Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2019



olade
ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA

sieLAC
Sistema de información Energética de Latinoamérica y el Caribe

Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2019



olade | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA

Nos une la energía

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

Alfonso Blanco Bonilla
Secretario Ejecutivo

Andrés Schuschny
Director de Estudios, Proyectos e Información

Este documento fue realizado por:
Tatiana Castillo
Fabio García
Luis Mosquera
Targelia Rivadeneira
Katherine Segura
Marco Yujato

Colaboradores:
Valeria Balseca
David Delgado
Luis Guerra
Jaime Guillén
Wook Jin Choi
Verónica Simbaña

Diseño y Diagramación
CÍRCULO PUBLICITARIO (593 9) 995260754
circulopublicitario@cablemodem.com.ec • Quito - Ecuador

Impresión
IMPRENTA MARISCAL
Quito - Ecuador

La impresión de este documento se desarrolló en el marco del Proyecto "Fortalecimiento de las Capacidades de las Estadísticas Energéticas del Caribe" Convenio No. TF0A5680.

Este proyecto cuenta con el apoyo del Fondo Fiduciario del Banco Mundial para el fomento de la capacidad estadística (TFSCB) con una generosa contribución del Departamento para el Desarrollo Internacional (DFID), Irish Aid y Corea. Las entidades citadas no tienen ninguna responsabilidad sobre el contenido del mismo.

Parte de la información contenida en el presente Panorama Energético de América Latina y el Caribe refiere a información prospectiva basada en la formulación de supuestos sobre las tendencias futuras de diversas variables y en el uso de modelos de simulación. Por lo tanto, involucran un alto grado de incertidumbre. En consecuencia, los resultados presentados no implican ninguna garantía en cuanto a la precisión de los pronósticos, proyecciones o declaraciones predictivas que se incluyen.

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 países, territorios, ciudades o zonas, o de sus autoridades, ni respecto de la delimitación de sus fronteras o límites.

Las imágenes de las portadillas fueron tomadas de Freepik, Pexels, Pixabay y son gratuitas para uso comercial, de dominio público y no requieren atribución.

Primera Edición – Noviembre del 2019
ISBN 978-9978-70-134-8
Copyright © OLADE
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

1. Prólogo del Secretario Ejecutivo 4
2. Agradecimientos 6
3. Sobre el uso del Panorama Energético 8
4. Eventos relevantes 2018 9
5. Procedencia de los indicadores y fuentes de información empleadas 29
6. Metodología y definición de los indicadores 33
7. Estadísticas e indicadores energéticos agregados de América Latina y el Caribe y del Mundo 47
8. Perfil energético de los Países Miembros 63
9. Legislación, regulación y política energética 281
10. Prospectiva energética global y regional 2017 - 2040 303
    I. Presentación comparativa de algunos resultados de estudios prospectivos para el Mundo y América Latina y el Caribe 305
    II. Prospectiva energética de América Latina y el Caribe 349
11. Anexos 425
    I. Acrónimos y Abreviaturas 426
    II. Factores de conversión 432
    III. Modelo SAME 433
12. Bibliografía 434

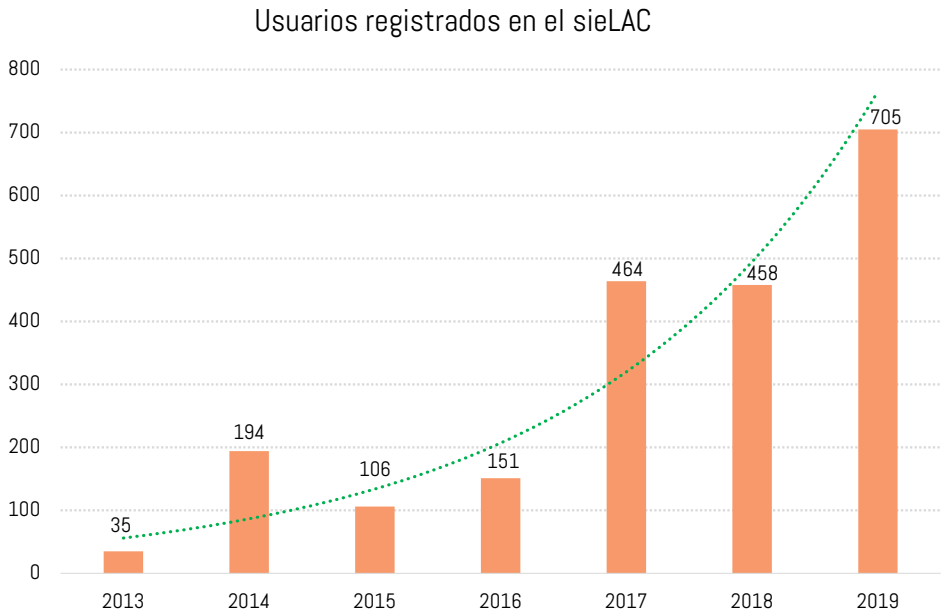


ALFONSO BLANCO BONILLA
Secretario Ejecutivo
OLADE

Tengo el agrado de presentar el Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2019 que espero se convierta en una guía de referencia de alto valor para promover el debate sobre el presente y futuro de la energía en nuestra región. A lo largo del Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2019 se exhibe en forma gráfica una gran cantidad de información estadística oficial e indicadores al año 2018, provista por nuestros Países Miembros.

La razón que nos ha motivado a adoptar esta forma de presentación de la información, eminentemente gráfica, radica en brindar información moderna y abierta que pueda ser interpretada por todo tipo de público. Al comienzo de mi gestión como Secretario Ejecutivo de OLADE, tomé la decisión de abrir nuestro Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (el sieLAC) y brindar libre acceso de toda la información acumulada a toda la comunidad del sector energía de la región. Por tal motivo, desde el año 2017, todo aquel interesado en utilizar la información disponible en el sistema y realizar los cálculos y procesamientos que desee, tiene toda la libertad para hacerlo accediendo y registrándose en nuestra plataforma de información (http://sielac.olade.org/).

Esta estrategia de apertura de la información ha resultado ciertamente exitosa. Si observamos la evolución reciente del número de usuarios registrados en la plataforma se hace evidente el crecimiento exponencial que hemos alcanzado.



La apertura de nuestro sieLAC constituye uno de los grandes progresos que hemos dado como Organización en dirección a promover la transparencia de la información al ponerla a disposición de manera libre y accesible. Es importante destacar, que la información publicada en este Panorama, como la disponible en la plataforma, ha sido el resultado de una labor en conjunto con cada uno de nuestros países miembros, y cuyos esfuerzos realizados nos ha brindado la oportunidad de promover la mejora en la calidad, integridad y confiabilidad de los datos estadísticos, así como promover el desarrollo de capacidades en la recolección y procesamiento de la información en nuestra región.

Abrir el acceso al sistema sieLAC, ha permitido identificar oportunidades de mejora en la plataforma, simplificar contenidos y mejorar indicadores, así como incrementar el alcance de usuarios y, por lo tanto, generar nuevas oportunidades en el uso de la información, promoviendo así una mayor colaboración entre los distintos agentes interesados. Nuestra plataforma ha pasado de ser una herramienta de consulta restringida, a un punto de referencia importante en la región como fuente de información para los diferentes tomadores de decisiones en el Sector Público y Privado, la Academia y la comunidad de investigadores y consultores que desarrollan sus actividades en nuestra región.

El próximo paso que nos hemos planteado consiste en avanzar en dirección a lograr un mayor nivel de armonización de nuestras estadísticas en línea con las recomendaciones internacionales, lo que permitirá que trabajemos con definiciones comunes a otras regiones y contemos con información cuantitativa comparable. Como organización, continuamos con el compromiso de consolidar este contenido e incentivar el intercambio de conocimiento, así como afianzar las relaciones con nuestros proveedores de información. Es así que nos encontramos elaborando el Manual de Buenas Prácticas de las Estadísticas Energéticas en Latinoamérica y el Caribe, cuyo objetivo será el de contribuir al mejoramiento de la información energética, así como la creación de insumos para disponer de datos más confiables, completos y de libre disponibilidad, y así promover la calidad de la información al facilitar estándares y saberes que motiven a aquellos que están directamente relacionados con la recolección y producción de información en nuestra región.

ARGENTINA	Secretaría de Energía Ministerio de Hacienda	Roberto Fanesi Pablo Ronco
BARBADOS	Ministry of Energy and Water Resources	Mark Millar
BELICE	Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities	Ryan Cobb Geon Hanson
BOLIVIA	Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero, Ministerio de Hidrocarburos	Ana Fabiola Vélez Paz Marcela Cortez Arnold Franco Castañares Yapur Oscar Mauricio Algarañaz Antelo
BRASIL	Ministerio de Minas y Energía	André Luiz Rodrigues Osório João Antonio Moreira Patusco
CHILE	Ministerio de Energía	Stefano Banfi Sergio Cáceres Luque María Cristina Silva
COLOMBIA	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Germán Camacho César Jerez Carlos García Yudy Linares Jairo Riaño
COSTA RICA	Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE)	Jorge Pérez Francine Solera
CUBA	Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI)	Tomás González
ECUADOR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables	Carlos Chiluisa Ramiro Díaz Jorge Mendieta Gina Moreta Pablo Rosero
EL SALVADOR	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	Mario Salvador Ramírez José Luis Regalado
GRENADA	Ministry of Infrastructure Development, Public Utilities, Energy, Transport and Implementation	Terah Antoine
GUATEMALA	Estadísticas Energéticas Ministerio de Energía y Minas	Jaime Vinicio Bardales Oliva

GUYANA	Guyana Energy Agency	Shevon Woods
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	Yvonne Barrett-Edwards
MÉXICO	Secretaría de Energía (SENER)	
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	Atilio Fernández Daniel Puentes
PERÚ	Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	Alan Campos Javier Campos Manuel Heredia Luis Isla Daniel Paz Luis Vilchez
REPÚBLICA DOMINICANA	Comisión Nacional de Energía (CNE) Ministerio de Energía y Minas (MEM)	Flady Cordero Aníbal Mejía
SURINAME	Ministry of Natural Resources	Sifra-Thijm-Fraser
TRINIDAD Y TOBAGO	Ministry of Energy and Energy Industries	Timmy Baksh Ariel Lawrence
URUGUAY	Dirección Nacional de Energía Ministerio de Industria, Energía y Minería	Ignacio Casas Alejandra Reyes
VENEZUELA	Ministerio del Poder Popular de Petróleo	Luis José Olivares Ramírez Joelmi F. Pérez Ramírez

En este Panorama Energético 2019 se presentan más de 1,000 gráficos conteniendo 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, se incorpora un análisis mundial para prospectiva energética con base en la información publicada en los outlooks por los diferentes organismos internacionales y regional para el período 2017 - 2040 desarrollada por OLADE utilizando el modelo para la Simulación y Análisis de la Matriz Energética (SAME).

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 de la región dentro de los próximos 20 años.

En la primera página de cada país se presentan los valores de los principales indicadores energéticos al año 2018 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 CO_2. 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 la tasa anual para el período 2015 – 2018.

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 hacerlo visitando la página web:

http://sielac.olade.org.

sieLAC
Sistema de información Energética de Latinoamerica y el Caribe

simLAC
Herramientas de planificación energética para Latinoamerica y el Caribe



Eventos relevantes

I INSTITUCIONAL, IMPLEMENTACIÓN DE PLANES Y POLÍTICAS ENERGÉTICAS

Brasil, aprobó el Plan de expansión decenal de energía 2027 (PDE 2027), documento que consolida los estudios de planificación sectorial realizados e indica que el suministro interno de energía (energía necesaria para impulsar la economía) crecerá, en promedio, 2.3% por año, alcanzando 367.4 Mtep en 2027. De esta cantidad, se proyecta un 47% de participación en fuentes renovables.

Chile presentó la Ruta Energética 2018-2022, instrumento que plantea la transición hacia una matriz energética limpia y renovable mediante la implementación de siete ejes: (1) modernización energética, (2) energía con sello social, (3) desarrollo energético, (4) energía baja en emisiones, (5) transporte sustentable, (6) eficiencia energética y (7) educación y capacitación energética. Además, se plantean los denominados 10 "Mega Compromisos" que consisten en: (1) Levantar un mapa de vulnerabilidad energética del país, identificando a las familias que no cuentan con electricidad y otros servicios energéticos, (2) aumentar en 10 veces los vehículos eléctricos existentes en el país, (3) cuadruplicar la generación distribuida renovable de pequeña escala, (4) establecer un marco regulatorio para la eficiencia energética, (5) modificar la ley de distribución, (6) regular la leña y sus derivados, (7) reducir en 25% los tiempos de tramitación ambiental de los proyectos energéticos, (8) iniciar la descarbonización de la matriz energética, (9) modernizar la institucionalidad y (10) capacitar a 6 mil operarios técnicos y profesionales en el uso de la energía. Por otra parte, se lanzó la aplicación móvil gratuita "Calefacción en Línea" instrumento útil para la comparación de precios de la parafina (o kerosene), gas licuado de petróleo y leña, a lo largo de todo el país y seleccionar la mejor opción. Adicionalmente se realizó el lanzamiento del Fondo de Acceso a la Energía dirigido a facilitar el acceso a la energía a organizaciones comunitarias en sectores rurales, aislados o vulnerables a través del financiamiento de proyectos de energías limpias a pequeña escala. Las organizaciones podrán postular a dos tipos de soluciones energéticas: sistemas de generación fotovoltaica y almacenamiento de baterías para electricidad, o sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria.

Grenada reportó la realización de auditorías energéticas en 14 edificios públicos y la recepción de expresiones de interés para ocupar la gerencia de la fase dos del Programa de Energía Sostenible para el Caribe Oriental (SEEC), mecanismo sustentando con un fondo fiduciario de donantes múltiples a cuatro años plazo, que implica la instalación de infraestructuras inteligentes y la implementación de Programas de la Estrategia Energética del Banco de Desarrollo del Caribe. El referido programa está diseñado para reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados en los países participantes de la OECO, desplazando los combustibles fósiles en la generación de electricidad con inversiones económicamente viables en energía renovable y eficiencia energética.

El Ministerio de Energía y Minas de **Guatemala** lanzó el proyecto "Implementación de Módulos Estadísticos Energéticos", sustentado en la recopilación y almacenamiento de información oficial relacionada con el sector energético. Esta plataforma, interactiva y de fácil acceso, permite el ingreso a información estadística actualizada que facilitará la realización de análisis estadísticos. El contenido abarca estadísticas de: balances energéticos; Planes Indicativos de Generación y Transporte; emisiones de gases de efecto invernadero e indicadores energéticos; autorizaciones definitivas; registro de centrales generadoras menores o iguales a 5 MW; informes de evaluación socioeconómica para proyectos de introducción de energía eléctrica; calificaciones de proyectos de energía renovable para el goce incentivos fiscales; resultados de mediciones de viento; generación eléctrica, capacidad instalada, demanda de potencia y Precio Spot, entre otras.

El gobierno de **México**, presentó el Plan Nacional para la Producción de Hidrocarburos, dirigido a elevar la producción nacional a más de 2 Mbbl / día a finales del sexenio, con sustento en cinco objetivos estratégicos y 16 líneas de acción, entre las cuales se destacan: asegurar el incremento de reservas mediante inversión en las cuencas del sureste de aguas someras y tierra, así como en las cuencas convencionales del norte; acelerar el desarrollo de los campos descubiertos, garantizando el máximo factor de recuperación; incorporación de reservas de aproximadamente mil 500 Mbbl / año, logrando un factor de reposición de casi dos; reactivar la producción de Pemex, mediante el incremento de la perforación y reparación de pozos en los campos en explotación con reservas 2P; aumentar el factor de recuperación en campos maduros; reducir la declinación de los yacimientos en explotación, aplicando tecnología y sistematizando mejores prácticas de administración integrada de yacimientos y, principalmente, en el desarrollo oportuno de nuevos campos descubiertos con la nueva estrategia de exploración. Asimismo, se presentó el Plan Nacional de Refinación que implica la rehabilitación de las 6 refinerías, en un marco

de aplicación de medidas para aumentar la producción en forma significativa, y a mediados del 2020 llegar a la meta final de producción de 600 kbbl / día de gasolina; con miras a contribuir a la autosuficiencia energética, como segunda estrategia, se anuncia la construcción de la Nueva Refinería en Dos Bocas, la 7º refinería de Pemex, que tendrá una capacidad de procesamiento de 340 kbbl / día, y manejará un crudo de 22ºAPI con tecnología de alta eficiencia energética. Adicionalmente se presentó el Programa Nacional de Electricidad, dirigido a incrementar la capacidad de generación de las plantas de la CFE, realizar inversiones para el aprovechamiento pleno del parque de generación y establecer una política inteligente en el uso de combustibles, a través de la utilización de todas las fuentes primarias. Para cumplir el compromiso de mantener una electricidad sustentable, se prevé el impulso a las energías renovables programando mecanismos para aprovechar todos los recursos naturales existentes para la generación: hidráulica, geotérmica, eólica, fotovoltaica y cogeneración con Pemex utilizando el vapor de las refinerías a mínimo costo.

Se presentó en **Uruguay** el proyecto Mujeres Electricistas, en el marco del Plan de complementariedad social y productiva (CNPS) 2017-2019. El nuevo programa, surgido del MIEM y UTE, junto a INEFOP y el Mides, está dirigido a mujeres en proceso de salida de situaciones de violencia basadas en género o discriminaciones múltiples y tiene como objetivo promover sus trayectorias de inclusión social y contribuir a su autonomía económica, a la vez que articula su formación en electricidad a nivel residencial y su inserción laboral —particularmente en el plan de regularización energética de UTE— y el apoyo a la conformación de cooperativas sociales. El plan piloto de Mujeres Electricistas cuenta con 45 participantes mayores de 18 años. La propuesta está basada en un programa de capacitación con aspectos técnicos, electricidad básica y dimensiones transversales, a la vez que promueve la conformación de cooperativas sociales. También incluye acuerdos con el ámbito del mundo del trabajo, para promover la contratación de las participantes, y su apoyo psicológico y asesoramiento jurídico, a cargo del Instituto Nacional de las Mujeres (Inmujeres) del Mides.

II HIDROCARBUROS

2.1 Exploración y Explotación

En octubre de 2018, **Argentina** reportó una producción total de petróleo de 498 kbbl / día, lo que representa un incremento del 2% respecto al mismo período del año anterior. En tanto, la producción total de petróleo no convencional (shale + tight) mostró un crecimiento interanual del 15%. En particular, la producción de shale oil fue de 66 kbbl / día (miles de barriles por día) alcanzando un crecimiento del 70% en términos interanuales. Respecto del gas natural la producción total creció un 7% interanual con 132 Mm^3 / día. En particular el gas no convencional (shale + tight) mostró en octubre un crecimiento interanual del 38%. Se destaca la producción de shale gas que fue de 25 Mm^3 / día, creciendo un 243% entre octubre de 2017 y octubre de 2018. Adicionalmente, se convocó a la exploración Costa Afuera en la plataforma continental, los permisos de exploración abarcan alrededor de 200,000 km^2 y representan un total de 38 bloques a adjudicar concernientes a las cuencas Austral Marina, Malvinas Oeste y Argentina Norte.

En **Brasil**, se autorizó la realización de la 6ª Ronda de Distribución Pre-Sal, los estudios de prospectos para la 7ª y 8ª Ronda de Licitación de Producción, y la 16ª Ronda de Subastas bajo concesión en la que se seleccionarán bloques ubicados en las cuencas Pernambuco-Paraíba, Jacuípe, Camamu-Almada, Campos y Santos, contemplándose 42 bloques, distribuidos en siete sectores de cinco cuencas sedimentarias, con un área total de 29,911.62 km^2. La Sexta Ronda de Distribución Pres-Sal incluirá dos nuevos bloques: Southwest Sagittarius y North Brava. Para la Ronda 7, se recomendarán los bloques Esmeralda, Ágata y Aguamarina; y para la Ronda 8, Tupinambá, Jade, Amatista y Turmalina. Se reportó que las principales compañías petroleras del mundo compraron los cuatro bloques ofrecidos en la subasta de la 5ta Ronda de Producción Compartida Pre-Sal, celebrada en Río de Janeiro, en septiembre de 2018.

En **Ecuador** Petroamazonas EP, firmó contratos que alcanzan una inversión privada de USD 1,622 millones para el desarrollo de seis campos en las provincias de Orellana, Napo y Sucumbíos. En el marco del proceso Oil & Gas 2018, la estatal petrolera prevé la obtención de una inversión privada de USD 727 millones para los campos Cuyabeno/Sansahuari; Oso, Yuralpa y Blanca/Vinita, ubicados en las provincias de Orellana,

Sucumbíos y Napo. Los contratos se suscribieron bajo la modalidad de Servicios Específicos Integrados con financiamiento del contratista para la ejecución de actividades de perforación, reactivación y completación de pozos y, construcción y ampliación de facilidades requeridas para los campos petroleros. Con esto, se estima una producción adicional de 77.29 Mbbl de petróleo durante 10 años. Las tarifas que pagará Petroamazonas EP a las contratistas, por sus servicios, se establecerán de acuerdo al marcador internacional de crudo WTI, con una tarifa promedio de USD 18.41 considerada para un precio WTI de USD 60 por barril. Adicionalmente Petroamazonas EP renegoció los contratos de Servicios Específicos Integrados, suscritos en el 2012, con los consorcios Shushufindi y Pardeliservices, lo que permitirá una inversión adicional de USD 895 millones para el desarrollo de los campos Shushufindi- Bloque 57 y Libertador-Bloque 58, ubicados en la provincia de Sucumbíos. Los contratos modificatorios aseguran reducciones de las tarifas y transfieren el riesgo de las inversiones a la contratista, que por la prestación de sus servicios factura en base a una tarifa variable indexada al crudo marcador WTI de USD 60. Los acuerdos permitirán una producción incremental de 89 millones de barriles de petróleo, durante los 15 años de vigencia, y se espera obtener cerca de USD 1,800 millones en ingresos adicionales para el Estado, hasta el 2032. También reportó Petroamazonas EP, el inició de la perforación del pozo direccional Sacha-413D ubicado en Sacha, Bloque 60, provincia de Orellana. Estos trabajos se encuentran contemplados en un plan de acción desarrollado por la estatal petrolera que busca incrementar la producción en este Campo, en al menos 5,000 bbl / día, mediante la perforación de tres pozos nuevos y cinco pozos "re – entry", con una inversión aproximada de USD 24.9 millones. El campo Sacha, considerado como uno de los campos petroleros productivos más importantes del país, después del Bloque 43-ITT, registra una producción de 67 kbbl / día de petróleo, con un costo de operación hasta junio de 2018, de USD 3.8 por barril. Sus reservas están estimadas en 350 Mbbl.

En marzo de 2018 **Grenada** anunció un significativo hallazgo de gas y petróleo en sus aguas territoriales. La perforación se realizó solo en un pozo, y dentro de los próximos 12 a 18 meses, se perforarán 3 pozos más y se analizarán las muestras. En abril de 2018, la Compañía Nacional de Gas de Trinidad y Tobago Limited anunció la ejecución de un acuerdo comercial con Global Petroleum Group (GPG) que operaba en Grenada. GPG fue la compañía de petróleo y gas que realizó actividades de exploración y evaluación frente a la costa sur de Grenada, cerca de los campos Patao / Dragon en Venezuela y los campos del Área Marina de la Costa Norte (NCMA) en Trinidad a mediados de 2017. Este acuerdo marca un desarrollo importante en la colaboración y cooperación energética entre los países de CARICOM y es un pilar importante en el crecimiento y fortalecimiento de las economías de la región. La relación entre las 2 compañías es el resultado del Acuerdo Marco de Desarrollo del Sector Energético firmado entre el Gobierno de la República de Trinidad y Tobago (GORTT) y el Gobierno de Grenada.

En **Panamá**, en el marco de los Convenios de Levantamientos Geofísicos suscritos en 2017 en la modalidad Multicliente, se iniciaron los estudios dirigidos a obtener información geofísica sobre el potencial petrolero del país.

Como resultado de un proceso de licitación, el Ministerio de Energía de la **República Dominicana** suscribió un contrato de consultoría para la realización de una ronda petrolera para la promoción del potencial hidrocarburífero, en la modalidad de producción compartida previo a la subasta de los bloques para otorgar derechos de exploración y explotación. Los bloques considerados para la subasta son Azua, Enriquillo, Bahía de Ocoa, San Pedro de Macorís, y el Cibao Oriental, donde se ha registrado una emanación de un gas -presumiblemente natural, específicamente en la zona de Villa Tapia. Por otra parte, el Ministerio de Energía y Minas presentó el Modelo de Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos, basado en la modalidad de producción compartida. El referido documento representa un paso indispensable para licitar o subastar bloques de hidrocarburos identificados el país. El modelo de contrato -que tras ser adjudicado y firmado tendrá que ser aprobado en el Congreso Nacional y promulgado por el Poder Ejecutivo- contiene el esquema fiscal que ya fue discutido con el Ministerio de Hacienda y la Dirección General de Impuestos Internos (DGII). Se trata de un producto resultante del trabajo realizado con la asistencia técnica y el apoyo financiero de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con fondos no reembolsables de cooperación canadiense.

En 2018, la empresa australiana BHP Billiton descubrió yacimientos gasíferos costa afuera en **Trinidad y Tobago**. El pozo de exploración donde se encontró gas natural, Victoria-1, se perforó en junio de 2018 y se encuentra a unos 200 km costa afuera de Mayaro. Adicionalmente, en el mismo año, bpTT anunció dos nuevos proyectos costa afuera de gas natural que permitirán el acceso y la producción de reservas de gas natural de baja presión de campos que se encuentran actualmente en funcionamiento.

2.2 Petróleo y derivados

En 2018, las reservas probadas de petróleo en **Brasil** alcanzaron los 2,136 Mm^3, equivalentes a 14 años de producción, lo que significa 102 millones más en comparación con el 2017. La producción de petróleo en el mar responde al 95.6% de la producción total. En 2018, la producción de petróleo (con petróleo de esquisto bituminoso) disminuyó en un 1.2% (menos 34,000 bbl / día) y la producción de gas natural en un 1.9% (más 2.1 millones de m^3 por día). Estos niveles de expansión, junto con el biodiésel, y la menor expansión de la demanda mundial de energía, condujeron al primer excedente de energía en la historia de Brasil del 1.6% de la OIE. El volumen de energía correspondiente al 52.5% de excedente en petróleo superó la suma de los volúmenes de energía correspondientes a los déficits en productos derivados del petróleo (10.6%), gas natural (28.4%), carbón (84.3%) y electricidad (5.5%).

En **Colombia**, la producción de petróleo con 883,239 barriles promedio día, en noviembre de 2018, creció 3.8% en relación al mismo mes de 2017, convirtiéndose en la más alta desde junio de 2016. El incremento se debe, principalmente, a la optimización de producción en los campos Yarigui-Cantagallo, Tigana, Jacana, Akacias, Quifa, Castilla Norte, Chichimene SW, Acordionero y a la reactivación de los campos Kona, Campo Juglar y Jaspe. En lo corrido del año, la producción de petróleo se ubica en 862,924 barriles promedio día frente a 852,648, en el mismo período de 2017. Asimismo, la producción comercial de gas en noviembre creció en 9.8% con respecto al mes anterior, pasando de 953 Mpc / día a 1,046 Mpc / día. El incremento en comparación con noviembre de 2017 fue de 9.5% y obedeció a una mayor demanda de gas en Colombia, en el último mes.

En **Ecuador**, se incorporó a la producción nacional de petróleo el campo Tambococha con 2,700 barriles provenientes del pozo Tambococha 3, que forma parte del Bloque 43, conformado por los campos: Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT); localizado en la provincia de Orellana. El referido campo sumará más de 35 kbbl a la producción nacional. El promedio de producción del Bloque 43 ITT, a febrero de 2018, fue de 43,400 bbl / día. En julio de 2018, el Bloque 43-ITT, alcanzó una producción de 70 kbbl / día de petróleo. Esta cifra coloca al principal proyecto de Petroamazonas EP, sobre campos como Sacha, Shushufindi y Auca. El campo Tiputini tiene una producción de 42,841 barriles diarios de petróleo, con 64 pozos productores de los cuales seis son horizontales. En tanto, que el campo Tambococha alcanzó una producción de 27,165 bbl / día de petróleo, con 12 pozos productores, de los cuales seis son horizontales. Con la producción alcanzada por Petroamazonas, la producción nacional de petróleo superó en julio de 2018 los 527 mil barriles. El Campo Tortuga, del Bloque 61-Auca (provincia de Orellana), se incorporó a la producción nacional con unos 1,200 barriles diarios. El potencial de producción del pozo exploratorio es de 1,200 bbl / día de petróleo. Una vez realizados el análisis geológico y de reservorios de tres arenas exploradas a distinta profundidad (Hollín Superior, Napo T y Caliza M2) se estima que Tortuga cuente con un POES (Petróleo Original en Sitio) de 10 Mbbl. La perforación del pozo TTSA-001 permitió el descubrimiento de un nuevo reservorio en la Caliza M2, un cuerpo calcáreo que presentó 109 pies saturados de hidrocarburo.

Perú informó la Declaración de Descubrimiento Comercial del yacimiento Bretaña Norte del Lote 95, en la región de Loreto, operado por la empresa PETROTAL PERU S.R.L. En tal escenario el Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 95 pasó a la fase de explotación desde el 01 de diciembre de 2018. De acuerdo al Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos, al 31 de diciembre de 2017, para el Lote 95, se tienen 39,759 Mbbl de petróleo como Recursos Contingentes.

2.3 Gas natural

Se inauguró en Vaca Muerta, **Argentina** una planta de tratamiento de gas en las proximidades de Añelo, Neuquén. Esta planta, permitirá procesar el gas no convencional producido en el yacimiento Fortín de Piedra de la formación Vaca Muerta. Con una inversión superior a los USD 30 millones, la planta tiene una capacidad de tratamiento de 6.5 Mm^3 / día de gas. La nueva instalación permitirá dar un salto de producción de 1.5 Mm^3 / día de gas a 6.5 millones. De esta forma, se cumpliría la primera fase del proyecto Fortín de Piedra que prevé una inversión total de USD 2,300 millones hasta 2019.

En el marco de la presentación del Informe de la Certificación de Reservas de Gas Natural, con corte al 31 de diciembre de 2017, **Bolivia** reportó un histórico incremento de Reservas de Gas Natural Probadas que asciende

a 10.7 TCF´s. El valor de reservas probadas totales del país es de 10.7 TCF´s, reservas probadas más probables es de 12.5 TCF´s y el volumen de reservas remanentes probadas, más probables, más posibles es de 14.7 TCF´s. Las reservas certificadas y presentadas, garantizan el abastecimiento del mercado interno, y los mercados de exportación.

En 2018, las reservas probadas de gas natural en **Brasil** alcanzaron los 368,911 Mm^3 equivalentes a 9 años de producción, lo que significa 521 Mm^3 menos al monto de 2017. La producción de gas natural en el mar representa el 80.4% de la producción total.

El Salvador inició la construcción de su primera planta de gas natural la que abastecerá el 30% de la energía eléctrica que demanda el país. La planta, que se levantará en 20 manzanas de terreno ubicado en el puerto de Acajutla, Sonsonate, se convierte en la primera del denominado Triángulo Norte del área centroamericana (Guatemala-El Salvador-Honduras) y la segunda después de otra construida en el canal de Panamá. Los trabajos iniciales incluyen la terracería, sustitución de suelos, calles de acceso a la planta, construcción de un muro perimetral, áreas de circulación interna y áreas de estacionamiento. Un segundo componente del proyecto implica la construcción de la línea de transmisión de 45 kilómetros que conectará Acajutla con Ahuachapán, desde donde será distribuida la energía a todo el país a través de las diferentes compañías de energía eléctrica.

Panamá anunció el inicio de operaciones de la Zona Libre de Combustible de la sociedad Costa Norte LNG Terminal, S. de R.L., terminal para el almacenamiento y regasificación de gas natural.

En **Perú** se iniciaron las obras de la futura Estación de Regulación de Presión de gas natural que llevará el servicio a miles de peruanos. El gas natural llegará por primera vez a 23 mil familias del distrito de Mi Perú y Ventanilla a inicios de 2019. Asimismo, con miras a avanzar de manera progresiva en la masificación de gas natural, se invitó a la ciudadanía a participar del programa de financiamiento de conversiones vehiculares a gas natural con recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). El programa estima incentivar inicialmente la conversión de 15,000 vehículos al año en las regiones de Lima, Callao, Ica, Lambayeque, Piura, Ancash, La Libertad, Junín, Cajamarca, Arequipa, Moquegua y Tacna. Se reportó en 2018 la suscripción del convenio con la institución financiera, que ejecuta el programa en sus sedes de Lima, Ica, Chiclayo, Trujillo y Piura.

El Ministerio de Energía y Minas de la **República Dominicana** emitió la autorización correspondiente para el inicio de la construcción de un gasoducto de 45 km concebido por AES para llevar gas natural de su terminal en Andrés, Boca Chica, hasta San Pedro de Macorís. La referida infraestructura posibilitará la conversión a gas natural de esa central de 215 MW, que hoy opera con fuel oil, al igual que las otras plantas por 900 MW que están en esa demarcación. El gasoducto deberá tener la capacidad suficiente para eventualmente suministrar combustible al resto del parque de Quisqueya y a las unidades de Ciclo Combinado de CESPM, sumando así un total de capacidad de generación a gas natural de unidades beneficiadas con esta conversión de más de 700 MW dentro de la provincia de San pedro de Macorís.

III ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión, distribución y consumo

Se inauguró en **Argentina**, la Central Térmica Loma Campana, ubicada en la zona del yacimiento Vaca Muerta en la provincia de Neuquén. Esta nueva central térmica demandó una inversión aproximada de 200 millones de dólares y está integrada por dos turbinas GE LMS100PA+, de última generación, de 110 MW cada una.

En 2018, **Barbados** se posicionó como el tercer usuario más alto de vehículos eléctricos en el mundo en términos de vehículos eléctricos por cada 1,000 personas. El Ministerio de Transporte, Obras y Mantenimiento desarrolla un programa de autobuses híbridos/eléctricos que desempeña un rol fundamental en la evolución de la electromovilidad. El Gobierno ha comprado más de ocho vehículos eléctricos, e incentivó un sector emergente de vehículos eléctricos que ha generado más de 390 vehículos 100% eléctricos de propiedad privada.

En **Brasil**, en 2018 el indicador de domicilios servidos con energía eléctrica alcanzó el 99.74%, siendo el 99.2% de la red pública en tiempo integral, 0.25% de red pública sin tiempo integral, y 0.3% de sistemas propios de generación (solar, eólica y generadores). La expansión del SIN en 2018 totalizó 1,366 MW de capacidad de generación instalada. En cuanto a la transmisión, entraron en funcionamiento 536 km de líneas de transmisión y conexiones a centrales eléctricas en la red básica y 1,110 MVA de transformación en la red básica. La expansión del sistema, hasta marzo de 2018, totalizó 1,366 MW de capacidad de generación instalada, 1,366 km de líneas de transmisión de Basic Grid y conexiones de planta y 4,431 MVA de transformación en Basic Grid. La capacidad instalada de generación eléctrica alcanzó 163,441 MW en 2018, con una expansión neta del 3.7%, o 5,861 MW (expansión de 7,706 MW y desmovilizaciones de 1,845 MW). La mayor expansión fue hidráulica, con 3,876 MW, con Belo Monte HPP teniendo la mayor participación en el indicador. La segunda corresponde a fuente eólica, con 2,107 MW de expansión, y la tercera a solar, con 1,199 MW de expansión. Cabe señalar que el 95% de la expansión total fue de fuentes renovables. La generación micro y mini distribuida alcanzó 691 MW en 2018, frente a 210 MW en 2017. A fines de 2018, el país ya tenía más de 60 mil instalaciones, en su mayoría solares fotovoltaicas. La capacidad instalada de las líneas de transmisión se amplió en 3,970 km en 2018, alcanzando 145,500 km, con un voltaje mayor o igual a 230 kV.

En el marco de la Estrategia Nacional de Electromovilidad **Chile** reportó, entre otros, los siguientes avances obtenidos en 2018: presentación de la nueva flota de seis autos eléctricos al servicio de cinco ministros de Estado y de la Presidencia de la República, primer camión eléctrico de alto tonelaje del país, llegada de 200 buses eléctricos para el sistema público de transportes, incorporación de 15 automóviles 100% eléctricos para el desplazamiento de los funcionarios de la Municipalidad de Vitacura, llegada a Santiago de Chile de la primera flota de taxis eléctricos del país, compuesta por 23 vehículos que forman parte de los 60 que operarán en la capital, anuncio de 120 cupos para taxis eléctricos en Valparaíso y Viña del Mar y en la provincia de San Antonio; inauguración del primer punto de carga gratuito de autos eléctricos en Osorno, el primero de tres puntos de carga gratuitos para vehículos eléctricos en el Parque Metropolitano de Santiago, el primer punto de carga para autos eléctricos en el Barrio Inglés de Coquimbo, dos estaciones de carga en Viña del Mar; suscripción de un compromiso público-privado con 38 empresas e instituciones para impulsar la electromovilidad; lanzamiento de la aplicación EcoCarga, que muestra las electrolineras en línea disponible para Android en Play Store, y próximamente para IPhone en App Store. Por otra parte, se llanzó, “Energía Alerta”, plataforma de monitoreo de incendios forestales que detecta amenazas a la infraestructura eléctrica. Se inauguró en la Región de Biobío, la línea de transmisión troncal Ancoa-Charrúa que cuenta con 200 kilómetros de longitud entre 12 comunas y tres regiones, en un nivel de tensión de 500 kV. Este proyecto, que significó una inversión de USD 175 millones, fortalece la capacidad de transmisión del centro-sur del país con 1,700 MVA. Adicionalmente, se inauguró el Smart Grid Energy Lab, primer Laboratorio de Redes Eléctricas Inteligentes del país. Se trata de un moderno sistema interconectado que emula la generación y almacenamiento de energía proveniente de diferentes fuentes renovables.

El Ministerio de Minas y Energía de **Colombia** convocó oficialmente a la primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo, que se llevará a cabo el 26 de febrero de 2019 y busca diversificar, complementar e impulsar la competitividad de la matriz energética, haciéndola más resiliente a la variabilidad climática, aportando a la reducción de emisiones de dióxido de carbono y garantizando la seguridad energética del país. Este proceso adjudicará 1,183,000 MWh año, a través de contratos de energía media anual a largo plazo con una vigencia de 12 años. La fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación que sean asignados será el 1 de diciembre de 2021. Por otra parte, se inauguró la segunda línea de transmisión Bolívar-Cartagena, que beneficiará a más de 2 millones de habitantes del departamento. El proyecto pasa por zonas urbanas y rurales de Cartagena, Turbaco y Santa Rosa de Lima y consiste en la construcción de una segunda línea de transmisión de 220 kV, desde la subestación Bolívar hasta la subestación Cartagena, incluyendo la instalación de un módulo de línea en cada una de las subestaciones. La línea Bolívar-Cartagena tiene una longitud de 20 km, de los cuales cuatro kilómetros son subterráneos. También se formalizó la entrada en operación del proyecto eléctrico Río Córdoba en el municipio de Ciénaga, Magdalena, que beneficiará a una población de más de 3 millones de habitantes en su área de influencia. Río Córdoba incluyó la construcción de una subestación a 220 kV, una línea de transmisión de unos 400 metros y los transformadores de 220 a 110 kV para conectar la red nacional con la regional.

Con el objetivo de promover la transición hacia el transporte de cero emisiones, en **Costa Rica** el Grupo ICE (Instituto Costarricense de Electricidad) presentó su flotilla de 100 autos eléctricos, con lo que se prevé un ahorro de hasta el 75% al pasar del combustible a la electricidad. En este contexto se anunció la colocación

de 110 cargadores semi rápidos en instalaciones del ICE ubicados en Limón, Guápiles, Quepos, Puntarenas, Pérez Zeledón, Planta Garabito y Liberia. Por otra parte, Correos de Costa Rica lanzó un plan para sustituir sus 348 unidades de combustión por modelos eléctricos en los próximos 5 años. A partir del 2019 comenzarán a utilizarse motocicletas eléctricas para la entrega de paquetería a nivel nacional. El plan denominado "Entregas cero emisiones" arrancará con 18 motos eléctricas. Adicionalmente, el Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L. (CONELECTRICAS R.L.), conformado por las cooperativas de electrificación rural: COOPELESCA R.L., COOPESANTOS R.L., COOPEGUANACASTE R.L. y COOPEALFARORUIZ R.L. empezará a utilizar medidores eléctricos de última generación que permitirán la lectura del consumo y la gestión de servicios eléctricos en forma remota, para clientes residenciales, industriales y comerciales. A partir de enero del 2019 las referidas cooperativas, iniciarán la instalación (sin costo para el usuario) de 249,300 medidores inteligentes que sustituirán paulatinamente los convencionales o electromecánicos en las regiones donde tienen a su cargo la distribución eléctrica. Con tal medida los asociados podrán conocer cuánta energía consumen en tiempo real, a qué hora del día se da la mayor demanda. Los nuevos medidores son completamente digitales, contienen tarjetas electrónicas y se comunican por radiofrecuencia PLC, lo que les da la capacidad de comunicarse remotamente, procesar información, usarse como centro de la misma y enviarse en tiempo real a un sistema central. Esta conectividad permite lecturas de consumo más precisas y confiables, detección de hurto de energía, detección rápida de fallas en el sistema y monitoreo permanente, entre otras ventajas.

Ecuador, inauguró la central de generación eléctrica Sacha Norte 2, utilizando el gas asociado al petróleo. La Central Sacha Norte 2, es la segunda planta que entra en operación de un total de ocho infraestructuras de generación eléctrica que producen energía a partir del gas residual de la explotación petrolera, empleando gas asociado en lugar de diésel para producir hasta 4 MW de potencia. Su funcionamiento permite un ahorro en combustibles de cerca de USD 5 millones y reduce emisiones por cerca de 2,000 toneladas de CO_2 por año.

El primer bus eléctrico de **Guatemala** inició pruebas en las calles de la capital. De entrar a circulación en el transporte público del país, el vehículo se convertiría en el primero de su clase en toda Centroamérica. En esta primera fase solo se trasladará a pasajeros sentados. El valor del pasaje sería de Q2.50. También se inauguró la subestación de energía eléctrica Costa Linda, que forma parte del Plan de Expansión de Transporte de Energía -PET- 2013-2019, que permitirá la entrega de energía de forma más eficiente a hogares, comercios e industrias de Escuintla. Este proyecto beneficiará a los clientes de Escuintla con alimentadores de media tensión adaptados a la cobertura de ese sector que permiten un mejor balance de carga, disminución de pérdidas de energía de aproximadamente 6,265 GWh anuales, segmentación de cargas, mejoras en la calidad del suministro de energía, seguridad operativa, mayor capacidad de transformación de energía con disminución de pérdidas y distribución de energía eficiente.

En diciembre de 2018, el Ministro de Relaciones Exteriores de **Haití** realizó una visita oficial a Taiwán para suscribir un acuerdo de préstamo de USD 150 millones que se emplearán para la restauración de la red eléctrica nacional.

Panamá anunció el inicio de operaciones de las plantas térmicas, Barcaza Esperanza, Cobre Panamá y Costa Norte Gas Natural, con capacidad instalada de 92, 300, y 381 MW respectivamente.

Paraguay inauguró oficialmente la segunda obra del Sistema en transmisión en 500 kV, que une Yacyretá - Ayolas a la Subestación Villa Hayes (YACAYO - VHA) dirigida a incrementar los niveles de seguridad, confiabilidad y optimización en la operación del Sistema Eléctrico Nacional. La Línea de Transmisión, seccionada en la Subestación Ayolas, posee dos tramos, Yacyretá - Ayolas, con una longitud aproximada de 17 km, y representa una segunda interconexión con la Central de Yacyretá junto con la ya existente, ambas en 500 kV. Con la interconexión de la segunda línea (Yacyretá - Ayolas - Villa Hayes) se concreta la tan anhelada operación de interconectado entre las centrales de la ITAIPU y Yacyretá, a través de la subestación chaqueña. Estos trabajos permitirán utilizar y transmitir toda la energía generada en la Represa Yacyretá, con el objetivo de constituir una interconexión entre las Hidroeléctricas de Itaipu y Yacyretá, a modo de optimizar la energía recibida desde las binacionales, para poder satisfacer la demanda. Con la interconexión de ambas líneas, en un único sistema, se logrará los mayores niveles de seguridad, confiabilidad, flexibilidad operativa y la realización de un verdadero despacho económico de cargas. El 17 de diciembre de 2018, Itaipú Binacional generó 96,585,596 MWh (9.6 millones de MWh) de energía (50% corresponde a Paraguay), lo que representa su cuarta mejor marca histórica. El suministro de energía por parte de la central hidroeléctrica ITAIPU representó cerca del 80% del total demanda histórica que registró el Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN-PY) ese mismo día, cuando se registró un pico de 3,226 MW,

lo que se constituye en un nuevo récord histórico. Por otra parte, con una inversión total de USD 8,365,000, se culminaron las obras de la nueva Subestación La Colmena en 66/23 KV y una Línea de Transmisión en 66 KV que unirá a las Subestaciones de Paso Pe y La Colmena, respectivamente, beneficiando a varias localidades de los departamentos de Guaira y Paraguari. Adicionalmente y a fin de acompañar el importante crecimiento de la demanda del suministro eléctrico en el departamento de Alto Paraná, en especial en Ciudad del Este, mediante la suscripción de un Convenio de Cooperación entre la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) y la Entidad ITAIPU BINACIONAL, se inauguró la Subestación Microcentro en 66/23 KV, del tipo abrigada con salida de 20 circuitos de 23kV, totalmente subterránea y otras obras complementarias para el refuerzo del Sistema Este.

Se inauguró en **Perú**, la moderna línea de transmisión eléctrica de 220 kV Carhuaquero - Cajamarca - Cáclic y Moyobamba que beneficiará a más de 200 mil familias de las regiones Cajamarca, Amazonas y San Martín. La obra demandó una inversión superior a los USD 156 millones y reforzará la conexión eléctrica en dichas regiones al mismo tiempo que permitirá generar mayor capacidad eléctrica para atender la demanda futura e impulsar sus actividades económicas. Abarca más de 370 km en 4 subestaciones asociadas y su franja de servidumbre atraviesa 3 regiones, 6 provincias, 11 distritos, 15 comunidades campesinas, 13 centros poblados y más de 2 mil predios. Con esta nueva línea de transmisión se reforzará el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), mejorando la confiabilidad y calidad del sistema eléctrico en Cajamarca, Amazonas y San Martín. Comprende, además, un tramo de 220 kV desde Carhuaquero a Cajamarca Norte de aproximadamente 98 kilómetros, con un solo circuito y 300 MVA de capacidad. Asimismo, incluye los tramos de 220 MW, que unen las subestaciones de Cajamarca Norte y Cáclic de aproximadamente 161 km, y las subestaciones de Cáclic-Moyobamba Nueva de aproximadamente 142.5 km. También se iniciaron las operaciones de la moderna planta de ciclo combinado Santo Domingo de los Olleros, construida en Chilca (Cañete), con una inversión de 180 millones de dólares. Gracias a la ejecución de este importante proyecto energético, la potencia de la central térmica pasará de 196 MW a 296 MW. Con esta ampliación, la planta logrará generar hasta 2,476.6 GWh / año, lo que representa aproximadamente el 4.5% de la demanda de electricidad del Perú. En el primer semestre de 2018, la producción eléctrica nacional acumulada en Perú alcanzó los 26,277 GWh, lo que representa un incremento del 3.2% respecto al mismo período del 2017. El informe técnico señala que el 63% se generó con recurso hídrico, 33% con gas natural y 4% con energía solar y eólica. Por otra parte, en el marco de la feria "E-motor 2018: el Perú construyendo la ruta hacia la electromovilidad", los ministerios de Energía y Minas, de Ambiente y de Transportes y Comunicaciones, así como las instituciones Protransporte y Global Sustainable Electricity Partnership (GSEP); suscribieron un convenio por dos años para diseñar el proyecto piloto que introducirá un bus eléctrico en el Sistema de Transporte Público en Lima. El bus eléctrico operará por 2 años bajo la responsabilidad de Protransporte. Una vez finalizando el primer año de operación, se elaborará un estudio de replicabilidad, que será de acceso público y parte del sistema de Medición, Reporte y Verificación (MRV) de la NAMA de Energía. Transcurrido el segundo año, se espera generar información sobre los componentes técnicos principales, para así producir una evaluación exhaustiva del rendimiento y necesidades de mantenimiento del bus.

En **Uruguay**, se presentó oficialmente el primer vehículo de transporte colectivo híbrido que circulará por la ciudad. Este ómnibus marca una nueva instancia en materia de desarrollo sostenible y sustentable siendo precedido únicamente por el primer bus eléctrico y la flota de taxis lanzados durante el 2016. Se trata de un ómnibus híbrido (diésel - eléctrico) que además cuenta con un piso bajo, con accesibilidad universal. La carga se autogenera cuando el vehículo frena o si pasa los 20 km cuando el motor se enciende pudiendo así alimentar la batería. Cuenta también con suspensión neumática integral. El ómnibus estará en funcionamiento en sus diferentes servicios para ser testado con el fin de comprobar la economía de combustible que se estima pueda llegar entre un 25% a 30% de ahorro. De esta manera, la unidad estará trabajando en las diferentes líneas de transporte de la compañía para poder medir y evaluar su desempeño.

3.2 Universalización de la energía

En mayo de 2018 se suscribió el documento de finalización del sistema sin conexión a la red La Gracia Smart en **Belice**, prueba de concepto para los planes de electrificación rural del Ministerio. La instalación del sistema sin conexión a la red se completó con éxito en mayo de 2017 y se realizó un período piloto de un año para comprender mejor los desafíos del sistema. El sistema ha demostrado que una comunidad rural puede ser atendida por un sistema inteligente de energía renovable independiente. El Ministerio de Energía planea modelar su micro red futura basada en este concepto.

En **Brasil** el Programa Luz Para Todos celebró 15 años de ejecución con 16 millones de brasileños beneficiados. Desde el inicio de su implementación se han realizado en el país 3.4 millones de conexiones. Solo en 2018, se realizaron más de 53,000 nuevas conexiones domiciliares beneficiando a 212,000 personas. Durante la ejecución del Programa, se identificó una gran cantidad de nuevas familias sin electricidad, lo que llevó a que el Programa se ampliara hasta diciembre de 2022 para universalizar completamente el acceso a la energía a nivel nacional.

Chile reportó que en materia acceso y mejoramiento del suministro eléctrico para viviendas, contemplado en el Eje 2 de la Ruta Energética 2018-2022: Energía con sello Social: durante el 2018 se inauguraron cinco proyectos de electrificación rural, tanto de extensiones de red como de sistemas aislados de autogeneración.

En el marco del programa Ilumina tu barrio, **Ecuador** inauguró obras de alumbrado público en varias localidades de la Sierra, Costa y Amazonía, entre las que se destacan: la entrega en la provincia de Cotopaxi de sistemas integrales de energía eléctrica y alumbrado público para la Unidad del Milenio "Canchagua", una planta de generación móvil de electricidad, la instalación de equipos de alumbrado público en las comunidades Ñampi y Agua Clara (pertenecientes a la nacionalidad Chachi) en la provincia de Esmeraldas, obras en el Guasmo Sur de Guayaquil que benefician a 600 familias del sector; obras eléctricas en las comunas San Pablo, Ayangue y vías principales de Capaes, Jambelí y Monteverde, en la provincia de Santa Elena que benefician directamente a 11,200 familias del sector con la instalación de: 601 nuevas luminarias, 333 postes de hormigón armado, 17 transformadores y 7,050 metros de red preensamblada, con una inversión que supera los 400 mil dólares. Asimismo, se inauguraron en la provincia de Esmeraldas seis proyectos de electrificación para el cantón Quinindé, que forman parte del Plan Nacional de Electrificación Rural que se realiza a nivel nacional. Además, se inauguró la subestación Loreto, ubicada en la provincia de Orellana, la entrada en operación de esta subestación beneficia a 13 mil habitantes del cantón Loreto, y permite abastecer de forma más óptima la creciente demanda de energía de la provincia de Orellana, esta obra, que implicó una inversión aproximada de 11.7 millones de dólares, se considera un potencial punto de conexión entre las instalaciones petroleras, tanto estatales como privadas, con el Sistema Nacional de Transmisión.

Nicaragua alcanzó en agosto de 2018 el 95% de cobertura eléctrica, con la inauguración de cuatro proyectos ejecutados por la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENATREL, en comunidades de San José de los Remates, Santa María de Pantasma y San Dionisio. Para el 2021 se prevé alcanzar el 99% de cobertura eléctrica.

En **Perú**, se inauguraron obras de electrificación rural en las provincias de Padre Abad y Coronel Portillo que benefician a más de 4,772 peruanos. La obra comprendió la ampliación de las redes primarias y conexiones domiciliarias en un total de 1,193 hogares. El desarrollo de este importante proyecto se enmarca en el objetivo del Gobierno Nacional de lograr hacia el 2021, aniversario del Bicentenario de la Independencia, un Perú 100% electrificado. Adicionalmente, en el distrito de Neshuya, se llevó a cabo la entrega oficial de las obras de ampliación y mejoramiento del sistema de electrificación integral para los Centros Poblados: Monte Alegre Neshuya, Alexander Von Humboldt y San Alejandro de la provincia de Padre Abad; así como del Sector Antiguo de Nueva Requena, provincia de Coronel Portillo. La ejecución de estas obras beneficia directamente a 8,200 peruanos. También, en el marco del Plan Perú electrificado se inauguraron obras de electrificación fotovoltaica en más de 80 comunidades de la región de Loreto, brindando por primera vez el servicio de energía eléctrica a más de 4,000 familias asentadas en zonas de difícil acceso de la Amazonía. Asimismo, se inauguró el servicio de energía eléctrica que beneficia a más de 2,700 habitantes de las localidades de San Lorenzo, Alerta, La Novia, Shiringayoc, La Merced, La Abeja, San Pedro y Santa María, pertenecientes a la provincia de Tahuamanu, en Madre de Dios. Conjuntamente, se inauguró la obra que beneficia a 107 localidades de Cajamarca, una de las regiones más productivas del país. El proyecto comprende un tendido de más de 155 km de línea primaria con postes de concreto y madera, conexiones domiciliarias, instalación de medidores de energía, materiales y accesorios de conexión y soporte. Por otra parte, se reportó que el colegio N° 60300 ubicado en la localidad de Miraflores, distrito de Mazán, Loreto, se convirtió en la primera escuela de la Amazonía en contar con un sistema de paneles solares que le permitirá abastecerse de electricidad y con ello potenciar el desarrollo educativo de sus estudiantes.

3.3 Hidroelectricidad

En **Bolivia**, el 17 de enero de 2018 se iniciaron las operaciones comerciales de la Central Hidroeléctrica San José 1, ubicada en el departamento de Cochabamba en los Municipios de Colomi y Villa Tunari. La Central,

ubicada aguas abajo de la Central Hidroeléctrica Santa Isabel, cuenta con una potencia instalada de 55 MW para generar 300 GWh / año y constituye el primer componente concluido del proyecto de generación de energía hidroeléctrica en cascada San José. Es la tercera central en continuar con el aprovechamiento de la cascada Corani - Santa Isabel, recibiendo los caudales de las dos centrales hidroeléctricas del mismo nombre, aprovechando adicionalmente los caudales de los Ríos Málaga, Santa Isabel y cinco afluentes de la margen derecha del río Paracti; posee una caída de 370 m y cuenta con un embalse de regulación horaria denominado Aguas Claras, con una elevación de 1,728 m.s.n.m., una conducción aproximada de 5,640 m de longitud total (túnel, pozo vertical, tubería forzada, tramos y bifurcación), quedando el eje de la turbina en la cota 1,415 m.s.n.m.

En **Brasil**, producto del bajo régimen de lluvias que afecta al país desde el año 2011, el factor de capacidad de generación hidráulica alcanzó cerca de un 42% en 2018, a la baja si se compara con la medida histórica de indicador de 55%.

Chile inauguró "La Mina", central de pasada en San Clemente con capacidad para abastecer a 86,000 personas con una producción anual de 191 GWh. El proyecto significó una inversión de USD 130 millones y aprovecha el potencial hidráulico del río Maule, restituyendo las aguas al cauce natural en igual cantidad y calidad a la que fue captada. La central posee una capacidad instalada de 34 MW, lo que representa el 8% del consumo de la región. Su operación evitará la emisión de 100,000 toneladas anuales de CO_2.

IV EFICIENCIA ENERGÉTICA

En materia de Eficiencia Energética en el transcurso del 2018 **Chile** logró importantes avances mediante la implementación del programa "Con Buena Energía", iniciativa que implicó la concientización sobre el buen uso de la energía para 680 familias de las localidades de Puerto Aysén, Lago Verde, Villa Amengual, Cochrane y Tortel, las que además recibieron kit de ampolletas LED de 9.5 W y sellos de puertas y ventanas. Por su parte el programa "Cambia el Foco", ejecutado en las comunidades educativas del Liceo Politécnico A-1 de Puerto Aysén, el Liceo Agrícola de la Patagonia, y el Liceo República Argentina, entregó un total de 4,000 ampolletas LED, beneficiando así a más de 1,000 familias y permitiendo que puedan generar ahorros de hasta un 90.5% en sus consumos de electricidad respecto de la utilización de ampolletas incandescentes.

Se lanzó en **Colombia** un programa para reducir el consumo de energía mediante la sustitución de 50,000 neveras en el Caribe. La estrategia contribuirá a la protección del medio ambiente con una disminución de 16,000 toneladas de CO_2 al año, equivalentes a la siembra de 32,000 árboles. El taller "Construyendo País" forma parte de la primera fase de este programa de eficiencia energética que se implementará en los departamentos de Atlántico, Magdalena, La Guajira, Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar. La Región Caribe es la segunda con mayor consumo de energía eléctrica en Colombia, después del centro del país con cerca del 24% del consumo total. Mientras el incremento del consumo anual de energía eléctrica a nivel nacional es en promedio del 5%, en la Región Caribe es cercano al 9%.

Durante el primer trimestre de 2018, en **El Salvador** en el marco del programa Energía Mágica se impartió capacitación a 13,500 niños y 1,500 adultos sobre el uso eficiente y seguro de la energía eléctrica, así como el proceso de generación, transmisión y distribución de la electricidad en los departamentos de Santa Ana, Usulután, Chalatenango y Sonsonate. Durante el 2018, el programa educativo llegará a 300 centros escolares y 150 comunidades donde beneficiará a 45 mil niños y 5 mil adultos respectivamente. "Energía Mágica" se alineará a los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la Organización de las Naciones Unidas, al contribuir con la creación de una cultura de uso responsable y seguro de este vital servicio en las nuevas generaciones. En más de una década de existencia, el programa ha llegado a más de 570 mil personas en 2,972 centros escolares y 1,390 comunidades. Adicionalmente, se realizó la cuarta edición del Premio Nacional a la Eficiencia Energética, galardón instaurado hace cuatro años con el objetivo de fomentar el ahorro en el consumo del suministro y reconocer a las empresas, e instituciones que impulsan medidas de Eficiencia Energética. El premio, además de reconocer los esfuerzos de iniciativas públicas como privadas en ese campo, entrega apoyo con financiamiento a tasas especiales, aportes económicos, fortalecimiento a las capacidades de las entidades, asesoría y equipamiento para la ejecución de dichos proyectos.

El 30 de mayo de 2018, la Corporación Petrolera de Jamaica (PCJ) lanzó oficialmente el Programa de Gestión y Eficiencia Energética (EMEP) de USD 40 millones, financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), mediante el cual se implementarán, en 80 instalaciones gubernamentales, intervenciones de eficiencia energética, dirigidas a reducir el gasto público. Los objetivos principales de EMEP están dirigidos a reducir el consumo de electricidad y combustible mediante la mejora de la eficiencia energética en el sector público a través de modificaciones en las instalaciones gubernamentales y la gestión del tráfico urbano para acortar tiempos de viaje. Adicionalmente el programa prevé fortalecer las capacidades técnicas del Ministerio de Ciencia, Energía y Tecnología (MSET) para mejorar la planificación energética. Asimismo, en 2018, la intervención principal, ejecutada bajo el Programa de Eficiencia y Conservación de Energía del PCJ, implicó una revisión completa del sistema de aire acondicionado de la Comisión de Desarrollo Cultural de Jamaica (JCDC) y una actualización de su infraestructura eléctrica.

Paraguay implementó proyecto piloto de eficiencia energética en cuatro edificios públicos distribuidos en varios puntos del Departamento Central. Por otra parte, en diciembre del 2018 se suscribió la Carta Convenio que oficializa la "Cooperación Técnica no Reembolsable" dirigida a apoyar el desarrollo de entornos institucionales de políticas y marcos regulatorios apropiados para Eficiencia Energética, en el marco de la operación de préstamo "Promoting Private Sector Investments in Energy Efficiency in the Industrial Sector in Paraguay" (PR-L1146).

En Perú, en cumplimiento de lo establecido en el reglamento técnico sobre el Etiquetado de Eficiencia Energética, entró en vigencia la obligatoriedad de etiquetado en nueve equipos energéticos domésticos (refrigeradoras, lavadoras de ropa, secadoras de ropa, calentadores de agua (terma), aire acondicionado, focos y balastos para fluorescentes) e industriales (motores eléctricos y calderas.). Al unísono, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual, INDECOPI, inició acciones de fiscalización del cumplimiento del Etiquetado de Eficiencia Energética en los equipos seleccionados, a efecto de verificar que la etiqueta se encuentre adherida a los equipos antes mencionados, de manera correcta y visible al consumidor. Adicionalmente, en el 2018, se desarrollaron 54 eventos en distintos sectores económicos llegando a impactar a 9,126 personas en temas relacionados a ISO 50001, Etiquetado de Eficiencia Energética, Fichas de homologación; entre otros. Asimismo, se realizaron campañas de sensibilización para la formación de una cultura de uso eficiente de la energía en el sector educación, entrega de material de difusión de distribución gratuita y se capacitó a 1,336 docentes. Por otra parte, se inauguró el primer laboratorio de Eficiencia Energética para calentadores de agua eléctricos ubicado en la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (FIIE) de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), en el Rímac. Con la instalación de este laboratorio, se dan los primeros pasos para asegurar las condiciones necesarias para la implementación del Reglamento de Etiquetado de Eficiencia Energética a nivel nacional, ya que permitirá que empresas privadas e instituciones públicas realicen la medición y verificación de la eficiencia energética de los calentadores de agua eléctricos tanto importados como fabricados a nivel nacional.

El Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana presentó la Campaña de Uso Racional de la Energía para reducir el consumo gubernamental en un 10%. Con el lema "Ahorra, es tu futuro", se plantea concienciar a las instituciones y a los servidores públicos, mediante la difusión de vídeos interactivos y consejos de ahorro energético, así como la realización de charlas, talleres y conferencias para educar sobre los beneficios económicos y ambientales del uso eficiente de la energía.

Se realizó en Uruguay, la tercera convocatoria de Certificados de Eficiencia Energética. Los ahorros energéticos anuales de las MMEE ascienden a 4.1 ktep / año, equivalentes al consumo medio anual de electricidad de 17,663 hogares. El monto total de las inversiones de las medidas presentadas asciende a UYU 332 millones y el monto total de CEE a entregar asciende a UYU 25 millones.

V FUENTES RENOVABLES

Con el objetivo de licitar 400 MW nuevos de potencia instalada de generación eléctrica de fuentes renovables, el Programa RenovAr de Argentina lanzó su ronda, que tuvo como principal característica el aprovechamiento de las capacidades disponibles en redes de media tensión de 13.2 kV, 33 kV y 66 kV, la potencia máxima permitida por proyecto fue de 10 MW, mientras que la mínima de 0.5 MW. La distribución por tecnología fue de 350 MW

para eólica y solar fotovoltaica, que compitieron juntas con cupos por regiones y provincias; mientras que para Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos estuvieron disponibles 10 MW, para biomasa 25 MW, para biogás 10 MW y para Biogás de Relleno Sanitario 5 MW, sin región. Rigió un cupo máximo de 20 MW por provincia, excepto para Buenos Aires donde fue de 60 MW. En esta Ronda no se permitieron ampliaciones de centrales existentes. También se inauguraron en la provincia de Chubut, las obras de ampliación del Parque Eólico Rawson. La expansión de la central, con 12 nuevos aerogeneradores elevará su potencia a 101.4 MW para producir hasta 410 mil MWh al año, lo que equivale al consumo de energía de 137 mil hogares, evitando la liberación de 246 mil toneladas de dióxido de carbono por año. El Parque, que requirió una inversión privada de casi 40 millones de dólares, es el de mayor escala del país y se encuentra ubicado en un predio de 2,050 hectáreas en el kilómetro 158 de la Ruta Provincial N° 1. Asimismo, se inauguró el Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro, en el municipio bonaerense de Bahía Blanca, que, con 29 aerogeneradores, aportará 100 MW de energía renovable al sistema nacional (un equivalente al requerimiento eléctrico de 200 mil hogares). Ubicado en la localidad de Corti, junto a la Ruta Provincial 51 y a unos 20 kilómetros de la ciudad de Bahía Blanca, es el primer parque eólico enmarcado en el programa RenovAr. Adicionalmente se inauguró el Parque Eólico La Castellana, ubicado en el partido bonaerense de Villarino, que aportará 99 MW de energía renovable al sistema nacional, un equivalente al requerimiento eléctrico de más de 115 mil hogares. El parque cuenta con 32 aerogeneradores de 3.15 MW de potencia unitaria, y va a permitir reducir la emisión de 375,000 toneladas anuales de dióxido de carbono (CO_2). De igual forma se inauguraron los Parques Solares Caldenes del Oeste y La Cumbre, ubicados ambos en la provincia de San Luis, que aportarán 46.75 MW de energía renovable al sistema nacional, un equivalente al requerimiento eléctrico de más de 30 mil hogares. Caldenes del Oeste tiene una potencia instalada de 24.75 MW, y brindará energía eléctrica para abastecer a 17,000 hogares. El proyecto tiene instalados 92,394 paneles de una potencia individual de 325 Wp e implicó una inversión de 35 millones de dólares. Por su parte La Cumbre, con una inversión de 28,600,000 dólares, tiene 22 MW de potencia instalada y capacidad para abastecer a 13,575 hogares. En el lugar se encuentran instalados 54,720 paneles de 340 Wp de potencia y 27,360 paneles de 345 Wp de potencia. Además, se inauguró el Parque Solar Las Lomitas en la provincia de San Juan. La infraestructura, que cuenta con un 13,97 de componentes de industria nacional requirió una inversión de USD 2,120,000, cuenta con una potencia instalada de 1.7 MW y brinda energía eléctrica a más de 1,000 hogares.

Bolivia anunció su ingreso a la era de los combustibles verdes en el marco de la entrada en vigencia de la Ley de Aditivos de origen vegetal, conocida también como Ley Etanol. El referido instrumento jurídico permitirá la sustitución gradual de la importación de insumos y aditivos para la gasolina y diésel, la disminución de gastos de importación y reducción de subsidio. Esta nueva política permitirá la reducción de la subvención de importación por un monto de más de USD 20 millones en el primer año, generando un ahorro acumulado de cerca de USD 450 millones hasta el año 2025. Por otra parte, el 12 de noviembre de 2018 se iniciaron las operaciones de la Planta Híbrida Solar el Remanso en el Municipio de Baures, departamento del Beni. El referido proyecto permite mejorar la calidad de suministro de energía durante las 24 horas del día, a los habitantes de esta comunidad, promoviendo la generación de energía limpia. La Planta basa su generación en la energía solar fotovoltaica, tecnología de inversores, interfaz de control y diagnóstico de operación. Este diseño permite un funcionamiento confiable durante un horizonte temporal mínimo de 20 años. El valor final a entregar al Operador del Sistema Eléctrico se propone satisfacer las necesidades energéticas de sus consumidores finales mediante una combinación de tecnología eficiente, consumo responsable y generación amigable con el medio ambiente desplazando generación térmicas y emisiones de CO_2.

Brasil informó que en 2018 las energías renovables representaron un 45.3% de su matriz de Oferta Interna de Energía (OIE), cifra que evidencia ventajas considerables en relación al indicador mundial del 14.5%. Asimismo, la matriz de suministro interno de electricidad (OIEE), con una cantidad de 636.4 TWh y con 83.3% de energías renovables, mostro en 2018 un indicador mucho más alto que el mundial de 26.0%. En la matriz OIEE 2018, se destaca la participación del 7.6% en la generación eólica, frente al indicador del 6.8% en 2017 (un aumento del 14.4% en la generación 2018). La energía solar, aunque en una escala aún no representativa, emergió con un gran potencial de expansión. En 2018, se generaron 3,461 GWh, contra 832 GWh en 2017 y 85 GWh en 2016. En los biocombustibles líquidos, la producción de biodiésel fue de 5.35 Mm^3 en 2018, un 24.7% más que en 2017, y la producción de etanol fue de 33.2 Mm^3, un 19.9% más. La participación de los biocombustibles en el consumo de energía del transporte fue del 23.1%, cuando el indicador a nivel mundial se acerca al 3%. En relación a los combustibles derivados de materias primas renovables en los últimos ocho meses de 2018, la producción de biodiésel aumentó en un 26% y el consumo de etanol automotriz aumentó en un 14%. Brasil lidera el segundo lugar como el mayor productor de etanol, hasta septiembre de 2018, se produjeron alrededor de 164 millones

de barriles, especialmente en los estados de São Paulo, Goiás y Minas Gerais. Rio Grande do Sul, Mato Grosso y Goiás lideran el ranking de producción de biodiésel en el país, que produjo 25 millones de barriles en los primeros nueve meses de 2018. En marzo de 2018, la producción de biodiésel alcanzó los 452 millones de litros, el volumen más alto en los últimos diez años.

En **Chile**, en el marco del Programa Techos Solares Públicos se inauguraron en 2018, entre otros, los siguientes proyectos: Techo Solar en el Hospital Regional de Talca, con 604 módulos fotovoltaicos y una potencia de 160 kW para generar 249,180 kWh / año, y evitar la emisión de casi 98 toneladas de CO_2 al año; Techo Solar Público de 70 kWp de potencia en el Liceo Industrial Superior de Talca, que aportará una generación de energía propia estimada en 106,330 kWh / año, lo que equivale a un 142% de autoconsumo del establecimiento; Techo Solar del Hospital Regional de Concepción Dr. Guillermo Grant Benavente, con 400 paneles solares y una potencia de 100 kW; Techo Solar Público en la Municipalidad de Salamanca con 80 paneles fotovoltaicos por un total de 20 kW de capacidad; Techo Solar del Hospital Regional de O'Higgins, el que con 280 kW y una generación de 447 MWh / año constituye el mayor proyecto fotovoltaico instalado por el Programa Techos Solares Públicos; 20 viviendas tuteladas de Iquique Sistemas Solares Térmicos que permiten a sus moradores contar con agua caliente sanitaria a costo cero.); Techo Solar Público, en el Ministerio de Desarrollo Social, que constituye el primero de su tipo elaborado con el modelo ESCO, fórmula de financiamiento que evita cualquier tipo de gastos por parte de la entidad, ya que la empresa diseña, financia, instala, opera y mantiene el proyecto por un período de 15 años y la institución compra toda la energía generada por los paneles solares a una tarifa inferior; en este caso, un 14.1%. Este sistema cuenta con 80 kW y se estima que generará 119,500 KWh / año, a una tarifa de 75 USD / kWh, evitando la emisión de más de 41 toneladas de CO_2 al año; el Hospital Ernesto Torres Galdames de Iquique se convirtió en uno de los lugares que alberga la planta solar más grande de la región con 200 kWp. Adicionalmente se inauguraron los siguientes proyectos de energía solar: Tama te Ra'a, primera planta de generación fotovoltaica en Isla de Pascua, con 400 paneles solares para un total de 100 kW, que sustituye el 8% del consumo de diésel de la generación actual de la isla; paneles fotovoltaicos en 13 viviendas en Los Lagos que no contaban con suministro eléctrico; en Valparaíso el primer condominio social en altura que incorpora sistemas solares térmicos, Francisco I; primer sistema fotovoltaico en un liceo de Valparaíso, con capacidad de 70 kW, lo que corresponde a un 58% del consumo del establecimiento educacional; el Proyecto Solar El Pelícano, en la Comuna de la Higuera, en la Región de Coquimbo, que cuenta con 100 MW de capacidad instalada; el Parque Fotovoltaico Santiago Solar, el más grande de la Región Metropolitana, que con una inversión de USD 146 millones, cuenta con una capacidad instalada de 115 MW a partir de aproximadamente 400,000 módulos fotovoltaicos, para una generación anual de hasta 210 GWh. Asimismo, se inauguró en dependencias del Liceo Pablo Neruda un moderno Patio de Entrenamiento Fotovoltaico, creado con el objetivo de formar técnicos calificados en la instalación, montaje y mantenimiento de este tipo de sistemas de generación eléctrica. Por otra parte, se inauguró la primera planta de generación de energía en base a gasificación de biomasa en Chile, que produce, a partir de deshechos forestales y madereros (biomasa) el gas que se utiliza para generar energía eléctrica y térmica en un cogenerador. La planta genera 30kW de electricidad, usados en las aplicaciones comerciales e industriales, así como inyección del remanente a la red de Edelaysén, generando 60 kW térmicos para calefacción. También, con una inversión de USD 140 millones se inauguró el parque eólico Punta Sierra en Ovalle que suministrará energía equivalente a 157 mil hogares, con una capacidad instalada de 82 MW y 32 turbinas que generarán 282 GWh / año, compensando 100 mil toneladas de CO_2 por año.

Costa Rica cerró el año 2018 con una generación eléctrica 98.6% producida con fuentes renovables. Los datos, suministrados, apuntan a que el país acumuló 312 días en los que generó energía 100% renovable. La última vez que Costa Rica usó combustibles para generar electricidad fue el 17 de mayo de 2018. La mayor producción de energía limpia provino del agua con un 73.48%, seguida del viento con 15.84% y la geotermia con 8.52%. En menor medida se ubicó la biomasa con 0.67% y la solar con 0.09%. En este contexto, se anunció el inicio de operaciones del proyecto de energía solar fotovoltaica, implementado en el Centro Cultural Costarricense Norteamericano (CCCN), en Sabana Norte. La planta de 108 paneles solares, cuenta con una potencia instalada de 35 kWp que representan un ahorro 90% de la energía consumida en la sede, generando un ahorro energético importante en su red eléctrica y evitando emisiones anuales de 36 toneladas de CO_2.

El gobierno de **Ecuador** realizó las pruebas técnicas del proyecto híbrido Isabela, en las Islas Galápagos, nuevo sistema de energía que aprovecha la irradiación solar y uso de biocombustibles para la generación de electricidad 100% renovable. El 1 de septiembre, durante un período de 3 horas se entregó el servicio continuo a más 2,500 habitantes que utilizaron 1.7 MWh de electricidad provenientes exclusivamente del sol. La infraestructura

alcanza un costo de construcción de 14 millones de dólares cubiertos mediante acuerdos de financiamiento no reembolsables suscritos con el Gobierno de Alemania por intermedio del Banco Alemán de Desarrollo (KFW). Los componentes que destacan en el sistema híbrido son: instalación de un sistema fotovoltaico de 0.92 MWp, una nueva infraestructura térmica dual que utiliza biocombustible, que reemplaza a los grupos generadores a diésel existentes, con generadores duales de 1,650 kW y una subestación eléctrica. El sistema híbrido tendrá una capacidad instalada de 2.54 MW y generará alrededor de 5.3 GWh / año, lo cual evitará la emisión 1,400 toneladas al año de CO_2, contribuyendo a la iniciativa "Cero Combustibles Fósiles para Galápagos", que busca erradicar el uso de los combustibles derivados del petróleo en las islas. Por otra parte, en el marco del Programa de Electrificación Rural que impulsa el gobierno, se instalaron paneles fotovoltaicos que permiten llevar energía eléctrica a las comunidades de las provincias de Loja, Zamora Chinchipe y del cantón Gualaquiza de Morona Santiago. Este sistema, implica la instalación de un sistema por vivienda; pudiendo utilizarse ciertos electrodomésticos. La inversión por cada sistema fotovoltaico instalado en una vivienda es de 4 mil dólares y, hasta el momento, se han instalado 169 paneles.

El Salvador inauguró en el aeropuerto internacional Monseñor Óscar Arnulfo Romero, un sistema de energía solar con más de 1,900 paneles distribuidos en un área de más de 5,000 metros cuadrados sobre el techo del estacionamiento del aeropuerto. Cada panel tiene una capacidad de generación de 275 W, con una potencia general de 531 Wp. Por otra parte, en febrero de 2018, entró en operación comercial en el mercado mayorista de **El Salvador** la repotenciación de la planta de Biomasa Jiboa (34.9 MW), con capacidad nominal final de 44.9 MW. También entraron en operación comercial las plantas solares fotovoltaicas, Pasaquina, Conchagua y El Carmen., con una capacidad instalada de 10 MW cada una. Estas 3 plantas forman parte del proyecto de Bósforo que prevé, a finales de 2019 culminar la construcción de 10 plantas con capacidad de 10 MW cada una totalizando 100 MW de energía solar. Adicionalmente se reportó la construcción de un Proyecto Piloto de Biodigestor en un instituto educativo agrícola ubicado en el municipio de Chalatenango, en el que se utilizará estiércol de vacas, cerdos, conejos, gallinas, para la producción de biogás como sustituto de Gas Licuado de Petróleo (GLP). Adicionalmente se inauguró en Pasaquina, departamento de La Unión, la primera planta del proyecto Bósforo, iniciado en 2017 para generar 100 MW de energía con fuente solar fotovoltaica, que prevé con una inversión total de USD 160 millones, construir 10 plantas que estarán operando en su totalidad en el último trimestre de 2019. Bósforo está diseñado para contribuir a evitar emisiones por más de 175 mil toneladas métricas de CO_2 al año. La planta tiene capacidad para abastecer del recurso energético a aproximadamente 33,000 viviendas conectadas a la red de distribución de la Empresa Eléctrica de Oriente (EEO). Pasaquina, requirió una inversión de USD 16 millones y producirá 10 MW de potencia de energía que servirán a los clientes de EEO en la zona oriental. Al final de la primera fase se espera generar energía suficiente para iluminar aproximadamente a 100,000 viviendas rurales, y también evitar que 52,000 toneladas de dióxido de carbono se lancen a la atmósfera.

El Proyecto de Demostración Solar Fotovoltaica de **Grenada** recibió una subvención del Banco Mundial de USD 600,000 para la instalación de un sistema de demostración solar fotovoltaica (PV), con capacidad de 200 kW. El referido proyecto cuenta también con un componente de desarrollo de capacidades en materia de energía solar fotovoltaica, para servidores públicos, profesionales del sector privado y estudiantes. Por otra parte, el Proyecto Solar Fotovoltaico (PV) / Batería Híbrido fue seleccionada para subvenciones del Fondo Renovable del Caribe (CREF), por los Emiratos Árabes Unidos (EAU). Este proyecto se establecerá en la isla de Carriacou, en tierras de la Corona, en Limlair. La División de Energía adelanta los trámites necesarios para la suscripción del correspondiente acuerdo de financiación. Asimismo, se informó que St. Rose Modern Secondary School: The Caribbean Community Climate Change Center (5CS), ha asegurado fondos para la instalación de un sistema solar fotovoltaico, un digestor de biogás y un sistema de recolección de agua de lluvia para la escuela secundaria moderna St. Rose. Esta escuela es un refugio designado para huracanes, por lo que requiere estar equipada con este tipo de sistemas para mejorar su capacidad y proporcionar energía y agua al refugio durante y después de un desastre. Adicionalmente, y con sustento en la asistencia técnica prestada a partir del 2014 por los gobiernos de Japón y Nueva Zelanda para la realización de investigaciones preliminares, basadas en la superficie, del potencial de energía geotérmica de Grenada, se obtuvieron avances en la implementación de un programa integral de investigaciones geofísicas que indicó la presencia de una fuente de alta temperatura (200-290 grados Celsius) en el norte de la isla, suficiente para soportar una planta de energía geotérmica de 15 MW. A tales efectos se desarrolló una campaña de perforación exploratoria de dos pozos profundos para confirmar la presencia de una fuente geotérmica viable, y con asistencia financiera del Banco de Desarrollo del Caribe, se estableció una Unidad de Gestión de Proyectos Geotérmicos para seguir el plan nacional de desarrollo de energía geotérmica. Al culminar el 2018 se completaron las siguientes actividades: contratación del coordinador del proyecto, elaboración del plan

de perforación geotérmica, culminación de viabilidad detallada del sitio, inicio del proceso de evaluaciones de impacto socioambiental, evaluación de las entidades invitadas a presentar ofertas, elección de oficial de enlace comunitario y realización de diálogo entre las partes interesadas.

Guatemala anunció el inicio de operaciones comerciales de los siguientes proyectos: planta eólica, Las Cumbres, en Jutiapa con 15 turbinas eólicas y una potencia de 31.5 MW; las hidroeléctricas Oxec II, Choliva e Hidrosan I con potencias de 60.00 MW, 0.74 MW y 2.00 MW respectivamente; y la mini hidroeléctrica Hidroxocobil con 1.40 MW, lo que implica una adición a la capacidad instalada nominal de 95.64 MW, a base de recursos renovables.

Honduras inauguró su primera planta geotérmica Geoplatanares ubicada en la comunidad de Platanares del municipio La Unión, departamento de Copán. Con una inversión de 127.29 millones de dólares, la planta generará 35 MW para cubrir con la demanda en toda la región occidental del país. Adicionalmente se inauguró en Siguatepeque, Comayagua, Honduras, el primer laboratorio regional de estudios sobre energías renovables. El proyecto en manos de la Universidad de Ciencias Forestales (UNACIFOR) y con financiamiento administrado por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), contribuirá al desarrollo sustentable del país con el acondicionamiento, equipamiento y organización de siete laboratorios, consolidando capacidades investigativas. Este laboratorio permitirá la especialización dendroenergética y el fortalecimiento de la nueva carrera de "Ingeniería en Energías Renovables Sostenibles". Se beneficiarán directamente estudiantes, especialistas y personal docente, también las familias que utilizan material biomásico para generación de calor, empresas industriales con plantaciones forestales certificadas por el Instituto de Conservación Forestal de Honduras. Este proyecto se enmarca en los ejes de Desarrollo Social y Sostenibilidad Ambiental de la Estrategia Institucional del BCIE 2015-2019, orientado a mejorar la calidad de vida de los centroamericanos.

Se inauguró en **México**, la Planta Solar Villanueva en Coahuila. Con una inversión de 650 millones de dólares, se considera la planta fotovoltaica más grande del continente americano, cuenta con una extensión de 2,400 hectáreas de construcción, en la que se instalaron más de 2.3 millones de paneles, tiene una capacidad de 754 MW para una producción anual de 1,700 GWh.

La geotermia alcanzó una cifra histórica en **Nicaragua** con la planta San Jacinto-Tizate que logró un importante repunte tras la apertura de nuevos pozos geotérmicos. Se generaron más de USD 17.7 millones en ingresos durante los primeros seis meses de este año, lo que representa un crecimiento del 11% sobre el monto registrado en el mismo período de 2017.

Panamá anunció el inicio de operaciones del parque solar Ikako que, con una inversión de USD 48 millones aportará 84.58 GWh a la matriz energética del país, energía que podría cubrir la demanda anual de 30 mil viviendas. También se reportó el inicio de operaciones comerciales de las plantas fotovoltaicas Bejuco Solar y Estrella solar con 960 kW y 5,000 kW respectivamente. Adicionalmente se reportó el inicio del diseño y construcción del primer vehículo solar en Panamá que emplea tecnología híbrida de energía eléctrica y solar para su funcionamiento. El innovador vehículo, denominado Solar Uno, es un proyecto escolar que busca dar a conocer a la comunidad en general la importancia del uso de energías renovables.

Paraguay conformó la Mesa de Trabajo Interinstitucional en virtud del Decreto Nº 4056/15 por el cual se autoriza al Viceministerio de Minas y Energía, a establecer regímenes de Certificación, Control y Promoción del uso de Bioenergías que garanticen la sostenibilidad de estos recursos. La referida Mesa de Trabajo se planteó como objetivo prioritario la elaboración de una propuesta de reglamentación que logró el consenso de todas las instituciones participantes y los distintos actores del sector. También se conformó el equipo técnico responsable de la ejecución del Proyecto "Pobreza, reforestación, energía y cambio climático (PROEZA)", que cuenta con recursos del Fondo Verde del Clima y tiene como fin mejorar la resiliencia de 17,100 hogares altamente vulnerables a los impactos del cambio climático (CC) en 66 municipios ubicados en 8 departamentos de la región oriental del Paraguay. El referido proyecto está conformado por tres componentes fundamentales: Transferencias monetarias condicionadas a la reforestación para familias rurales en situación de pobreza y pobreza extrema; Paisajes sustentables y mercados responsables y Gobernanza y aplicación de la ley; y provisión de asistencia técnica y fortalecimiento institucional para el sector forestal, uso del suelo, ambiental y energético en apoyo al desarrollo sostenible de la bioenergía.

Se inauguró la Central Solar fotovoltaica Rubí, considerada la más grande del Perú con más de medio millón de paneles fotovoltaicos que producirán 144.48 MW de potencia efectiva. La planta está ubicada en el distrito de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto, en la región Moquegua. Con una inversión de más de 165 millones de dólares, con el inicio de sus operaciones comerciales se superarán los 240.8 MW lo que fortalecerá la generación de energía en el sur del país. También se inauguró la moderna planta solar Intipampa, que integrada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), brindará electricidad a miles de hogares del sur del país. Su capacidad de generación de 40 MW es producida por 138,120 paneles fotovoltaicos sobre un área de 322 hectáreas, ubicada en Pampa Lagunas, región Moquegua. Con una inversión de más de USD 52.3 millones la central, permitirá suministrar 108.40 GWh por año, lo que equivale a brindar electricidad a más de 90,000 hogares del sur del país. Intipampa evitará la emisión de 51,000 toneladas de CO_2 por año. Además, se inauguró en Ica el parque eólico Wayra, considerado el más grande del país, con una capacidad de generación de energía equivalente al consumo de 482,000 familias. Con una inversión de USD 165 millones, y una capacidad instalada de 132 MW, Wayra I producirá 605 GWh. El parque cuenta con 42 aerogeneradores que producirán energía que será suministrada por Enel al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Wayra I, evitará anualmente la emisión de aproximadamente 285,000 toneladas de dióxido de carbono. Adicionalmente, se inauguraron en las Isla de los Uros, en medio del Lago Titicaca, en Puno, diversos sistemas fotovoltaicos (paneles solares), mediante los cuales cientos de habitantes de esta zona alejada del país podrán contar con energía eléctrica. En este contexto el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Perú instaló un panel fotovoltaico (solar) en su sede central, el que abastece de energía eléctrica a distintas áreas de trabajo de la Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE). El Proyecto piloto es replicado en siete universidades de Lima y el interior del país. Por otra parte, se implementó el plan piloto cocinas limpias que promueve el uso de cocinas solares y cocinas de biomasa con ventilador, en 200 familias de zonas rurales de 12 regiones del país. El piloto tiene la meta de generar información que pueda complementar los actuales programas de cocción limpia del Estado para cerrar la brecha de acceso a combustibles limpios. Esta iniciativa forma parte del Proyecto “Acciones Nacionales Apropiadas de Mitigación (NAMA) en los sectores de generación de energía y su uso final en el Perú” que es implementada por el Ministerio de Energía y Minas y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), y financiado por el Fondo Mundial del Medio Ambiente (GEF).

En República Dominicana entró en operaciones el Parque Fotovoltaico Montecristi Solar, con una potencia de 57.96 MW y 214,656 módulos. Considerado el proyecto de energía fotovoltaica más grande del Caribe cuenta con capacidad para generar 103,000 MW al año para llevar electricidad a más de 50,000 hogares. También entró en operaciones el Parque Eólico Larimar II, ubicado en la ciudad de Enriquillo en el departamento de Barahona, que cuenta con una potencia de 48.3 MW. Con esta nueva central integrada por 14 aerogeneradores Vestas V-117, con una altura de 150 metros, la capacidad eólica del país se incrementa al 30%. Adicionalmente se anunció que las concesiones para proyectos de generación de energía renovable se realizarán mediante licitación, dejando atrás la entrega grado a grado de los contratos de compra de energía (PPA, Power Purchase Agreement). A tales efectos será potestad del Estado dominicano decidor sobre tipo de tecnología, cantidad y demás especificaciones previas a la licitación de las concesiones. Para el caso de las empresas que ya se encuentran en proceso de instalación se elaborará un protocolo que, en un marco de transparencia y en cumplimiento de las leyes y normas, definirá el tratamiento que se les dará en licitación de los PPA, tomando en consideración el estatus de cada una de ellas. Este protocolo detallará también cual es el procedimiento aplicable para las empresas que han estado operando sin contar con los correspondientes contratos de compra de energía.

En 2018, dos mujeres lideraron un proyecto de energía solar en la comunidad Tepu, una aldea indígena aislada en el sudeste de Suriname. Con el apoyo del Departamento de Servicios Eléctricos del Ministerio de Recursos Naturales, parte de la asociación multilateral, compuesta por miembros de la comunidad, la Asociación de Cambio Climático PNUD-Japón-Caribe, el Gobierno de Suriname y el Equipo de Conservación del Amazonas, este objetivo se convirtió en una realidad. Por primera vez en la historia, Tepu cuenta con electricidad las 24 horas. Se prevé que este nuevo sistema reduzca las emisiones de gases de efecto invernadero en 25 toneladas al año, lo que demuestra que Suriname está avanzando significativamente hacia el Objetivo de Desarrollo Sostenible de Energía Asequible y Limpia en la Agenda 2030.

En el Aeropuerto de Carrasco de Uruguay, se inauguró la instalación de una planta de generación solar fotovoltaica con una potencia de 0.5 MWp, lo que sumado a medidas de eficiencia energética le permitió reducir la huella de carbono, obteniendo además la certificación de gestión ambiental. Esta obra forma parte del Proyecto de

Eficiencia Energética que la terminal aérea lleva adelante e incluye el recambio a luminarias Led y la instalación de bombas de calor y free cooling para el acondicionamiento térmico. En su primera etapa, el parque solar ocupa un predio de una hectárea al ingreso de la terminal y está conformada por 1,540 paneles fotovoltaicos distribuidos en siete filas de norte a sur. Su estructura metálica cuenta con tecnología de última generación de seguimiento solar, que permite el movimiento de los paneles durante el día y mejora en un 30% la captación de la energía del sol a los paneles fijos tradicionales. El proyecto está alineado con las metas trazadas por la terminal en términos de sostenibilidad y con el pedido mundial emitido por la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) de trabajar para mitigar la huella de carbono y prevenir la contaminación de cara al 2030, año en que se estima se duplicará la cantidad de pasajeros de aeronaves en el mundo. También se inauguró, el Centro de Formación en Mantenimiento y Operación de Energías Renovables (CEMOFER). La iniciativa del MIEM comenzará a operar tras una inversión de USD 1.4 millones y se propone desarrollar capacidades locales tendientes a cubrir la actividad de operación y mantenimiento de energías renovables. El CEMOFER cuenta con el respaldo de UTEC como responsable académico. También se cuenta con apoyo técnico de UTE, que ha intercambiado con la Asociación Uruguaya de Energías Renovables.

VI ENERGÍA Y AMBIENTE

En **Brasil** las emisiones de CO_2, generadas por el uso de energía, disminuyeron un 4.9% en 2018. Teniendo en cuenta que la OIE tuvo la reducción más baja, la relación entre emisiones y energía fue de 1.42 tCO_2 / tep, un indicador 4.3% menor que 2017 de 1.47 tCO_2 / tep. En el bloque de países de la OCDE, el indicador es 2.2 tCO_2 / tep y en el mundo, 2.33 tCO_2 / tep, lo que le da a Brasil ventajas significativas.

La Unión Europea lanzó la Iniciativa Fondo Verde para la región del Sistema de la integración Centroamericana **(SICA)** dirigida a avanzar en la mitigación y adaptación al cambio climático, que dispondrá recursos por 88.1 millones de euros para impulsar programas orientados a la generación de energía renovable y la adopción de medidas de eficiencia energética en las micro, pequeñas y medianas empresas, así como la disponibilidad de fondos para inversiones en ámbitos locales para mejorar la resiliencia al cambio climático en zonas vulnerables. La iniciativa contará con dos componentes: el primero, la llamada Iniciativa MIPYMES Verdes II, focalizada en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en Centroamérica mediante la generación de energía renovable y la adopción de medidas de eficiencia energética en las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MIPYME) y el segundo que se denomina Fondo de Desarrollo Verde y aportará recursos para inversiones en ámbitos locales con el fin de mejorar la resiliencia al cambio climático en zonas vulnerables, mediante la restauración de paisajes y el desarrollo de ecosistemas integrados.

En **Chile**, el Gobierno y las generadoras anunciaron el compromiso de no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes. Por otra parte, se presentó el Programa "Giro Limpio" dirigido a avanzar en transporte eficiente y sustentable. La referida iniciativa permitirá certificar a aquellas empresas de transporte y generadores de carga que se preocupen de su desempeño energético y del medio ambiente.

El gobierno de **Costa Rica** anunció un nuevo y ambicioso plan para "descarbonizar" al país, y librarlo de las emisiones de dióxido de carbono, para 2021, en conmemoración del segundo centenario de la independencia. Costa Rica plantea que se puede permitir un plan semejante porque su política energética ya es muy "verde". En 2017 el país sobrevivió más de 300 días sin consumir electricidad que no proviniera de fuentes renovables. Durante los dos últimos años ha logrado producir el 98% y el 99% de su energía gracias a la infraestructura hidroeléctrica del país. Las particularidades físicas de su territorio (montañoso, muy húmedo) y una antiquísima política medioambiental hacen que Costa Rica tenga recorrido un largo camino hacia la descarbonización. Con el slogan "Incentivos vs. Prohibición" el plan no implica la restricción al uso de combustibles fósiles, a tales efectos se prevé la eliminación de todos los impuestos asociados a los vehículos eléctricos. También se va a impulsar la creación de una infraestructura de estaciones de carga a lo largo y ancho del país, confiando en que el desarrollo de baterías más autónomas y baratas hagan el resto. El objetivo es que Costa Rica lidere el acuerdo de París sobre cambio climático y sea un "laboratorio mundial de descarbonización" antes de las negociaciones climáticas de Naciones Unidas en 2020 (COP 26).

Se lanzó el proyecto "Hacia un sistema de movilidad urbana sostenible y eficiente en **Uruguay**". La iniciativa tiene el cometido de impulsar una transición efectiva hacia un sistema de movilidad urbana que sea inclusivo, adaptable, eficiente y de bajas emisiones de carbono. La transición se iniciará en el área metropolitana de Montevideo y se replicará, luego, en otras ciudades de Uruguay. El proyecto se compone de las siguientes líneas: Marco normativo para un sistema de transporte de bajas emisiones de carbono, Demostración de opciones tecnológicas en Montevideo, Cambio cultural, diseminación y replicación. Por medio de la ejecución de estos componentes el proyecto busca lograr una reducción sustantiva de emisiones de dióxido de carbono (CO_2), lo que se alinea con los compromisos nacionales asumidos en el Acuerdo de París para enfrentar el cambio climático, con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas y con la Política Nacional de Cambio Climático.

VII INTEGRACIÓN, COOPERACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN ENERGÉTICA

En el marco del Protocolo de Acuerdo de exportación, importación, comercialización y transporte de energía eléctrica y gas natural, **Argentina** inició un nuevo ciclo exportador de gas natural a **Chile**, lo que representa un hito de integración energética binacional. El volumen máximo correspondiente es de 1,300,000 m^3 por día de gas natural de 9,300 kcal / m^3 con plazo hasta las 06:00 hs del 1 de mayo de 2019; con condición interrumpible en caso de necesidad de garantizar el abastecimiento del mercado interno. Los recursos serán utilizados para la generación eléctrica en el Complejo Nehuenco de Colbún S.A., ubicado en la Región de Valparaíso. Los 1.3 Mm^3 / diarios de gas llegarán a través del Gasoducto GasAndes, de 463 kilómetros de extensión, ubicado entre la localidad La Mora, en la provincia de Mendoza, Argentina, y San Bernardo, Región Metropolitana, Chile.

El Gobierno del **Ecuador** firmó un Memorándum de Entendimiento con el Instituto Coreano De Desarrollo y Tecnología KIAT; para la construcción de un sistema fotovoltaico en la isla San Cristóbal del archipiélago de Galápagos, obra que se ejecutará bajo la figura de donación con un monto que supera los 5 millones de dólares. La firma de este documento de cooperación no reembolsable que apoyará a la iniciativa "Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos", implica la construcción de un sistema fotovoltaico de 1 MW con un sistema de almacenamiento en baterías de 1.4 MWh de energía en la isla, que evitará la emisión de 948 tCO_2 / año.

En los primeros 5 meses de 2018, **Guatemala** incrementó la venta de energía a México, mediante un mejor aprovechamiento de la interconexión eléctrica que mantienen estos dos países, en operación desde 2010, en tal sentido la exportación de energía hacia ese destino aumentó 548% respecto a lo comercializado durante todo 2017. El año pasado, la venta de este fluido representó USD 1 millón 280 mil, mientras que a mayo de 2018 ascienden a USD 7 millones 21 mil (a partir de octubre de 2017, se exportan entre 80 y 90 MW al sur de México, esto a pesar de que el plan original era importar este suministro).

El gobierno de Alemania suscribió un acuerdo con **República Dominicana** dirigido a contribuir a la protección del clima y al desarrollo sostenible mediante una cooperación de 4 millones 800 mil euros ejecutables hasta junio de 2022, para apoyo técnico al Ministerio de Energía y Minas en un proyecto de transición a energía renovable denominado "Apoyo para la transición energética y la implementación de los objetivos climáticos en el sector energético de la República Dominicana". Con la puesta en marcha de la iniciativa se fomentarán medidas para la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Trinidad y Tobago y **Guyana** firmaron un Memorando de Entendimiento sobre Cooperación Energética en la ciudad de Georgetown el 19 de septiembre de 2018. El referido instrumento establece el proceso mediante el cual las partes acuerdan trabajar entre sí en el desarrollo de sus sectores energéticos con énfasis en la promoción de proyectos conjuntos en materia de hidrocarburos. Por otra parte, la Empresa Nacional de Gas (NGC, por sus siglas en inglés) de Trinidad y Tobago y la Empresa Nacional de Hidrocarburos (ENH) de Mozambique firmaron un Acuerdo de Servicios Técnicos (TSA, por sus siglas en inglés) en el marco del Memorando de Entendimiento que ambas empresas suscribieron en 2017. Al tenor del referido Acuerdo, ENH contrata a NGC para ofrecer y proveer servicios técnicos, comerciales y legales para el desarrollo del sector de gas natural de Mozambique. El TSA cubre la asesoría del marco comercial en toda la cadena de valor de los sectores extractivos, de transporte (GNL y redes de gasoductos) y domésticos.

VIII EVENTOS Y CONVENCIONES

En la ciudad de Bariloche, **Argentina**, se realizó la Cumbre de líderes del G20, foro que representa más del 77% del consumo energético y más del 80% de la capacidad de energía renovable a nivel global. En el marco de las reuniones de este evento internacional las principales autoridades en materia energética debatieron sobre transiciones energéticas, acceso y asequibilidad, así como sobre el rol de la innovación tecnológica. Los principales responsables de política energética de los países participantes, pusieron énfasis en la transición hacia sistemas energéticos más flexibles, transparentes y limpios, así como en el acceso asequible a la energía.

Se realizó en **Bolivia**, el primer Foro Internacional del Gas, Petroquímica y Combustibles Verdes 2018, evento que concluyó con nuevos retos para el subsector de hidrocarburos, abriendo camino a la preparación de condiciones técnicas para el desarrollo del biodiésel, la exportación de electricidad a países vecinos sobre la base de la generación de termoeléctricas que van a demandar mayores volúmenes de gas y la puesta en marcha de plantas de exportación de Gas Natural Licuado (GNL) por vía marítima. Durante el desarrollo del Foro se materializó la firma de diferentes acuerdos logrados entre el Estado y empresas petroleras interesadas en invertir en Bolivia.

Se realizó en **Paraguay** el Foro I del Consejo Mundial de Energía (Word Energy Council), a cargo del Comité Paraguayo. En el referido evento se trataron temas vinculados a hidrocarburos, energía eléctrica, bioenergía, prospectiva tanto de consumo y tendencias para el futuro. En el marco del Foro, se anunció el lanzamiento oficial del Comité Paraguayo, creado por Decreto N° 7418, del 4 de julio de 2017 y se realizó una presentación sobre la Política Energética Nacional.

Se realizó el Primer Seminario sobre el Potencial de la Biomasa en **República Dominicana**. En el evento denominado "Potencial, Uso y Aprovechamiento de Biomasa", se presentaron los resultados del proyecto de evaluación del potencial energético de la biomasa y la importancia de su desarrollo para la economía nacional. En el encuentro, además del MEM, participaron la fundación Partners of the Americas, el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM), la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), la Universidad Agroforestal Fernando Arturo de Meriño, el proyecto Bioelectricidad Industrial, la Cámara Forestal Dominicana, la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

En noviembre de 2018, se realizó en **Trinidad y Tobago** la vigésima Reunión Ministerial de Países Exportadores de Gas, evento en el que se incluyó un Simposio de Gas organizado por el Ministerio de Energía de esta nación.

La ciudad polaca de Katowice, fue el escenario de la 24 Cumbre del Clima de Naciones Unidas **(COP24)**. El encuentro arrancó con el reto de concretar unas reglas que permitan que el Acuerdo de París de 2015 sea operativo, pero, sobre todo, conseguir compromisos climáticos más ambiciosos tomando en cuenta la cercanía de la fecha prevista para que el pacto entre en vigor. Tras dos largas semanas de debates, se requirió de un día extra de negociaciones, para consensuar un texto que aclare la "letra pequeña" del Acuerdo de París y permita su puesta en marcha de cara a 2020. La cumbre se selló con un acuerdo de mínimos que, al menos permite hacer operativo el compromiso alcanzado en París. El compromiso final incluye una referencia al informe científico del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) que reclama la necesidad de acometer "cambios urgentes y sin precedentes" para limitar el aumento de la temperatura del planeta a 1.5 grados.



Procedencia de los indicadores y fuentes de información empleadas

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 mundial[1] (última actualización de la base, consultada al 10 de julio de 2019), y el BP Statistical Review of World Energy 2019[2].

Fuentes regionales

Se trata de bases de datos e información estadística proveniente de organismos regionales y que, como la OLADE, presentan una cobertura parcial de países que abarcan la región de América Latina y el Caribe. En este caso, los procesamientos estadísticos empleados permiten la comparabilidad regional a partir de los datos nacionales que estos organismos compilan de sus Países Miembros. Para este Panorama Energético se ha utilizado la base de datos de la Comisión para América Latina y el Caribe (CEPAL, ONU) denominada CEPALSTAT[3] 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 (http://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 electrónico: 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 2018).

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-2019-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 2018. La información económica está referida al año base 2011 en el caso del PIB de Paridad de Poder Adquisitivo y base 2010 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, Grenada, 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 Suriname, 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 de la forma más explícita y exhaustivamente posible las definiciones conceptuales y metodológicas utilizadas.

Sobre los denominadores de población y PIB

Para todos los indicadores per cápita utilizados en el Panorama Energético se utilizó la misma base de datos proveniente del Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE, División de Población, CEPAL, ONU).

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 de Poder Adquisitivo (PPA) y publicadas por el Banco Mundial al año base 2011. Para realizar las ponderaciones sectoriales, en el caso del PIB PPA , se consideraron las series reales publicadas por la CEPAL.



Metodología y definición de los indicadores

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 permanecelíquido 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 caloríricos.

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

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 autoproductores. Se expresa en Megavatio hora (MWh) o Gigavatio hora (GWh).

Tasa de electrificación

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

Población sin acceso a servicio eléctrico

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

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

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".

Consumo primario de energía

Se refiere al consumo de fuentes de energía primaria. Las principales fuentes 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, geotermica, eólica, nuclear, solar y otras primarias como el bagazo y los residuos agropecuarios o urbanos.

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 (deflactor) que se refiere al año base considerado.

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

Consumo privado

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

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 el Consumo Primario de Energía 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:

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

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

Ratio entre la Intensidad final / Intensidad primaria

Representa la relación entre el Consumo Final y el Consumo Primario 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 el consumo de energía primaria y 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).

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

donde:

$IEEC_t$ = Intensidad Energética a Estructura Constante en el instante t
VA = Son los valores agregados: industrial (Ind) y terciario (Serv)
t_o = 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

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:

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

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 ´20, 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 to, se descomponen en los 3 efectos citados:

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

con:

$$D_t^{act} = \exp\left[\sum_{i=1}^{n_{sectores}} \widetilde{w_t^i} \cdot \ln\left(\frac{Q_t}{Q_{t_o}}\right)\right]$$

$$D_t^{str} = \exp\left[\sum_{i=1}^{n_{sectores}} \widetilde{w_t^i} \cdot \ln\left(\frac{P_t^i}{P_{t_o}^i}\right)\right]$$

$$D_t^{efi} = \exp\left[\sum_{i=1}^{n_{sectores}} \widetilde{w_t^i} \cdot \ln\left(\frac{IE_t^i}{IE_{t_o}^i}\right)\right]$$

siendo:

$$\widetilde{w_t^i} = \frac{\left[\frac{CE_t^i - CE_{t_o}^i}{\ln(CE_t^i) - \ln(CE_{t_o}^i)}\right]}{\left[\frac{CE_t^{Tot} - CE_{t_o}^{Tot}}{\ln(CE_t^{Tot}) - \ln(CE_{t_o}^{Tot})}\right]}$$

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 intensdad 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 autoproductores) 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). En el caso de la hidroelectricidad, la generación eólica y solar, el valor de los insumos es igual a la cantidad de electricidad producida, por lo que se supone que la eficiencia es del 100%.

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 bicombustibles.

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 la 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 CO_2

Las emisiones de CO_2 provenientes de la combustión de combustibles fósiles, a diferencia de otros Gases de Efecto Invernadero, pueden ser calculadas con un grado de precisión aceptable a partir del cálculo de las cantidades de carbono contenido en los combustibles, mientras que el volumen del resto de emisiones depende de las tecnologías y de las condiciones de combustión.

La fuente más importante de las emisiones de CO_2 en el Sector Energía es la oxidación del carbono que tiene lugar durante el proceso de combustión de las fuentes de energía fósiles y representa entre el 70% y el 90% del total de emisiones antropogénicas. El resto es emitido bajo la forma de monóxido de carbono (CO), metano (CH_4) y otra forma de hidrocarbonos, compuestos que en el lapso comprendido entre unos pocos días hasta 10 u 11 años, se oxidan en la atmósfera para convertirse en CO_2.

En el presente Panorama Energético se aplicó el método de estimación de emisiones por tecnologías. Según IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) este método consiste en estimar las emisiones de CO_2 en función de la actividad y tecnología bajo la cual la energía es aprovechada. Se trata de cuantificar las emisiones que se producen a lo largo de las cadenas energéticas, desde el aprovechamiento de las energías primarias, pasando por los procesos de transformación, las pérdidas por transporte y distribución, hasta la utilización final de la energía. Las emisiones de CO_2 del sector i en el instante t, se calculan a partir de la expresión:

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

donde:

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

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

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

En este documento además de presentar las emisiones totales de CO_2 por sectores de consumo final, se muestran las emisiones totales per cápita y por unidad de PIB en dólares del 2011 expresados en Paridad de Poder Adquisitivo.

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

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

Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

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

Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica

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

Fórmulas genéricas

Tasas de variación

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

Fórmula de la tasa de variación puntual:

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

donde:

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

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:

$$\begin{aligned} \overline{TV_{t+n}^{t}} &= \text{Tasa de variación media acumulada} \\ &\quad \text{entre } t+n \text{ y } t \\ M_t &= \text{Monto o valor en el instante } t \\ M_{t+n} &= \text{Monto en el instante posterior } t+n \end{aligned}$$

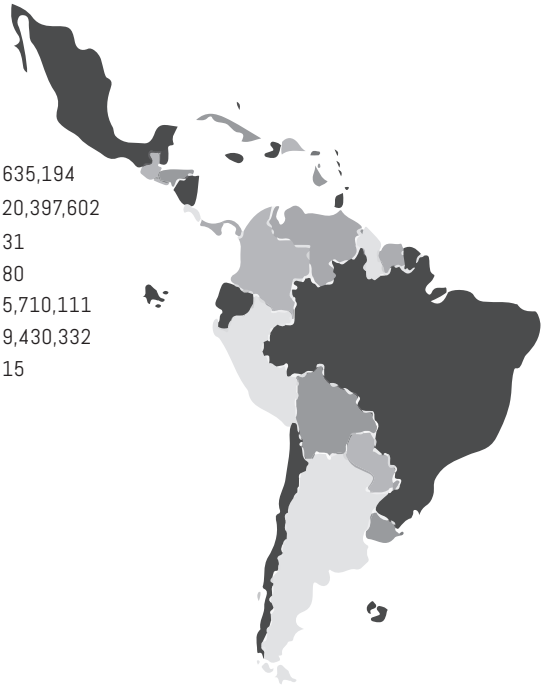


Estadísticas e indicadores energéticos agregados de América Latina y el Caribe y del Mundo

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	635,194
Superficie (km^2)	20,397,602
Densidad de población (hab. / km^2)	31
Población urbana (%)	80
PIB USD 2010 (MUSD)	5,710,111
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	9,430,332
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15



Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 238
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 189
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 98.76
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 33.46
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 67.89 [1]

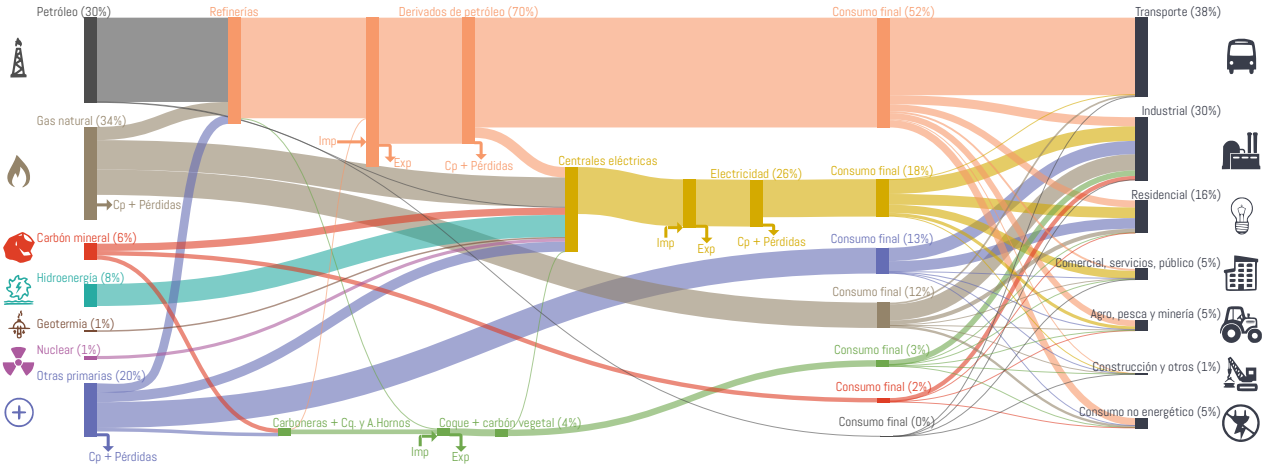


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

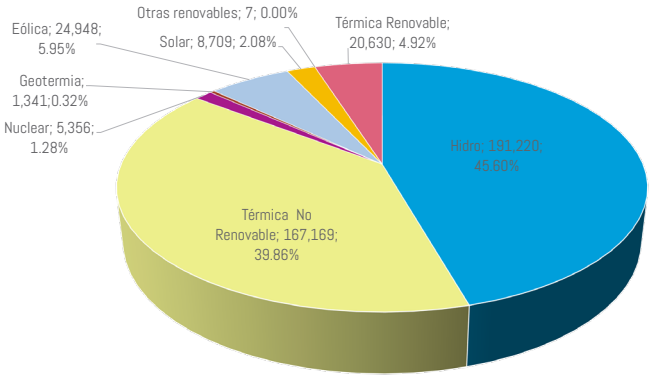
[1] Incluye consumo no energético.
[2] No incluye consumo propio del sector energético.
Nota: Los datos de oferta y demanda 2018 de México corresponden a estimaciones realizadas por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,056	0.99	97	886	1,048	290	425	627 [2]	7,442	419	0.09 / 0.07
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

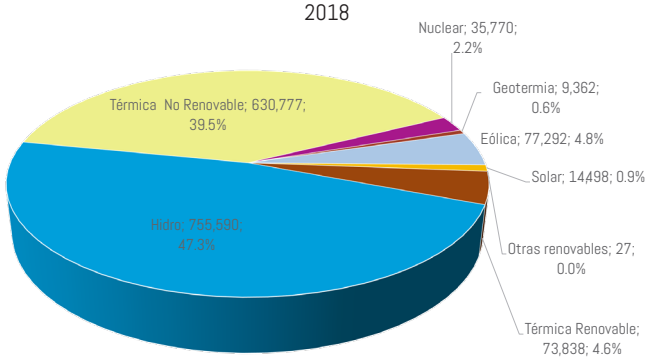
Balance energético resumido 2018



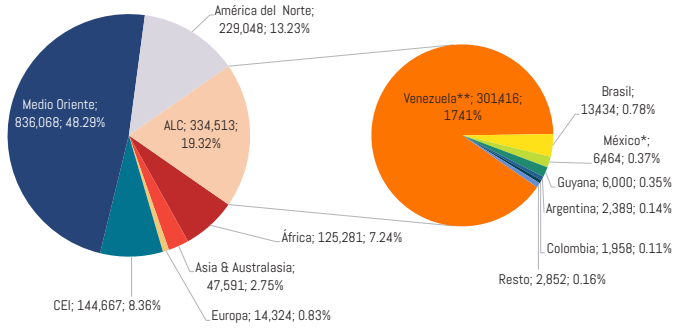
Capacidad instalada para generación eléctrica ALC [MW; %]
2018



Generación eléctrica ALC por fuente [GWh; %]
2018



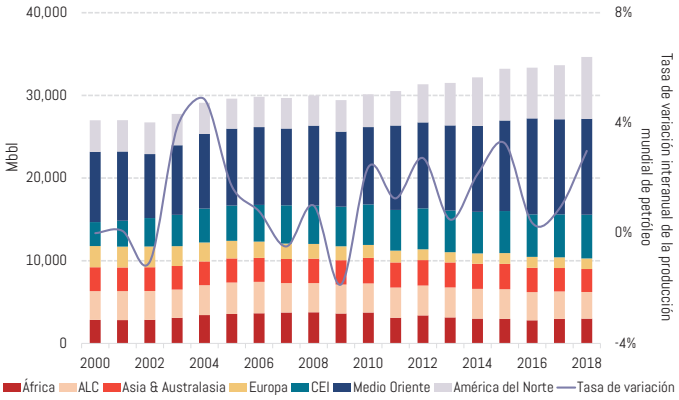
Reservas probadas mundiales de petróleo [Mbbl, %]
2018



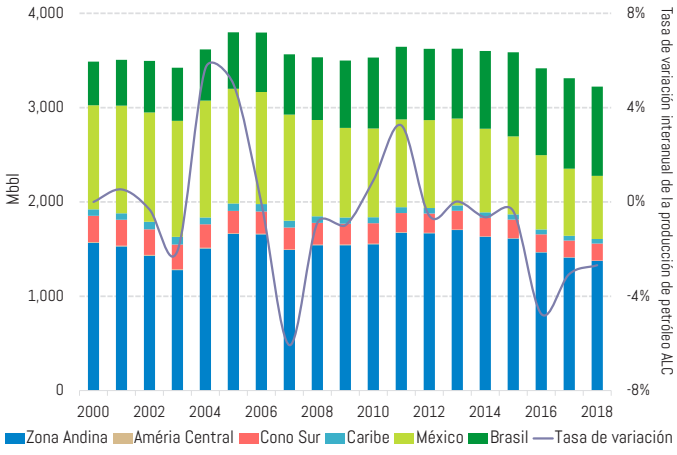
(*): Base de datos Institucional de Pemex y Comisión Nacional de Hidrocarburos.
(**): Datos estimados por OLADE.

Total: 1,731,493 Mbbl

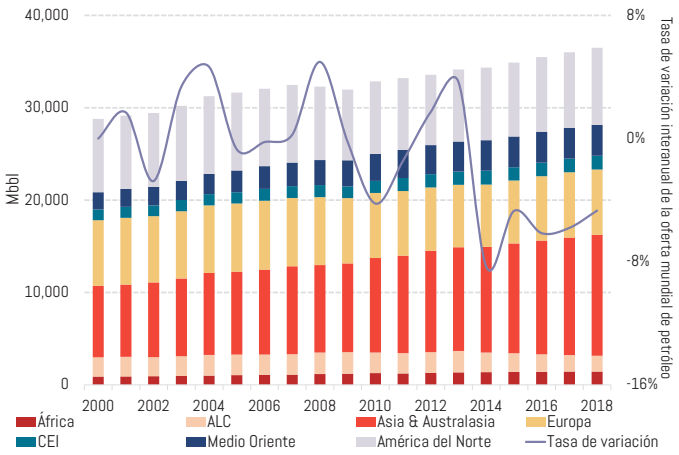
Producción mundial de petróleo por subregiones



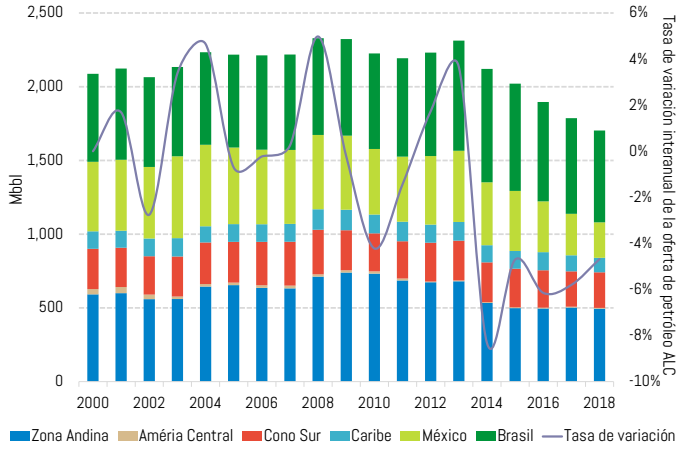
Producción de petróleo ALC por subregiones



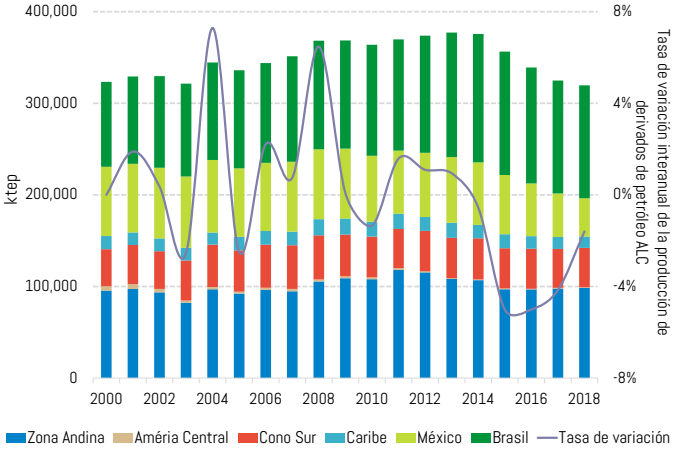
Oferta total mundial de petróleo por subregiones



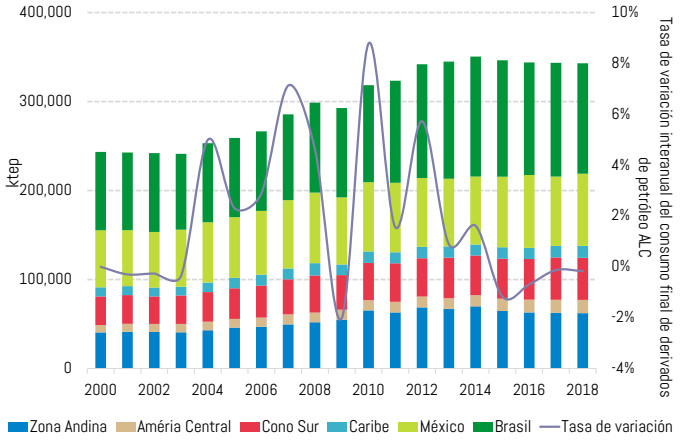
Oferta total de petróleo ALC por subregiones



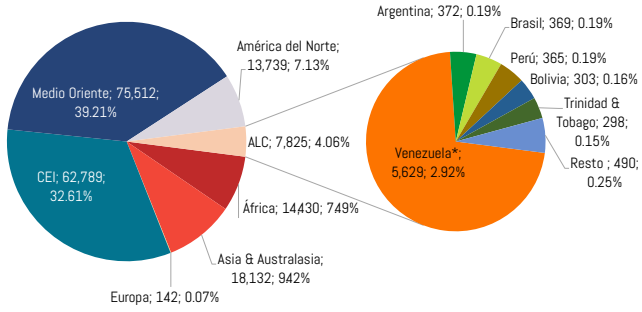
Producción de derivados de petróleo ALC por subregiones



Consumo final de derivados de petróleo ALC por subregiones



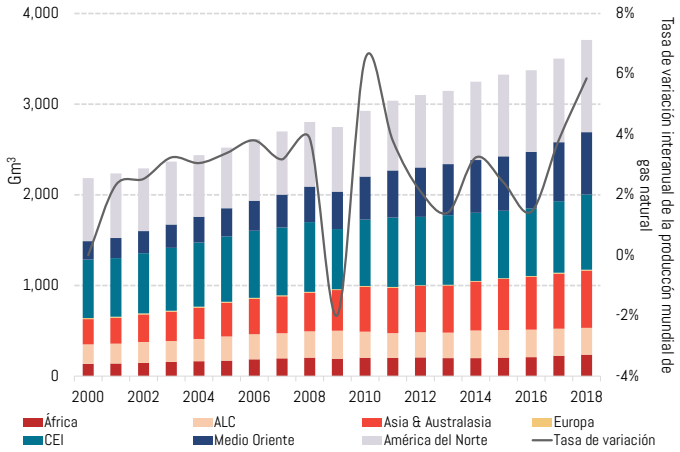
Reservas probadas mundiales de gas natural [Gm^3, %] 2018



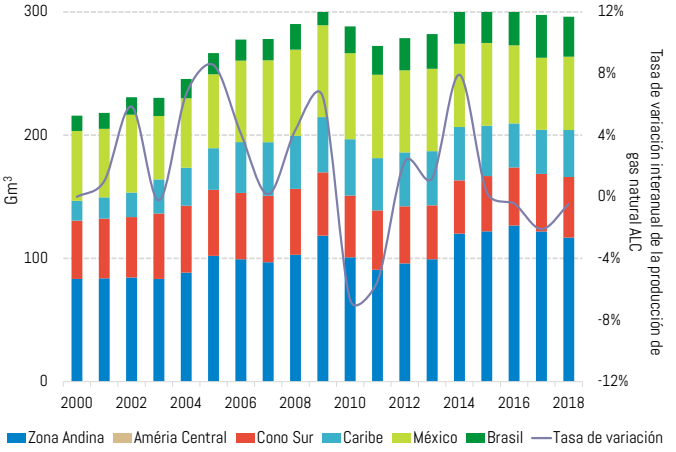
Total: 192,570 Gm^3

(*) Dato estimado por OLADE.

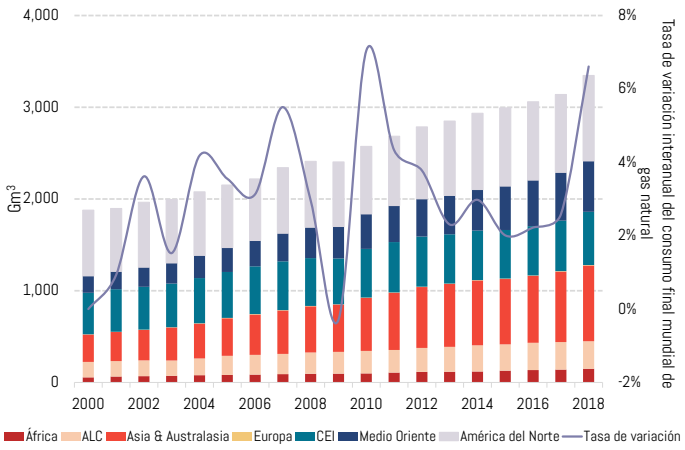
Producción mundial de gas natural



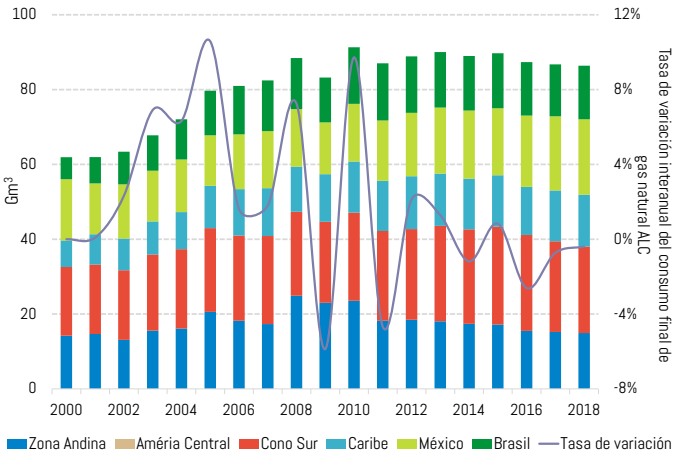
Producción de gas natural ALC por subregiones



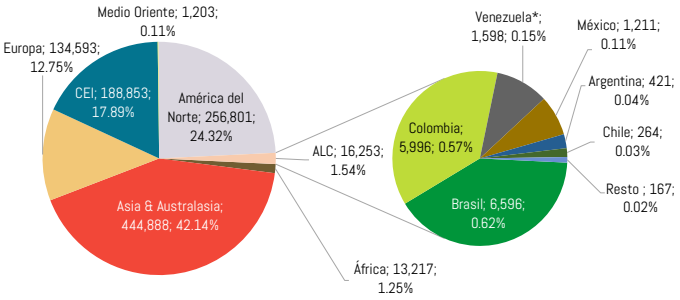
Consumo final mundial de gas natural



Consumo final de gas natural ALC por subregiones



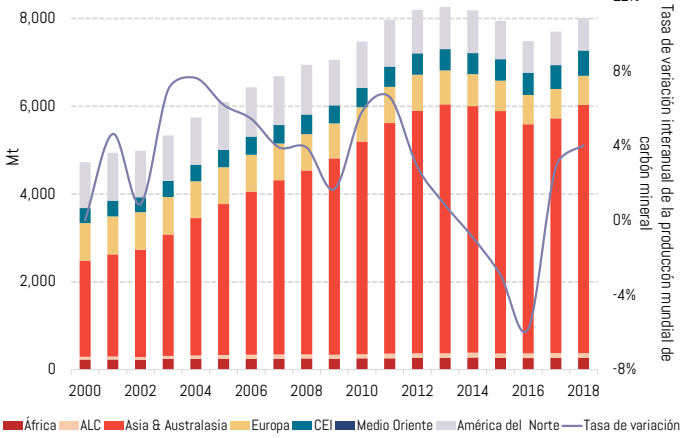
Reservas probadas mundiales de carbón mineral [Mt, %] 2018



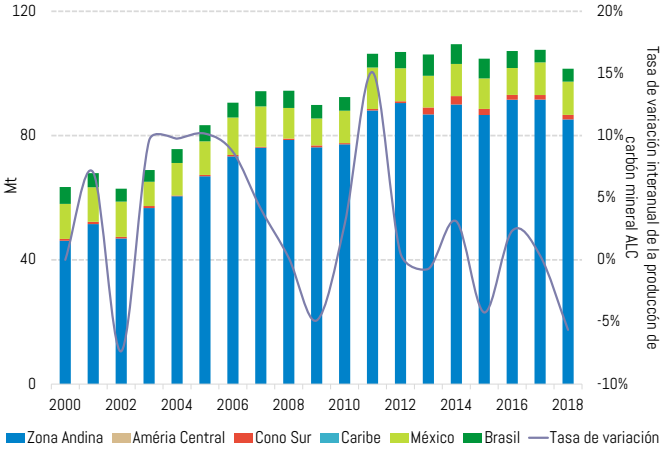
Total: 1,055,808 Mt

(*) Dato estimado por OLADE.

