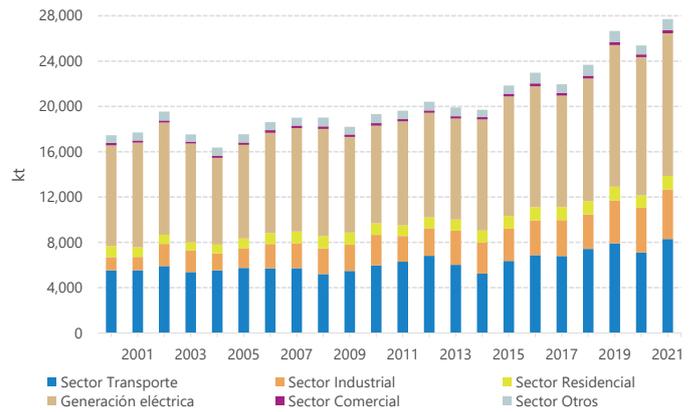


REPÚBLICA DOMINICANA

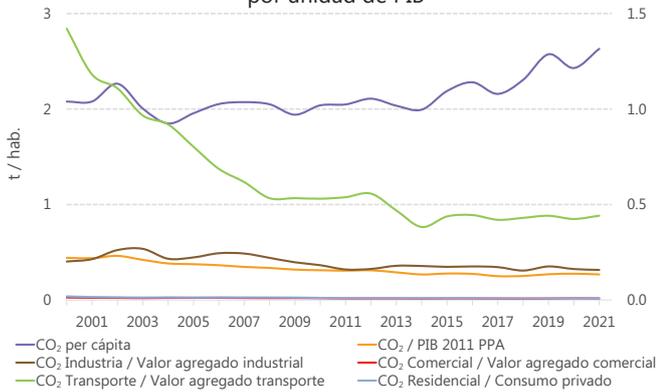
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



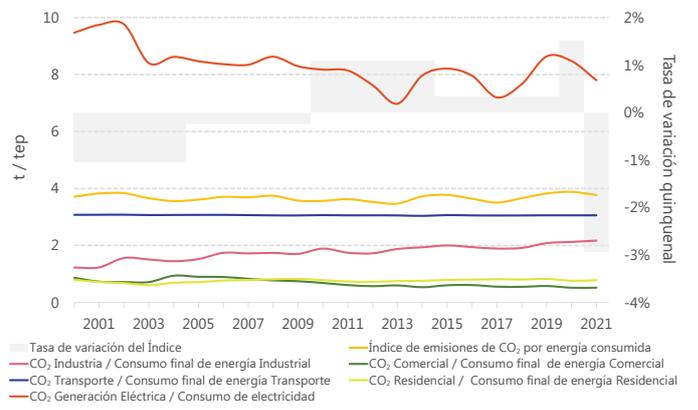
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



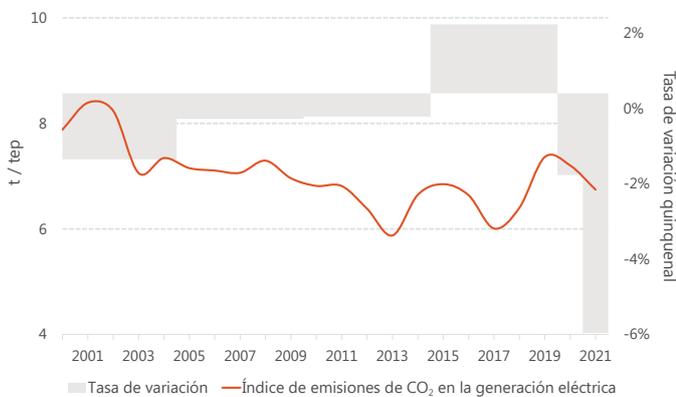
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

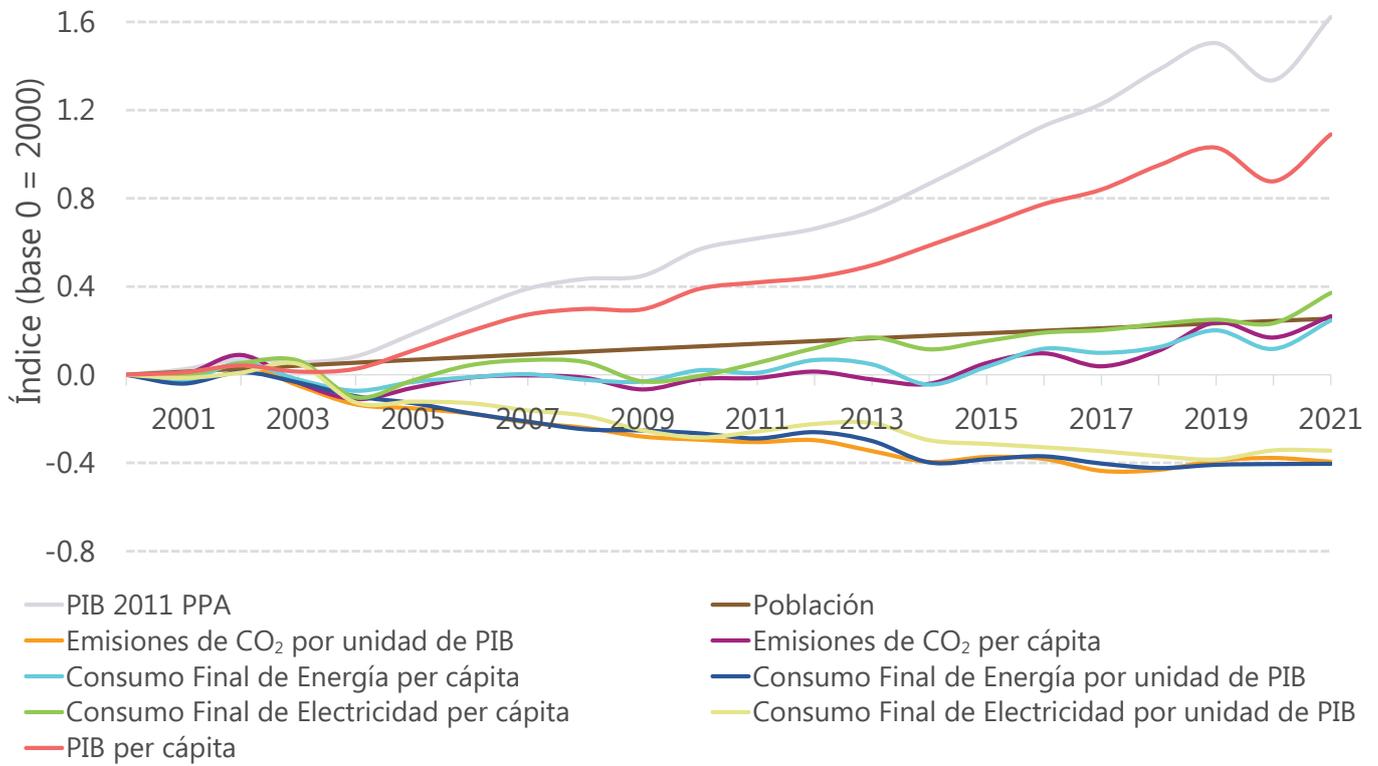


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





Resumen de los principales indicadores





SURINAME

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	592 ¹
Superficie (km ²)	163,820
Densidad de población (hab. / km ²)	4
Población urbana (%)	66
PIB USD 2018 (MUSD)	3,302 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	8,983 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

Sector Energético 2021



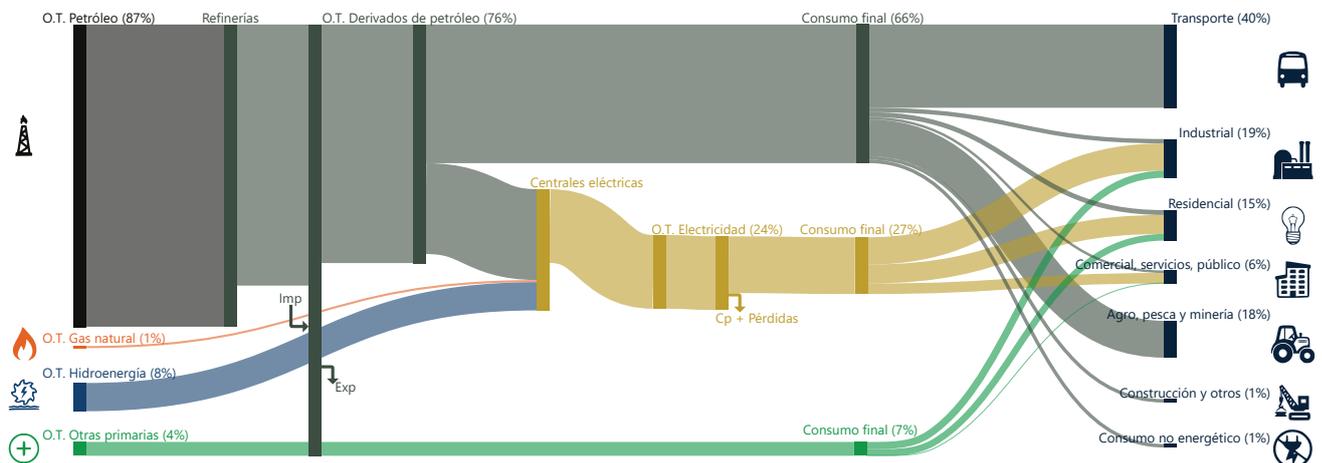
¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

Nota: Los datos de oferta y demanda para el 2021 corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

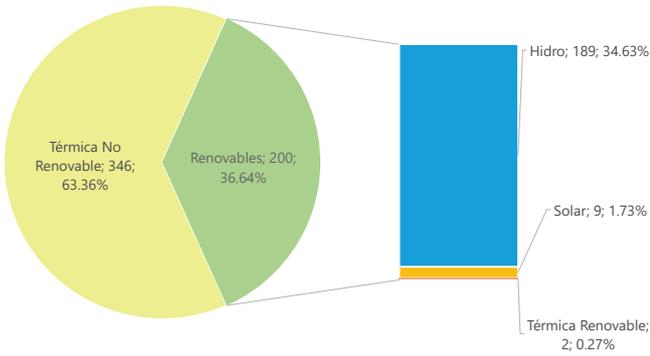


Balance energético resumido 2021

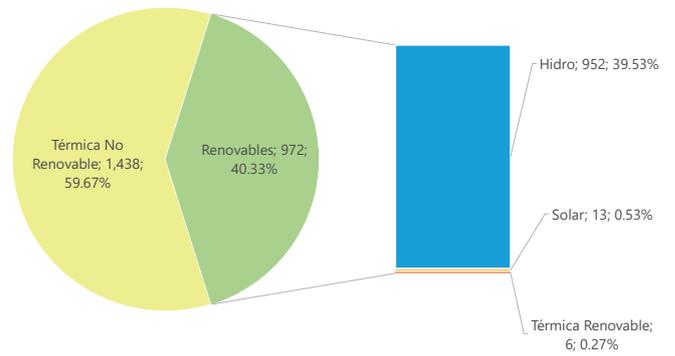




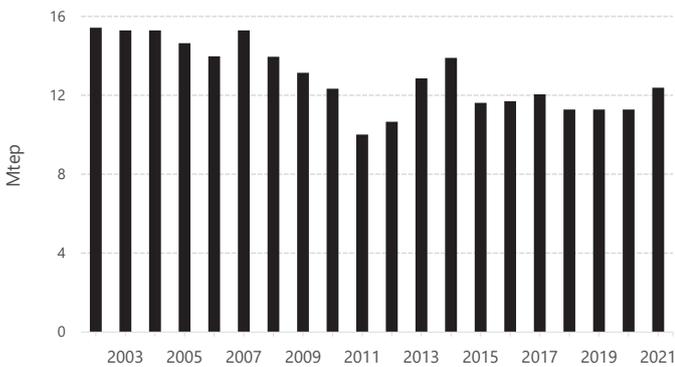
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



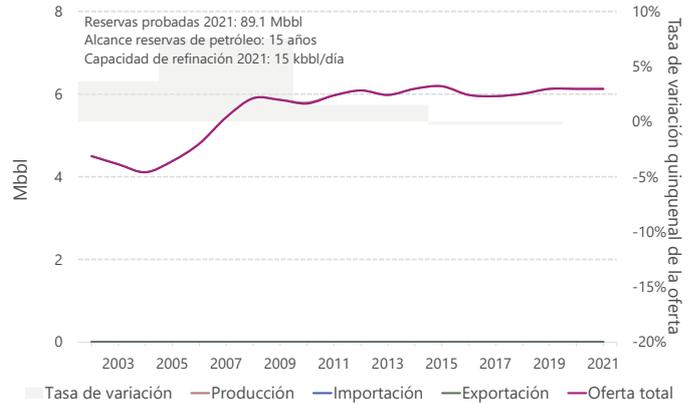
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de petróleo

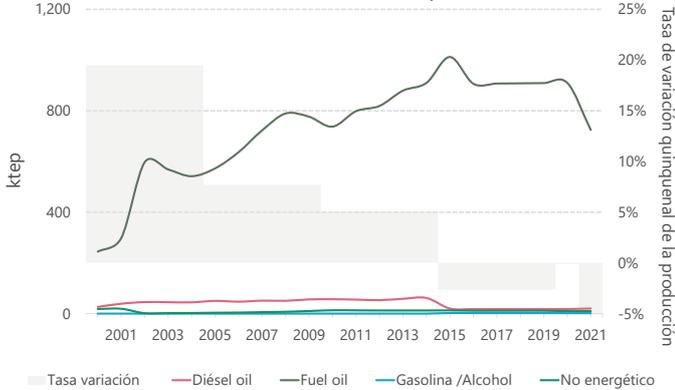


Oferta de petróleo

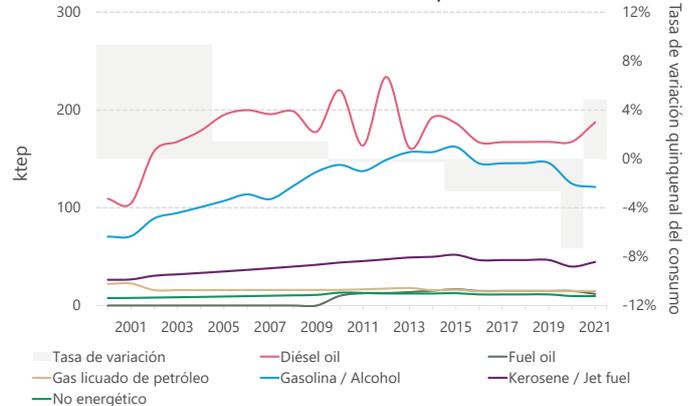


SURINAME

Producción derivados de petróleo



Consumo derivados de petróleo

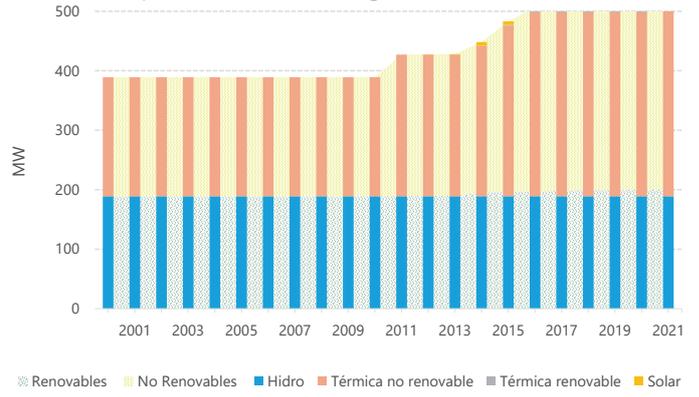




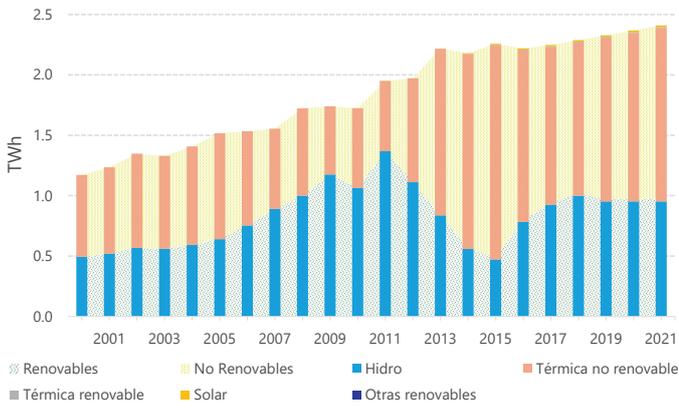
Oferta de gas natural



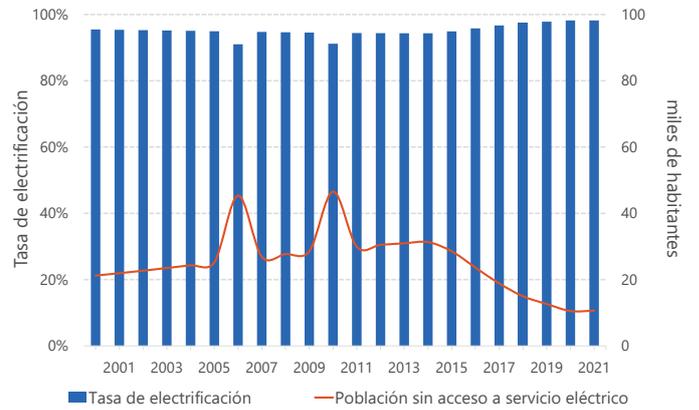
Capacidad instalada de generación eléctrica



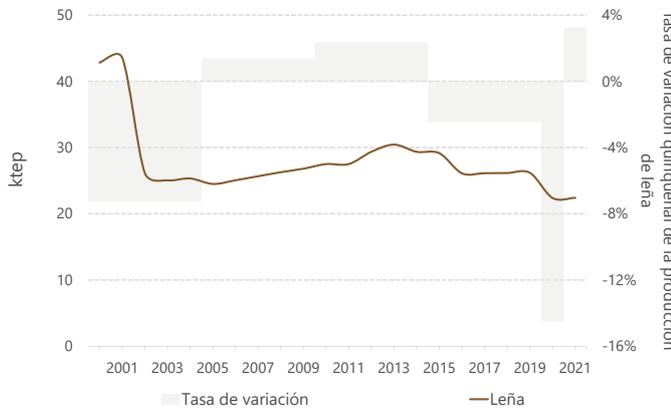
Generación eléctrica



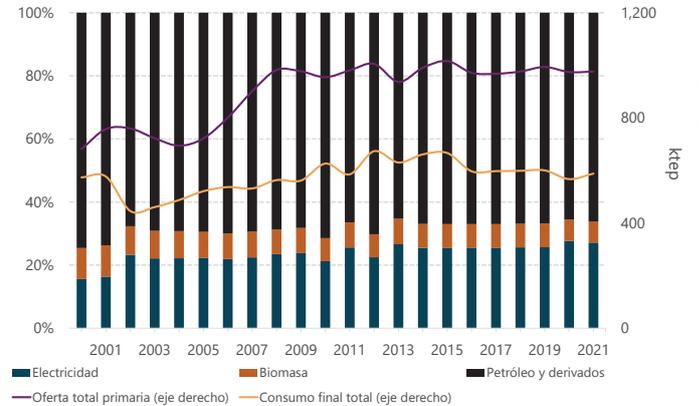
Tasa de electrificación



Producción de leña

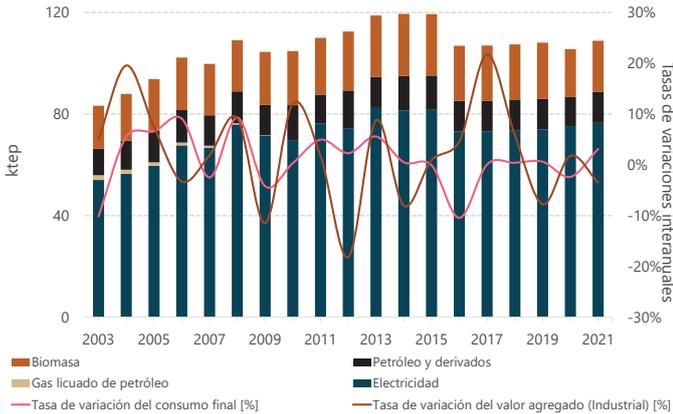


Consumo final de energía por fuente de energía

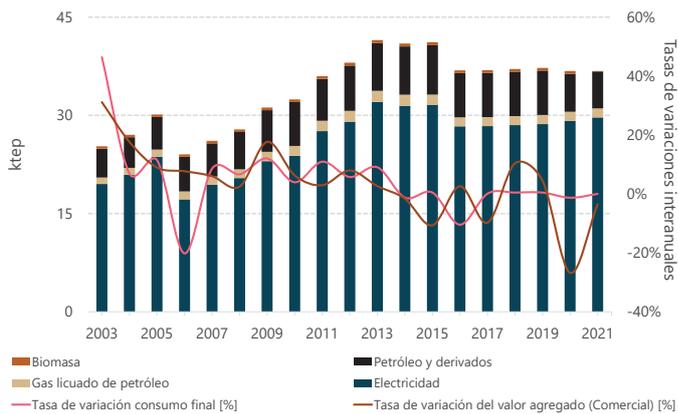




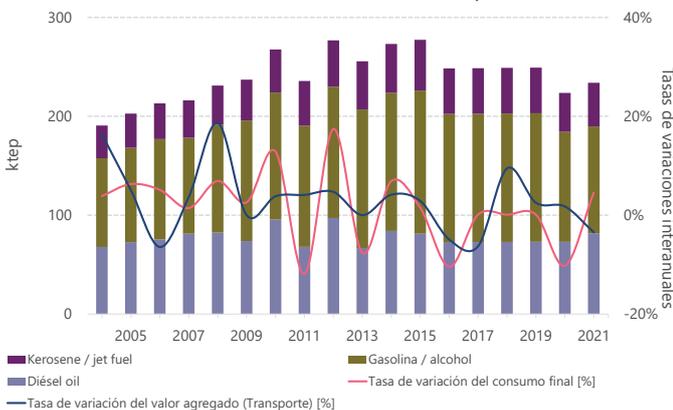
Consumo final del Sector Industrial



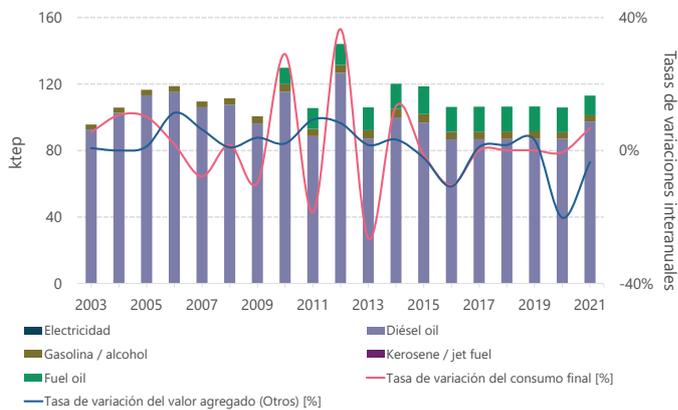
Consumo final del Sector Comercial



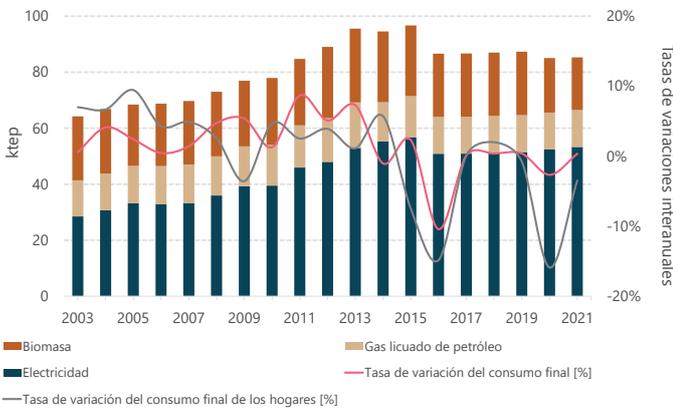
Consumo final del Sector Transporte



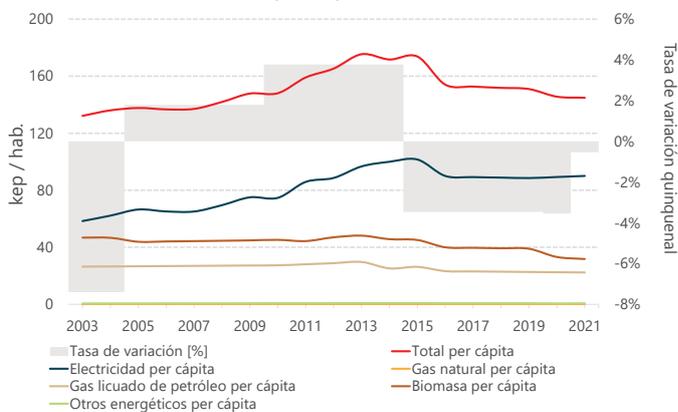
Consumo final del Sector Otros



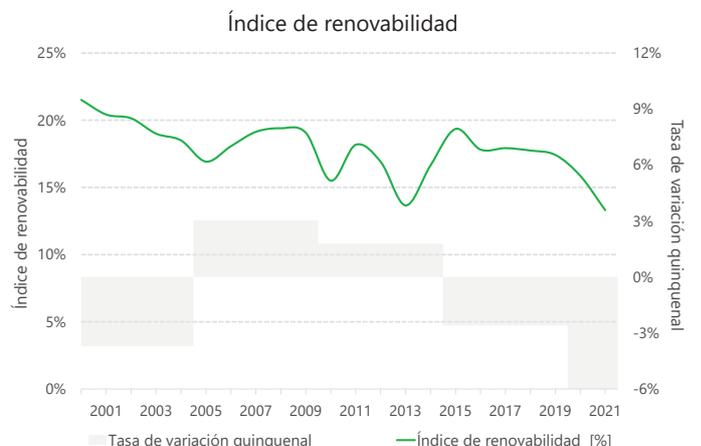
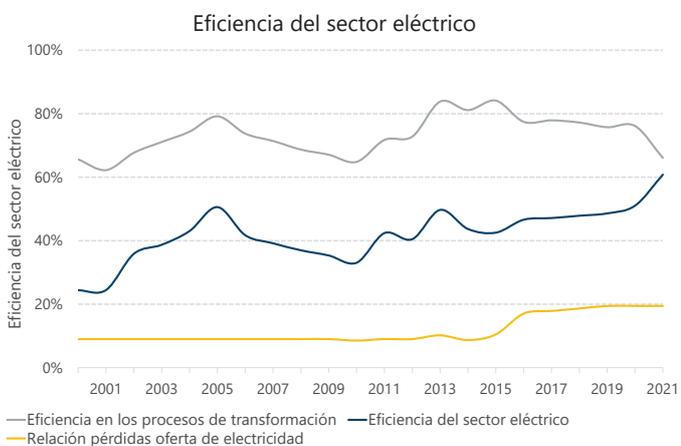
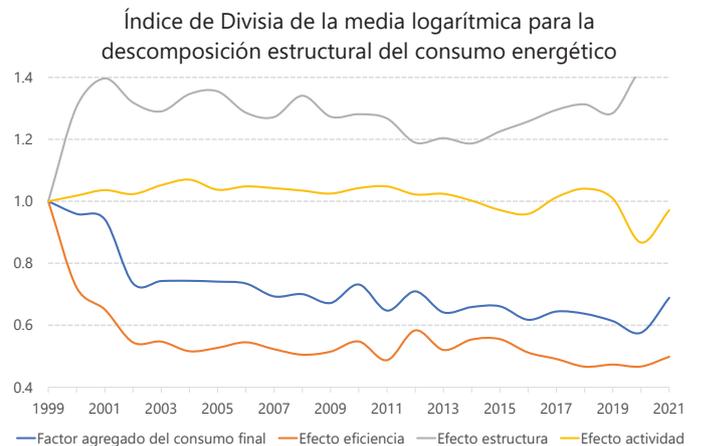
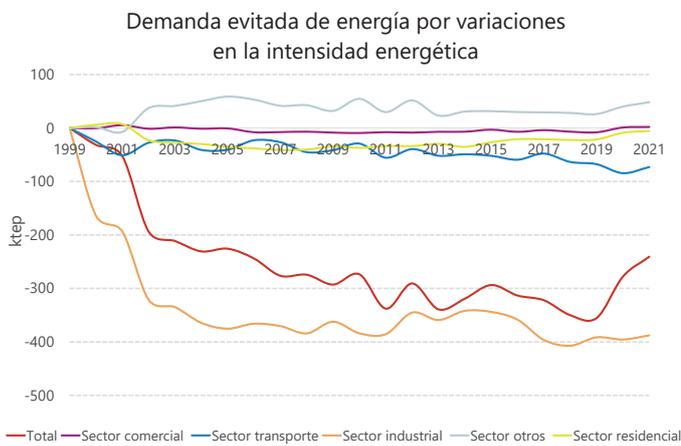
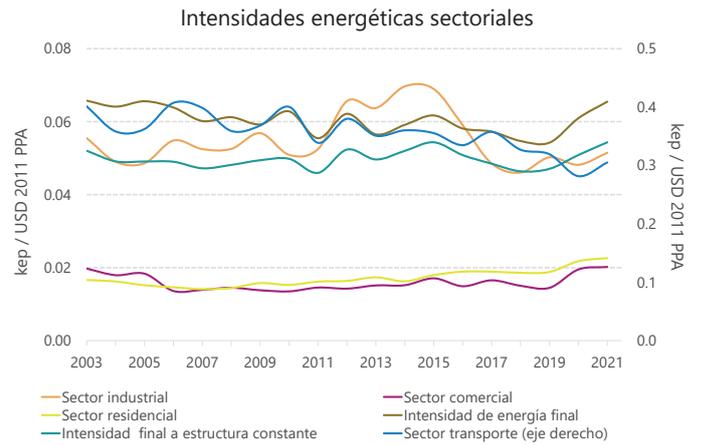
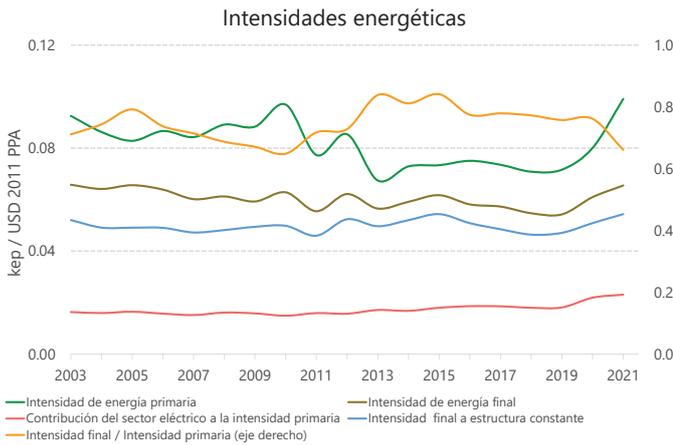
Consumo final del Sector Residencial



Consumo final per cápita Sector Residencial

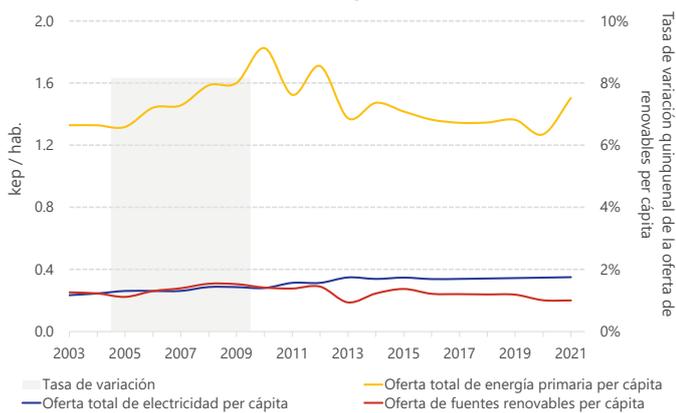


SURINAME

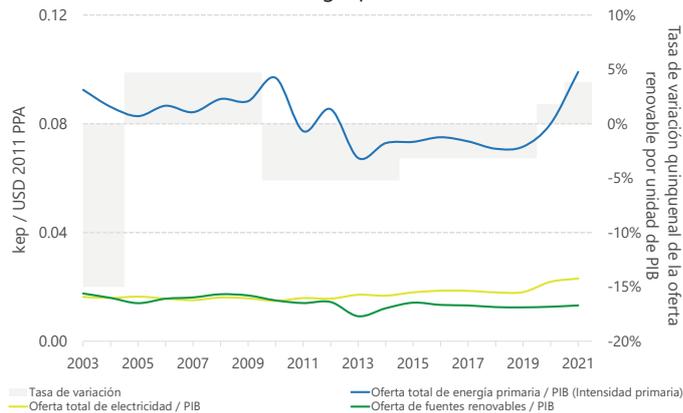




Oferta de energía per cápita



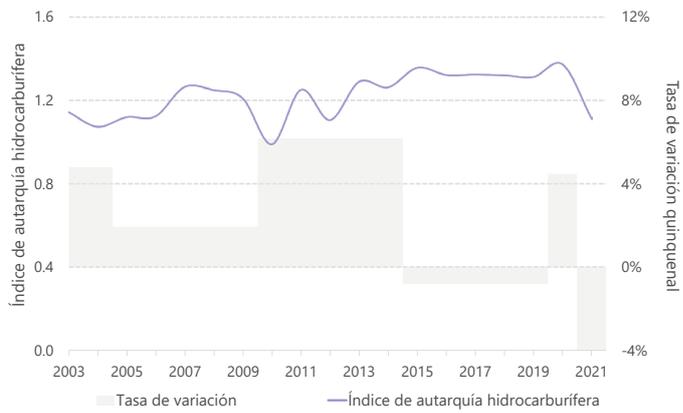
Ofertas de energía por unidad de PIB



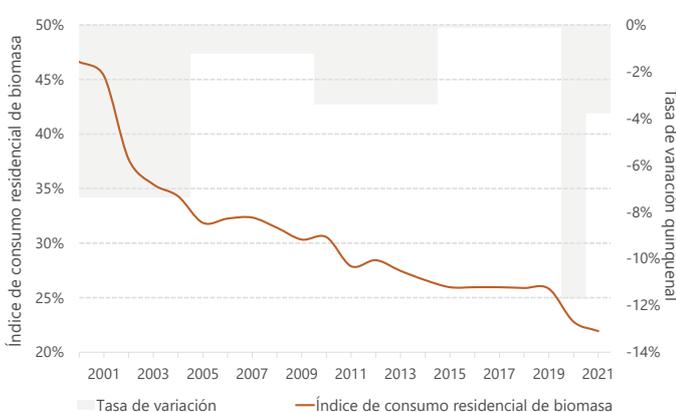
Dependencia externa de energía



Índice de autarquía hidrocarburífera



Índice de consumo residencial de biomasa



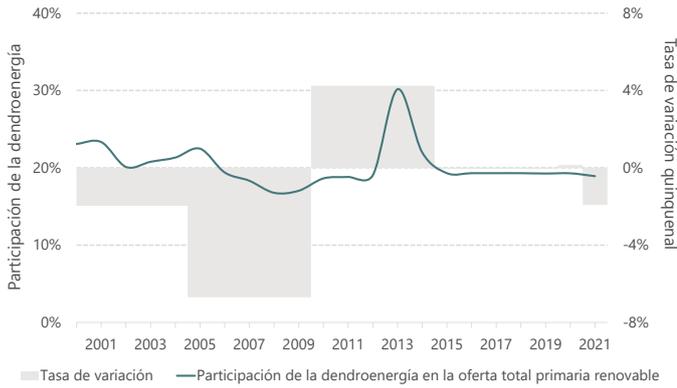
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



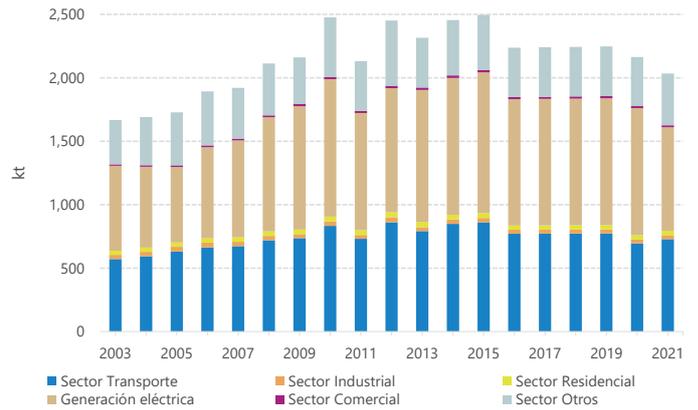
SURINAME



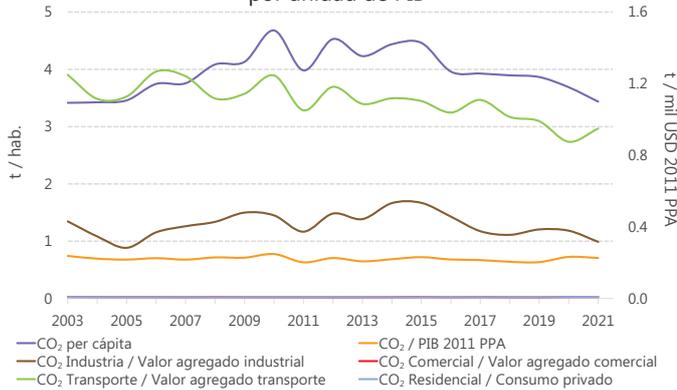
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



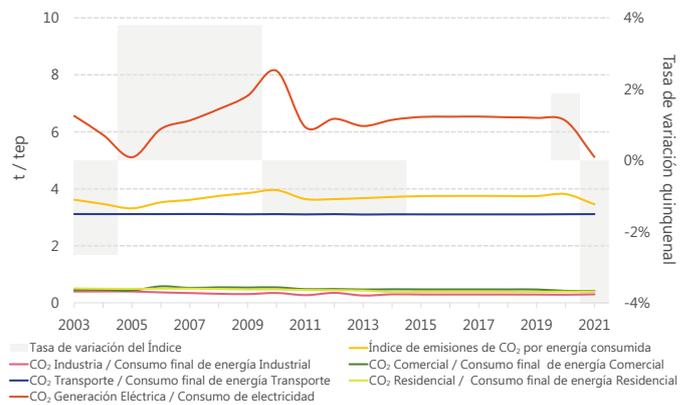
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



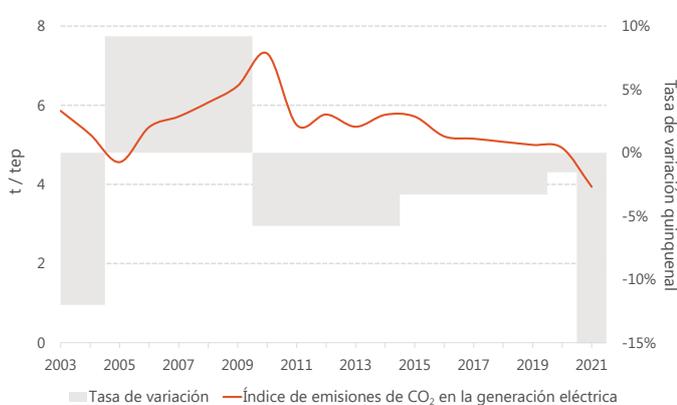
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

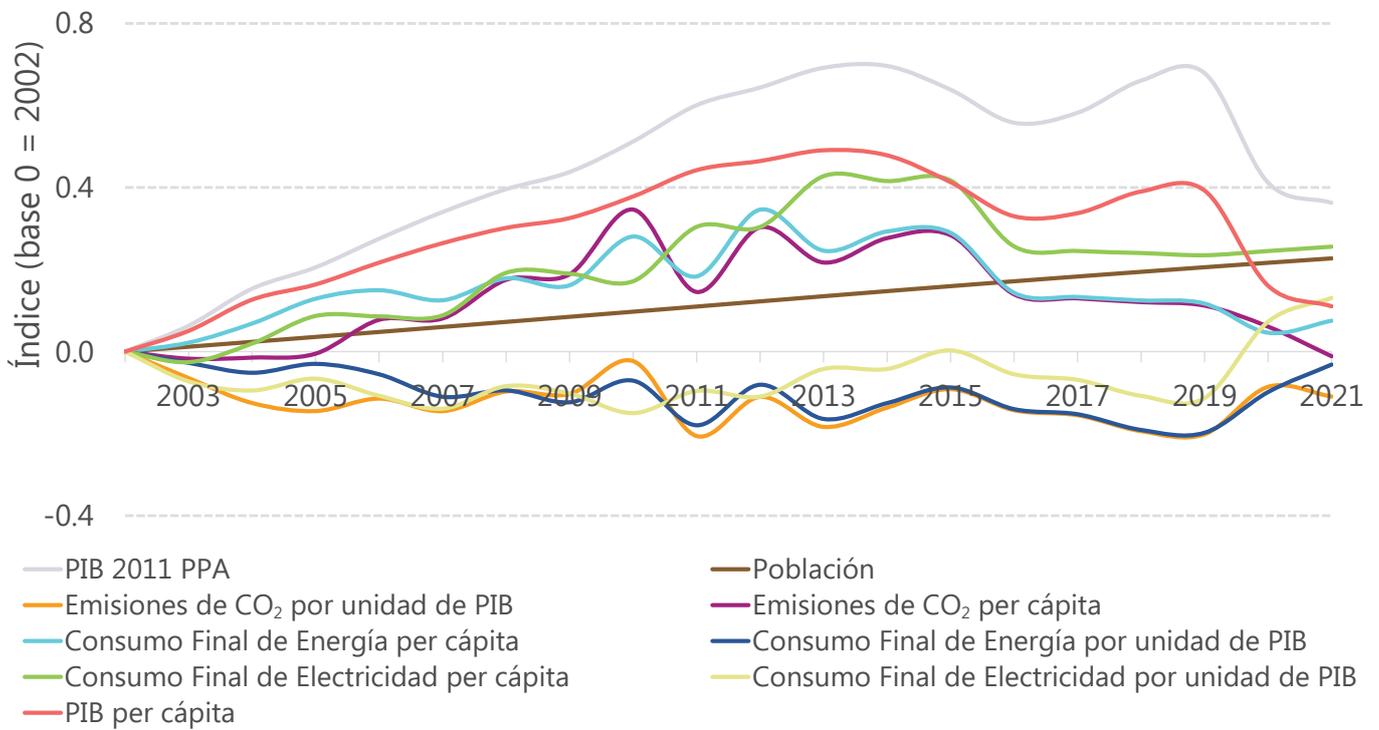


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





Resumen de los principales indicadores





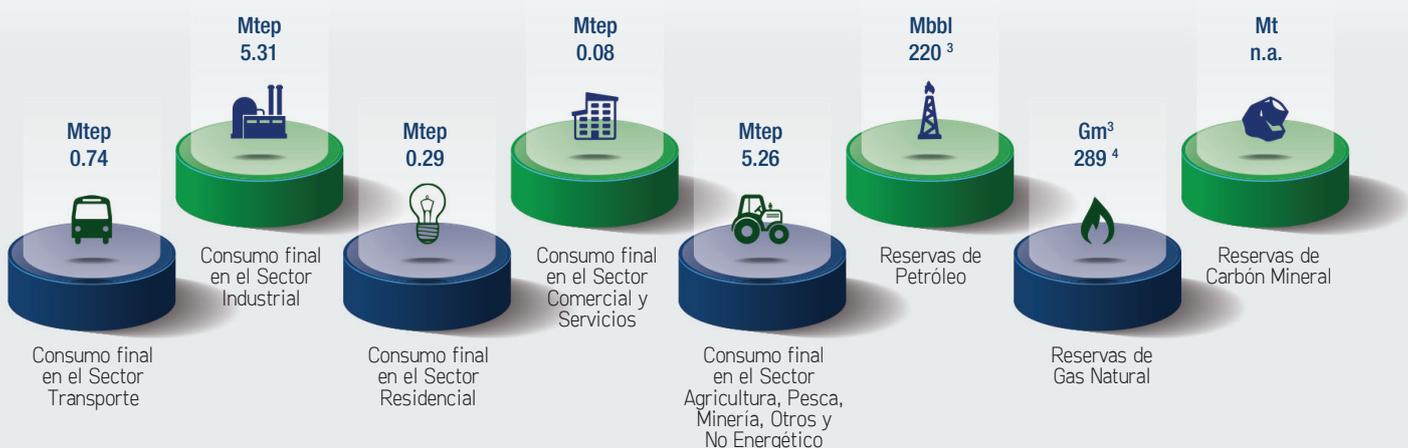
TRINIDAD Y TOBAGO

Datos Generales 2021



Población (mil hab.)	1,403 ¹
Superficie (km ²)	5,130
Densidad de población (hab. / km ²)	274
Población urbana (%)	53
PIB USD 2018 (MUSD)	21,909 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	34,322 ¹
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	24

Sector Energético 2021



¹ Fuente: Banco Mundial.

² Fuente: CEPAL.

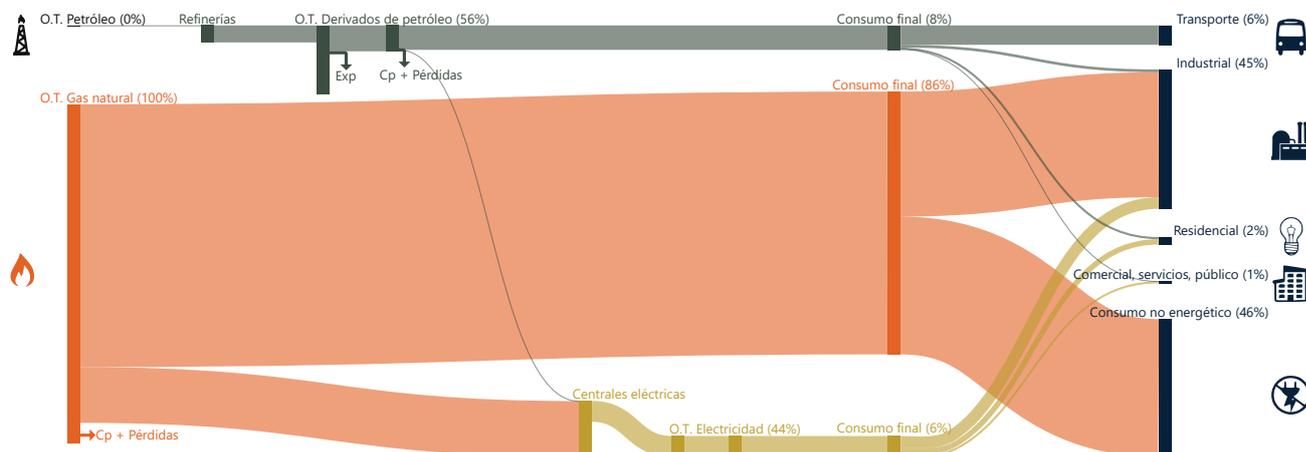
³ Dato correspondiente al año 2018.

⁴ Dato correspondiente al año 2020.

Nota: Los datos de oferta y demanda correspondientes al 2021 presentados en esta publicación son preliminares y están sujetos a revisión por parte del país.



Balance energético resumido 2021

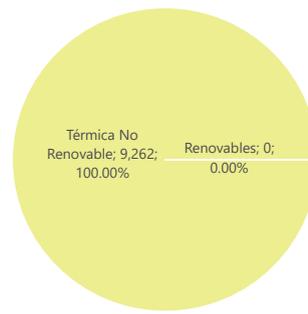




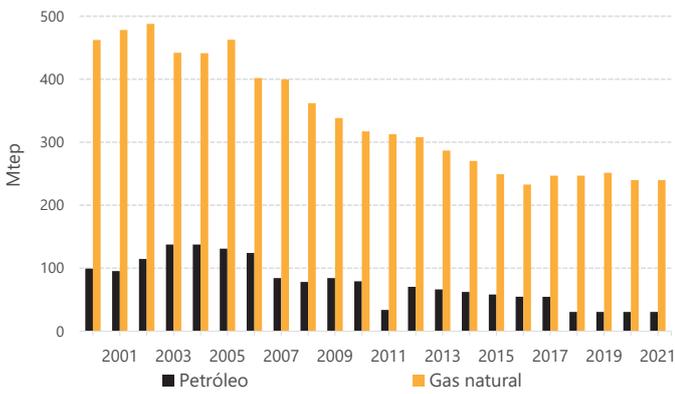
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



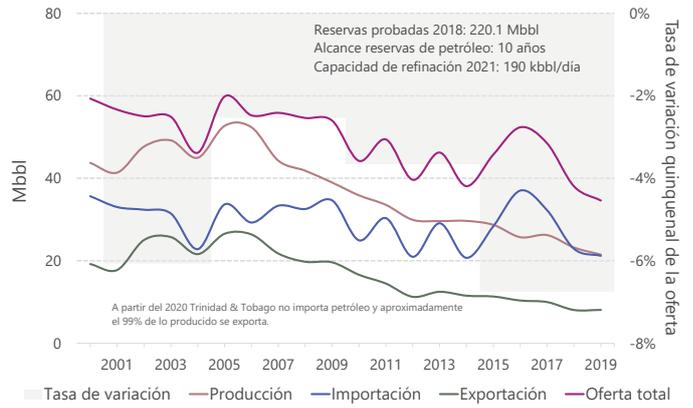
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de petróleo y gas natural

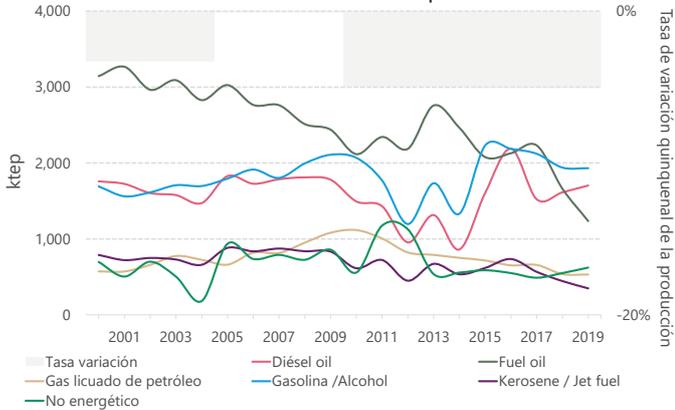


Oferta de petróleo

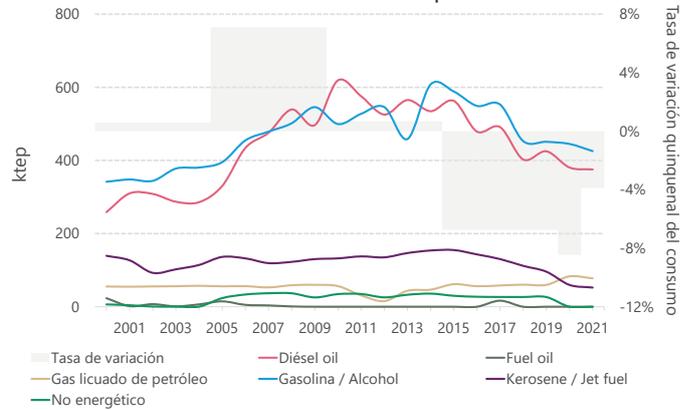


TRINIDAD Y TOBAGO

Producción derivados de petróleo

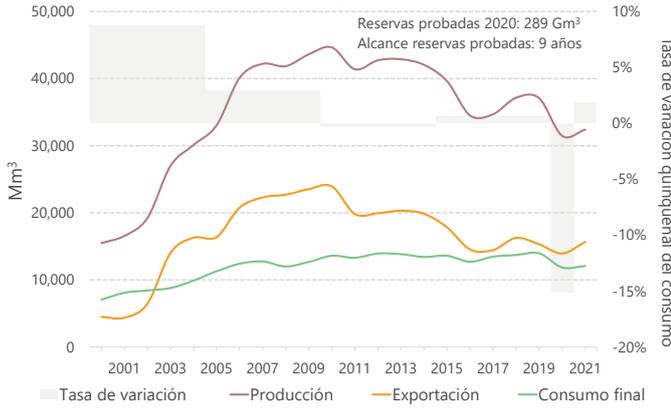


Consumo derivados de petróleo

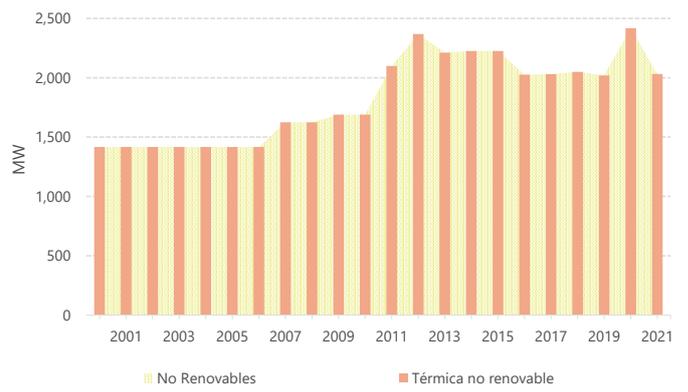




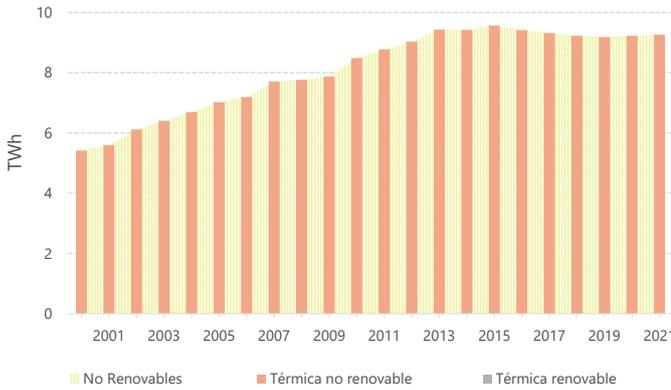
Oferta de gas natural



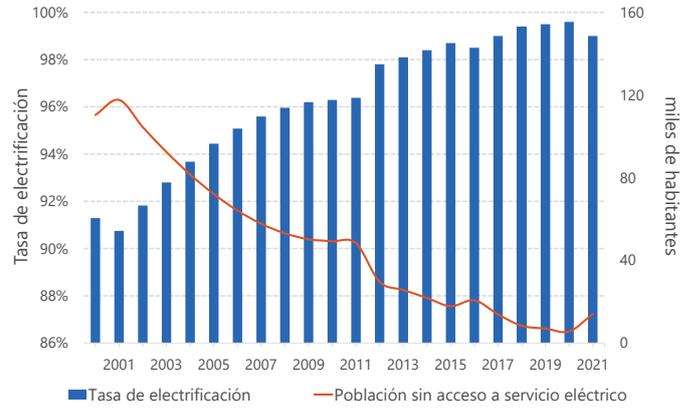
Capacidad instalada de generación eléctrica



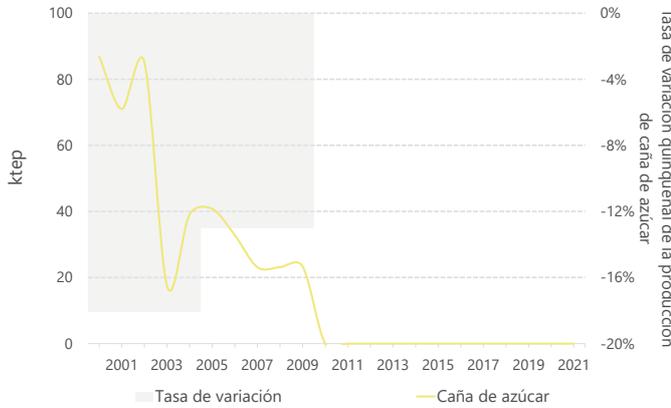
Generación eléctrica



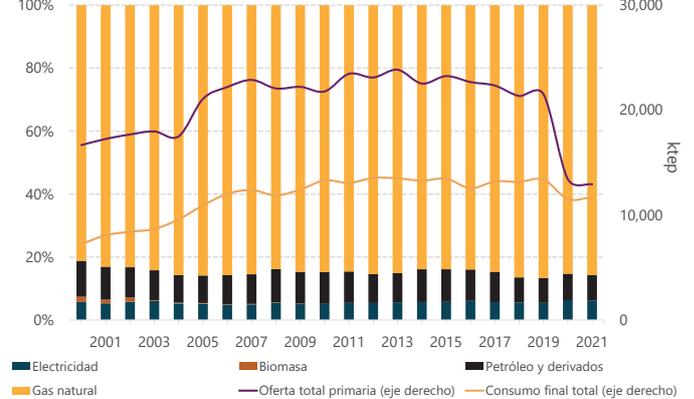
Tasa de electrificación



Producción de caña de azúcar

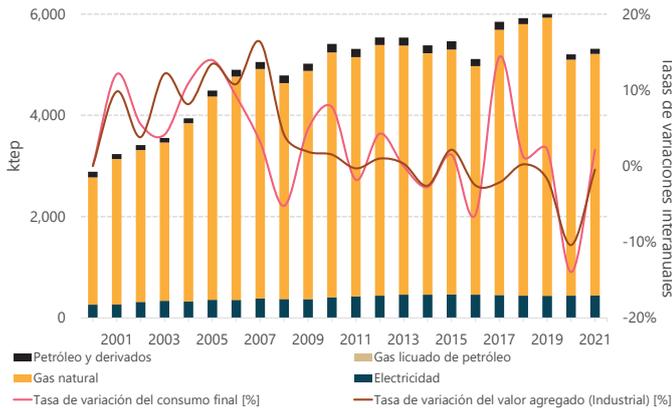


Consumo final de energía por fuente de energía

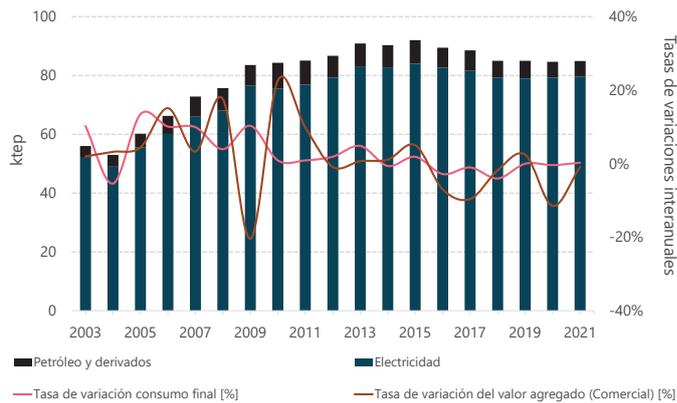




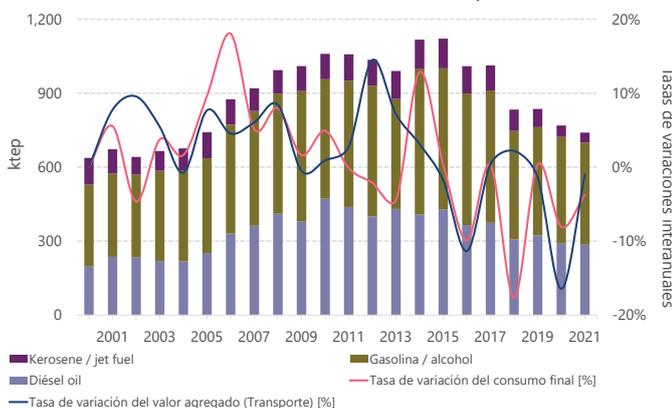
Consumo final del Sector Industrial



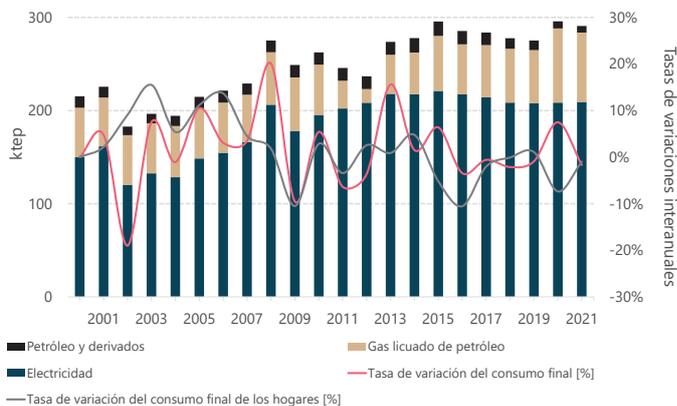
Consumo final del Sector Comercial



Consumo final del Sector Transporte

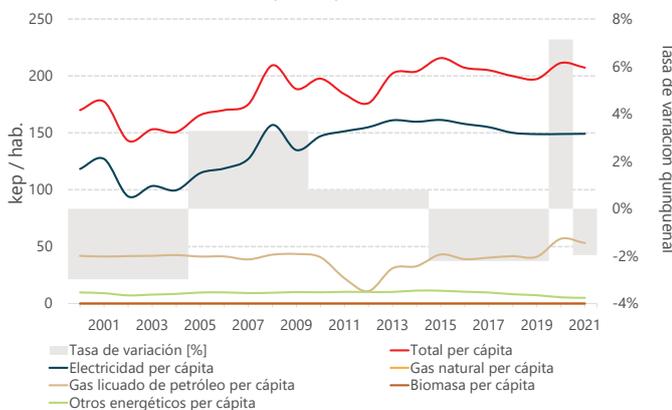


Consumo final del Sector Residencial

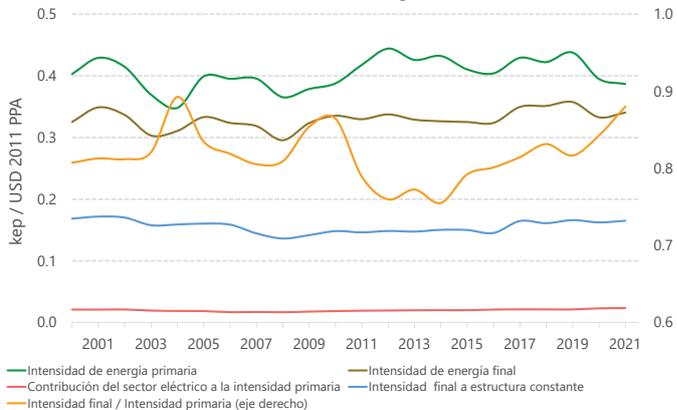


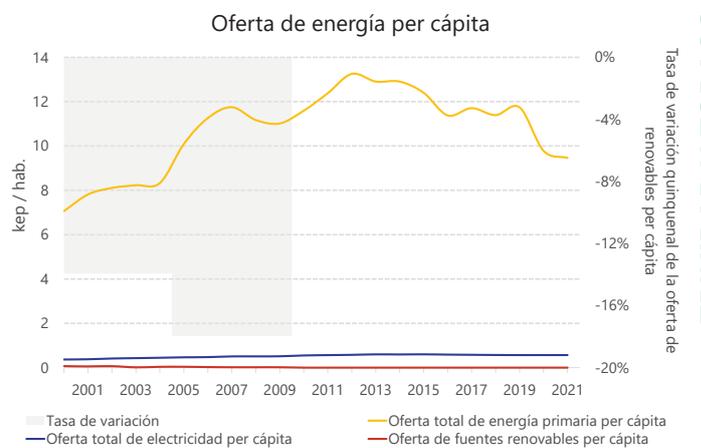
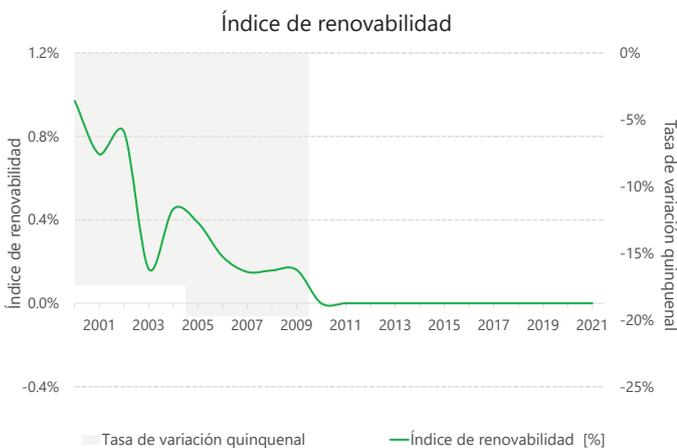
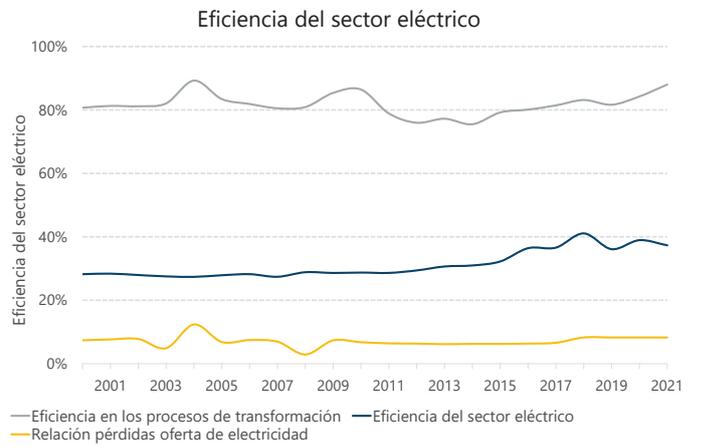
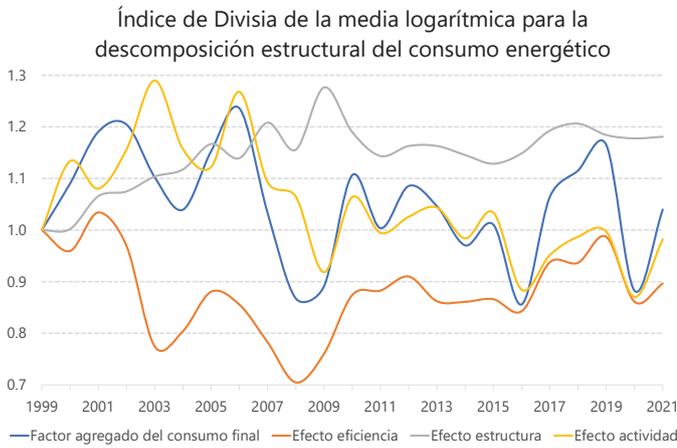
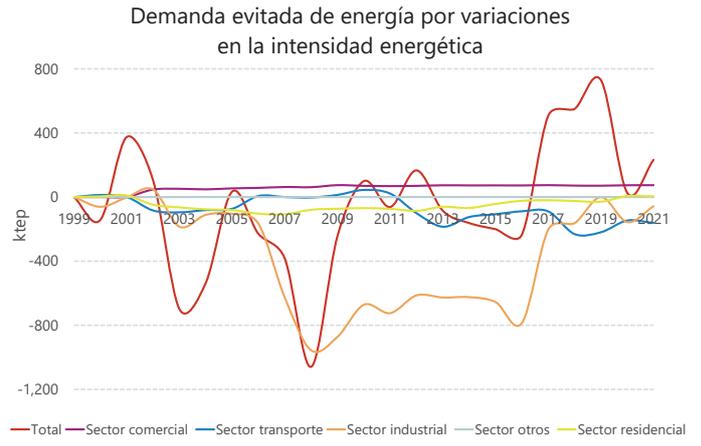
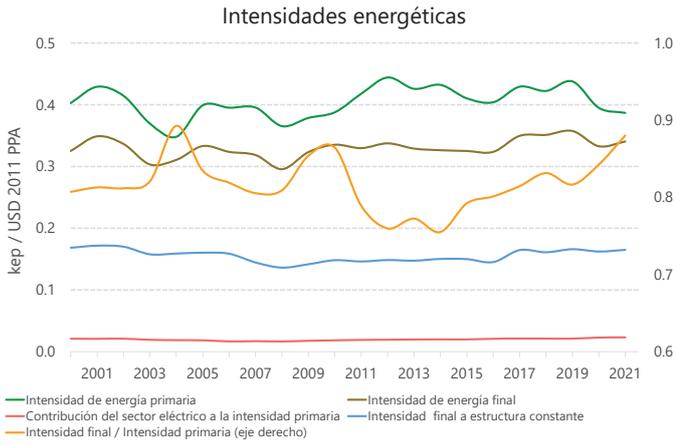
TRINIDAD Y TOBAGO

Consumo final per cápita Sector Residencial



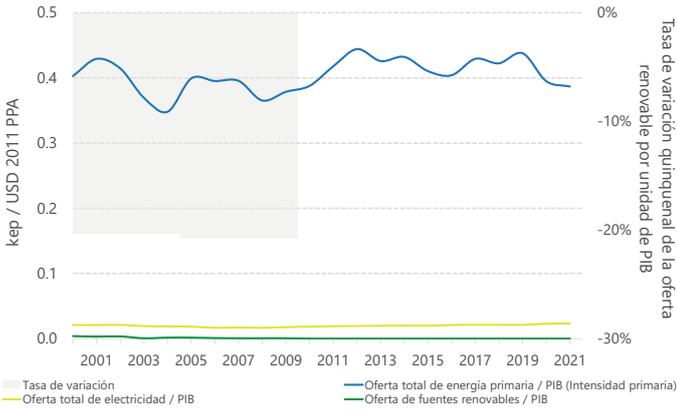
Intensidades energéticas



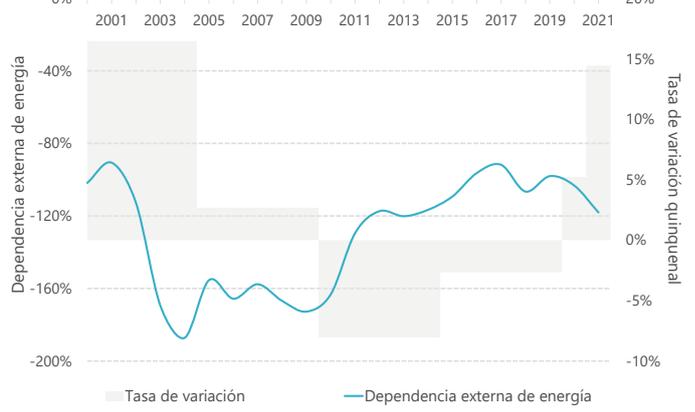




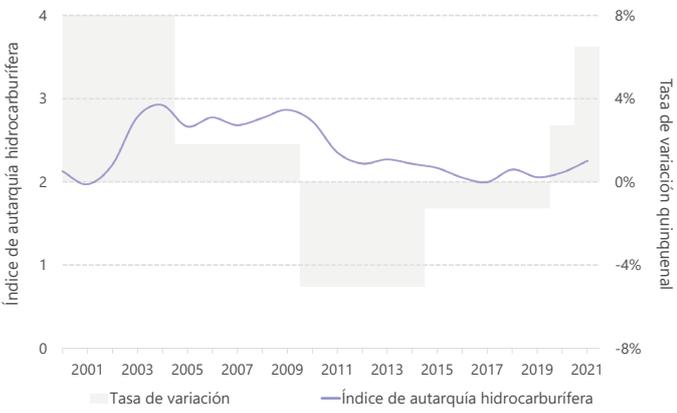
Ofertas de energía por unidad de PIB



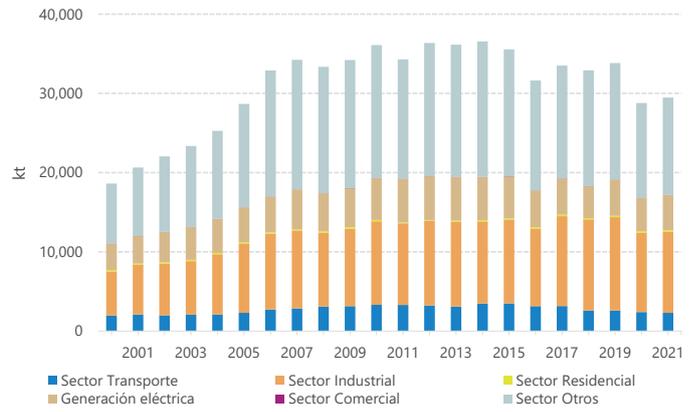
Dependencia externa de energía



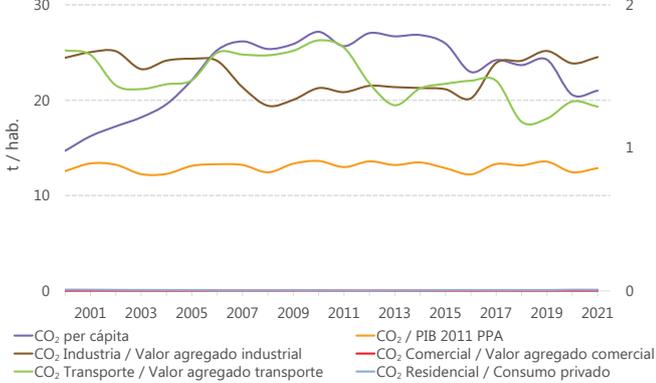
Índice de autarquía hidrocarburífera



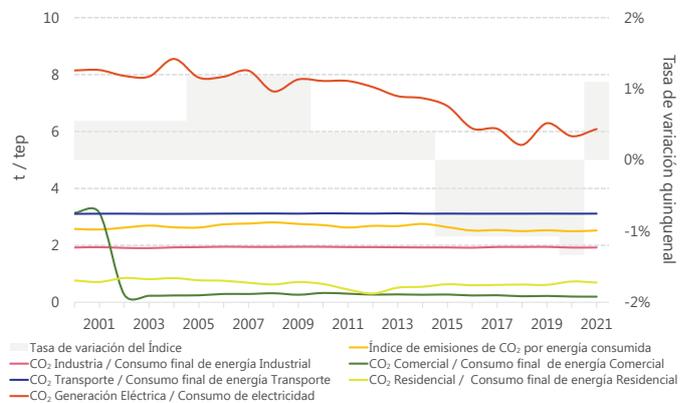
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



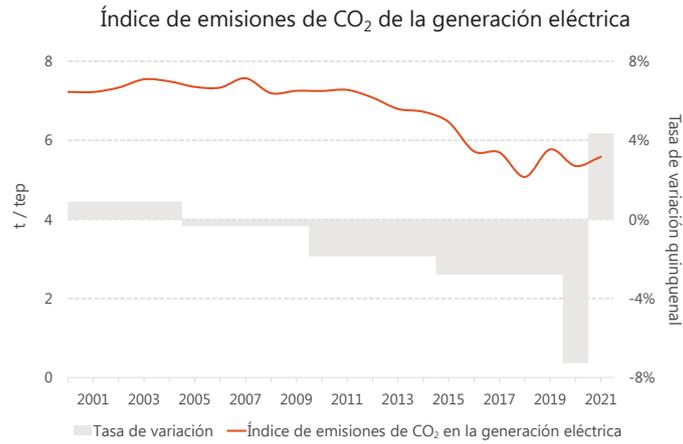
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



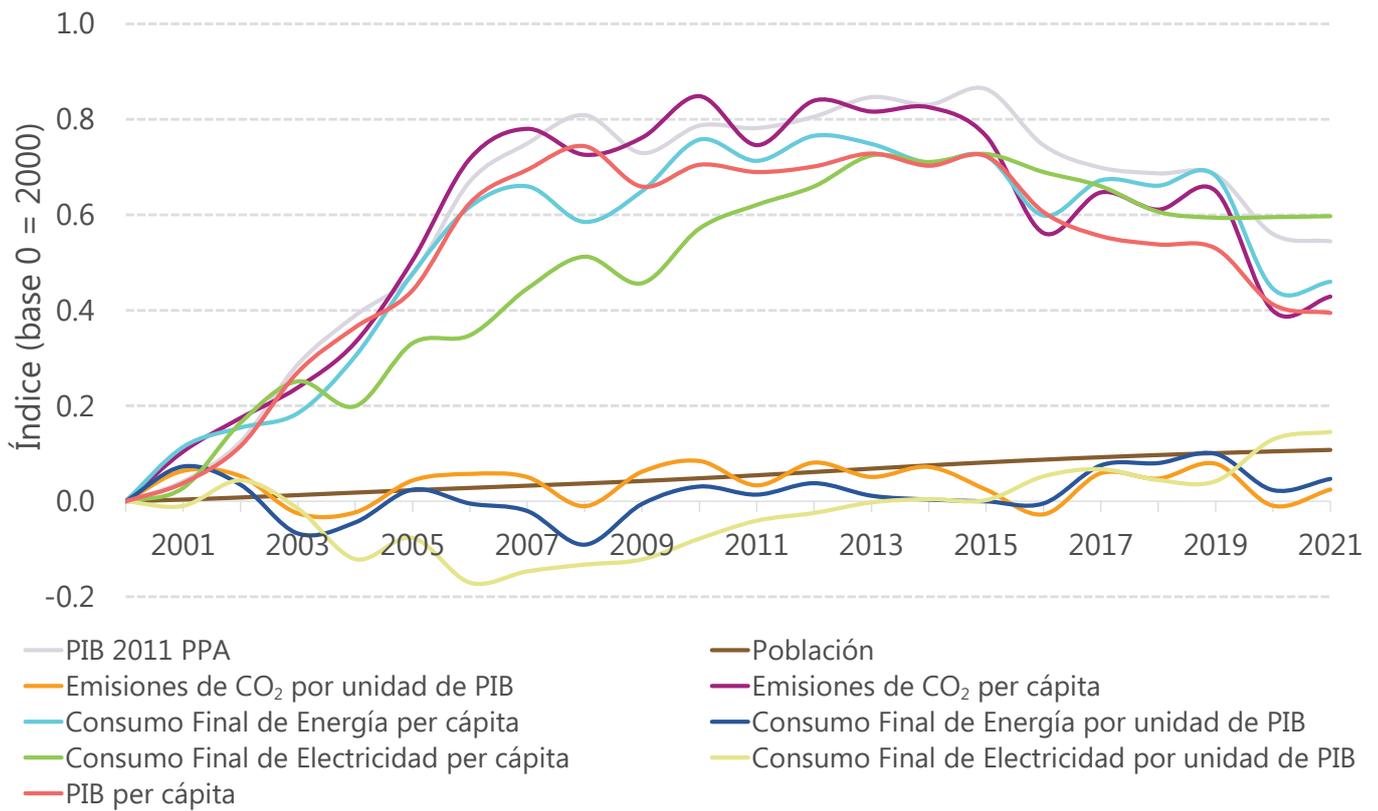
Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida



TRINIDAD Y TOBAGO



Resumen de los principales indicadores





URUGUAY

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	3,543 ¹
Superficie (km ²)	176,215
Densidad de población (hab. / km ²)	20
Población urbana (%)	95
PIB USD 2018 (MUSD)	63,432 ²
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	78,121 ³
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	22

Sector Energético 2021



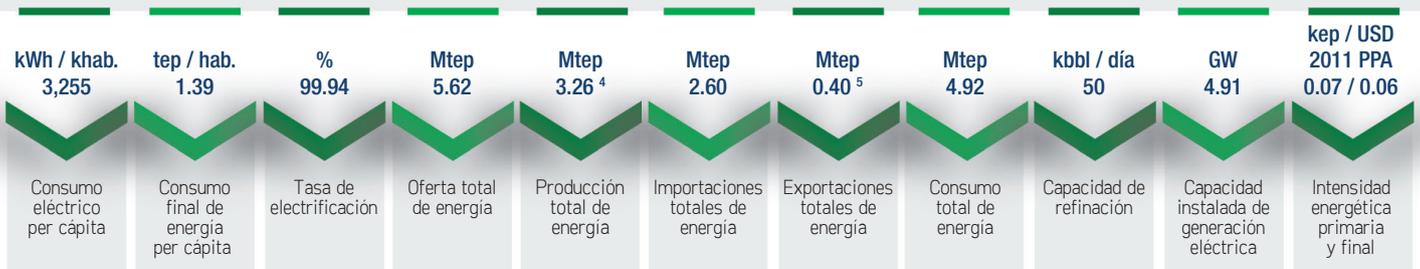
¹ Instituto Nacional de Estadística (INE).