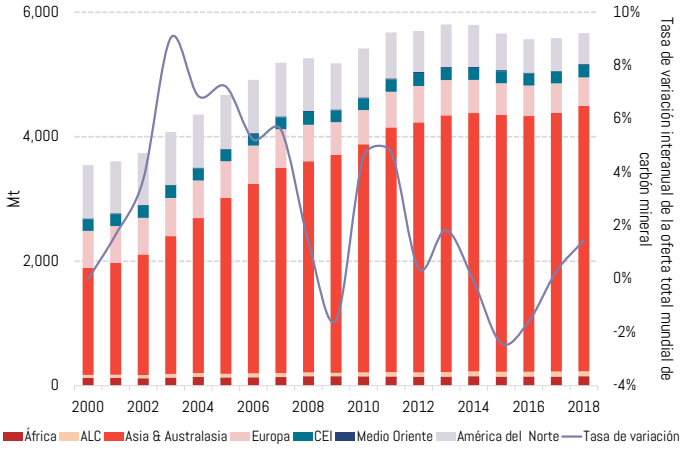
Producción mundial de carbón mineral



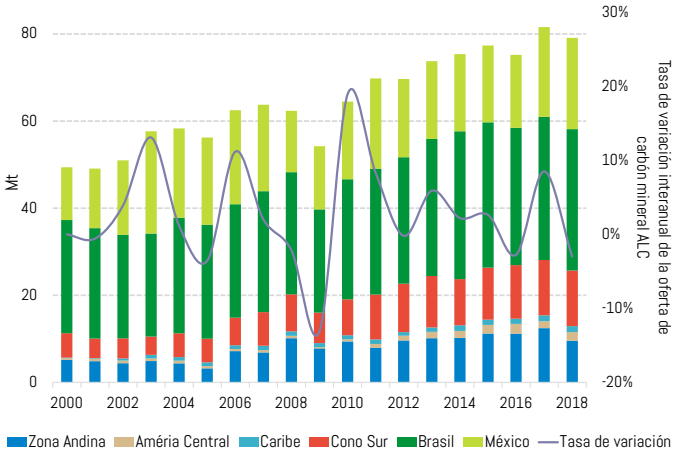
Producción de carbón mineral ALC por subregiones



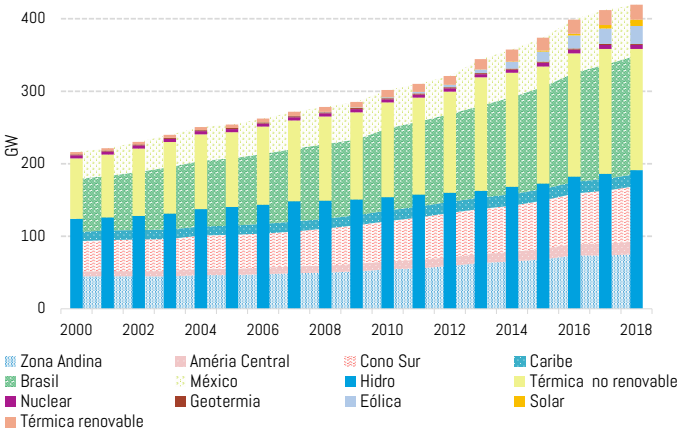
Oferta total mundial de carbón mineral por subregiones



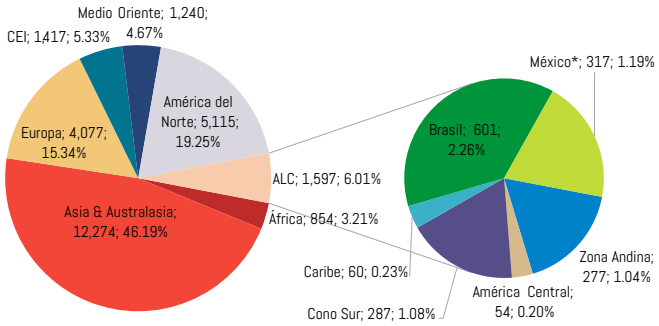
Oferta total de carbón mineral ALC por subregiones



Capacidad instalada para generación eléctrica ALC por subregiones



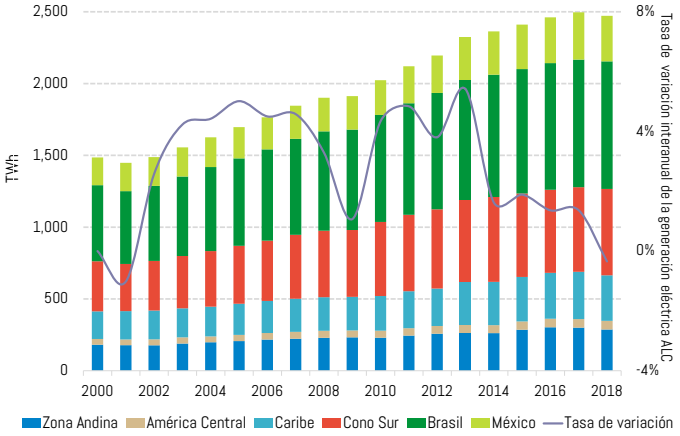
Generación eléctrica mundial por subregiones [TWh, %] 2018



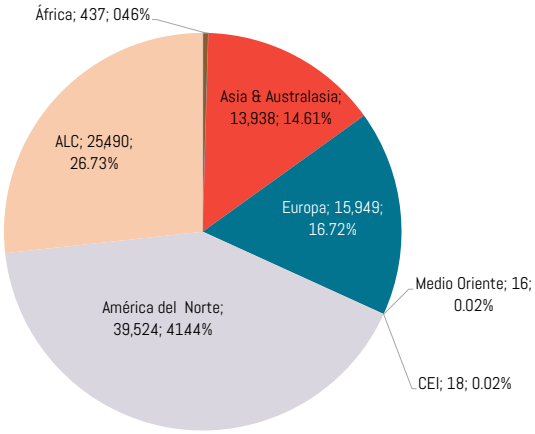
Total: 26,575 TWh

(*): Fuente: SENER, PRODESEN 2019 - 2033

Generación eléctrica ALC por subregiones

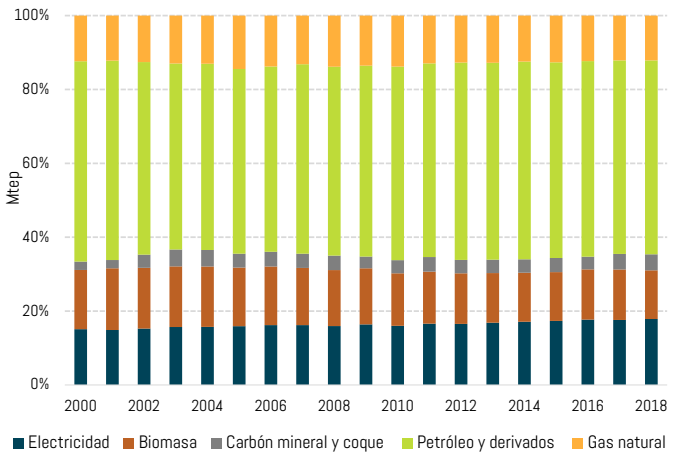


Producción mundial de biocombustibles [ktep] 2018

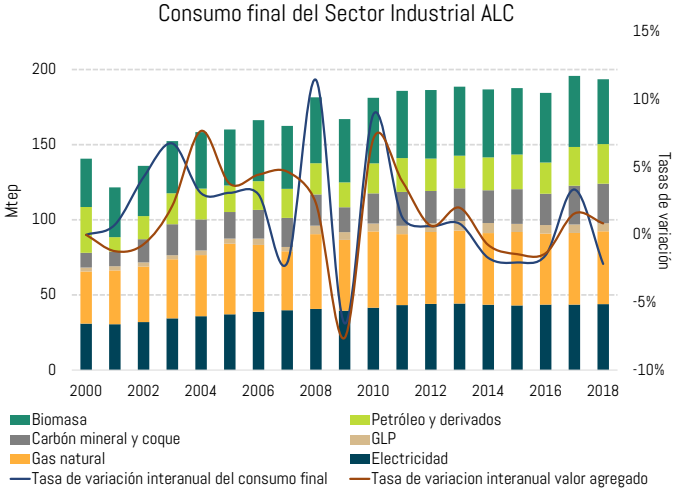


Total: 95,371 ktep

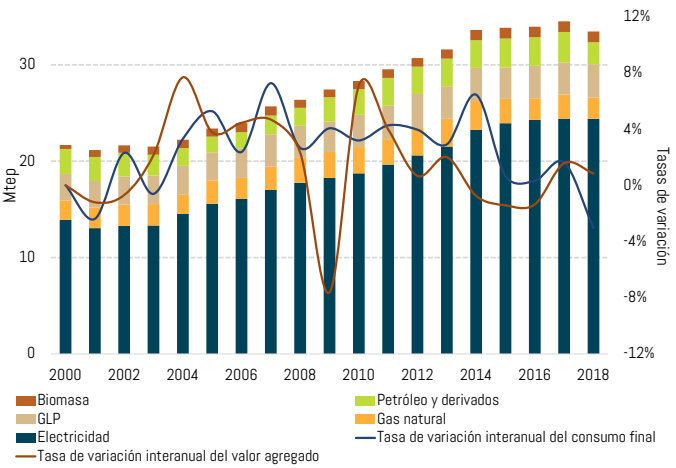
Consumo final de energía por fuente ALC



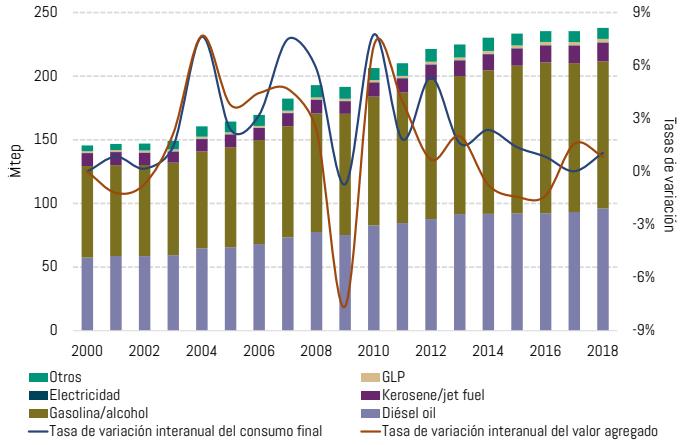
Consumo final del Sector Industrial ALC



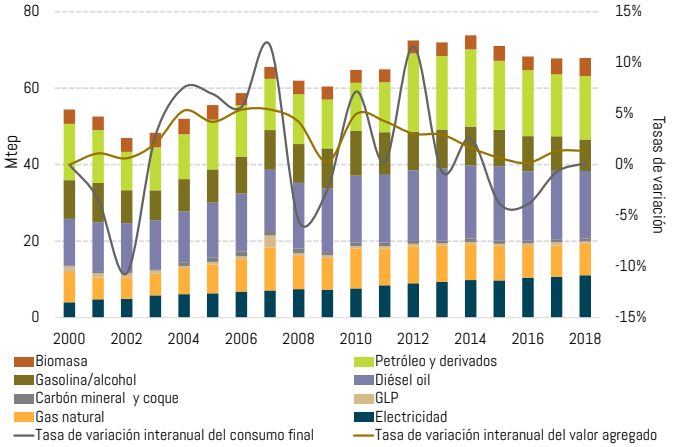
Consumo final del Sector Comercial ALC



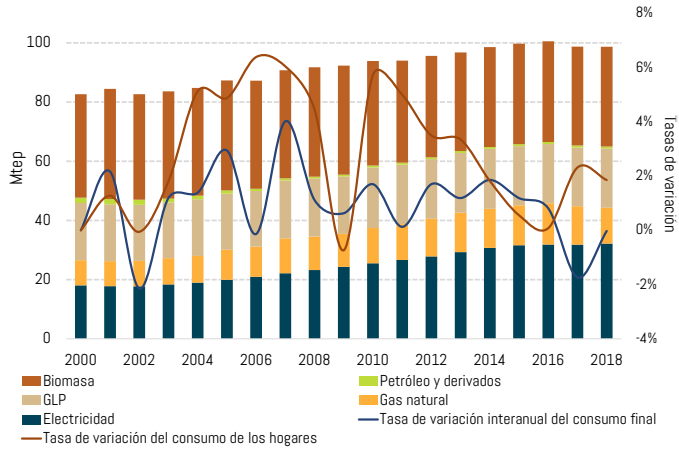
Consumo final del Sector Transporte ALC



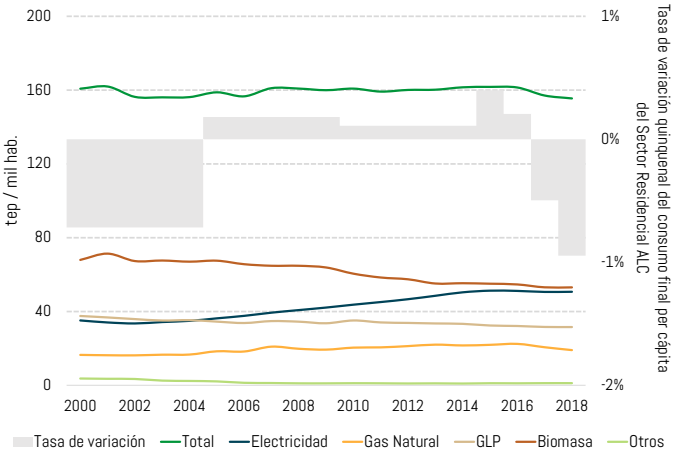
Consumo final del Sector Otros ALC



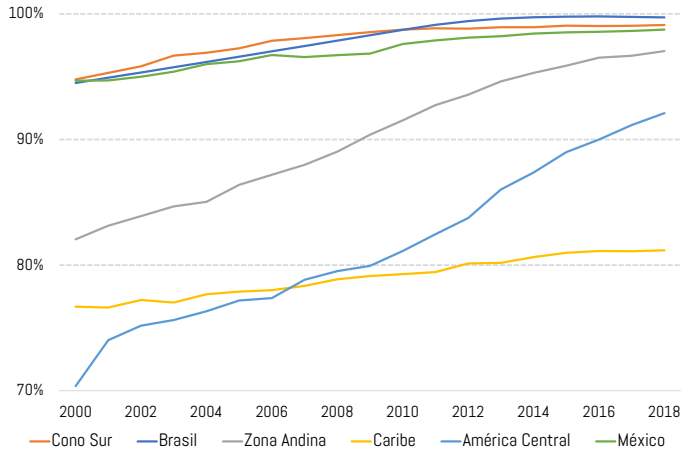
Consumo final del Sector Residencial ALC



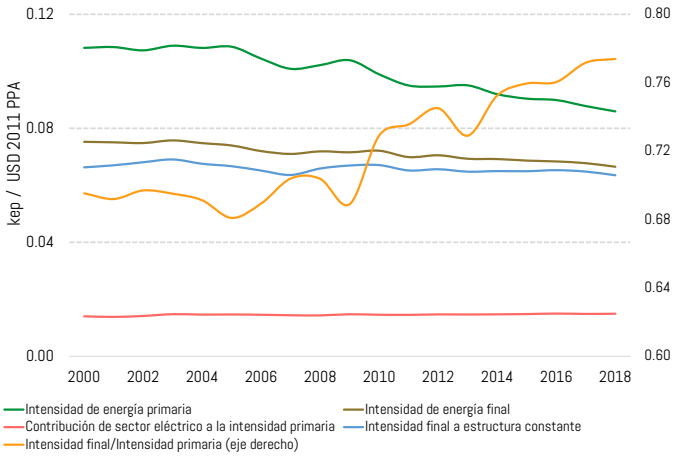
Consumo final per cápita Sector Residencial ALC



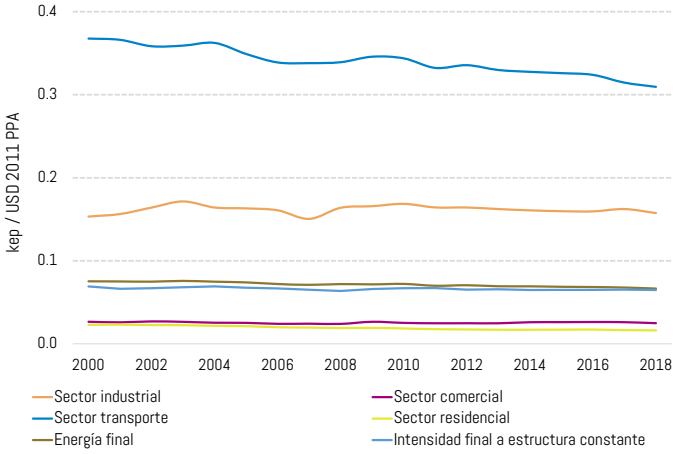
Tasa de electrificación ALC por subregiones



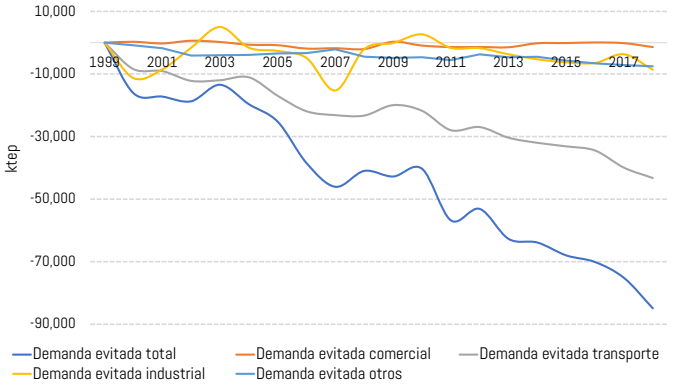
Intensidades energéticas ALC



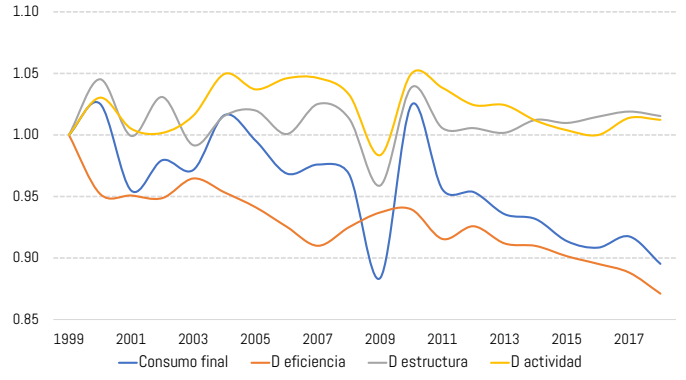
Intensidades energéticas sectoriales ALC



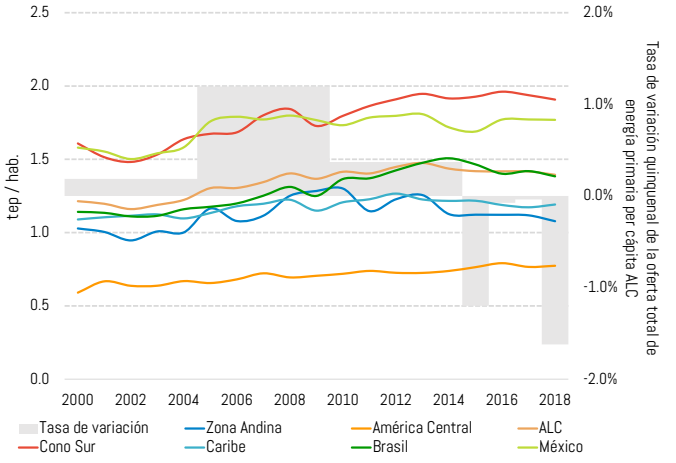
Demanda evitada de energía por cambios en la intensidad energética para ALC



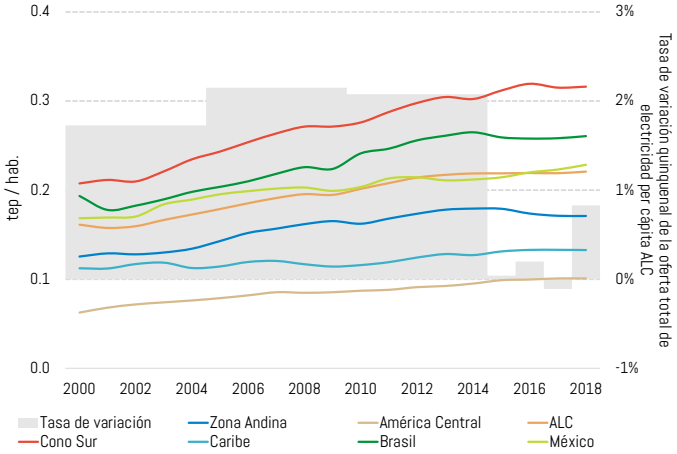
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético para ALC



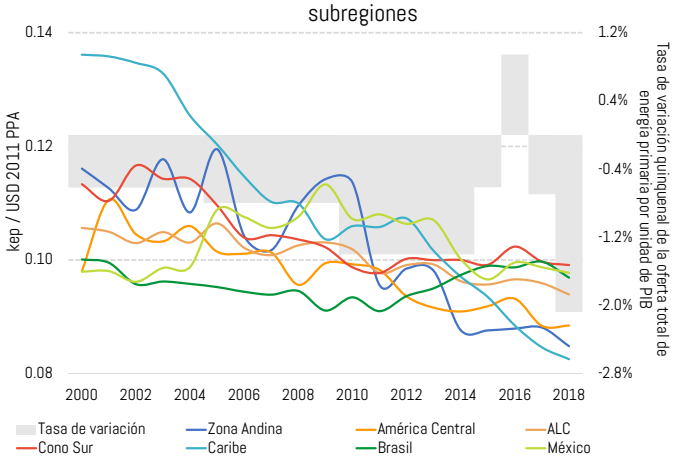
Oferta total de energía per cápita ALC y subregiones



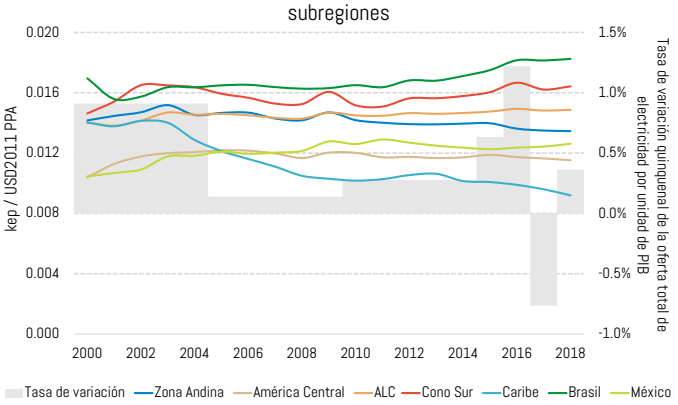
Oferta total de electricidad per cápita ALC y subregiones



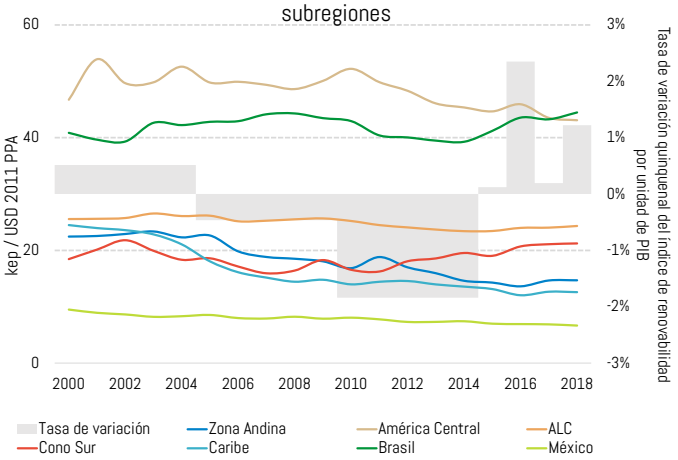
Oferta total de energía primaria por unidad de PIB ALC y subregiones



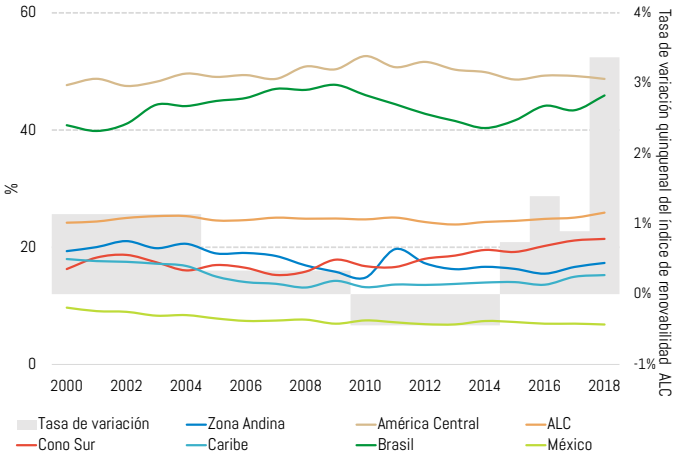
Oferta total de electricidad por unidad de PIB para ALC y subregiones



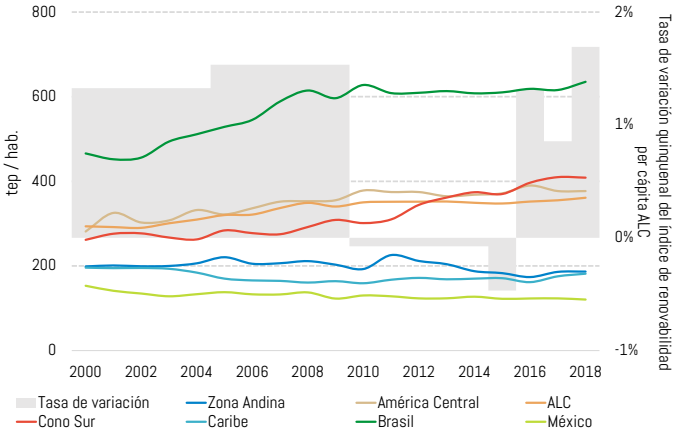
Índice de renovabilidad por unidad de PIB para ALC y subregiones



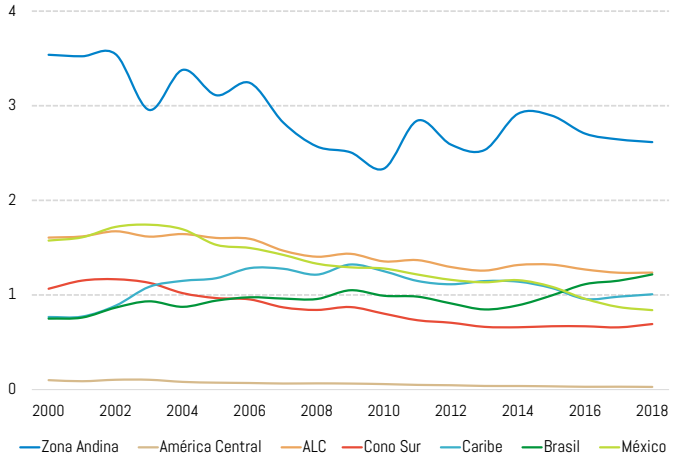
Índice de renovabilidad ALC y subregiones



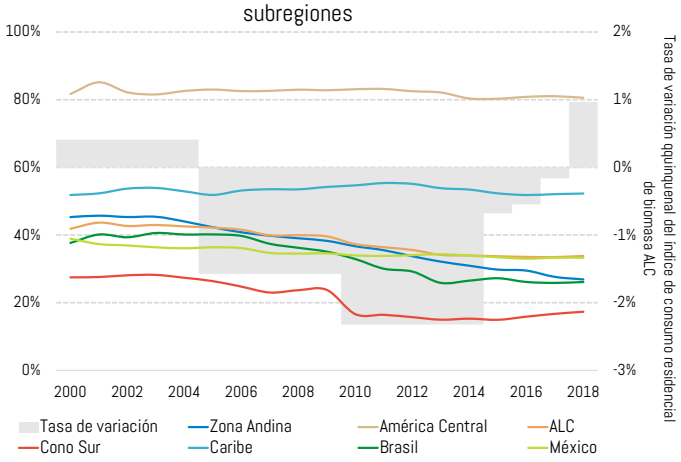
Índice de renovabilidad per cápita ALC y subregiones



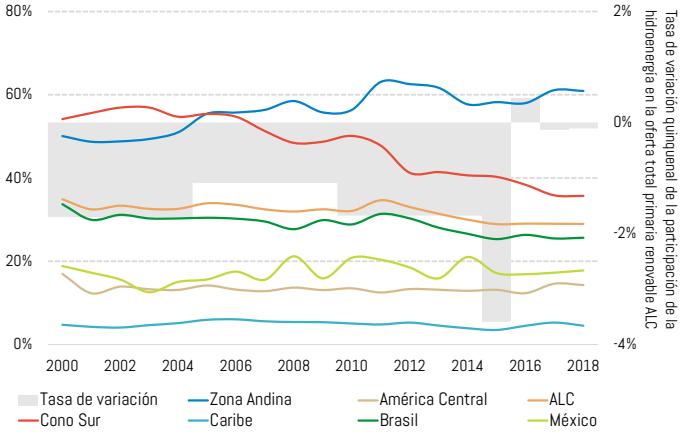
Índice de autarquía hidrocarburífera ALC y subregiones



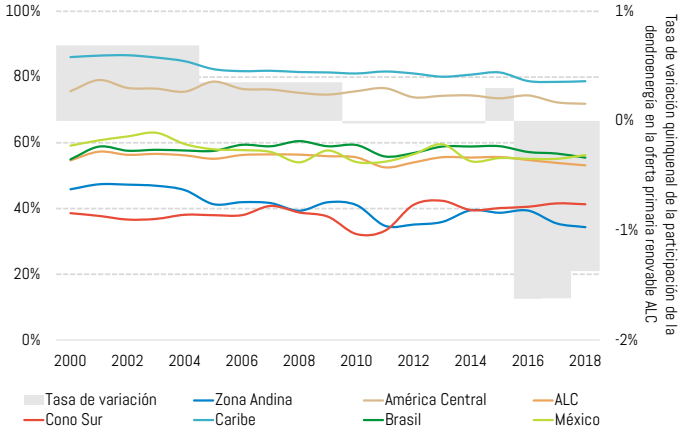
Índice de consumo residencial de biomasa ALC y subregiones



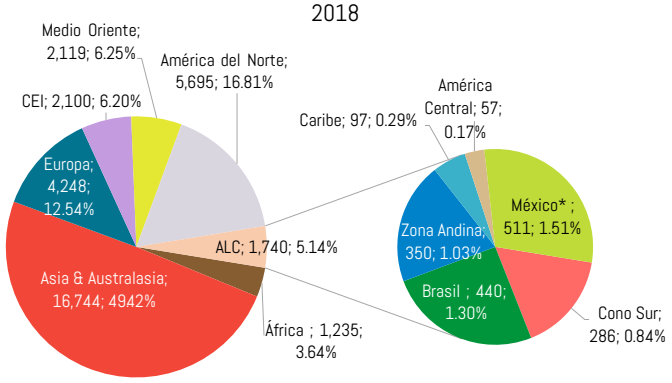
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable ALC y subregiones



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



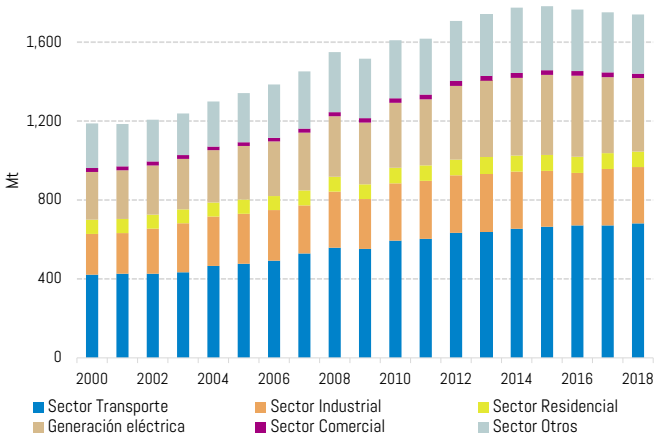
Emisiones mundiales de CO_2 por subregiones [Mt; %] 2018



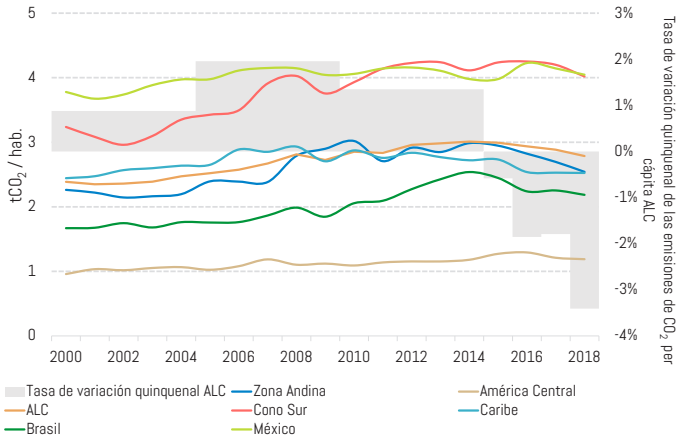
Total: 33,882Mt

(*): Datos estimados por OLADE.

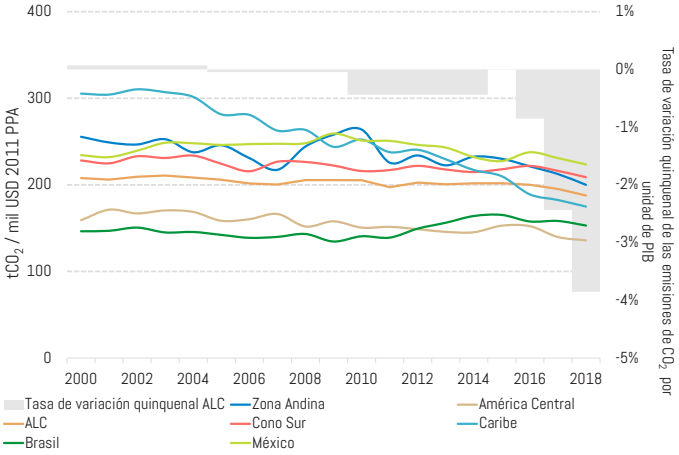
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



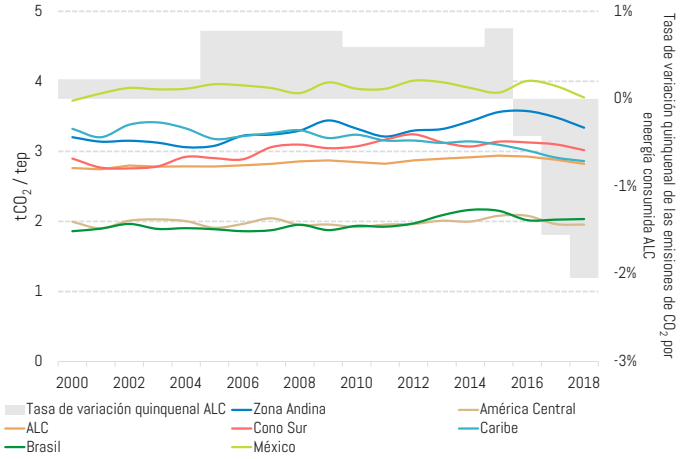
Evolución de emisiones de CO_2 per cápita



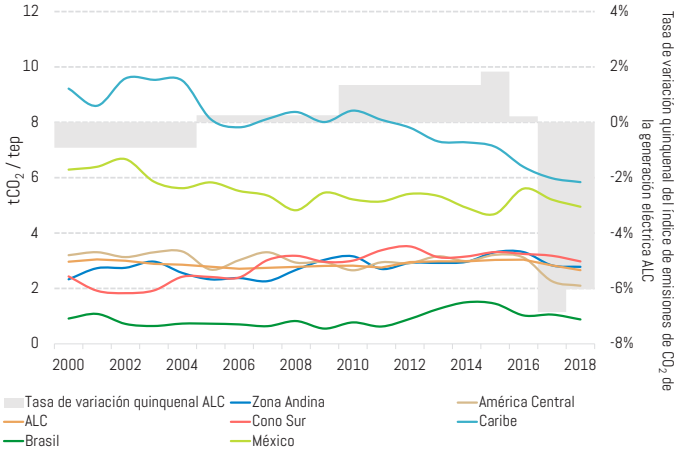
Evolución de emisiones de CO_2 por unidad de PIB



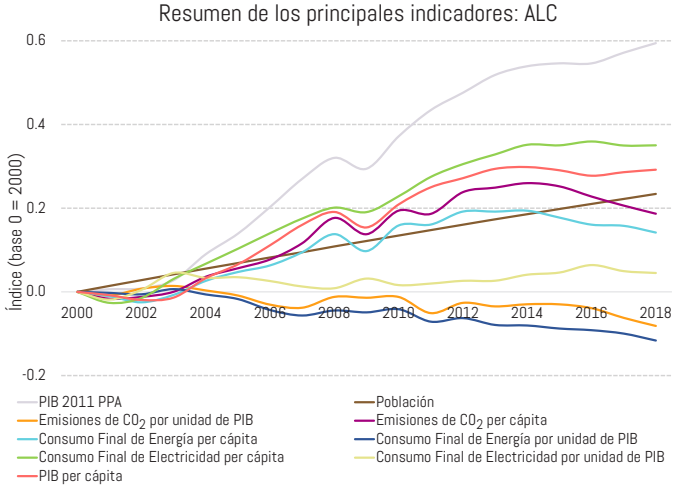
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



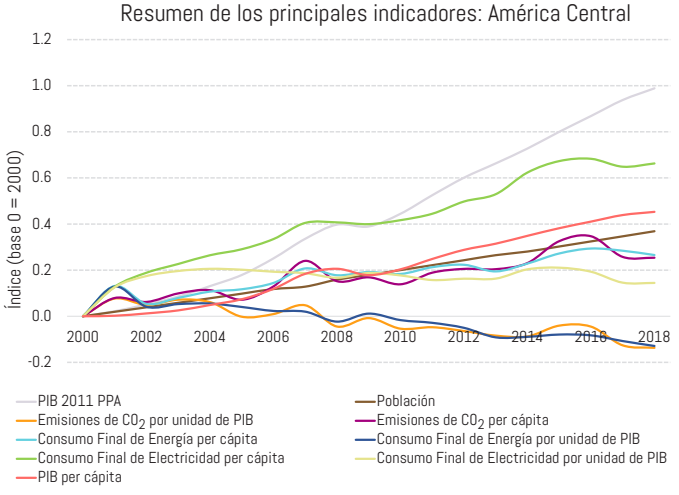
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



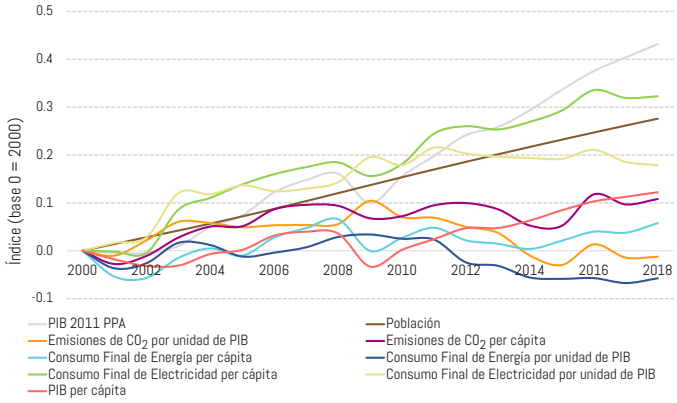
Resumen de los principales indicadores: ALC



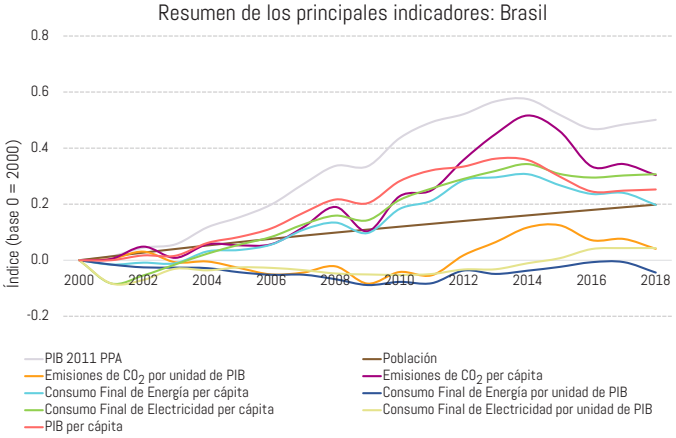
Resumen de los principales indicadores: América Central



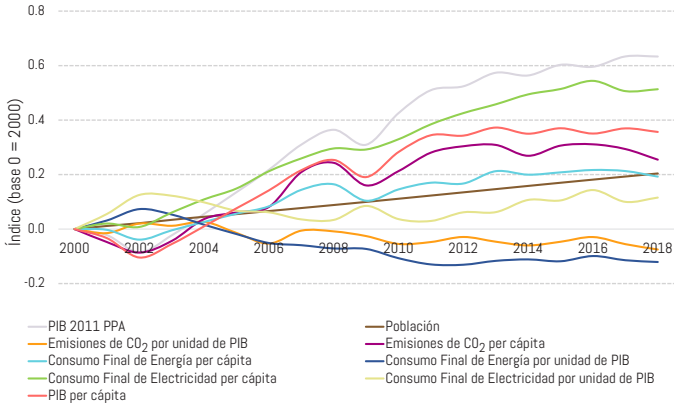
Resumen de los principales indicadores: México



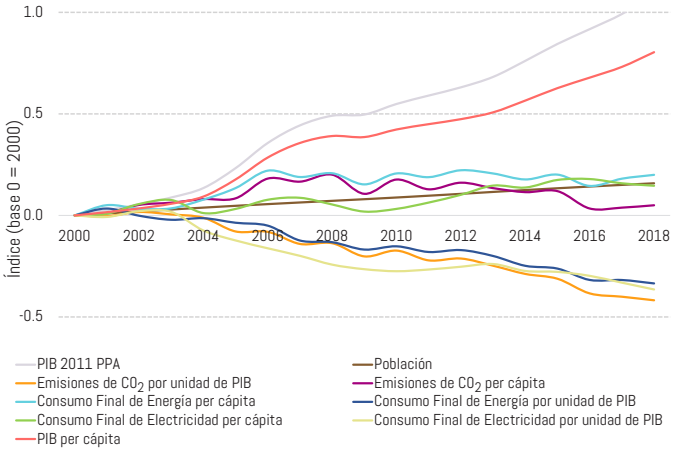
Resumen de los principales indicadores: Brasil



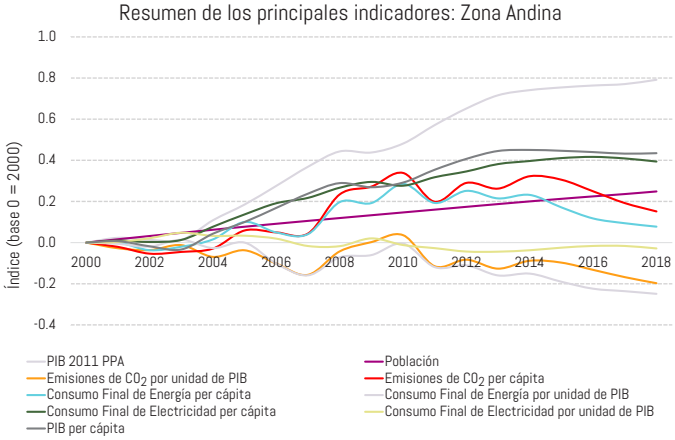
Resumen de los principales indicadores: Cono Sur



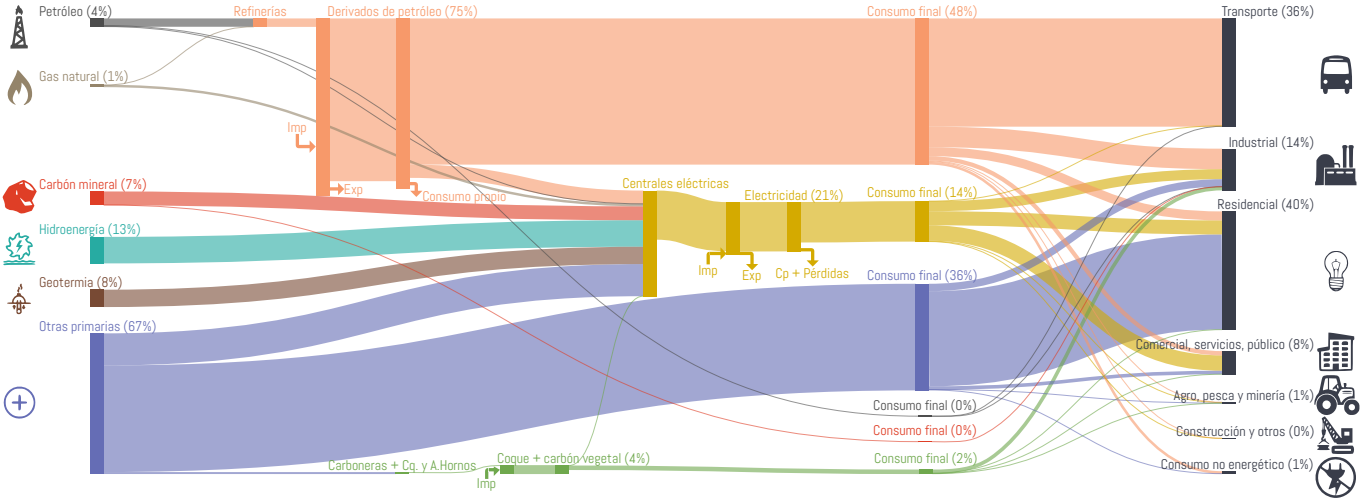
Resumen de los principales indicadores: Caribe



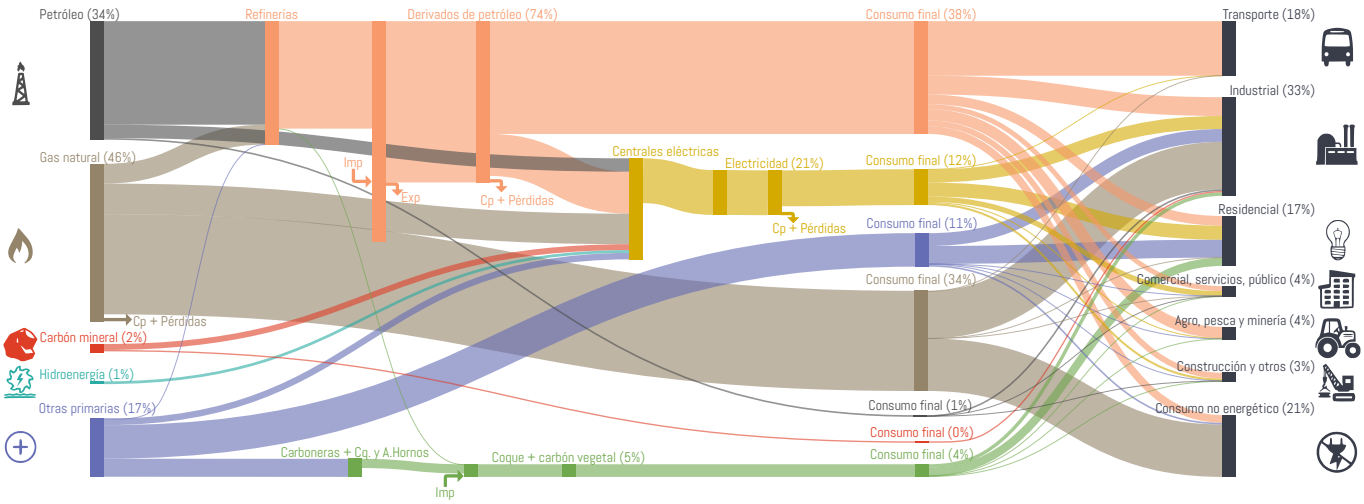
Resumen de los principales indicadores: Zona Andina



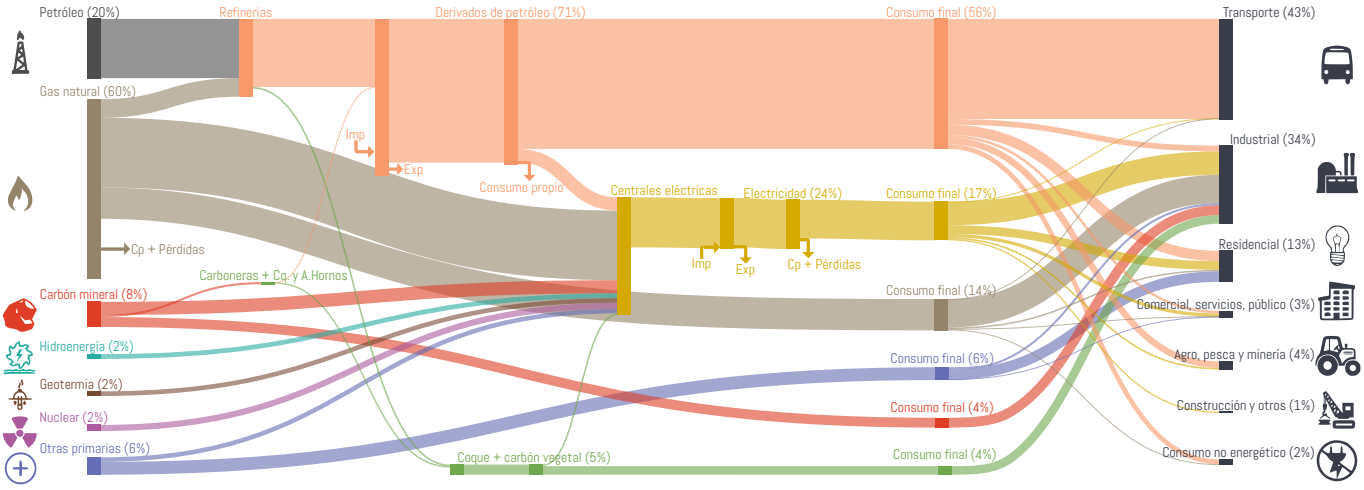
Balance Energético Resumido: América Central - 2018 | Oferta Total de Energía: 37,903 ktep



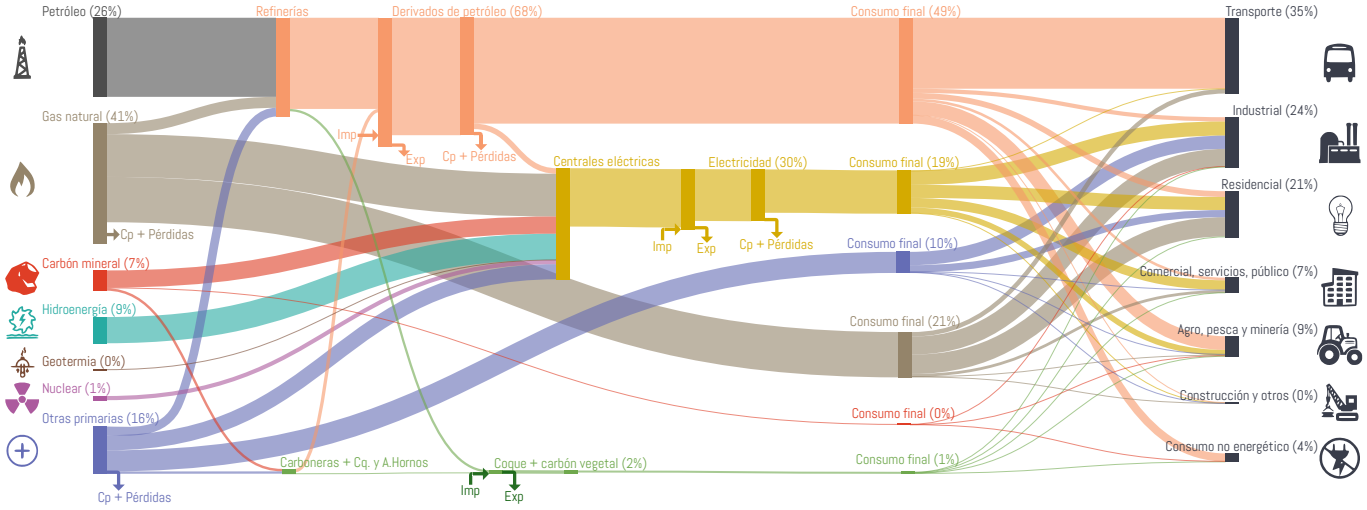
Balance Energético Resumido: Caribe - 2018 | Oferta Total de Energía: 46,240 ktep



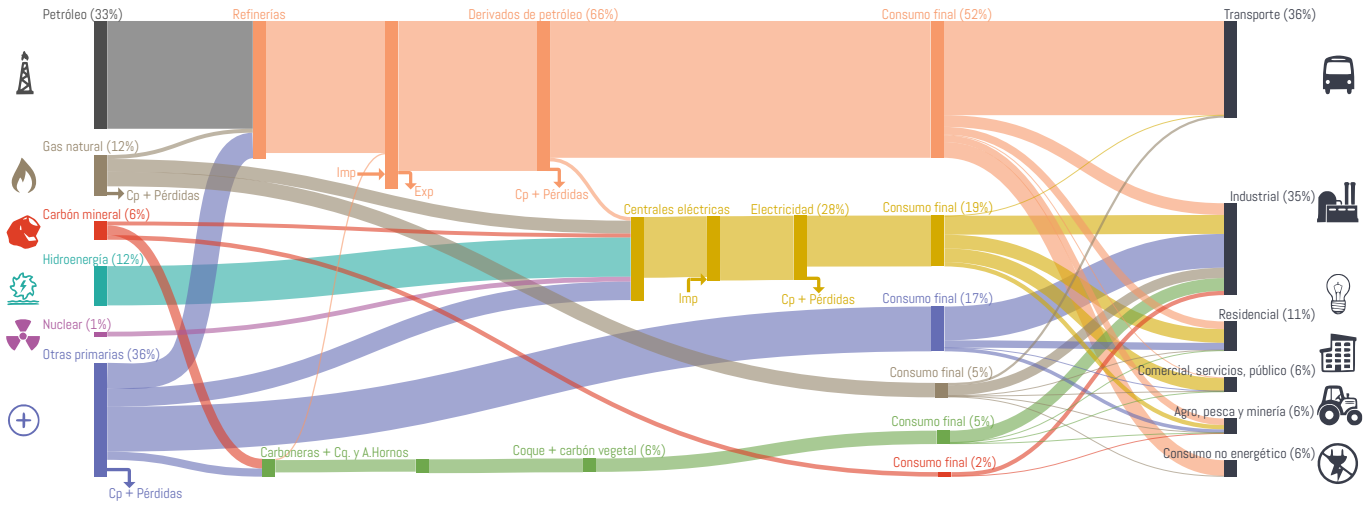
Balance Energético Resumido: México - 2018 | Oferta Total de Energía: 223,241 ktep



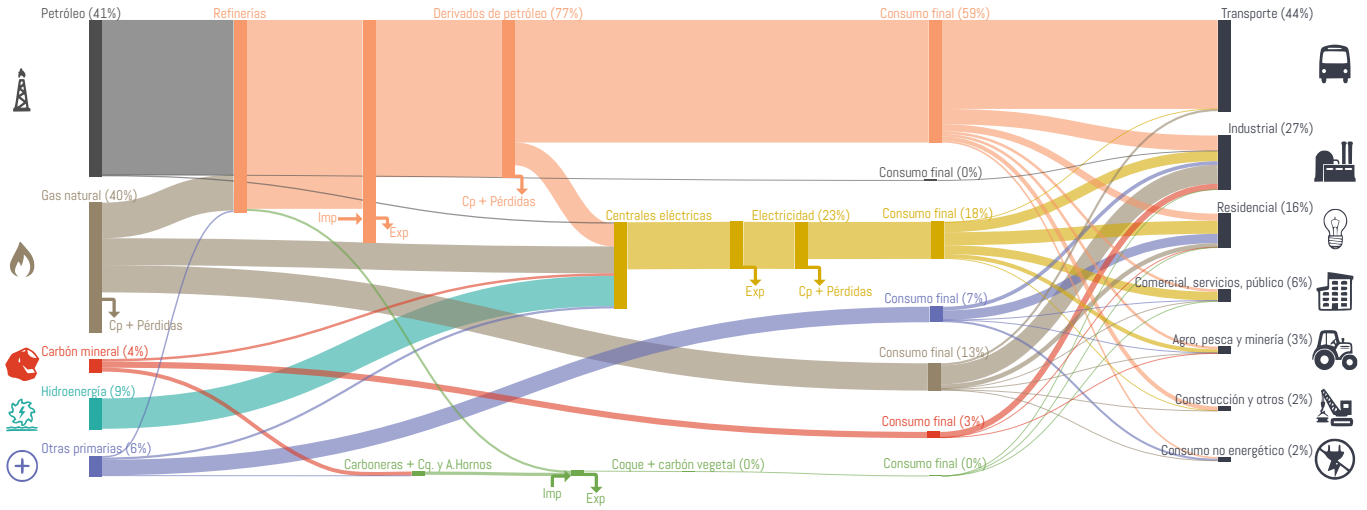
Balance Energético Resumido: Cono Sur - 2018 | Oferta Total de Energía: 138,536 ktep



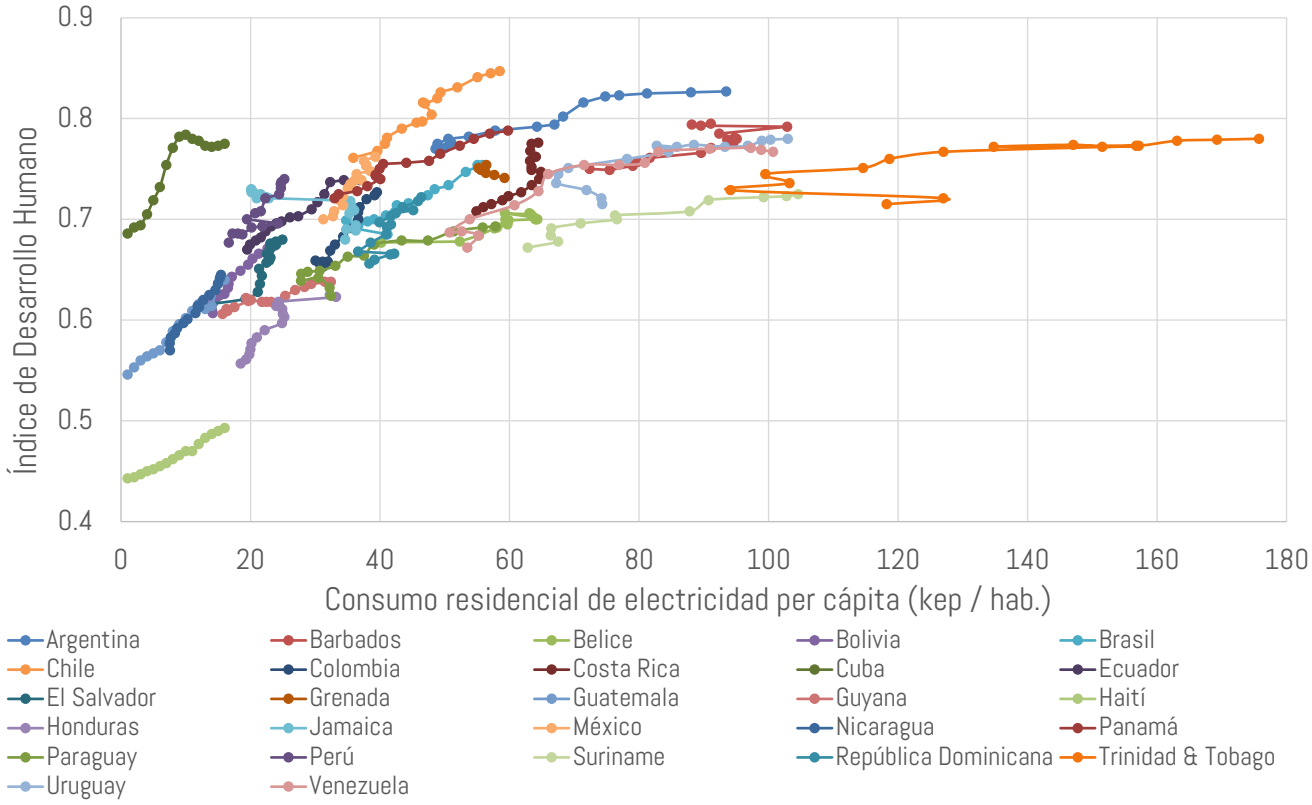
Balance Energético Resumido: Brasil - 2018 | Oferta Total de Energía: 289,845 ktep



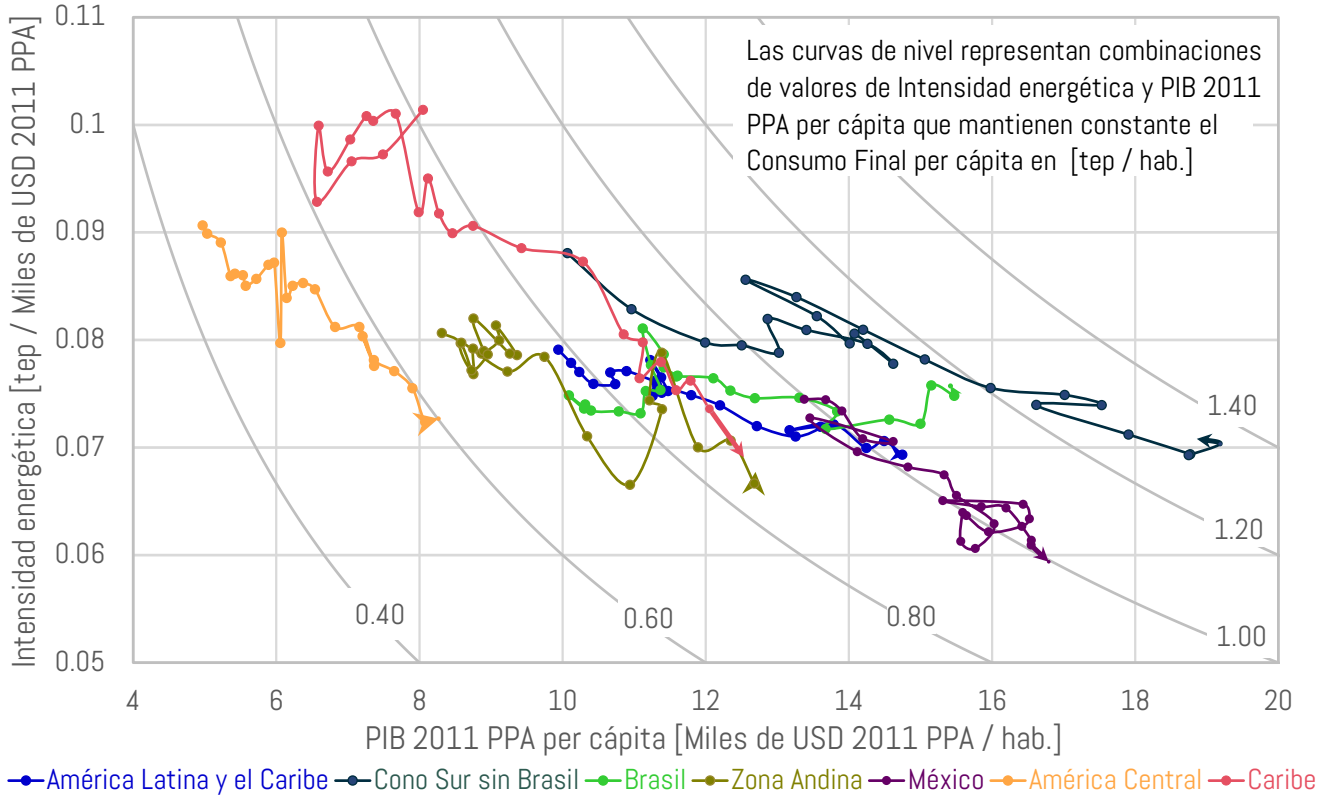
Balance Energético Resumido: Zona Andina - 2018 | Oferta Total de Energía: 149,904 ktep



Índice de Desarrollo Humano y Consumo residencial de electricidad per cápita



Sendero energético regional





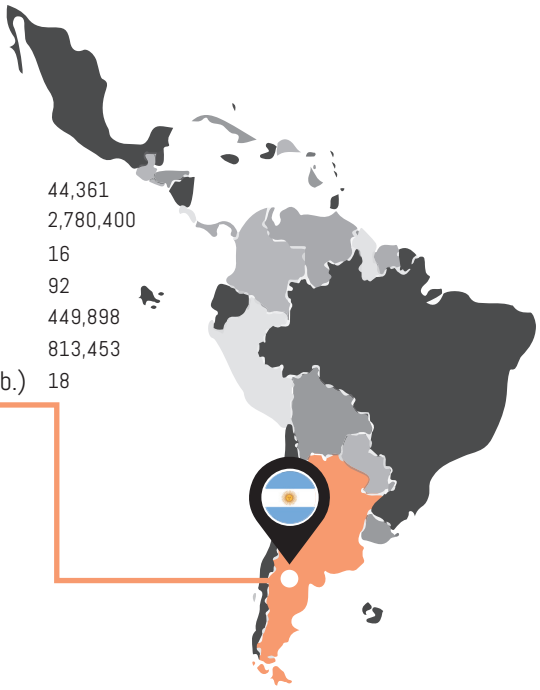
Perfil Energético de los Países Miembros

ARGENTINA



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	44,361
Superficie (km^2)	2,780,400
Densidad de población (hab. / km^2)	16
Población urbana (%)	92
PIB USD 2010 (MUSD)	449,898
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	813,453
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	18



Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 19.12
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 13.06
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 13.24
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 4.25
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 7.12

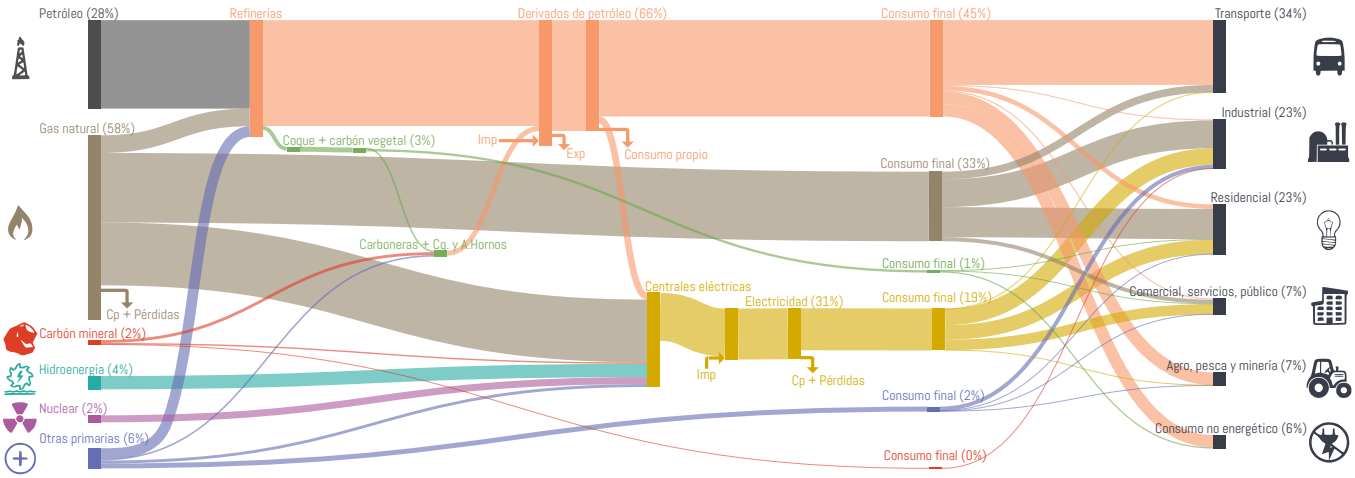


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

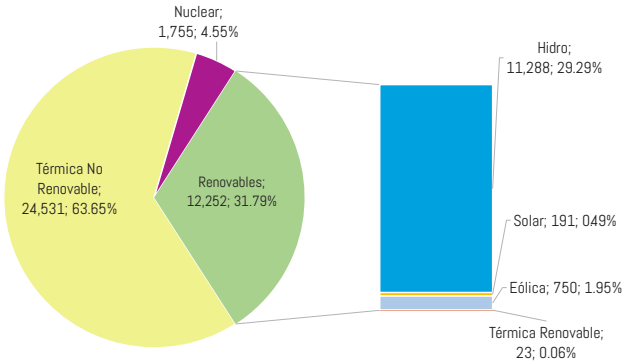
* Dato correspondiente al año 2017.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,902	1.28	98.79	84.33	75.51	16.52	7.42	56.79	612	38.54	0.10 / 0.07
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

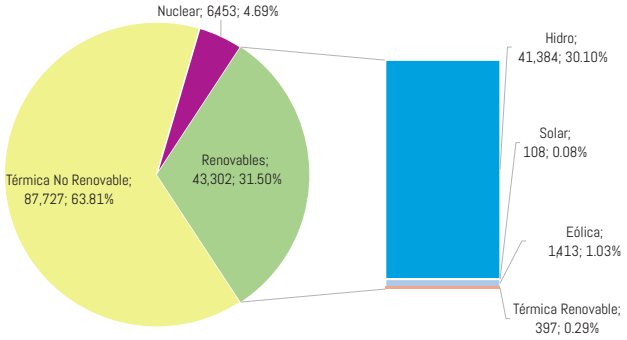
Balance energético resumido 2018



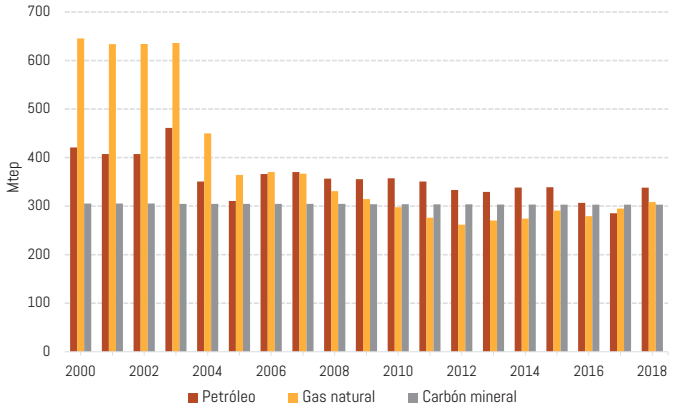
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



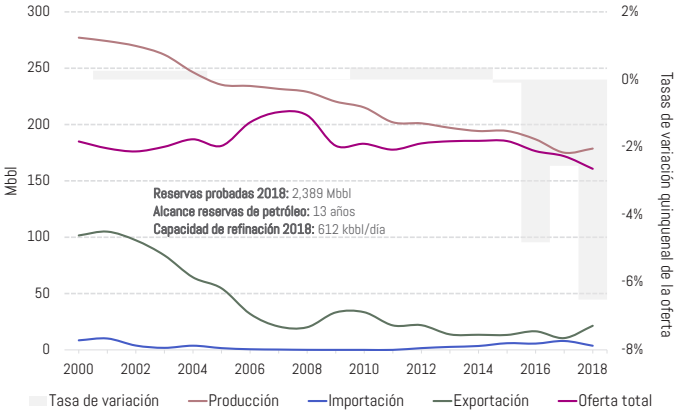
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



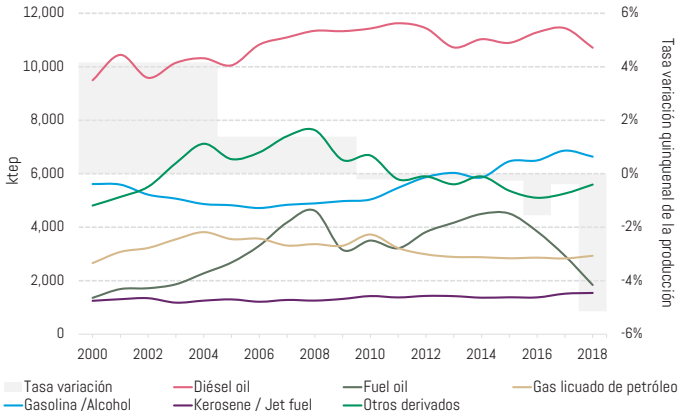
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



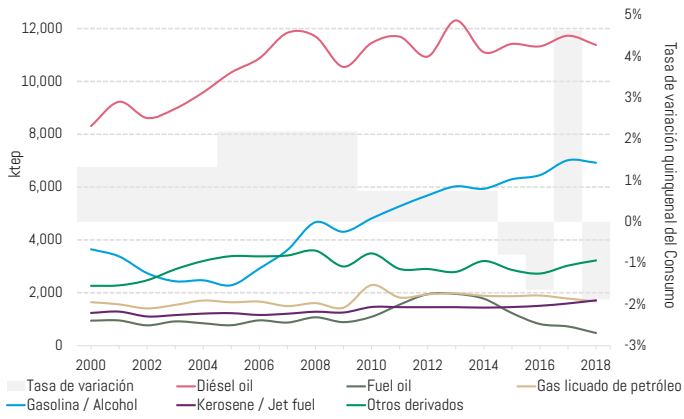
Oferta de petróleo



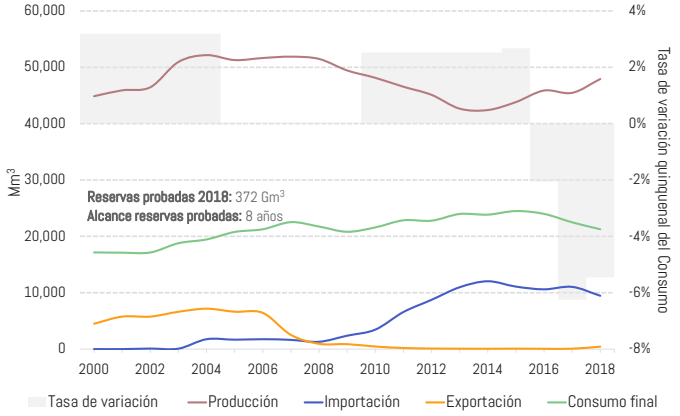
Producción derivados de petróleo



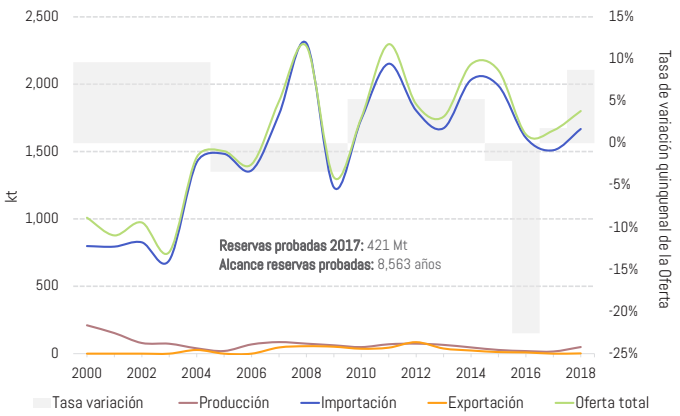
Consumo derivados de petróleo



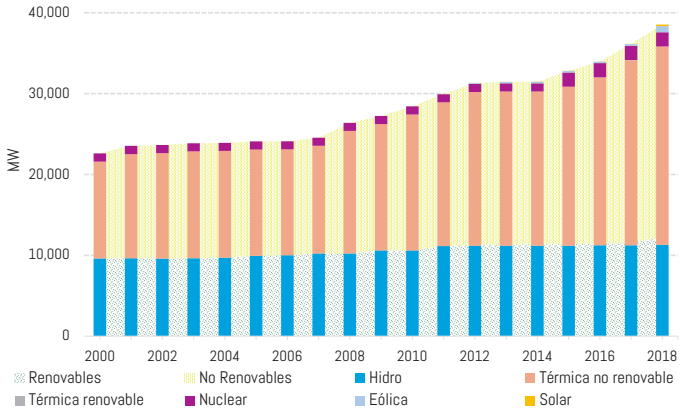
Oferta de gas natural



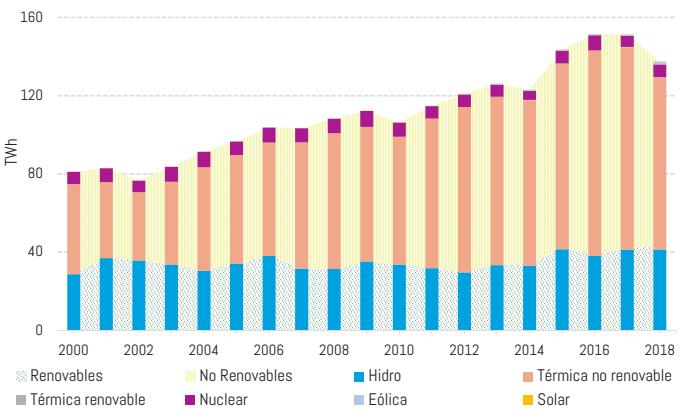
Oferta de carbón mineral



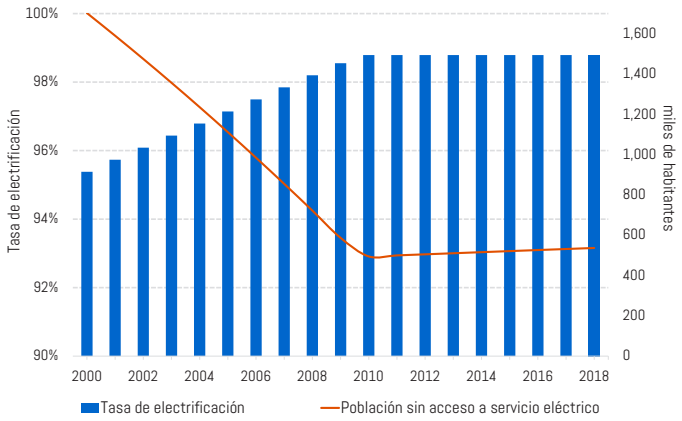
Capacidad instalada de generación eléctrica



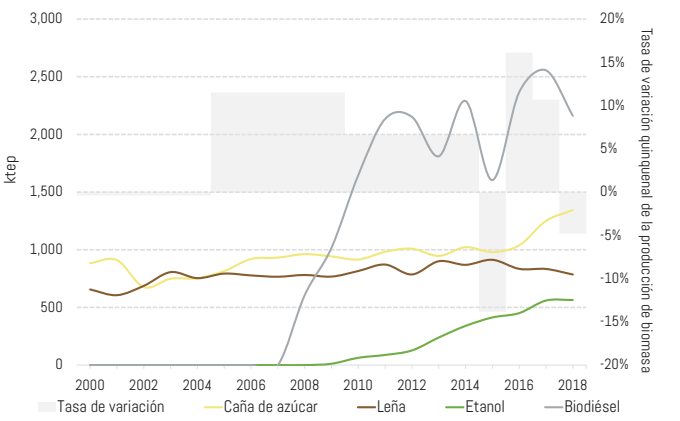
Generación eléctrica



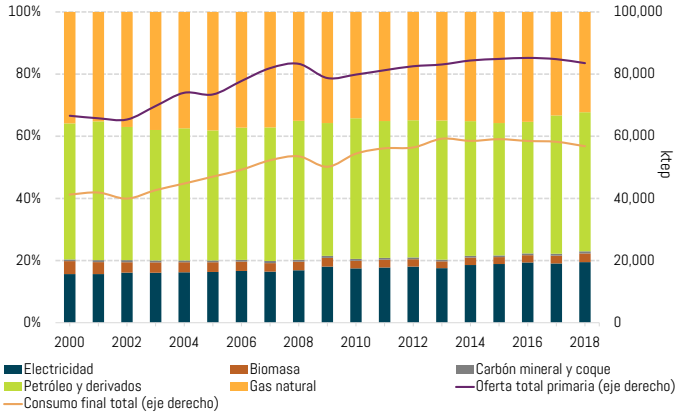
Tasa de electrificación



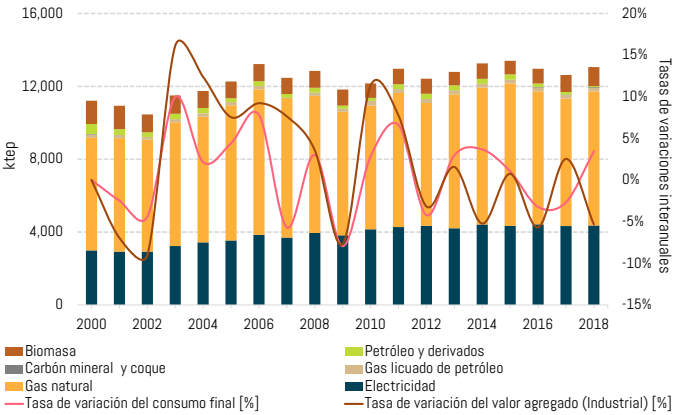
Producción de biomasa y biocombustibles



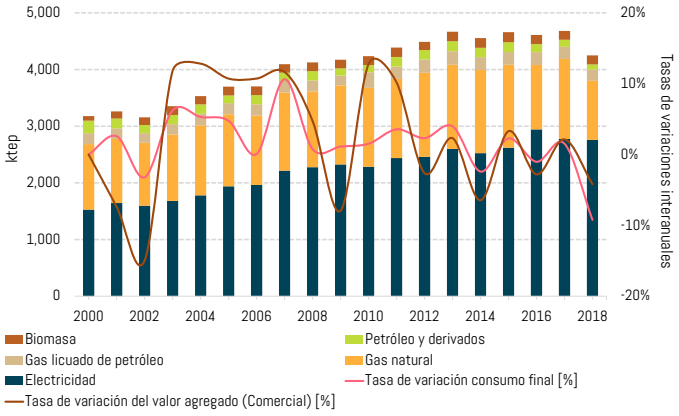
Consumo final de energía por fuente de energía



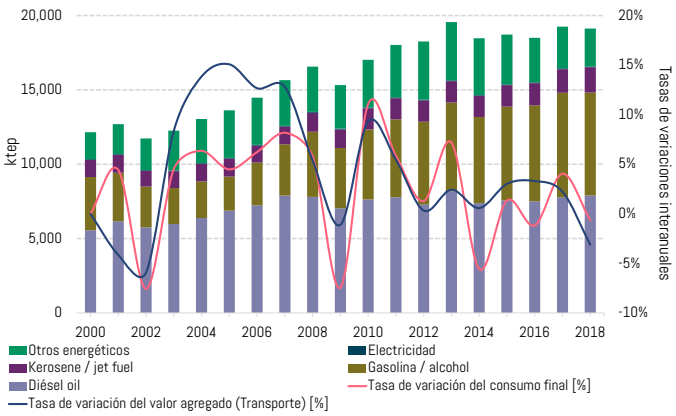
Consumo final del Sector Industrial



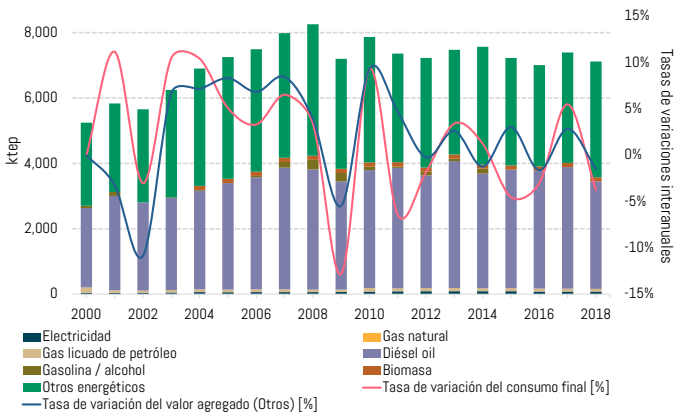
Consumo final del Sector Comercial



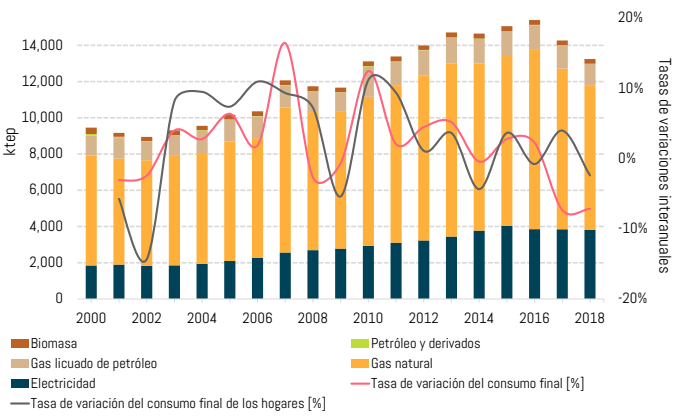
Consumo final del Sector Transporte

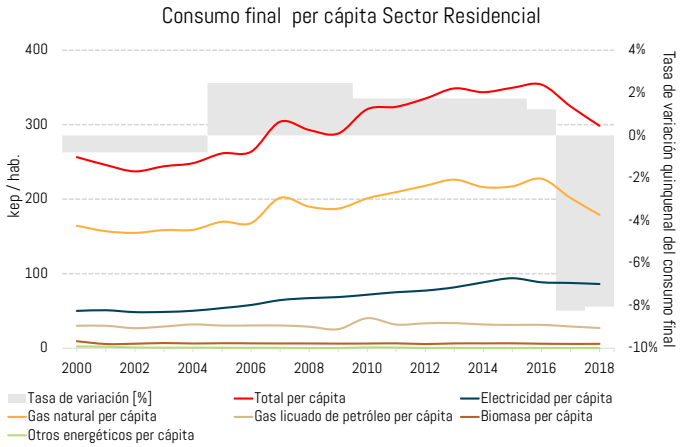


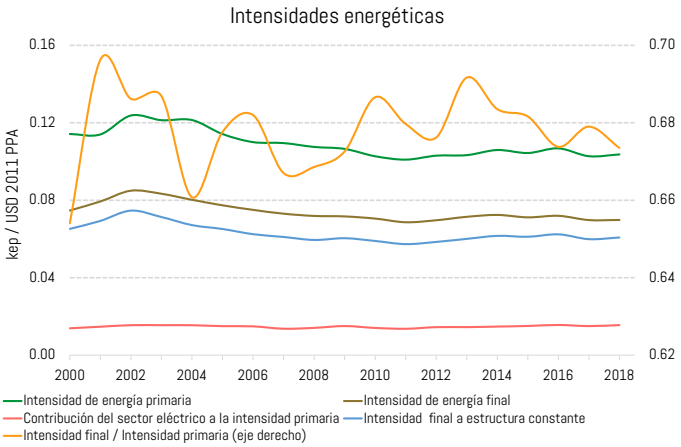
Consumo final del Sector Otros

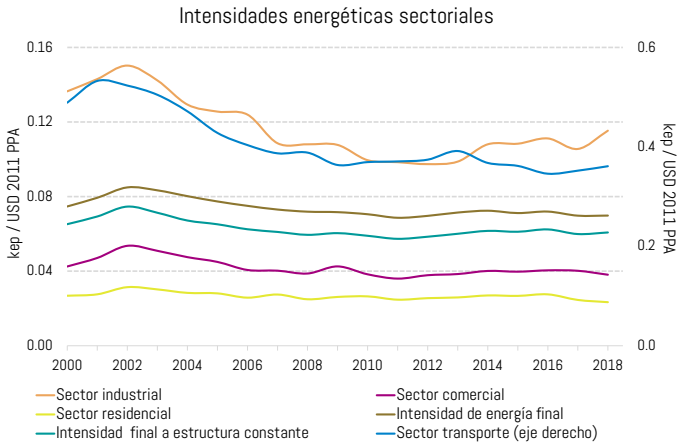


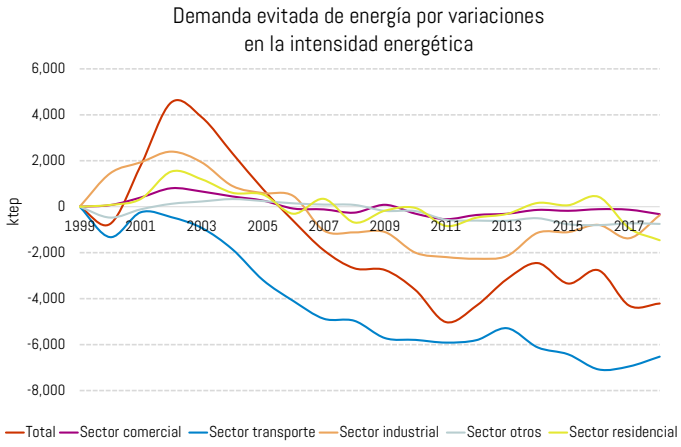
Consumo final del Sector Residencial

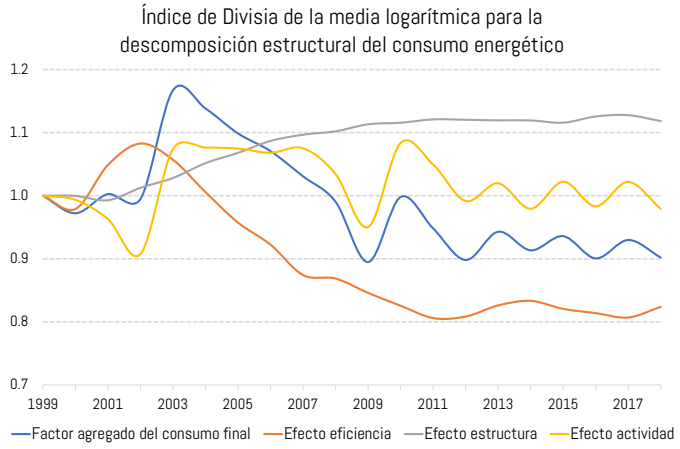


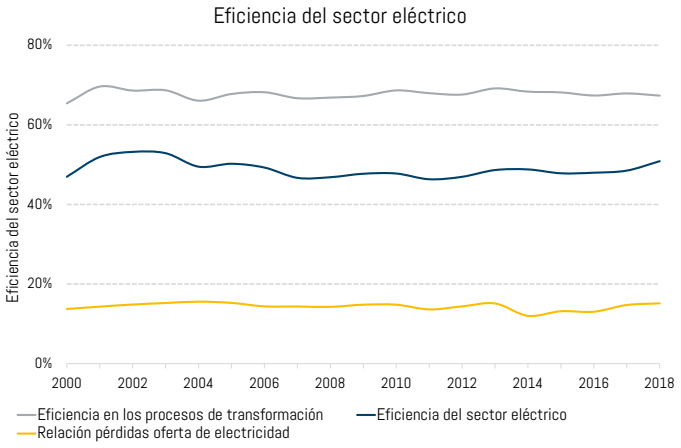

Consumo final per cápita Sector Residencial


Intensidades energéticas


Intensidades energéticas sectoriales

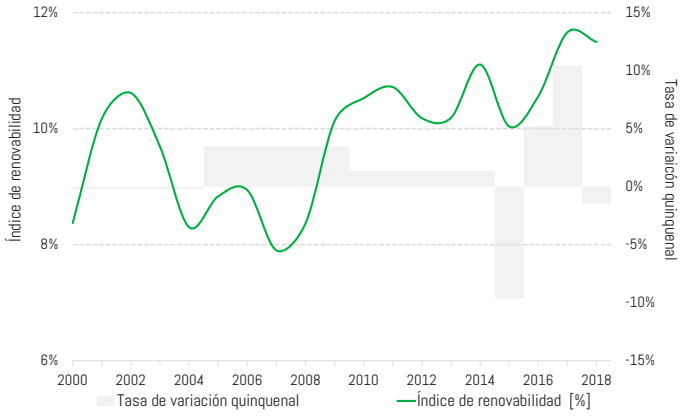

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética


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

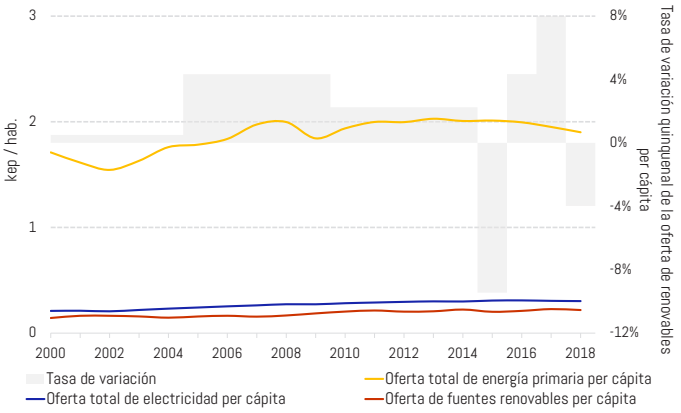

Eficiencia del sector eléctrico

ARGENTINA

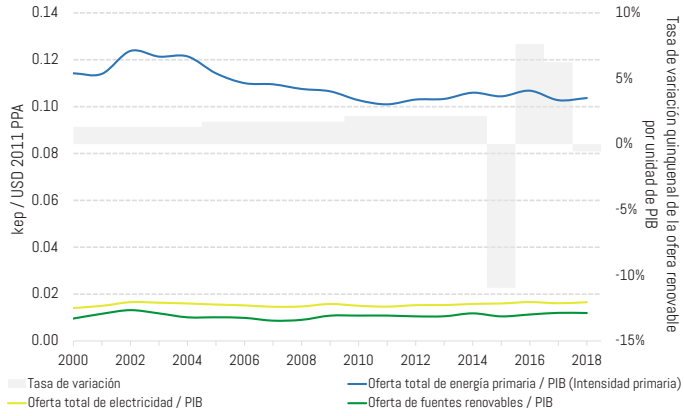
Índice de renovabilidad



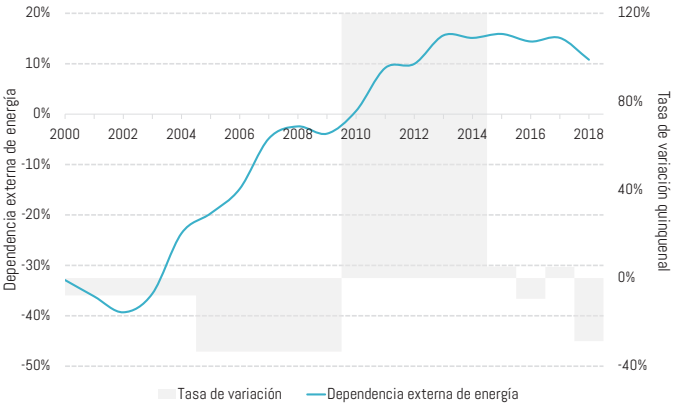
Oferta de energía per cápita



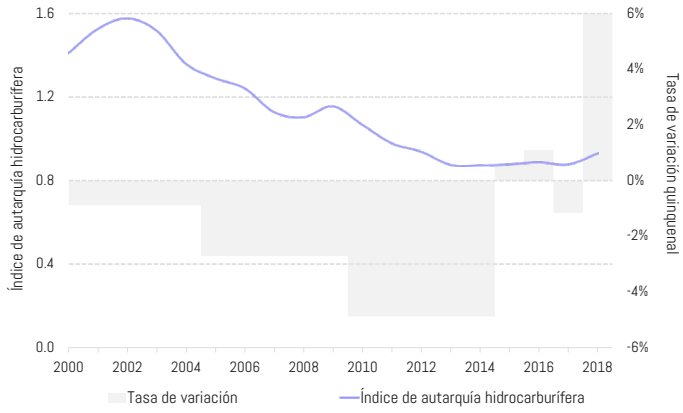
Ofertas de energía por unidad de PIB



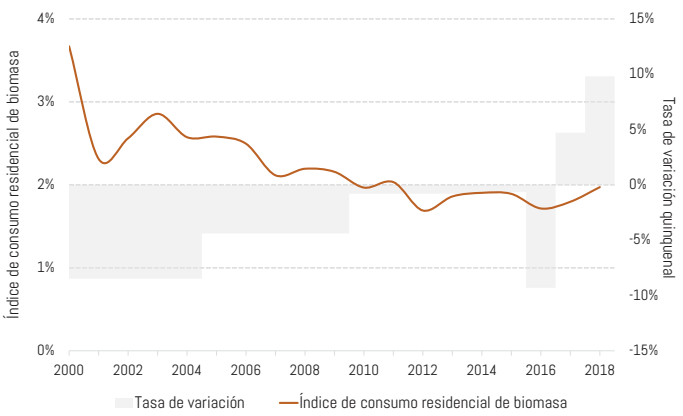
Dependencia externa de energía



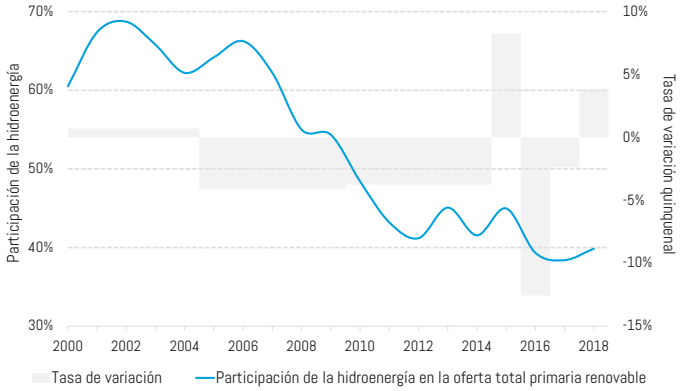
Índice de autarquía hidrocarburífera



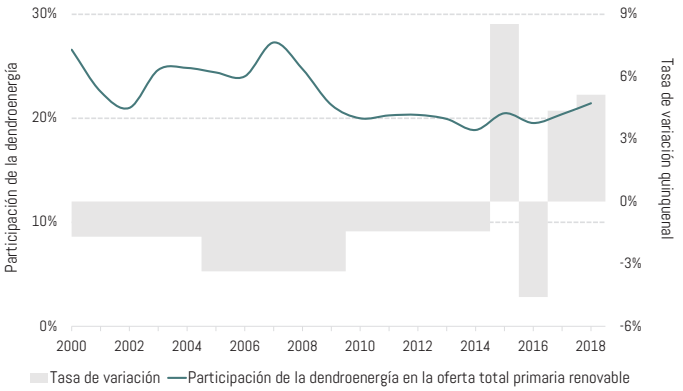
Índice de consumo residencial de biomasa



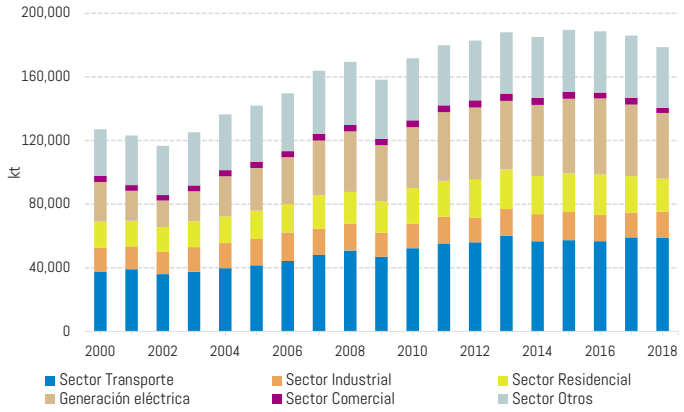
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



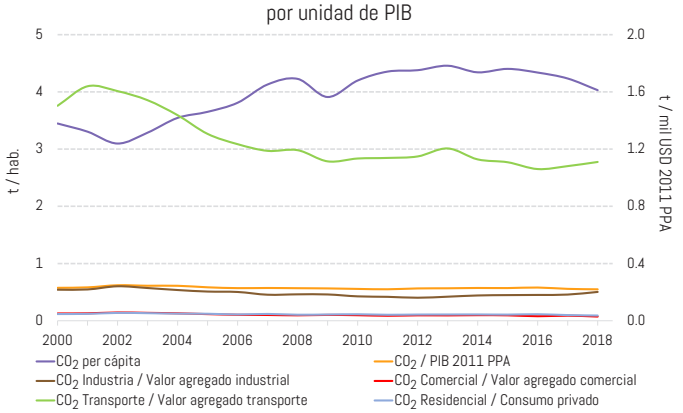
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



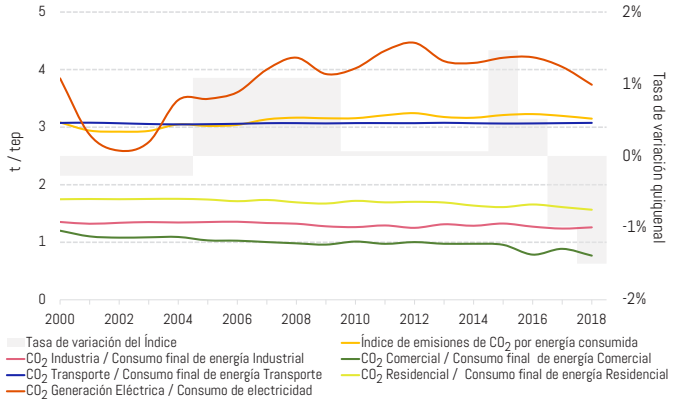
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



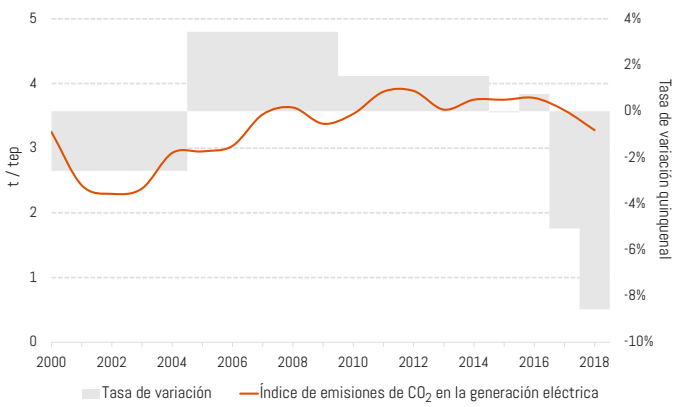
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



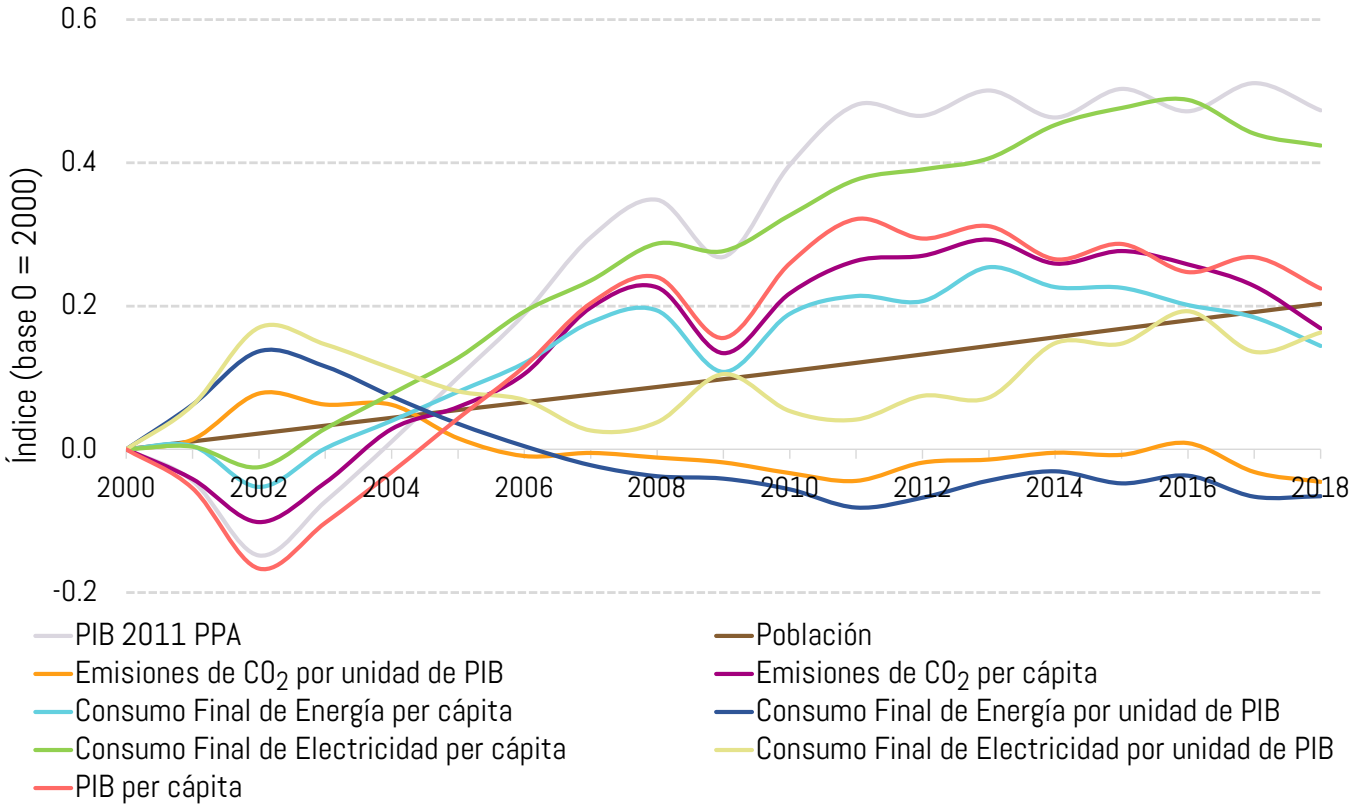
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



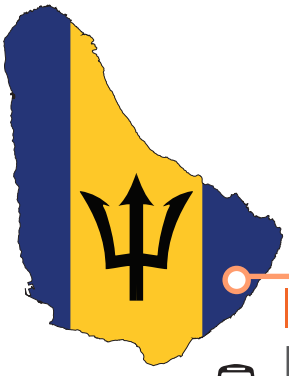
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



BARBADOS



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	287
Superficie (km^2)	430
Densidad de población (hab. / km^2)	667
Población urbana (%)	69
PIB USD 2010 (MUSD)	4,828
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	4,868
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	17



Sector Energético

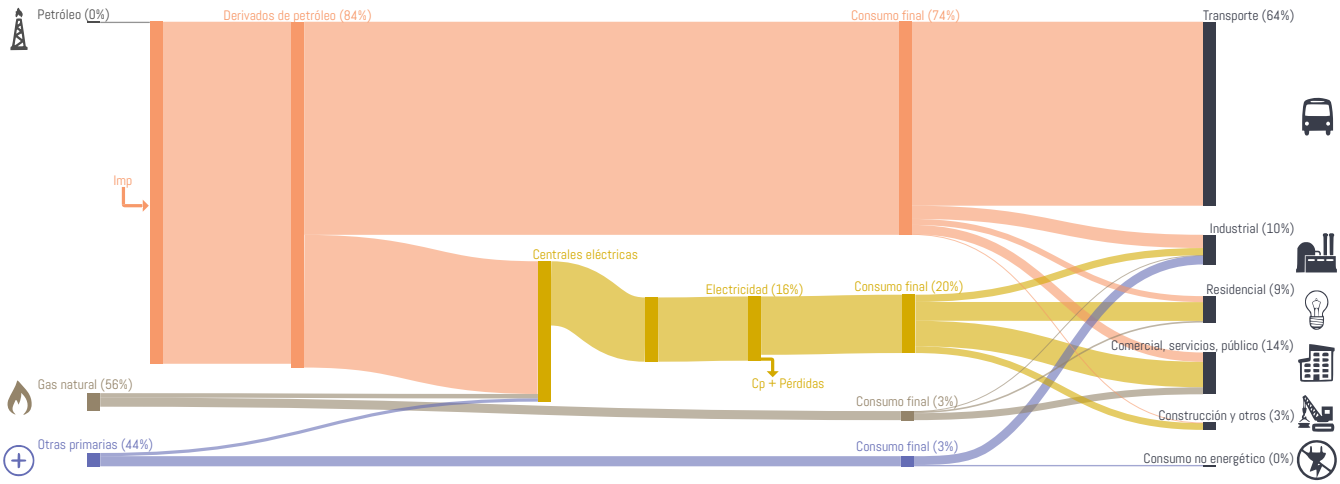
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.26
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.04
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.04
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.06
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.01



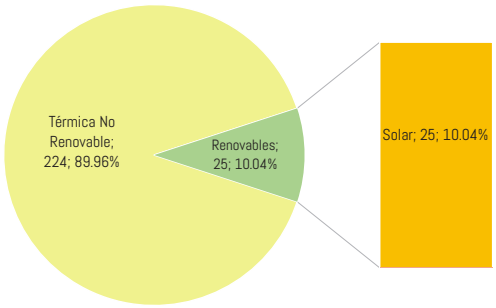
Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
3,288	1.41	99.80	0.52	0.07	0.48	0.03	0.40	0.6	0.25	0.11 / 0.08
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

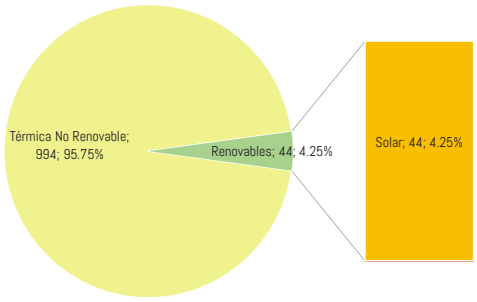
Balance energético resumido 2018



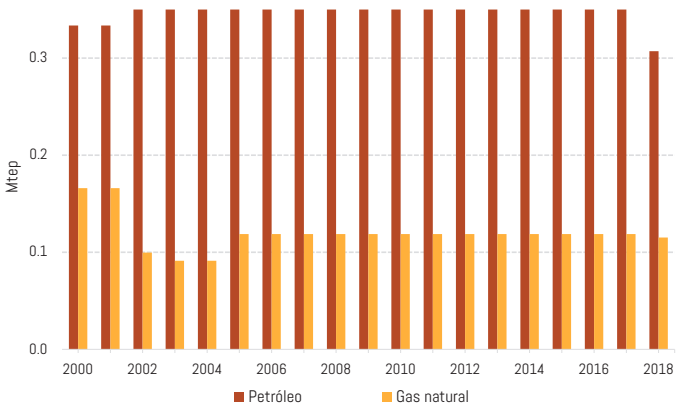
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



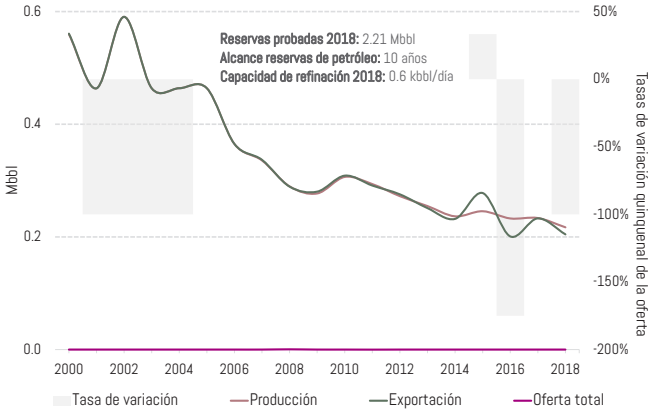
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



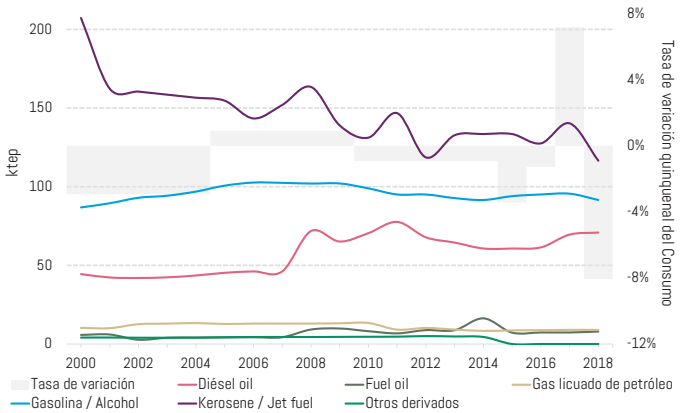
Reservas probadas de petróleo y gas natural



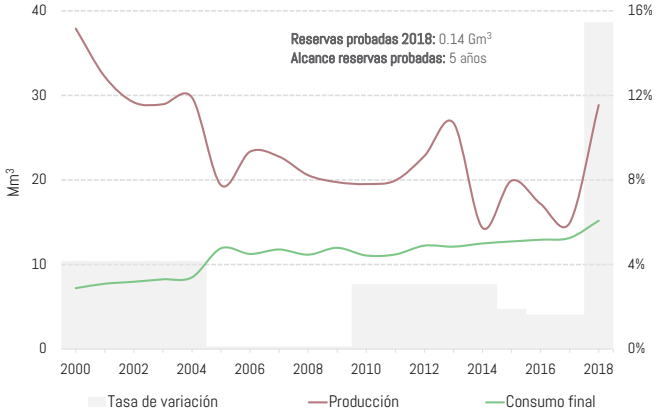
Oferta de petróleo



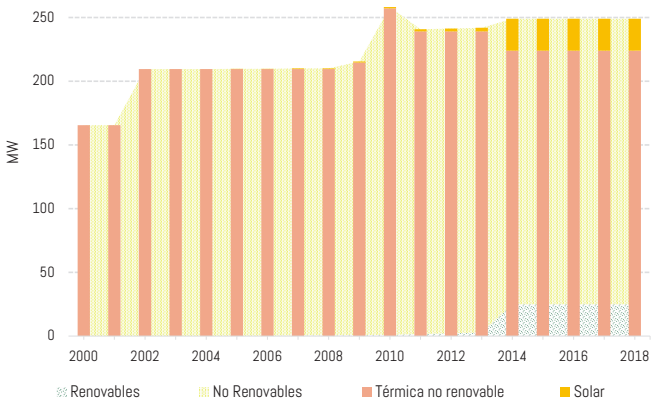
Consumo derivados de petróleo



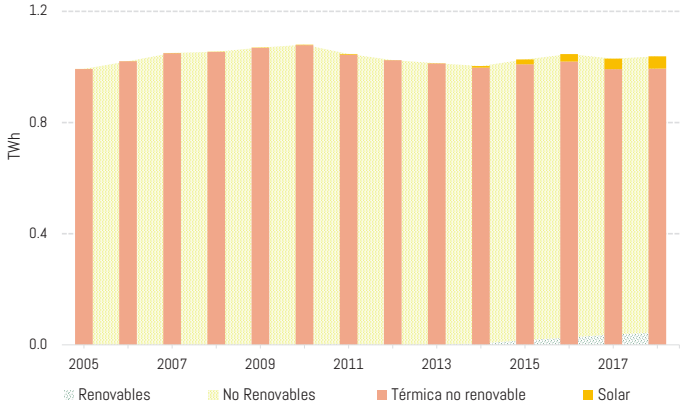
Oferta de gas natural



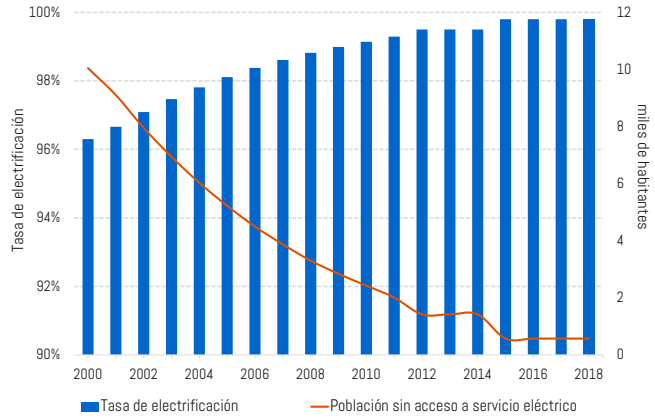
Capacidad instalada de generación eléctrica



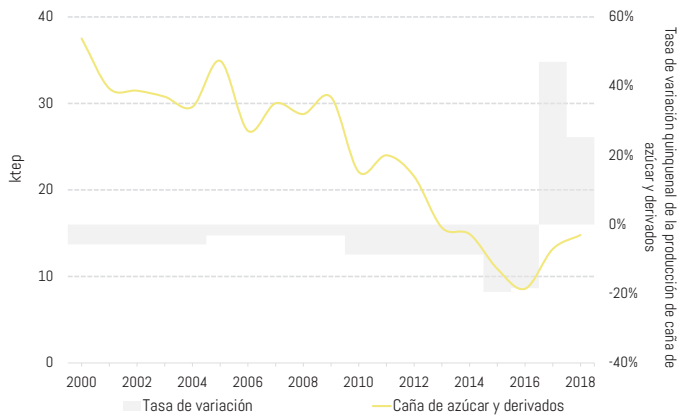
Generación eléctrica



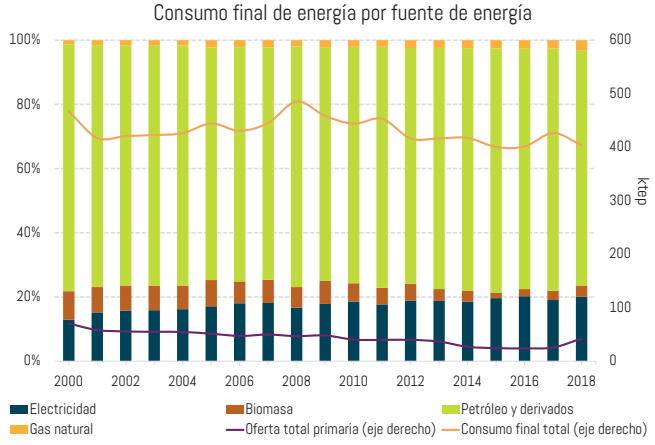
Tasa de electrificación



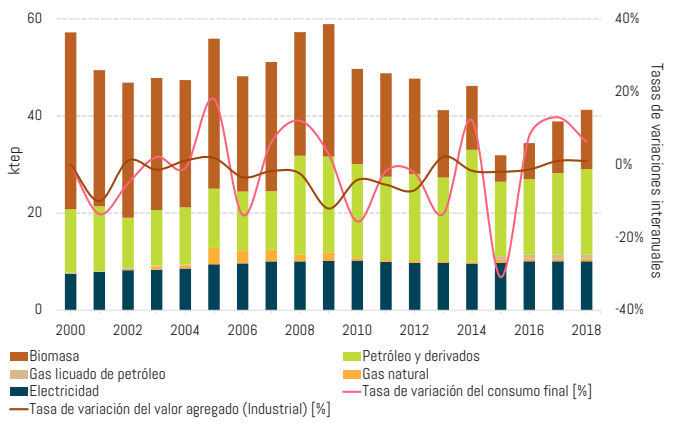
Producción de caña de azúcar y derivados



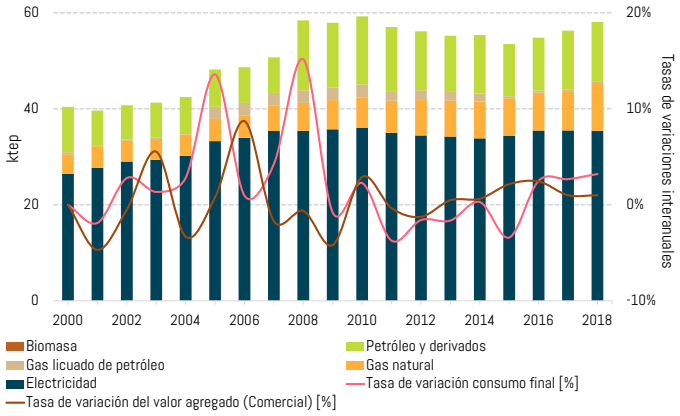
Consumo final de energía por fuente de energía



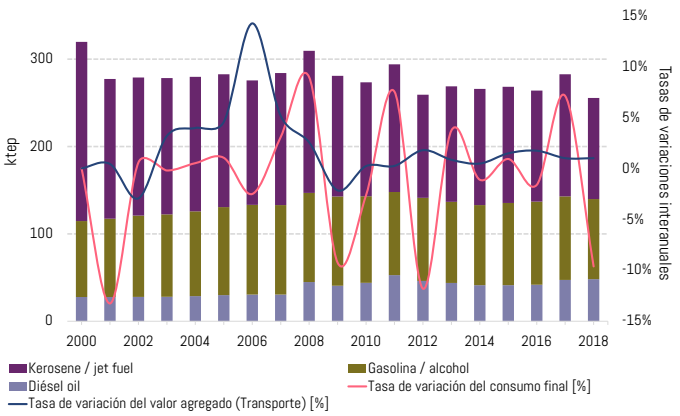
Consumo final del Sector Industrial



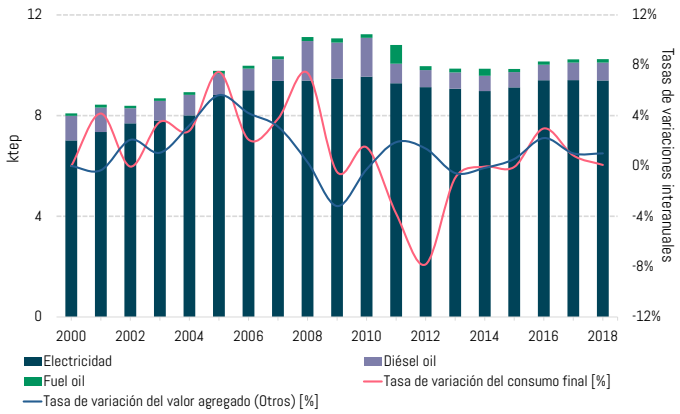
Consumo final del Sector Comercial



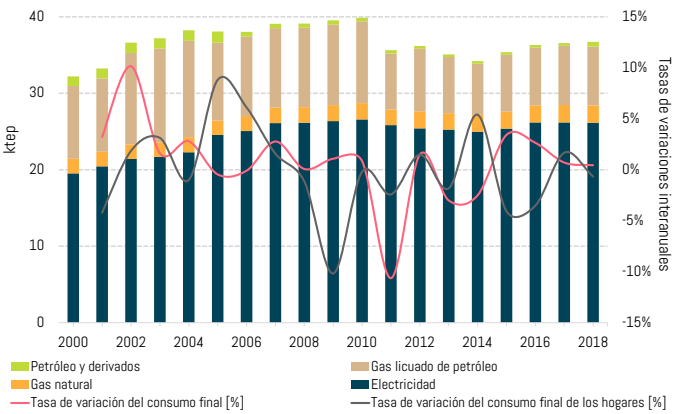
Consumo final del Sector Transporte



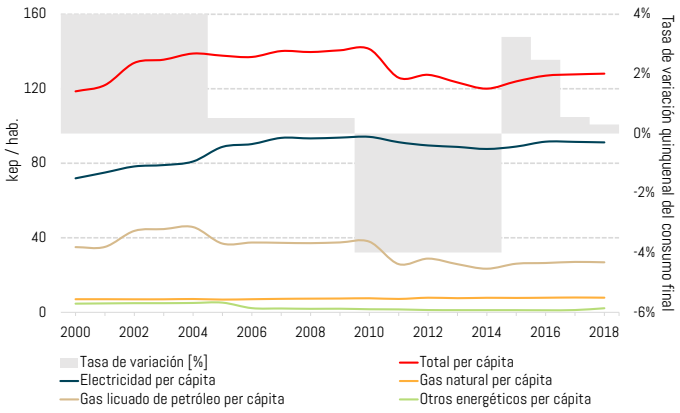
Consumo final del Sector Otros



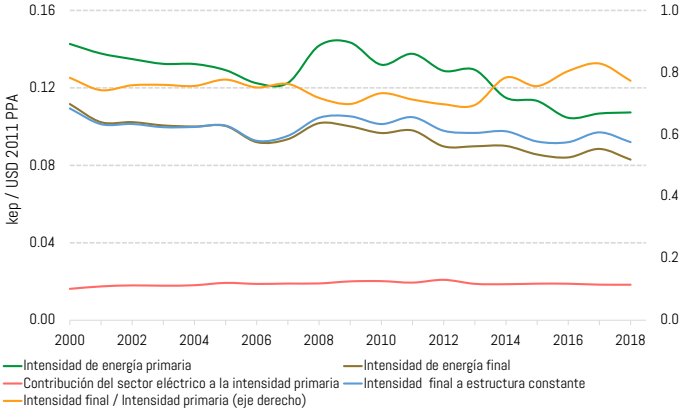
Consumo final del Sector Residencial



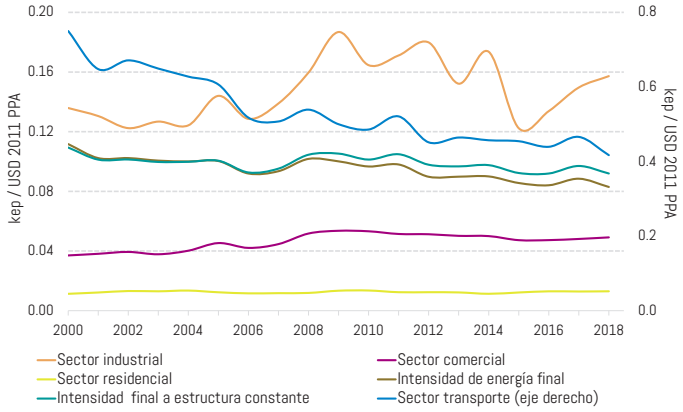
Consumo final per cápita Sector Residencial



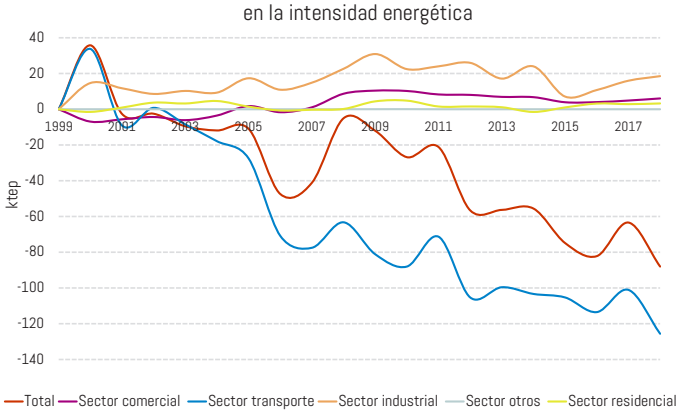
Intensidades energéticas



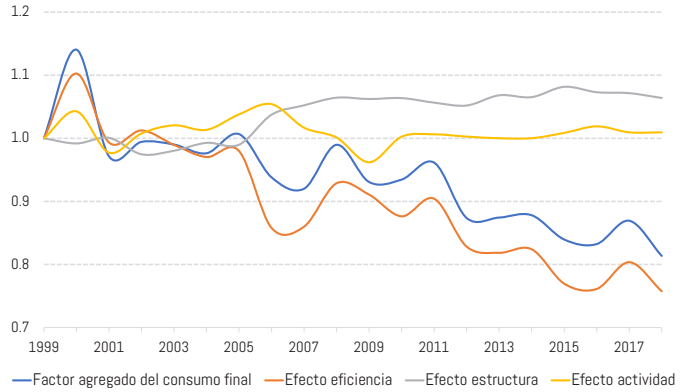
Intensidades energéticas sectoriales



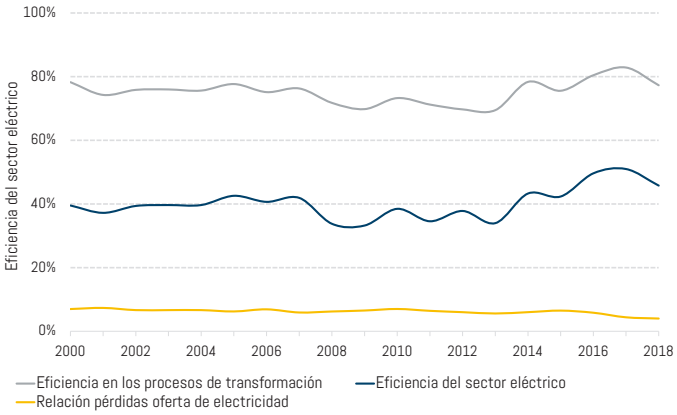
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



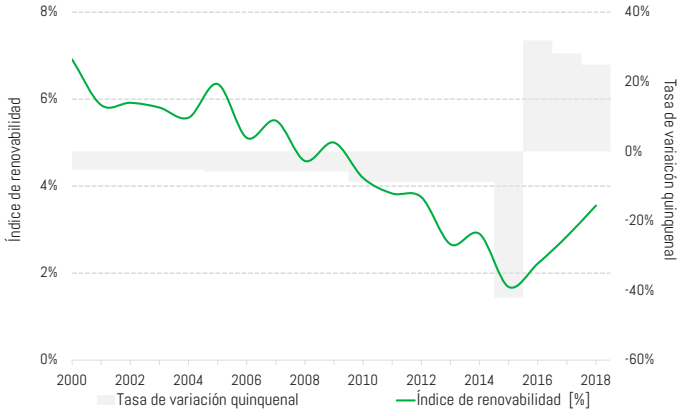
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



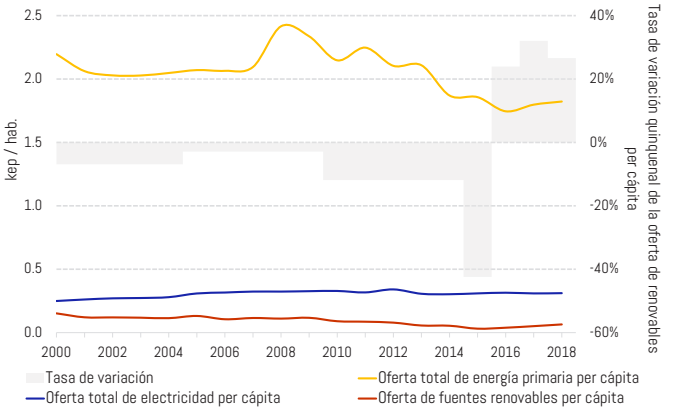
Eficiencia del sector eléctrico



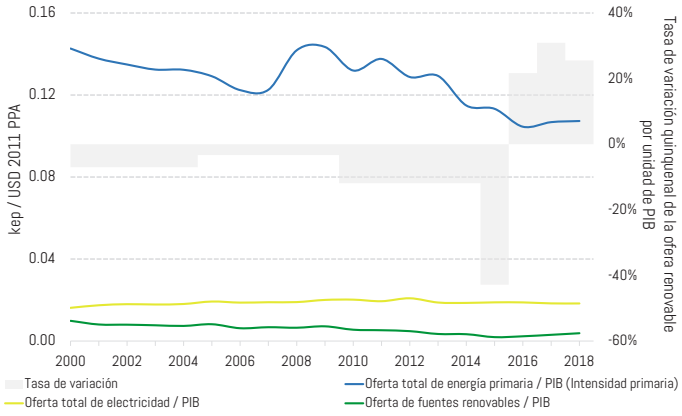
Índice de renovabilidad



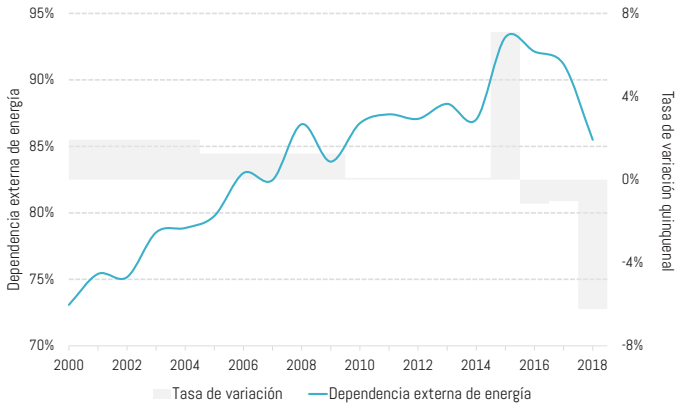
Oferta de energía per cápita



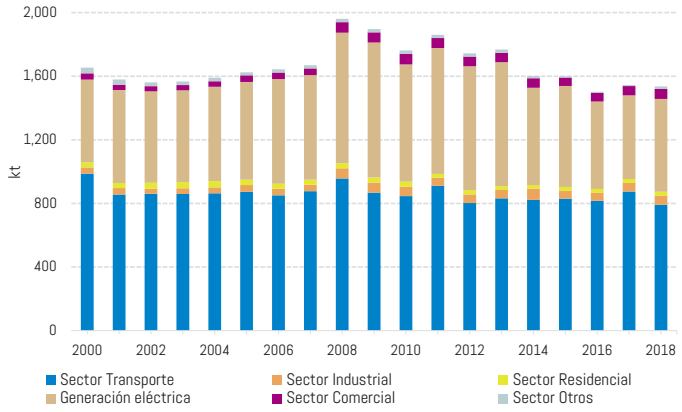
Ofertas de energía por unidad de PIB



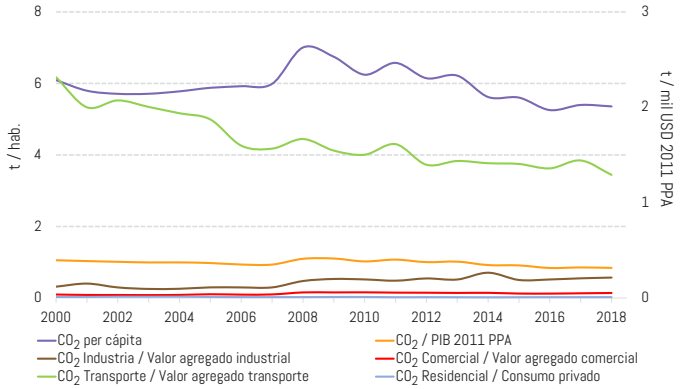
Dependencia externa de energía



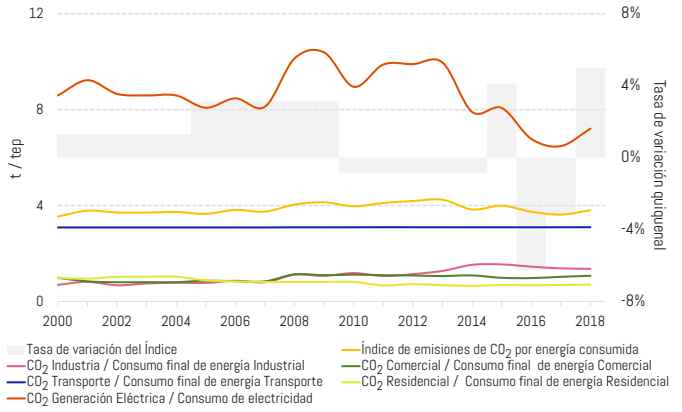
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



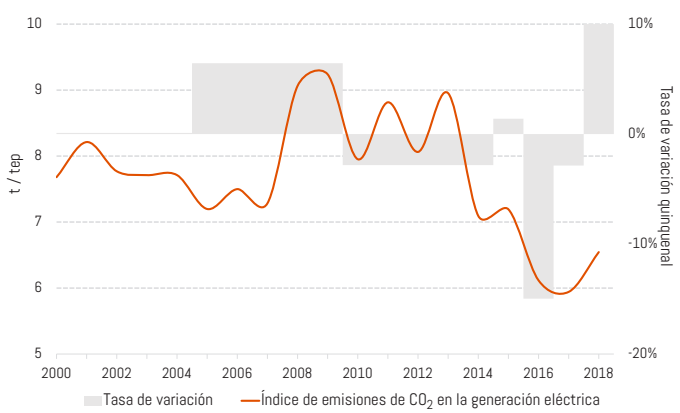
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



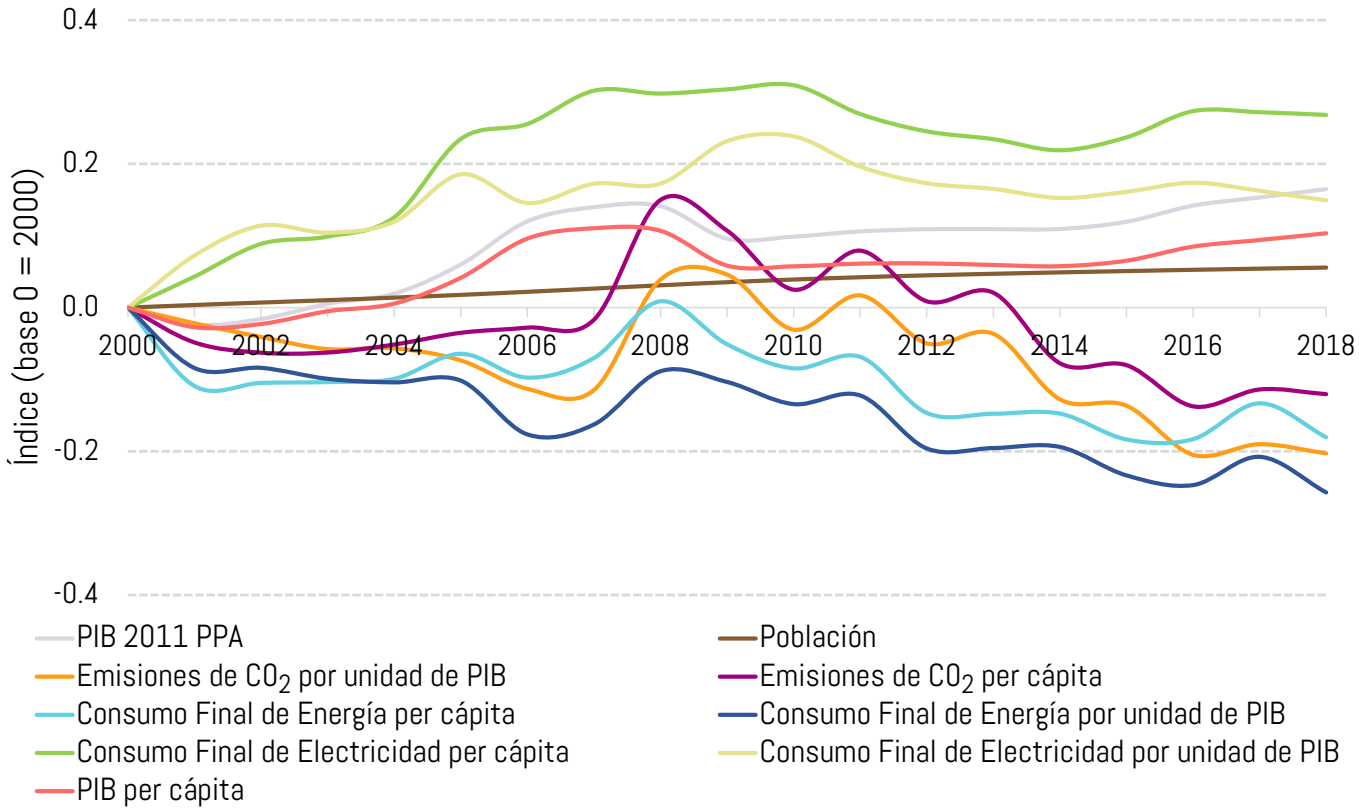
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

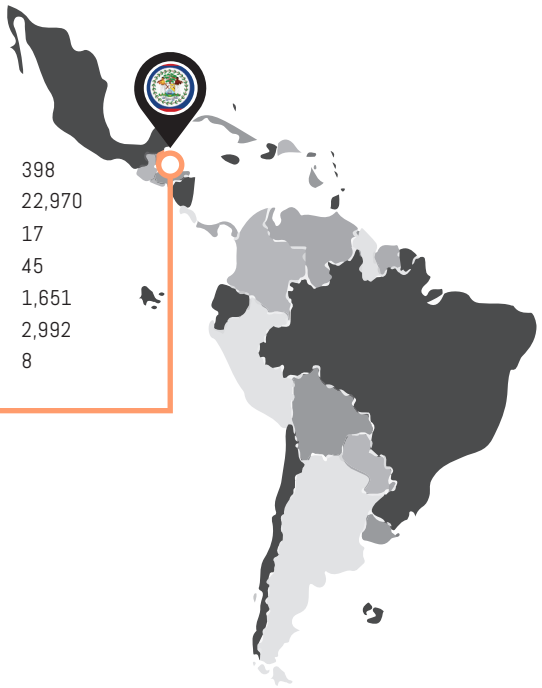


BELICE



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	398
Superficie (km^2)	22,970
Densidad de población (hab. / km^2)	17
Población urbana (%)	45
PIB USD 2010 (MUSD)	1,651
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,992
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8



Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.16
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.08
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.07
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.02
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.00

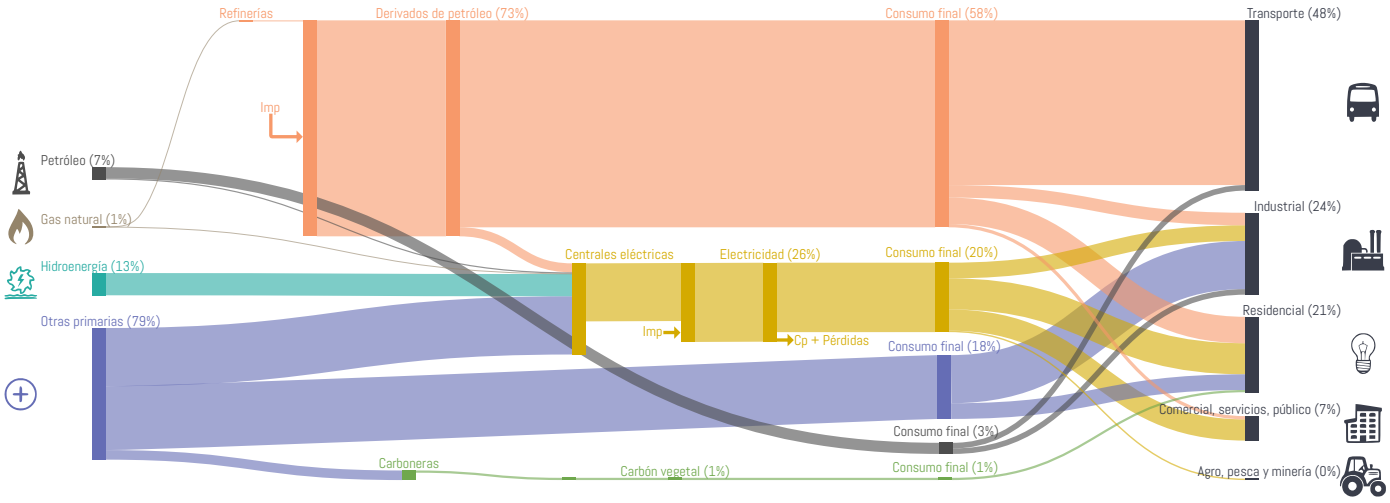


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

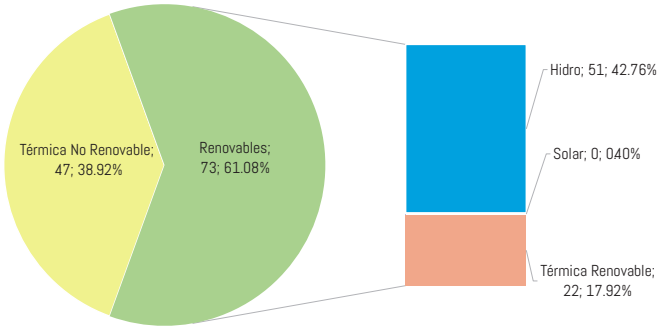
Nota: Los datos de oferta y demanda se presentan para el período 2013 - 2018 debido a que para años anteriores los datos están siendo revisados por parte del país.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,957	0.86	91.30	0.39	0.19	0.23	0.03	0.34	n.a.	0.12	0.13 / 0.11
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

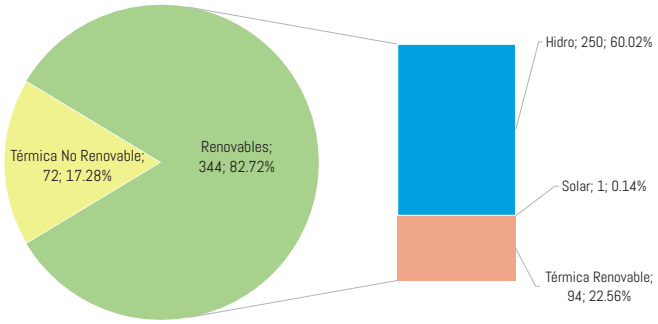
Balance energético resumido 2018



Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018

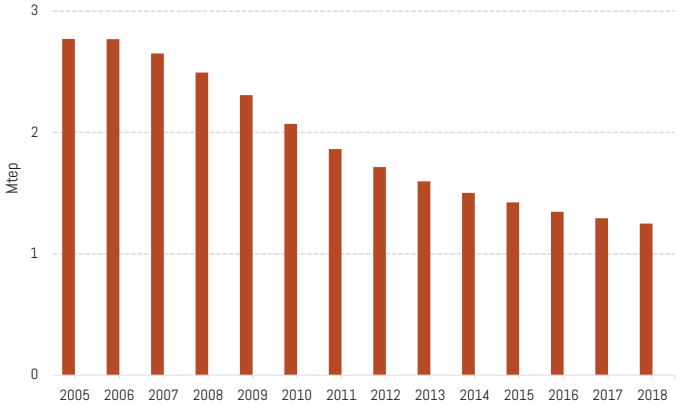


Generación eléctrica por fuente* [GWh; %]
2018

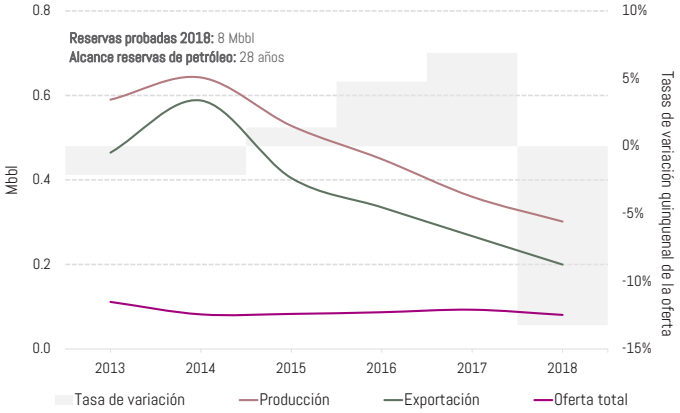


(*): No incluye importación de CFE (México).

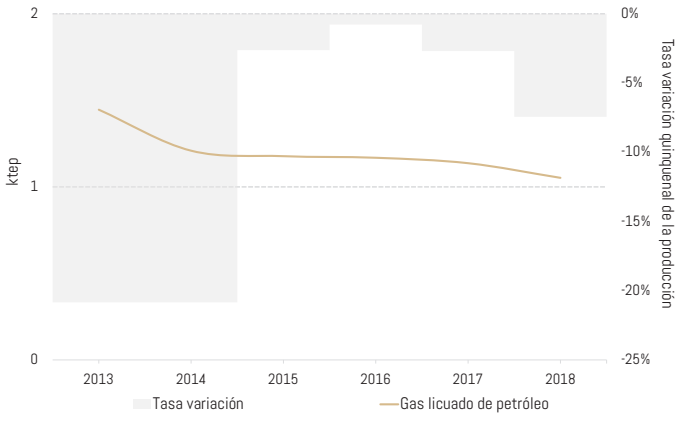
Reservas probadas de petróleo



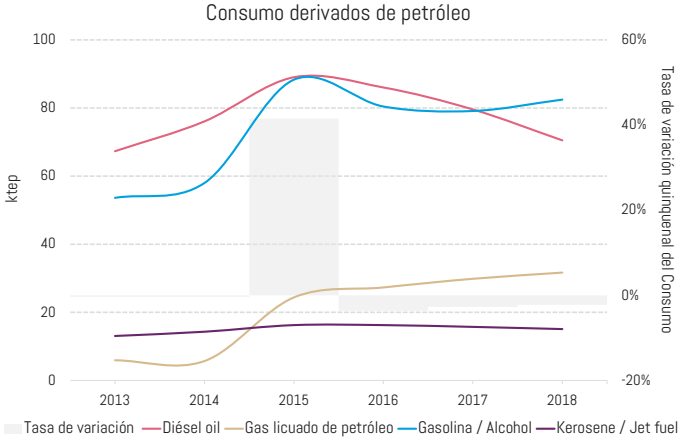
Oferta de petróleo



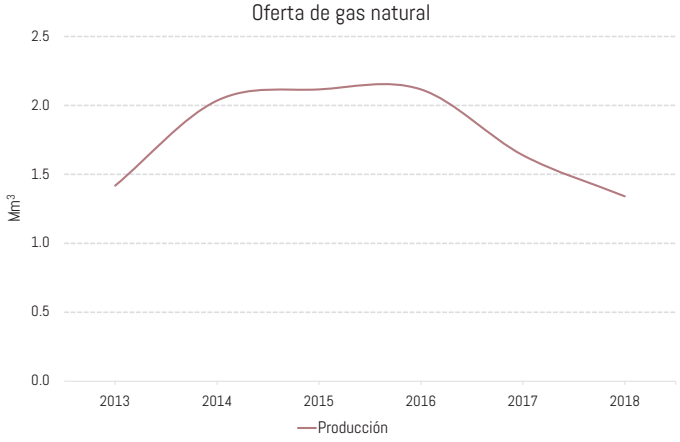
Producción derivados de petróleo



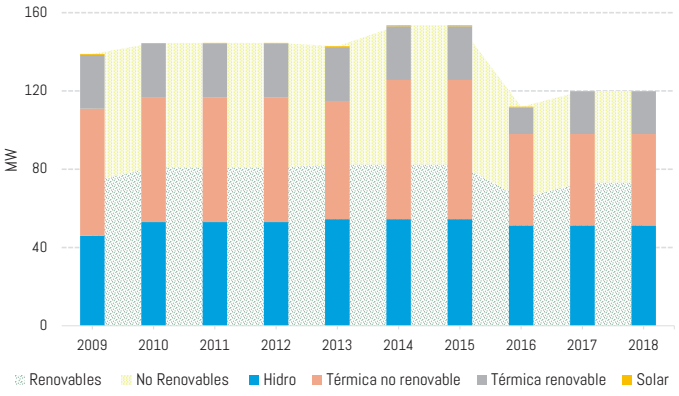
Consumo derivados de petróleo



Oferta de gas natural

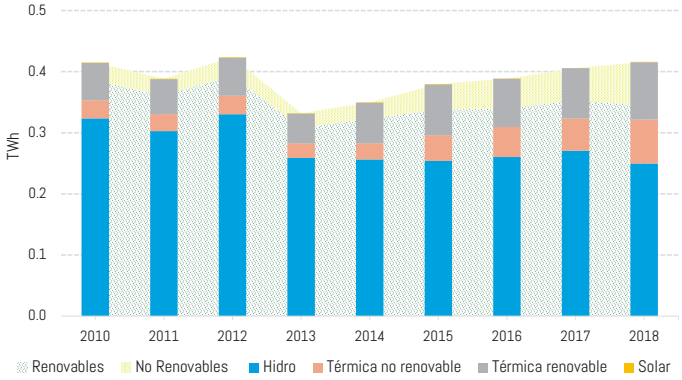


Capacidad instalada de generación eléctrica*



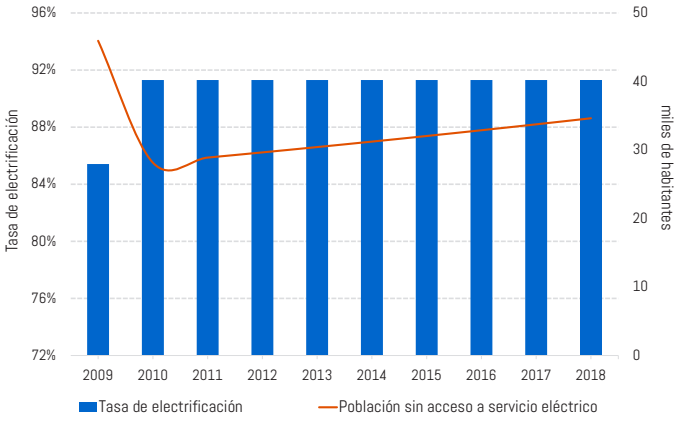
(*): Los datos para el período 2009 -2015 están sujetos a revisión por parte del país.