² CEPAL.

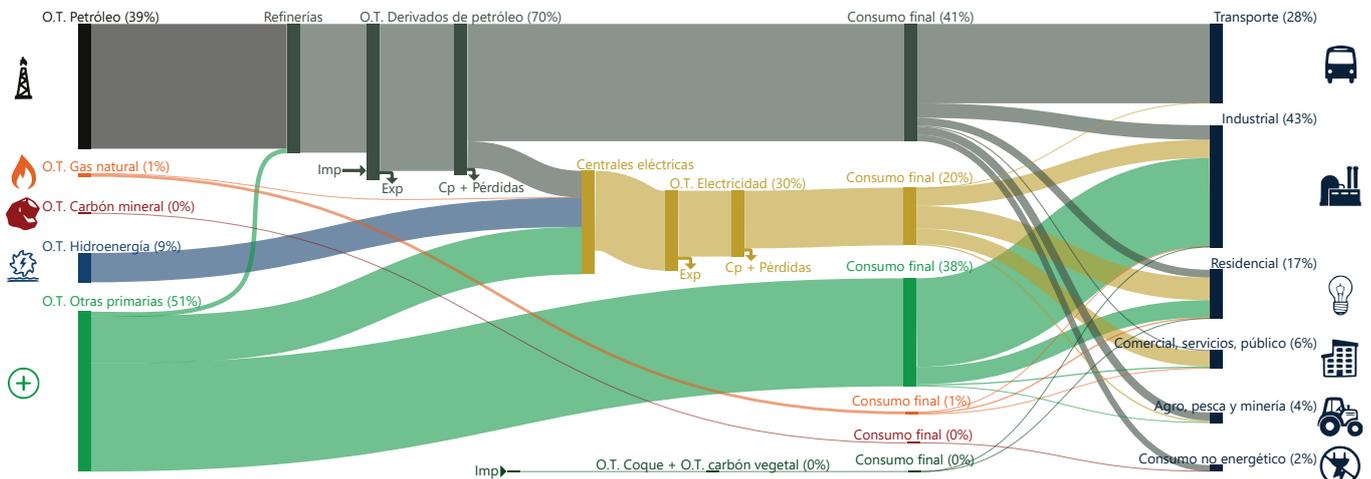
³ Banco Mundial.

⁴ El dato corresponde a producción primaria de energía.

⁵ El dato de exportaciones incluye búnker internacional.

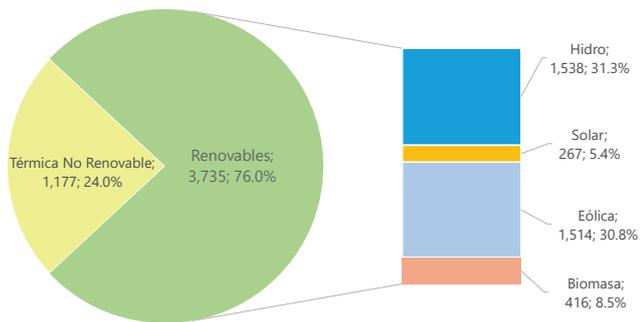


Balance energético resumido 2021

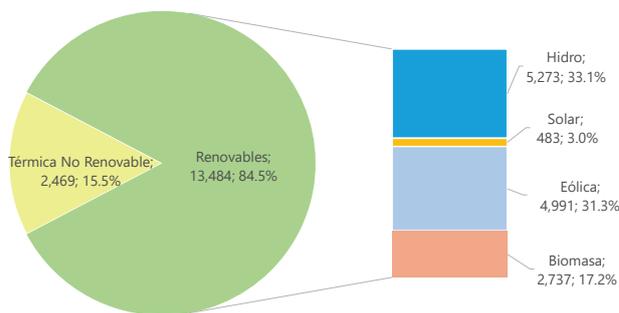




Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021

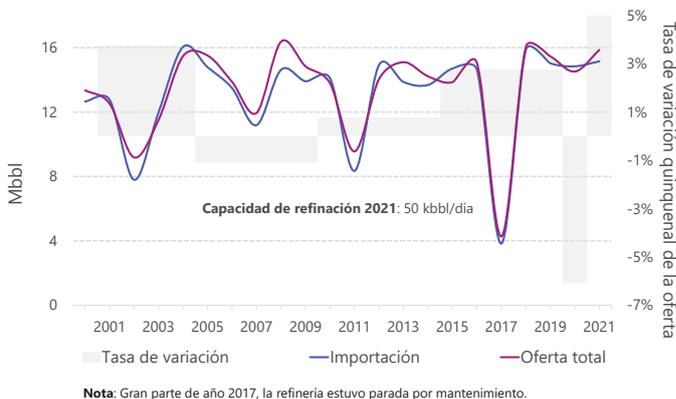


Uruguay cuenta con una refinería “La Teja”, propiedad de la empresa ANCAP, ubicada en Montevideo, actualmente su capacidad de refinación es de 50 mil barriles por día.

La refinería se puso en operación en 1937, fue remodelada entre los años 1993-1995 y no hubo producción en el año 1994, en los períodos, septiembre 2002 a marzo 2003, septiembre 2011 a enero 2012 y gran parte del año 2017 la refinería estuvo parada por mantenimiento.

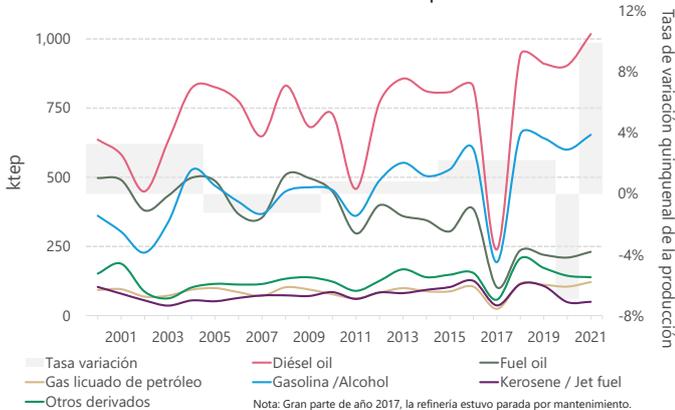
En el 2021, el insumo de petróleo para la producción de derivados se incrementó en un 10% con relación al 2020 y su producción de derivados de petróleo tuvieron un crecimiento pasaron de 1,935 a 2,135 ktep.

Oferta de petróleo

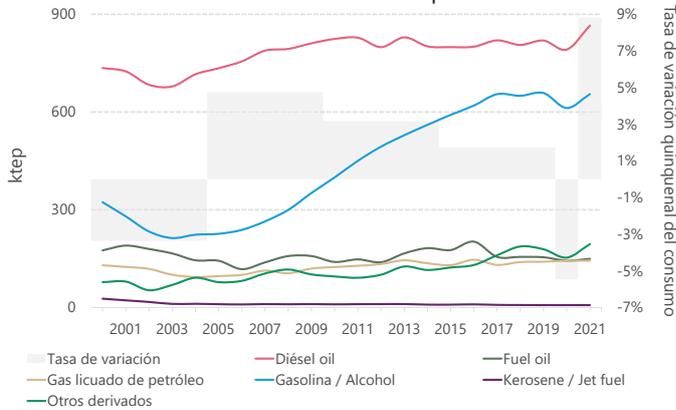


URUGUAY

Producción derivados de petróleo



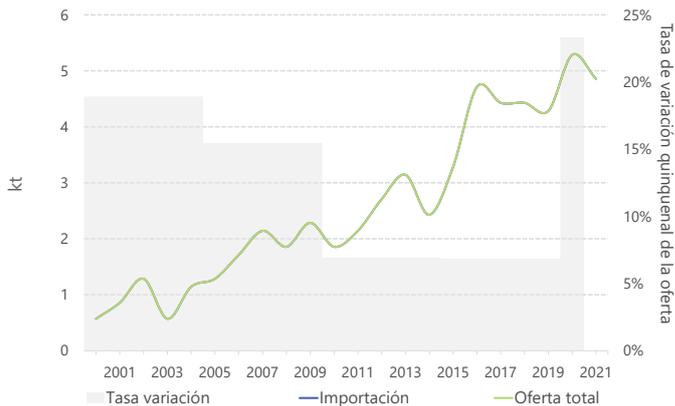
Consumo derivados de petróleo



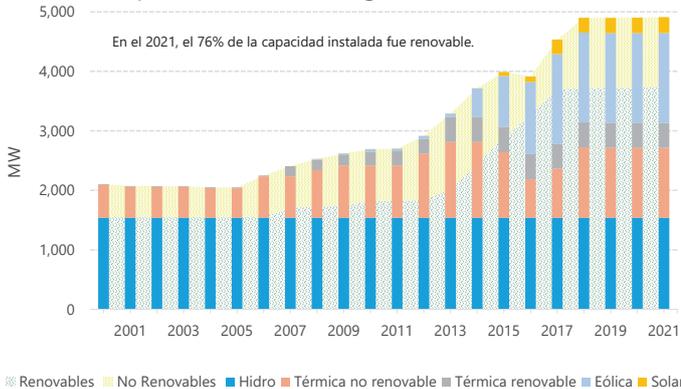
Oferta de gas natural



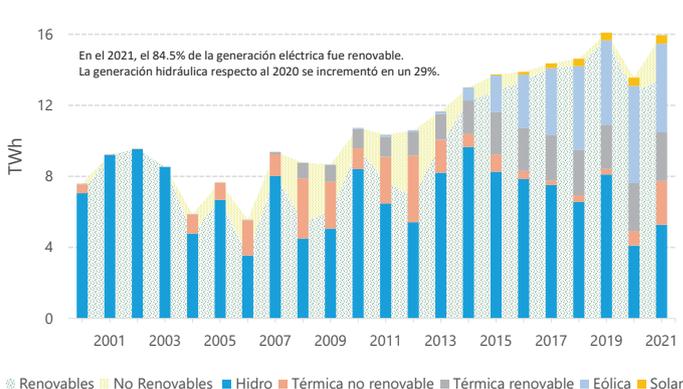
Oferta de carbón mineral



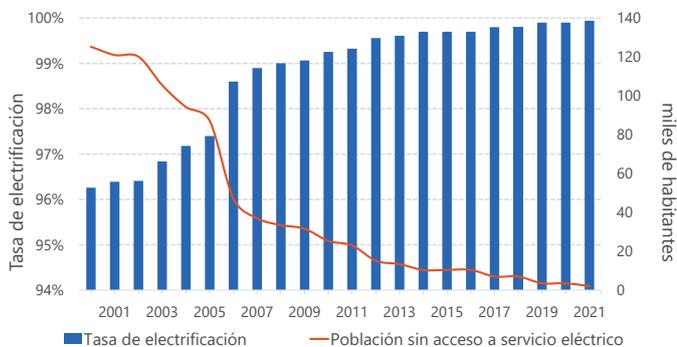
Capacidad instalada de generación eléctrica



Generación eléctrica

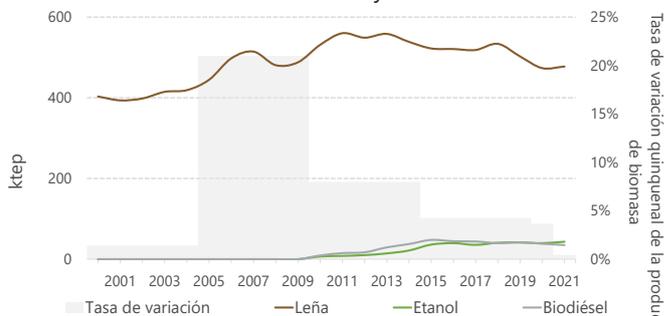


Tasa de electrificación



Nota: Los datos 2000-2005 fueron estimados por OLADE.
El dato 2020 corresponde al año 2019, El INE no relevó la información en la ECH 2020 (por pandemia).

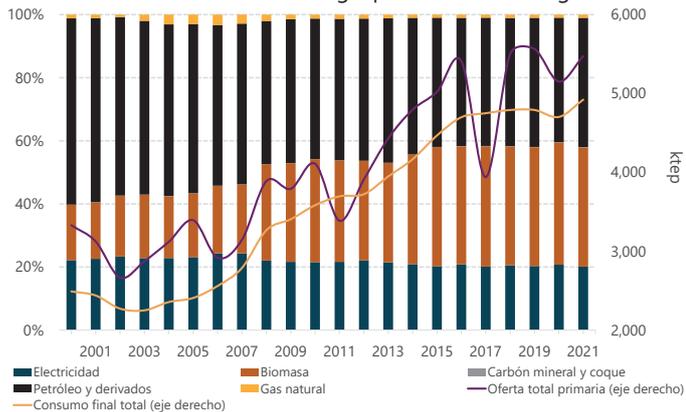
Producción de biomasa y biocombustibles



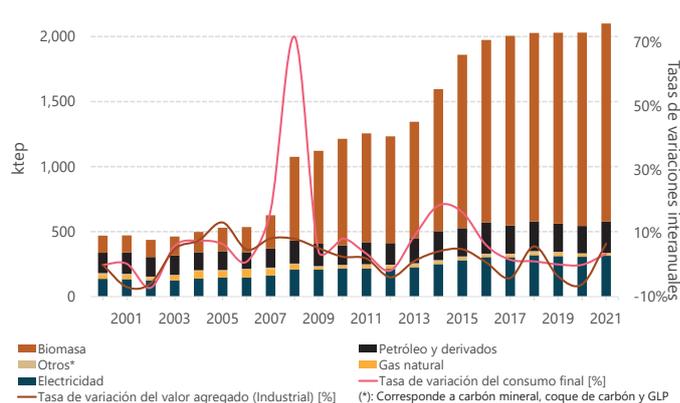
El gráfico no incluye "Otra biomasa" que considera, residuos de biomasa (cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera) y biomasa para producción de biocombustibles (caña de azúcar, sorgo dulce, soja, girasol, canola, sebo).
Para el 2021 el valor de producción de esta fuente fue de 1,786 ktep.



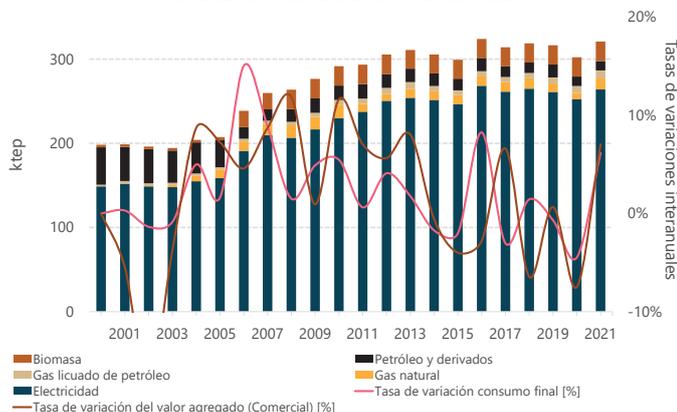
Consumo final de energía por fuente de energía



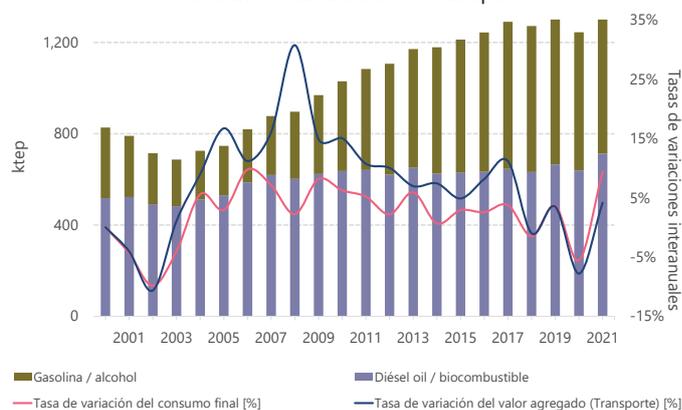
Consumo final del Sector Industrial



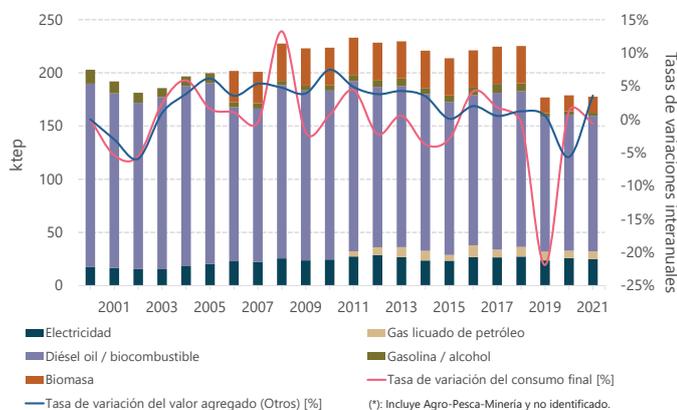
Consumo final del Sector Comercial



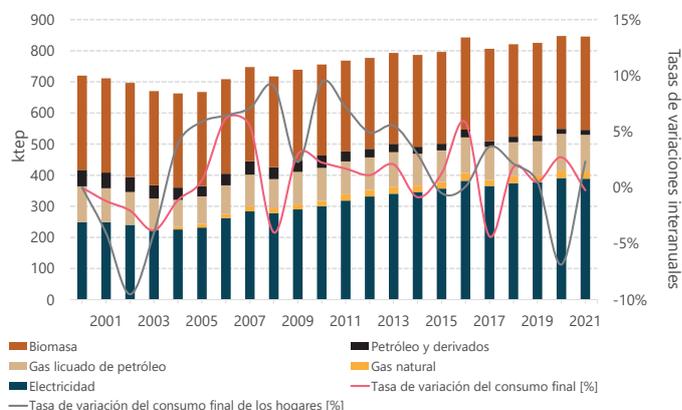
Consumo final del Sector Transporte

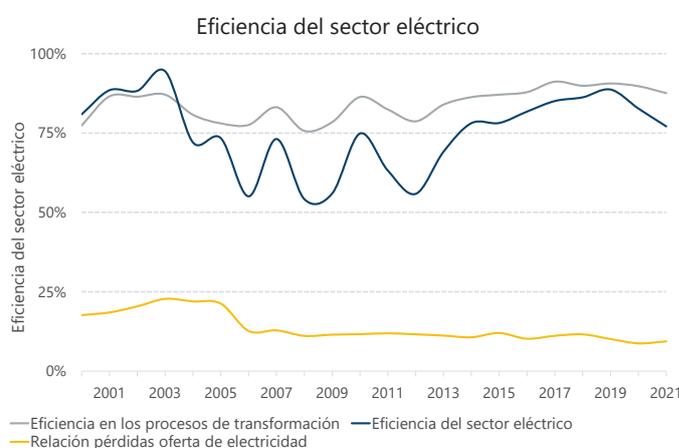
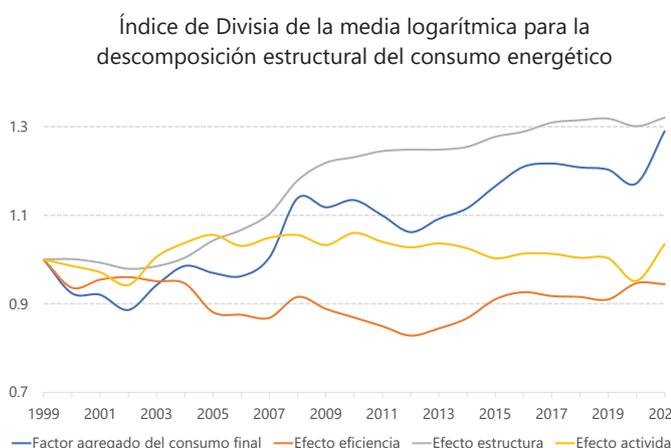
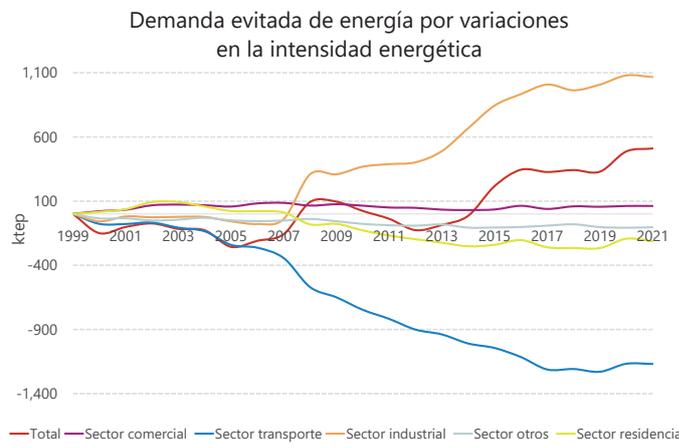
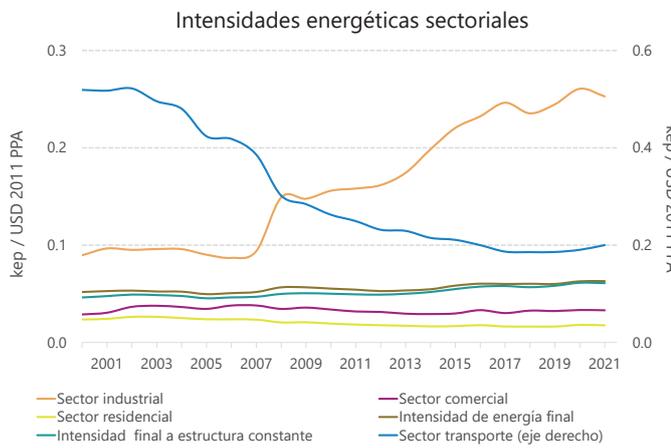
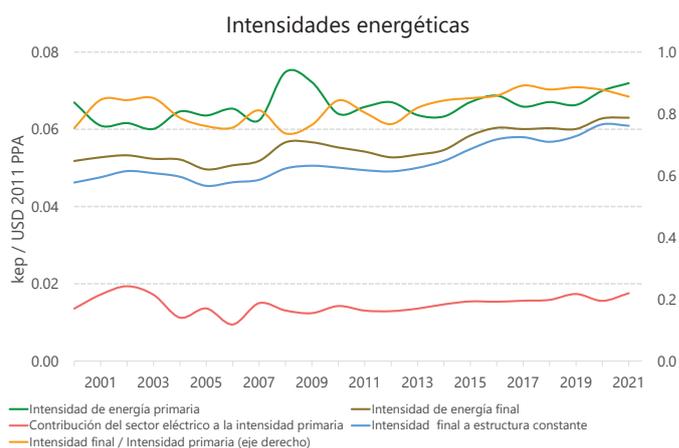
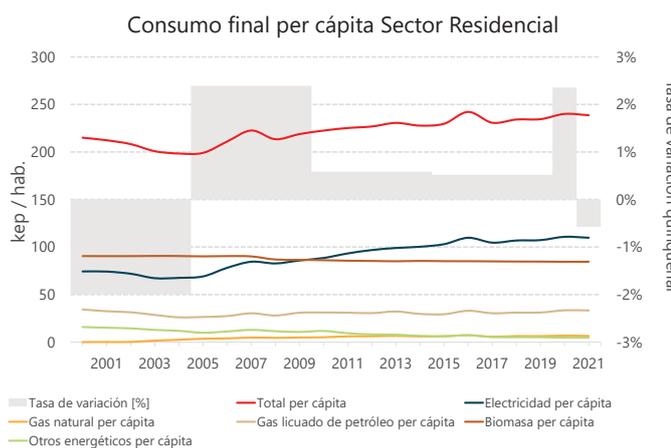


Consumo final del Sector Otros*



Consumo final del Sector Residencial



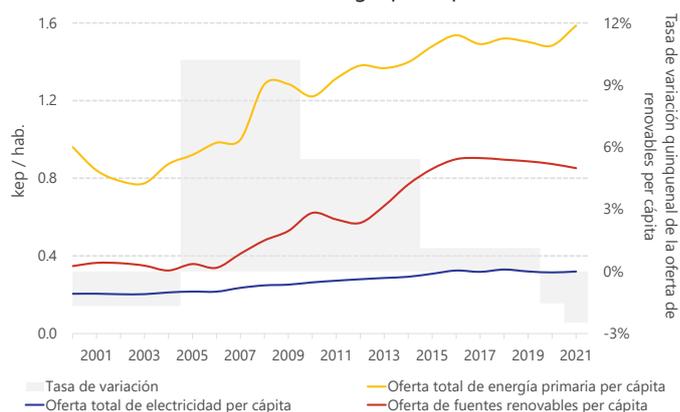




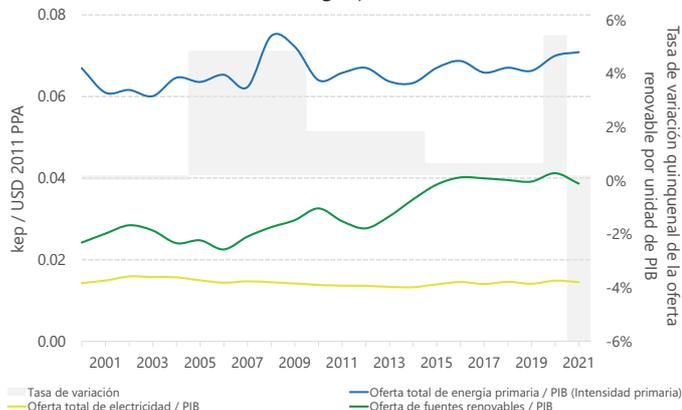
Índice de renovabilidad



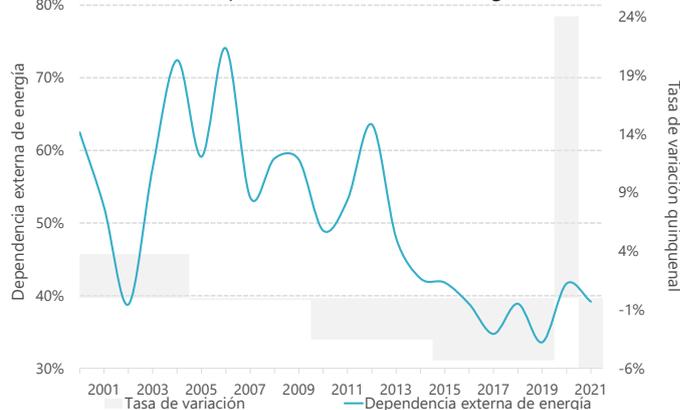
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB



Dependencia externa de energía



URUGUAY

En Uruguay la exportación de energía eléctrica a los países vecinos aumentó 148% respecto a 2020. Debido a este crecimiento, el 40% de la generación a partir de combustibles fósiles tuvo como finalidad la exportación. Esto impactó en la matriz de generación eléctrica, que en 2021 estuvo basada en energías renovables en un 85%.

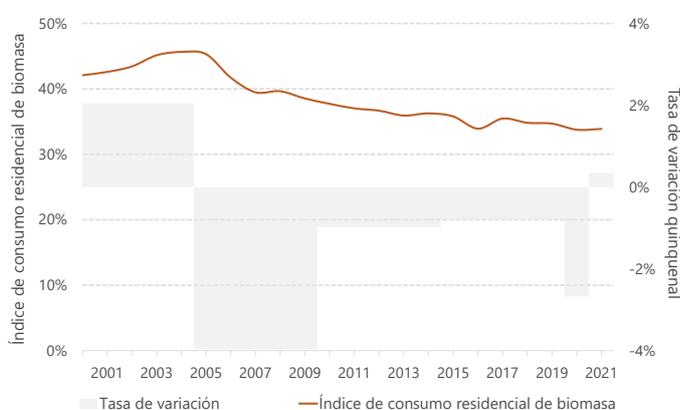
El 2021, se recuperó la movilidad que había caído fuertemente en 2020, debido, a la pandemia.

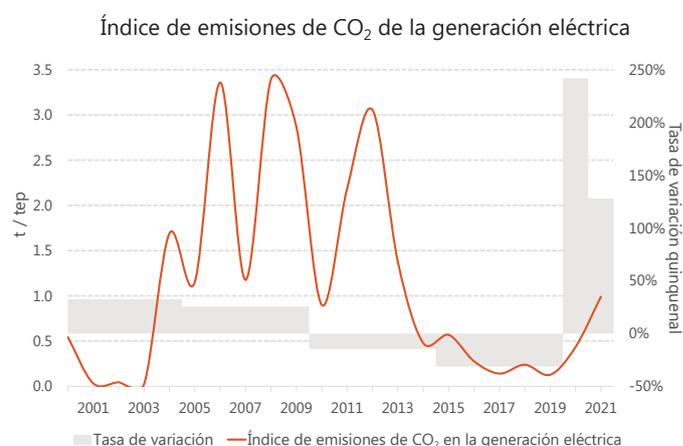
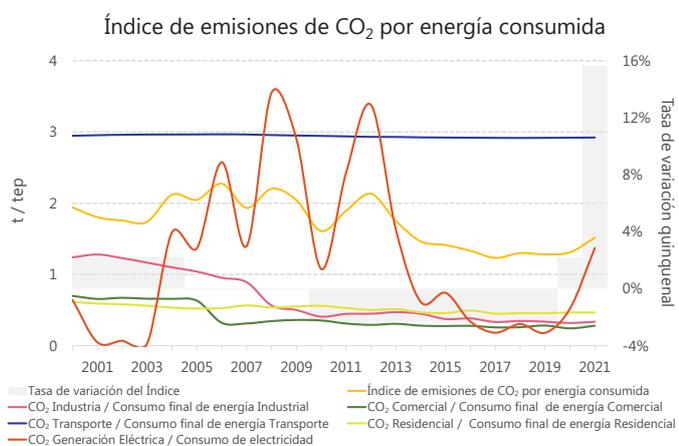
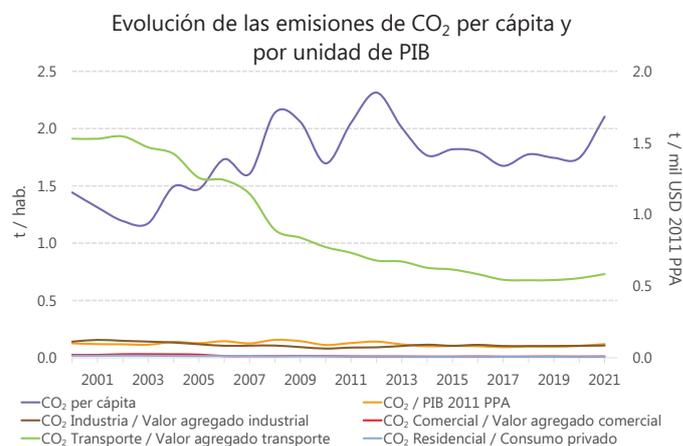
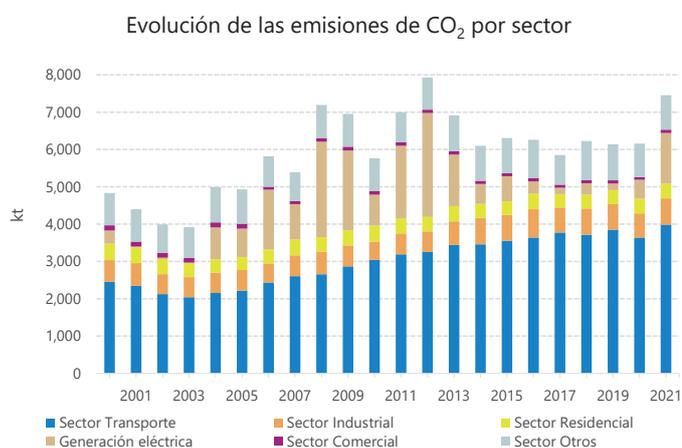
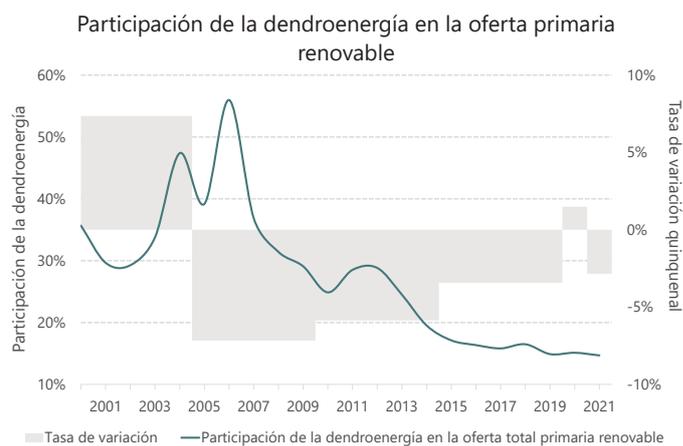
La baja hidráulica afectó no solamente la participación de las fuentes de energía renovables en la matriz de generación eléctrica, sino que su efecto se vio reflejado también en la matriz primaria. Esta disminución de la importancia de la energía hidráulica en la matriz energética se ha registrado en los últimos años, y esto se debe no solo a la sequía que vivió el país en 2020 y 2021, sino también al hecho de que la generación eléctrica continúa aumentando masivamente por la exportación, el crecimiento de la demanda interna de energía eléctrica es marginal, en 2020 creció un 0.2%, en 2021 1.6%, mientras que el potencial hidráulico utilizado no puede crecer, Uruguay tiene explotado en un 99% su capacidad de generación hidráulica.

Estas condiciones que caracterizaron a 2021 determinaron que la matriz de abastecimiento de energía fuera 5% mayor que 2020.

El crecimiento de la generación eléctrica 2021 fue 18% mayor que la de 2020 y similar a la de 2019, este crecimiento se explica en parte por la exportación de energía eléctrica.

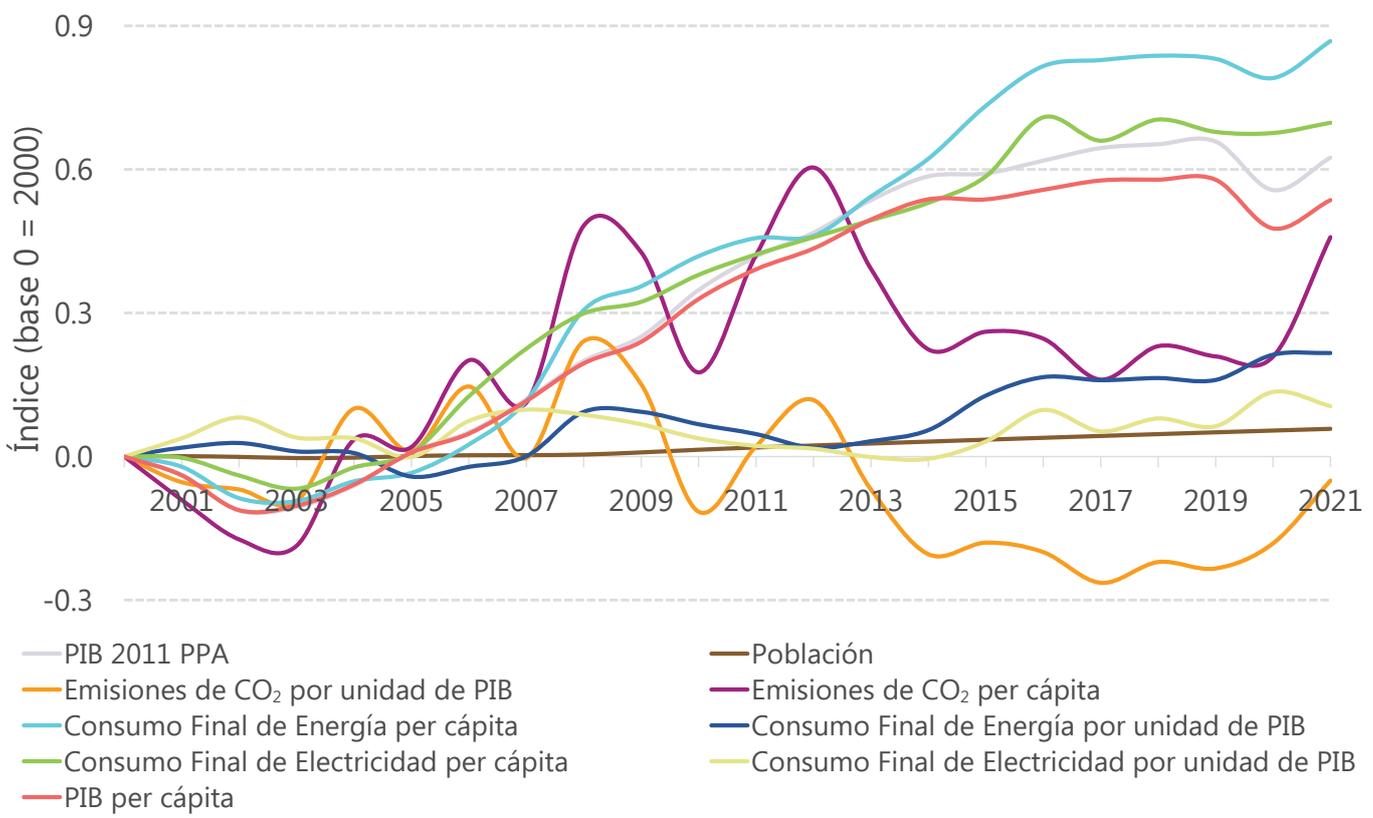
Índice de consumo residencial de biomasa







Resumen de los principales indicadores





VENEZUELA

Datos Generales 2021

Población (mil hab.)	32,986
Superficie (km ²)	912,050
Densidad de población (hab. / km ²)	36
Población urbana (%)	88
PIB USD 2018 (MUSD)	51,522
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	286,539
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9



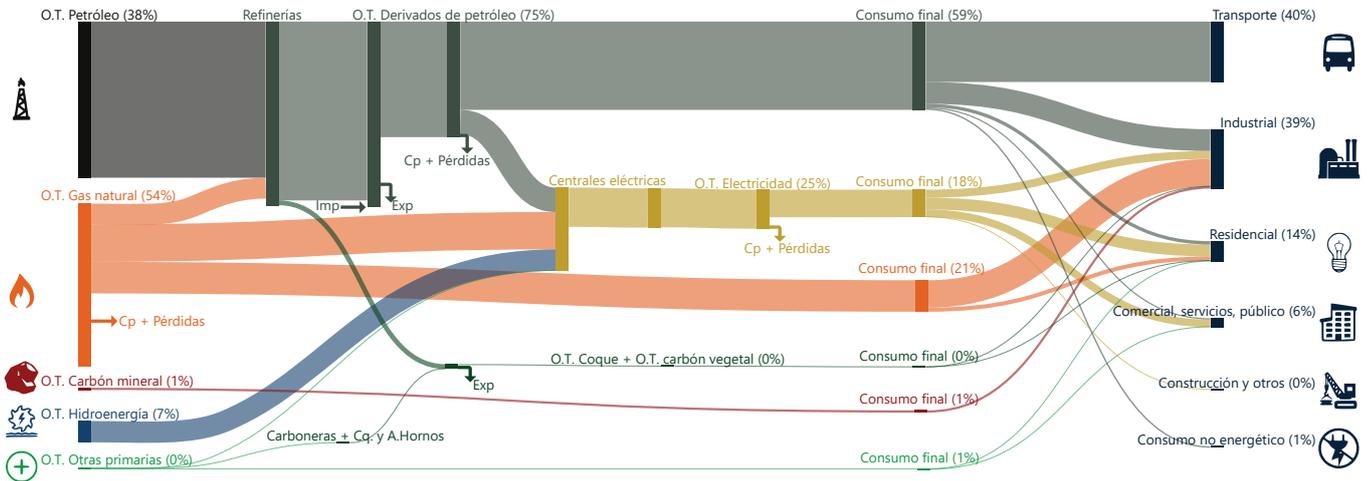
Sector Energético 2017*



* Cifras preliminares y estimaciones para el periodo 2014 - 2017.
¹ Datos 2021.

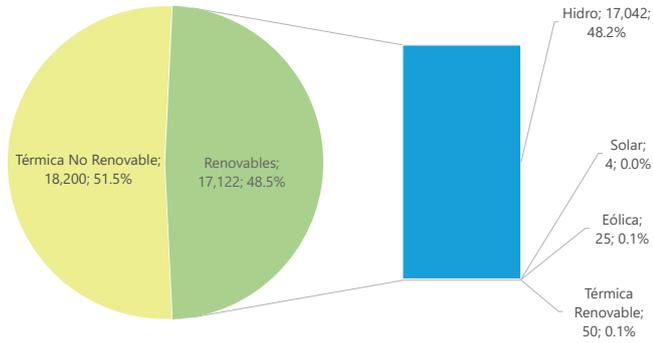


Balance energético resumido 2017

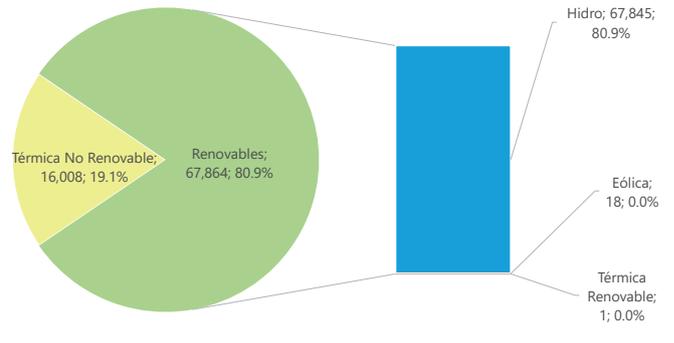




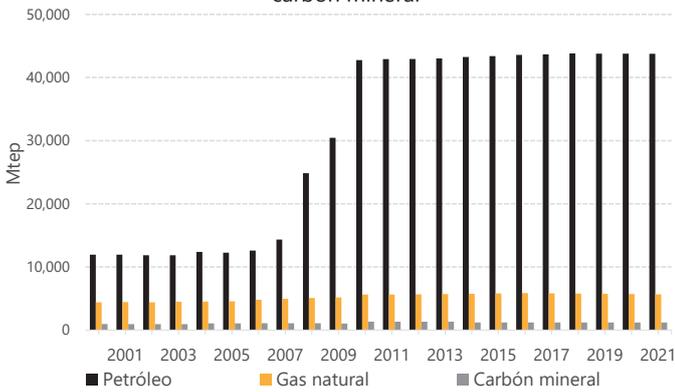
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2021



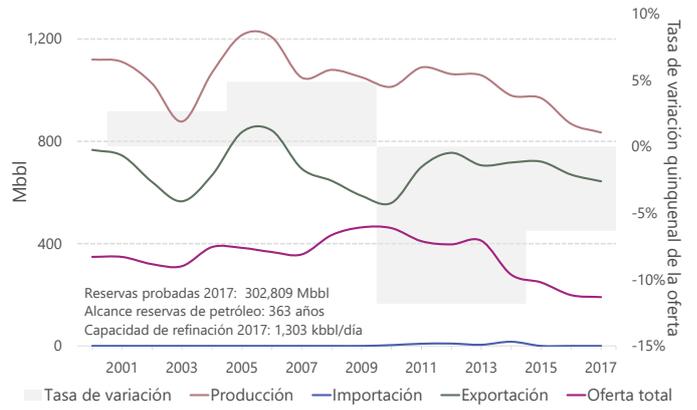
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2021



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

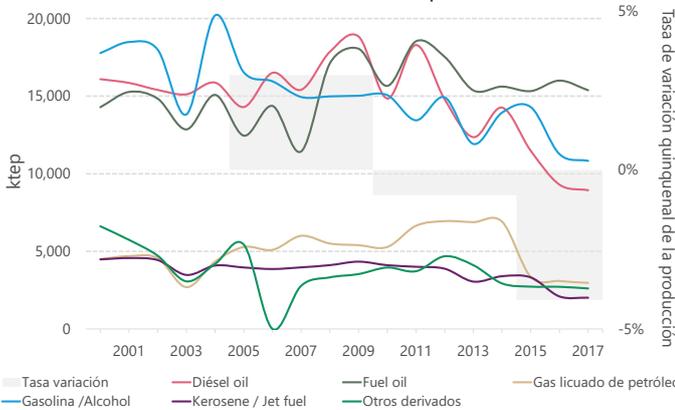


Oferta de petróleo

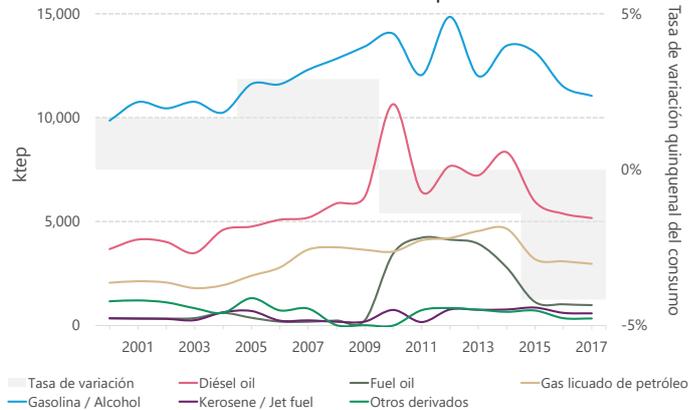


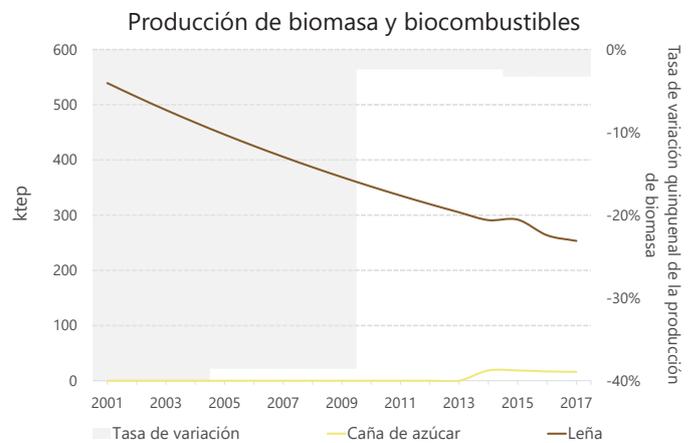
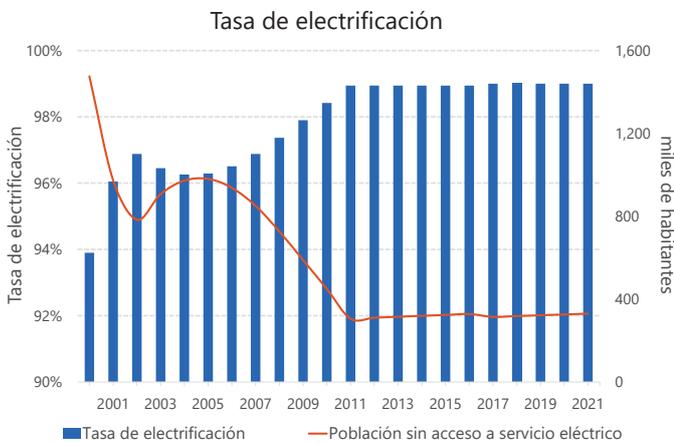
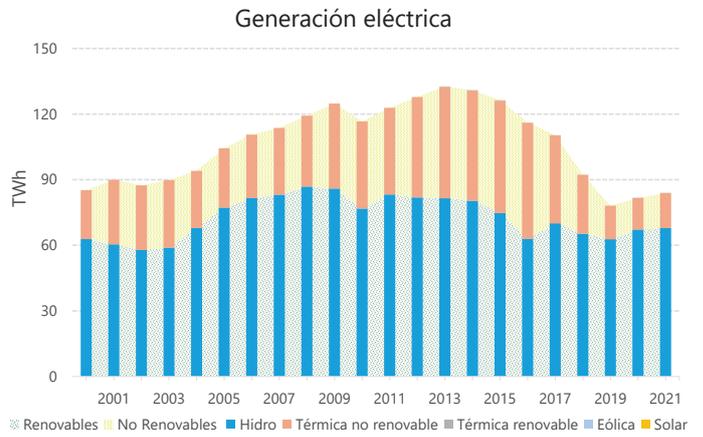
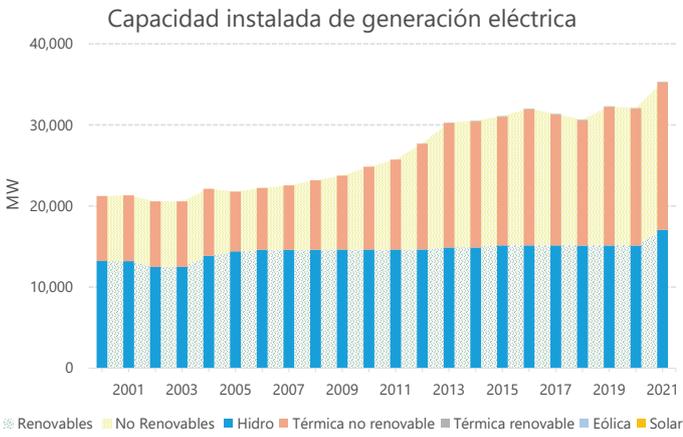
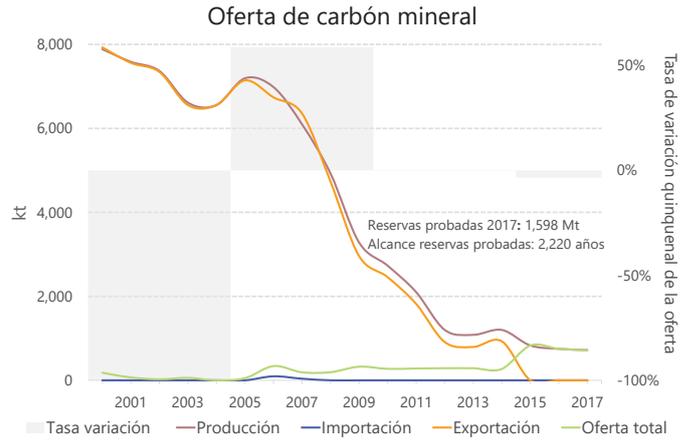
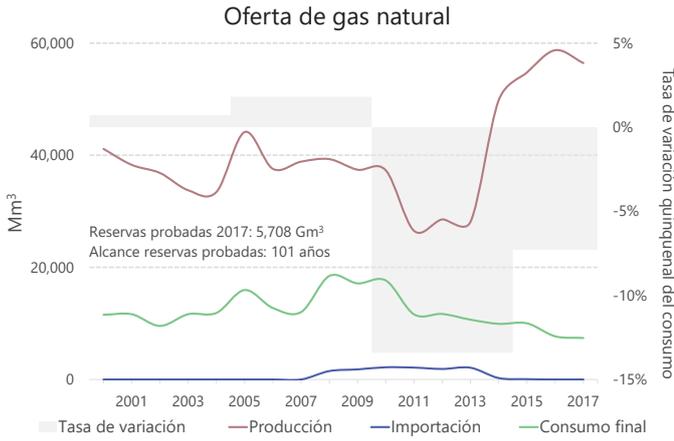
VENEZUELA

Producción derivados de petróleo



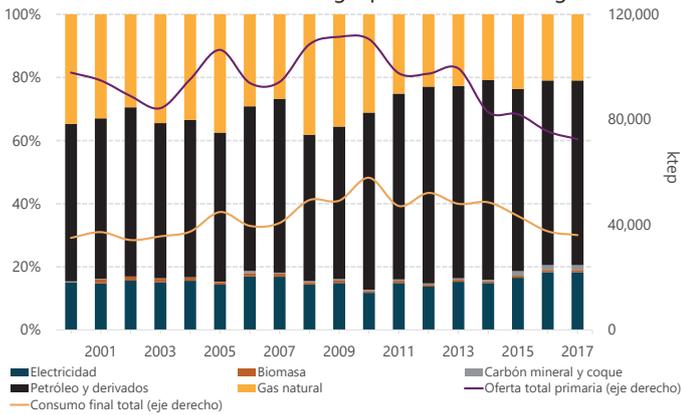
Consumo derivados de petróleo



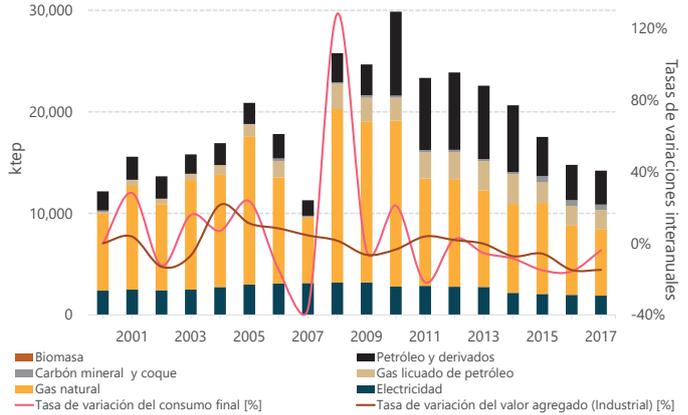




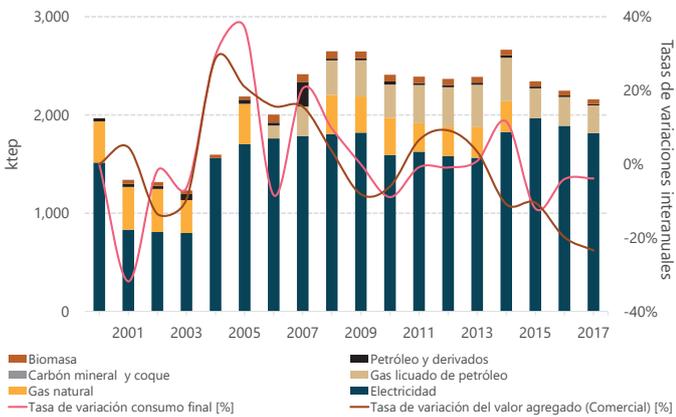
Consumo final de energía por fuente de energía



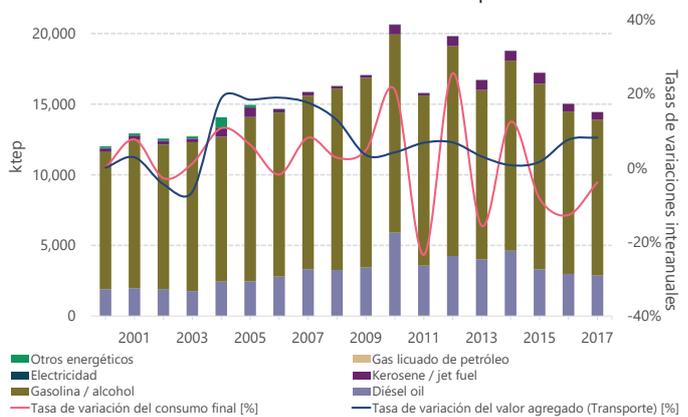
Consumo final del Sector Industrial



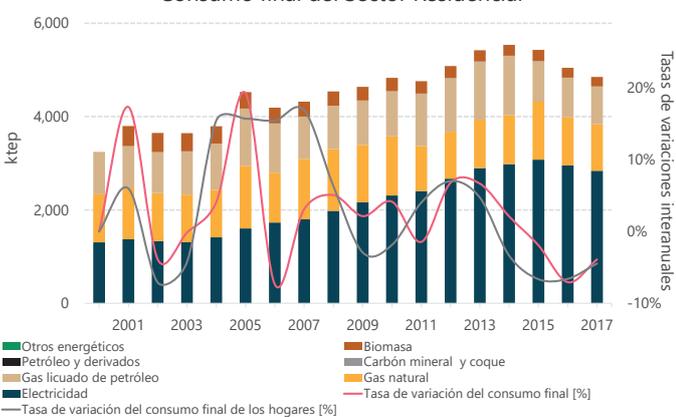
Consumo final del Sector Comercial



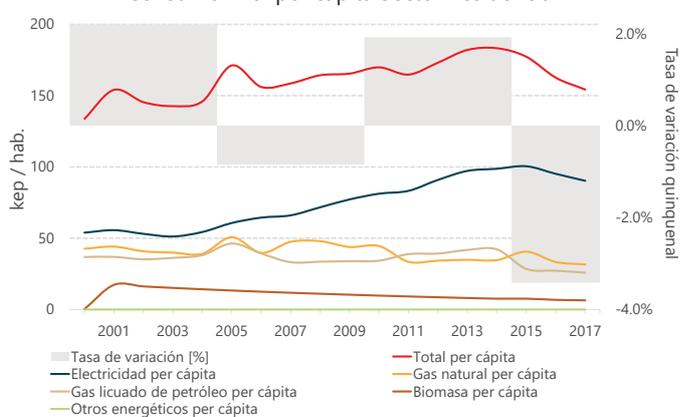
Consumo final del Sector Transporte



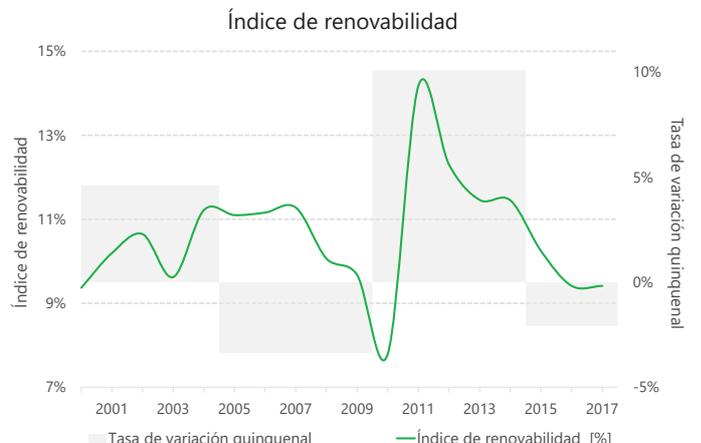
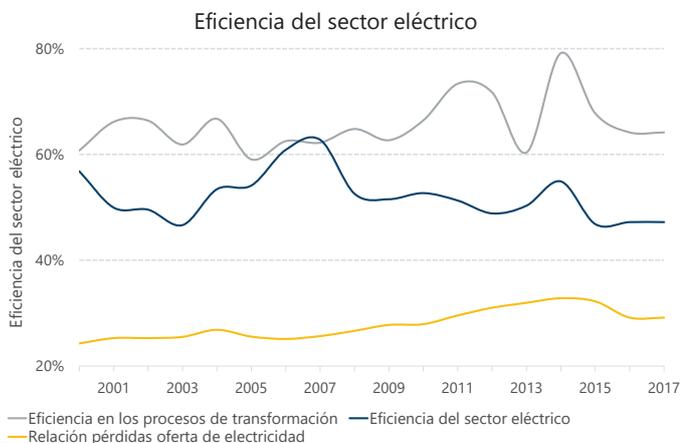
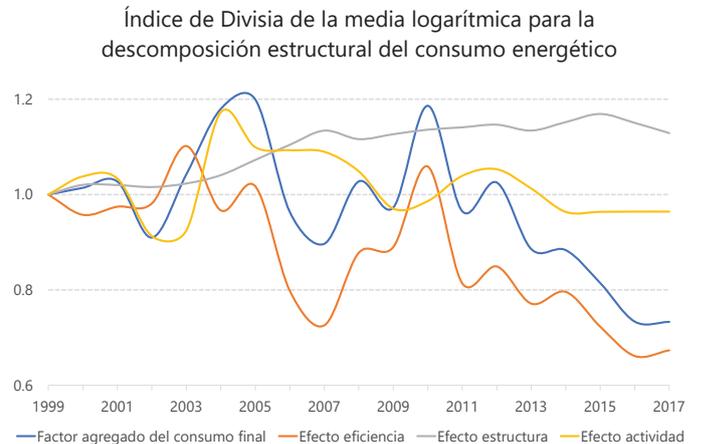
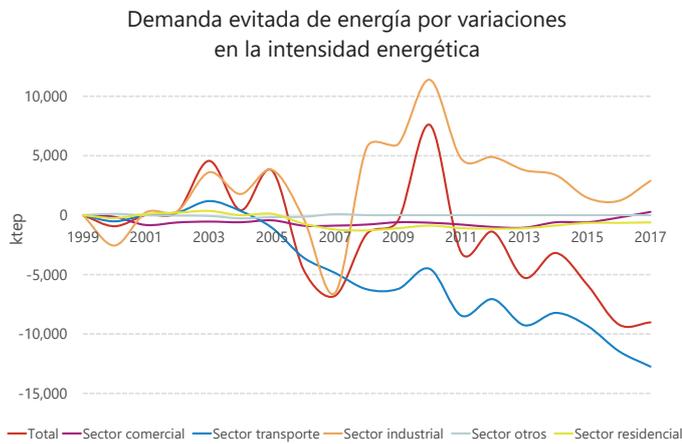
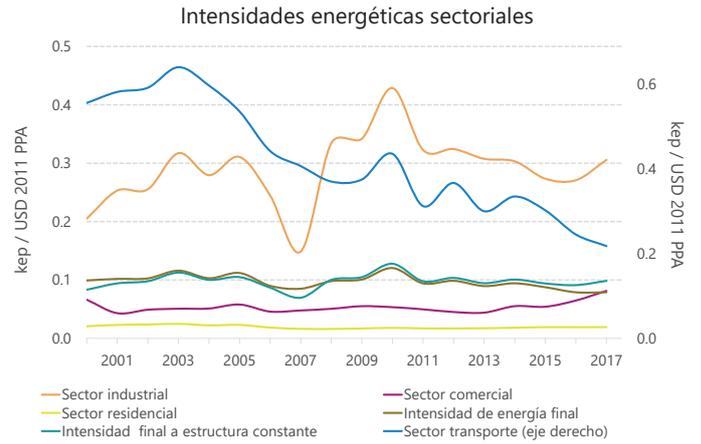
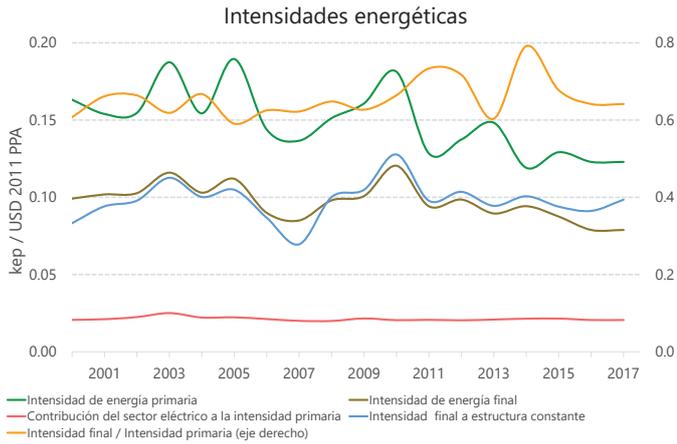
Consumo final del Sector Residencial



Consumo final per cápita Sector Residencial

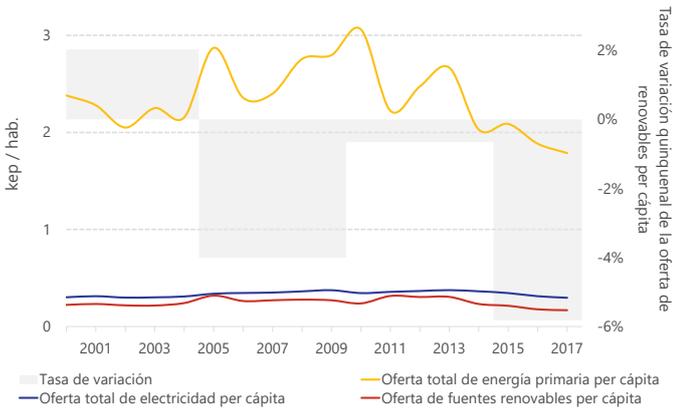


VENEZUELA

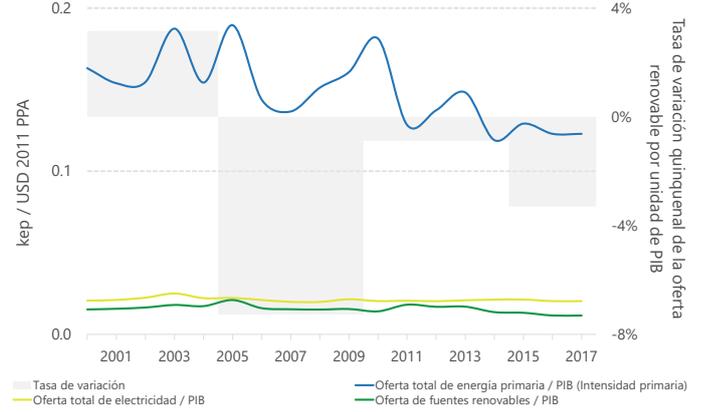




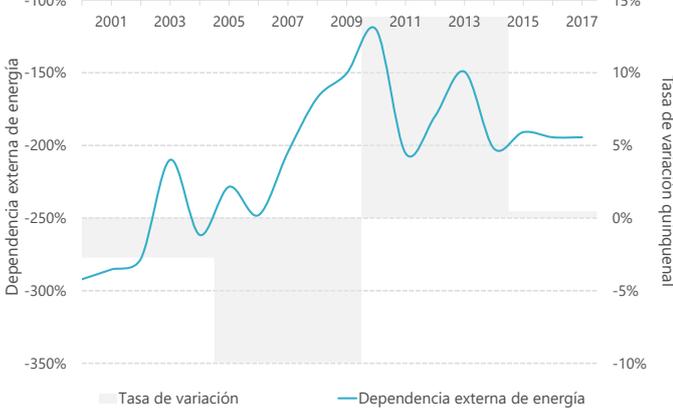
Oferta de energía per cápita



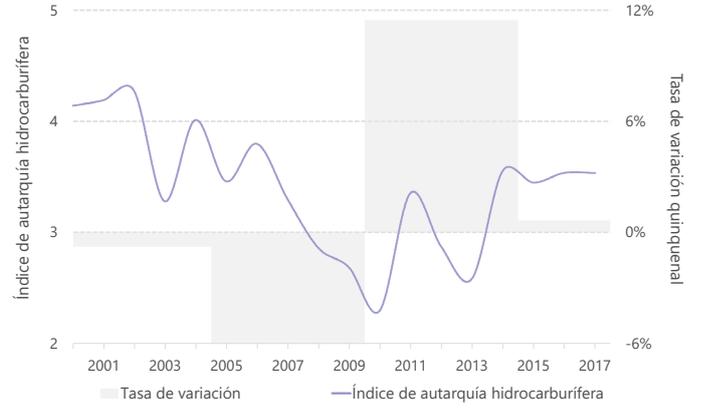
Ofertas de energía por unidad de PIB



Dependencia externa de energía

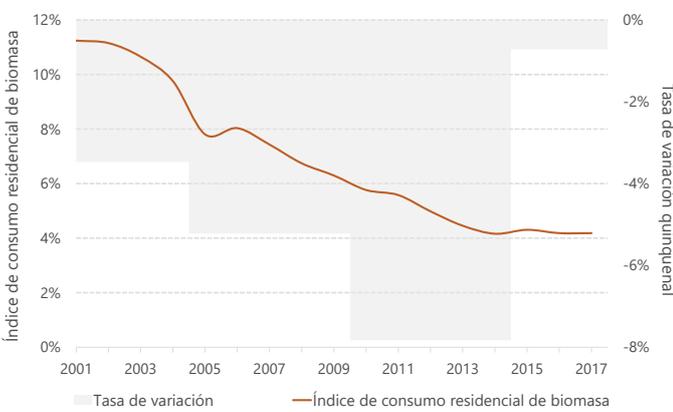


Índice de autarquía hidrocarburífera

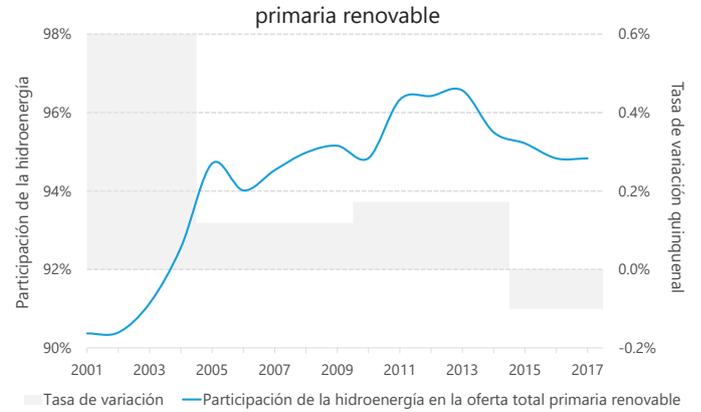


VENEZUELA

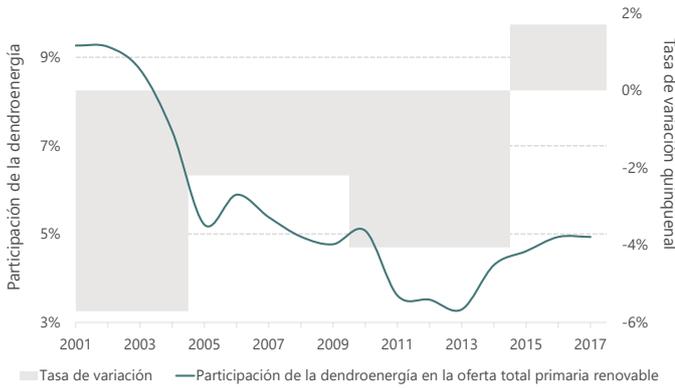
Índice de consumo residencial de biomasa



Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



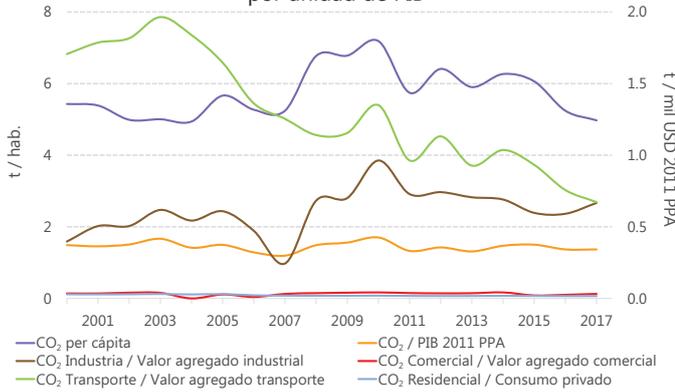
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



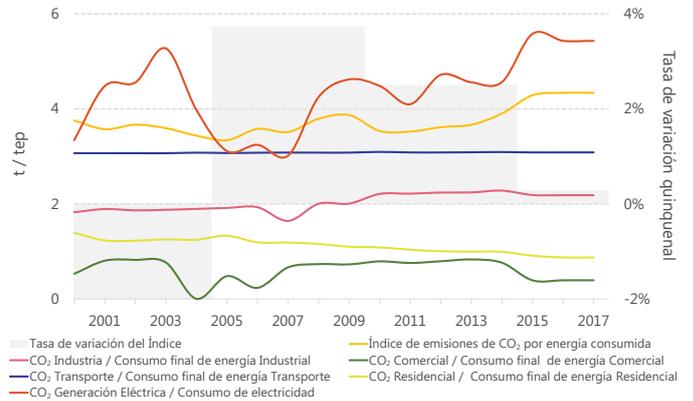
Evolución de las emisiones de CO₂ por sector



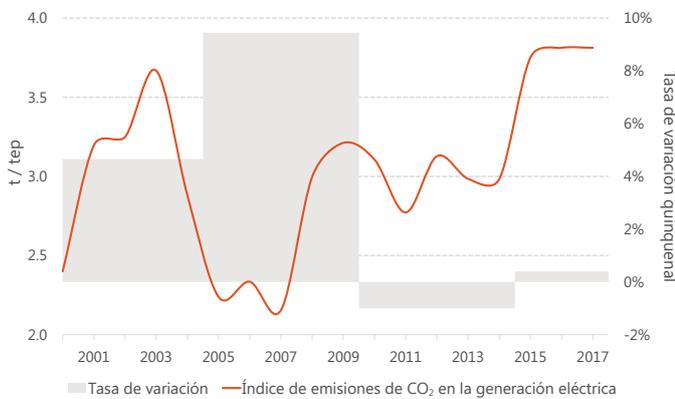
Evolución de las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO₂ por energía consumida

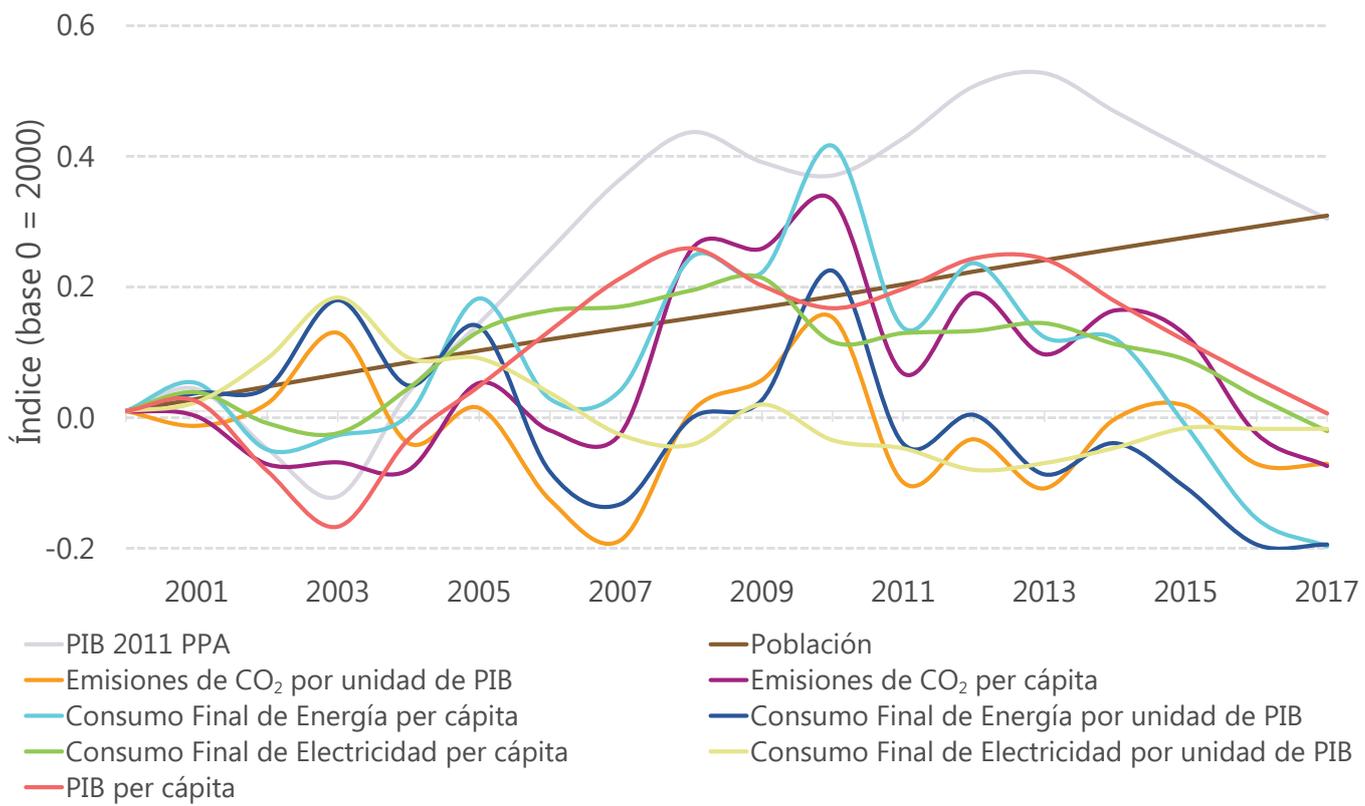


Índice de emisiones de CO₂ de la generación eléctrica





Resumen de los principales indicadores





LEGISLACIÓN, REGULACIÓN Y POLÍTICA ENERGÉTICA

ANEXOS

PROSPECTIVA
ENERGÉTICA

LEGISLACIÓN
Y POLÍTICA

PAÍSES
MIEMBROS

ALC

METODOLOGÍA

FUENTES DE
INFORMACIÓN

EVENTOS
RELEVANTES

Legislación, regulación y política energética 2021

1. INSTITUCIONAL

Argentina creó el Registro Nacional de Proyectos de Mitigación del Cambio Climático, para la sistematización de los proyectos que reduzcan las emisiones antropogénicas o aumenten las capturas de gases de efecto invernadero. La medida se enmarca en el cumplimiento de compromisos internacionales asumidos, en cuanto a la aplicación de programas orientados a mitigar el cambio climático y a adaptarse a sus efectos e impactos, tomando en cuenta las emisiones antropogénicas por fuente y las absorciones por sumidero de todos los gases de efecto invernadero no controlados por el Protocolo de Montreal. Asimismo, se creó el Programa de Gobernanza Ambiental, concebido como una propuesta federal y permanente, dirigida a fortalecer las capacidades estatales de los gobiernos locales con herramientas y capacitaciones que les permitan actualizar la normativa vigente y otros aspectos vinculados a la gestión de las políticas ambientales locales. Por otra parte, en correspondencia con la promulgación del Marco Regulatorio de Biocombustibles, y con el fin de impulsar en forma integral y sistémica el desarrollo de biocombustibles, incorporando los aspectos económicos, territoriales, ambientales y sociales, se creó la Comisión Especial de Biocombustibles, a cargo del estudio y análisis de las posibilidades del sector, la consulta con todos los actores involucrados, así como la formulación de propuestas y proyectos para la industria. La referida comisión será asistida por un consejo integrado por las provincias productoras de biocombustibles, responsable de la elaboración del Plan Estratégico para el Desarrollo de Biocombustibles. Adicionalmente se aprobaron los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”, documento que establece conceptos fundamentales que deberán ser utilizados para que, se logre definir el contenido de futuras resoluciones técnicas en la materia, resolver situaciones no contempladas expresamente por las normas vigentes y abrir la posibilidad a futuros debates que enriquezcan su contenido. También se creó el Registro de Operadores del sector del Gas Natural Licuado (GNL), con el objetivo de identificar a todos los operadores del sector, determinando asimismo los requisitos que deberán cumplir y la documentación que deberán presentar a los efectos de poder desarrollar las actividades vinculadas a su operación. Además, vía Decreto se designó al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible como autoridad de aplicación de la denominada “Ley Yolanda”, instrumento legal dirigido a garantizar la formación integral en medio ambiente, con perspectiva de desarrollo sostenible y con especial énfasis en el cambio climático, determinando la capacitación obligatoria para las personas que se desempeñen en la función pública en todos sus niveles y jerarquías, en los poderes ejecutivo, legislativo y judicial de la Nación.

Bolivia aprobó por ley el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021-2025 “Reconstruyendo la Economía para Vivir Bien, hacia la Industrialización con Sustitución de Importaciones”, estableciendo la obligatoriedad de su aplicación y los mecanismos de coordinación, seguimiento y evaluación. El PDES es un instrumento que canaliza la visión política del Plan General de Desarrollo Económico y Social (PGDES 2016) materializada en la planificación de mediano plazo. Entre sus principales indicadores se incluye la sustitución de importaciones de diésel, el desarrollo de las energías renovables, la industrialización de los recursos naturales (incluyendo el litio), el incremento de la cobertura eléctrica en las áreas rurales, y la reducción de la contaminación ambiental. El documento está integrado por ejes y metas fundamentales entre los que constan: la industrialización con sustitución de importación, la profundización del proceso de industrialización de los recursos naturales, el impulso de la prospección, exploración y explotación sustentable de los recursos naturales con cuidado del medio ambiente en armonía con la Madre Tierra, y la diversificación de la matriz energética hacia la consolidación de fuentes de energía y sustentables, generando excedentes para las exportaciones.

Brasil creó, vía decreto, la Empresa Brasileira de Participaciones en Energía Nuclear y Binacional S.A. - ENBpar, empresa pública vinculada al Ministerio de Minas y Energía, organizada como sociedad anónima, a cargo de mantener la operación de las centrales nucleares bajo el control de la Unión; mantener la propiedad del capital social y la adquisición de servicios de energía eléctrica por parte de Itaipu Binacional por un órgano o entidad de la administración pública federal para cumplir con las disposiciones del Tratado entre la República Federativa de Brasil y la República del Paraguay para el Aprovechamiento Hidroeléctrico de Recursos Hídricos del Río Paraná, pertenecientes en condominio a ambos países, desde e incluyendo el Salto Grande de Sete Quedas o Salto de Guairá hasta la desembocadura del Río Iguazú; gestionar los contratos de venta de energía generada por los proyectos contratados en el marco del Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas, entre otras funciones.

También se creó por ley la Autoridad Nacional de Seguridad Nuclear (ANSN), organismo federal con patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica y financiera, con sede y jurisdicción en la ciudad de Río de Janeiro, Estado de Río de Janeiro, resultante de la escisión de la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN). La ANSN tiene por objeto institucional monitorear, regular e inspeccionar la seguridad nuclear y la protección radiológica de las actividades e instalaciones nucleares, materiales nucleares y fuentes de radiación en el territorio nacional, de conformidad con las disposiciones de la Política Nuclear Brasileña y las directrices del gobierno federal. Asimismo, vía decreto se creó el Comité Interministerial sobre Cambio Climático y Crecimiento Verde (CIMV), instancia de carácter permanente a cargo de establecer lineamientos, articular y coordinar la implementación de las acciones y políticas públicas relacionadas con el cambio climático, incluyendo medidas de preservación combinadas con proyectos de desarrollo económico en regiones sensibles, como la Amazonía. A tales fines, las políticas públicas, los planes de desarrollo y los programas de gobierno del Poder Ejecutivo Federal deberán compatibilizarse con las directrices y recomendaciones establecidas en las resoluciones de la CIMV. Por otra parte, se publicó la ley de privatización de la empresa eléctrica Eletrobras, la mayor del sector en América Latina, mediante la emisión de nuevas acciones sin la participación del Estado. La referida Ley determina que la desestatización de Eletrobras se realizará bajo la forma de aumento de capital, mediante suscripción pública de acciones ordinarias con renuncia al derecho de suscripción por parte del Gobierno Federal, y se otorgarán nuevas concesiones de generación de energía eléctrica por un período de 30 (treinta) años, contados a partir de la fecha de firma de los nuevos contratos. Se hace constar en el texto de la norma, que la privatización de Eletrobras no impedirá la continuidad de las obras de infraestructura destinadas a la generación de energía eléctrica a partir de la línea de transmisión de Tucuruí, y que corresponderá a la Unión promover la interconexión de los sistemas aislados de los Estados al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Adicionalmente, se publicó la ley que establece el Programa Nacional de Bioqueroseno para incentivar la investigación y la promoción de la producción de energía a partir de biomásas que no compitan con la producción de alimentos, con énfasis en aportar a la sustentabilidad de la aviación brasileña. El referido programa tiene como objetivo el desarrollo de tecnologías limpias en la producción de biocombustibles. El Programa comprende el desarrollo de tecnología para mezclar, en proporciones adecuadas, bioqueroseno con queroseno de aviación de origen fósil, así como el desarrollo de tecnología que garantice la sustitución total del queroseno de aviación de origen fósil.

En el marco de la promulgación de la Ley de Eficiencia Energética, en **Chile** para efectos de aplicación de la calificación energética se creó el Registro Nacional de Evaluadores Energéticos, a cargo del Ministerio de Vivienda y Urbanismo. La calificación energética tiene por finalidad informar sobre la eficiencia energética de las edificaciones, mediante el otorgamiento de una etiqueta de eficiencia energética y un informe de calificación energética. El Registro registrará para todo el territorio nacional y tendrá carácter público y permanente.

En el marco de la entrada en vigencia de la Ley 2099, **Colombia** declaró de utilidad pública y de interés social a las actividades de promoción y desarrollo de fuentes no convencionales de energía; y creó el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge), con el fin de promover, ejecutar y financiar planes y proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE).

Costa Rica oficializó la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI), plan de acción que prioriza la incorporación de innovación tecnológica en el servicio eléctrico a efectos de garantizar mejoras en la eficiencia operativa, la diversificación de la matriz energética y la interacción de los consumidores. La Estrategia, conformada por una matriz de programación estratégica y un plan de acción para optimizar el servicio eléctrico e impulsar la eficiencia energética, constituye un marco orientador del sector de la energía para lograr un sistema eléctrico inteligente, flexible y al más bajo costo, que aproveche los beneficios de la innovación tecnológica y haga frente a los retos de la descarbonización, con miras a aumentar la confiabilidad y calidad del servicio, integrar los recursos renovables en la operación e incentivar la eficiencia energética y la gestión de la demanda.

Con la finalidad de incrementar la producción nacional diaria de petróleo de manera racional y ambientalmente sustentable y reducir las ineficiencias y costos en las áreas de industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, el gobierno de **Ecuador**, mediante la suscripción del Decreto Ejecutivo No. 95 el 7 de julio de 2021 presentó una nueva política hidrocarburiífera que establece un plan de acción inmediato para los 100 días siguientes. La referida iniciativa determina los lineamientos para el trabajo en toda la cadena de valor petrolera en el país, con enfoque en reformar el marco regulatorio, fortalecer la seguridad jurídica, atraer inversiones, y mejorar la eficiencia en las empresas públicas, de manera transparente. A tales fines, se prevé la creación de un Fondo de Sostenibilidad que será alimentado con un porcentaje de la venta del petróleo y administrado

por un comité conformado por los ministerios de Economía y Finanzas, y de Energía y Recursos Naturales no Renovables; además de tres miembros independientes de la sociedad civil. Asimismo, se expidieron nuevas políticas para el desarrollo del sector eléctrico, dirigidas a consolidar un sector eficiente, competitivo, sostenible, ambientalmente responsable, y basado en la innovación, que garantice la seguridad jurídica y potencie la inversión privada. Mediante la implementación de estos lineamientos se prevé garantizar el incremento de la capacidad instalada de generación eléctrica para satisfacer la demanda prevista en el Plan Maestro de Electricidad, así como el óptimo desarrollo del servicio público de energía eléctrica, alumbrado público, carga de vehículos eléctricos y almacenamiento de energía. Por otra parte, a partir de la vigencia del Decreto 1221, comenzó a regir la nueva estructura orgánica de la empresa PETROECUADOR que incluye a la fase de Exploración y Producción, área que estuvo a cargo de la ex Petroamazonas EP hasta diciembre de 2020. Así, suman en total cinco gerencias vinculadas a la cadena de valor. Además, a través de este Decreto, la empresa asume legalmente todos los compromisos de las dos estatales fusionadas: derechos, obligaciones, patrimonio, activos y pasivos, competencias, nómina del personal, contratos, permisos ambientales, entre otros. Asimismo y con el objetivo de cumplir con los lineamientos planteados en la Política Hidrocarburífera del país, Ecuador derogó el Decreto Nro. 407, de 26 de agosto de 2005. La decisión se enmarca estrictamente en el cumplimiento de uno de los pilares establecidos en el Decreto Ejecutivo Nro. 95, de 07 de julio de 2021, el que promueve la inversión privada nacional o extranjera, para el fortalecimiento de la cadena de valor de los hidrocarburos y el desarrollo de nuevos proyectos. El Decreto derogado prohibía la construcción e implementación de nueva infraestructura de almacenamiento, abastecimiento, envasado y distribución de derivados de hidrocarburos y gas licuado de petróleo (GLP), lo que se contrapone con La Ley de Hidrocarburos, que en su artículo 1-A, que determina: "En todas las actividades de hidrocarburos, prohíbanse prácticas o regulaciones que impidan o distorsionen la libre competencia, por parte del sector privado o público. Prohíbanse también prácticas o acciones que pretendan el desabastecimiento deliberado del mercado interno de hidrocarburos".

Considerando los cambios acontecidos en el sector energético, **El Salvador** realizó modificaciones a la Ley de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, creada en 1948. Al tenor de las reformas se amplía el objeto de la Comisión quedando a su cargo desarrollar, conservar, administrar y utilizar los recursos energéticos, fuentes de energía e hidrocarburos del país. Adicionalmente se modifican sus atribuciones, se realizan ajustes en la integración de sus Directores, y se adecuan procesos administrativos y operativos. Adicionalmente se aprobaron reformas a la Ley de creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, dirigidas a determinar las competencias legales que posibiliten a la administración pública elegir a los representantes del sector privado que se estimen idóneos, para integrarlos a la máxima autoridad de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, mediante un proceso de selección transparente, abierto, inclusivo y de respeto a las minorías; también se incorporan causales de remoción de los Directores. Además se creó la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas, concebida como una dependencia de Estado, de Derecho Público, con personalidad jurídica y patrimonio propio, de duración indefinida, con autonomía administrativa, técnica y presupuestaria, a cargo de la formulación, adopción, seguimiento, y evaluación del cumplimiento de las políticas, estrategias, planes y regulación de los sectores de Energía, Hidrocarburos y Minas, así como de la autorización, regulación y supervisión del funcionamiento de los agentes involucrados en las actividades de Hidrocarburos y Minas. A tales efectos se dispone el tránsito legal a la nueva institución de todos los recursos financieros y humanos de la otrora Dirección de Hidrocarburos y Minas del Ministerio de Economía. Adicionalmente se deroga la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía, vigente desde el año 2007.

Se aprobó vía Decreto la Política de Acceso Universal a la Electricidad para **Honduras** (PAUEH) dirigida a establecer un marco de gestión, acciones y monitoreo orientado al fortalecimiento institucional y al financiamiento, para garantizar la cobertura y acceso universal a la energía eléctrica en el sector rural y urbano periférico, a efectos de promover y fomentar el desarrollo económico, social y ambiental respetando la perspectiva de género. El referido instrumento está constituido por 4 ejes fundamentales, técnico, socioeconómico, ambiental y educativo; y 8 objetivos específicos enfocados en: mejorar la planificación de la industria eléctrica en lo relativo a la cobertura y el acceso a la electricidad; promover los usos finales de la electricidad en el sector residencial; promover el uso de la electricidad en los sistemas productivos, educación y de salud del sector rural; establecer mecanismos que aseguren la sostenibilidad de los proyectos de cobertura y acceso a la electricidad en el sector rural y urbano periférico; contribuir en el subsector eléctrico, minimizando el impacto ambiental y reduciendo las emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible; ampliar la oferta de programas educativos, referente a la gestión, diseño, construcción y operación de sistemas aislados y microrredes; y, preparar programas educativos

orientados al sector rural, para la operación y mantenimiento de los sistemas aislados y microrredes. Por otra parte y en cumplimiento del mandado establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, en septiembre de 2021 se aprobó el Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031, que contempla un horizonte de diez años, 2022-2031, considerando criterios como el crecimiento natural de la demanda eléctrica, las incorporaciones al parque de generación eléctrica actualmente en desarrollo, los proyectos de transmisión y desarrollo, y las incorporaciones indicativas que resultan del plan indicativo de expansión de la generación en el mismo horizonte de tiempo. Dentro de este horizonte de planificación se identificaron las limitaciones actuales y la problemática esperada para el transporte de energía dentro de los años de estudio. Se identificaron ampliaciones de la red que permiten eliminar dicha problemática al mínimo costo cumpliendo con los criterios técnicos necesarios para la operación segura del sistema, incrementando la confiabilidad de la red y la calidad del suministro eléctrico.

En el marco del cumplimiento de lo establecido por la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, **Guatemala** presentó el Plan de Expansión Indicativo de la Generación 2022-2052 cuyo objetivo se centra en priorizar las energías renovables y limpias, diversificar la matriz de generación eléctrica, reducir los gases de efecto invernadero y dar seguridad al abastecimiento de electricidad a precios competitivos; y el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2052. En esta edición se analizaron los diez escenarios más probables en ocurrencia con relación a crecimiento de la demanda, precios de combustibles e hidrología, asimismo se analizaron cinco escenarios de contingencia, los que buscaron el abastecimiento de la demanda de manera óptima ante situaciones en las que se perdió cierta capacidad en el parque de generación. El contenido planteado evalúa el desempeño de la red ante eventos que puedan surgir, para determinar los refuerzos necesarios que contribuyan a garantizar la confiabilidad del sistema de transporte. Respecto al desarrollo de la electrificación rural, se contemplan refuerzos a la red para hacer eficiente la realización de proyectos para electrificación rural y, de esta manera, aumentar el índice de cobertura eléctrica del país. Los refuerzos que se establecen para la red de transmisión en 69 KV pretenden mejorar los índices de calidad, seguridad y desempeño de la red en este nivel. Asimismo, se incorporan refuerzos en la red de transmisión en 230 kV y la nueva red troncal en 400 KV, los que pasarán por los polos de generación del país y los grandes centros de demanda y preparada para realizar transacciones de energía eléctrica con México, Belice, Honduras y El Salvador.

México realizó reformas a la Ley Federal para prevenir y sancionar los delitos cometidos en materia de hidrocarburos. Al tenor de las modificaciones la medida de prisión preventiva será aplicable de oficio en determinados delitos, tales como: sustracción o aprovechamiento ilegítimo de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, de ductos, vehículos, equipos, instalaciones o activos; invasión de las áreas de exclusión a bordo de una embarcación y que utilice bandera o matrícula apócrifa simulando su propiedad a favor de algún asignatario, contratista, permisionario, distribuidor o naviero; sustracción sin derecho y sin consentimiento de la persona que puede disponer de ellos con arreglo a la ley, de bienes muebles afectos y característicos para la operación de la industria petrolera, susceptibles de ser utilizados en cualquiera de las conductas tipificadas por la Ley, propiedad de asignatarios, contratistas, permisionarios o distribuidores; comercialización o transporte de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, cuando no contengan los marcadores o las demás especificaciones que para estos productos establezca la autoridad competente; entre otros delitos relacionados y conexos.

Nicaragua realizó modificaciones a la Ley orgánica del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), ente regulador de los subsectores de electricidad e hidrocarburos. Las reformas, que implican la reestructuración del Consejo de Dirección del INE, están dirigidas a dinamizar las funciones de regulación, supervisión y fiscalización del sector energía y fortalecer la institucionalidad del INE al delegar competencias en la representación legal, administrativa y financiera de este ente regulador. También se aprobaron reformas a la Ley Creadora de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENATREL, las que implican la reestructuración de los órganos de dirección de esta entidad encargada del transporte de la energía eléctrica para brindar el servicio público. Por otra parte, se aprobó la Ley del Digesto Jurídico Nicaragüense de la Materia del Sector Energético y Minero, que tiene como objetivo recopilar, ordenar, depurar y consolidar el marco jurídico vigente de las normas jurídicas que regulan el sector energético y minero del Estado de Nicaragua. La adecuación de esta materia está dirigida a contribuir con el fortalecimiento del Estado de Derecho, mediante la simplificación, depuración y ordenamiento claro y certero del marco jurídico vigente y sin vigencia, así como a fortalecer la seguridad jurídica y el desarrollo de los sectores estratégicos. En aplicación del referido digesto jurídico se publicaron los textos consolidados de los principales



cuerpos normativos que regulan el sector energía. Finalmente, y dada la necesidad de armonizar la normativa e institucionalidad existentes para propiciar la intersectorialidad y transversalización de la Política Nacional de Cambio Climático, y asegurar el cumplimiento eficaz de las metas climáticas, se creó el Sistema Nacional de Gestión del Cambio Climático y se establecieron los Principios y Lineamientos de la Política Nacional de Cambio Climático. El referido Sistema, está adscrito a la Presidencia de la República, y sustituye y sucede en sus funciones y competencias al otrora Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático, creado mediante el Decreto Presidencial en 2019.

Valorando los resultados obtenidos de la implementación del Proyecto Termosolar Panamá, en lo que respecta a la identificación de un potencial de instalación de sistemas de calentamiento solar de agua 1,016,100 m² al 2050 en los diferentes sectores económicos, que representa un potencial ahorro de 762,075 MWh de energía al año, lo que permitiría evitar la emisión de 162,325 toneladas anuales de CO₂ a la atmósfera; se aprobó el Plan de Acción para la implementación de la energía solar térmica en la República de Panamá, que establece como meta nacional la instalación de un millón de metros cuadrados de sistemas de calentamiento solar de agua para el año 2050, y las líneas de acción para facilitar el desarrollo y aplicación de la tecnología solar térmica, así como el fortalecimiento del mercado de calentadores solares a nivel nacional. En este contexto se creó el Programa Nacional Termosolar Panamá (PNTP) dirigido a la gestión de las medidas y acciones requeridas en el marco del Plan de Acción para desarrollar y fortalecer un mercado de tecnología solar térmica local de confianza, calidad y seguridad para los usuarios. Por otro lado, vía resolución, la Secretaría Nacional de Energía de Panamá, en su misión de impulsar la política nacional de energía, y en cumplimiento de los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética, creó: una Comisión Intergubernamental de coordinación y seguimiento para la formulación de la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (CIGED); una Comisión Intergubernamental de coordinación y seguimiento para la formulación de la Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (CIUREE); una Comisión Intergubernamental de coordinación y seguimiento para la formulación de la Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional y la Estrategia Nacional de Fortalecimiento Institucional (CINSIF); y una Comisión Intergubernamental de coordinación y seguimiento para la formulación de la Estrategia Nacional de Acceso Universal (CIACU).

Perú creó el Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), concebido como un mecanismo de gestión de información ambiental articulado al Sistema Nacional de Información Ambiental - SINIA, consistente en un inventario o base de datos de los materiales y sustancias químicas potencialmente dañinas a la salud humana, que son emitidas al ambiente y/o transferidas fuera del lugar de generación para su tratamiento o disposición final. El RETC tiene por finalidad facilitar el acceso público a la información sobre emisiones y transferencias de contaminantes, contribuyendo en los procesos de toma de decisiones en materia de gestión ambiental, mejorando la formulación e implementación de políticas, promoviendo la mejora en el desempeño ambiental y la competitividad del país. Además, se publicó la Política Nacional del Ambiente (PNA) al año 2030, instrumento estratégico de carácter nacional, multisectorial y descentralizado que busca orientar los esfuerzos del Estado y la Sociedad Civil en los próximos 10 años, para proveer a los ciudadanos un ambiente sano y una economía sostenible, mediante la reducción de la vulnerabilidad al cambio climático, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y una mejora de la ecoeficiencia de la producción de bienes y servicios, públicos y privados, para pasar a una economía circular, que aproveche al máximo los recursos; todo esto fortalecido con la mejora en la gobernanza, investigación y la educación ambiental. El documento (alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030) da respuesta a las prioridades ambientales y climáticas nacionales, y considera las recomendaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) en materia de desempeño ambiental, gobernanza de los recursos hídricos y cumplimiento regulatorio y fiscalización ambiental. También se publicó la Ley que declara de necesidad pública, interés nacional y recurso estratégico, la exploración, explotación e industrialización del litio y de sus derivados en territorio nacional, en aras de garantizar el desarrollo sustentable del litio y sus derivados y reconocer la importancia de su comercialización para el desarrollo de la industria nacional en grado batería y el procedimiento para su reciclaje. Por otra parte, se creó la Comisión Multisectorial de naturaleza permanente, dependiente del Ministerio del Ambiente, denominada “Comisión de Alto Nivel para la prevención y reducción de Delitos Ambientales” y competente para proponer medidas dirigidas a la prevención y reducción de los delitos ambientales, así como coadyuvar a mejorar la respuesta y efectividad del Estado frente a la comisión de ilícitos penales que afecten el ambiente. El Ministerio de Energía y Minas de Perú forma parte de esta Comisión.

Se publicó en **República Dominicana** el Plan Energético Nacional 2022-2036 (PEN), documento que analiza la situación actual del sistema energético, y elabora los escenarios futuros en el corto, mediano y largo plazo, valorando la visión de las políticas energéticas, tanto del sector público como el privado, en pro de un sistema energético óptimo a nivel técnico y sobre todo económico. El referido instrumento establece los lineamientos dirigidos a garantizar un pleno y confiable abastecimiento de energía a costos competitivos, como motor de desarrollo de las actividades productivas y factor de mejoramiento de la calidad de vida de la población, previendo las necesidades de crecimiento del sector, promoviendo la inversión privada, y estableciendo como meta el 25% de energías renovables al 2025. Con la implementación del PEN se prevé alcanzar cinco objetivos estratégicos: incrementar la oferta de energía doméstica; disminuir el costo de la energía; desarrollar una oferta energética segura y confiable; incrementar la eficiencia energética y el uso racional de energía; y proteger al medio ambiente. En el marco del PEN se aprobó el Plan Indicativo de Expansión de Generación que introduce los temas de movilidad eléctrica y almacenamiento, como elementos disruptivos en los escenarios propuestos; asimismo, se consideran las concesiones definitivas y provisionales otorgadas por la CNE para proyectar la disponibilidad de potencia y la oferta de energía en los diferentes nodos del sistema. También entró en vigencia el Decreto que establece el Reglamento del Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico, considerado al tenor de la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030, y firmado el 25 de febrero de 2021 con la participación de diversos actores del subsector eléctrico del país, en aras de construir una visión nacional consensuada del sistema eléctrico que guíe las acciones a desarrollar en el corto, mediano y largo plazo para alcanzar un servicio eléctrico eficiente, competitivo y sostenible, en beneficio de la población y el desarrollo nacional. Por su parte el Reglamento de aplicación del Pacto establece: las responsabilidades y acciones específicas que deberán llevar a cabo cada uno de los actores, instituciones y agentes en el subsector eléctrico dominicano, incluyendo los indicadores y metas por instituciones o empresas; un cronograma de ejecución, los mecanismos de seguimiento y veeduría e índices de desempeño que permitirán medir el grado de avance en la ejecución y logro de los objetivos y, los recursos y sus fuentes de financiamiento para el buen funcionamiento de las tareas de seguimiento y veeduría.

2. ELECTRICIDAD

2.1 Generación, transmisión y distribución

Ecuador aprobó reformas a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, dirigidas a modificar aspectos sobre la estructura del sector eléctrico nacional y mejorar elementos concernientes a temas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Entre los objetivos específicos de las modificaciones se incluye: permitir a los gobiernos autónomos descentralizados administrar los recursos de mantenimiento y mejora, recaudados por concepto de alumbrado público de plazas, parques y espacios públicos, regular la opción de servicio de carga de vehículos eléctricos, reducir efectos de pérdidas no técnicas por hurto de energía y mejorar las condiciones de seguridad jurídica en la operación e inversión de generación eléctrica para actores públicos y privados. Adicionalmente se perfeccionan las condiciones para el adecuado funcionamiento del Operador Nacional de Energía. Se prevé que las reformas permitan corregir la funcionalidad de los procesos de autorización y concesión de los proyectos de generación de energía eléctrica. Entre otros aspectos, se empodera a la Empresa Eléctrica de Distribución para que pueda imponer las sanciones a consumidores regulados y terceros, por las infracciones establecidas en la Ley y en el contrato de suministro. En este contexto, se aprobaron reformas al Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica dirigidas a ajustar sus disposiciones a las modificaciones establecidas en la Ley reformativa de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, e impulsar la participación del sector privado en la prestación del servicio público de energía eléctrica, al tenor de las modificaciones se establece que el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) podrá autorizar a personas jurídicas productoras de energía eléctrica, la ejecución de proyectos de autogeneración destinados a abastecer sus puntos de consumo propio, pudiendo producir excedentes sin límites, que posteriormente pueden ser puestos a disposición de las empresas eléctricas; en este nuevo ordenamiento, el precio preferencial es de USD 5.6 centavos el kilovatio hora (kWh) por 10 años.

El Salvador aprobó, reformas a la Ley General de Electricidad dirigidas a diversificar la matriz energética para promover diferentes opciones de producción, con énfasis en la energía renovable, para promover un clima de



inversión extranjera con reglas más claras, y sentar las bases jurídicas necesarias para generar condiciones que abaraten los precios en favor de la población. Al tenor de las modificaciones se refuerza el reconocimiento como actividades de servicio público de lo relativo a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, se clarifica la denominación del término concesión, y se incluye lo relacionado con la Capacidad Firme y el reconocimiento que cada una de las unidades generadoras ha aportado efectivamente al sistema de potencia, estableciéndose que esta capacidad será determinada en forma reglamentaria, siendo representativa del aporte real de capacidad que el generador aportó al sistema de potencia en el período en el que se le reconoce. Adicionalmente se determina que la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) continuará funcionando como el ente regulador del pliego tarifario y podrá recibir propuestas directas de las generadoras de electricidad en cuanto al precio por megavatio. La oferta más económica será seleccionada para abastecer demandas específicas a bajo costo. En materia de concesiones, se reafirma que la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) no tiene participación privada. Asimismo, se establecen disposiciones en cuanto al ordenamiento del mercado energético para que las actividades vinculadas al tema se desarrollen de manera transparente.

Con el objetivo de complementar las disposiciones establecidas en la regulación vigente en cuanto a la determinación de una metodología de cálculo de potencia firme para las centrales generadoras y la elaboración de una Norma Técnica de Potencia Firme; **Honduras** realizó modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista. Las reformas alcanzan temas relativos a Potencia Firme, Mercado de Contratos y Garantía de Consumo, Planificación Operativa. Adicionalmente se incluye la regulación que deberá observar el Operador del Sistema para calcular y liquidar los desvíos de potencia firme en el Mercado Eléctrico Nacional.

México realizó reformas a la Ley de la Industria Eléctrica al tenor de las cuales se garantiza el despacho prioritario de las centrales hidroeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y las plantas termoeléctricas, nucleares, geotérmicas y de ciclo combinado de CFE con independencia de su costo. También se extiende el otorgamiento de certificados de energías limpias a centrales eléctricas que empezaron a operar con anterioridad a la reforma energética. Por otro lado, a efectos de garantizar la posibilidad de celebrar contratos con las centrales eléctricas de CFE fuera de subasta, se suprime la obligación de CFE de comprar energía mediante subastas realizadas por el CENACE. Asimismo, se autoriza a la CRE a revocar permisos de autoabastecimiento y a revisar, modificar y/o terminar anticipadamente los contratos celebrados con productores independientes, obtenidos sobre la base de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en caso de fraude o abuso del esquema de generación de electricidad diseñado en un principio para autoabastecer necesidades propias.

En 2021, **Panamá** publicó nuevo Texto Único, de la Ley 6 de 1997, que dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, ordenado por la Ley 194 de 2020. Adicionalmente se publicó la resolución que modifica la Resolución MIPRE-2020-0015448 de 9 de septiembre de 2020, que recomienda adoptar medidas para la contratación de potencia y/o energía a corto plazo, para cubrir las obligaciones de contratación de las empresas de distribución de energía eléctrica.

Considerando el tiempo transcurrido desde la entrada en vigencia del Procedimiento aprobado en 2010, y en función de las estadísticas de accidentes mortales e incapacitantes de terceros en instalaciones eléctricas de empresas concesionarias de distribución, **Perú** aprobó un nuevo Procedimiento para la atención de Situaciones de Riesgo Eléctrico Grave y Disposición de medidas Preventivas, concordante con la normativa sectorial emitida de manera posterior, que permite optimizar la atención de situaciones consideradas como riesgo eléctrico grave, cautelando la seguridad de los usuarios. Adicionalmente se realizaron modificaciones al Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas vigente desde el 2019, con el objeto de promover y regular la gestión ambiental de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con la finalidad de prevenir, minimizar, rehabilitar y/o compensar los impactos ambientales negativos derivados de tales actividades, en un marco de desarrollo sostenible. Las reformas están enfocadas en fortalecer la gestión ambiental del Subsector e impulsar el desarrollo sostenible en las actividades eléctricas.

2.2 Comercialización, consumo y subsidios

Entro en vigencia en **Chile**, la ley sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes, que asegura el derecho a suministro eléctrico ininterrumpido a personas que lo requieran para su sobrevivencia, incorporando el domicilio de estos pacientes en un listado que indica que su suministro no puede suspenderse en caso de impago de los servicios, además de establecer una serie de obligaciones a las empresas concesionarias, cuyo cumplimiento será fiscalizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), entre las que se incluyen, la obligación de las concesionarias en cuanto a priorizar del restablecimiento del servicio en caso de corte, notificando previamente las interrupciones programadas y la obligación de descontar de las cuentas de luz, el consumo específico del dispositivo de uso médico al cual el paciente está conectado por medio del mecanismo de medición correspondiente. Asimismo, valorando la necesidad de aportar soluciones que mantengan por un tiempo significativamente mayor las ayudas sociales y los esquemas de protección social y de contención de los gastos en servicios básicos de los hogares aprobados en el marco de la pandemia de COVID 19, se prorrogaron por un año los efectos de la Ley que dispuso de manera excepcional medidas en favor de los usuarios finales de electricidad y gas de red para impedir los cortes de servicios y ampliar la cobertura de la población resguardada al 100% de vulnerabilidad.

En el marco de la entrada en vigencia de la Ley 2099, **Colombia** dispuso nuevos incentivos para las empresas prestadoras del Servicio Público Urbano de Transporte Masivo de pasajeros, que opten por la movilidad eléctrica, exhortando al Gobierno Nacional para que adopte programas de masificación del uso de vehículos de bajas y cero emisiones y creó el sello de producción limpia para incentivar en las empresas e industrias el uso de fuentes no convencionales de energía. Adicionalmente entró en vigencia el decreto por medio del cual se reglamenta la identificación de parqueaderos preferenciales para los vehículos eléctricos en el país, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Ley 1964 de 2019, que determinó la destinación de mínimo el 2% de las plazas de parqueo para uso preferencial de tales automotores. De acuerdo con las disposiciones previstas, las zonas de parqueo para vehículos eléctricos deberán tener un logo con una P y un enchufe de color blanco sobre un fondo verde. En igual sentido, se informa que el decreto de identificación de parqueaderos preferenciales para vehículos eléctricos lo deben cumplir las entidades públicas y establecimientos comerciales que ofrecen al público sitios de parqueo, en los municipios de más de 50,000 habitantes. Por otra parte, el Ministerio de Minas y Energía emitió la reglamentación para que las estaciones de servicio operativas puedan prestar el servicio complementario de carga eléctrica.

Costa Rica decretó la Declaratoria de Interés Público del Proyecto Tren Rápido de Pasajeros (TRP), transporte eléctrico interurbano dirigido a modernizar la infraestructura ferroviaria en la Gran Área Metropolitana, ampliándola a dos carriles, con material rodante de primera generación que movilice al usuario de manera cómoda, segura y eficiente, garantizado una reducción significativa los niveles de CO₂ producidos por el sector transporte, al pasar de un tren que actualmente utiliza diésel a uno completamente eléctrico, de igual forma se espera una disminución de la contaminación producida por la flota vehicular al transferir usuarios de vehículos privados al tren eléctrico. Esta medida se enmarca en el cumplimiento de los objetivos previstos en la Ley de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico en cuanto a construir la infraestructura ferroviaria que se requiere para garantizar la utilización de energía eléctrica renovable en el transporte público nacional. El referido proyecto enfocado en promover el uso de fuentes alternativas de energía que permitan reducir las emisiones contaminantes en el sector transporte, está considerado tanto en el Plan Nacional de Desarrollo vigente, como en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 que estableció como objetivo central de la política energética de largo plazo la sostenibilidad energética con un bajo nivel de emisiones. El compromiso de la política energética y ambiental de Costa Rica que busca promover el transporte masivo que opere con fuentes de energía alternativas a los combustibles fósiles también se materializó en la Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC), presentada por el país en septiembre de 2015 ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

A efectos de garantizar su armonización con el Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y las regulaciones desarrolladas para normar las transacciones comerciales permitidas en el sector eléctrico y la prestación del servicio de energía eléctrica, **Ecuador** expidió la Regulación sustitutiva

denominada «Calificación, habilitación y participación de los grandes consumidores en el sector eléctrico ecuatoriano», la que sustituye a la vigente desde 2017 e implica ajustes en ciertos aspectos de ámbito comercial y de habilitación para mejorar la aplicación de ciertos conceptos contenidos en la actual regulación.

Entró en vigor en **Nicaragua** la Ley de reformas y adiciones a la Ley de la Industria Eléctrica y sus Reformas, dirigida a fortalecer y diversificar las actividades del sector eléctrico, mediante la regulación de la actividad de comercialización, entre otros aspectos. La modificatoria introduce nuevos conceptos y otorga nuevas facultades al Centro Nacional de Despacho de Carga y Ministerio de Energía y Minas (MEM). Adicionalmente se establece que para realizar la actividad de importación y/o exportación será requerida la obtención de una licencia a ser otorgada por el Ministerio de Energía y Minas por un plazo de hasta 10 años, prorrogables por igual periodo. A tales fines, la reforma faculta al MEM para establecer los requisitos y procedimientos a seguir para la obtención de licencias. Asimismo, en concordancia con lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la importación y exportación de energía eléctrica queda exenta de todo tipo de cargas, impuestos y/o contribuciones especiales. De igual forma y con el objeto de encaminar una reducción en el precio de la energía a los consumidores finales, la enajenación de energía eléctrica que realicen los agentes importadores con los agentes distribuidores, está exenta de cualquier tipo de carga, impuestos, incluyendo el impuesto de valor agregado (IVA) y/o contribuciones especiales. Adicionalmente se realizaron reformas al Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica al tenor de las cuales un Gran Consumidor podrá elegir entre: comprar a nivel minorista contratando del concesionario de distribución de su área, en cuyo caso el precio del contrato no podrá ser mayor que la tarifa regulada; o comprar a nivel mayorista como agente del Mercado, en cuyo caso deberá cubrir por lo menos un porcentaje de su demanda de potencia y energía prevista en contratos con Generadores y/o contratos de importación, y/o mediante contratos con las Distribuidoras, los que deberán ser autorizados por el INE, siempre que sea beneficioso para las Tarifas de los Consumidores Finales, pudiendo elegir comprar su demanda restante en el Mercado de Ocasión.

Perú emitió una nueva Tipificación de Infracciones Administrativas y Escala de Sanciones, aplicable a las Actividades Eléctricas que sustituye a la vigente desde 2015, y adecúa las conductas infractoras y escala de sanciones aplicable a las actividades eléctricas, de acuerdo a las obligaciones que se encuentran reguladas en el Reglamento de Protección Ambiental de las Actividades Eléctricas, aprobado en 2019. Entre las nuevas infracciones administrativas se tipifica el no comunicar oportunamente al OEFA la transferencia o la cesión de la actividad eléctrica, se incorporan infracciones referidas a la suspensión de actividades y reinicio de actividades, por no informar o informar de manera incompleta la suspensión temporal de actividades y/o el reinicio de las mismas. También se incorporan infracciones referidas al Plan de Abandono calificadas como muy graves. Asimismo, se tipifican infracciones diferenciadas para las actividades eléctricas, ya sea generación hidroeléctrica, generación termoeléctrica, generación geotérmica, distribución y transmisión de electricidad.

2.3 Electrificación Rural o Universalización de la electricidad

La Secretaría de Energía de **Panamá**, vía resolución puso a disposición del público en general para la recepción de comentarios la versión preliminar de la Estrategia Nacional de Acceso Universal (ENACU) que tiene como propósito plantear el reconocimiento del acceso a la energía como un derecho humano del cual aproximadamente 93,000 familias panameñas todavía no gozan. La ENACU cuenta con seis ejes estratégicos y 25 líneas de acción, que toman como base las directrices establecidas en los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética, con temas como desarrollo de nuevas tecnologías de cocción, la innovación tecnológica dirigida a áreas de difícil acceso, la implementación de tecnologías de energías renovables en áreas rurales, las mini redes para dar acceso a áreas no servidas y no concesionadas, el empoderamiento de líderes comunitarios para el manejo de los sistemas de suministro de energía, y el nexos mujer – energía.

Considerando los adelantos tecnológicos obtenidos a nivel internacional en materia de alumbrado público y a efectos de dar solución a problemas sociales y económicos generados por la falta o prestación ineficiente de alumbrado público en áreas periurbanas y zonas rurales **Perú** aprobó la actualización y unificación en un solo cuerpo de las normas de Alumbrado de Vías y Espacios Públicos. El nuevo instrumento es compatible con la telegestión, el desarrollo de redes inteligentes, y las tecnologías amigables con el medio ambiente, incluye el parámetro de iluminación de alrededores o factor de borde (SR), que permite que los alrededores de las vías de tránsito vehicular tengan niveles de iluminancia; para el control del deslumbramiento, se reemplaza el índice

G (grado de deslumbramiento molesto) por el incremento de umbral TI (pérdida de visibilidad producida por el deslumbramiento perturbador); se incluye el término zona de conflicto sobre la base de las recomendaciones de la norma internacional. Asimismo, valorando los resultados obtenidos de la Primera Subasta en Áreas No Conectadas a Red, se realizaron modificaciones al Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red vigente desde 2013, dirigidas a establecer mejoras a la regulación con el propósito de introducir criterios específicos para el desarrollo de las Subastas, así como reestructurar el modelo de inversión con la finalidad de cerrar la brecha de electrificación en las zonas rurales del país. Adicionalmente las reformas se enfocan en promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables para mejorar la calidad de vida de la población ubicada en las Áreas No Conectadas a Red.

3. HIDROCARBUROS

3.1 Exploración, explotación y transformación

Vía Decreto, **Bolivia** estableció nuevas condiciones para la aplicación de incentivos a las inversiones en Exploración y Explotación Hidrocarburífera cuando Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB sea Operador, priorizando áreas con potencial de producción de petróleo, lo que implicó modificaciones e incorporaciones al Decreto (vigente desde 2016) que reglamenta la Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera (vigente desde 2015). Los incentivos aprobados se centran fundamentalmente en la exploración y explotación de Nuevos Reservorios descubiertos en Áreas Reservadas a favor de YPFB, Acumulaciones descubiertas no comerciales puestas en producción posterior a la publicación del referido Decreto y Campos cerrados reactivados posterior a la publicación del referido Decreto, resultado de las inversiones realizadas por YPFB, en Zona No Tradicional.

En **Ecuador** entró en vigencia un nuevo Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, dirigido a ampliar y viabilizar la aplicación de nuevas prácticas y tecnologías para garantizar la optimización de los procesos y aportar a la meta de incrementar la producción petrolera en el país. En esta nueva reglamentación se reformulan y realizan alcances a alrededor de 40 artículos del reglamento anterior vigente desde 2018. Con las reformas se actualizan procedimientos, se reducen plazos y se simplifican procesos para trámites administrativos, todo en aras de contribuir al incremento de la producción de petróleo y sus derivados, y diversificar los mercados para los productos hidrocarburíferos nacionales, en cumplimiento de lo establecido en la nueva Política Hidrocarburífera. Asimismo, se actualizaron o eliminaron normativas caducas respecto a la entrega de información, procesamiento y registro. Se establecieron plazos, tiempos de entrega y atención, lo que permitirá agilizar el análisis y procesamiento de la información de la cadena hidrocarburífera, de manera que esté disponible para la toma de decisiones en futuras licitaciones y adjudicaciones. Adicionalmente con el objetivo de mejorar la eficiencia en el sector petrolero, impulsar la captación de mayores inversiones y fortalecer la seguridad jurídica del país, se aprobó una Tasa Única para las operadoras petroleras que rige a partir de enero de 2022. De los 2,000 pagos aproximados que realizaban anualmente las empresas petroleras, solamente se efectuará uno cada año, sin afectar la recaudación estatal promedio, reduciéndose al máximo la cantidad de procesos de pagos que realizan las operadoras petroleras por los servicios que prestan el Ministerio de Energía y Recursos No Renovables y la Agencia de Regulación y Control de la Energía y Recursos No Renovables sobre actividades de control, fiscalización, regulación y administración de las actividades hidrocarburíferas. En esta Tasa Única anual, se incluirán también los valores por actividades de transporte, almacenamiento, refinación e industrialización. También entró en vigencia el Decreto Ejecutivo Nro. 1222 que contempla la reducción del ancho de bandas del 5 % al 3 % para el diésel 2 y diésel premium para los segmentos: automotriz, atunero, camaronero y otras pesquerías. El decreto actualiza la aplicación del sistema de bandas de precios que rige en el país, por tanto, el 11 de cada mes, bajo el marco del dictamen presidencial Nro. 1183 del 04 de noviembre de 2020, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARC) efectuará el cálculo correspondiente al costo del diésel 2 y diésel premium para los segmentos: automotriz, camaronero, atunero y otras pesquerías, con base en marcadores internacionales, el cual no podrá exceder el +/- 3 % para la comercialización de estos derivados de hidrocarburos. El dictamen presidencial no modifica las bases y cláusulas de cálculo mensual de los valores correspondientes a las gasolinas Extra 85 RON y Extra con etanol (Ecopáis) 85 RON, las que mantienen su fórmula basada en un ancho de banda del +/- 5 %. Se ratifica que el valor del Gas Licuado de Petróleo (GLP) para uso doméstico y vehicular se mantiene congelado a escala nacional.

Perú aprobó un nuevo Reglamento de Calificación de Interesados para la Realización de Actividades de exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos que actualiza las disposiciones vigentes desde 2004, y se adapta a los nuevos aspectos legales, técnicos y económicos que requieren ser tomados en consideración para evaluar a las personas interesadas en suscribir contratos con Perupetro para la realización de estas actividades, mediante la incorporación de disposiciones que mejoran y adecúan el proceso de calificación a las exigencias actuales de la industria de los hidrocarburos, promoviendo una mayor eficiencia, transparencia y competitividad. Al tenor del nuevo reglamento las Personas Jurídicas extranjeras solo podrán suscribir Contratos a través de una sucursal o subsidiaria bajo su control constituida en el Perú, a excepción de los Convenios de Evaluación Técnica. Cabe destacar, que el Nuevo Reglamento establece que se considerará que cumplen con la Capacidad Técnica y Capacidad Económica y Financiera, así como se les exceptuará de cumplir con la presentación de cierta documentación, a aquellas empresas de exploración y producción de petróleo y gas o empresas integradas de petróleo y gas que figuren en la última publicación de las revistas “The Energy Intelligence Top 100: Global NOC & IOC Rankings”, “Oil & Gas Exploration”, “Integrated Oil & Gas” o las publicaciones que sustituyan a las anteriores u otras similares que Perupetro determine. Adicionalmente, y con el objetivo de alcanzar la mejor y eficiente producción de los hidrocarburos en los reservorios, en condiciones técnicas-económicas favorables que permitan operar con seguridad y protección del medio ambiente, así como en armonía con la sociedad, se aprobó un nuevo Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos que sustituye al vigente desde 2004. Las principales adiciones y modificaciones se refieren a: aviso de actividades, abandono de actividades e instalaciones, subcontratistas, sistemas de integridad de plataformas marinas, sistemas de gestión de integridad de pozos, perforación de pozos, autorización de quema de hidrocarburos, clasificación de pozos inactivos, operaciones costa afuera, producción, sistemas de recolección e inyección, derrames y fugas, medición de hidrocarburos fiscalizados, obligaciones sociales. Adicionalmente se amplía el ámbito de aplicación a las empresas que realizan actividades en virtud de convenios de evaluación técnica; y se tipifican nuevas infracciones sancionables como la de emitir información falsa o no proporcionar la información requerida por las Entidades de Fiscalización Ambiental.

Valorando el interés nacional en cuanto a adecuar las normas reglamentarias a los estándares internacionales del sector hidrocarburos, en aras de garantizar un eficiente aprovechamiento de las reservas hidrocarburíferas nacionales, **República Dominicana** realizó reformas al Reglamento de Exploración y Producción de Hidrocarburos, al tenor de las cuales el período de exploración del área contratada podría ser hasta de 10 años, prorrogables por 5 años adicionales, el período de explotación del área contratada para hidrocarburos convencionales podrá ser de hasta 25 años prorrogables hasta un total de 35 años, por su parte el período de explotación de los hidrocarburos no convencionales del área contratada podrá ser de hasta 25 años prorrogables hasta 40 años en total. Adicionalmente se realizan reformas en materia de máximos de áreas objeto de contratación.

3.2 Almacenaje, transporte, comercialización y consumo

Se implementó en **Argentina**, vía Decreto, el servicio de transporte no físico de hidrocarburos líquidos por ductos hasta la brida de ingreso a la planta de almacenamiento. Al tenor del referido Decreto, se prevé que el cargador podrá solicitar y el transportista deberá implementar el Servicio, en tanto las condiciones técnicas y operativas de su sistema de transporte lo permitan, y procederá a la devolución del volumen recibido, en la medida que la cantidad equivalente de hidrocarburos líquidos se encuentre disponible en el punto de entrega solicitado. En el cumplimiento del Servicio el cargador deberá observar las especificaciones técnicas y devolver al cargador los volúmenes de hidrocarburos líquidos recibidos en el punto de entrega acordado, corregidos por los factores de calidad y las deducciones volumétricas establecidas. El transportista podrá establecer un cargo administrativo de gestión por el Servicio que no formará parte de la tarifa y será solventado por el cargador que solicita la implementación del Servicio. Ningún cargador podrá negarse a que el volumen entregado en determinado punto de entrega sea utilizado por el transportista para cumplimentar un transporte no físico solicitado por otro cargador, siempre que el cargador que requiere el transporte físico reciba en el punto de devolución por él nominado la cantidad de hidrocarburo ajustada de acuerdo con el ajuste volumétrico y la calidad equivalente de acuerdo con lo establecido en el mecanismo de Banco de Calidad aprobado.

Con el objetivo de promover el fortalecimiento de las empresas productivas del Estado y desincentivar diversas prácticas relacionadas con el comercio ilícito de hidrocarburos y petrolíferos, así como reordenar determinadas actividades económicas en el sector energético, **México** realizó reformas a la ley de hidrocarburos concretadas en

los siguientes ejes temáticos: se establece como requisito para el otorgamiento de permisos de almacenamiento, la acreditación, ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de la capacidad mínima de almacenamiento de petrolíferos determinada por la Secretaría de Energía; se determina el silencio administrativo negativo aplicable a las solicitudes de autorización de cesión de permisos regulados en el marco de la ley de hidrocarburos; se adicionan nuevas causales de revocación de permisos tales como la comprobación de adquisición del permiso de forma ilícita o por la comisión de un delito, la reincidencia, el incumplimiento de las disposiciones aplicables a la cantidad, calidad y medición de hidrocarburos y petrolíferos, el incumplimiento de los términos y condiciones que se establezcan en los permisos entre otras; se otorgan nuevas facultades a la Secretaría de Energía y a la Comisión Reguladora de Energía para suspender los permisos expedidos, en los casos en los que se prevea un peligro inminente para la seguridad nacional, la seguridad energética o para la economía nacional. Adicionalmente al haberse logrado una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados, se deja sin efectos la facultad otorgada a la Comisión Reguladora de Energía para sujetar a principios de regulación asimétrica las ventas de primera mano de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, así como la comercialización que realicen personas controladas por Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios. Asimismo, la enajenación que realicen Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, será considerada como comercialización en términos de lo establecido por la referida Ley y sus reglamentos, por lo que se deberán observar los principios de generalidad y no indebida discriminación previstos en la misma.

Como resultado de la revisión del marco normativo sobre la regulación del azufre en los combustibles líquidos, y a fines de promover mejoras en la calidad de los combustibles, así como en los niveles de calidad ambiental, y además simplificar el mercado de combustibles en beneficio de los usuarios, **Perú** vía decreto supremo aprobó medidas relacionadas al contenido de azufre en el diésel, la gasolina y el gasohol para su comercialización y uso, disponiendo la comercialización obligatoria de solo dos tipos de gasolinas y gasoholes (regular y premium) con bajo contenido de azufre (no mayor de 50 ppm) para uso automotor con cronogramas de aplicación progresiva a nivel nacional y las correspondientes excepciones para los departamentos que no cuentan con las condiciones propicias al respecto. Para efectos de la aplicación del referido Decreto Supremo, se entiende como gasolinas y gasoholes de bajo octanaje a las gasolinas y gasoholes cuyo octanaje sea menor a 95 octanos. A tales efectos el Ministerio de Energía y Minas dictó, vía resolución, las especificaciones técnicas de calidad de las gasolinas y gasohol de tipo regular y premium de uso automotor, así como los colores distintivos que se colocarán en los tanques y máquinas despachadoras. Respecto a la gasolina de 84 octanos, atendiendo a la solicitud del Grupo de Trabajo Multisectorial creado por Decreto Supremo N° 013-2016-MINAM, se autoriza la comercialización de este combustible hasta julio de 2023 únicamente en las regiones Amazonas, Loreto, Madre de Dios y San Martín. El Ejecutivo emitió disposiciones para el inicio de la comercialización de combustible diésel B5 con un contenido no mayor de 50 ppm a nivel nacional, y asumió la responsabilidad de establecer un cronograma para el uso y la comercialización de diésel, gasolina y gasoholes con contenido de azufre no mayor de 10 ppm, para el año 2024.

3.3 Petróleo y derivados

Mediante Decreto Supremo **Perú** dictó disposiciones sobre el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo dirigidas a activar el mecanismo de estabilización mediante la aplicación de Compensaciones (descuentos) y Aportaciones (primas) sobre los precios de venta primaria del diésel BX destinado al uso vehicular, con el fin de mantener dichos precios estabilizados, evitando que la alta volatilidad de los precios internacionales se traslade a los consumidores finales de la cadena de comercialización de este combustible.

Considerando que el Poder Ejecutivo en cumplimiento de lo establecido en el artículo 237 de la Ley de Urgencia N° 19.889, presentó ante la Asamblea General una propuesta integral de revisión legal y reglamentaria que implicó el impulso de modificaciones y adiciones a la regulación del mercado de combustibles, se publicó en **Uruguay** el Decreto al tenor del cual, se exhorta a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) a aprobar una regulación que contemple: Condiciones y requisitos que deben cumplir quienes pretendan desempeñar actividades de distribución de combustibles líquidos; Condiciones y requisitos que deben cumplir quienes estén interesados en realizar la apertura, instalación, operación, traslado y cierre de estaciones de expendio de combustibles líquidos; Condiciones y requisitos que deben cumplir quienes pretendan transportar

combustibles líquidos; Metodología que aplicará la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua para determinar técnicamente un precio máximo de venta de combustibles líquidos de las empresas distribuidoras a las estaciones de expendio que integran su red; Plazo máximo en los contratos de distribución aplicable a los nuevos contratos que suscriban las empresas distribuidoras con los operadores de las estaciones de expendio de combustibles líquidos; Reglamento de información económica y operativa mínima que deberán proporcionar los actores del sector a los efectos de dotar a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua de información sobre el mercado, y que sea de utilidad para la revisión de la regulación existente; y determinación y declaración inicial de las zonas desabastecidas y su régimen. Adicionalmente y dada la necesidad de determinar los aspectos prácticos relativos a la actualización de precios de los diferentes componentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos, se aprobó vía decreto la reglamentación del artículo 235 de la ley 19.889 relativo a los procedimientos de aplicación para la aprobación y actualización del precio de venta de los diferentes combustibles líquidos producidos por ANCAP, con entrega en cada una de sus plantas de distribución.

3.4 Gas Natural

En **Argentina** se aprobó el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural al tenor del cual los interesados en realizar operaciones de exportación de gas natural deberán suministrar información técnica, económica y legal suficiente a criterio de la Autoridad de Aplicación, teniendo aquélla carácter público a los efectos estipulados, de tal forma que los posibles demandantes de gas natural en el mercado interno, los interesados en realizar inversiones en transporte y distribución, y las autoridades competentes, puedan conocer de manera adecuada y veraz todos los aspectos relevantes de tales operaciones. Las autorizaciones de exportación serán otorgadas en la medida en que no se afecte la seguridad del abastecimiento del mercado interno de acuerdo con lo establecido en la ley correspondiente. A tal efecto, la Autoridad de Aplicación realizará, en forma previa al otorgamiento del permiso correspondiente, un análisis integral y sistémico de las condiciones de funcionamiento del mercado interno a efectos de lograr cubrir la demanda interna mediante un suministro eficiente y velar por la seguridad de su abastecimiento en cada caso. Las exportaciones se delimitarán en las categorías de Exportaciones en Firme, Exportaciones Interrumpibles, Intercambios Operativos, Acuerdos de Asistencia.

Brasil publicó y reglamentó la Ley que establece las reglas para la exploración de actividades económicas para el transporte de gas natural por ductos y para la importación y exportación de gas natural, así como para la exploración de actividades de flujo, tratamiento, procesamiento, almacenamiento subterráneo, acondicionamiento, licuefacción, regasificación y comercialización de gas natural, conocida como “Ley del Gas”. Al tenor de las nuevas disposiciones legales la actividad de transporte de gas natural se realizará en régimen de autorización, cubriendo la construcción, ampliación, operación y mantenimiento de las instalaciones. La ANP reglamentará la autorización de los interesados para ejercer la actividad de transporte de gas natural y las condiciones para la autorización y transferencia de la titularidad, respetando los requisitos técnicos, económicos, de protección ambiental y de seguridad. El otorgamiento de autorización para una actividad de transporte que comprenda la construcción o ampliación de gasoductos, será precedido de convocatoria pública, en los términos de las normas de la ANP. Además, se determina que la empresa o consorcio de empresas constituido bajo las leyes brasileñas, con sede y administración en el país, podrá recibir autorización de la ANP para realizar las actividades de importación y exportación de gas natural. De igual forma la empresa o consorcio de empresas constituido bajo la ley brasileña, con sede y administración en el país, puede recibir autorización de la ANP para realizar la actividad de almacenamiento subterráneo de gas natural, actividad que deberá ocurrir a cuenta y riesgo del interesado.

A fin de dar cumplimiento a los objetivos de la Política Energética Nacional y promover el desarrollo del mercado del Gas Natural, **Perú** aprobó el Reglamento para optimizar el uso del Gas mediante la regulación de las operaciones del Mercado Secundario de gas natural, con la finalidad de asegurar el uso eficiente de los volúmenes y/o capacidad de transporte de gas natural no utilizados en obligaciones a firme en el Mercado Primario. Las transferencias de volumen y/o capacidad de transporte de gas natural que se realicen en el Mercado Secundario, deben ser efectuadas mediante subasta electrónica en el MECAP”. Adicionalmente se crea el Gestor del Gas Natural, como un agente encargado de gestionar la información de las operaciones de consumo en el mercado primario; así como las transacciones en el mercado secundario, con la finalidad de estimar la disponibilidad del Gas Natural y la capacidad de transporte en el tiempo, así como poner a disposición

de los usuarios dicha información para evitar la existencia de asimetrías, con motivo de las contrataciones de suministro y capacidad de transporte a firme de gas natural. Asimismo, valorando la necesidad de incentivar y garantizar la permanencia y continuidad del uso del combustible GNV, teniéndose en cuenta su participación en la matriz energética nacional, beneficios al medio ambiente y su contribución a la continuidad de la prestación de servicios esenciales, se aprobaron reformas al Reglamento para la Instalación y Operación de Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular (GNV), vigente desde 2005. Las modificaciones están dirigidas a asegurar la disponibilidad del GNV, reactivar el mercado de GNV mediante la implementación de mecanismos e incentivos dirigidos a los usuarios del GNV para aumentar el consumo, fortalecer la operatividad del sistema y con ello las funciones y responsabilidades del Consejo Supervisor y del Administrador del sistema, relacionadas con la seguridad y operatividad del mismo, así como, con la promoción del uso del GNV a nivel nacional; y garantizar la seguridad en la comercialización de GNV, contemplando la participación de la supervisión del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). Como parte de las reformas el MINEM facultó a los establecimientos de venta al público de combustibles a contar con elementos y equipos de licuefacción, lo que les permitirá vender el GNV-L para el transporte urbano, interprovincial y de carga. Por otra parte, vía decreto se aprobaron disposiciones dirigidas a mejorar la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme. Entre las reformas se incluye la definición de un Factor de Referencia a la Contratación que refleje el uso eficiente de la CRD- FRC, por tipo de tecnología, que otorgue flexibilidad a los generadores termoeléctricos a gas natural y a la vez asegure una disponibilidad de transporte para el conjunto de generadores termoeléctricos a gas natural, facilitando la transferencia de capacidad entre unidades de generación u otros consumidores, a través del mecanismo de Subastas previsto en el Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural. Adicionalmente, en el marco de la Política Energética Nacional 2010-2040, que incluye entre sus objetivos el desarrollo de la industria del gas natural y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, y teniendo en consideración los avances tecnológicos vinculados a la forma de suministro de gas natural, se modificó el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuado (GNL), vigente desde 2008. Las referidas reformas implican, entre otros aspectos, precisiones en cuanto a las definiciones de Agente Habilitado de GNL, Carga, Consumidor Directo de GNL, Estación de Recepción de GNL, Estación de Carga de GNL, Estación de Regasificación de GNL, Estación de Carga y Unidad Móvil de GNL-GN, así como en incorporar la definición de Unidad Móvil de GNV-L.

3.5 GLP

Argentina modificó el régimen procedimental de sanciones por el incumplimiento de las condiciones técnicas, operativas y de seguridad de aplicación en las actividades de distribución en envases de hasta 45 kg de capacidad y de los canjes que se realizan en los centros de canje de unidades de envasado en garrafas y cilindros para contener GLP, y el procedimiento de aplicación a las inspecciones y sanciones que sustenta la emisión de las actas respectivas por parte de los inspectores actuantes. La medida responde a la necesidad de actualizar y homogeneizar los montos de las sanciones con la actualidad y proporcionalidad de los perjuicios ocasionados por la inobservancia de las normas vigentes, y con la capacidad económica financiera del segmento distribuidor y de los operadores de los centros de canje. Adicionalmente, en cumplimiento a lo establecido en el marco regulatorio para la industria y comercialización de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en cuanto a asegurar el suministro regular, confiable y económico del GLP a sectores sociales residenciales de escasos recursos que no cuenten con servicio de gas natural por redes, y sobre la base de la instauración del Régimen de Promoción de los Clubes de Barrio y de Pueblo, destinado a la generación de inclusión social e integración colectiva, se resolvió incorporar a los Clubes de Barrio y de Pueblo así como a las Empresas Recuperadas y a las Cooperativas de trabajo (los que serán asimilados al concepto de “Hogares”), al Programa Hogar a efectos de que puedan recibir los beneficios correspondientes, como el acceso a garrafas a un valor inferior respecto de los precios de mercado, y otorgarles una bonificación del 45% en el precio del Gas Natural por redes y del Gas Propano Indiluido por redes de cada una de las categorías de usuarios “General P”. Por otra parte, se publicó, la Resolución que reglamenta el uso del GLP en aplicaciones náuticas, lo que permitirá alimentar motores de propulsión con un combustible con menor impacto ambiental. Esta medida contempla las especificaciones, condiciones técnicas y de seguridad que se deben cumplir tanto en la fabricación de los componentes como de las instalaciones, los procedimientos de trabajo y el control que cada operador deberá cumplir. Paralelamente, también se establecen las condiciones de uso por parte del usuario de las embarcaciones que utilizan el GLP, más específicamente propano, como combustible. Asimismo, se publicó la resolución que reglamenta el uso

del GLP en el flameado de malezas diversificando, consecuentemente, el uso de este producto más allá de su utilización doméstica.

Brasil publicó y reglamentó la ley que instituye la ayuda Gas de los Brasileños, destinada a mitigar el efecto del precio del gas licuado de petróleo (GLP) en el presupuesto de las familias de bajos ingresos. De acuerdo a las disposiciones establecidas podrán beneficiarse de esta ayuda: las familias inscritas en el Registro Único de Programas Sociales (CadÚnico) del gobierno federal, con ingreso familiar per cápita mensual inferior o igual a la mitad del salario mínimo nacional; o las que tengan, entre sus miembros residentes en el mismo domicilio, a quienes reciban el beneficio de prestación continuada de asistencia social. La ayuda será concedida preferentemente a familias con mujeres víctimas de violencia doméstica que se encuentren bajo vigilancia de medidas urgentes de protección. Las familias beneficiarias del bono Gas de los Brasileños tendrán derecho, cada dos meses, a un valor monetario correspondiente a una porción de por lo menos el 50% del precio medio nacional de referencia del cilindro de 13 kg de GLP, establecidos por el Sistema de Encuesta de Precios (SLP) de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), en los 6 meses anteriores, conforme definido en el reglamento.