Generación eléctrica*

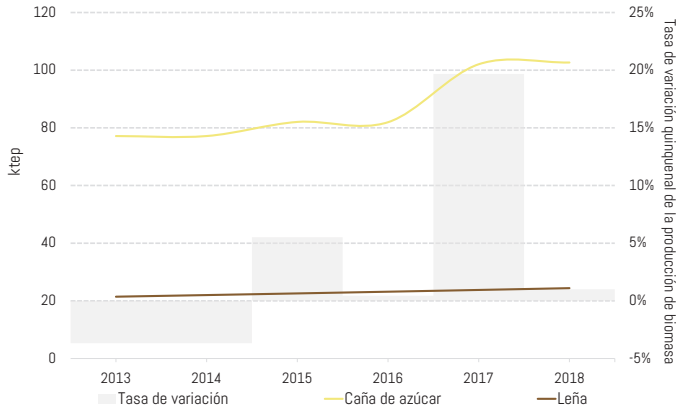


(*): Corresponde a generación bruta y no incluye importación de CFE (México).

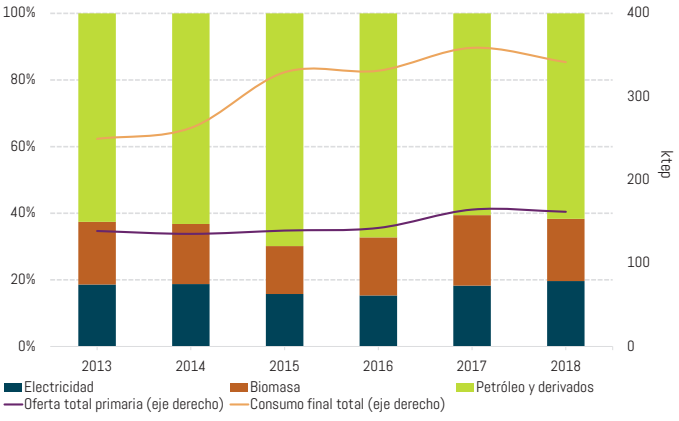
Tasa de electrificación



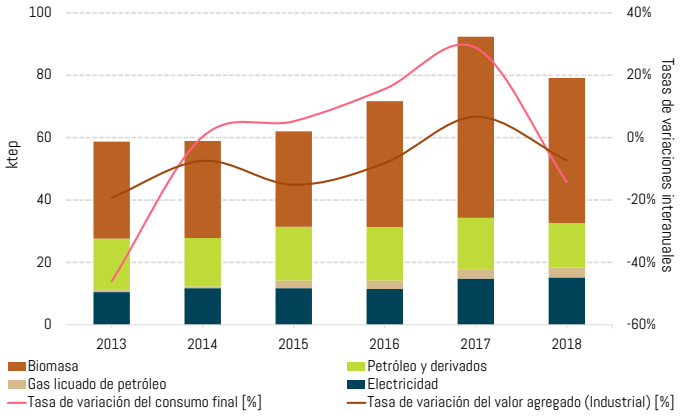
Producción de biomasa



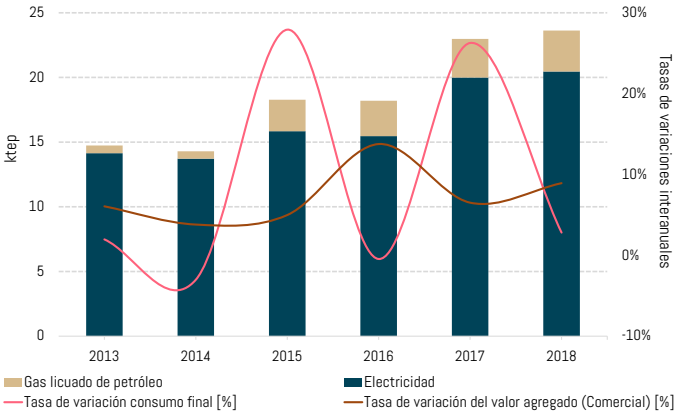
Consumo final de energía por fuente de energía



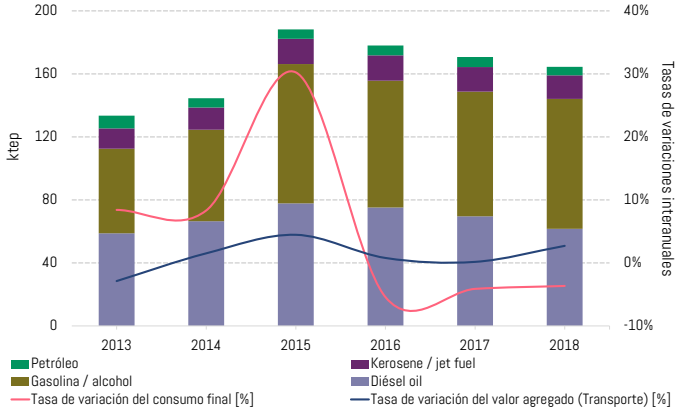
Consumo final del Sector Industrial



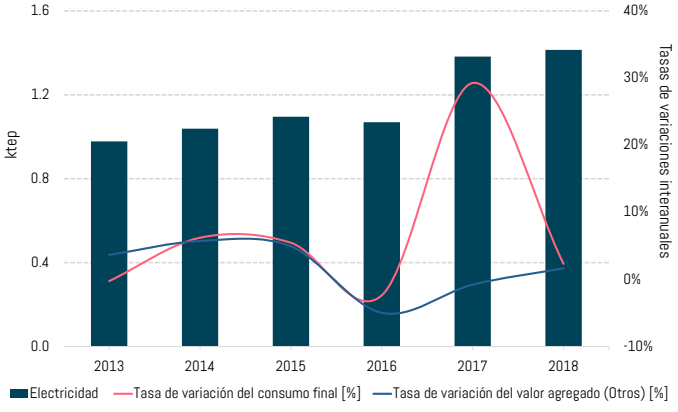
Consumo final del Sector Comercial



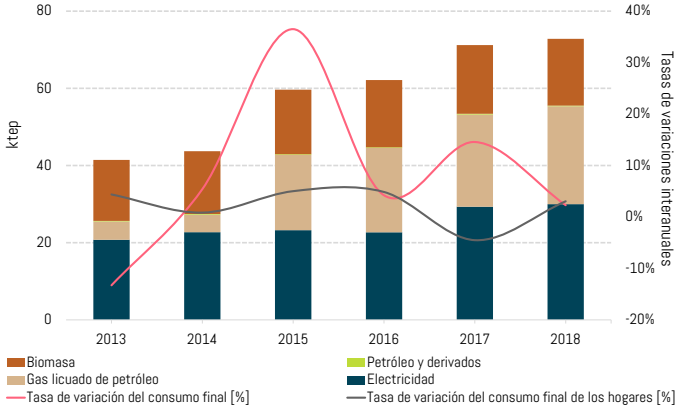
Consumo final del Sector Transporte



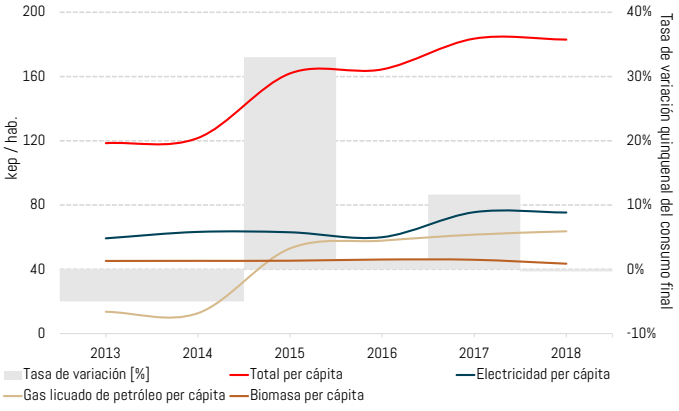
Consumo final del Sector Otros



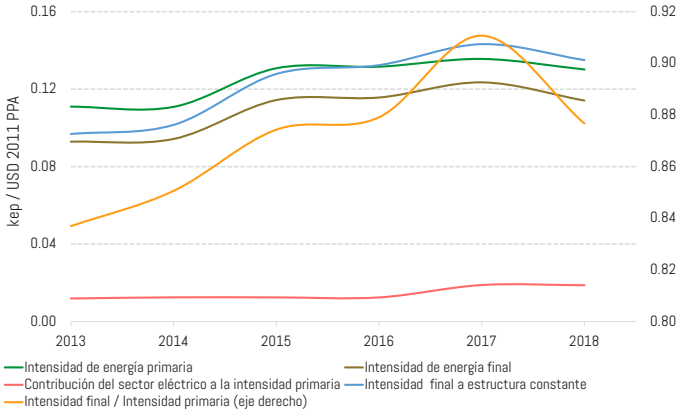
Consumo final del Sector Residencial



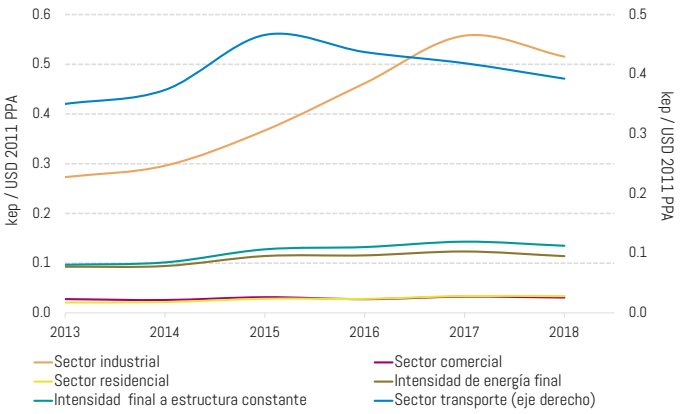
Consumo final per cápita Sector Residencial



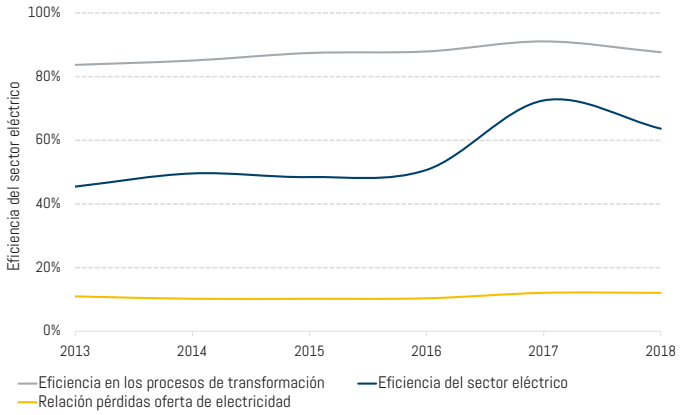
Intensidades energéticas



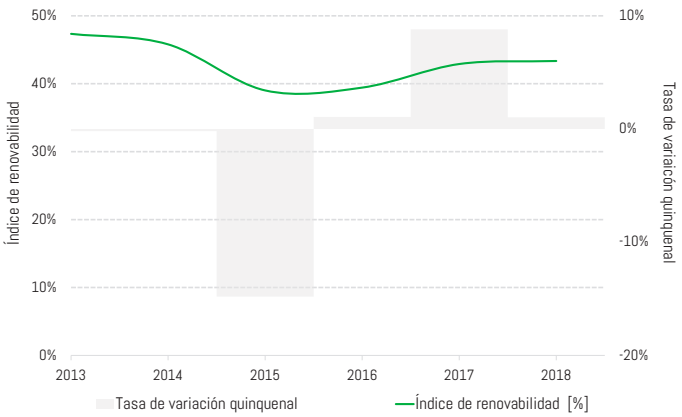
Intensidades energéticas sectoriales



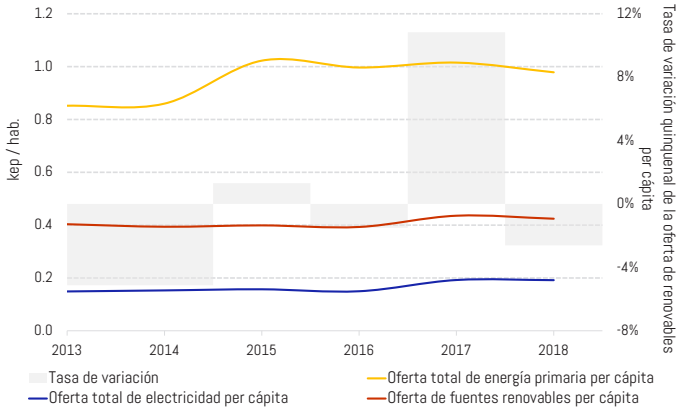
Eficiencia del sector eléctrico



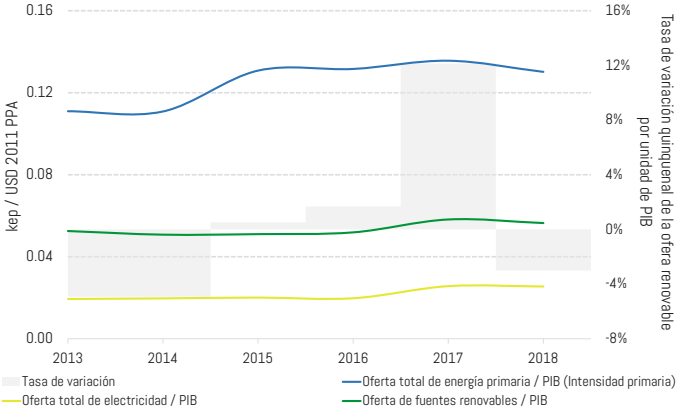
Índice de renovabilidad



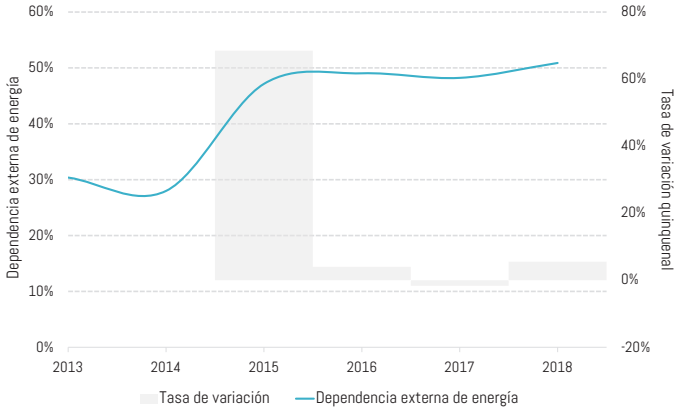
Oferta de energía per cápita



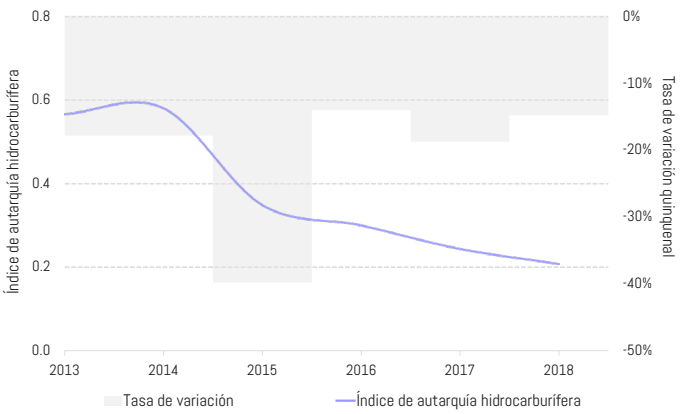
Ofertas de energía por unidad de PIB



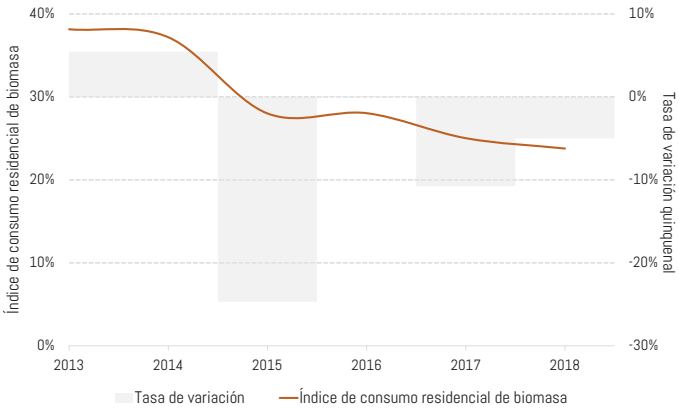
Dependencia externa de energía



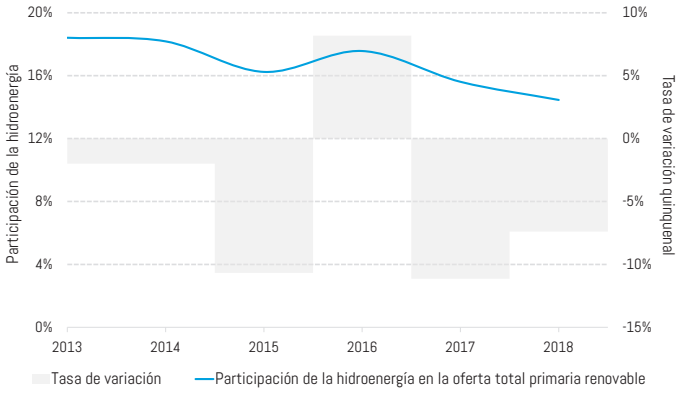
Índice de autarquía hidrocarburífera



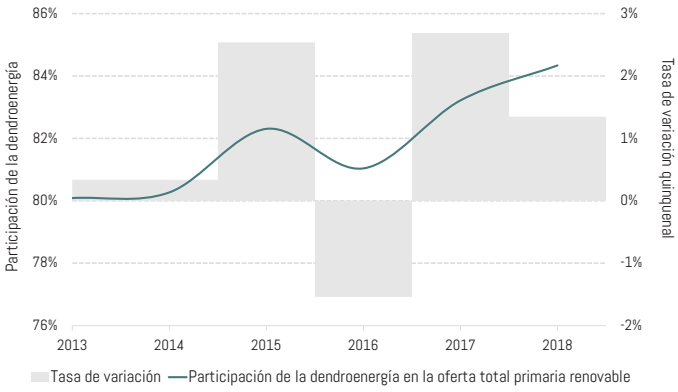
Índice de consumo residencial de biomasa



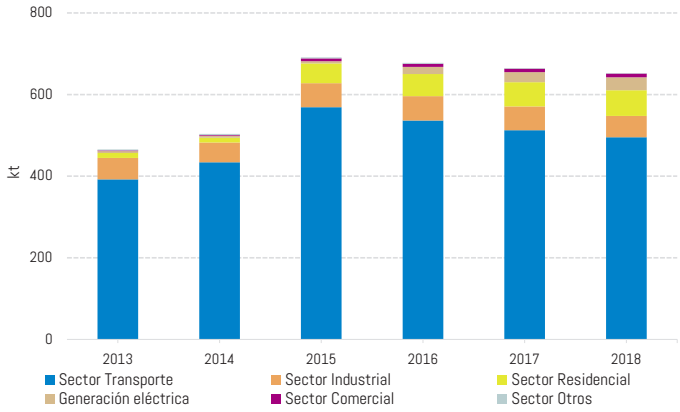
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



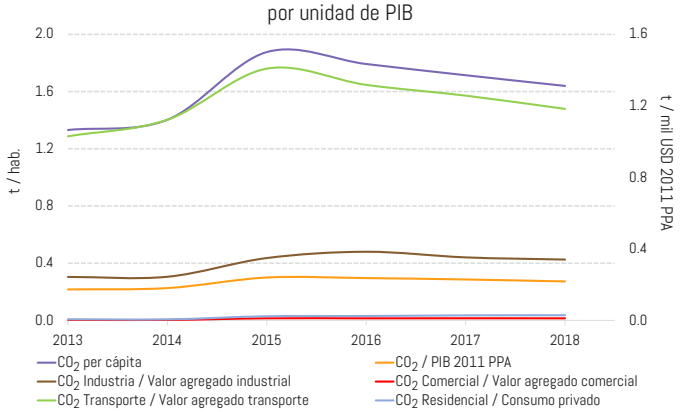
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



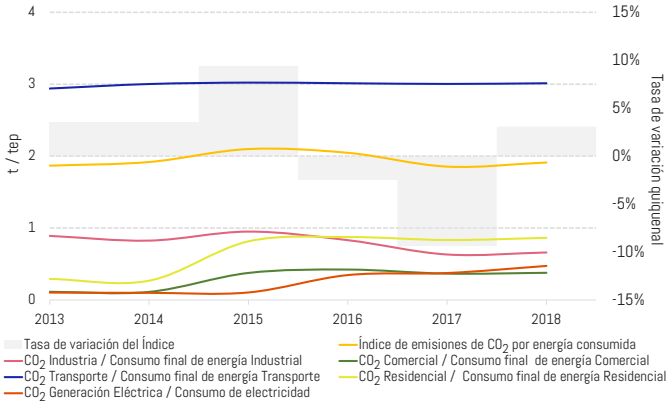
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



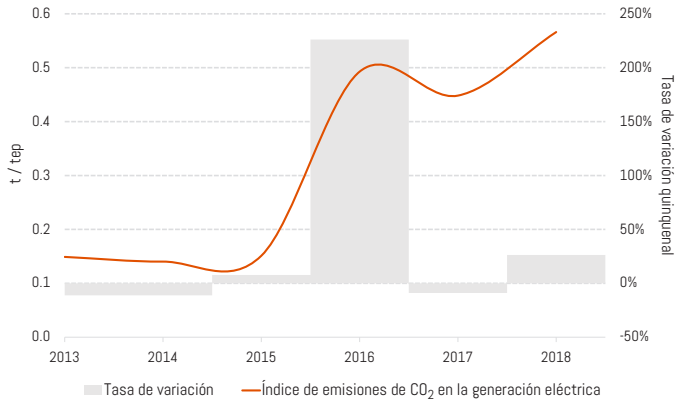
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



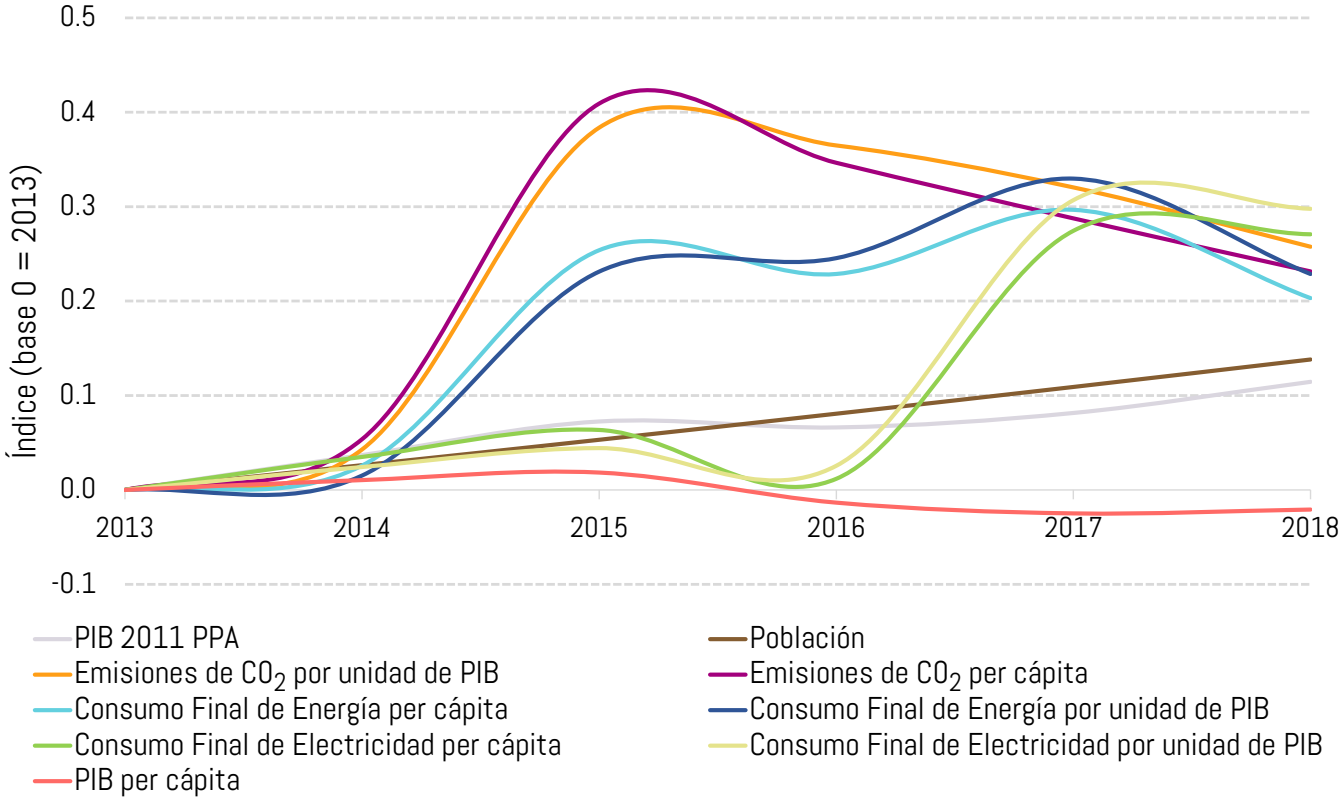
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

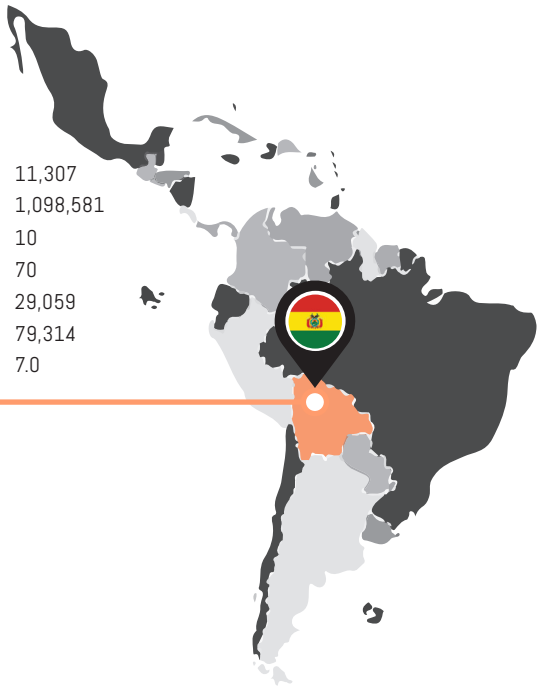


BOLIVIA



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	11,307
Superficie (km^2)	1,098,581
Densidad de población (hab. / km^2)	10
Población urbana (%)	70
PIB USD 2010 (MUSD)	29,059
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	79,314
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	7.0



Sector Energético

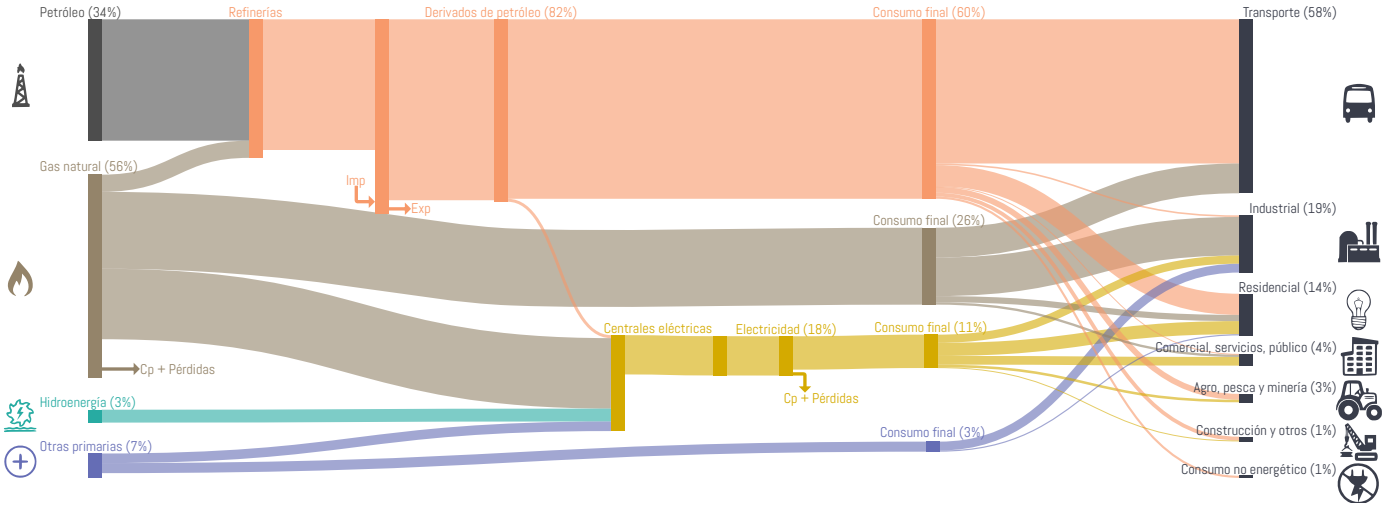
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 3.79
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.25
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.91
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.25
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.33



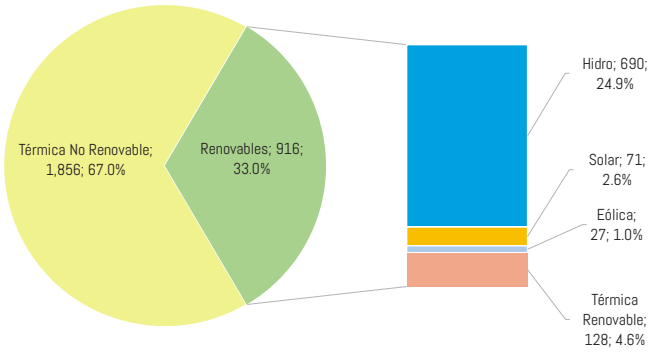
Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
747	0.58	93.06	9.02	19.44	1.39	11.78	6.53	68.05	2.77	0.11 / 0.08
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

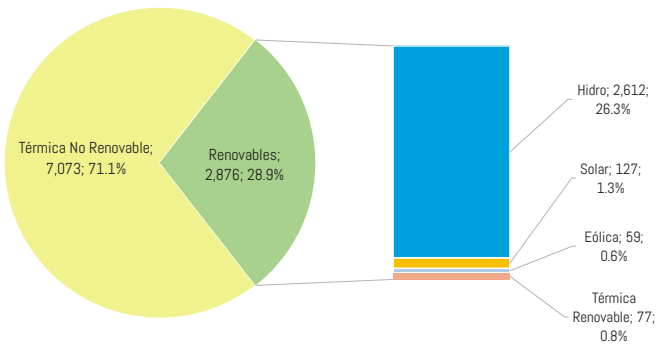
Balance energético resumido 2018



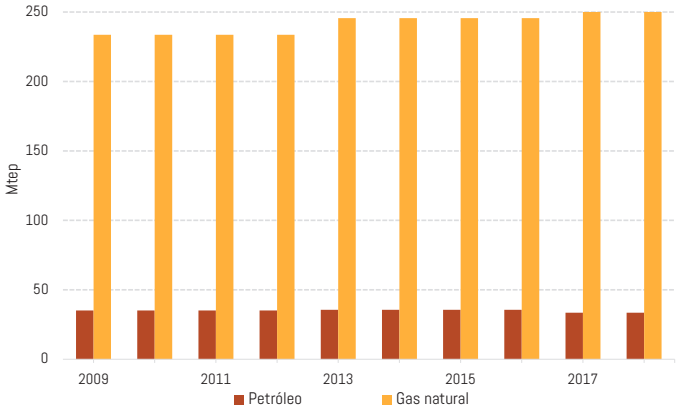
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



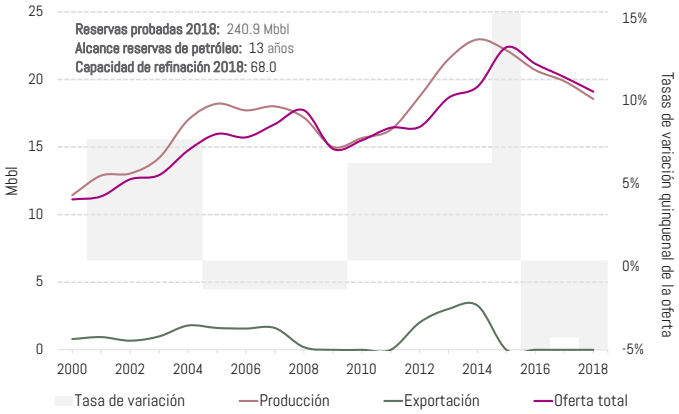
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



Reservas probadas de petróleo y gas natural

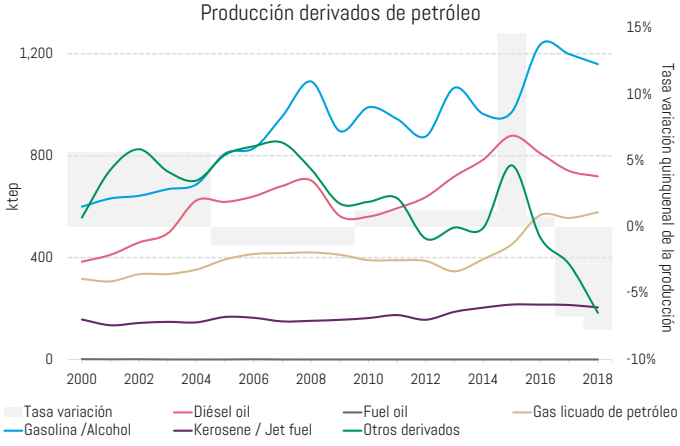


Oferta de petróleo

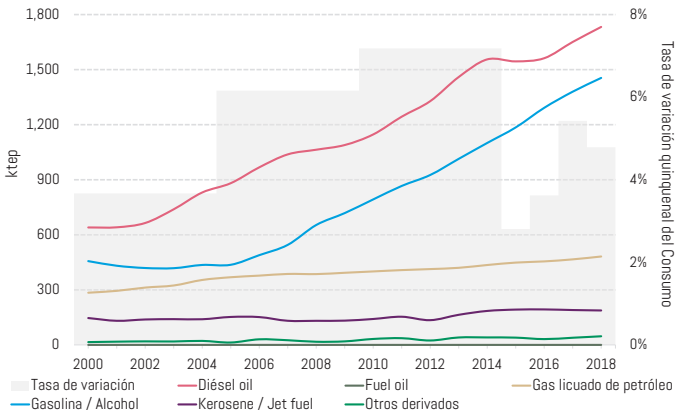


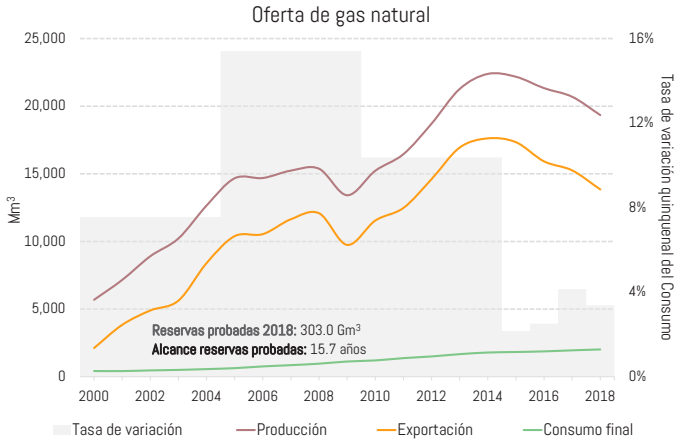
BOLIVIA

Producción derivados de petróleo

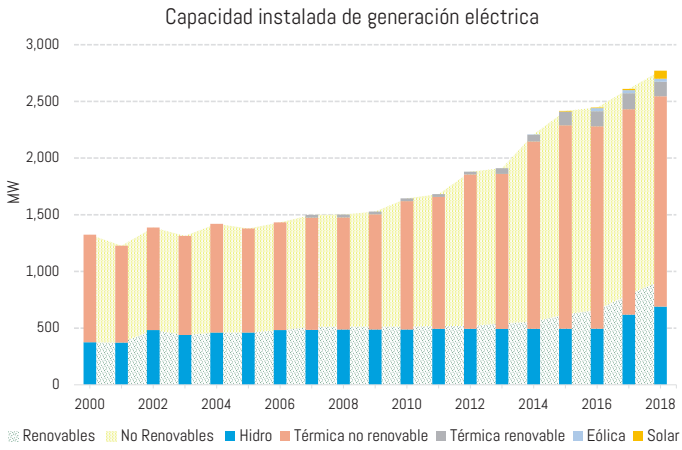


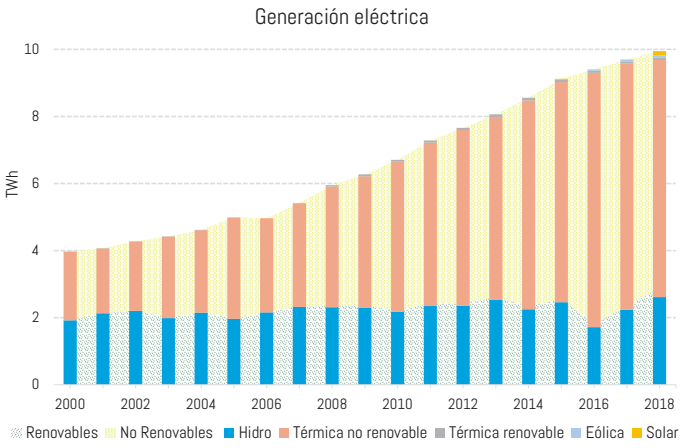
Consumo derivados de petróleo

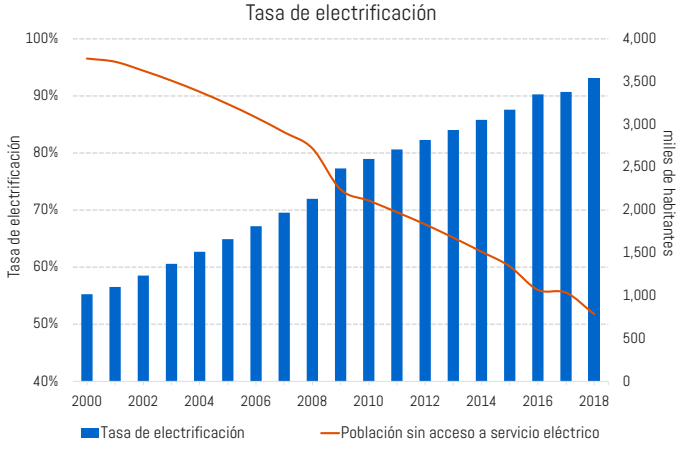


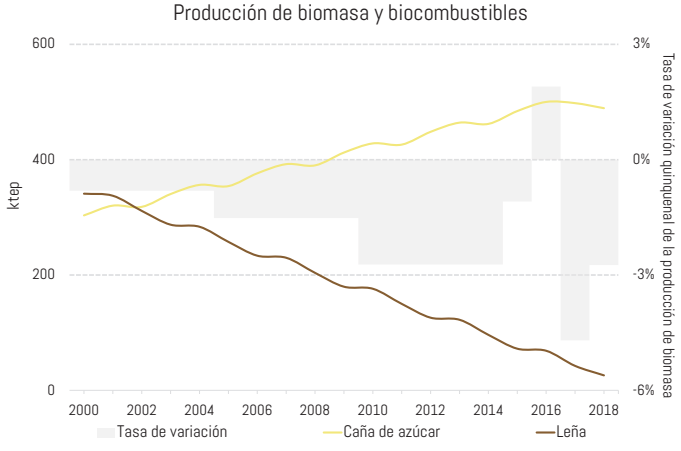


El 8 de septiembre se inauguró la Planta Solar Fotovoltaica en Uyuni con una potencia de 60 MW, constituyéndose en la más grande del país. La nueva planta se encuentra ubicada en la provincia Antonio Quijarro, Potosí y su producción anual se estima que alcanzará los 123.000 MWh / año, permitiendo cubrir el 50% de la demanda de energía del departamento de Potosí.

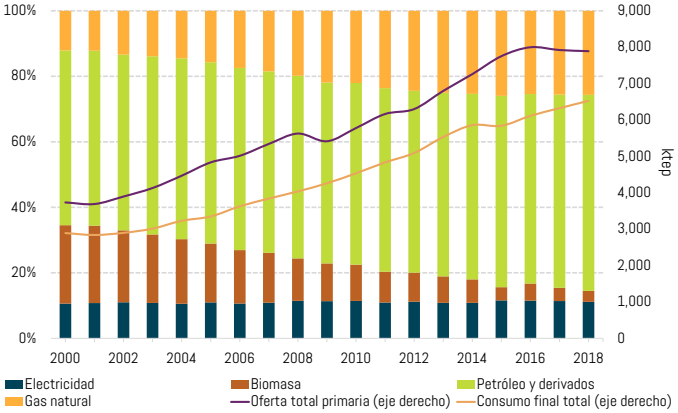




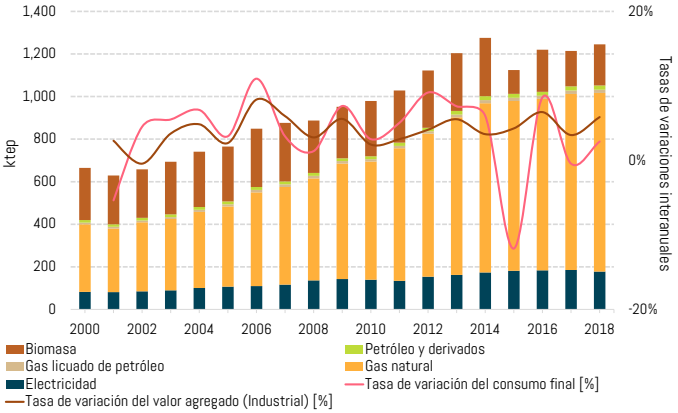




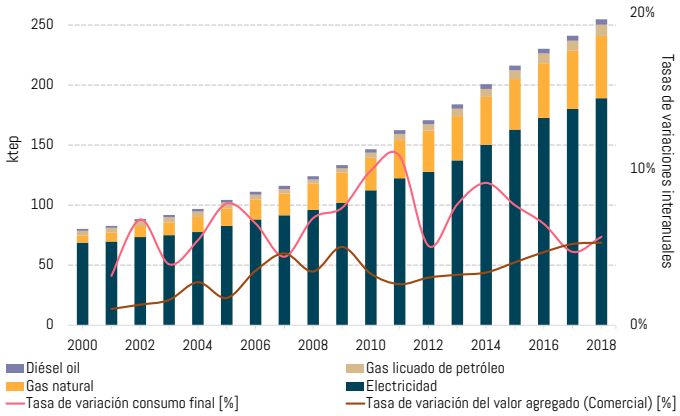
Consumo final de energía por fuente de energía



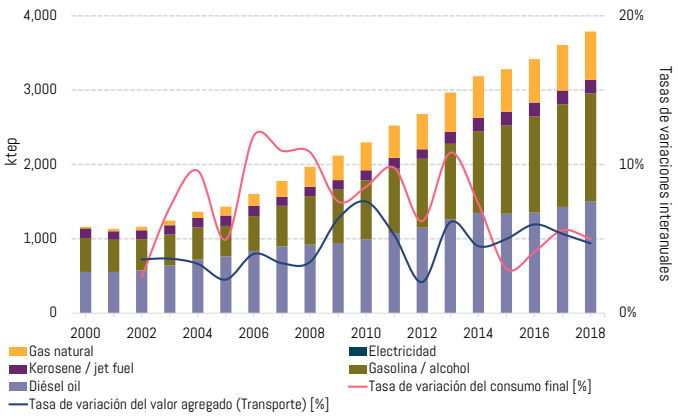
Consumo final del Sector Industrial



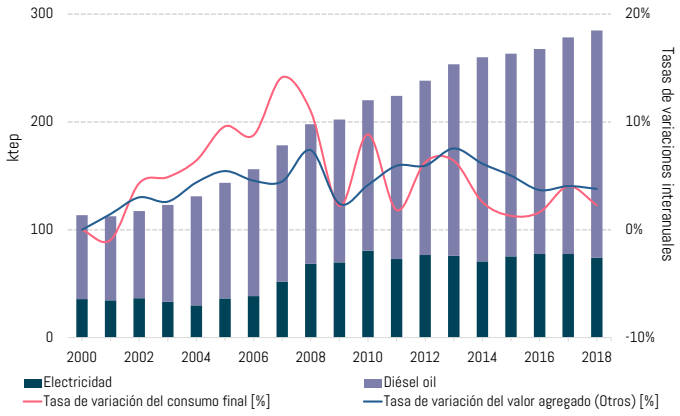
Consumo final del Sector Comercial



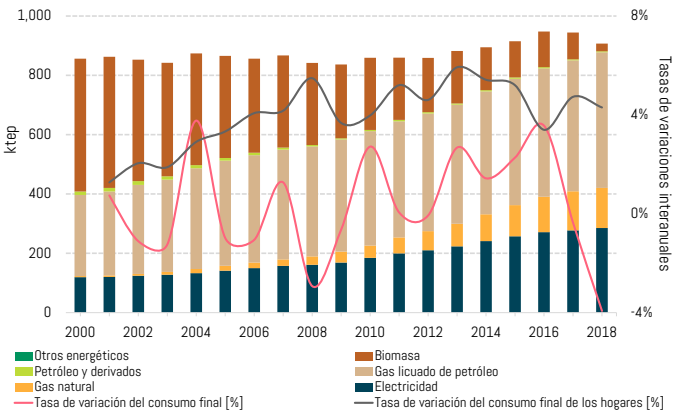
Consumo final del Sector Transporte



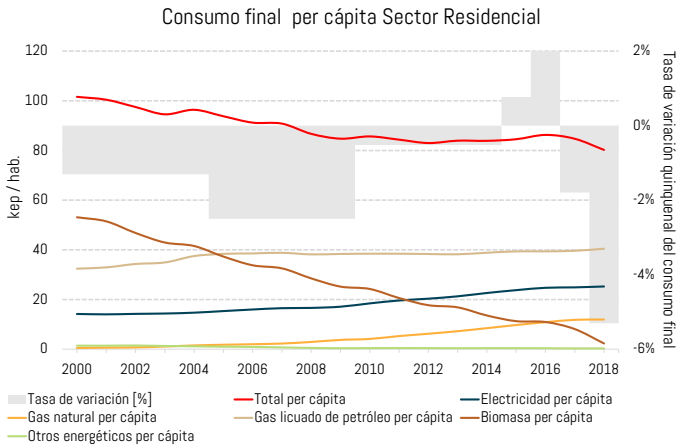
Consumo final del Sector Otros



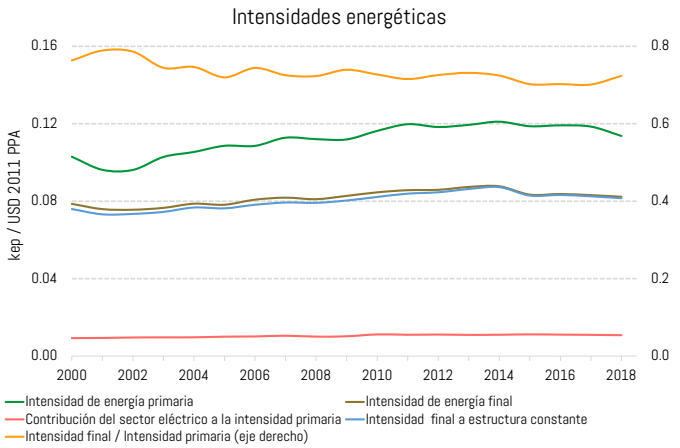
Consumo final del Sector Residencial



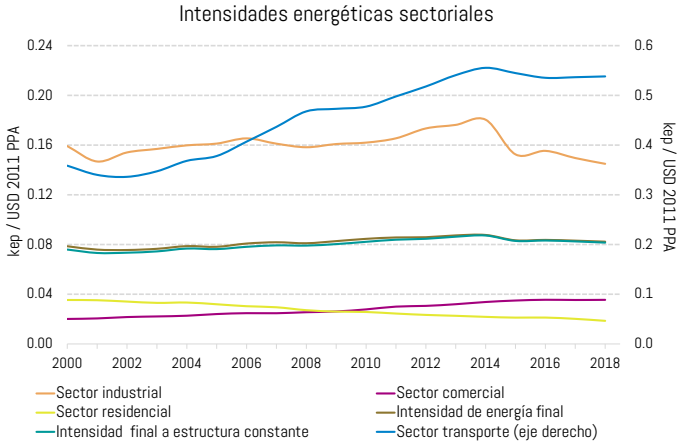
Consumo final per cápita Sector Residencial



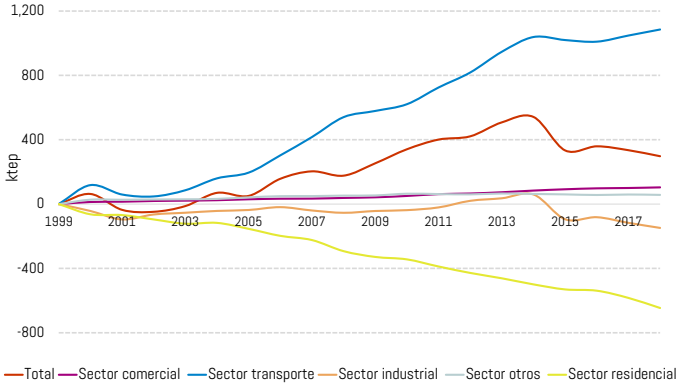
Intensidades energéticas



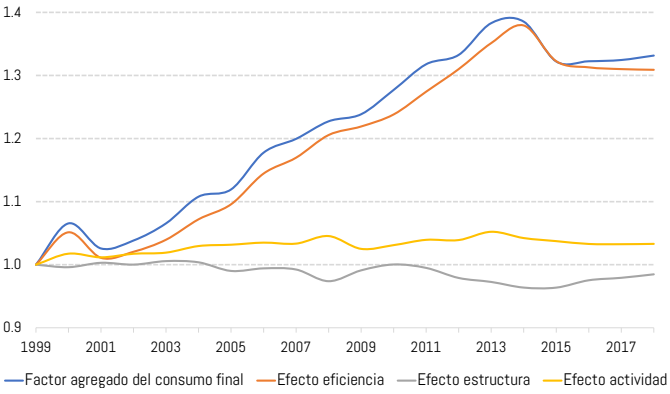
Intensidades energéticas sectoriales



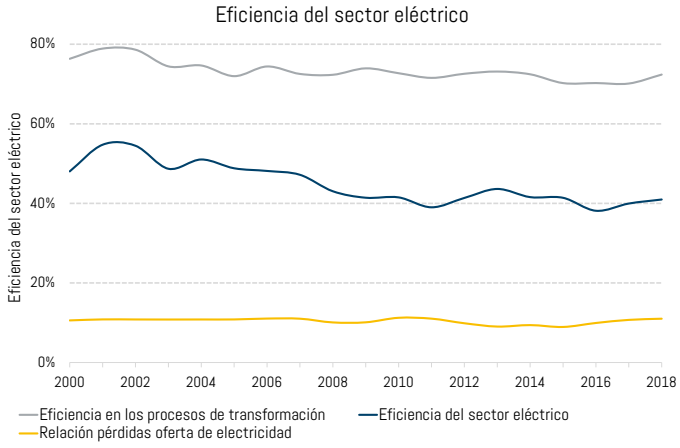
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



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

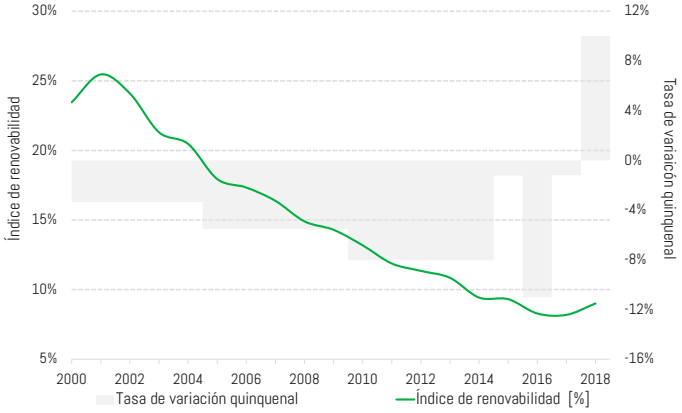


Eficiencia del sector eléctrico

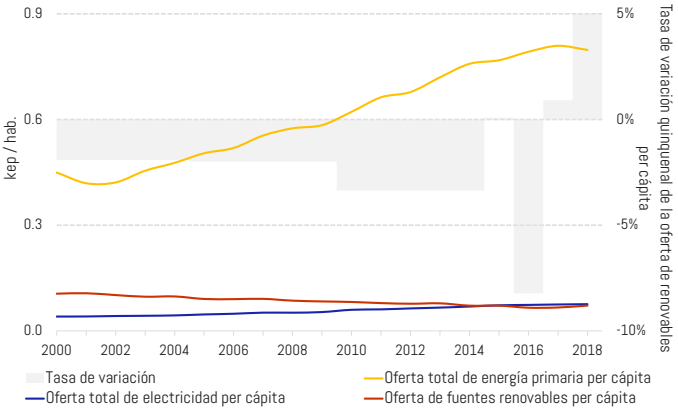


BOLIVIA

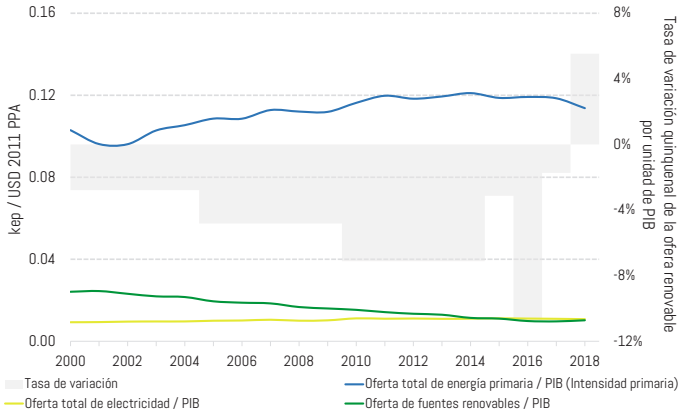
Índice de renovabilidad



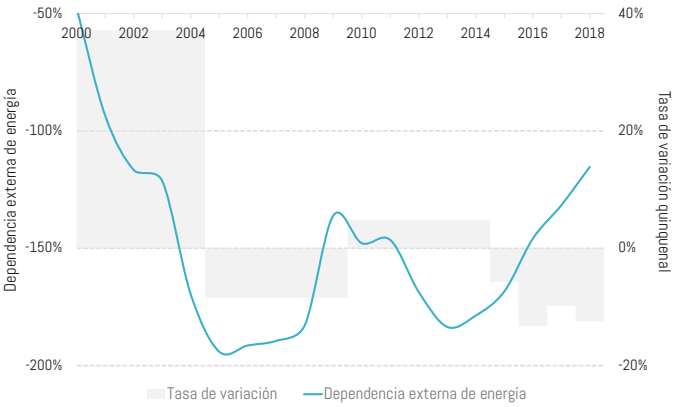
Oferta de energía per cápita



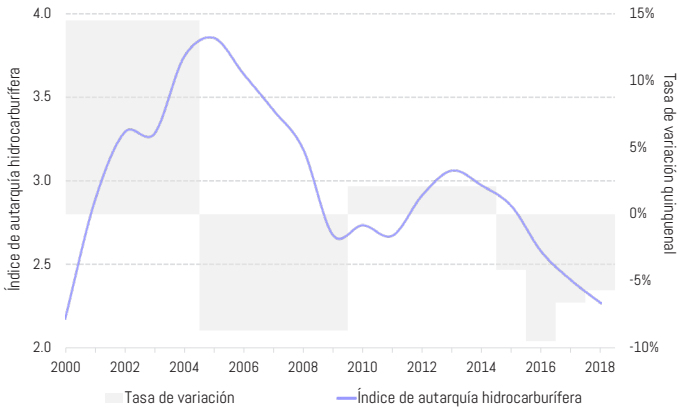
Ofertas de energía por unidad de PIB



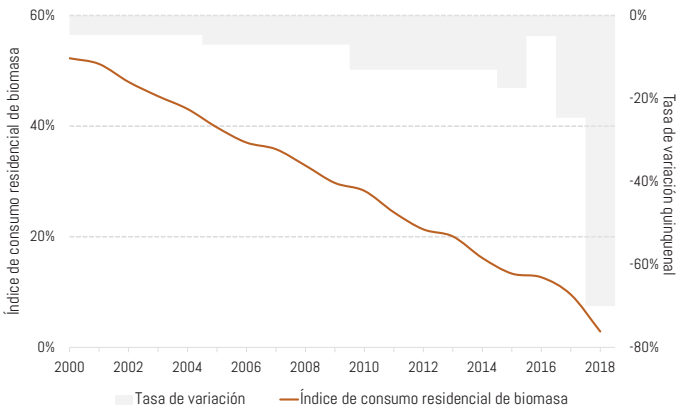
Dependencia externa de energía



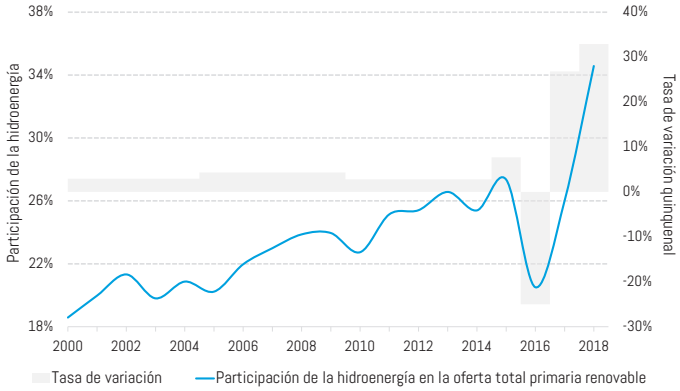
Índice de autarquía hidrocarburífera



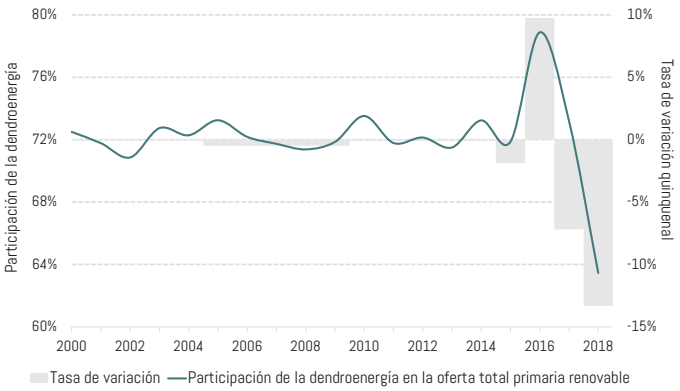
Índice de consumo residencial de biomasa



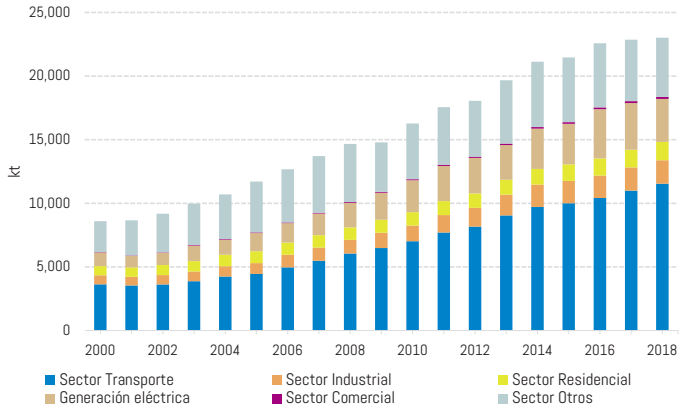
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



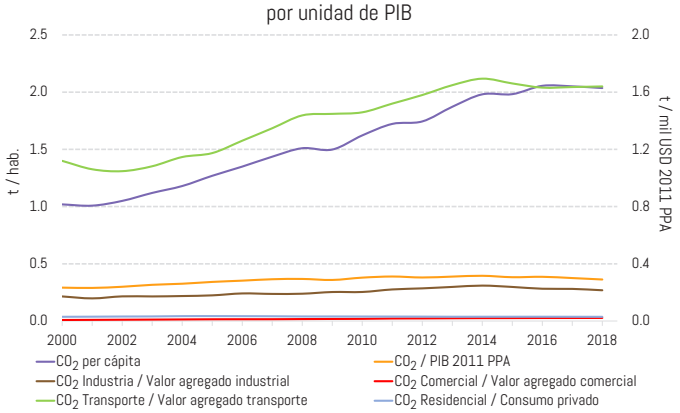
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



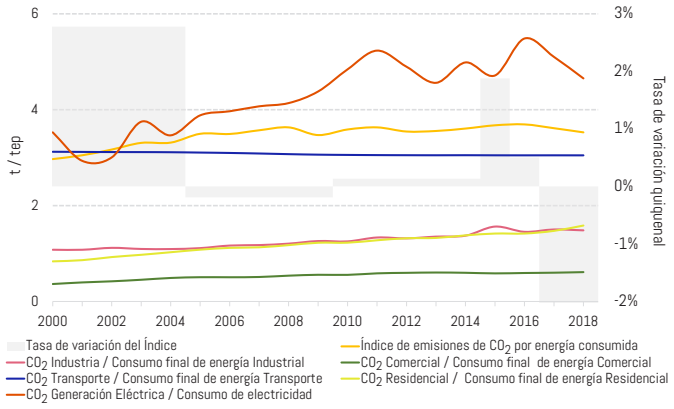
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



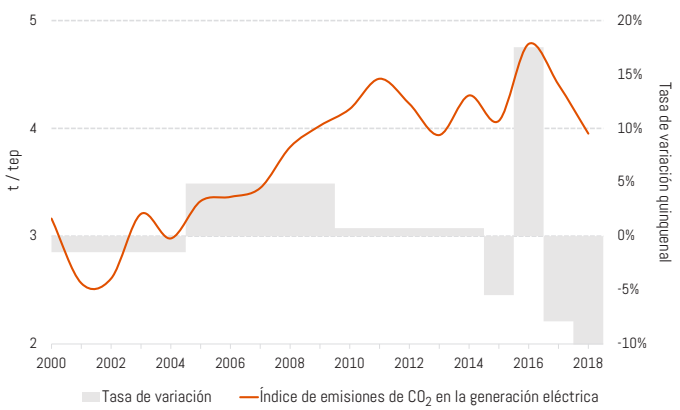
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



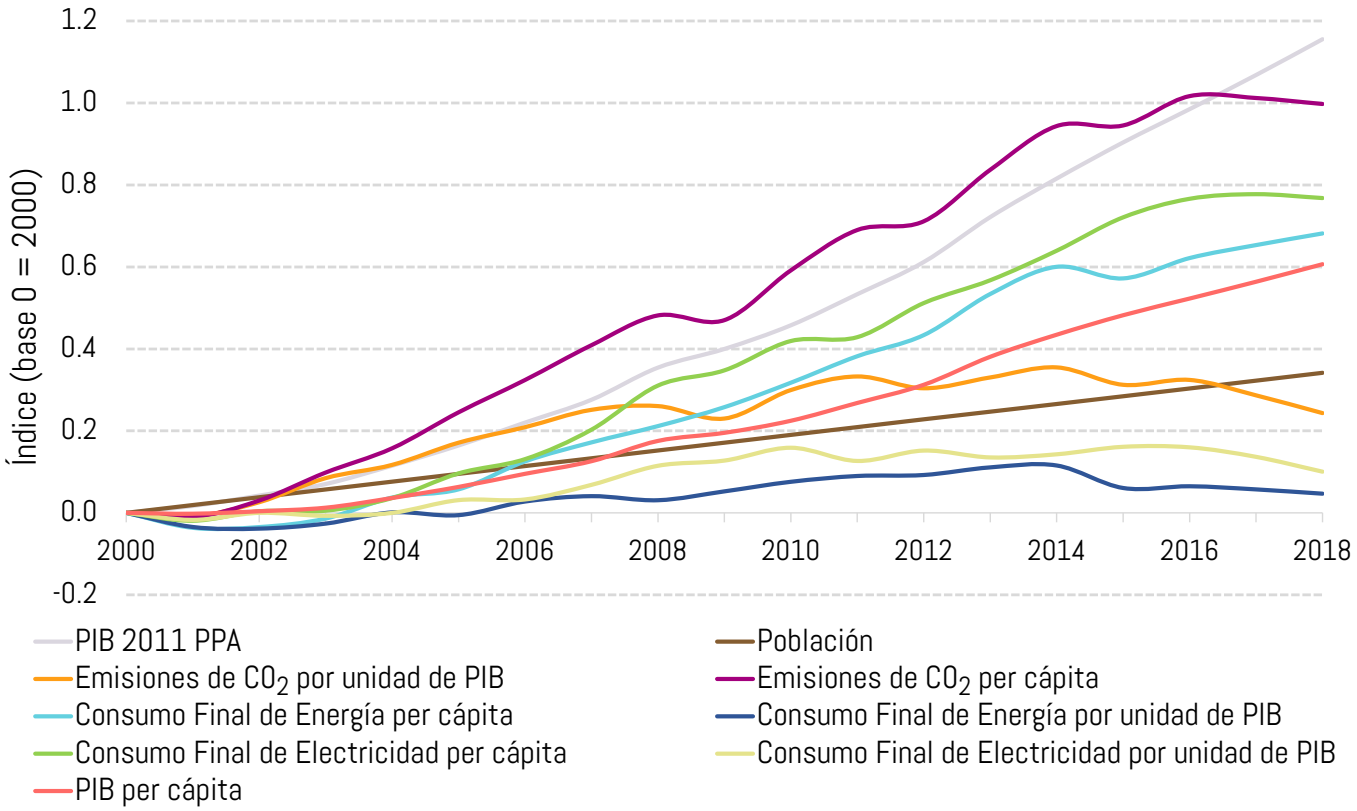
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

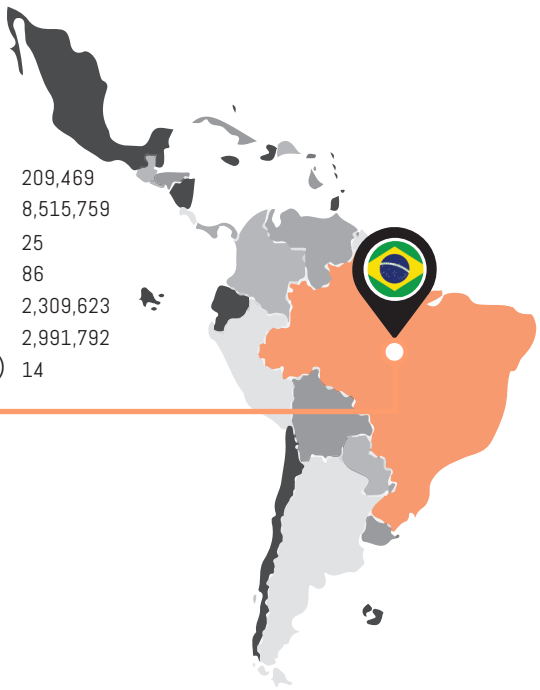


BRASIL



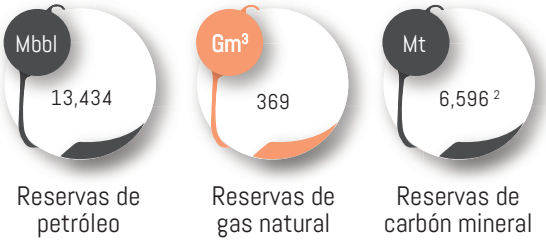
Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	209,469
Superficie (km^2)	8,515,759
Densidad de población (hab. / km^2)	25
Población urbana (%)	86
PIB USD 2010 (MUSD)	2,309,623
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,991,792
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	14



Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 82.12
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 78.05 [3]
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 25.18
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 12.58
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 27.10

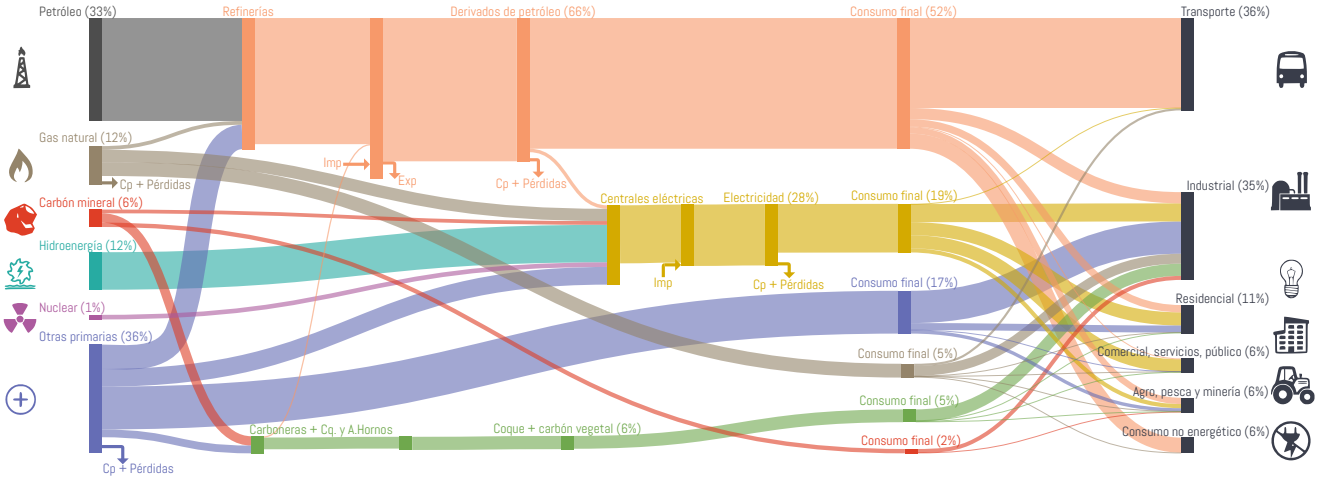


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

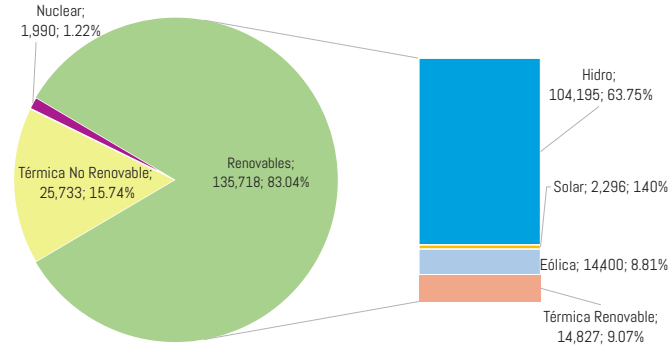
[1] No incluye consumo propio del sector energético.
[2] Datos estimados por OLADE.
[3] No incluye Minería y Pelotización.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,4016 [1]	1.07 [1]	99.73	289.85	303.08	63.16	72.68	255.02 [1]	2,405	163.44	0.10 / 0.08
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

Balance energético resumido 2018

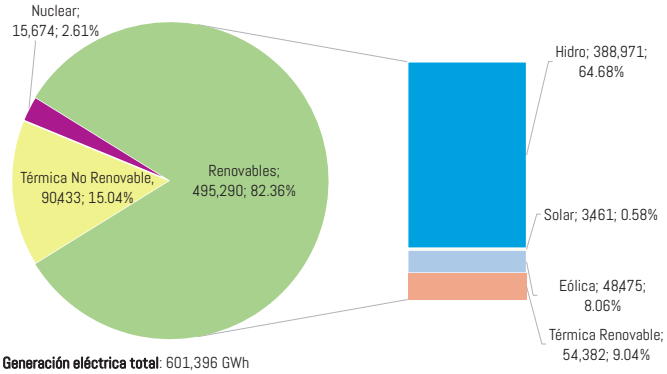


Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



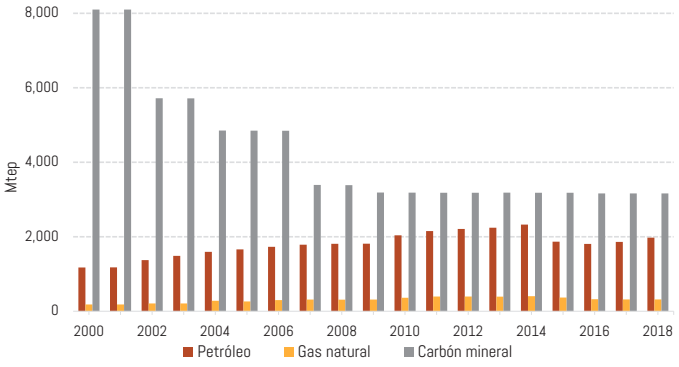
Capacidad instadalada total: 163.44 GW

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



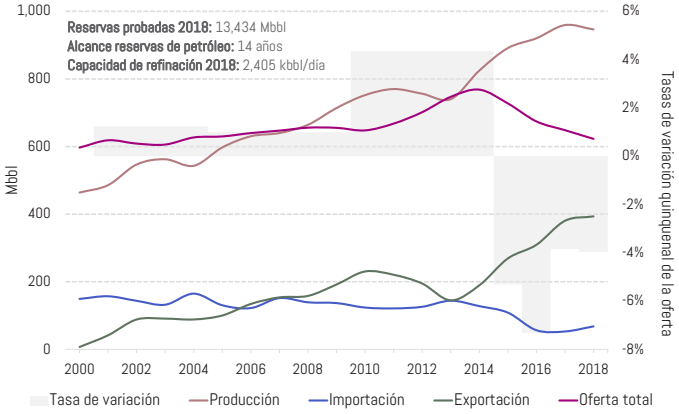
Generación eléctrica total: 601,396 GWh

Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

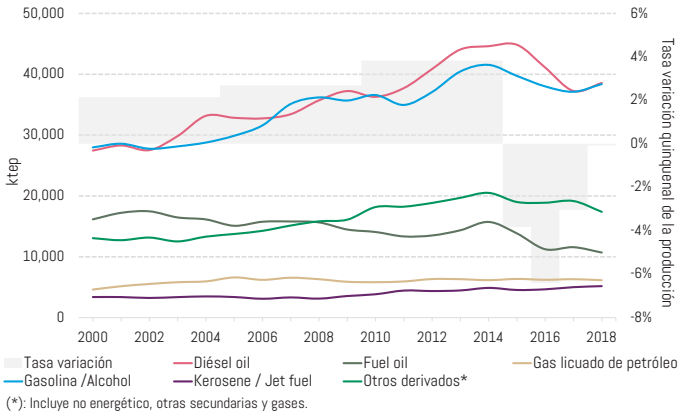


Datos de reservas de carbón mineral estimados por OLADE.
Para el período 2000 - 2007 los valores de carbón mineral incluyen reservas probables.

Oferta de petróleo

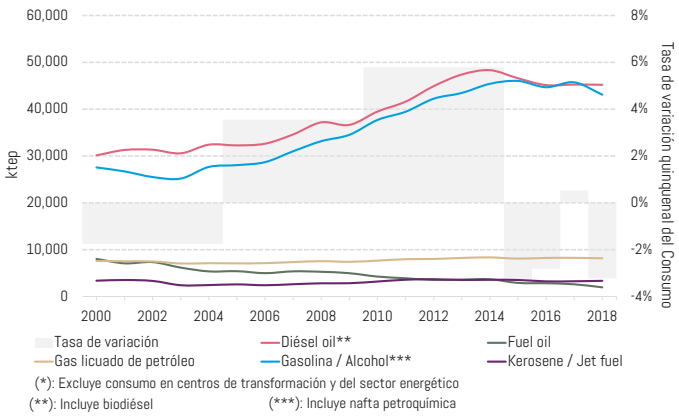


Producción derivados de petróleo



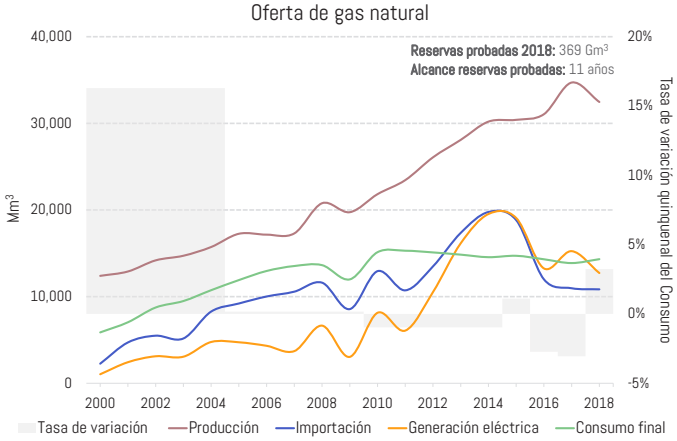
(*): Incluye no energético, otras secundarias y gases.

Consumo derivados de petróleo*

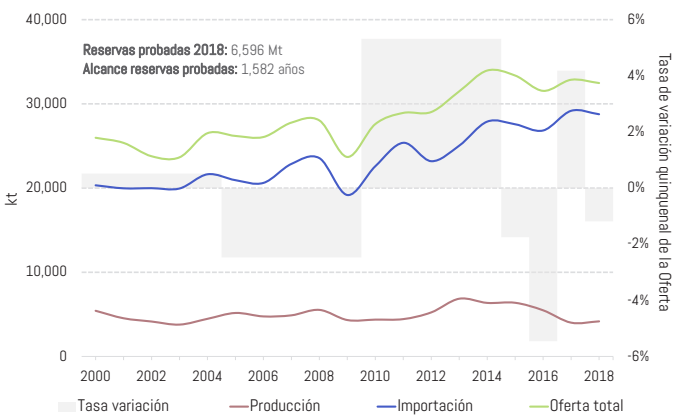


(*): Excluye consumo en centros de transformación y del sector energético
(**): Incluye biodiésel
(***): Incluye nafta petroquímica

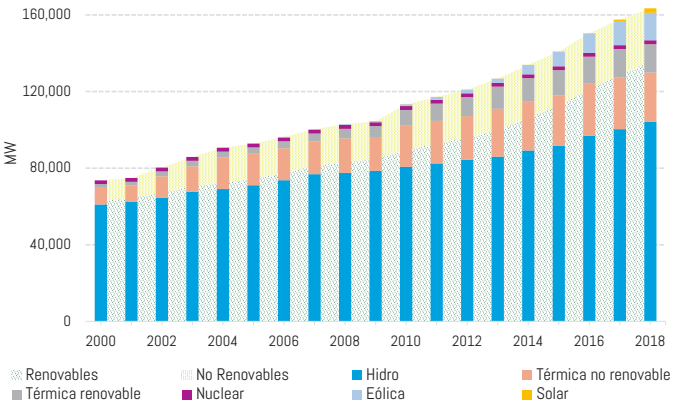
Oferta de gas natural



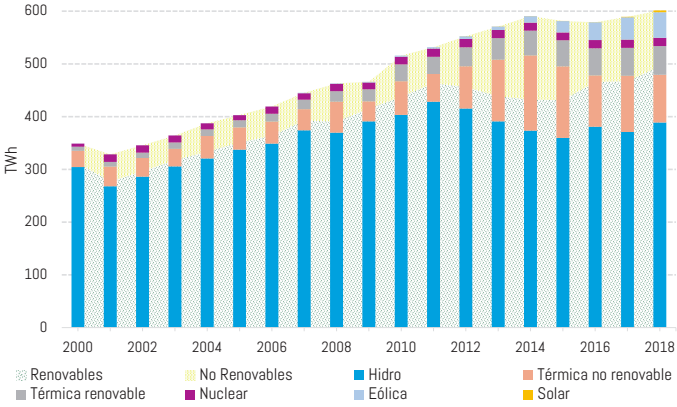
Oferta de carbón mineral



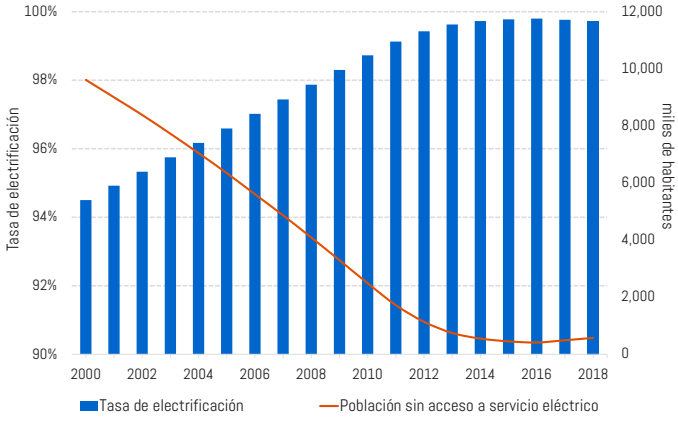
Capacidad instalada de generación eléctrica



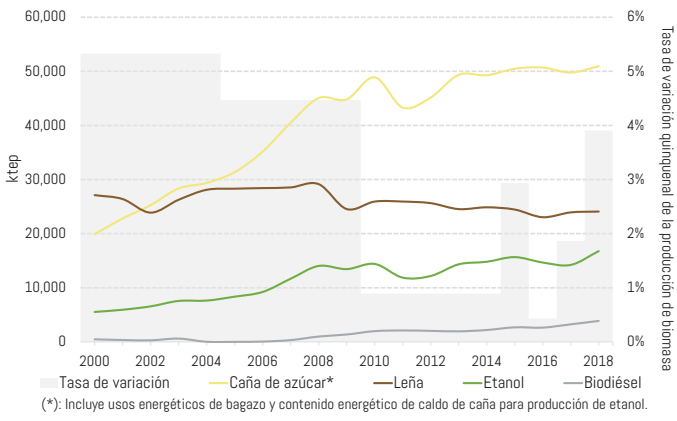
Generación eléctrica



Tasa de electrificación

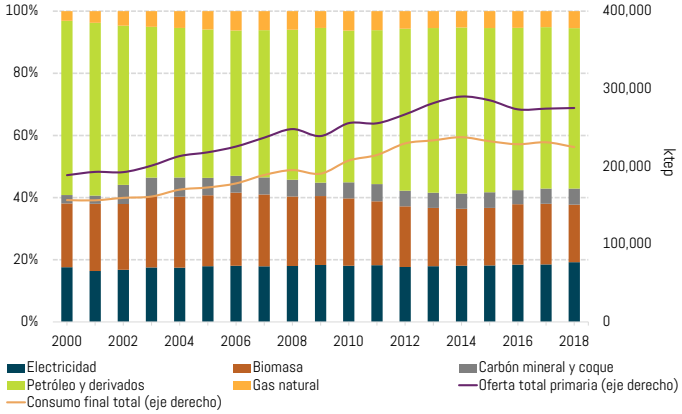


Producción de biomasa y biocombustibles

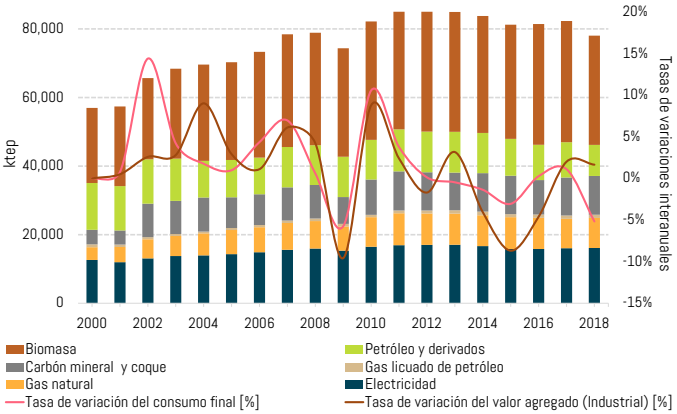


(*): Incluye usos energéticos de bagazo y contenido energético de caldo de caña para producción de etanol.

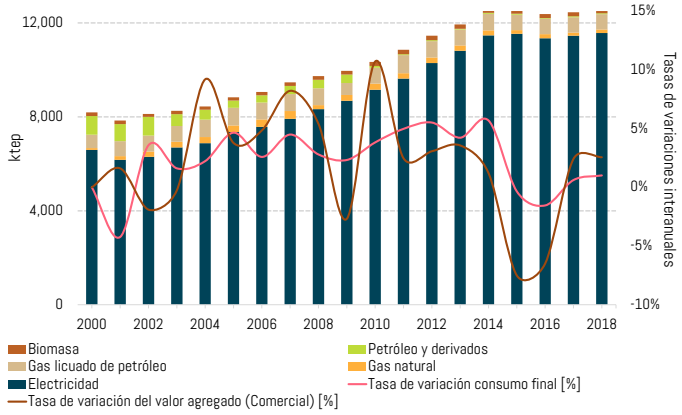
Consumo final de energía por fuente de energía



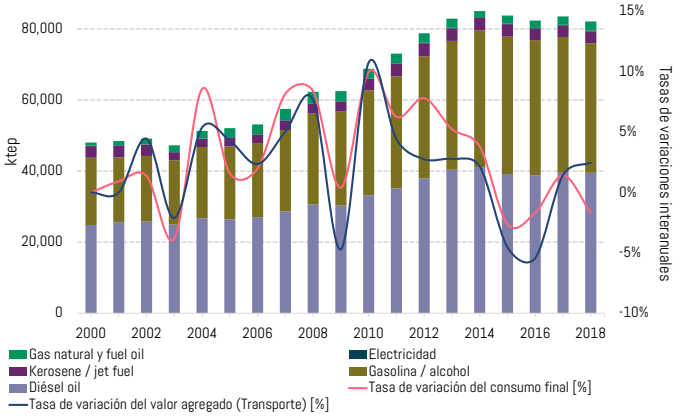
Consumo final del Sector Industrial



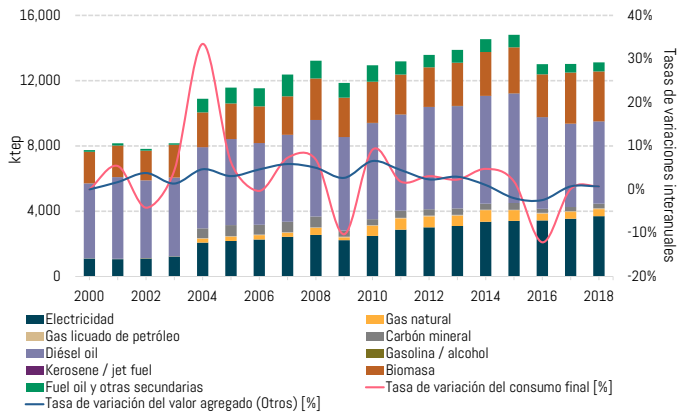
Consumo final del Sector Comercial



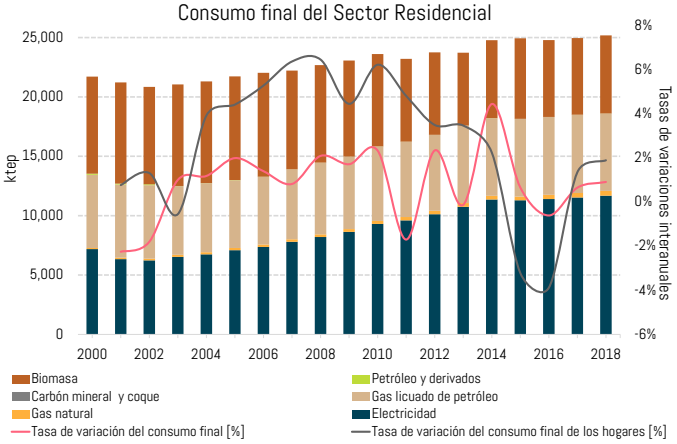
Consumo final del Sector Transporte



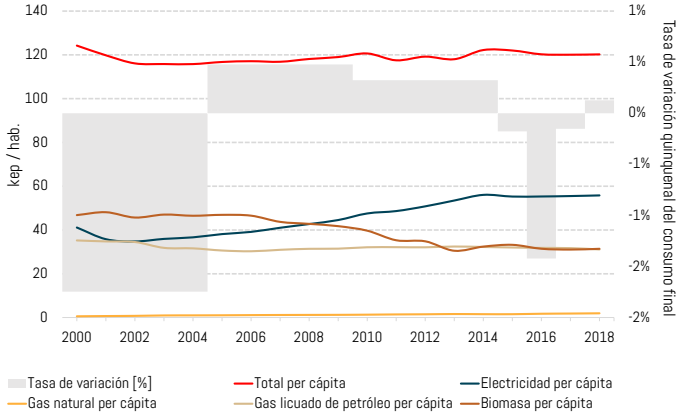
Consumo final del Sector Otros



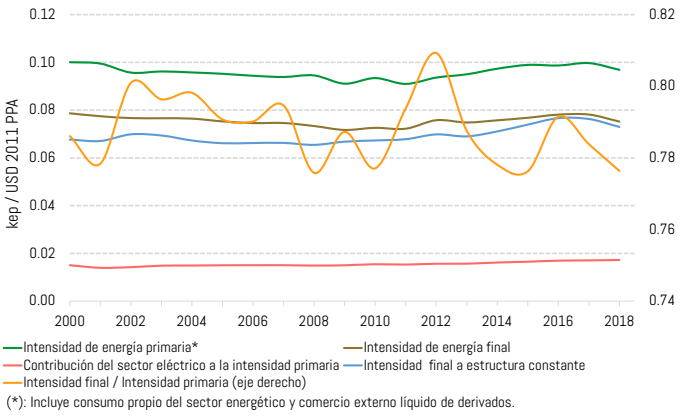
Consumo final del Sector Residencial



Consumo final per cápita Sector Residencial

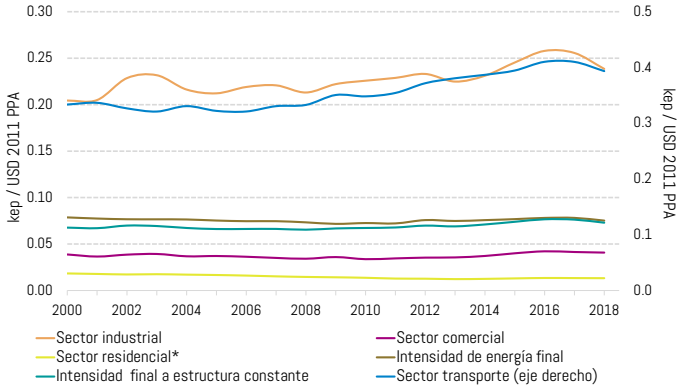


Intensidades energéticas



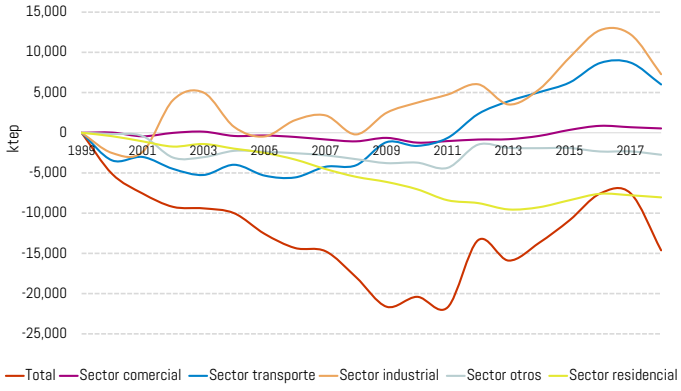
(*): Incluye consumo propio del sector energético y comercio externo líquido de derivados.

Intensidades energéticas sectoriales

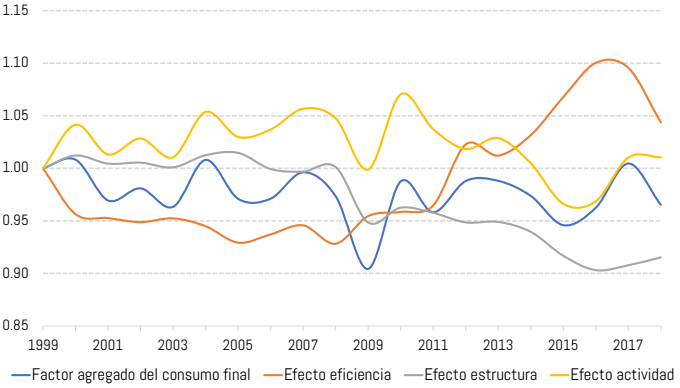


(*): Corresponde a la relación entre el Consumo Final Residencial y el Gasto de Consumo de los Hogares.

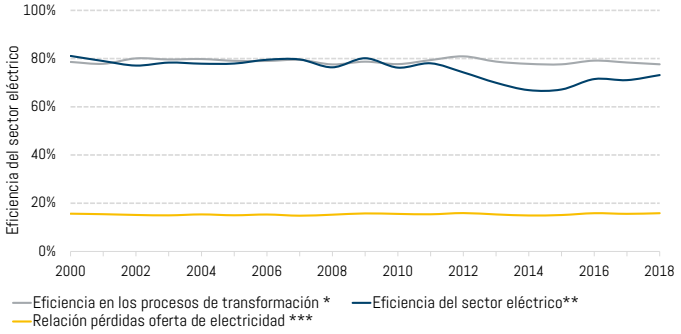
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



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

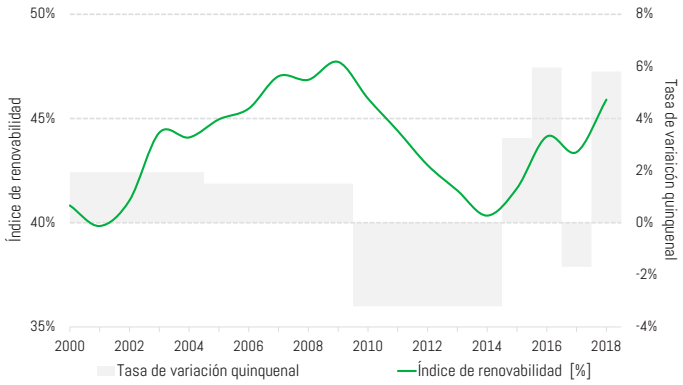


Eficiencia del sector eléctrico



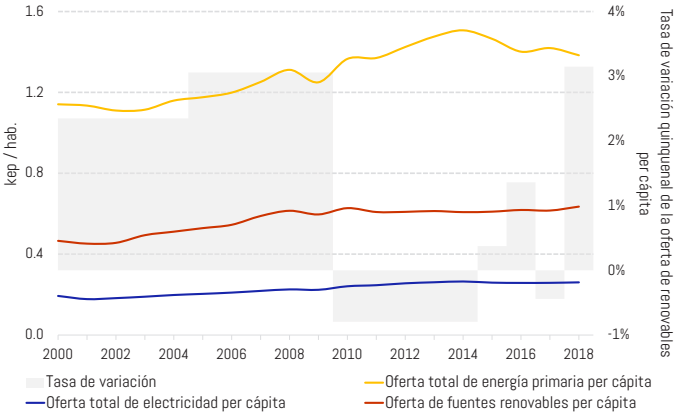
(*): Relación entre el Consumo Final de Energía y la Oferta Total de Energía. El consumo final no incluye el consumo propio del sector energético.
(**): Relación entre la producción de electricidad y los insumos requeridos en su generación. En unidades calóricas.
(***): Relación entre las pérdidas de electricidad y la oferta de electricidad.

Índice de renovabilidad*

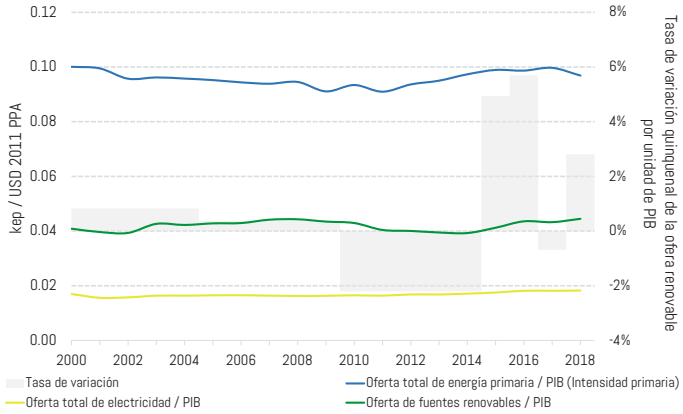


(*): El cálculo se basa en la Matriz de Oferta Interna de Energía (Matriz Energética).

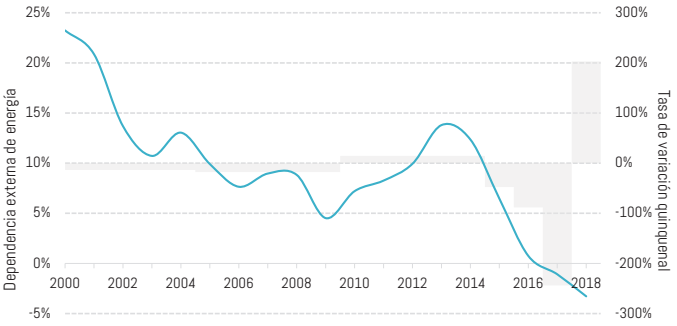
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

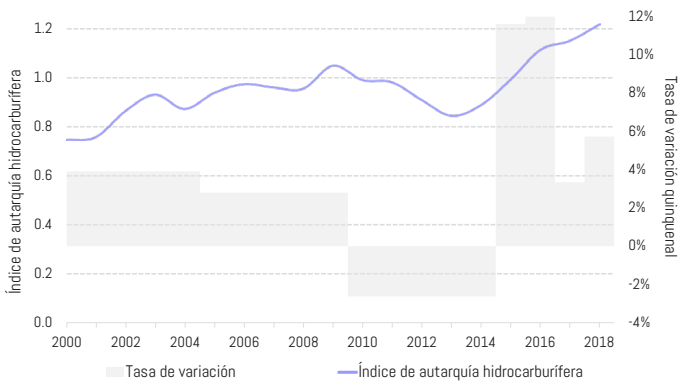


Dependencia externa de energía



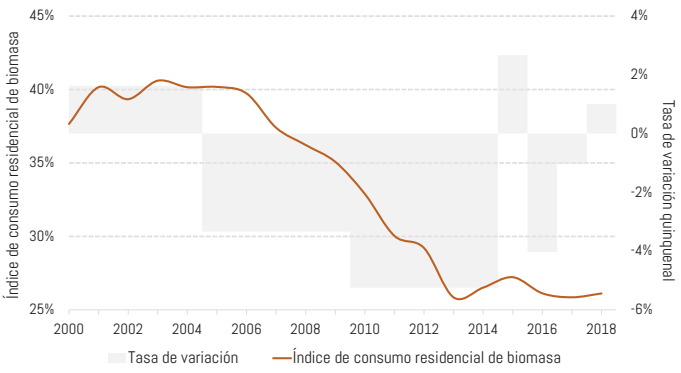
Nota: Para el año 2017 de acuerdo a la metodología de OLADE existe una exportación, sin embargo, en el balance elaborado por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil se identifica que el país aún tiene una dependencia externa de energía. Estas diferencias se deben a que en el BEN de Brasil existe una 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 hidrocarburífera



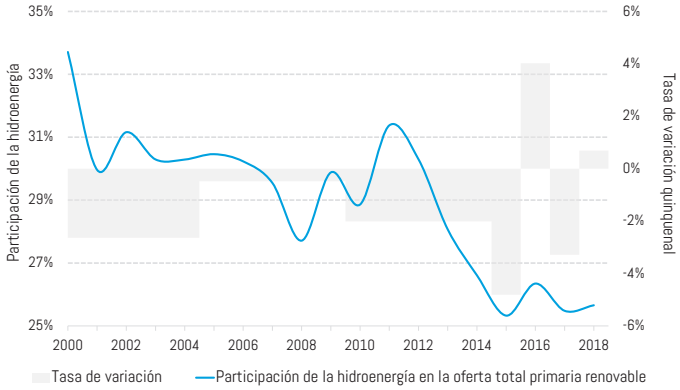
Nota: Valores superiores a 1 representan que existe un superávit y menores a 1 déficit.

Índice de consumo residencial de biomasa*

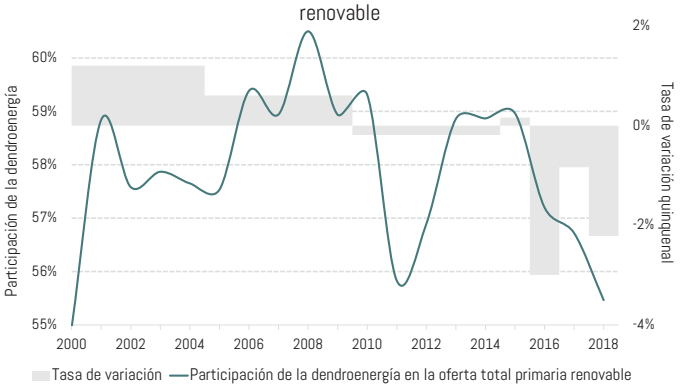


(*): Definido como la relación entre la suma del consumo de leña y de carbón vegetal en el sector residencial dividido para el consumo final del sector residencial.

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

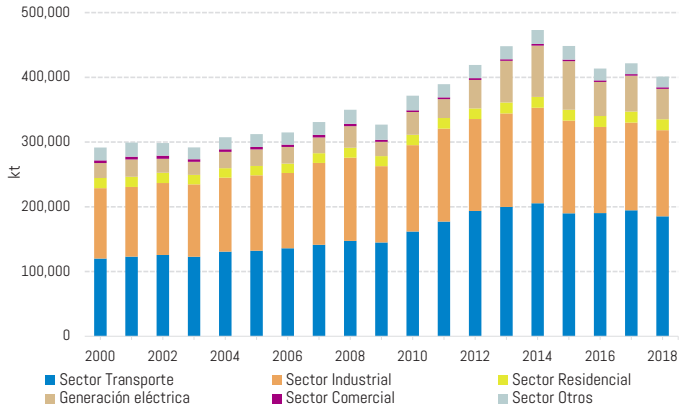


Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

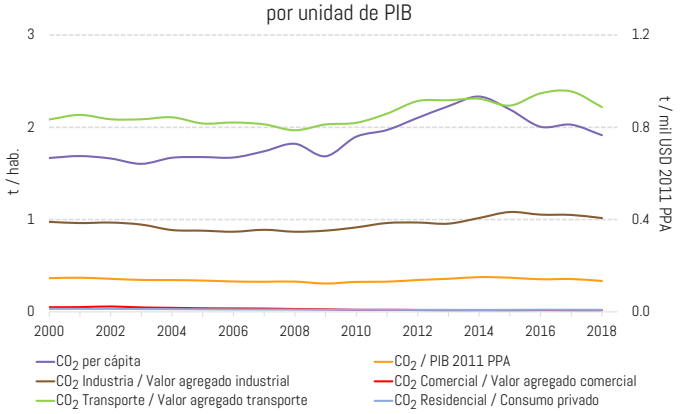


Nota: Dendroenergía corresponde a los combustibles obtenidos de la madera tales como leña,carbón vegetal, pelets, etc.

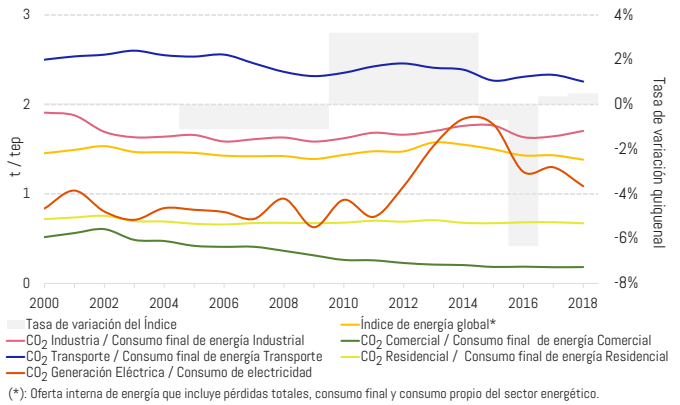
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

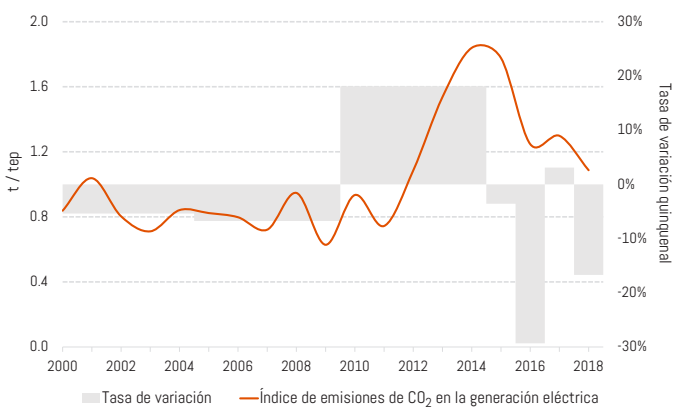


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

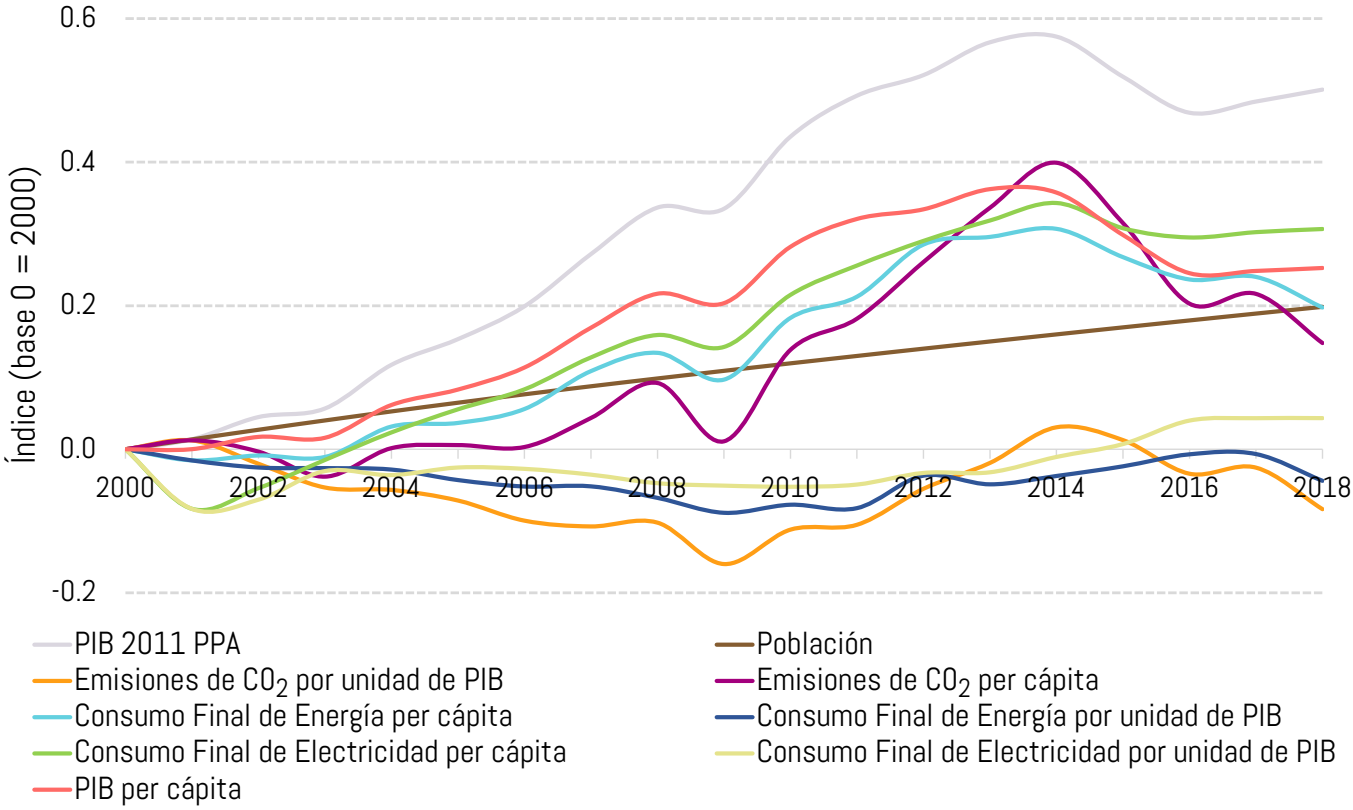


(*): Oferta interna de energía que incluye pérdidas totales, consumo final y consumo propio del sector energético.

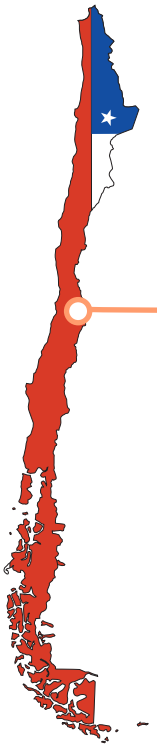
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

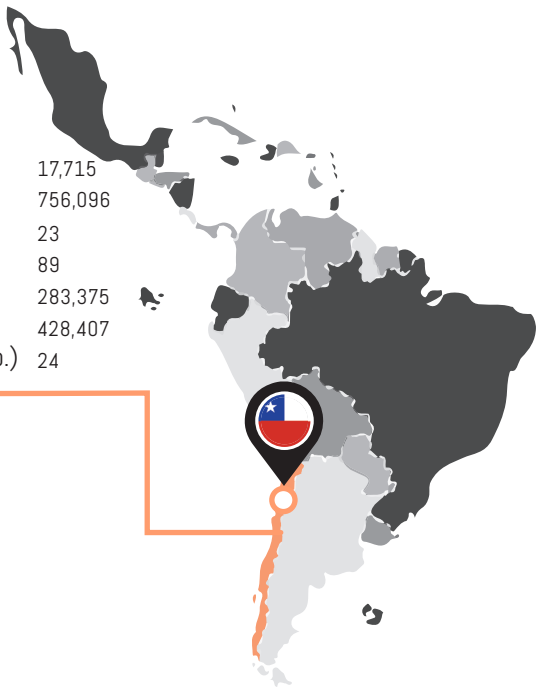


CHILE



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	17,715
Superficie (km^2)	756,096
Densidad de población (hab. / km^2)	23
Población urbana (%)	89
PIB USD 2010 (MUSD)	283,375
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	428,407
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	24



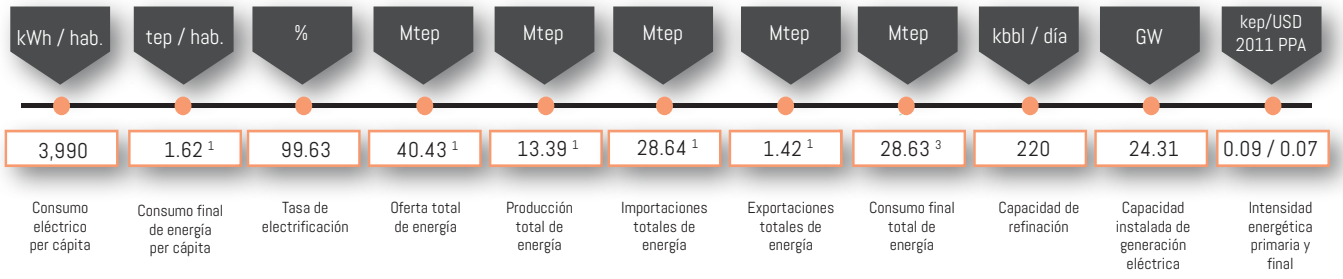
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 10.55 [1]
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 5.57 [1]
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 4.62 [1]
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 2.12 [1]
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 5,77 [2]

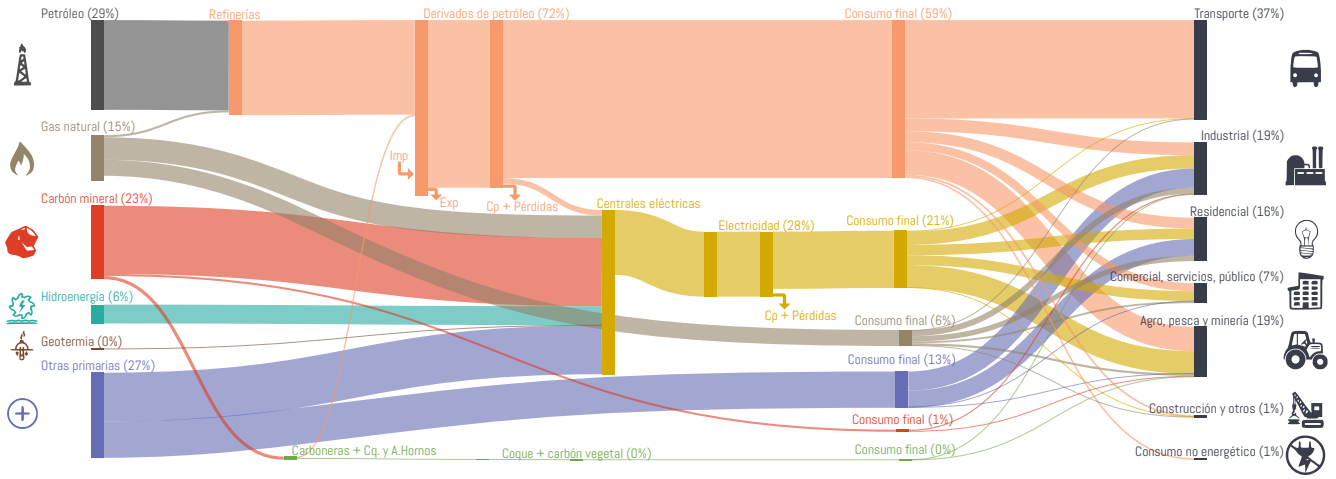


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

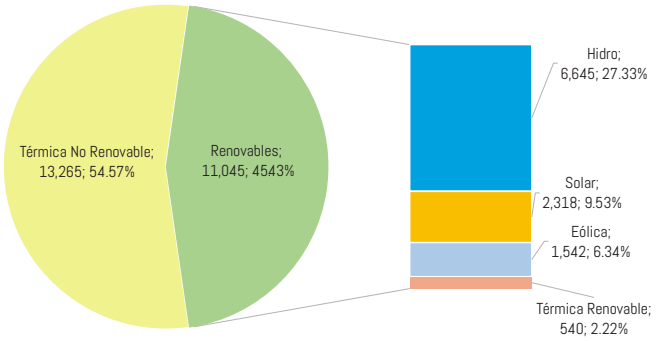
[1] Datos de oferta y demanda para el año 2018 estimados por OLADE.
[2] Incluye consumo no energético.
[3] No incluye consumo propio del sector energético.



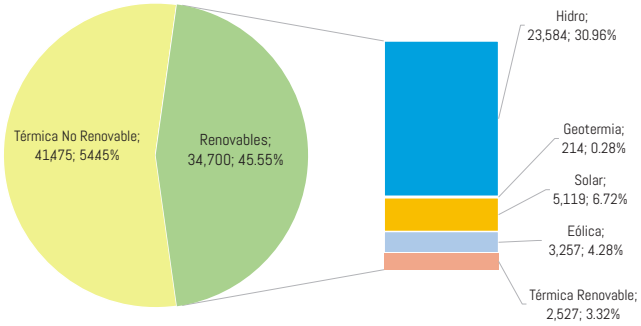
Balance energético resumido 2018



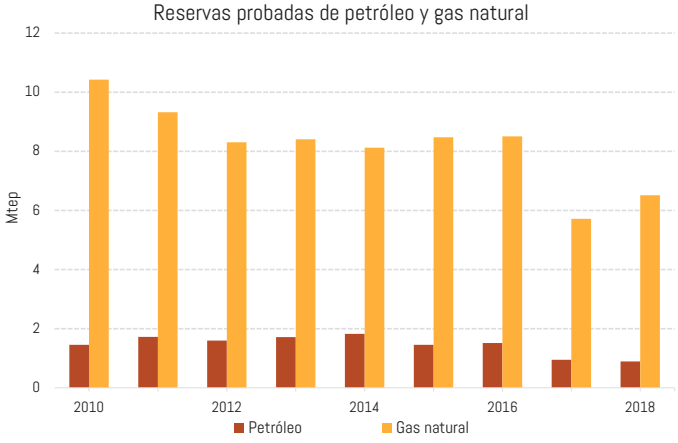
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



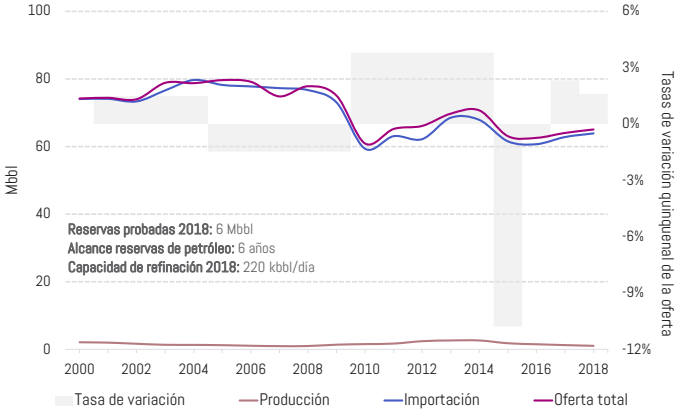
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



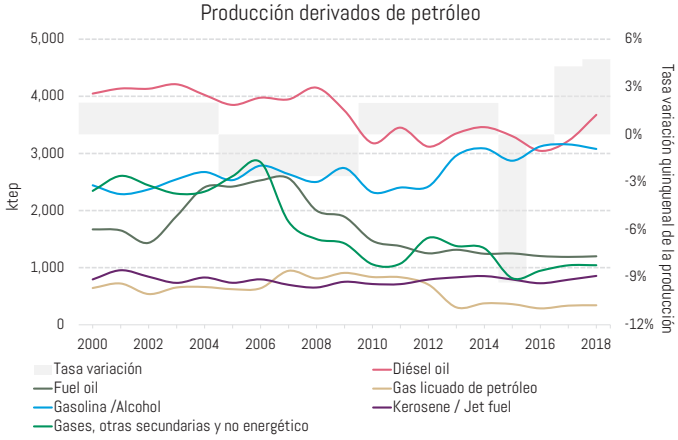
Reservas probadas de petróleo y gas natural



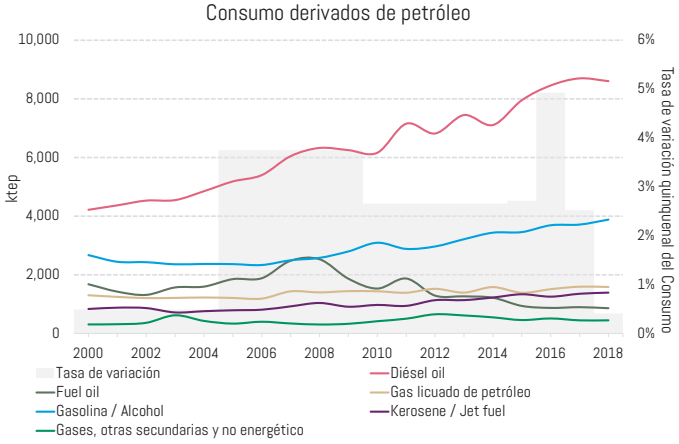
Oferta de petróleo



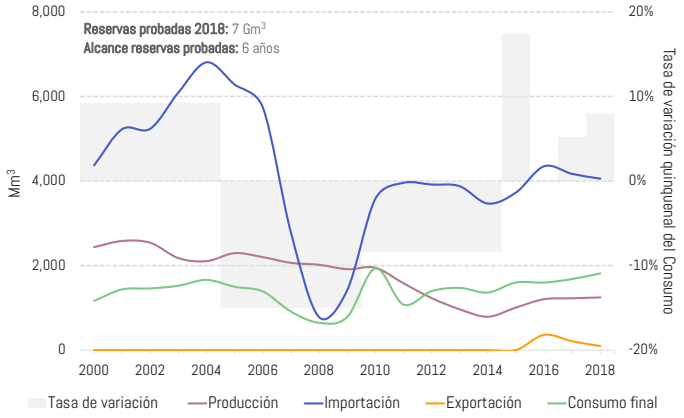
Producción derivados de petróleo



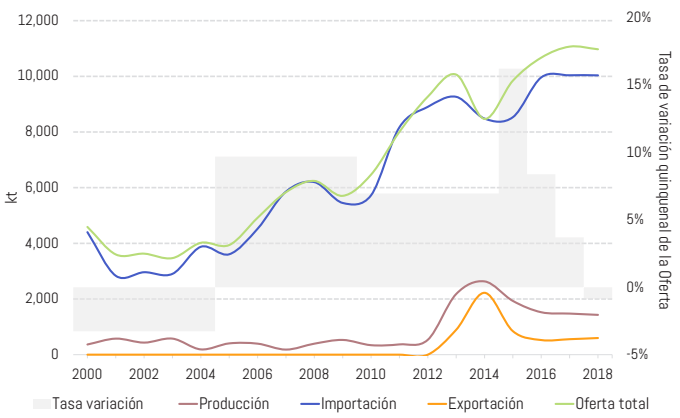
Consumo derivados de petróleo



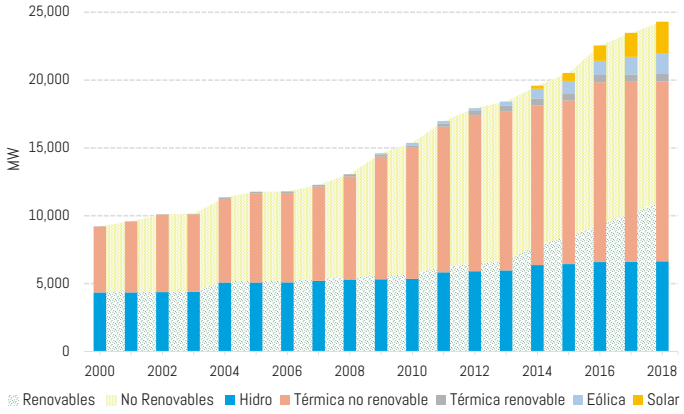
Oferta de gas natural



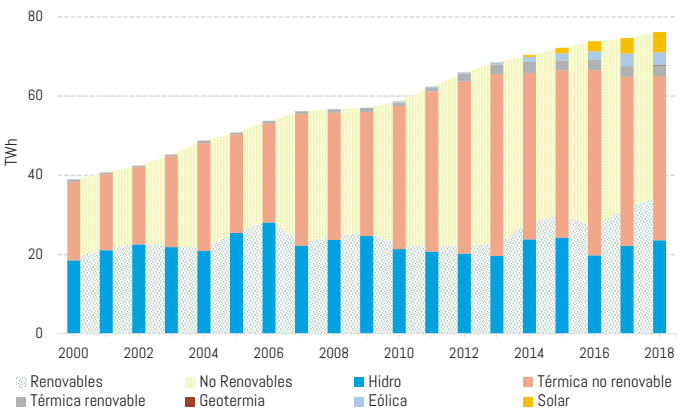
Oferta de carbón mineral



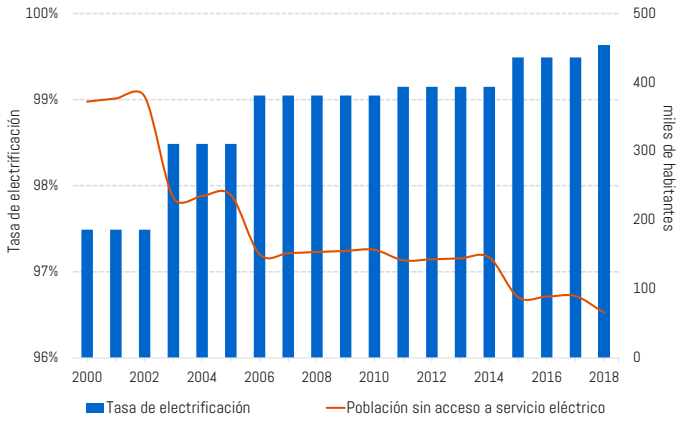
Capacidad instalada de generación eléctrica



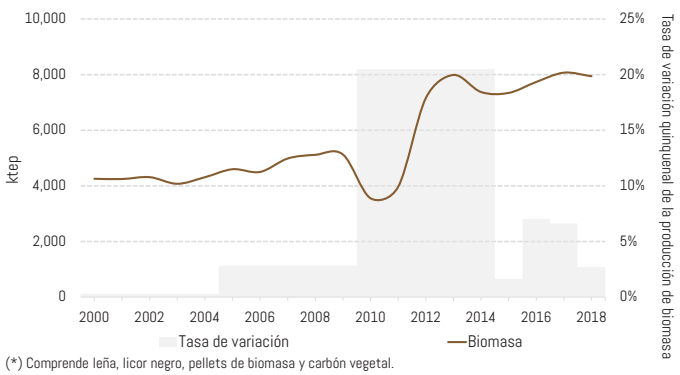
Generación eléctrica



Tasa de electrificación



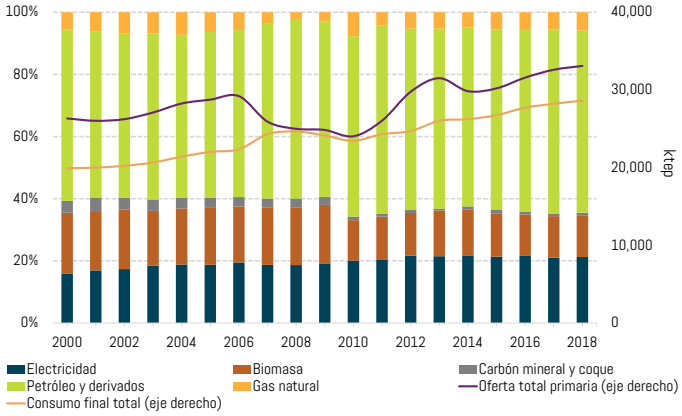
Producción de biomasa*



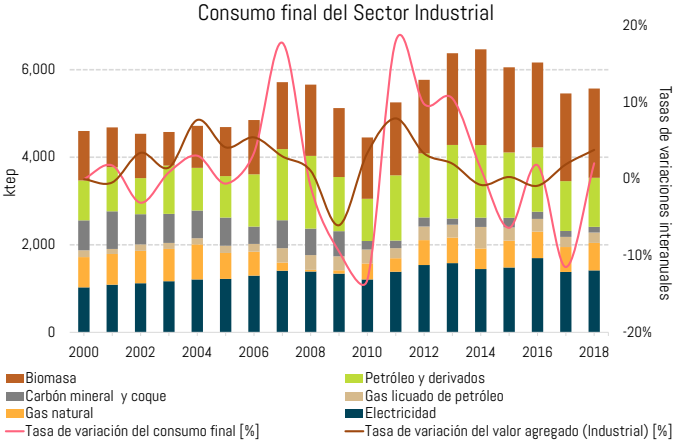
(*) Comprende leña, licor negro, pellets de biomasa y carbón vegetal.

Nota: La caída entre el 2009 y 2010 corresponde a un cambio metodológico realizado por el país en el Balance Nacional de Energía.

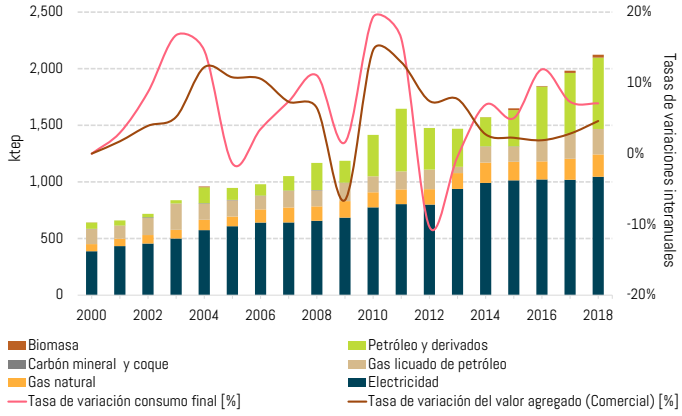
Consumo final de energía por fuente de energía



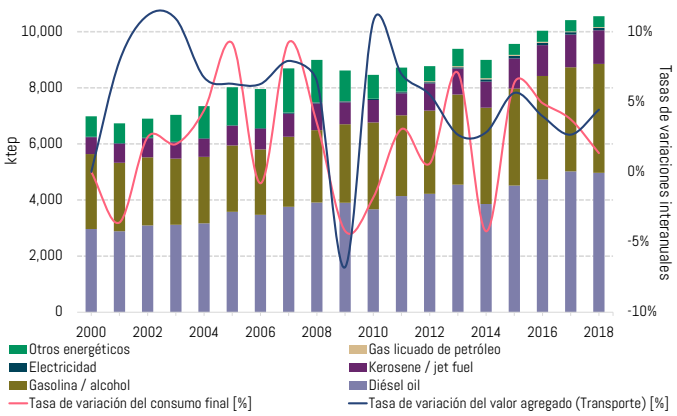
Consumo final del Sector Industrial



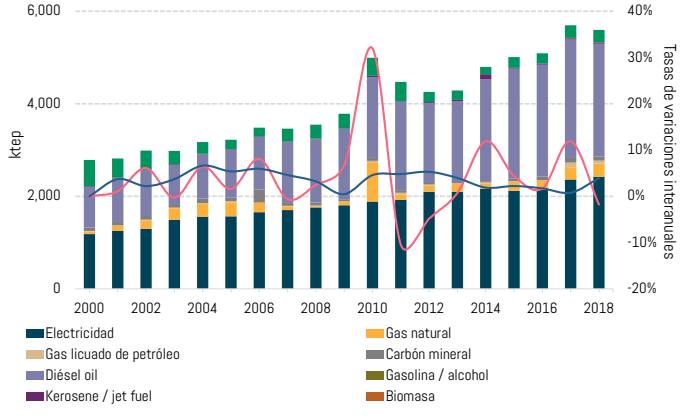
Consumo final del Sector Comercial



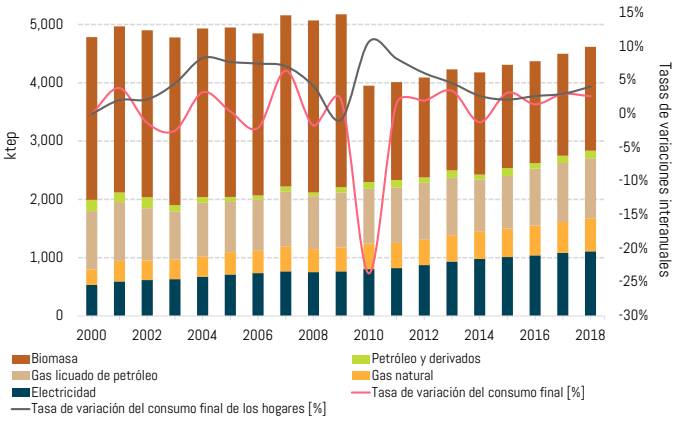
Consumo final del Sector Transporte



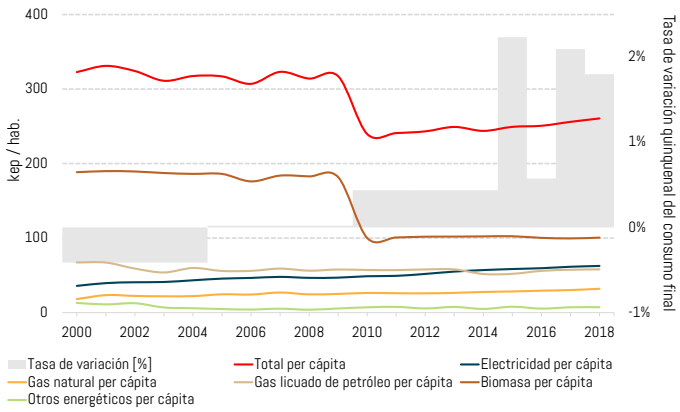
Consumo final del Sector Otros



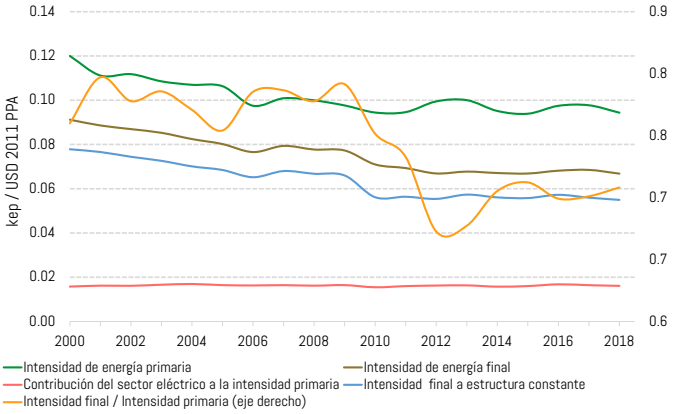
Consumo final del Sector Residencial



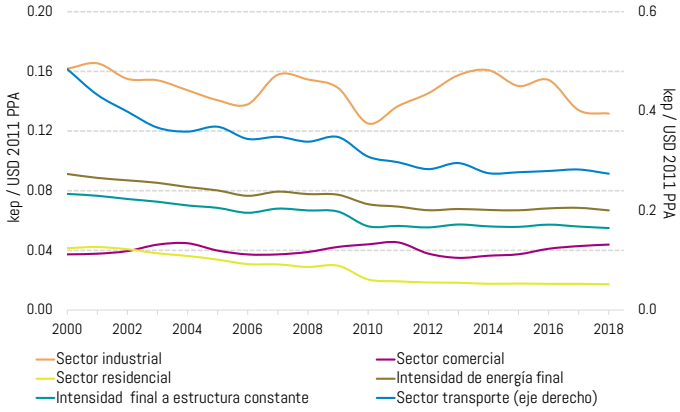
Consumo final per cápita Sector Residencial



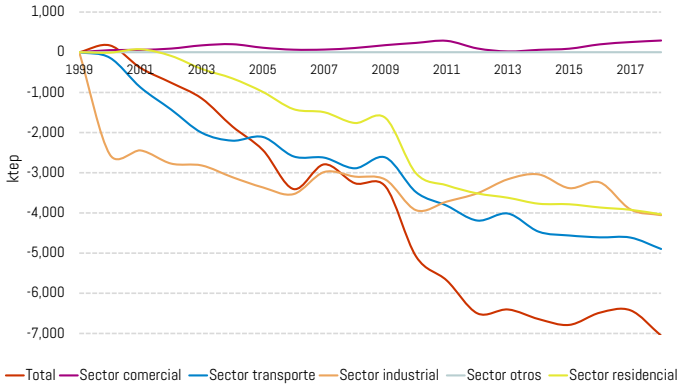
Intensidades energéticas



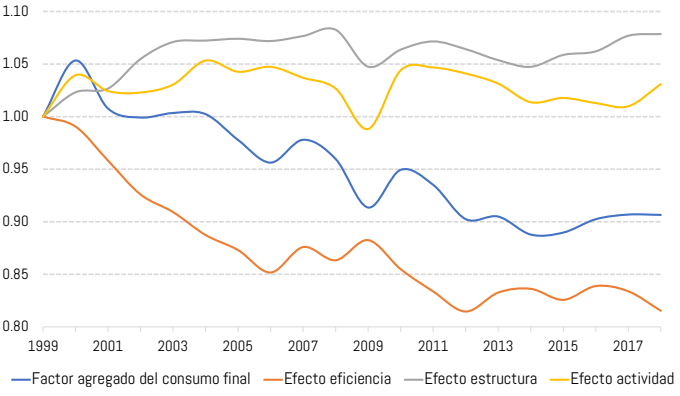
Intensidades energéticas sectoriales



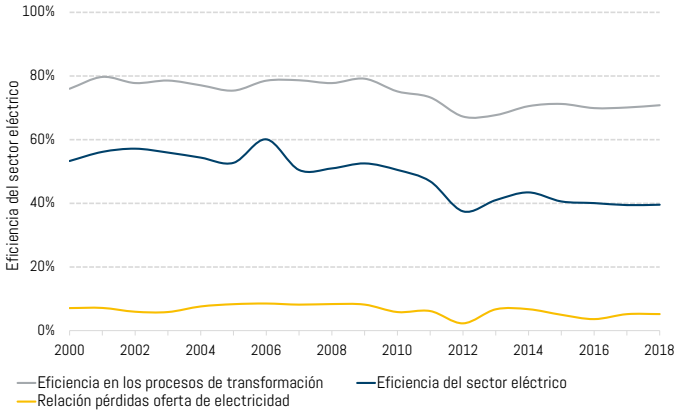
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



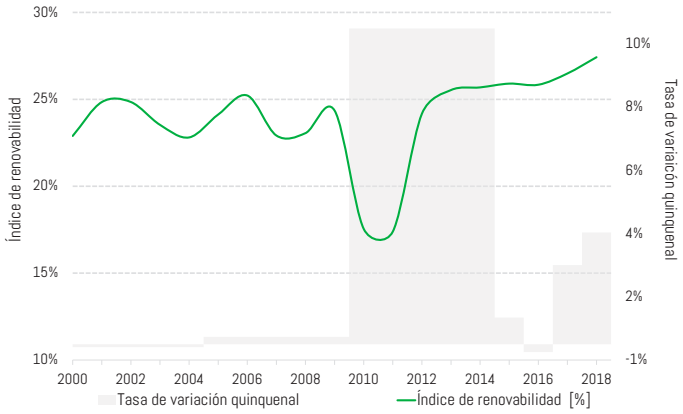
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



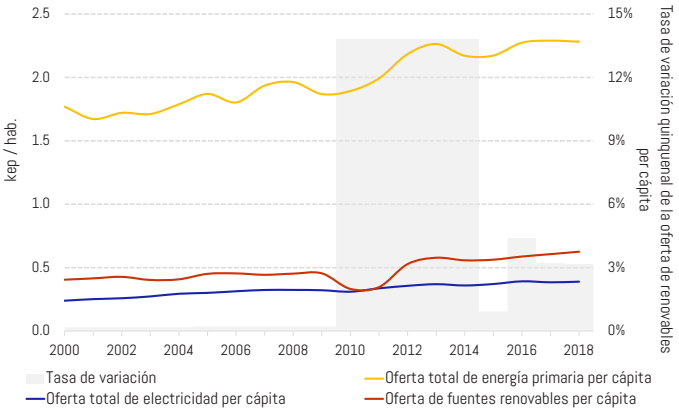
Eficiencia del sector eléctrico



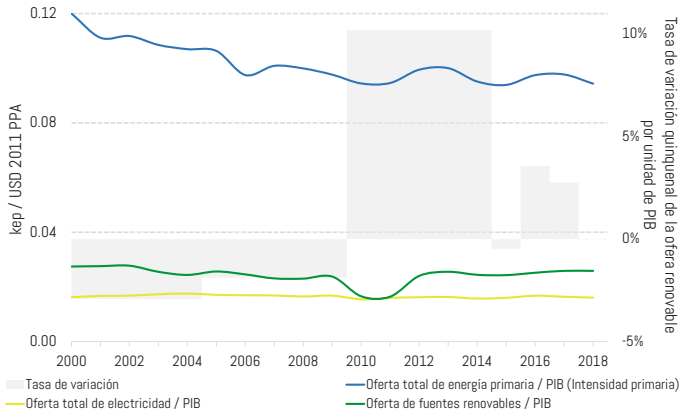
Índice de renovabilidad



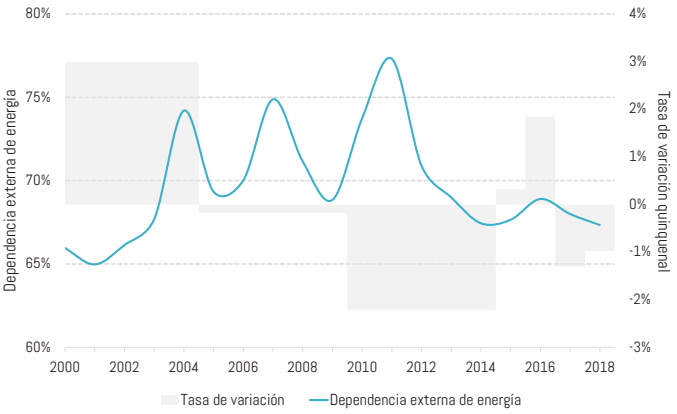
Oferta de energía per cápita



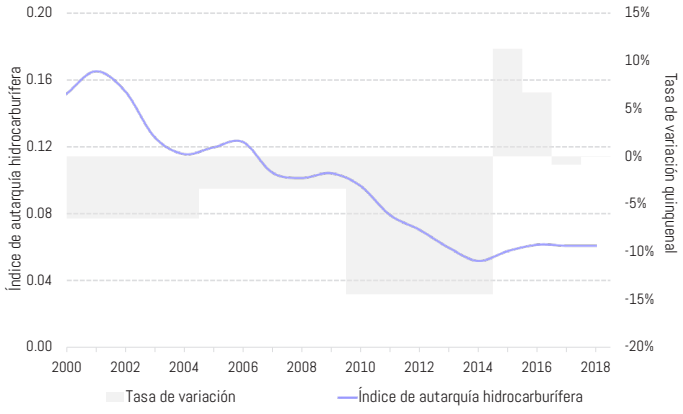
Ofertas de energía por unidad de PIB



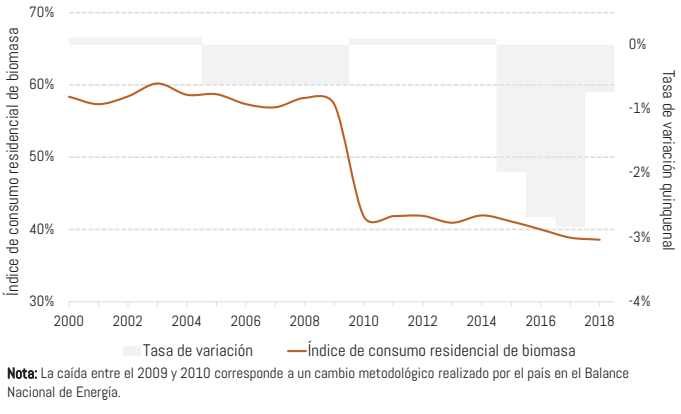
Dependencia externa de energía



Índice de autarquía hidrocarburífera

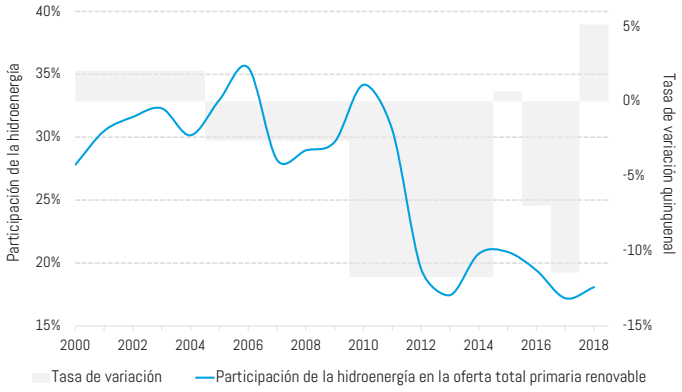


Índice de consumo residencial de biomasa

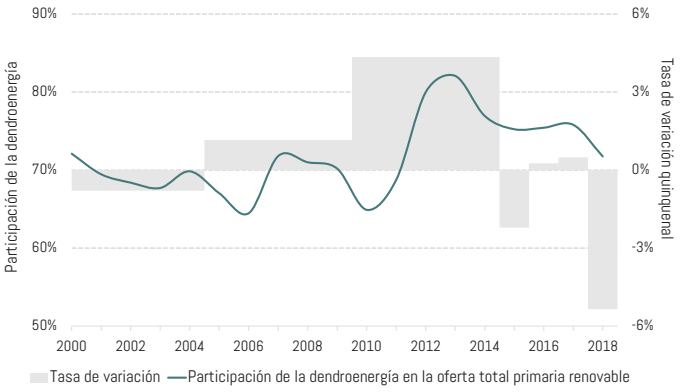


Nota: La caída entre el 2009 y 2010 corresponde a un cambio metodológico realizado por el país en el Balance Nacional de Energía.