Perú aprobó reformas al Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, al Reglamento de Seguridad para Instalaciones y Transportes de Gas Licuado de Petróleo (ambos vigentes desde 1994), al Reglamento de Establecimientos de Gas Licuado de Petróleo para uso Automotor – Gasocentros (vigente desde 1997), al Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos (vigente desde 2002), y a los Decretos (vigentes desde 2008 y 2012) que contienen los requisitos de seguridad para Consumidores Directos y Redes de Distribución de GLP y las obligaciones para Locales de Venta y Empresas Envasadoras. Las modificaciones están dirigidas a: optimizar la seguridad en la comercialización de GLP envasado, incorporar definiciones referidas a los Acuerdos de Co-responsabilidad y a los contratos de maquila suscritos entre empresas envasadoras, con el propósito de regularlos, y de esta forma aportar predictibilidad y seguridad jurídica para su aplicación en el mercado del GLP, modificar la reglamentación referida a los Libros de Registro de Inspecciones de tanque de las Plantas Envasadoras, unidades vehiculares de GLP, Gasocentros, Consumidores Directos de GLP y Redes de Distribución de GLP, con la finalidad de dinamizar su elaboración y fiscalización a partir de los medios tecnológicos disponibles, regular las instalaciones internas de Consumidores Directos de GLP y Redes de Distribución de GLP, a fin de optimizar su seguridad, así como precisar las obligaciones para Locales de Venta y Empresas Envasadoras, a fin de optimizar la comercialización de GLP envasado en cilindros, precisar el alcance de las actividades de algunos agentes de la cadena de comercialización de GLP, tales como Empresas Envasadoras, Distribuidores en Cilindros y Locales de Venta, estableciendo reglas de comercialización entre estos agentes, con el objeto de optimizar la eficiencia y la seguridad en la cadena de comercialización de GLP. Por otra parte, y con el objetivo de garantizar el acceso al GLP envasado en los hogares peruanos y contribuir a la mitigación del impacto de la volatilidad del precio internacional de este combustible, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) dispuso la incorporación del GLP envasado al Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles (FEPC) a través del Decreto Supremo N° 023-2021-EM.

4. FUENTES RENOVABLES

Argentina promulgó con fuerza de ley el Marco Regulatorio de Biocombustibles, que comprende todas las actividades de elaboración, almacenaje, comercialización y mezcla de biocombustibles, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030, pudiendo extenderse, por una única vez, por 5 años contados desde la fecha de vencimiento. La referida ley establece a la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía, como autoridad para su aplicación a cargo de regular, administrar y fiscalizar la producción, comercialización y uso sustentable de los biocombustibles, incluyendo establecer, modificar y garantizar el cumplimiento de los porcentajes de mezcla obligatoria de los biocombustibles con gasoil y/o nafta. En este contexto la ley establece que todo combustible líquido clasificado como gasoil o diésel oil que se comercialice dentro del territorio nacional deberá contener un porcentaje obligatorio de biodiésel de 5%, en volumen, medido sobre la cantidad total del producto final. La autoridad de aplicación podrá elevar el referido porcentaje obligatorio cuando lo considere conveniente en función del abastecimiento de la demanda, la balanza comercial, la promoción de inversiones en economías regionales y/o razones ambientales o técnicas, o bien reducirlo hasta un porcentaje nominal de 3%, en volumen, cuando el incremento en los precios de los insumos básicos para la elaboración del biodiésel

podría distorsionar el precio del combustible fósil en el surtidor por alterar la composición proporcional de aquel sobre este último, o bien ante situaciones de escasez de biodiésel por parte de las empresas elaboradoras autorizadas por la autoridad de aplicación para el abastecimiento del mercado. Asimismo, se determina que todo combustible líquido clasificado como nafta que se comercialice dentro del territorio nacional deberá contener un porcentaje obligatorio de bioetanol de 12%, en volumen, medido sobre la cantidad total del producto final. De manera complementaria al corte obligatorio que se encontrare vigente, y cuando las condiciones del mercado lo permitan, la autoridad de aplicación arbitrará los medios necesarios para sustituir la importación de combustibles fósiles con biocombustibles, con el objeto de evitar la salida de divisas, promover inversiones para la industrialización de materia prima nacional y alentar la generación de empleo. El biodiésel y el bioetanol no estarán gravados por el Impuesto a los Combustibles Líquidos (ICL) y ni por el Impuesto al Dióxido de Carbono (ICO₂), alcanzando este tratamiento a todas sus etapas de producción, distribución y comercialización. En el caso de la mezcla de estos biocombustibles con combustibles fósiles, el gravamen recaerá solo por el componente de combustible fósil que integre la mezcla.

Se aprobó en **Bolivia** un Decreto Supremo dirigido a regular e incentivar la incorporación de la Generación Distribuida en el territorio nacional. Con esta medida quienes quieran utilizar su propio sistema de generación, con una instalación solar en su vivienda, podrán combinar su sistema con la red de distribución local, podrán generar su propia energía para cubrir su demanda y si no le alcanza tomarán electricidad de la red reduciendo un alto porcentaje en el gasto que mensualmente realizan. Si los sistemas solares fotovoltaicos generan una potencia mayor a la que necesita una vivienda, el usuario podrá inyectar el excedente a la red de distribución local y recibir ingresos por la transmisión de energía eléctrica. El impacto será tanto económico como medioambiental, las familias ahorrarán o generarán más recursos con su propia electricidad, a la vez que se desplaza el uso de combustible fósil en procesos de generación, lo que conlleva la reducción de las emisiones de CO₂. En el primer año de aplicación de esta medida se prevé lograr la reactivación económica de 400 pequeñas y medianas empresas dedicadas a la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Colombia expidió la Ley 2099, que modifica a la Ley que regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, con el objetivo de modernizar la legislación vigente en materia de transición energética, y promover la dinamización del mercado energético, y la reactivación económica del país, mediante la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, y el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. Mediante las reformas dirigidas a promover la utilización de fuentes no convencionales de energía y de incentivar el uso eficiente de los recursos energéticos, se otorgan diversos incentivos tributarios para aquellas personas que inviertan en la investigación, producción y desarrollo de esos proyectos, como, por ejemplo, la posibilidad de deducir de la renta el 50% de la inversión realizada, la exclusión del IVA en la adquisición de bienes y servicios utilizados en estos proyectos y la exención del pago de derechos arancelarios de importación de maquinaria y equipos. Adicionalmente la Ley regula asuntos relacionados con la exploración e investigación del recurso geotérmico: se crea un registro geotérmico y se establecen sanciones para los incumplimientos de las disposiciones establecidas para la exploración y explotación de este recurso. También se dispone sobre lo concerniente al giro de subsidios hacia las Zonas No Interconectadas, que hayan migrado al Sistema Interconectado Nacional. Además, se implementa un régimen moderno para los subsidios de energía eléctrica, basado en la información socioeconómica de los usuarios.

En aras de continuar avanzando hacia un futuro libre de emisiones de carbono, se aprobó en **Costa Rica** la ley de Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, que establece el marco regulatorio para la producción de electricidad con fuentes renovables por parte de consumidores comerciales o residenciales, con la posibilidad de colocar sus excedentes en la red eléctrica nacional, a cambio de créditos en su recibo eléctrico. Esta ley permite a personas o comerciales particulares formar partes del proceso de generación de electricidad, reduciendo su huella de carbono y, en algunos casos, ahorrando recursos. En este contexto se promulgó la Ley para potenciar el financiamiento e inversión para el desarrollo sostenible mediante el uso de valores de oferta pública temáticos. La referida legislación está dirigida a facilitar el financiamiento por medio del mercado de capitales de actividades, obras y proyectos tendientes a alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible, el Plan Nacional de Descarbonización, la Política Nacional de Adaptación al Cambio Climático, la Política Nacional de Producción y Consumo Sostenible, así como cualquier otro instrumento de política pública que persiga los mismos objetivos. Los proyectos que se financien al tenor de esta ley serán fiscalizados por expertos independientes para su impacto en las metas de desarrollo. Entre los elementos fundamentales de este marco normativo se destacan los siguientes: Crédito fiscal para los emisores temáticos, Tarifas y trámites

diferenciados para el desarrollo de proyectos sostenibles, Obligación de inversionistas institucionales de incluir la inversión sostenible dentro de sus políticas de inversión, Indicación expresa de que las empresas públicas pueden financiarse por medio de emisiones temáticas.

Con el objetivo de incentivar el aprovechamiento técnico y económico de recursos energéticos, con énfasis en las fuentes renovables; **Ecuador** expidió la regulación denominada “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, que establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados. La referida regulación es aplicable para los consumidores regulados que instalen y operen sistemas de generación distribuida para su autoabastecimiento, sincronizadas a la red de distribución y para las Empresas Eléctricas Distribuidoras. En este contexto entró en vigencia en Ecuador el Decreto, dirigido a captar inversiones en proyectos de autogeneración y cogeneración, en al menos 250 MW adicionales hasta 2025, mediante el aprovechamiento de fuentes renovables de energía. Esta nueva regulación permite incorporar nuevas inversiones en capacidad de generación, bajo los esquemas de autogeneración y de cogeneración; lo que aportará flexibilidad de participación a los consumidores que deseen recibir energía bajo la figura de consumo propio o para aquellos que sean calificados como grandes consumidores.

Mediante comunicado oficial del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, **Paraguay** anunció la implementación del Plan Nacional de Certificación de Biomasa a partir del 1 de julio de 2021, conforme lo establecido vía Decreto en 2015. Con esta medida de contabilización del uso de biomasa certificada las industrias tendrán la posibilidad de incorporar el uso de biomasa certificada, en sus procesos productivos durante el periodo de un año para cumplir con la meta del 30% prevista para el primer ciclo. En este contexto, vía decreto, se declaró de interés nacional el Proyecto de Inversión «OMEGA GREEN», complejo industrial de producción de biocombustibles avanzados (HVO, SPK Y NAPHTA) a partir de aceites vegetales, grasa animal y aceites residuales de origen nacional, a instalarse en la Ciudad de Villeta, Departamento Central. La medida se sustenta en que Omega Green, constituye una gran inversión que contribuirá al posicionamiento de Paraguay como uno de los países de vanguardia para el desarrollo de combustibles sustentables tendientes a reducir la emisión de gases contaminantes y aplacar el calentamiento global. Este proyecto de inversión se enmarca en el Plan Nacional de Desarrollo Paraguay 2030, en el eje estratégico “Crecimiento Económico Inclusivo”, línea transversal “Gestión Pública Eficiente y Transparente”, estrategia “Competitividad e innovación”, Objetivo “Política Industrial”.

Valorando que la generación de energía eléctrica de origen renovable ha experimentado un importante desarrollo que ha posibilitado la transformación de su matriz eléctrica y ha aportado robustez a la matriz energética nacional, el gobierno de **Uruguay** vía decreto encomendó al Ministerio de Industria, Energía y Minería implementar y administrar un sistema nacional de certificación de la energía eléctrica de fuente primaria renovable (SCER), mecanismo que permitirá a la industria nacional acreditar un valor agregado de la producción que es requerido a nivel internacional, y exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas a desarrollar una plataforma tecnológica transparente y auditable que permita la implementación y la administración del referido sistema. A tales efectos los generadores de energía eléctrica de fuente renovable que no estuvieran conectados al Sistema Interconectado Nacional, que deseen certificar el origen de su generación, deberán aportar la información requerida en las condiciones que establezca el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

República Dominicana realizó modificaciones al Reglamento de aplicación de la ley sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales. Como resultado de las reformas los titulares de las Empresas Generadoras de Energía Renovable podrán suscribir contratos de suministro de energía renovable con las Empresas Distribuidoras de Electricidad y con cualquier otro agente del Mercado Eléctrico Mayorista, acogiéndose a las disposiciones de la referida ley; y los productores con Concesión Definitiva, incluida en el Registro del Régimen Especial, tendrán el derecho a percibir de las compañías distribuidoras, u otros agentes del mercado eléctrico mayorista, por la venta de la energía eléctrica producida, la retribución prevista en el contrato.

4.1 Hidrógeno

A efectos de contemplar el hidrógeno en los procesos de descarbonización y disminuir la dependencia del sector transporte a los derivados del petróleo que generan un 69% de las emisiones de GEI, se suscribió en **Costa Rica**

el decreto que oficializa la “Política para el aprovechamiento de los recursos excedentes en el Sistema Eléctrico Nacional para el desarrollo de una economía de hidrógeno verde”. El referido instrumento jurídico, con miras a insertar al país en la cadena global del hidrógeno, está dirigido a promover e incentivar una economía nacional de hidrógeno verde mediante el establecimiento de orientaciones para el desarrollo de un marco regulatorio por parte de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP), que facilite a las empresas distribuidoras aprovechar los excedentes del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), mediante su gestión comercial.

Se publicó en **Uruguay** la Ley que asigna a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) competencias en materia de generación, distribución, transporte, almacenamiento, comercialización y exportación de hidrógeno como fuente de energía secundaria; con el cometido de velar por el cumplimiento de las normas sectoriales específicas, y formular regulaciones en materia de calidad y seguridad de los productos y de los servicios, así como de los materiales, instalaciones y dispositivos a utilizar.

5. ENERGÍA Y AMBIENTE

Contaminación, emisiones y cambio climático

Se promulgó la Ley para la implementación de la educación ambiental integral en la República **Argentina** dirigida a establecer el derecho a la educación ambiental integral como una política pública nacional conforme a lo dispuesto al respecto en la Constitución Nacional, la Ley General del Ambiente, y otras leyes y acuerdos internacionales vinculados a la materia. La educación ambiental objeto de la referida ley, como proceso permanente, integral y transversal está fundamentada en los siguientes principios de la educación ambiental integral: abordaje interpretativo y holístico, respeto y valor de la biodiversidad, principio de equidad, principio de igualdad, reconocimiento de la diversidad cultural, participación y formación ciudadana, el cuidado del patrimonio natural y cultural, la problemática ambiental y los procesos socio históricos, educación en valores, pensamiento crítico e innovador y el ejercicio ciudadano del derecho a un ambiente sano. En el marco de esta ley se establece la Estrategia Nacional de Educación Ambiental Integral (ENEAI) como principal instrumento de la política de la educación ambiental en todo el territorio nacional, que se hará operativa por medio de la articulación interministerial, interjurisdiccional e intersectorial permanente, a través de la Coordinación Ejecutiva de la Estrategia Nacional de Educación Ambiental Integral (CENEAI), asistida por un Consejo Consultivo integrado por organizaciones de la sociedad civil, ambos creados al tenor de esta ley.

Brasil publicó la ley que instituye la Política Nacional de Pago por Servicios Ambientales, que establece las directrices para el pago de compensaciones a productores rurales, pueblos indígenas y comunidades tradicionales que fomenten la preservación del medioambiente. La medida, se propone reforzar la protección forestal en el país, en medio del salto en los niveles de deforestación registrado este año en diversos biomas brasileños. El programa cuyo objetivo es auxiliar a los productores rurales, los pueblos indígenas y las comunidades tradicionales a “conservar áreas de preservación” mediante una política de estímulo, estará enfocado en las acciones de “mantenimiento, recuperación o mejoría de la cobertura vegetal” en áreas prioritarias para la conservación, así como en el combate a la “fragmentación de hábitats y en la formación de corredores de biodiversidad y conservación de los recursos hídricos”. Este sistema de compensaciones abre paso para que buenas prácticas sean reconocidas y remuneradas, además de contribuir para la solución de “cuestiones ambientales importantes”. El proyecto que establece las políticas de incentivo a la preservación ambiental prevé, además de pagos financieros, otras clases de compensaciones, como la emisión de certificados de reducción de emisiones por deforestación, comodatos y la concesión de “títulos verdes” para la captación de recursos para proyectos de sustentabilidad en zonas protegidas, entre otros. Adicionalmente en el marco de los compromisos asumidos en el Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes, se publicó la ley que dispone sobre la eliminación controlada de materiales, fluidos, transformadores, capacitores y otros equipos eléctricos contaminados por bifenilos policlorados (PCB) y sus desechos. El retiro de operación y la disposición final ambientalmente adecuada de los equipos contaminados por PCB del sector eléctrico debe ser compatible con su reemplazo por obsolescencia en el sistema eléctrico o mediante la programación de mantenimiento preventivo y correctivo.

Costa Rica publicó el Reglamento que crea y regula el Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes

(RETC) concebido como un sistema de información accesible al público y a otras instituciones vía web, destinado a capturar, recopilar, sistematizar, conservar, analizar y difundir la información sobre emisiones, residuos y transferencias de contaminantes que son emitidos al entorno, generados en actividades industriales o no industriales o transferidos para su valorización o eliminación. Enfocado en fortalecer el acceso y la participación del público en la toma de decisiones ambientales y contar con una herramienta de apoyo para la adopción de políticas públicas, regulación y cualquier otro instrumento encaminado a reducir la contaminación, y avanzar hacia un desarrollo sustentable, el RETC dispondrá de manera sistematizada, por fuente o agrupación de fuentes, la naturaleza, caudal y concentración de emisiones de contaminantes que sean objeto de regulación nacional vigente. Asimismo, en consonancia con los compromisos de transparencia adquiridos por el país bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y su deber de reportar un inventario nacional de gases de efecto invernadero se aprobó la creación y operación del Sistema Nacional de Métrica de Cambio Climático (SINAMECC), plataforma oficial de coordinación y vinculación institucional y sectorial del Estado costarricense, para facilitar la compilación, gestión y divulgación del conocimiento e información en materia de cambio climático. El SINAMECC operará como un sub-módulo del Sistema Nacional de Información Ambiental y, por ende, formará parte del Sistema de Estadística Nacional. La coordinación, operación y ejecución de sus funciones, estará bajo la responsabilidad y competencia de la Dirección de Cambio Climático (DCC).

México reformó la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, al incluir las nuevas competencias de la Fiscalía General de la República, la que de forma conjunta con el Ejecutivo Federal y el Congreso de la Unión, interviene en el desarrollo de políticas integrales en materia de prevención de daños al ambiente; investigación, persecución, sanción y prevención general y especial de los delitos e infracciones administrativas que los ocasionan, en sus respectivos ámbitos de competencia; así como para la reinserción social de los individuos penal y ambientalmente responsables que induzcan al respeto de las Leyes ambientales y los tratados internacionales de los que México sea parte. Para tal efecto la procuraduría y la Fiscalía General de la República harán públicos los programas respectivos.

A fin de contribuir en la mejora de la gestión de la calidad de aire, así como minimizar los riesgos a la salud pública y al ambiente, **Perú** aprobó, vía decreto, los Límites Máximos Permisibles (LMP) para emisiones atmosféricas de las actividades de generación termoeléctrica, de cumplimiento obligatorio para las personas naturales o jurídicas, que operen o propongan operar unidades de generación termoeléctrica (UGT) en el territorio nacional destinados a la generación eléctrica para el mercado eléctrico y/o de uso propio, cuya potencia nominal sea igual o mayor a 0.5 MW y que emplean combustibles sólidos, líquidos y/o gaseosos. El Decreto dispone que: las fuentes fijas existente y nuevas, con una potencia nominal mayor a 20 MW, deben instalar y evaluar la aceptabilidad del sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS); los titulares de fuentes fijas existentes tendrán un plazo de 3 años, para adecuar, instalar y evaluar la aceptabilidad del CEMS; posterior a ello deben de presentar a la autoridad de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) un reporte del monitoreo continuo de emisiones de manera trimestral. En el caso de los titulares de fuentes fijas nuevas, deben incorporar el CEMS desde su puesta en servicio y, desde ese momento, presentar el reporte del monitoreo continuo de emisiones de manera trimestral. Los titulares que operen fuentes fijas nuevas y existentes deberán llevar un registro de las horas de funcionamiento de la UGT. Adicionalmente se reformó el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, mediante la introducción de ajustes al marco normativo sectorial correspondiente a la evaluación de impacto ambiental, a fin de garantizar una relación positiva entre las inversiones y la protección del ambiente. También se incorporaron artículos referidos al control y minimización de impactos negativos generados por siniestros y/o emergencias ambientales con consecuencias negativas al ambiente. En este contexto se aprobó el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático del Perú: un insumo para la actualización de la Estrategia Nacional ante el Cambio Climático. El referido instrumento contribuye a reducir los riesgos y la vulnerabilidad frente al citado fenómeno global para la población y sus medios de vida; los ecosistemas, cuencas y territorios; y la infraestructura, bienes y servicios, principalmente. Adicionalmente, el Plan permitirá la implementación efectiva de Nuestro Desafío Climático (NDC), documento que contiene las medidas a ejecutar al año 2030; y con ello impulsar un aumento de la resiliencia y desarrollo sostenible al año 2050. El Plan Nacional de Adaptación es uno de los principales insumos de la Estrategia Nacional ante el Cambio Climático al 2050, que viene siendo actualizada y que establecerá una agenda en materia de adaptación con una mirada a largo plazo. En esa perspectiva, se fortalece la articulación interinstitucional y la optimización del sistema de abastecimiento de agua para uso multisectorial, también se implementarán buenas prácticas de manejo de suelos agrarios, y se desarrollarán infraestructuras y procesos para la planificación energética y la

gestión del agua, entre otras acciones.

6. EFICIENCIA ENERGÉTICA

En el marco del desarrollo de mecanismos e incentivos que favorezcan la adquisición y el uso de tecnologías limpias en el transporte público y privado de pasajeros, vía resolución del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, **Argentina** estableció que el actual etiquetado de CO₂ y Eficiencia Energética Vehicular Informativo pasa a ser comparativo. A tales efectos se establece que los fabricantes e importadores de vehículos automotores livianos pertenecientes a las categorías definidas, deberán exhibir en sus salones y puntos de venta todos los modelos de vehículos en comercialización con una etiqueta comparativa (del tipo removible o permanente) de eficiencia energética vehicular a la vista y otra como inserto en la bibliografía de abordaje, ambas conforme al formato, características, ubicación, tamaño, colores y contenido de información definidos por la norma correspondiente. En tal sentido se establece que estas etiquetas de eficiencia energética vehicular comparativas, deberán informar los datos del modelo etiquetado incluyendo la potencia del motor en kW y nivel de emisiones, referenciado por la correspondiente norma Europea de cumplimiento. Asimismo, esta etiqueta incorpora en la parte inferior un código QR que remitirá a una web oficial, en la que se podrá consultar la información detallada. Adicionalmente se establece que a los fines de esta resolución se entenderá por tecnologías de eficiencia, también conocidas como fuera de ciclo u “off-cycle”, a las tecnologías que producen una mejora en la eficiencia del vehículo y por ende producen un ahorro de combustible, pero no se reflejan en su totalidad en la etiqueta de eficiencia energética al no ser evaluadas dentro del ciclo actual de manejo utilizado para la determinación del consumo de combustible.

Brasil, vía decreto, estableció medidas dirigidas al consumo eficiente de la energía eléctrica en el ámbito de la administración pública, entre las que se incluyen: instalar sistemas de renovación de aire en los sistemas de aire acondicionado que no lo cuenten, tales como aparatos de ventana, splits, multisplits y flujo variable de gas refrigerante; instalar y mantener el aislamiento térmico en los conductos de aire, en los términos establecidos en las normas técnicas, utilizar sensores de presencia en ambientes de uso transitorio, regular la potencia de los equipos en función de la temperatura ambiente y la capacidad utilizada; exigir la Etiqueta Nacional de Conservación de Energía (ENCE) en la clase más eficiente, en la contratación y adquisición de bienes y servicios; promover la concienciación de los agentes públicos sobre la necesidad de reducir el consumo eléctrico; en proyectos de edificaciones nuevas y obras de rehabilitación, seguir los estándares de eficiencia energética del Departamento de Gestión del Departamento Especial de Desburocratización, Gestión y Gobierno Digital del Ministerio de Economía; priorizar la adquisición de lámparas más eficientes para los ambientes de los edificios y la adquisición de temporizadores para el control de la iluminación, y reemplazar gradualmente el sistema de iluminación más costoso; priorizar la medición individualizada del consumo eléctrico, preferentemente por tramo o uso final, como iluminación, aire acondicionado, entre otras.

En aras de promover el uso racional y eficiente de los recursos energéticos para contribuir a mejorar la productividad, la competitividad económica y la calidad de vida de las personas, y reducir las emisiones de contaminante, **Chile** aprobó su primera ley de Eficiencia Energética. Un elemento destacable de la referida ley es que declara al hidrógeno, expresamente, como combustible y faculta al Ministerio de Energía para normarlo y darle tratamiento de recurso energético. Con la adecuada aplicación de las medidas establecidas se espera lograr al 2030 una reducción de intensidad energética del 10%, un ahorro acumulado de USD 15,200 millones y una reducción de 28.6 Mt CO₂. Al tenor de las disposiciones legislativas aprobadas las viviendas nuevas contarán con una etiqueta de eficiencia energética, con información de los gastos energéticos de la edificación. Adicionalmente se otorgan las facultades correspondientes para el establecimiento de estándares de eficiencia energética para los vehículos. La ley abarca prácticamente todos los consumos energéticos: transporte, industria y minería, sector residencial, público y comercial y determina la elaboración de un Plan quinquenal de Eficiencia Energética, debiendo el primero contemplar una meta de reducción de intensidad energética de al menos un 10% al 2030 con respecto al año 2019. El Plan deberá abarcar la eficiencia energética residencial, estándares mínimos y etiquetado de artefactos, eficiencia energética en la edificación y el transporte, ciudades inteligentes, sectores productivos, educación y capacitación. Además, incluirá procesos participativos y será sometido al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.

Valorando la importancia de promover la importación y comercialización de equipos eléctricos que se ajusten a

estándares de eficiencia energética, en cumplimiento de lo establecido en la Ley de Regulación del Uso Racional de la Energía, en cuando a la adaptación de la lista de bienes exonerables para adaptarla a los avances del conocimiento científico, **Costa Rica** modificó y amplió la lista de bienes exonerables mediante la inclusión de nuevos bienes que contribuyen al ahorro, el uso racional y eficiente de la energía o que promueven el desarrollo de fuentes de energía renovables y reducen la dependencia del país de los combustibles fósiles. Los equipos y tecnologías enlistados, tanto importados como de fabricación nacional, se eximen del pago de los impuestos selectivo de consumo, ad valorem, Impuesto Sobre el Valor Agregado, y el 1% sobre el valor aduanero de las mercancías importadas. Esta actualización basada en el conocimiento, modernización de la tecnología y avances científicos en el uso eficiente de la energía, considera por primera vez los equipos para la producción de hidrógeno verde como un adelanto y aporte al desarrollo de esta tecnología en el país.

Ecuador publicó el Reglamento General de la Ley Orgánica de Eficiencia Energética, que desarrolla y estructura la normativa necesaria para la aplicación de la referida ley y sus principios. La reglamentación establece rangos de consumo para: consumidores de energía eléctrica en kWh mensuales según actividad industrial, comercial, público y residencial; y consumidores de combustible en galones mensuales según actividad agro y pesca, minería, industrial, comercial, construcción, otros, público y residencial. Los grandes consumidores de energía deberán proporcionar información sobre utilización energética, consumos mensuales históricos, medidas implementadas de eficiencia energética (auditorías, cambio tecnológico, sistemas de gestión de energía), resultados económicos y energéticos. La norma Ecuatoriana de Gestión de Energía (NTE-INEN-ISO: 50001) será obligatoria para los grandes consumidores en actividades comerciales, industriales y públicas a partir del 30 de enero de 2025. Entre los mecanismos para promover acciones de eficiencia energética se incluyen: tarifas preferenciales; normatividad de etiquetado de eficiencia energética de productos, servicios, edificios y vehículos; certificaciones y reconocimientos, certificados de ahorro de energía. El transporte eléctrico podrá aplicar tarifas diferenciadas preferenciales para carga de vehículos hasta el año 2024.

Con el objeto de contar con una adecuada sistemática legal que permita que el Ministerio de Energía y Minas promueva el crecimiento del mercado de eficiencia energética, **Perú** vía decreto estableció disposiciones para el desarrollo de auditorías energéticas y la certificación de auditores energéticos, con la finalidad de promover la eficiencia en el uso de la energía en las entidades y empresas del Estado, así como en las empresas privadas, con el fin de coadyuvar a reducir el consumo de energía, disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes, y dar cumplimiento de los compromisos internacionales ratificados en materia ambiental.

7. *CONVENIOS INTERNACIONALES, COOPERACIÓN, INTEGRACIÓN E INTERCONEXIONES*

Bolivia ratificó el “Acuerdo Marco sobre el Establecimiento de la Alianza Solar Internacional (ISA)”, suscrito en 2019. De esta forma el país se suma a esta iniciativa internacional lanzada en París durante la COP 21 en 2015 y formalizada en Nueva Delhi en 2016 con los objetivos de: reducir el costo de la energía solar, movilizar más de USD 1 billón en inversiones para la implementación masiva de energía solar para 2030, y preparar el camino para nuevas tecnologías aprovechando al Sol como recurso primario.

Brasil promulgó el Acuerdo de Cooperación Técnica suscrito con la Comunidad del Caribe (CARICOM) en abril del año 2010, que incluye a la energía entre las áreas prioritarias de los compromisos asumidos. El referido instrumento establece la creación de una Comisión Conjunta a cargo de supervisar la implementación de los acuerdos.

Costa Rica publicó las resoluciones aprobadas por el Consejo de Ministros de Integración Económica (COMIECO), en el marco del proceso de conformación de una Unión Aduanera Centroamericana, que modifican por sustitución total los siguientes reglamentos: Reglamento Técnico Centroamericano RTCA Productos de Petróleo. Gases Licuados de Petróleo: Propano Comercial, Butano Comercial y sus Mezclas, Especificaciones; y el Reglamento Técnico Centroamericano RTCA Productos de Petróleo. Aceite Combustible Diésel. Especificaciones; Reglamento Técnico Centroamericano RTCA Productos de Petróleo. Gasolina Superior. Especificaciones; Reglamento Técnico Centroamericano RTCA Productos de Petróleo. Gasolina Regular. Especificaciones

y Reglamento Técnico Centroamericano RTCA Biocombustibles. Biodiésel (B100) y sus Mezclas con Aceite Combustible Diésel. Las reformas están dirigidas a la introducción de ajustes y actualizaciones sobre la base de las experiencias adquiridas en la aplicación de los anteriores reglamentos y los estándares internacionales vigentes para las especificaciones de las características físico químicas que deben cumplir estos combustibles en relación a parámetros de calidad. Por otra parte, en el marco de la Iniciativa Internacional de Protección del Clima del Ministerio Federal de Medio Ambiente de Alemania, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear, se promulgó el acuerdo formalizado bajo la modalidad de canje de notas con la República Federal de Alemania sobre el proyecto Fomento de la estrategia de neutralidad climática de Costa Rica como modelo de desarrollo bajo en emisiones de carbono (Fase II) dirigido a contribuir a la protección del clima y al desarrollo sostenible en la República de Costa Rica, a través del fomento de medidas para la mitigación de gases de efecto invernadero, para lo cual el Gobierno de la República Federal de Alemania facilitará recursos humanos y prestaciones materiales y, si procede, aportaciones financieras.

Entró en vigencia, el “Acuerdo entre la República del **Perú** y la República Federal de Alemania sobre Cooperación Técnica 2018”, al tenor del cual se prevé la implementación en **Perú** de proyectos de distribución eléctrica y el fortalecimiento de la infraestructura nacional de calidad para el manejo de los recursos naturales y el monitoreo de parámetros ambientales y climáticos. Adicionalmente, entró en vigencia el Acuerdo entre la República del Perú y la República Federal de Alemania sobre Cooperación Financiera 2015 referente al proyecto “Transporte Urbano Sostenible en Ciudades Seleccionadas del Perú”.

El Gobierno de la **República Dominicana**, mediante la Superintendencia de Electricidad (SIE), suscribió un acuerdo de cooperación con la Agencia de Comercio y Desarrollo de Estados Unidos de América (USTDA), que implica el financiamiento de la asistencia técnica dirigida a abordar los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Batería (BESS) en todo el sistema eléctrico de la República Dominicana.



PROSPECTIVA ENERGÉTICA DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

EVENTOS
RELEVANTES

FUENTES DE
INFORMACIÓN

METODOLOGÍA

ALC

PAÍSES
MIEMBROS

LEGISLACIÓN
Y POLÍTICA

PROSPECTIVA
ENERGÉTICA

ANEXOS

Escenario de descarbonización de la matriz energética de América Latina y el Caribe considerando penetración de hidrógeno verde e implementación de baterías en el parque de generación eléctrica.

1. INTRODUCCIÓN

Es bien sabido, que desde hace algunos años la mayoría de los países de la región de América Latina y el Caribe (ALC) se encuentran inmersos en un proceso de transición energética, con el objetivo de aprovechar al máximo sus potenciales de fuentes autóctonas y renovables de energía, tanto para cumplir con sus compromisos de contribuir a las iniciativas regionales y globales de mitigación del cambio climático, como para disminuir su dependencia de combustibles fósiles, que al ser en muchos casos importados, representa un alto impacto económico para sus arcas fiscales.

Si bien los avances en el desarrollo de las nuevas tecnologías de aprovechamiento de energías renovables no convencionales como la eólica y solar, han permitido que sus costos de inversión se reduzcan hasta un punto en que estas tecnologías son altamente competitivas y costo efectivas frente al desarrollo de recursos convencionales, todavía existen algunas barreras que dificultan el máximo aprovechamiento de los grandes potenciales de estas fuentes con que cuenta la región, como son entre otras: la intermitencia en la disponibilidad de los recursos primarios, la baja densidad energética, la dificultad de almacenamiento y transporte y la casi imposibilidad de introducirlas en algunos usos energéticos finales como el transporte marítimo y aéreo.

En este contexto, tanto a nivel mundial como regional, existen gran expectativa sobre el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de electricidad a niveles de alta potencia que proporcionen mayor estabilidad y flexibilidad a los sistemas eléctricos con alto componente de fuentes renovables no gestionables y de vectores energéticos que permitan el almacenamiento, transporte y distribución de energía de origen renovable y faciliten su penetración en un mayor número de sectores de consumo y usos finales e inclusive posibiliten la transferencia de excedentes de energía renovable desde países potencialmente exportadores hacia países potencialmente importadores, contribuyendo así a la descarbonización más rápida y efectiva de las economías regionales y globales.

Si bien existen diferentes alternativas tanto de mecanismos de almacenamiento de energía como de vectores energéticos que podrían cumplir con las funciones mencionadas anteriormente, el presente ejercicio prospectivo está enfocado en analizar el impacto energético de la implementación de baterías de alta potencia en el parque generador de electricidad y de la penetración de hidrógeno verde¹ tanto en los sectores de consumo final, como de generación eléctrica, debido a que algunos países de la región ya contemplan la introducción de estas tecnologías en sus hojas de ruta hacia la descarbonización de su matriz energética.

Cabe mencionar que la anterior edición del Panorama Energético de América Latina y el Caribe (año 2021), OLADE presentó un ejercicio de prospectiva donde se analizaron los niveles de penetración de las fuentes de energía renovables en la matriz energética de la región requeridos para reducir las emisiones anuales de CO₂ del sector energético, en el período de proyección 2019-2050, contribuyendo a la iniciativa de alcanzar la carbono neutralidad global al año 2050 (NET ZERO 2050) planteada por el IPCC² y al mismo tiempo alcanzar las metas

1. Se le llama hidrógeno verde, al hidrógeno producido a partir de fuentes de bajas emisiones de carbono, mediante electrólisis del agua.
2. Como lo plantea el IPCC, supone una neutralización total de las emisiones antropogénicas al 2050, es decir, que el CO₂ emitido sea igual al CO₂ absorbido por los sumideros de carbono, como única oportunidad de mantener el calentamiento global en el rango entre 1.5 y 2.0 °C de incremento de la temperatura ambiental respecto a las condiciones preindustriales.

de la iniciativa regional RELAC³, de lograr un componente renovable de por lo menos el 70% en la matriz de generación eléctrica de ALC, tanto en capacidad instalada como en producción de energía. Sin embargo, en dicho ejercicio, no se consideró la implementación de baterías como mecanismo para brindar estabilidad a los sistemas eléctricos ni la introducción del hidrógeno verde como vector de penetración de energía renovable en el consumo final y en la generación eléctrica.

En esta oportunidad, de manera similar a los estudios de años anteriores, se presenta un análisis comparativo entre dos escenarios de desarrollo energético de la región de ALC, para el período 2020-2050, con año base 2020: uno de referencia “*business as usual*” (BAU) basado en los últimos planes referenciales de expansión del sector energético publicados por los países; y un escenario alternativo donde se considera una penetración más acelerada y profunda de fuentes renovables en la matriz energética orientada a alcanzar los objetivos de la iniciativa RELAC a mediano plazo (2030) y a contribuir con la iniciativa NET ZERO 2050 a largo plazo, con la particularidad que esta vez se incluye entre las premisas de este segundo escenario, al cual se le ha denominado PRO NET-0 H2, la incorporación de baterías de alta potencia en el parque generador de electricidad y el uso de hidrógeno verde, en los sectores de consumo final y también en centrales termoeléctricas.

El mencionado análisis se realiza por subregiones las cuales agrupan los 27 Países Miembros de OLADE de la siguiente manera:

- 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

A Brasil y México, dado su gran peso relativo en la región de ALC, se los analiza individualmente, sin embargo, para facilitar la redacción en el presente capítulo, se hará referencia a estos países, también como subregiones.

Como herramienta informática para el ejercicio prospectivo, se utilizó el Modelo de Simulación y Análisis de la Matriz Energética (SAME), desarrollado por OLADE.

Premisas del escenario BAU

Como se mencionó anteriormente, el escenario BAU constituye la línea base del estudio prospectivo y representa una proyección del sector energético de la región y sus diferentes subregiones, elaborada a partir de los balances energéticos nacionales del año base (2020), los últimos planes, programas y políticas de desarrollo energético, publicados por los Países Miembros de OLADE, las correlaciones PIB – consumo de energía, obtenidas a partir de las estadísticas del Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe de OLADE (sieLAC) y las previsiones de variación del PIB nominal al año 2024, publicadas por el Banco Mundial en junio de 2022.

3. Iniciativa propuesta por Colombia en el año 2019 y respaldada a la fecha por otros 15 países de la región y por organismos internacionales como BID y OLADE, que plantea alcanzar en el año 2030 un componente renovable mínimo del 70% en la matriz eléctrica regional de ALC, tanto en capacidad instalada como en generación eléctrica.



Tabla No. 1 Variación porcentual anual del PIB nominal a precios de mercado de 2010

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Argentina	-2.0	-9.9	10.3	4.5	2.5	2.5
Barbados	-1.3	-13.7	1.4	11.2	4.9	3.0
Belice	2.0	-16.7	9.8	5.7	3.4	2.0
Bolivia	2.2	-8.7	6.1	3.9	2.8	2.7
Brasil	1.2	-3.9	4.6	1.5	0.8	2.0
Chile	0.8	-6.0	11.7	1.7	0.8	2.0
Colombia	3.2	-7.0	10.6	5.4	3.2	3.3
Costa rica	2.4	-4.1	7.6	3.4	3.2	3.2
Ecuador	0.0	-7.8	4.4	3.7	3.1	2.9
El salvador	2.6	-8.0	10.7	2.7	1.9	2.0
Granada	0.7	-13.8	5.3	3.8	3.4	3.1
Guatemala	4.0	-1.8	8.0	3.4	3.4	3.5
Guyana	5.4	43.5	19.9	47.9	34.3	3.8
Haití	-1.7	-3.3	-1.8	-0.4	1.4	2.0
Honduras	2.7	-9.0	12.5	3.1	3.6	3.7
Jamaica	0.9	-10.0	4.6	3.2	2.3	1.2
México	-0.2	-8.2	4.8	1.7	1.9	2.0
Nicaragua	-3.8	-1.8	10.3	2.9	2.3	2.5
Panamá	3.0	-17.9	15.3	6.3	5.0	5.0
Paraguay	-0.4	-0.8	4.2	0.7	4.7	3.8
Perú	2.2	-11.0	13.3	3.1	2.9	3.0
R. Dominicana	5.1	-6.7	12.3	5.0	5.0	5.0
Suriname	1.1	-15.9	-3.5	1.8	2.1	2.7
Uruguay	0.4	-6.1	4.4	3.3	2.6	2.5

Fuente: Banco Mundial, junio de 2021

Para los Países Miembros de OLADE no incluidos en la tabla anterior se mantuvieron las previsiones realizadas en el Panorama Energético 2021.

Premisas del escenario PRO NET-0 H2

El escenario PRO NET-0 H2, es una ramificación del escenario BAU a partir del año 2022, cuya premisa es la transición hacia una matriz energética regional, con un alto componente de fuentes de energía renovable y de bajo factor de emisión de CO₂, que permita por una parte alcanzar las metas de la iniciativa RELAC al año 2030 y por otra contribuya a la iniciativa global NET ZERO 2050 mediante la reducción significativa de las emisiones anuales de CO₂ hasta el año 2050.

Para alcanzar estas condiciones, se simulan para el escenario PRO NET-0 H2, las siguientes estrategias:

1. Mayor electrificación de los usos finales de la energía, incluido el transporte.
2. Mayor participación de la biomasa moderna o biocombustibles líquidos en los sectores de consumo final.
3. Mejora de la eficiencia energética en los usos finales.
4. Mayor aprovechamiento de la energía solar térmica en el consumo final.
5. Penetración más acelerada de las energías renovables en la matriz de generación eléctrica.
6. Implementación de baterías de alta potencia en el parque generador de las subregiones analizadas, con el fin de brindar estabilidad, firmeza y a la vez flexibilidad a los sistemas eléctricos, ante la creciente incidencia de fuentes renovables intermitentes como la eólica y la solar fotovoltaica.
7. Instalación a partir del año 2030, de centrales termoeléctricas de ciclo combinado que utilizan como combustible una mezcla de 70% de gas natural y 30% de hidrógeno verde³, identificadas en el presente capítulo con las siglas “CC GN/H2”.

4. Esta premisa se la consideró basándose en las perspectivas de expansión del parque generador de México, incluidas en el Informe del PRODECEN donde se contempla la instalación de este tipo de centrales a partir del año 2033.

8. Penetración del hidrógeno verde en los sectores transporte e industrial a partir del año 2030, como estrategia para reducir el consumo de combustibles fósiles como la gasolina, el diésel, el fuel oil y el gas natural. Cabe anotar que se consideró como único mecanismo de producción del hidrógeno verde, la electrólisis del agua.

Se consideró que la implementación de baterías en el parque de generación eléctrica, podría arrancar desde los primeros años del período de proyección con potencias moderadas que irían incrementándose progresivamente, conforme los costos de las tecnologías vayan reduciéndose. Según estimaciones de IRENA, el precio de las baterías de ion-litio habrá caído entre el año 2010 y el año 2030 un 94%.

La penetración de hidrógeno verde solo se contempló a partir del año 2030, debido a que algunos expertos advierten que es necesario un plazo adecuado para que las tecnologías de producción electrolítica maduren, incrementen su eficiencia y reduzcan sus costos de instalación y operación con el fin de que este vector energético se torne competitivo. Además, para que este hidrógeno producido por electrólisis se pueda considerar verde en el sentido estricto de la palabra, las matrices de generación eléctrica de la región deben haber alcanzado una estructura predominantemente renovable y de bajas emisiones de carbono.

2. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA BRASIL

2.1 Consideraciones generales

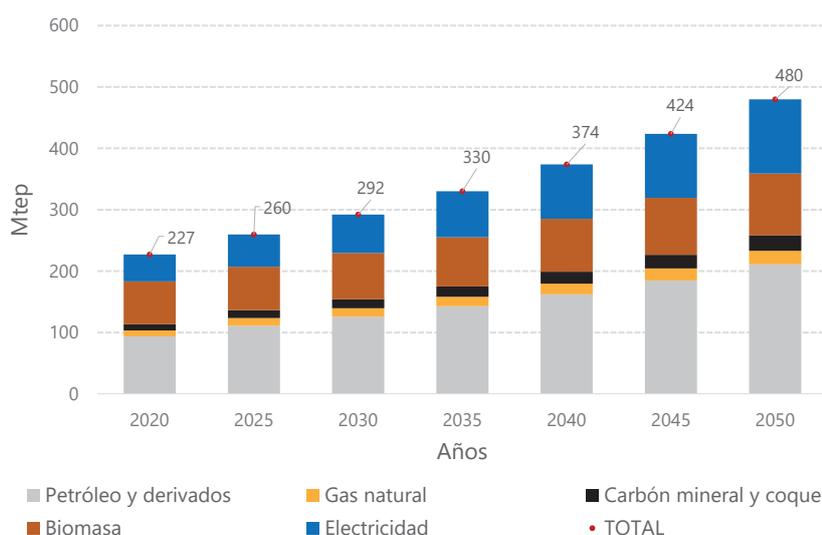
La principal fuente de información para las proyecciones del sector energético de Brasil, fue el Plan Decenal de Energía (PDE 2031) con proyecciones hasta el año 2031. Dichas proyecciones se extendieron al 2050 considerando las tendencias identificadas en el Plan Nacional de Energía 2050 (PNE 2050), ambas publicaciones del Ministerio de Minas y Energía de ese país.

2.2 Proyección del consumo final de energía

2.2.1 Escenario BAU

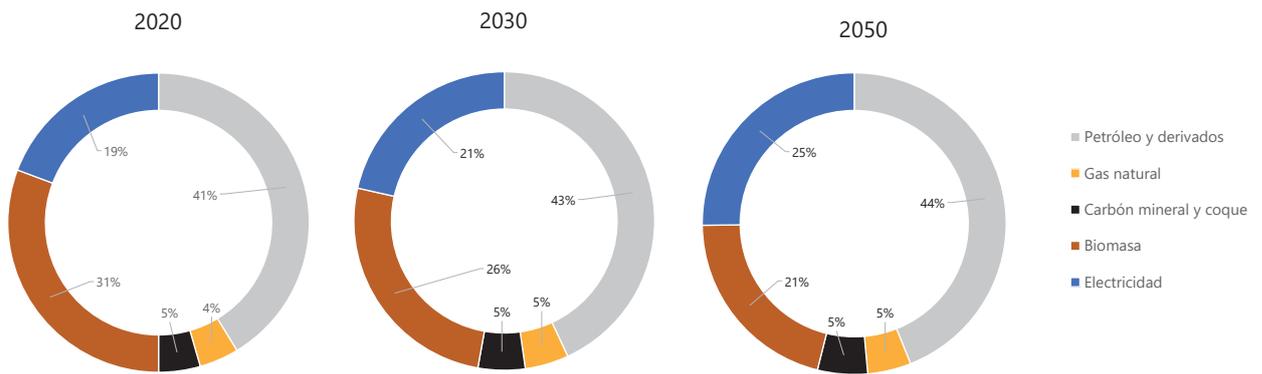
En el escenario tendencial, el consumo final de Brasil se incrementa a una tasa promedio anual de 2.5%, llegando a duplicarse en los 30 años de proyección respecto al año base, destacándose la creciente participación de la electricidad y los derivados de petróleo en la matriz de consumo (**figuras 1 y 2**).

Figura No. 1 Proyección del consumo final de energía, Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 2 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Brasil, escenario BAU

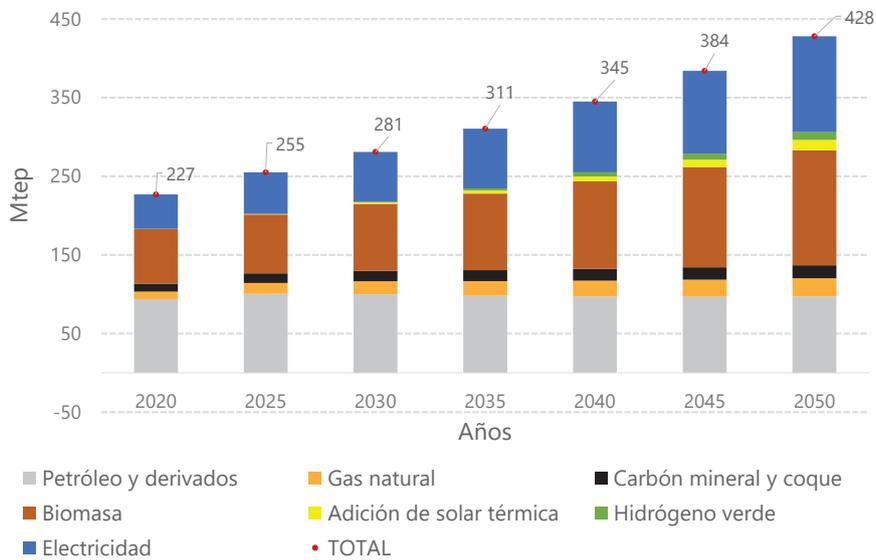


Fuente: Elaboración propia.

2.2.2 Escenario PRO NET-0 H2

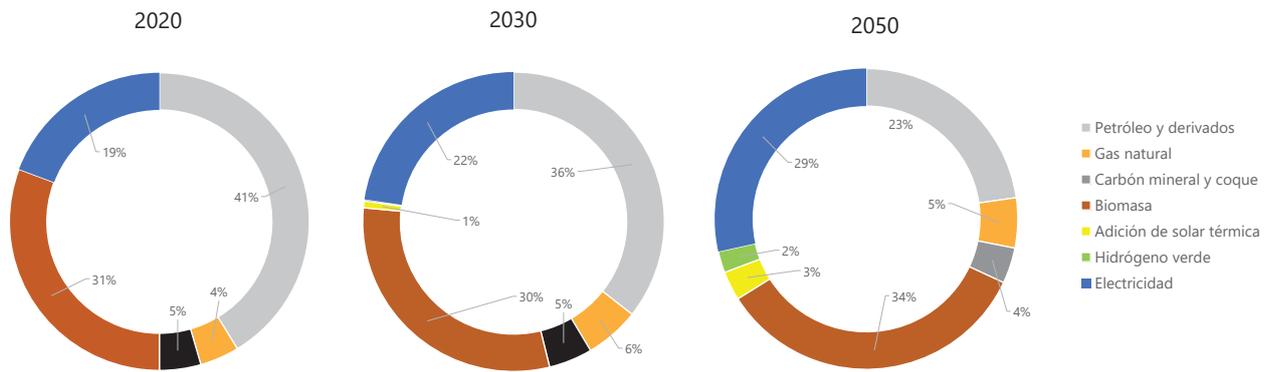
En el escenario PRO NET-0 H2, la tasa de crecimiento promedio anual del consumo final total de 2.1%, es menor a la del escenario BAU, debido al incremento de la eficiencia energética derivada de la mayor penetración de la electricidad en el transporte y la industria, así como del uso de hidrógeno verde en estos mismos sectores implementado a partir del año 2030. Se destaca también el mayor aprovechamiento de la energía solar térmica en los sectores residencial y comercial, cuyas adiciones llegan a representar el 3% del consumo total de energía en el año 2050. Bajo estas premisas, se logra una reducción importante en la participación de los derivados de petróleo (figuras 3 y 4).

Figura No. 3 Proyección del consumo final de energía, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 4 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



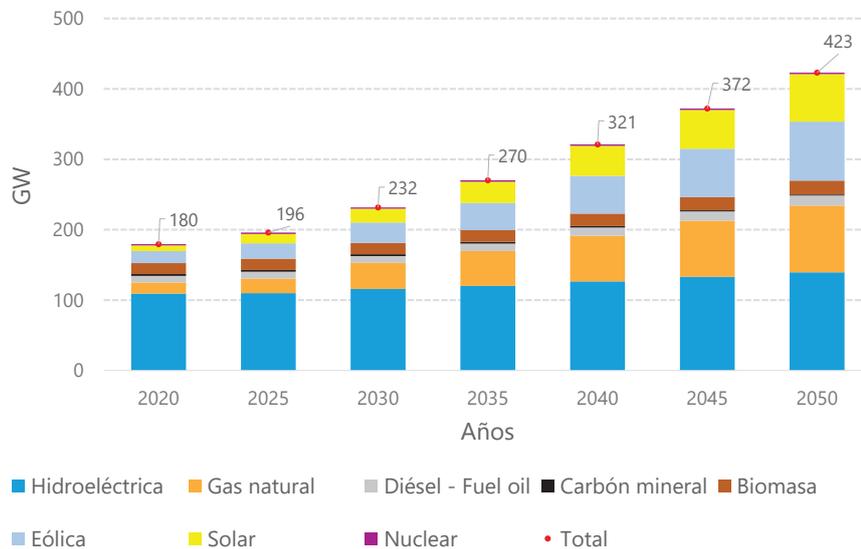
Fuente: Elaboración propia.

2.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

2.3.1 Escenario BAU

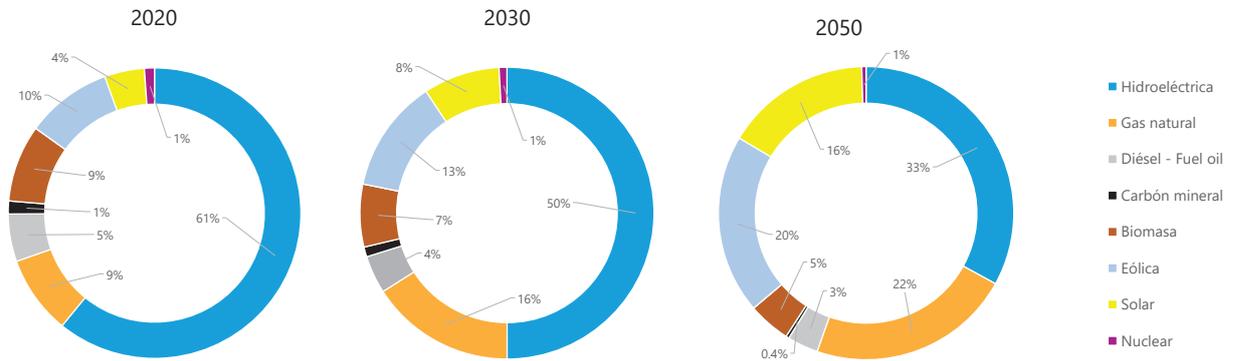
En la expansión del parque generador de Brasil, en el escenario tendencial, predomina la instalación de nuevas centrales a gas natural, eólicas y solares, superando en capacidad adicional a las hidroeléctricas, registrándose una disminución en el componente renovable de la capacidad total respecto al año base que cae del 83 al 73% (figuras 5, 6, 7 y 8).

Figura No. 5 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



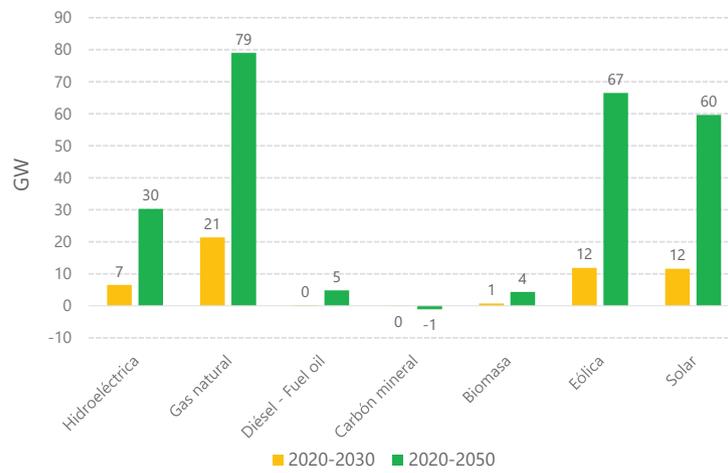
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 6 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



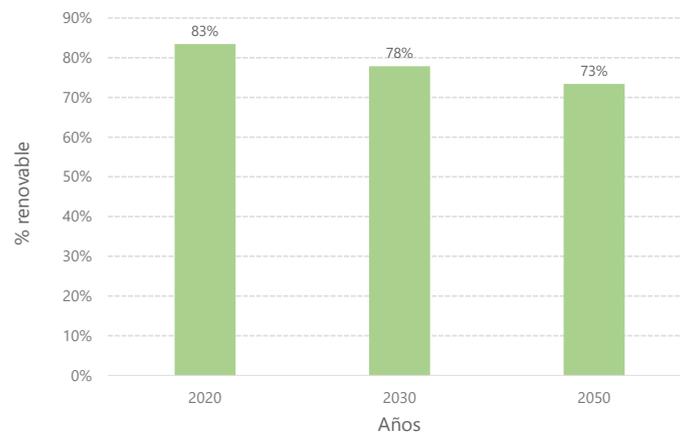
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 7 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 8 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario BAU

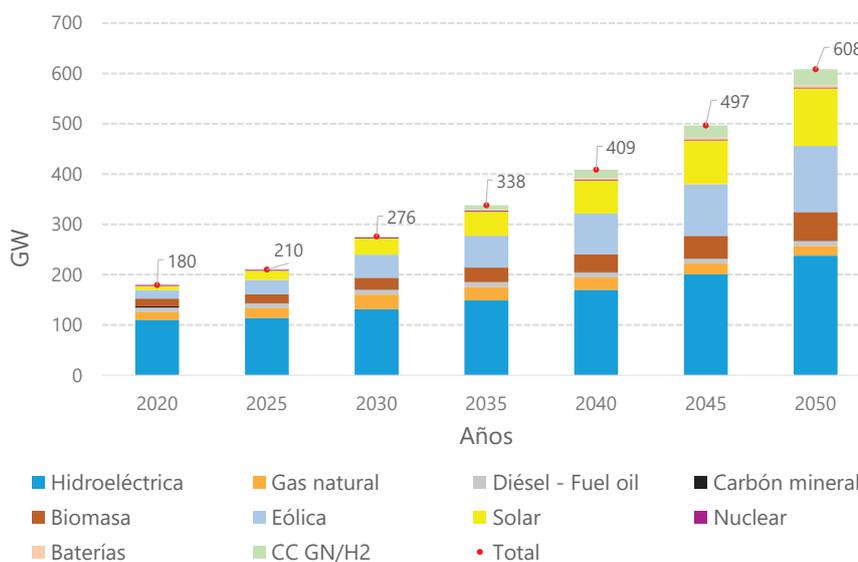


Fuente: Elaboración propia.

2.3.2 Escenario PRO NET-0 H2

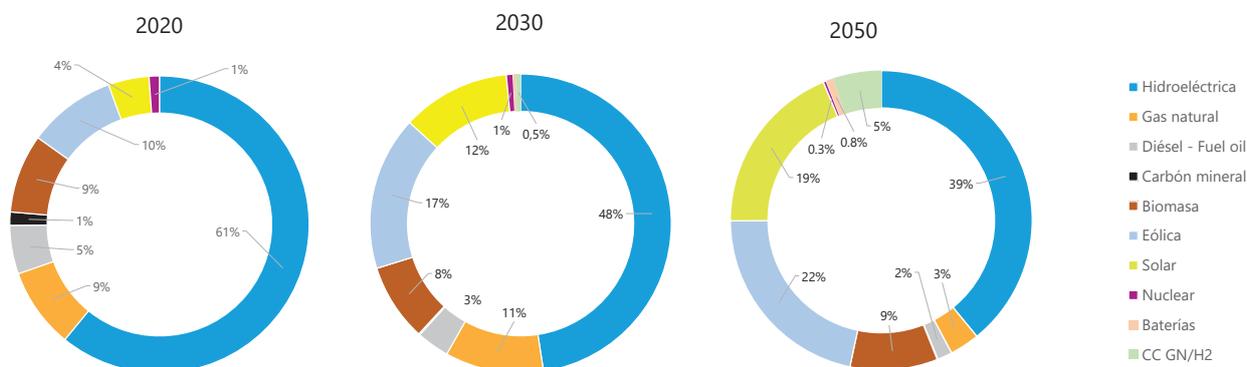
En el escenario PRO NET-0 H2, la instalación de nuevas hidroeléctricas, eólicas y solares superan ampliamente la instalación de centrales a gas natural, permitiendo mejorar el componente renovable del parque generador brasileño. Las centrales que consumen una mezcla de gas natural e hidrógeno verde, llegan a representar al final del período de proyección, un 5% de la capacidad total instalada. La participación de las baterías es mucho más moderada (0.8%), debido a que el sistema eléctrico brasileño, requiere muy poco refuerzo de su sistema de almacenamiento de energía constituido por sus grandes embalses hidráulicos. Cabe destacar también que para el año 2050, debido a la mayor electrificación de los usos finales y a la implementación de sistemas de producción de hidrógeno verde, la capacidad instalada requerida es alrededor de 50% mayor a la requerida en el escenario BAU para ese mismo año (**figuras 9, 10, 11 y 12**).

Figura No. 9 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

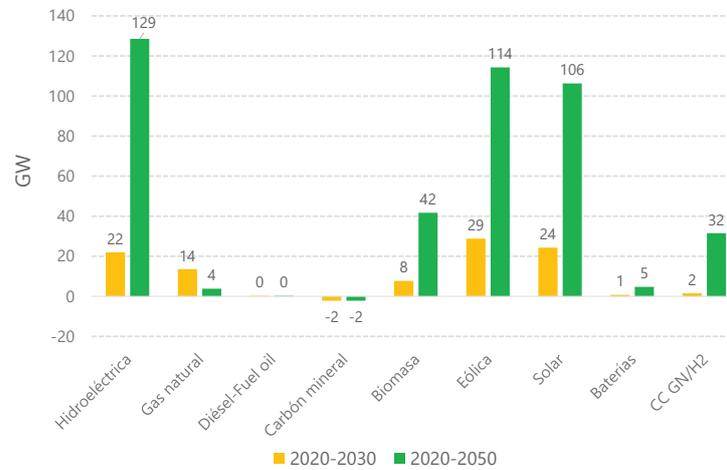
Figura No. 10 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

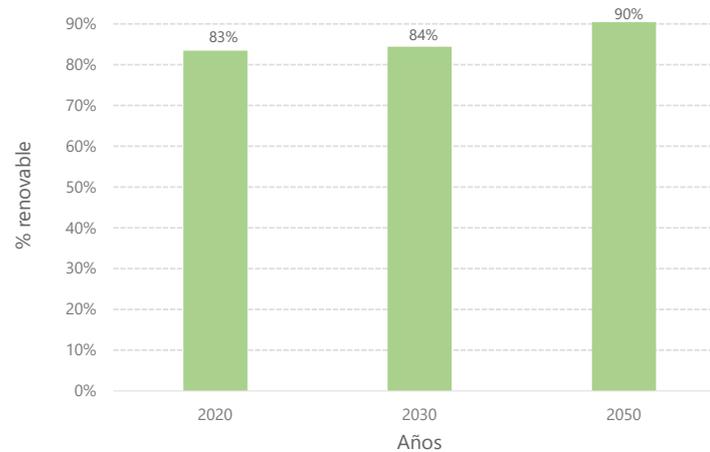


Figura No. 11 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 12 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



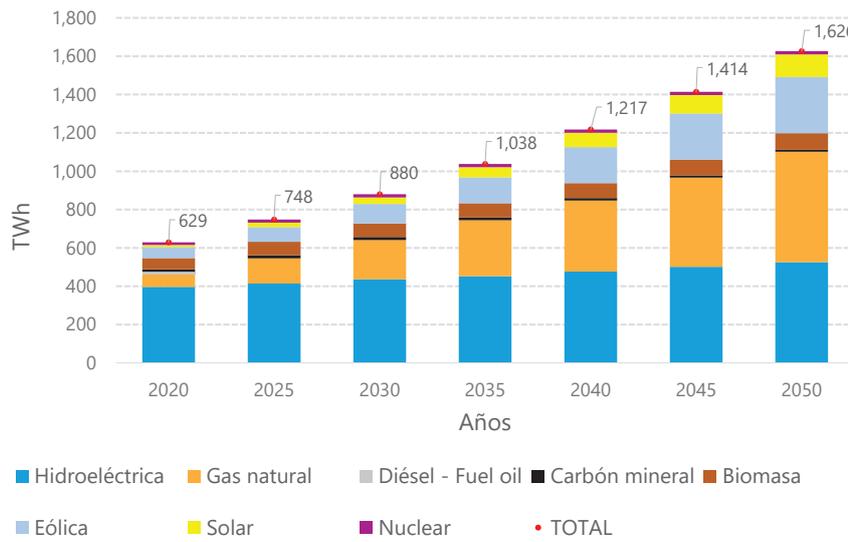
Fuente: Elaboración propia.

2.4 Proyección de la generación eléctrica

2.4.1 Escenario BAU

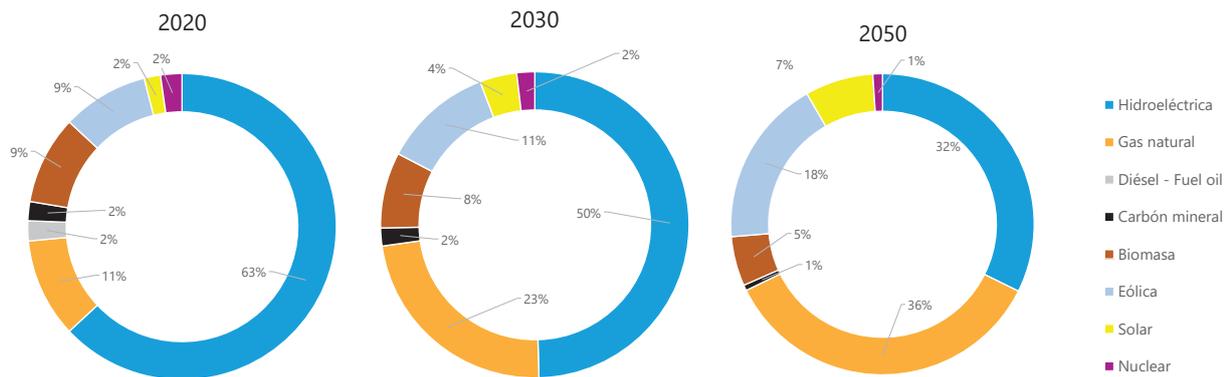
En el escenario BAU, el gas natural es la fuente que mayor importancia cobra durante el período de proyección en la matriz de generación eléctrica de Brasil, pasando de un 11% en el año base a un 36% en el año 2050, aunque también es destacable el incremento en la participación de las centrales eólicas del 9 al 18% y las solares fotovoltaicas del 2 al 7%. Las hidroeléctricas por el contrario disminuyen su participación pasando del 63% en el año base a solo el 32% en el año 2050. Las térmicas a diésel y fuel oil, prácticamente desaparecen de la matriz de generación y las carboeléctricas reducen su participación a la mitad (**figuras 13, 14 y 15**).

Figura No. 13 Proyección de la generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



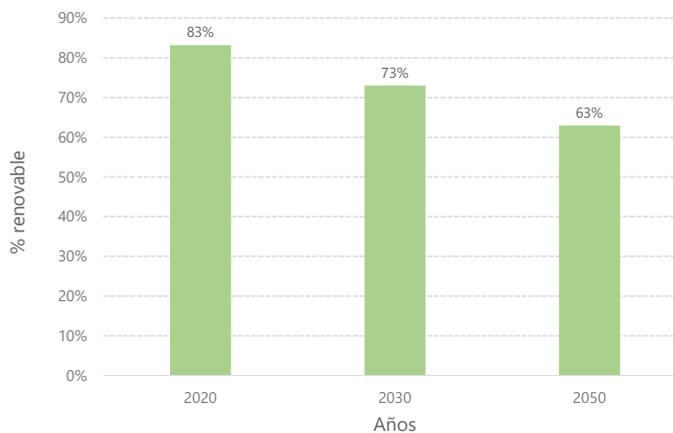
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 14 Estructura de la generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 15 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Brasil, escenario BAU



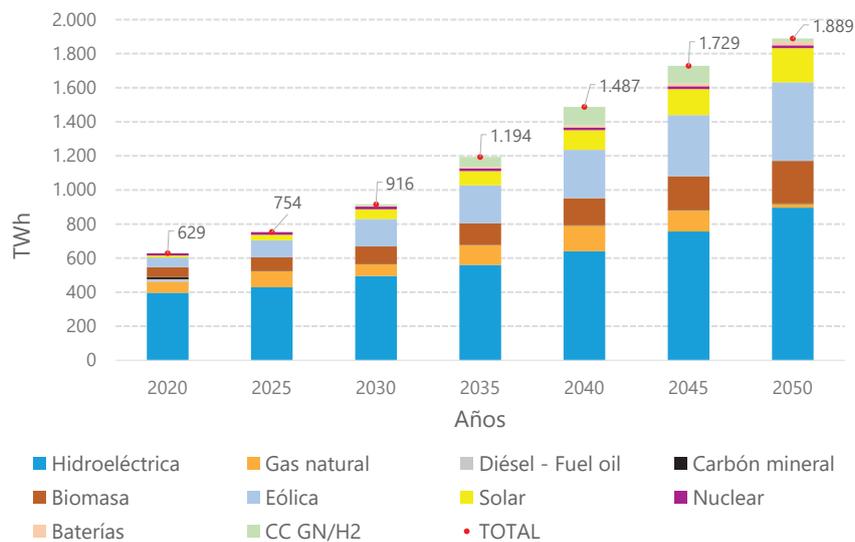
Fuente: Elaboración propia.

2.4.2 Escenario PRO NET-0 H2

En el escenario PRO NET-0 H2, las centrales hidroeléctricas, aunque disminuyen su participación porcentual en el año 2050, respecto al año base, siguen siendo la principal tecnología de generación en el año 2050, seguidas por las eólicas, las térmicas renovables (Biomasa) y las solares fotovoltaicas. Las carboeléctricas y térmicas a diésel y fuel oil prácticamente desaparecen y el gas natural queda con una participación marginal a través de las centrales convencionales y las centrales que usan mezcla de gas natural e hidrógeno verde (CC GN/H2). Las baterías por su parte, alcanzan solamente el 1% de participación en la matriz de generación eléctrica en el año 2050. La energía total generada en el año 2050 en el escenario PRO NET-0 H2 resulta ser un 16% superior a la del escenario BAU en el mismo año.

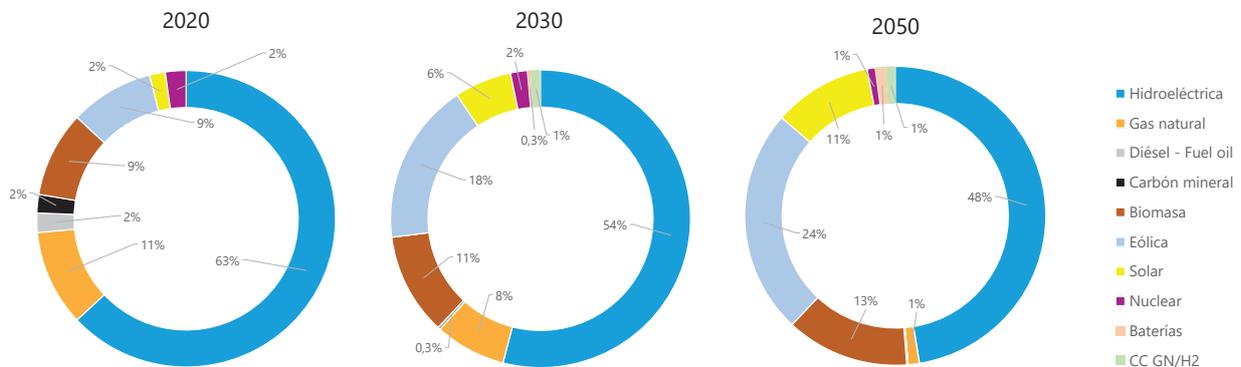
De la generación eléctrica total de Brasil proyectada para el año 2050, el 11% estaría destinado a la producción de hidrógeno verde (**figuras 16, 17 y 18**).