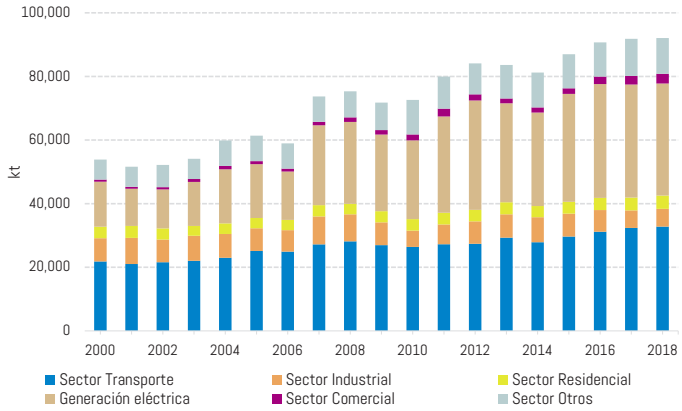
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



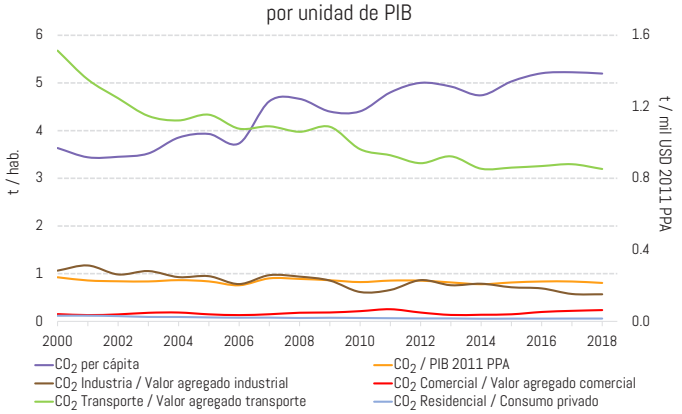
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



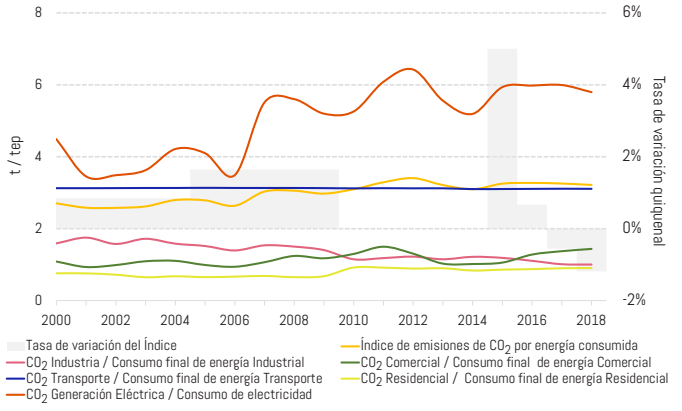
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



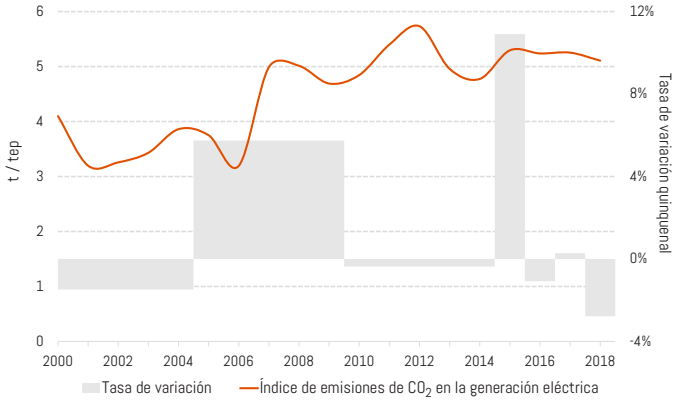
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



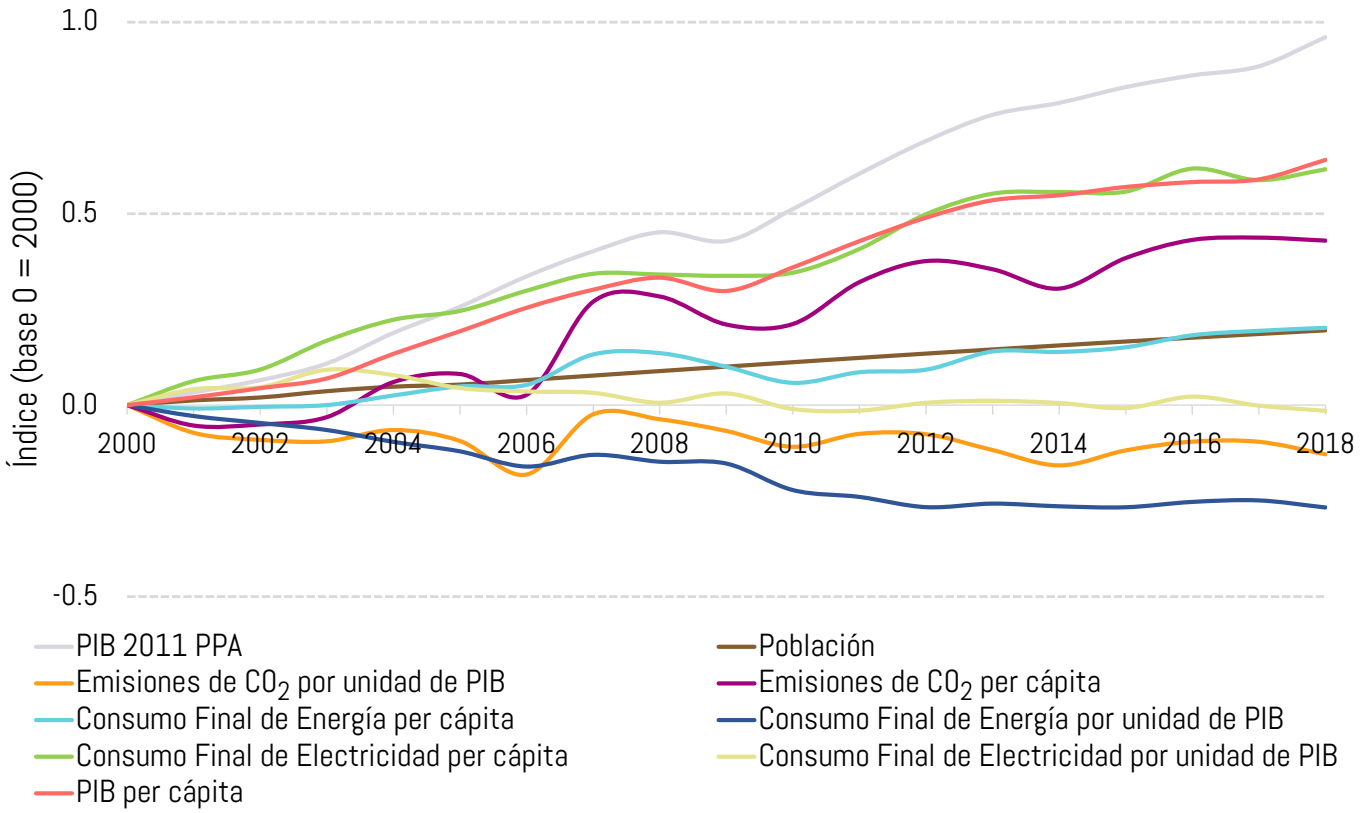
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

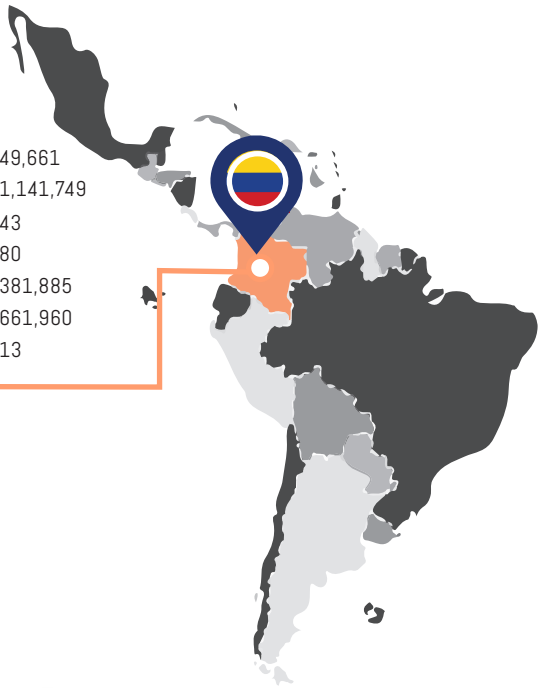


COLOMBIA



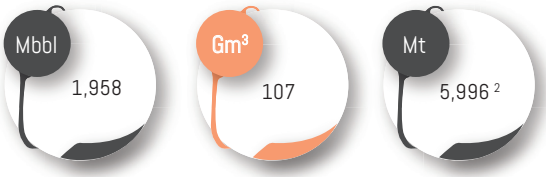
Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	49,661
Superficie (km^2)	1,141,749
Densidad de población (hab. / km^2)	43
Población urbana (%)	80
PIB USD 2010 (MUSD)	381,885
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	661,960
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13



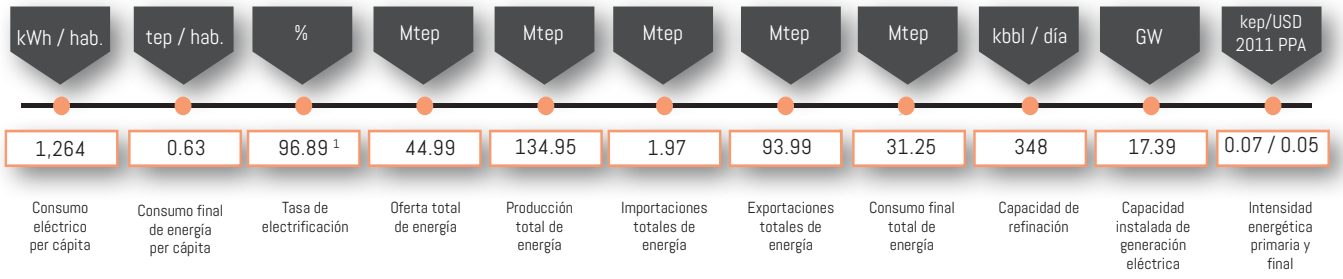
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 12.52
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 6.99
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 6.28
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 1.70
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 3.76

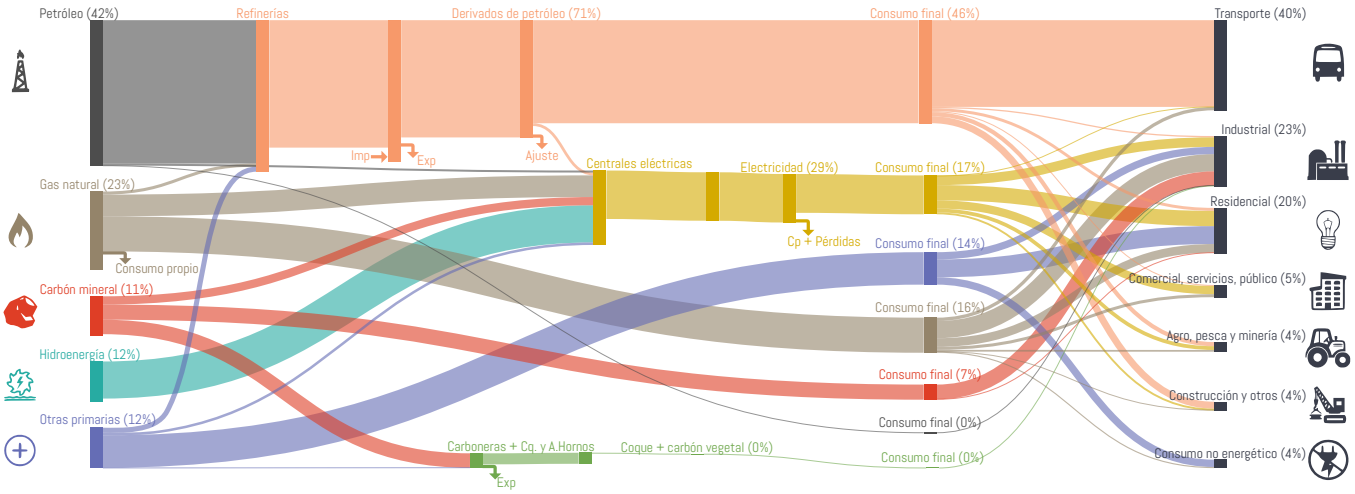


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

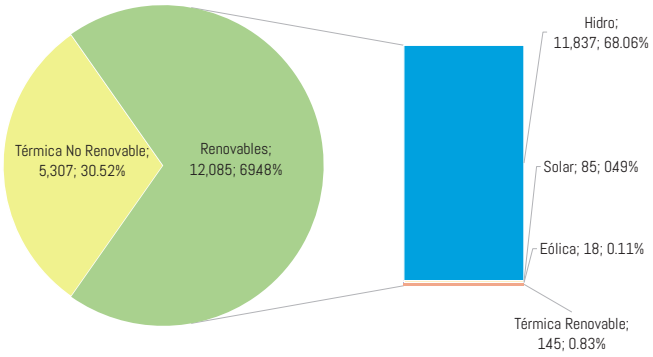
[1] Dato correspondiente al año 2017.
[2] Dato estimado por OLADE.



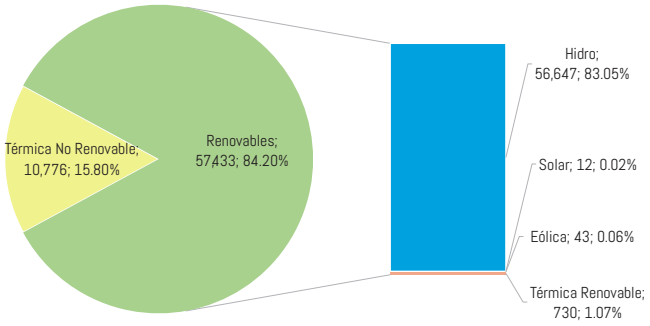
Balance energético resumido 2018



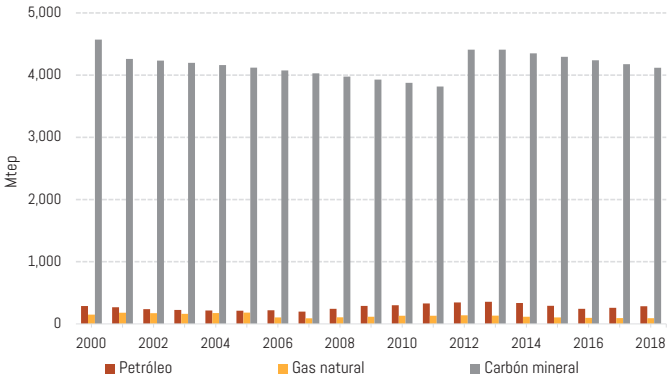
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018

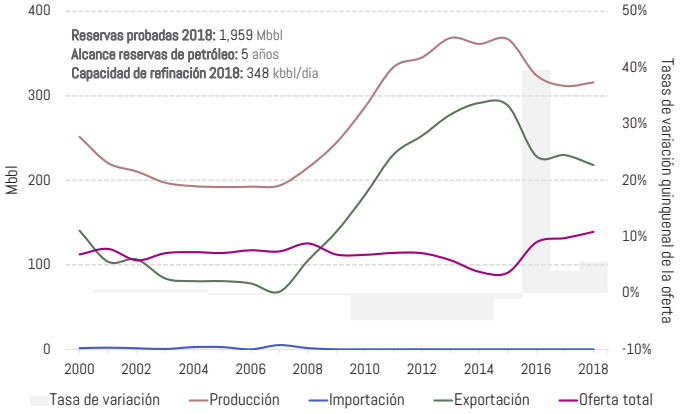


Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

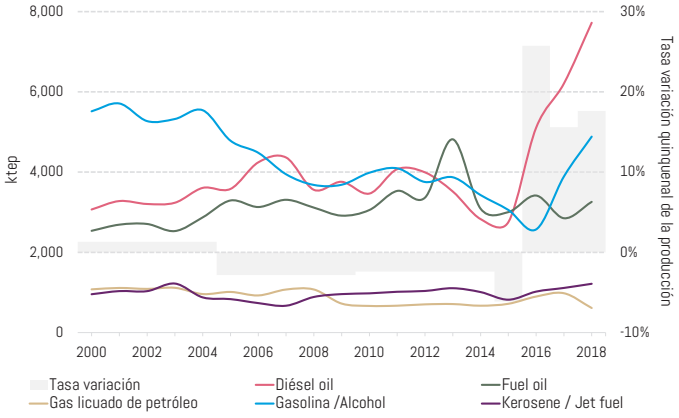


Datos reservas carbón mineral 2017 y 2018, estimados por OLADE.

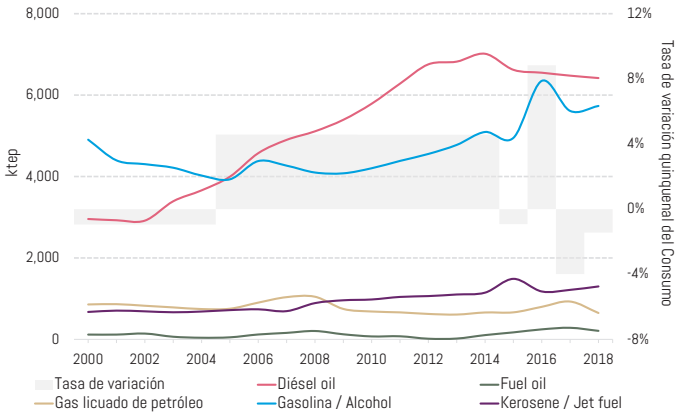
Oferta de petróleo



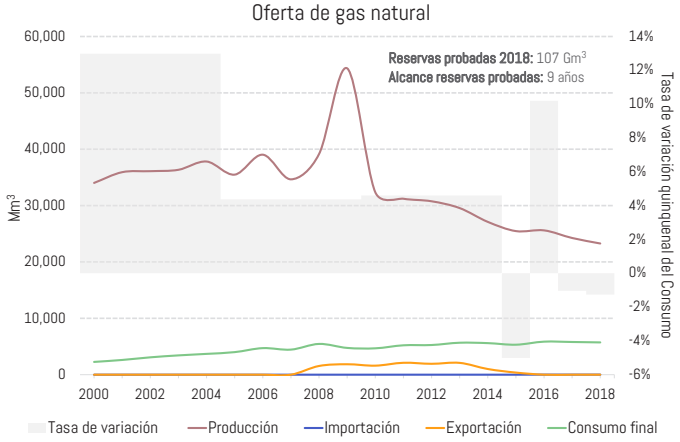
Producción derivados de petróleo



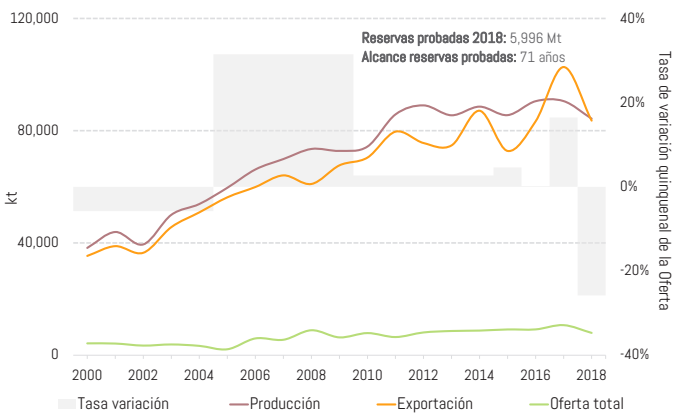
Consumo derivados de petróleo



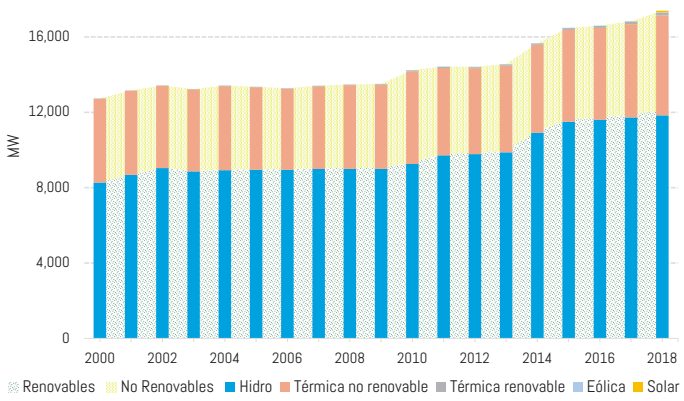
Oferta de gas natural



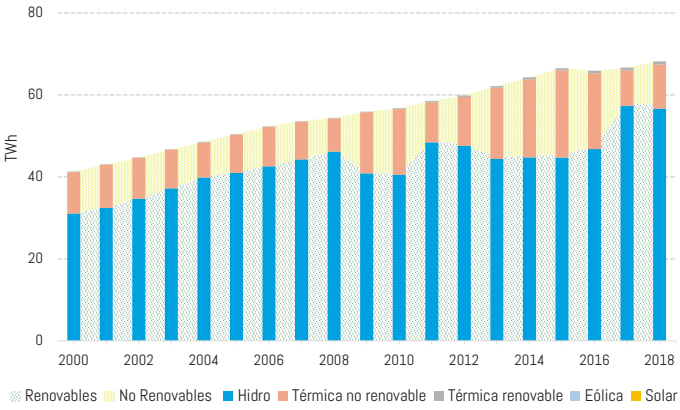
Oferta de carbón mineral



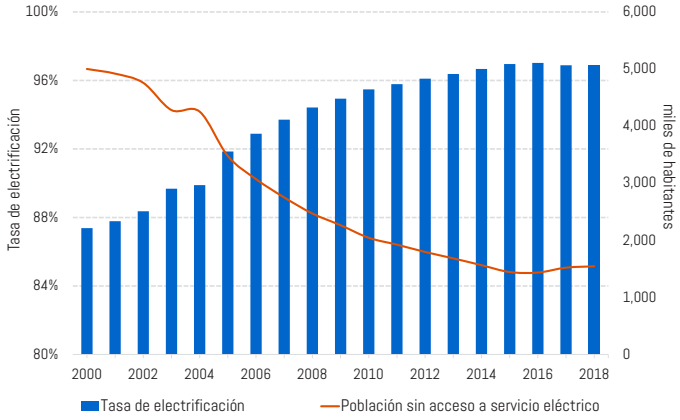
Capacidad instalada de generación eléctrica



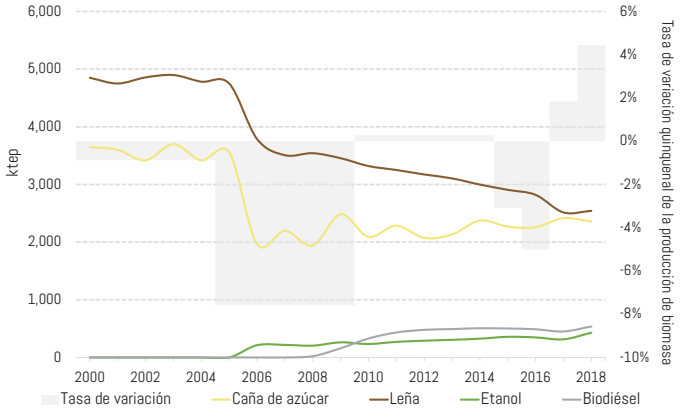
Generación eléctrica



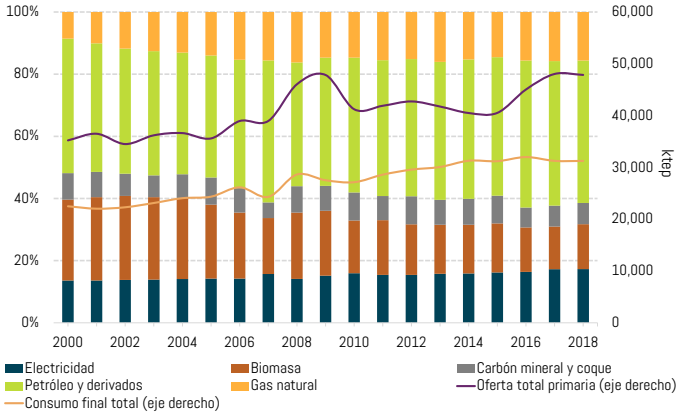
Tasa de electrificación



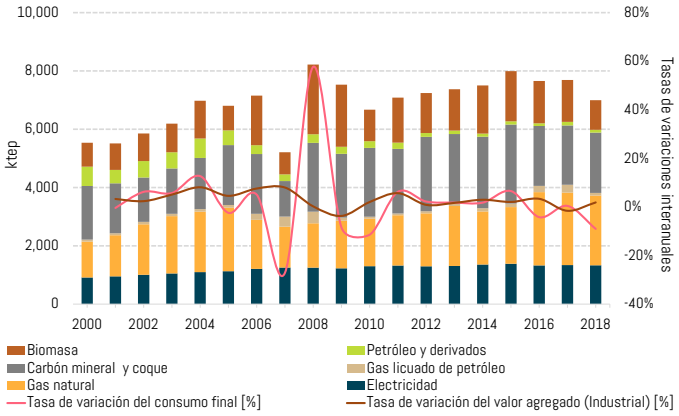
Producción de biomasa y biocombustibles



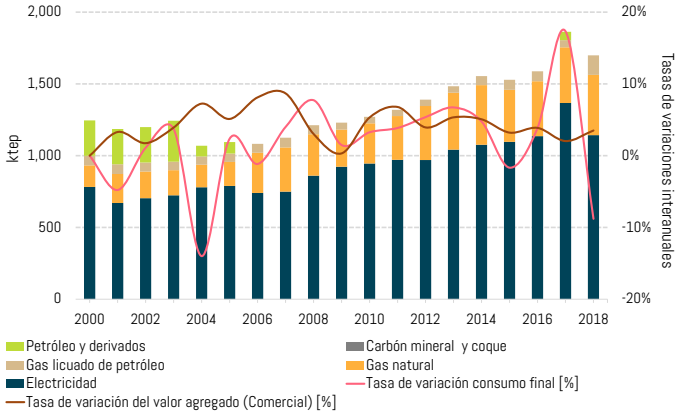
Consumo final de energía por fuente de energía



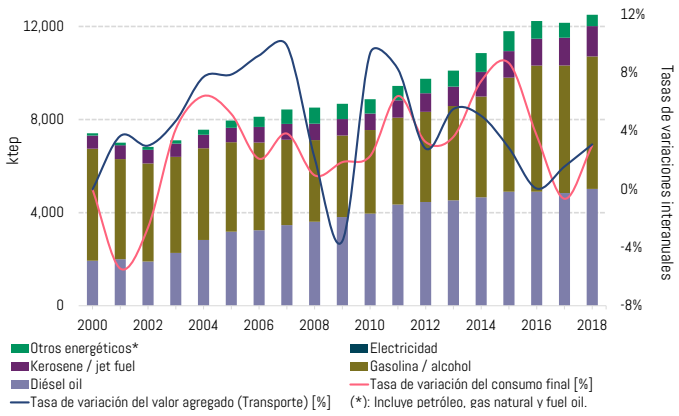
Consumo final del Sector Industrial



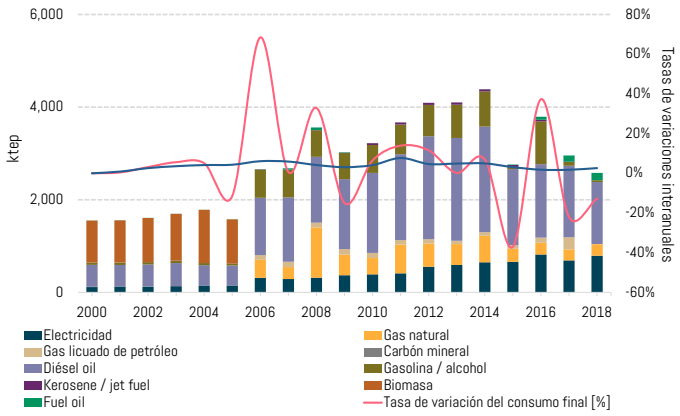
Consumo final del Sector Comercial



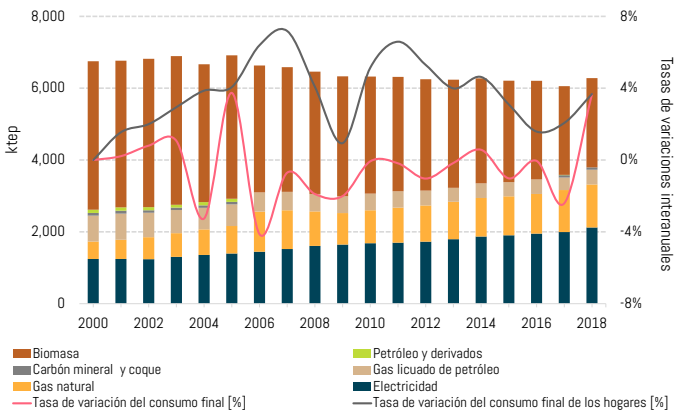
Consumo final del Sector Transporte



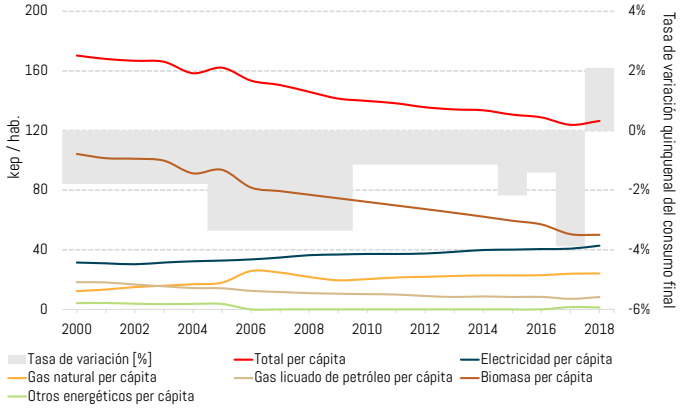
Consumo final del Sector Otros



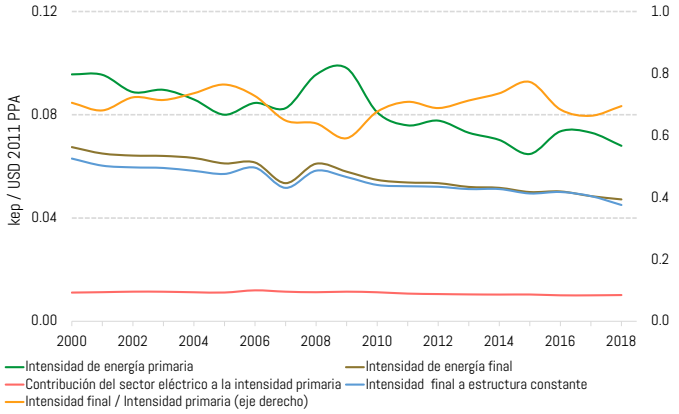
Consumo final del Sector Residencial



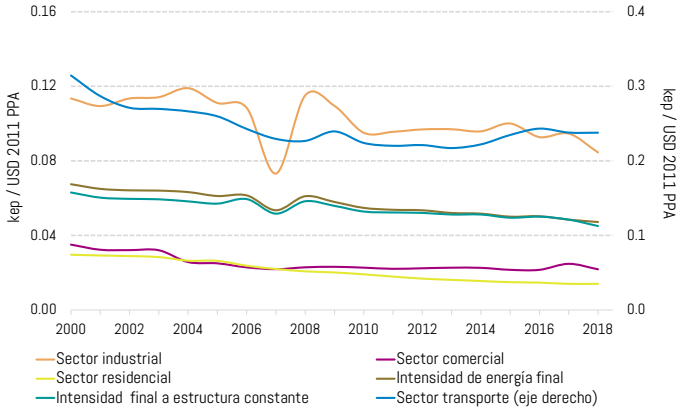
Consumo final per cápita Sector Residencial



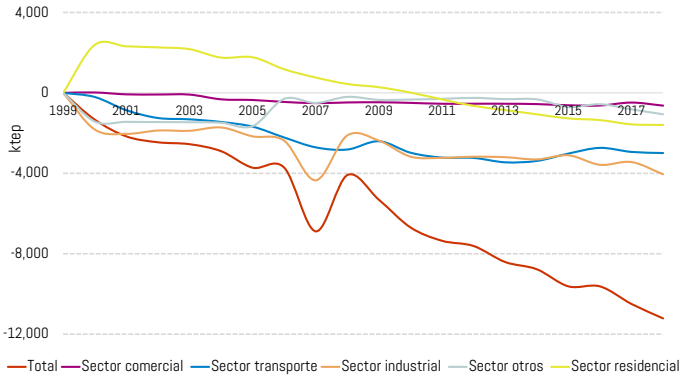
Intensidades energéticas



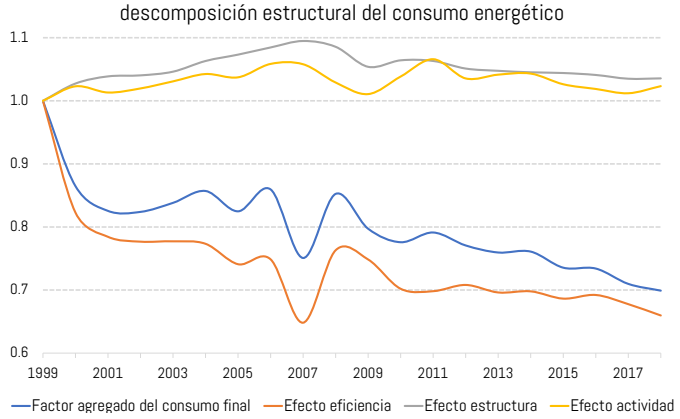
Intensidades energéticas sectoriales



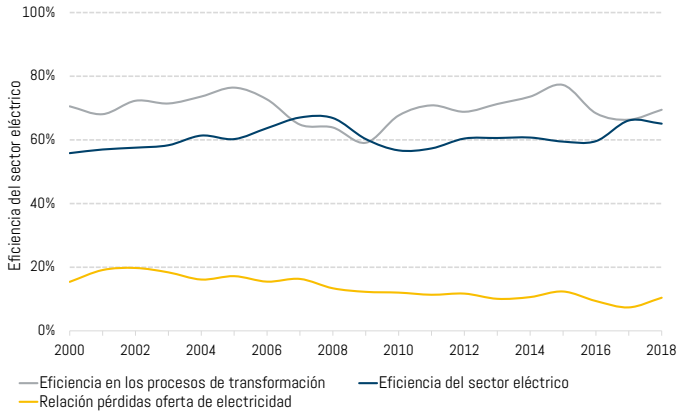
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



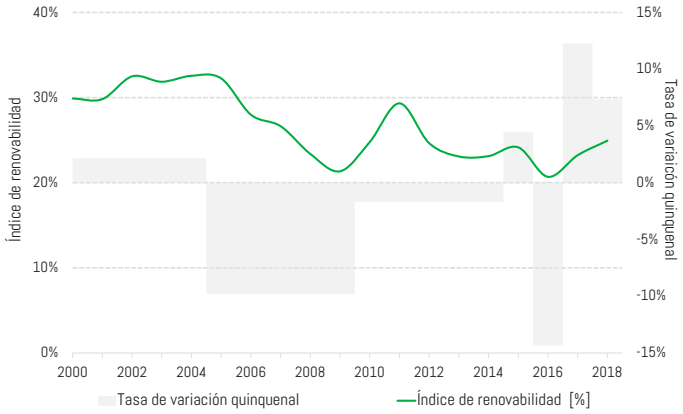
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



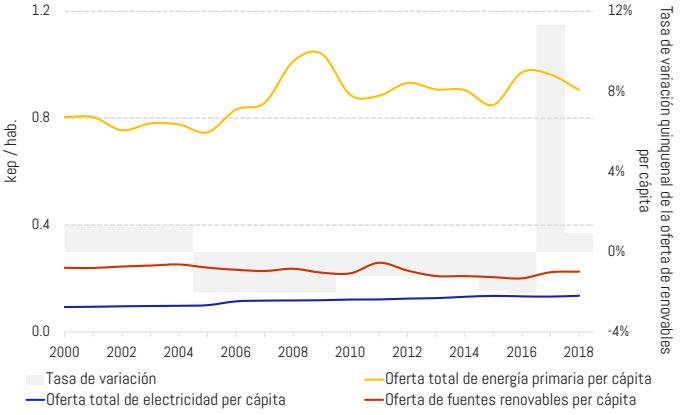
Eficiencia del sector eléctrico



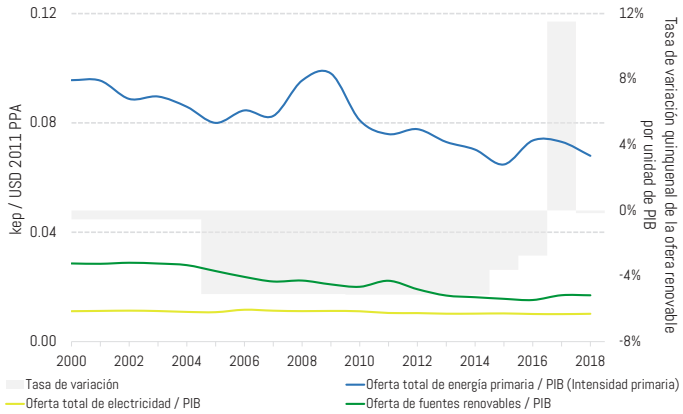
Índice de renovabilidad



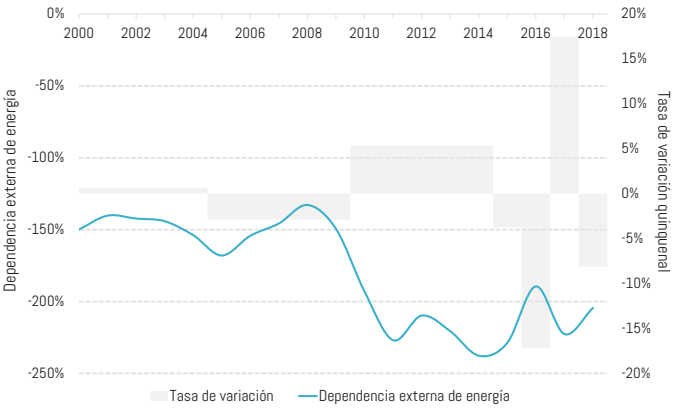
Oferta de energía per cápita



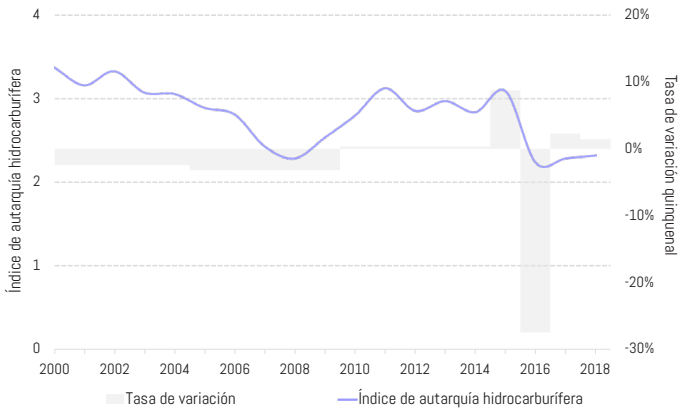
Ofertas de energía por unidad de PIB



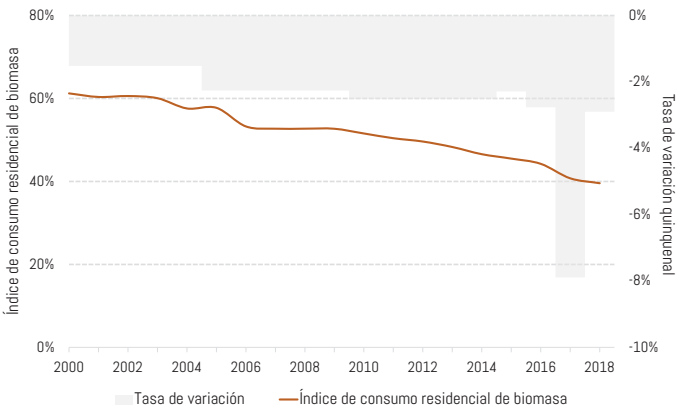
Dependencia externa de energía



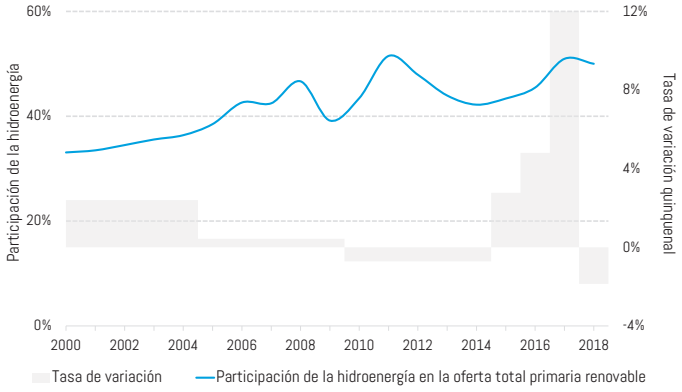
Índice de autarquía hidrocarburífera



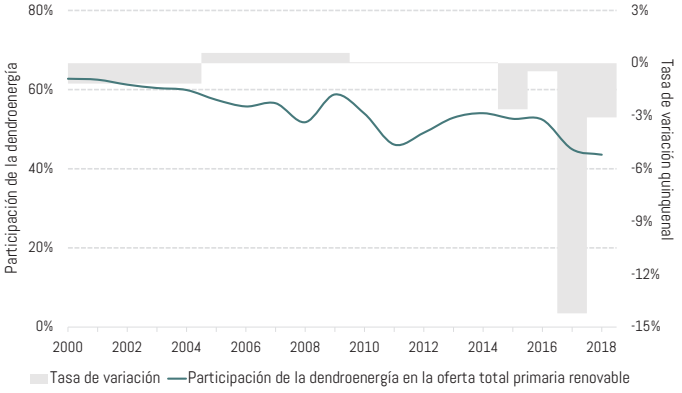
Índice de consumo residencial de biomasa



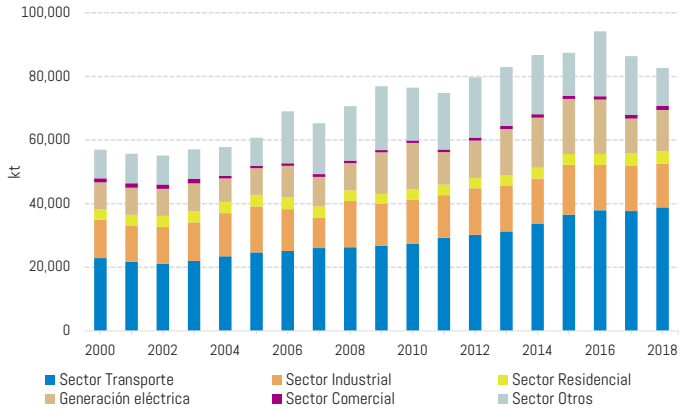
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



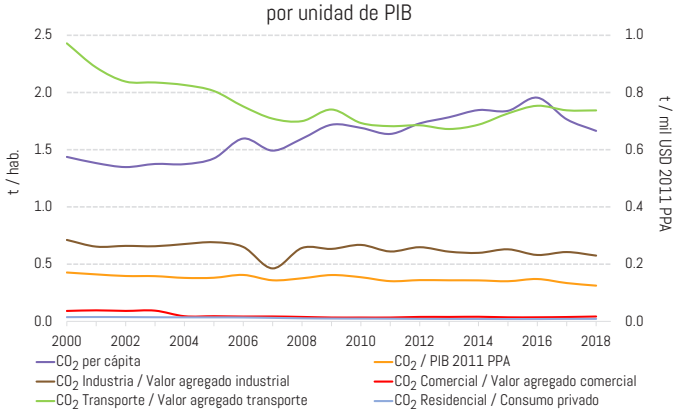
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



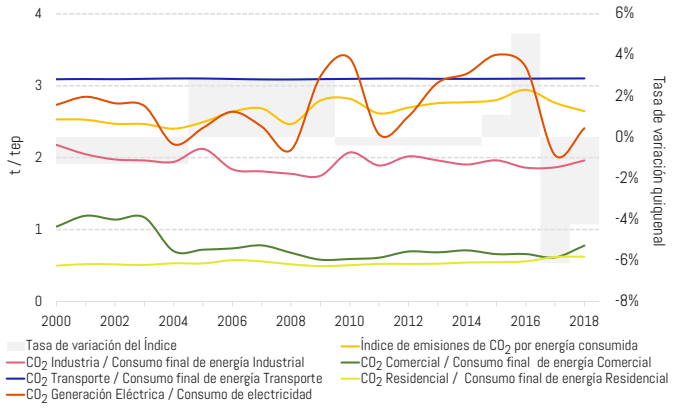
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



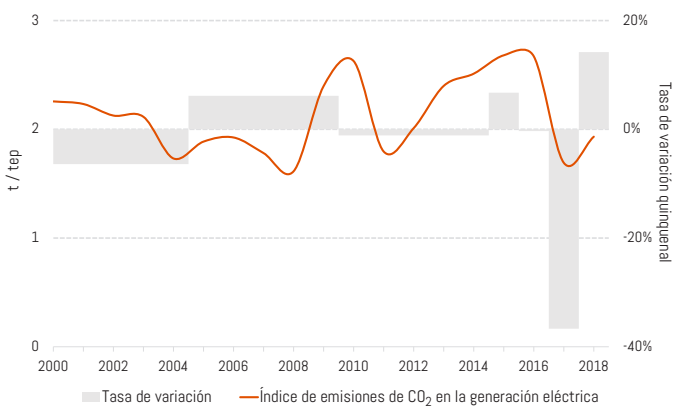
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



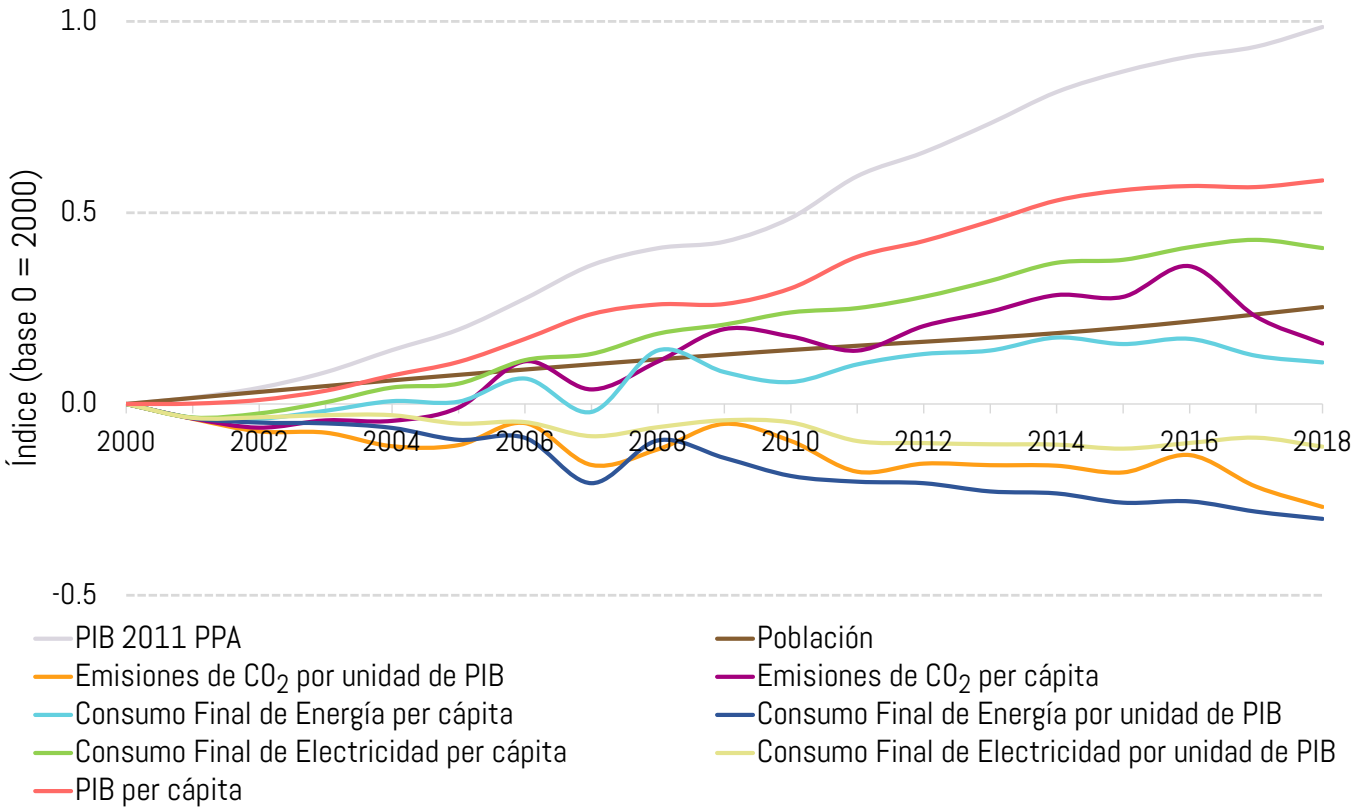
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

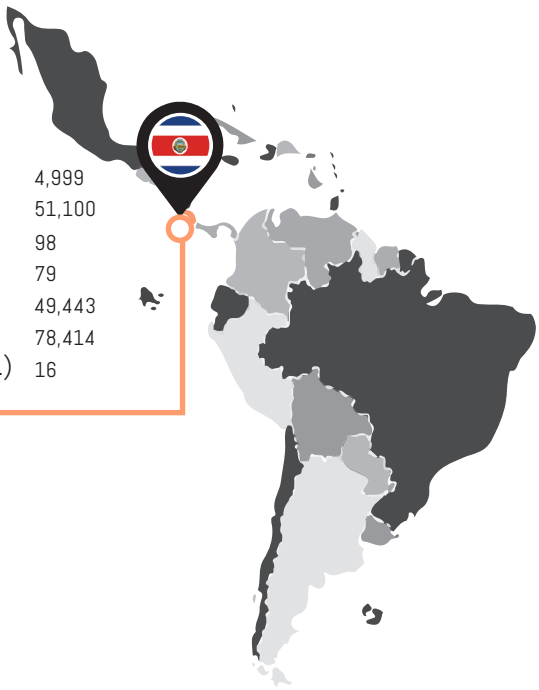


COSTA RICA



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	4,999
Superficie (km^2)	51,100
Densidad de población (hab. / km^2)	98
Población urbana (%)	79
PIB USD 2010 (MUSD)	49,443
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	78,414
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	16

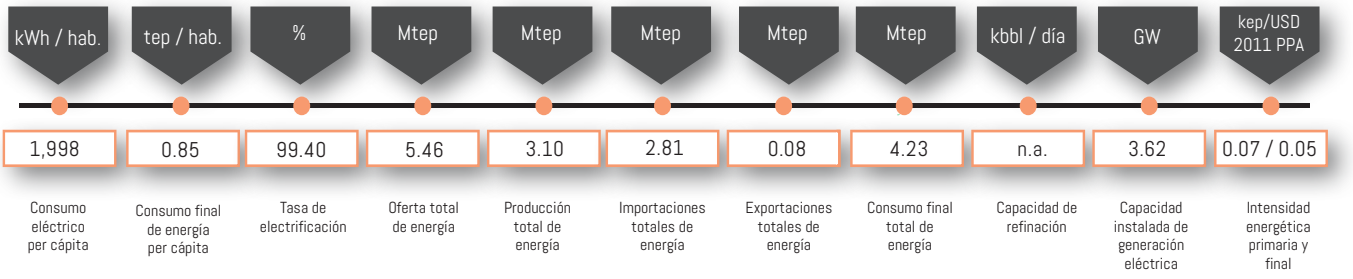


Sector Energético

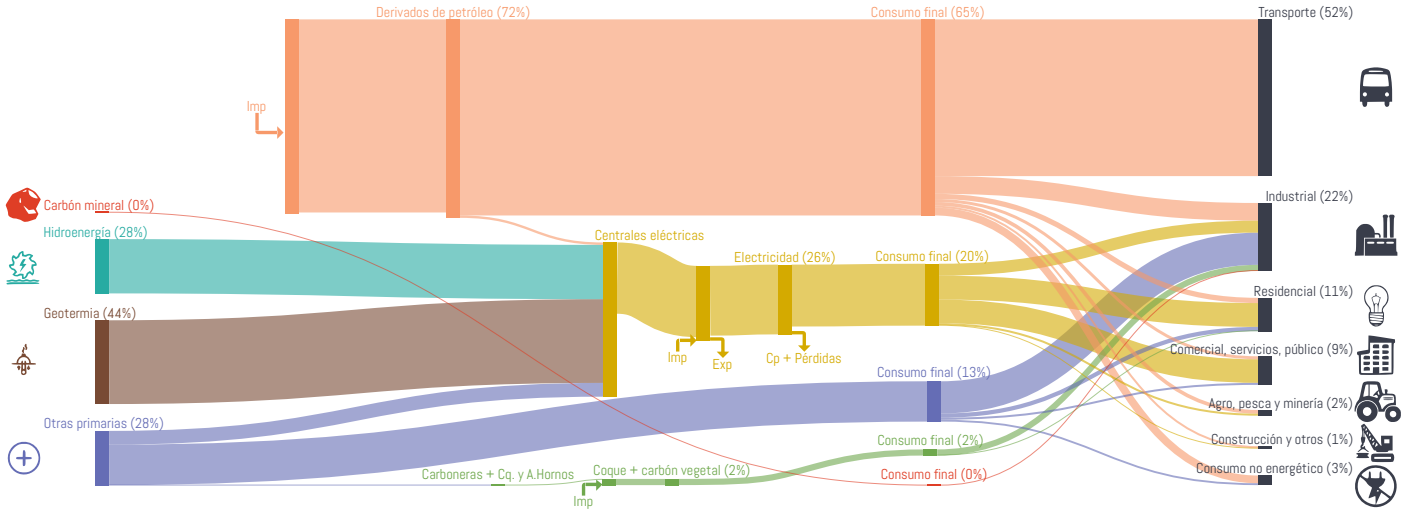
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 2.18
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.94
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.46
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.40
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.25



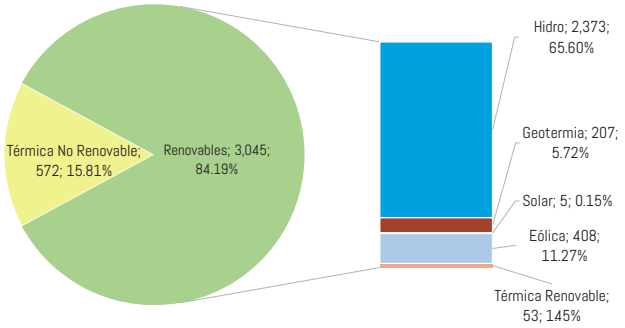
Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral



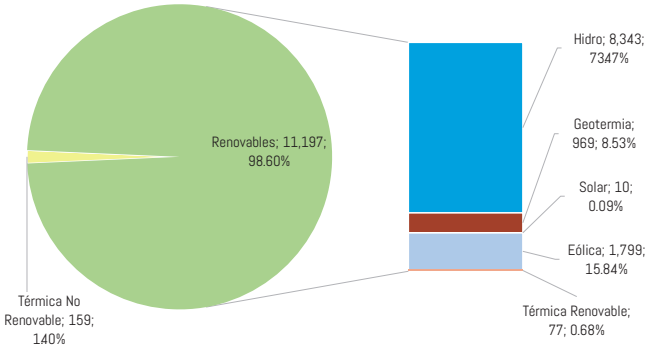
Balance energético resumido 2018



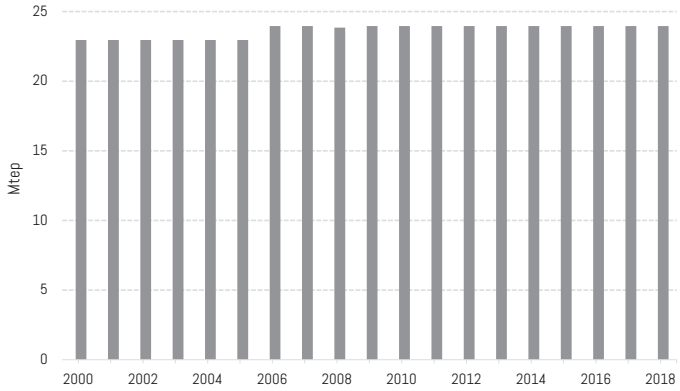
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



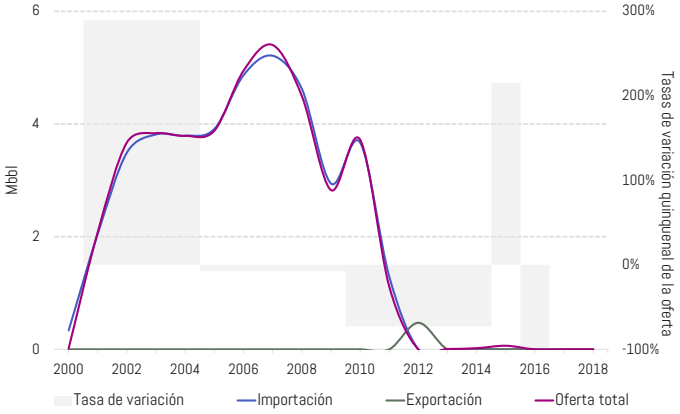
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



Reservas probadas de carbón mineral

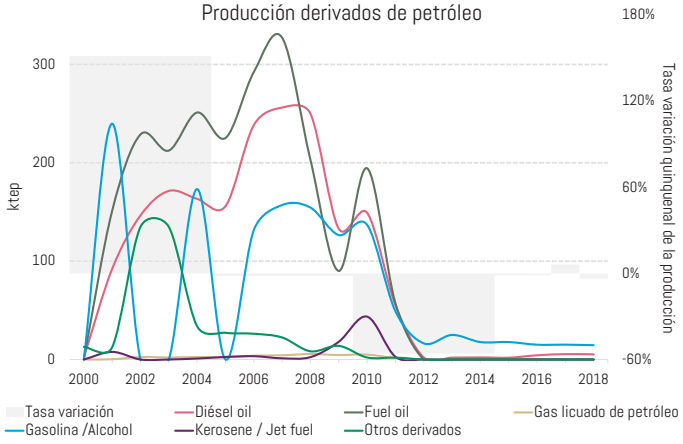


Oferta de petróleo

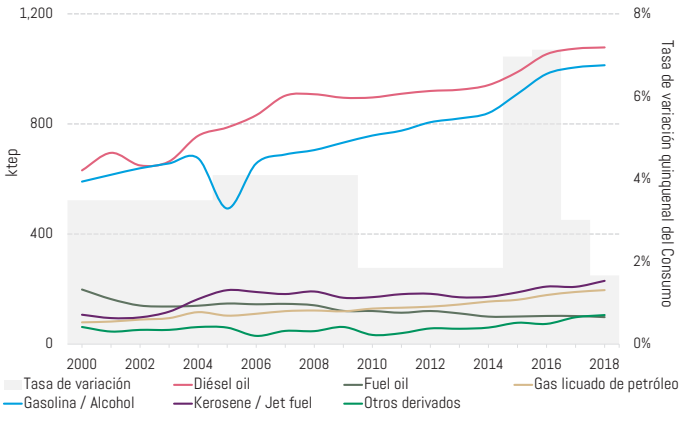


COSTA RICA

Producción derivados de petróleo

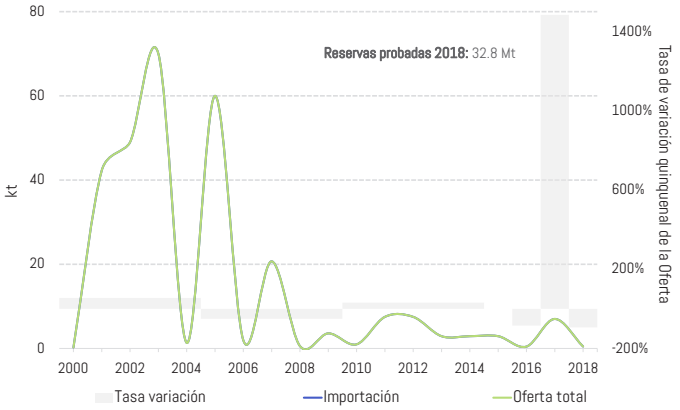


Consumo derivados de petróleo

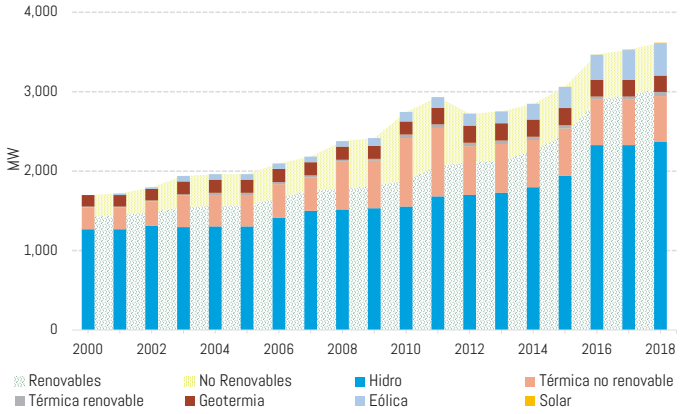


Costa Rica cerró el año 2018 con una generación eléctrica de 98.6% producida con fuentes renovables, según confirmó el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

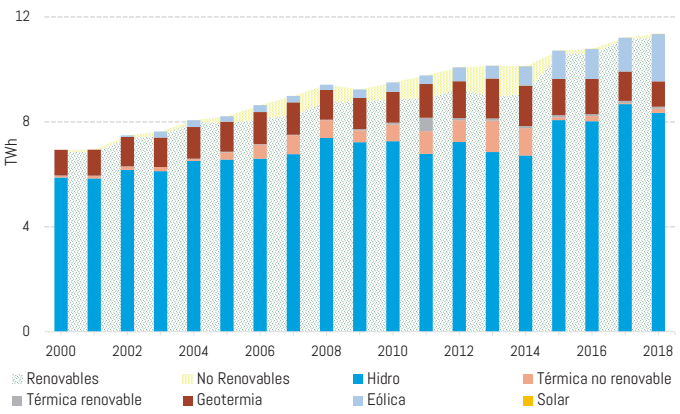
Oferta de carbón mineral



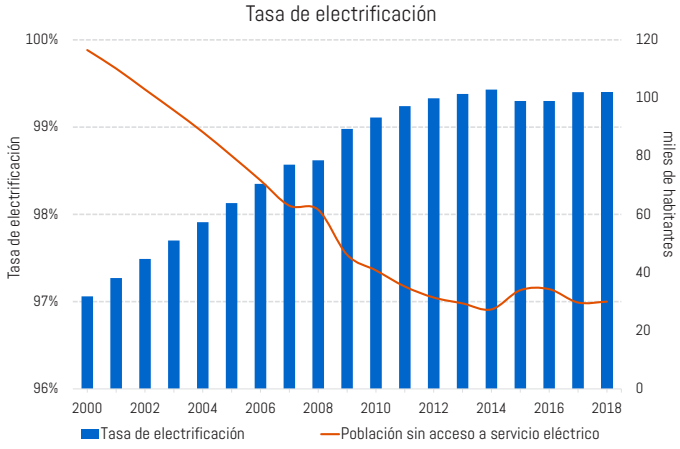
Capacidad instalada de generación eléctrica



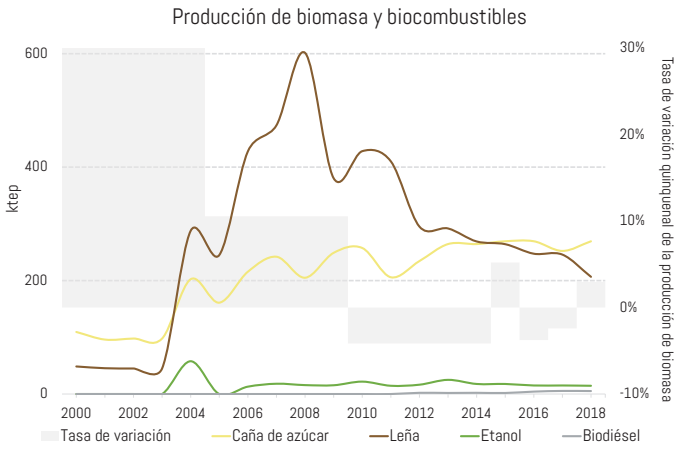
Generación eléctrica



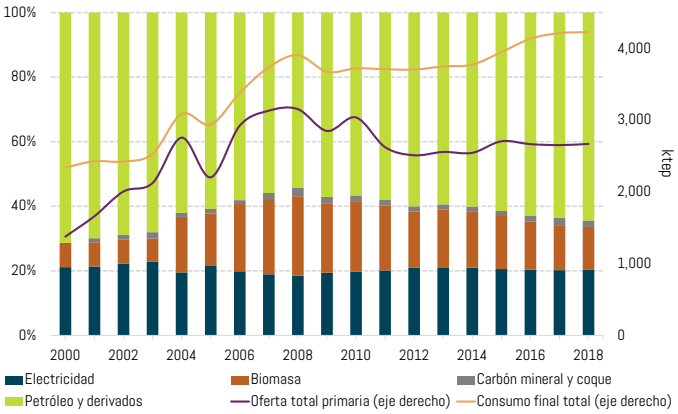
Tasa de electrificación



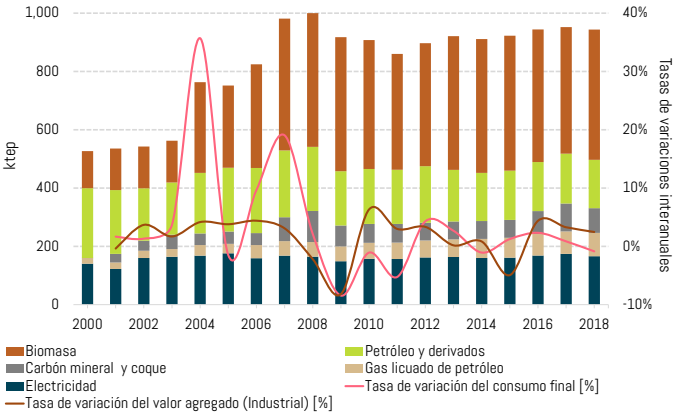
Producción de biomasa y biocombustibles



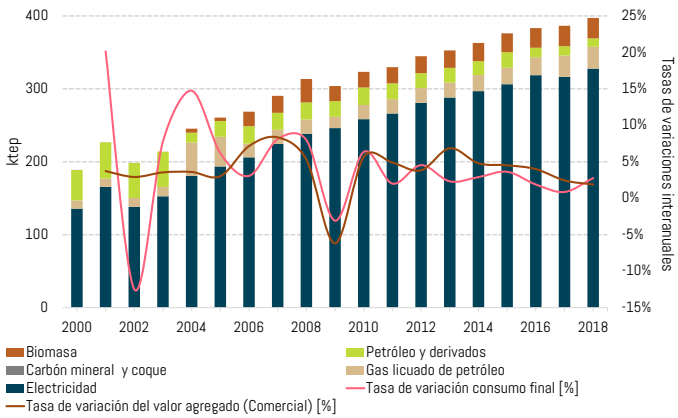
Consumo final de energía por fuente de energía



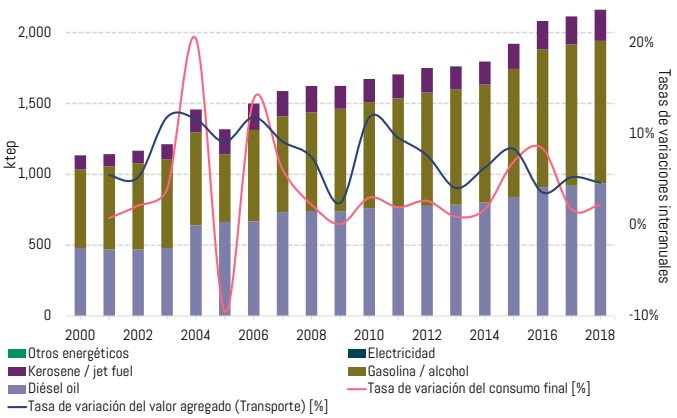
Consumo final del Sector Industrial



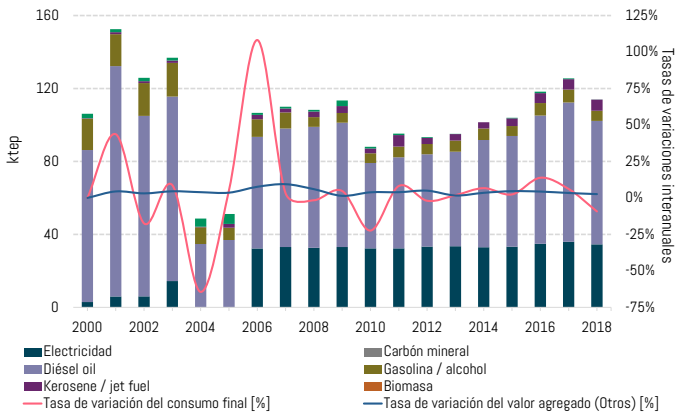
Consumo final del Sector Comercial



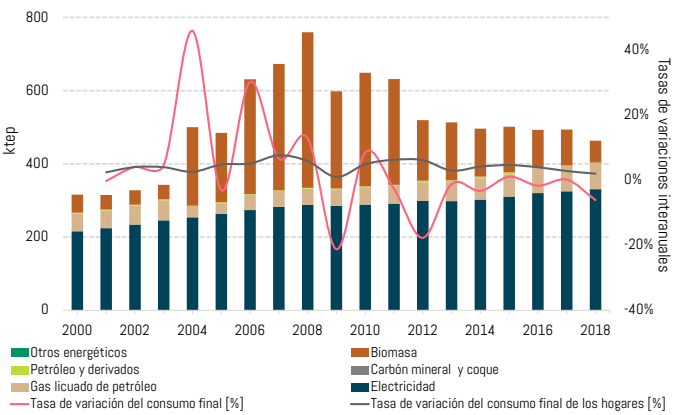
Consumo final del Sector Transporte



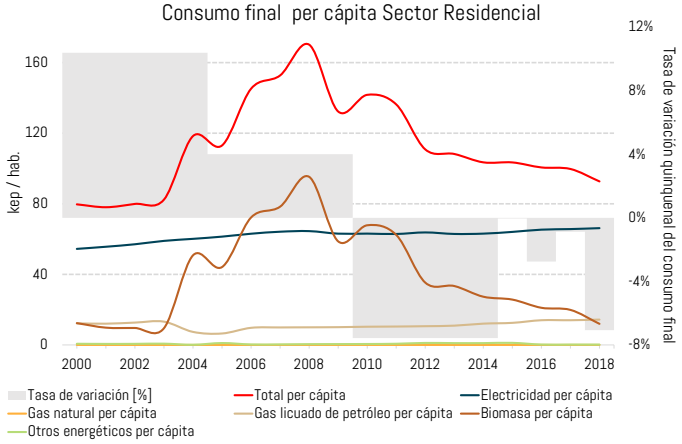
Consumo final del Sector Otros



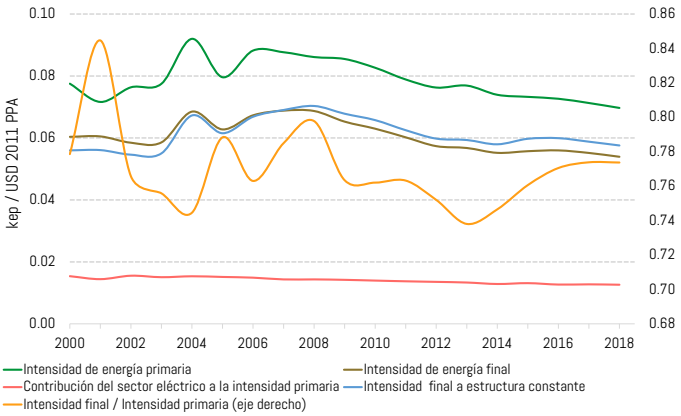
Consumo final del Sector Residencial



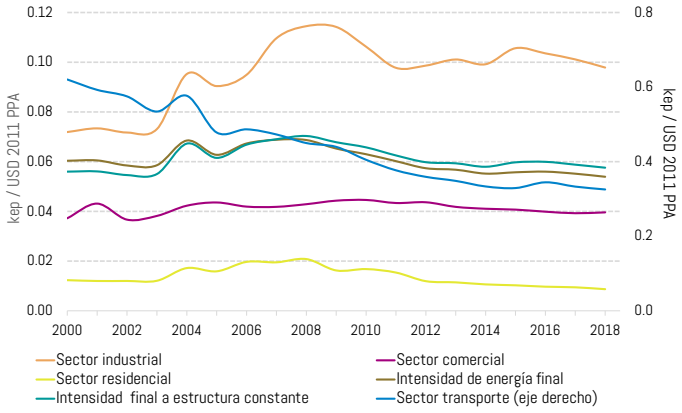
Consumo final per cápita Sector Residencial



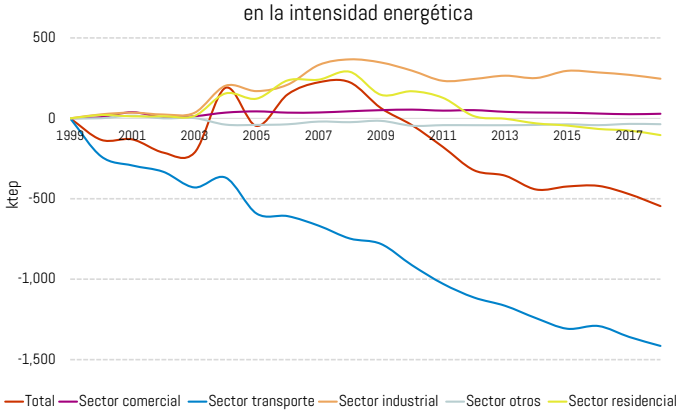
Intensidades energéticas



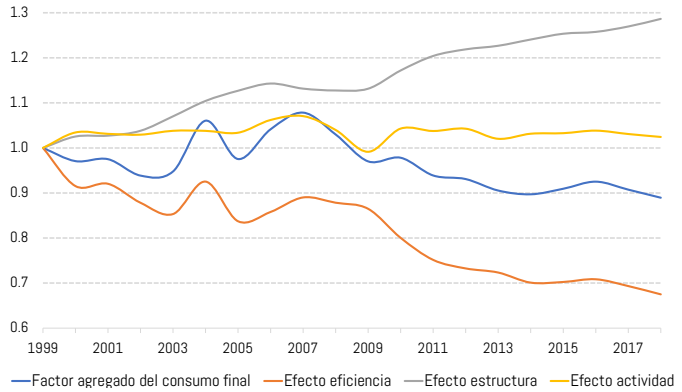
Intensidades energéticas sectoriales



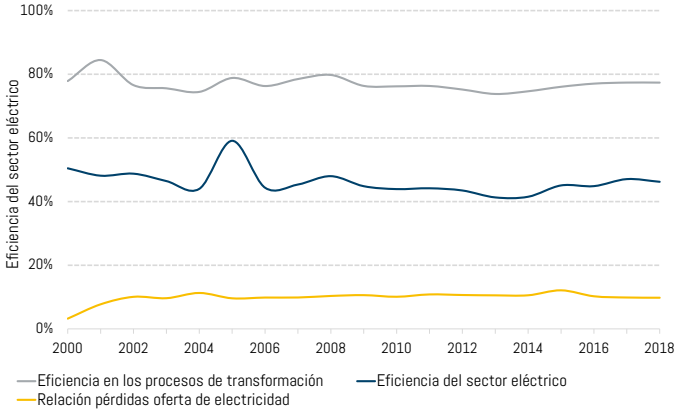
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

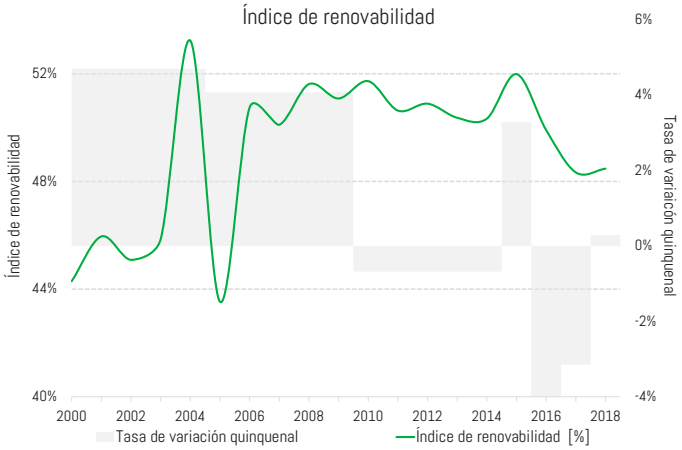


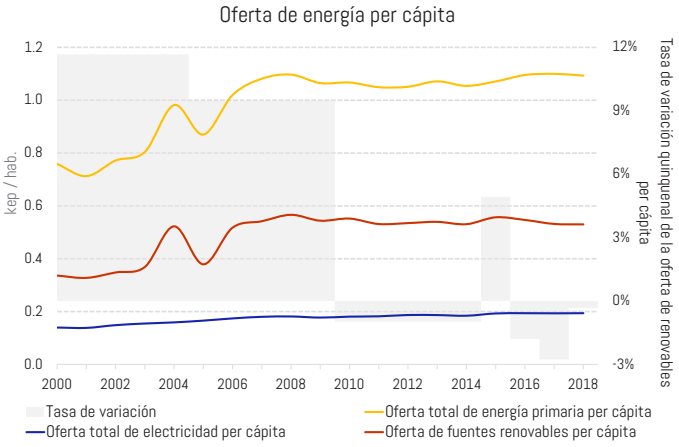
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

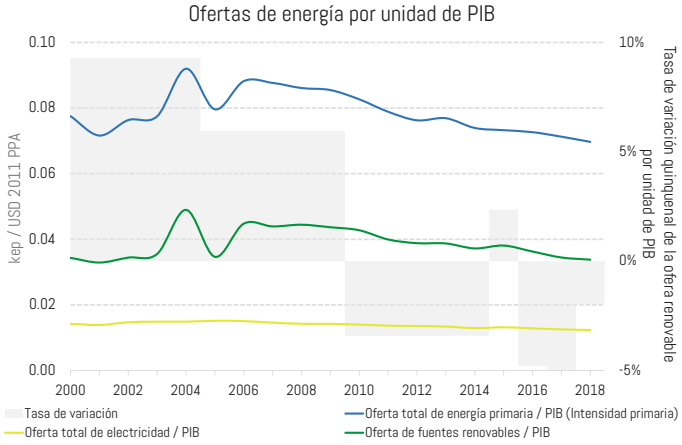


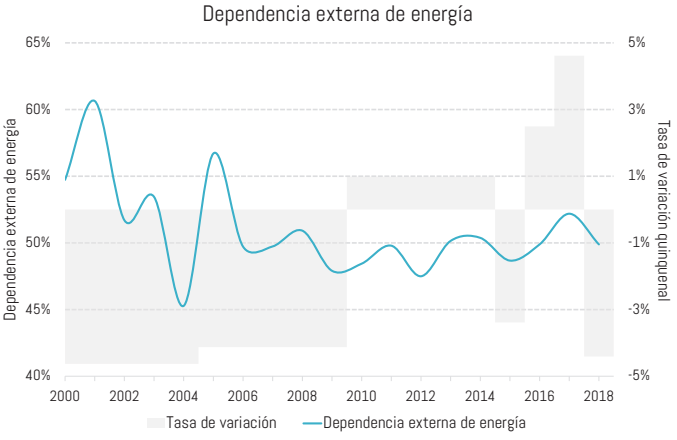
Eficiencia del sector eléctrico



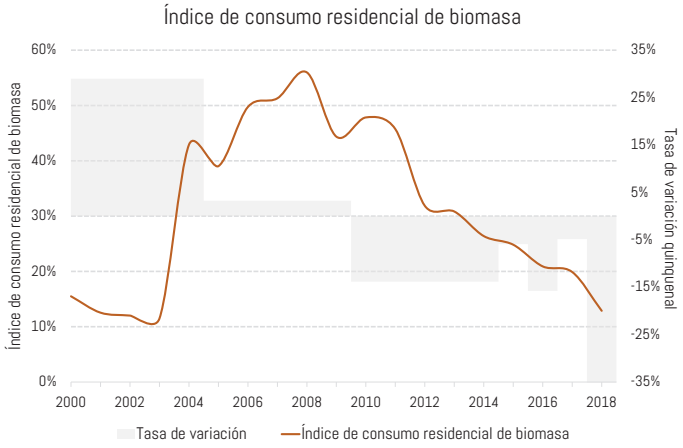




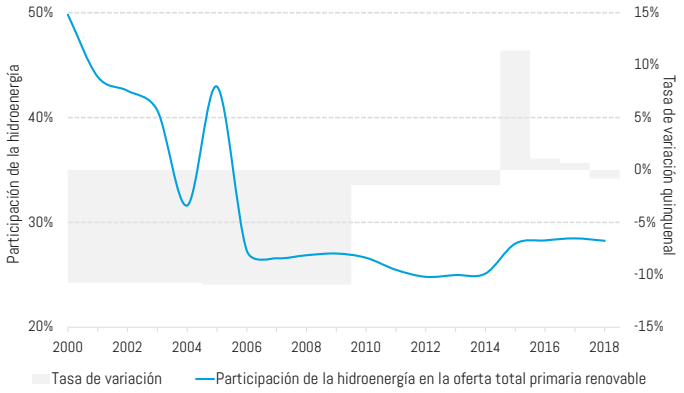




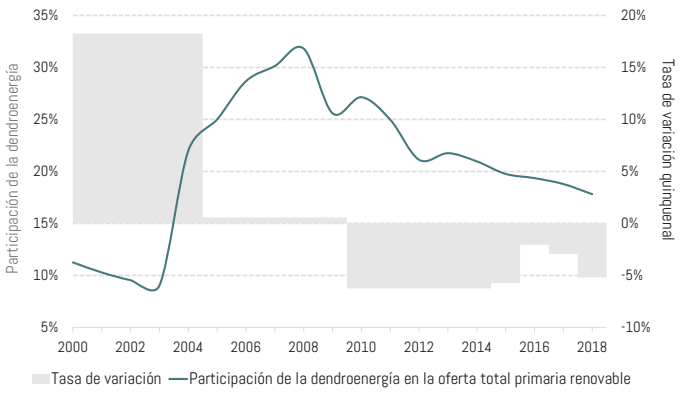
Los datos, suministrados, apuntan a que el país acumuló 312 días en los que generó energía 100% renovable. La última vez que Costa Rica usó combustibles para generar electricidad fue el 17 de mayo de 2018.



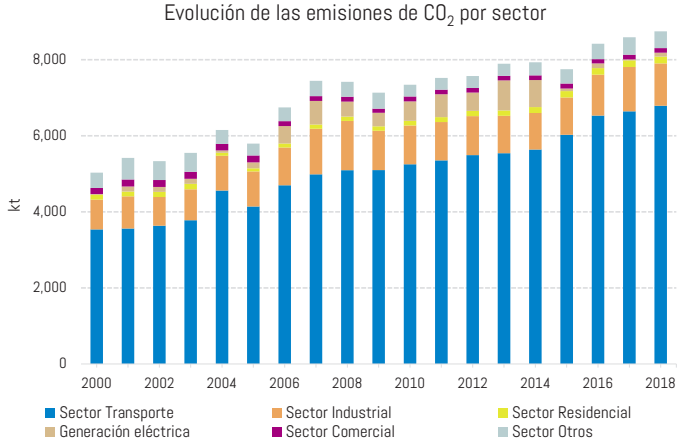
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



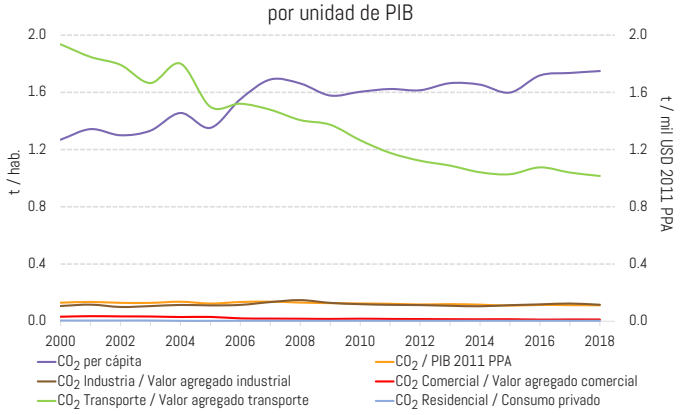
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



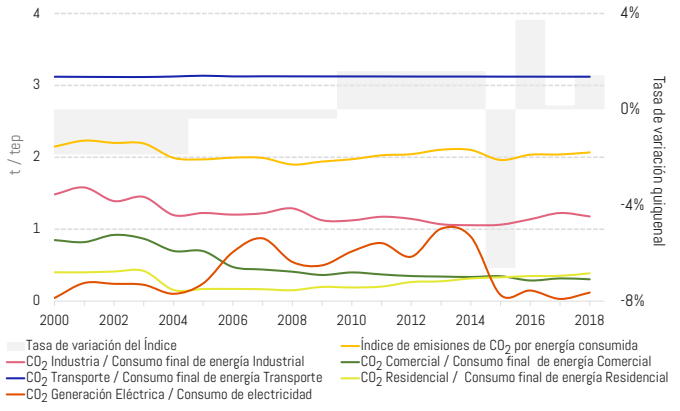
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



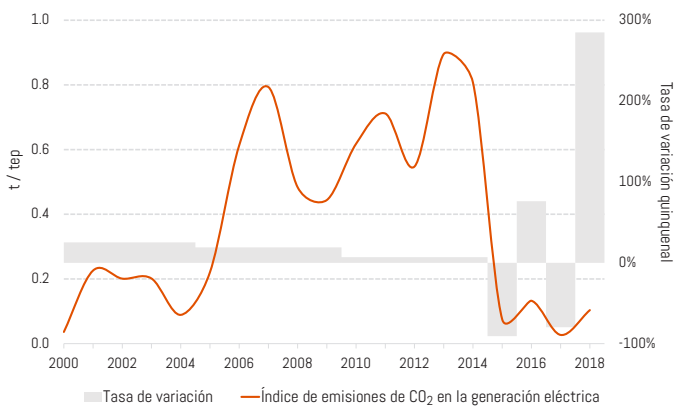
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



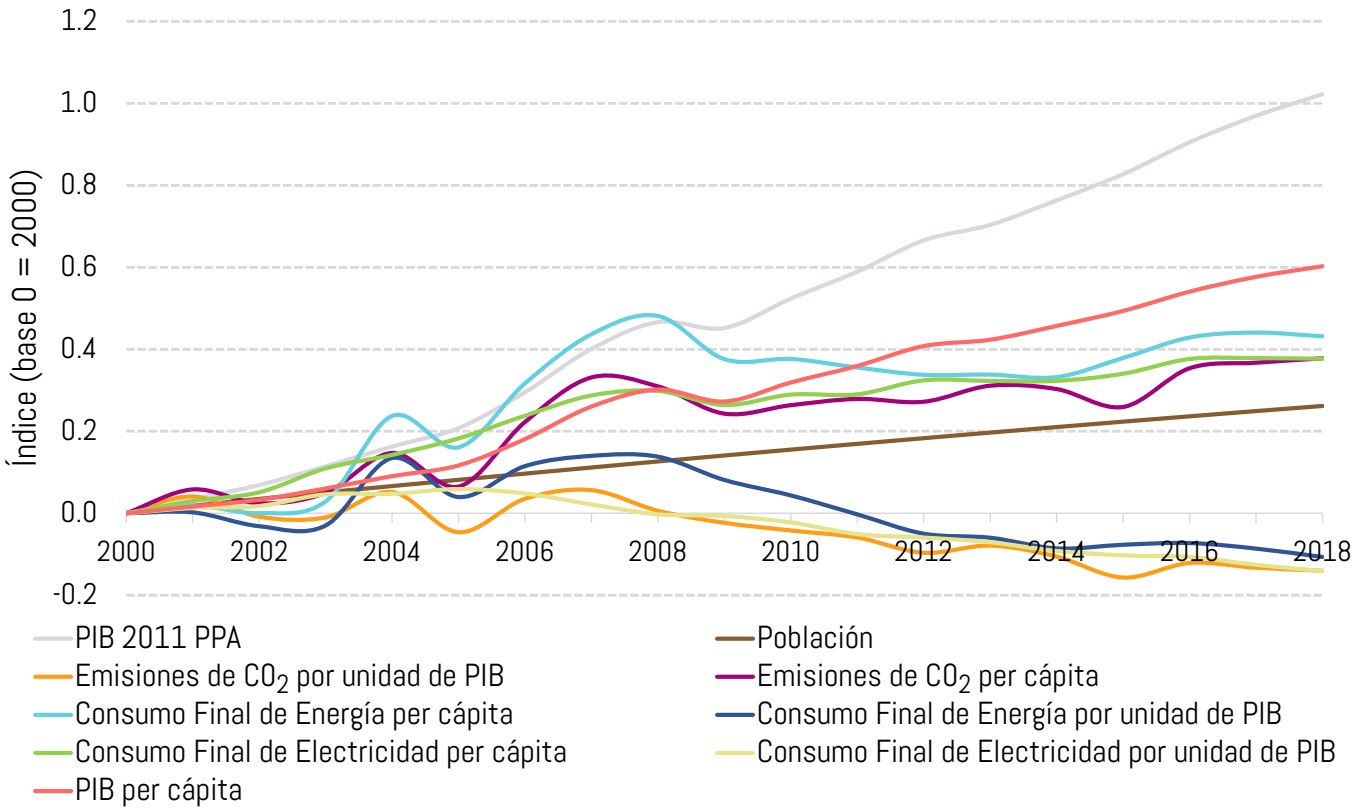
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica

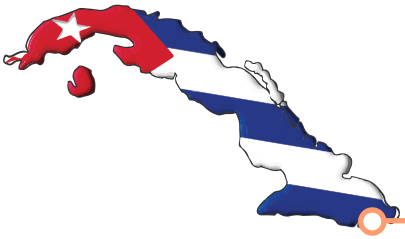


Resumen de los principales indicadores

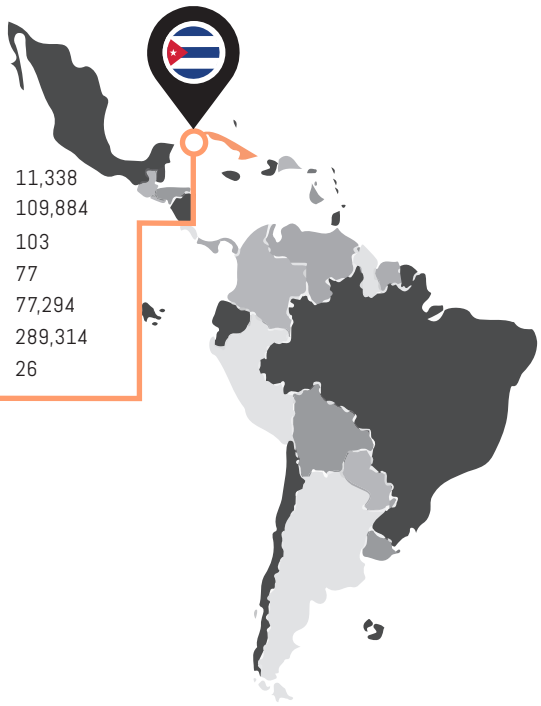


CUBA

Datos Generales 2018

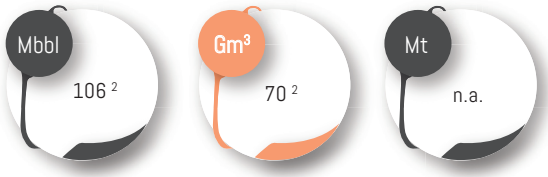


Población (mil hab.)	11,338
Superficie (km^2)	109,884
Densidad de población (hab. / km^2)	103
Población urbana (%)	77
PIB USD 2010 (MUSD)	77,294
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	289,314
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	26



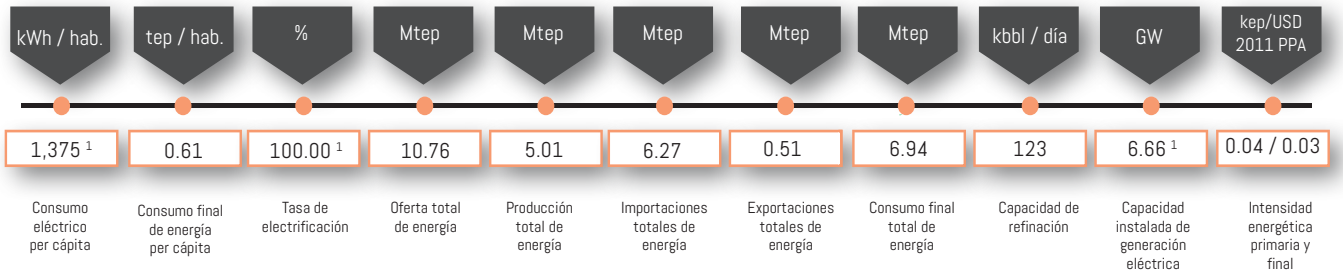
Sector Energético 2017

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.89
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 2.78
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.12
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.43
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 1.71

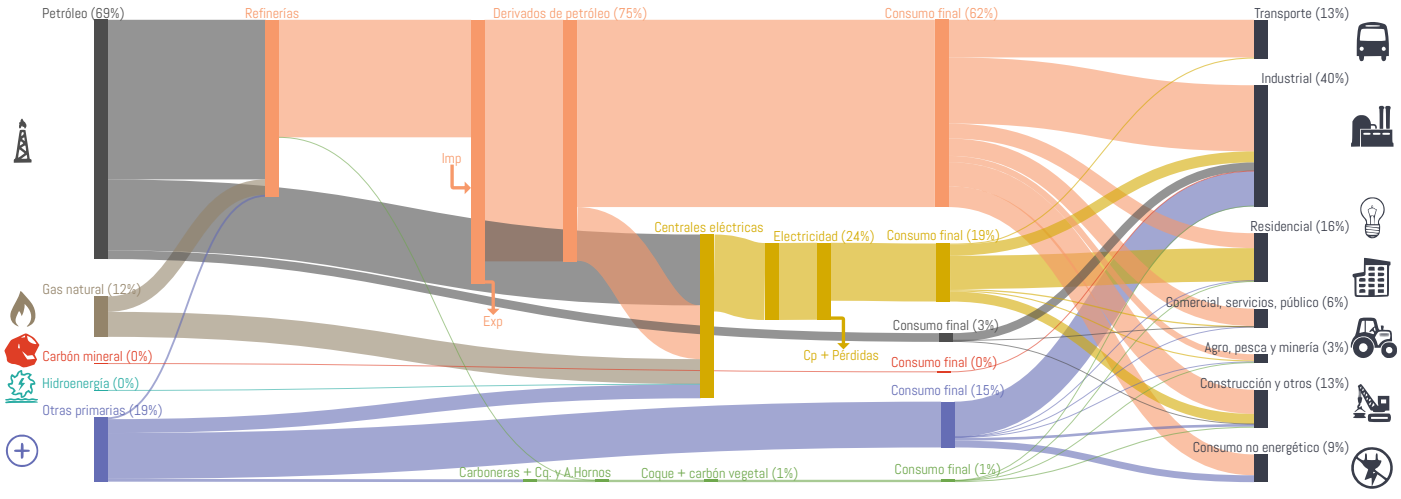


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

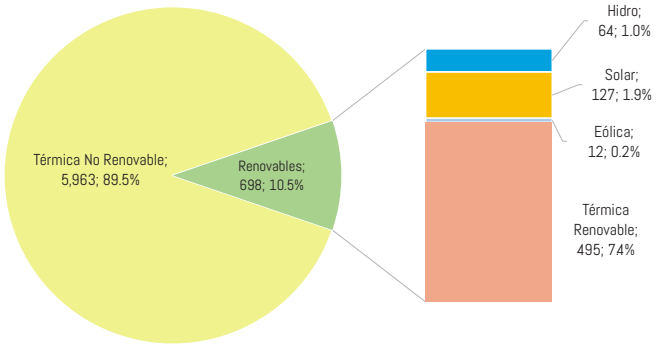
[1] Datos 2018.
[2] Datos estimados por OLADE.



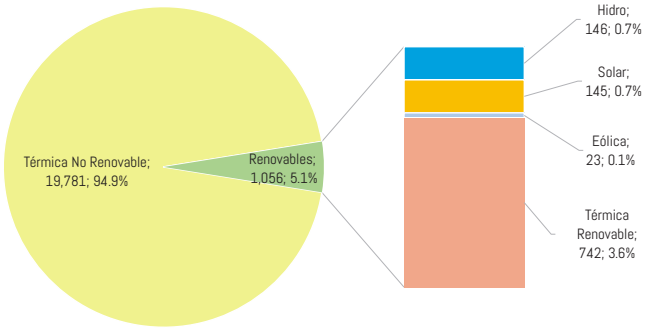
Balance energético resumido 2017



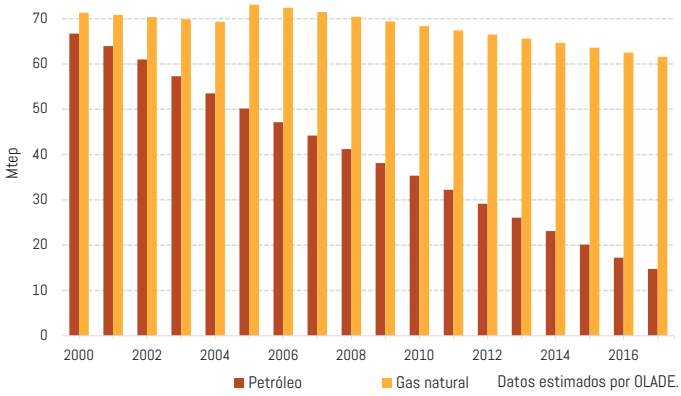
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



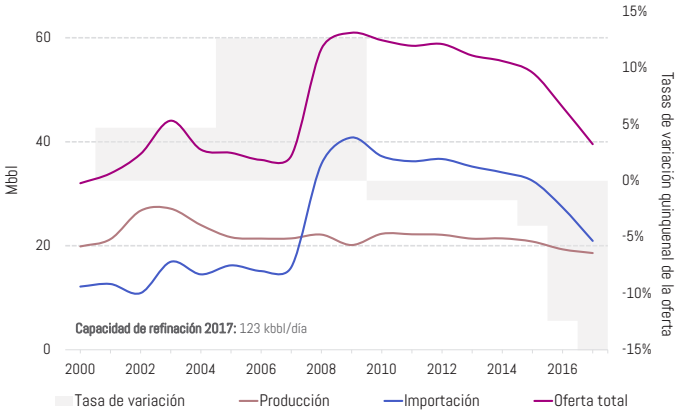
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



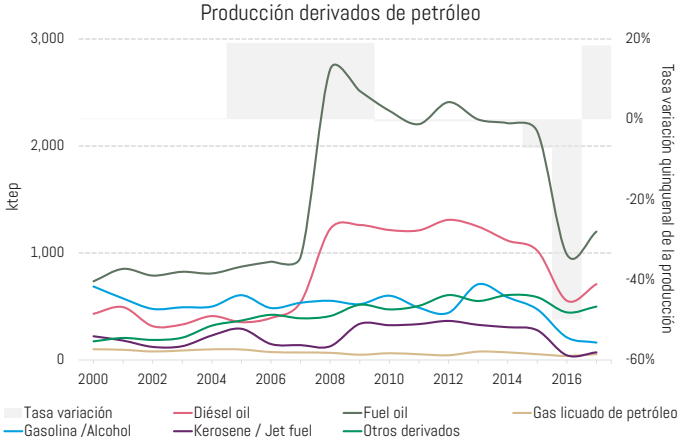
Reservas probadas de petróleo y gas natural



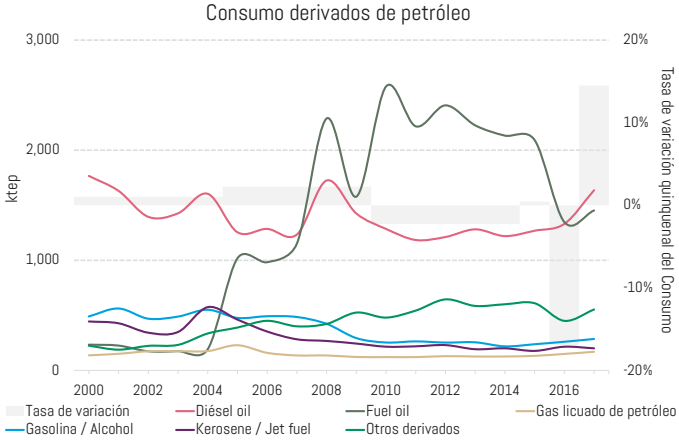
Oferta de petróleo



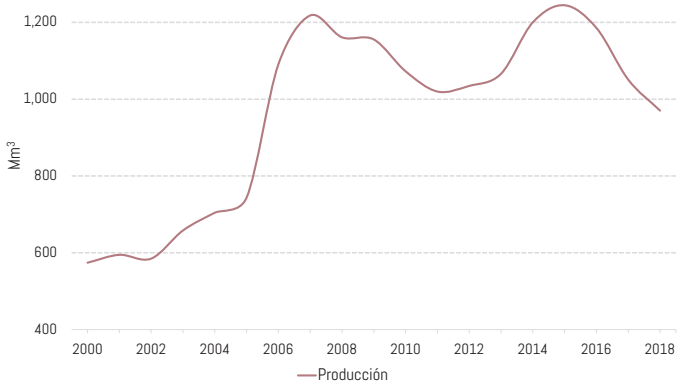
Producción derivados de petróleo



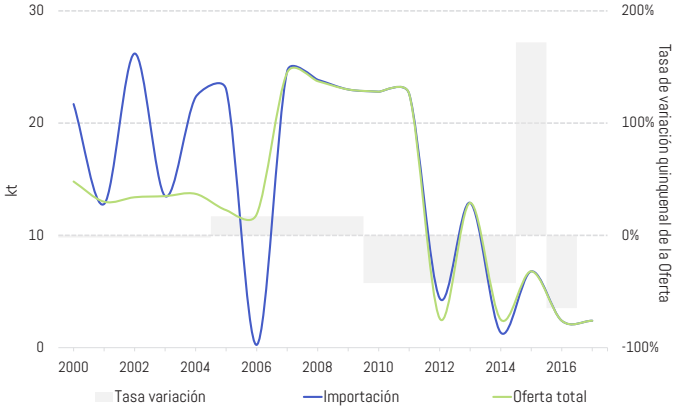
Consumo derivados de petróleo



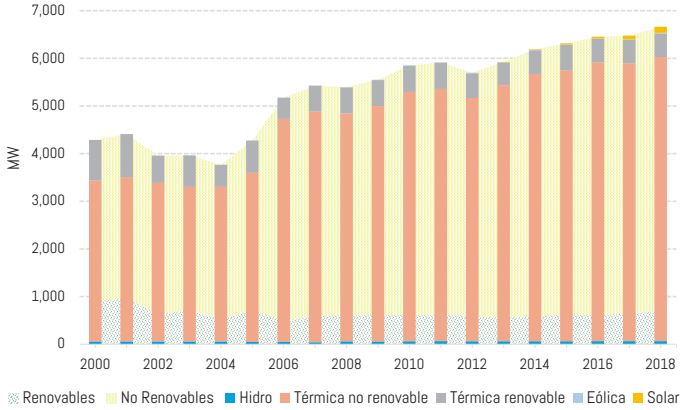
Oferta de gas natural



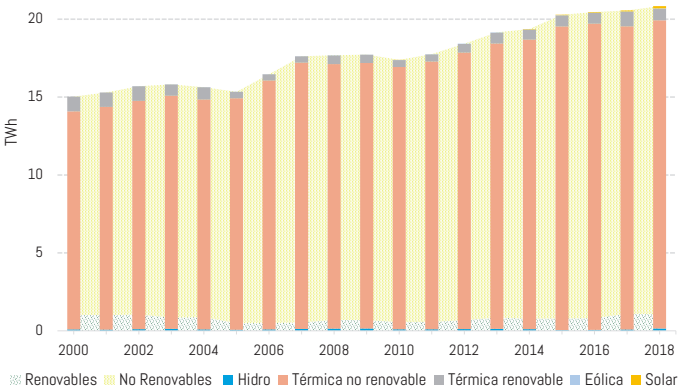
Oferta de carbón mineral



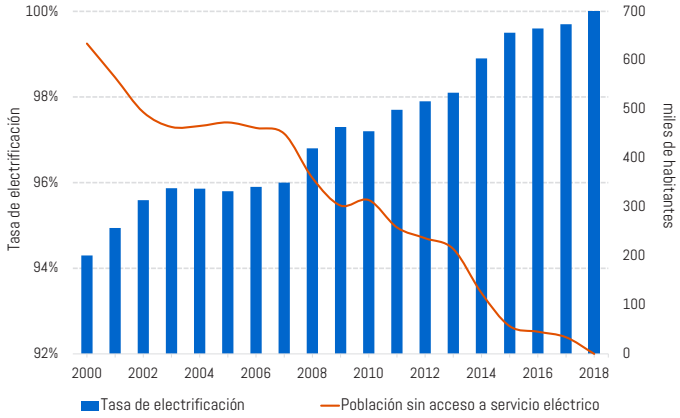
Capacidad instalada de generación eléctrica



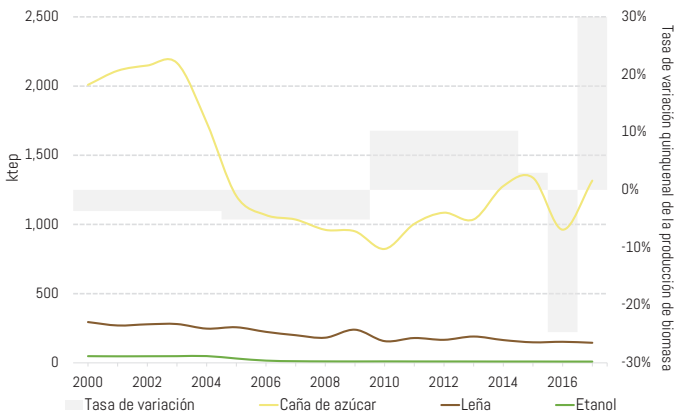
Generación eléctrica



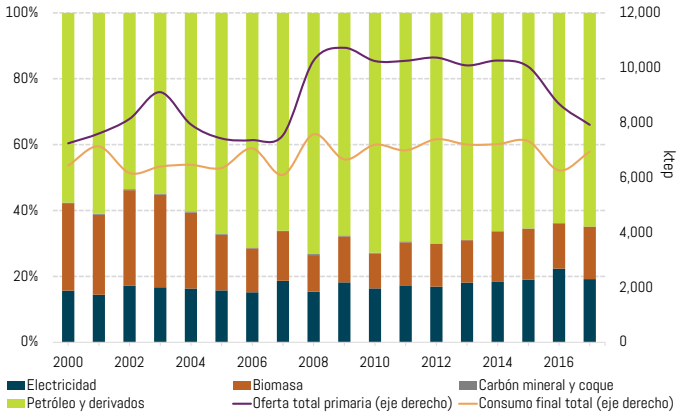
Tasa de electrificación



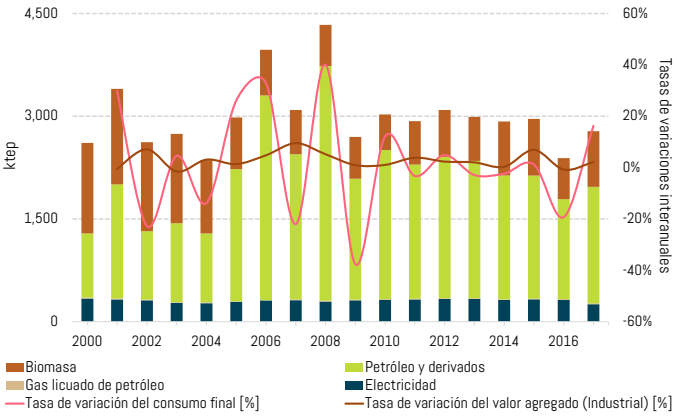
Producción de biomasa y biocombustibles



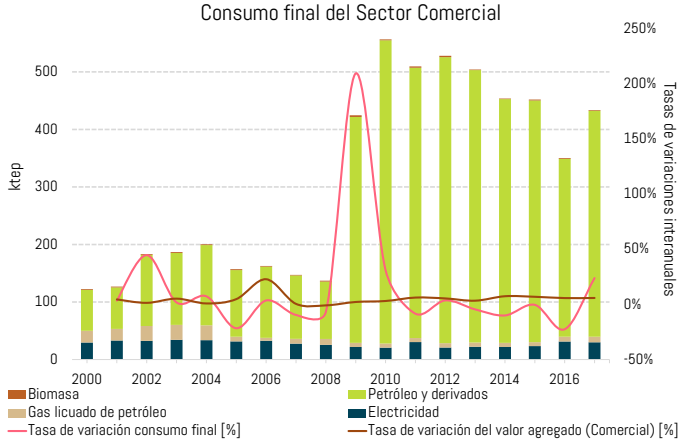
Consumo final de energía por fuente de energía



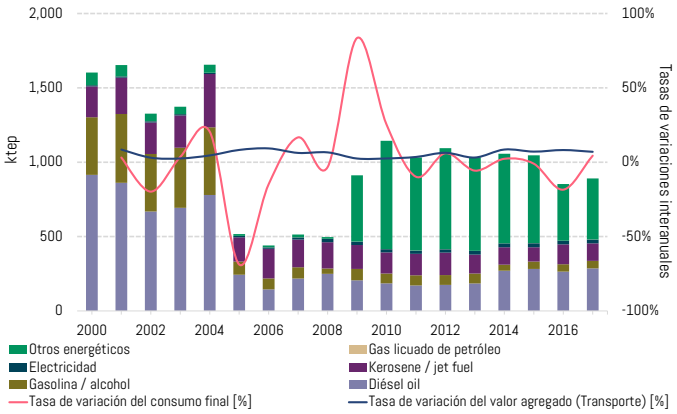
Consumo final del Sector Industrial



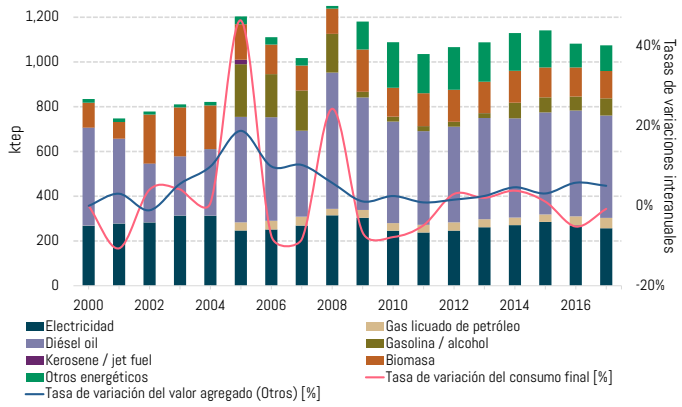
Consumo final del Sector Comercial



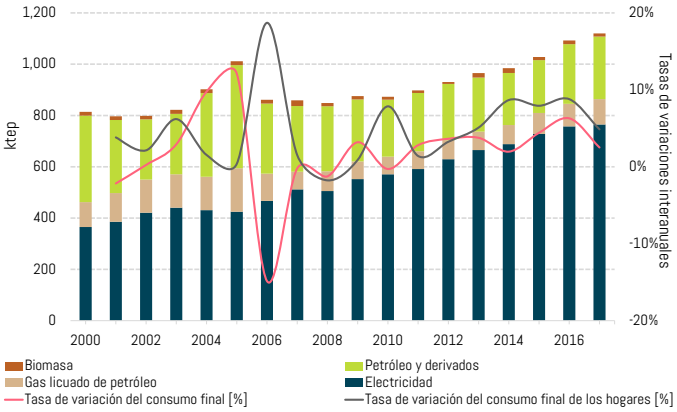
Consumo final del Sector Transporte



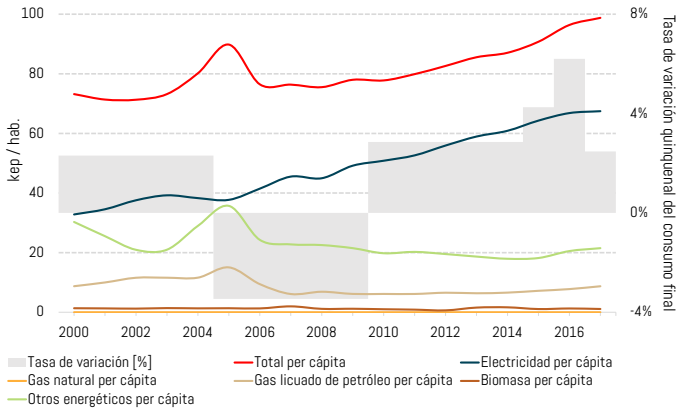
Consumo final del Sector Otros



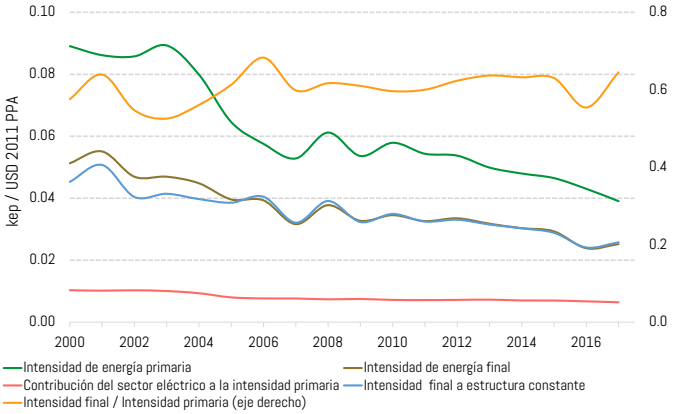
Consumo final del Sector Residencial



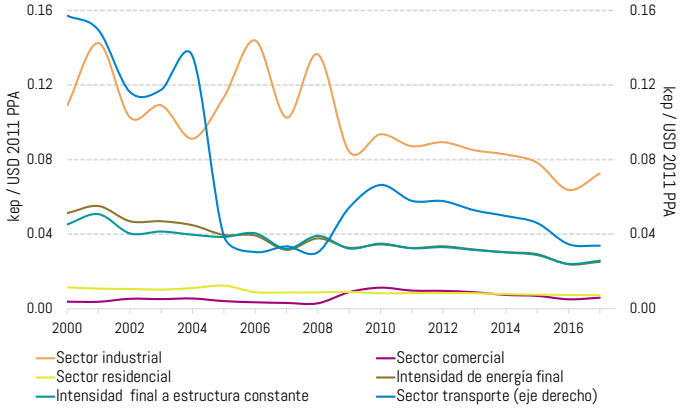
Consumo final per cápita Sector Residencial



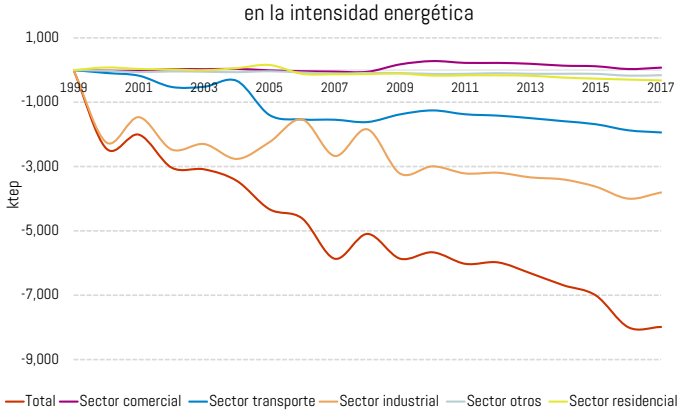
Intensidades energéticas



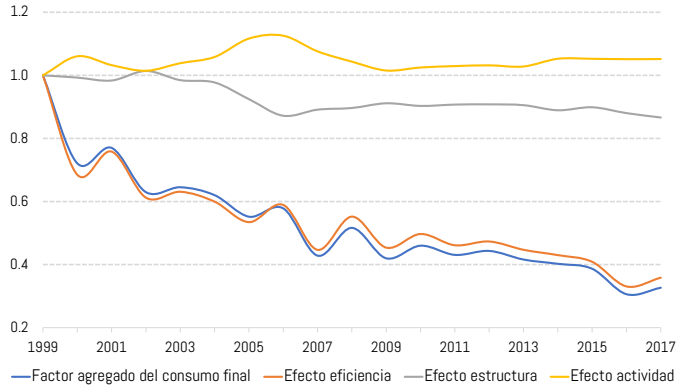
Intensidades energéticas sectoriales



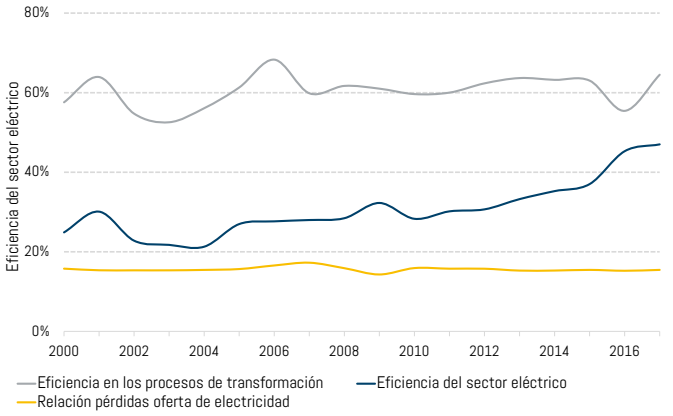
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



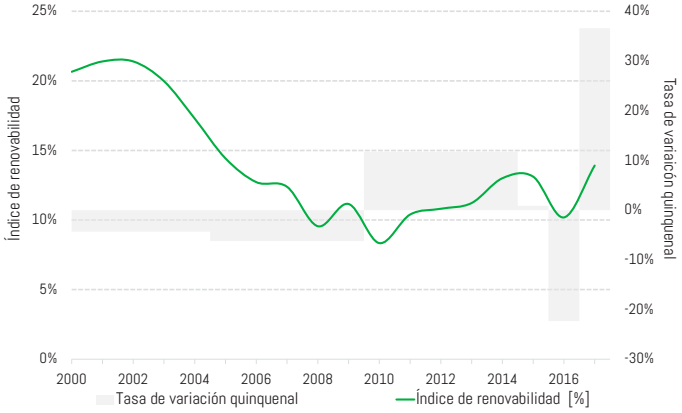
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



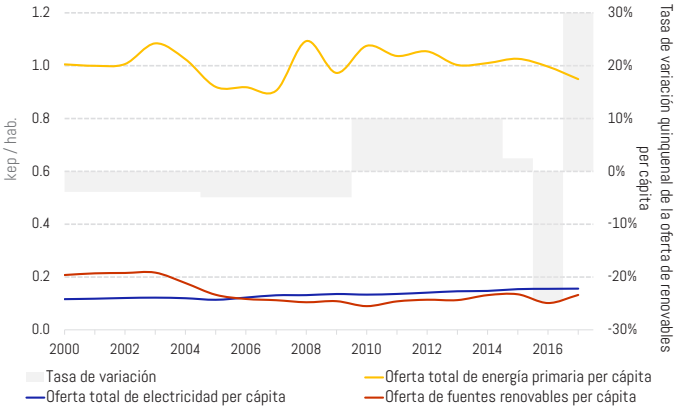
Eficiencia del sector eléctrico



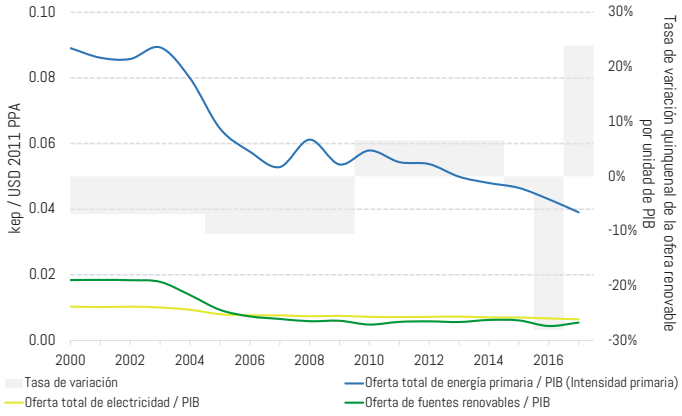
Índice de renovabilidad



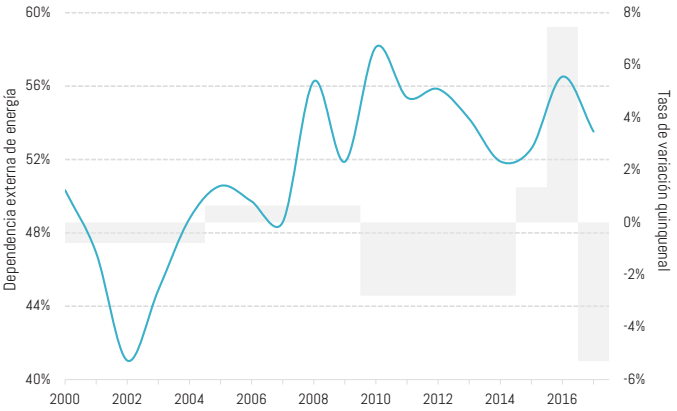
Oferta de energía per cápita



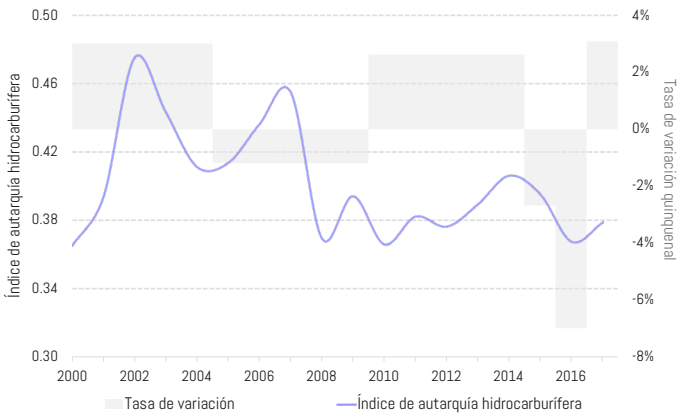
Ofertas de energía por unidad de PIB



Dependencia externa de energía



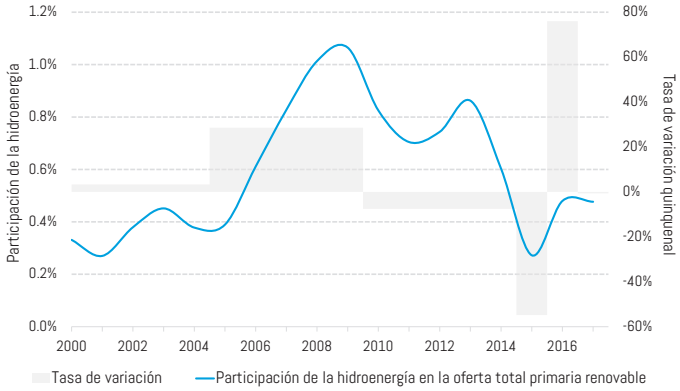
Índice de autarquía hidrocarburífera



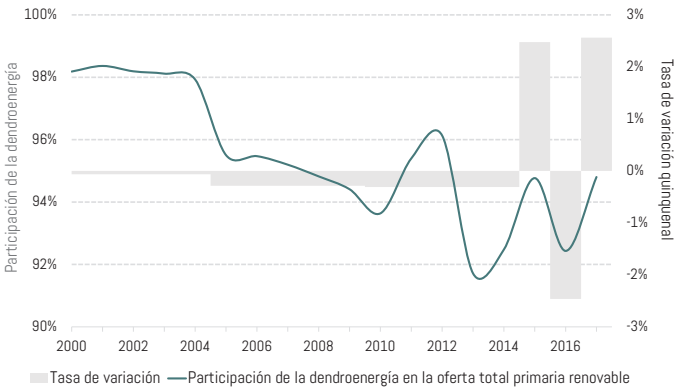
Índice de consumo residencial de biomasa



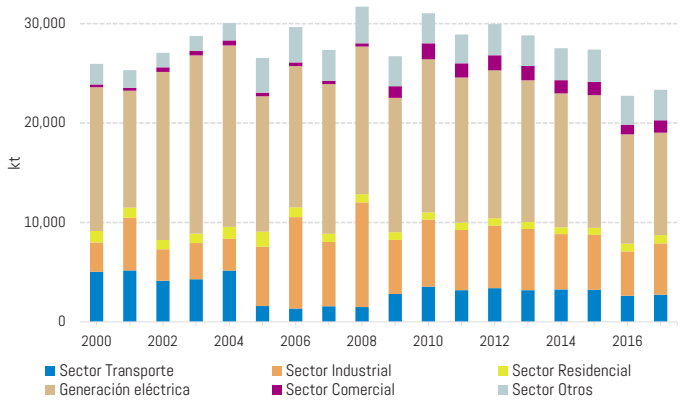
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



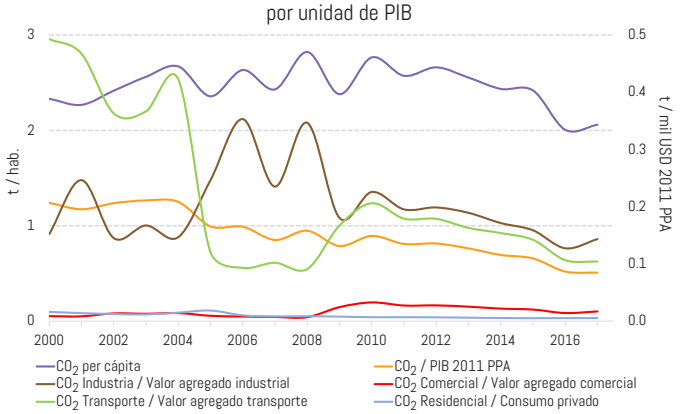
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



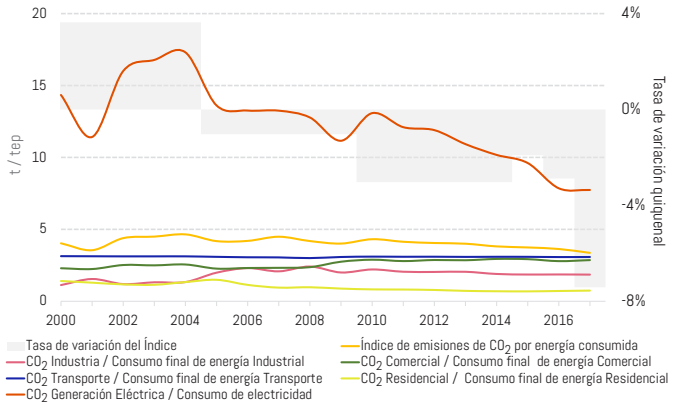
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



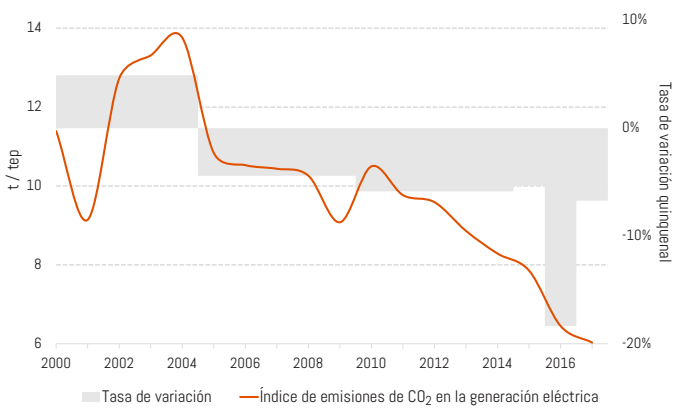
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



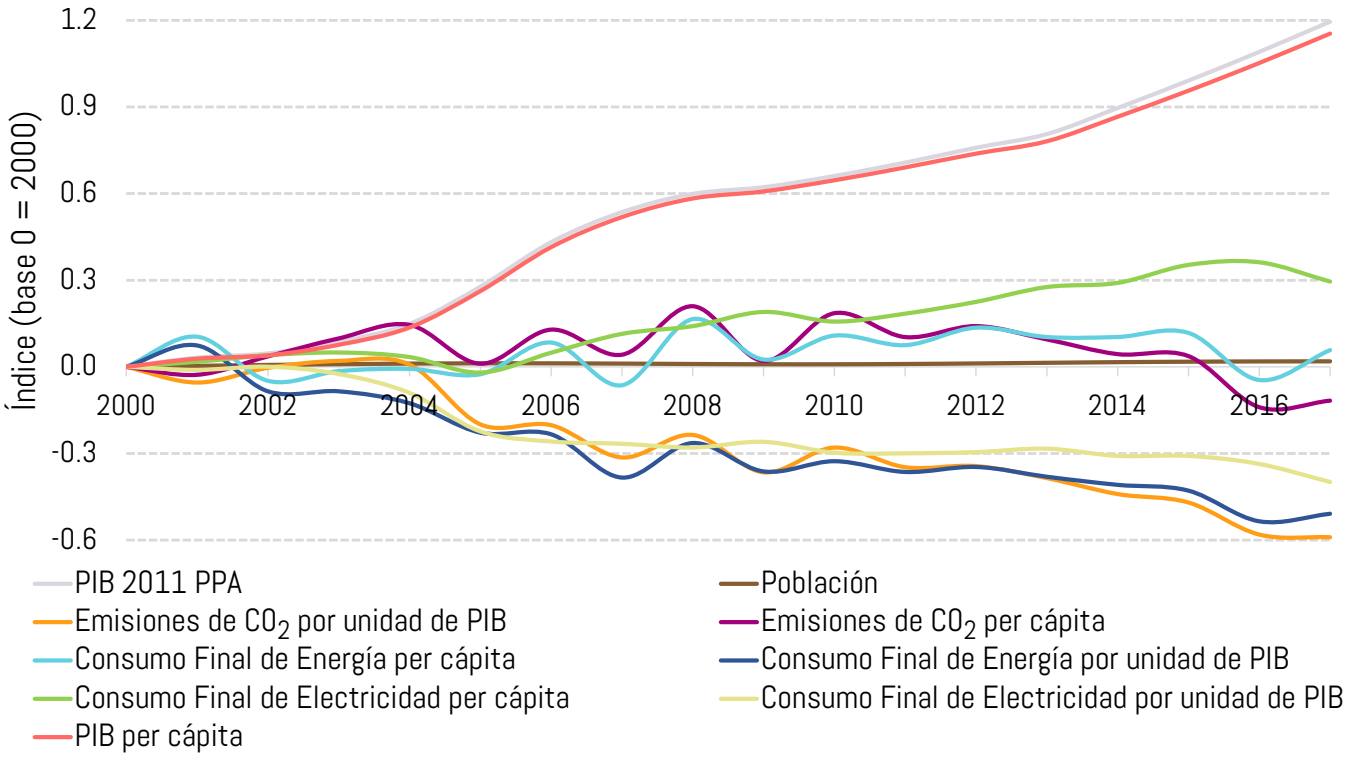
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



ECUADOR



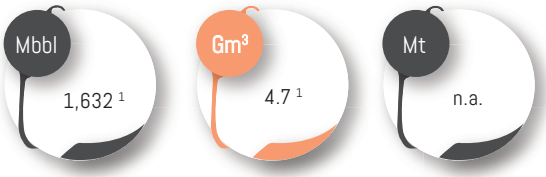
Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	17,084
Superficie (km^2)	256,370
Densidad de población (hab. / km^2)	67
Población urbana (%)	65
PIB USD 2010 (MUSD)	88,584
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	177,886
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	10



Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 7.29 [2]
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.88
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.72
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 1.02
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 1.47

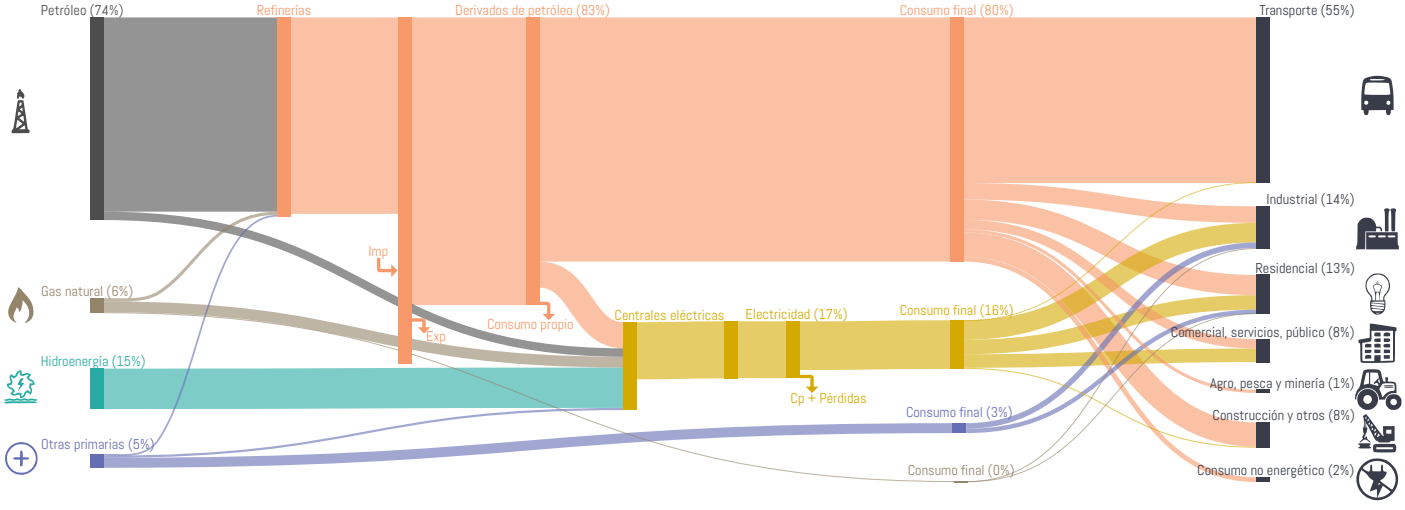


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

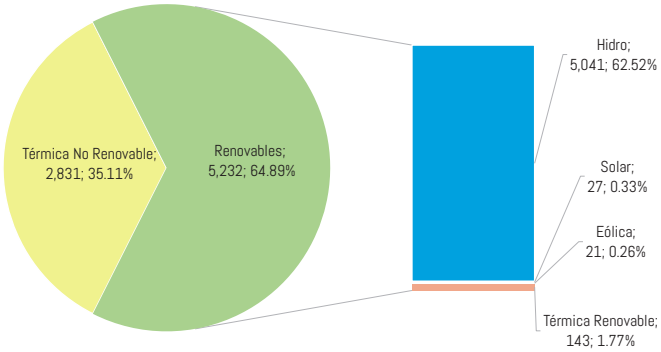
[1] Las cifras presentadas corresponden únicamente a las reservas probadas y no al total de las reservas.
[2] Incluye búnker.



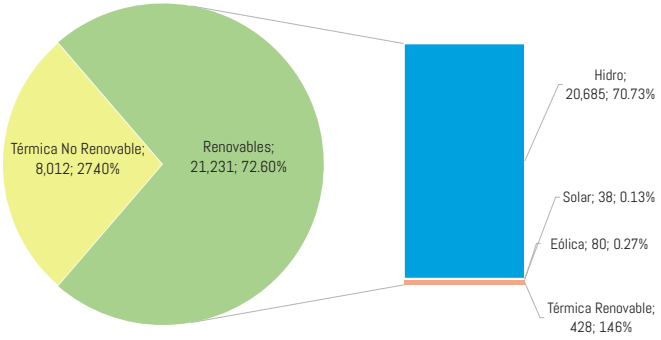
Balance energético resumido 2018



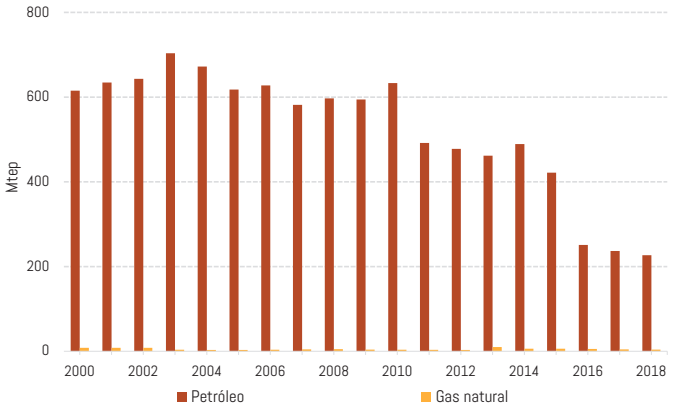
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



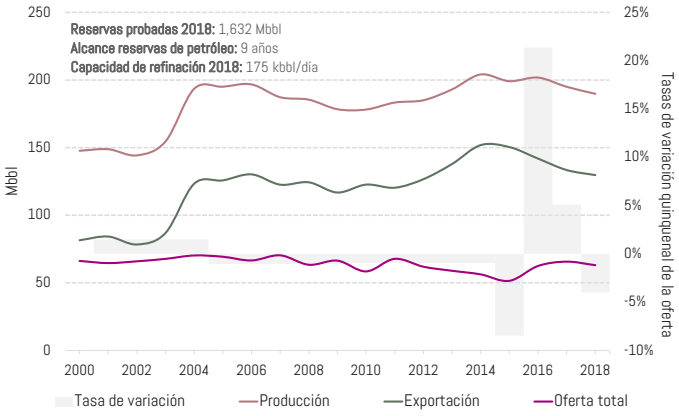
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



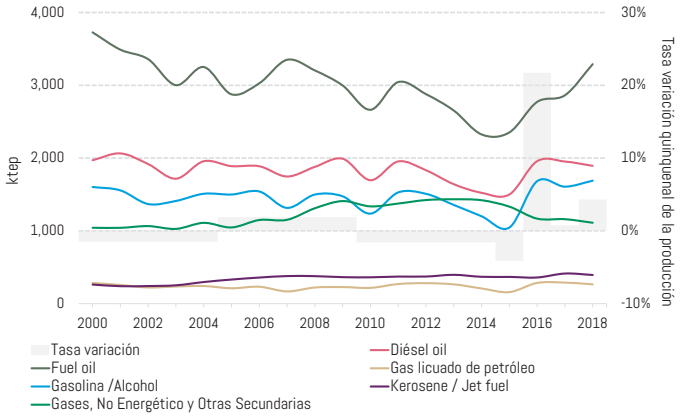
Reservas probadas de petróleo y gas natural



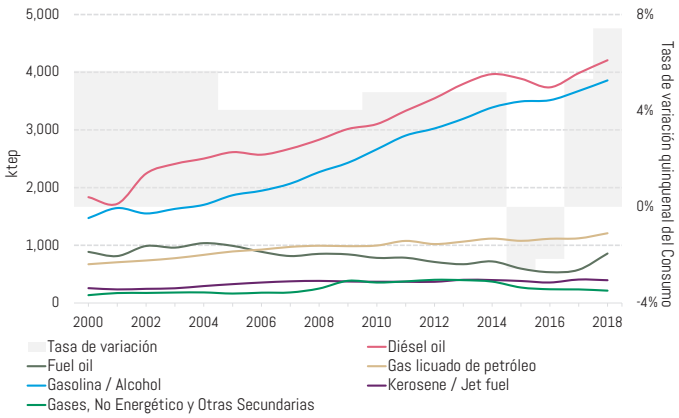
Oferta de petróleo

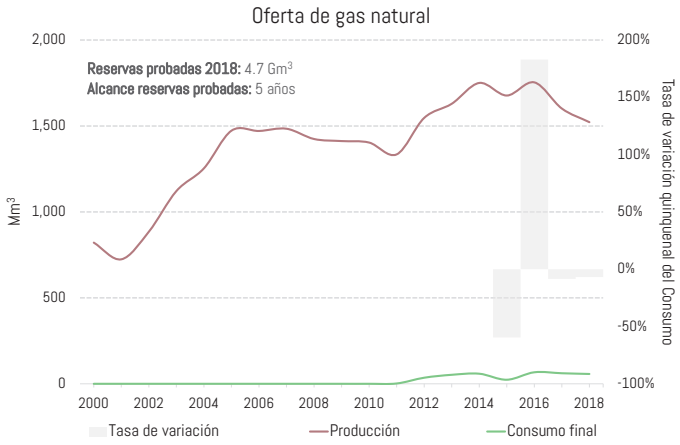


Producción derivados de petróleo

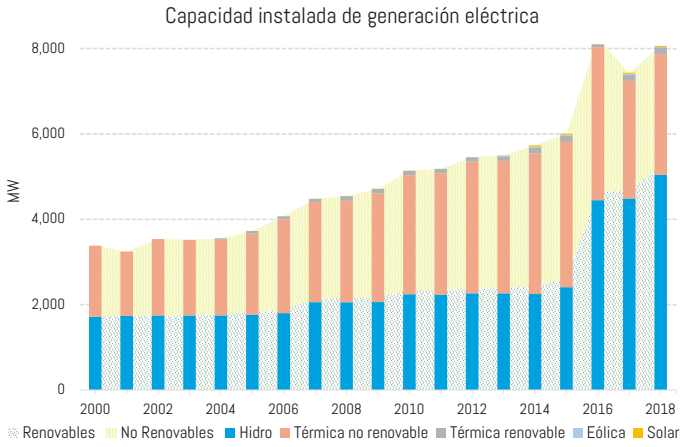


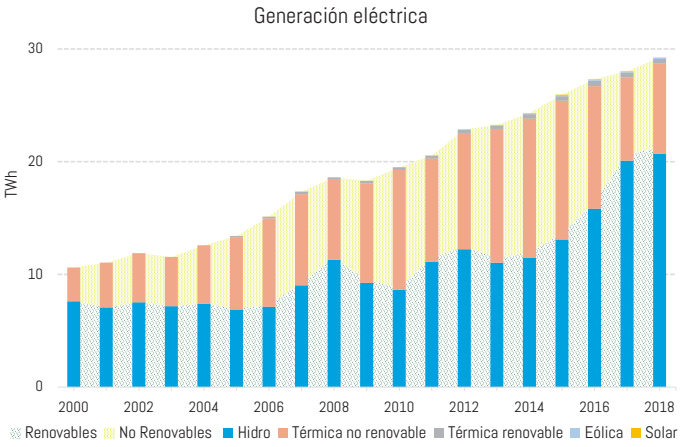
Consumo derivados de petróleo

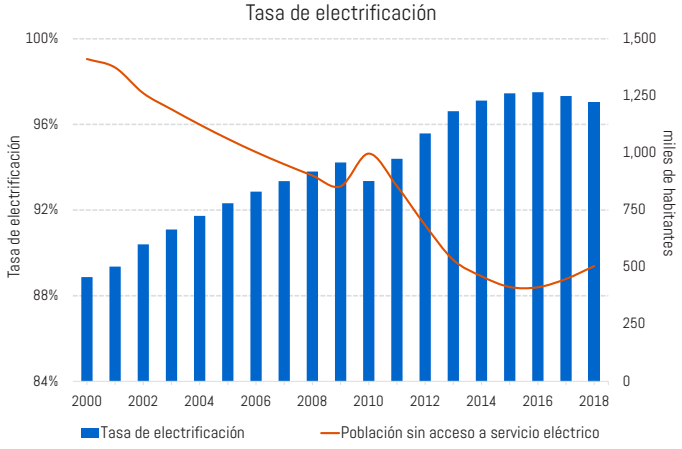


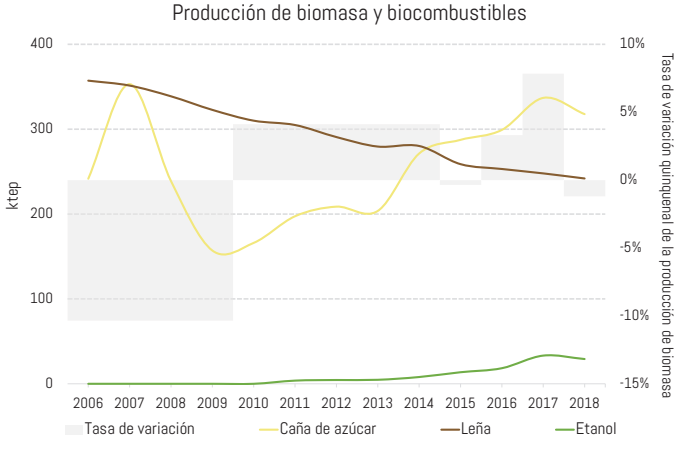


El 5 de abril de 2018, se inauguró la central de generación eléctrica Sacha Norte 2, utilizando el gas asociado al petróleo. La Central Sacha Norte 2, es la segunda planta que entra en operación de un total de ocho infraestructuras de generación eléctrica que producen energía a partir del gas residual de la explotación petrolera, empleando gas asociado en lugar de diésel para producir hasta 4 MW de potencia. Su funcionamiento permite un ahorro en combustibles de cerca de USD 5 millones y reduce emisiones por cerca de 2,000 toneladas de CO_2 por año.

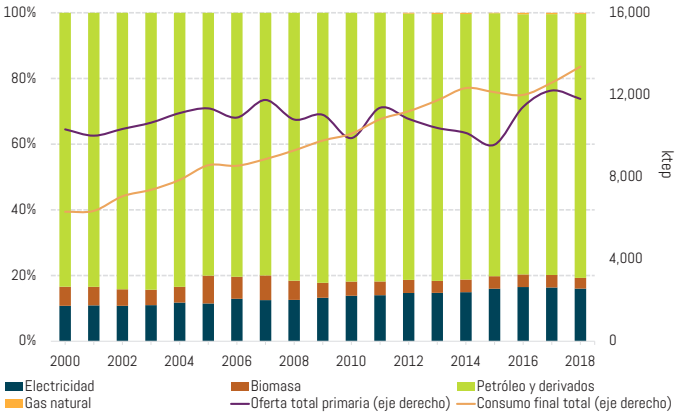




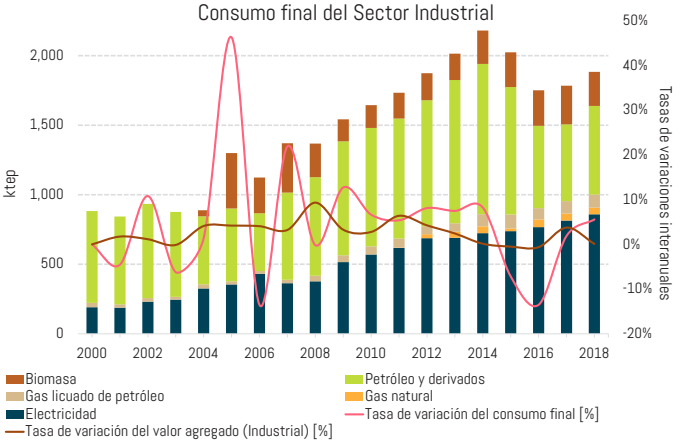




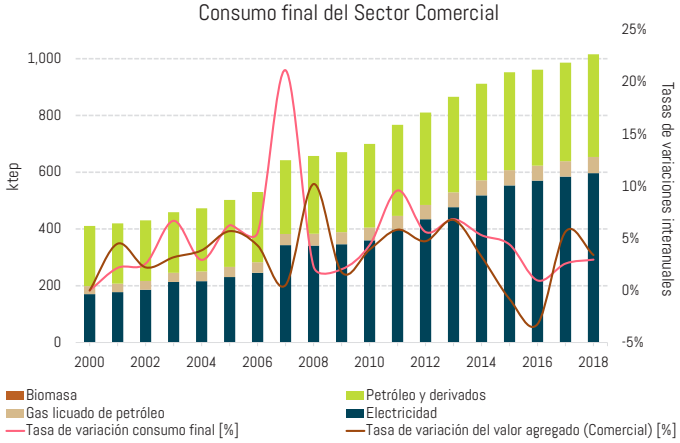
Consumo final de energía por fuente de energía



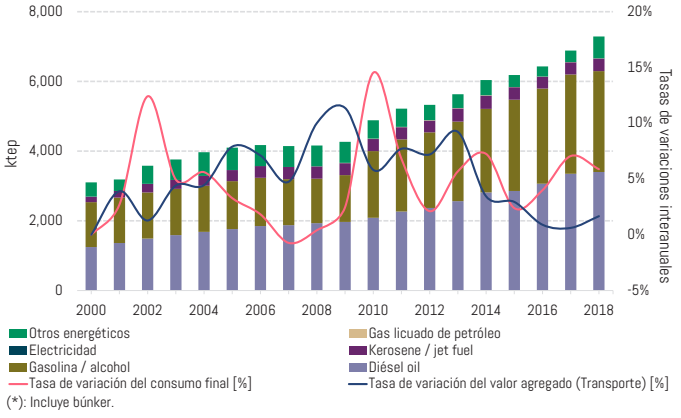
Consumo final del Sector Industrial



Consumo final del Sector Comercial

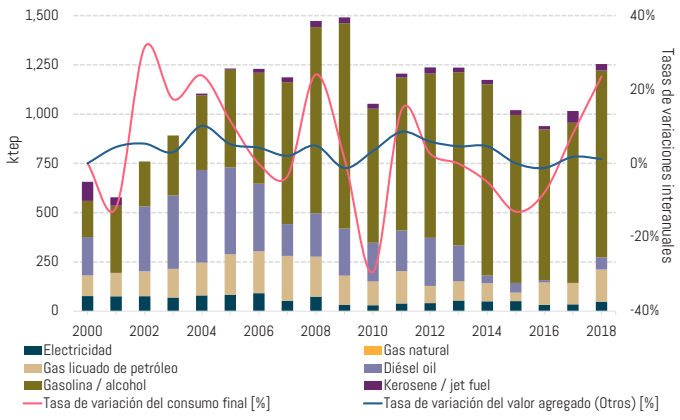


Consumo final del Sector Transporte*

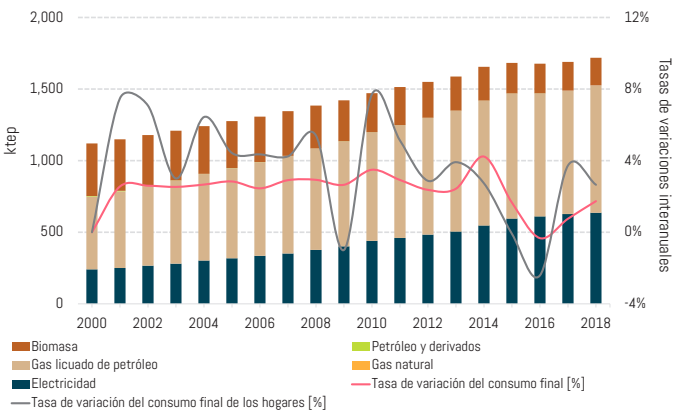


(*): Incluye búnker.

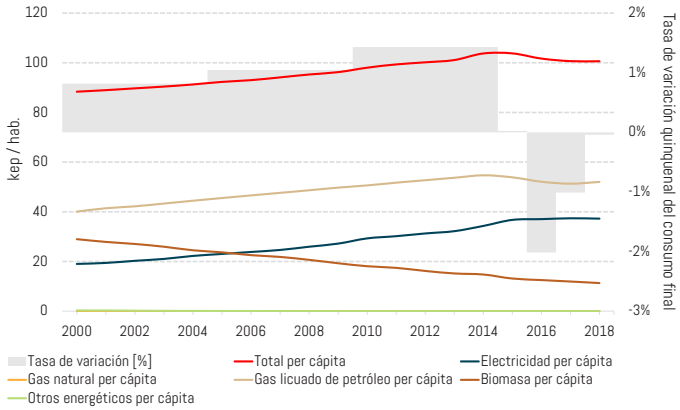
Consumo final del Sector Otros



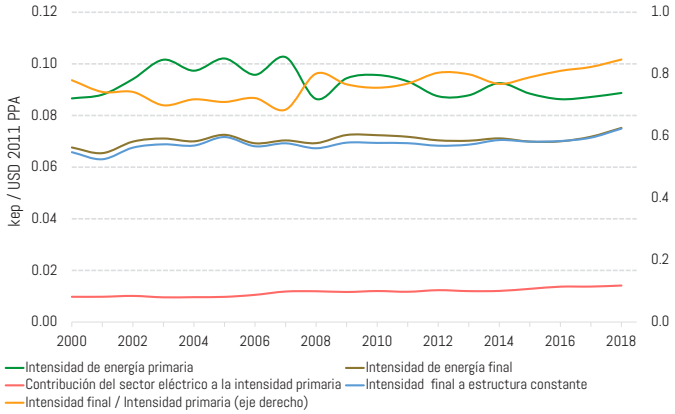
Consumo final del Sector Residencial



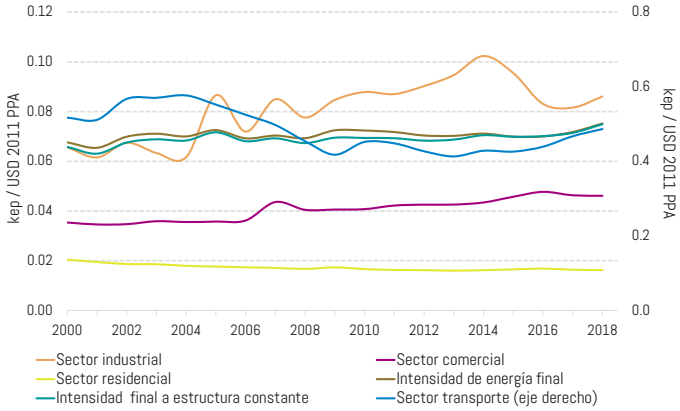
Consumo final per cápita Sector Residencial



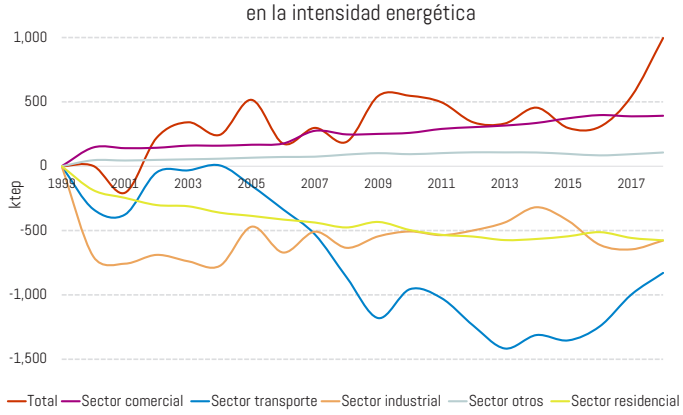
Intensidades energéticas



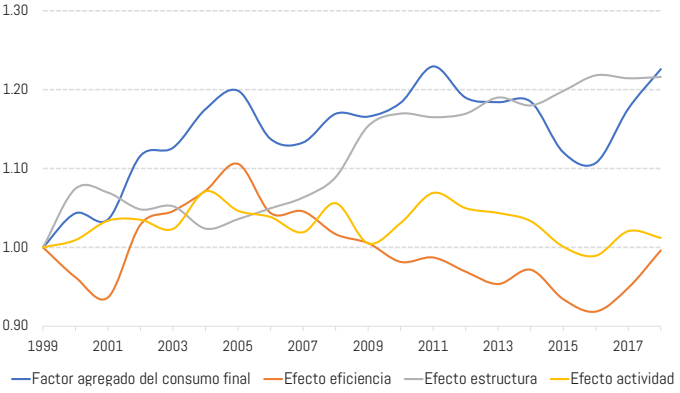
Intensidades energéticas sectoriales



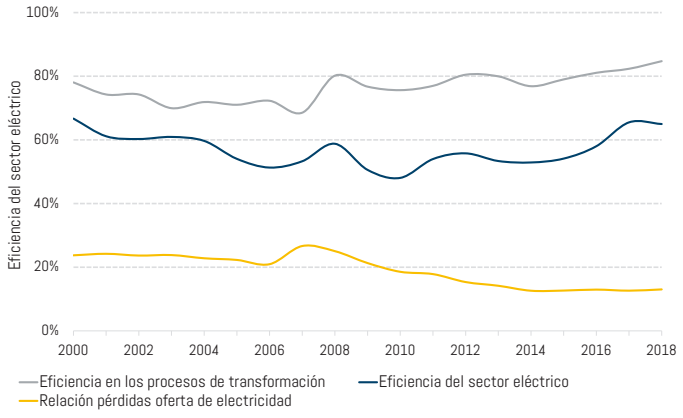
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



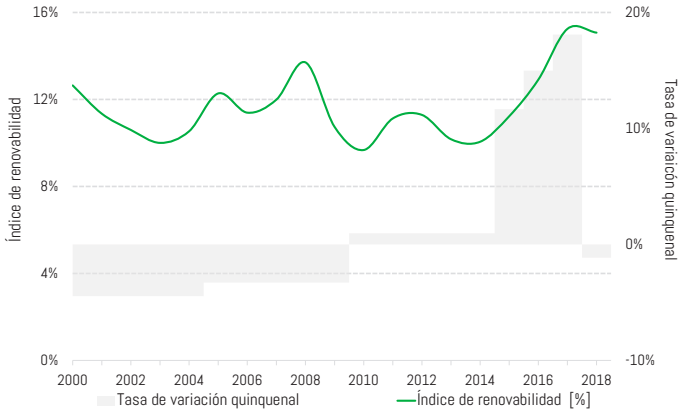
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



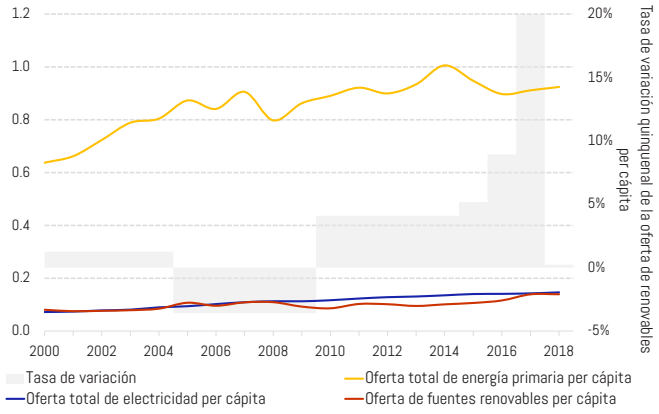
Eficiencia del sector eléctrico



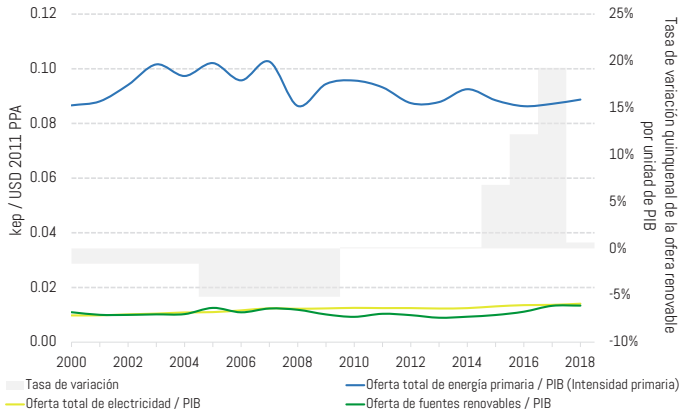
Índice de renovabilidad



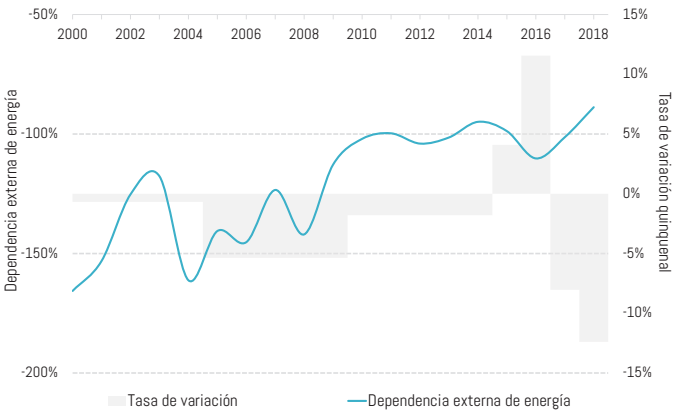
Oferta de energía per cápita



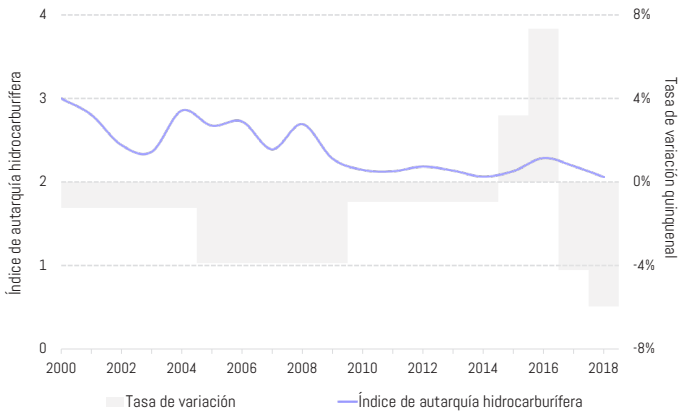
Ofertas de energía por unidad de PIB



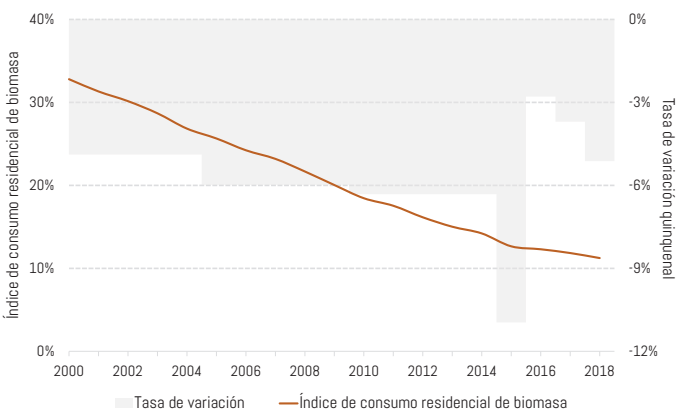
Dependencia externa de energía



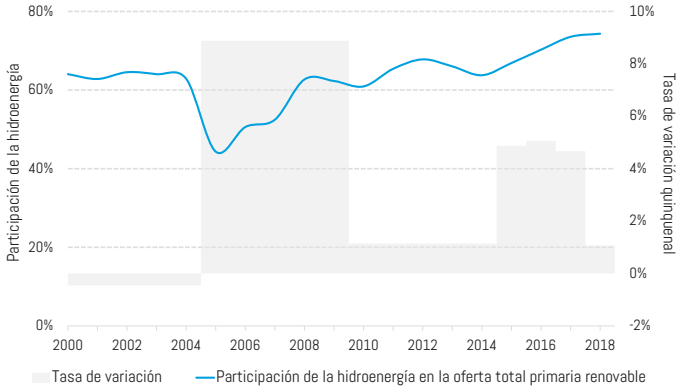
Índice de autarquía hidrocarburífera



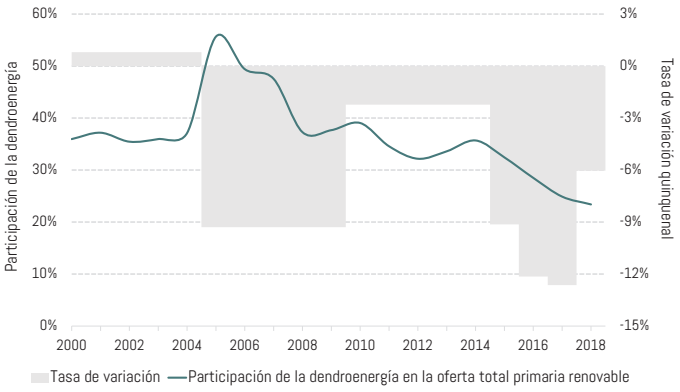
Índice de consumo residencial de biomasa



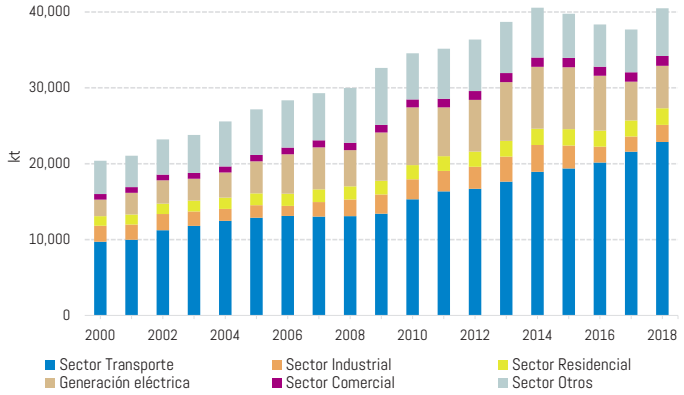
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



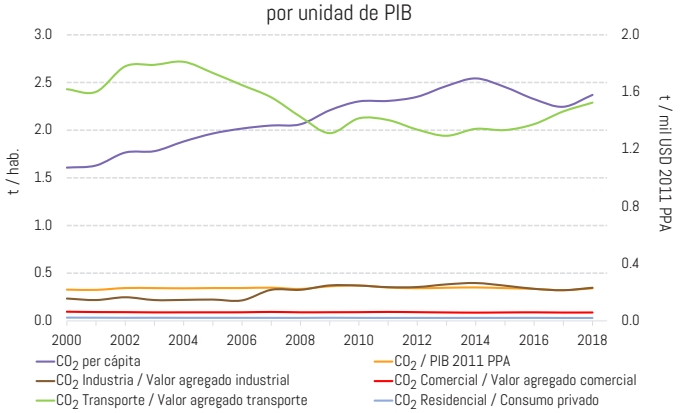
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



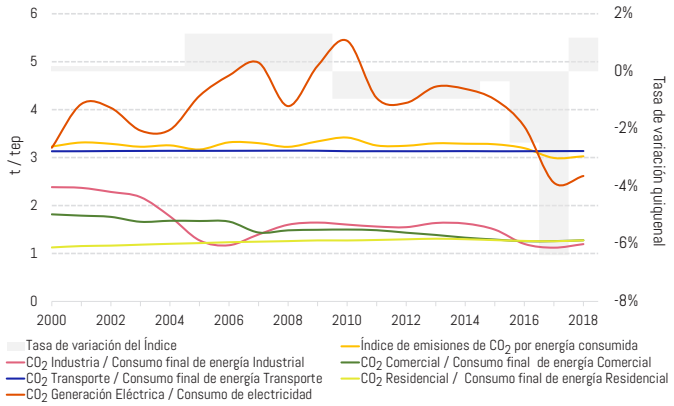
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



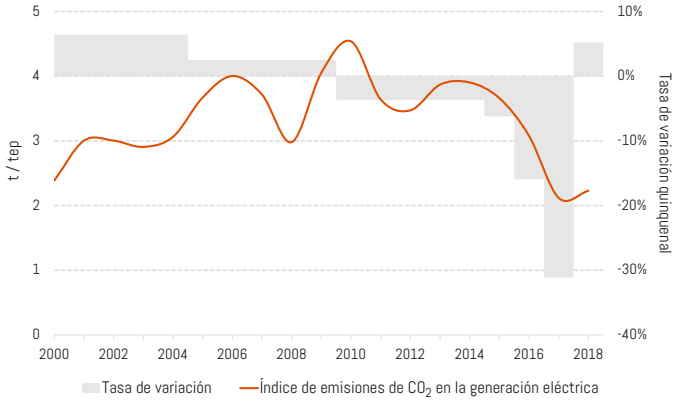
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



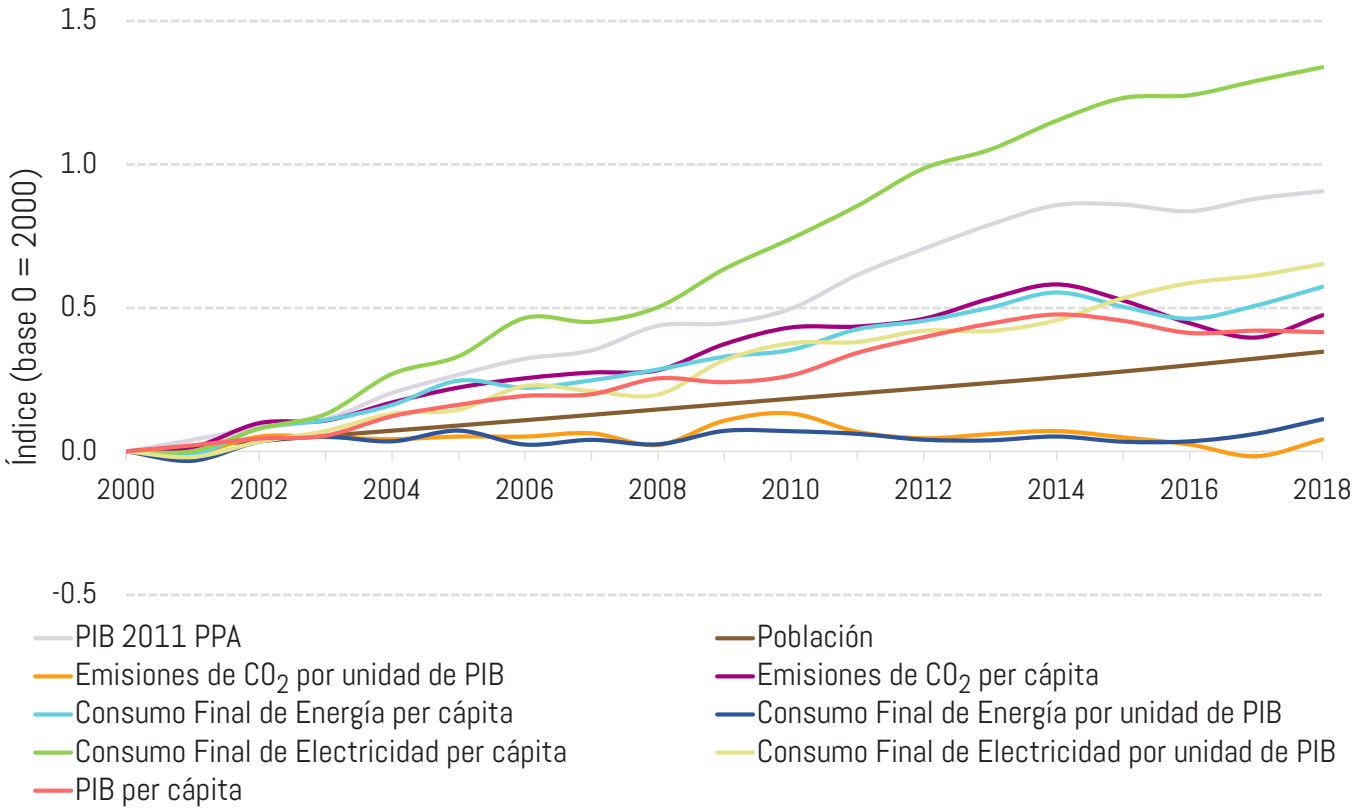
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

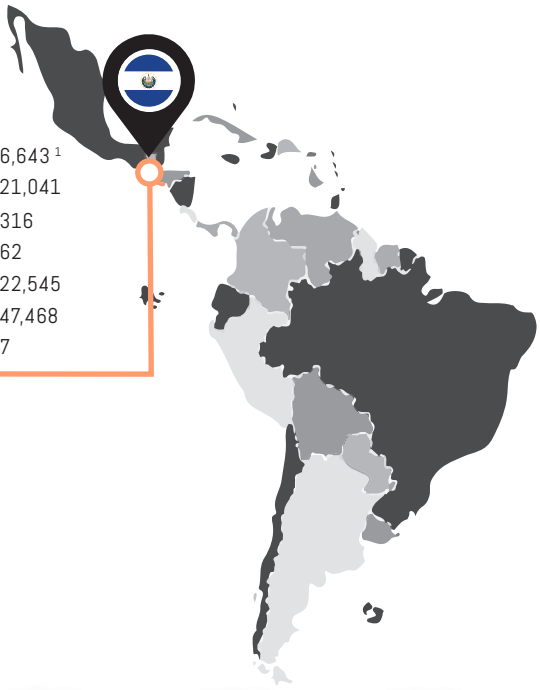


EL SALVADOR

Datos Generales 2018



Población (mil hab.)	6,643 [1]
Superficie (km²)	21,041
Densidad de población (hab. / km²)	316
Población urbana (%)	62
PIB USD 2010 (MUSD)	22,545
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	47,468
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	7



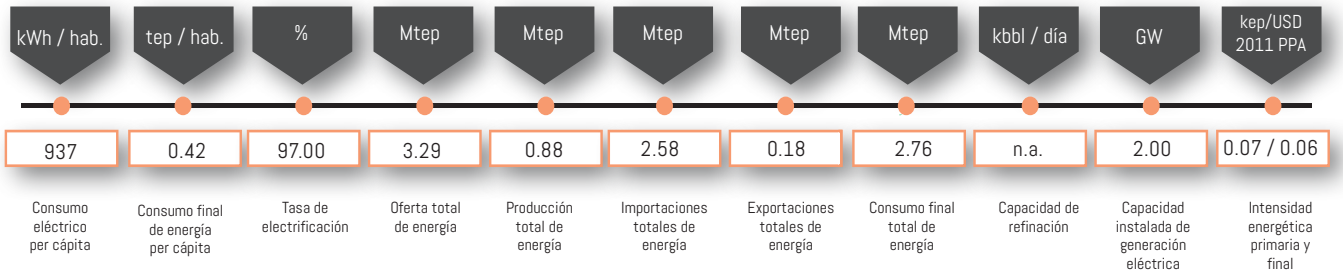
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.35
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.60
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.58
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.18
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.05

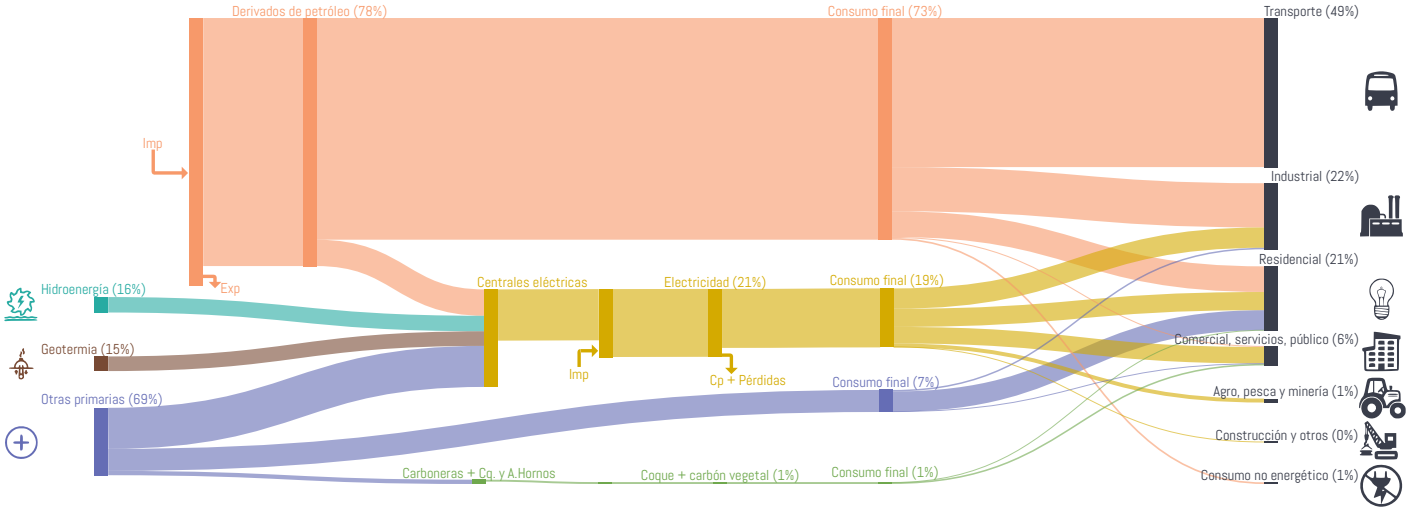


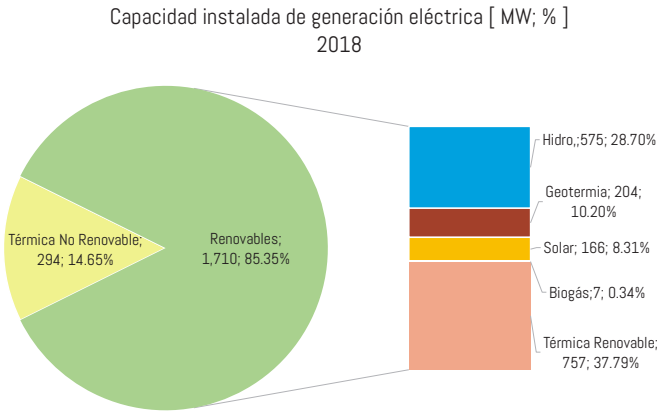
Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

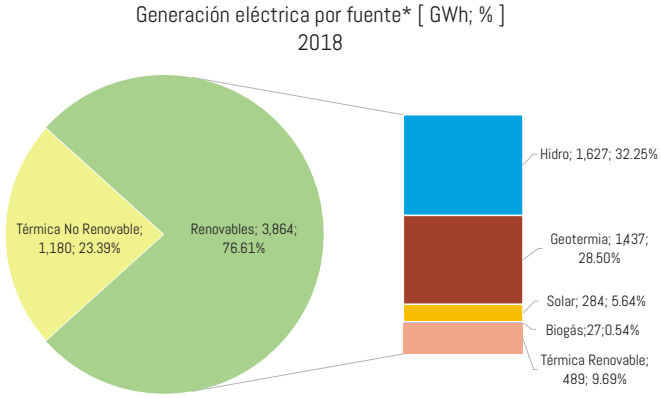
[1] Dirección General de Estadísticas y Censos - El Salvador.



Balance energético resumido 2018

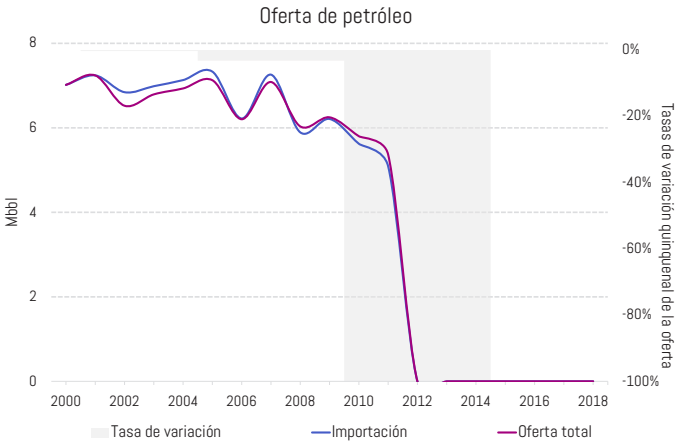


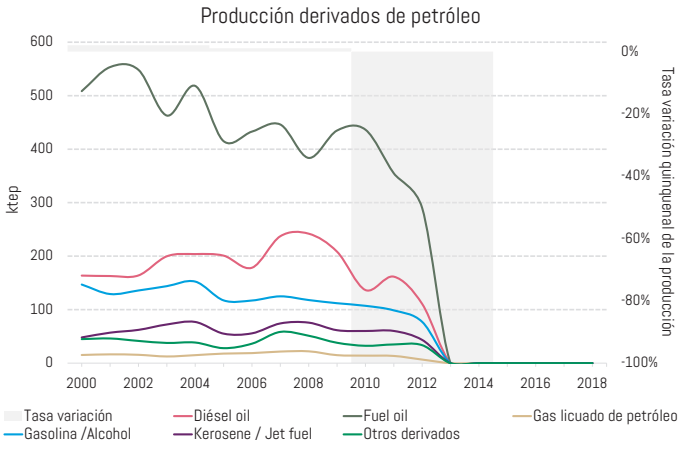


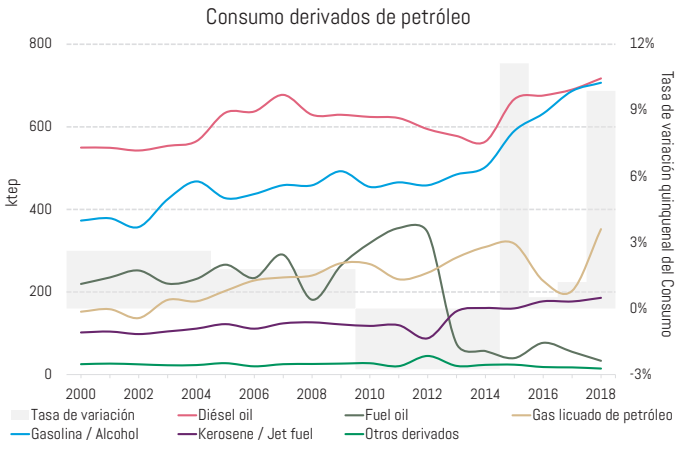


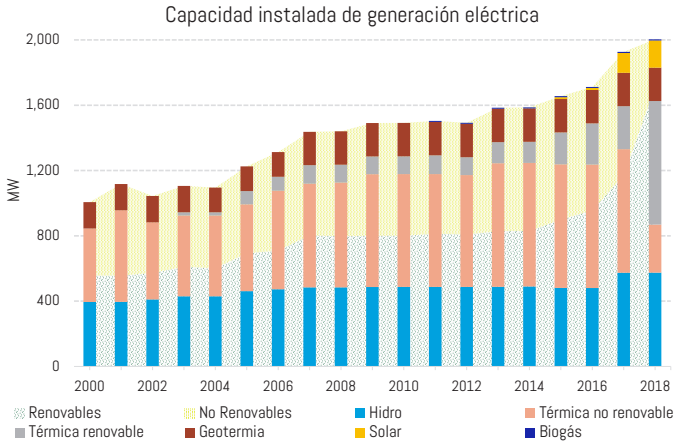
(*) Fuente: Boletín SIGET 2018 y elaboración propia CNE (se incluye generación distribuida)

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







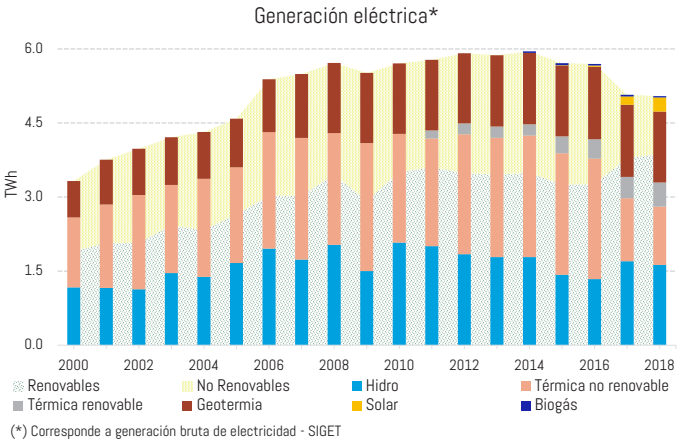


En febrero de 2018, entró en operación comercial en el mercado mayorista de El Salvador la repotenciación de la planta de Biomasa Jiboa (34.9 MW), propiedad de la Sociedad Ingenio Central Azucarero Jiboa, S.A., la capacidad nominal final de la planta es de 44.9 MW.

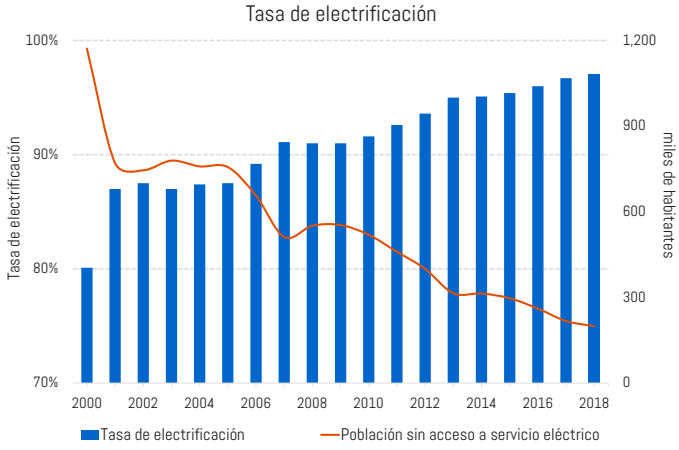
En diciembre de 2018 finalizó la construcción de tres plantas fotovoltaicas por un total de 34 MW interconectadas al sistema de transmisión nacional las cuales fueron adjudicadas en julio de 2014 en un proceso de licitación y un total de 47 MW de plantas fotovoltaicas interconectadas a la red de distribución.

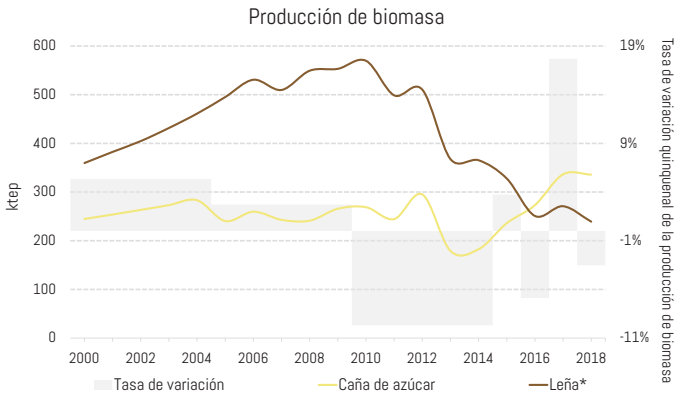
En abril, junio y septiembre del 2018, entraron en operación comercial las plantas solares fotovoltaicas, Pasaquina, Conchagua y El Carmen respectivamente, propiedad de la Sociedad BÓSFORO, LTDA. de C.V., con una capacidad instalada de 10 MW cada una.

Estas 3 plantas son parte del proyecto de Bósforo de construcción de 10 plantas con capacidad de 10 MW cada una totalizando 100 MW.



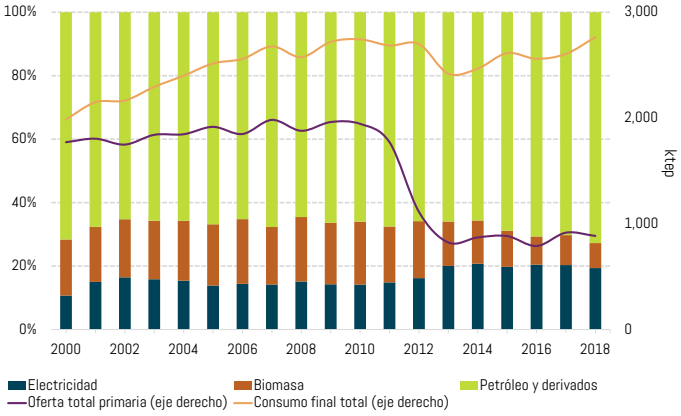
(*) Corresponde a generación bruta de electricidad - SIGET



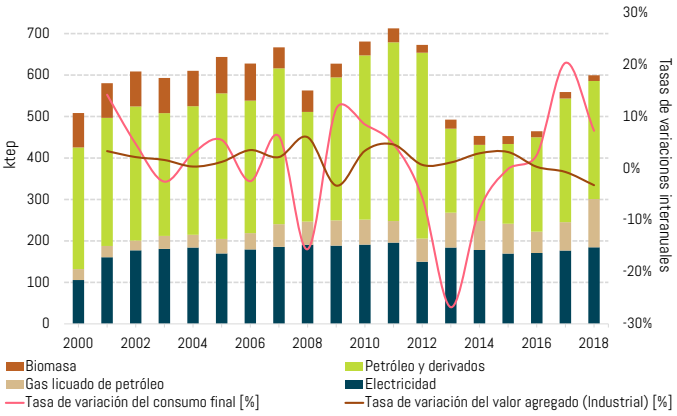


(*) Datos de producción de leña fueron estimados por OLADE.
El gráfico no incluye "Otra biomasa" para la producción de biogás. El valor para el 2018 fue de 223.15 ktep.

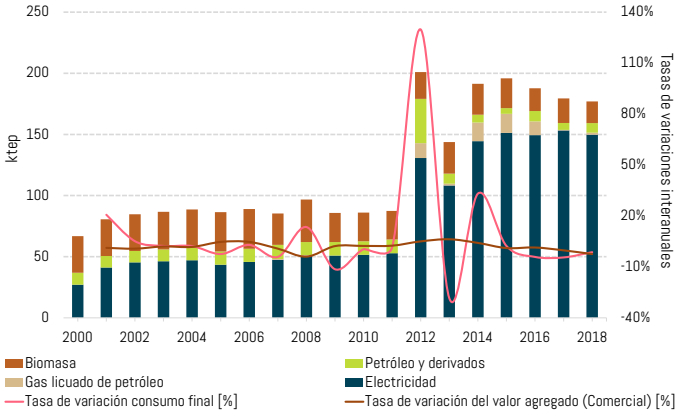
Consumo final de energía por fuente de energía



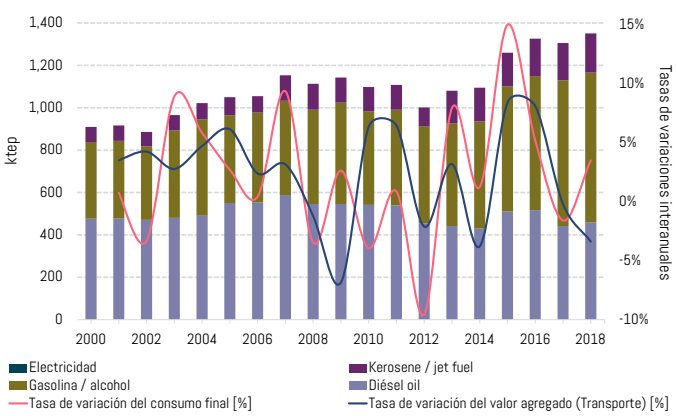
Consumo final del Sector Industrial



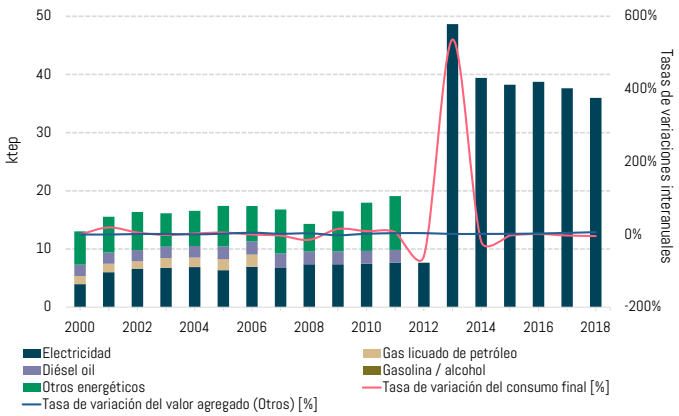
Consumo final del Sector Comercial



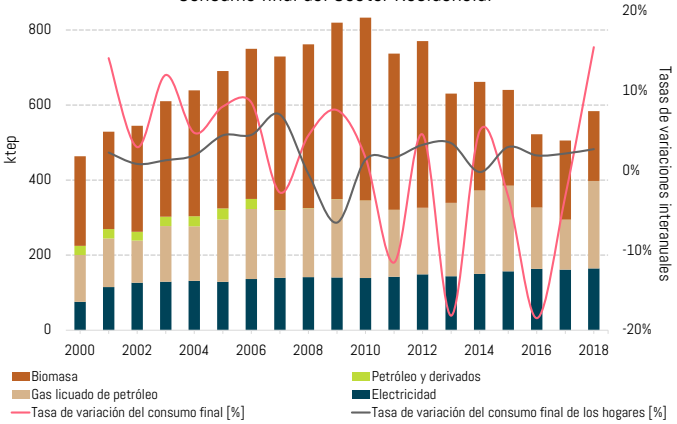
Consumo final del Sector Transporte



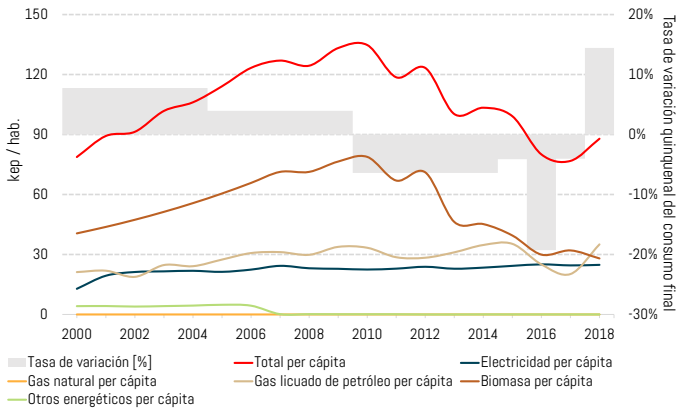
Consumo final del Sector Otros



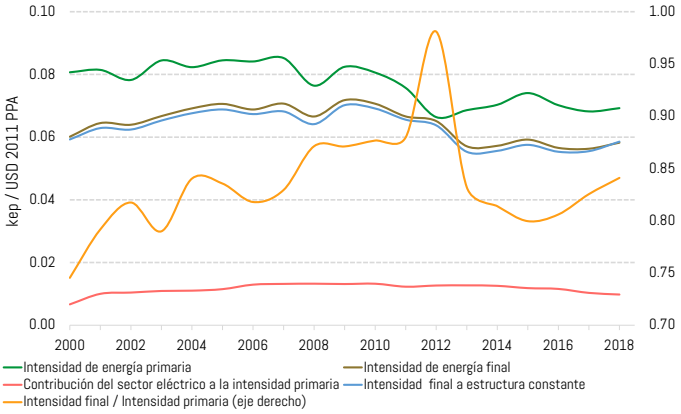
Consumo final del Sector Residencial



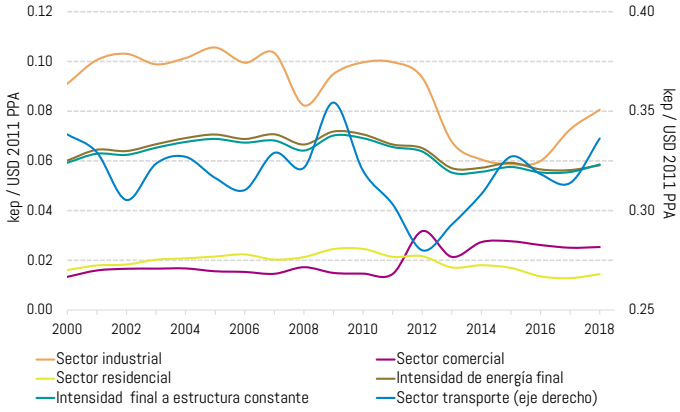
Consumo final per cápita Sector Residencial



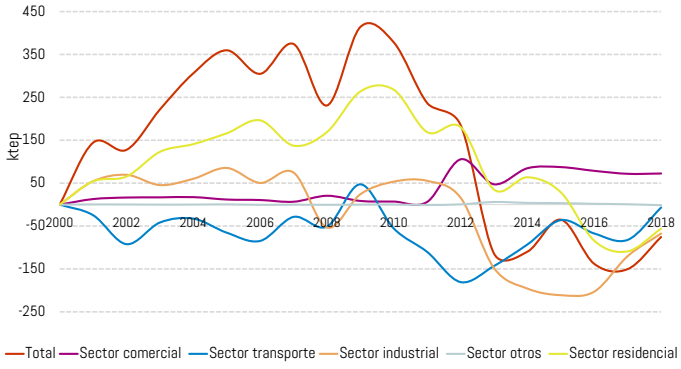
Intensidades energéticas



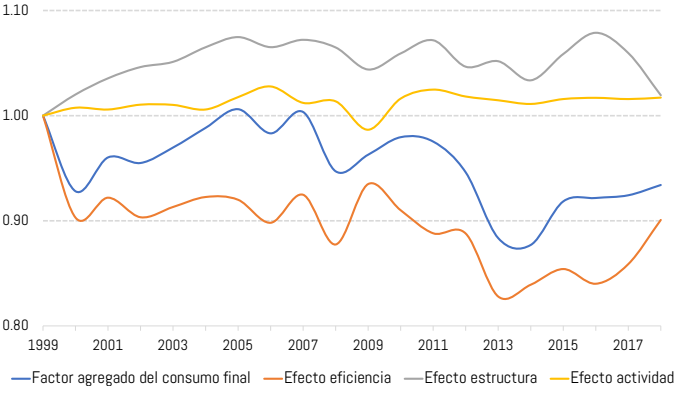
Intensidades energéticas sectoriales



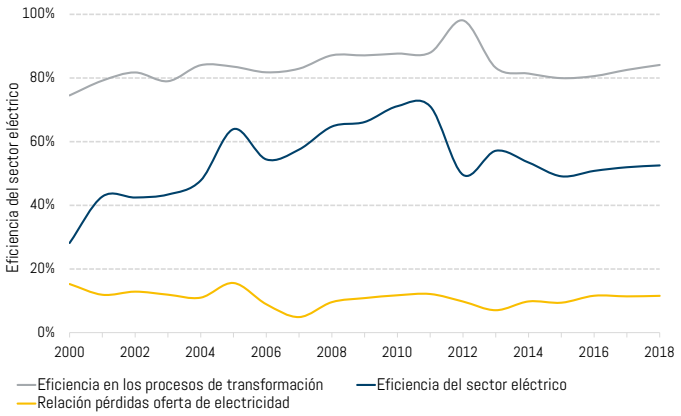
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



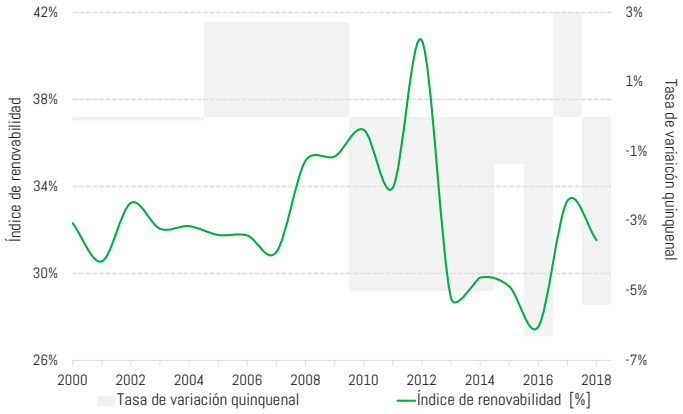
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



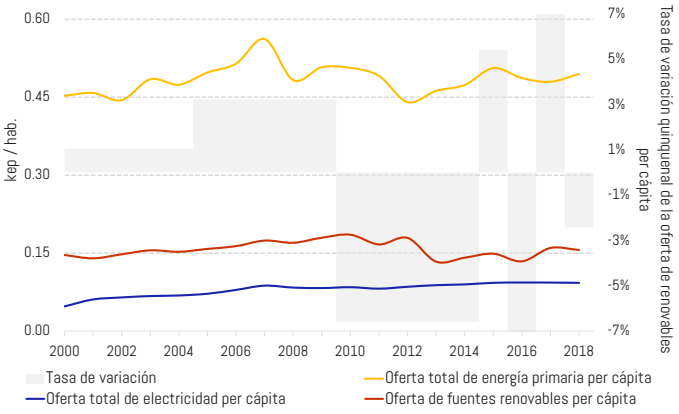
Eficiencia del sector eléctrico



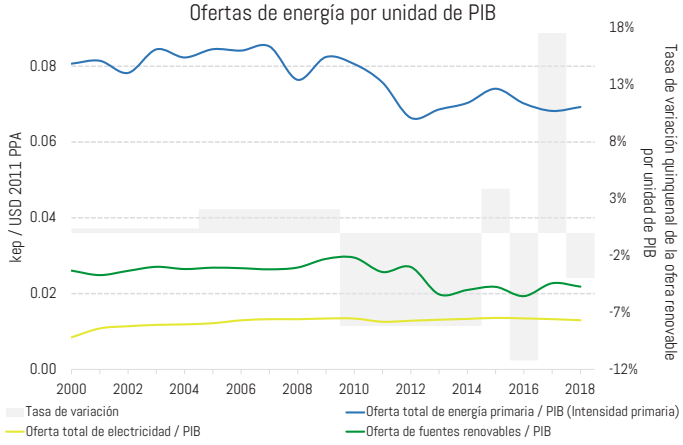
Índice de renovabilidad



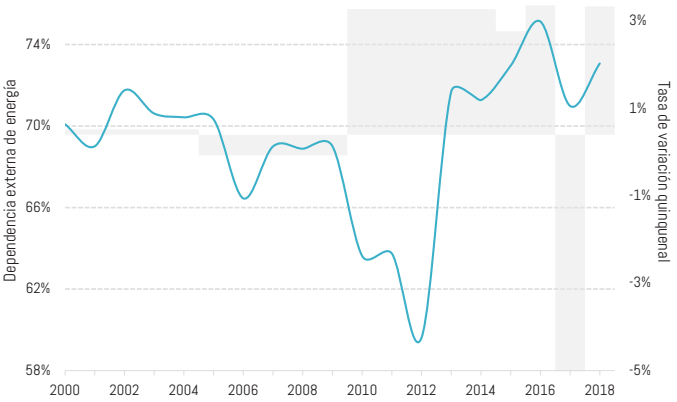
Oferta de energía per cápita



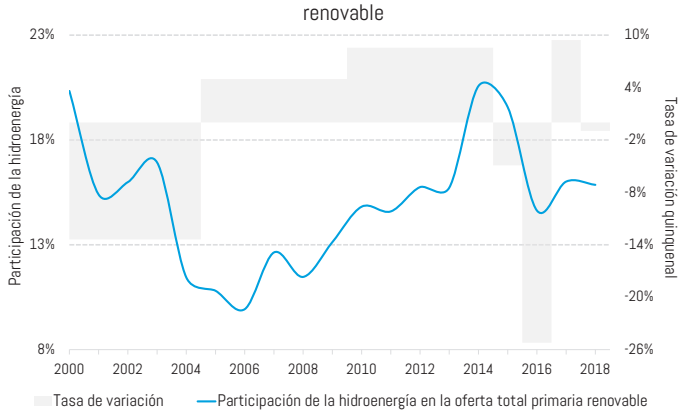
Ofertas de energía por unidad de PIB



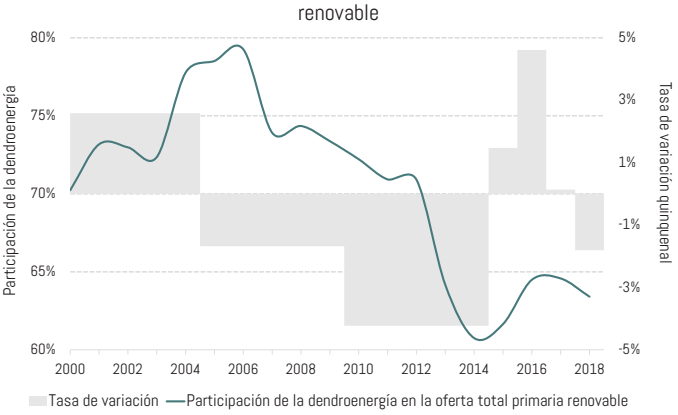
Dependencia externa de energía



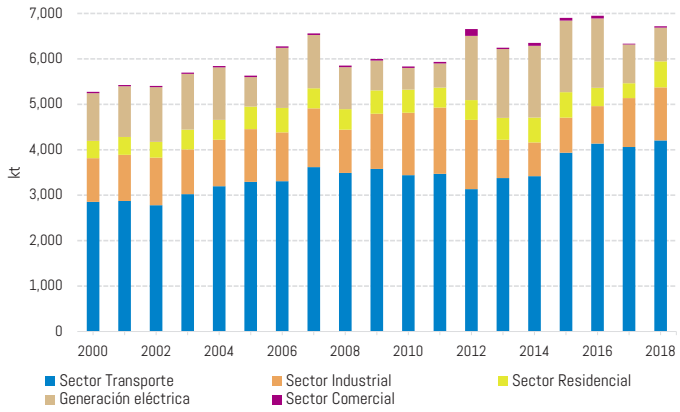
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



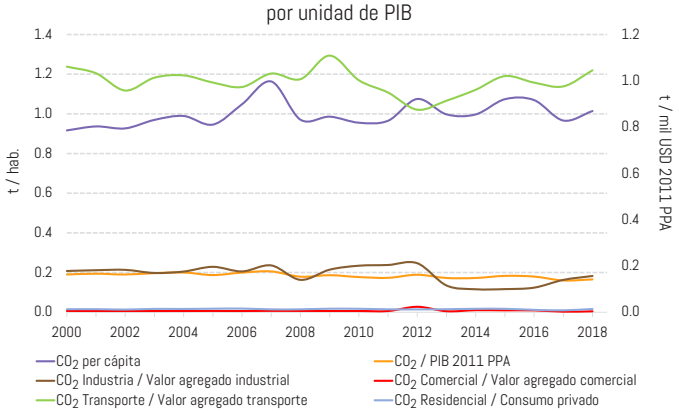
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



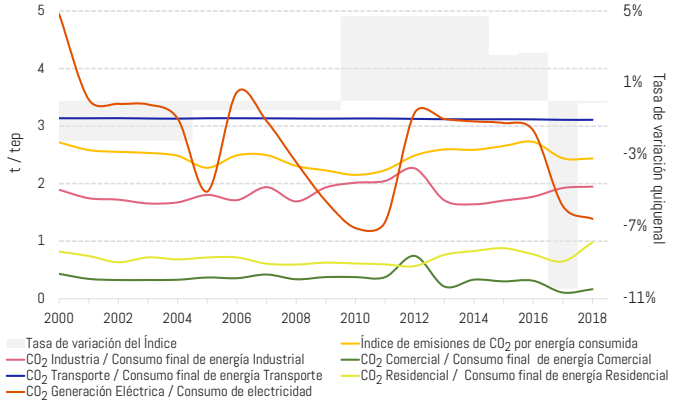
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



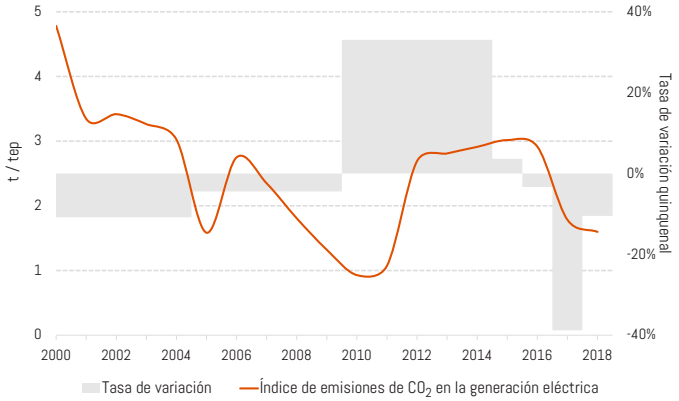
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



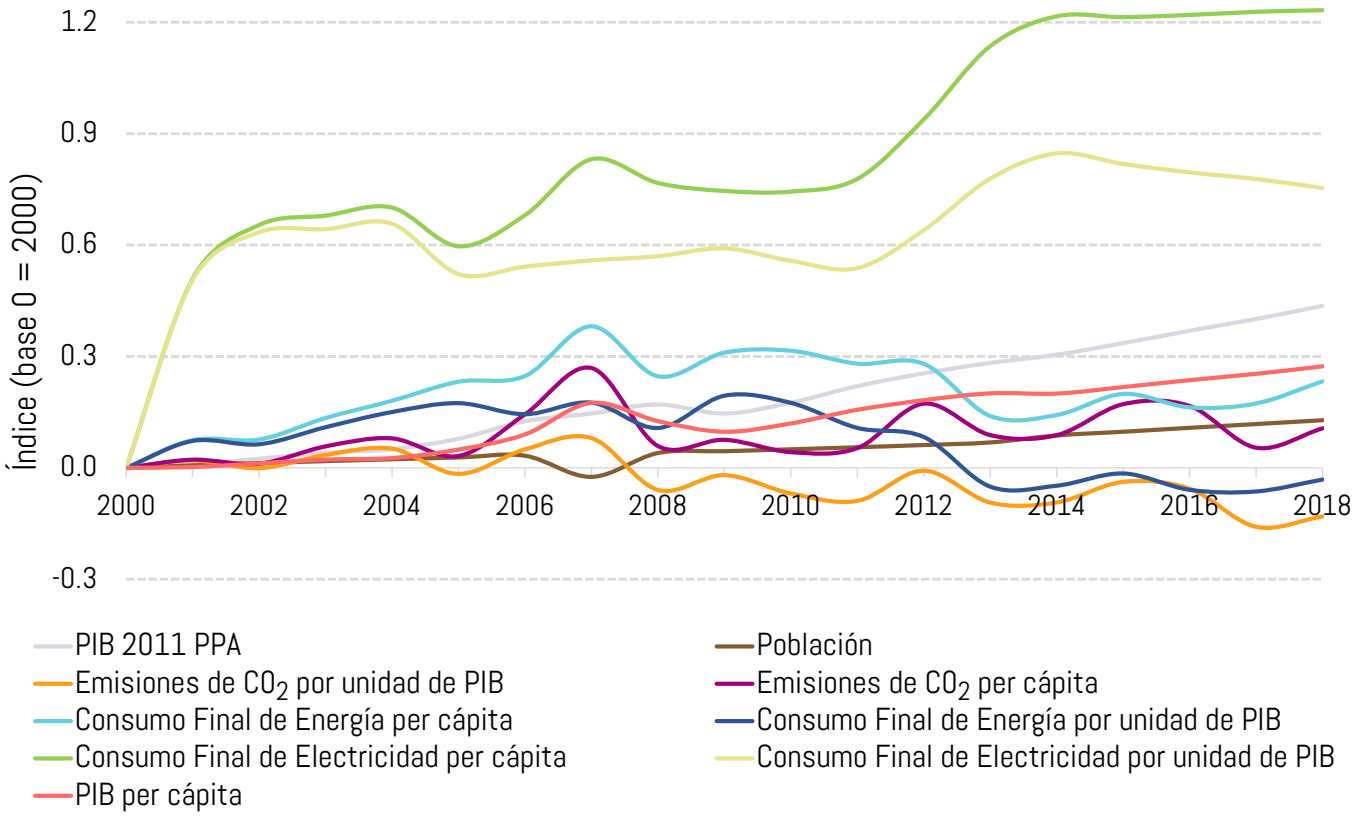
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

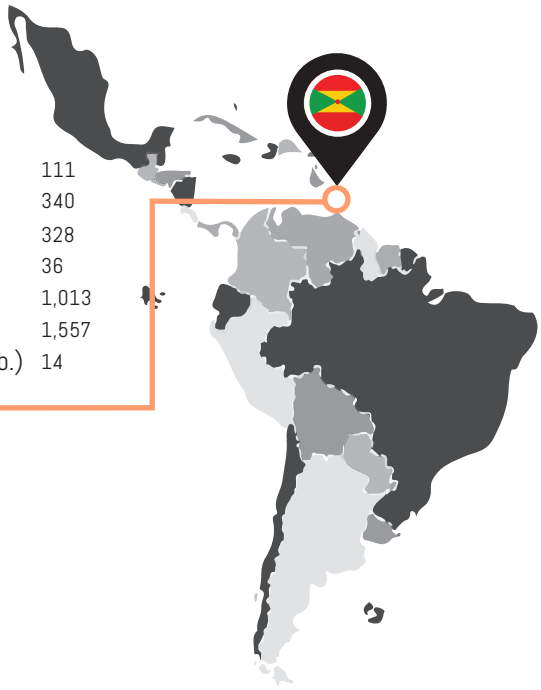


GRENADA



Datos Generales 2018

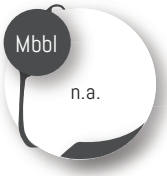
Población (mil hab.)	111
Superficie (km^2)	340
Densidad de población (hab. / km^2)	328
Población urbana (%)	36
PIB USD 2010 (MUSD)	1,013
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	1,557
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	14



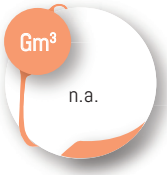


Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.04
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.00
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.02
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.01
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.01



Reservas de petróleo



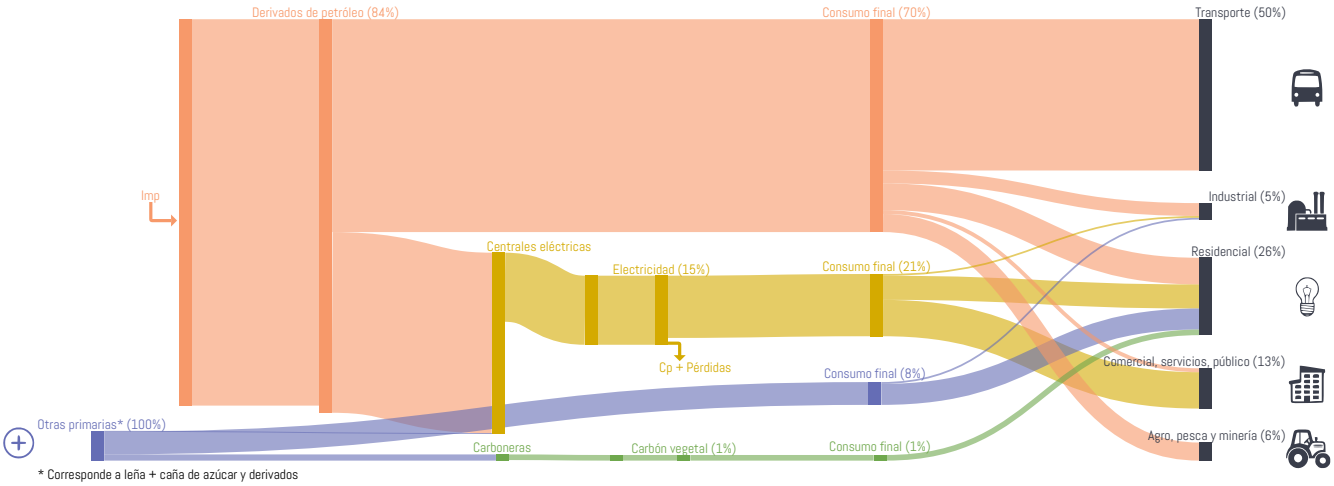
Reservas de gas natural



Reservas de carbón mineral

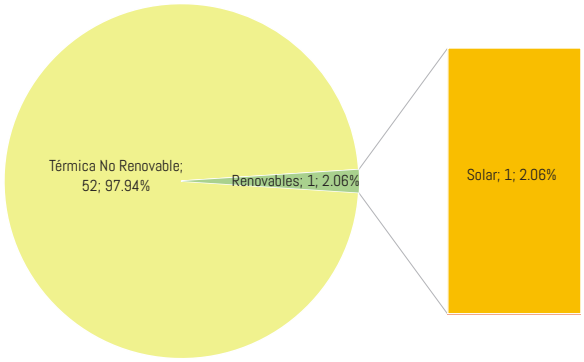
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,867	0.78	94.70	0.12	0.01	0.11	0.00	0.09	n.a.	0.05	0.08 / 0.06
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

Balance energético resumido 2018

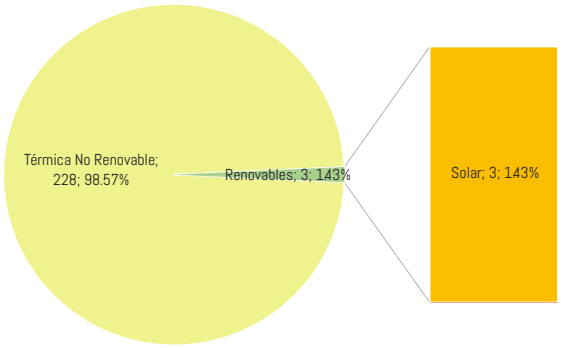


* Corresponde a leña + caña de azúcar y derivados

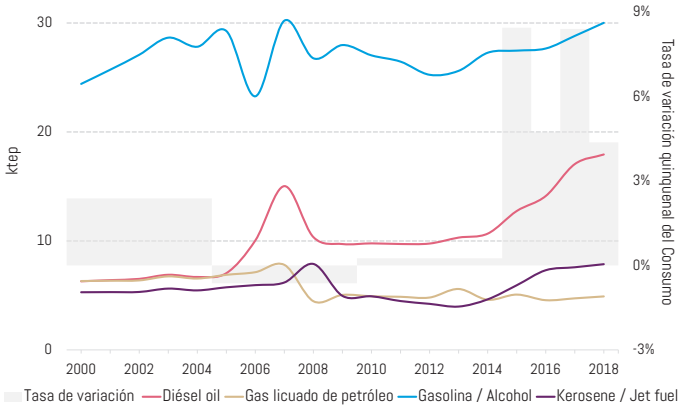
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



Consumo derivados de petróleo

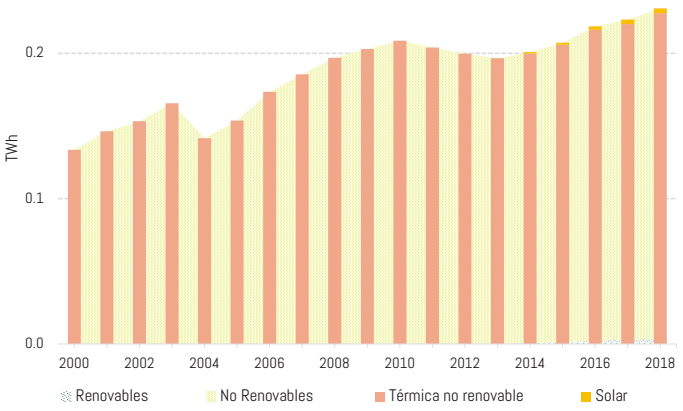


Capacidad instalada de generación eléctrica

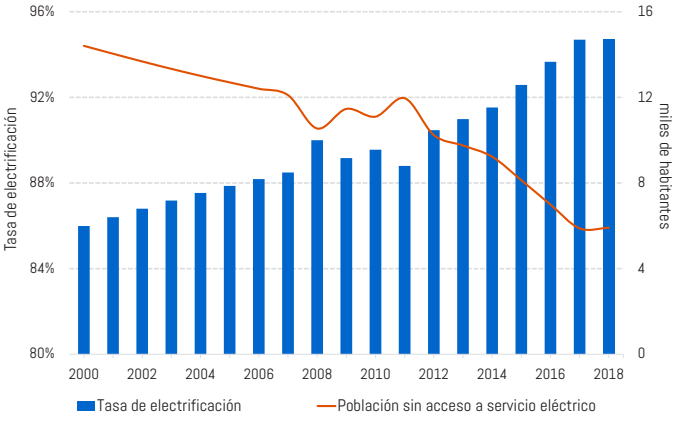


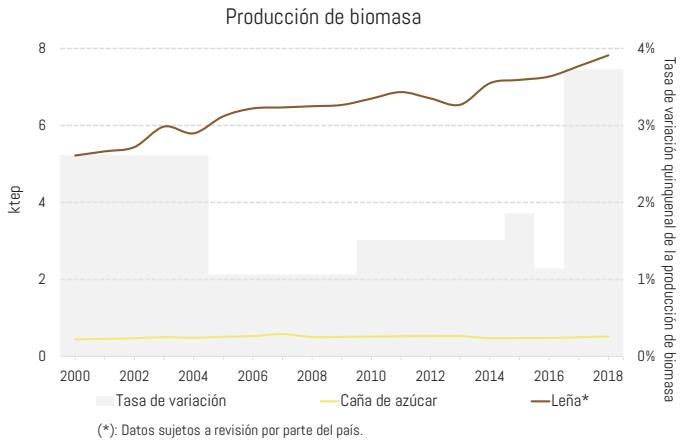
GRENADA

Generación eléctrica

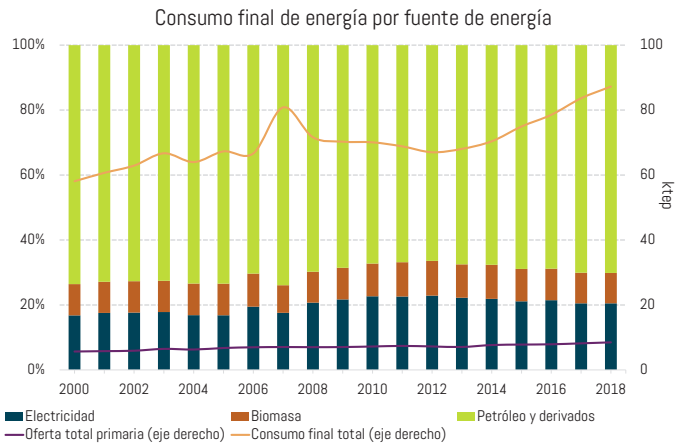


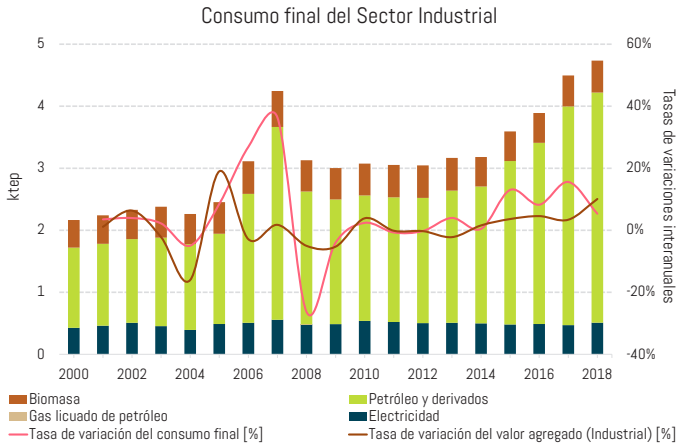
Tasa de electrificación

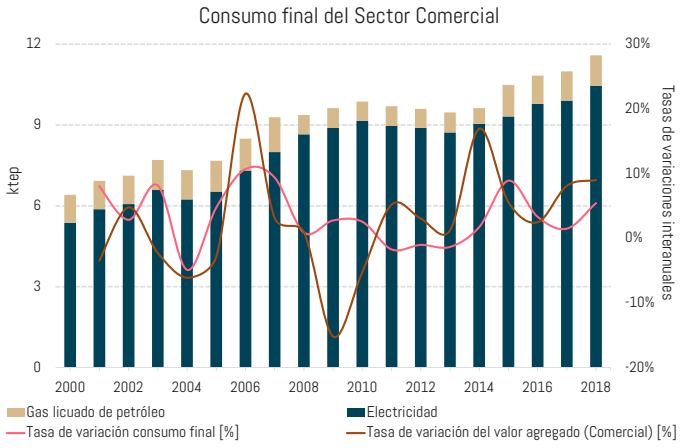


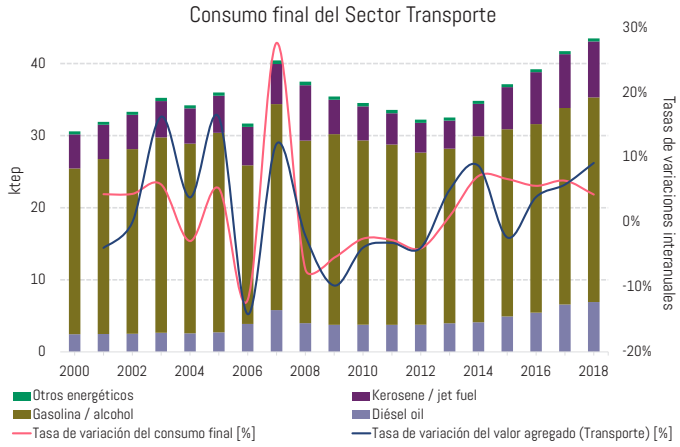

Producción de biomasa

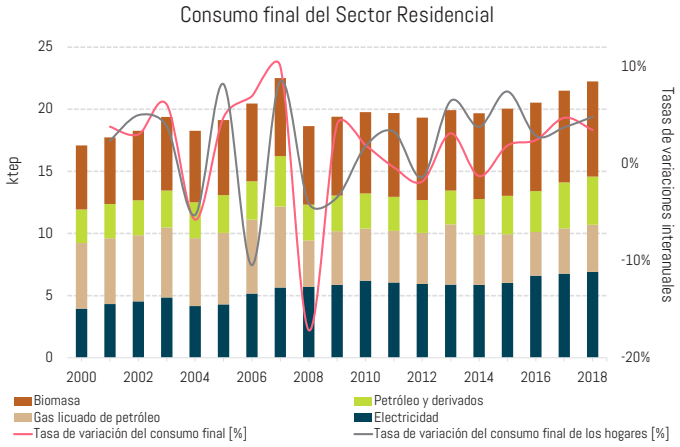
(*): Datos sujetos a revisión por parte del país.


Consumo final de energía por fuente de energía


Consumo final del Sector Industrial

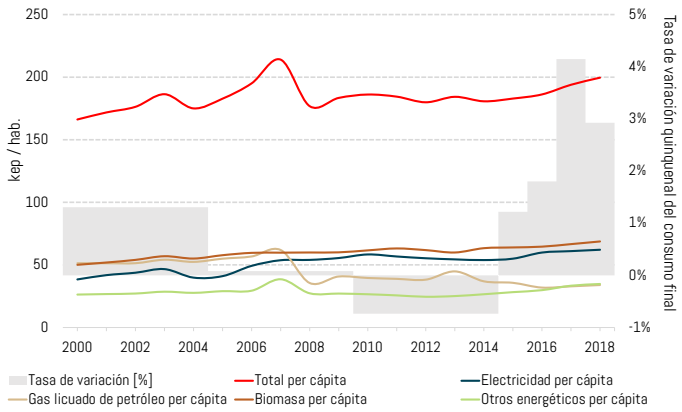

Consumo final del Sector Comercial


Consumo final del Sector Transporte

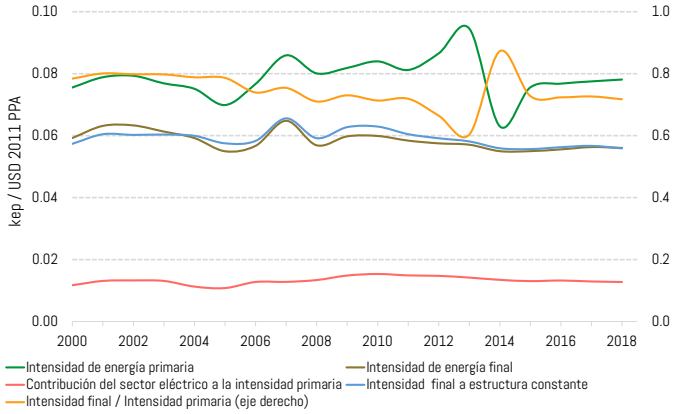

Consumo final del Sector Residencial



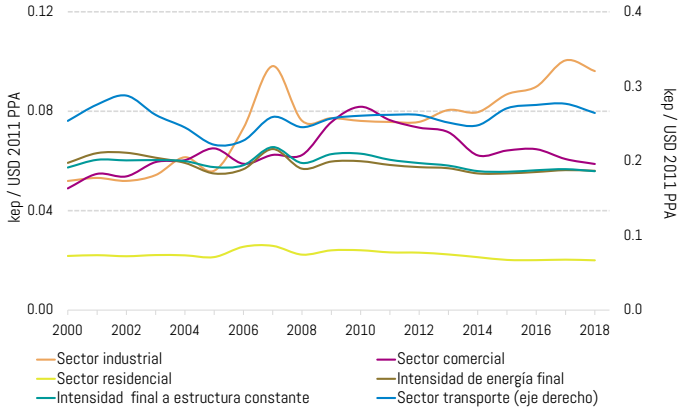
Consumo final per cápita Sector Residencial



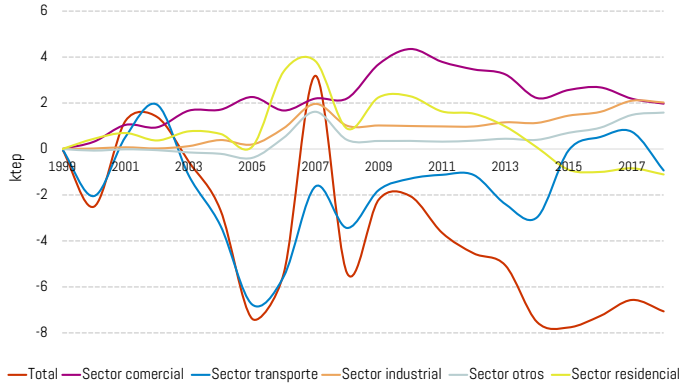
Intensidades energéticas



Intensidades energéticas sectoriales

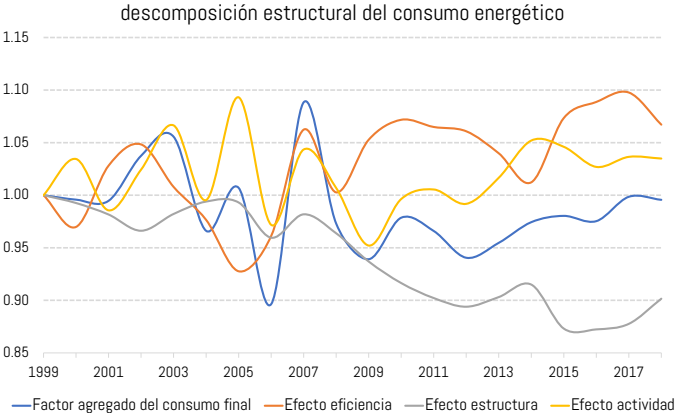


Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

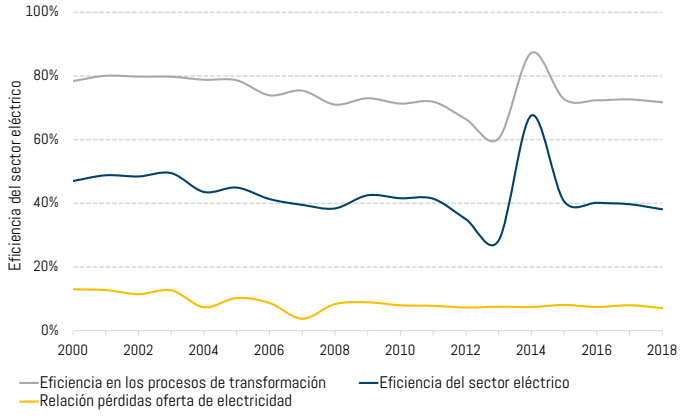


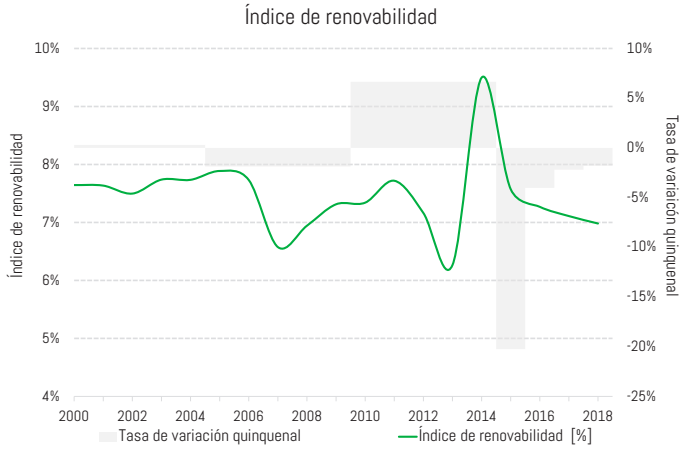
GRENADA

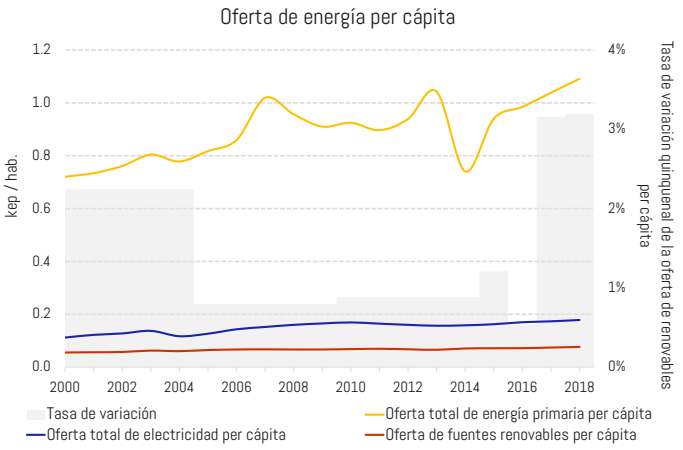
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

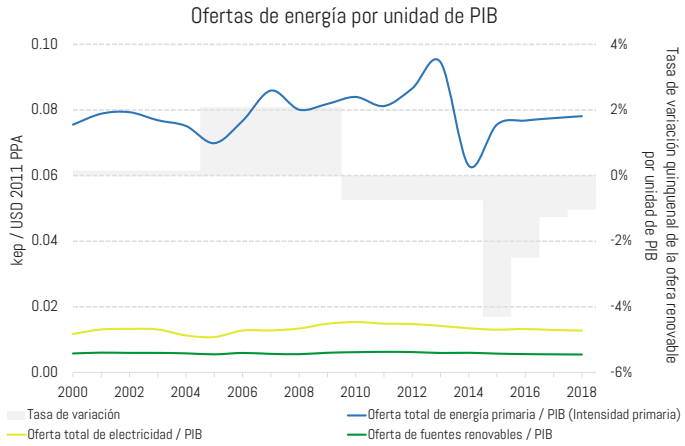


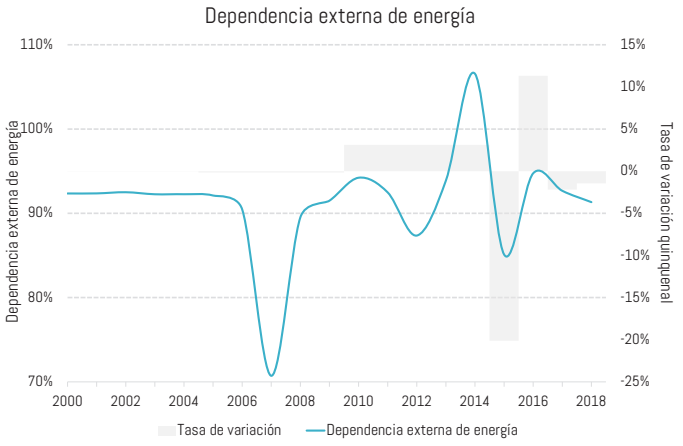
Eficiencia del sector eléctrico

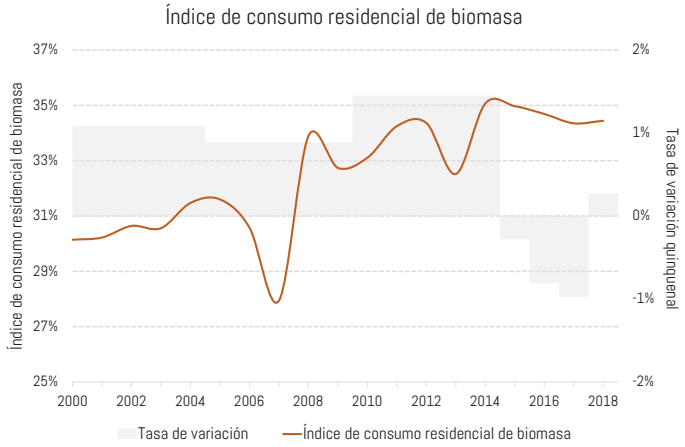


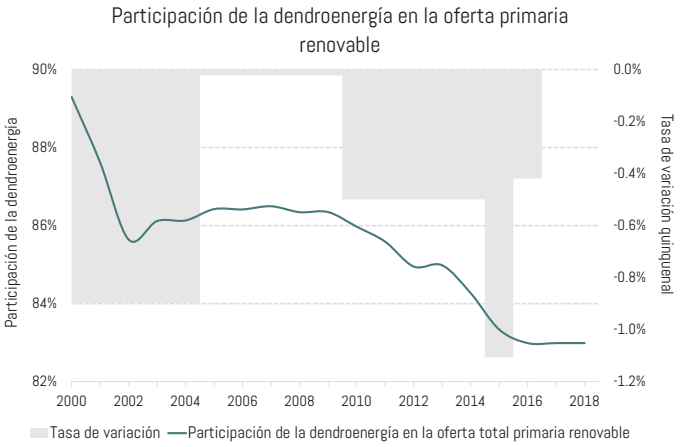

Índice de renovabilidad


Oferta de energía per cápita


Ofertas de energía por unidad de PIB


Dependencia externa de energía

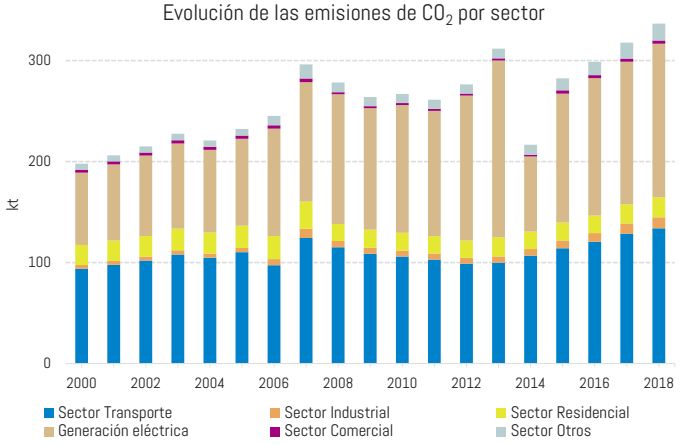

Índice de consumo residencial de biomasa


Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

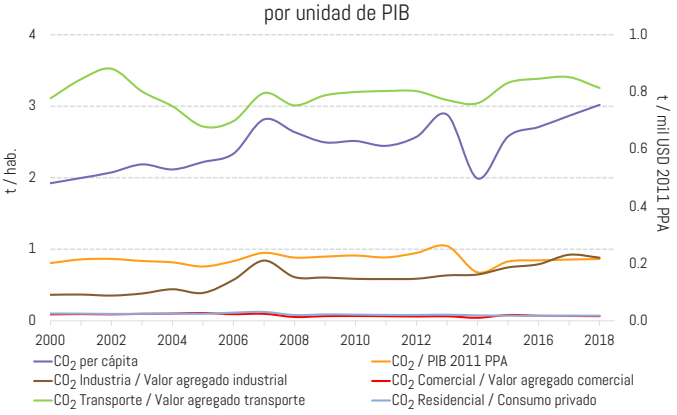
GRENADA



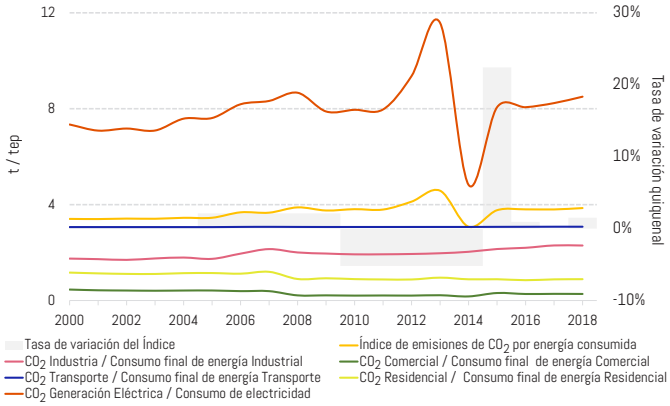
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



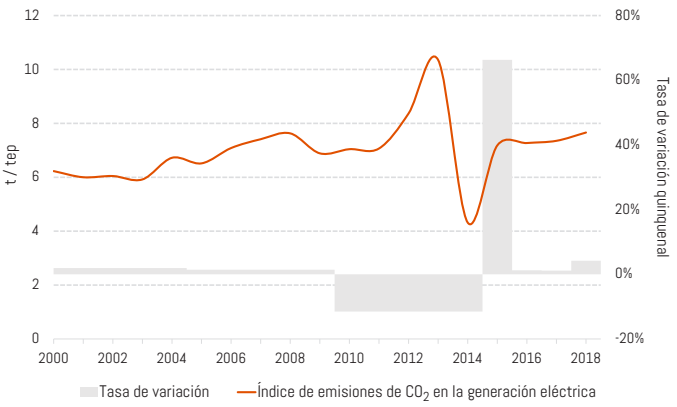
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

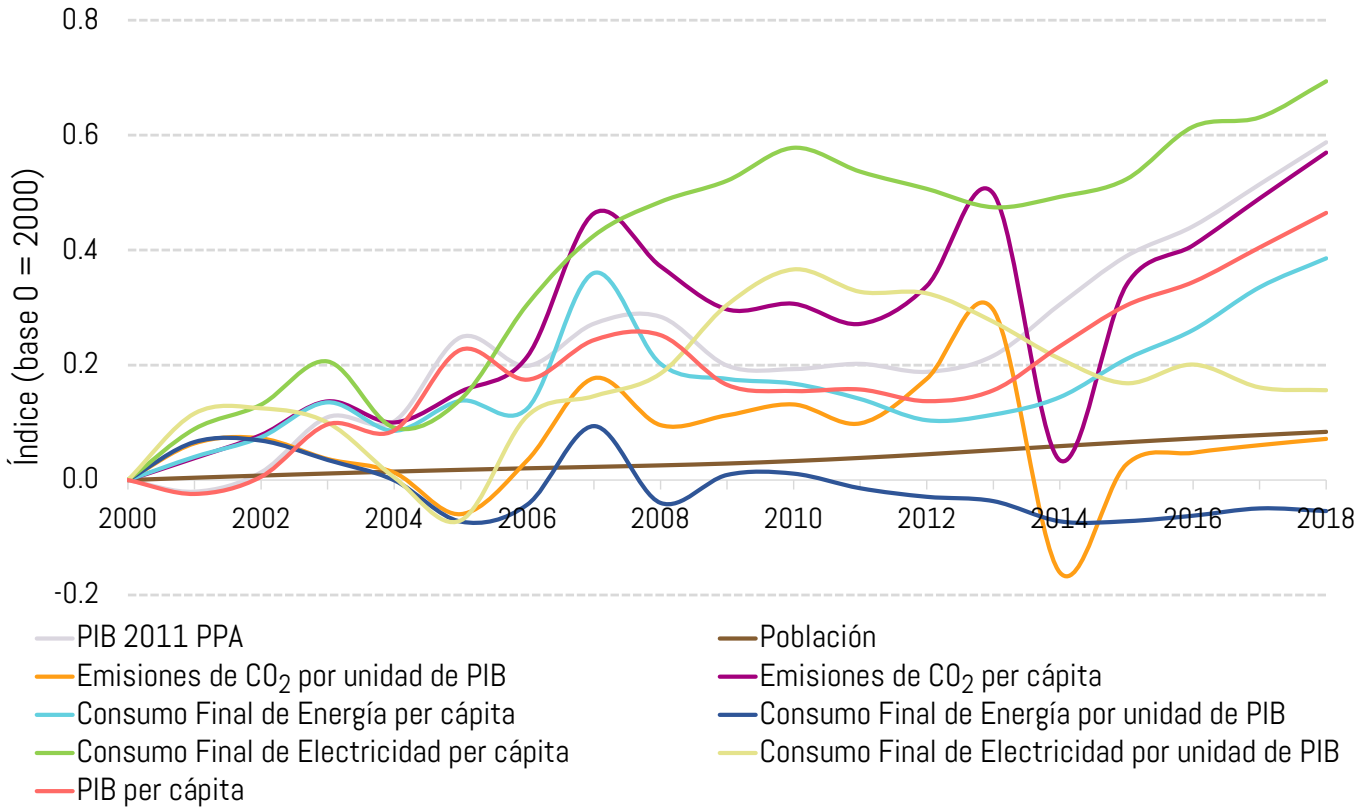


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica

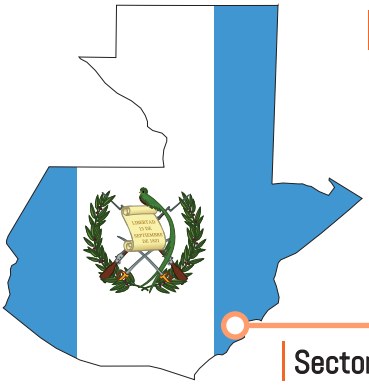


GRENADA

Resumen de los principales indicadores

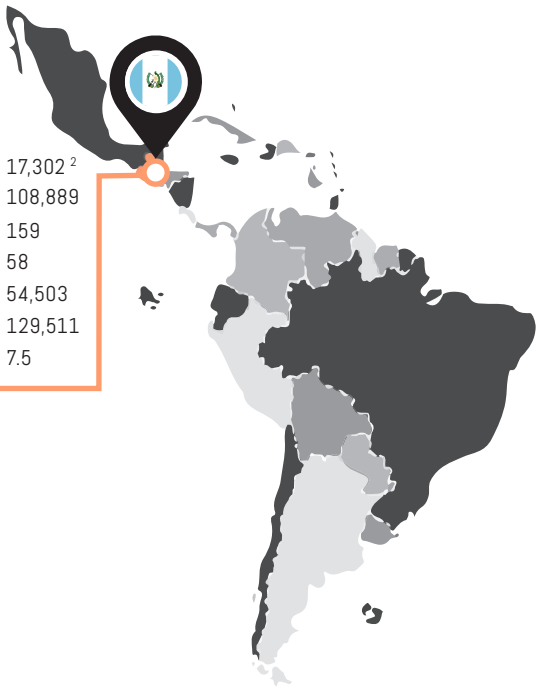


GUATEMALA



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	17,302 [2]
Superficie (km²)	108,889
Densidad de población (hab. / km²)	159
Población urbana (%)	58
PIB USD 2017 (MUSD)	54,503
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	129,511
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	7.5



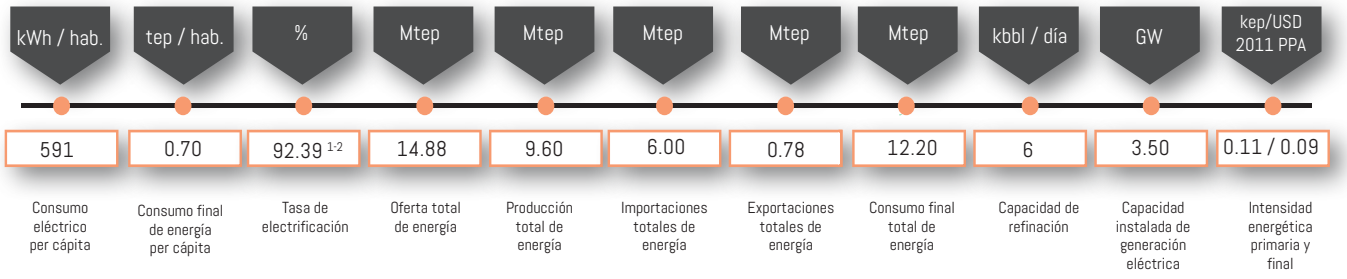
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 3.33
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.90
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 7.41
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.49
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.06

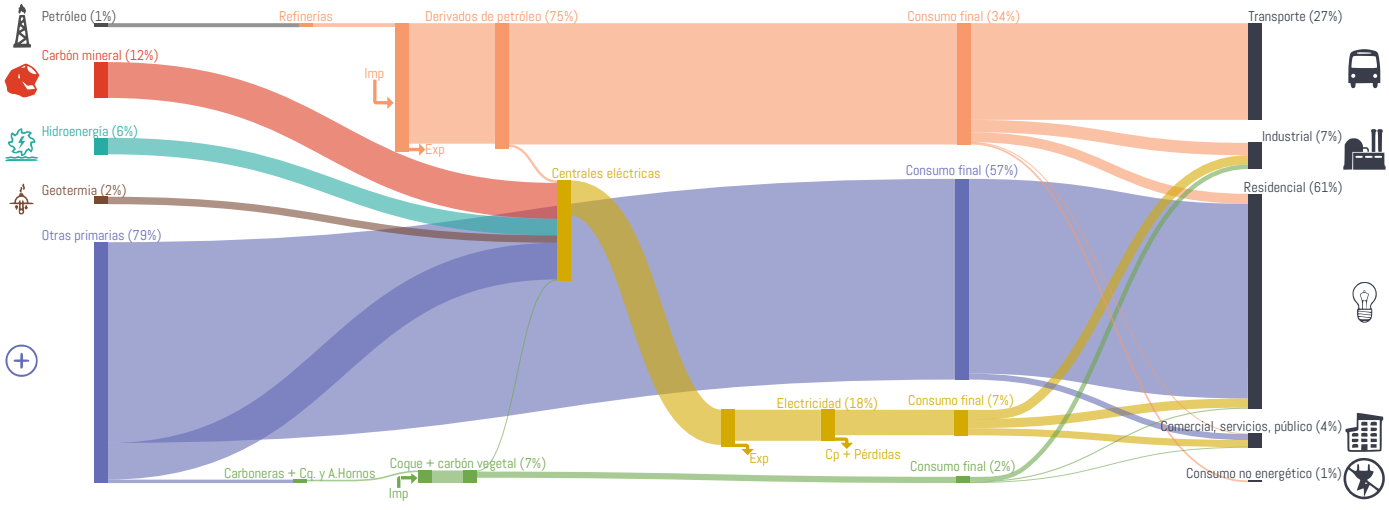


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural (Amargo) | Reservas de carbón mineral

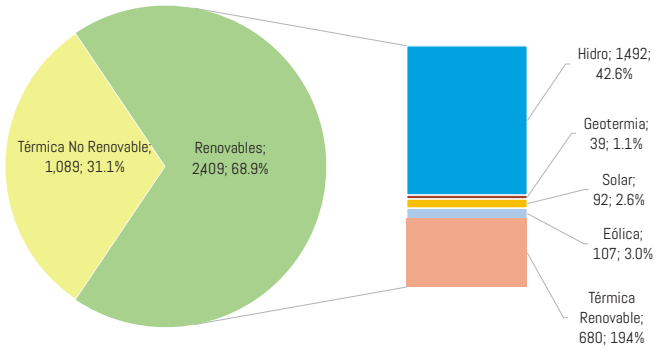
[1] Datos 2017
[2] Según Proyección Datos Censo 2002



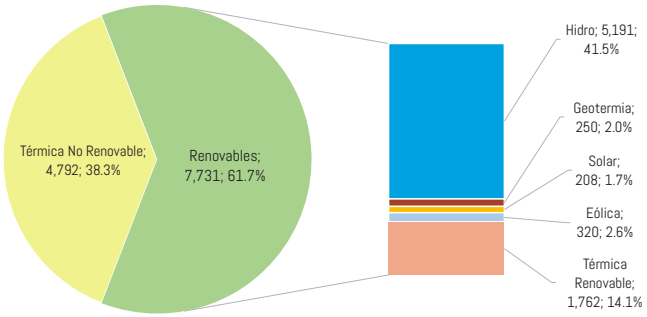
Balance energético resumido 2018



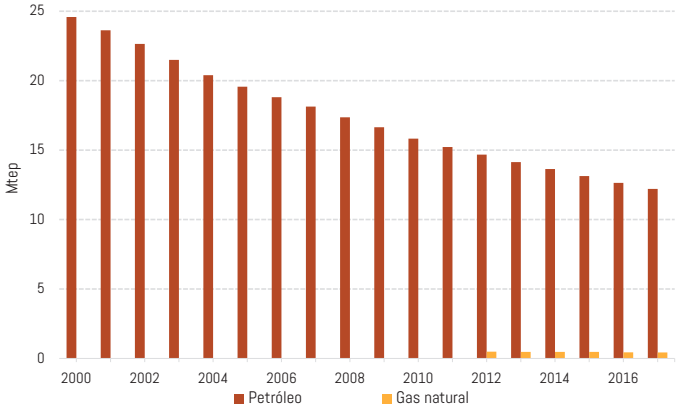
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



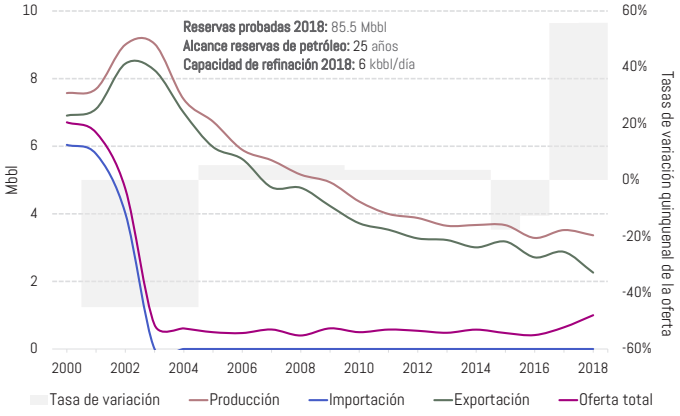
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



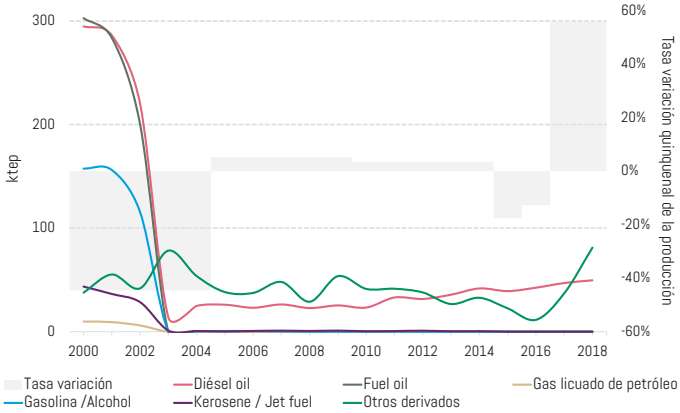
Reservas probadas de petróleo y gas natural



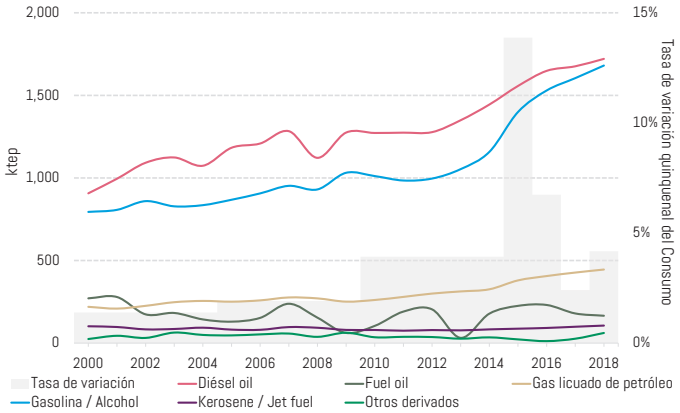
Oferta de petróleo



Producción derivados de petróleo

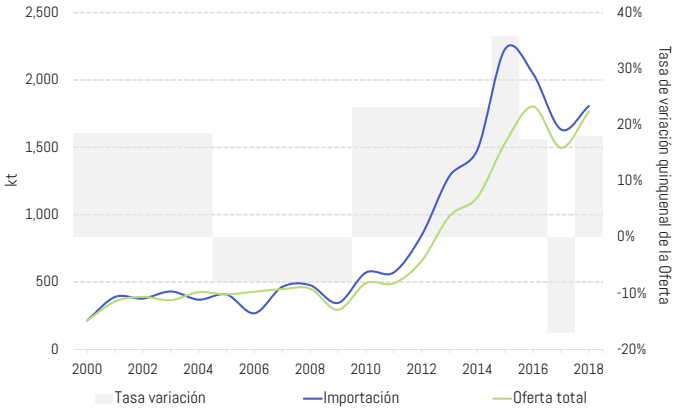


Consumo derivados de petróleo

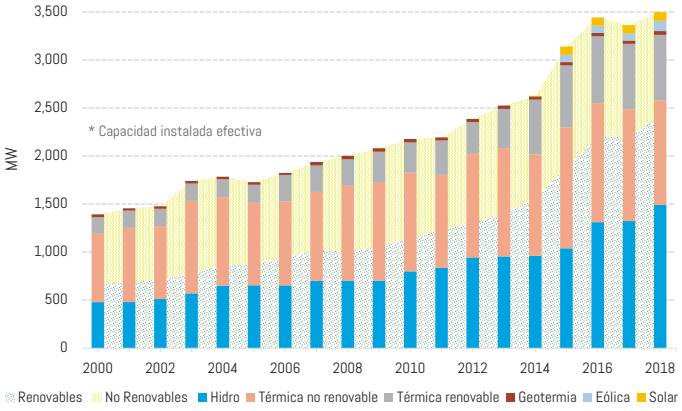


En la nueva capacidad instalada en el año 2018, es importante mencionar que solo entraron a operar plantas con recurso renovable, donde la generación hidroeléctrica representa el 64.59%, con 60.00 MW y de plantas eólicas con 31.50 MW que representa el 33.91%, y las plantas de generación distribuida a base de recursos renovables adhieren solo 1.4 MW que representa el 1.51%. Asimismo, es importante mencionar que no se instaló ninguna planta de generación a base de recursos no renovables en este año.

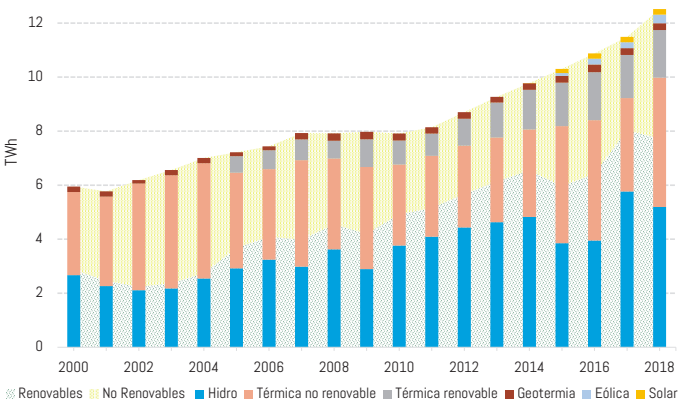
Oferta de carbón mineral



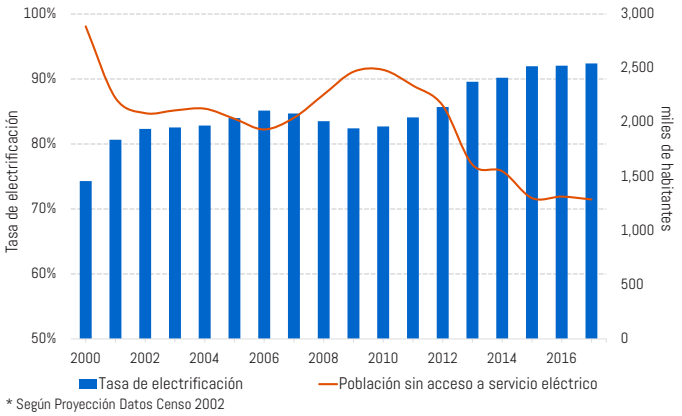
Capacidad instalada de generación eléctrica *



Generación eléctrica

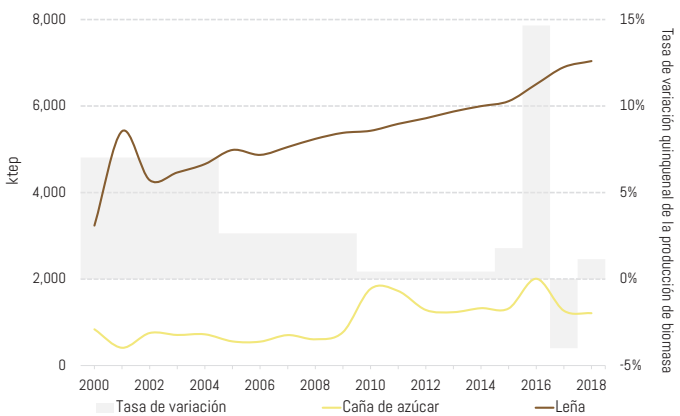


Tasa de electrificación *

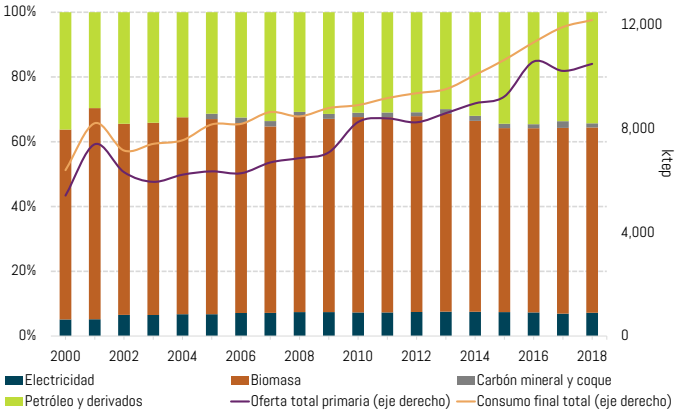


* Según Proyección Datos Censo 2002

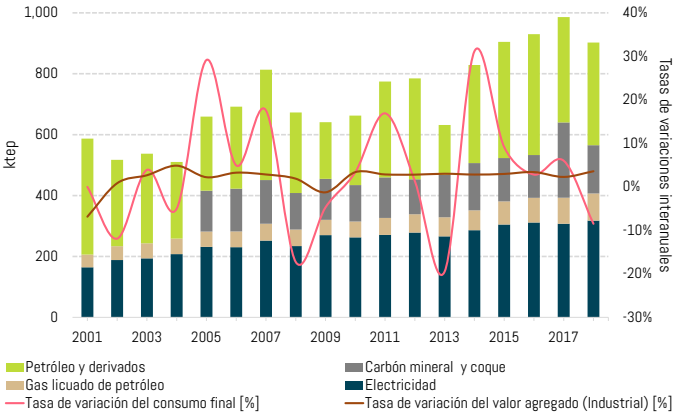
Producción de biomasa y biocombustibles



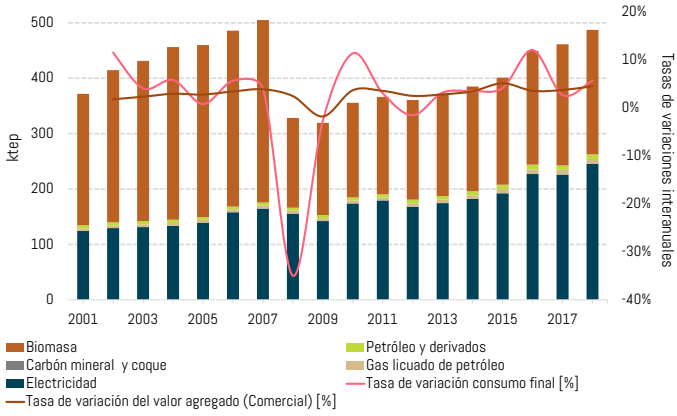
Consumo final de energía por fuente de energía



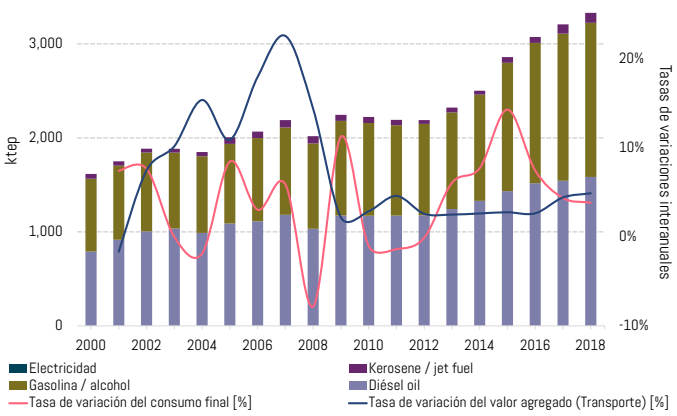
Consumo final del Sector Industrial



Consumo final del Sector Comercial

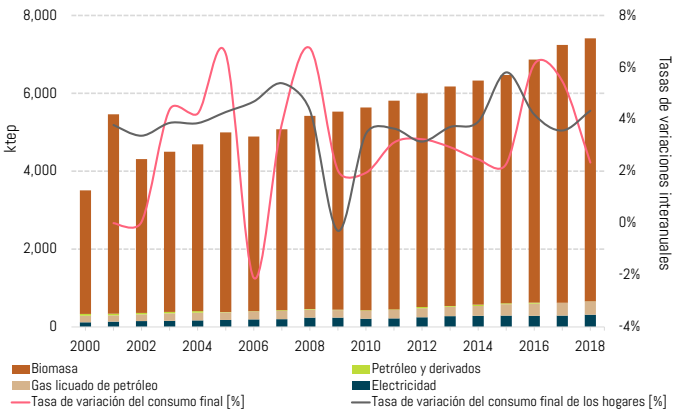


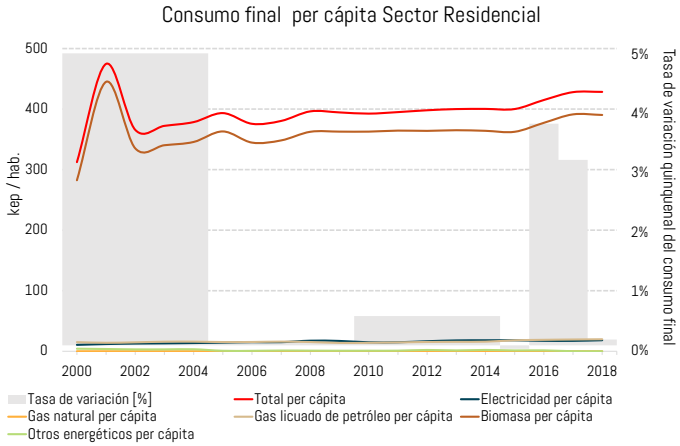
Consumo final del Sector Transporte

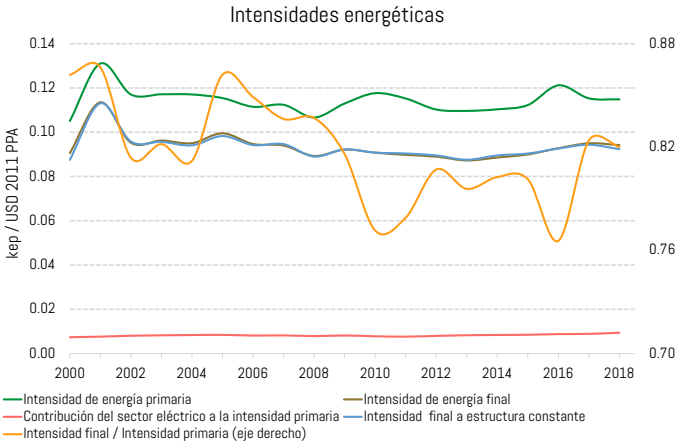


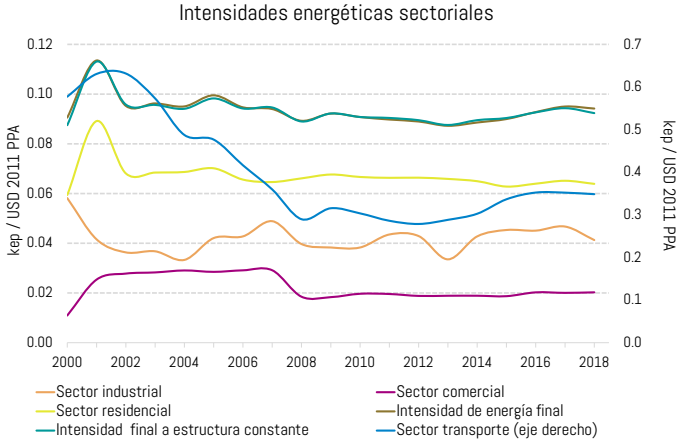
Lo importante de la nueva capacidad instalada para el 2018 es que el 100% corresponde a generación a base de recursos renovables, donde entró a operar la planta eólica “Las Cumbres” con una potencia de 31.5 MW, la misma consta de 15 máquinas del Modelo G114 de Gamesa y la fase II de Oxec.