Figura No. 16 Proyección de la generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



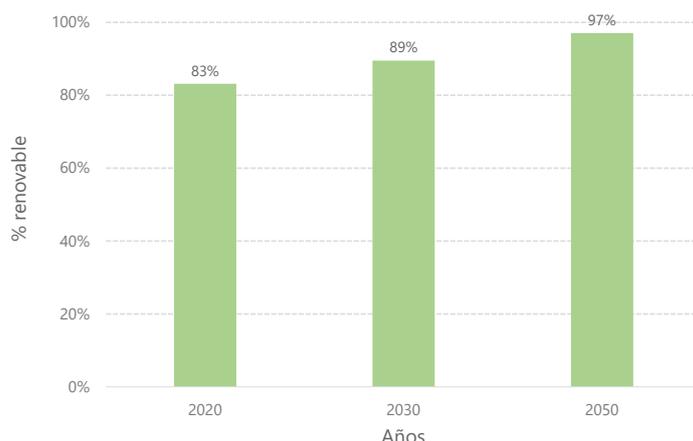
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 17 Estructura de la generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 18 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



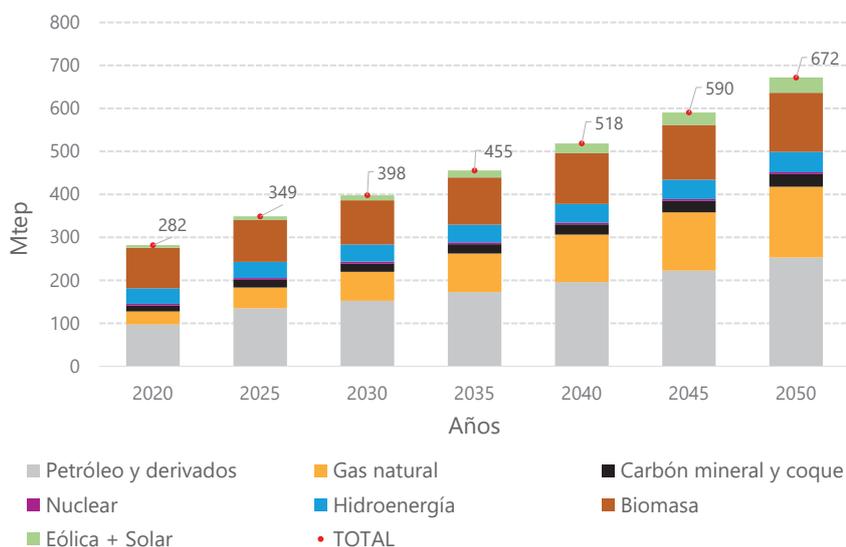
Fuente: Elaboración propia.

2.5 Proyección de la oferta total de energía

2.5.1 Escenario BAU

En el escenario BAU, el petróleo y sus derivados, no solamente que mantienen su predominio en la matriz de oferta total de energía de Brasil, sino que incrementan su participación durante el período de proyección, al igual que el gas natural. Esto hace que decrezca el índice de renovabilidad de dicha matriz durante el período de proyección, aunque energías renovables como la eólica y la solar ganan algunos puntos porcentuales de participación (figuras 19, 20 y 21).

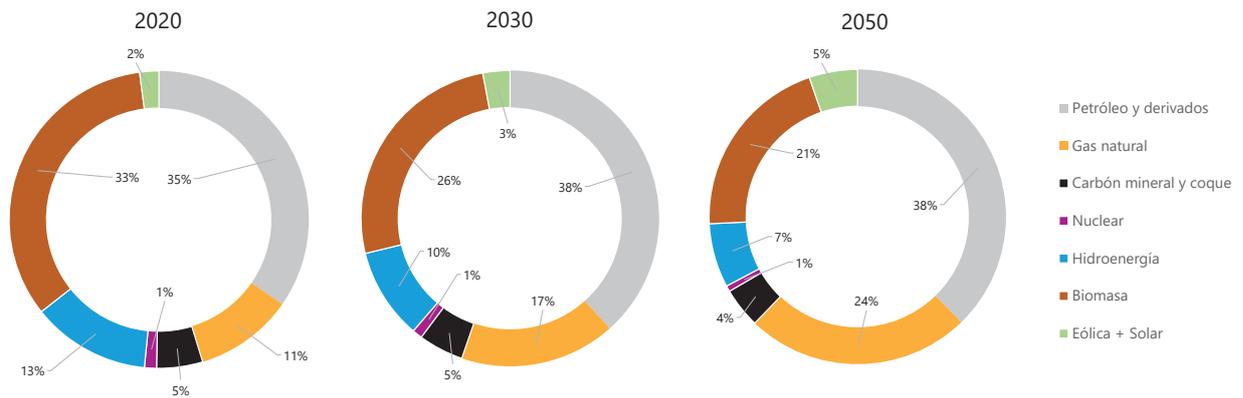
Figura No. 19 Proyección de la oferta total de energía, Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

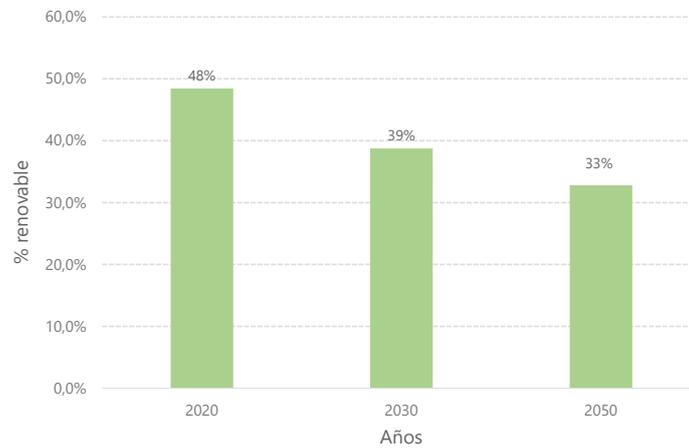


Figura No. 20 Estructura de la oferta total de energía, Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 21 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Brasil, escenario BAU

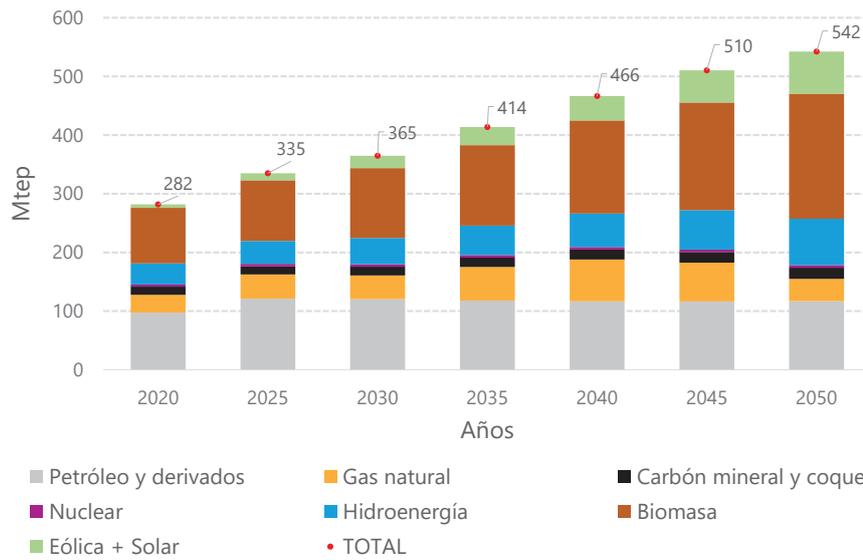


Fuente: Elaboración propia.

2.5.2 Escenario PRO NET-0 H2

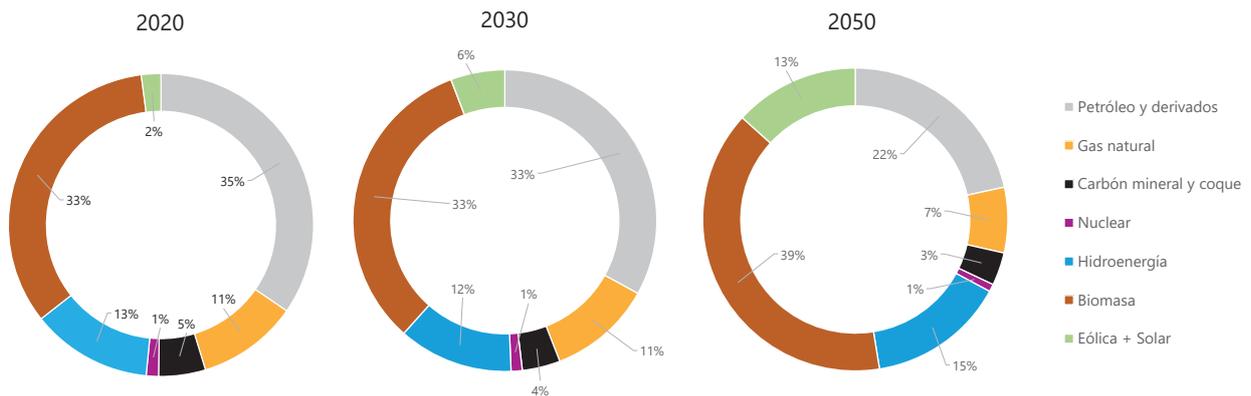
En este escenario se observa que las fuentes fósiles como el petróleo y sus derivados y el gas natural disminuyen su participación en la matriz de oferta total de energía de Brasil durante el período de proyección, dando paso al incremento en la participación de fuentes de energía renovable como la biomasa, la energía eólica y la energía solar, mejorando de esta manera el índice de renovabilidad de dicha matriz. Cabe destacar que para el año 2050, con el escenario PRO NET-0 H2, se consigue un ahorro neto del 7% en la oferta anual de energía (figuras 22, 23 y 24).

Figura No. 22 Proyección de la oferta total de energía, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



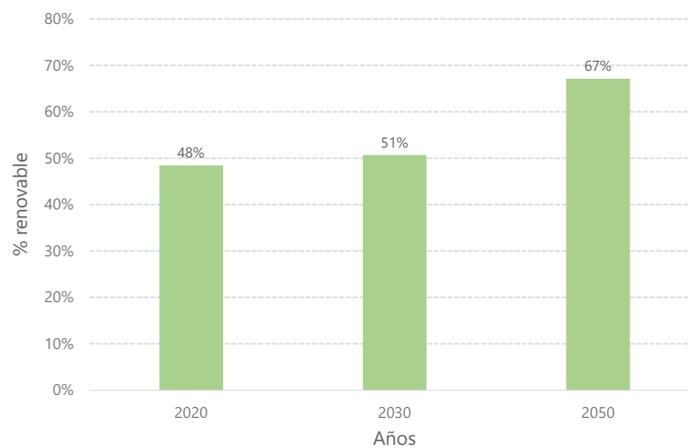
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 23 Estructura de la oferta total de energía, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 24 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



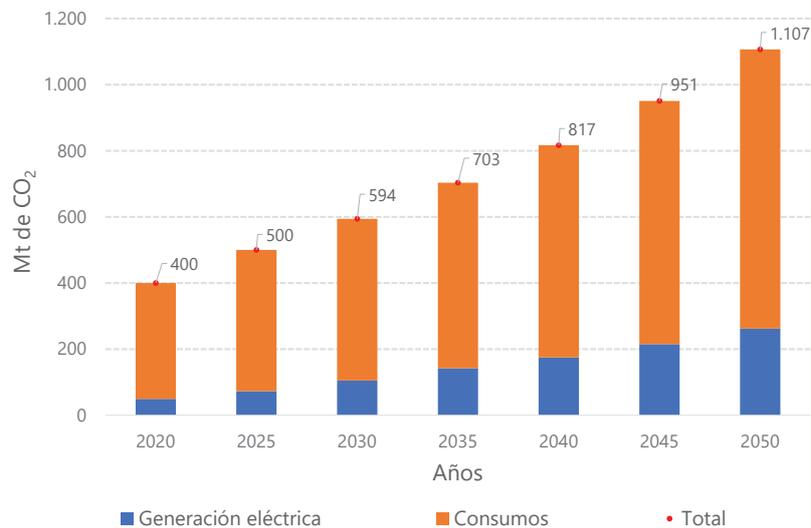
Fuente: Elaboración propia.

2.6 Proyección de las emisiones de CO₂

2.6.1 Escenario BAU

Las emisiones anuales de CO₂ del sector eléctrico brasileño, prácticamente se triplica durante el período de proyección respecto al año base, de las cuales, en el año 2050, las tres cuartas partes corresponden a las actividades de consumo y una cuarta parte a la generación de electricidad (**figura 25**).

Figura No. 25 Proyección de las emisiones de CO₂, Brasil, escenario BAU

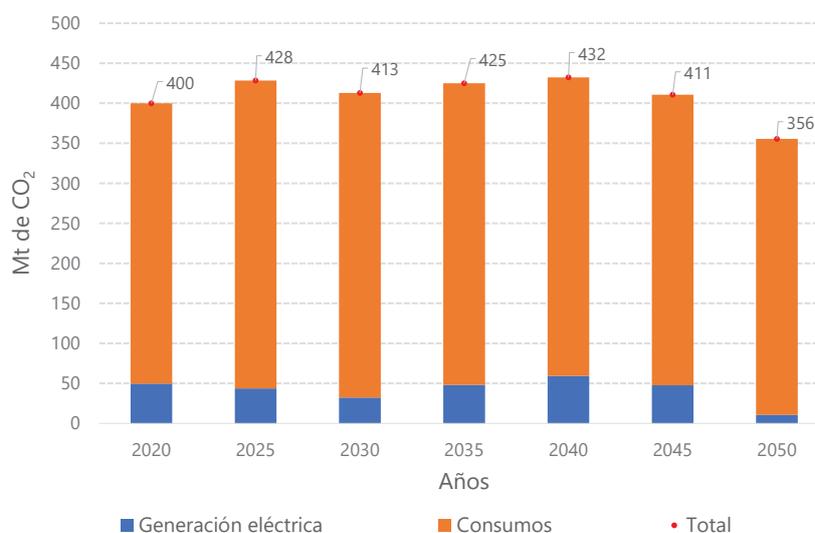


Fuente: Elaboración propia.

2.6.2 Escenario PRO NET-0 H2

Por el contrario, en el escenario PRO NET-0 H2, las emisiones anuales disminuyen en un 11% en el 2050 respecto al año base y un 68% respecto al valor proyectado en el escenario BAU para el mismo año. Para el final del período de proyección las emisiones de las actividades de consumo representan el 97% del total, mientras que la generación eléctrica solamente el 3% (**figura 26**).

Figura No. 26 Proyección de las emisiones de CO₂, Brasil, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

3. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA MÉXICO

3.1 Consideraciones generales

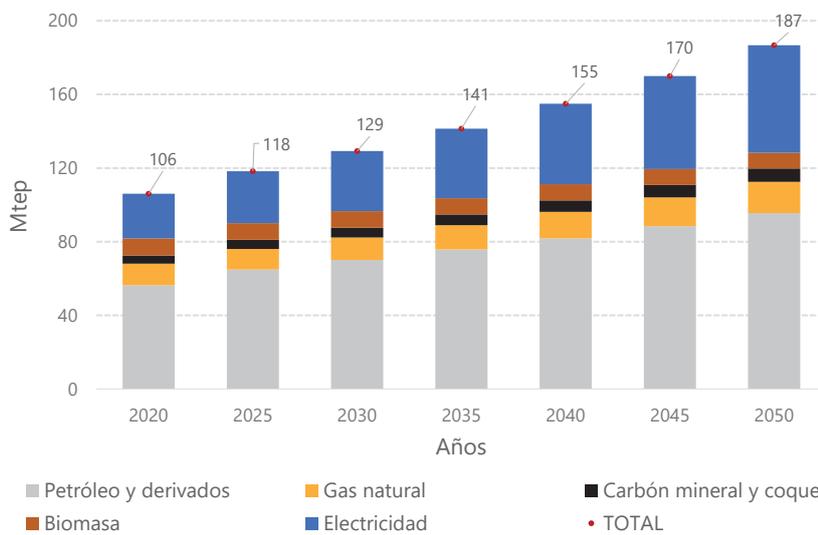
Para el caso de México, se mantuvieron como fuentes de referencia para las proyecciones, las series de prospectivas energéticas elaboradas y publicadas por la SENER, para el período 2018-2032, para el petróleo crudo y sus derivados, el gas natural, el GLP y las energías renovables, mientras que, para la electricidad, se tomó como referencia la prospectiva del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODECEN) para el período 2022-2036.

3.2 Proyección del consumo final de energía

3.2.1 Escenario BAU

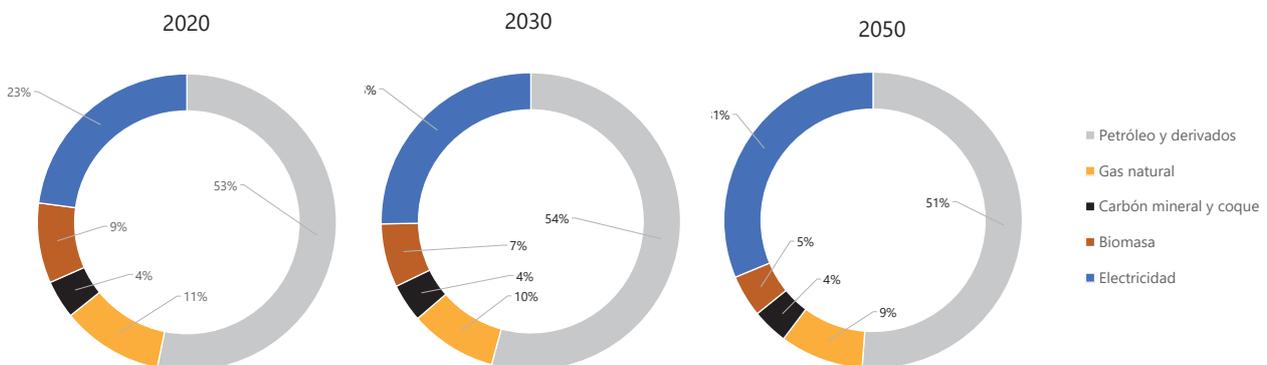
El consumo final en México, en el escenario tendencial, se incrementa durante el período de proyección con una tasa promedio anual del 2%, sin cambios importantes en la estructura de la matriz de consumo energético, manteniendo la predominancia de los derivados de petróleo, pero con cierta ganancia en la participación de la electricidad (figuras 27 y 28).

Figura No. 27 Proyección del consumo final de energía, México, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 28 Evolución de la matriz de consumo final de energía, México, escenario BAU

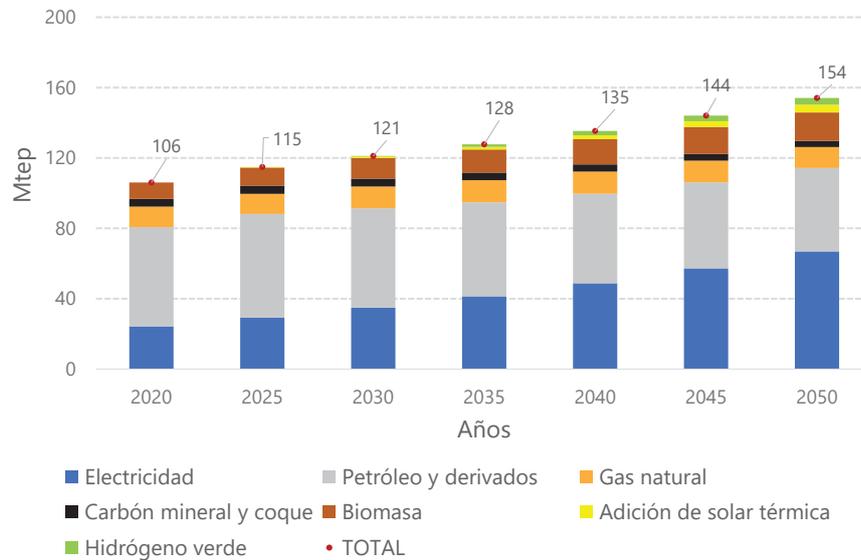


Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Escenario PRO NET-0

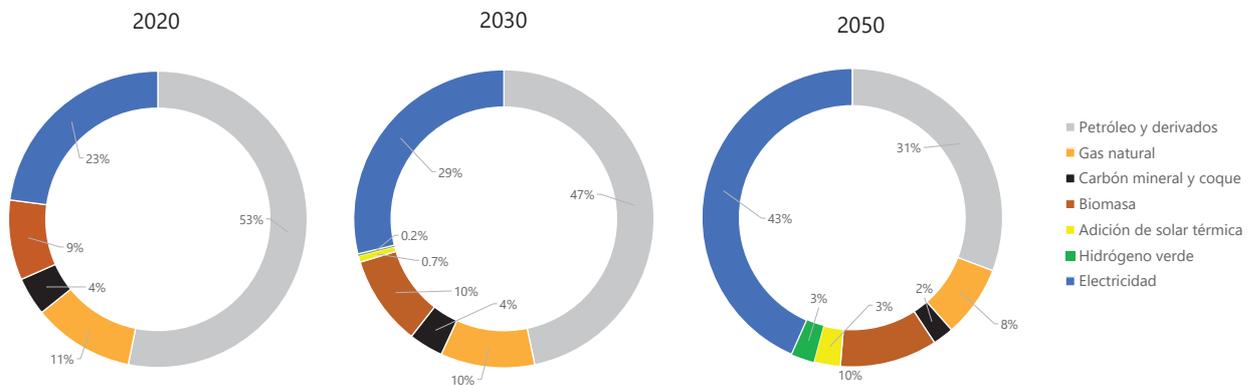
Bajo las premisas de este escenario, la electricidad penetra de manera muy importante en la matriz de consumo energético, desplazando parte del consumo de los derivados de petróleo. También se destaca el incremento en el aprovechamiento de la energía solar térmica y del hidrógeno verde en los sectores de consumo final, llegado a representar cada una de estas fuentes un 3% del consumo total de energía en el año 2050. Cabe mencionar también que, gracias al incremento de eficiencia energética, se consigue un ahorro neto anual del 18% respecto al escenario BAU al final del período de proyección (**figuras 29 y 30**).

Figura No. 29 Proyección del consumo final de energía, México, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 30 Evolución de la matriz de consumo final de energía, México, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

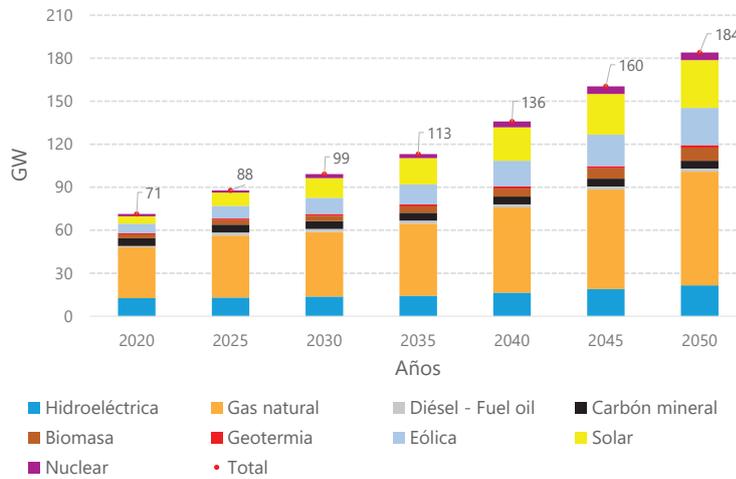
3.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

3.3.1 Escenario BAU

El escenario tendencial de México, fue elaborado con base en las proyecciones del sector eléctrico 2022-2036, presentadas en el informe del PRODECEN. Este informe ya contempla la implementación de baterías desde el año 2022 y de centrales ciclo combinado que consumen gas natural con una mezcla al 30% de hidrógeno verde desde el año 2033 (CC GN/H₂), sin embargo, para efecto del presente ejercicio prospectivo, la penetración de dichas tecnologías se las consideró como parte de las premisas de elaboración del escenario

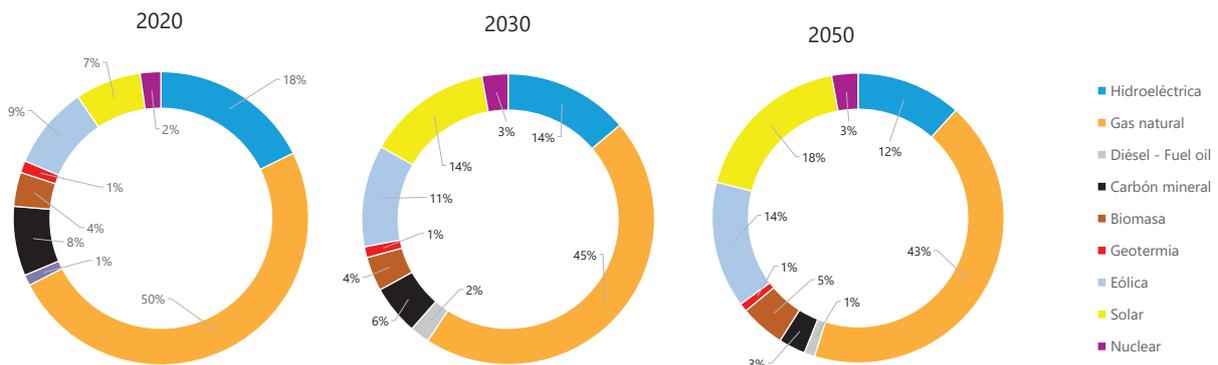
de descarbonización (PRO NET-0 H2). En el escenario BAU, se destaca la importante adición de capacidad de generación de centrales solares fotovoltaicas y eólicas, pero las centrales a gas natural se mantienen como la principal tecnología de generación eléctrica en este país (**figuras 31, 32, 33 y 34**).

Figura No. 31 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, México, escenario BAU



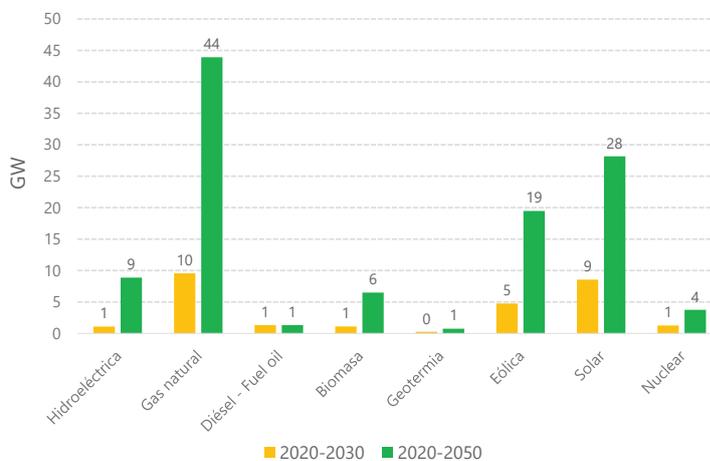
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 32 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, México, escenario BAU



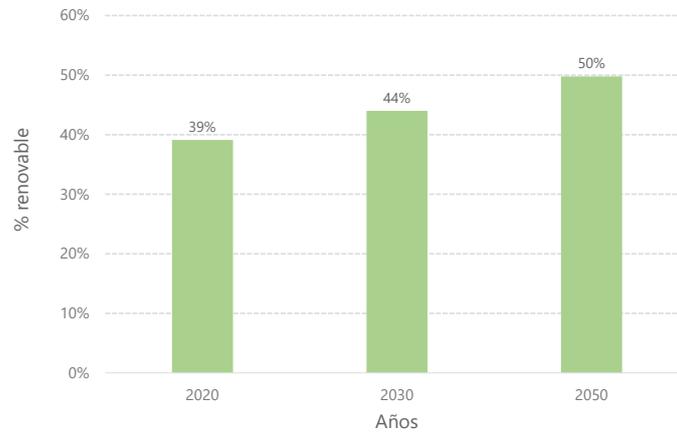
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 33 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, México, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 34 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, México, escenario BAU



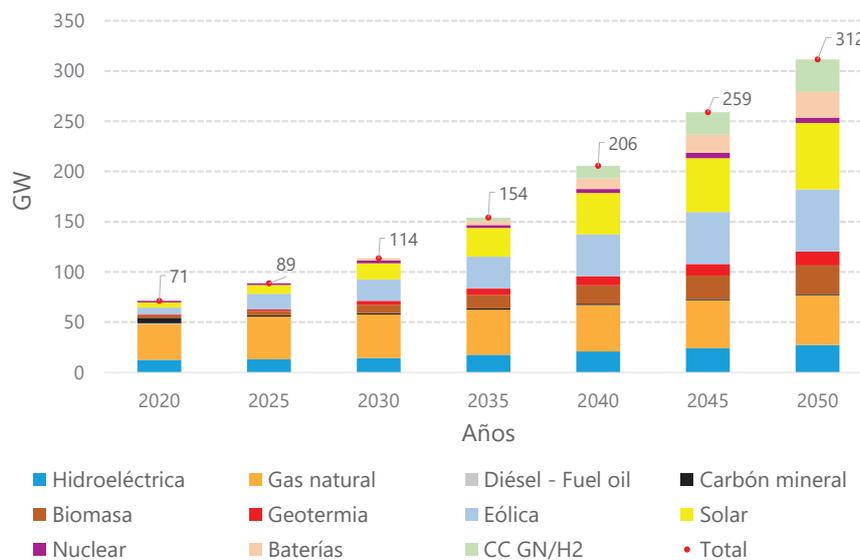
Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Escenario PRO NET-0 H2

Para este escenario se considera una mayor expansión del parque generador con energías renovables no convencionales como la solar fotovoltaica, la eólica y la biomasa, así como la implementación de baterías y centrales a gas natural con mezcla de hidrógeno verde. En consecuencia, para el final del período de proyección, las centrales a gas natural ceden el predominio a las centrales que utilizan energías renovables, permitiendo que el índice de renovabilidad del parque generador mexicano pase del 39% en el año base al 50% al final del período de proyección. Debido a la mayor electrificación de los usos finales de la energía y a los mayores requerimientos de producción de hidrógeno verde, la capacidad instalada total en el año 2050, es en este escenario 69% mayor a la proyectada en el escenario BAU, para ese mismo año.

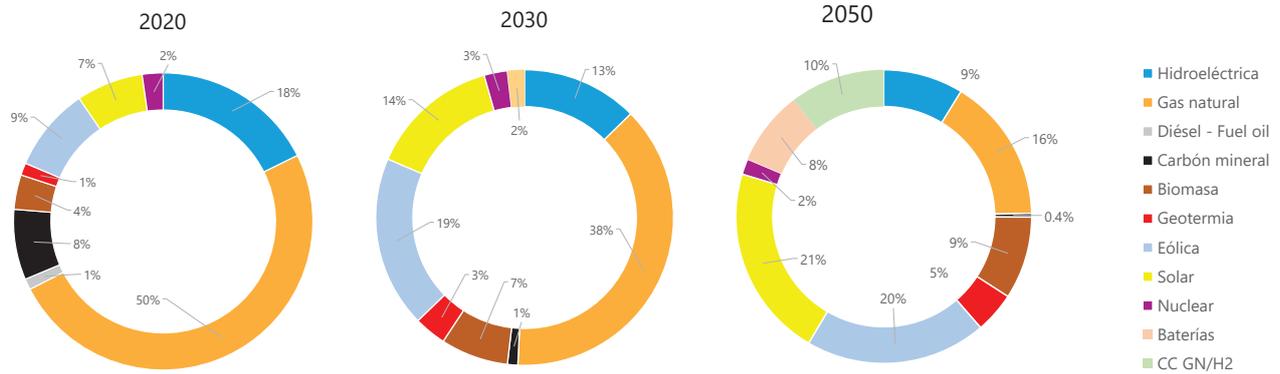
De la generación eléctrica total de México proyectada para el año 2050, el 19% estaría destinado a la producción de hidrógeno verde (figuras 35, 36, 37 y 38).

Figura No. 35 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0 H2



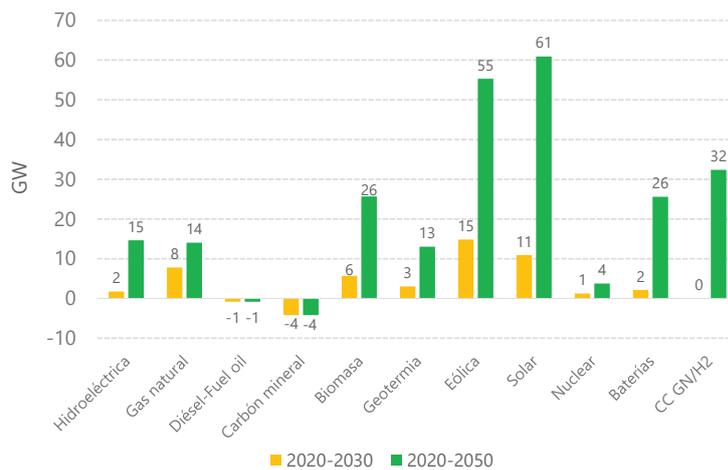
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 36 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0 H2



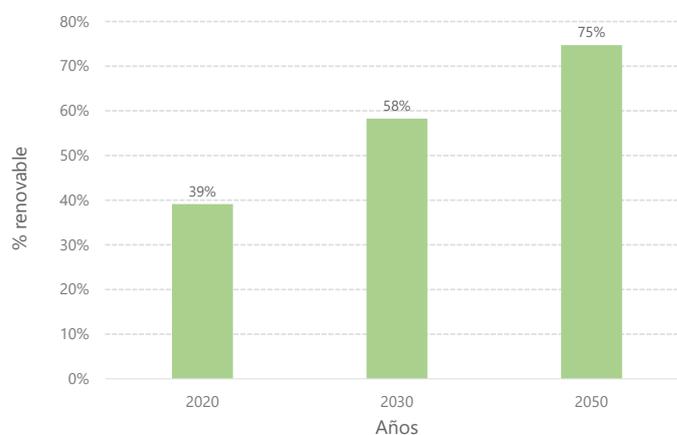
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 37 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 38 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0 H2



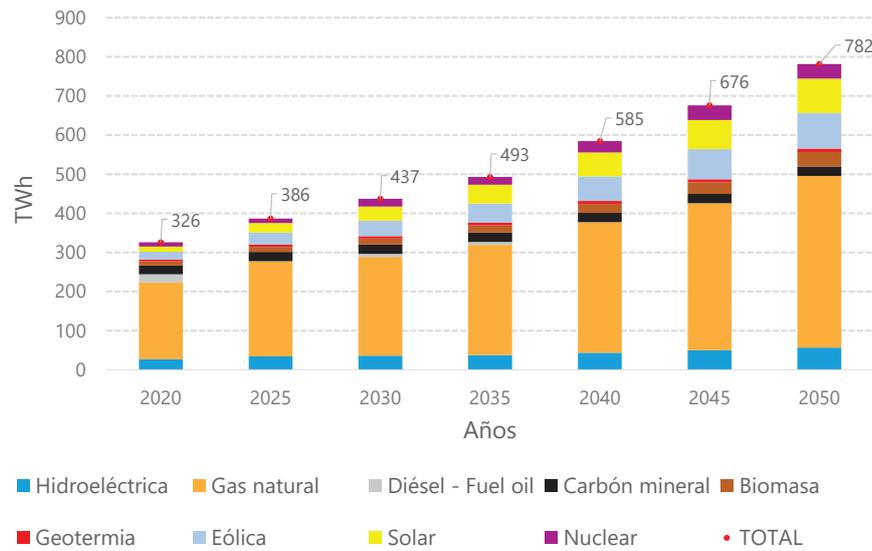
Fuente: Elaboración propia.

3.4 Proyección de la generación eléctrica

3.4.1 Escenario BAU

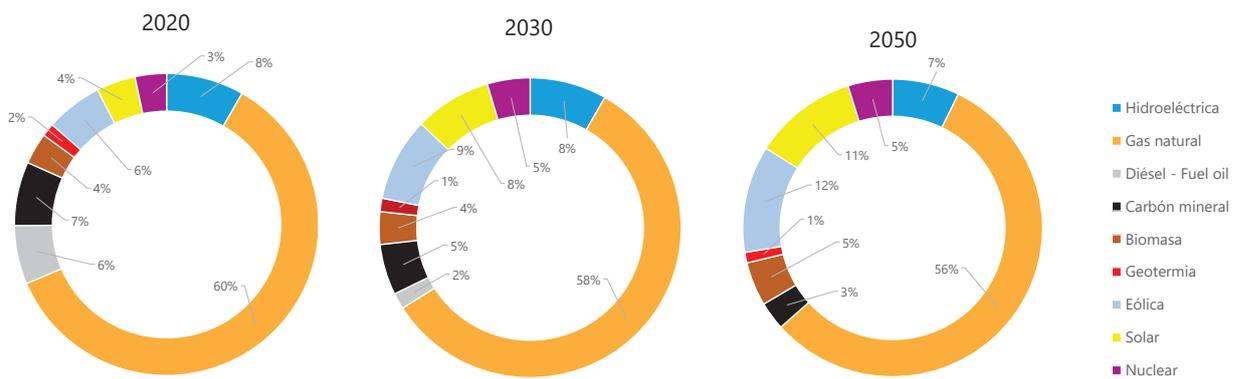
De manera similar a lo que ocurre con la estructura de la capacidad instalada, bajo este escenario la generación eléctrica con gas natural mantiene su predominio en la matriz de generación eléctrica, aunque cede cierto espacio a las fuentes de energía renovable no convencionales, durante el período de proyección. Con esta evolución, el índice de renovabilidad de esta matriz, pasa del 23% en el año base al 36% en el año 2050 (figuras 39, 40 y 41).

Figura No. 39 Proyección de la generación eléctrica, México, escenario BAU



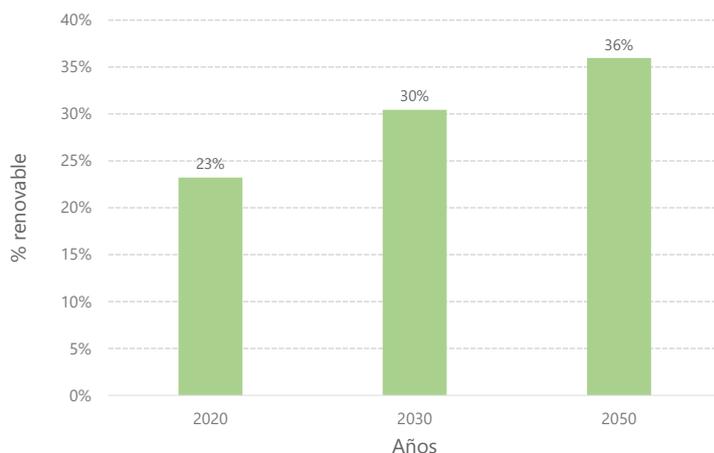
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 40 Estructura de la generación eléctrica, México, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 41 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, México, escenario BAU

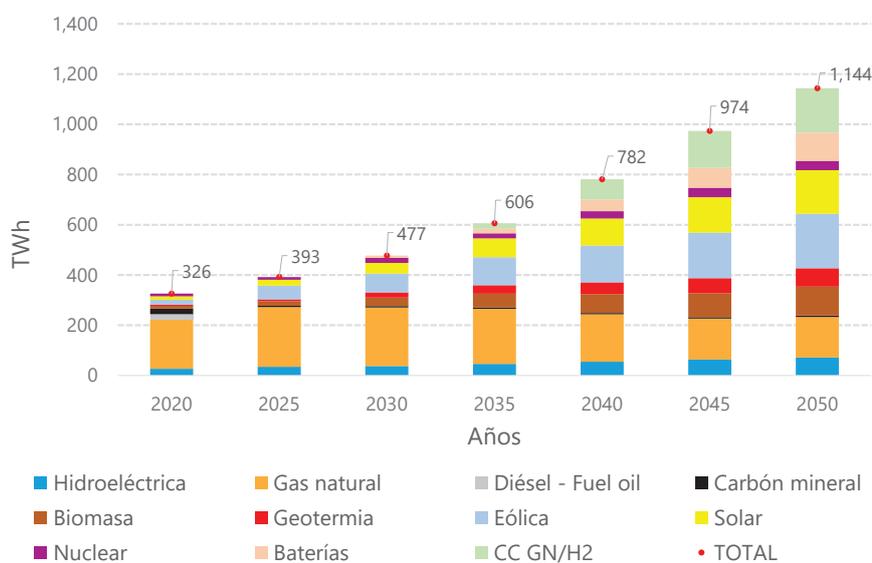


Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Escenario PRO NET-0

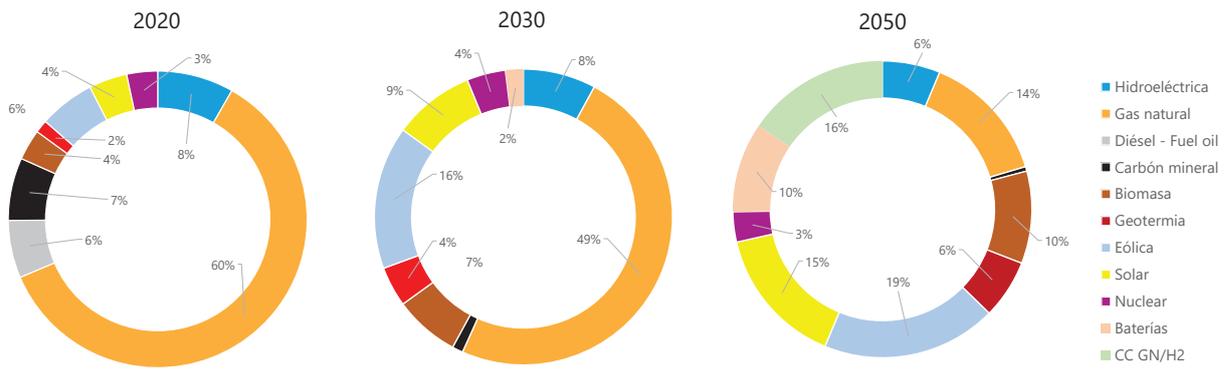
Dada la mayor adición de capacidad instalada de centrales que utilizan energías renovables, la generación con gas natural cede gran parte de su participación en la matriz de generación eléctrica, aunque mantiene su predominio porcentual frente a las otras fuentes. Sin embargo, la mejora en el índice de renovabilidad de dicha matriz es mucho más contundente que en el escenario BAU, pasando del 23% en el año base al 71% en el año 2050. En esta mejora juegan un papel importante la implementación de baterías y centrales de ciclo combinado que usan mezcla de gas natural e hidrógeno verde (CC GN/H2). La generación requerida al final del período de proyección en este escenario, resulta ser 46% mayor que en el escenario BAU, debido a la mayor demanda de electricidad para el consumo final y para la producción de hidrógeno verde (figuras 42, 43 y 44).

Figura No. 42 Proyección de la generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0 H2



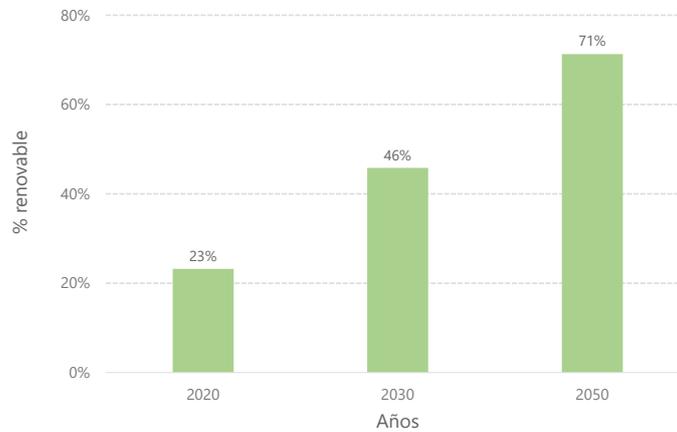
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 43 Estructura de la generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 44 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, México, escenario PRO NET-0 H2



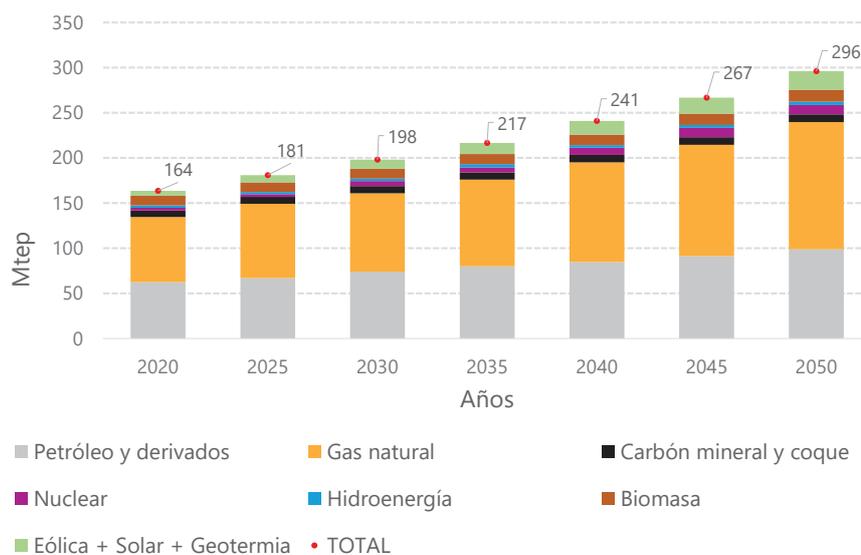
Fuente: Elaboración propia.

3.5 Proyección de la oferta total de energía

3.5.1 Escenario BAU

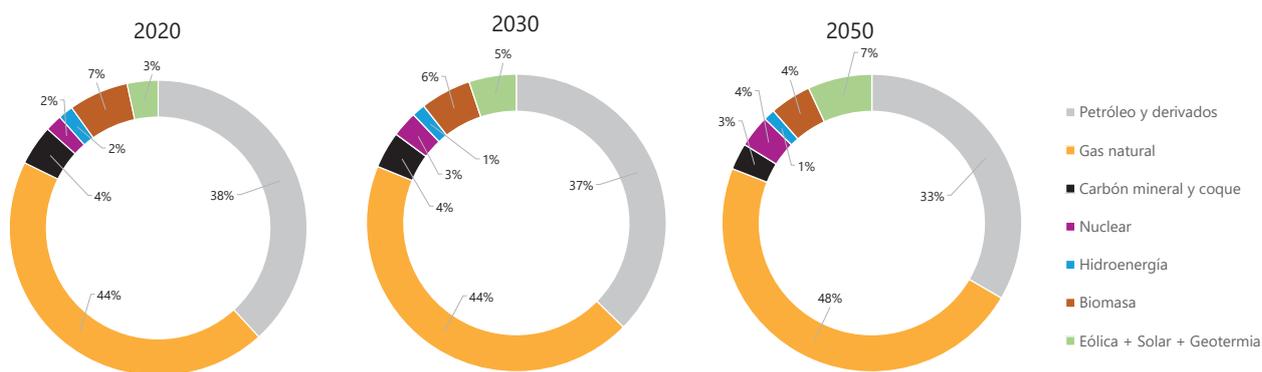
En el escenario de referencia (BAU), la matriz de oferta total de energía en México, sigue siendo durante todo el período de proyección dependiente en gran medida de las fuentes fósiles, principalmente de gas natural y petrolíferos. Sin embargo, es evidente que las energías renovables, incrementan su participación, permitiendo mejorar el índice de renovabilidad de esta matriz desde el 11% en el año base al 13% en el año 2050 (figuras 45, 46 y 47).

Figura No. 45 Proyección de la oferta total de energía, México, escenario BAU



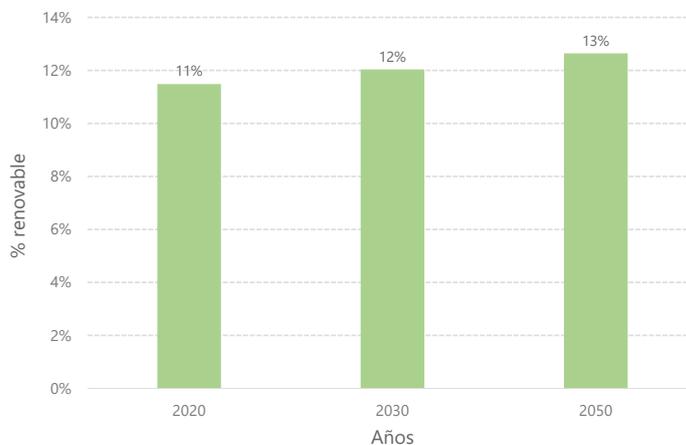
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 46 Estructura de la oferta total de energía, México, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 47 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, México, escenario BAU

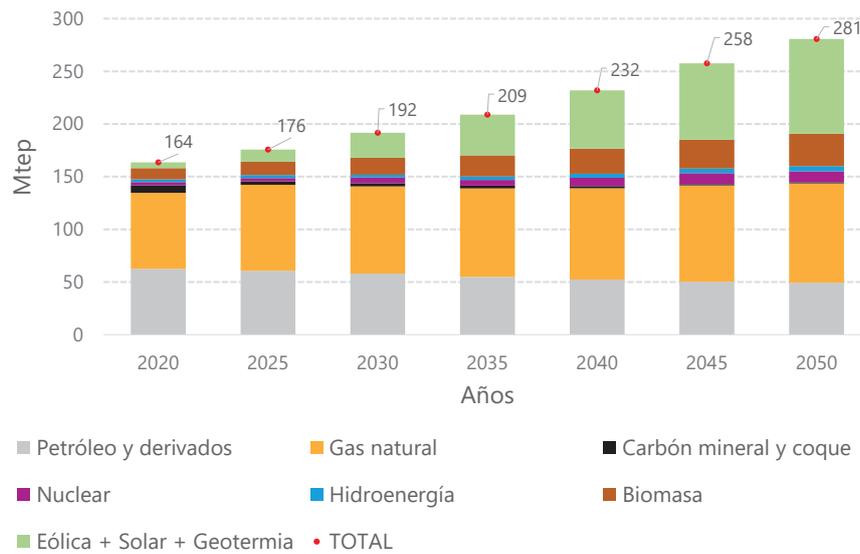


Fuente: Elaboración propia.

3.5.2 Escenario PRO NET-0 H2

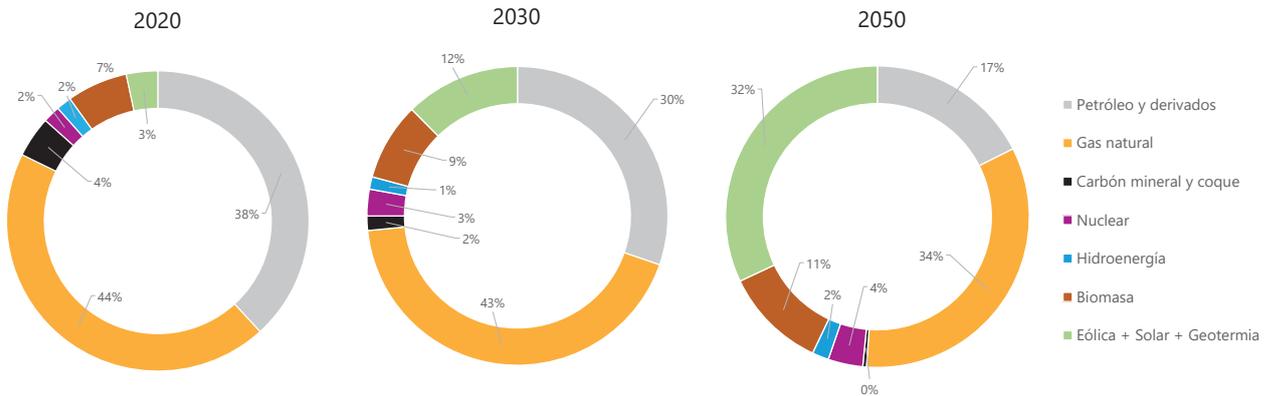
La evolución de la matriz de oferta total de energía de México bajo las premisas del escenario PRO NET-0 H2, se caracteriza por la reducción acelerada de la participación de las fuentes fósiles, principalmente del petróleo y sus derivados que pasa del 38% en el año base al 17% en el año 2050 y el importante incremento de la oferta de energías renovables como la solar, eólica y geotermia que en conjunto pasan de participar con solamente el 3% en el año 2020 al 32% en el año 2050. No obstante, el gas natural sigue siendo la fuente de mayor participación hasta el final del período de proyección. En términos absolutos, la oferta total de energía en este escenario, es en el año 2050 un 5% menor a la proyectada en el escenario BAU y el índice de renovabilidad de la matriz mejora de manera mucho más evidente pasando del 11% en al año base al 45% en el año 2050 (**figuras 48, 49 y 50**).

Figura No. 48 Proyección de la oferta total de energía, México, escenario PRO NET-0 H2



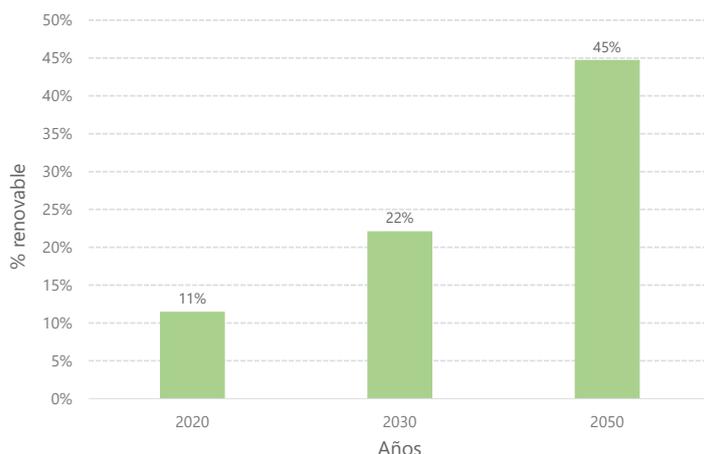
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 49 Estructura de la oferta total de energía, México, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 50 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, México, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

3.6 Proyección de las emisiones de CO₂

3.6.1 Escenario BAU

Las emisiones anuales de CO₂ de la matriz energética mexicana, en el escenario referencial, se incrementan al año 2050 en un 71% respecto al año base, correspondiendo el 72% del total a las actividades de consumo final de energía y el 28% a la generación eléctrica (figura 51).

Figura No. 51 Proyección de las emisiones de CO₂, México, escenario BAU



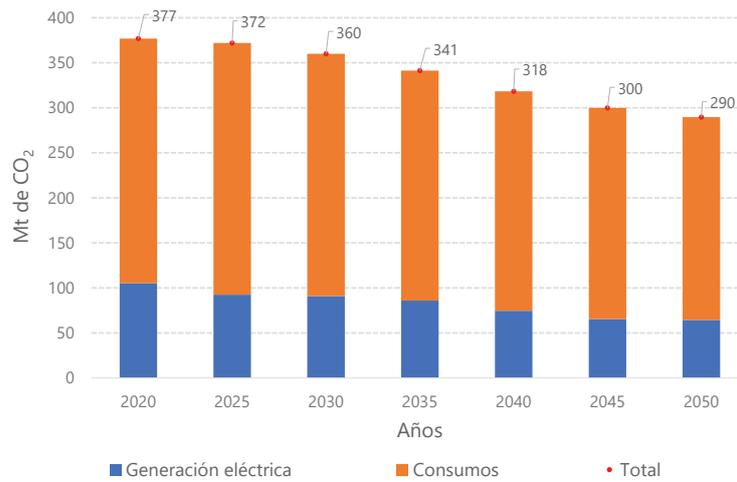
Fuente: Elaboración propia.

3.6.2 Escenario PRO NET-0 H2

En el escenario PRO NET-0 H2, se logra durante el periodo de proyección una disminución de las emisiones anuales totales de CO₂, de manera que al 2050 estas son un 23% menores a las del año base y 55% menores a las proyectadas en el escenario BAU para el mismo año. En este último año de proyección, el 78% corresponde a las actividades de consumo y el 22% a la generación eléctrica (figura 52).



Figura No. 52 Proyección de las emisiones de CO₂, México, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

4. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA AMÉRICA CENTRAL

4.1 Consideraciones generales

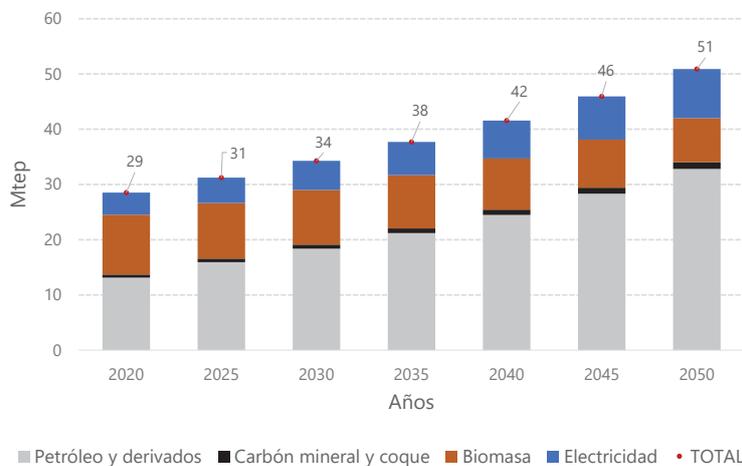
La prospectiva energética para la subregión de América Central, se basa en el “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Eléctrica 2018-2035”, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central (GTPIR), en los Balances Energéticos Nacionales de los países de América Central para el año 2020 y en las estimaciones del consumo final de energía elaboradas en correlación con las proyecciones del PIB nominal publicadas por el Banco Mundial en junio de 2022.

4.2 Proyección del consumo final de energía

4.2.1 Escenario BAU

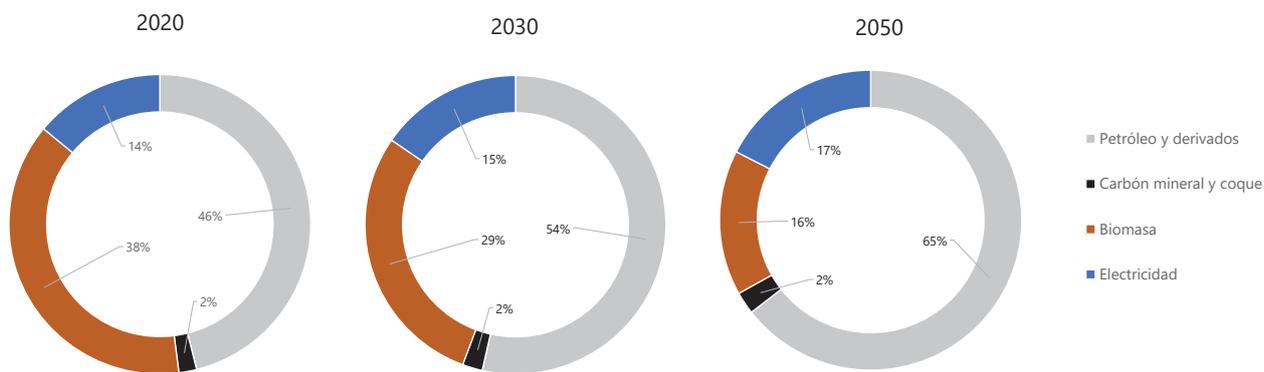
De acuerdo al escenario tendencial, el consumo final de energía en la subregión de América Central, crece a una tasa promedio anual del 2% y su evolución se caracteriza por un incremento en la participación de la electricidad que pasa del 14% en el año base al 17% en el año 2050 y de los derivados de petróleo, que pasa del 46% en el año base al 65% en el año 2050. La razón para esto es la sustitución del consumo residencial de leña por electricidad y GLP (figuras 53 y 54).

Figura No. 53 Proyección del consumo final de energía, América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 54 Evolución de la matriz de consumo final de energía, América Central, escenario BAU

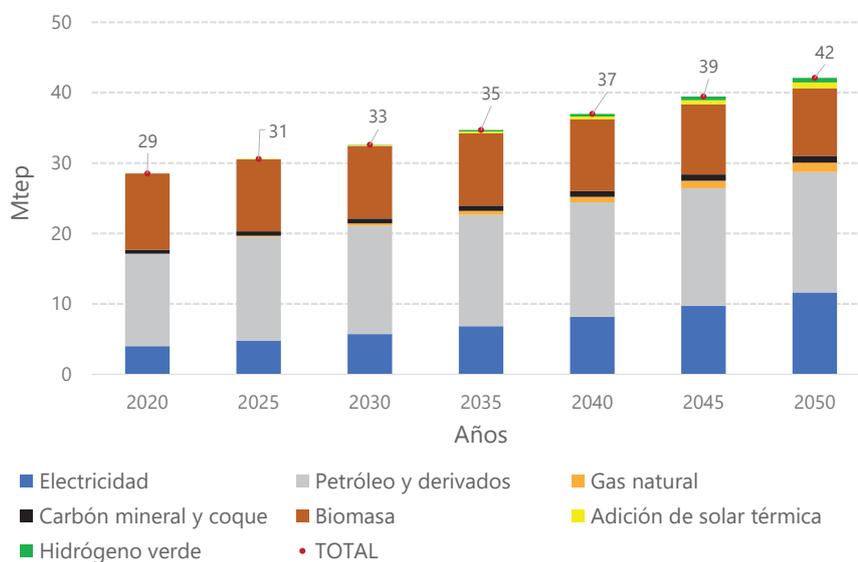


Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Escenario PRO NET-0 H2

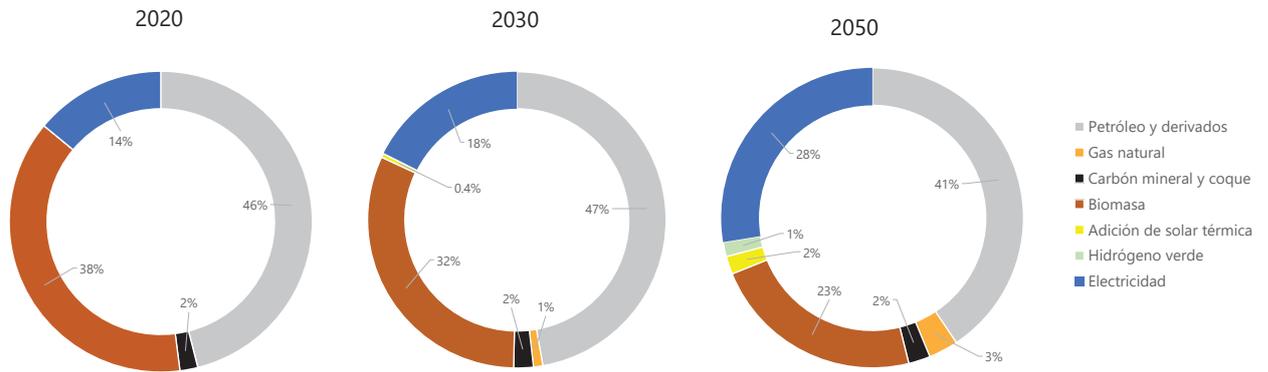
En este escenario se aprecia una penetración más acelerada de la electricidad en los sectores de consumo final, especialmente en el transporte, la industria y el sector residencial, duplicando la participación de esta fuente en la matriz de consumo para el año 2050 respecto al año base. La biomasa reduce su participación y se observa un incremento en el uso de la energía solar térmica y la presencia de consumo de hidrógeno verde a partir del año 2030, el cual llega a participar en el año 2050 con el 1% del total. El ahorro neto en el consumo anual debido al incremento de la eficiencia energética al final del período de proyección es del 18% (figuras 55 y 56).

Figura No. 55 Proyección del consumo final de energía, América Central, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 56 Evolución de la matriz de consumo final de energía, América Central, escenario PRO NET-0 H2



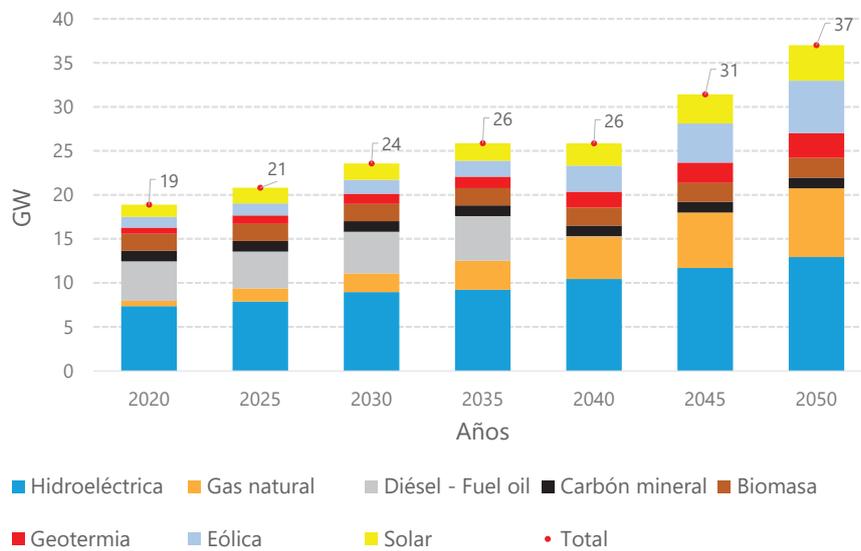
Fuente: Elaboración propia.

4.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

4.3.1 Escenario BAU

En el escenario de referencia, la expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica en América Central se hace principalmente mediante centrales a gas natural, hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicas y geotérmicas, incrementándose la participación de fuentes renovables del 67% al 76% en el período de proyección. Sin embargo, las centrales que mayor incremento experimentan en el parque generador de esta subregión, son la térmicas a gas natural (figuras 57, 58, 59 y 60).

Figura No. 57 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 58 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario BAU

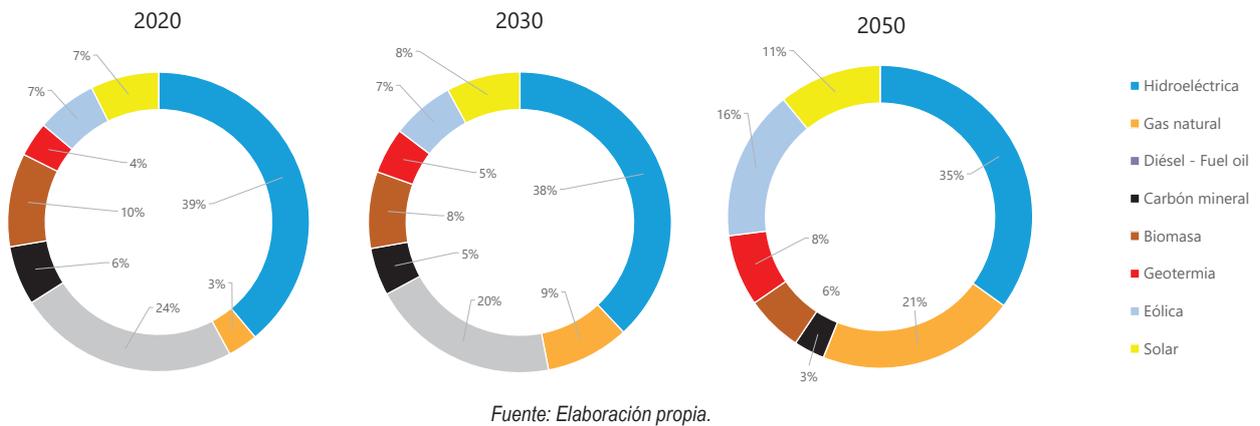


Figura No. 59 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, América Central, escenario BAU

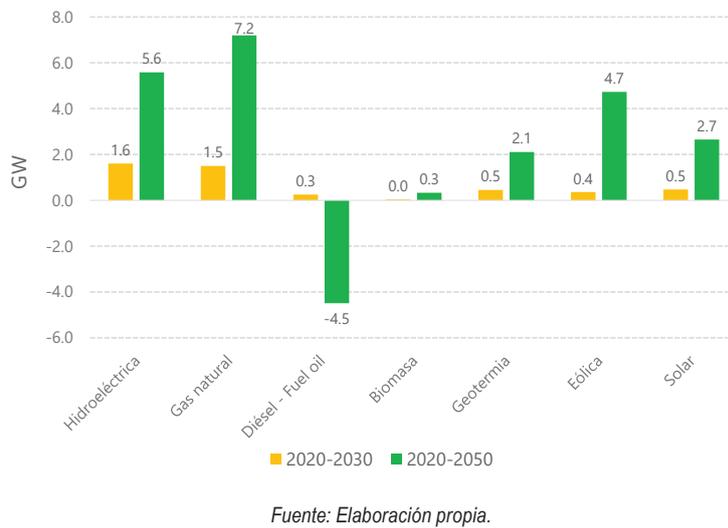
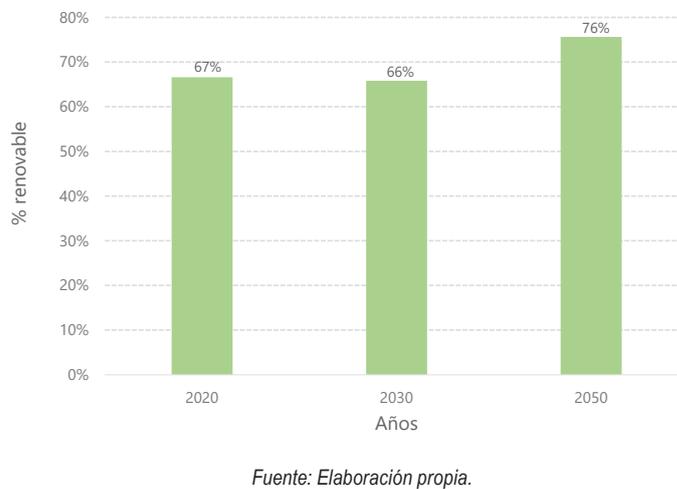


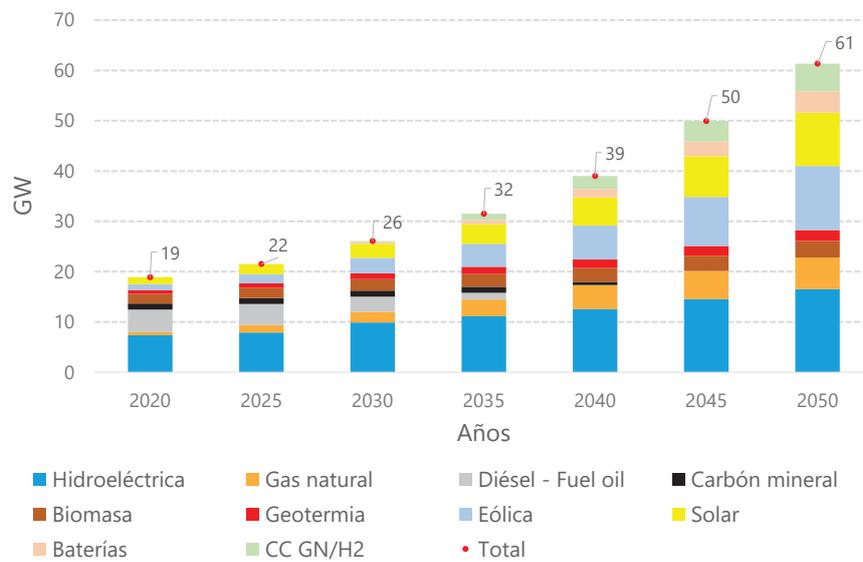
Figura No. 60 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario BAU



4.3.2 Escenario PRO NET-0 H2

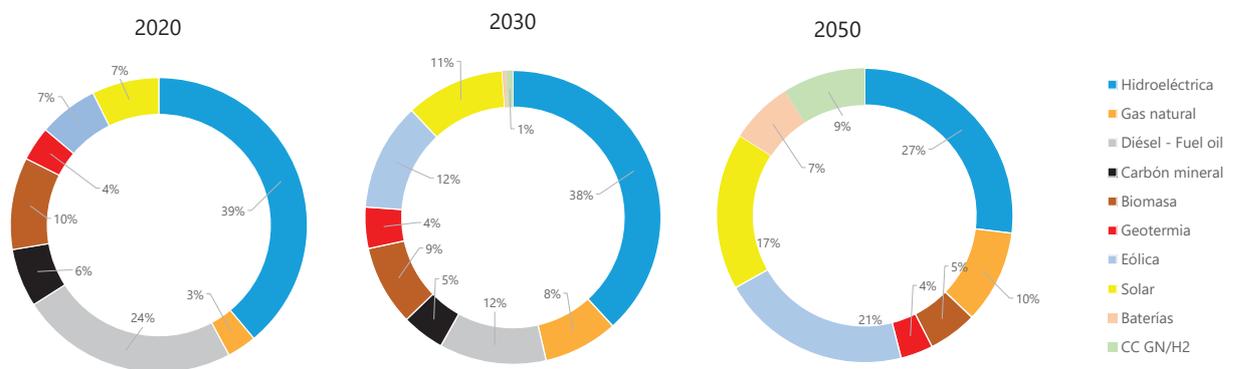
En este escenario se considera una adición mucho más acelerada de capacidad instalada de centrales que usan fuentes renovables como las hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicas y geotérmicas. También se considera la implementación de baterías y centrales de ciclo combinado que consumen mezcla de gas natural e hidrógeno verde (CC GN/H2), de manera que el componente renovable del parque generador centroamericano pasa del 67% en el año base al 83% en el año 2050. Cabe indicar que el componente no renovable del parque generado queda al final del período de proyección representado únicamente por las centrales a gas natural. La capacidad total requerida en este escenario para el año 2050 es un 66% superior a la proyectada en el escenario BAU, debido a la mayor penetración de electricidad en el consumo final y al surgimiento de la producción de hidrógeno verde (figuras 61, 62, 63 y 64).