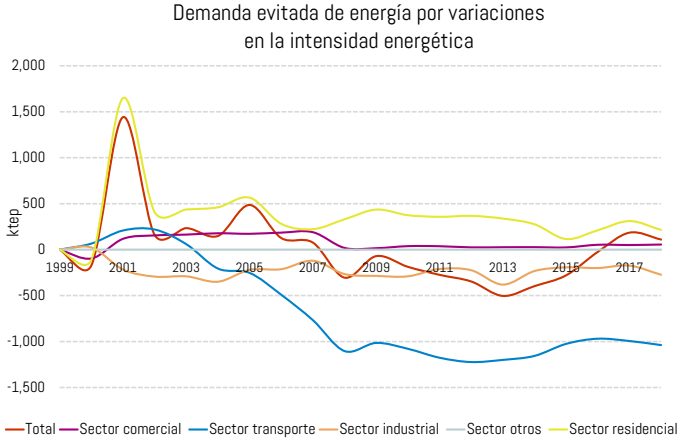
Consumo final del Sector Residencial

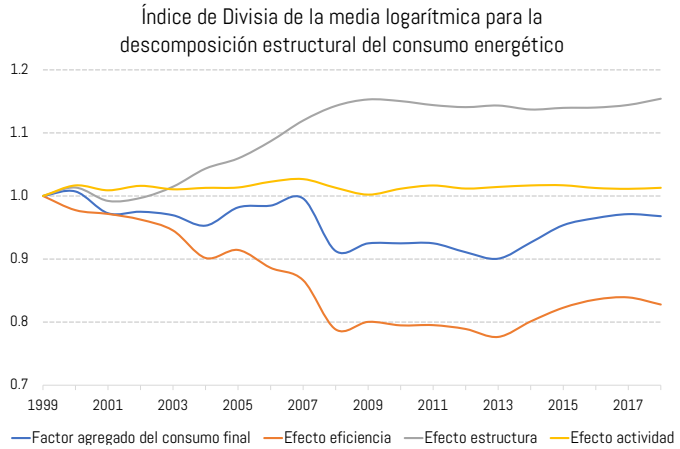


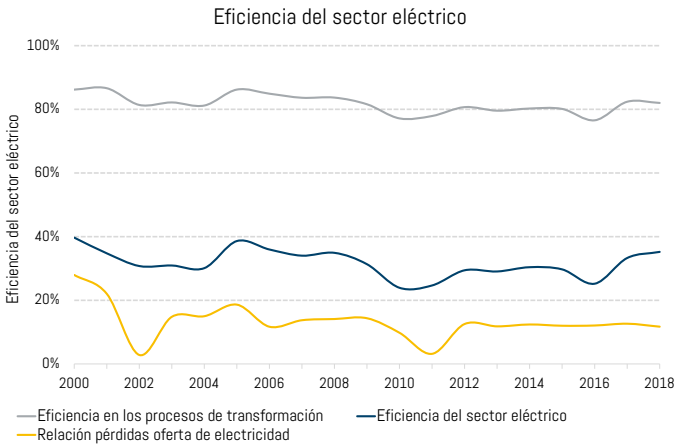

Consumo final per cápita Sector Residencial


Intensidades energéticas

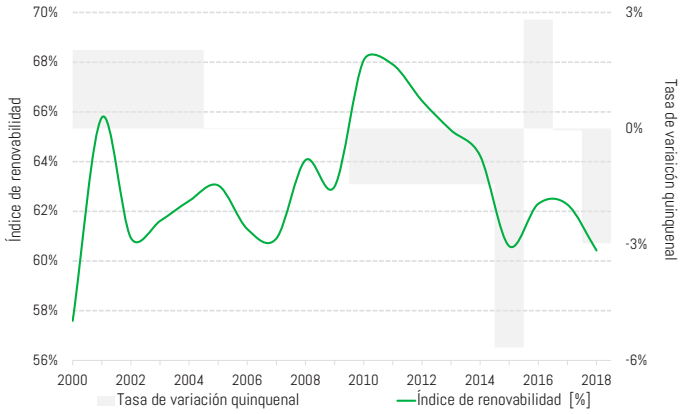

Intensidades energéticas sectoriales


Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

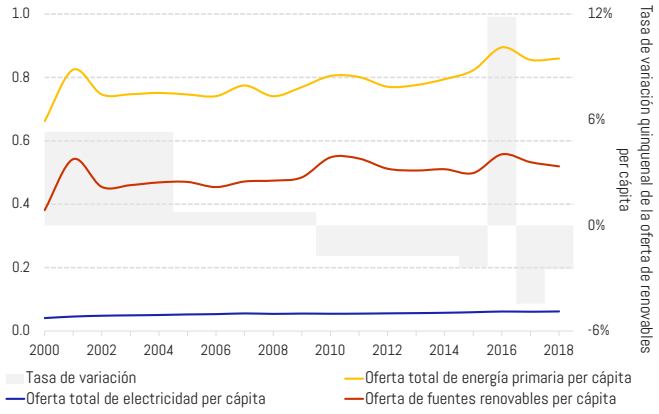

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético


Eficiencia del sector eléctrico

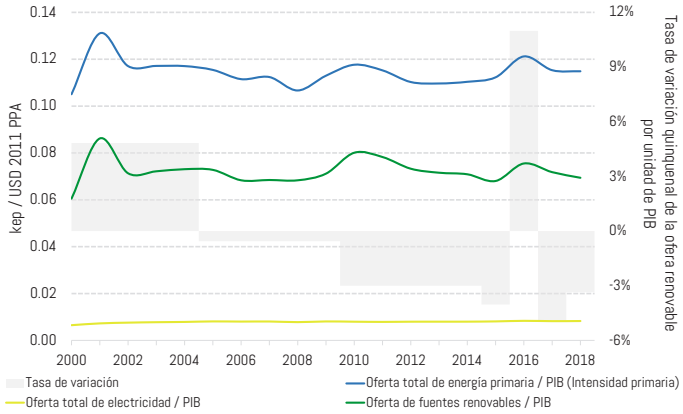
Índice de renovabilidad



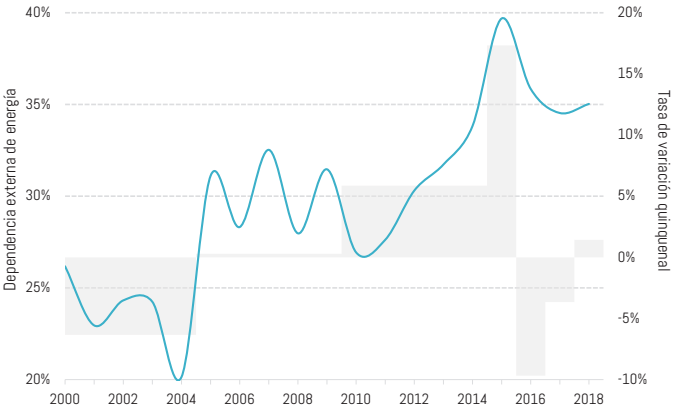
Oferta de energía per cápita



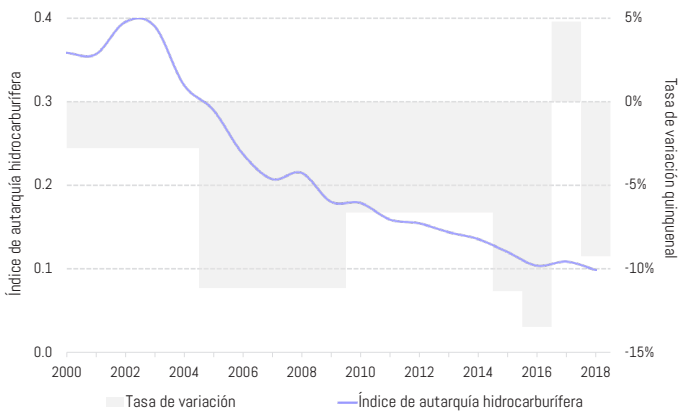
Ofertas de energía por unidad de PIB



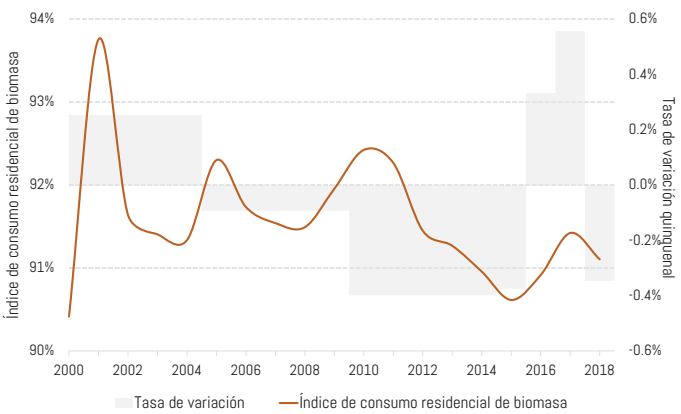
Dependencia externa de energía



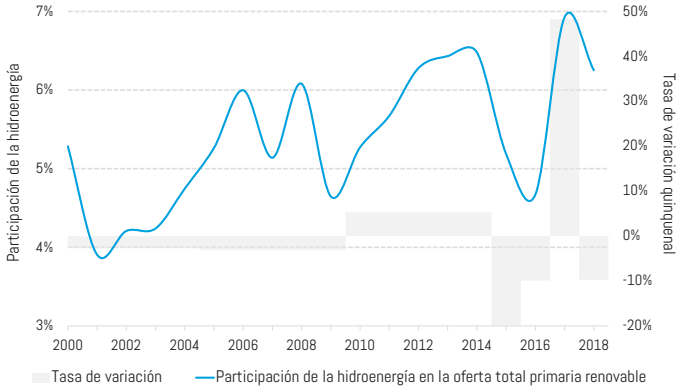
Índice de autarquía hidrocarburífera



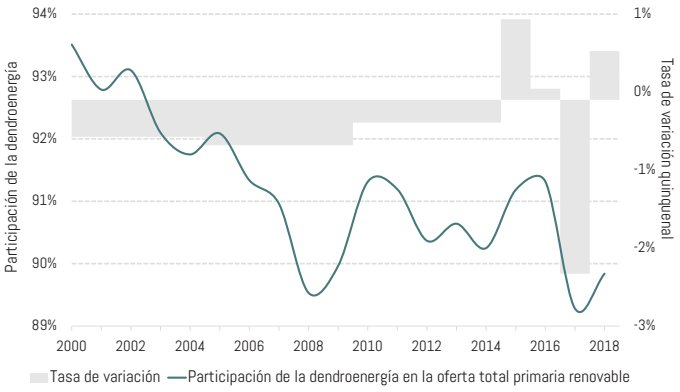
Índice de consumo residencial de biomasa



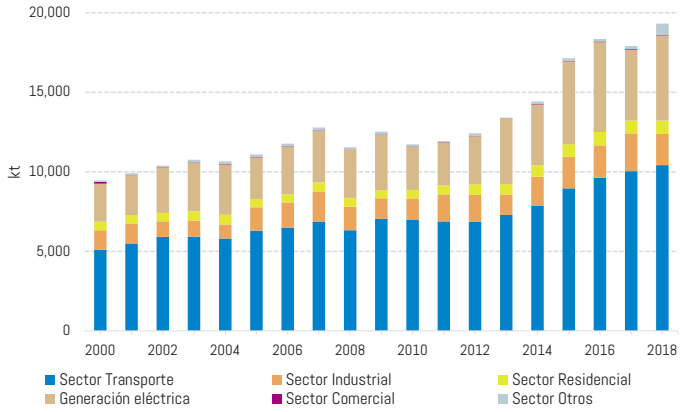
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



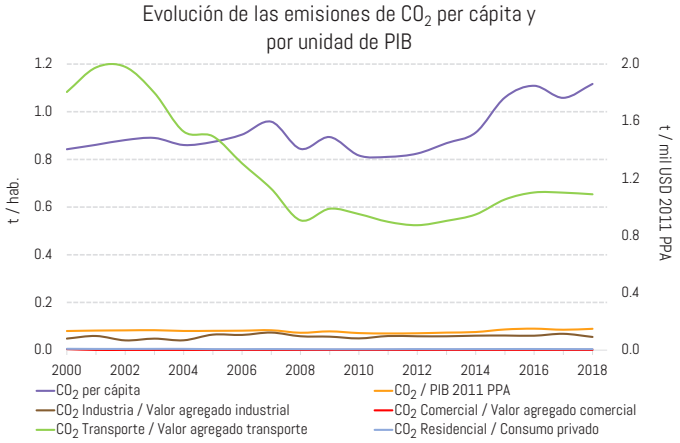
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



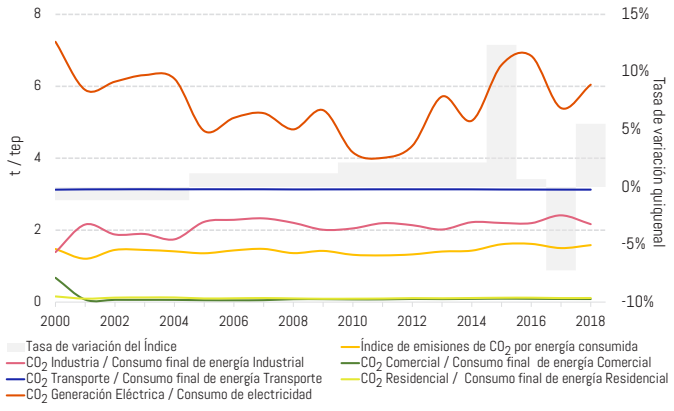
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



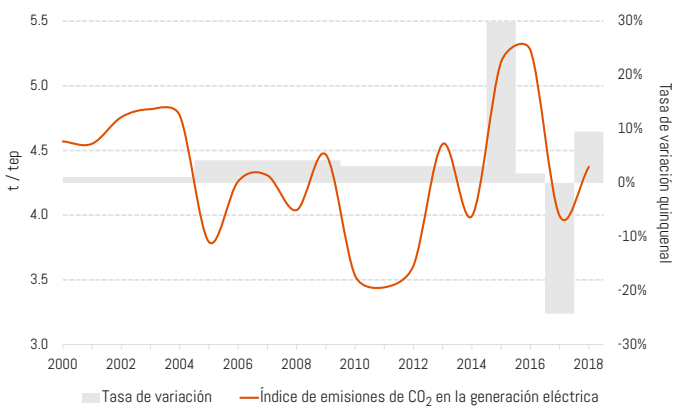
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



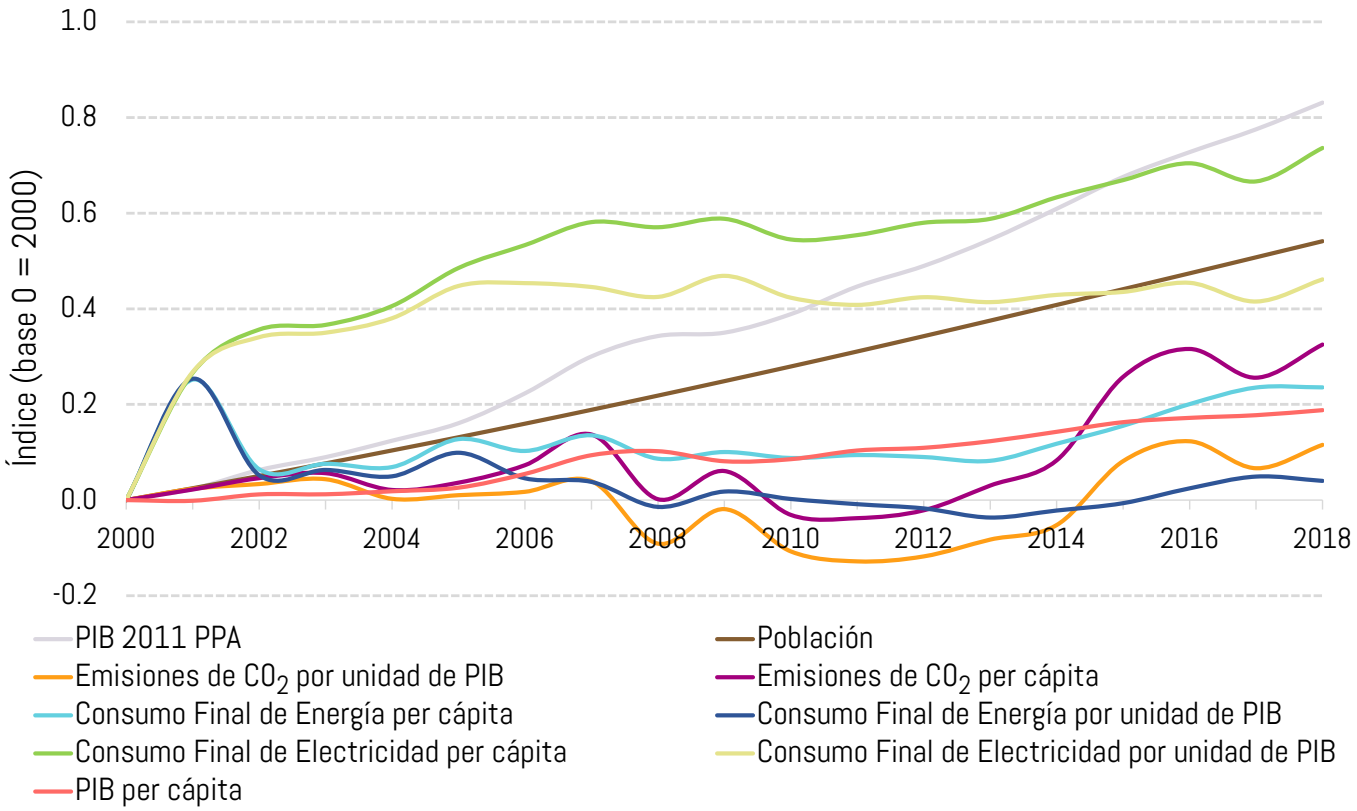
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



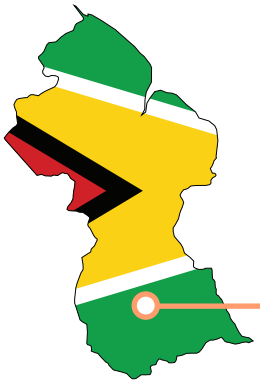
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

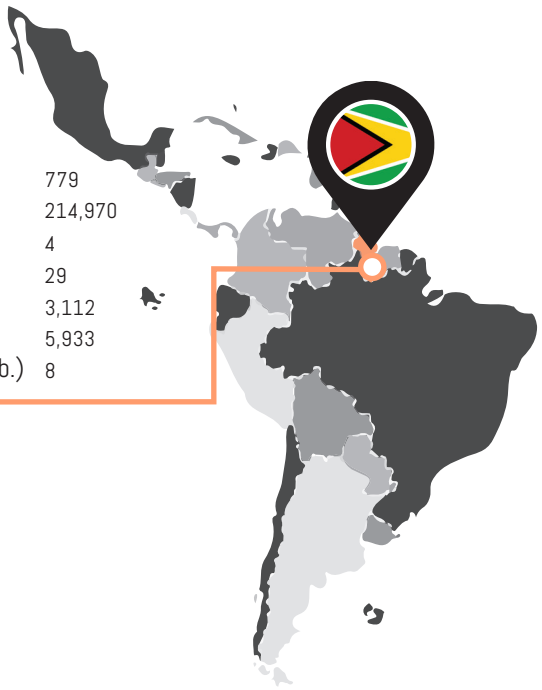


GUYANA



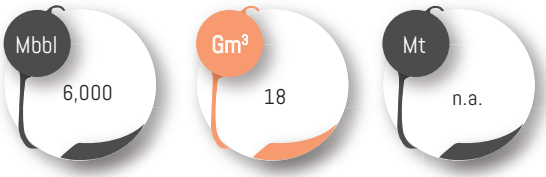
Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	779
Superficie (km^2)	214,970
Densidad de población (hab. / km^2)	4
Población urbana (%)	29
PIB USD 2010 (MUSD)	3,112
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	5,933
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8



Sector Energético

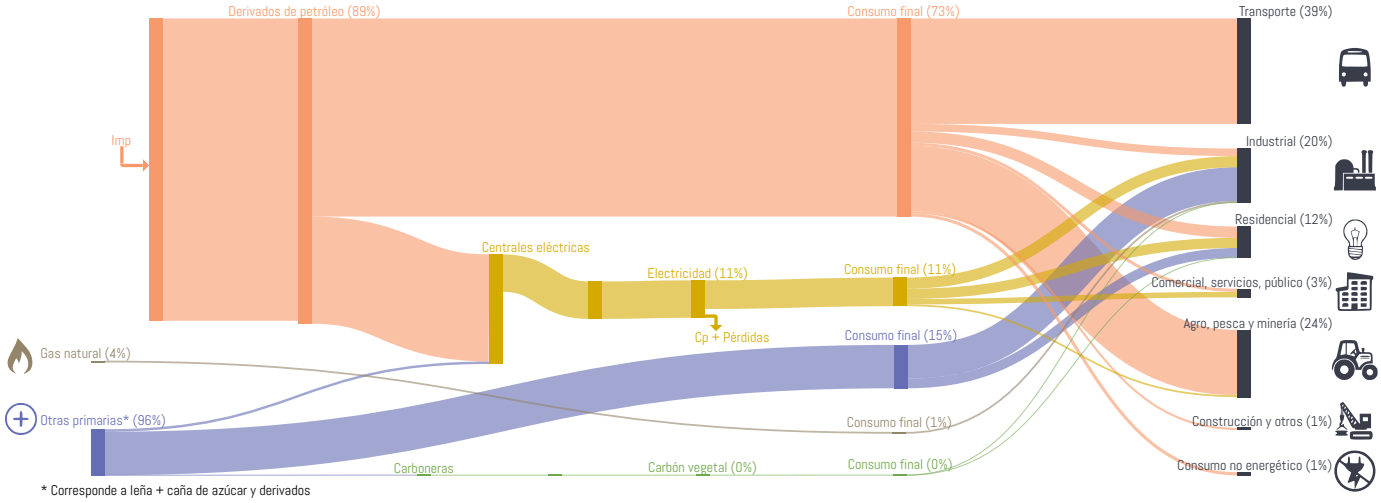
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.28
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.14
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.08
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.02
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.19



Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

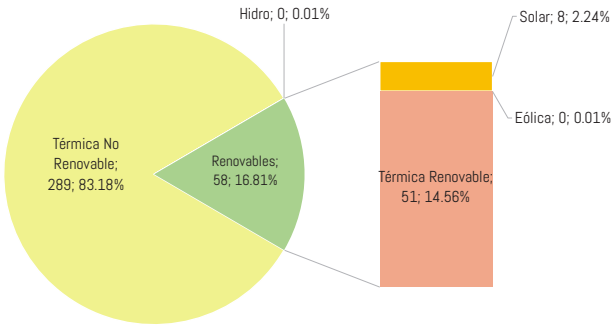
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,115	0.91	90.76	0.92	0.12	0.79	0.00	0.71	n.a.	0.35	0.16 / 0.12
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

Balance energético resumido 2018

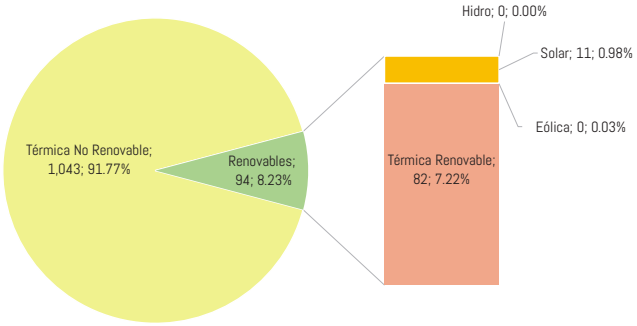


* Corresponde a leña + caña de azúcar y derivados

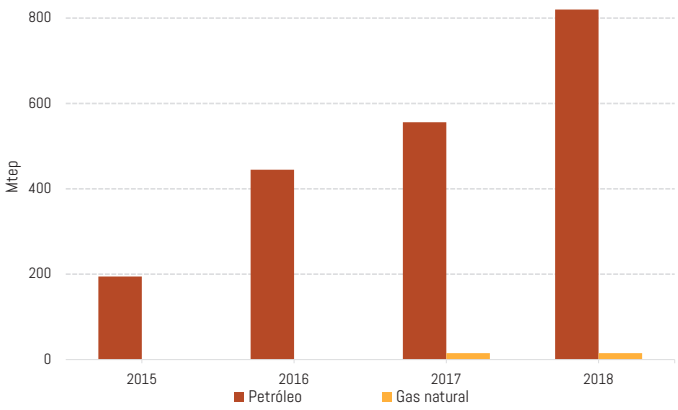
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



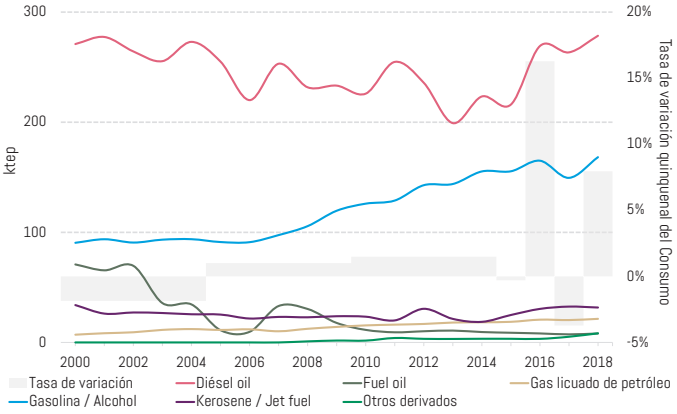
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



Reservas probadas de petróleo y gas natural

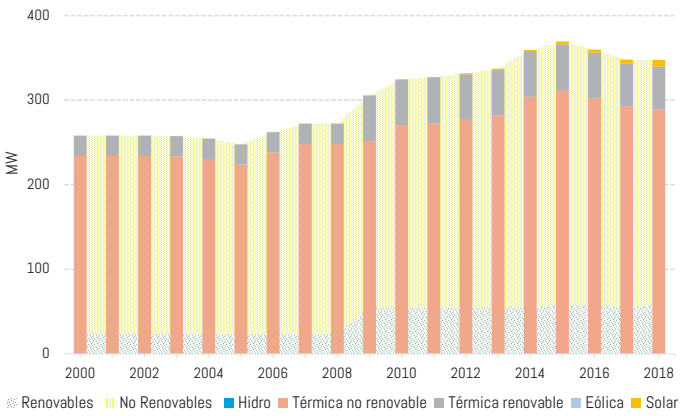


Consumo derivados de petróleo

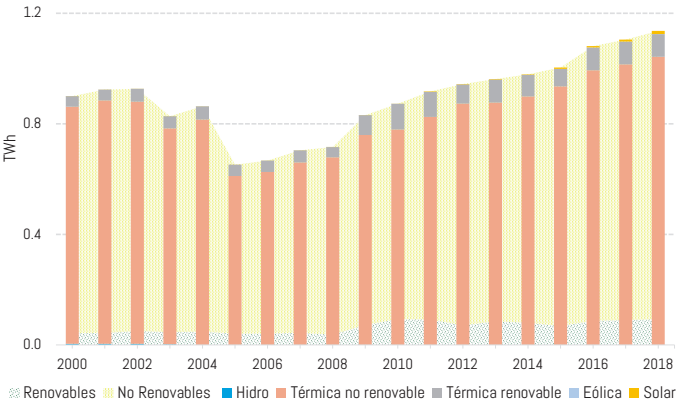


GUYANA

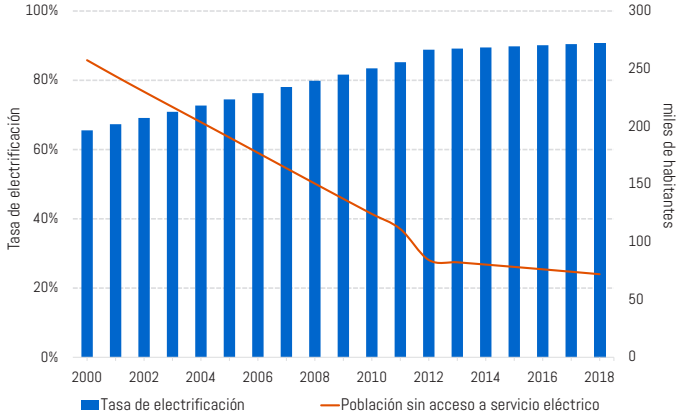
Capacidad instalada de generación eléctrica



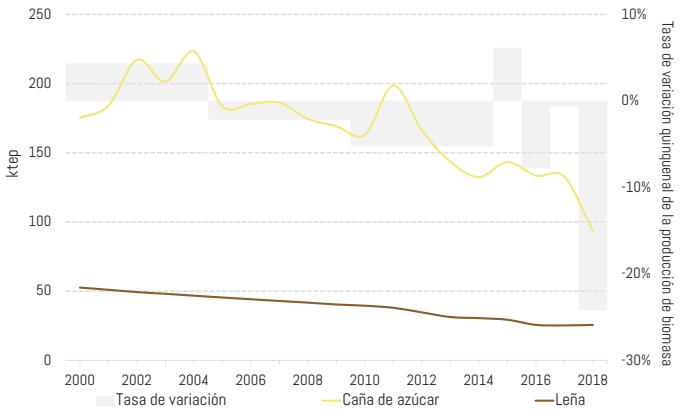
Generación eléctrica



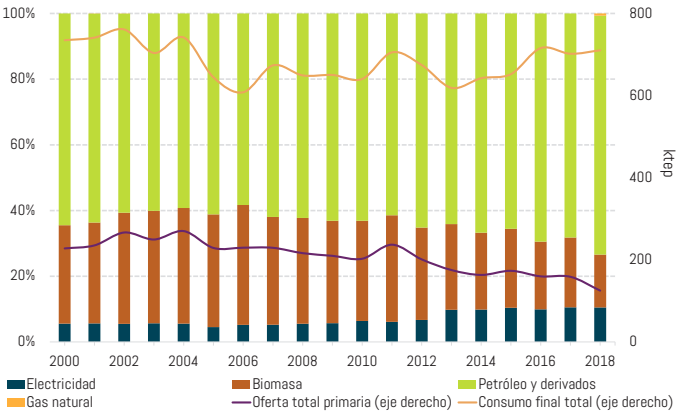
Tasa de electrificación



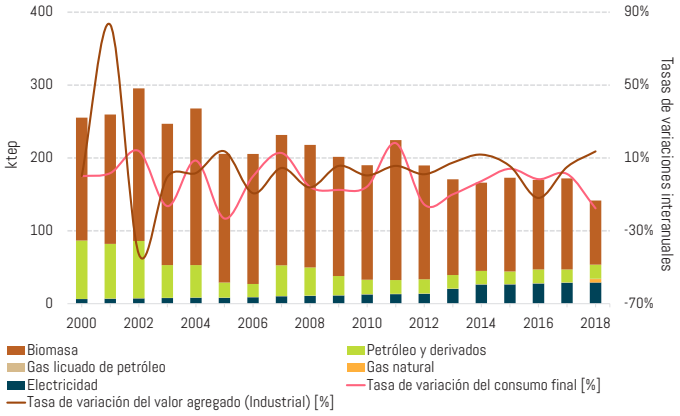
Producción de biomasa



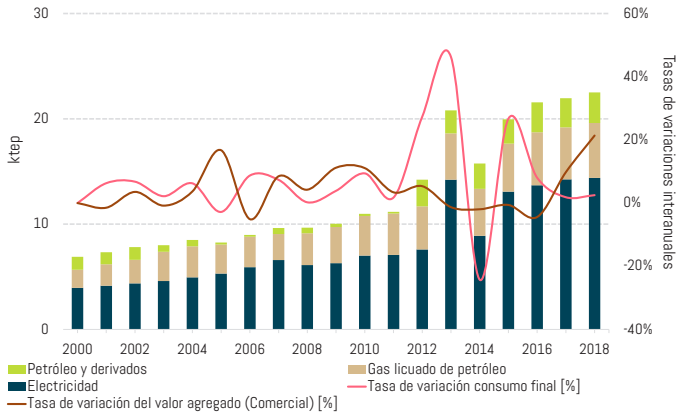
Consumo final de energía por fuente de energía



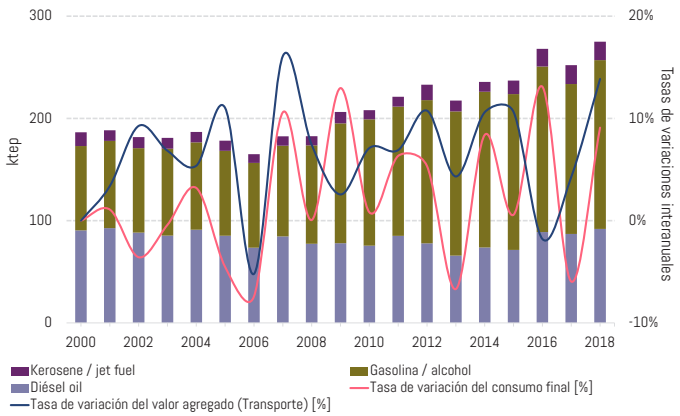
Consumo final del Sector Industrial



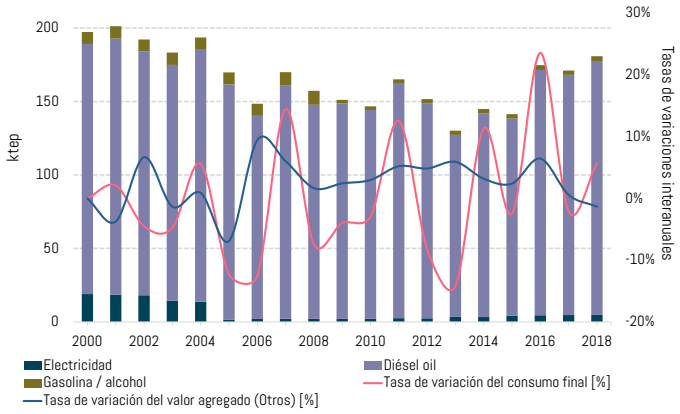
Consumo final del Sector Comercial



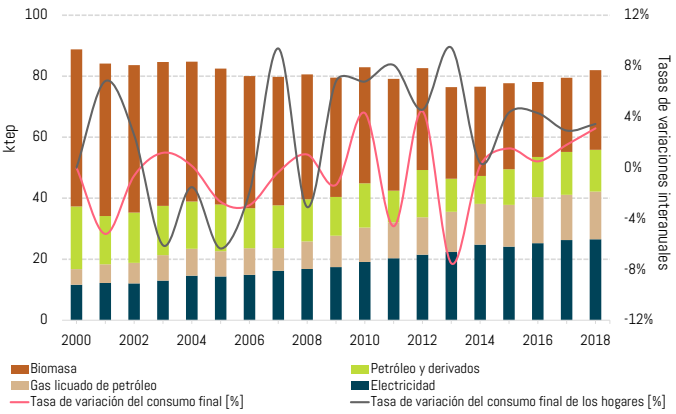
Consumo final del Sector Transporte



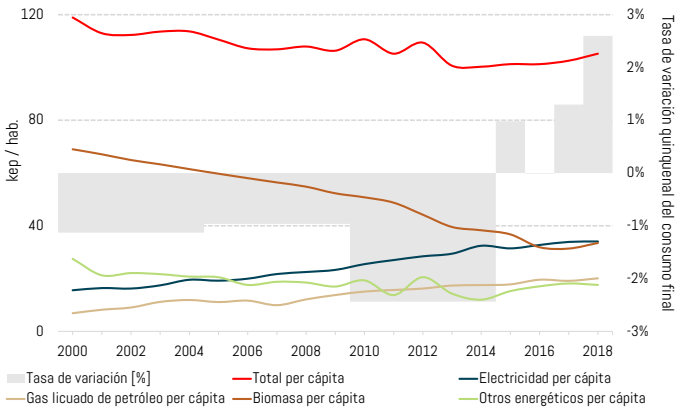
Consumo final del Sector Otros



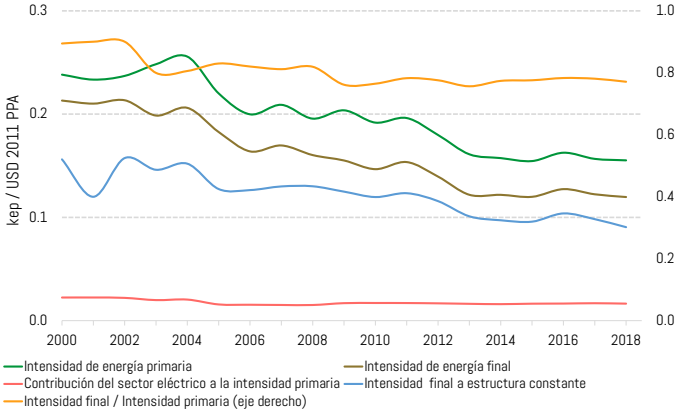
Consumo final del Sector Residencial



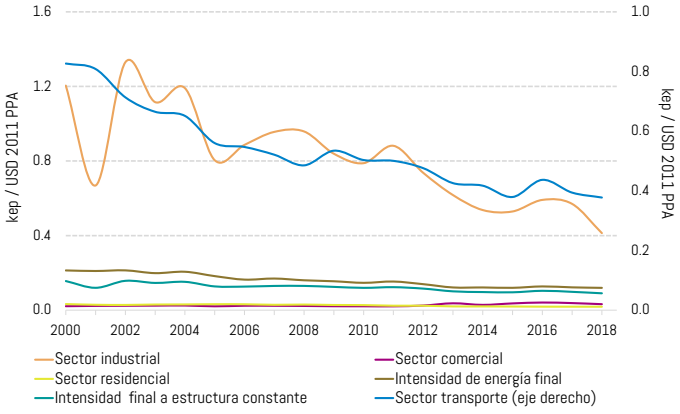
Consumo final per cápita Sector Residencial



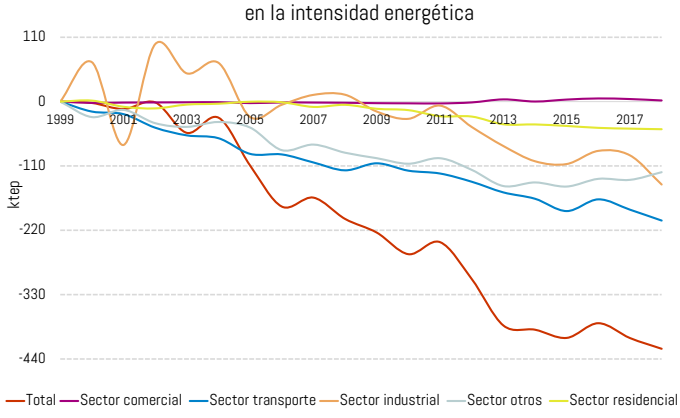
Intensidades energéticas



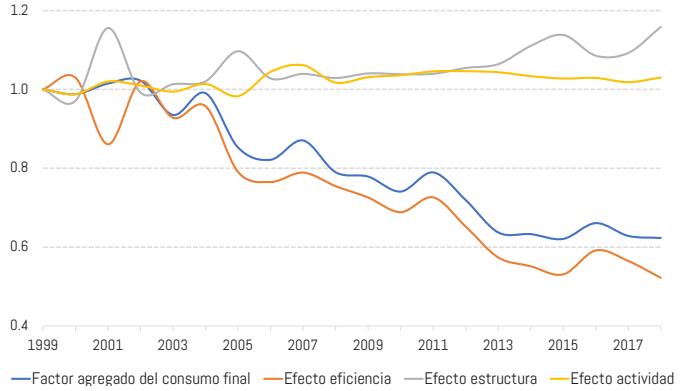
Intensidades energéticas sectoriales



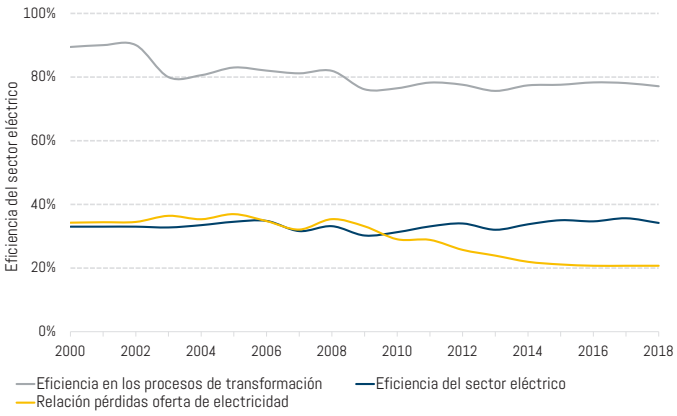
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



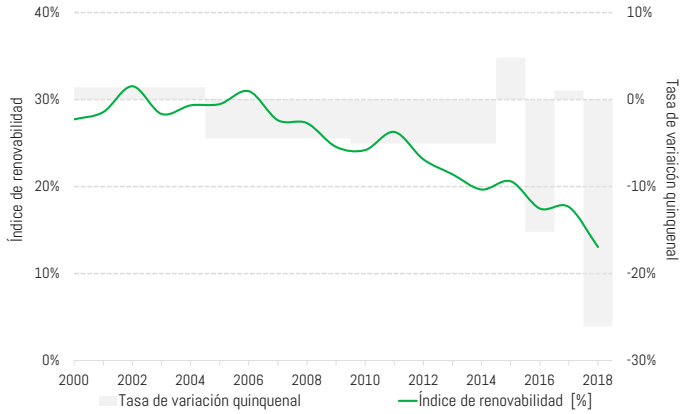
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



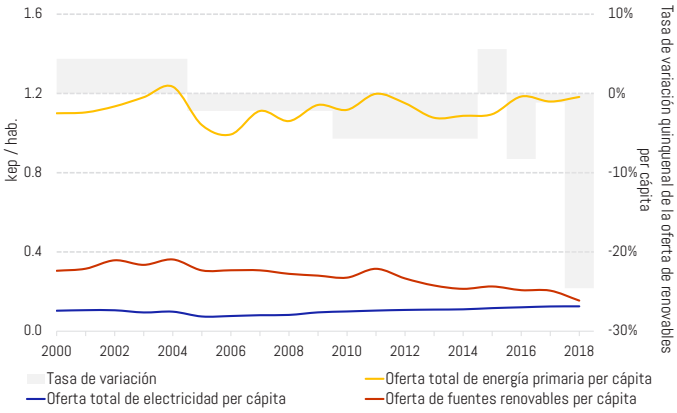
Eficiencia del sector eléctrico



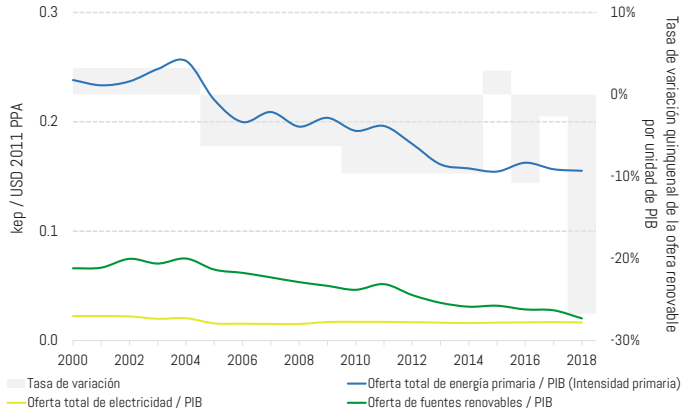
Índice de renovabilidad



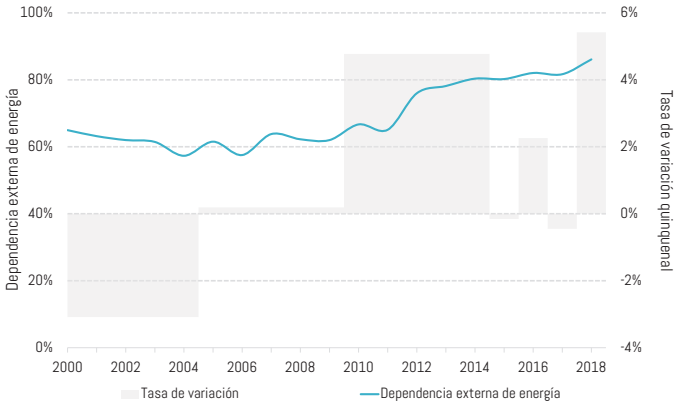
Oferta de energía per cápita



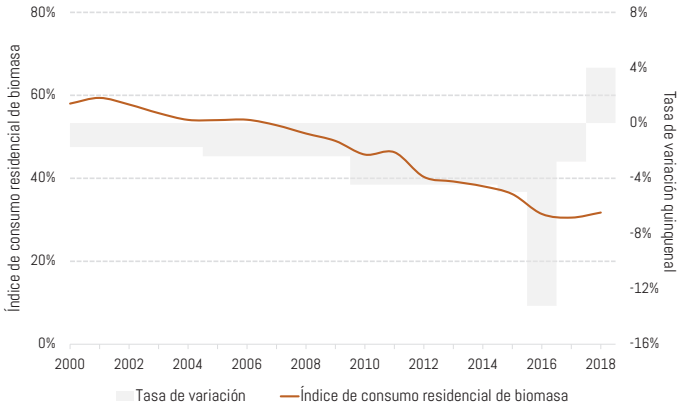
Ofertas de energía por unidad de PIB



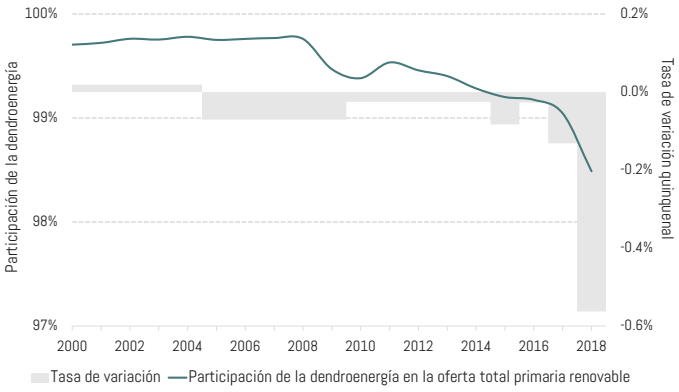
Dependencia externa de energía



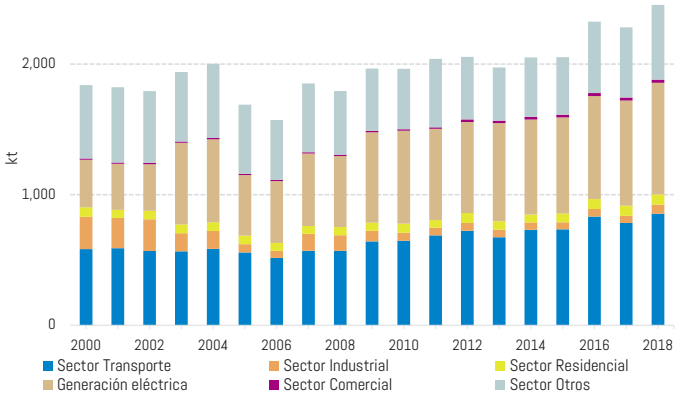
Índice de consumo residencial de biomasa



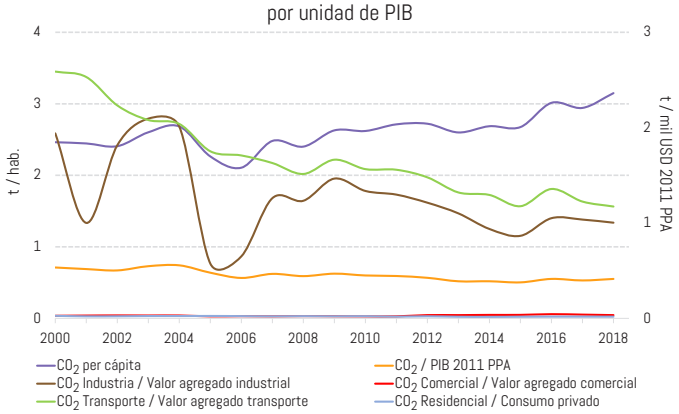
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



Evolución de las emisiones de CO_2 por sector

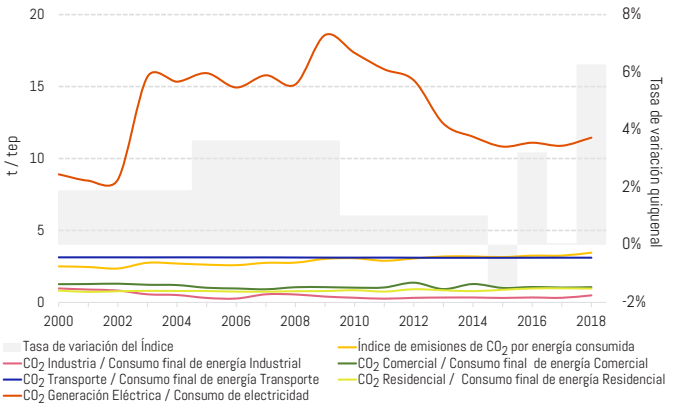


Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

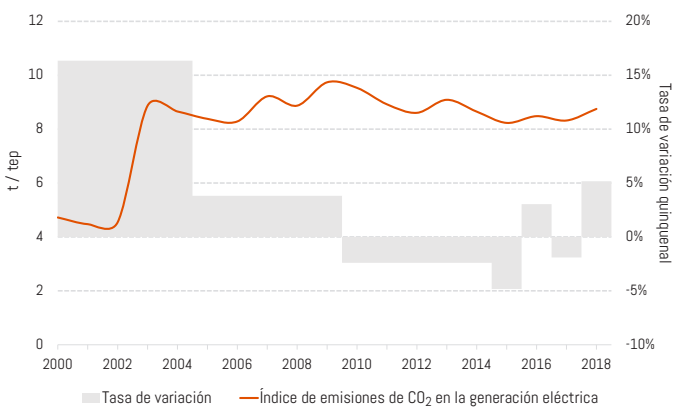


GUYANA

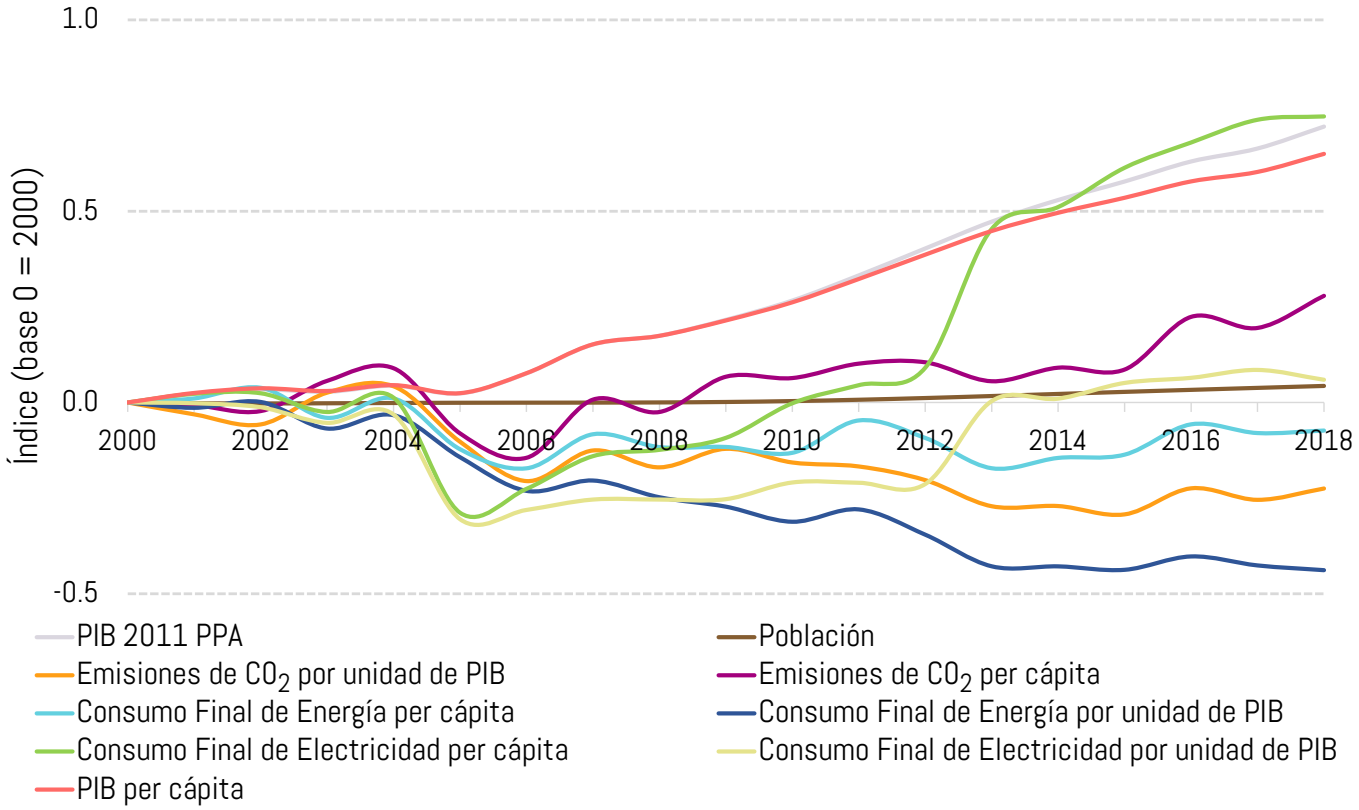
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



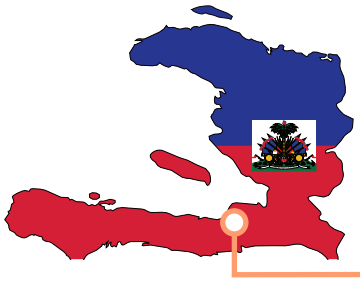
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

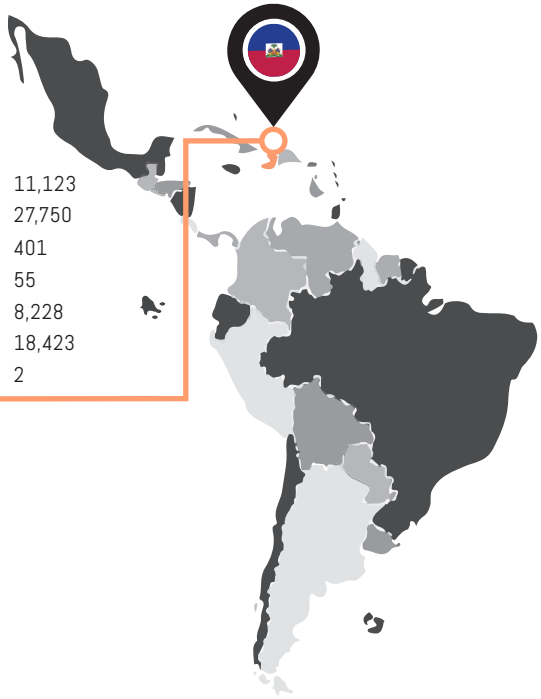


HAITÍ



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	11,123
Superficie (km^2)	27,750
Densidad de población (hab. / km^2)	401
Población urbana (%)	55
PIB USD 2010 (MUSD)	8,228
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	18,423
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	2



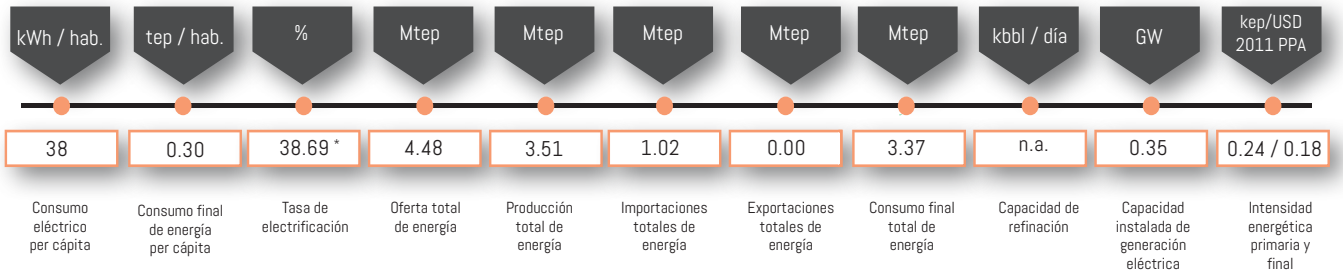
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.51
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.29
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 2.50
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.05
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.01

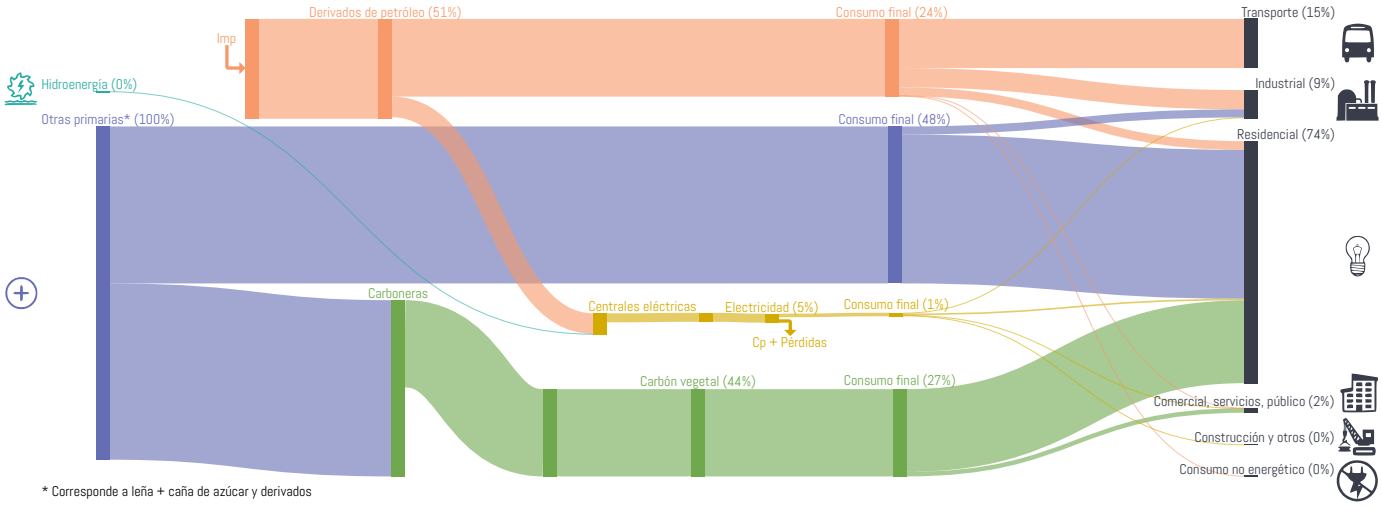


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

* Dato correspondiente al año 2017.

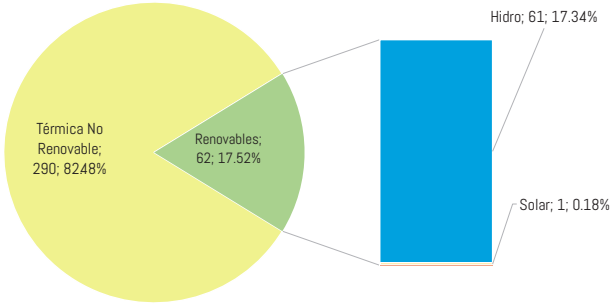


Balance energético resumido 2018

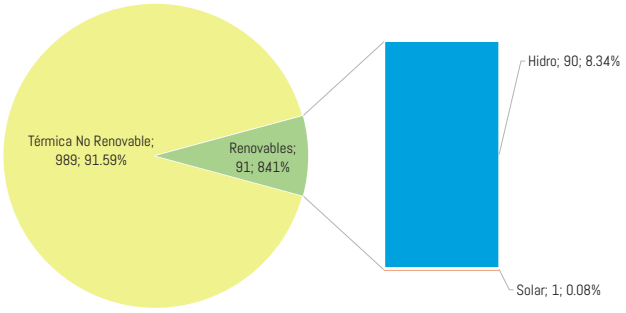


* Corresponde a leña + caña de azúcar y derivados

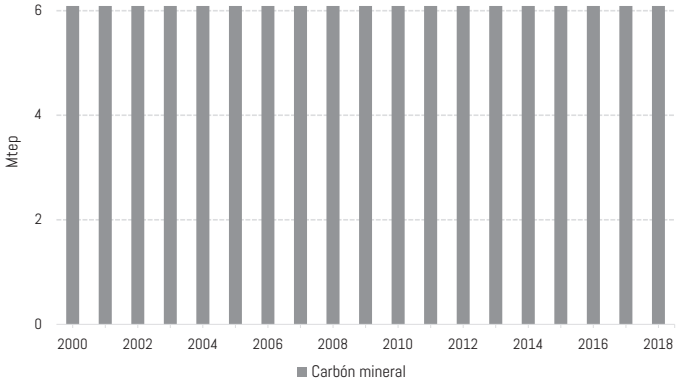
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



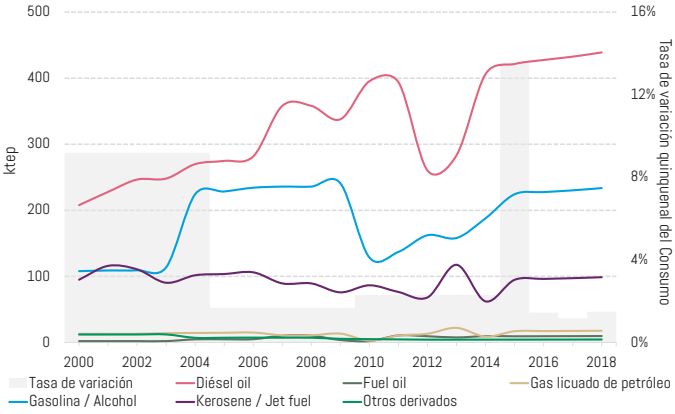
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



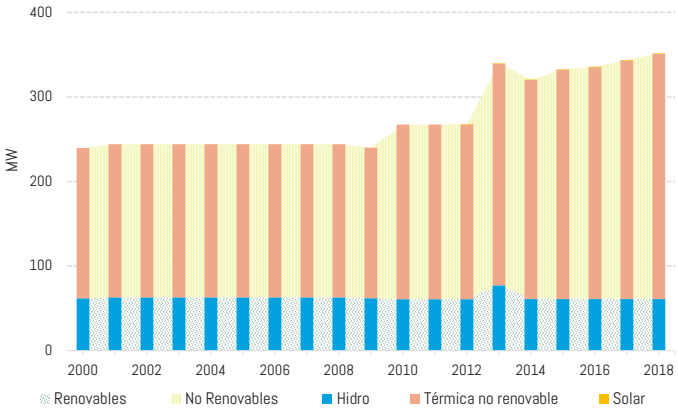
Reservas probadas de carbón mineral



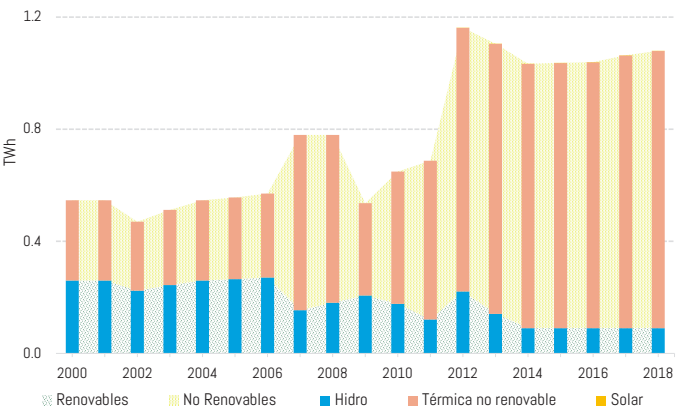
Consumo derivados de petróleo



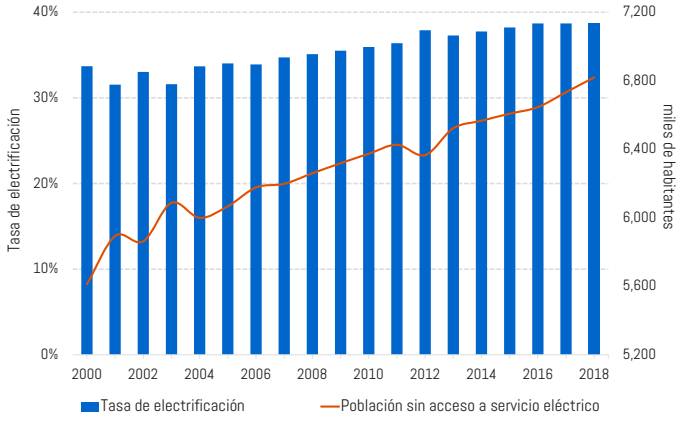
Capacidad instalada de generación eléctrica



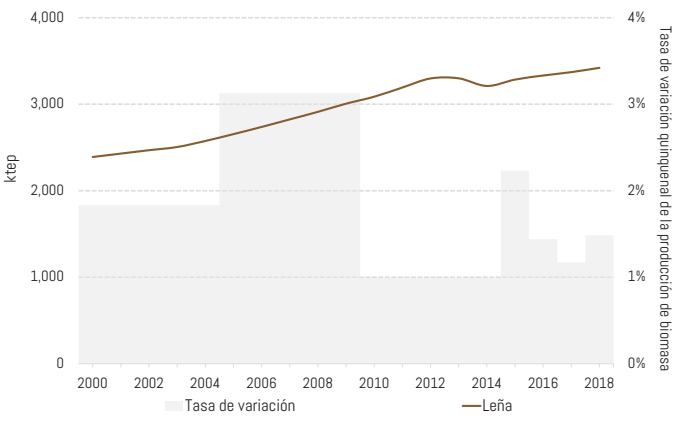
Generación eléctrica



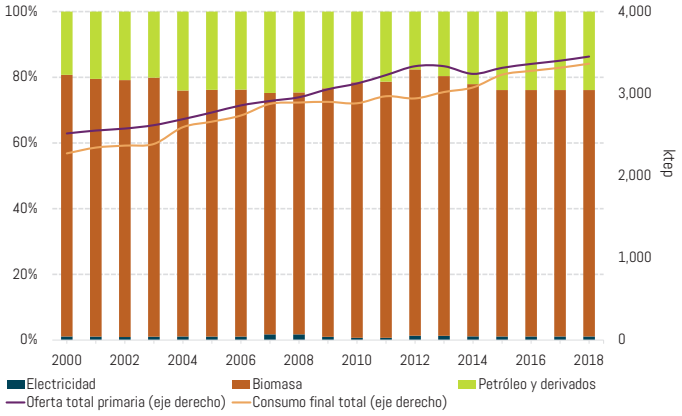
Tasa de electrificación



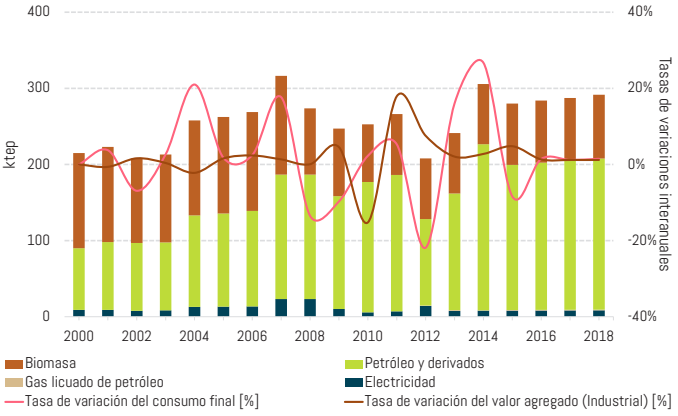
Producción de biomasa y biocombustibles



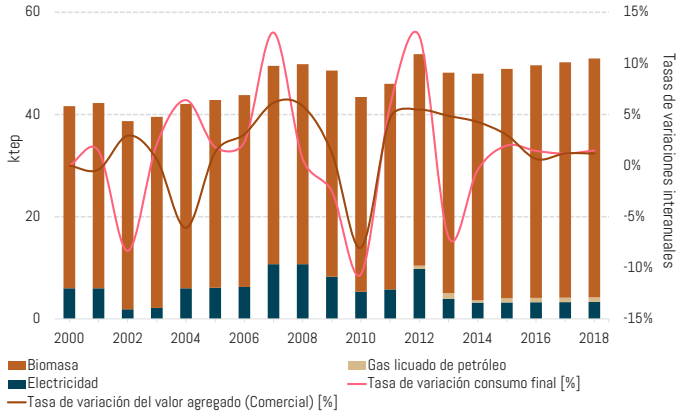
Consumo final de energía por fuente de energía



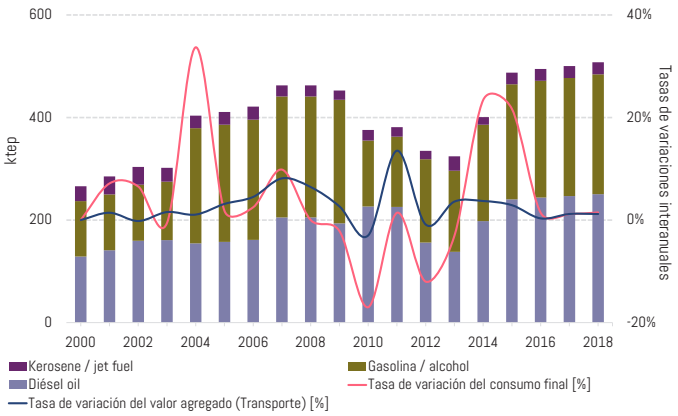
Consumo final del Sector Industrial



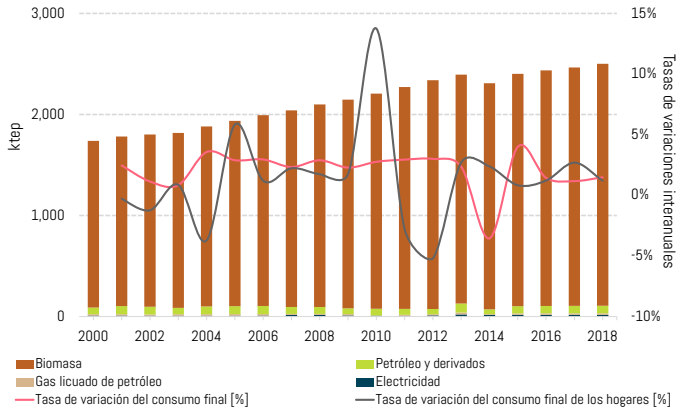
Consumo final del Sector Comercial



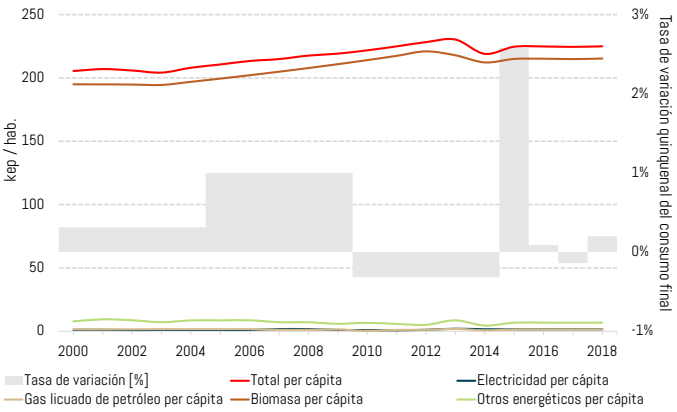
Consumo final del Sector Transporte



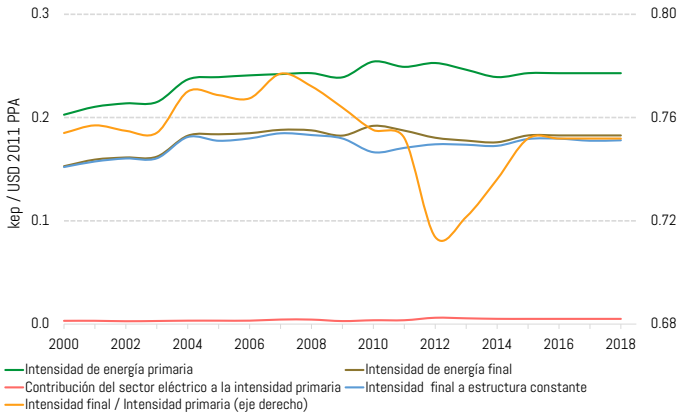
Consumo final del Sector Residencial



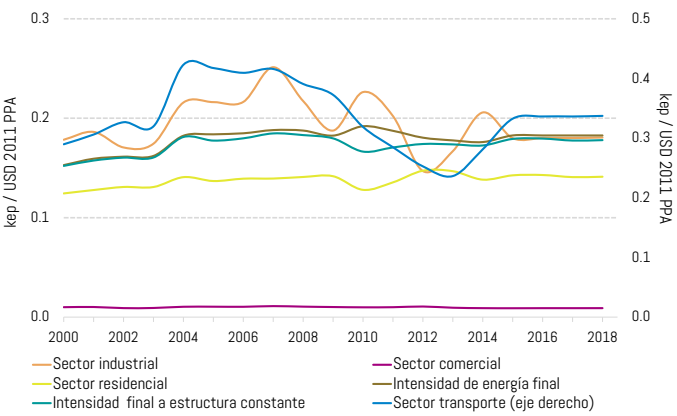
Consumo final per cápita Sector Residencial



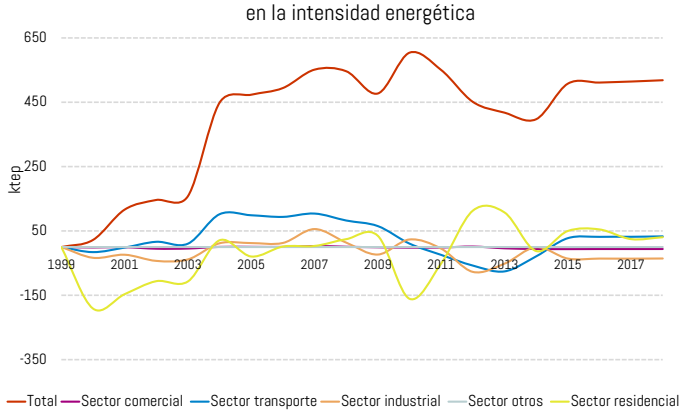
Intensidades energéticas



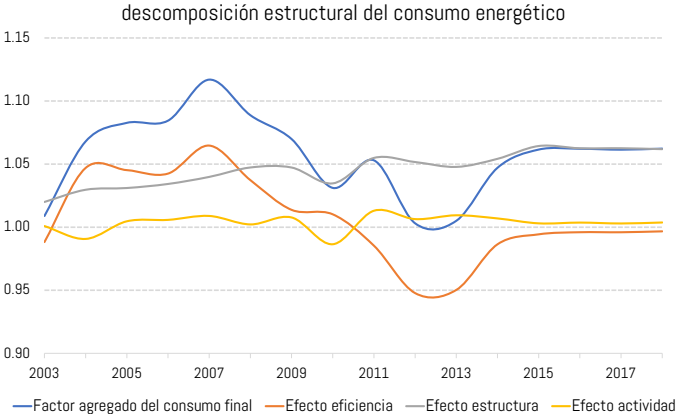
Intensidades energéticas sectoriales



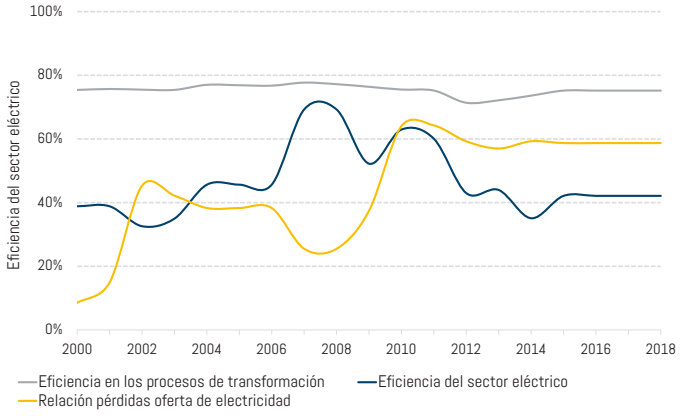
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



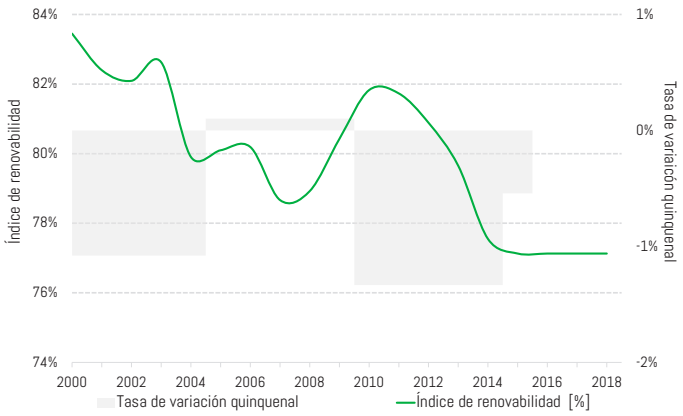
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



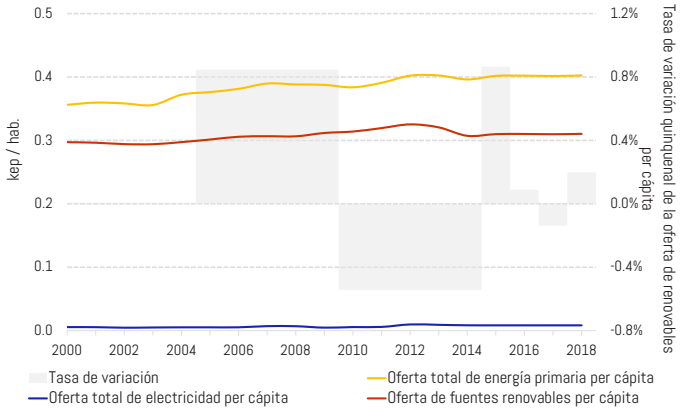
Eficiencia del sector eléctrico



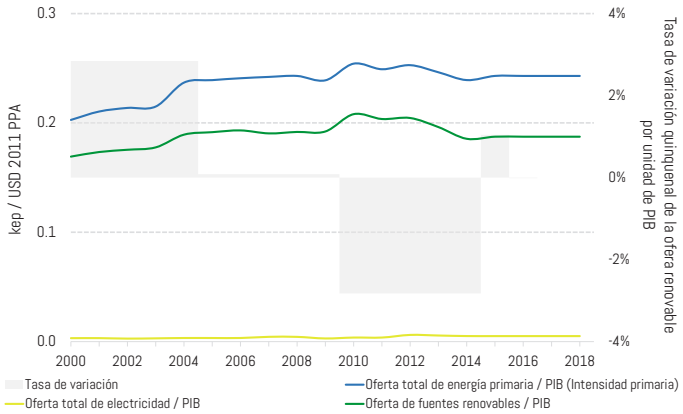
Índice de renovabilidad



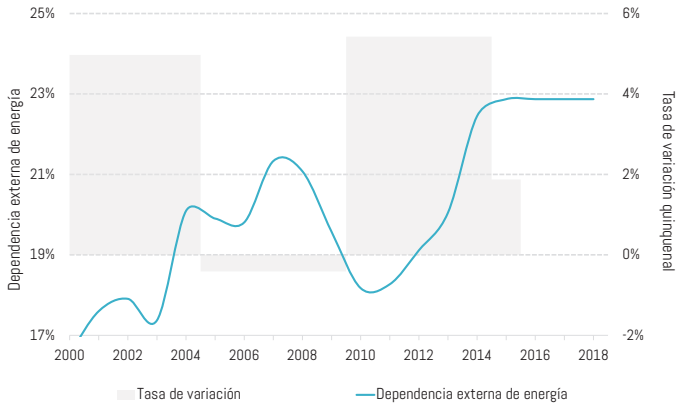
Oferta de energía per cápita



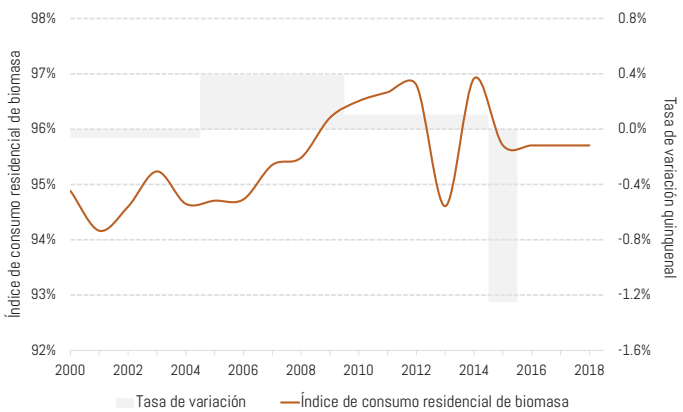
Ofertas de energía por unidad de PIB



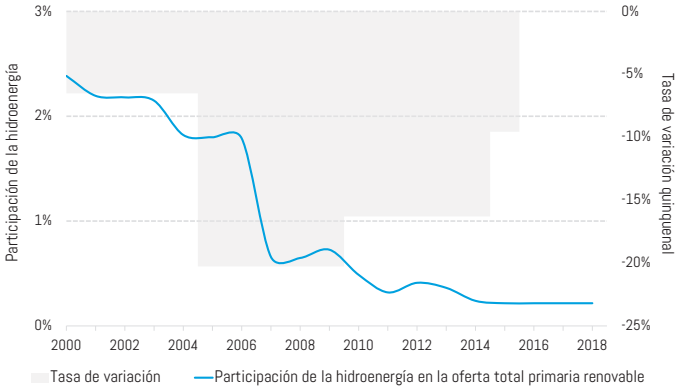
Dependencia externa de energía



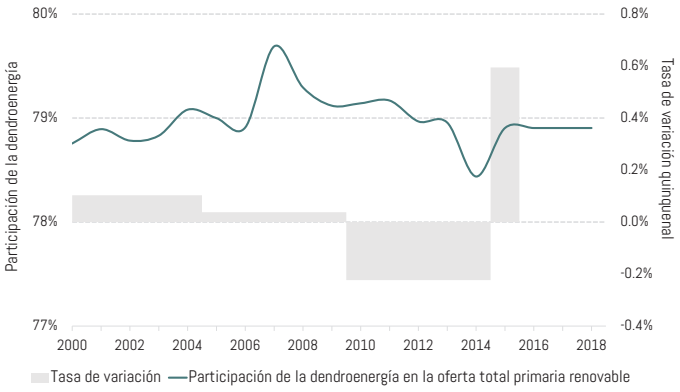
Índice de consumo residencial de biomasa



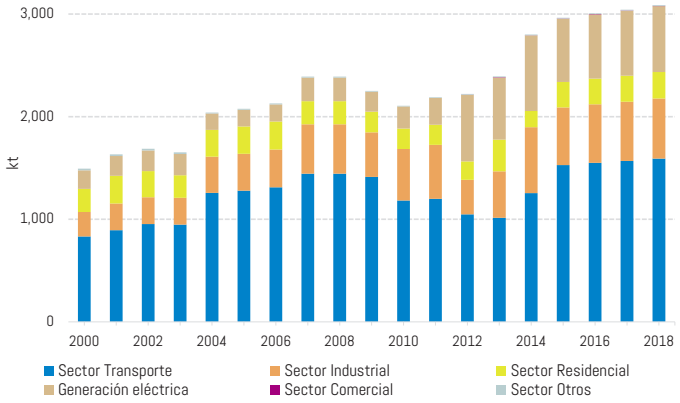
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



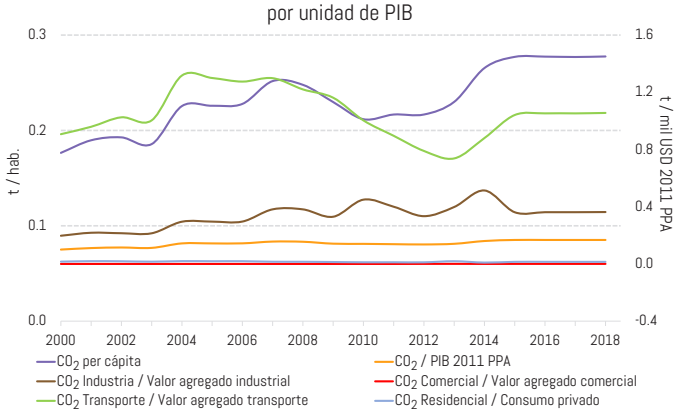
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



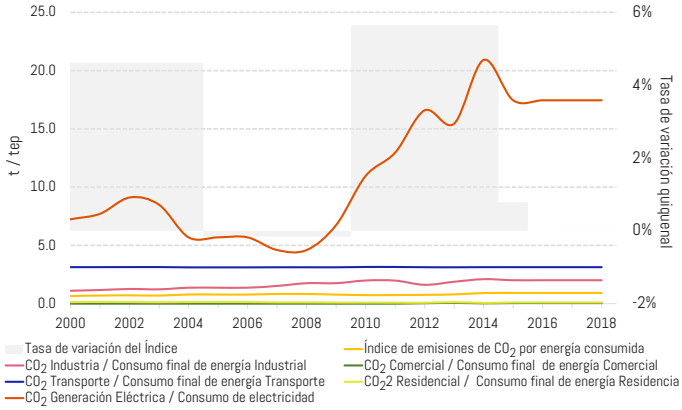
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



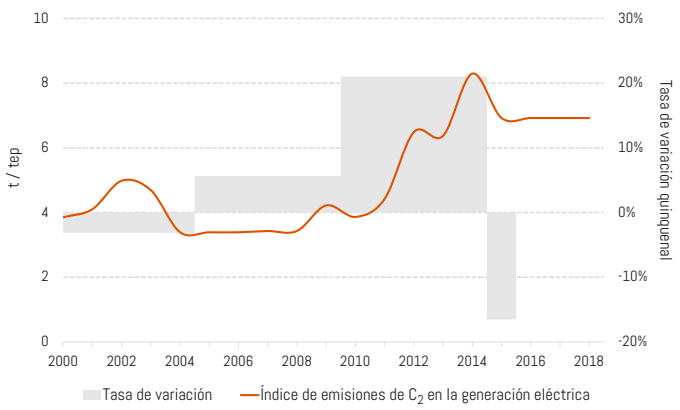
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



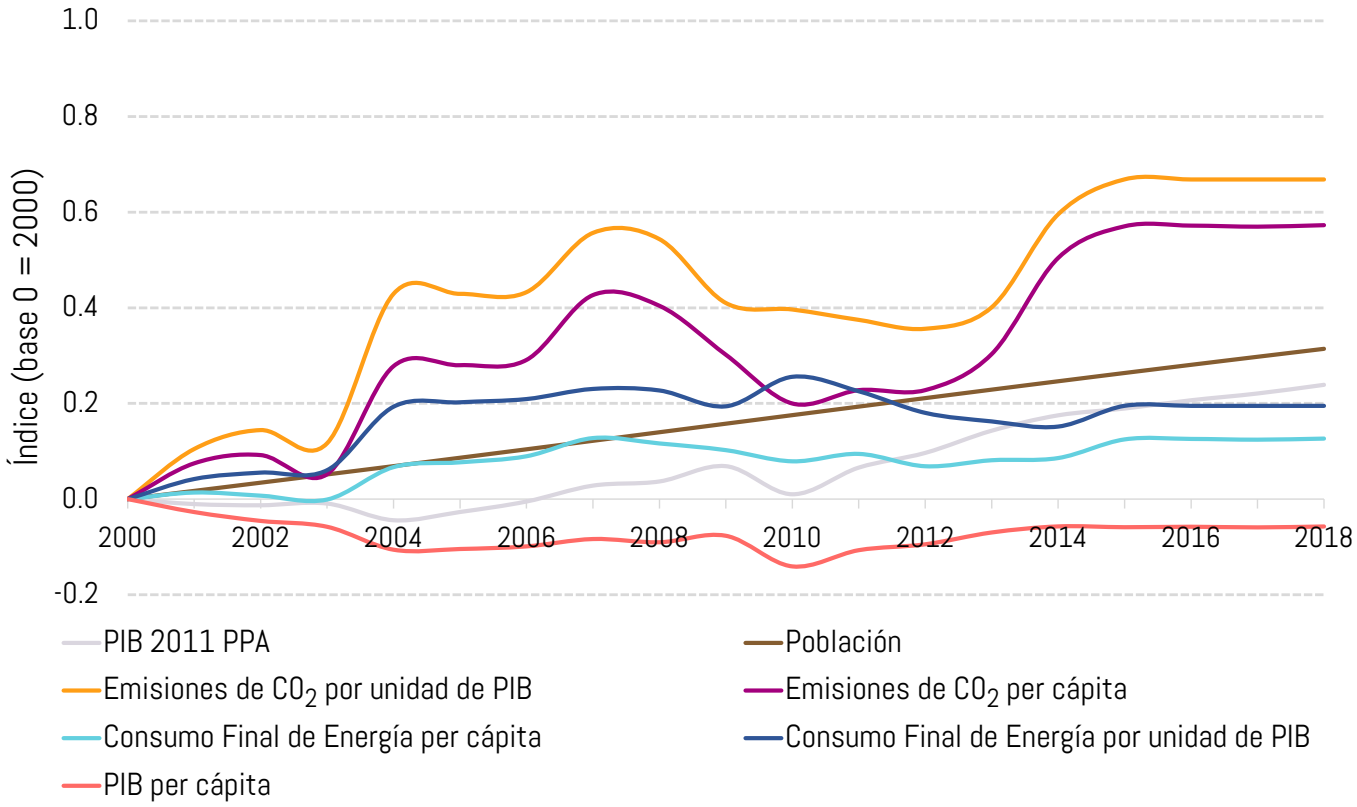
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



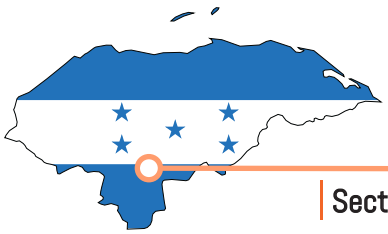
Resumen de los principales indicadores

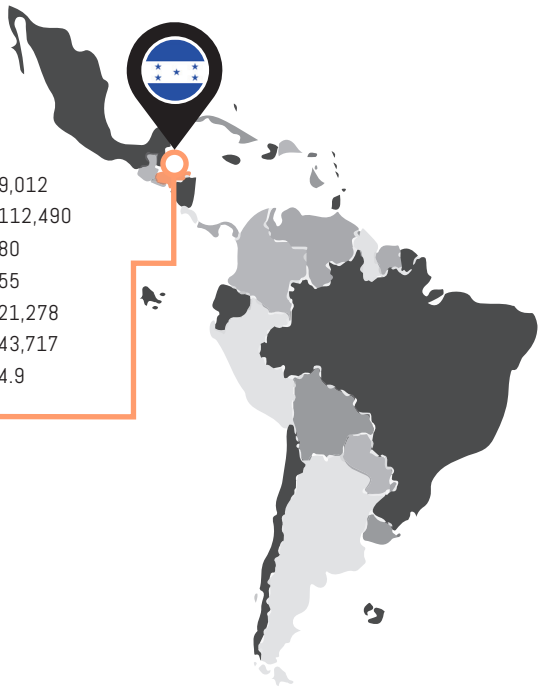


HONDURAS

Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	9,012
Superficie (km^2)	112,490
Densidad de población (hab. / km^2)	80
Población urbana (%)	55
PIB USD 2010 (MUSD)	21,278
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	43,717
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	4.9



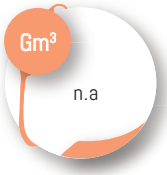


Sector Energético*

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.41
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.60
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.63
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.41
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.04



Reservas de petróleo

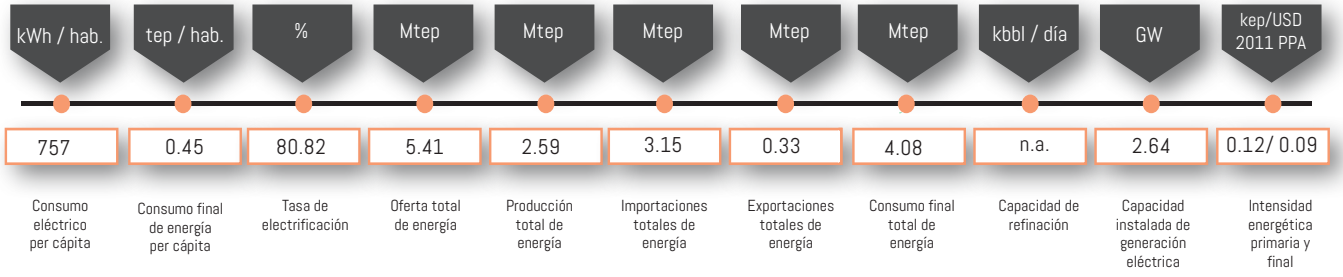


Reservas de gas natural

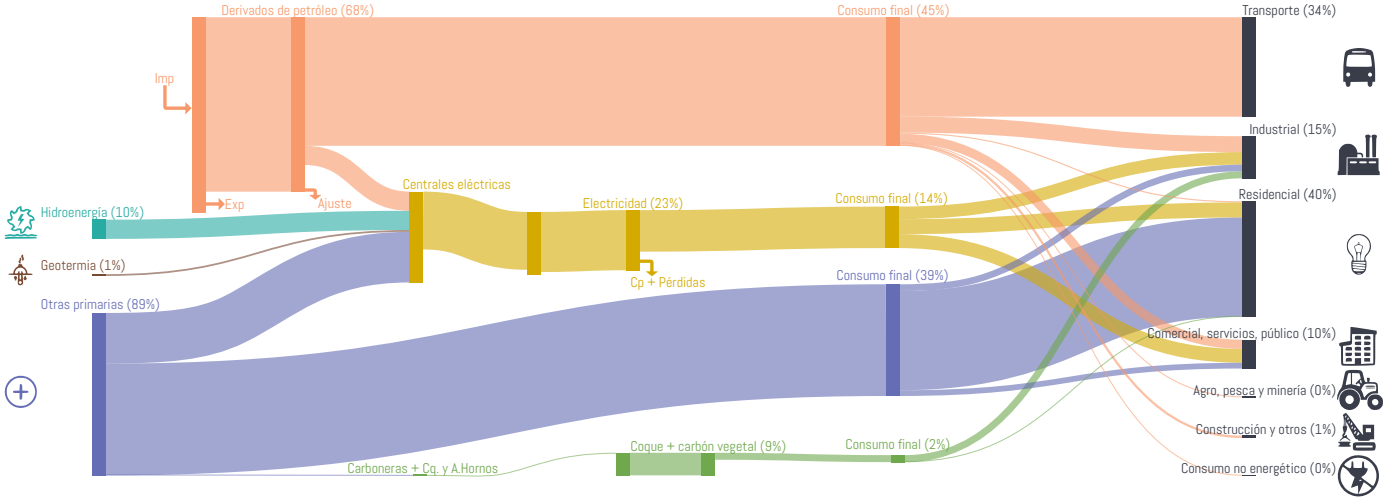


Reservas de carbón mineral

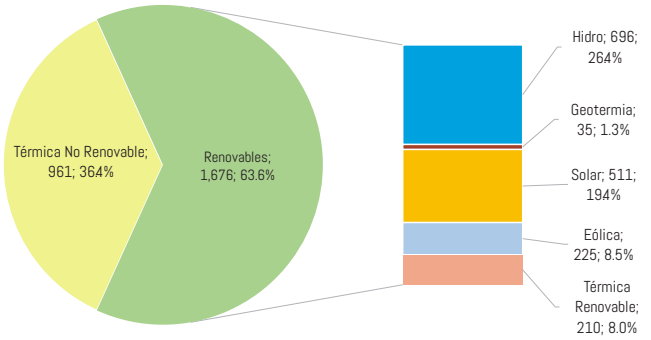
* Cifras 2018 preliminares, sujetas a revisión y actualización.



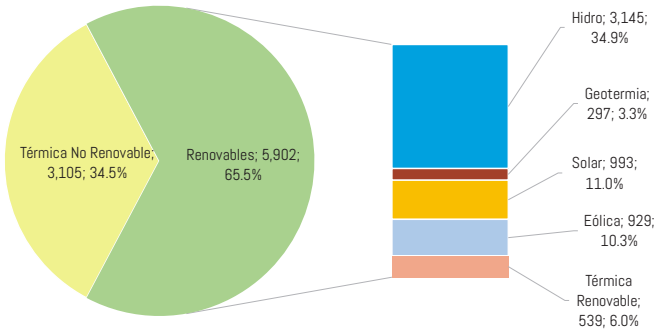
Balance energético resumido 2018



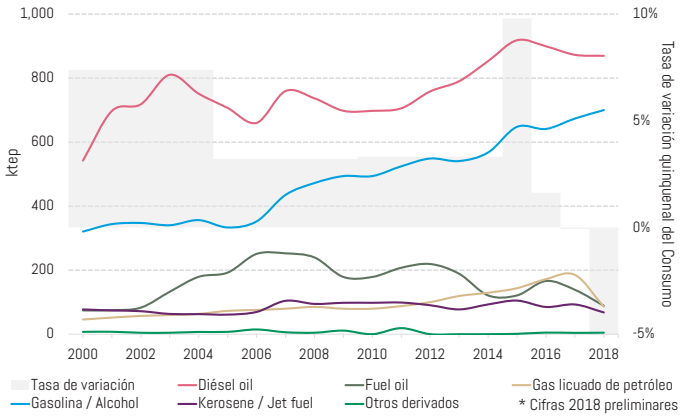
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



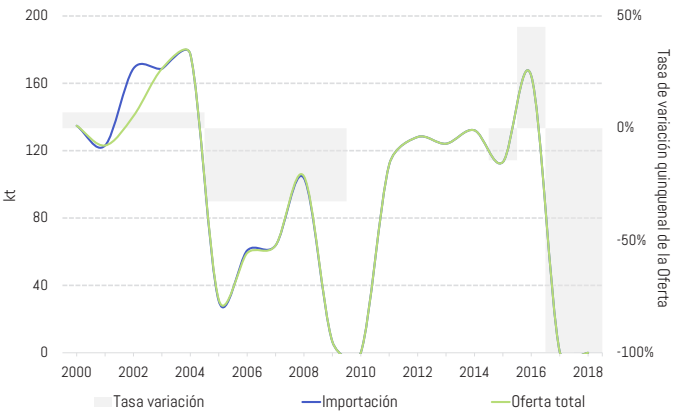
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



Consumo derivados de petróleo *

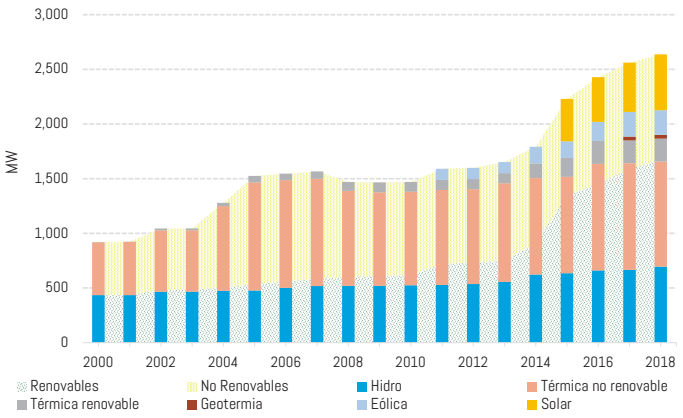


Oferta de carbón mineral

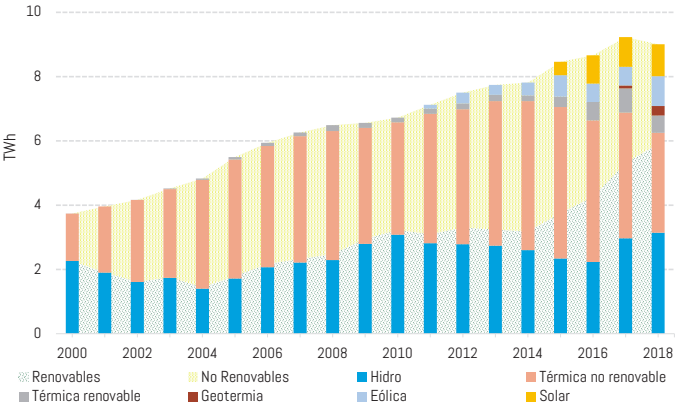


HONDURAS

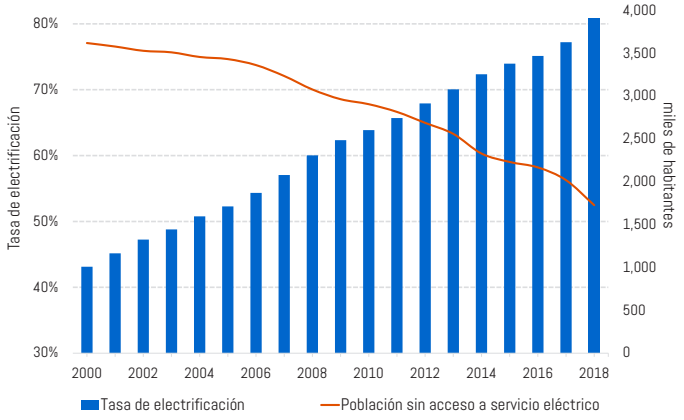
Capacidad instalada de generación eléctrica



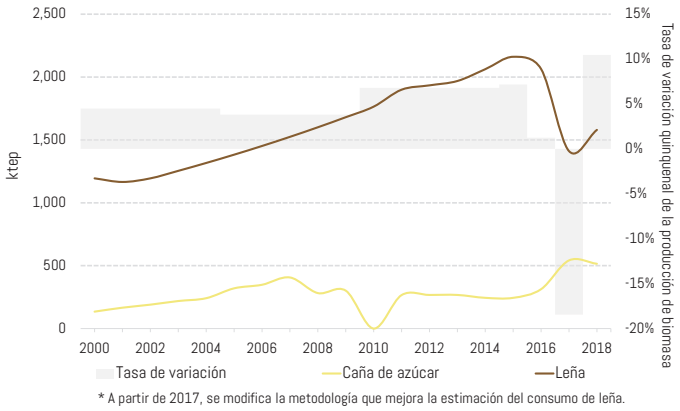
Generación eléctrica



Tasa de electrificación

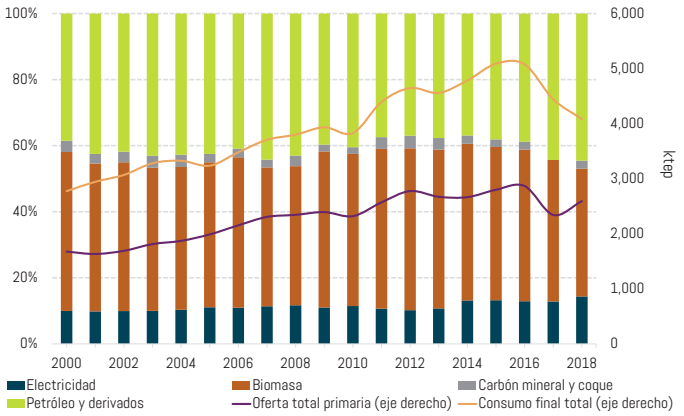


Producción de biomasa y biocombustibles *

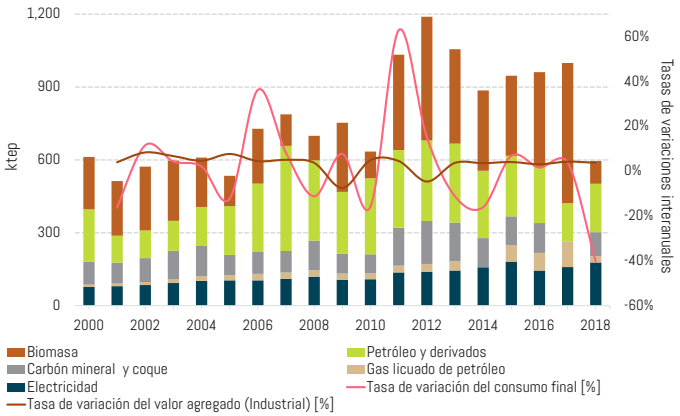


* A partir de 2017, se modifica la metodología que mejora la estimación del consumo de leña.

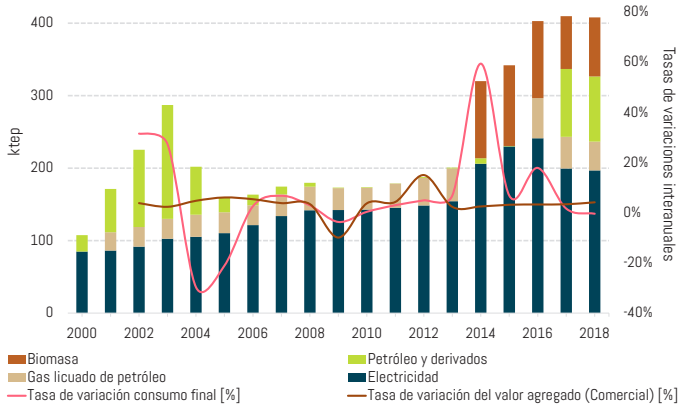
Consumo final de energía por fuente de energía



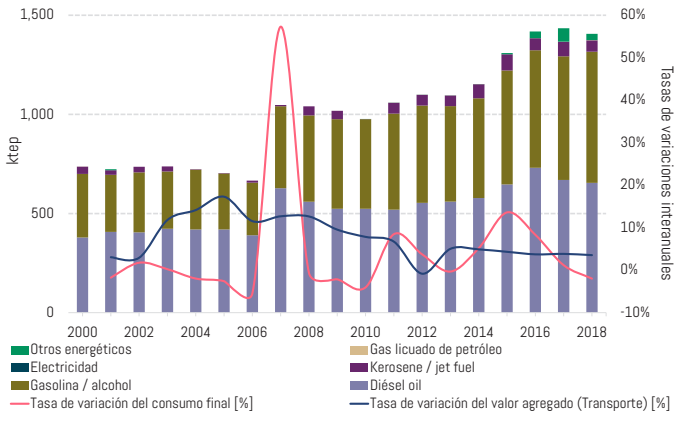
Consumo final del Sector Industrial



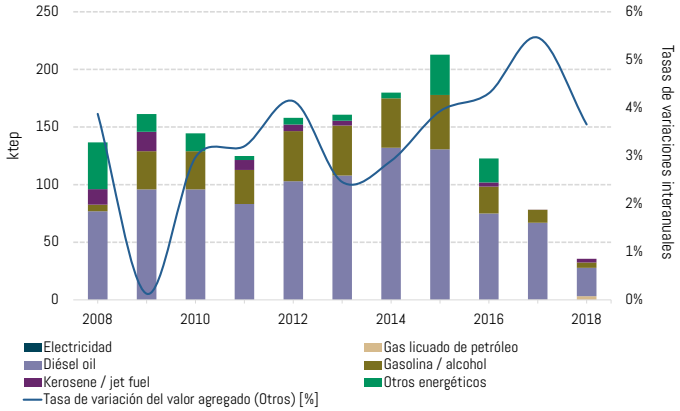
Consumo final del Sector Comercial



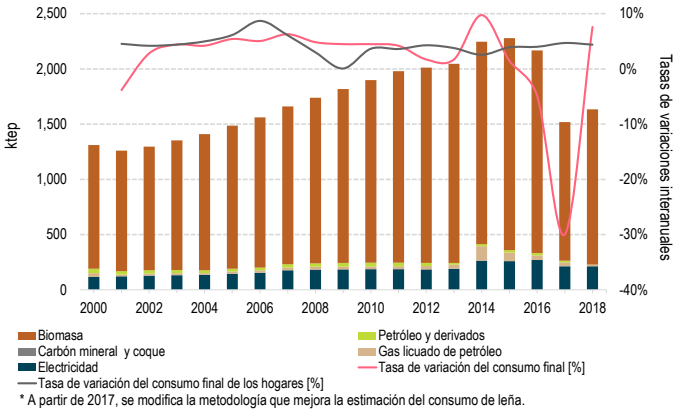
Consumo final del Sector Transporte



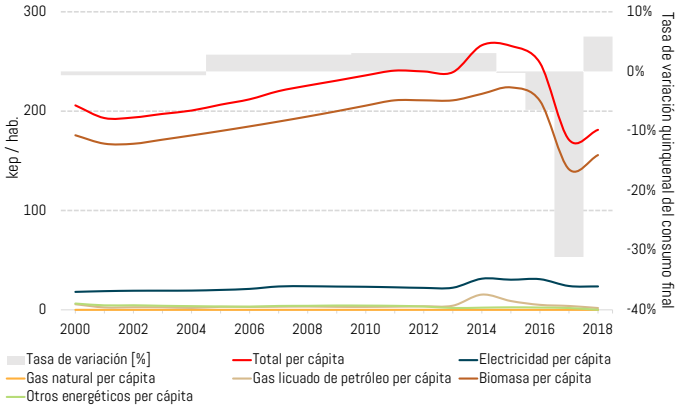
Consumo final del Sector Otros



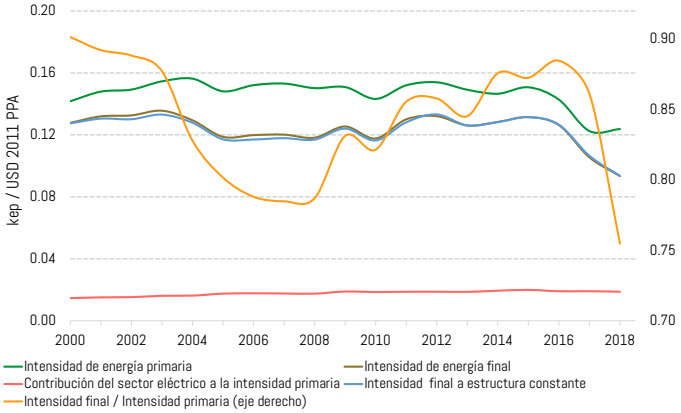
Consumo final del Sector Residencial



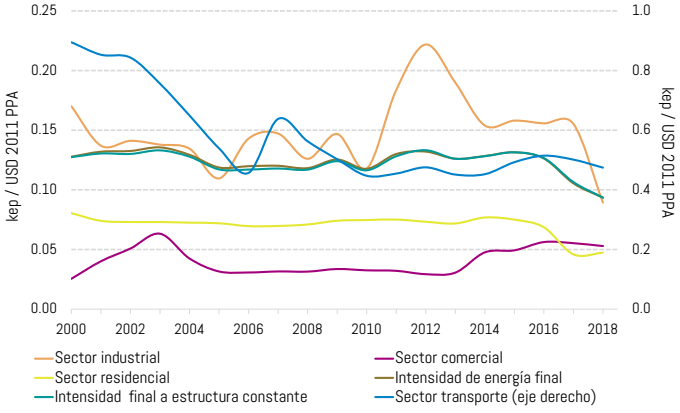
Consumo final per cápita Sector Residencial



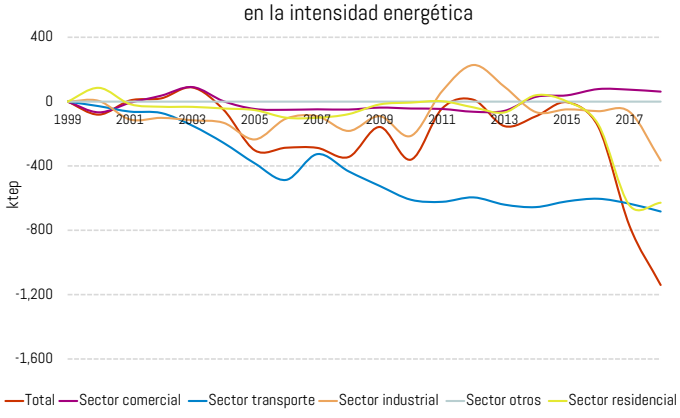
Intensidades energéticas



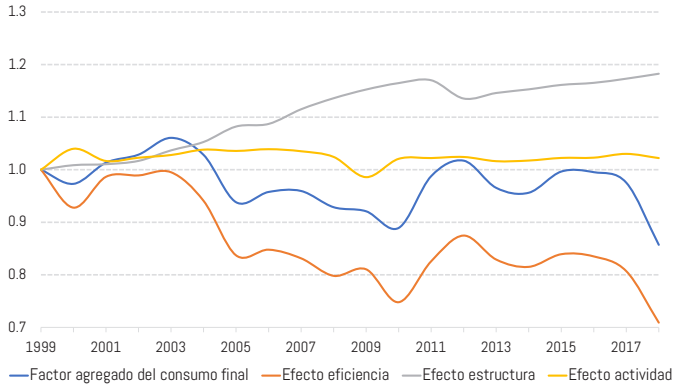
Intensidades energéticas sectoriales



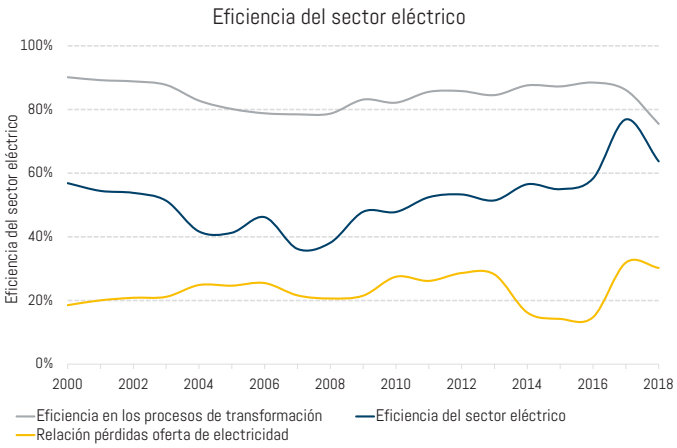
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



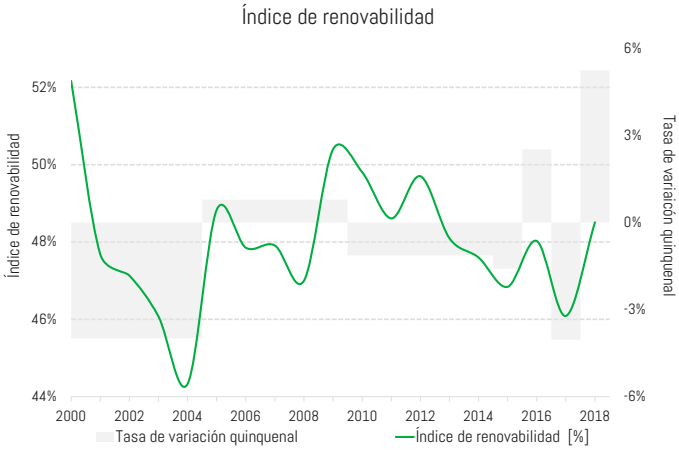
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



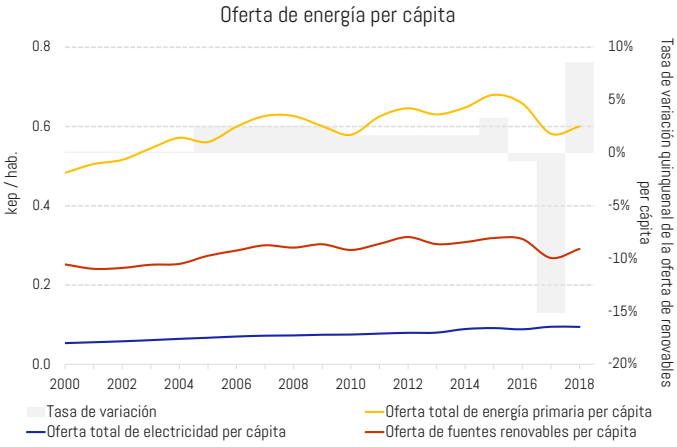
Eficiencia del sector eléctrico



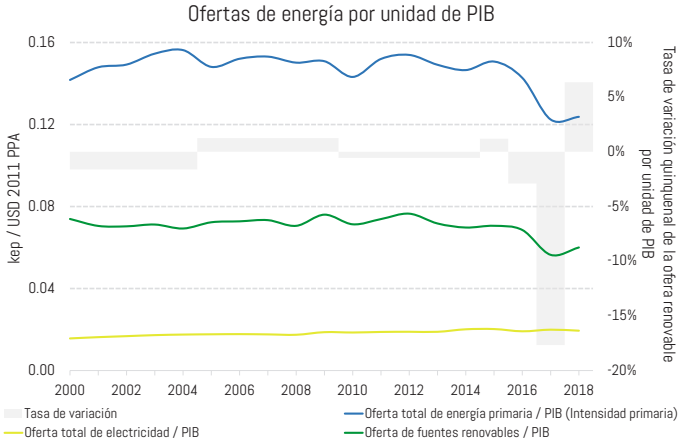
Índice de renovabilidad



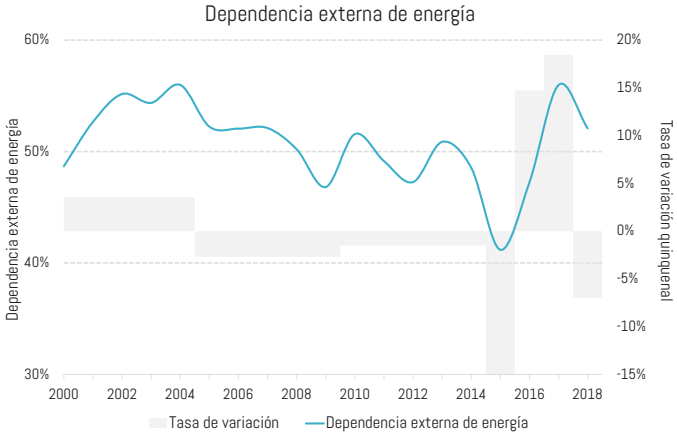
Oferta de energía per cápita



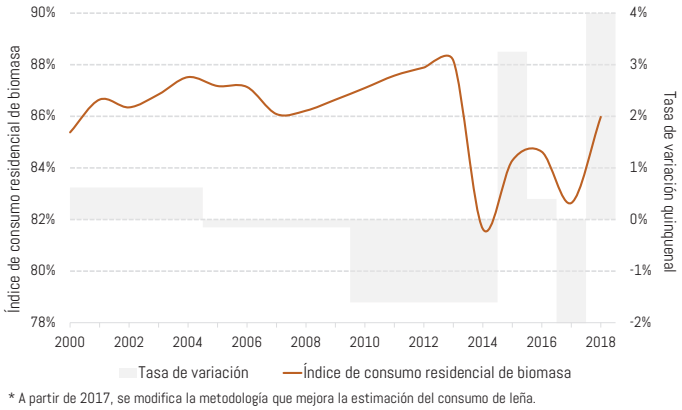
Ofertas de energía por unidad de PIB



Dependencia externa de energía

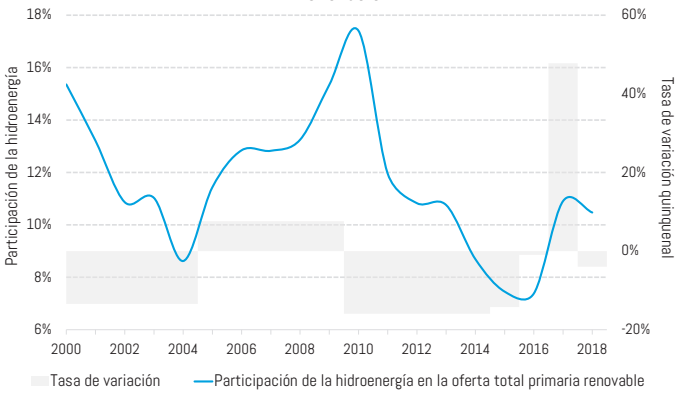


Índice de consumo residencial de biomasa

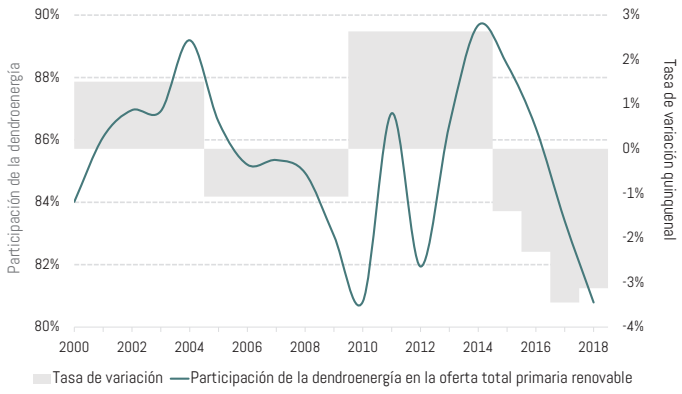


* A partir de 2017, se modifica la metodología que mejora la estimación del consumo de leña.

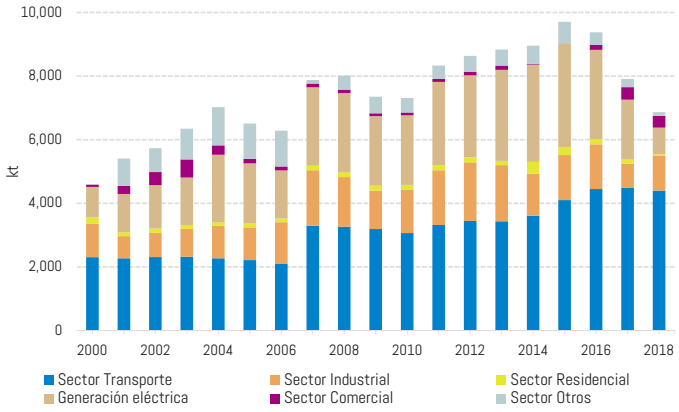
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



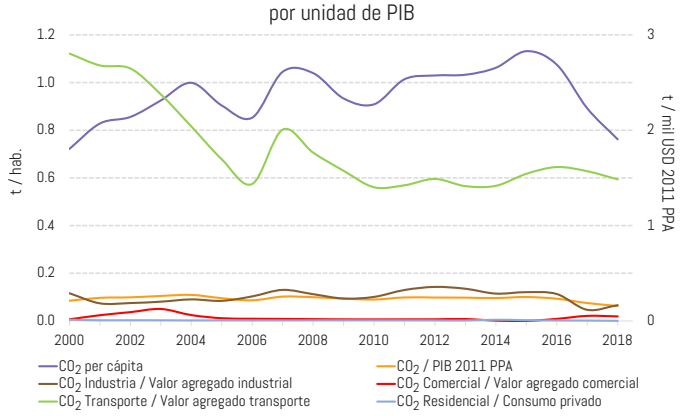
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



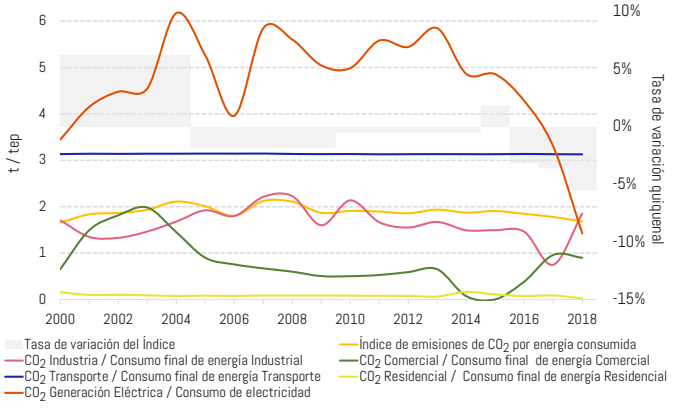
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector

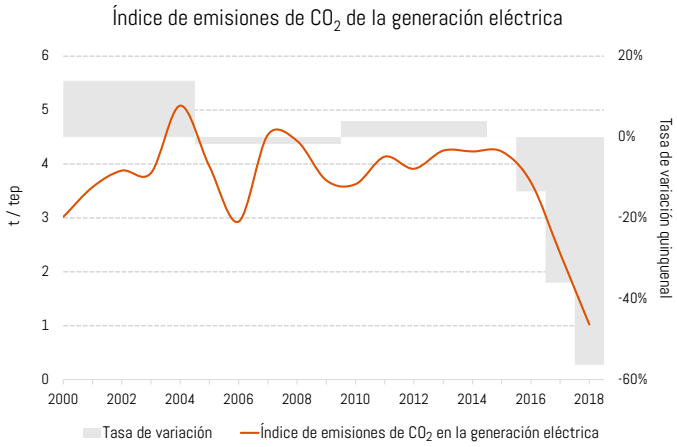


Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

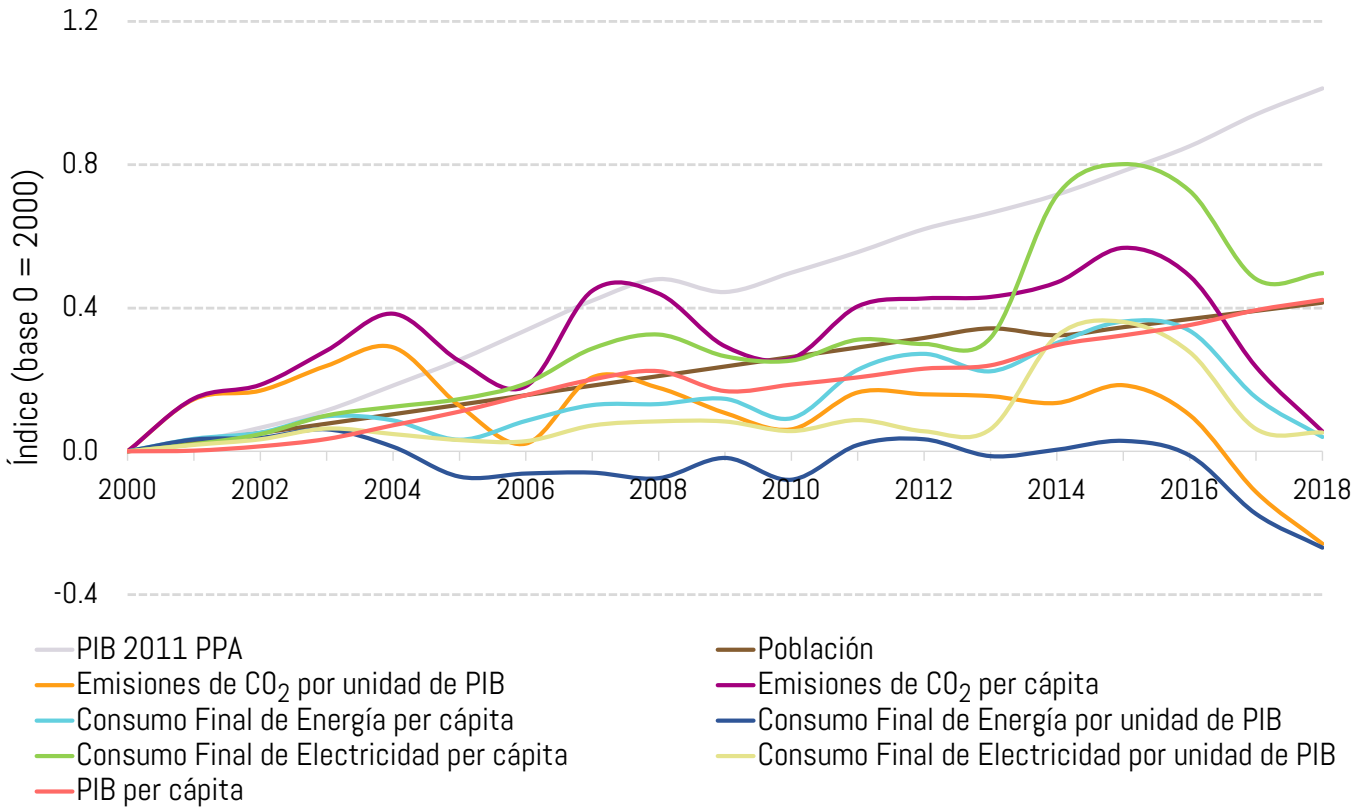


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida





Resumen de los principales indicadores

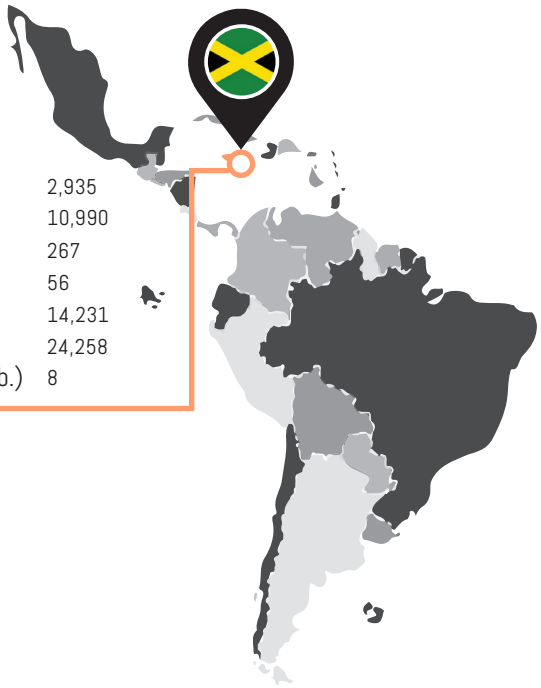


JAMAICA



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	2,935
Superficie (km^2)	10,990
Densidad de población (hab. / km^2)	267
Población urbana (%)	56
PIB USD 2010 (MUSD)	14,231
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	24,258
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8

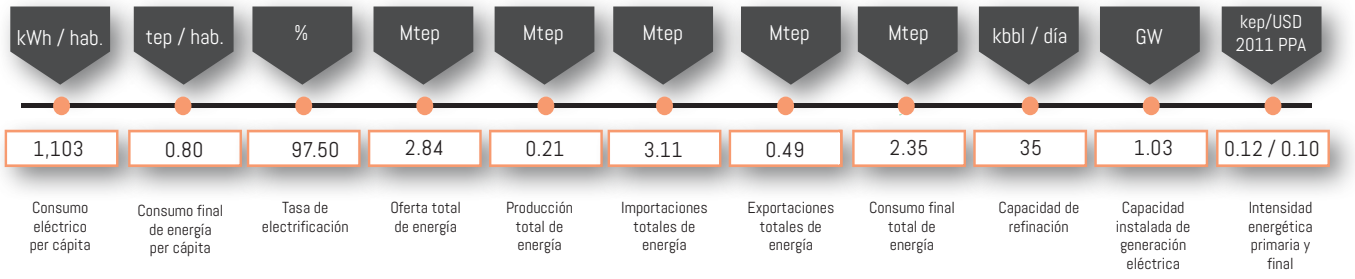


Sector Energético

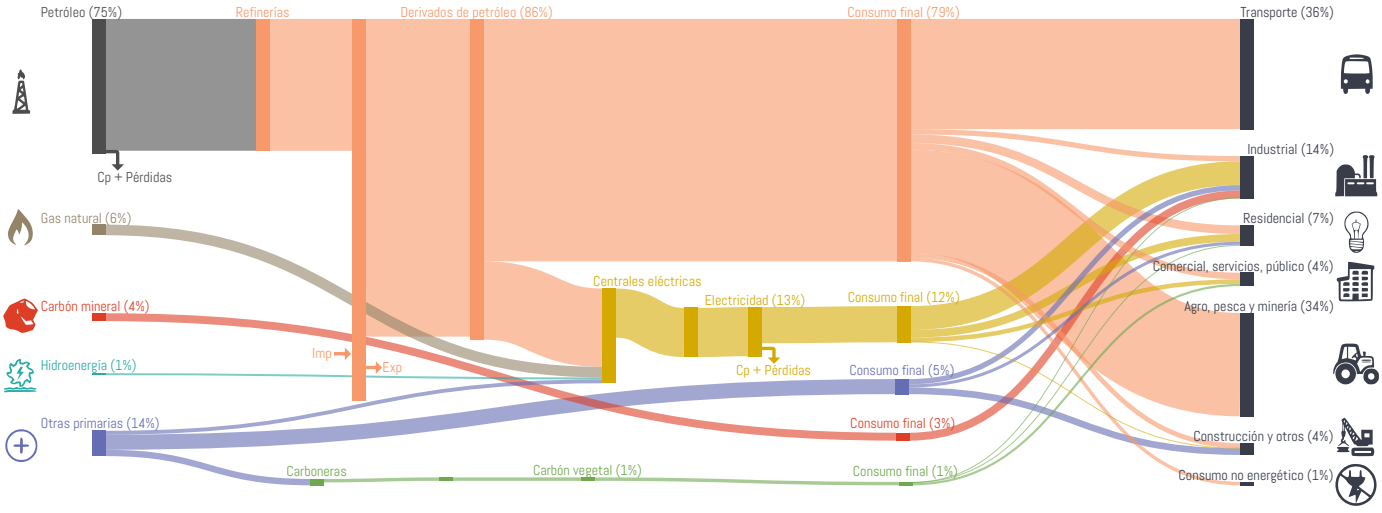
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.85
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.33
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.16
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.10
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.91



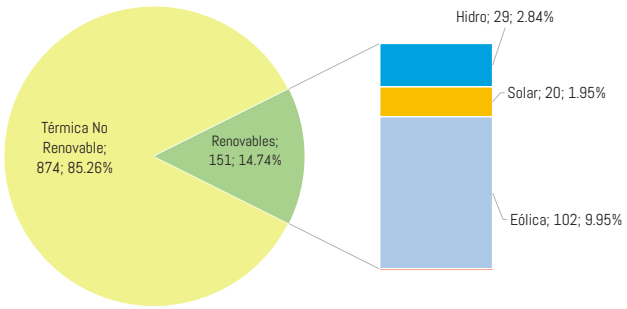
Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral



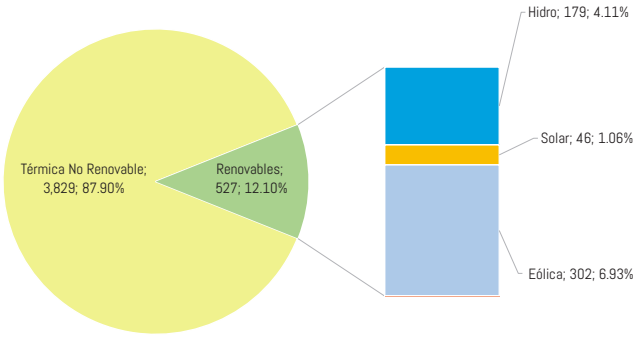
Balance energético resumido 2018



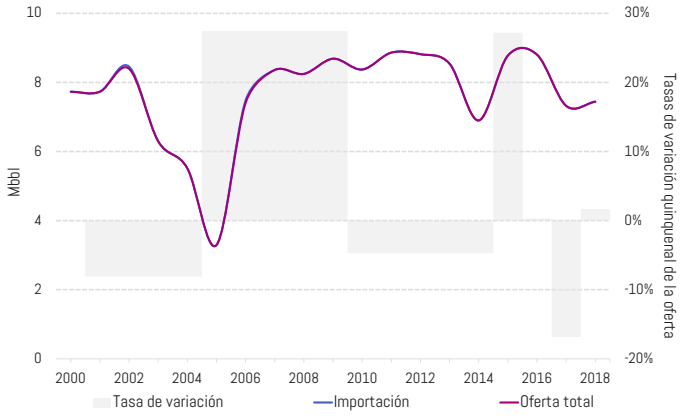
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



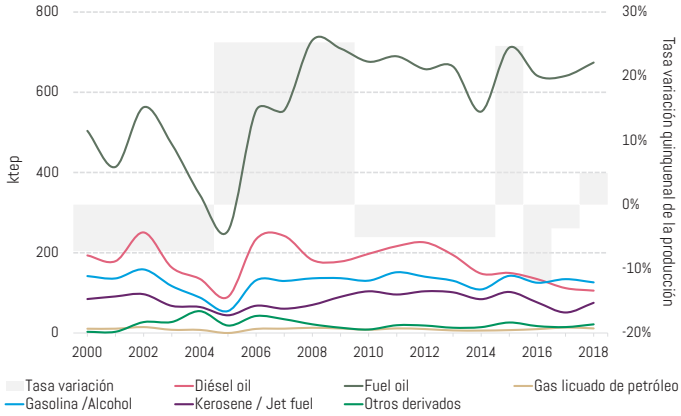
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



Oferta de petróleo

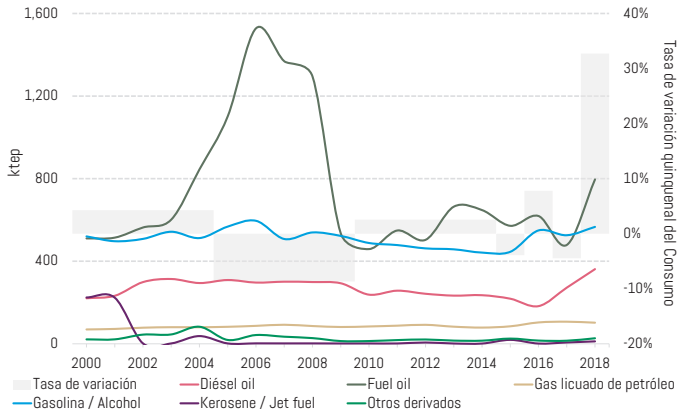


Producción derivados de petróleo

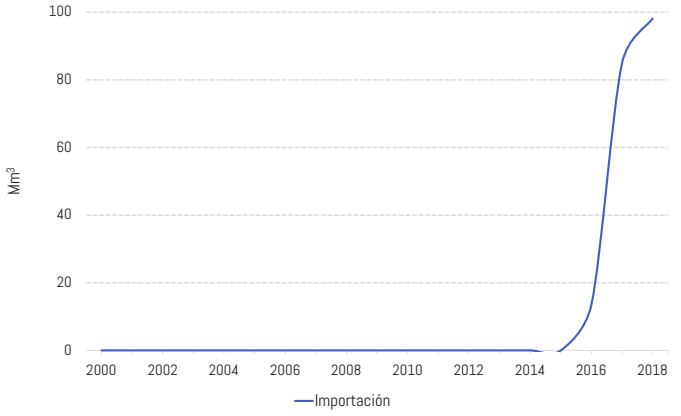


JAMAICA

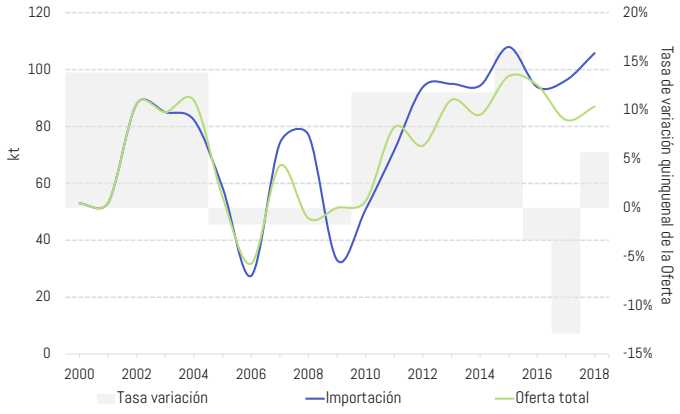
Consumo derivados de petróleo



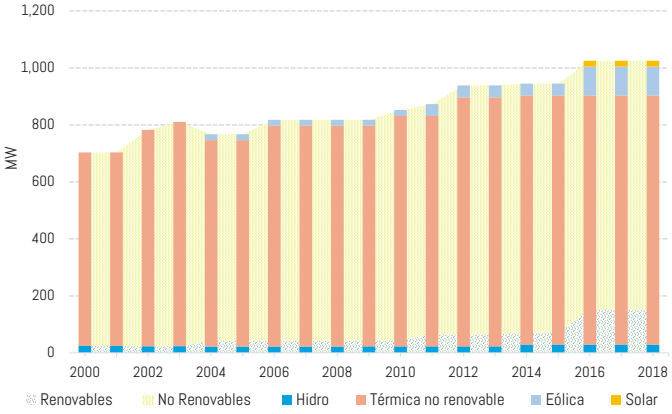
Oferta de gas natural



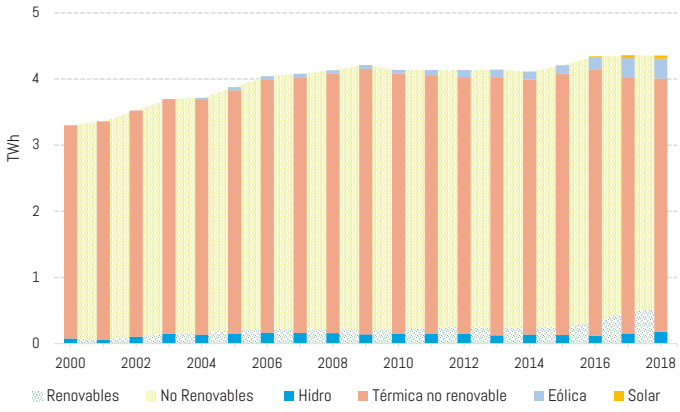
Oferta de carbón mineral



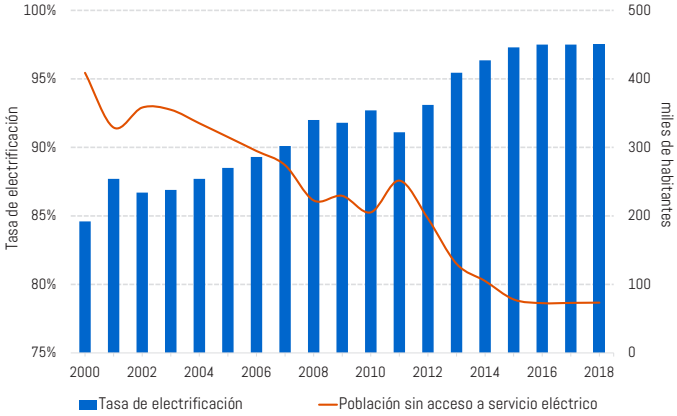
Capacidad instalada de generación eléctrica



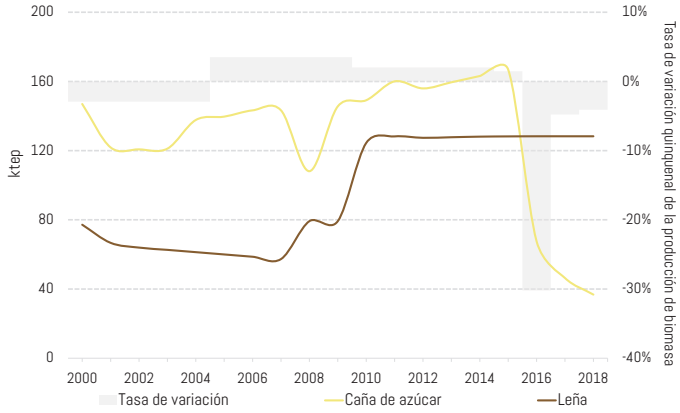
Generación eléctrica



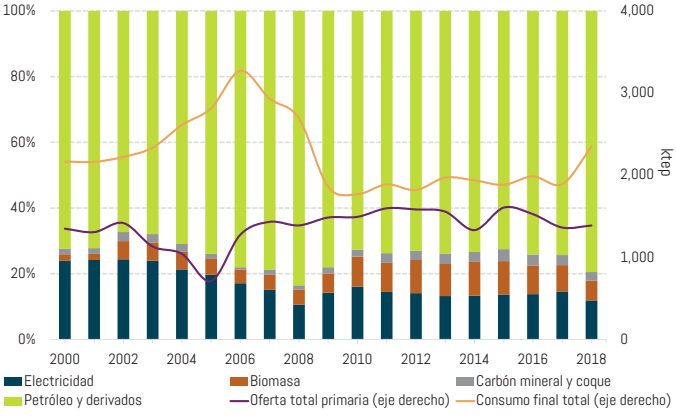
Tasa de electrificación



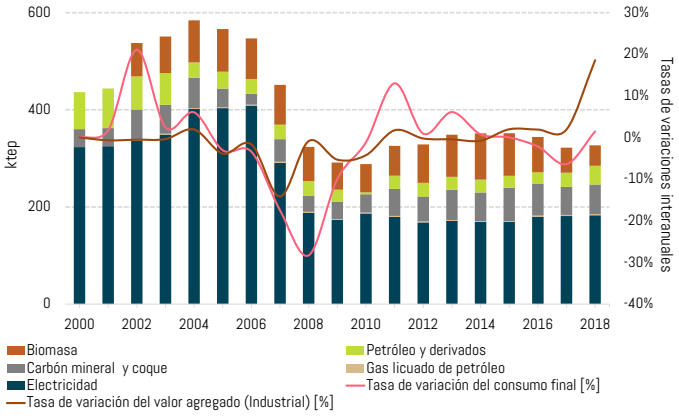
Producción de biomasa



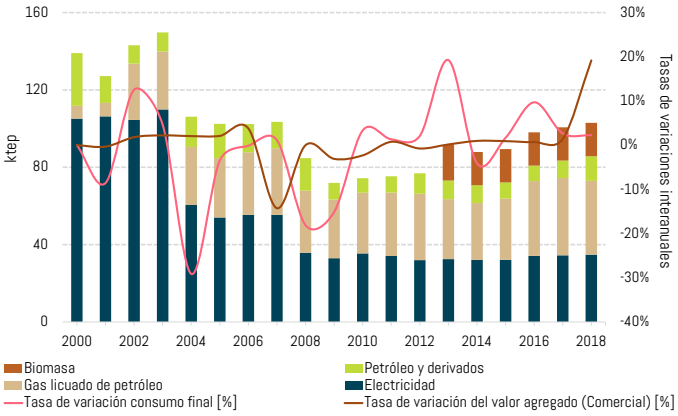
Consumo final de energía por fuente de energía



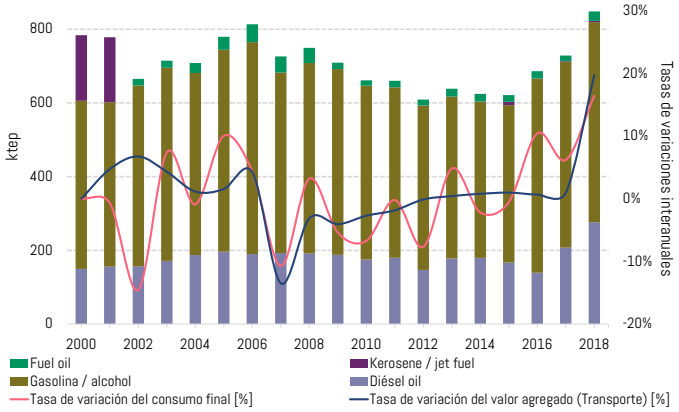
Consumo final del Sector Industrial



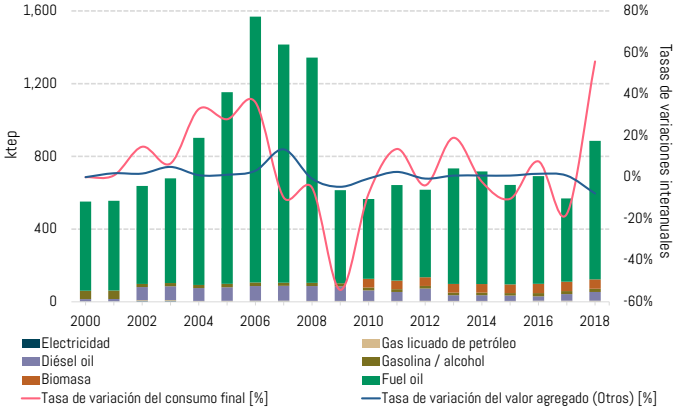
Consumo final del Sector Comercial



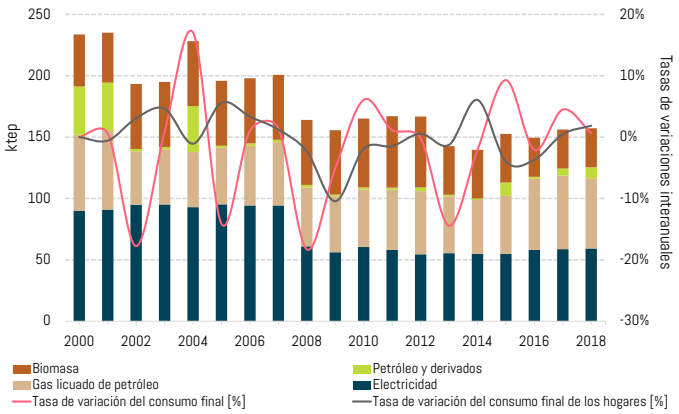
Consumo final del Sector Transporte



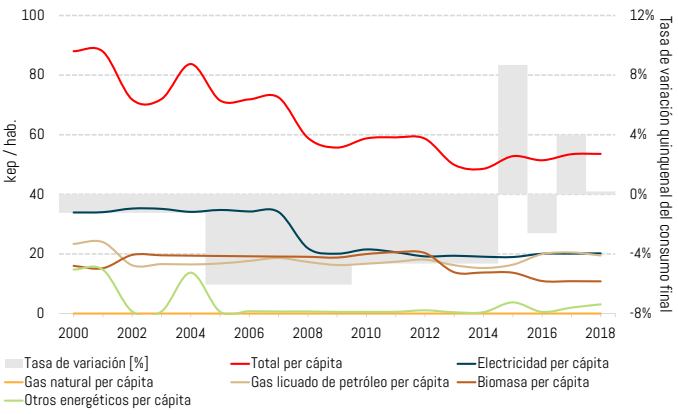
Consumo final del Sector Otros



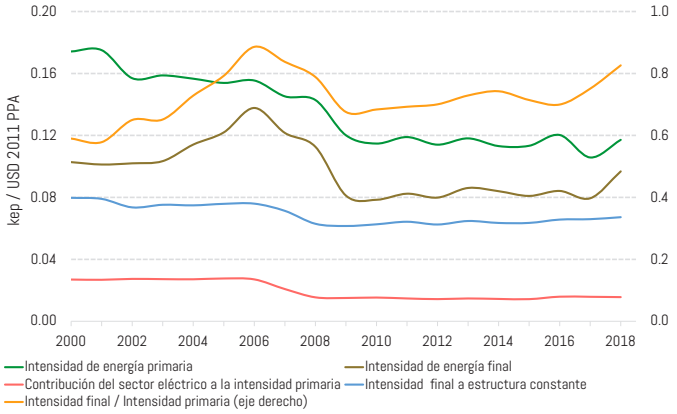
Consumo final del Sector Residencial



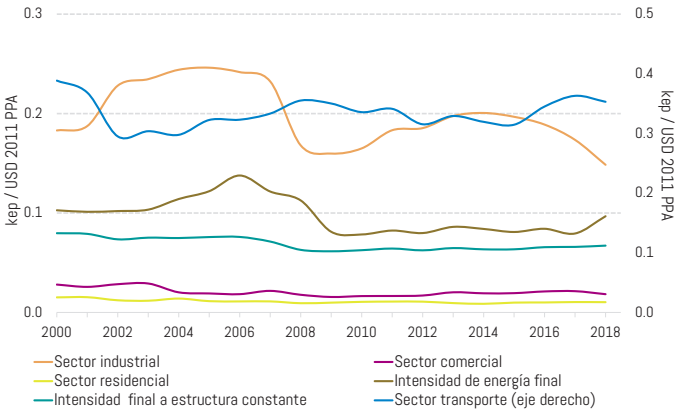
Consumo final per cápita Sector Residencial



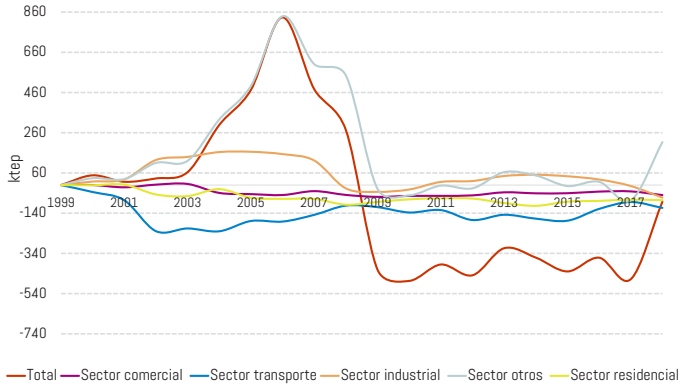
Intensidades energéticas



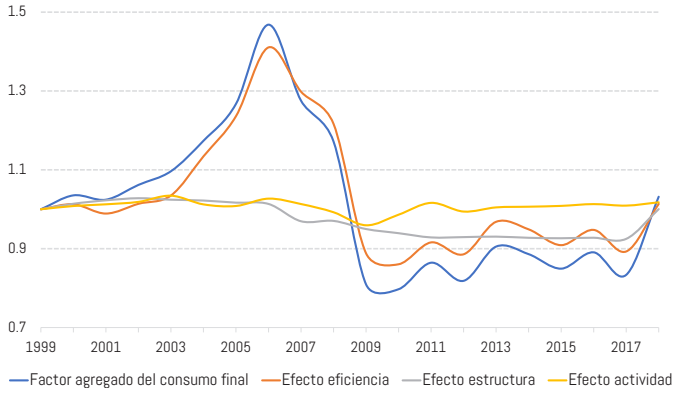
Intensidades energéticas sectoriales



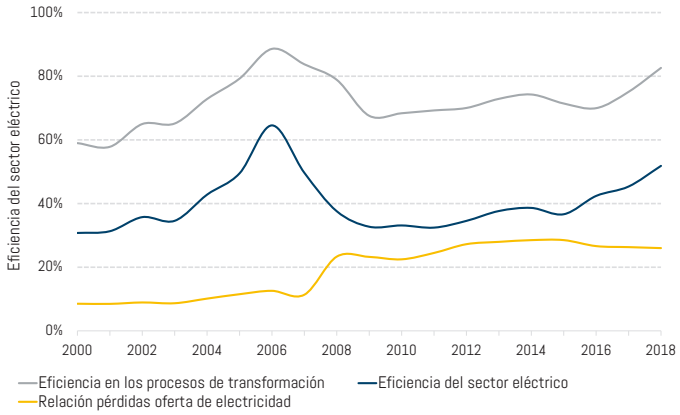
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



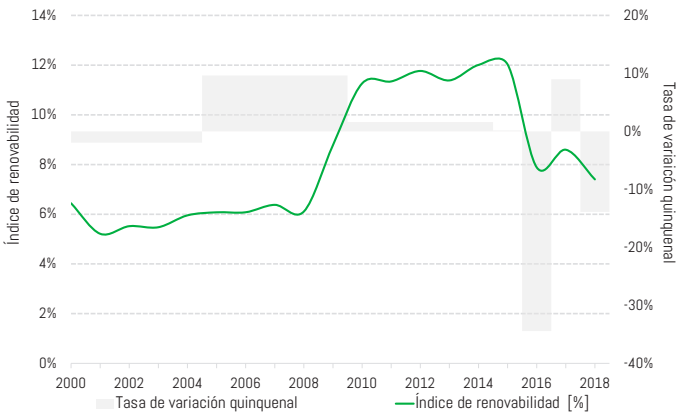
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



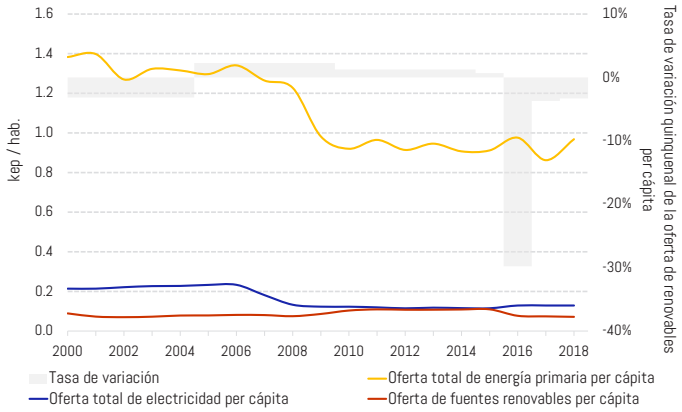
Eficiencia del sector eléctrico



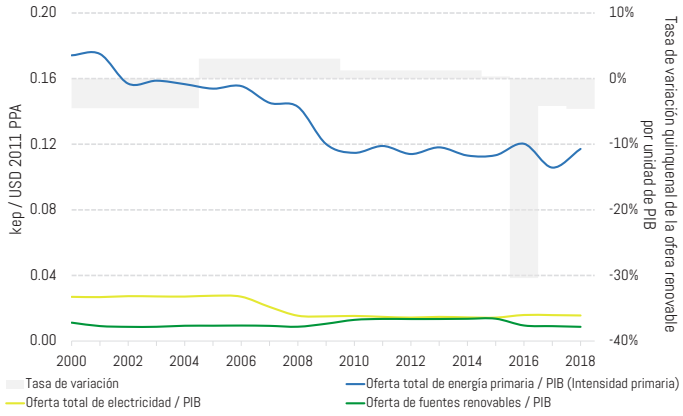
Índice de renovabilidad



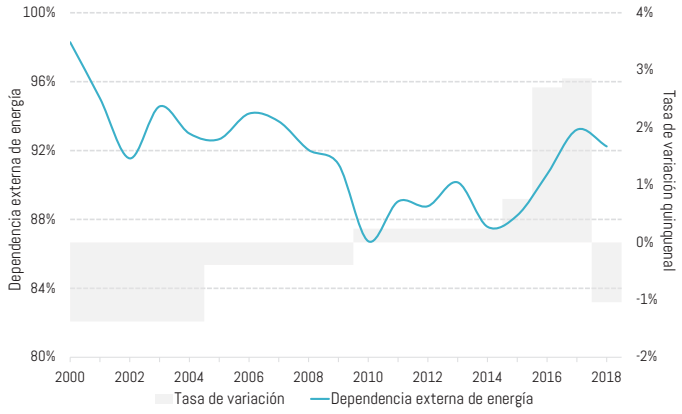
Oferta de energía per cápita



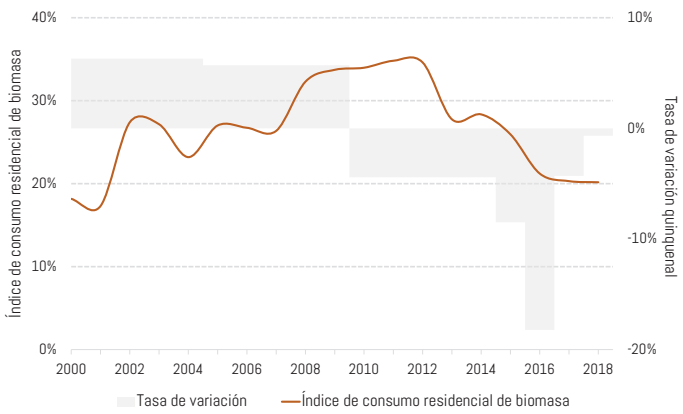
Ofertas de energía por unidad de PIB



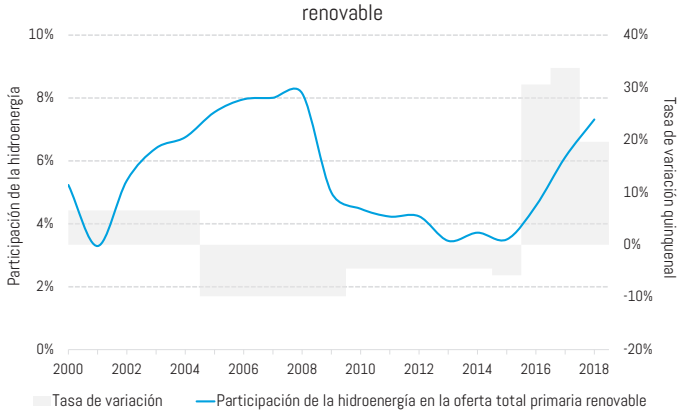
Dependencia externa de energía



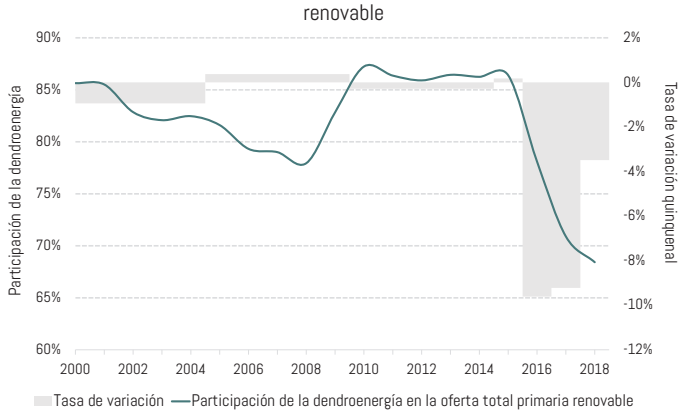
Índice de consumo residencial de biomasa



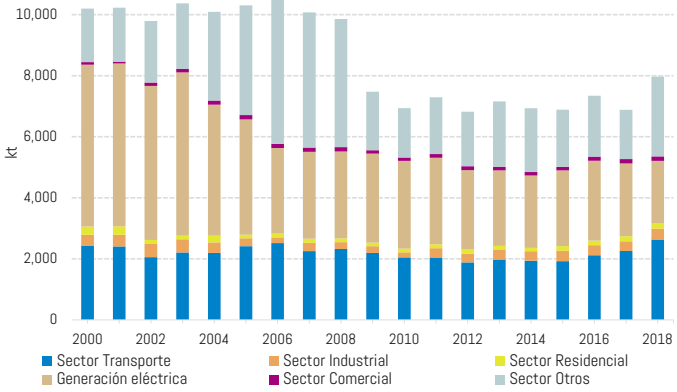
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



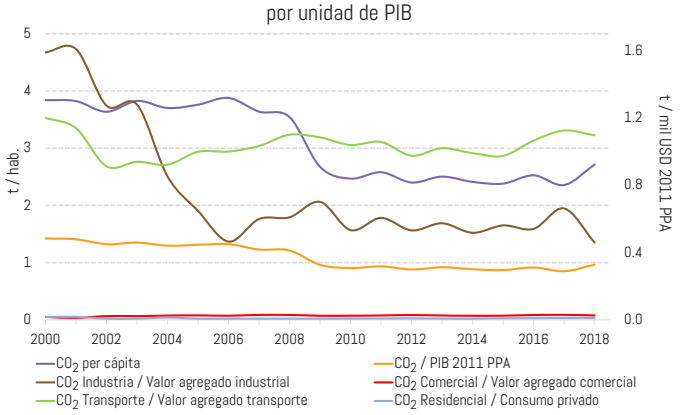
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



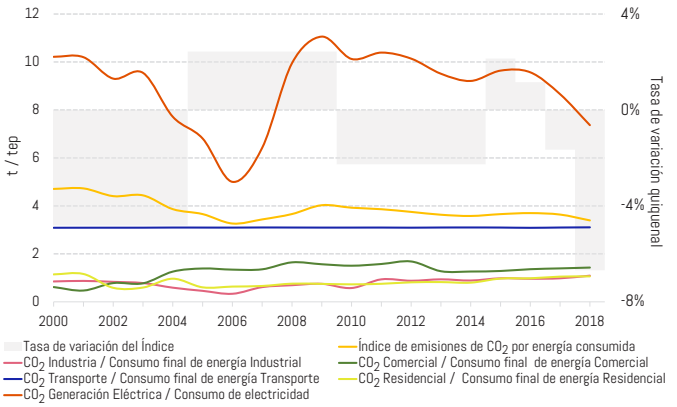
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



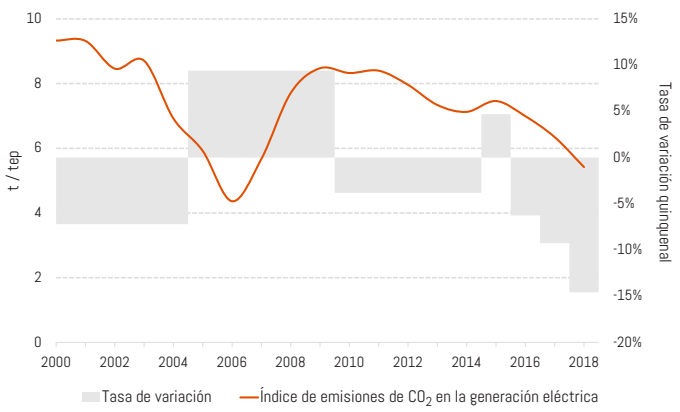
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



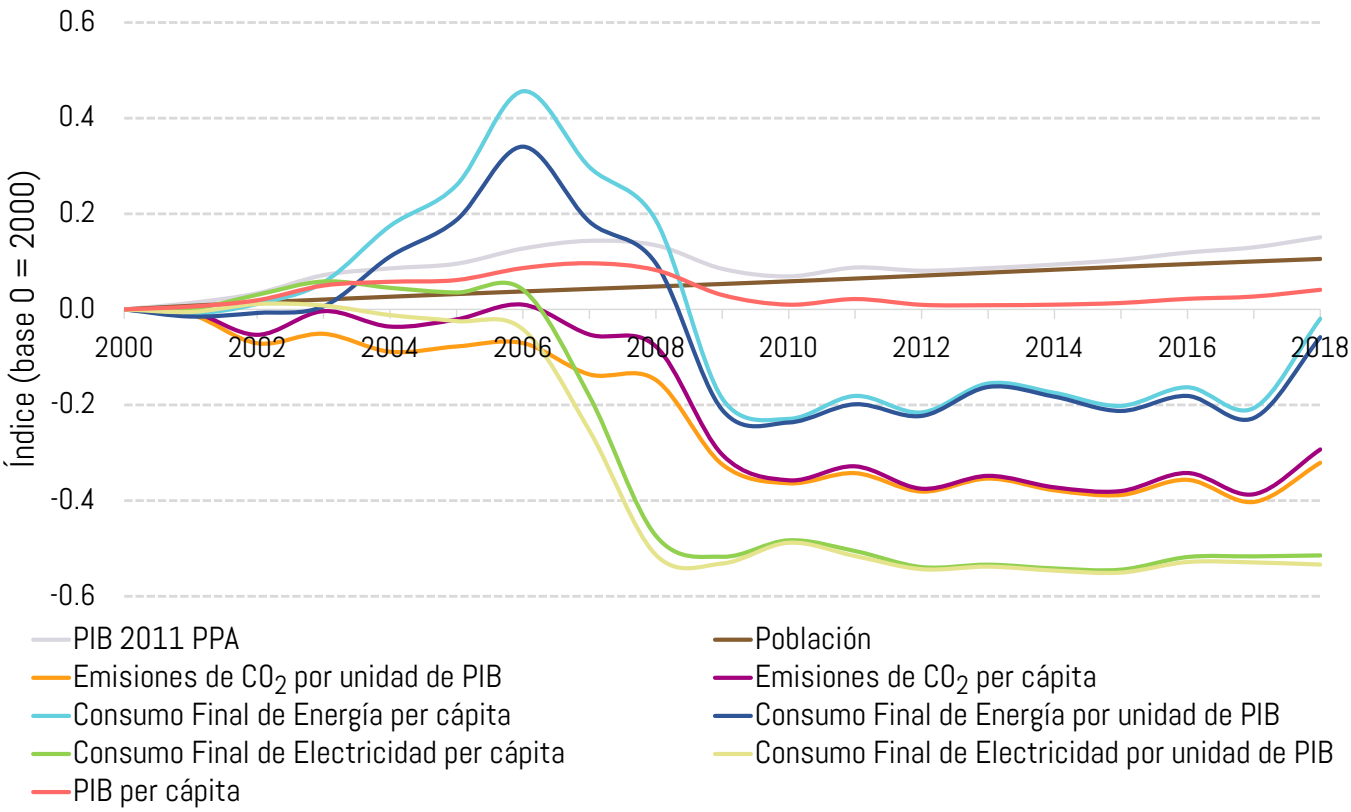
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

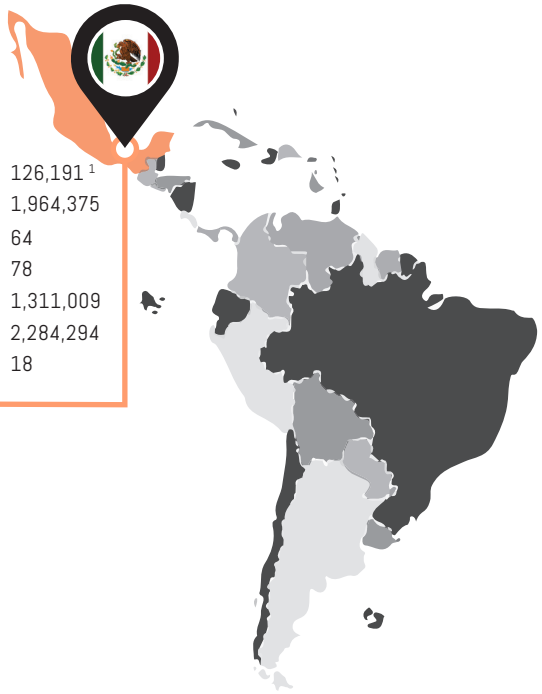


MÉXICO

Datos Generales 2018

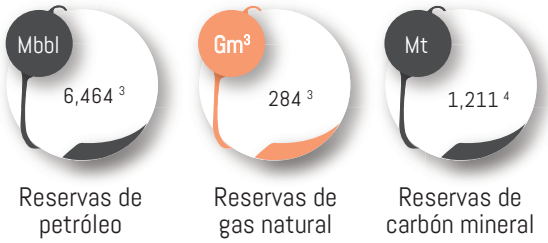


Población (mil hab.)	126,191 [1]
Superficie (km^2)	1,964,375
Densidad de población (hab. / km^2)	64
Población urbana (%)	78
PIB USD 2010 (MUSD)	1,311,009
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,284,294
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	18



Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 58.79
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 45.71
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 18.17
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 3.94
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 8.86

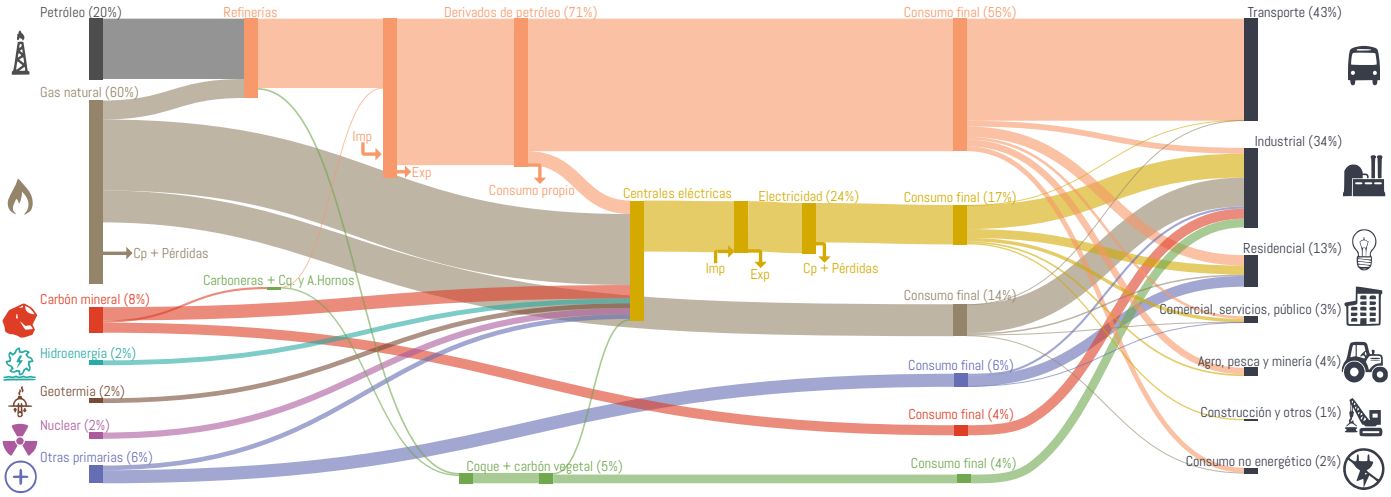


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

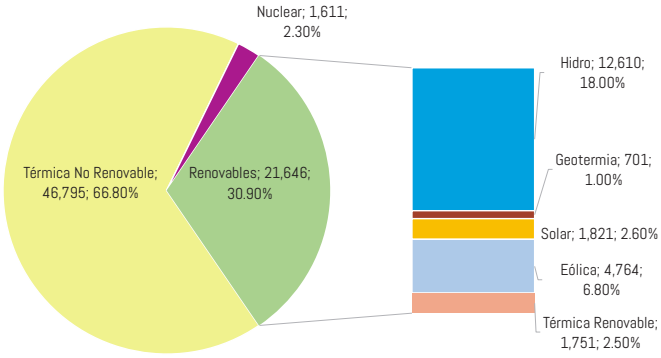
[1] Fuente CEPAL
[2] Comisión Federal de Electricidad - Informe Anual 2018
[3] Base de datos Institucional de Pemex y Comisión Nacional de Hidrocarburos
[4] BP Statistical Review of World Energy
Nota: Los datos de oferta y demanda para el año 2018 fueron estimados por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,090	1.07	98.75 [2]	223.24	186.18	109.61	71.36	135.46	1,640	70.05	0.10 / 0.06
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

Balance energético resumido 2018

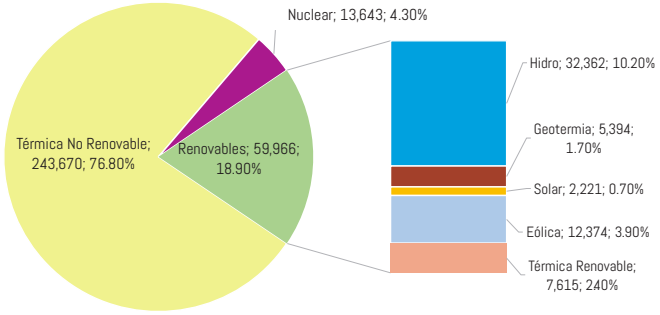


Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



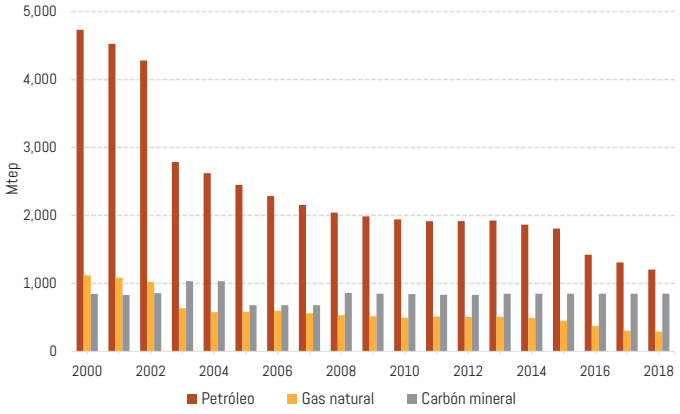
Fuente:SENER, PRODESEN 2019-2033

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018

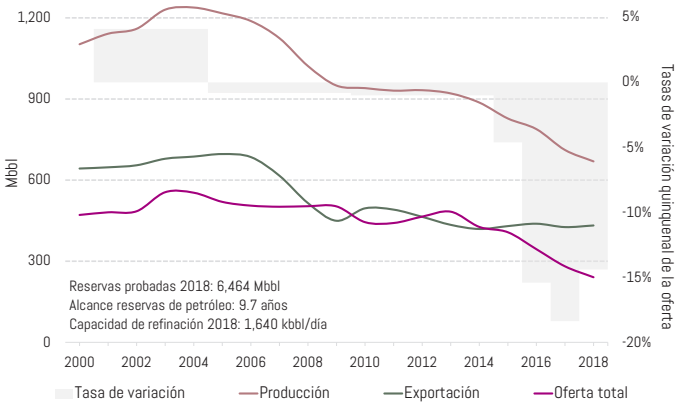


Fuente:SENER, PRODESEN 2019-2033

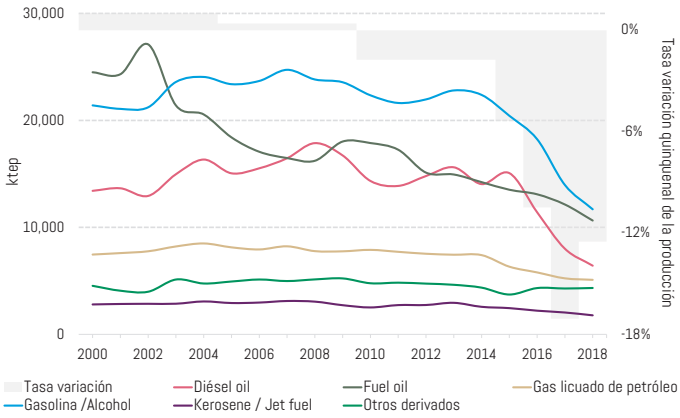
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



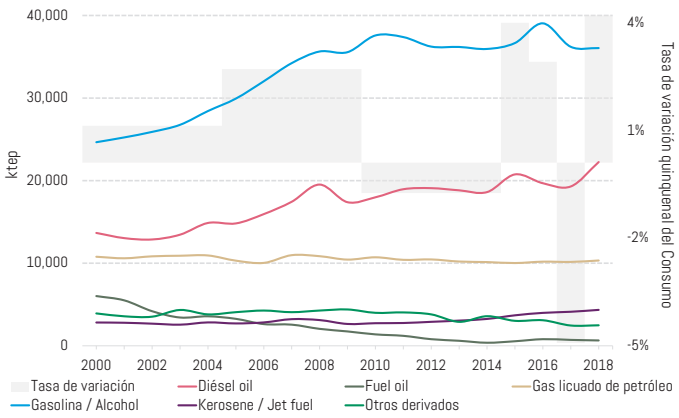
Oferta de petróleo



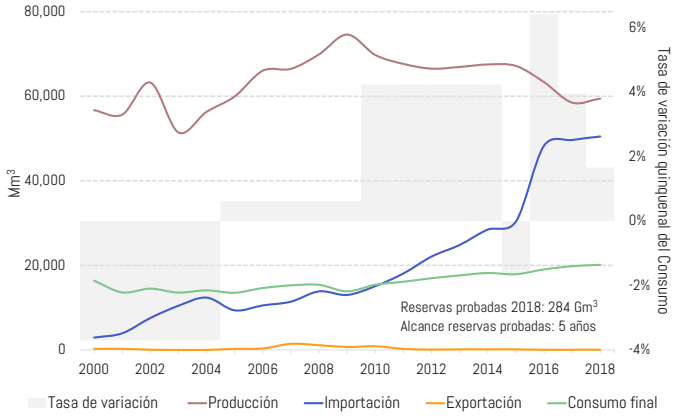
Producción derivados de petróleo



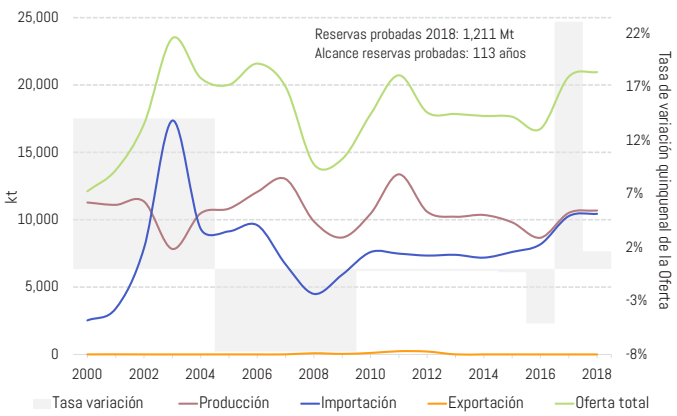
Consumo derivados de petróleo



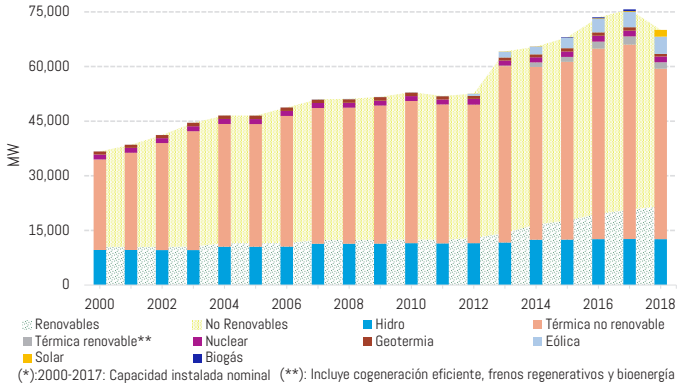
Oferta de gas natural



Oferta de carbón mineral

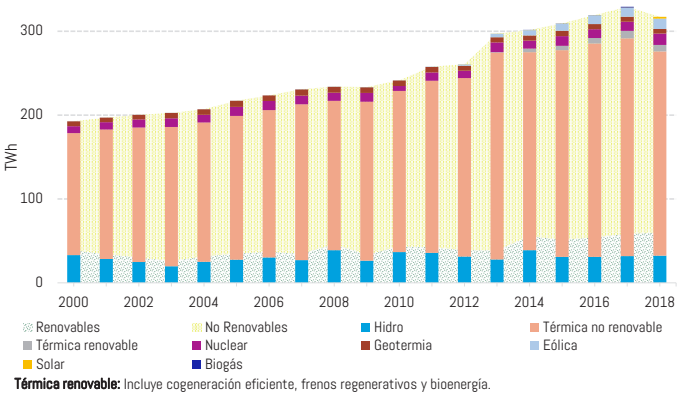


Capacidad instalada de generación eléctrica*



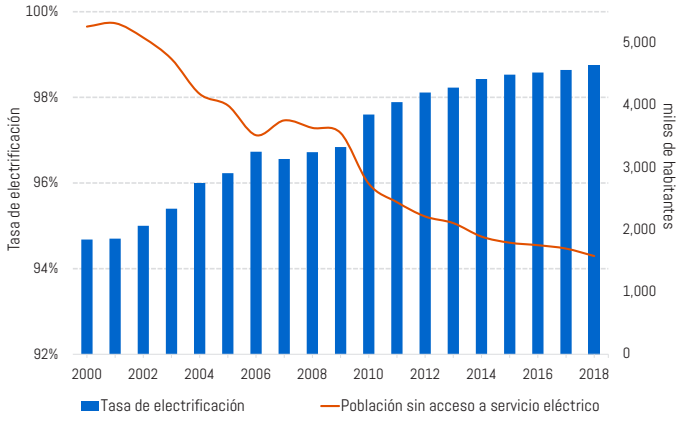
(*):2000-2017: Capacidad instalada nominal
(*):2018: Capacidad instada efectiva
(**): Incluye cogeneración eficiente, frenos regenerativos y bioenergía
Nota: A partir del 2013, los datos incluyen térmica renovable y biogás.

Generación eléctrica

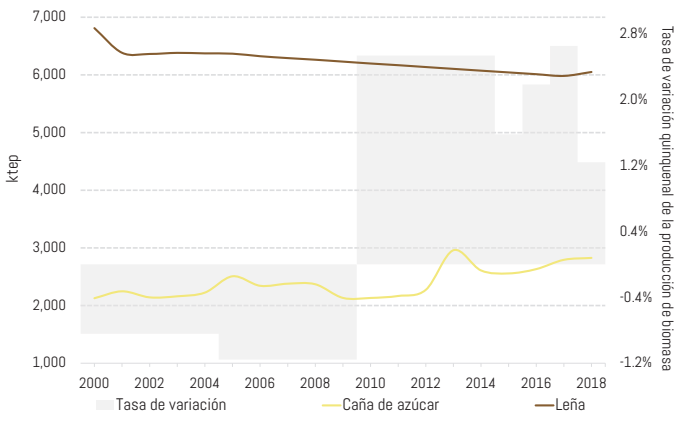


Térmica renovable: Incluye cogeneración eficiente, frenos regenerativos y bioenergía.
Nota: A partir del 2013, los datos incluyen térmica renovable y biogás.

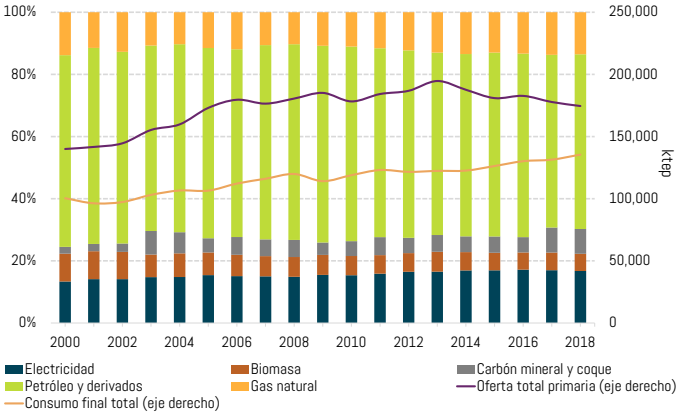
Tasa de electrificación



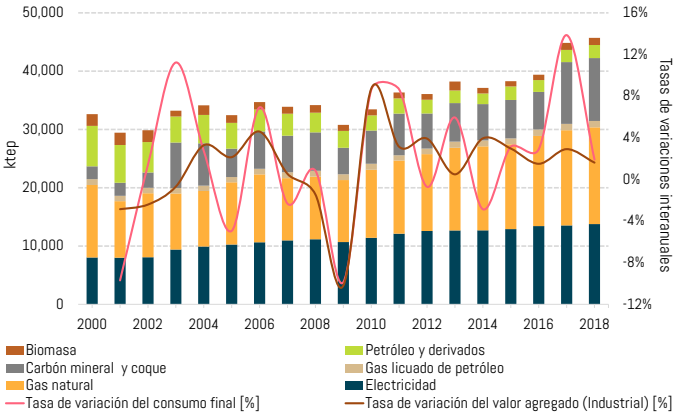
Producción de biomasa y biocombustibles



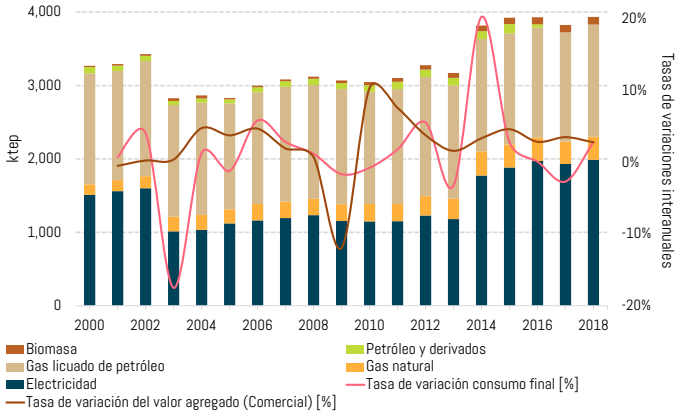
Consumo final de energía por fuente de energía



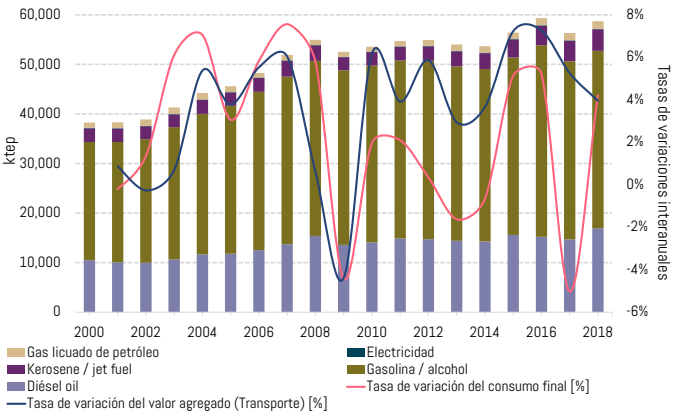
Consumo final del Sector Industrial



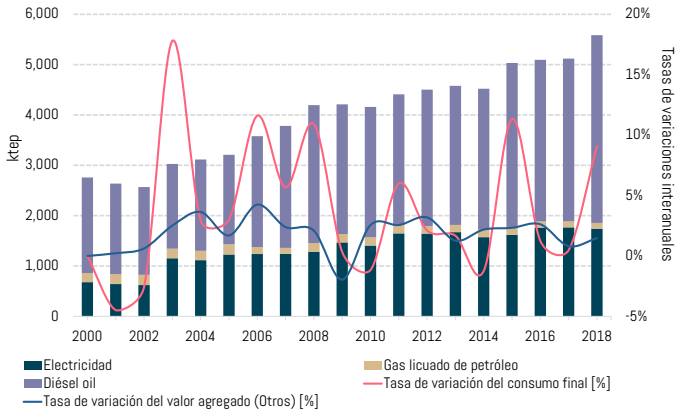
Consumo final del Sector Comercial



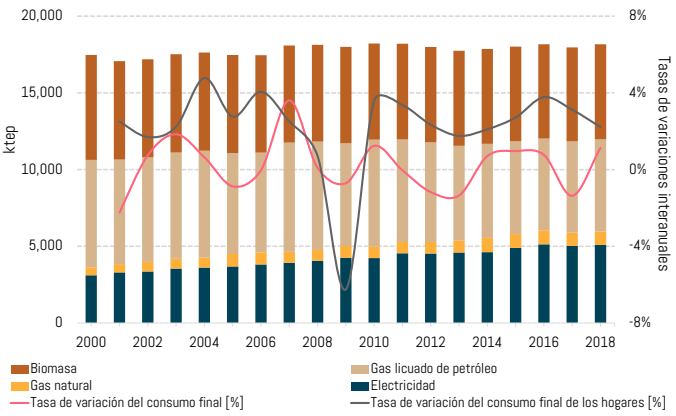
Consumo final del Sector Transporte



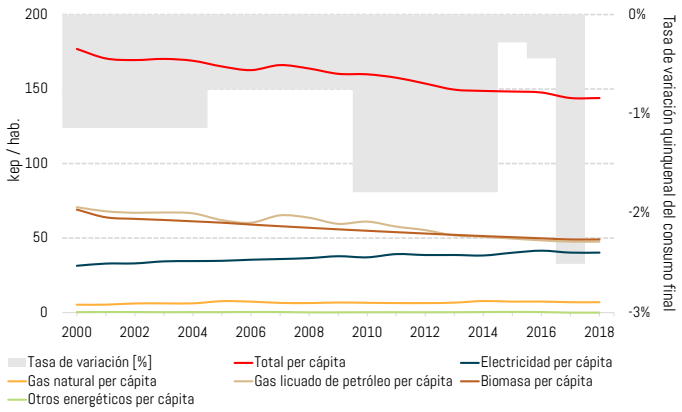
Consumo final del Sector Otros



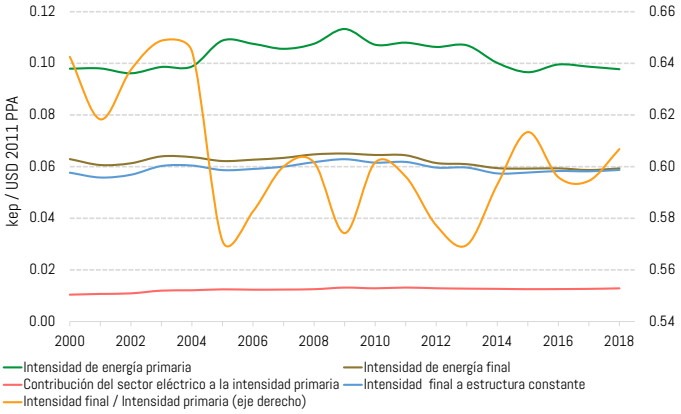
Consumo final del Sector Residencial



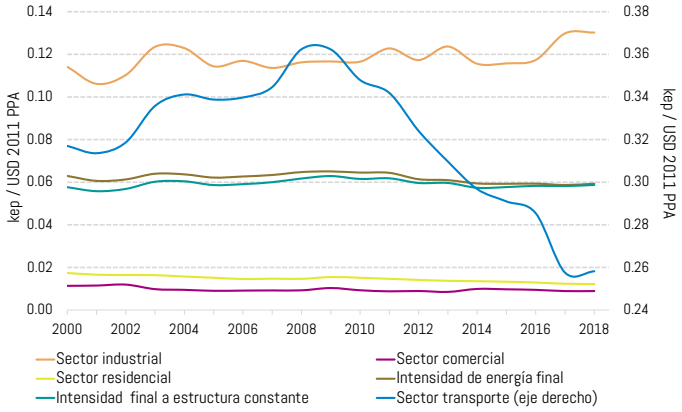
Consumo final per cápita Sector Residencial



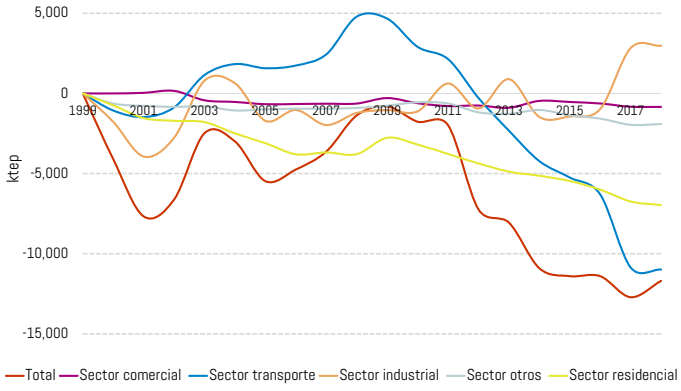
Intensidades energéticas



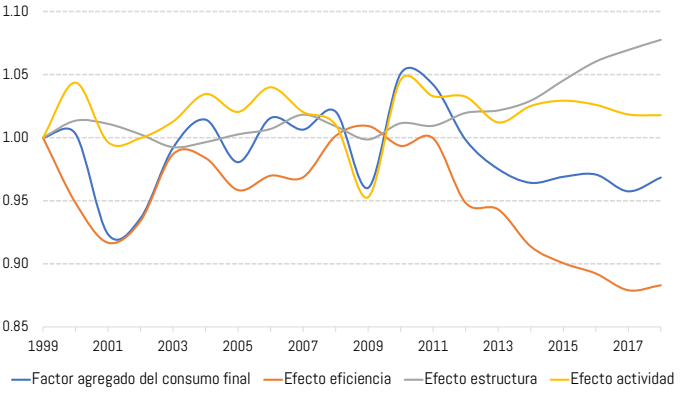
Intensidades energéticas sectoriales



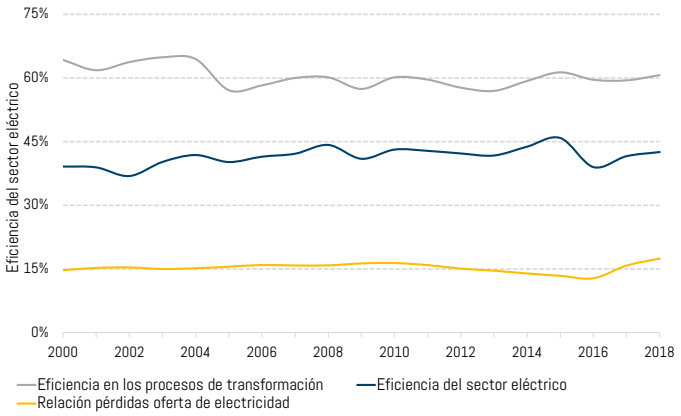
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



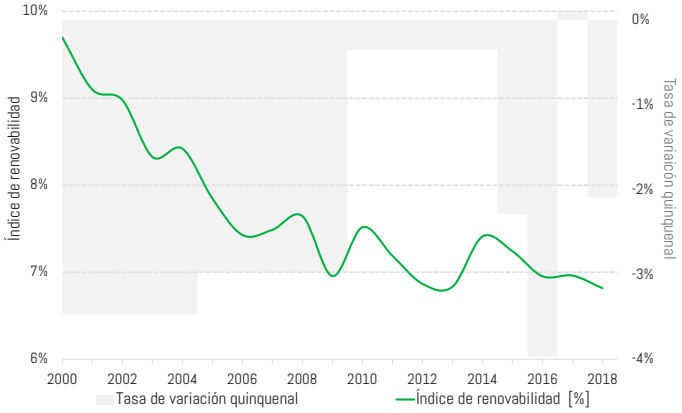
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



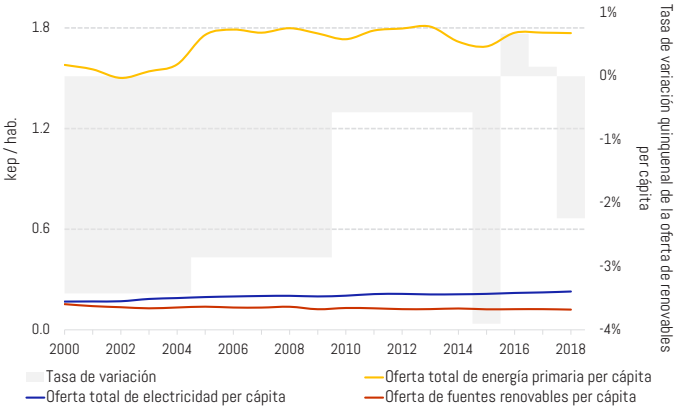
Eficiencia del sector eléctrico



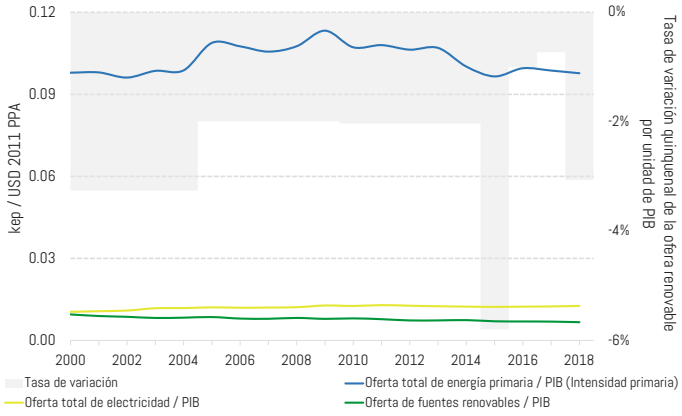
Índice de renovabilidad



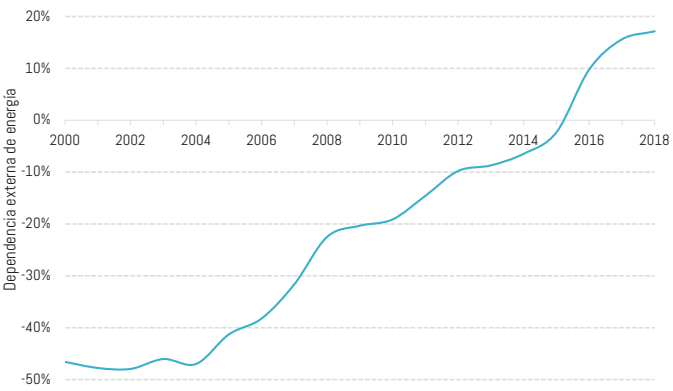
Oferta de energía per cápita



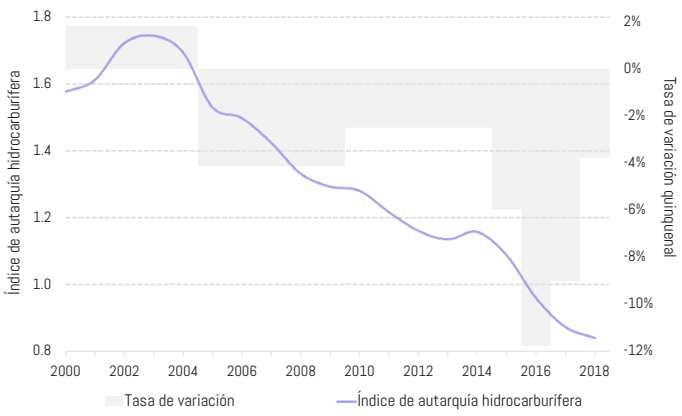
Ofertas de energía por unidad de PIB



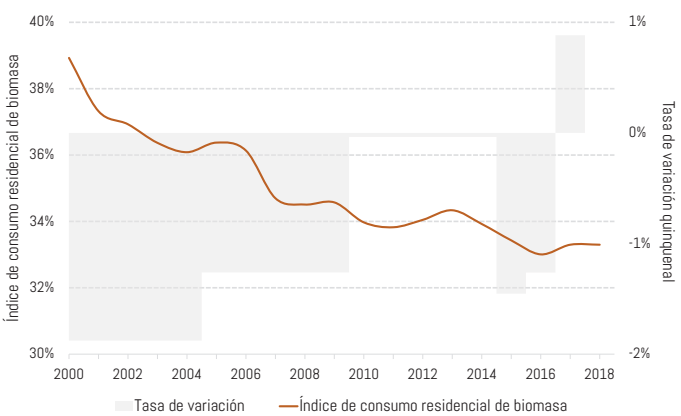
Dependencia externa de energía



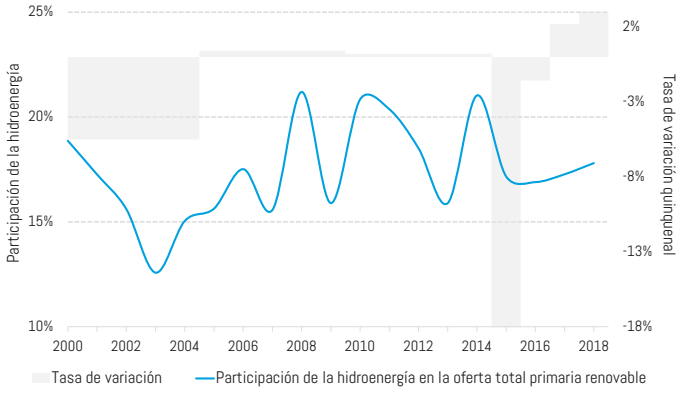
Índice de autarquía hidrocarburífera



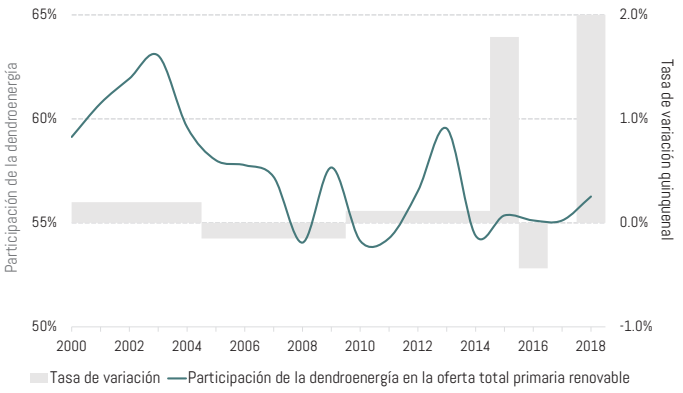
Índice de consumo residencial de biomasa



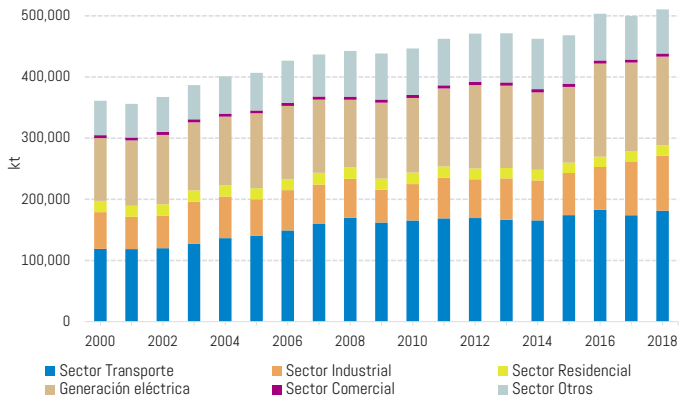
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



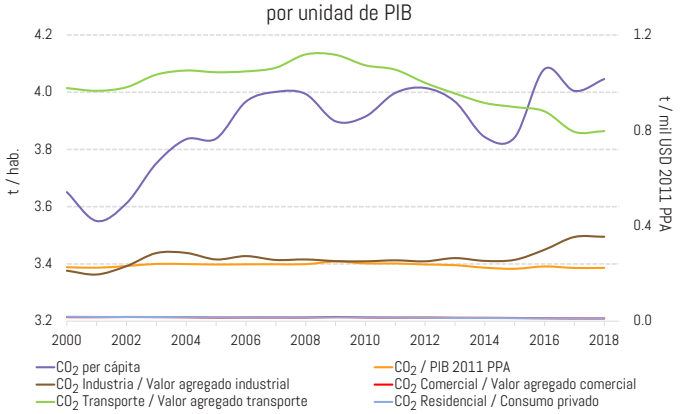
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



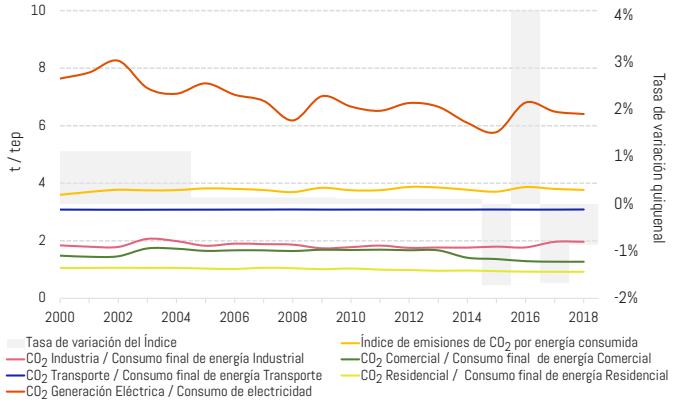
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



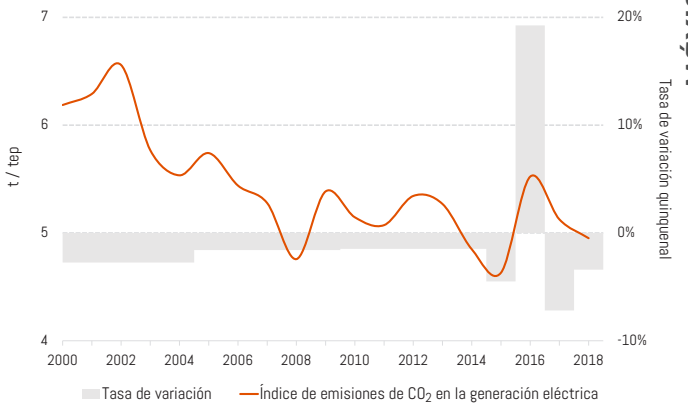
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



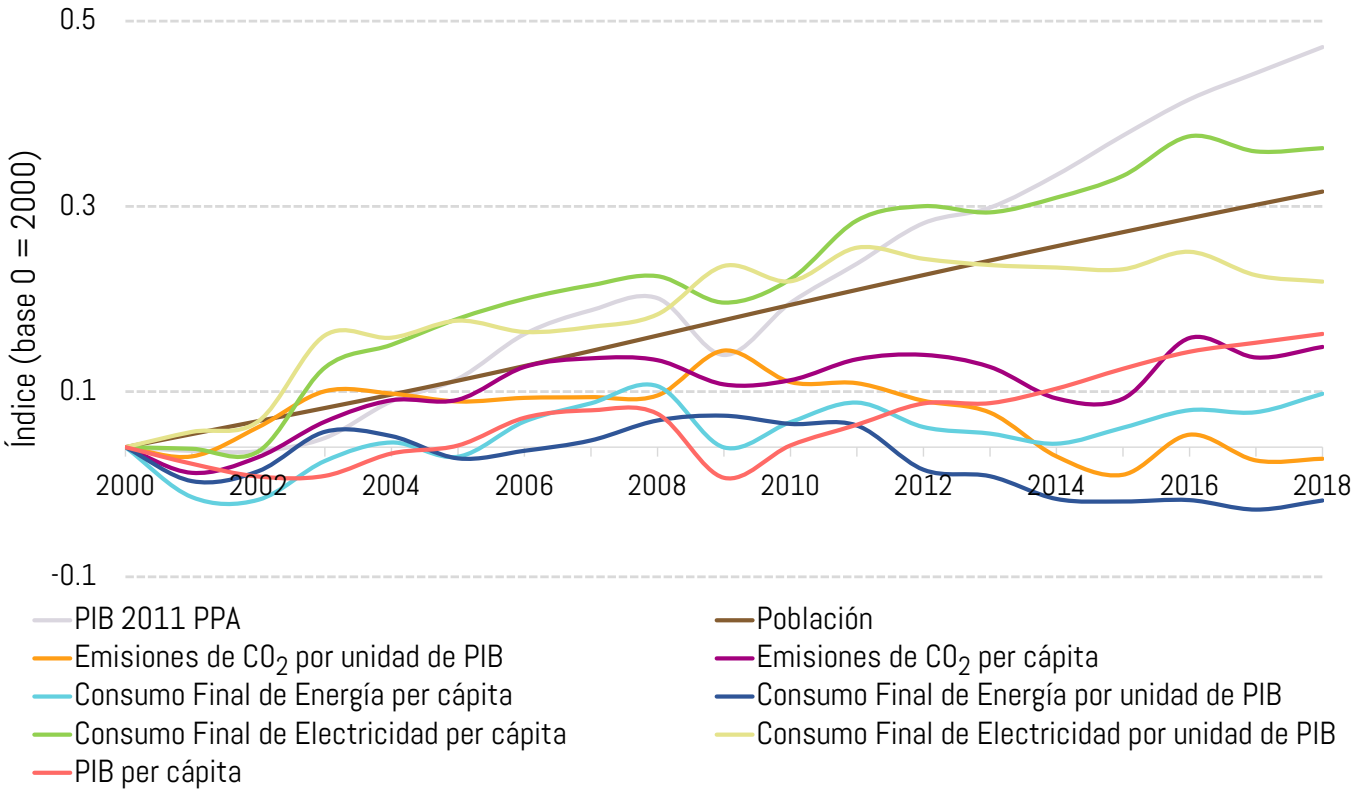
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



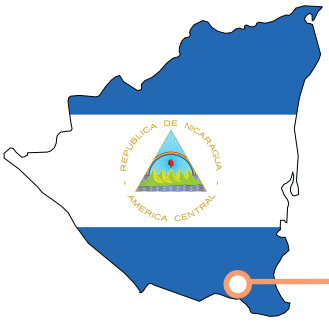
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

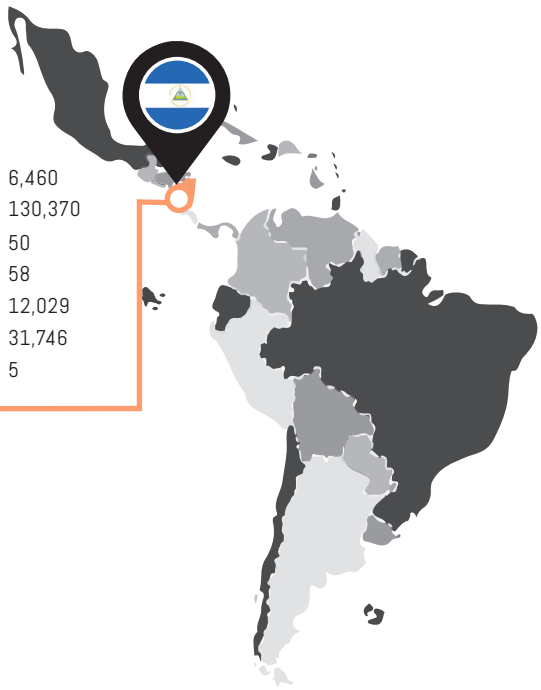


NICARAGUA



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	6,460
Superficie (km^2)	130,370
Densidad de población (hab. / km^2)	50
Población urbana (%)	58
PIB USD 2010 (MUSD)	12,029
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	31,746
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	5



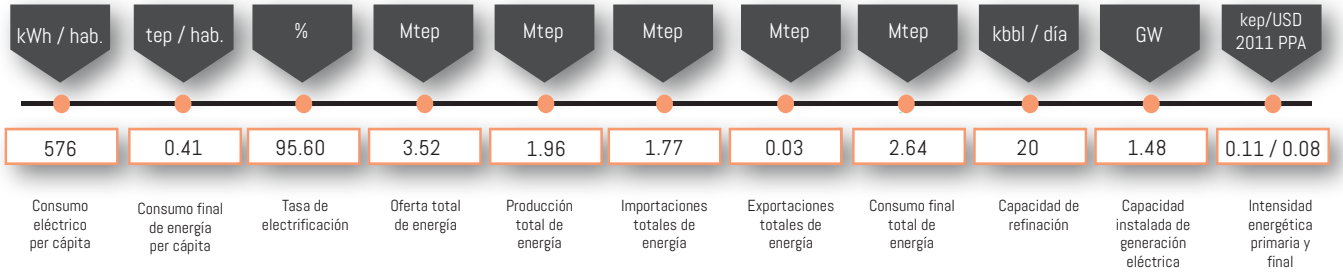
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.79
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.32
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.14
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.30
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.11

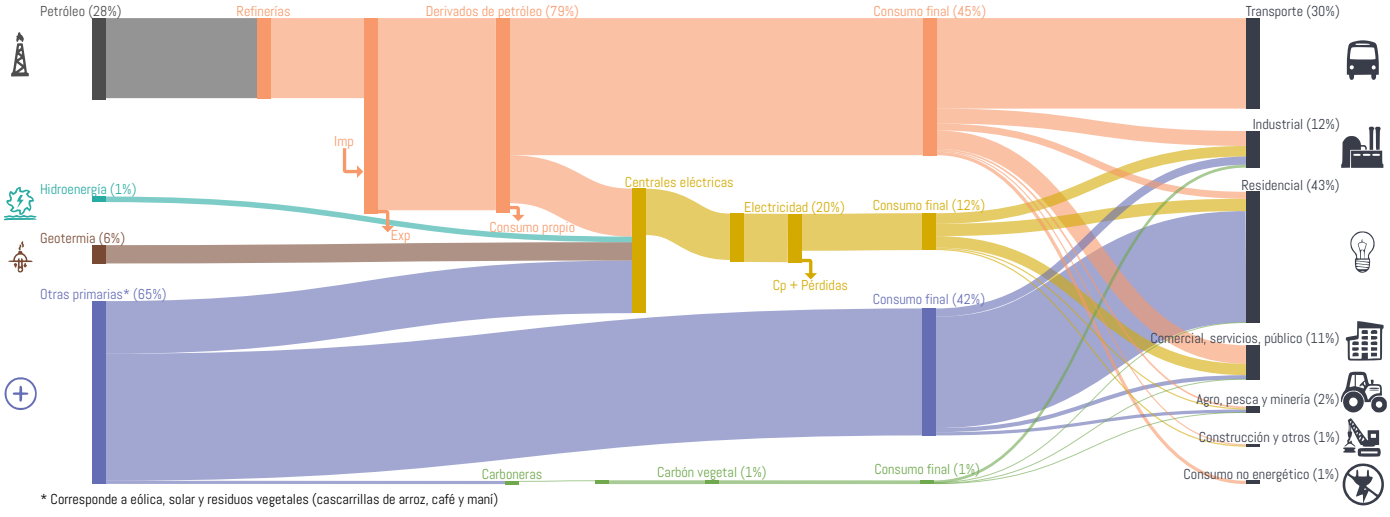


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

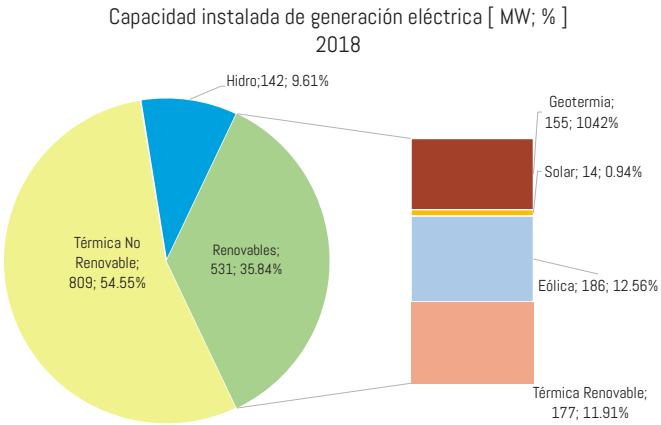
Nota: La información de oferta y demanda para el año 2018 en la presente publicación es preliminar y está sujeta a revisión por parte del país.

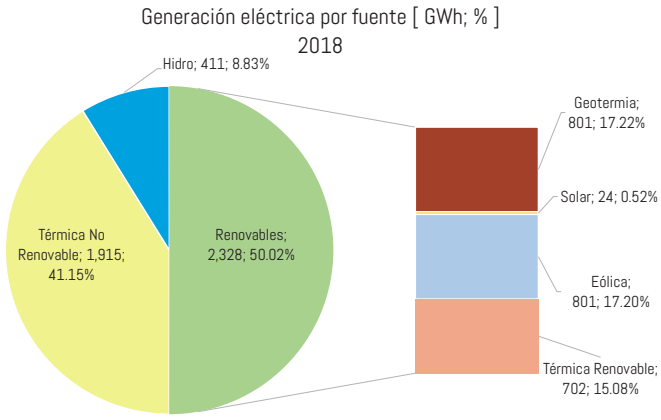


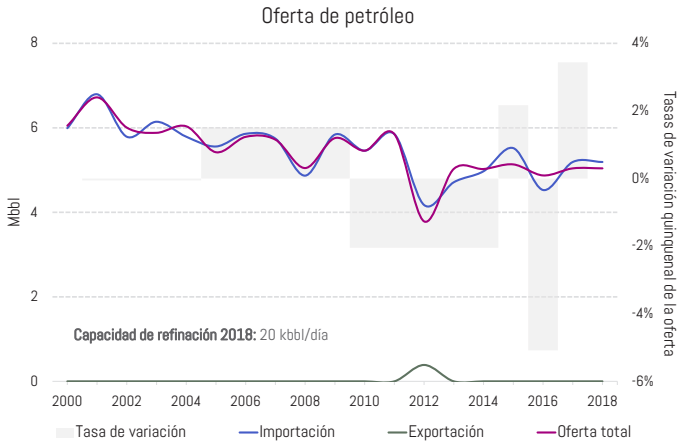
Balance energético resumido 2018

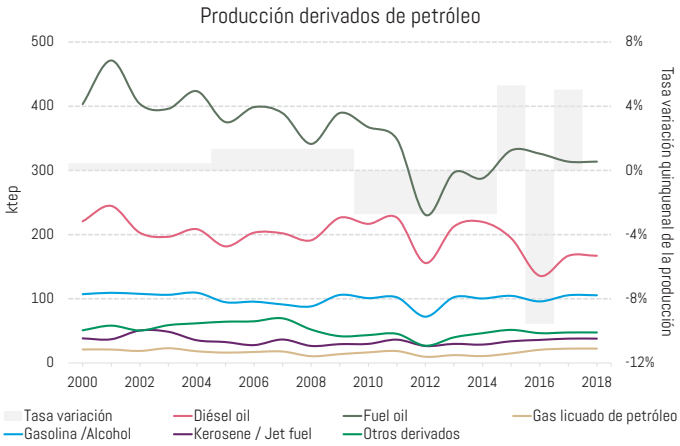


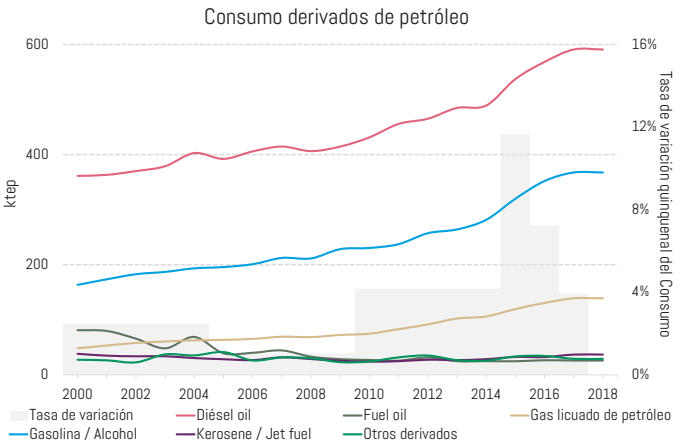
* Corresponde a eólica, solar y residuos vegetales (cascarrillas de arroz, café y maní)

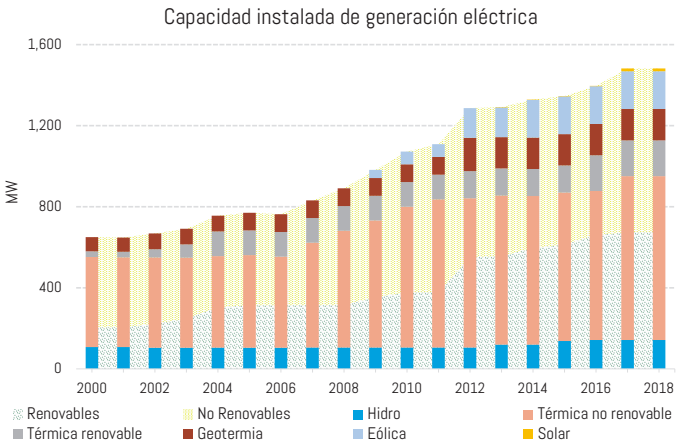

Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018
Hidro;142; 9.61%
Térmica No Renovable; 809; 54.55%
Renovables; 531; 35.84%
Geotermia; 155; 10.42%
Solar; 14; 0.94%
Eólica; 186; 12.56%
Térmica Renovable; 177; 11.91%


Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018
Hidro; 411; 8.83%
Térmica No Renovable; 1,915; 41.15%
Renovables; 2,328; 50.02%
Geotermia; 801; 17.22%
Solar; 24; 0.52%
Eólica; 801; 17.20%
Térmica Renovable; 702; 15.08%

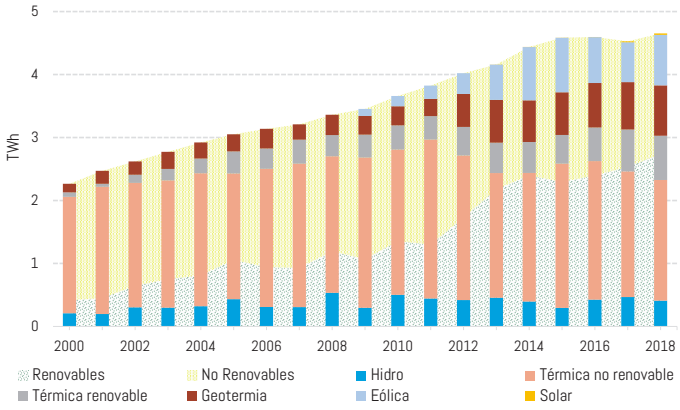

Oferta de petróleo
Mbbl
Tasas de variación quinquenal de la oferta
Capacidad de refinación 2018: 20 kbbl/día
Tasa de variación
Importación
Exportación
Oferta total


Producción derivados de petróleo
ktep
Tasa variación quinquenal de la producción
Tasa variación
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina /Alcohol
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

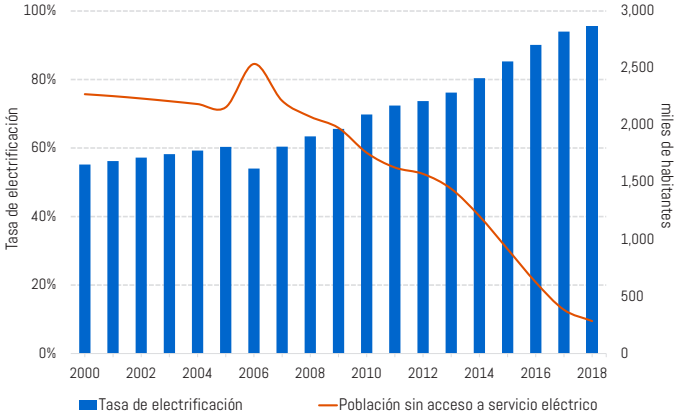

Consumo derivados de petróleo
ktep
Tasa de variación quinquenal del Consumo
Tasa de variación
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina / Alcohol
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados


Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Geotermia
Eólica
Solar

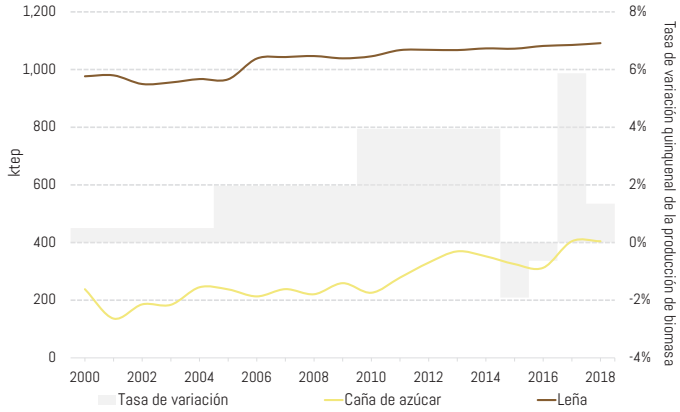
Generación eléctrica



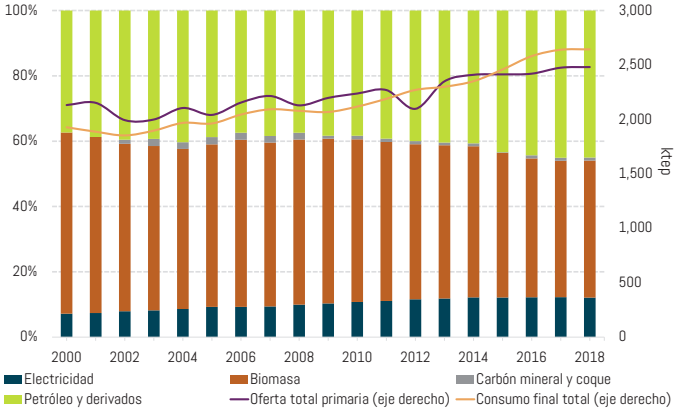
Tasa de electrificación



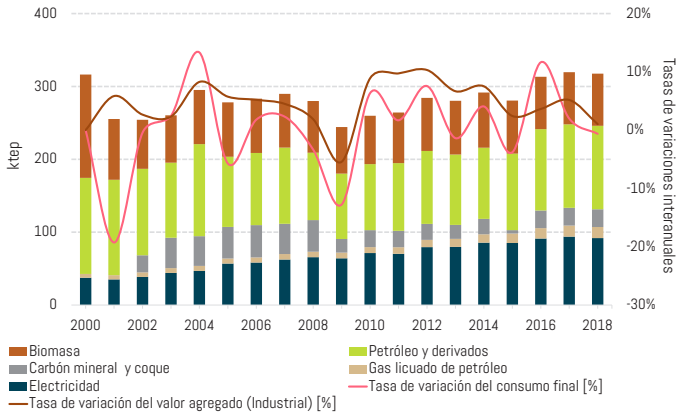
Producción de biomasa



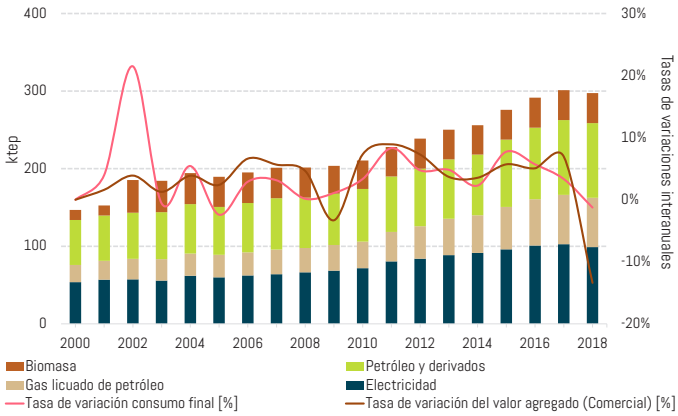
Consumo final de energía por fuente de energía



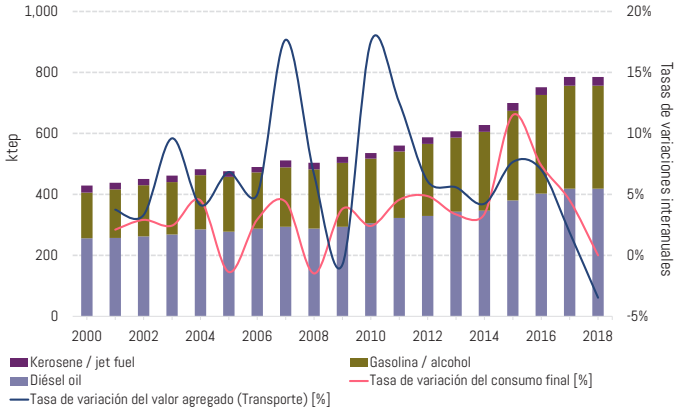
Consumo final del Sector Industrial



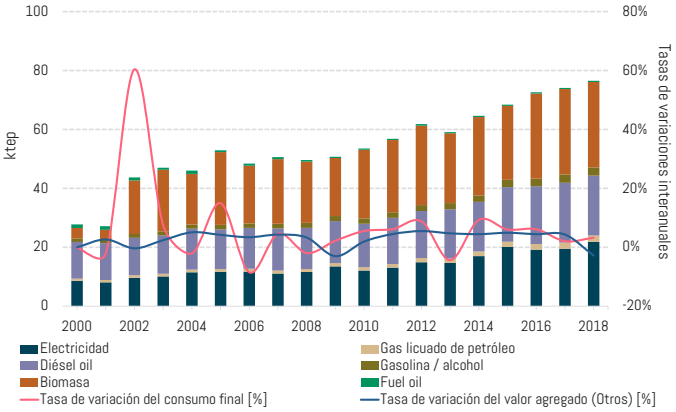
Consumo final del Sector Comercial



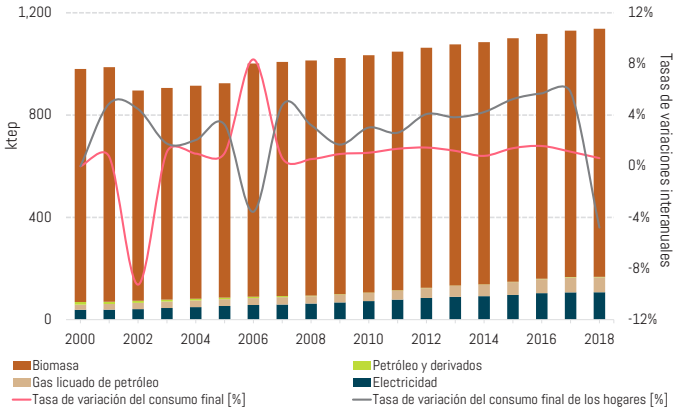
Consumo final del Sector Transporte



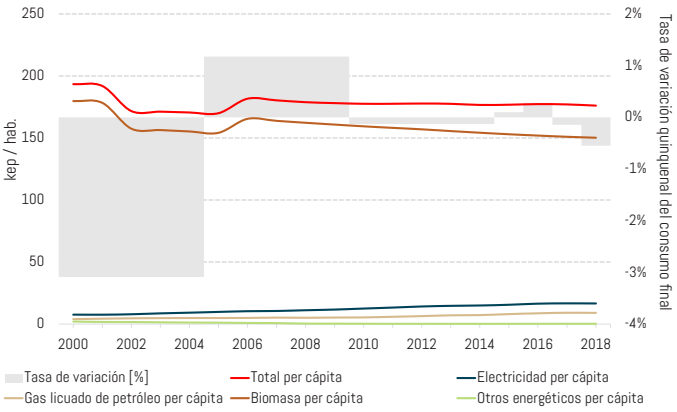
Consumo final del Sector Otros



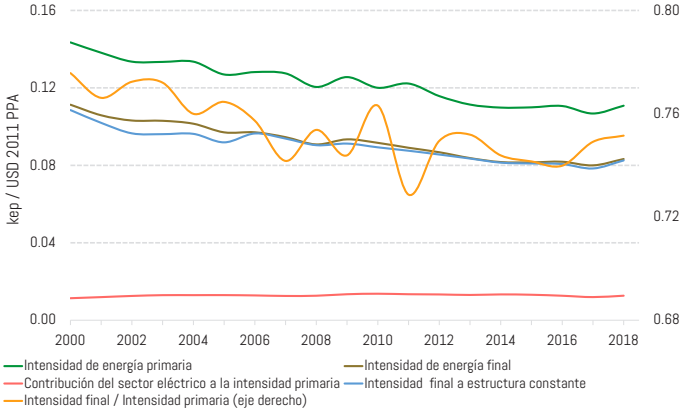
Consumo final del Sector Residencial



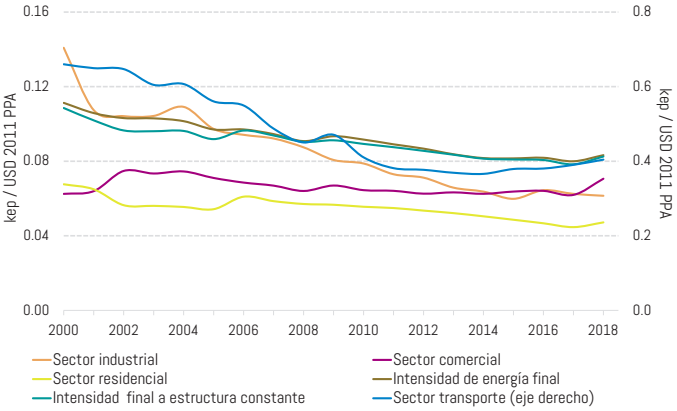
Consumo final per cápita Sector Residencial



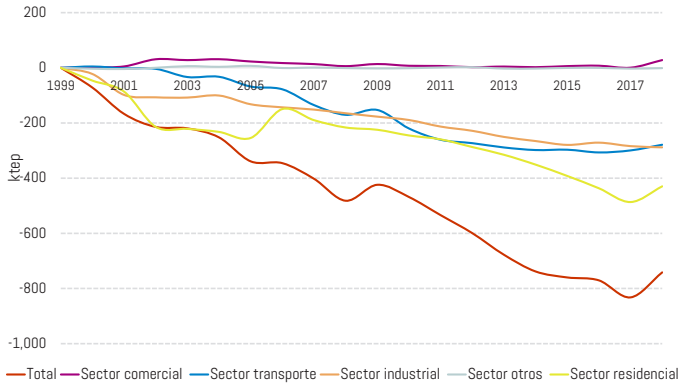
Intensidades energéticas



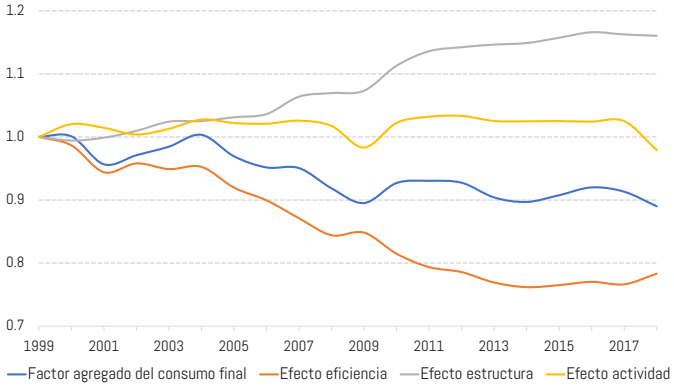
Intensidades energéticas sectoriales



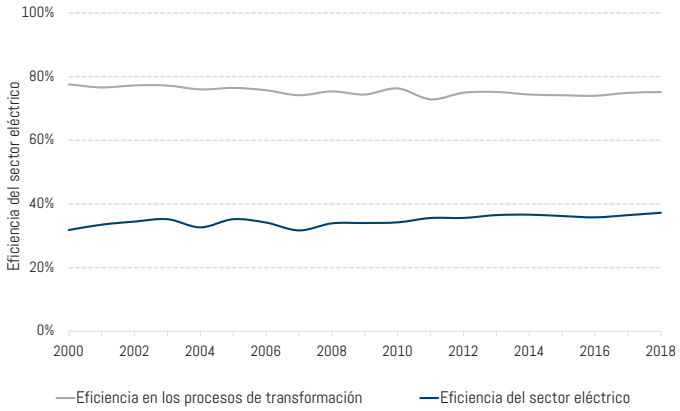
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



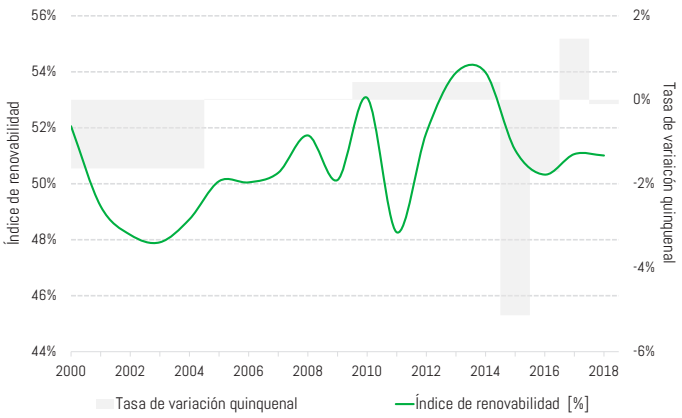
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



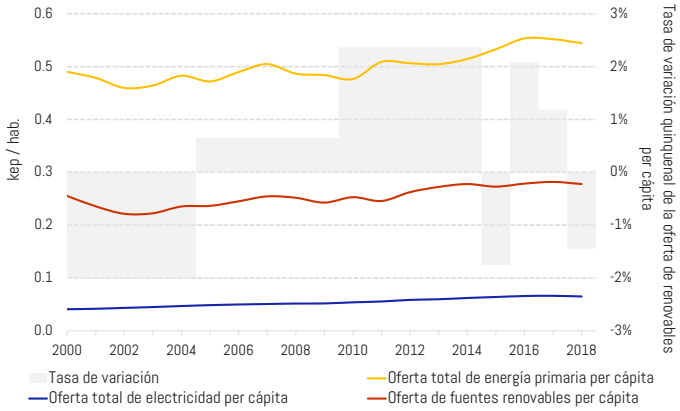
Eficiencia del sector eléctrico



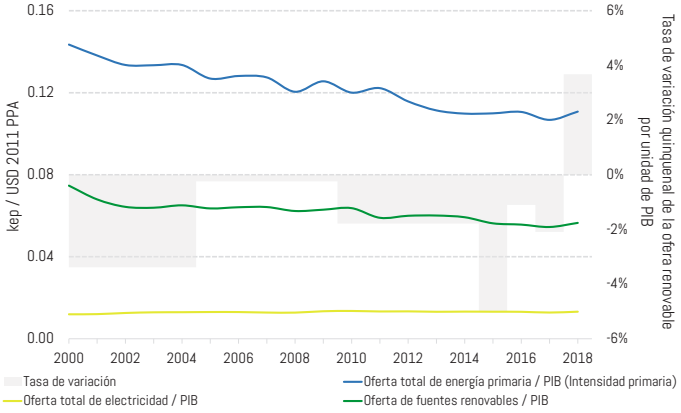
Índice de renovabilidad



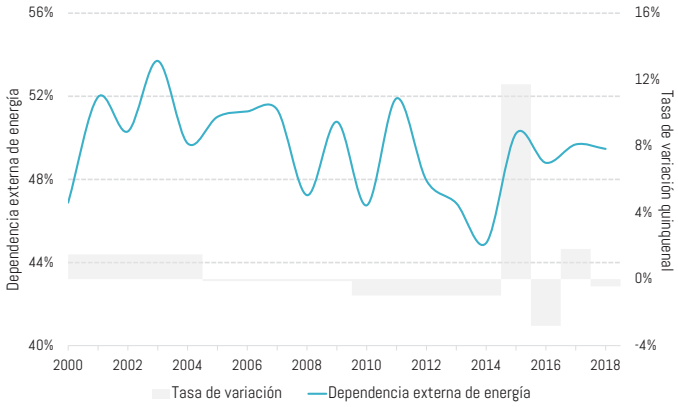
Oferta de energía per cápita



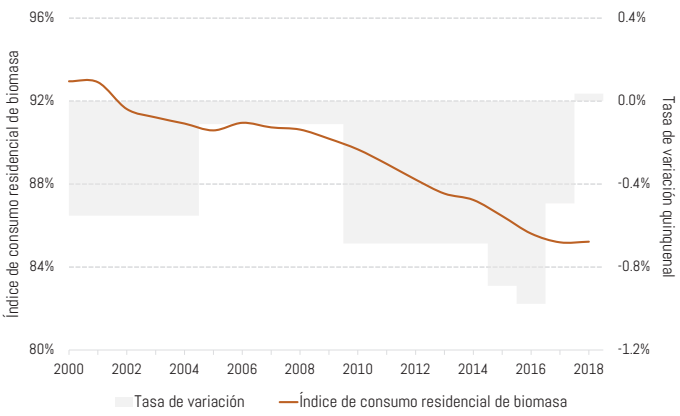
Ofertas de energía por unidad de PIB



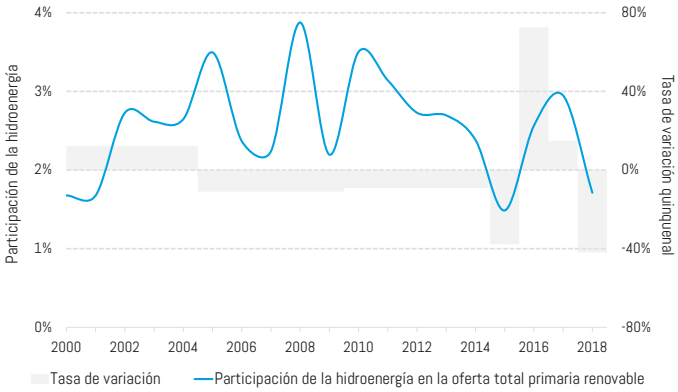
Dependencia externa de energía



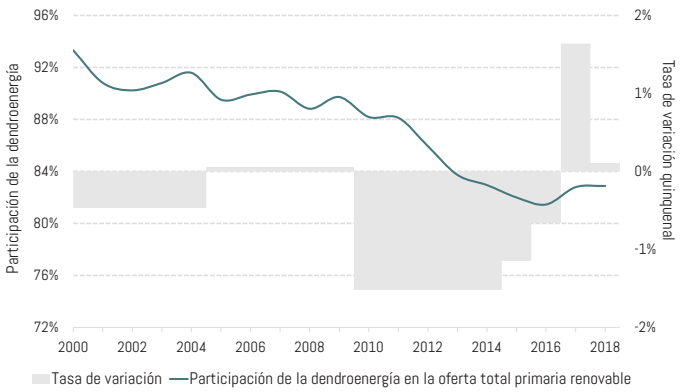
Índice de consumo residencial de biomasa



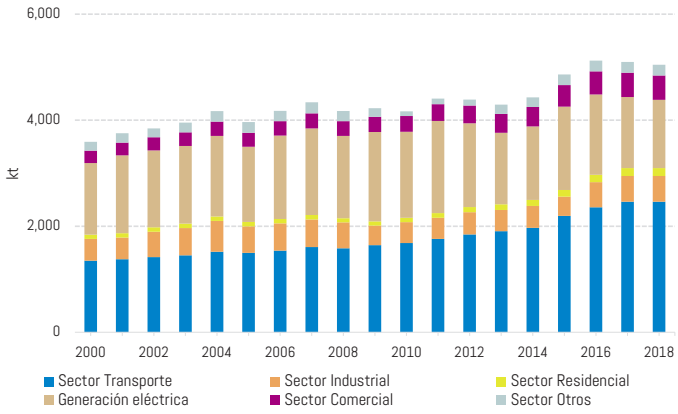
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



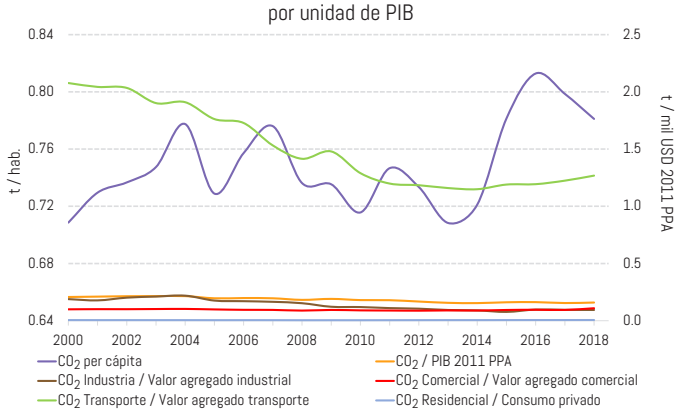
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

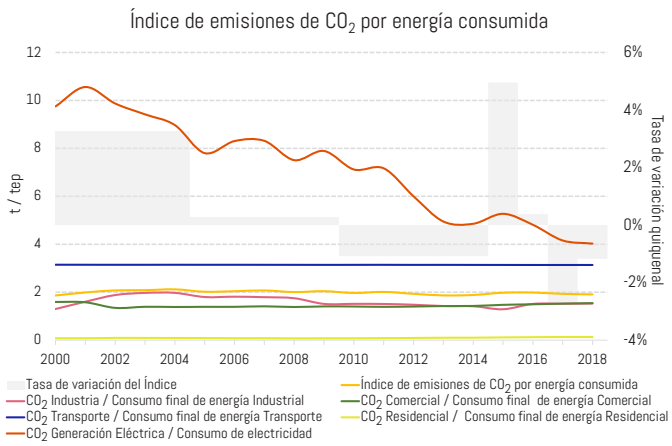


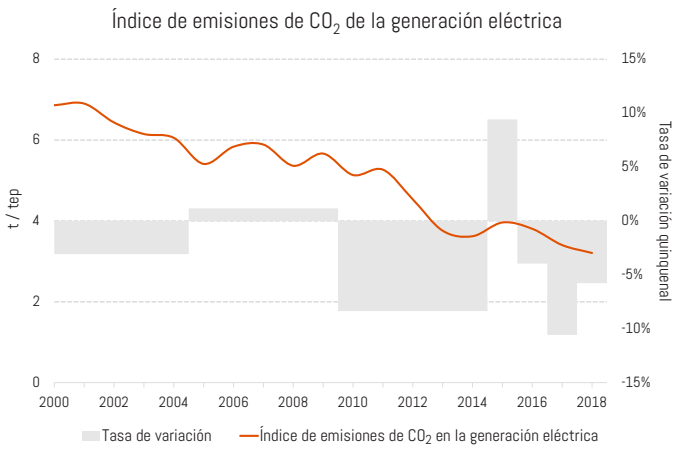
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



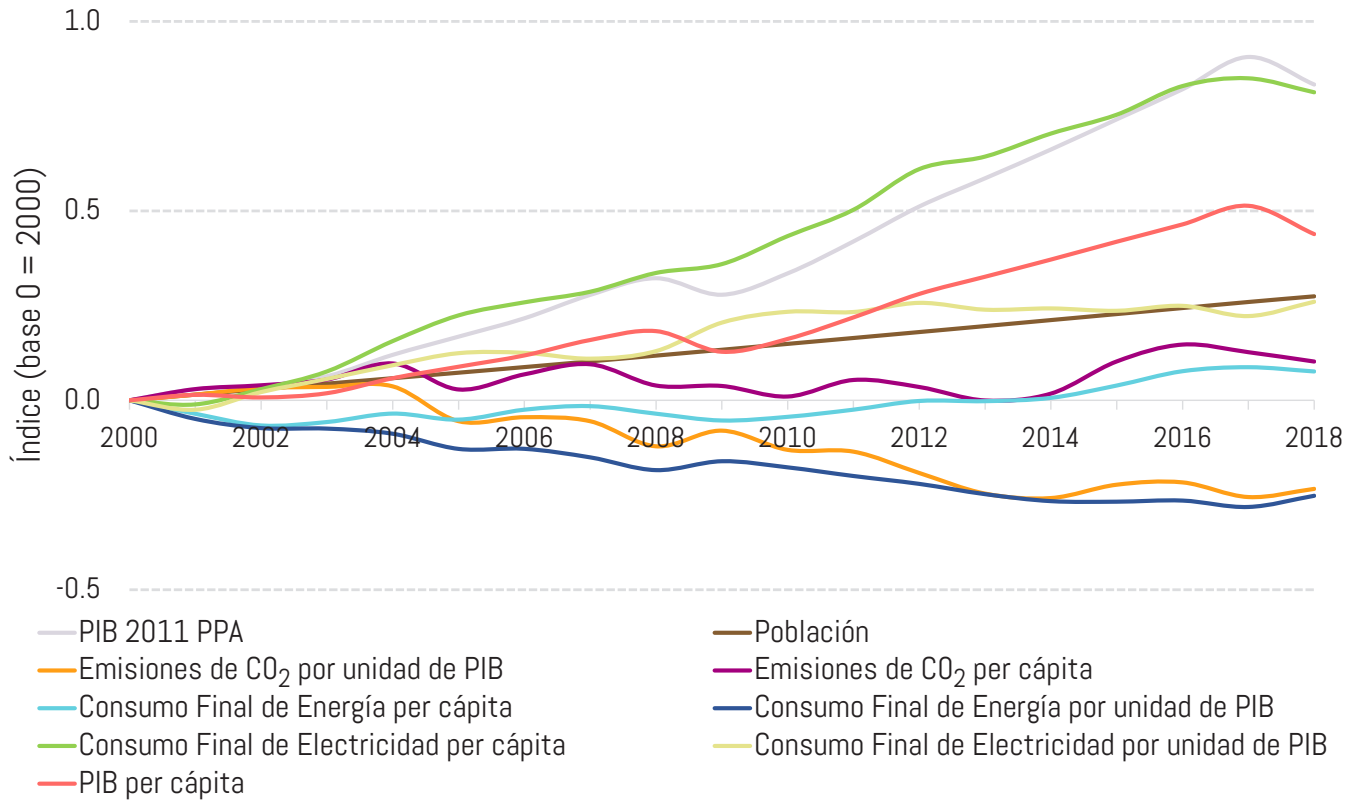
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



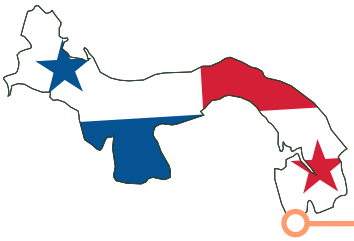




Resumen de los principales indicadores

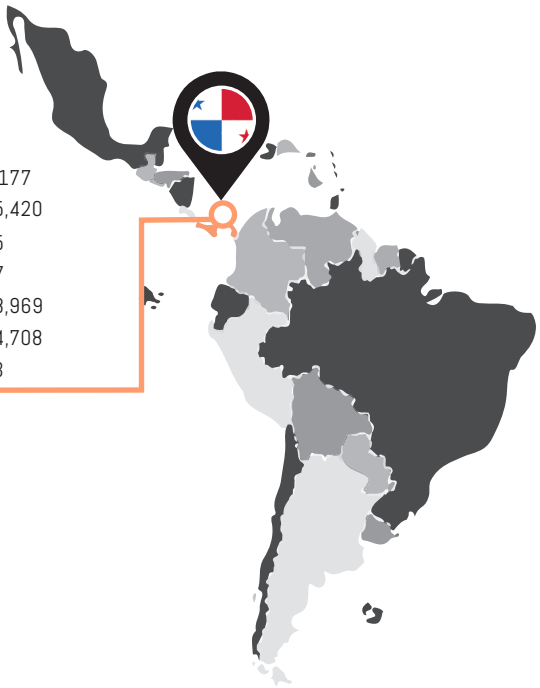


PANAMÁ



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	4,177
Superficie (km^2)	75,420
Densidad de población (hab. / km^2)	55
Población urbana (%)	67
PIB USD 2010 (MUSD)	48,969
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	94,708
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	23

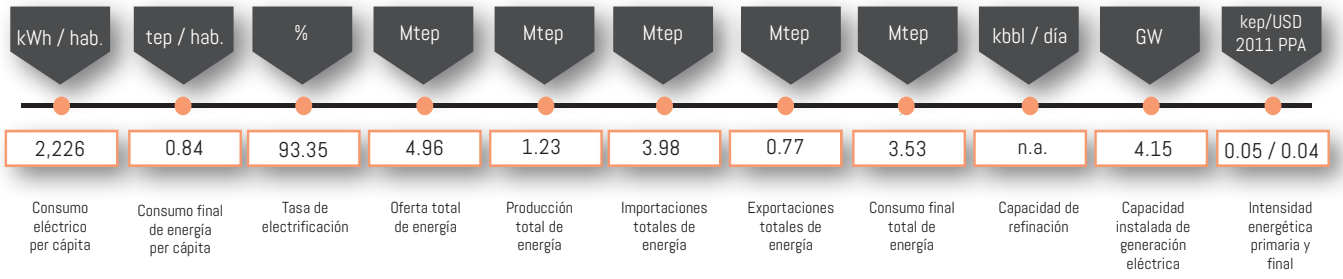


Sector Energético

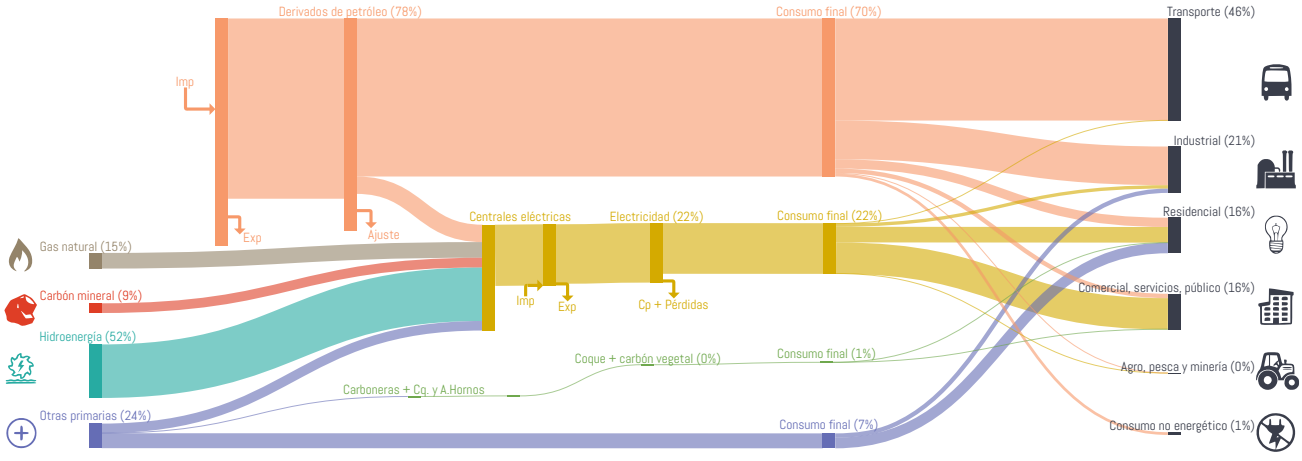
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.61
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.73
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.56
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.56
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.06



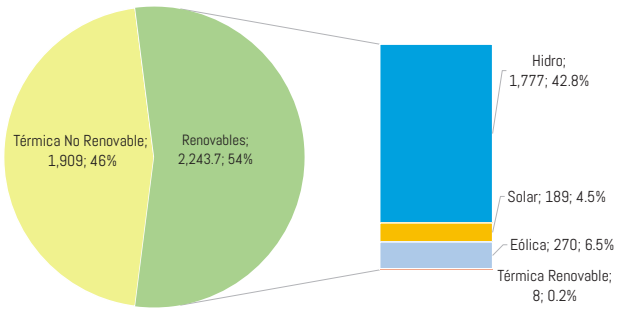
Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral



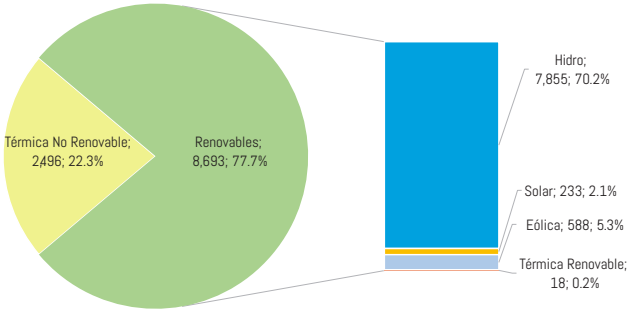
Balance energético resumido 2018



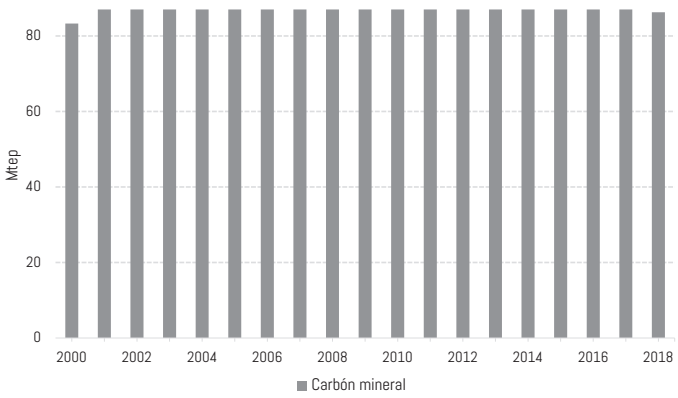
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



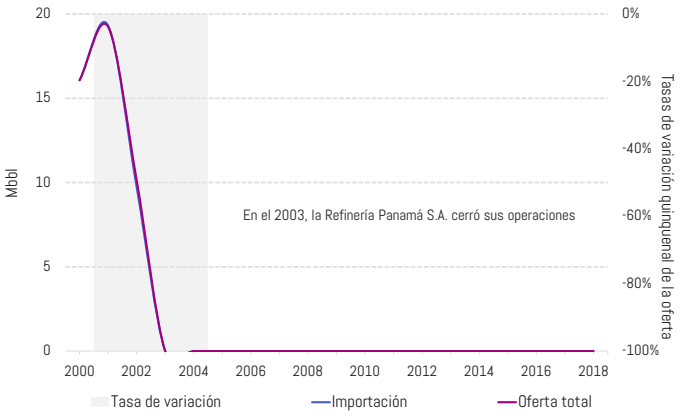
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



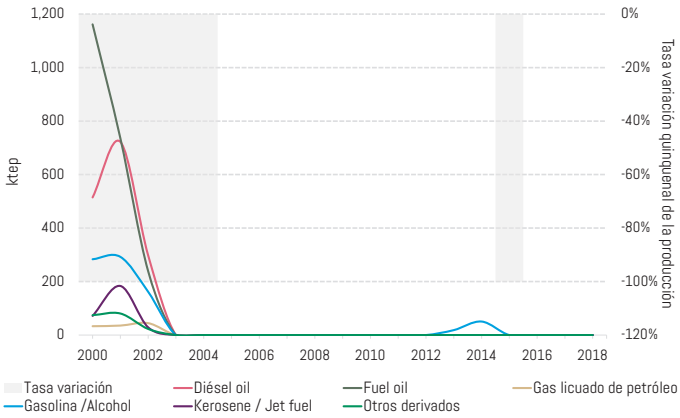
Reservas probadas de carbón mineral



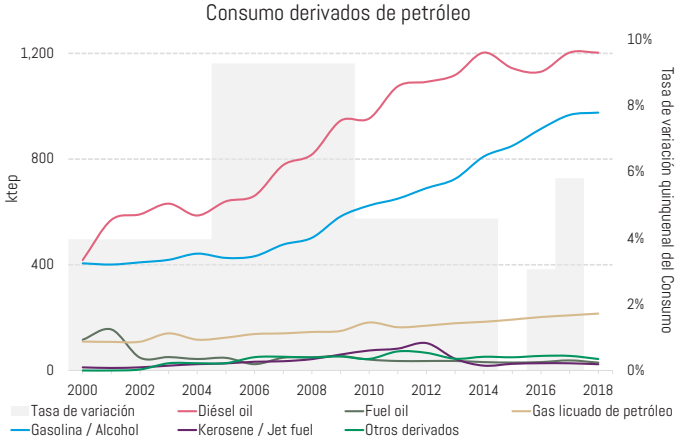
Oferta de petróleo



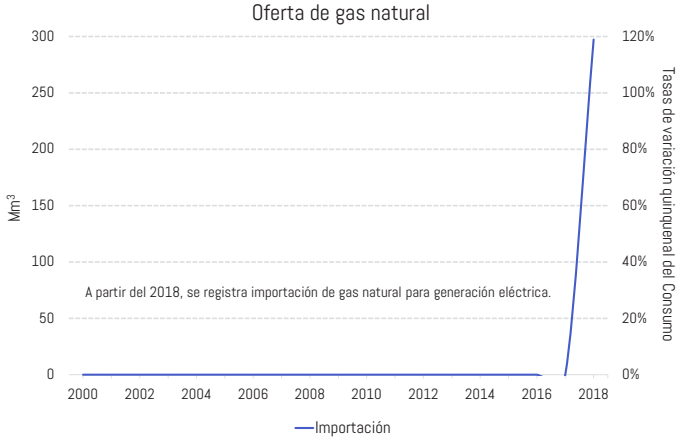
Producción derivados de petróleo



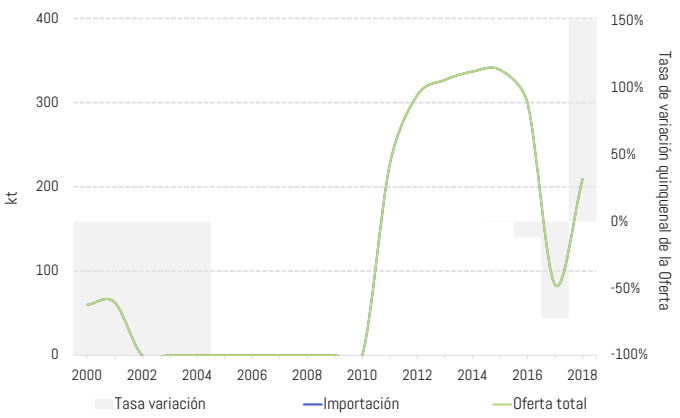
Consumo derivados de petróleo



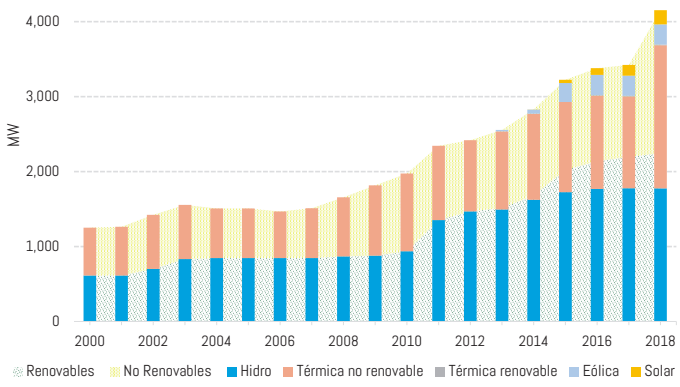
Oferta de gas natural



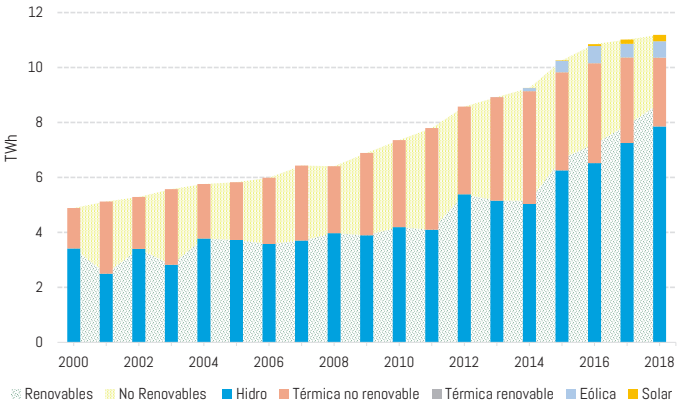
Oferta de carbón mineral



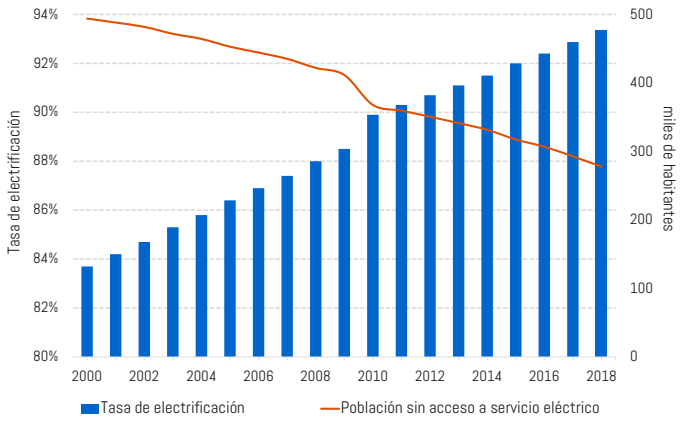
Capacidad instalada de generación eléctrica



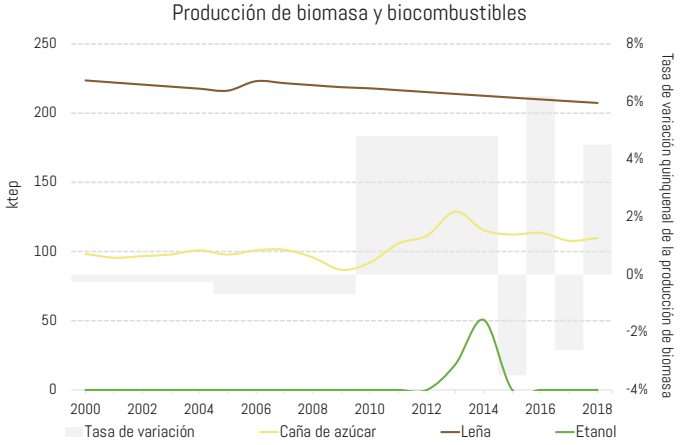
Generación eléctrica



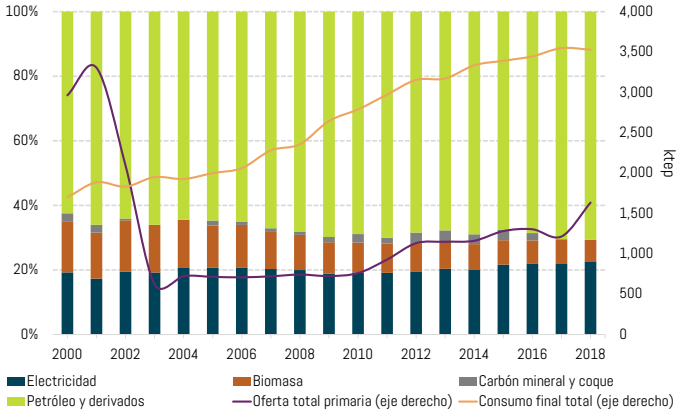
Tasa de electrificación



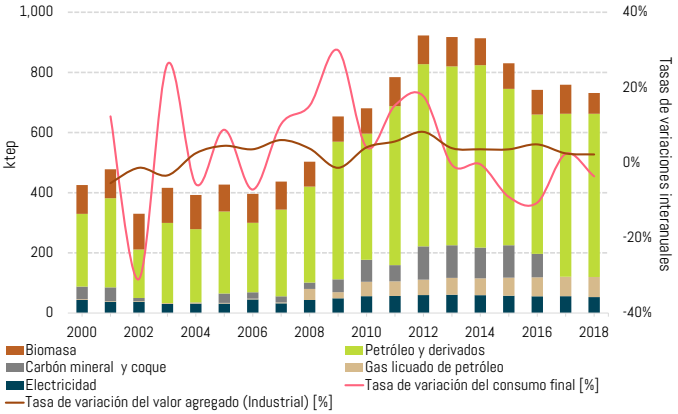
Producción de biomasa y biocombustibles



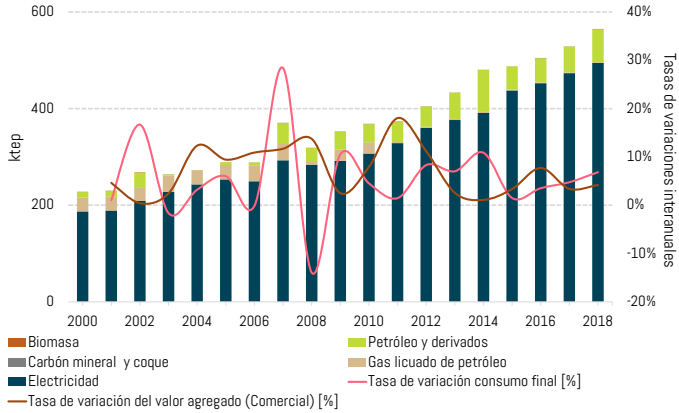
Consumo final de energía por fuente de energía



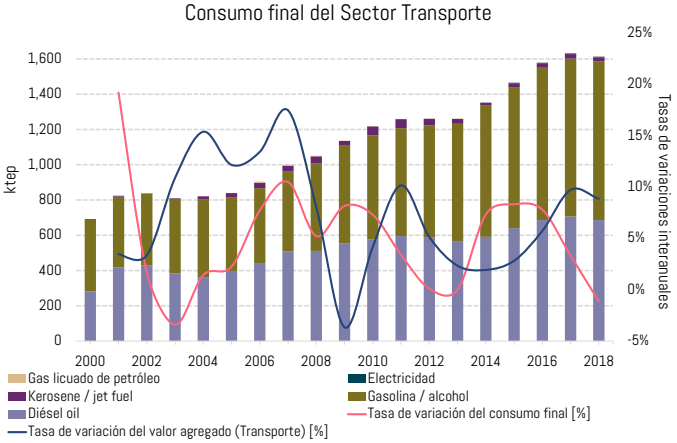
Consumo final del Sector Industrial



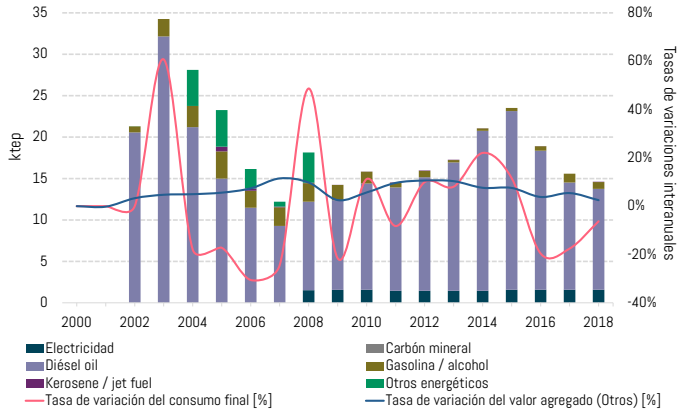
Consumo final del Sector Comercial



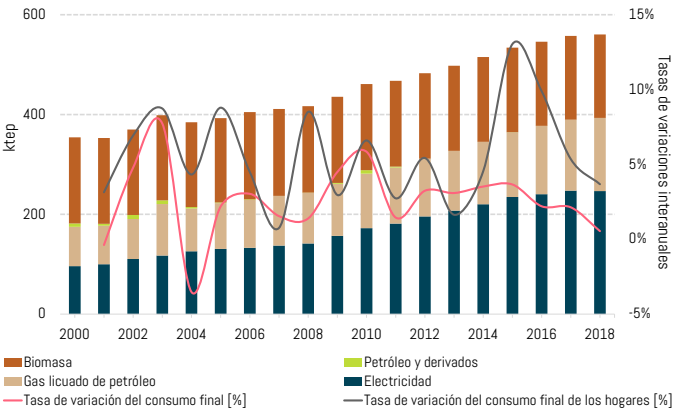
Consumo final del Sector Transporte



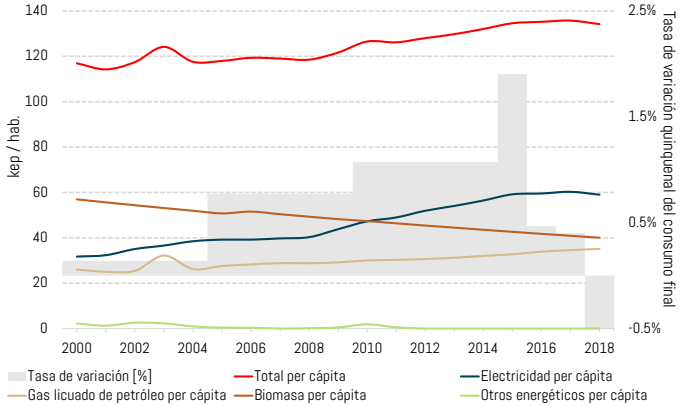
Consumo final del Sector Otros



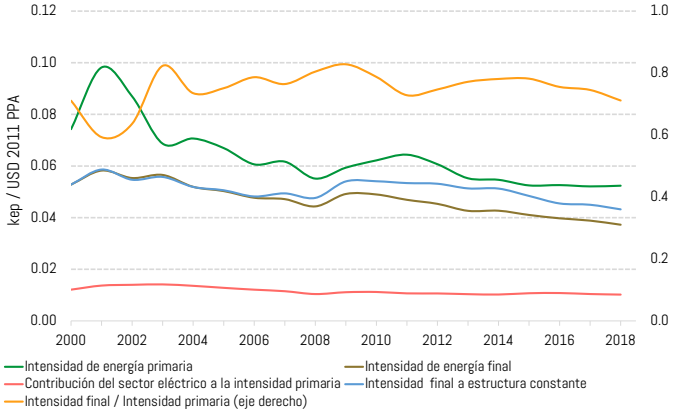
Consumo final del Sector Residencial



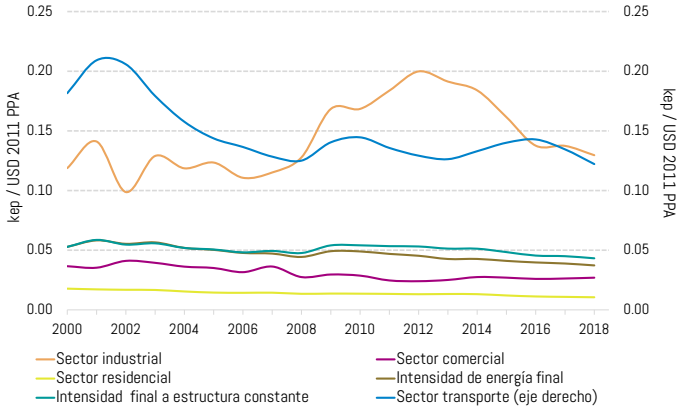
Consumo final per cápita Sector Residencial



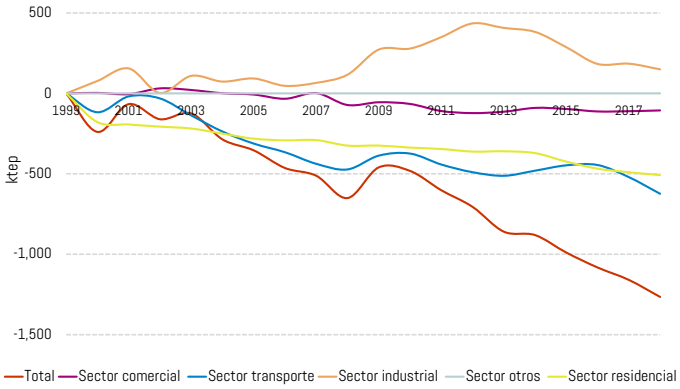
Intensidades energéticas



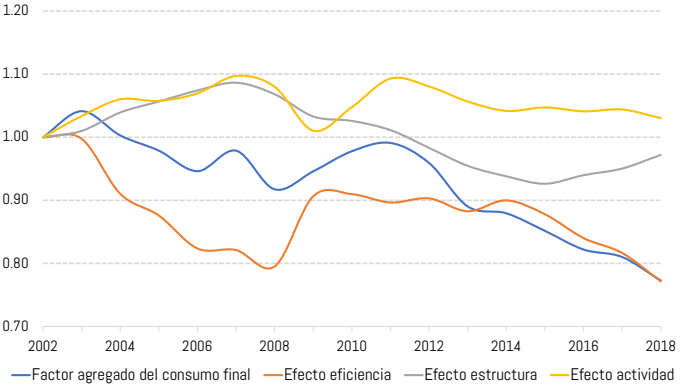
Intensidades energéticas sectoriales



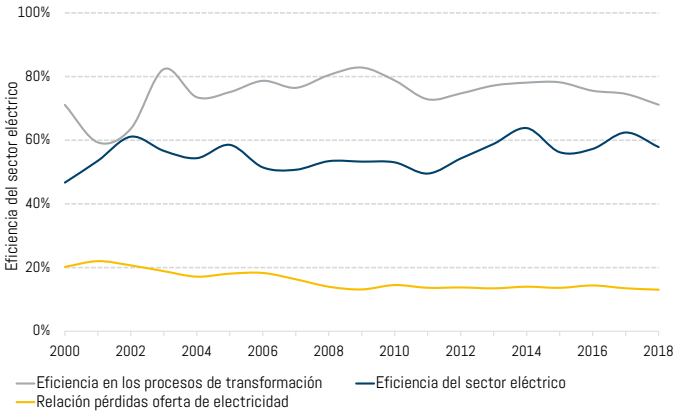
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



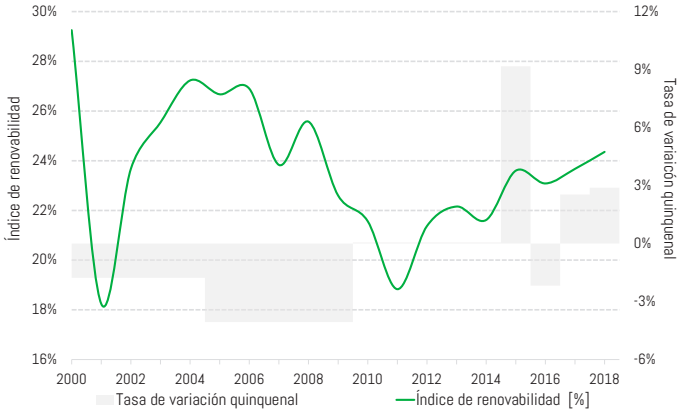
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



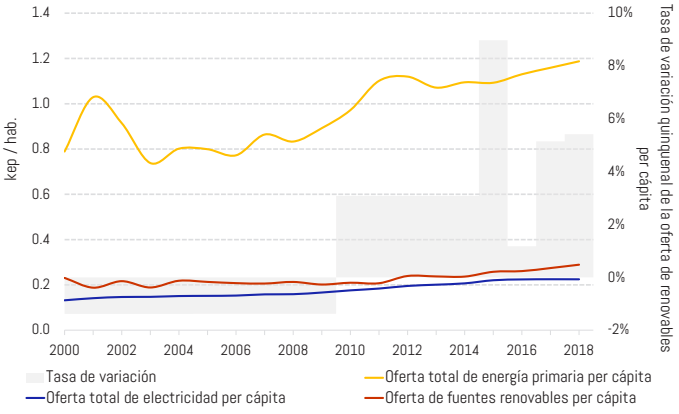
Eficiencia del sector eléctrico



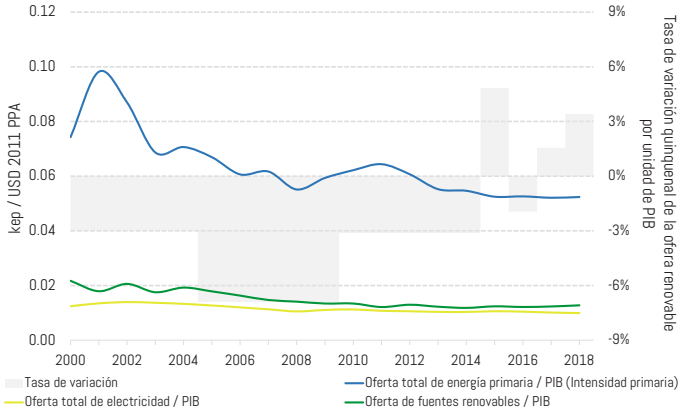
Índice de renovabilidad



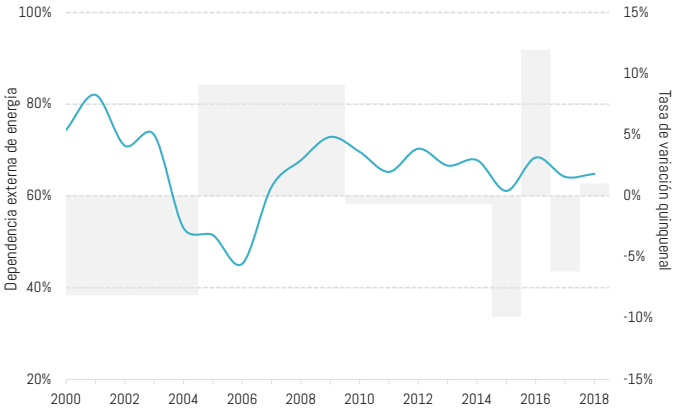
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

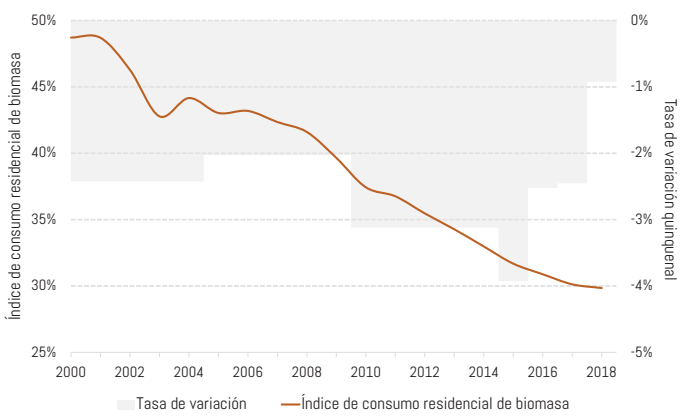


Dependencia externa de energía

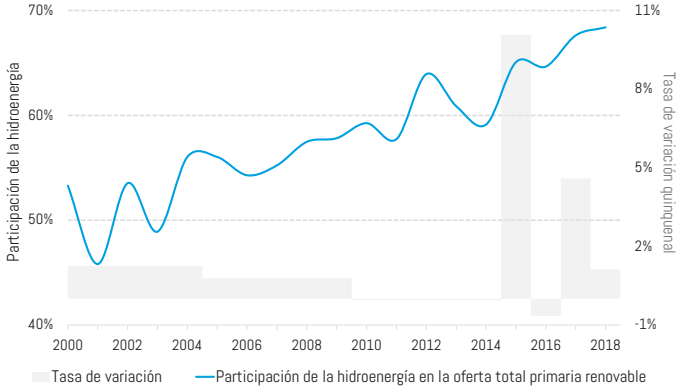


Comenzó a funcionar en Colón, Panamá, la primera planta de generación de energía eléctrica a base de gas natural licuado, con una capacidad instalada de 381 MW, la misma que fue inaugurada el 17 de agosto 2018.