Figura No. 61 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0 H2



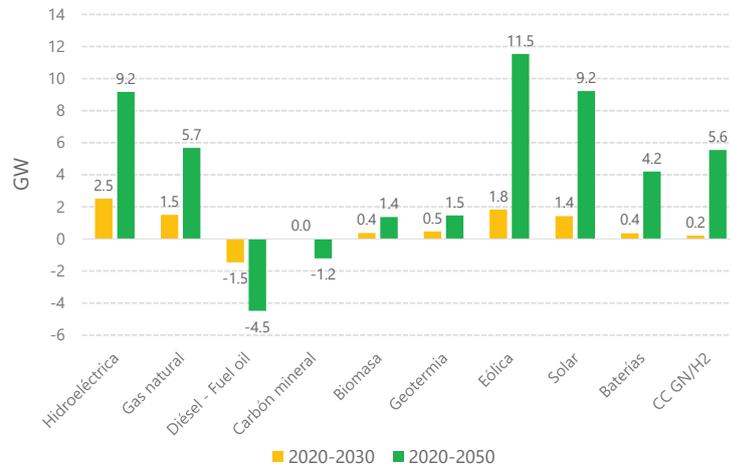
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 62 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0 H2



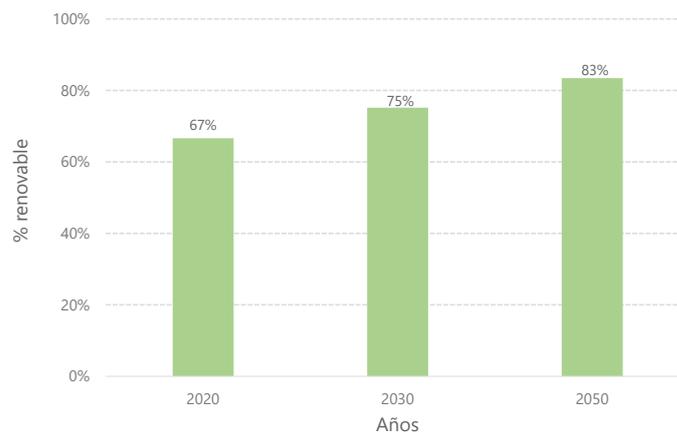
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 63 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 64 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0 H2



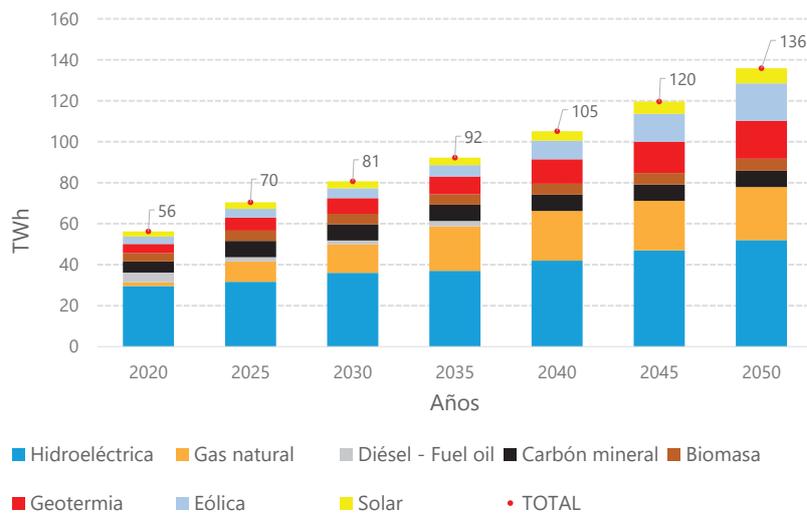
Fuente: Elaboración propia.

4.4 Proyección de la generación eléctrica

4.4.1 Escenario BAU

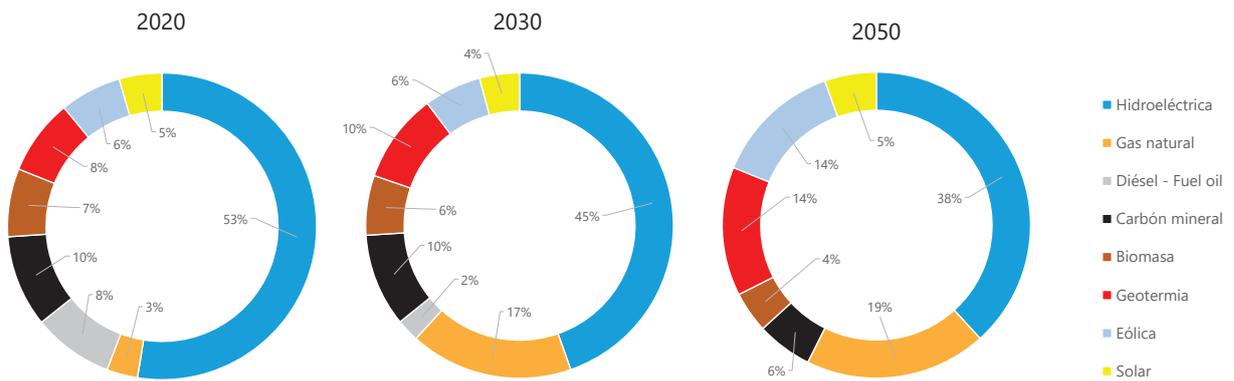
De manera coherente con la expansión de la capacidad instalada, en la matriz de generación eléctrica se observa un incremento en la participación de las fuentes renovables, principalmente de las no convencionales como eólica solar y geotérmica, sin embargo, debido a la importante expansión de las centrales a gas natural y a su contribución en la producción de energía, el índice de renovabilidad de la matriz en el año 2050 pierde 4 puntos porcentuales respecto al año base (**figuras 65, 66 y 67**).

Figura No. 65 Proyección de la generación eléctrica, América Central, escenario BAU



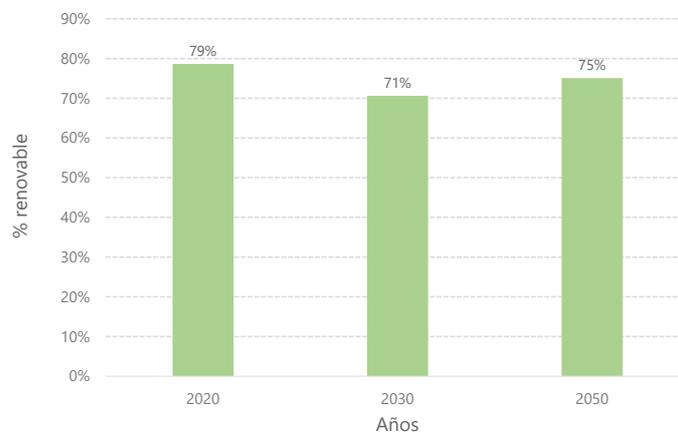
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 66 Estructura de la generación eléctrica, América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 67 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, América Central, escenario BAU



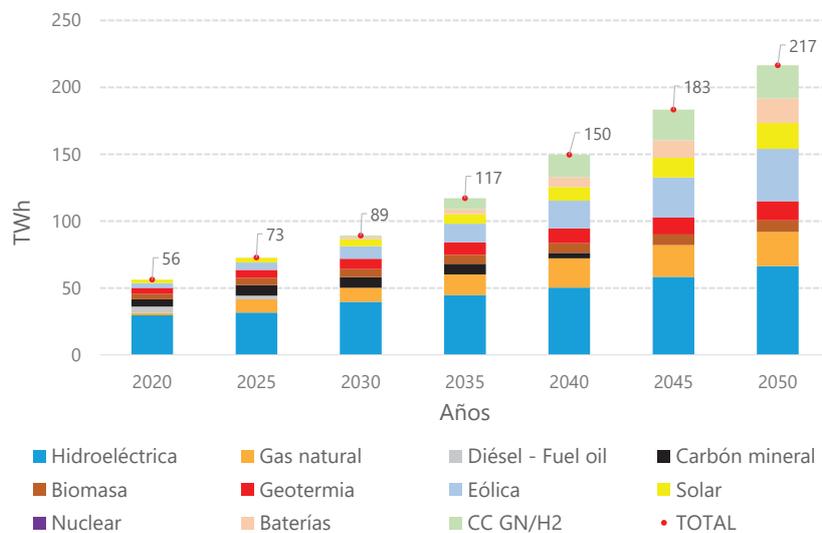
Fuente: Elaboración propia.

4.4.2 Escenario PRO NET-0 H2

Gracias a la expansión predominante que se da en este escenario de capacidad de generación eléctrica con fuentes renovables de energía, a la implementación de baterías y al uso de gas natural mezclado con hidrógeno verde en centrales ciclo combinado (CC GN/H2), el índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica centroamericana mejora, pasando del 79% en el año base al 80% en el año 2050. Debido a la mayor penetración de electricidad en los usos finales de la energía y a los requerimientos de producción de hidrógeno verde, la energía anual generada al final del período de proyección en este escenario, es 59% superior a la proyectada en el escenario BAU.

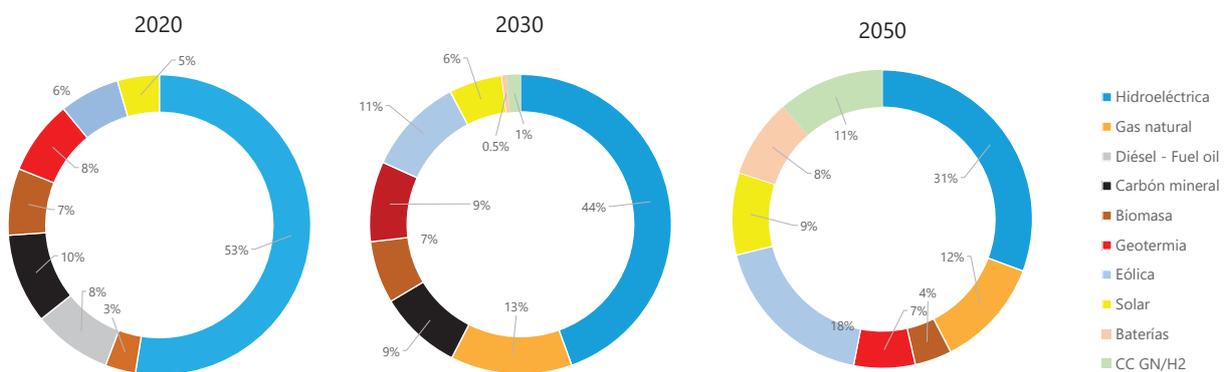
De la generación eléctrica total de América Central proyectada para el año 2050, el 15% estaría destinado a la producción de hidrógeno verde (**figuras 68, 69 y 70**).

Figura No. 68 Proyección de la generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

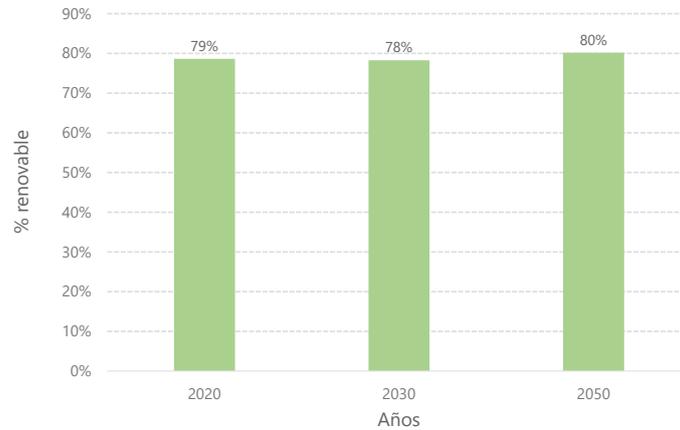
Figura No. 69 Estructura de la generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.



Figura No. 70 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, América Central, escenario PRO NET-0 H2



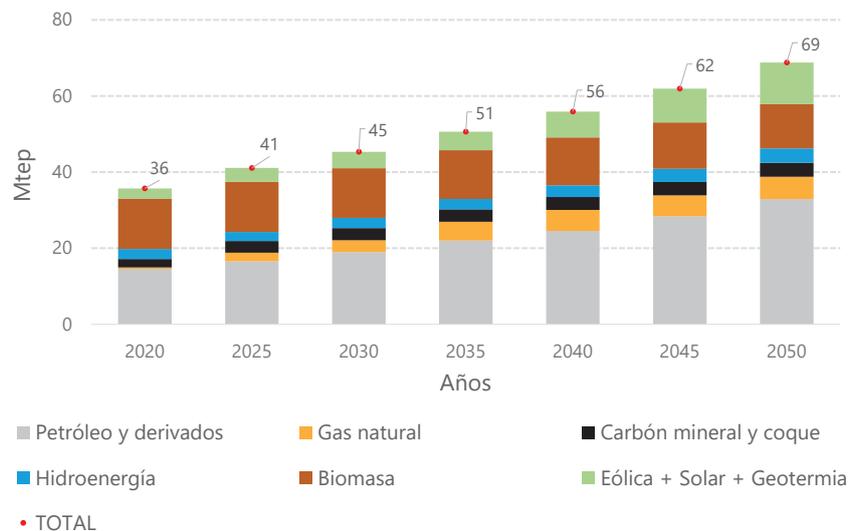
Fuente: Elaboración propia.

4.5 Proyección de la oferta total de energía

4.5.1 Escenario BAU

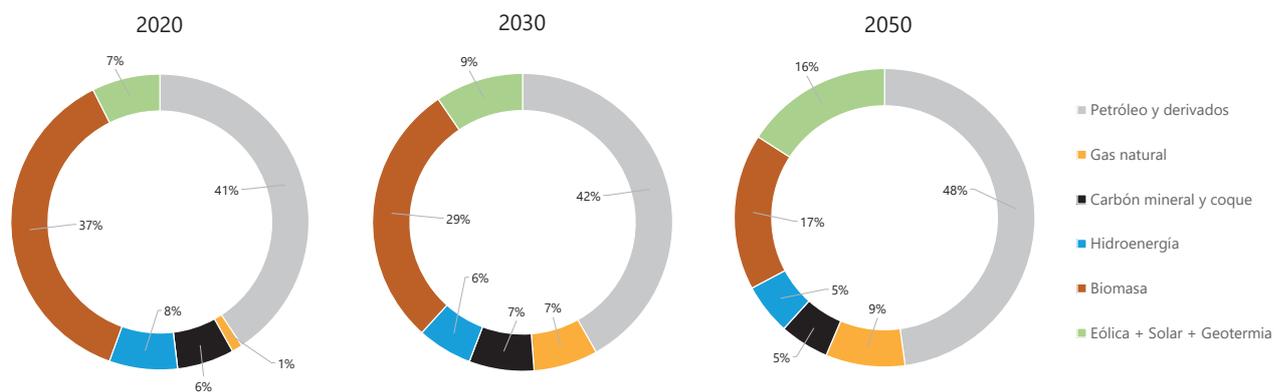
La evolución de la matriz de oferta total de energía de América Central, bajo en este escenario, se caracteriza, por la disminución en la participación de la biomasa y el incremento de la participación del petróleo y sus derivados, del gas natural y de fuentes de energía renovable como la eólica, la solar fotovoltaica y la geotermia. Como resultado de esta evolución, el componente renovable de la matriz disminuye durante el período de proyección, pasando del 52% en el año base al 38% en el año 2050. Esto es consecuencia de la sustitución del consumo de leña en el sector residencial por GLP y electricidad y la penetración del gas natural en la matriz de generación eléctrica (figuras 71, 72 y 73).

Figura No. 71 Proyección de la oferta total de energía, América Central, escenario BAU



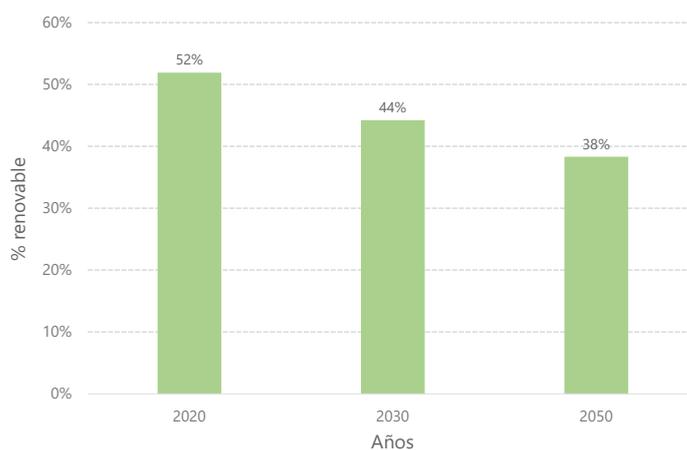
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 72 Estructura de la oferta total de energía, América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 73 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, América Central, escenario BAU

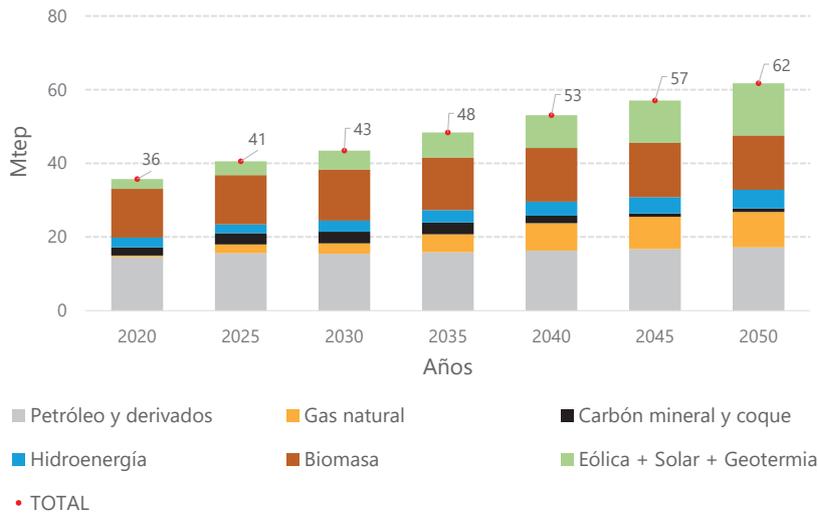


Fuente: Elaboración propia.

4.5.2 Escenario PRO NET-0 H2

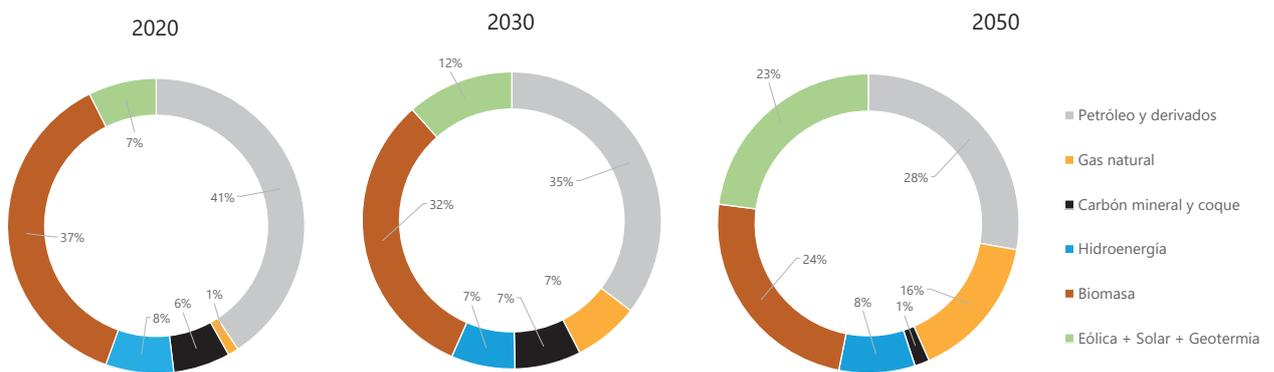
Como consecuencia de la electrificación más acelerada de los usos finales de la energía, la penetración del hidrógeno verde en los sectores de consumo final, la expansión de las energías renovables y uso de baterías en la generación eléctrica y el uso de gas natural mezclado con hidrógeno verde en centrales termoeléctricas, el componente renovable de la matriz de oferta total de energía centroamericana mejora, pasando del 52% en el año base al 55% en el año 2050. Gracias a la ganancia de eficiencia en el uso de la energía, al año 2050 la oferta anual de energía es 10% menor que el valor proyectado en el escenario BAU (figuras 74, 75 y 76).

Figura No. 74 Proyección de la oferta total de energía, América Central, escenario PRO NET-0 H2



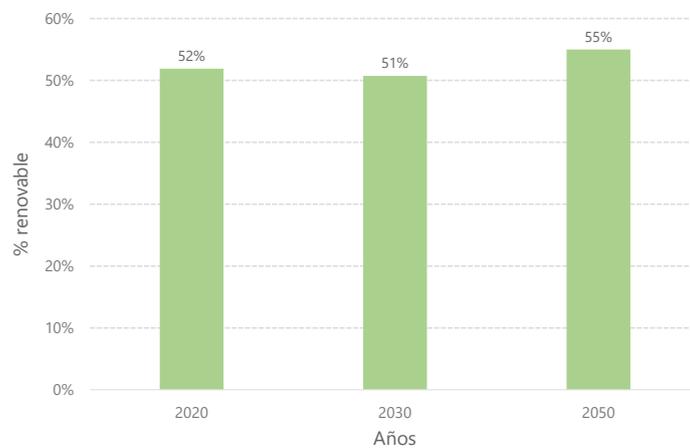
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 75 Estructura de la oferta total de energía, América Central, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 76 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, América Central, escenario PRO NET-0 H2



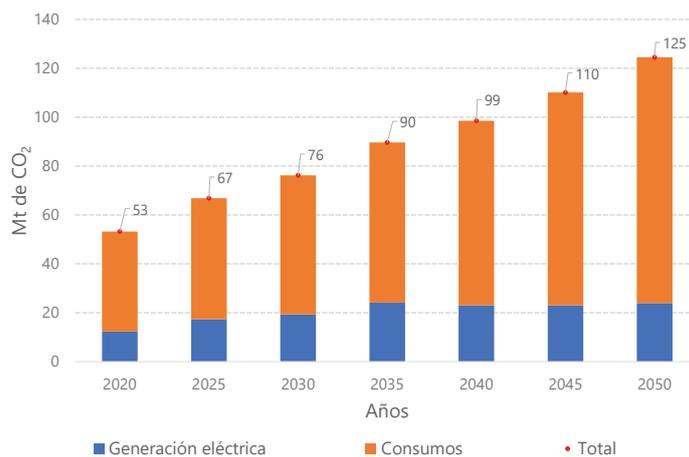
Fuente: Elaboración propia.

4.6. Proyección de las emisiones de CO₂

4.6.1 Escenario BAU

En el escenario tendencial, las emisiones de CO₂ de la matriz energética centroamericana, se incrementa en un 134% durante el período de proyección, debido al desplazamiento de consumo final de leña y para el año 2050, de dichas emisiones, los sectores de consumo final participan con 80% mientras el 20% restante corresponde a la generación eléctrica (**figura 77**).

Figura No. 77 Proyección de las emisiones de CO₂, América Central, escenario BAU

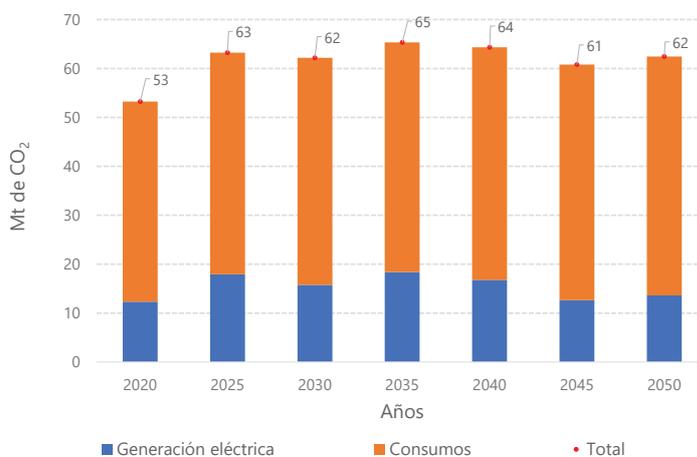


Fuente: Elaboración propia.

4.6.2 Escenario PRO NET-0 H2

En el escenario PRO NET-0 H2, tras un período de crecimiento de las emisiones anuales de CO₂ que dura hasta el año 2035, estas empiezan a disminuir, llegando al final del período de proyección con un valor que, si bien es 16% superior a las registradas en el año base, es 50% inferior al valor proyectado en el escenario BAU (**figura 78**).

Figura No. 78 Proyección de las emisiones de CO₂, América Central, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

5. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA LA ZONA ANDINA

5.1 Consideraciones generales

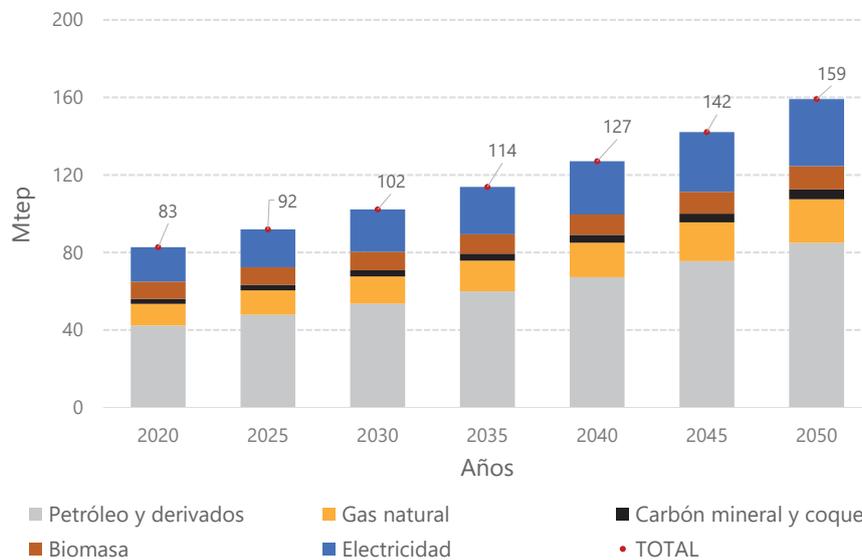
En la construcción de los escenarios energéticos para la Zona Andina, se utilizó como referencia algunas publicaciones relacionadas con la expansión del sector energético, de los países de la subregión, como: “Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020 – 2034”, publicado por la UPME de Colombia, Recomendaciones para el desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Colombia” publicada por la Universidad de la Sabana, “Actualización de Hoja de Ruta de Transición Energética 2030 - 2050”, elaborado por Deloitte para Perú, la “Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021 – 2030”, elaborado por COES de Perú, el “Plan Maestro de Electricidad 2018-2031”, elaborado por el MEM de Ecuador. Adicionalmente, se utilizaron los Balances Energéticos Nacionales de los países de la Zona Andina para el año 2020 y en las estimaciones del consumo final de energía, elaboradas en correlación con las proyecciones del PIB nominal publicadas por el Banco Mundial en junio de 2022.

5.2 Proyección del consumo final de energía

5.2.1 Escenario BAU

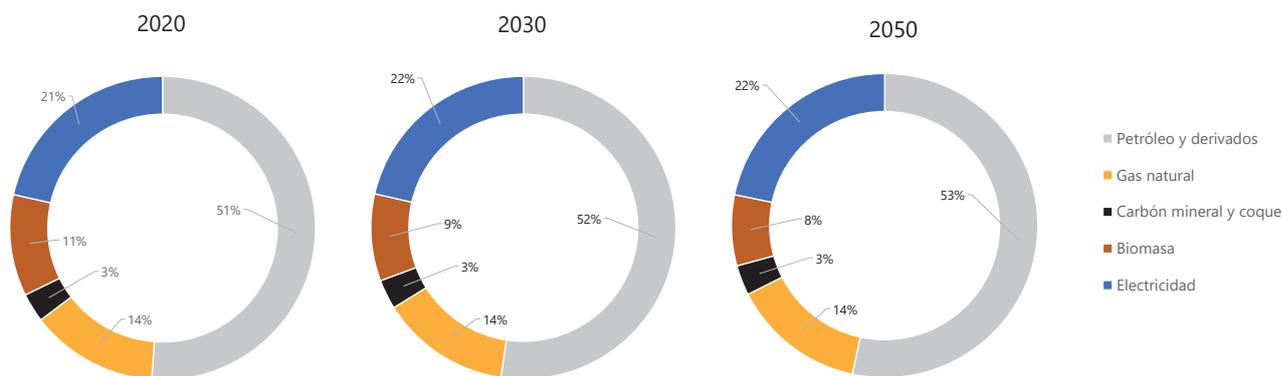
En el escenario BAU, la matriz de consumo final de energía en la Zona Andina, evoluciona manteniendo la participación predominante de los derivados de petróleo los cuales incluso incrementan su participación durante el período de proyección. Sí embargo también se presenta un pequeño incremento en la participación de la electricidad respecto al año base (**figuras 79 y 80**).

Figura No. 79 Proyección del consumo final de energía, Zona Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 80 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Zona Andina, escenario BAU

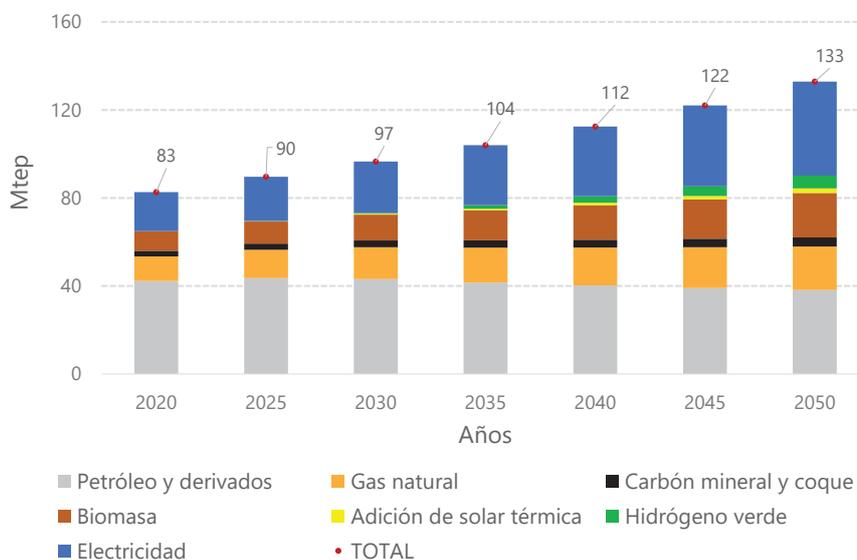


Fuente: Elaboración propia.

5.2.2 Escenario PRO NET-0 H2

En este escenario se distingue la penetración más acelerada de la electricidad, los biocombustibles (biomasa), la energía solar térmica y el hidrógeno verde en los sectores de consumo final de energía, desplazando el uso de fuentes fósiles las cuales disminuyen su participación en la matriz de consumo. Gracias al incremento de la eficiencia energética, el consumo anual de energía en el año 2050 resulta ser un 16% menor que el proyectado en el escenario BAU para ese mismo año (**figuras 81, 82 y 83**).

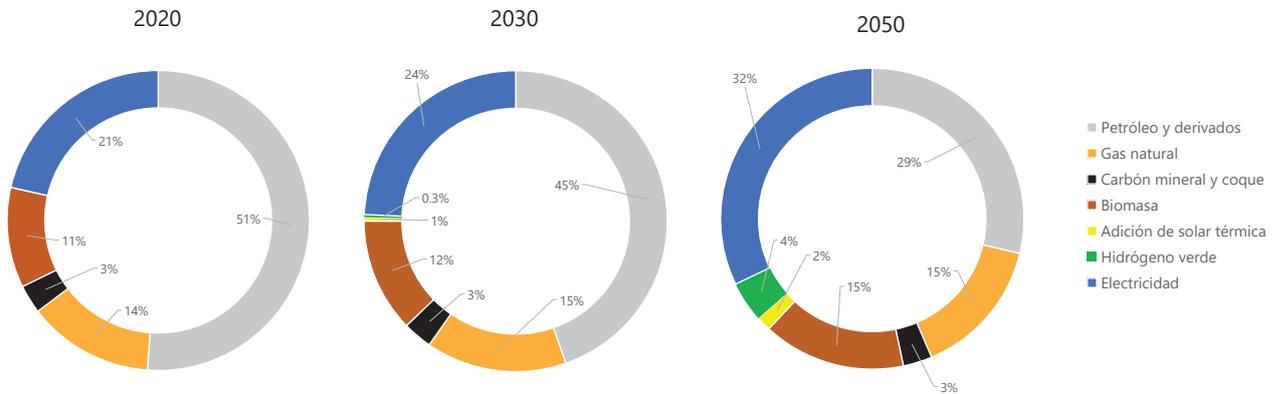
Figura No. 81 Proyección del consumo final de energía, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.



Figura No. 82 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



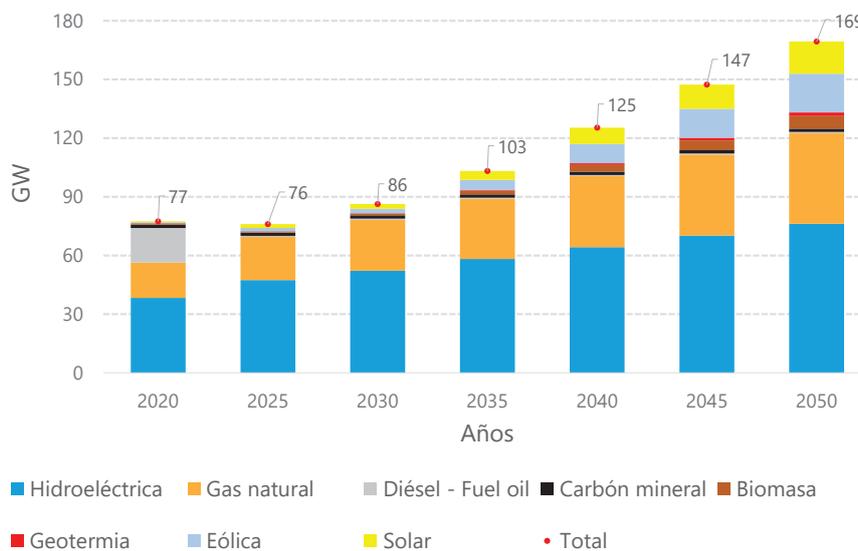
Fuente: Elaboración propia.

5.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

5.3.1 Escenario BAU

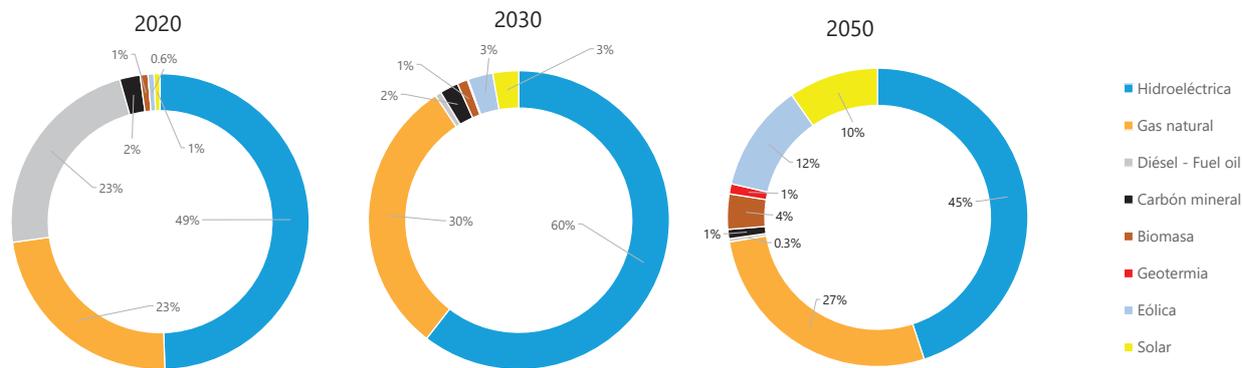
En la expansión del parque generador de electricidad en la Zona Andina, predominan bajo este escenario, la instalación de nuevas hidroeléctricas, centrales a gas natural, centrales eólicas y solares fotovoltaicas, permitiendo el retiro de térmicas a diésel y fuel oil. Esto produce un incremento del componente renovable de dicho parque de 52% en el año base a 71% en el año 2050 (figuras 83, 84, 85 y 86).

Figura No. 83 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



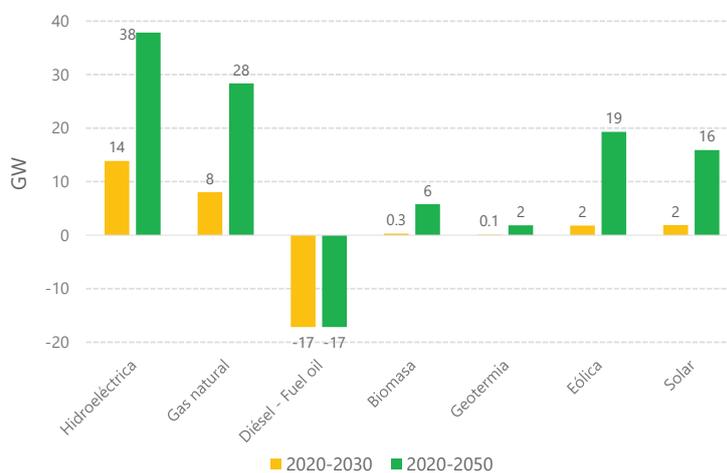
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 84 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



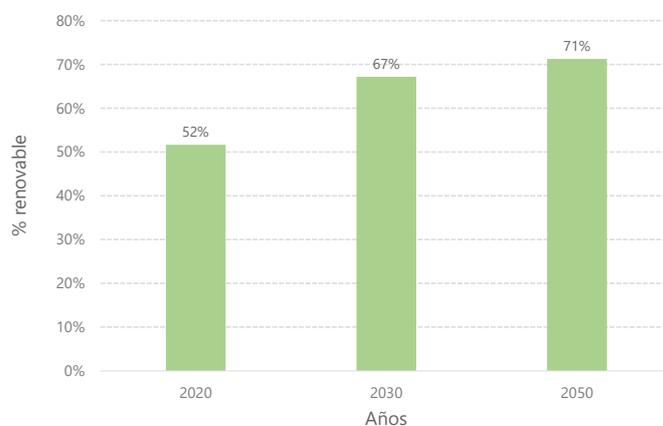
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 85 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 86 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU

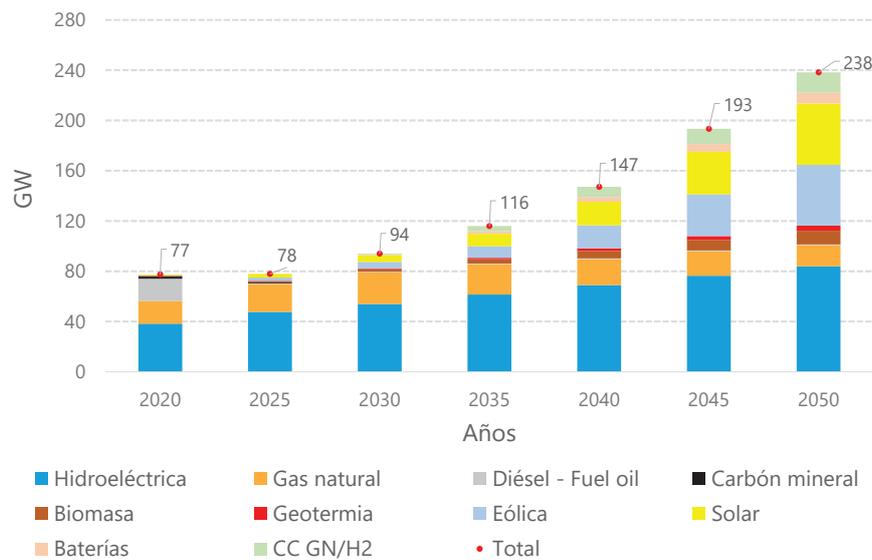


Fuente: Elaboración propia.

5.3.2 Escenario PRO NET-0 H2

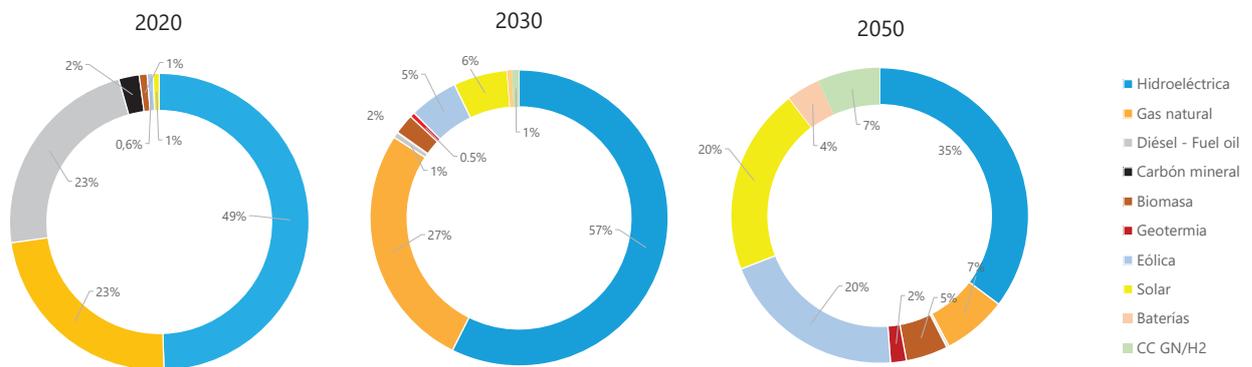
En este escenario, la expansión del parque generador se realiza fundamentalmente mediante la instalación a gran escala de centrales que utilizan fuentes renovables de energía, que en orden de importancia son: hidroeléctricas, solares fotovoltaicas y eólicas. También se contempla la instalación en menor magnitud de centrales geotérmicas, centrales de ciclo combinado que utilizan mezcla de gas natural e hidrógeno verde (CC GN/H2) y de baterías para proporcionar estabilidad al sistema. Bajo estas circunstancias, el componente renovable del parque generador andino pasa del 52% en el año base al 88% en el año 2050. Debido a los requerimientos adicionales de electricidad para consumo final y para producción de hidrógeno verde, la capacidad requerida para el año 2050 es un 41% superior a la proyectada en el escenario BAU (**figuras 87, 88, 89 y 90**).

Figura No. 87 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



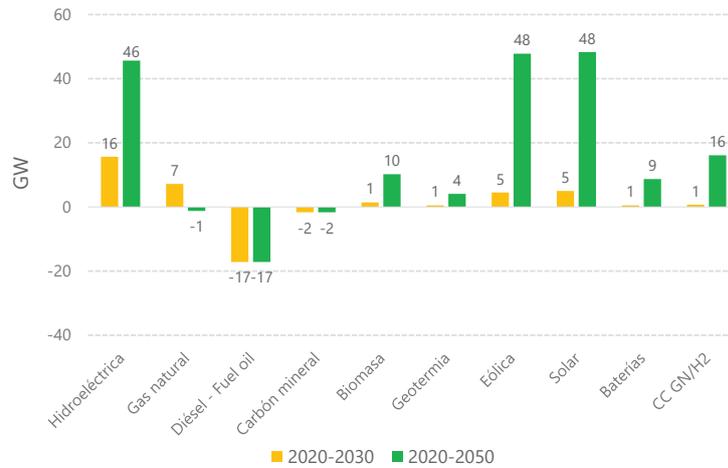
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 88 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



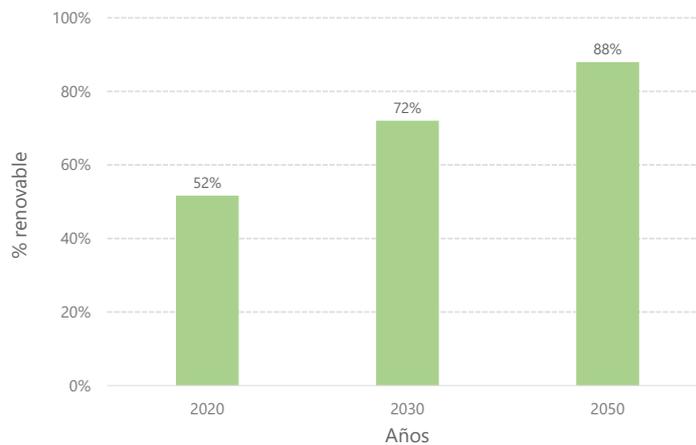
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 89 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 90 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



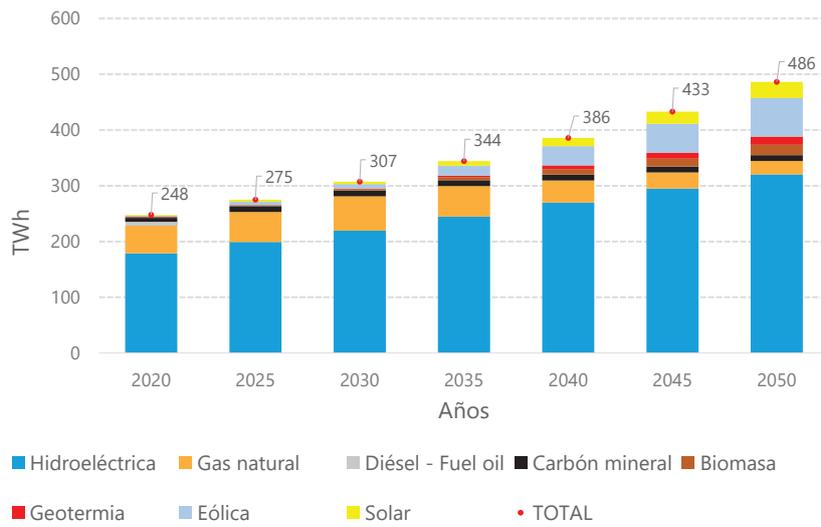
Fuente: Elaboración propia.

5.4 Proyección de la generación eléctrica

5.4.1 Escenario BAU

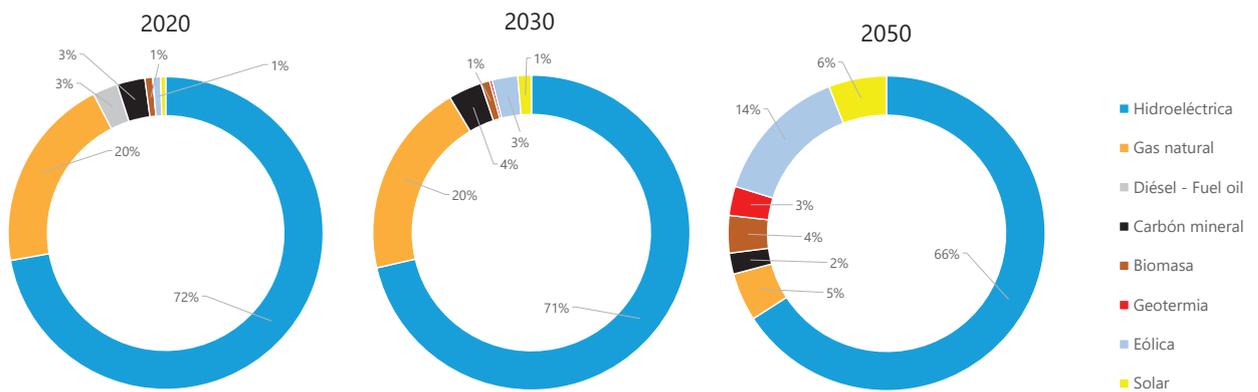
Acorde con la evolución de la capacidad instalada del parque generador andino en el escenario BAU, la producción de energía eléctrica evoluciona hacia una mayor participación de las fuentes de energía renovables, principalmente la hidráulica, la eólica y la solar, incluyendo la penetración de la geotermia y la mayor participación de la biomasa en dicha evolución. Bajo estas condiciones, el índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica, crece del 74% en el año base al 93% en el año 2050 (figuras 91, 92 y 93).

Figura No. 91 Proyección de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



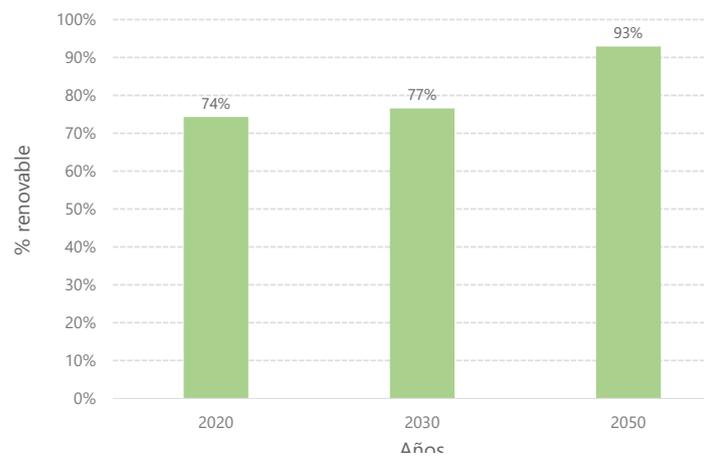
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 92 Estructura de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 93 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario BAU



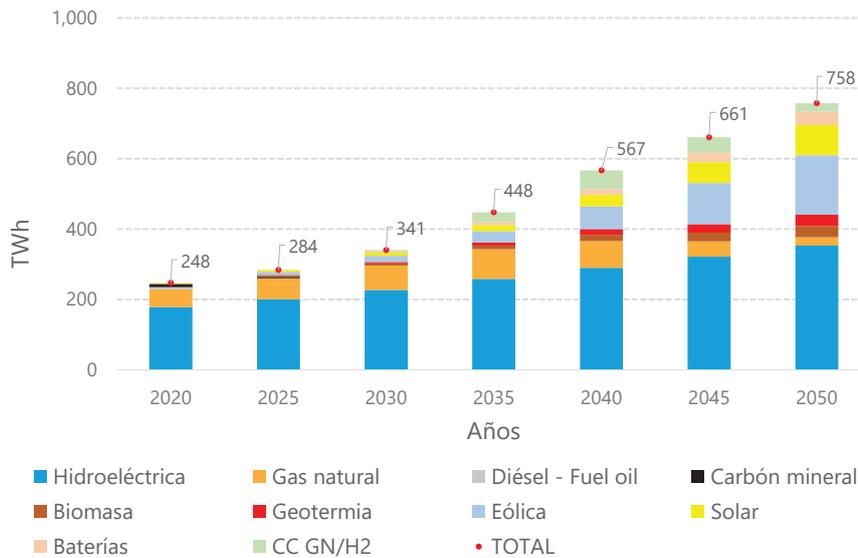
Fuente: Elaboración propia.

5.4.2 Escenario PRO NET-0 H2

La mayor adición de capacidad de centrales que utilizan fuentes renovables de energía, así como la implementación de baterías y centrales ciclo combinado que usan mezcla de gas natural e hidrógeno verde (CC GN/H2), el índice de renovabilidad de la generación eléctrica para el año 2050, mejora en 2 puntos porcentuales respecto al proyectado en el escenario BAU, llegando al 95%. Debido al mayor requerimiento de generación para cubrir el consumo final de electricidad y la producción de hidrógeno verde, la generación total de electricidad en este escenario al año 2050, es un 56% mayor que la proyectada en el escenario BAU.

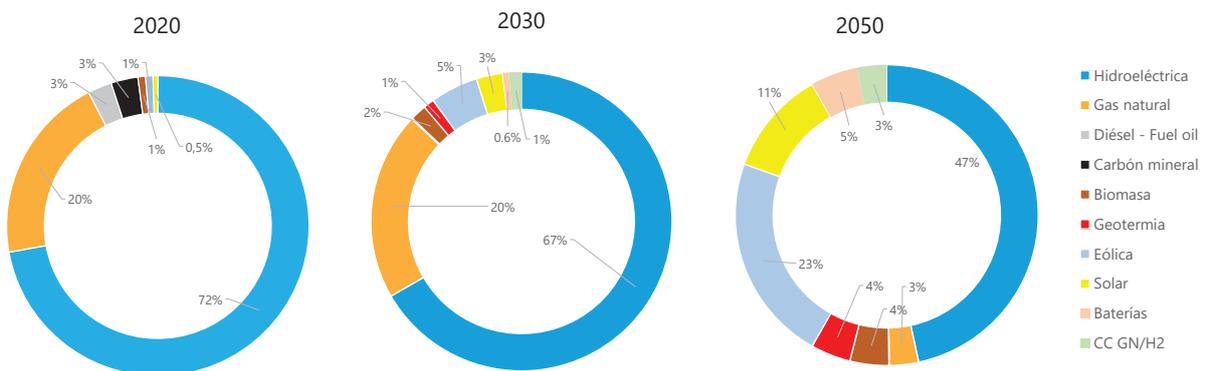
De la generación eléctrica total de la Zona Andina proyectada para el año 2050, el 17% estaría destinado a la producción de hidrógeno verde (figuras 94, 95 y 96).

Figura No. 94 Proyección de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

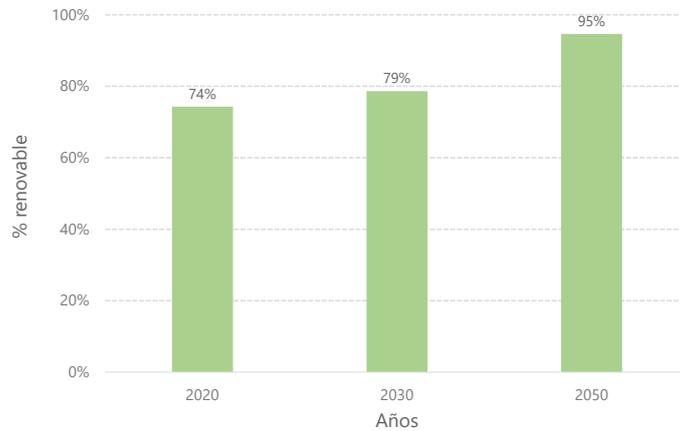
Figura No. 95 Estructura de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.



Figura No. 96 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Zona Andina, escenario PRO NET-0



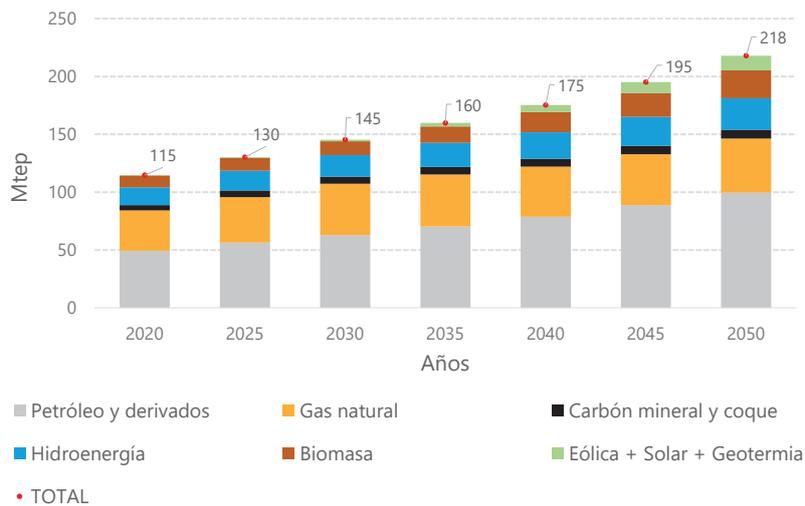
Fuente: Elaboración propia.

5.5 Proyección de la oferta total de energía

5.5.1 Escenario BAU

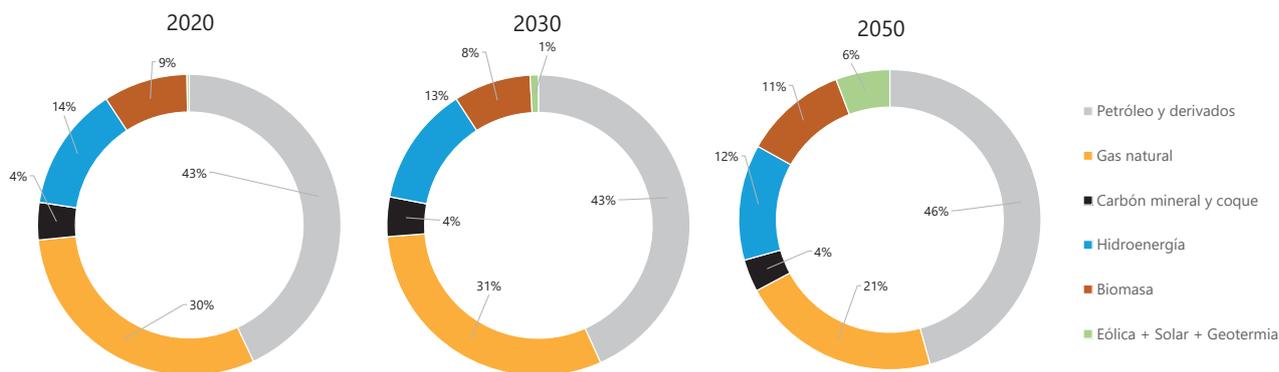
En el escenario BAU, los hidrocarburos predominan en la matriz de oferta total andina durante todo el período de proyección, aunque se observa un crecimiento en la participación de las fuentes de energía renovables no convencionales como la eólica, la solar y la geotermia. De esta manera, el componente renovable de dicha matriz se incrementa del 23% en el año base al 29% en el año 2050 (figuras 97, 98 y 99).

Figura No. 97 Proyección de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario BAU



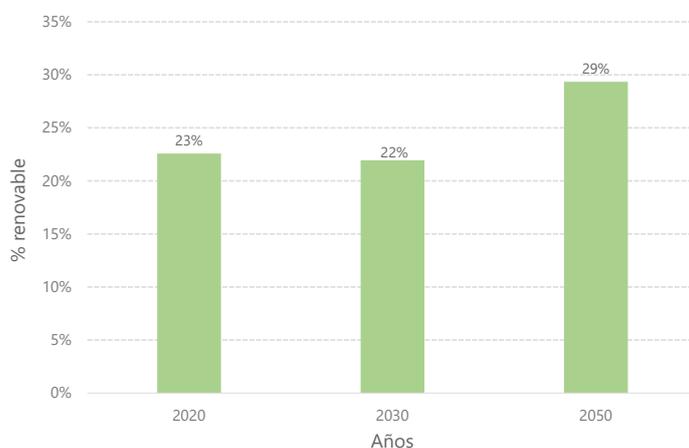
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 98 Estructura de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 99 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario BAU

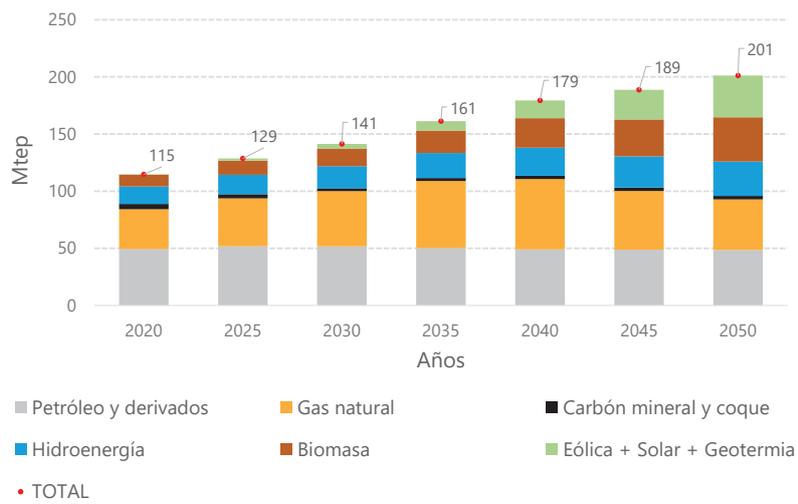


Fuente: Elaboración propia.

5.5.2 Escenario PRO NET-0 H2

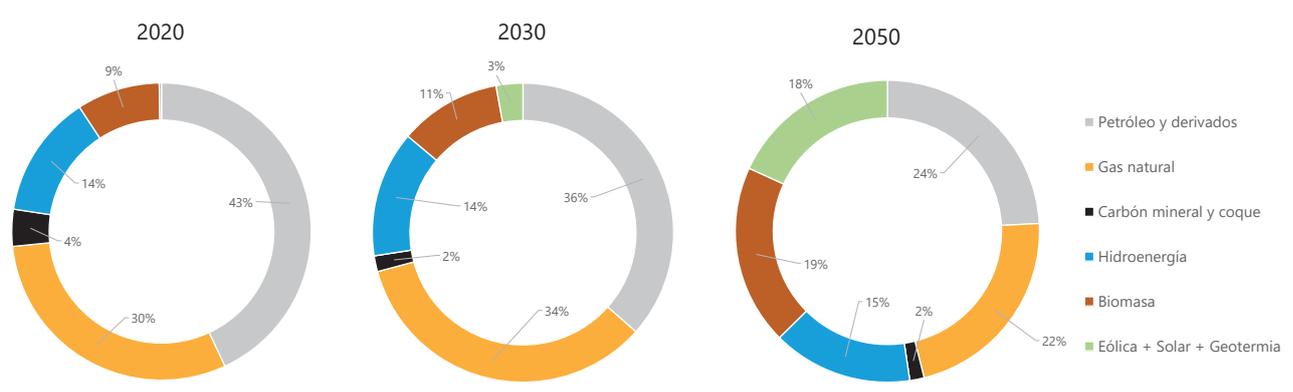
En este escenario se observa que los hidrocarburos, tanto el petróleo y sus derivados como el gas natural reducen de manera importante su participación en la matriz de oferta total de energía de la Zona Andina, siendo desplazadas por fuentes de energía renovable como la hidroenergía, la biomasa, la eólica, solar y la geotermia. De esta manera, el índice de renovabilidad de la matriz, mejora desde un 23% en el año base al 52% en el año 2050. También se logra un ahorro anual del 8% en la oferta de energía del año 2050, respecto al valor proyectado en el escenario BAU (figuras 100, 101 y 102).

Figura No. 100 Proyección de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



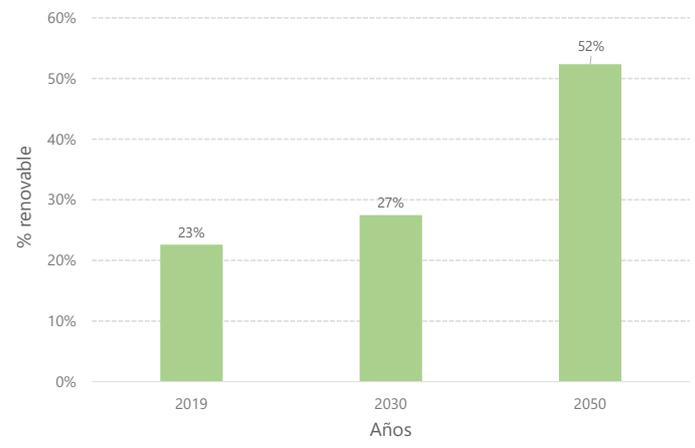
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 101 Estructura de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 102 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



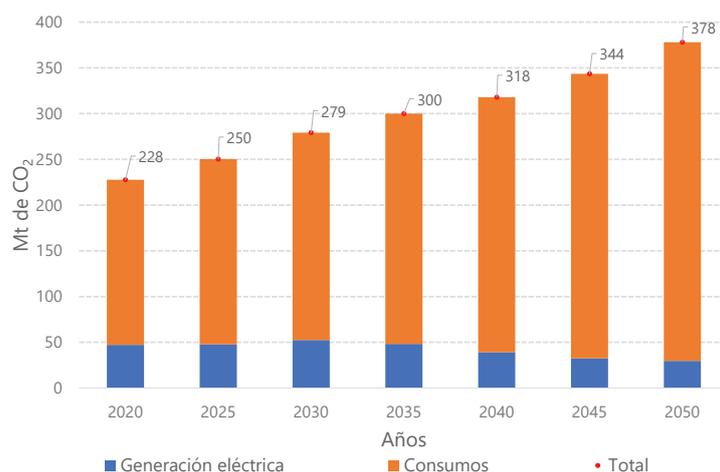
Fuente: Elaboración propia.

5.6 Proyección de las emisiones de CO₂

5.6.1 Escenario BAU

Con la evolución tendencial del sector energético andino, las emisiones anuales de CO₂ se incrementan en un 66% durante el periodo de proyección y es importante recalcar que, aunque las emisiones de la generación eléctrica disminuyen en un 37% durante ese periodo, las emisiones del consumo final, las cuales llegan en el 2050 a representar el 92% del total, se incrementan en el 93% respecto al año base (**figura 103**).

Figura No. 103 Proyección de las emisiones de CO₂, Zona Andina, escenario BAU

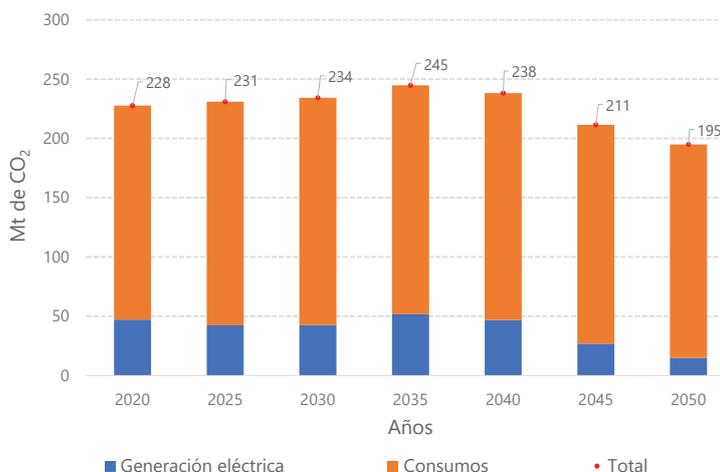


Fuente: Elaboración propia.

5.6.2 Escenario PRO NET-0 H2

Gracias a las medidas de descarbonización simuladas tanto en la matriz de consumo final, como en la matriz de generación eléctrica de la Zona Andina, las emisiones anuales de CO₂ presentan un comportamiento particular donde crecen hasta alcanzar un máximo en el año 2035 y luego comienzan a decrecer de una manera acelerada, resultando en una disminución neta durante el periodo de proyección del 14% respecto al año base (**figura 104**).

Figura No. 104 Proyección de las emisiones de CO₂, Zona Andina, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

6. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA EL CONO SUR

6.1 Consideraciones generales

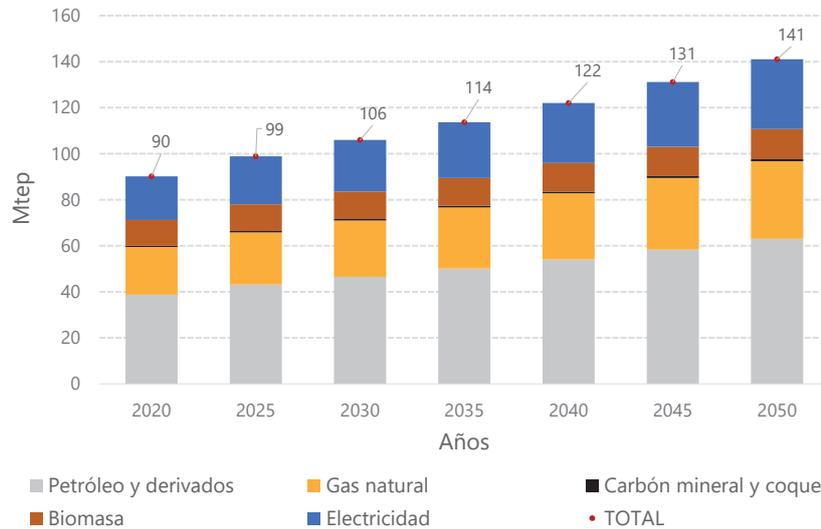
Para el ejercicio prospectivo del Cono Sur, se consideró la información sobre planes y políticas de desarrollo energético publicadas por los países que integran esta subregión, tales como el “Plan de Carbono Neutralidad al 2050” de Chile, “Escenarios energéticos 2030” de Argentina, “Prospectiva Energética 2050”, de Paraguay, “Prospectiva de la Demanda Eléctrica 2018” y “Estrategia Climática de Largo Plazo” de Uruguay; así como los balances energéticos del año 2020 y las proyecciones de consumo final correlacionadas con las estimaciones de variación del PIB nominal del Banco Mundial publicadas en junio de 2022.

6.2 Proyección del consumo final de energía

6.2.1 Escenario BAU

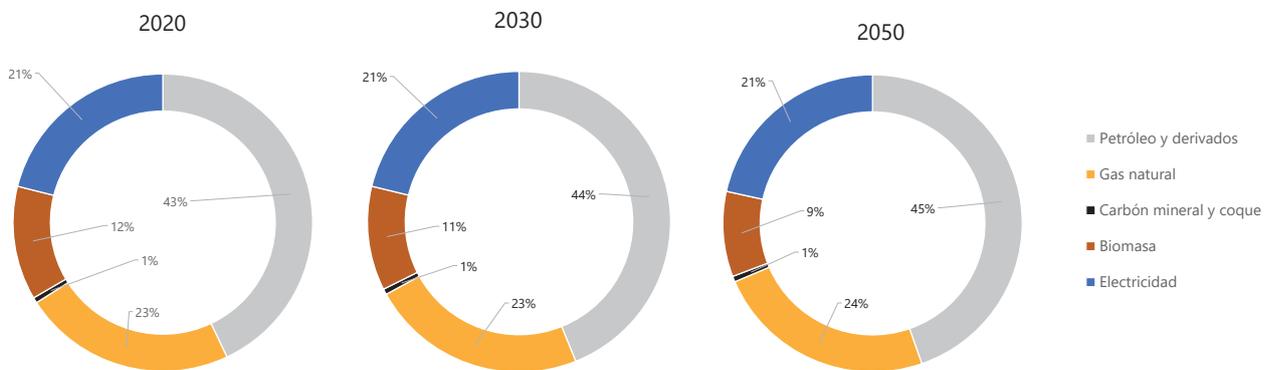
Para el escenario BAU, el consumo final total de energía en la subregión del Cono Sur, crece con una tasa promedio anual del 1.5% durante el período de proyección, manteniendo prácticamente la misma estructura del año base con la predominancia de los hidrocarburos como los derivados de petróleo y el gas natural (**figuras 105 y 106**).

Figura No. 105 Proyección del consumo final de energía, Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 106 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Cono Sur, escenario BAU

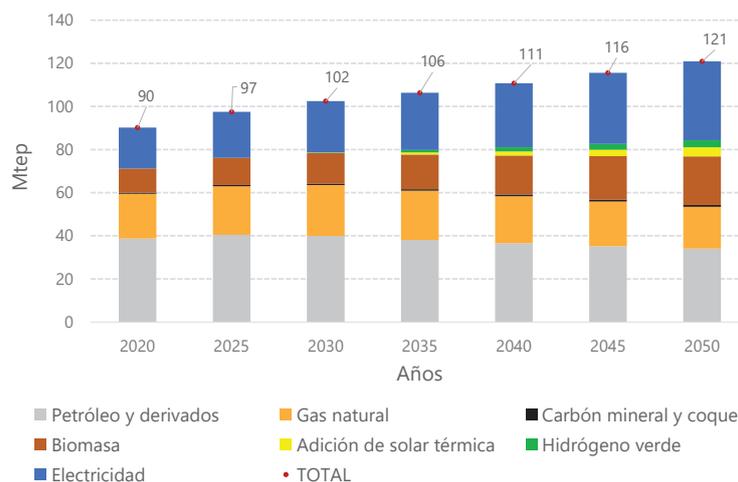


Fuente: Elaboración propia.

6.2.2 Escenario PRO NET-0 H2

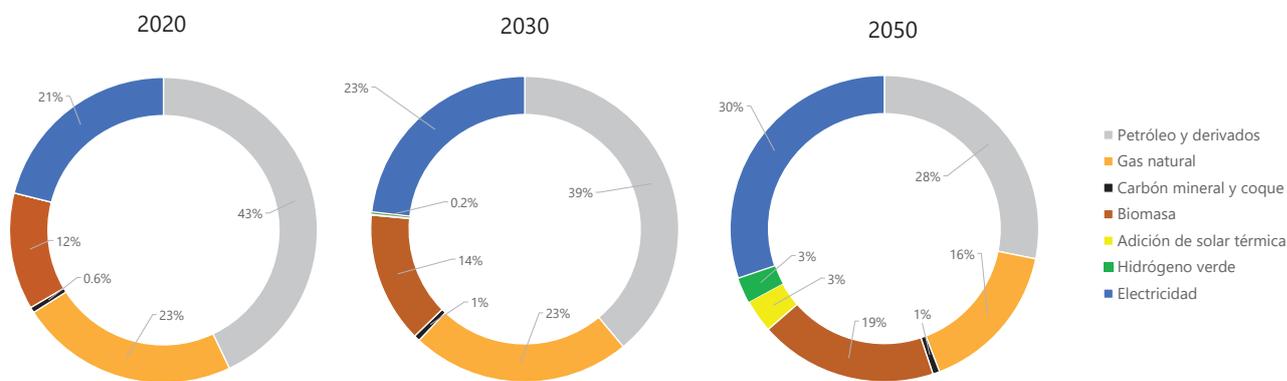
En el escenario PRO NET-0 H2, bajo las premisas de una mayor electrificación de los usos finales de la energía, una mayor penetración de biocombustibles y energía solar térmica en los sectores de consumo final y el inicio de consumo de hidrógeno verde desde el año 2030 en los sectores transporte e industria, se consigue una disminución en la participación de los derivados de petróleo desde un 43% en el año base a un 28% en el año 2050 y del gas natural desde un 23% en el año base a un 16% en el 2050. Gracias al incremento de la eficiencia energética en el consumo final, se consigue un ahorro anual para el año 2050, del 14% respecto al valor proyectado en el escenario BAU (figuras 107 y 108).

Figura No. 107 Proyección del consumo final de energía, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 108 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



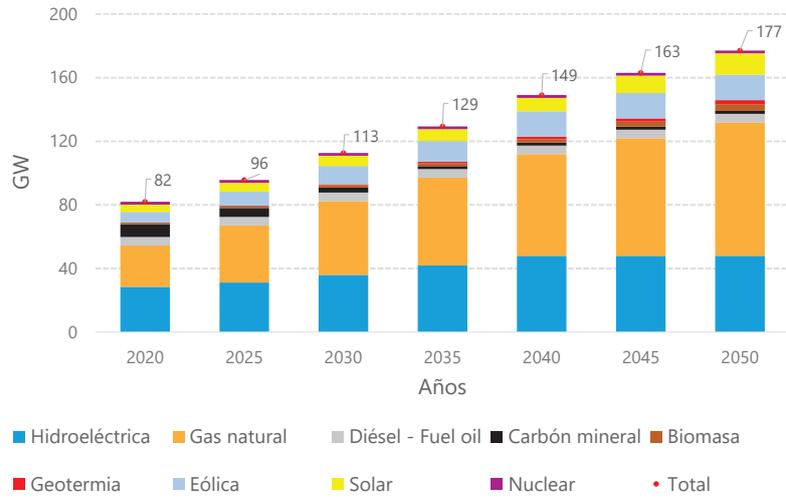
Fuente: Elaboración propia.

6.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

6.3.1 Escenario BAU

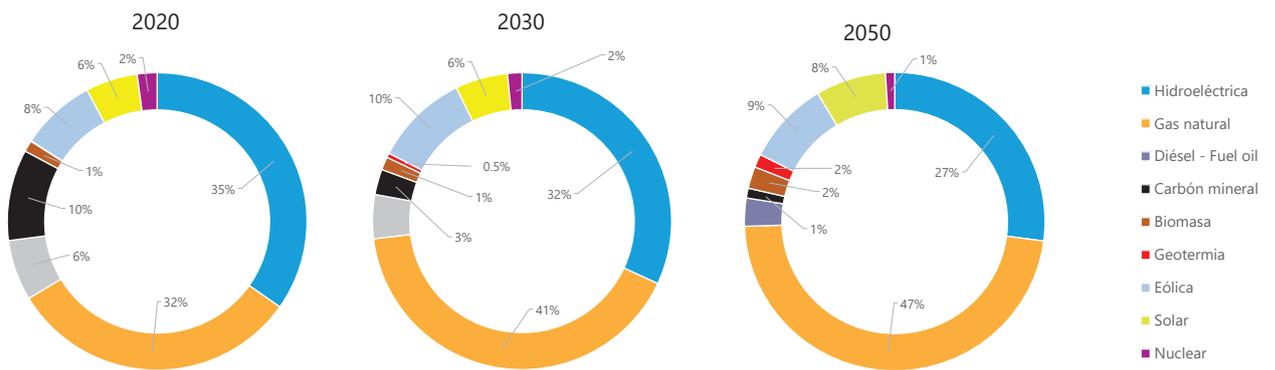
En el escenario tendencial, la expansión del parque generador de electricidad del Cono Sur, se caracteriza por el importante incremento en la capacidad de centrales a gas natural, seguido en orden de importancia por hidroeléctricas, eólicas y solares fotovoltaicas. El componente renovable de la capacidad instalada total de esta subregión disminuye en el período de proyección, pasando del 50% en el año base al 47% en el año 2050 (figuras 109, 110, 111 y 112).

Figura No. 109 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU



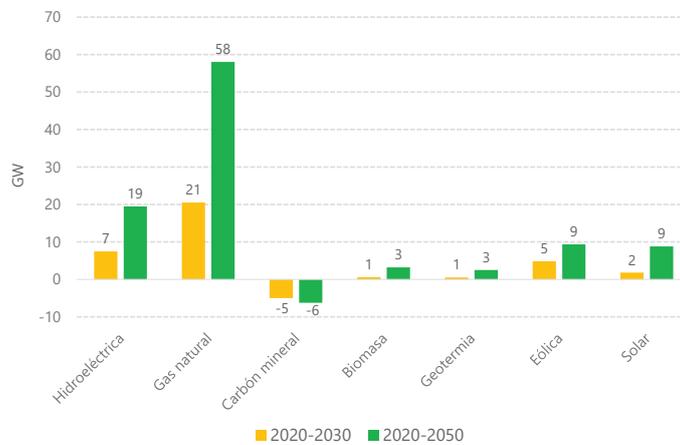
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 110 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU



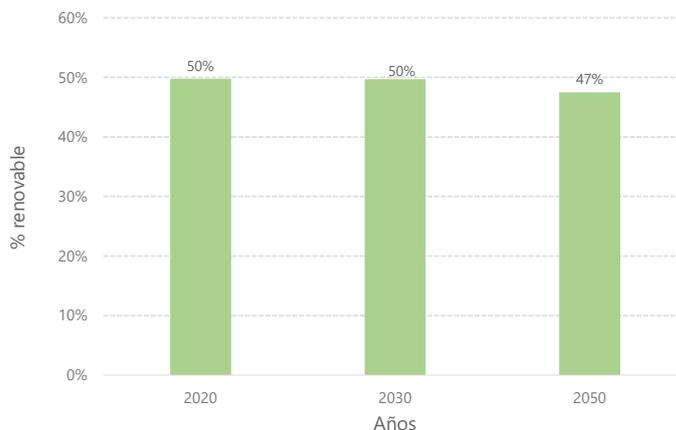
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 111 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 112 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU

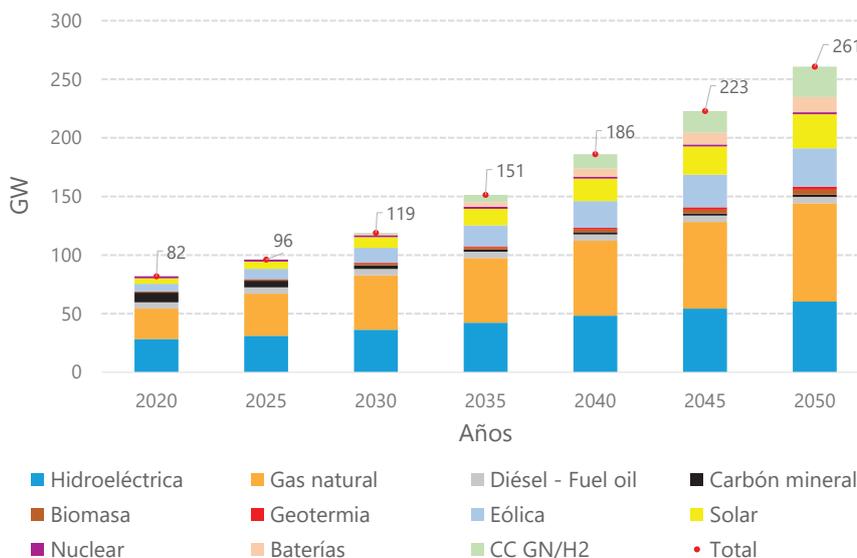


Fuente: Elaboración propia.

6.3.2. Escenario PRO NET-0 H2

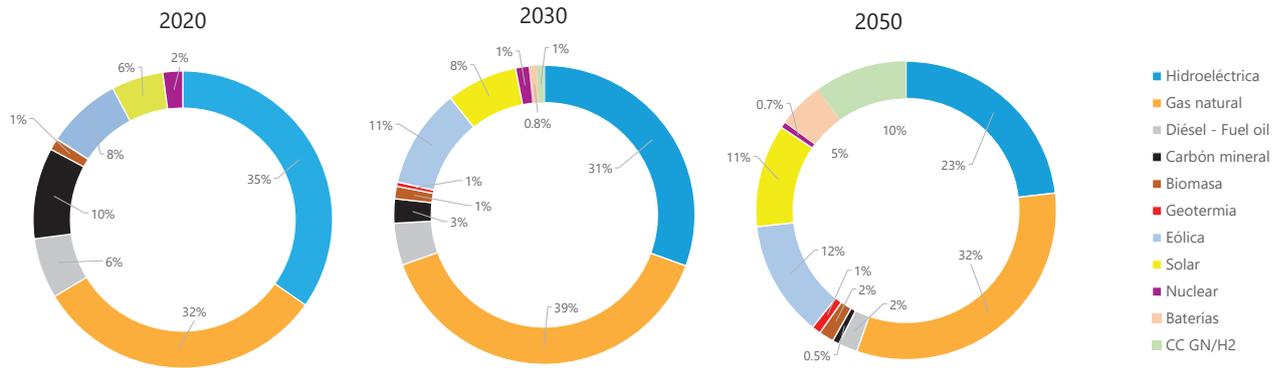
En el escenario PRO NET-0 H2, si bien la instalación de nueva capacidad de generación con gas natural sigue siendo la más importante, se incrementa la instalación de capacidad con fuentes de energía renovables, que en orden de magnitud corresponde a eólicas, hidroeléctricas, solares, geotérmicas y a biomasa. Sin embargo, es destacable también la implementación de baterías y centrales de ciclo combinado que utilizan mezcla de gas natural e hidrógeno verde (CC GN/H2) las cuales llegan al 2050 a representar el 5% y 10% respectivamente de la capacidad total instalada en el año 2050. Bajo estas premisas, el componente renovable del parque generador del Cono Sur crece desde el 50% en el año base al 57 % en el año 2050. Cabe observar también que debido a la mayor electrificación de los usos finales de la energía y a los requerimientos de producción de hidrógeno verde, la capacidad instalada requerida en el año 2050, es 47% mayor que la proyectada en el escenario BAU para ese mismo año (figuras 113, 114, 115 y 116).

Figura No. 113 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



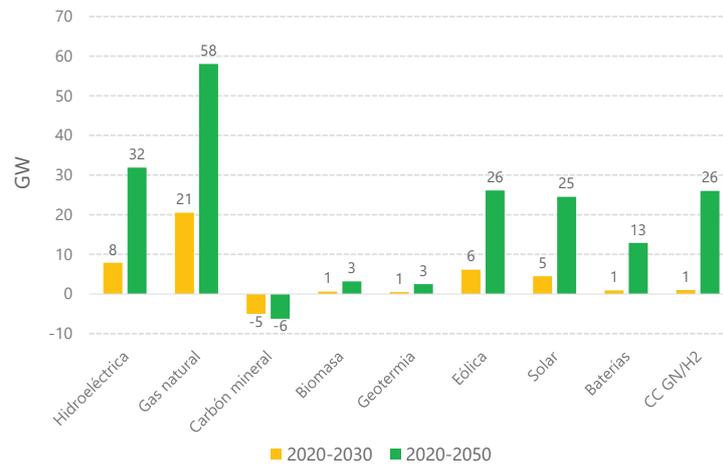
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 114 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



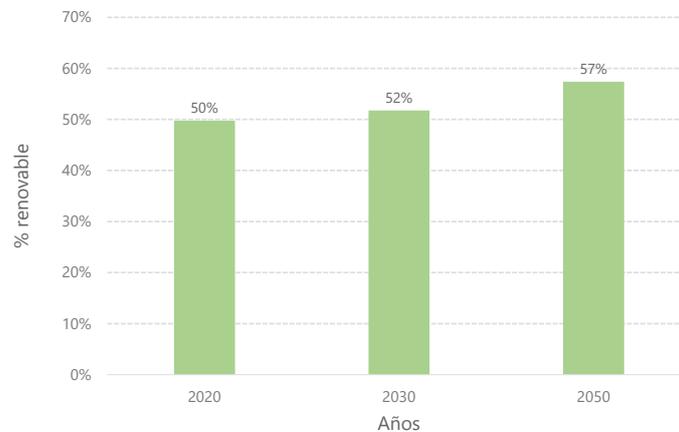
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 115 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 116 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



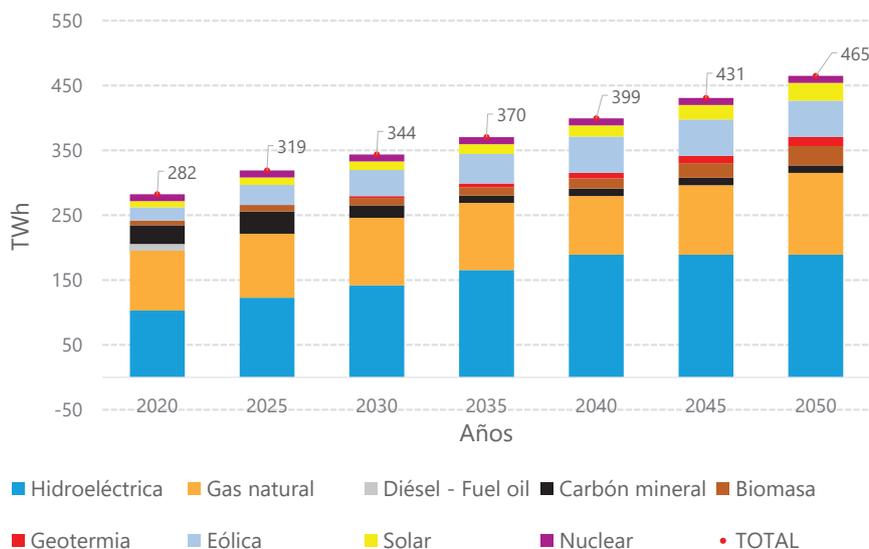
Fuente: Elaboración propia.

6.4 Proyección de la generación eléctrica

6.4.1 Escenario BAU

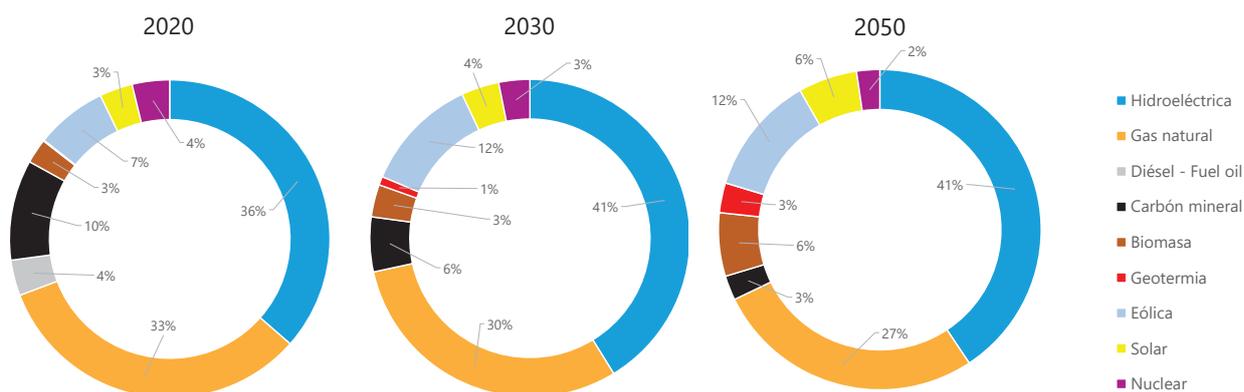
En el escenario de referencia, la matriz de generación eléctrica en el Cono Sur es a lo largo del período de proyección, primordialmente dependiente del gas natural y la hidroenergía. Sin embargo, es destacable el incremento de la participación de las energías renovables no convencionales como la eólica, la solar fotovoltaica, la geotermia y la biomasa, permitiendo mejorar la renovabilidad de esta matriz desde el 50% en el año base hasta el 68% en el año 2050 (figuras 117, 118 y 119).

Figura No. 117 Proyección de la generación eléctrica Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

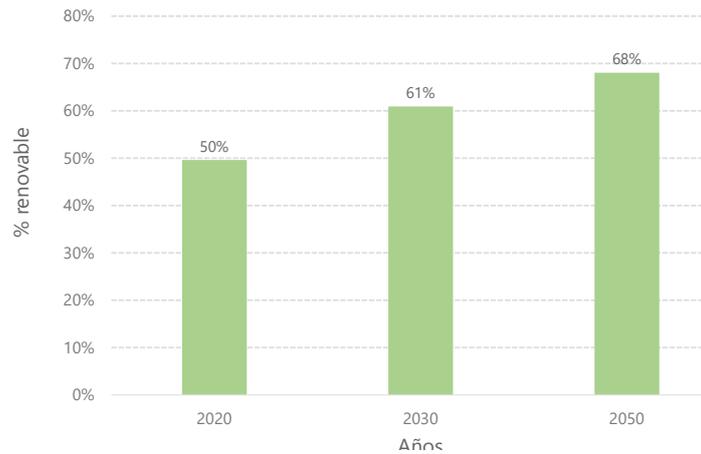
Figura No. 118 Estructura de la generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.



Figura No. 119 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Cono Sur, escenario BAU



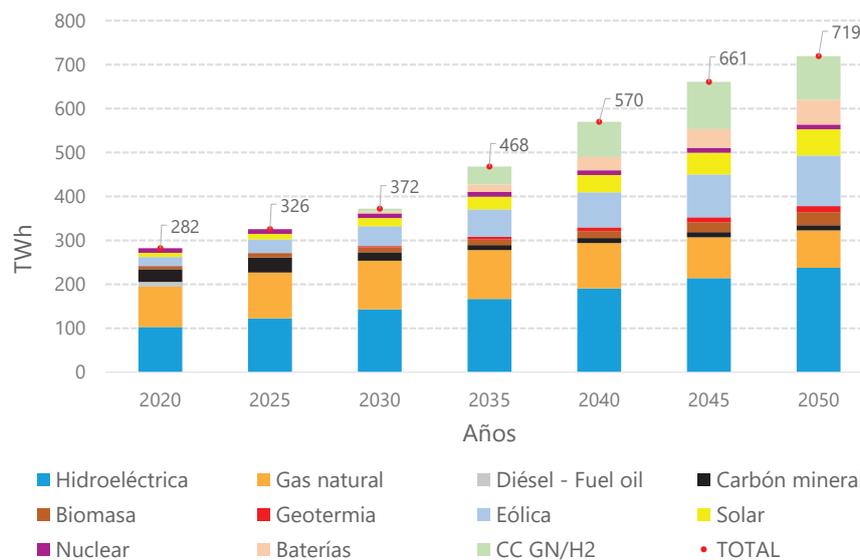
Fuente: Elaboración propia.

6.4.2 Escenario PRO NET-0 H2

Con la expansión más acelerada de capacidad de generación con fuentes renovables, con la implementación de baterías para brindar estabilidad al sistema y la instalación a partir del año 2030 de centrales ciclo combinado que utilizan mezcla de gas natural e hidrógeno verde (CC GN/H2), el índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica mejora pasando del 50% en el año base al 75% en el año 2050 y los requerimientos de generación total para este año son superiores en un 55% a los proyectados en el escenario BAU.

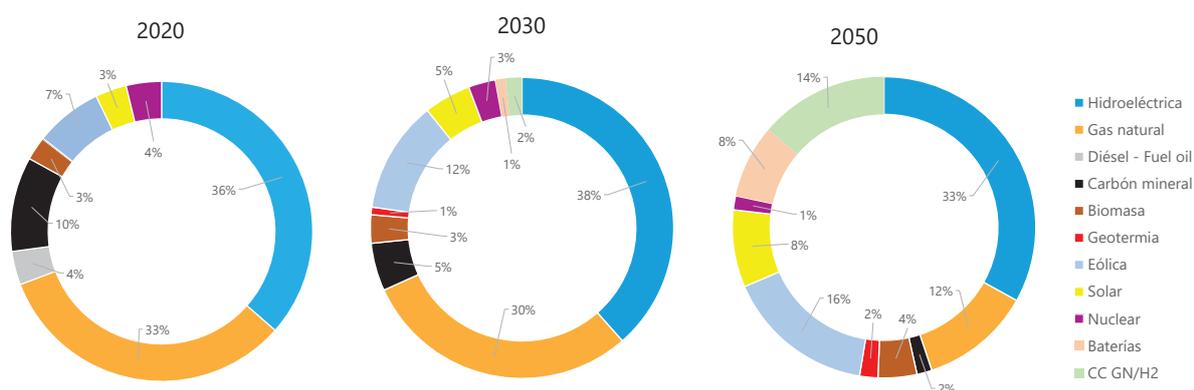
De la generación eléctrica total del Cono Sur proyectada para el año 2050, el 20% estaría destinado a la producción de hidrógeno verde (figuras 120, 121 y 122).

Figura No. 120 Proyección de la generación eléctrica Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



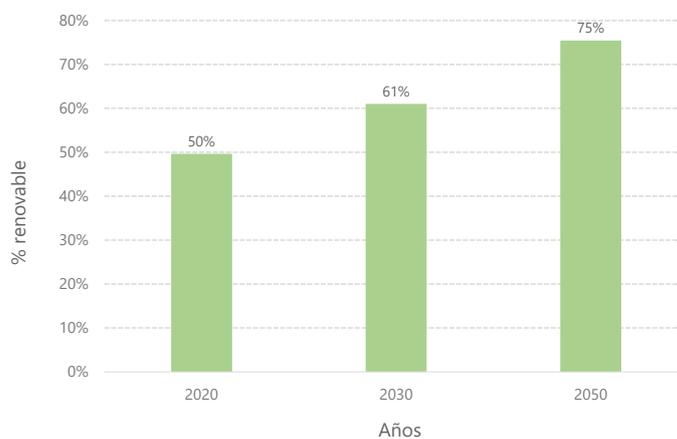
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 121 Estructura de la generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 122 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

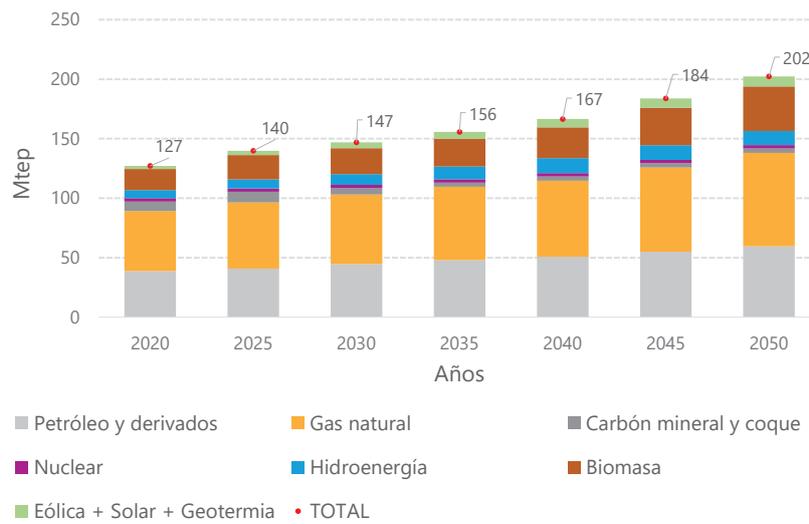
6.5 Proyección de la oferta total de energía

6.5.1 Escenario BAU

En el escenario de referencia, los hidrocarburos como el gas natural y el petróleo y sus derivados, mantienen su predominio en la matriz de oferta total de energía durante todo el período de proyección, aunque ceden cierto espacio a la participación de fuentes renovables de energía como la hidroenergía, la biomasa, la eólica, la solar fotovoltaica y la geotermia. De esta manera el componente renovable de dicha matriz se incrementa desde el 21% en el año base hasta el 29% en el año 2050 (figuras 123, 124 y 125).

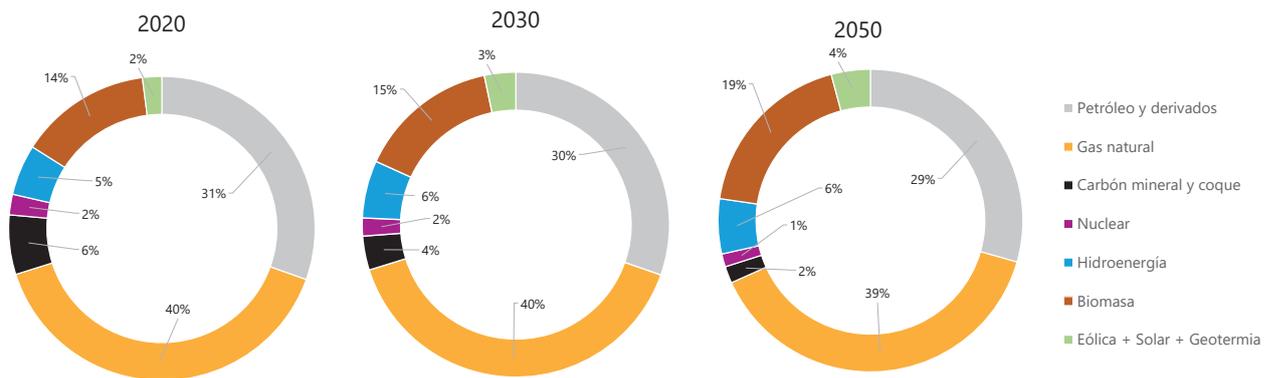


Figura No. 123 Proyección de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario BAU



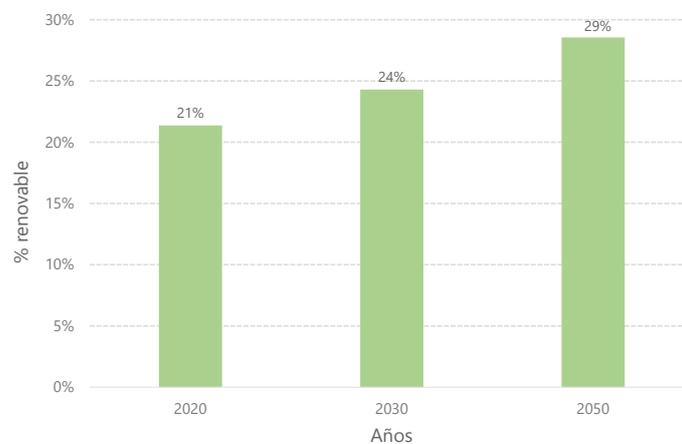
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 124 Estructura de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 125 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario BAU

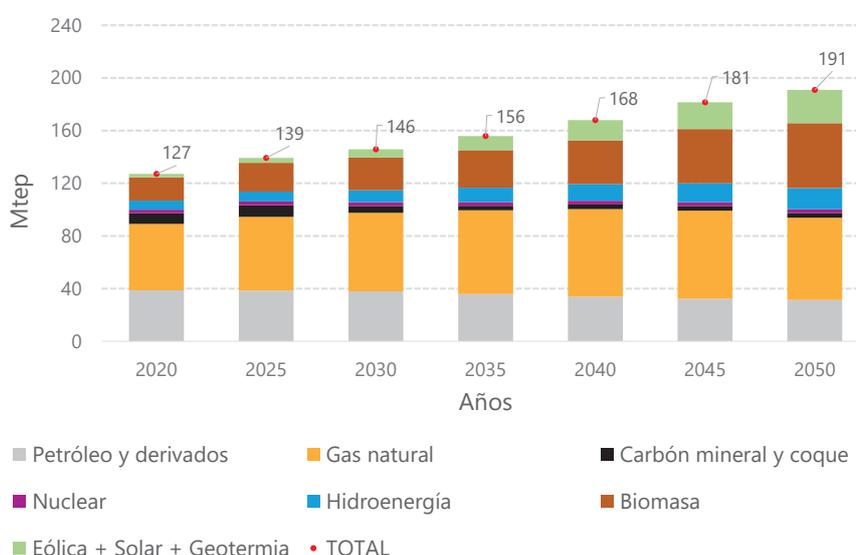


Fuente: Elaboración propia.

6.5.2 Escenario PRO NET-0 H2

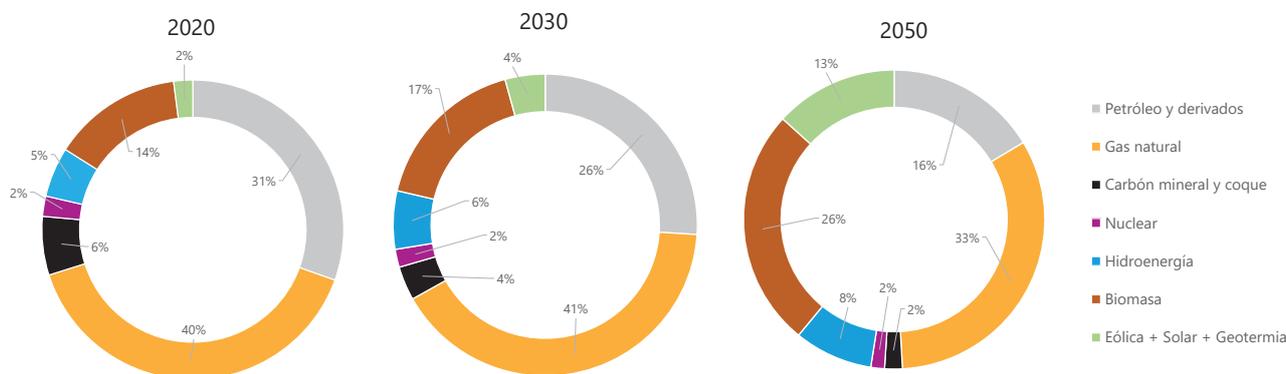
En el escenario PRO NET-0 H2, el crecimiento de la oferta de hidrocarburos va amortiguándose hasta que, a partir del año 2045 comienza a decrecer. Esto es gracias al acelerado incremento en el consumo final de biocombustibles, electricidad y energía solar térmica; al inicio del uso del hidrógeno verde en los sectores transporte e industria y a la mayor penetración de fuentes de energía renovables en la generación eléctrica, tales como la hidroenergía, la eólica, la solar, la biomasa y la geotermia. También aportan a este comportamiento, la implementación de baterías y centrales de ciclo combinados que utilizan mezcla de gas natural e hidrógeno verde (CC GN/H2). Bajo estas condiciones, el índice de renovabilidad de la matriz de oferta total de energía pasa del 21% en el año base al 48 % en el año 2050 y gracias al incremento de la eficiencia energética, para este año existe un ahorro del 6% de energía ofertada anual respecto a lo proyectado en el escenario BAU (**figuras 126, 127 y 128**).

Figura No. 126 Proyección de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

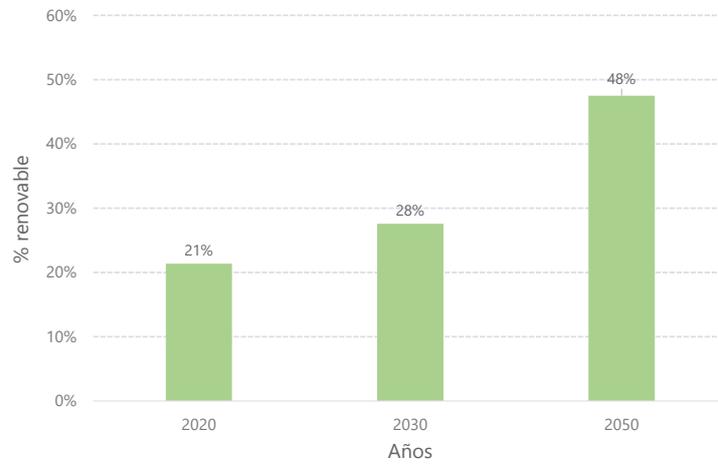
Figura No. 127 Estructura de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.



Figura No. 128 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



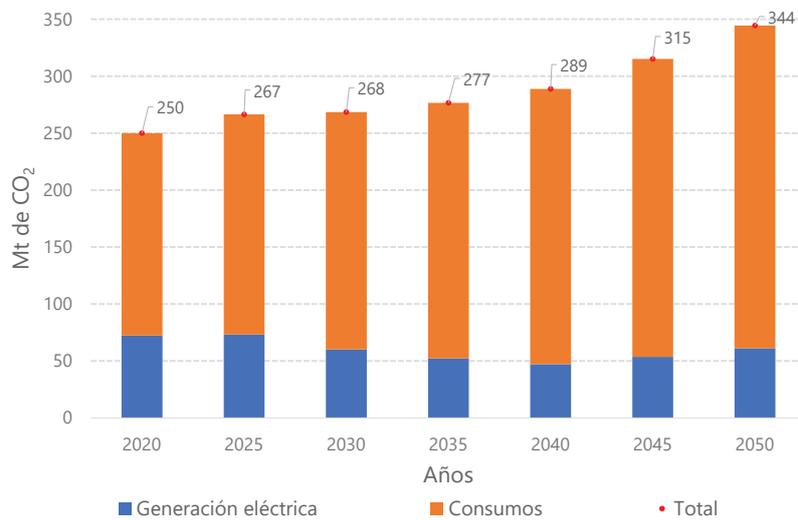
Fuente: Elaboración propia.

6.6 Proyección de las emisiones de CO₂

6.6.1 Escenario BAU

Las emisiones totales anuales de CO₂ del sector energético del Cono Sur, en el escenario BAU, se incrementan un 38% en el período de proyección y del valor proyectado al 2050, el 82% corresponde a las actividades de consumo final y el 18% a la generación eléctrica (**figura 129**).

Figura No. 129 Proyección de las emisiones de CO₂, Cono Sur, escenario BAU

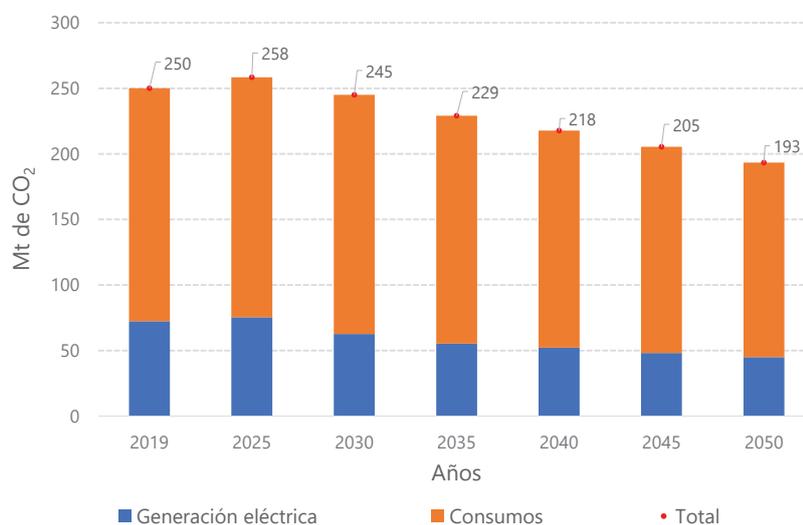


Fuente: Elaboración propia.

6.6.2 Escenario PRO NET-0 H2

En el escenario PRO NET-0 H2, las emisiones de CO₂ del sector energético del Cono Sur, presentan una disminución continua a partir del año 2025, llegando al 2050, con un valor anual 23% inferior al del año base y 44% inferior al valor proyectado en el escenario BAU para el mismo año. Del total de emisiones al 2050, el 77% corresponde a las actividades de consumo final y el 23% a la generación eléctrica (**figura 130**).

Figura No. 130 Proyección de las emisiones de CO₂, Cono Sur, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

7. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA EL CARIBE

7.1 Consideraciones generales

Entre la información que se utilizó de referencia para las proyecciones del sector energético de la subregión del Caribe, cabe destacar: el informe del estudio: “Planificación de inversiones en generación eléctrica de República Dominicana 2040”, realizado por OLADE en el marco del proyecto de Transición Energética de República Dominicana” del MEM, los documentos. “IDB-TN-851 Energy Dossier (Grenada) y “EPM_GD_National Energy Forecast 2015-2035_25 (Grenada)”; el informe: “GY Generation Expansion Study - Final Report and Annexes (Guyana); el reporte. “Achieving-Sustainable-Energy-in-Barbados-Energy-Dossier); el reporte de Caricom “RE Development MSTEM (Jamaica)”; los informes “A-Unique-Approach-for-Sustainable-Energy (T&T)”; así como los balances energéticos del año 2020 y las proyecciones de consumo final correlacionadas con las estimaciones de variación del PIB nominal del Banco Mundial publicadas en junio de 2022.

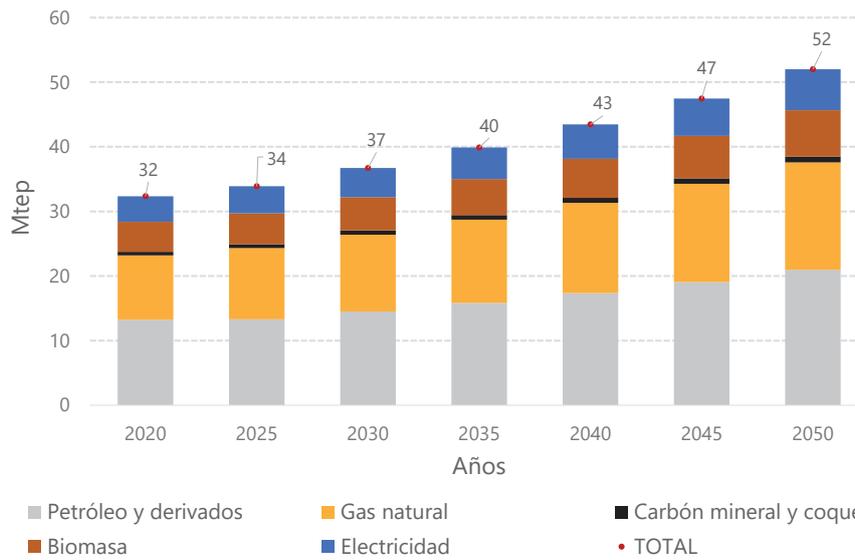
7.2 Proyección del consumo final de energía

7.2.1 Escenario BAU

En el escenario de referencia, el consumo final de energía en la subregión del Caribe, crecería a una tasa promedio anual de 1.6% durante el período de proyección, sin sufrir cambios estructurales en su matriz por fuentes, donde los hidrocarburos (petróleo y sus derivados y gas natural), mantienen el predominio de participación representando en conjunto al 2050 el 72% del consumo total (**figuras 131 y 132**).

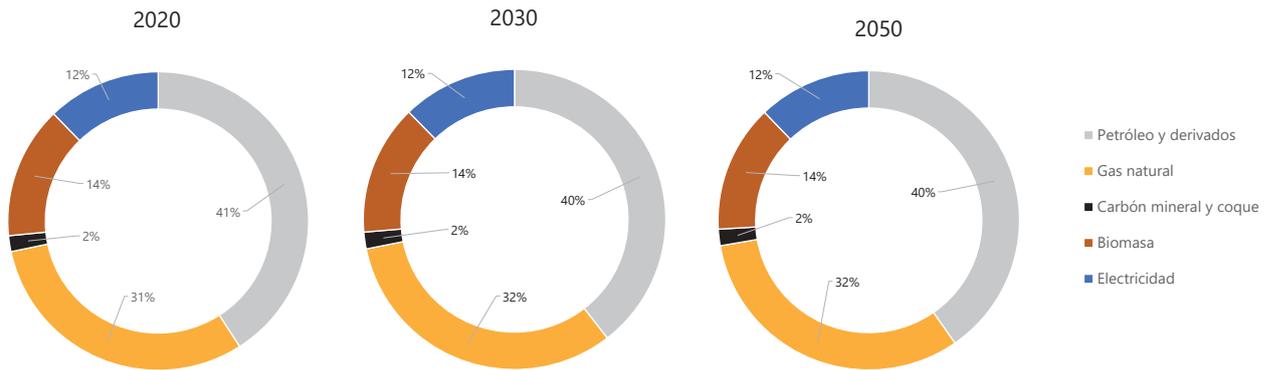


Figura No. 131 Proyección del consumo final de energía, Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 132 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Caribe, escenario BAU

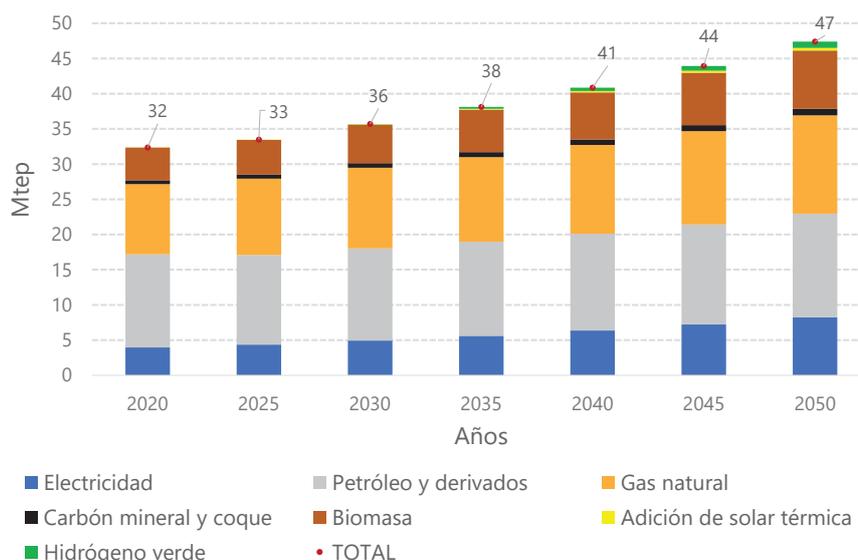


Fuente: Elaboración propia.

7.2.2. Escenario PRO NET-0 H2

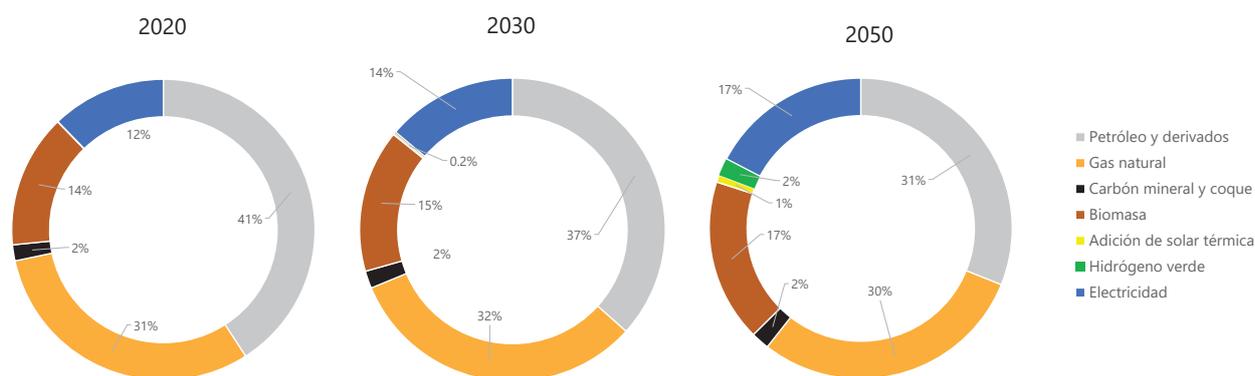
Gracias a la mayor penetración de electricidad, biocombustibles, energía solar térmica e hidrógeno verde en la matriz de consumo final, en este escenario el componente de fuentes fósiles del consumo disminuye del 74% en el año base al 63% en el año 2050. Además, debido al incremento de la eficiencia energética, se logra al 2050 un ahorro en el consumo anual del 10%, respecto al valor proyectado en el escenario BAU (figuras 133 y 134).

Figura No. 133 Proyección del consumo final de energía, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 134 Evolución de la matriz de consumo final de energía, Caribe, escenario PRO NET-0 H2O



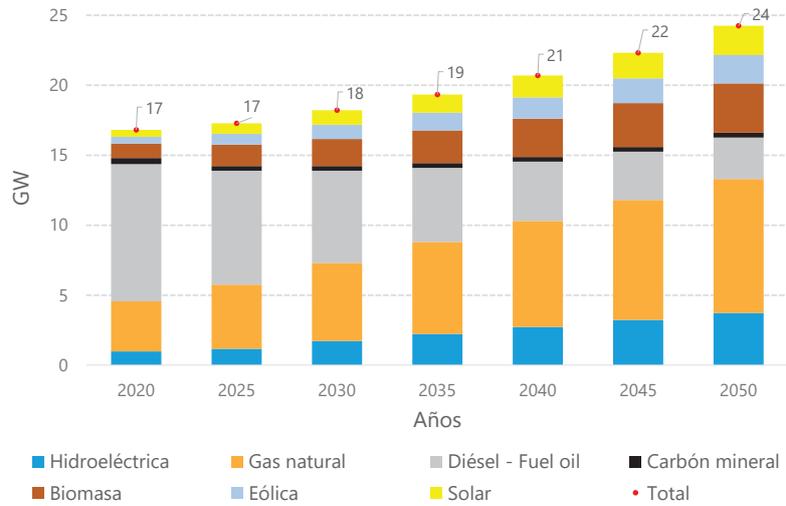
Fuente: Elaboración propia.

7.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

7.3.1 Escenario BAU

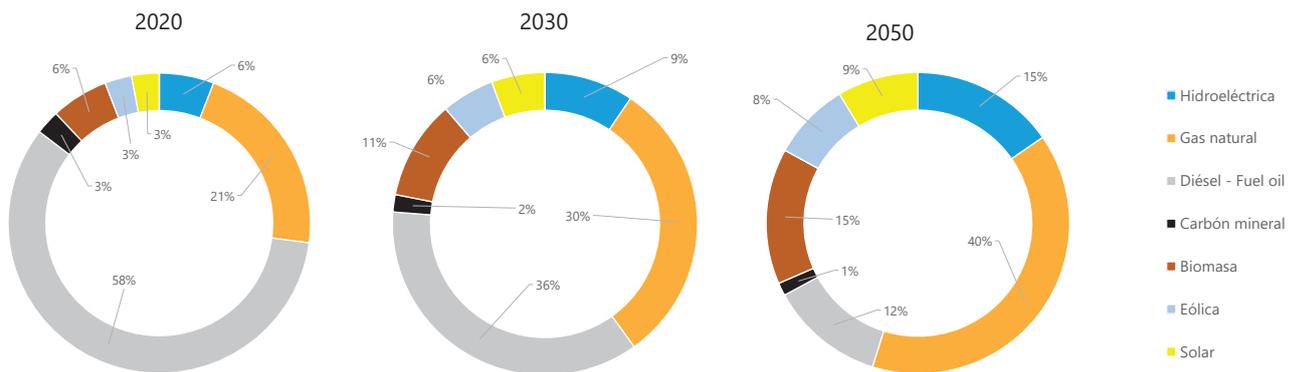
En el escenario de referencia BAU, la mayor parte de la nueva capacidad instalada durante el período de proyección, corresponde a centrales a gas natural, siguiéndole en importancia, las centrales a biomasa, las hidráulicas, las eólicas y las solares. Cabe resaltar que la instalación de nuevas centrales hidráulicas se daría principalmente en países continentales como Guayana y Suriname. Bajo estas condiciones, la renovabilidad del parque generador caribeño, se incrementaría desde un valor del 18% en el año base al 47% en el año 2050 (figuras 135, 136, 137 y 138).

Figura No. 135 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 136 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



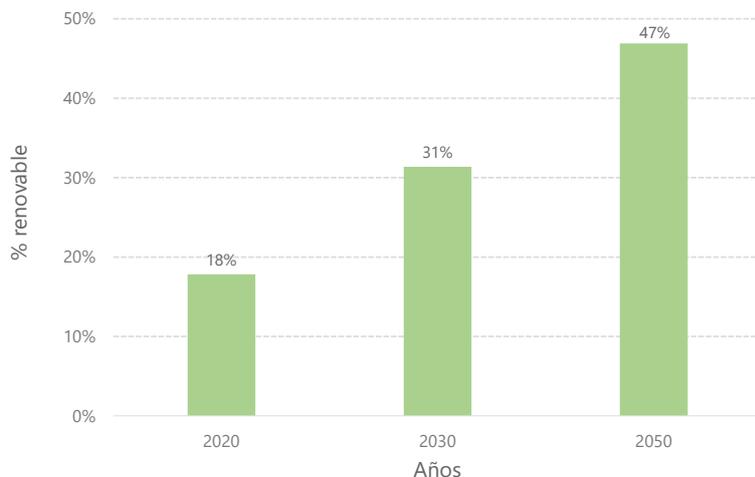
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 137 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 138 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario BAU

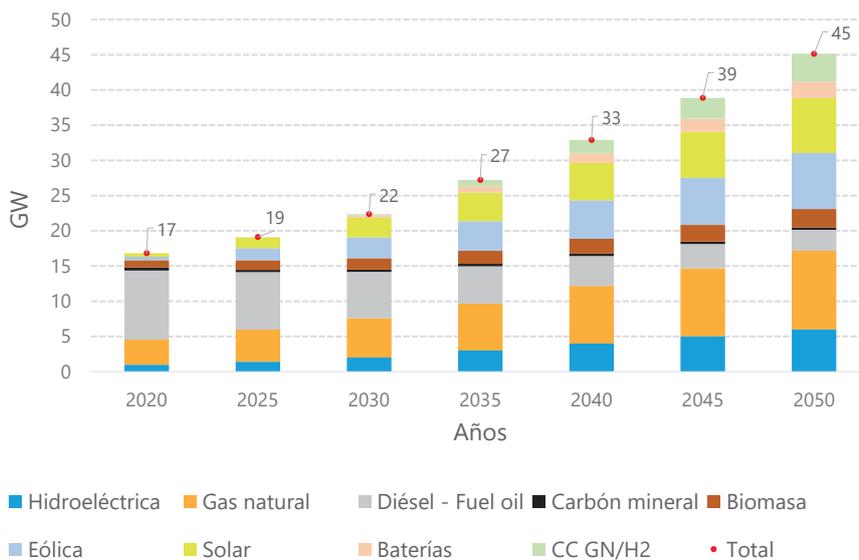


Fuente: Elaboración propia.

7.3.2 Escenario PRO NET-0 H2

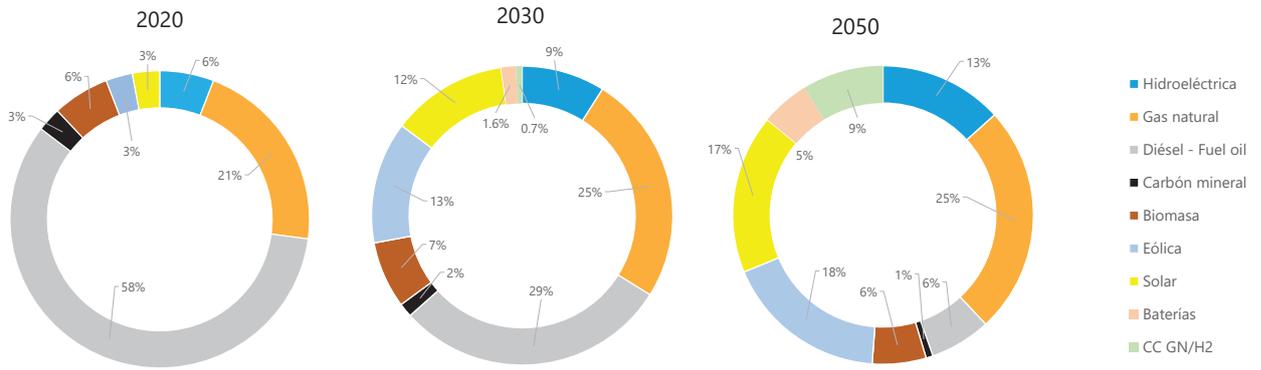
Bajo el supuesto de una mayor penetración de capacidad con energía renovables, la introducción de baterías para proporcionar estabilidad al sistema y la instalación a partir del año 2030 de centrales térmicas ciclo combinado que usan mezcla de gas natural e hidrógeno verde, el componente renovable del parque generador caribeño crecería del 18% en el año base al 62% en el año 2050, desplazando a las térmicas convencionales que usan carbón mineral, diésel y fuel oil y gas natural puro. Debido a la mayor demanda de electricidad, tanto para consumo final como para producción de hidrógeno verde, al año 2050, la capacidad instalada es 86% mayor a la proyectada en el escenario BAU (**figuras 139, 140, 141 y 142**).

Figura No. 139 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



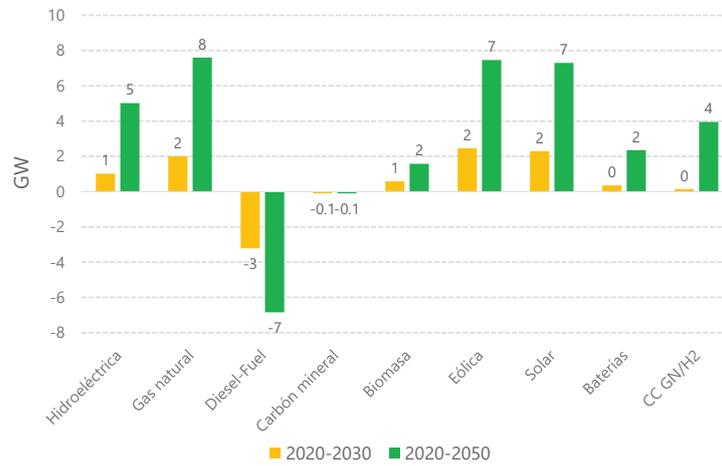
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 140 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



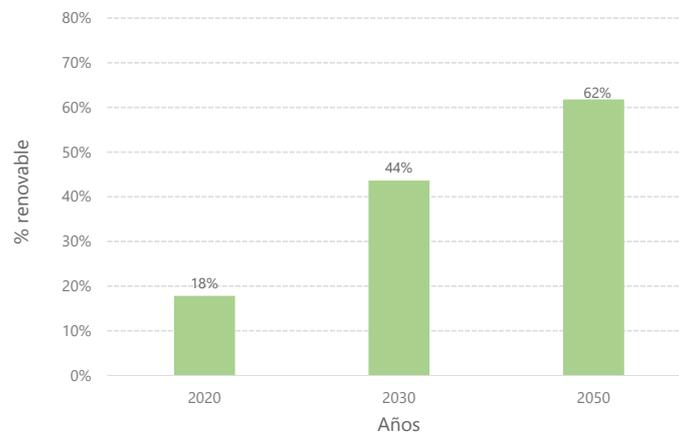
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 141 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 142 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



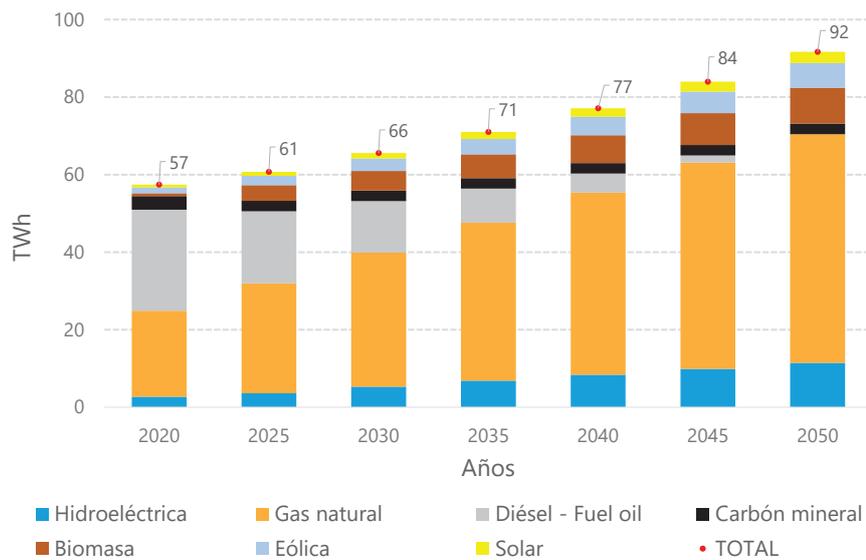
Fuente: Elaboración propia.

7.4 Proyección de la generación eléctrica

7.4.1 Escenario BAU

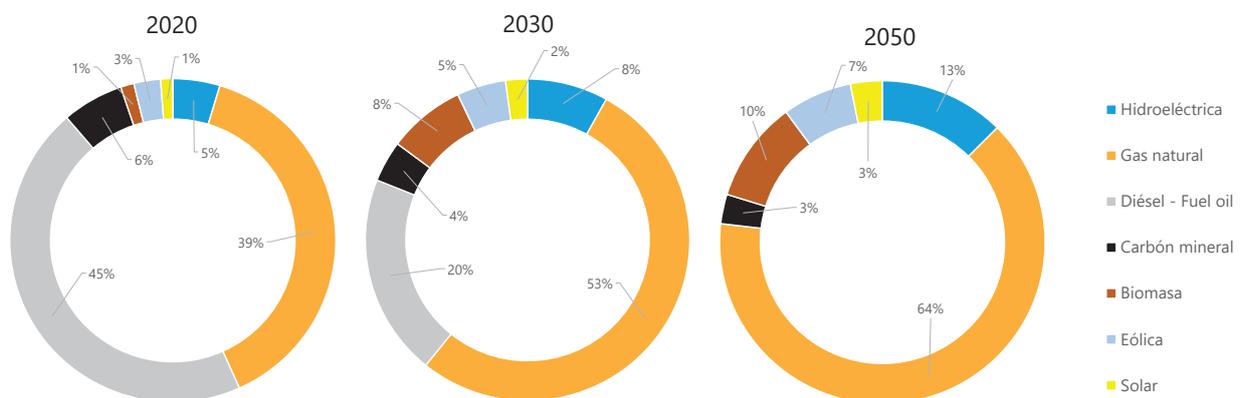
En el escenario BAU, es apreciable el incremento de generación eléctrica con gas natural en la subregión del Caribe, desplazando el uso de derivados de petróleo, durante todo el período de proyección y el aumento también significativo de la presencia de energías renovables en la matriz de producción de electricidad, permitiendo una mejora en la renovabilidad de dicha matriz, que pasa del 10% en el año base al 33% en el año 2050 (figuras 143, 144 y 145).

Figura No. 143 Proyección de la generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

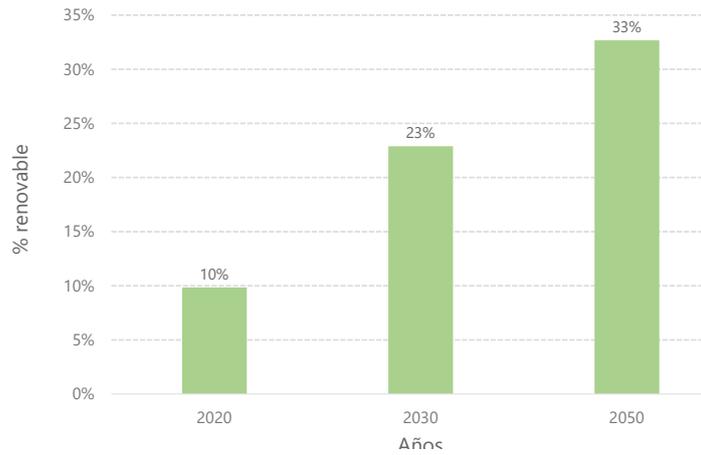
Figura No. 144 Estructura de la generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.



Figura No. 145 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Caribe, escenario BAU



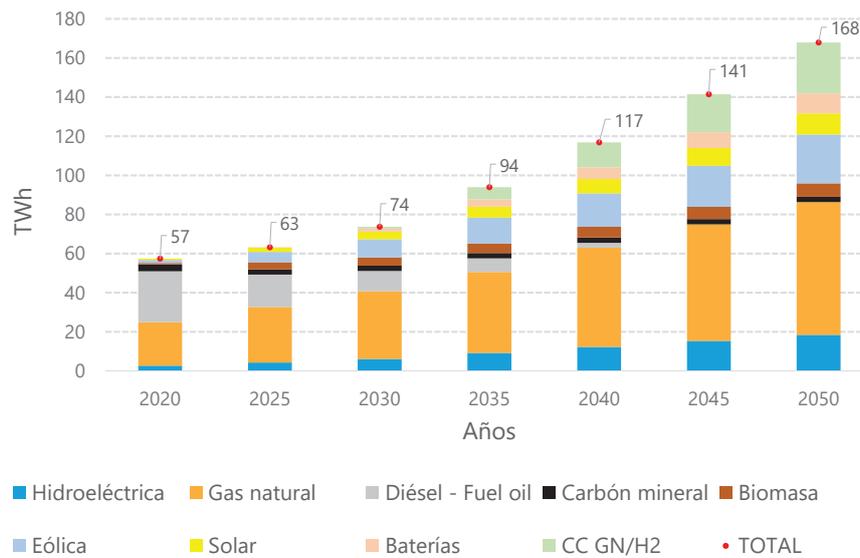
Fuente: Elaboración propia.

7.4.2 PRO NET-0 H2

La implementación más acelerada de centrales que utilizan fuentes renovables de energía en el parque generador caribeño, así como la implementación de baterías y la entrada de centrales de ciclo combinado que utilizan mezcla de gas natural e hidrógeno verde (CC GN/H2), permiten una mejora más sustancial de la renovabilidad de la matriz de generación eléctrica que pasa del 10% en el año base al 47% en el 2050. Debido al incremento de la demanda de electricidad en los sectores de consumo final y en el proceso de producción de hidrógeno verde, la generación total anual en el año 2050, se incrementa en un 83% con respecto al valor proyectado en el escenario BAU.

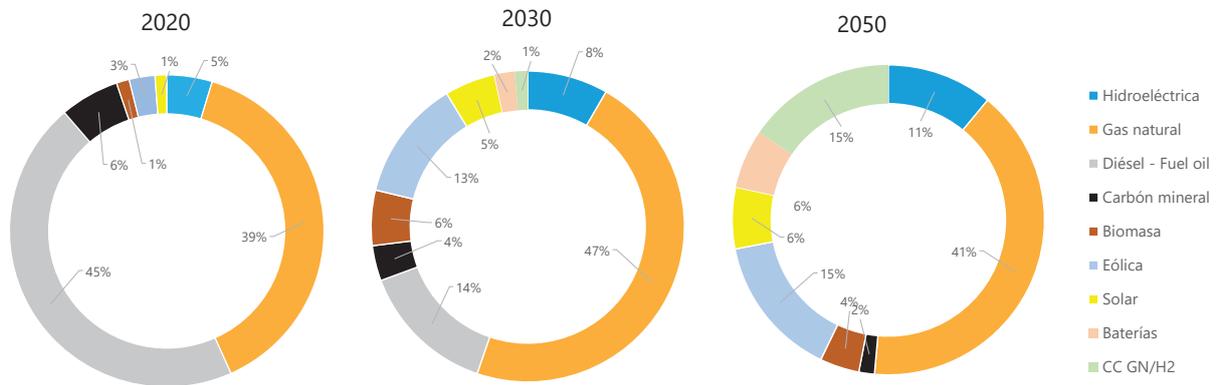
De la generación eléctrica total del Caribe proyectada para el año 2050, el 23% estaría destinado a la producción de hidrógeno verde (figuras 146, 147 y 148)

Figura No. 146 Proyección de la generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0



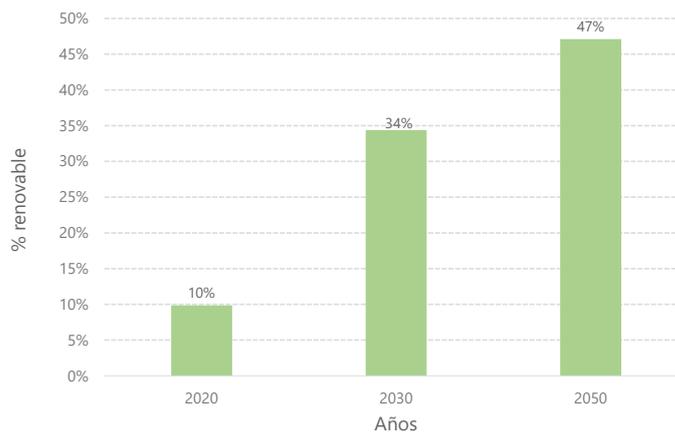
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 147 Estructura de la generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 148 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

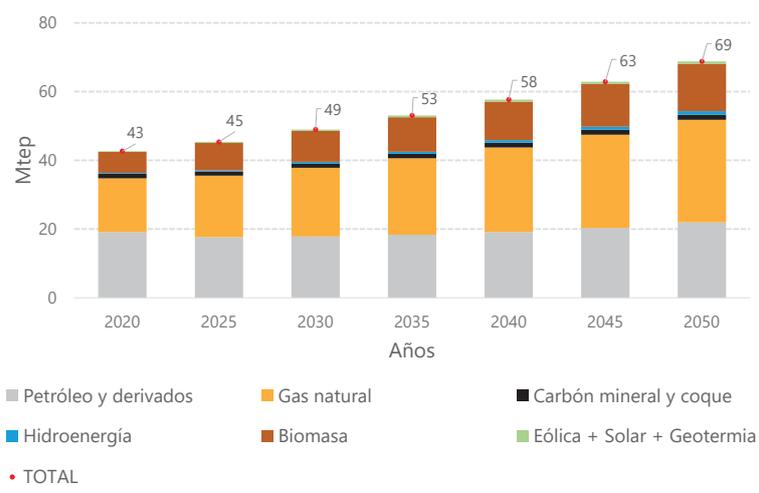
7.5 Proyección de la oferta total de energía

7.5.1 Escenario BAU

En el escenario BAU, en la matriz de oferta total de energía de la subregión del Caribe, se mantiene el predominio de los hidrocarburos durante el período de proyección, pero el gas natural gana participación a expensas del menor uso del petróleo y sus derivados. Sin embargo, también es evidente el incremento en la participación de la biomasa en dicha matriz. El índice de renovabilidad de la oferta total de energía del Caribe, pasa de del 15% en el año base al 23% en el 2050 (figuras 149, 150 y 151).

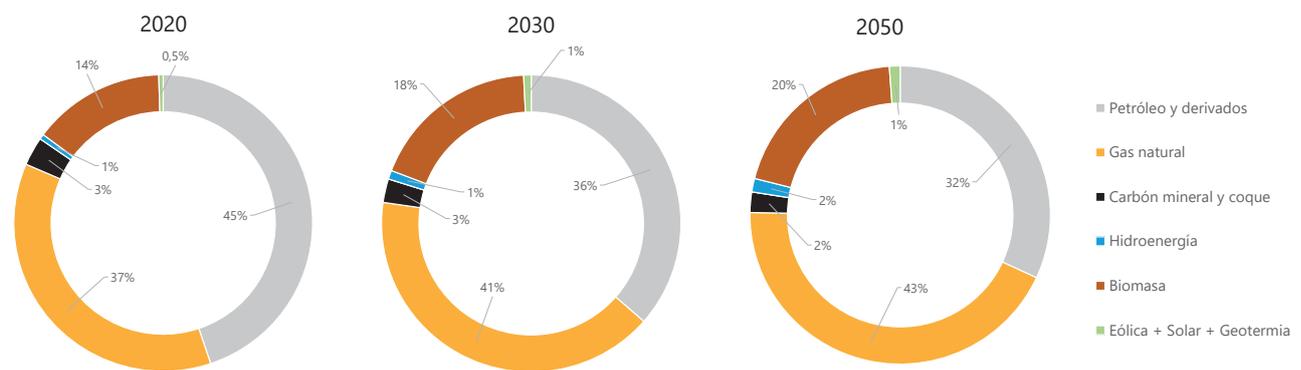


Figura No. 149 Proyección de la oferta total de energía, Caribe, escenario BAU



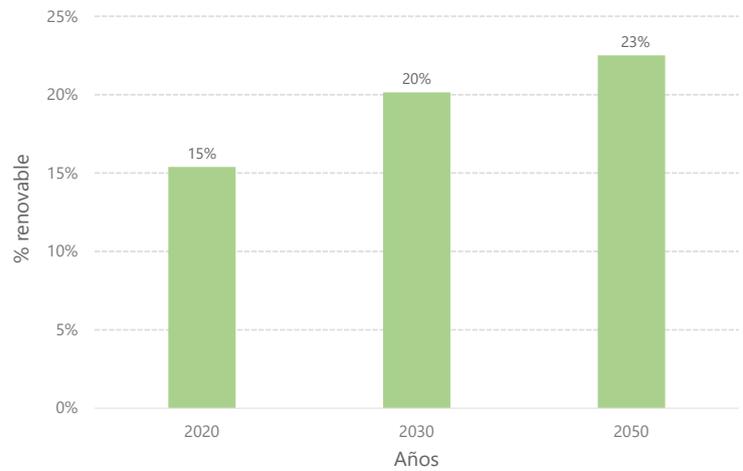
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 150 Estructura de la oferta total de energía, Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 151 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Caribe, escenario BAU

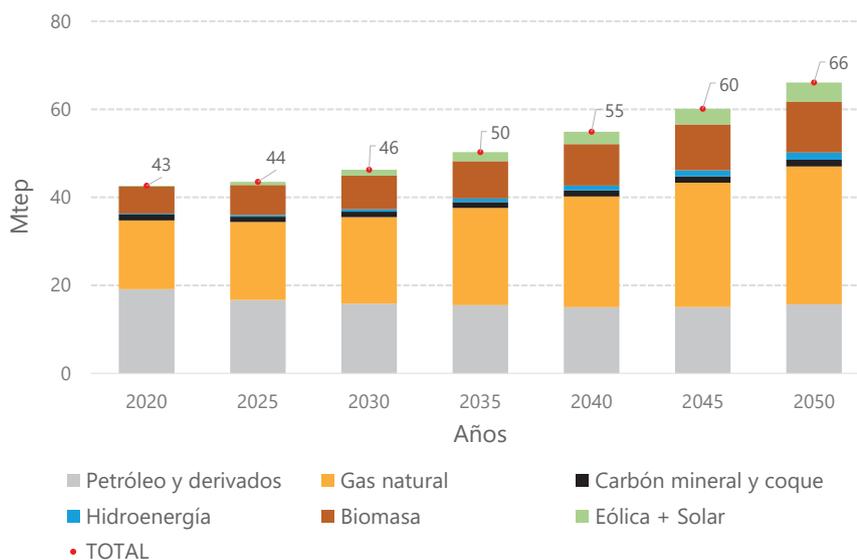


Fuente: Elaboración propia.

7.5.2 Escenario PRO NET-0 H2

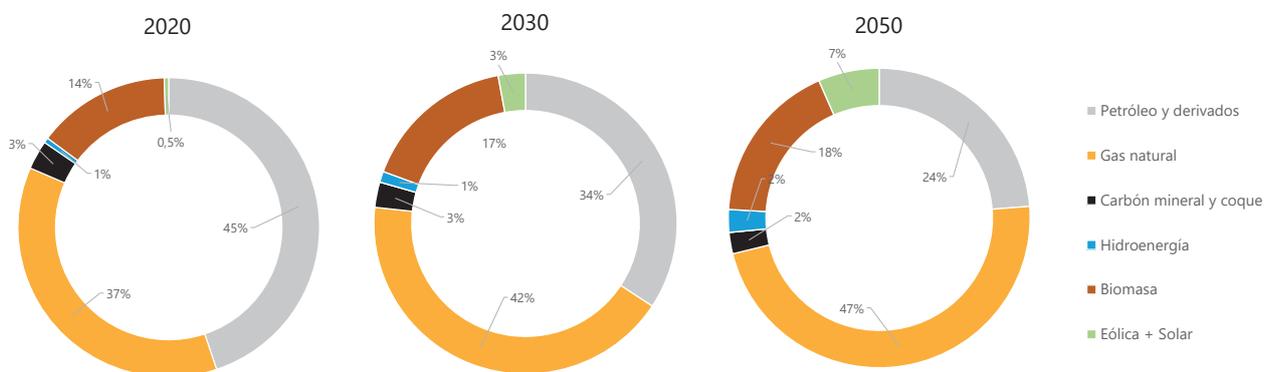
Dada la penetración más acelerada de biocombustibles, electricidad, energía solar térmica en los sectores de consumo final y el inicio de consumo de hidrógeno verde a partir del año 2030 en el transporte y la industria, así como el incremento de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, incluido también el hidrógeno verde, los hidrocarburos sufren una importante reducción de participación porcentual en la matriz de oferta total de energía, dando paso al incremento de la biomasa y de energía directas como la eólica y la solar. En este escenario, la renovabilidad de dicha matriz, mejora pasando del 15% al 27% en el año 2050. Debido al incremento de la eficiencia energética en los sectores de consumo final y en la generación eléctrica, para el año 2050, la oferta total de energía proyectada en este escenario resulta ser un 4% menor al valor proyectado para ese año en el escenario BAU (**figuras 152, 153 y 154**).

Figura No. 152 Proyección de la oferta total de energía, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



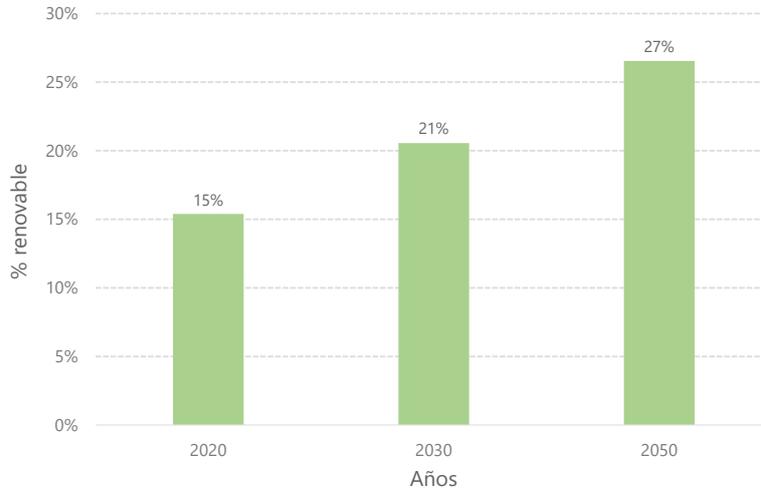
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 153 Estructura de la oferta total de energía, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 154 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



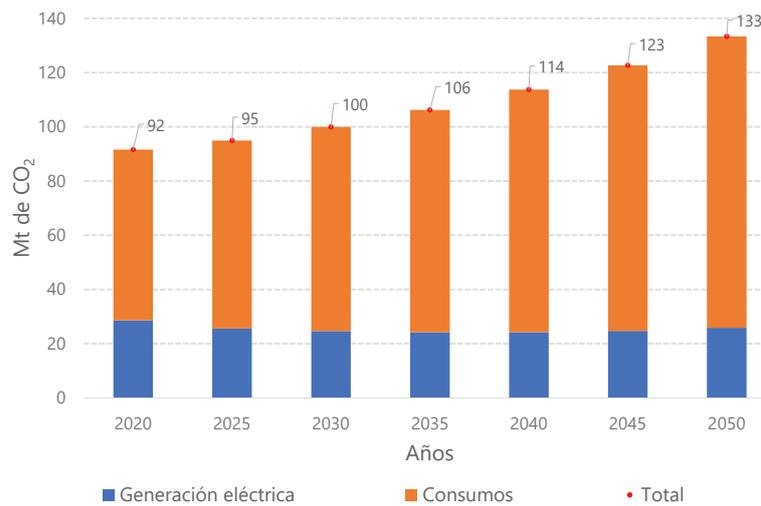
Fuente: Elaboración propia.

7.5 Proyección de las emisiones de CO₂

7.6.1 Escenario BAU

En el escenario BAU, las emisiones totales de CO₂ del sector energético caribeño, sufre un incremento neto del 46% durante el período de proyección y en al año 2050, el sector de consumo final participa con el 81% de las emisiones, mientras que solo el 19% corresponde al sector de generación eléctrica (**figura 155**).

Figura No. 155 Proyección de las emisiones de CO₂, Caribe, escenario BAU

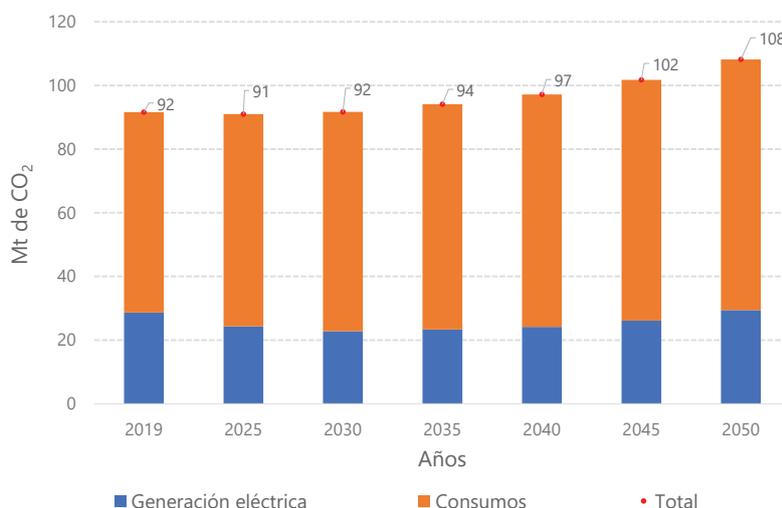


Fuente: Elaboración propia.

7.6.2 Escenario PRO NET-0 H2

Si bien las emisiones totales anuales de CO₂ del sector energético caribeño, en este escenario se incrementan durante el período de proyección, ese incremento del 18% es menor que el registrado en el escenario BAU (46%). Esto se debe a que, aunque la subregión experimenta un importante avance en el uso de energías renovables, todavía el gas natural mantiene su predominancia tanto en la matriz de consumo final como en la matriz de generación eléctrica. De todas maneras, para el año 2050, las emisiones totales de CO₂ proyectadas en este escenario, son 19% menores a las proyectadas en el escenario BAU para ese mismo año (**figura 156**).

Figura No. 156 Proyección de las emisiones de CO₂, Caribe, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

8. PROSPECTIVA ENERGÉTICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (ALC)

8.1 Consideraciones generales

Los escenarios energéticos para la región de ALC (BAU y PRO NET-0 H2), corresponden a la agregación de las proyecciones elaboradas para las 6 subregiones analizadas (incluidos Brasil y México).

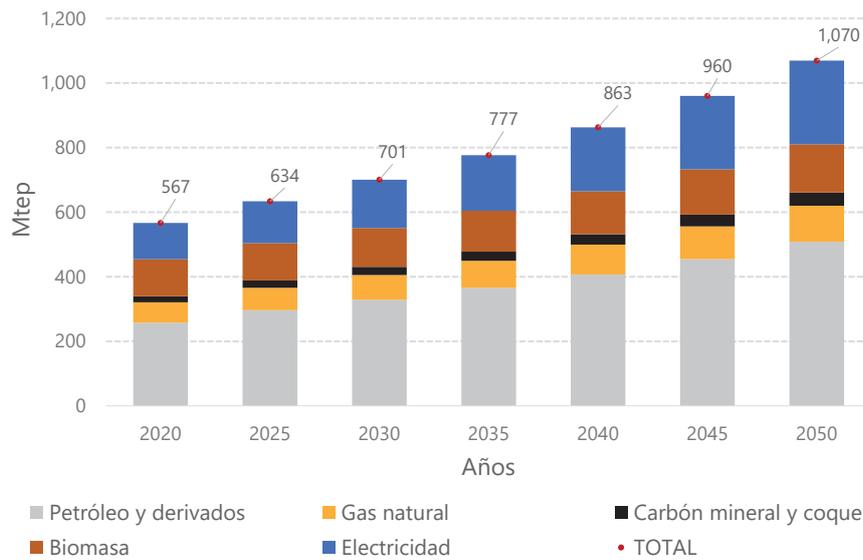
8.2 Proyección del consumo final de energía

8.2.1 Escenario BAU

Como resultado de las proyecciones realizadas en las 6 subregiones analizadas, bajo los supuestos del escenario BAU, el consumo final total de energía de ALC, tendría un crecimiento promedio anual de 2.1% durante el período de proyección, con una matriz casi estable estructuralmente hablando, caracterizada por un pequeño incremento en la participación de la electricidad (del 20% al 24%) y de los derivados del petróleo (46% a 48%), una reducción en el consumo de biomasa (del 20% al 14%), específicamente leña residencial y una ligera disminución en la participación del gas natural (del 11% al 10%) (**figuras 157, 158 y 159**).

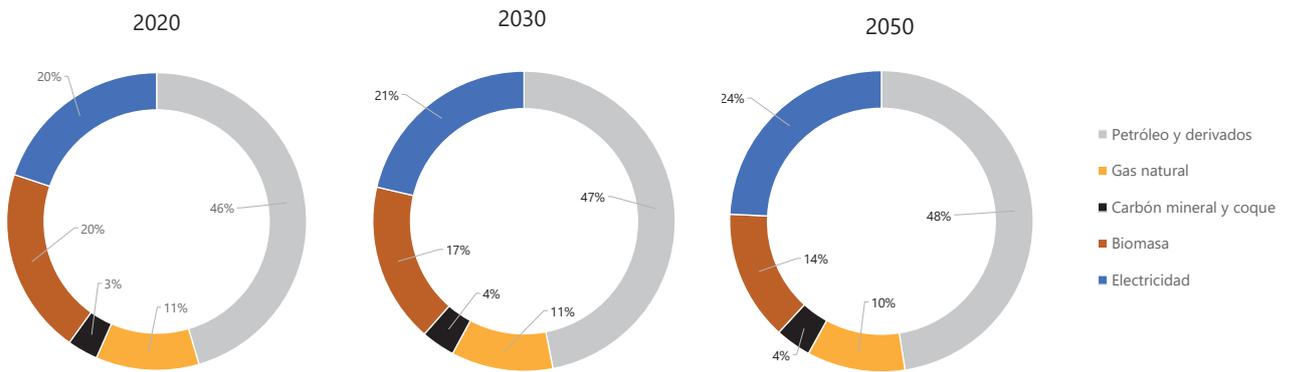


Figura No. 157 Proyección del consumo final de energía, ALC, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 158 Evolución de la matriz de consumo final de energía, ALC, escenario BAU

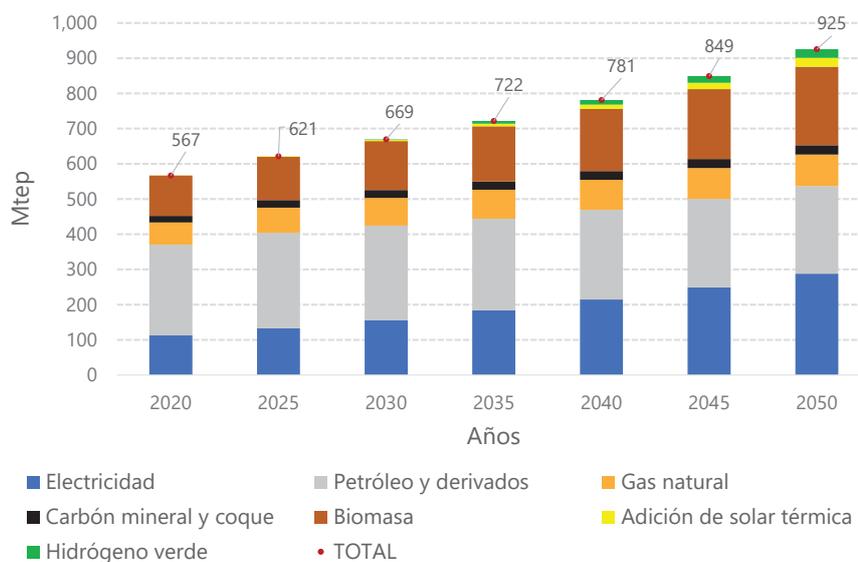


Fuente: Elaboración propia.

8.2.2 Escenario PRO NET-0 H2

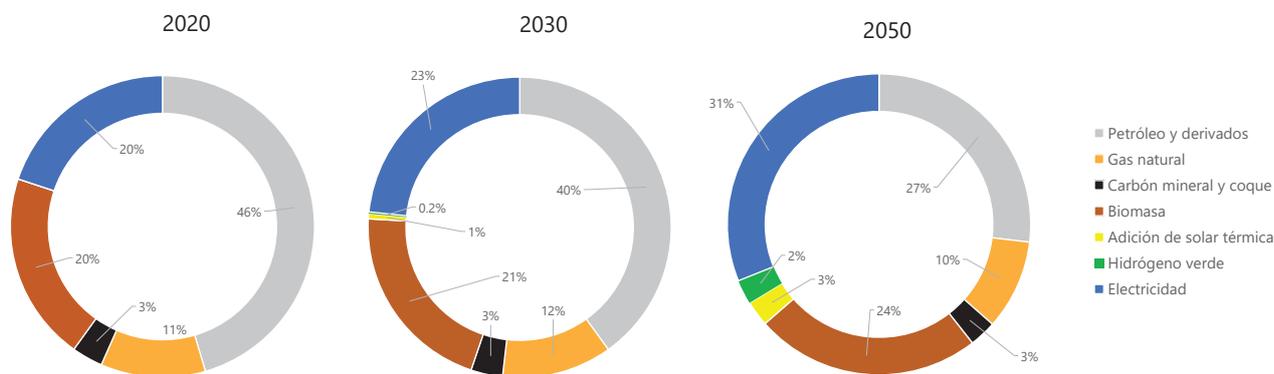
Bajo las premisas del escenario PRO NET-0 H2, en la matriz de consumo final de la región de ALC, se presenta durante el período de proyección un importante incremento en la participación de electricidad (del 20% al 31%), biomasa (del 20% al 24%) correspondiente a mayor uso de biocombustibles líquidos y energía solar térmica, desplazando combustibles fósiles (petrolíferos, gas natural y carbón mineral), los cuales en conjunto reducen su participación del 60% en el año base al 40% en el año 2050 (figuras 159 y 160).

Figura No. 159 Proyección del consumo final de energía, ALC, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 160 Evolución de la matriz de consumo final de energía, ALC, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

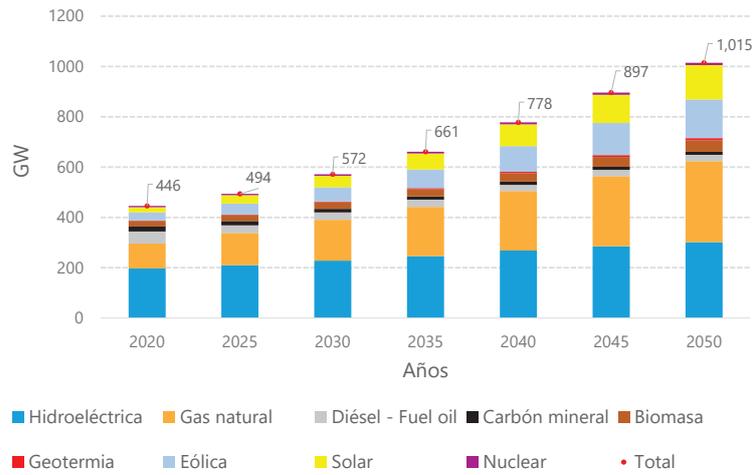
8.3 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica

8.3.1 Escenario BAU

Para el escenario BAU, se observa que el predominio en la expansión de capacidad instalada de generación eléctrica durante el período de proyección en ALC, lo ostentan las centrales a gas natural, seguidas en orden de importancia por la eólicas, las solares fotovoltaicas y las hidroeléctricas y en términos mucho menores, las centrales a biomasa, las geotérmicas y las nucleares. Bajo estas condiciones, el componente renovable del parque generador latinoamericano y caribeño, sube de una participación del 61% en el año base al 63% en el año 2030 y al 64% en el año 2050, sin alcanzar la meta RELAC del 70% renovable ni siquiera al final del período de proyección (figuras 161, 162, 163 y 164).

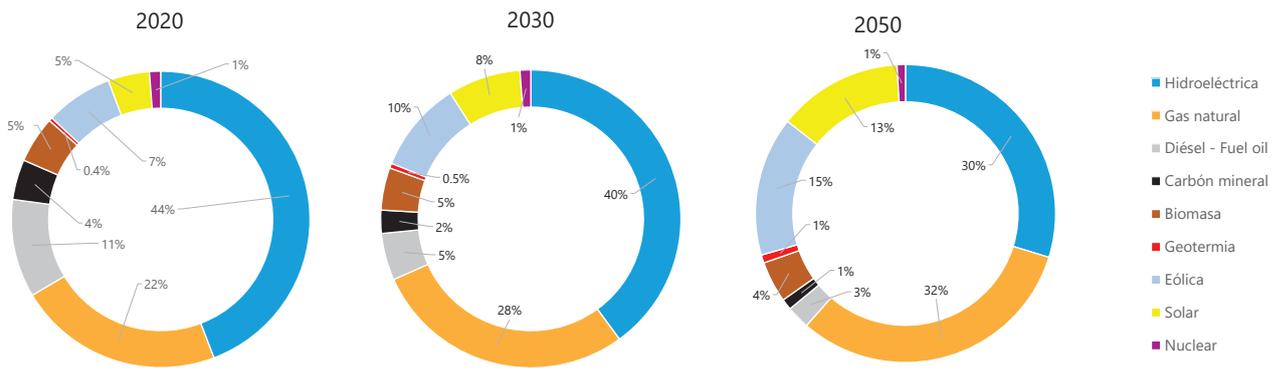


Figura No. 161 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario BAU



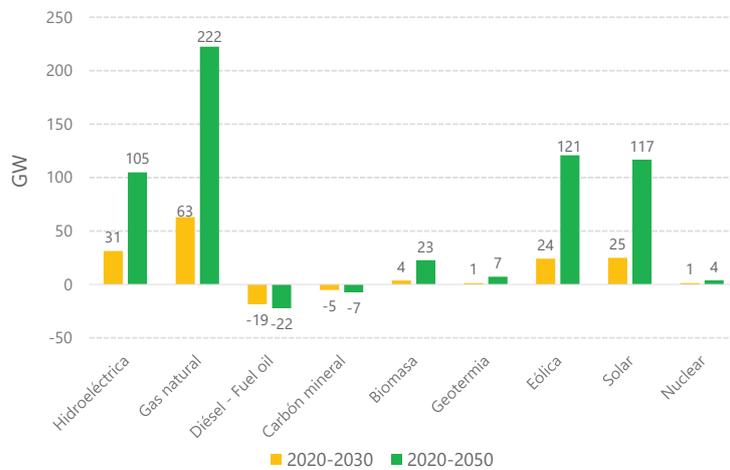
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 162 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario BAU



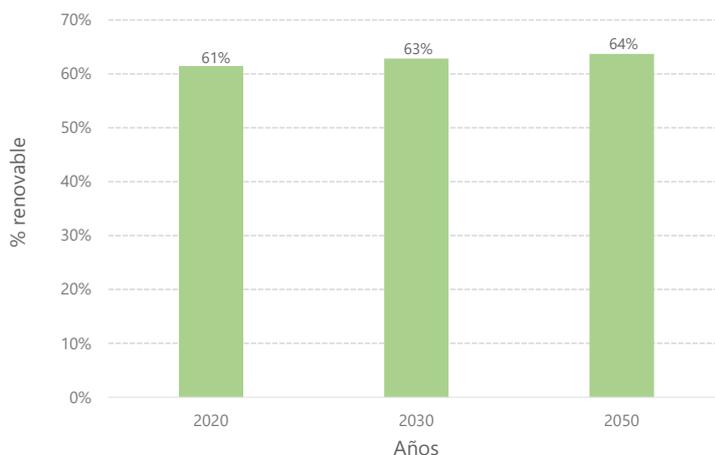
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 163 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, ALC, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 164 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario BAU

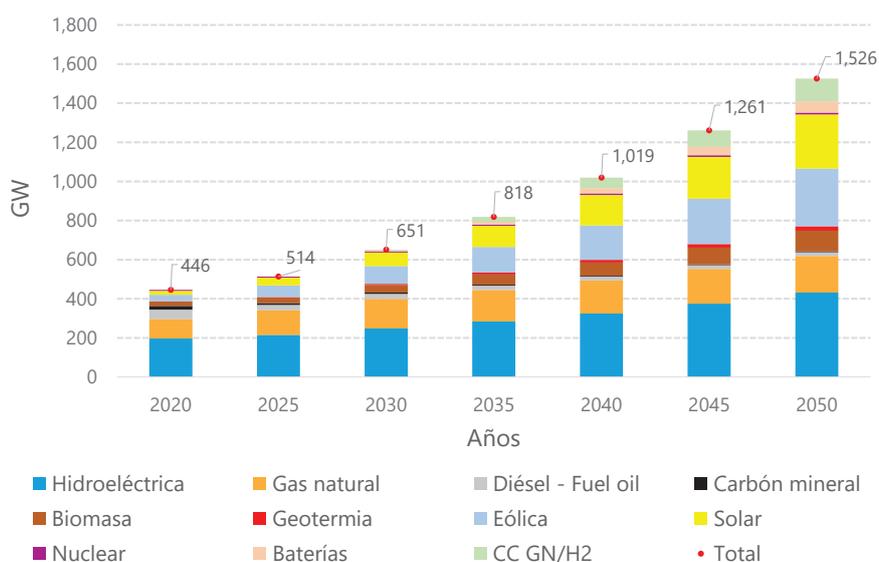


Fuente: Elaboración propia.

8.3.2 Escenario PRO NET-0 H2

Considerando la instalación mucho más acelerada de capacidad de generación eléctrica con fuentes de energía renovables, simuladas en cada una de las subregiones para el escenario PRO NET-0 H2, donde además se implementan baterías para el almacenamiento de la energía proveniente de este tipo de fuentes y centrales ciclo combinado que usan gas natural con una mezcla de hidrógeno verde al 30%, el parque generador de ALC, mejora su componente renovable, que pasa del 61% en el año base al 70% en el año 2030 (cumpliendo la meta de la iniciativa RELAC) y al 80% en el año 2050. Debido a la mayor penetración de electricidad en los usos finales de la energía y a la demanda de electricidad para la producción del hidrógeno verde, la capacidad instalada requerida al final del período de proyección en este escenario, es un 50% superior a la proyectada en el escenario BAU (figuras 165, 166, 167 y 168).

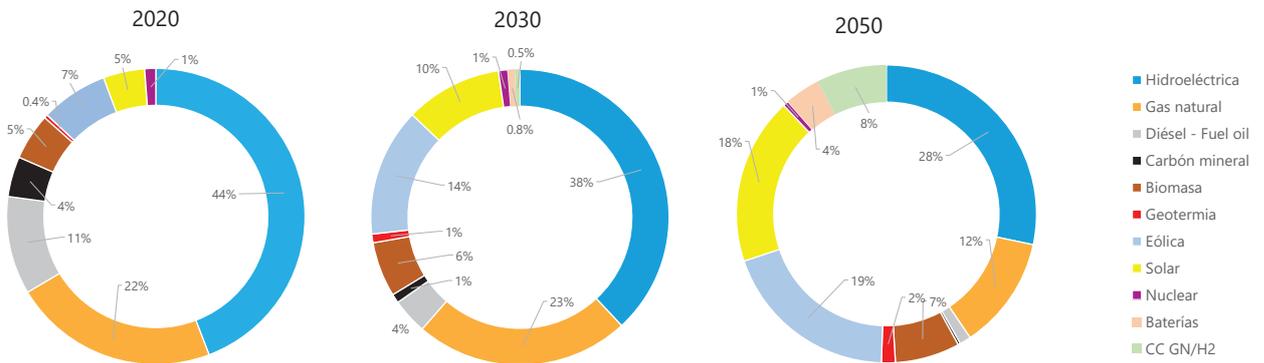
Figura No. 165 Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

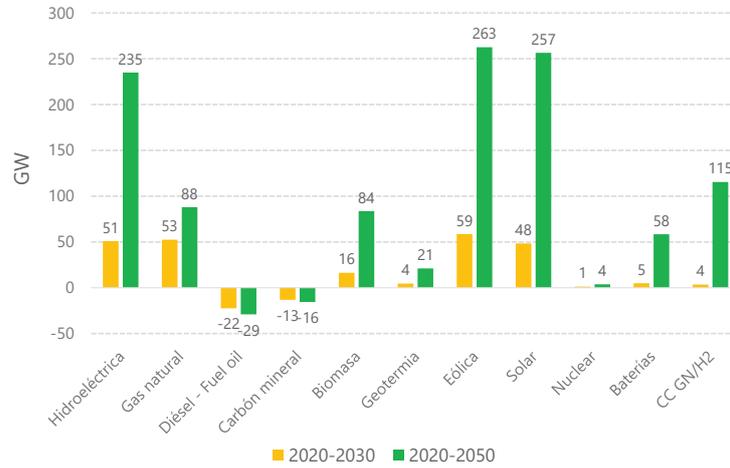


Figura No. 166 Estructura de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0 H2



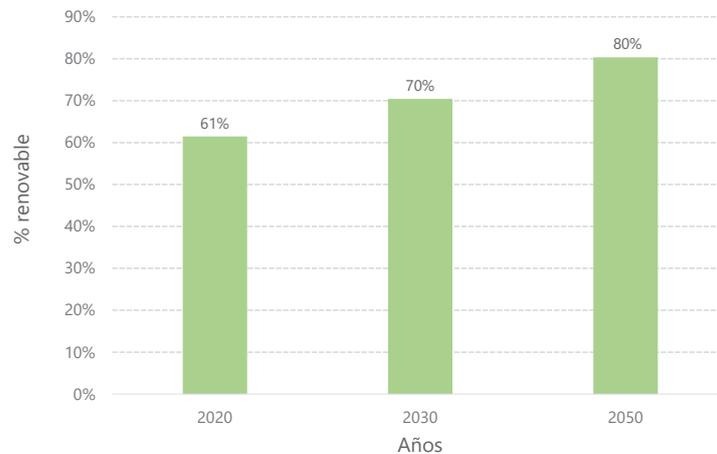
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 167 Capacidad instalada incremental de generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 168 Porcentaje renovable de la capacidad instalada de generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0



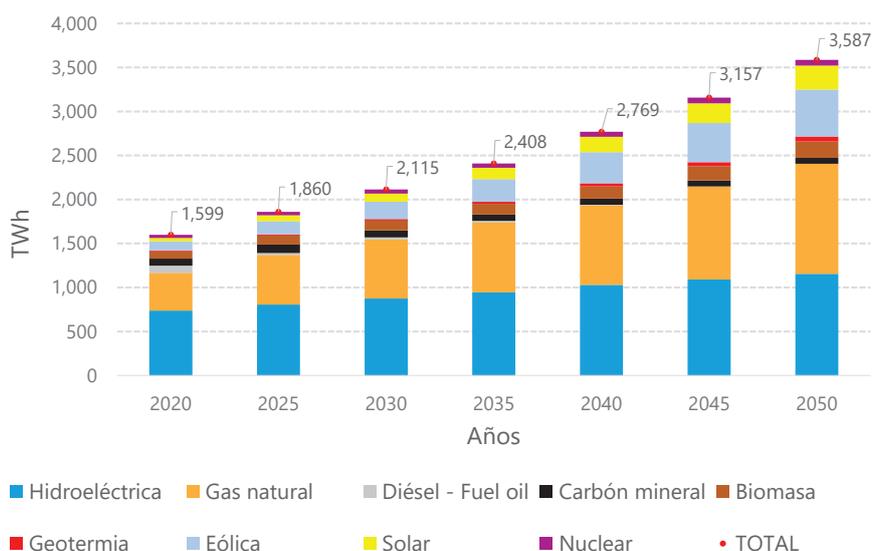
Fuente: Elaboración propia.

8.4 Proyección de la generación eléctrica

8.4.1 Escenario BAU

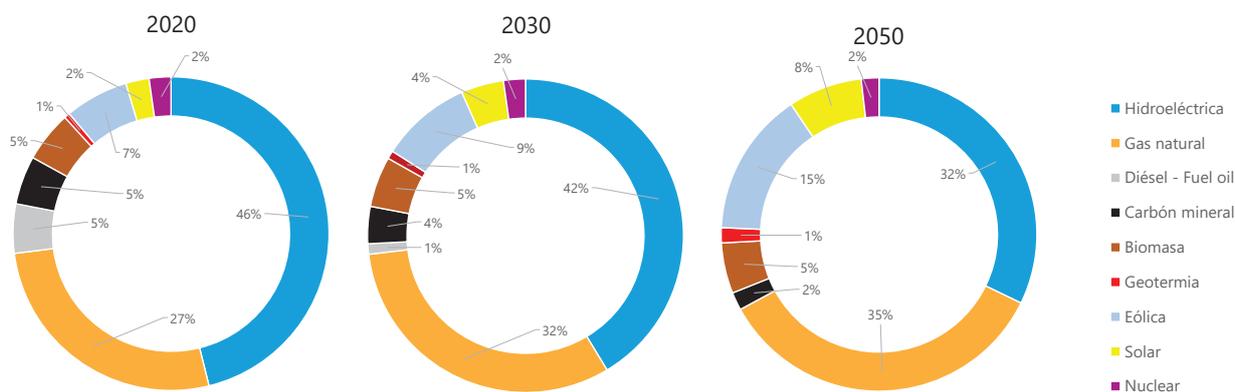
La matriz de generación eléctrica de ALC, en el escenario BAU, evoluciona con un notable crecimiento en la participación del gas natural que pasa del 27% en el año base al 35% en el año 2050. Las fuentes de energía renovables no convencionales como la eólica, la solar, la biomasa y la geotermia incrementan su participación, mientras que las hidroeléctricas la disminuyen, por lo que el índice de renovabilidad de la matriz se mantiene casi invariable alrededor del 61% (sin llegar a alcanzar la meta de la iniciativa RELAC de 70% de generación renovable al 2030) (figuras 169, 170 y 171).

Figura No. 169 Proyección de la generación eléctrica, ALC, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

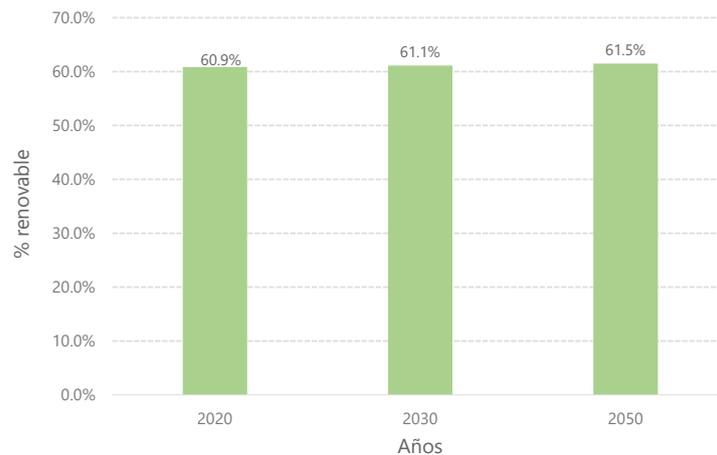
Figura No. 170 Estructura de la generación eléctrica, ALC, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.



Figura No. 171 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, ALC, escenario BAU



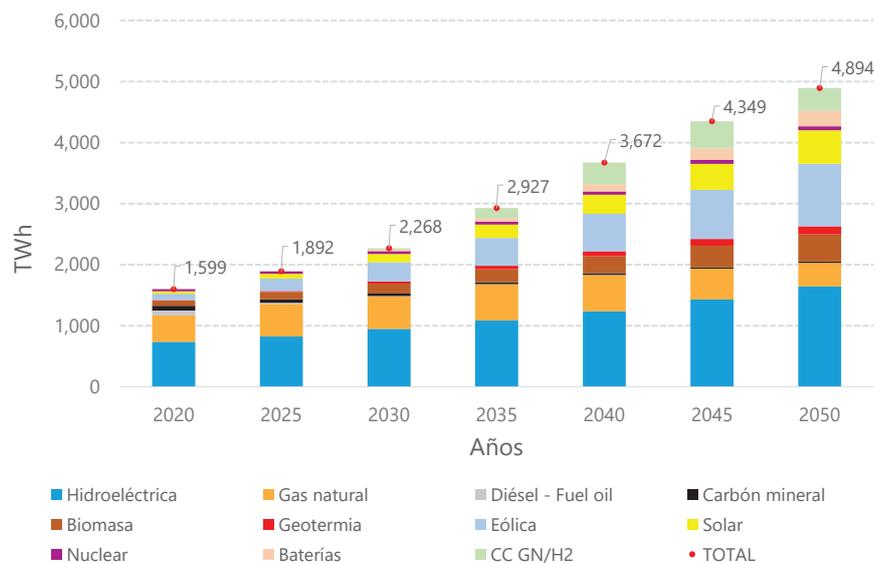
Fuente: Elaboración propia.

8.4.2 Escenario PRO NET-0 H2

En este escenario, las fuentes de energía renovable no convencionales, principalmente las eólicas y solares fotovoltaicas, incrementan mucho más rápido su participación en la matriz del generación eléctrica, respaldadas por una expansión también importante de la capacidad hidroeléctrica y de baterías para el almacenamiento de su energía. Todo esto, más la contribución adicional de las centrales ciclo combinado que utilizan mezcla de gas natural e hidrógeno verde (CC GN/H2), impulsan una mejora evidente del índice de renovabilidad de la matriz que pasa del 61% en el año base al 72% en el año 2030 y 85% en el año 2050, cumpliéndose la meta de la iniciativa RELAC de mínimo el 70% de generación renovable en el año 2030. Debido a la mayor demanda de electricidad tanto para consumo final como para producción de hidrógeno verde, para el año 2050, la generación es 36% mayor a la proyectada en el escenario BAU.

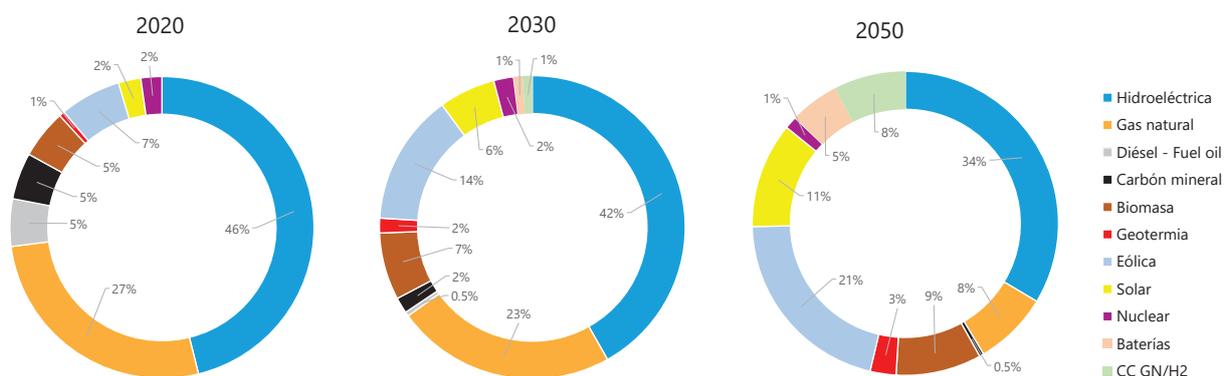
De la generación eléctrica total de la región integral de ALC proyectada para el año 2050, el 16% estaría destinado a la producción de hidrógeno verde (figuras 172, 173 y 174).

Figura No. 172 Proyección de la generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0 H2



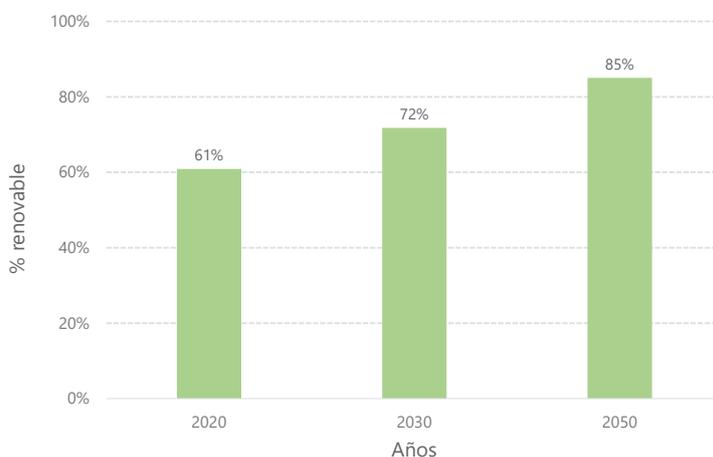
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 173 Estructura de la generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 174 Porcentaje renovable de la generación eléctrica, ALC, escenario PRO NET-0 H2



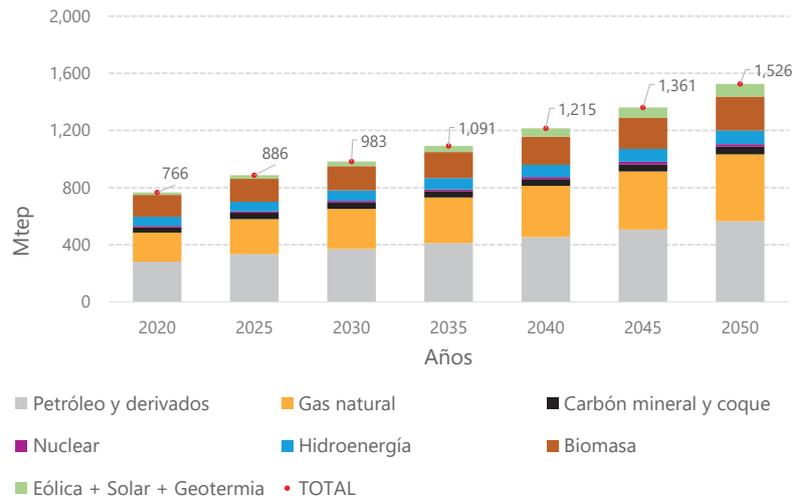
Fuente: Elaboración propia.

8.5 Proyección de la oferta total de energía

8.5.1 Escenario BAU

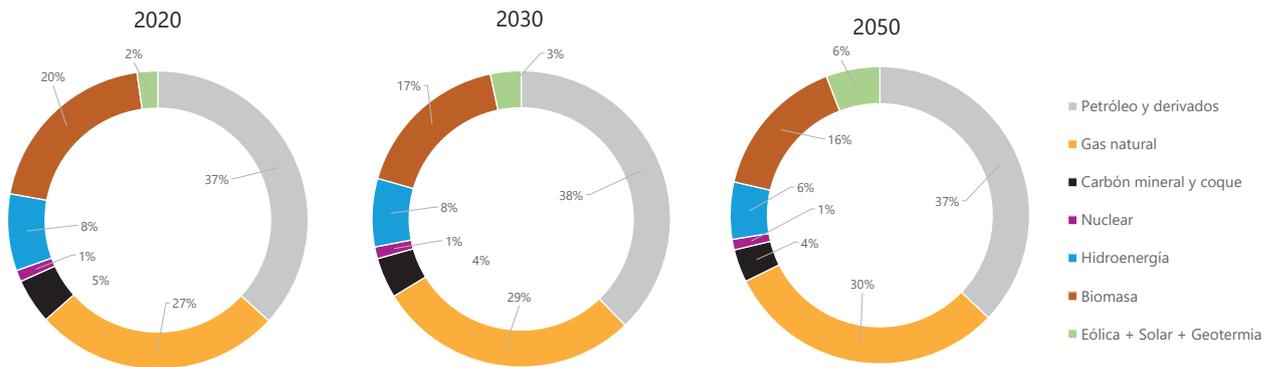
En este escenario, la matriz de oferta total de energía de la región de ALC experimenta un ligero decrecimiento durante el período de proyección en la participación de energía renovables, pasando del 30% en el año base al 28% en el año 2050, debido principalmente a la sustitución del consumo de leña por fuentes fósiles como el GLP y el gas natural y también debido a la importante penetración de esta última fuente en la matriz de generación eléctrica (figuras 175, 176 y 177).

Figura No. 175 Proyección de la oferta total de energía, ALC, escenario BAU



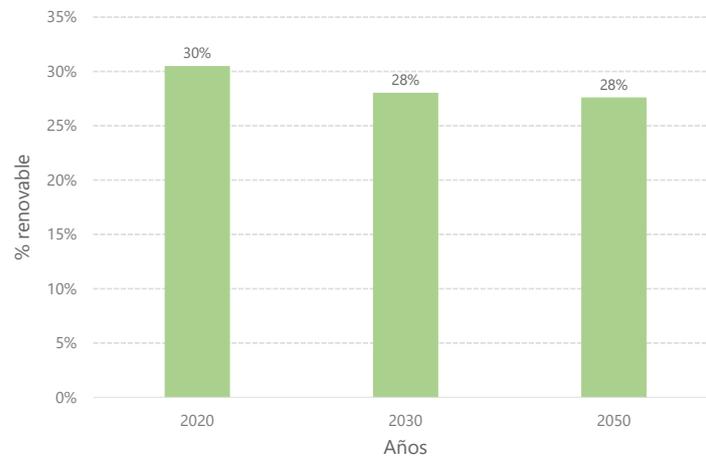
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 176 Estructura de la oferta total de energía, ALC, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 177 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, ALC, escenario BAU

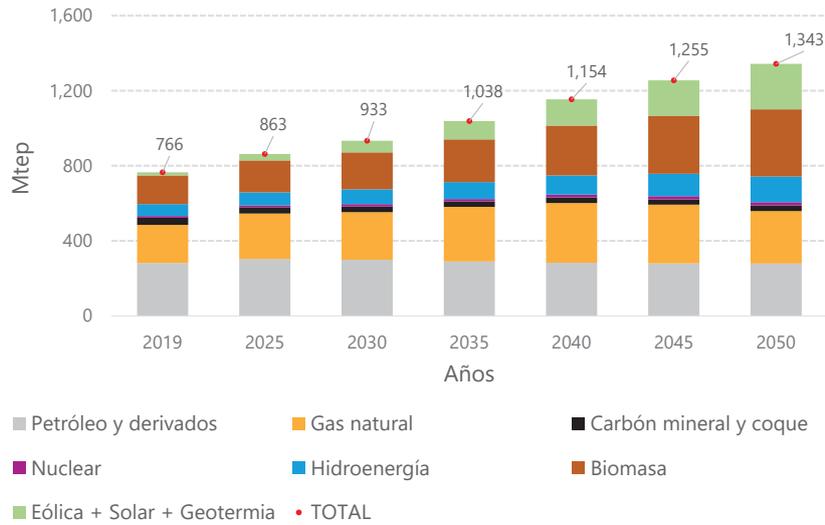


Fuente: Elaboración propia.

8.5.2 Escenario PRO NET-0 H2

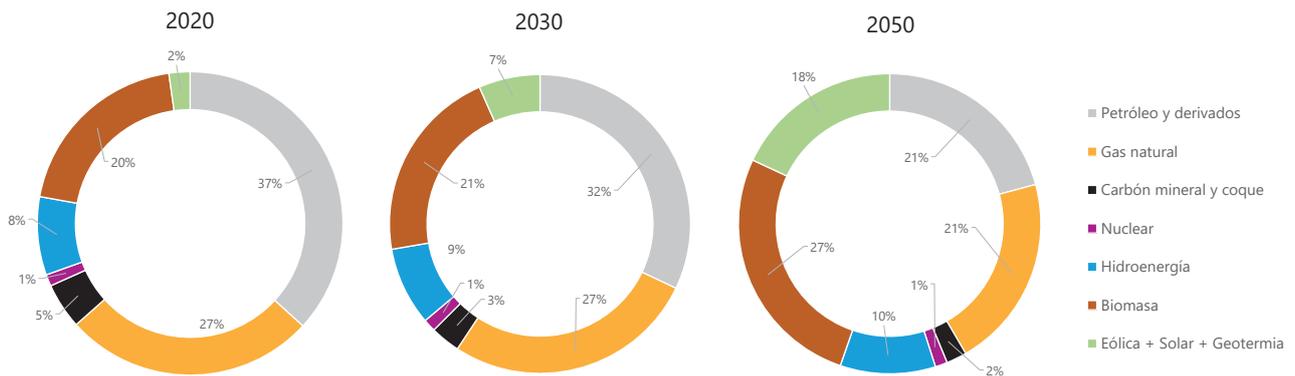
La penetración acelerada de las fuentes de energía renovables, tanto en la matriz de consumo final, como en la matriz de generación eléctrica, así como la producción y el uso de hidrógeno verde en los sectores transporte e industria, determinan que la matriz de oferta total de energía de la región de ALC, incremente su componente renovable desde el 30% en el año base al 55% en el año 2050. Además, debido al incremento de la eficiencia energética, al año 2050 se alcanza un ahorro neto en la oferta total anual de energía del 12% respecto al valor proyectado en el escenario BAU para el mismo año (**figuras 178, 179 y 180**).

Figura No. 178 Proyección de la oferta total de energía, ALC, escenario PRO NET-0 H2



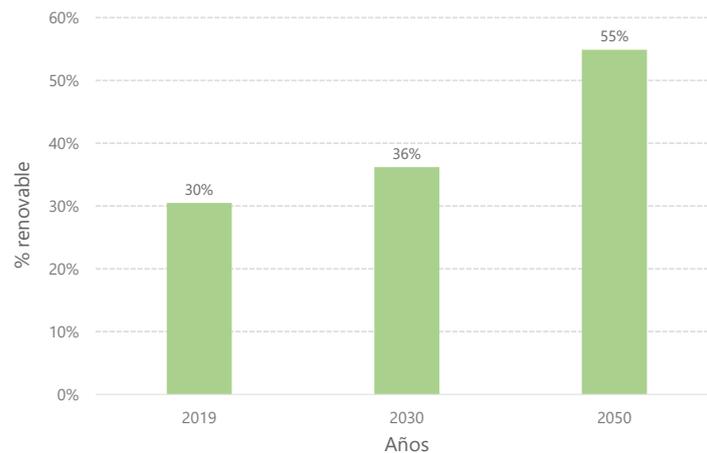
Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 179 Estructura de la oferta total de energía, ALC, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

Figura No. 180 Porcentaje renovable de la oferta total de energía, ALC, escenario PRO NET-0 H2



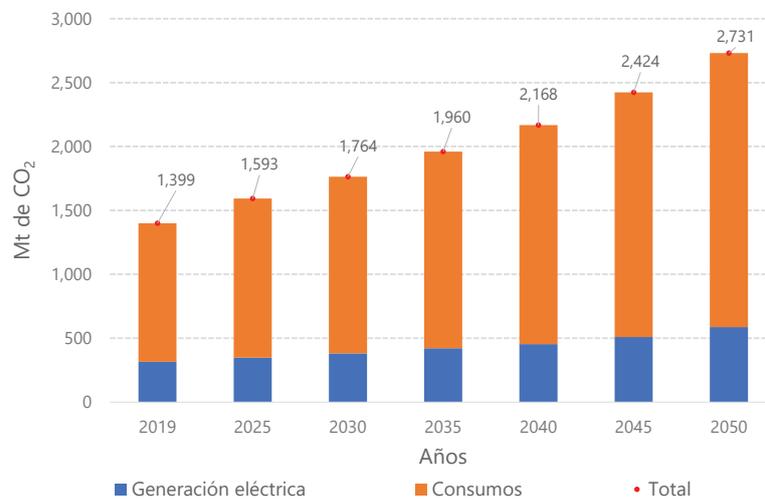
Fuente: Elaboración propia.

8.6 Proyección de las emisiones de CO₂

8.6.1 Escenario BAU

En el escenario BAU, las emisiones anuales de CO₂ producidas por el sector energético de la región de ALC, presentan un incremento continuo durante el período de proyección, llegando al año 2050 con un valor 95% superior al del año base, del cual el 79% corresponde a las actividades de consumo final y el 21% a la generación eléctrica (figura 181).

Figura No. 181 Proyección de las emisiones de CO₂, ALC, escenario BAU

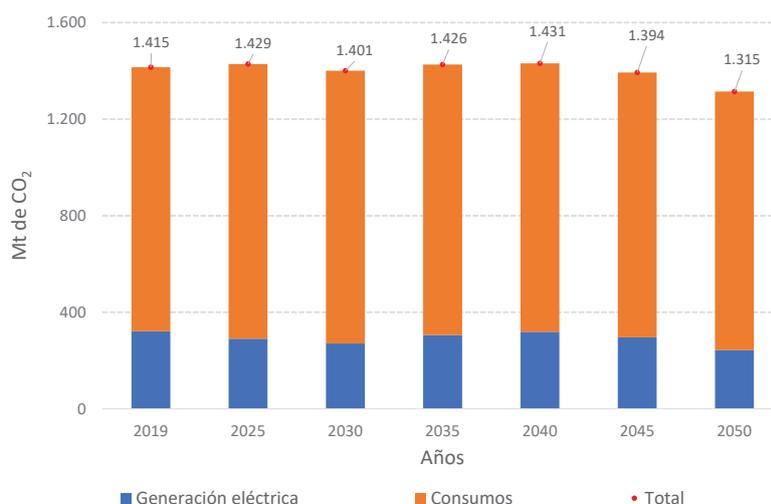


Fuente: Elaboración propia.

8.6.2 Escenario PRO NET-0 H2

Las emisiones anuales de CO₂ para la región integral de ALC, disminuyen durante el período de proyección, tanto en el sector de generación eléctrica como en los sectores de consumo, llegando al 2050 con un valor 14% inferior al del año base y 56% inferior al valor proyectado en el escenario BAU para dicho año (figura 182).

Figura No. 182 Proyección de las emisiones de CO₂, ALC, escenario PRO NET-0 H2



Fuente: Elaboración propia.

9. CONCLUSIONES

Mientras en el escenario tendencial (BAU) la estructura de la matriz de consumo final de energía de la región de ALC permanece prácticamente invariante durante el período de proyección, con predominancia absoluta de los combustibles fósiles pero un pequeño incremento en la penetración de electricidad, en el escenario alternativo (PRO NET-0 H2), la electricidad incrementa su participación en más del 50% y las fuentes de energía renovables como la biomasa moderna, la energía solar térmica y el hidrógeno verde llegan a ocupar casi una tercera parte de la matriz de consumo, desplazando de manera importante el uso de combustibles fósiles.

De acuerdo a las previsiones de los últimos planes de expansión del sector eléctrico publicadas por los países y reflejadas en el escenario BAU, se puede observar que las tecnologías de generación eléctrica que presentarían el mayor incremento de capacidad en la región de ALC, serían las centrales termoeléctricas a gas natural, sin embargo ya en este escenario se vislumbra un incremento también importante de las centrales eólicas y solares, que llegaría a superar incluso a la adición de hidroeléctricas, pero aun así no se lograría alcanzar la meta de la iniciativa RELAC del 70% renovable, ni siquiera al año 2050. Para que este objetivo se cumpla y de acuerdo a la simulación del escenario PRO NET-0 H2, la adición de capacidad renovable incluyendo la de hidroeléctricas debe superar a la adición de centrales a gas natural, requiriéndose un total de 185 GW renovables que incluyen las baterías y la fracción de hidrógeno verde de las centrales que utiliza este vector en mezcla con gas natural (CC GN/H2). Para el 2050, esta expansión renovable llegaría a 952 GW.

En cuanto a la matriz de generación eléctrica, mientras en el escenario tendencial, la región del ALC, llegaría al año 2030 con un componente renovable similar al que tiene en el año base de alrededor del 61%, inferior a la meta RELAC, en el escenario alternativo se alcanzaría el 72% de renovabilidad, cumpliéndose dicha meta. Esto implica generar para ese año alrededor de 1,600 TWh renovables, valor similar a la generación total de la región en el año base (2020).

Es importante observar que, si bien el uso del hidrógeno verde contribuye al proceso de descarbonización de la matriz energética regional, su producción requeriría para el año 2050, el 16% de la energía eléctrica total generada en ALC para dicho año, es decir alrededor de 800 TWh, valor comparable con la mitad de la generación total de electricidad en la región de ALC durante el año base.

“Como conclusión final, cabe reflexionar sobre el costo de inversión total que significaría una expansión del componente renovable del parque generador de ALC en la magnitud que se presenta en los resultados del escenario alternativo (PRO NET-0 H2). Este valor, calculado con base en los costos unitarios de inversión de las tecnologías de generación de electricidad que publica IRENA y los costos nivelados de almacenamiento de energía publicados en el documento “Lazard’s levelized cost of storage analysis — version 7”, sería del orden de 290,000 millones de dólares hasta el 2030 y de 1,750,000 millones de dólares hasta el 2050, lo que con una tasa de descuento del 10%, significaría destinar anualmente el 1% del PIB nominal actual de la región hasta el 2030 y el 3% de dicho valor hasta el 2050. De las inversiones requeridas en tecnologías de generación renovable hasta el año 2050, por lo menos un 20% correspondería a los sistemas de almacenamiento, es decir a los bancos de baterías.”

ANEXOS Y BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

PROSPECTIVA
ENERGÉTICA

LEGISLACIÓN
Y POLÍTICA

PAÍSES
MIEMBROS

ALC

METODOLOGÍA

FUENTES DE
INFORMACIÓN

EVENTOS
RELEVANTES



Acipet	Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos
AECID	Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo
AFD	Agencia Francesa de Desarrollo
AIE	Agencia Internacional de Energía
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
ANEP	Administración Nacional de Educación Pública
ANII	Agencia Nacional de Investigación e Innovación
ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
ANSN	Autoridad Nacional de Seguridad Nuclear
ARC	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
ARESEP	Autoridad Reguladora de Servicios Públicos
ASOMOVE	Asociación Costarricense de Movilidad Eléctrica
BESS	Sistemas de Almacenamiento de Energía en Batería
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BMU	Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear
BNDES	Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social
BTL	Belize Electricity Limited
CadÚnico	Cadastro único
CARICOM	La Comunidad del Caribe
CBIO	Créditos de Descarbonización
CCTV	Circuito Cerrado de Televisión
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
CEMS	Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENEA	Coordinación Ejecutiva de la Estrategia Nacional de Educación Ambiental Integral

CER	Certificados de Energía Renovable
CESL	Chevron Exploration Suriname Limited
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIACU	Comisión Intergubernamental de Acceso Universal
CIGED	Estrategia Nacional de Generación Distribuida
CIMV	Comité Interministerial sobre Cambio Climático y Crecimiento Verde
CINSIF	Comisión Intergubernamental/ Interinsitucional de la Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional y la Estrategia Nacional de Fortalecimiento Institucional
CIPP S/A	Complejo do Pecém
CIUREE	Comisión Intergubernamental de Uso Racional y Eficiente de la Energía
CMSE	Comité de Seguimiento del Sector Eléctrico
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNEN	Comisión Nacional de Energía Nuclear
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética
COFIDE	Corporación Financiera de Desarrollo S.A
COMIECO	Consejo de Ministros de Integración Económica
COP	Conferencia de las Partes
CPC	Contrato de Producción Compartida
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CRP	Centro de Refinación Paraguaná
CTU	Central Térmica Uruguaiana
CVU	Costo Variable Unitario
DCC	Dirección de Cambio Climático
DF	Distrito Federal
DNE	Dirección Nacional de Energía



EDL	Extracción Directa de Litio
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
EITI	Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas
ENACU	Estrategia Nacional de Acceso Universal
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENBpar	Empresa Brasileira de Participaciones en Energía Nuclear y Binacional S.A.
ENCE	Etiqueta Nacional de Conservación de Energía
ENEA	Estrategia Nacional de Educación Ambiental Integral
ENREI	Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ESG	Gobierno Ambiental, Social y Corporativo
ET	Estación Transformadora
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
FED	Fondo Europeo de Desarrollo
Fenoge	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FEPC	Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles
Fiec	Federación de Industrias de Ceará
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FLOW	Eólica marina flotante
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FPV	Energía Fotovoltaica Flotante
FRC	Factor de Referencia a la Contratación
FRE	Fuentes Renovables de Energía
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GIZ	Sociedad Alemana de Cooperación Internacional
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido

GNL	Gas Natural Licuado
GNV	Gas Natural Vehicular
GWEC	Consejo Mundial de la Energía Eólica (por sus siglas en inglés)
H2V	Hidrógeno Verde
HVO	Aceite Vegetal Hidrogenado
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
ICL	Impuesto a los Combustibles Líquidos
ICO₂	Impuesto al Dióxido de Carbono
IKI	Iniciativa Climática Internacional
INDC	Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
Intecap	Instituto Técnico de Capacitación y Productividad
ISA	Alianza Solar Internacional
ISO	Organización Internacional de Normalización
IVA	Impuesto de Valor Agregado
LMP	Límites Máximos Permisibles
MADES	Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MME	Ministerio de Minas y Energía
NDC	Nuestro Desafío Climático
NDC	Contribución Nacionalmente Determinada
O&M	Operación y el Mantenimiento
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico



ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OEFA	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental
OIEE	Oferta Interna de Energía Eléctrica
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
OSW	Energía Eólica Marina fija
OTEC	Conversión de Energía Térmica Oceánica
PAH	Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos
PAUEH	Política de Acceso Universal a la Electricidad para Honduras
PCB	Bifenilos policlorados
PDES	Plan de Desarrollo Económico y Social
PEN	Plan Energético Nacional
PGDES	Plan General de Desarrollo Económico y Social
PiBiogás	Plataforma de Información de Biogás
PITAR	Parque Industrial Tecnológico Ambiental Regional
PNA	Política Nacional del Ambiente
PNH2	Programa Nacional de Hidrógeno
PNTP	Programa Nacional Termosolar Panamá
PP	Puntos Porcentuales
PPSA	Pré-Sal Petróleo
PROINEN	Programa de Inclusión Eléctrica Nacional
PROMAR	Revitalización e Incentivo a la Producción de Campos Marítimos
RedEE	Red de Aprendizaje de Eficiencia Energética
RETC	Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes
RRA	Estado de Preparación de las Energías Renovables

RTCA	Reglamento Técnico Centroamericano
S/E	Subestación
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SCER	Sistema Nacional de Certificación de la Energía Eléctrica de Fuente Primaria Renovable (SCER)
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
Segeplan	Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SGB-CPRM	Servicio Geológico de Brasil
SICA	Sistema de Integración Centroamericana
SIE	Superintendencia de Electricidad
sieLAC	Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe
siePANAMÁ	Sistema de Información Energética de Panamá
siePARAGUAY	Sistema de Información Energética del Paraguay
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINAMECC	Sistema Nacional de Métrica de Cambio Climático
SINIA	Sistema Nacional de Información Ambiental
SISE	Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos
Sitgas	Sistema Integrado de Transporte de Gas Zona Sur
SLP	Sistema de Encuesta de Precios
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
SWMCOL	Solid Waste Management Company Limited



TRP	Público del Proyecto Tren Rápido de Pasajeros
TRP	Tren Rápido de Pasajeros
UFC	Universidad Federal de Ceará
UGT	Unidades de Generación Termoeléctrica
UNAL	Universidad Nacional de Colombia
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas del Estado
VMMEMOPC	Viceministerio de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
WEC	Consejo Mundial de Energía (por sus siglas en inglés)
WEP	Principios de Empoderamiento de la Mujer
YLB	Yacimientos de Litio Bolivianos
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
EU	Unión Europea

bbl / día	Barriles americanos por día
bep / día	Barriles equivalentes de petróleo por día
BZ	Dólar beliceño
CO₂	Dióxido de carbono
EUR	Euro
Gm³	Miles de millones de metros cúbicos
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
kbl / día	Miles de barriles por día
kep	Kilogramo equivalente de petróleo
kep / USD	Kilogramo equivalente de petróleo por dólar americano
kep / USD 2011 PPA	Kilogramo equivalente de petróleo por dólares americanos a precios constantes 2011 (Paridad del Poder Adquisitivo)
kg	Kilogramo
kg CO₂ / día	Kilogramos de dióxido de carbono por día
km	Kilómetro
km / l	Kilómetros por litro
km²	Kilómetro cuadrado
kt	Miles de toneladas métricas
ktep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
m	Metro
m²	Metros cuadrados
m³	Metros cúbicos
m³/h	Metros cúbicos por hora



Mbbl	Millones de barriles americanos
Mbbl / día	Millones de barriles por día
Mbep	Millones de barriles equivalentes de petróleo
Mbep / día	Millones de barriles equivalentes de petróleo por día
mm²	Milímetro cuadrado
Mm³	Millones de metros cúbicos
Mm³ / día	Millones de metros cúbicos por día
Mpc	Millones de pies cúbicos
Mpc / día	Millones de pies cúbicos por día
Mpcd	Millones de pies cúbicos diarios
Mpcpd	Millones de pies cúbicos promedio diarios
Mt	Millones de toneladas métricas
MtCO₂	Millones de toneladas de dióxido de carbono
MtCO₂eq	Millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente
Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
MVA	Megavoltamperio
MW	Megavatio
MWe	Megavatio eléctrico
MWh	Megavatio hora
MWh / año	Megavatio hora por año
MWmed	Megavatio medio
MWp	Megavatio pico
PIB	Producto Interno Bruto
PPA	Paridad del Poder Adquisitivo
ppm	Partes por millón
R\$/MWh	Reales por megavatio hora
t	Tonelada métrica

t / hab.	Toneladas por habitante
t / tep	Toneladas por tonelada equivalente de petróleo
tCO₂	Toneladas de dióxido de carbono
tCO₂ / año	Toneladas de dióxido de carbono por año
tCO₂ / tep	Toneladas de dióxido de carbono por tonelada equivalente de petróleo
tCO₂eq	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
tep / hab.	Toneladas equivalente de petróleo por habitante
ton / día	Toneladas por día
TWh	Teravatio hora
USD	Dólares americanos
USD 2011 PPA	Dólares americanos a precios constantes 2011 (Paridad del Poder Adquisitivo)
USD/kg	Dólares americanos por kilogramo
W	Vatio

FACTORES DE CONVERSIÓN DE REFERENCIA USADOS POR LOS PAÍSES MIEMBROS DE OLADE (AÑO 2021)

Unidades Originales	kbbl	Mim ³	kt	kt	GWh	GWh	kg	kt	Leña	Electricidad	GLP	Gasolina	Kerosene/Jet	Diésel oil	Fuel oil	Coque	kt	kt	kbbl
A: bep x 10³	Petróleo	Gas natural	Carbón mineral	Carbón mineral	Hydroenergía	Geotermia	Nuclear	Leña	Electricidad	GLP	Gasolina	Kerosene/Jet	Diésel oil	Fuel oil	Coque	kt	kt	kbbl	Alcohol
Argentina	1.0196	6.2127	5.1881	5.1881	0.6197		110.1888	1.4916	0.6197	0.7010	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	5.0440			
Barbados	1.0015	5.9806			0.6200			3.2033	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304					
Belize	1.0021	5.9663			0.6200			2.3417	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
Bolivia	1.0015	5.9806	5.0439	5.0439	0.6196			2.2822	0.6181	0.6983	0.9000	0.9206	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
Brasil	1.0366	6.1815	3.4573	3.4573	0.6181		533.0620	2.5220	0.6197	0.7624	0.9372	1.0300	1.0489	1.0718	4.9596	4.6433			
Chile	0.9492	6.7308	5.0440	5.0440	0.6197			2.9246	0.6196	0.6981	0.9175	0.8109	0.9760	1.0398	5.0440				
Colombia	1.0476	6.1359	4.9488	4.9488	0.6196			3.0999	0.6200	0.6992	0.8938	0.9438	0.9937	1.0660	4.9392	4.8661			
Costa Rica	0.9940	6.3604	5.2630	5.2630	0.6200			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
Cuba	1.0015	5.9806	5.7645	5.7645	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
Ecuador	1.0015	5.9806			0.6196			2.5916	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
El Salvador	1.0015	5.9806			0.6196			2.5916	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
Grenada	0.9929	5.9800	5.0439	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
Guatemala	1.0015	5.9806			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			0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
Honduras	1.0015	5.9806	5.0439	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
Jamaica	1.0015	5.9806	5.0439	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
México*	1.0543	3.3415	3.3466	3.3466	0.6196		566.0843	2.4948	0.6196	0.7102	0.8842	0.9524	0.9679	1.0843	4.5674				
Nicaragua	1.0060				0.6194			2.3086	0.6198	0.6987	0.8908	0.9527	0.9858	1.0677	2.8022				
Panamá	1.0015	5.9805	5.2630	5.2630	0.6196			2.6940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.9100	4.8900			
Paraguay	0.9973	6.9631	5.0359	5.0359	0.6197			2.5940	0.6197	0.6899	0.8901	0.9450	0.9921	1.0701	5.5977	4.9718			
Perú	1.0015	5.9806	5.0439	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
República Dominicana	1.0015	5.9806	5.0439	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
Suriname	1.0015	5.9806			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			0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718			
Uruguay**	0.9748	5.9807	5.0440	5.0440	0.6196			1.9465	0.6196	0.6741	0.8920	0.9539	0.9522	1.0921	4.8998	5.4042			
Venezuela	1.0391	7.3453	5.4029	5.4029	0.6072			2.5219	0.6072	0.7361	0.9990	1.0650	1.1408	1.2058	5.0621	5.6252			

(*) El dato de gas natural corresponde al ponderado de producción.

(**) El dato 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
Otros	10 ⁶ m ³	Gas de Refinería =	7.9261
	10 ⁶ m ³	Gas de Coquería =	3.0263
	10 ⁶ m ³	Gas de Alto Hornos =	0.6485
	10 ⁶ m ³	Gas de Ciudad =	2.8820
	10 ⁶ m ³	Biogás =	3.9630
	10 ⁶ m ³	Bagazo =	1.3114

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	5.524.86	1.61394	131.0616	167.2073	5.917.1598
tep	7.205649	1	1.4285868	0.01	0.04184	39.810.22	11.62952	944.3839	1.204.8371	42.636.9763
tec	5.04390	0.6999925	1	0.007	0.029288	27.866.85	8.14057	661.0616	843.3769	29.845.5621
Tcal	720.56490	100	142.85868	1	4.184	3.981.022	1162.9520	94.438.388	120.483.714	4.263.697.6
TJ	172.21914	23.900574	34.144044	0.2390057	1	951.487	277.95214	22.571.316	28.796.2988	1.019.048.19
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	0.08559	0.1228	0.00086	0.0036	3.423.2	1	81.20577	103.6016	3.666.2722
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	0.763827	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 = 0.15888 m³ = 5.6143 pc

1m³ GLP = 552.4 kg

1 pc = 0.028317 m³

Descripción resumida del modelo SAME

El SAME es un modelo de simulación de coeficientes técnicos, desarrollado por OLADE, que permite construir diferentes escenarios prospectivos de demanda y oferta de energía para un horizonte de estudio determinado.

Es muy versátil en el método de proyección pudiéndose generar de manera muy ágil escenarios tendenciales, evolutivos o de ruptura, permitiendo simular políticas de diversificación de la matriz de consumo final y de oferta de energía, medidas de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y programas de eficiencia energética.

Proporciona como parámetro de comparación entre los escenarios desarrollados, diversos indicadores energéticos, económicos y ambientales, como los siguientes:

- a) Índice de renovabilidad de la oferta de energía
- b) Índice de autarquía o suficiencia energética
- c) Factor medio de emisiones de GEI de la matriz energética integral
- d) Factor medio de emisiones de GEI de la matriz de generación eléctrica
- e) Costo nivelado de energía eléctrica
- f) Estructura del consumo de energía
- g) Estructura de la oferta total de energía
- h) Estructura de la matriz de generación eléctrica
- i) Balances energéticos proyectados
- j) Prospectiva de emisiones de GEI
- k) Prospectiva de la capacidad instalada de generación eléctrica y otra infraestructura de oferta energética
- l) Alcance de las reservas probadas de fuentes fósiles de energía
- m) Nivel de aprovechamiento de los potenciales de fuentes renovables de energía
- n) Proyección de los índices de eficiencia energética por uso final de la energía

Utilidad del Modelo

Entre otras aplicaciones del Modelo SAME se puede mencionar las siguientes:

- ⇒ Es ideal para diseñar y afinar políticas de desarrollo energético sostenible.
- ⇒ Permite actualizar estudios de prospectiva energética ante el cambio de premisas o de coyuntura exógena y endógena.
- ⇒ Construir escenarios exploratorios de futuros coherentes del sector energético.
- ⇒ Construir escenarios tipo roadmap o de anticipación.
- ⇒ Elaborar planes nacionales de desarrollo energético, tanto integrales como sectoriales.

- OLADE, Sistema de Información Energética de América Latina y el Caribe, siELAC, 2022
<https://sielac.olade.org/>
- Banco Mundial, Perspectivas económicas mundiales: América Latina y el Caribe, 2022
<https://www.bancomundial.org/es/publication/global-economic-prospects>
- IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2021, 2022
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021_Summary.pdf
- OLADE, Panorama Energético de América Latina y el Caribe, 2021
<http://biblioteca.olade.org/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=14692>
- Lazard and Roland Berger, Lazard's, Levelized Cost of Storage analysis, version 7.0, 2021
<https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>
- MME/EPE, Brasil, Plan Decenal de Expansión de Energía 2031 (PDE 2031), 2022
<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>
- MME/EPE, Brasil, Plan Nacional de Energía 2050 (PNE 2050), 2020
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>
- SENER, México, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PROSEDEN) 2022-2036, 2022
<https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2022-2036>
- 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 de Expansión de Transmisión 2022 -2037 Preliminar, 2022
http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2022/Plan_Transmision_2022-2034_V6_scc_31ago2022.pdf
- Minenergía-BID, Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia,
https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf
- COES, Perú, Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021 – 2030, 2020
<https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTG>
- MEM, Ecuador, Ajustes al Plan Maestro de Electricidad 2020-2031, 2021
<https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2021/08/Ajustes-tablas-PME.pdf>
- Ministerio de Energía, Chile, Carbono Neutralidad en el Sector de Energía, 2020
https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf
- 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

- Ministerio de Industria, Energía y Minería, Uruguay, Prospectiva de la Demanda Energética 2018, 2018
<https://observatorio.miem.gub.uy/obs/prospectiva-de-la-demanda-energ%C3%A9tica-2018>
- 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>
- 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



La Organización Latinoamericana de Energía (Olade) se complace en presentar la aplicación **de Estadísticas Energéticas de América Latina y el Caribe**. Una herramienta tecnológica e innovadora que contiene la información energética más relevante de los 27 Países Miembros de OLADE. A tan solo un clic en su dispositivo móvil.

Es una aplicación ágil para la consulta de información energética nacional y regional, que facilita el acceso rápido a cifras relevantes y comparativas.

La **APP de Olade** presenta información sobre las características generales más relevantes a nivel demográfico, económico y energético, así como datos de oferta y demanda de energía, generación eléctrica, capacidad instalada de generación, reservas probadas de fuentes fósiles, diagramas Sankey del balance energético e indicadores socioeconómicos-energéticos y ambientales.

Olade en su interés constante de innovar sus canales de consulta y difusión sobre la información estadística energética, invita a interactuar y descargar esta aplicación a través de distintas tiendas virtuales (Google Play y Apple APP Store), y navegar en esta innovadora herramienta que se constituye en un material referente de consulta al servicio del sector energético de América Latina y el Caribe. La encuentra como: Olade

Tiendas virtuales para descargar la app Olade:

APP-Store



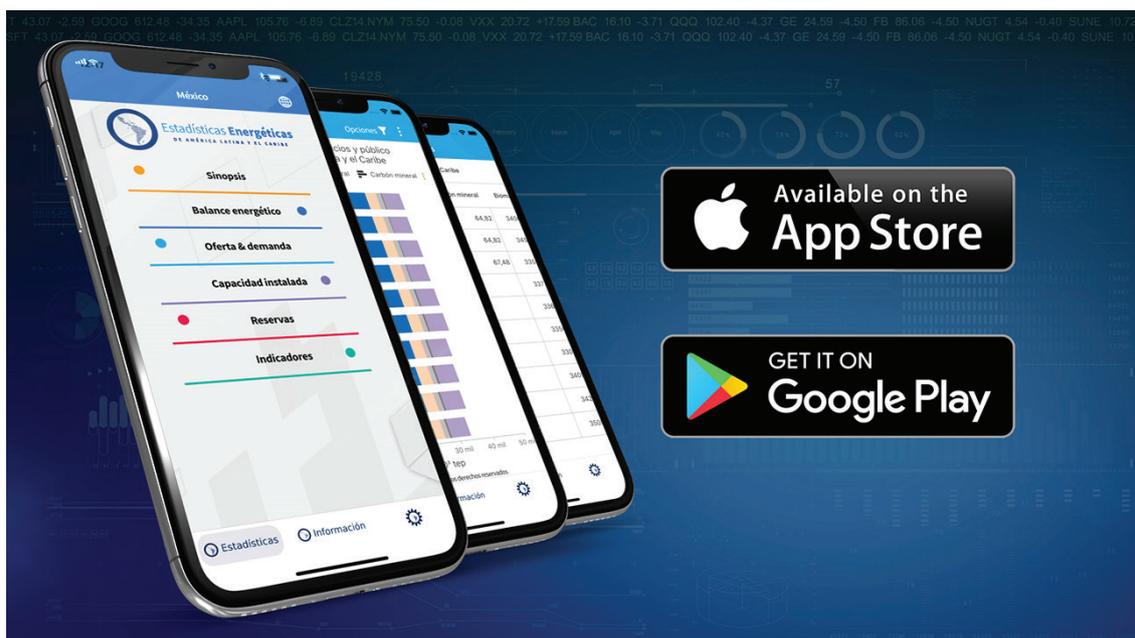
Google-Play



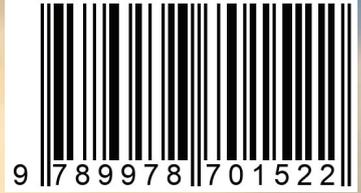
Más información en:

YouTube:

APP Olade: Aplicación de Estadísticas Energéticas de América Latina y el Caribe



ISBN: 978-9978-70-152-2



PAÍSES MIEMBROS DE OLADE

Argentina
Barbados
Belice
Bolivia
Brasil
Chile
Colombia
Costa Rica
Cuba
Ecuador
El Salvador
Grenada
Guatemala
Guyana
Haití
Honduras
Jamaica
México
Nicaragua
Panamá
Paraguay
Perú
República Dominicana
Suriname
Trinidad y Tobago
Uruguay
Venezuela
Argelia (País Participante / Observador Permanente)



OLADE - Organización Latinoamericana de Energía



olade.org



[@OLADEORG](https://twitter.com/OLADEORG)



Organización Latinoamericana de Energía OLADE

olade

ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA

Nos une la energía

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernández Salvador
Edificio Olade, Sector San Carlos
Quito - Ecuador

Telf: (593 2) 2598 122
2598 280

olade@olade.org
www.olade.org