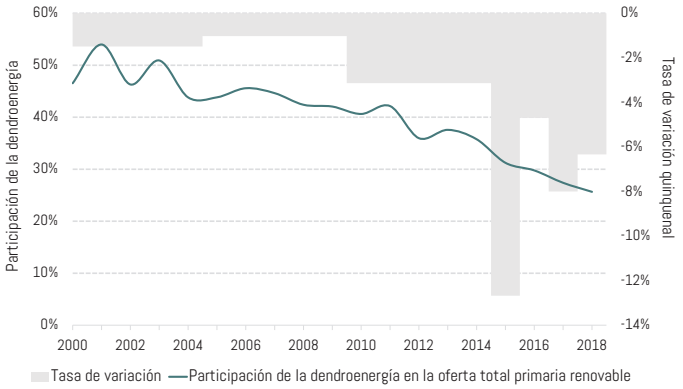
Índice de consumo residencial de biomasa



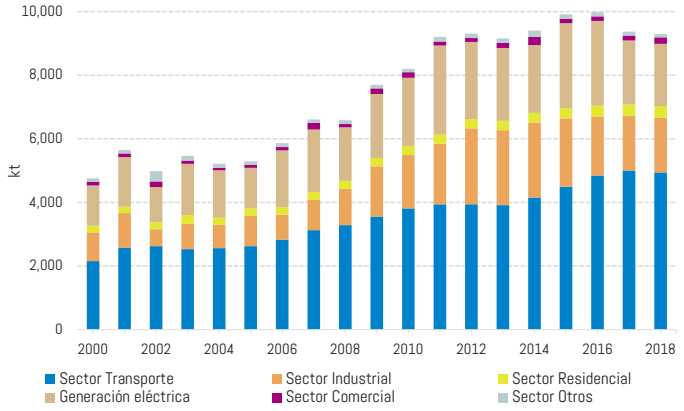
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



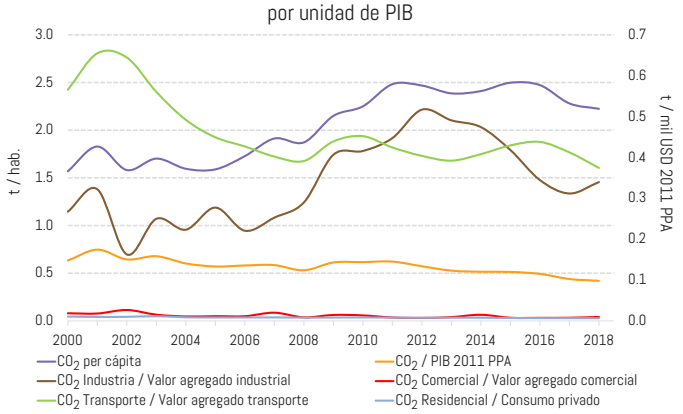
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



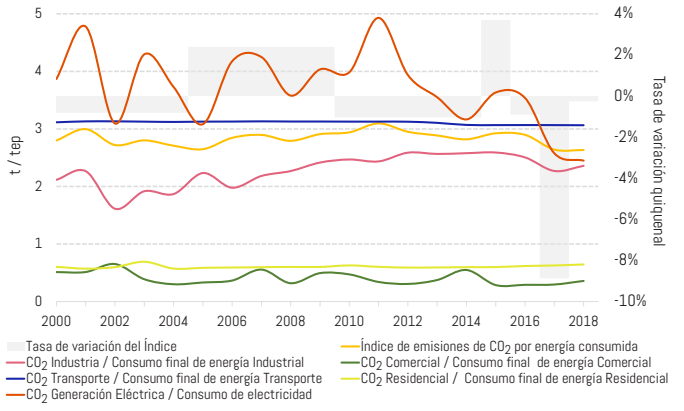
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



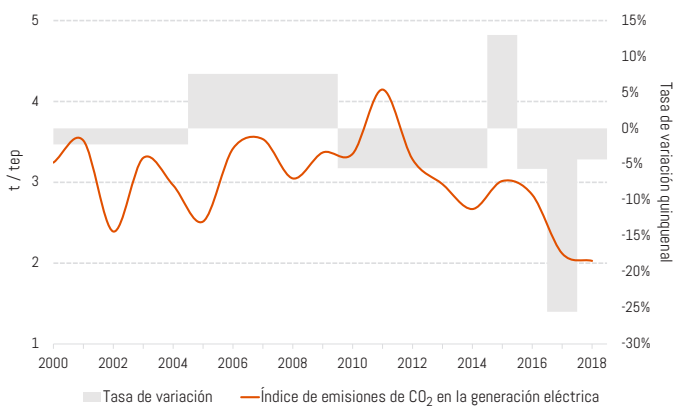
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



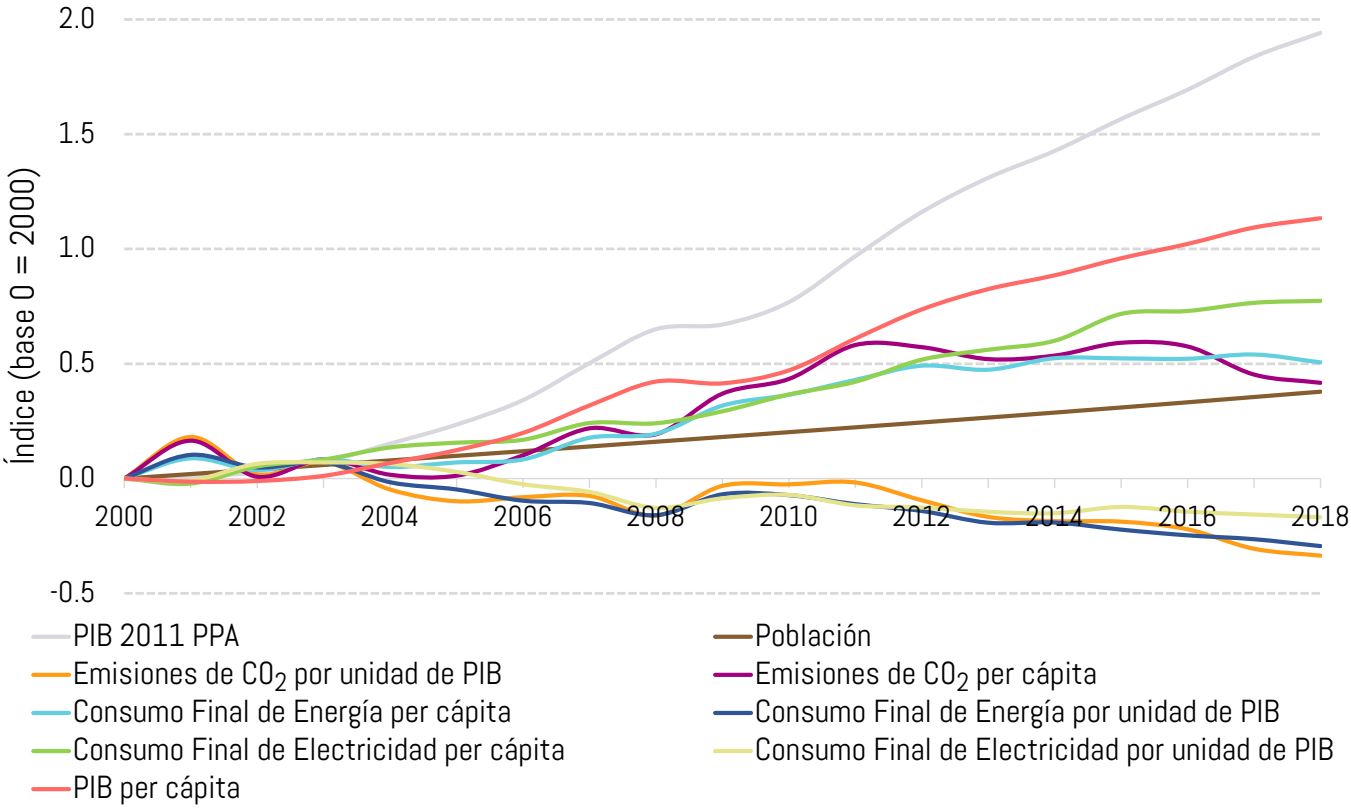
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

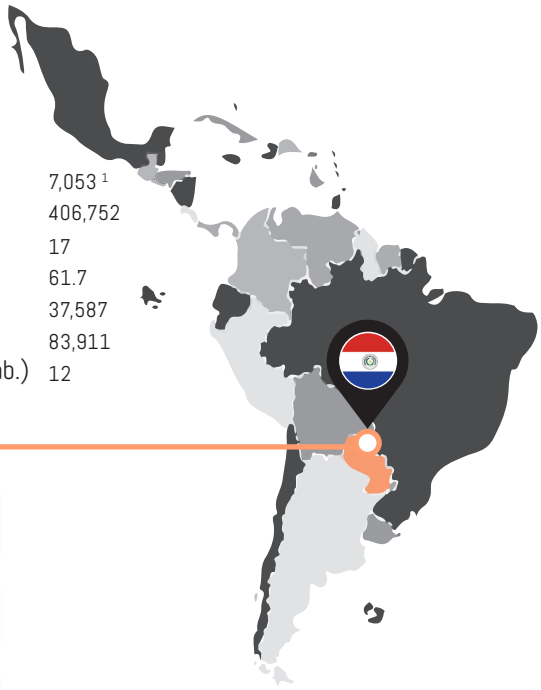


PARAGUAY



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	7,053 [1]
Superficie (km²)	406,752
Densidad de población (hab. / km²)	17
Población urbana (%)	61.7
PIB USD 2010 (MUSD)	37,587
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	83,911
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	12



Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 2.65
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.65
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.75
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.21
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.27

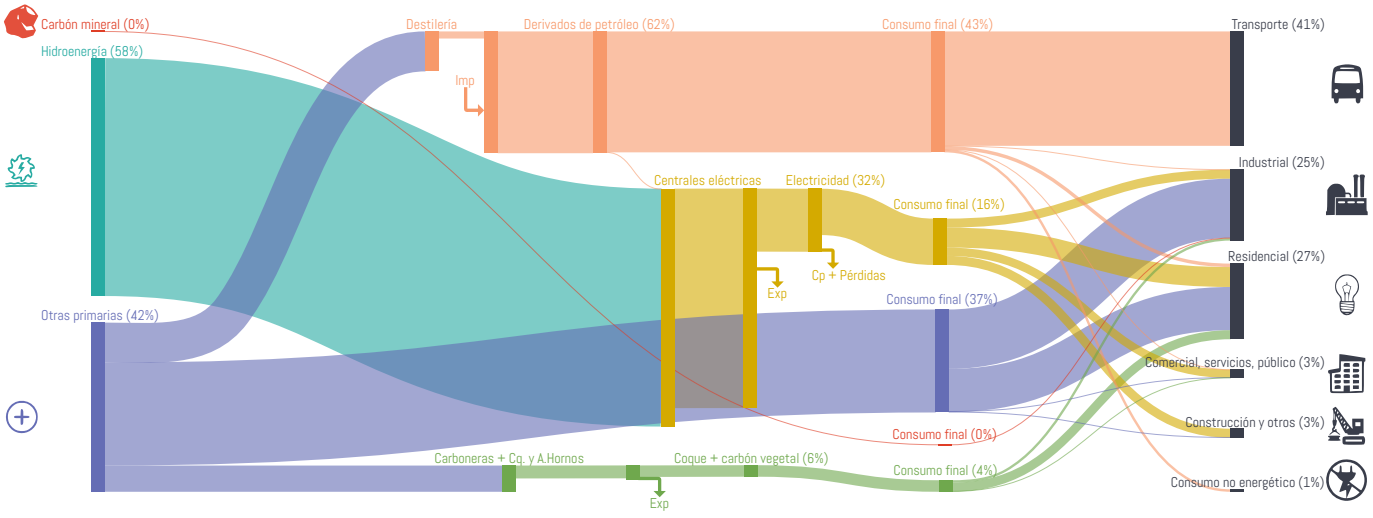


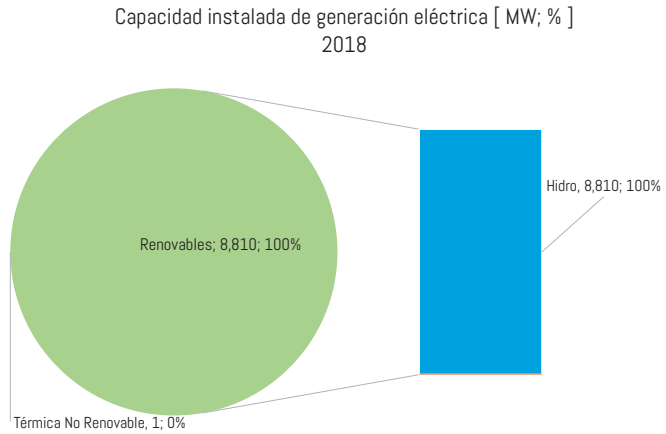
Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

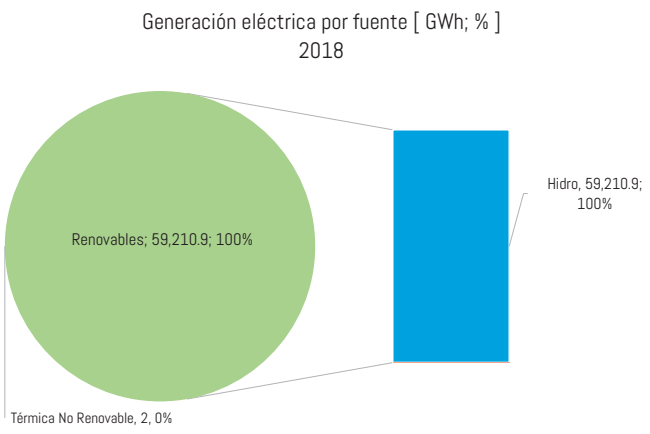
[1] Dirección General de Estadística, Encuestas y Censos.
[2] La refinería de "Villa Elisa" está inactiva pero no ha sido desmantelada, dato correspondiente al año 2005.
Nota: El país actualizó la densidad de la leña a 768.8 kg / m³ con base en estudios recientes y fue aplicado para los años 2016 al 2018.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,773	0.93	99.54	8.43	9.87	2.71	3.71	6.54	0.0 [2]	8.81	0.10 / 0.08
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

Balance energético resumido 2018

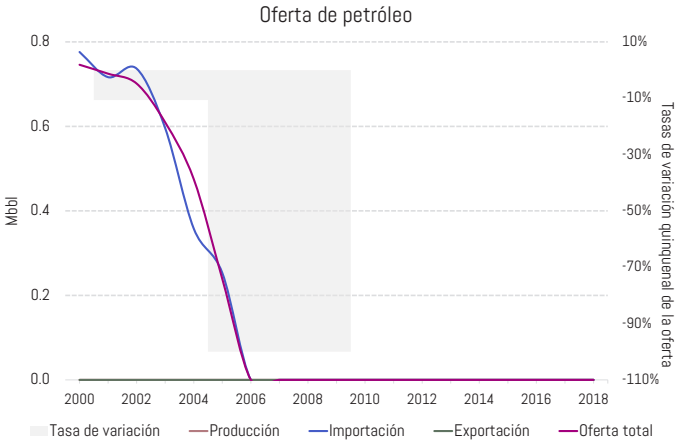




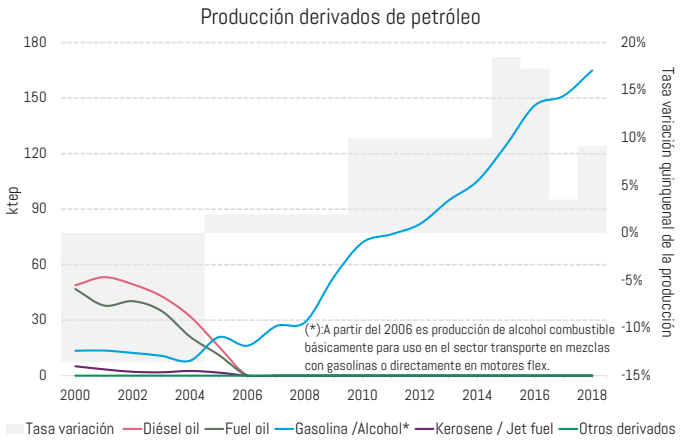


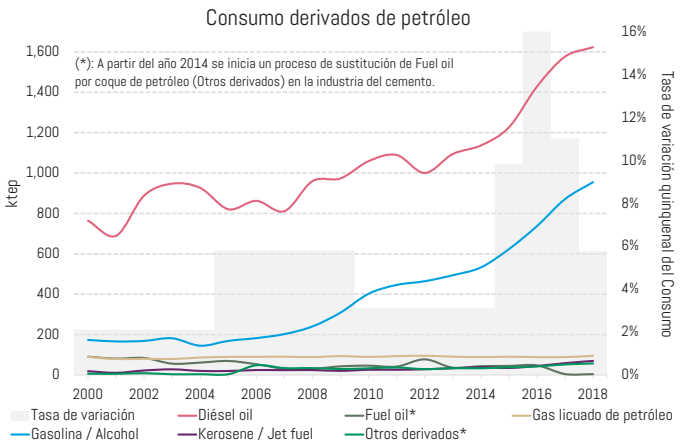
En el 2005 se cierra la Refinería de Villa Elisa, propiedad de la empresa estatal PETROPAR.

Su capacidad fue de 7.5 kbbl / día.



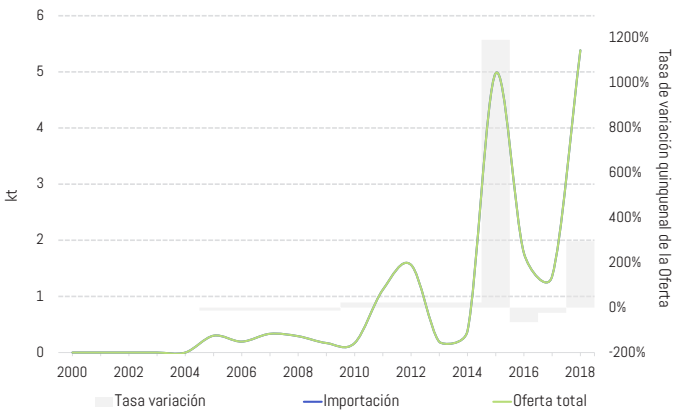
PARAGUAY



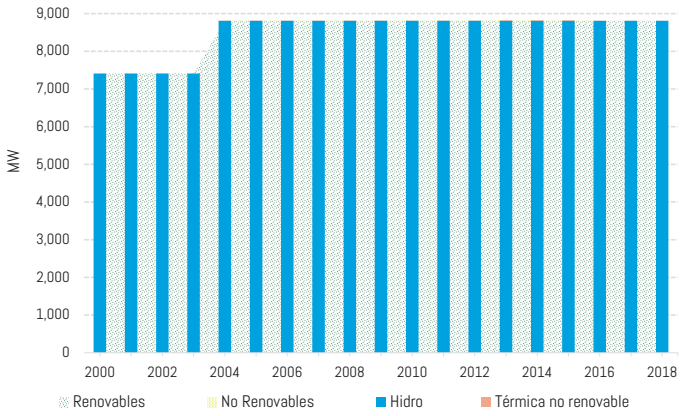


Se inaugura la segunda obra en 500 KV Yacyretá-Ayolas-Villa Hayes (YACAYO-VHA) para incrementar los niveles de seguridad, confiabilidad y optimización en la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

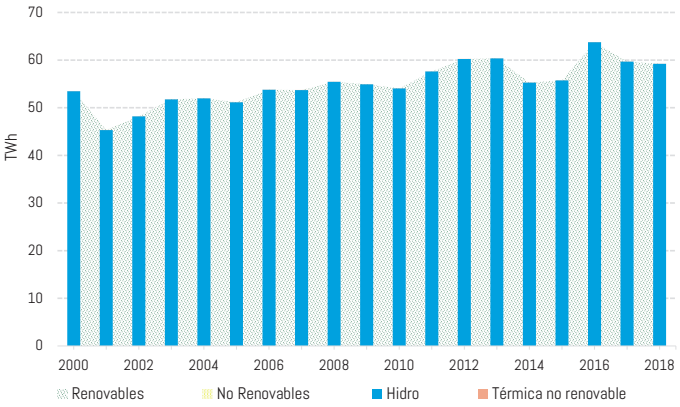
Oferta de carbón mineral



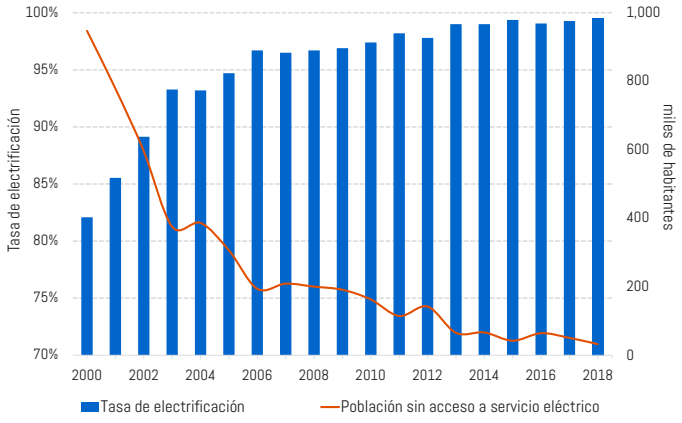
Capacidad instalada de generación eléctrica



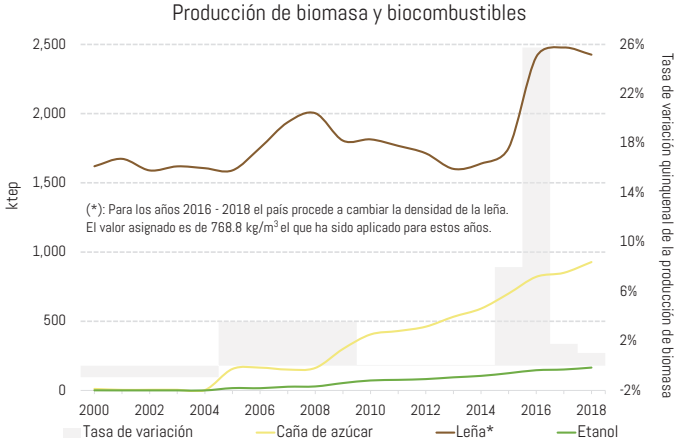
Generación eléctrica



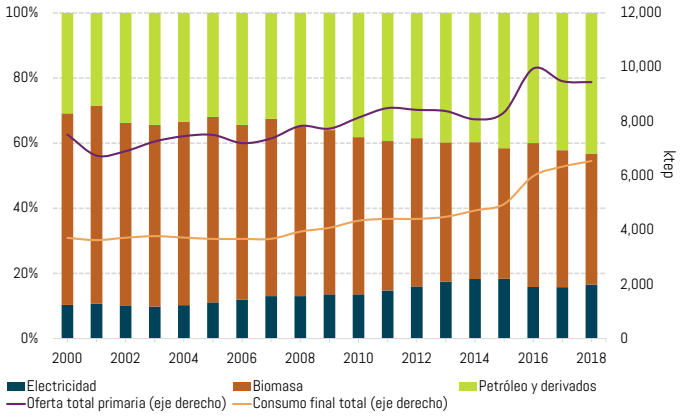
Tasa de electrificación



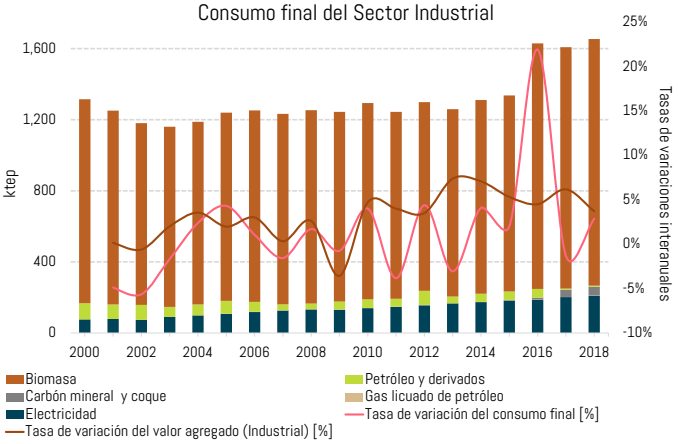
Producción de biomasa y biocombustibles



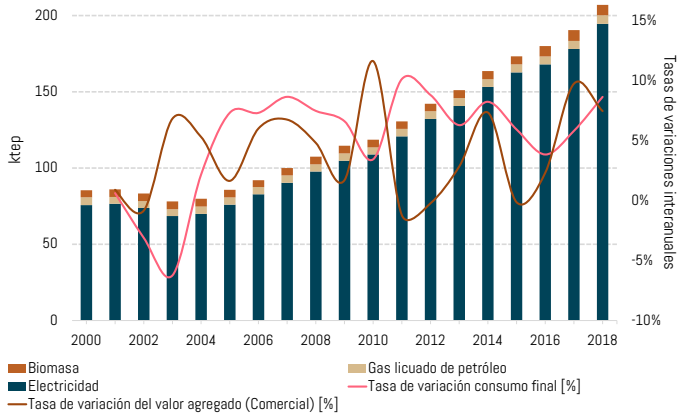
Consumo final de energía por fuente de energía



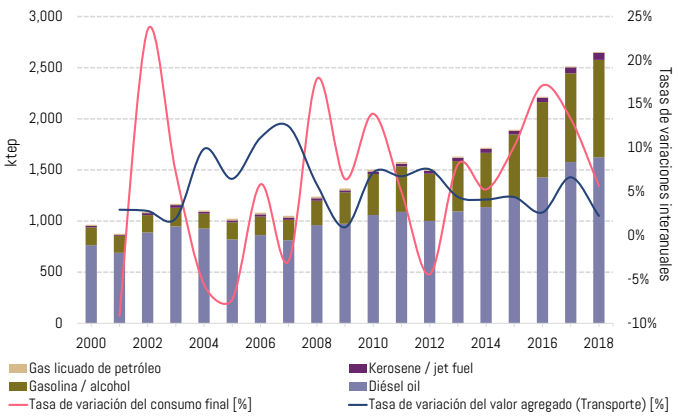
Consumo final del Sector Industrial



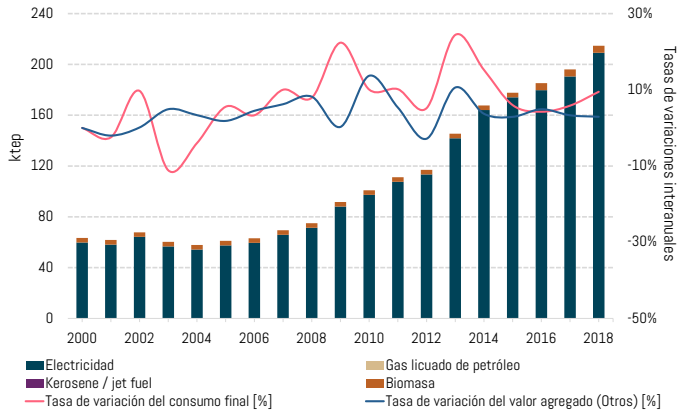
Consumo final del Sector Comercial



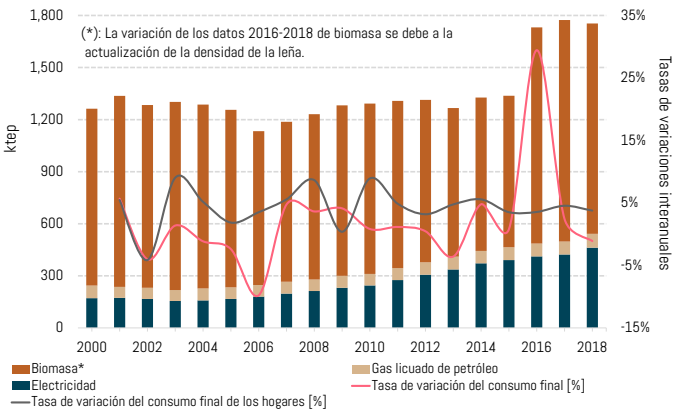
Consumo final del Sector Transporte



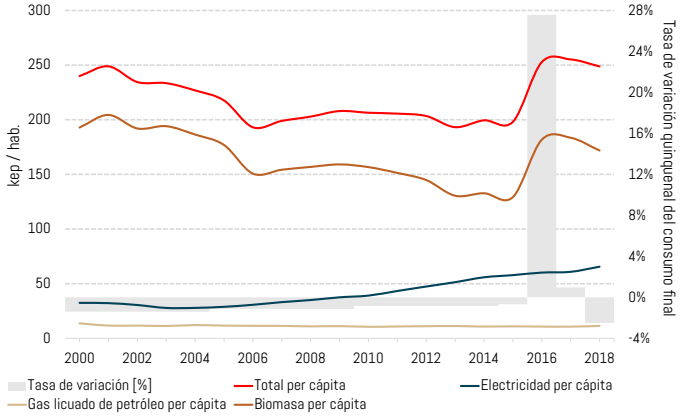
Consumo final del Sector Otros



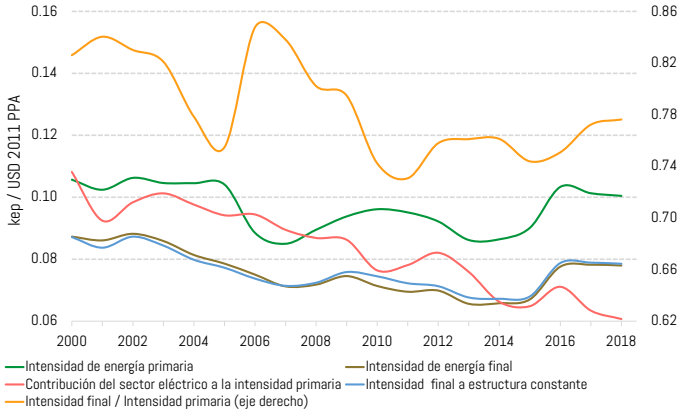
Consumo final del Sector Residencial



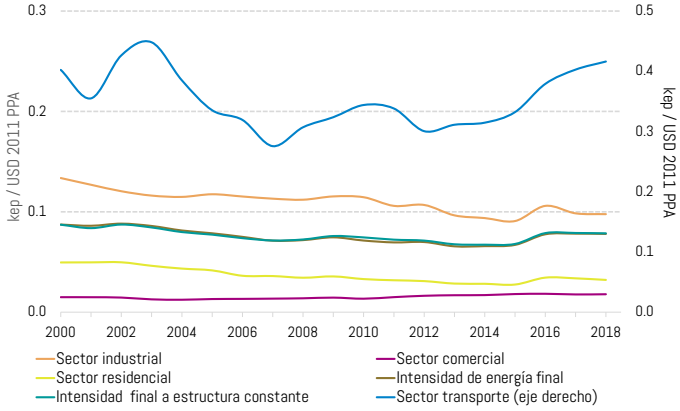
Consumo final per cápita Sector Residencial



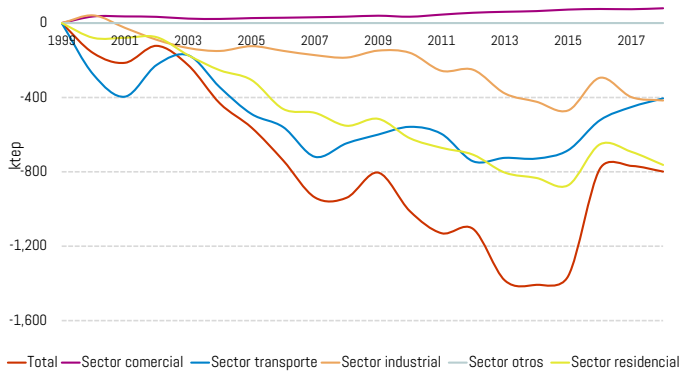
Intensidades energéticas



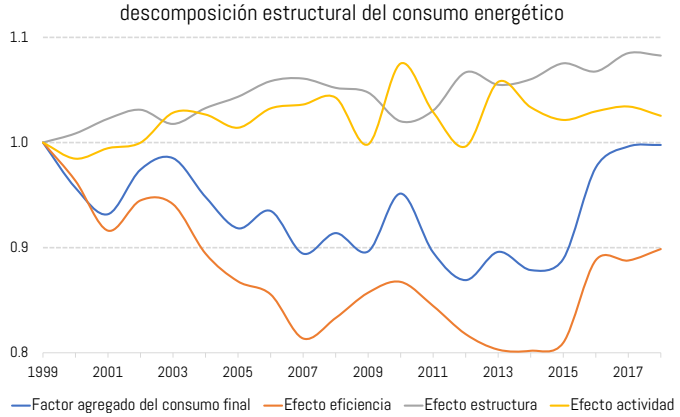
Intensidades energéticas sectoriales



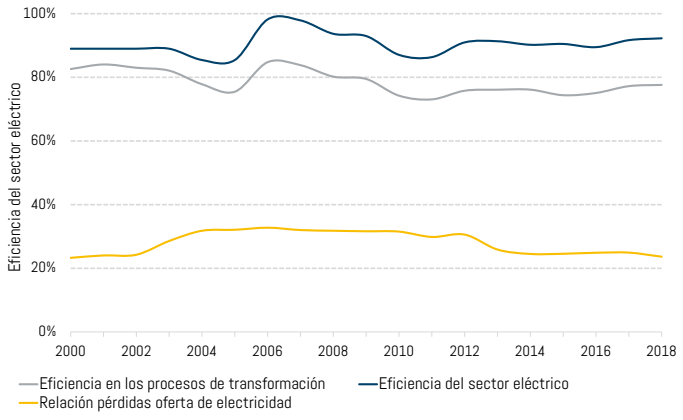
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

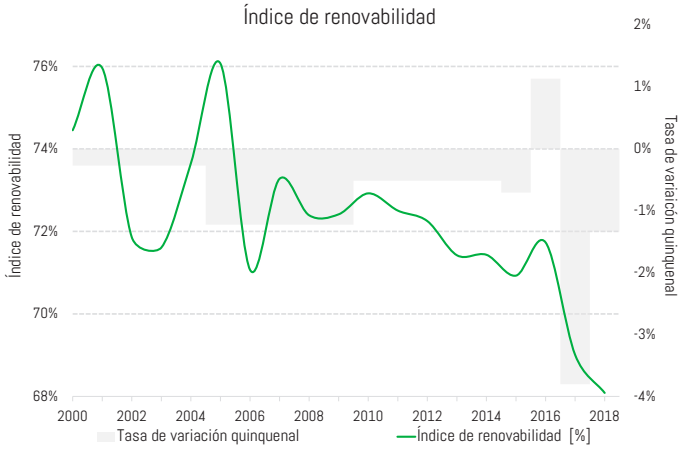


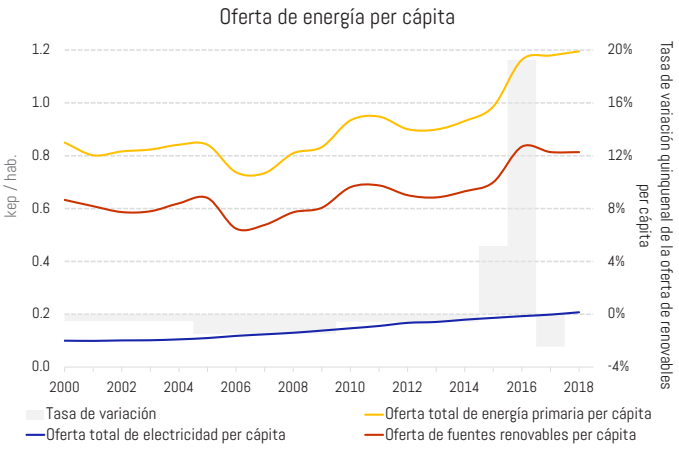
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

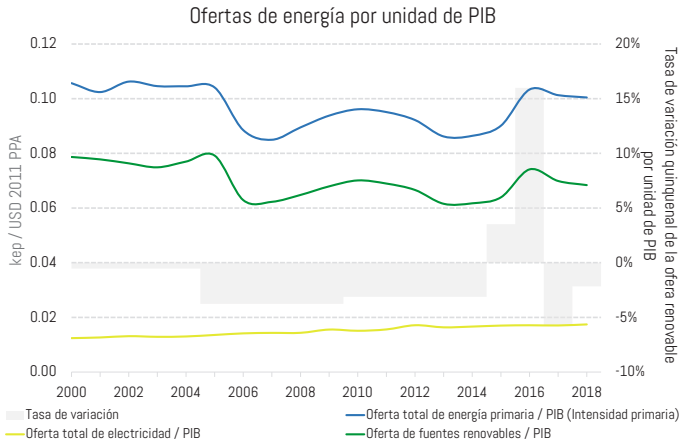


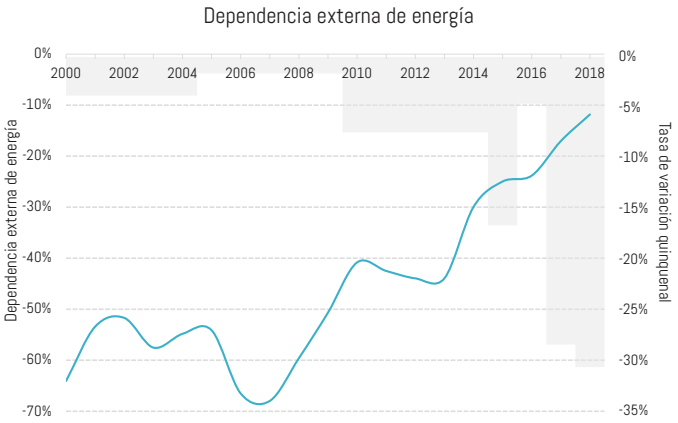
Eficiencia del sector eléctrico



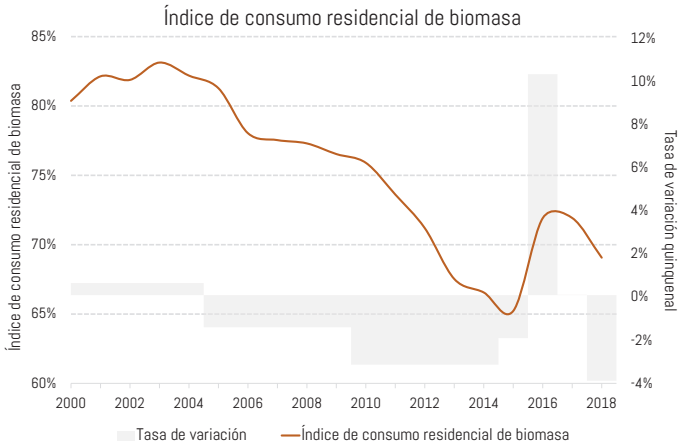




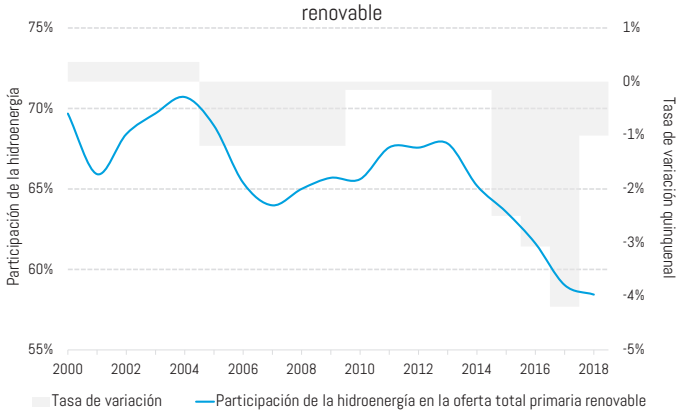




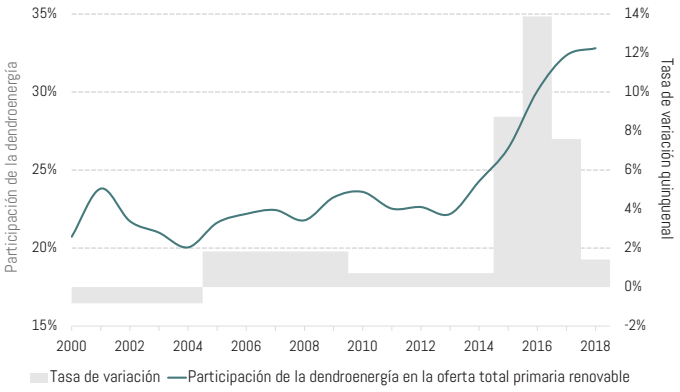
En 2018, ITAIPU Binacional genera 9.6 millones de MWh de energía (50% pertenece a Paraguay), lo que corresponde a su cuarta mejor marca histórica.



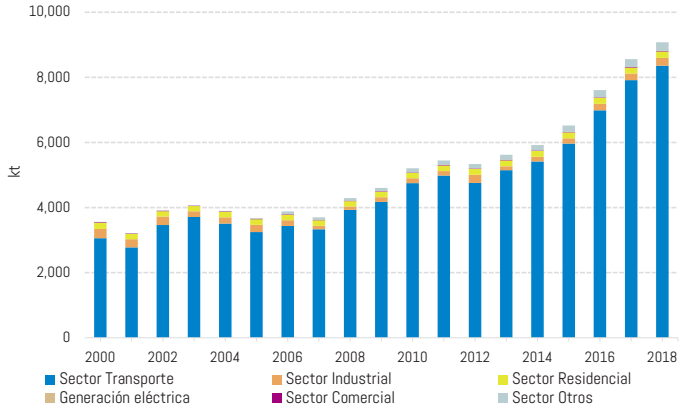
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



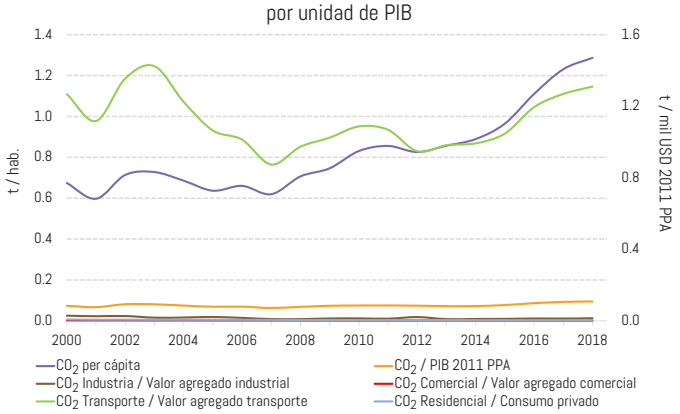
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



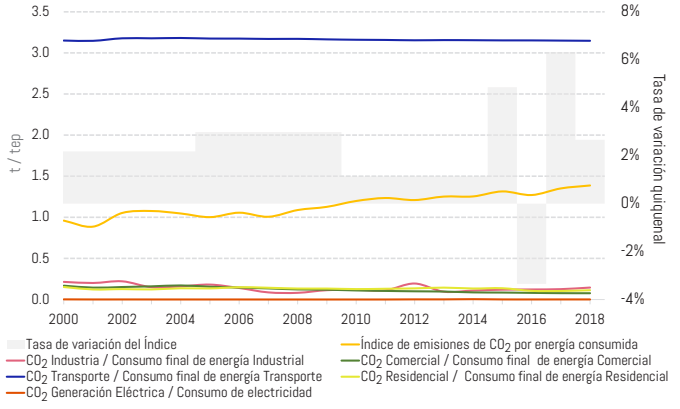
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



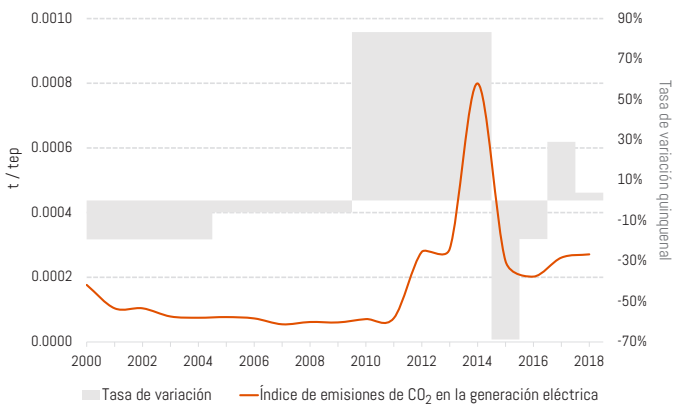
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



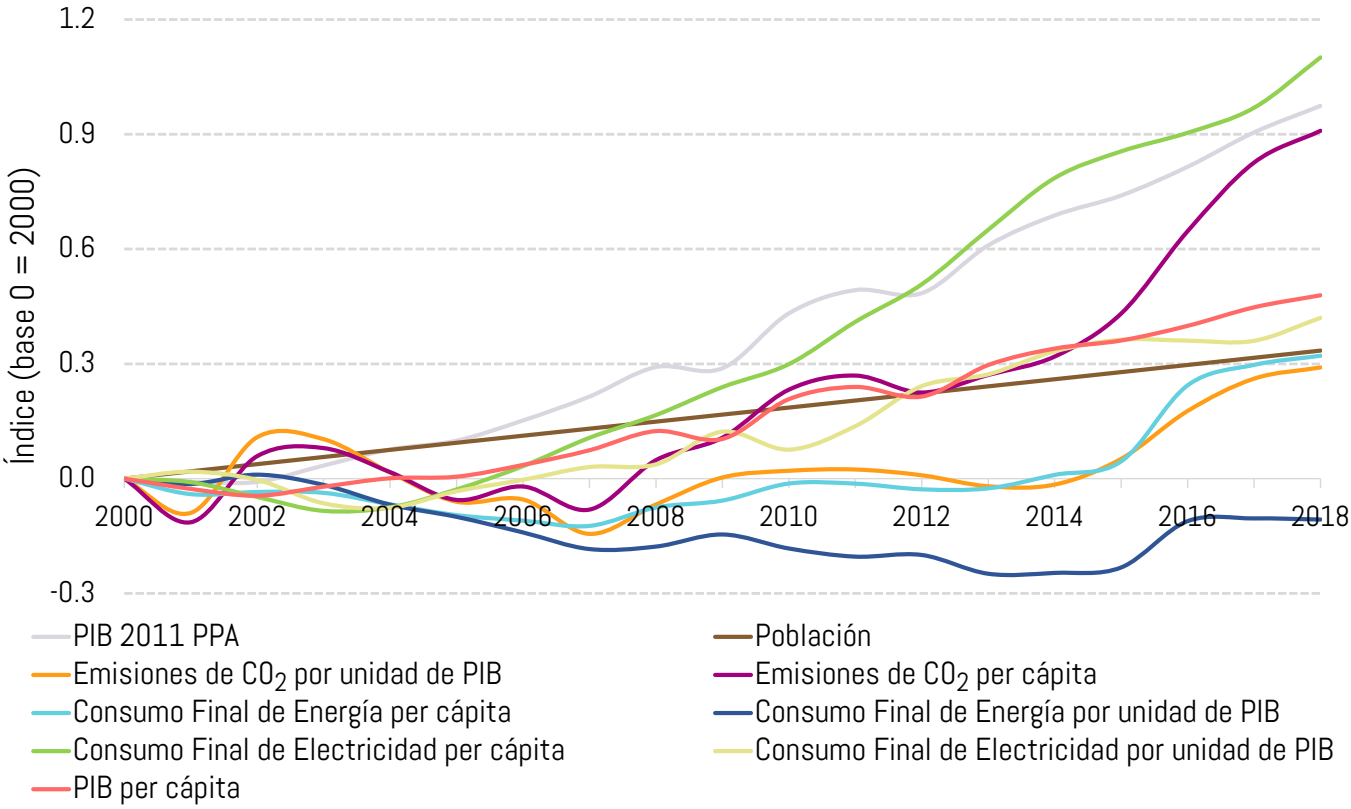
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica

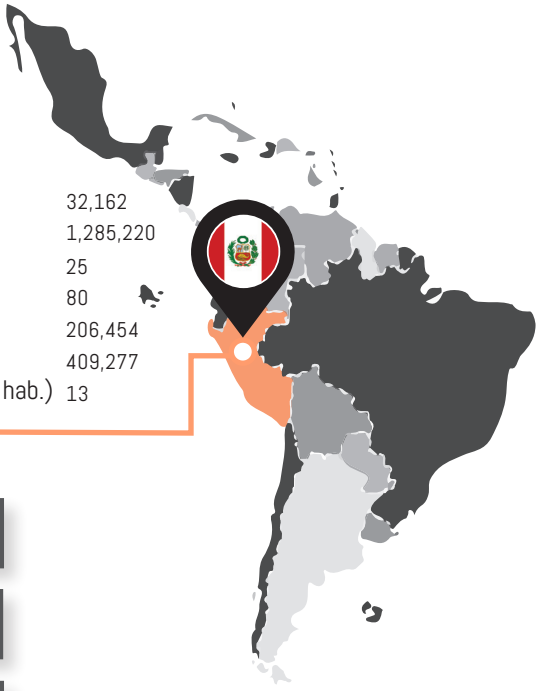


Resumen de los principales indicadores



PERÚ



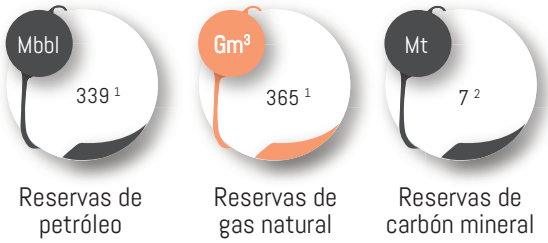


Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	32,162
Superficie (km^2)	1,285,220
Densidad de población (hab. / km^2)	25
Población urbana (%)	80
PIB USD 2010 (MUSD)	206,454
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	409,277
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13

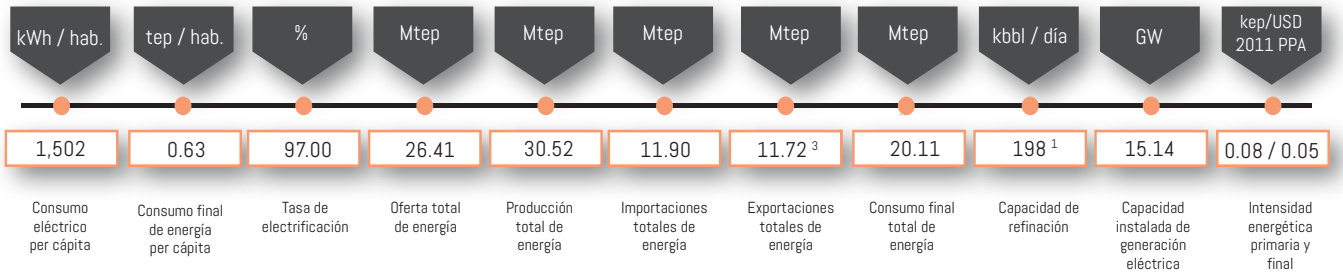
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 8.77
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 3.81
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 3.80
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 1.38
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 2.35

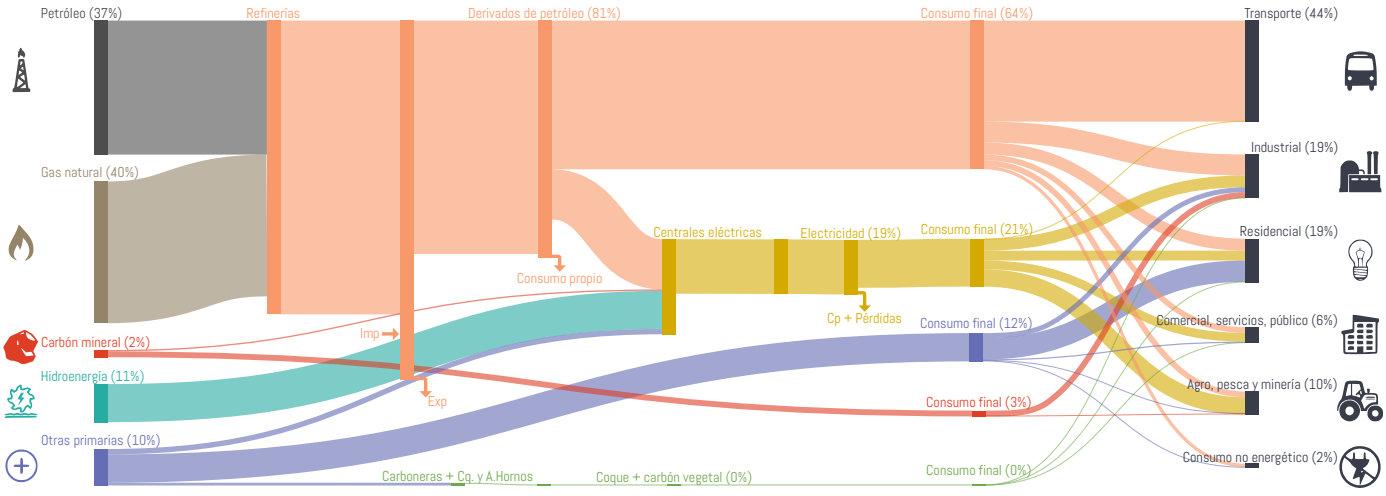


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

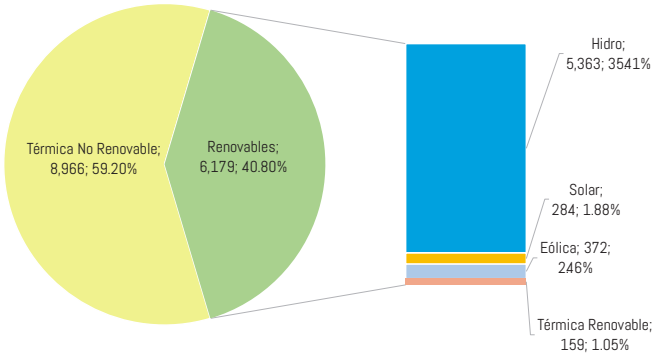
[1] Datos correspondientes al año 2017. **Fuente:** Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2017, MINEM.
[2] Dato correspondiente al año 2017.
[3] Incluye búnker de 1.15 Mtep



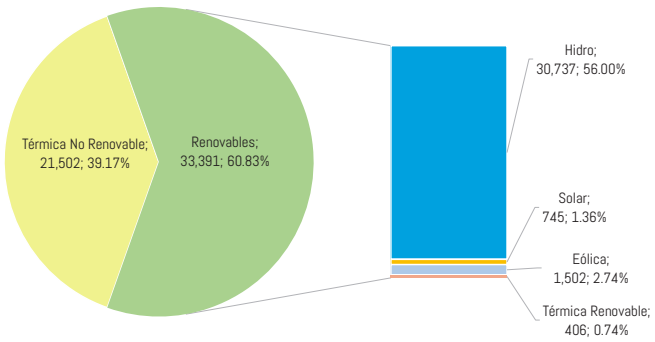
Balance energético resumido 2018



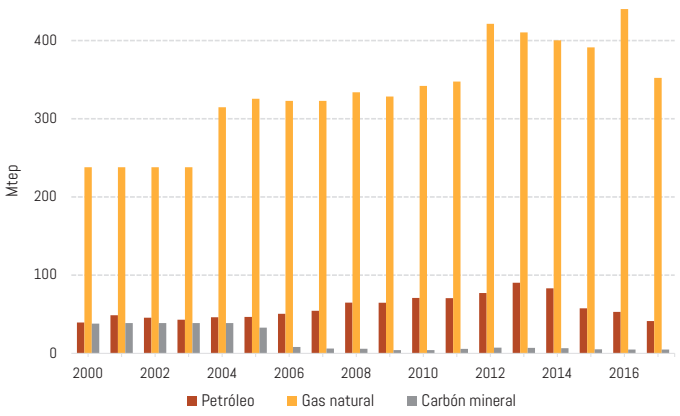
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



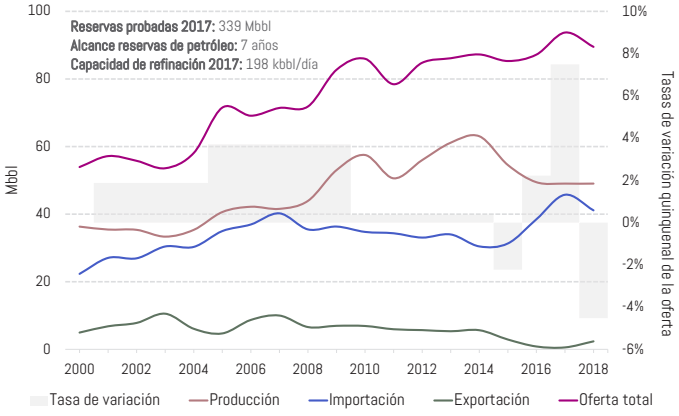
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



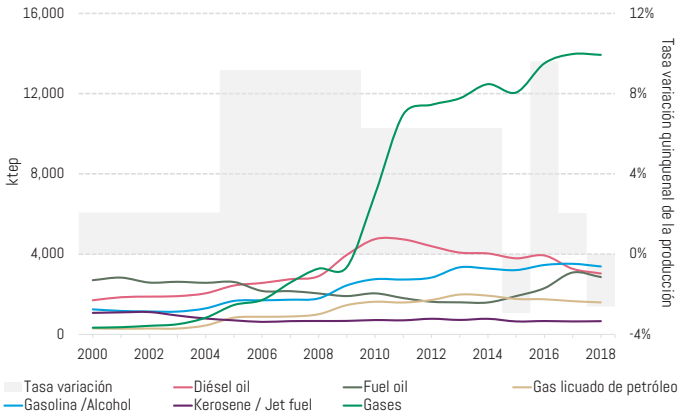
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



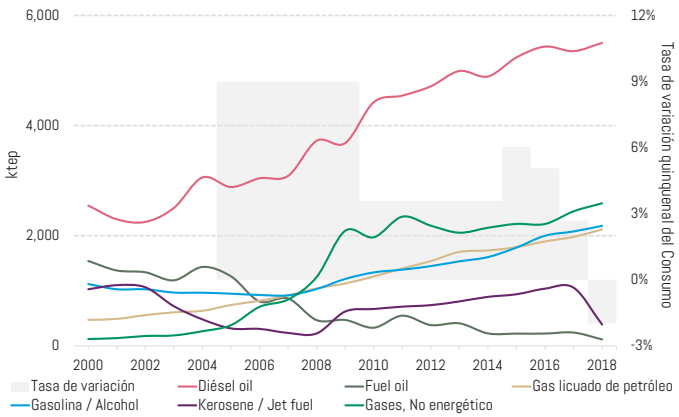
Oferta de petróleo



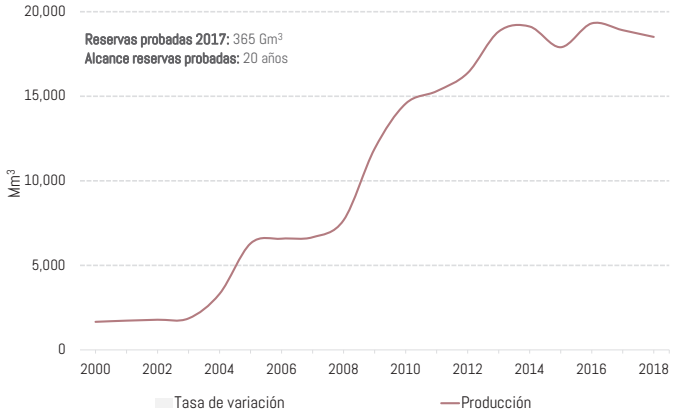
Producción derivados de petróleo



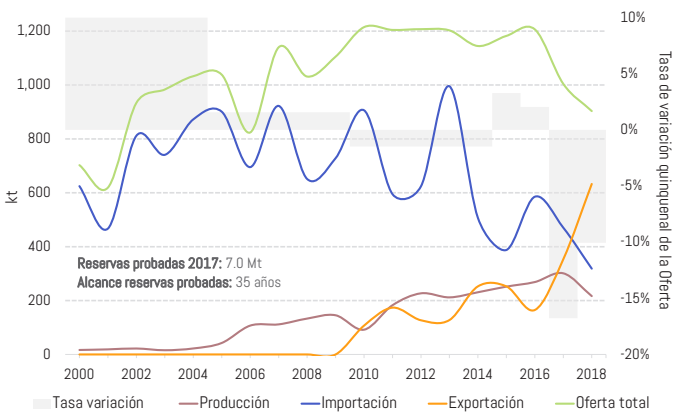
Consumo derivados de petróleo



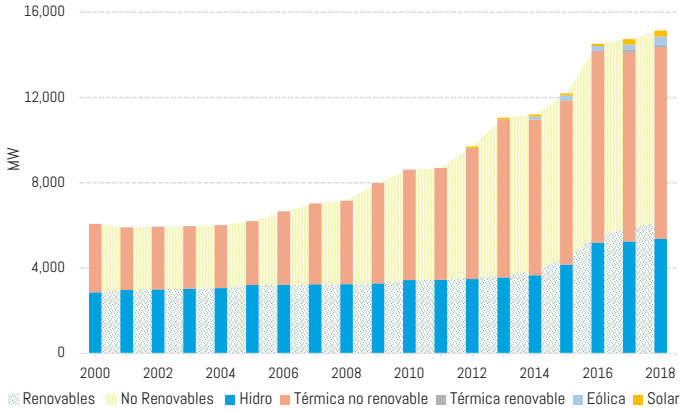
Oferta de gas natural



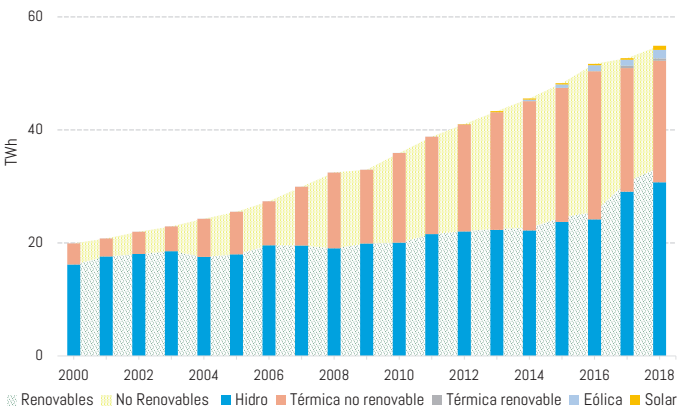
Oferta de carbón mineral



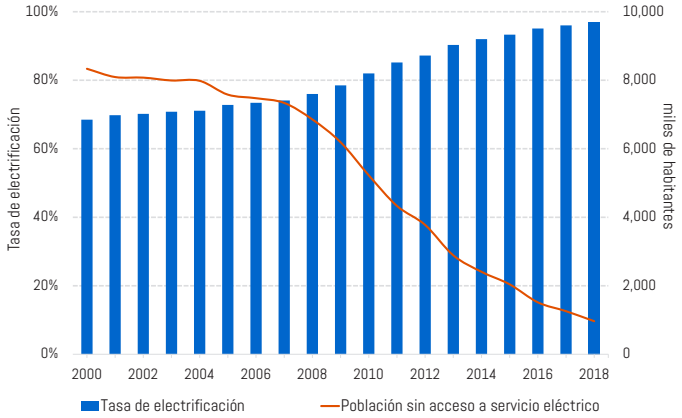
Capacidad instalada de generación eléctrica



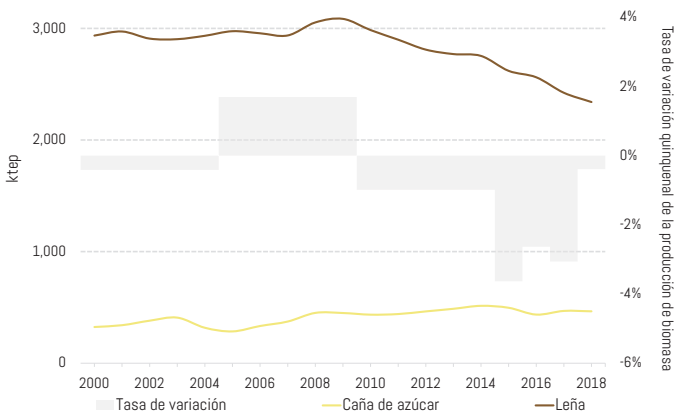
Generación eléctrica



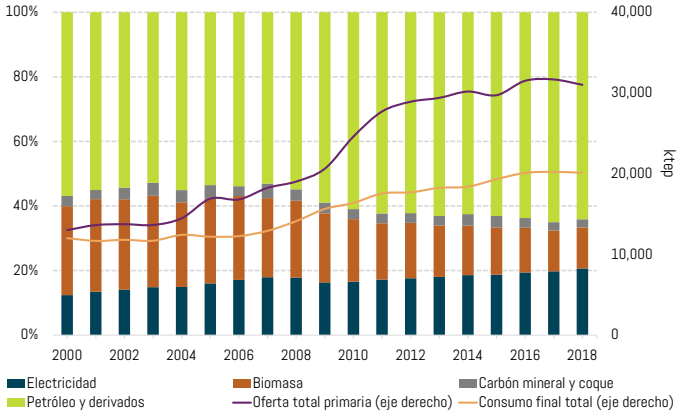
Tasa de electrificación



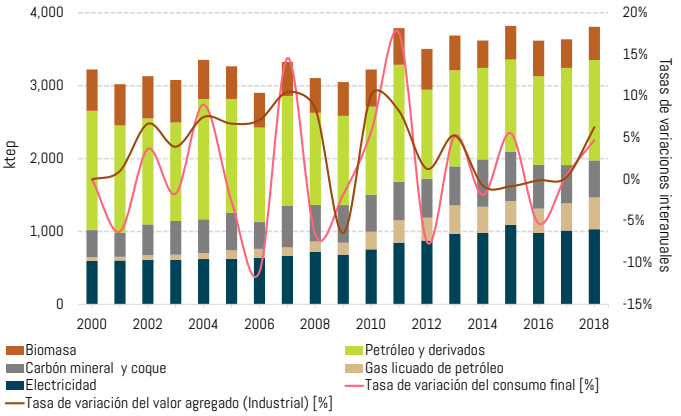
Producción de biomasa



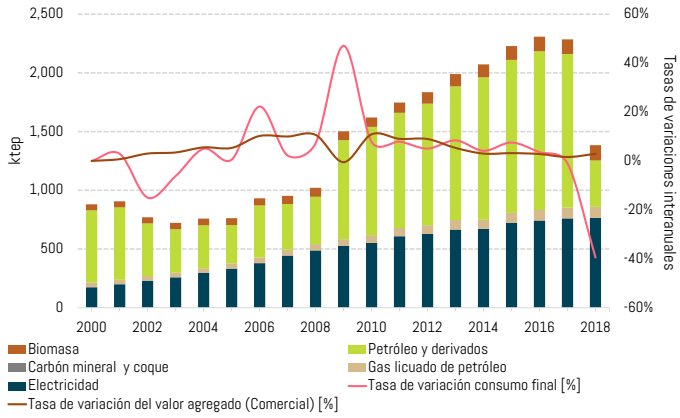
Consumo final de energía por fuente de energía



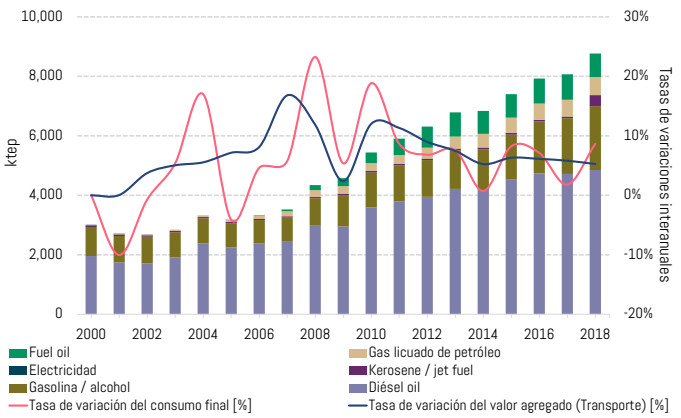
Consumo final del Sector Industrial



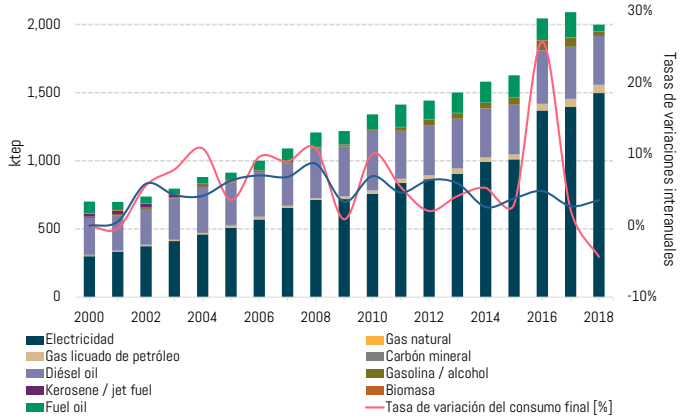
Consumo final del Sector Comercial



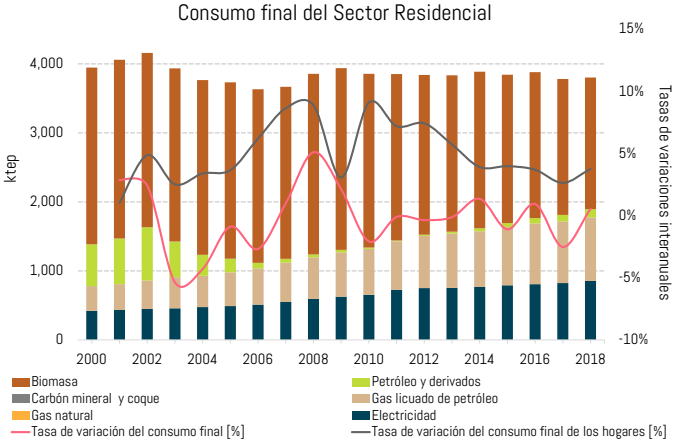
Consumo final del Sector Transporte



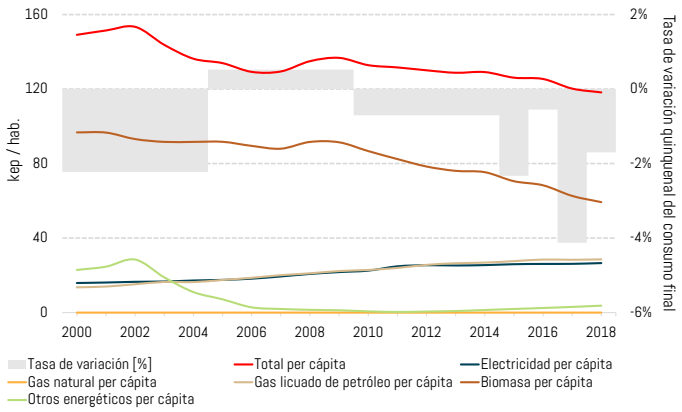
Consumo final del Sector Otros



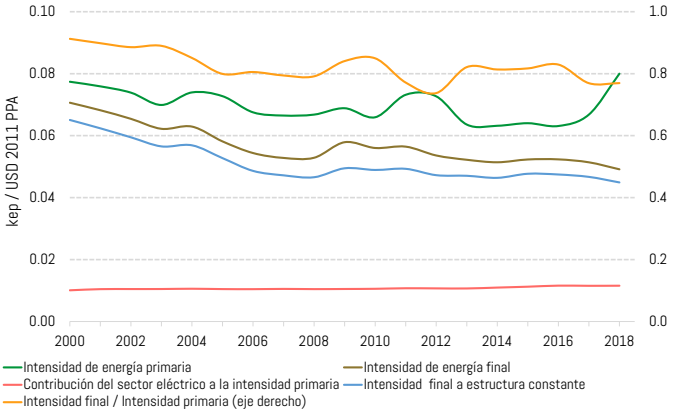
Consumo final del Sector Residencial



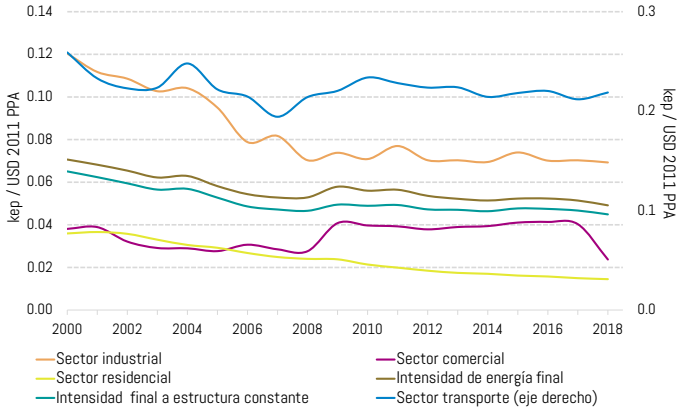
Consumo final per cápita Sector Residencial



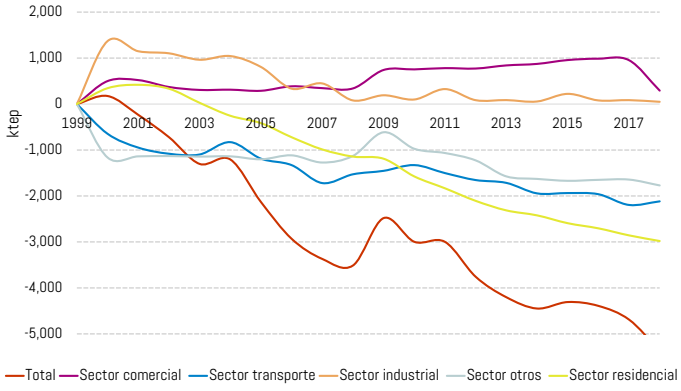
Intensidades energéticas



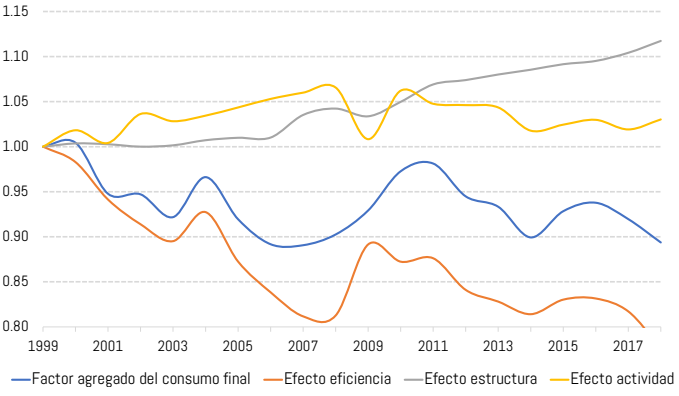
Intensidades energéticas sectoriales



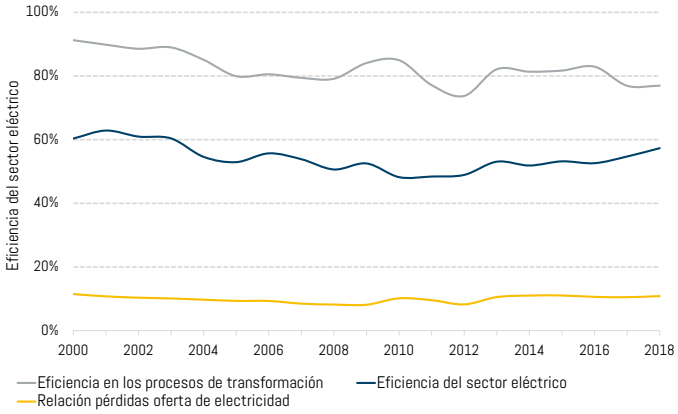
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



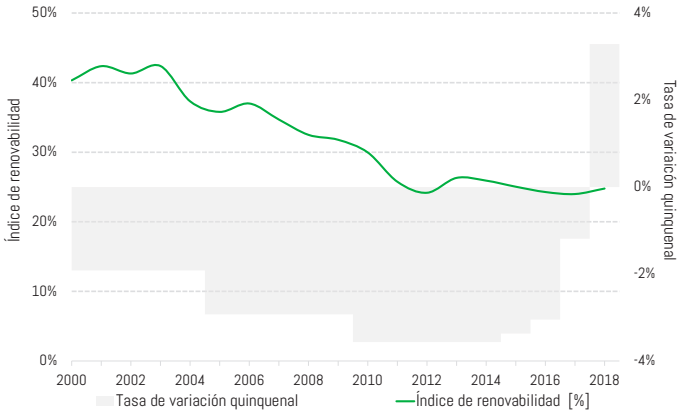
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



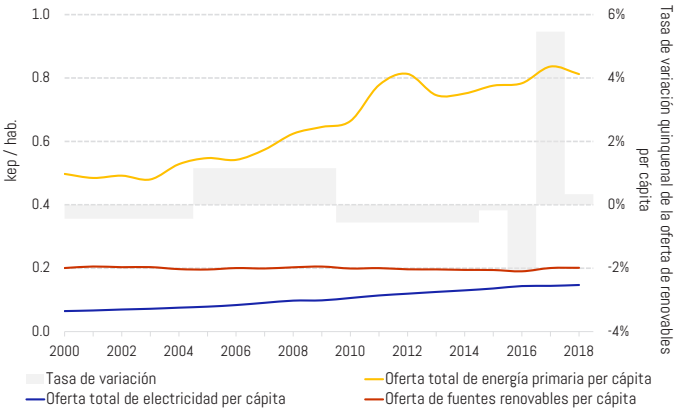
Eficiencia del sector eléctrico



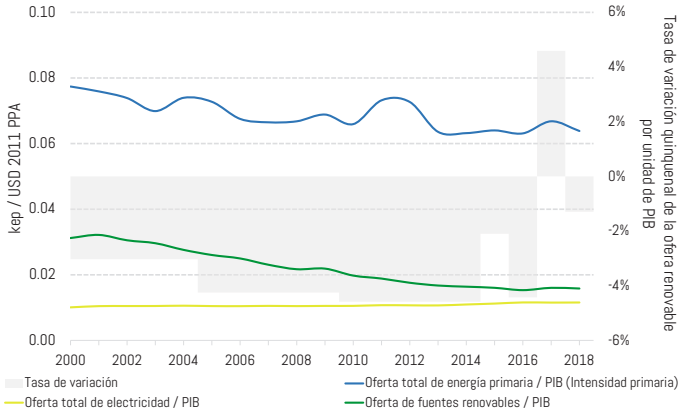
Índice de renovabilidad



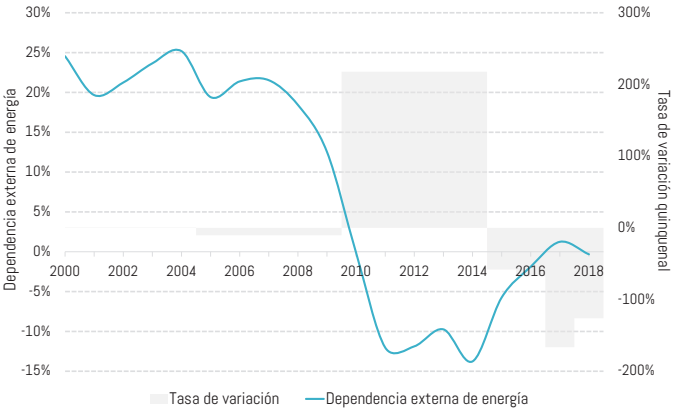
Oferta de energía per cápita



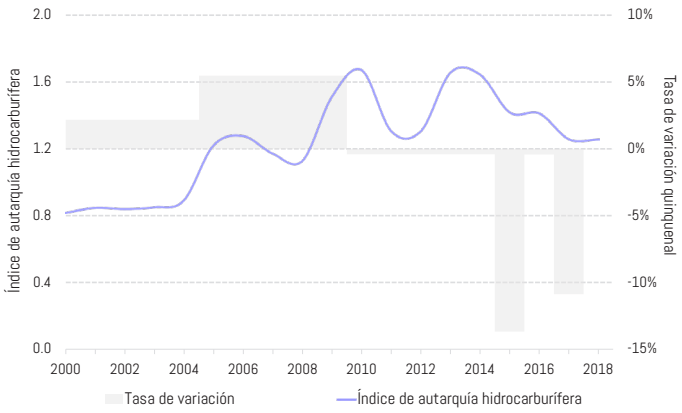
Ofertas de energía por unidad de PIB



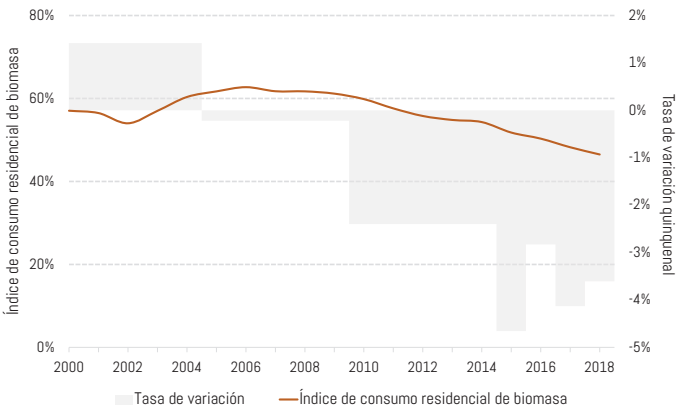
Dependencia externa de energía



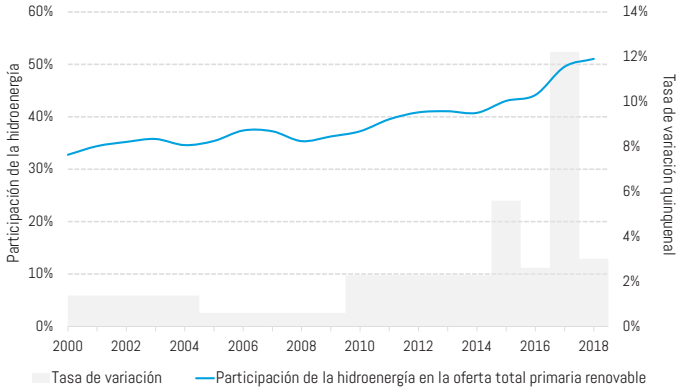
Índice de autarquía hidrocarburífera



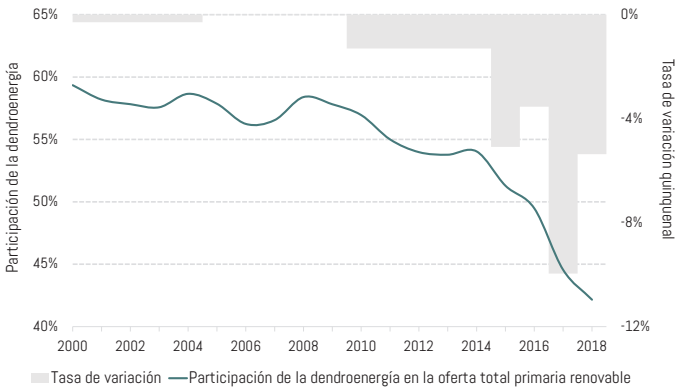
Índice de consumo residencial de biomasa



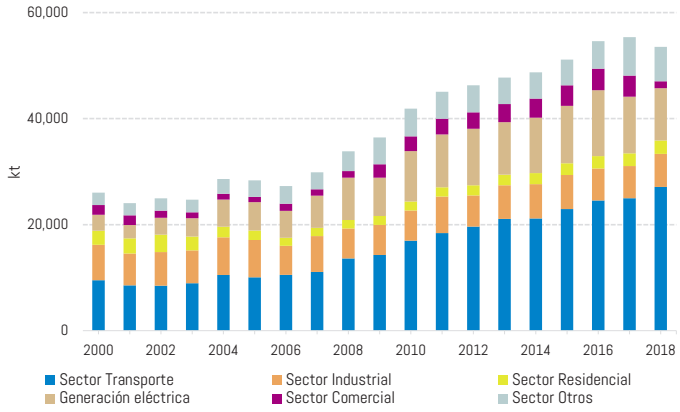
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



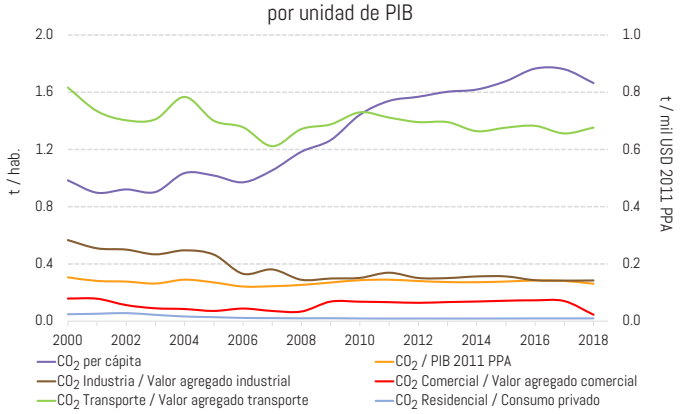
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



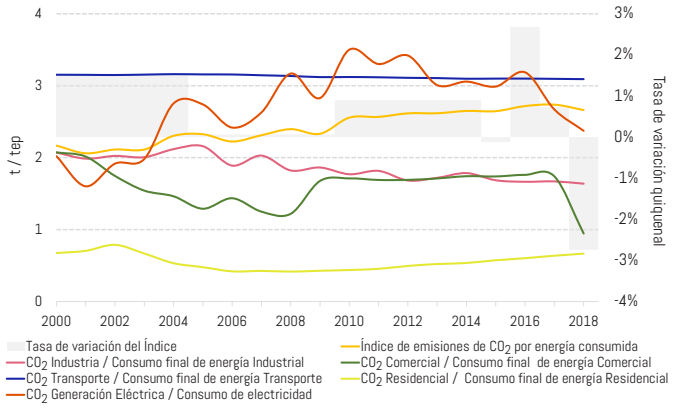
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



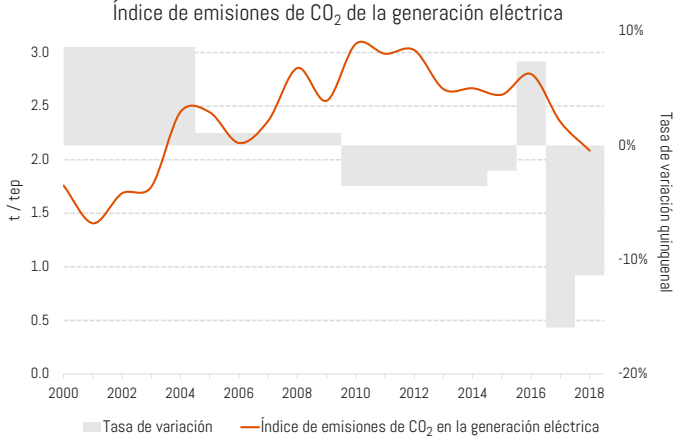
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



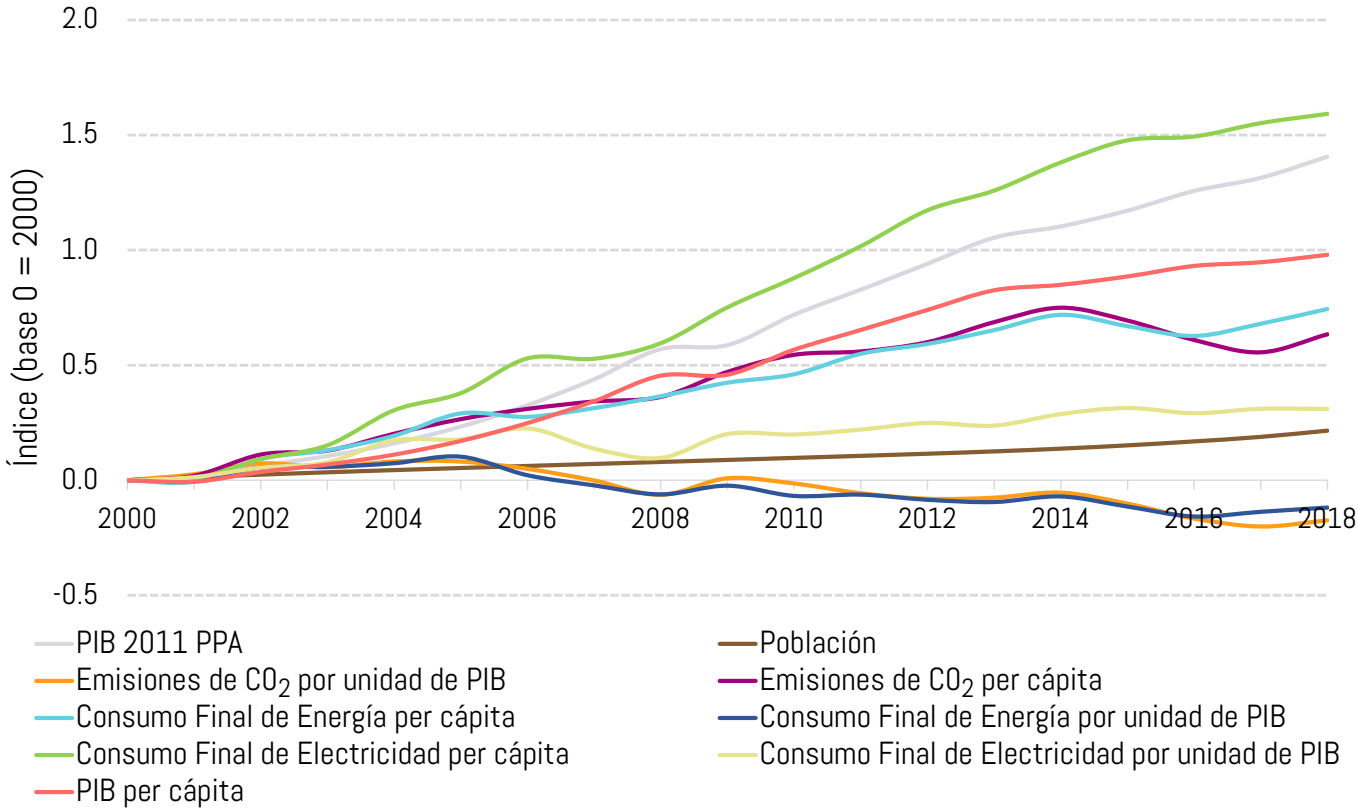
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



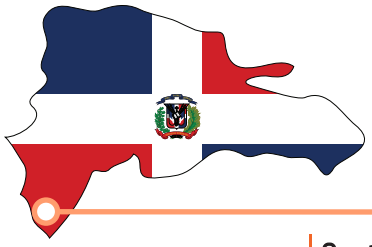
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

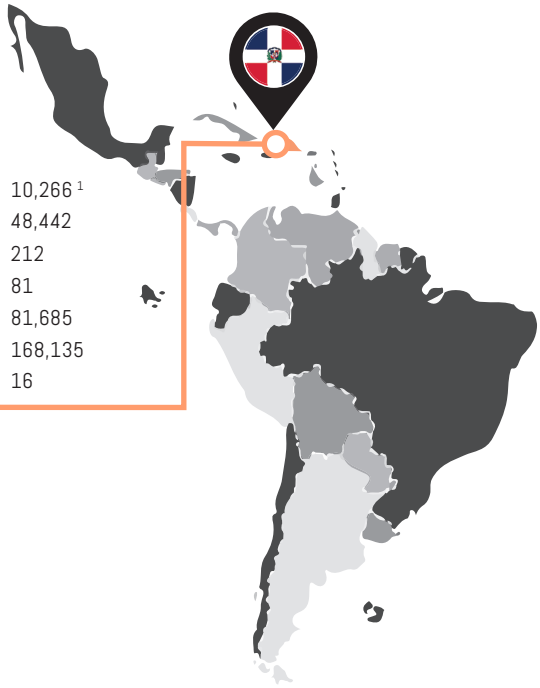


REPÚBLICA DOMINICANA



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	10,266 [1]
Superficie (km^2)	48,442
Densidad de población (hab. / km^2)	212
Población urbana (%)	81
PIB USD 2010 (MUSD)	81,685
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	168,135
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	16



Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 2.43
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.59
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.44
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.46
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.54

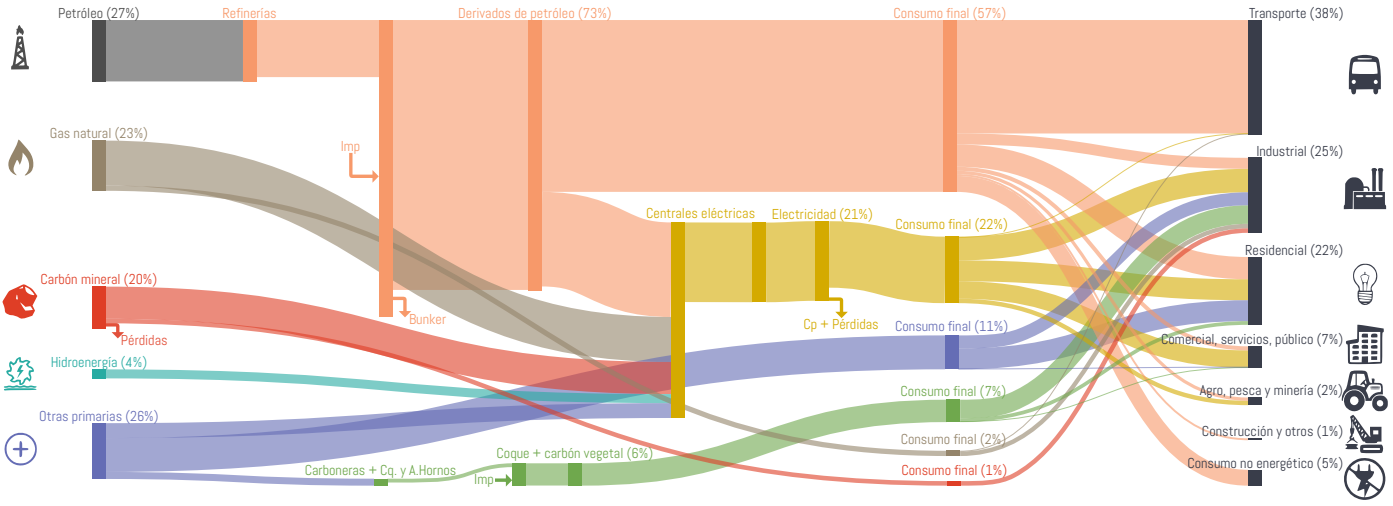


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

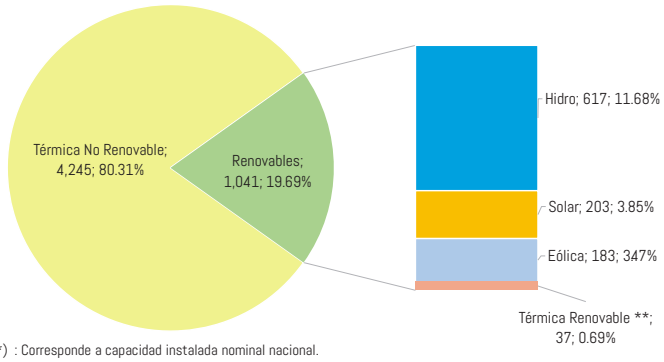
[1] Estimaciones propias de la CNE.
[2] Exportaciones incluye carbón vegetal, búnker de AVTUR y reexportación de gas natural.
[3] Incluye consumo no energético.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,598	0.63	97.39	9.52	1.38	8.70	0.59 [2]	6.46 [3]	34	5.29	0.06 / 0.04
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

Balance energético resumido 2018

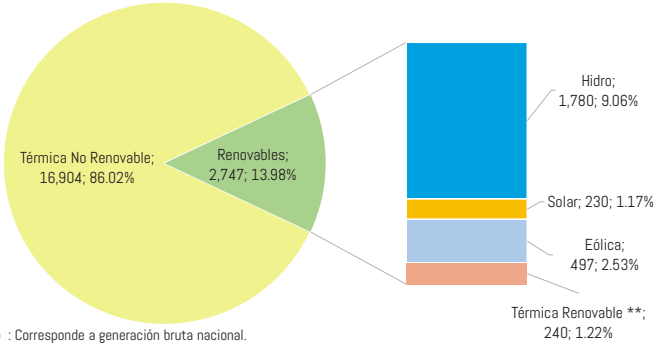


Capacidad instalada de generación eléctrica* [MW; %]
2018



(*) : Corresponde a capacidad instalada nominal nacional.
(**): Térmica renovable incluye la Unidad de San Pedro BioEnergy y biodigestores.

Generación eléctrica por fuente* [GWh; %]
2018

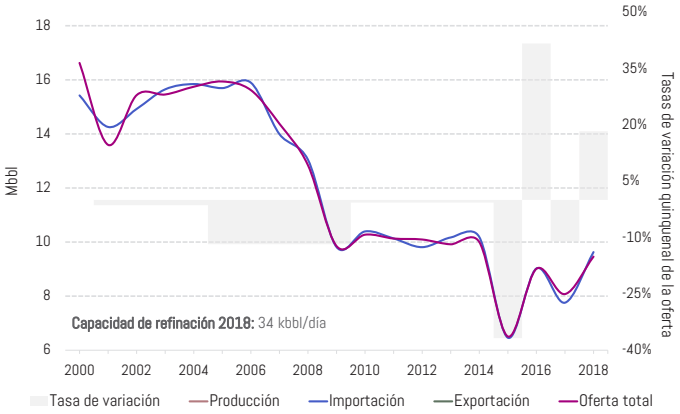


(*) : Corresponde a generación bruta nacional.
(**): Térmica renovable incluye bagazo, biogás y otra biomasa (arroz).

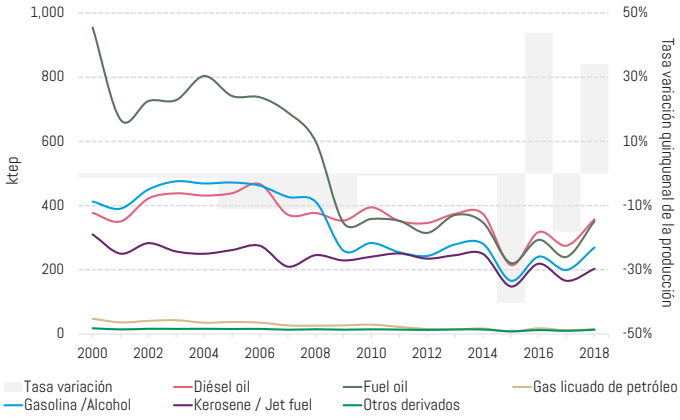
En agosto 2018, entró en operación el Parque Fotovoltaico Montecristi Solar, con una capacidad instalada de 57.96 MW, el cual es el proyecto de energía fotovoltaica más grande del Caribe, con una inversión de 100 millones de dólares.

En octubre 2018, entró el Parque Eólico Larimar II, con una capacidad instalada de 48.3 MW y una inversión de 103 millones de dólares.

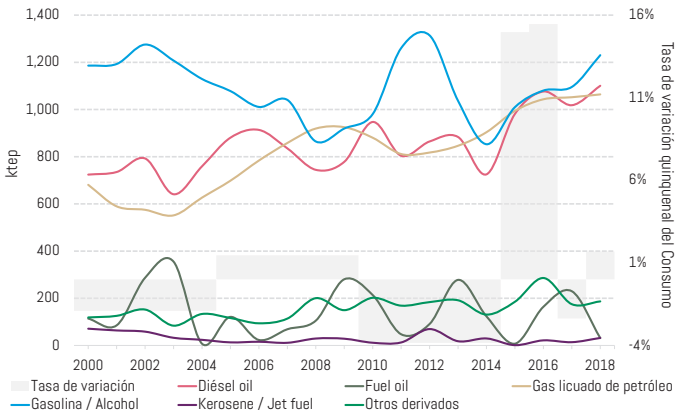
Oferta de petróleo



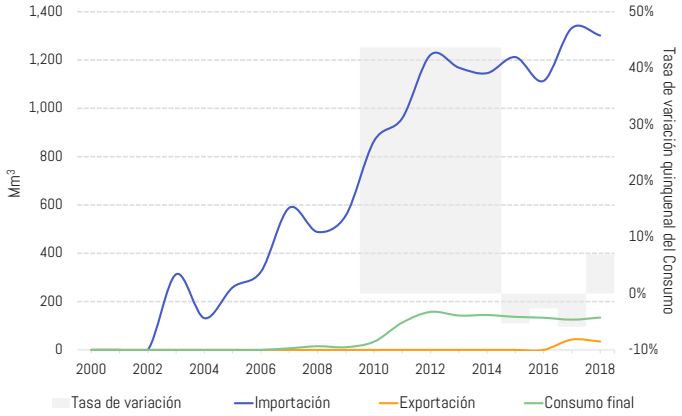
Producción derivados de petróleo



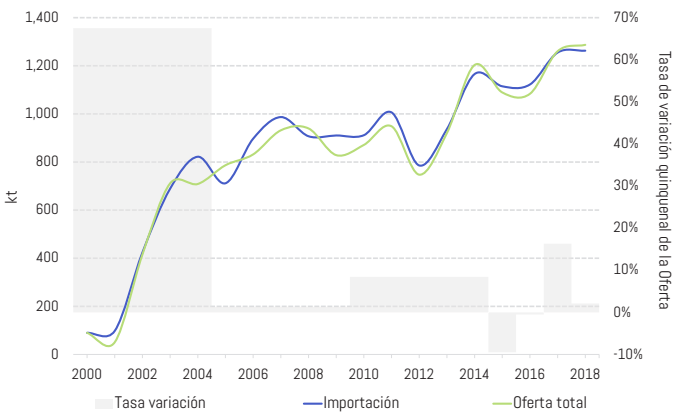
Consumo derivados de petróleo



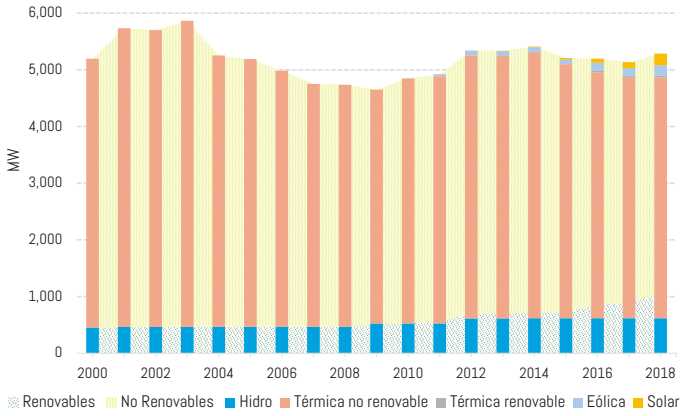
Oferta de gas natural



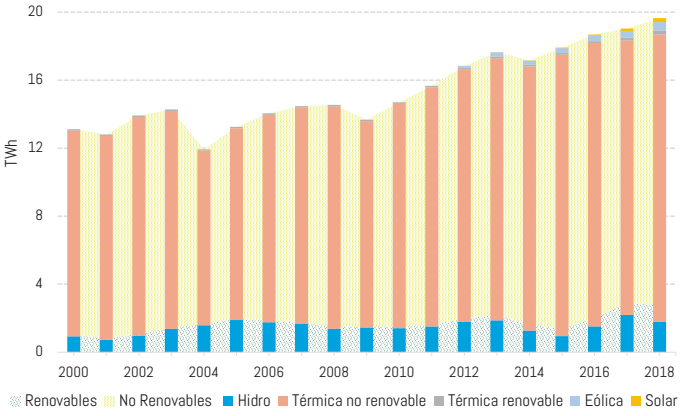
Oferta de carbón mineral



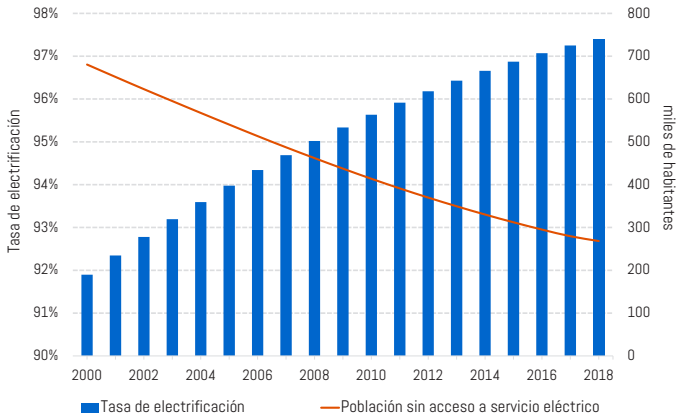
Capacidad instalada de generación eléctrica



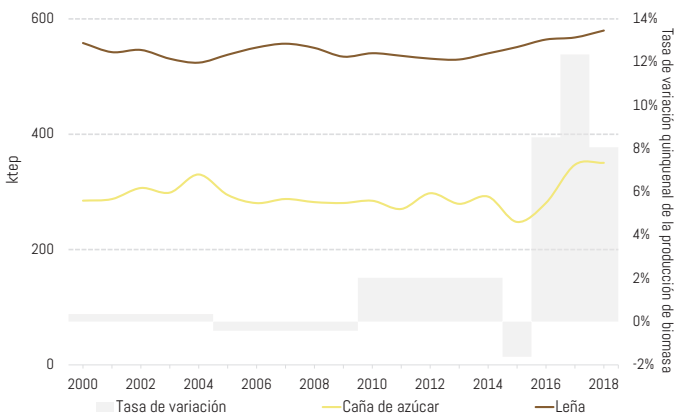
Generación eléctrica



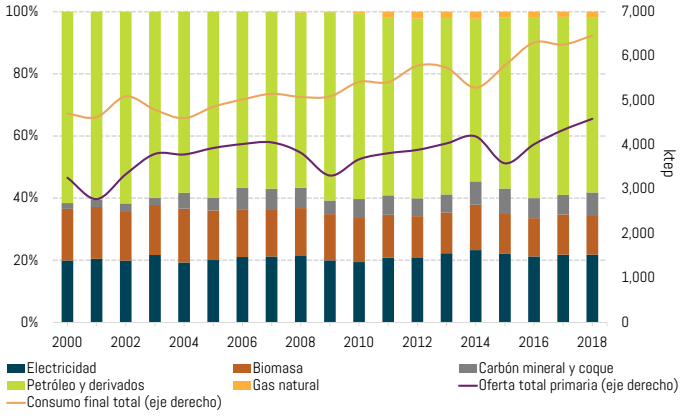
Tasa de electrificación



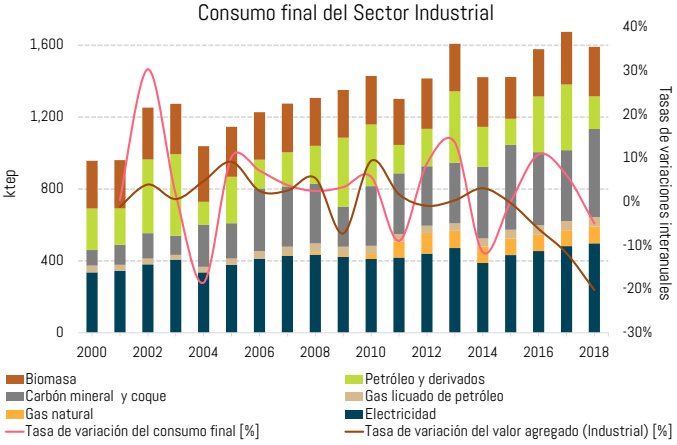
Producción de biomasa y biocombustibles



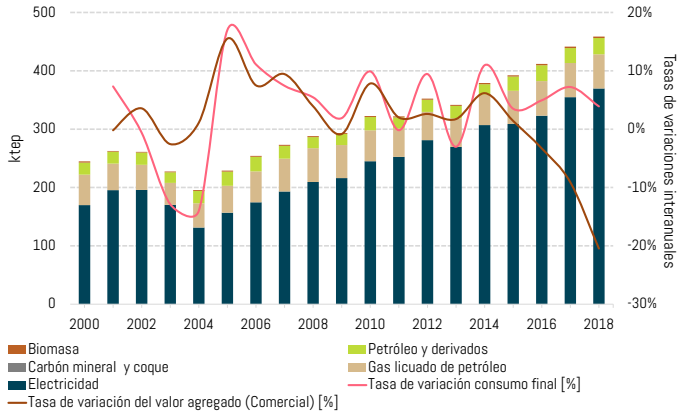
Consumo final de energía por fuente de energía



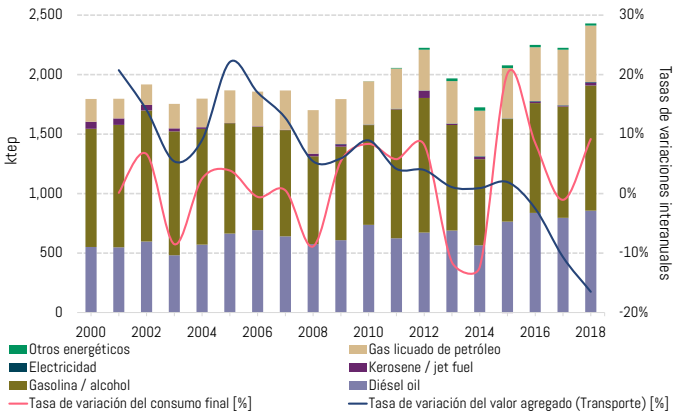
Consumo final del Sector Industrial



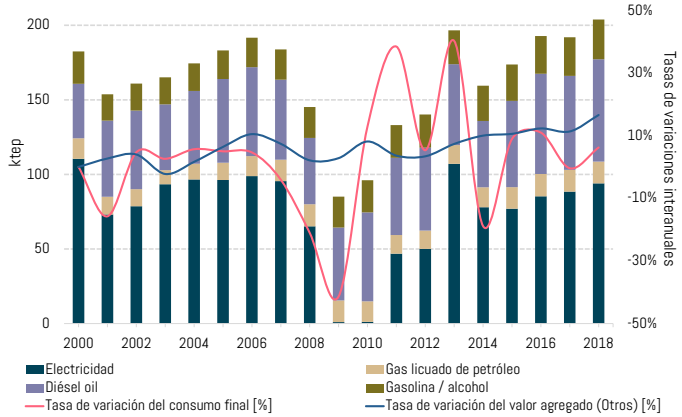
Consumo final del Sector Comercial



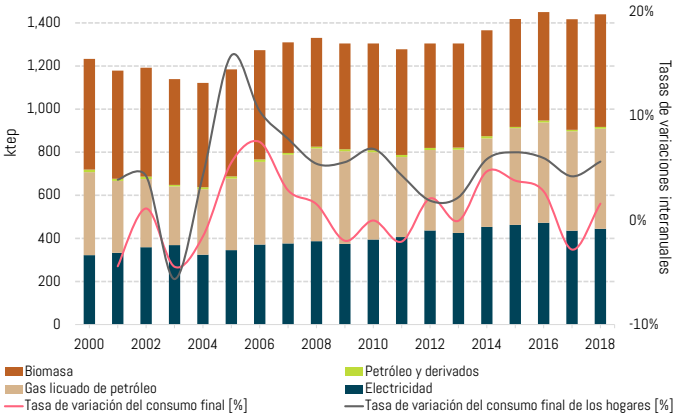
Consumo final del Sector Transporte



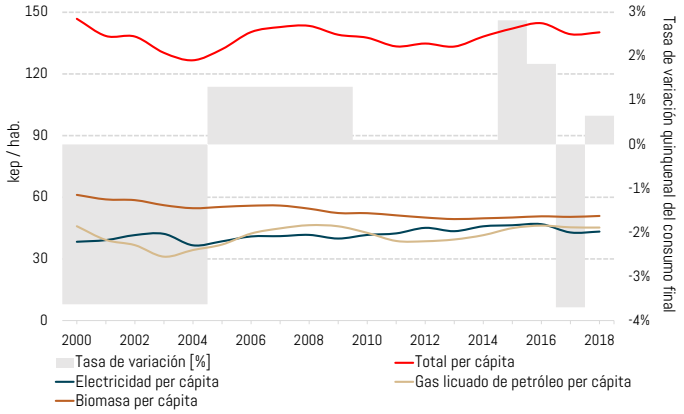
Consumo final del Sector Otros



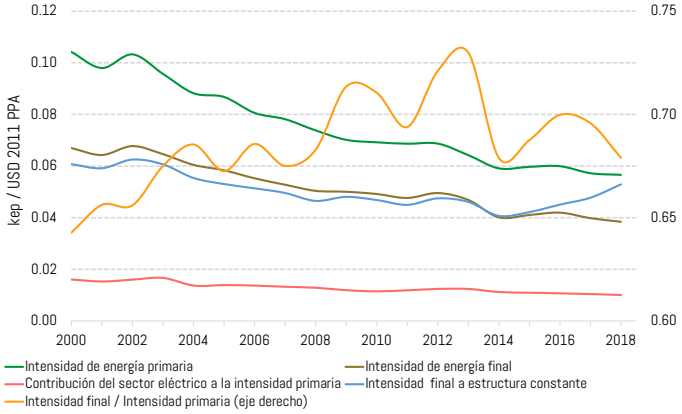
Consumo final del Sector Residencial



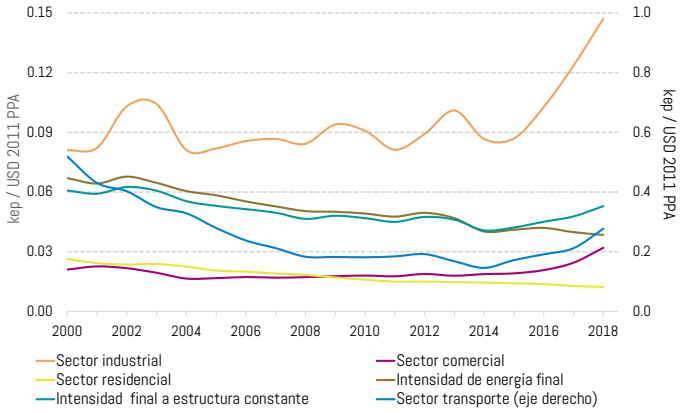
Consumo final per cápita Sector Residencial



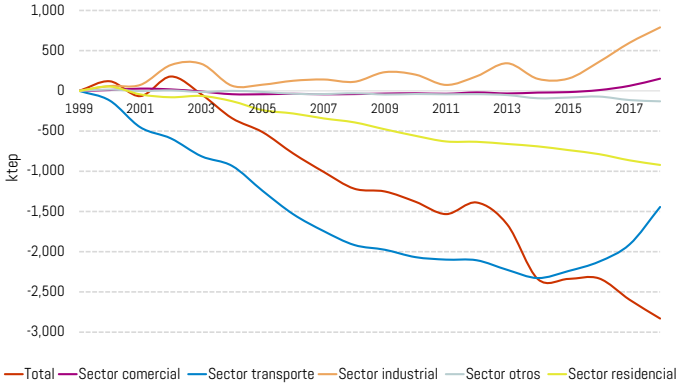
Intensidades energéticas



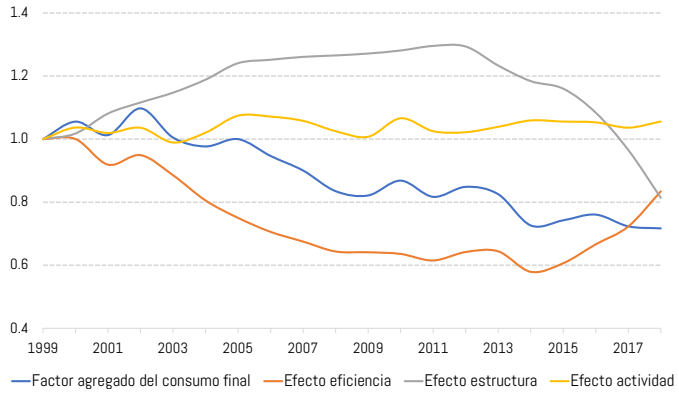
Intensidades energéticas sectoriales



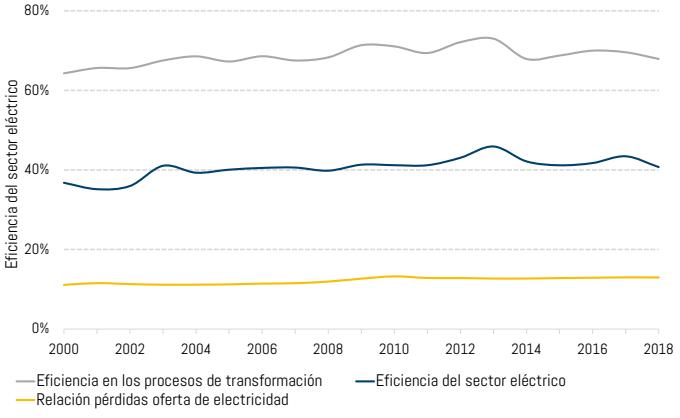
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



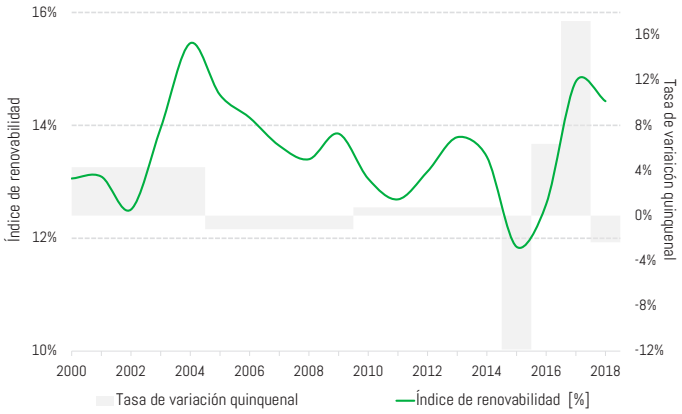
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



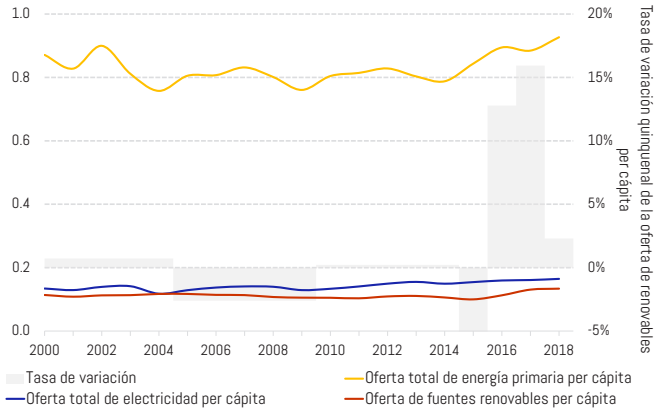
Eficiencia del sector eléctrico



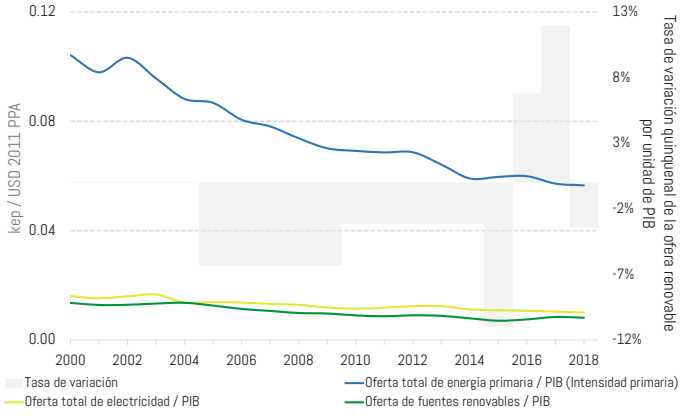
Índice de renovabilidad



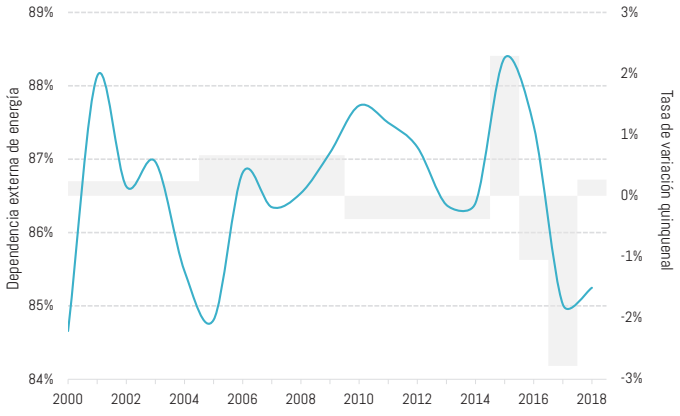
Oferta de energía per cápita



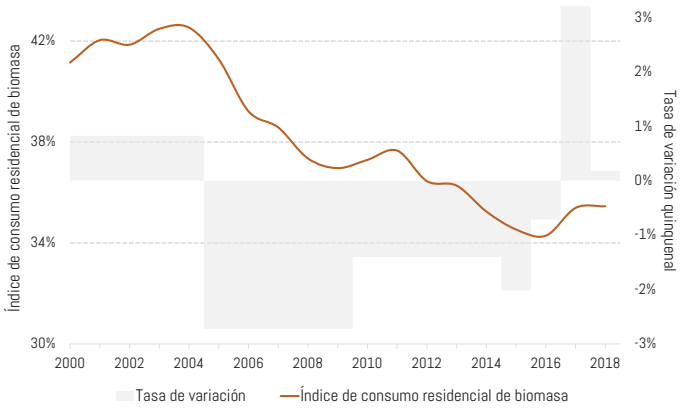
Ofertas de energía por unidad de PIB



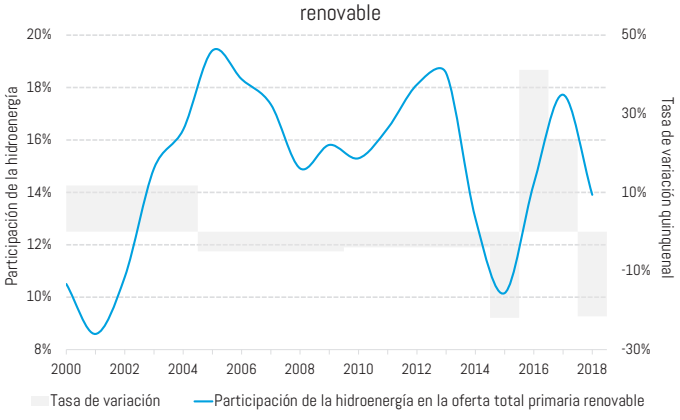
Dependencia externa de energía



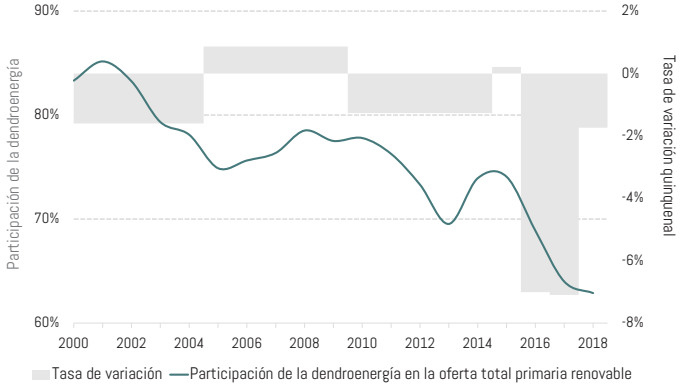
Índice de consumo residencial de biomasa



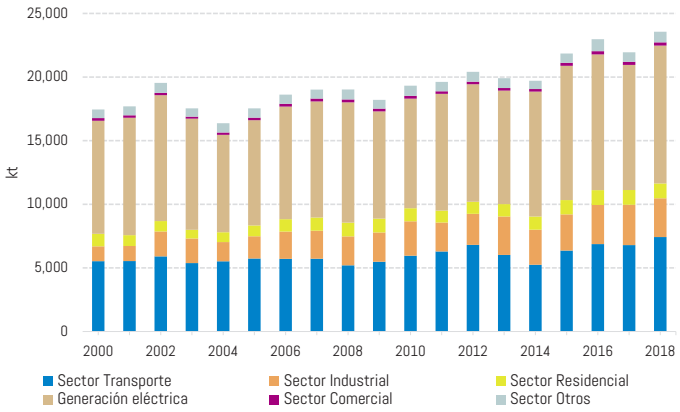
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



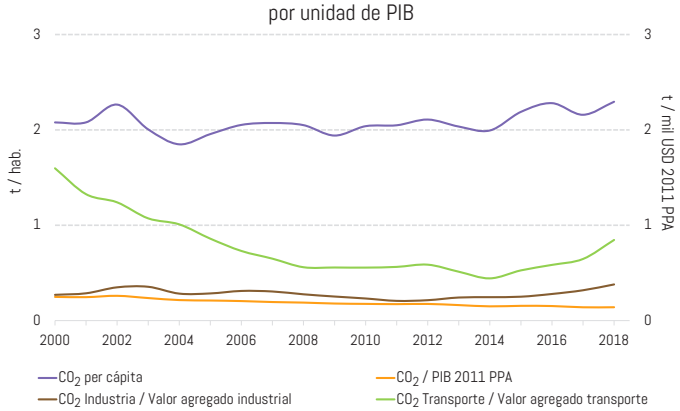
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



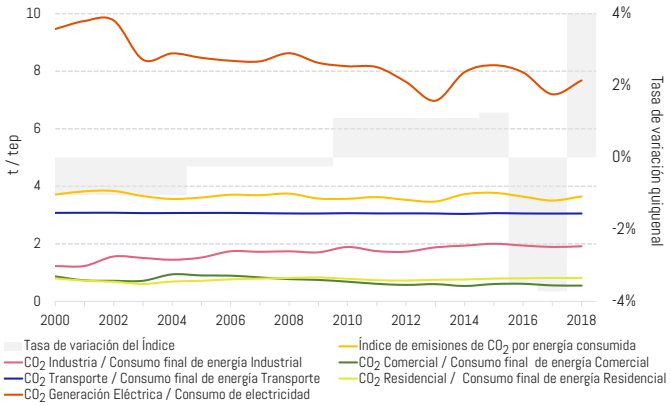
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



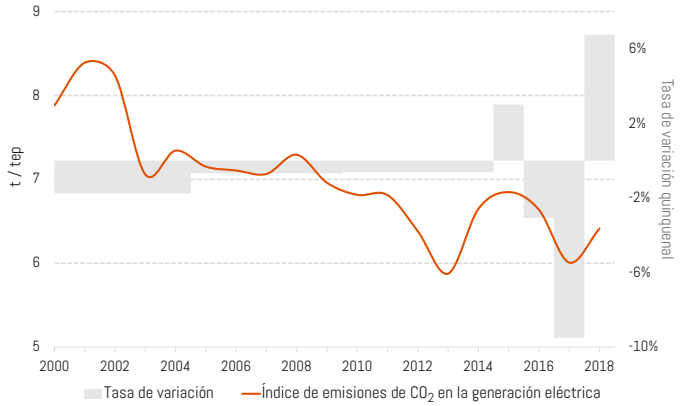
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



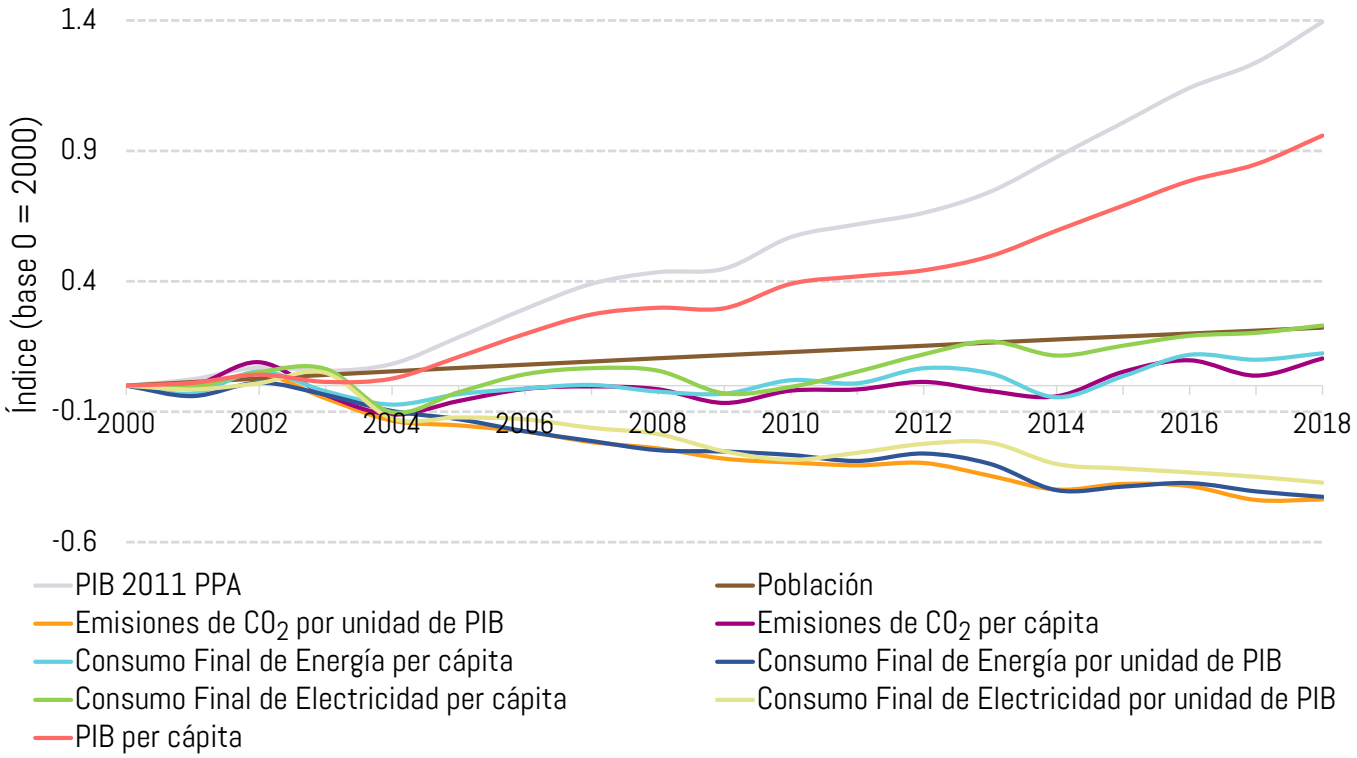
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

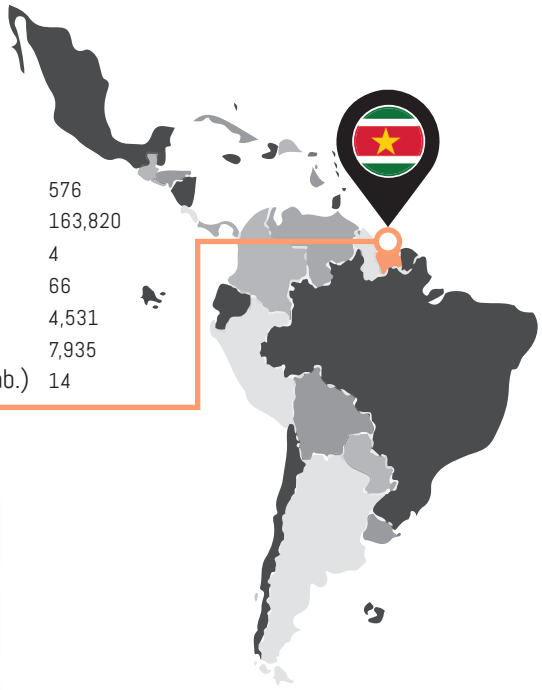


SURINAME



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	576
Superficie (km^2)	163,820
Densidad de población (hab. / km^2)	4
Población urbana (%)	66
PIB USD 2010 (MUSD)	4,531
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	7,935
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	14



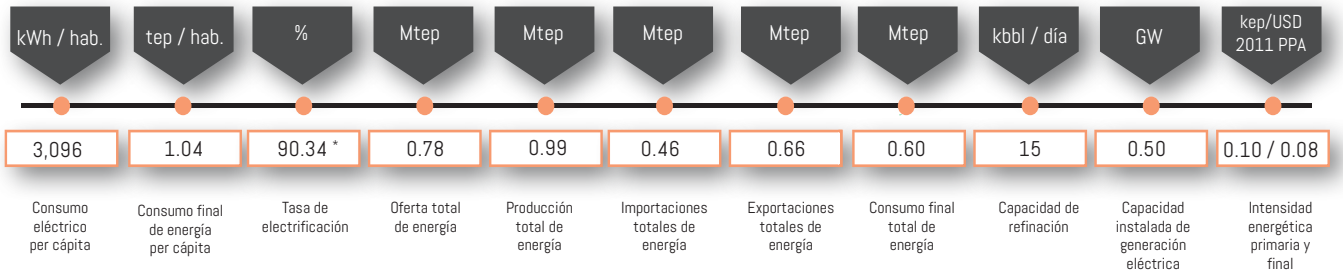
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.25
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.11
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.09
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.04
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.12

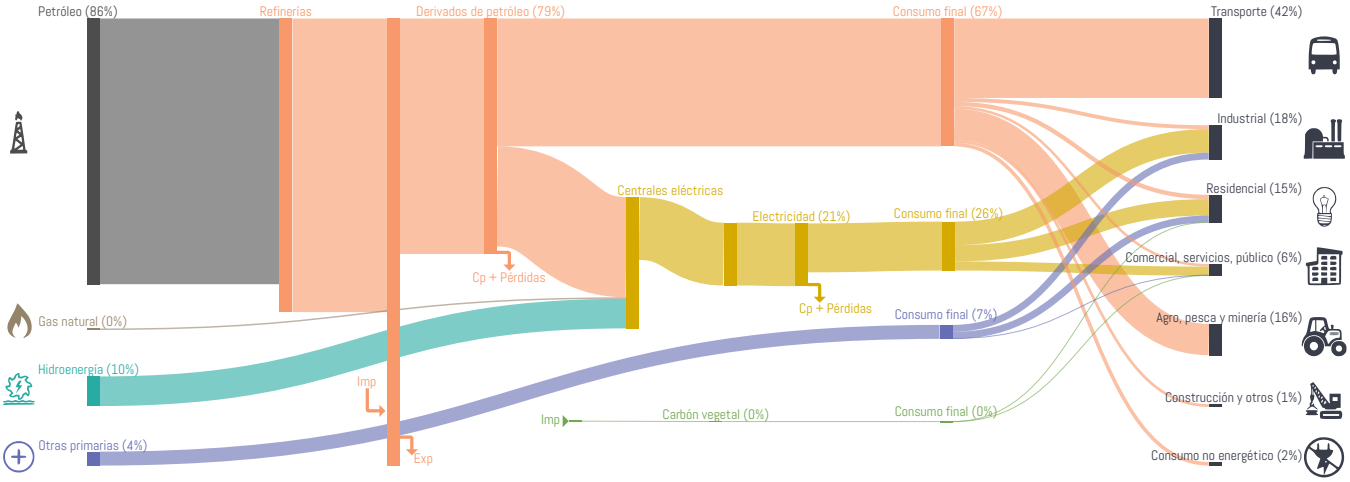


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

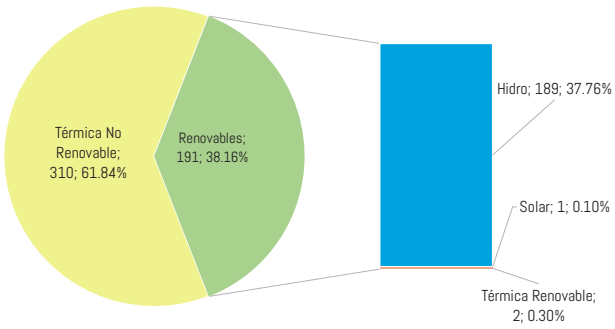
* Dato correspondiente al año 2017.



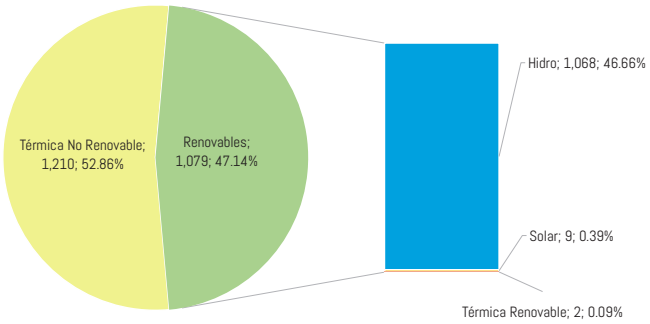
Balance energético resumido 2018



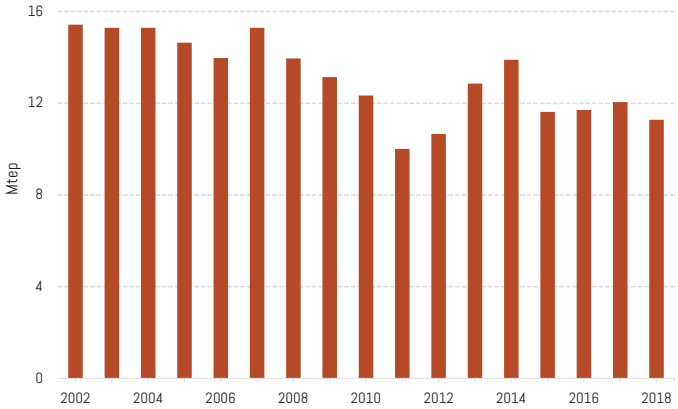
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



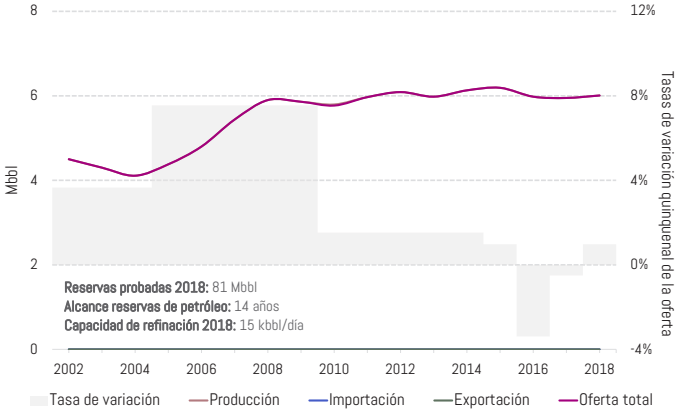
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



Reservas probadas de petróleo

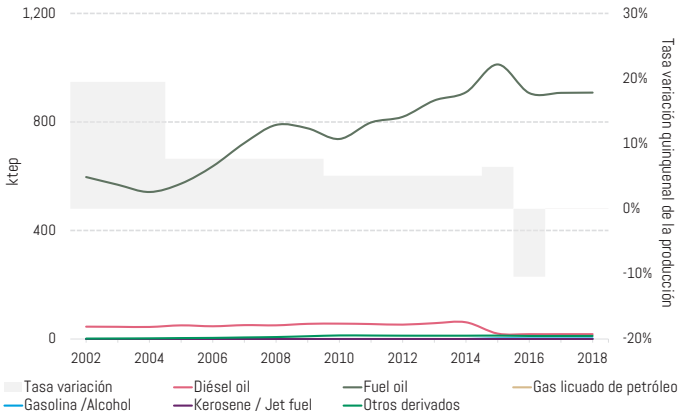


Oferta de petróleo

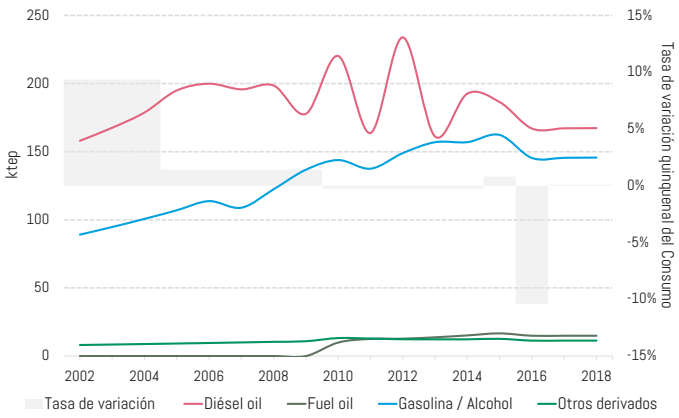


SURINAME

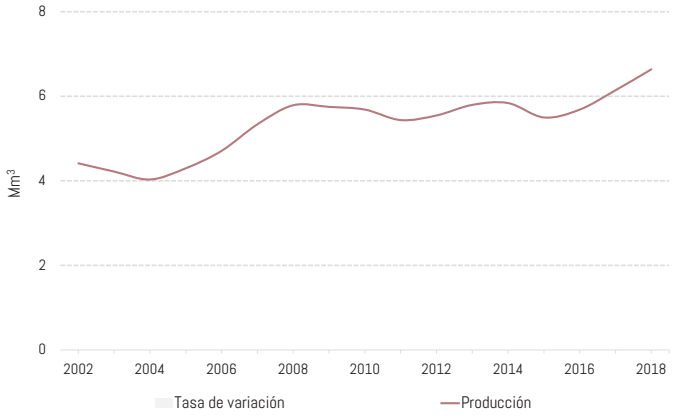
Producción derivados de petróleo



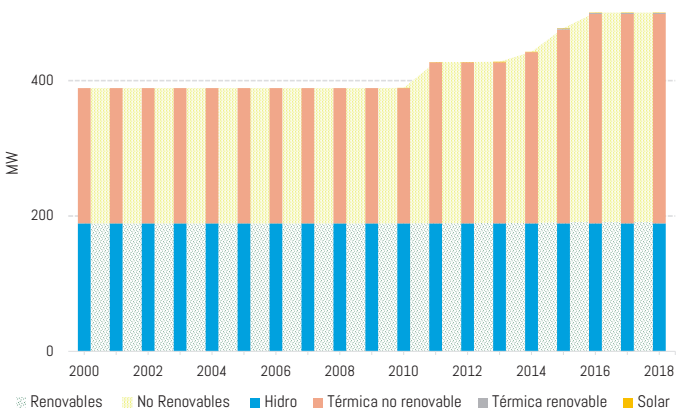
Consumo derivados de petróleo



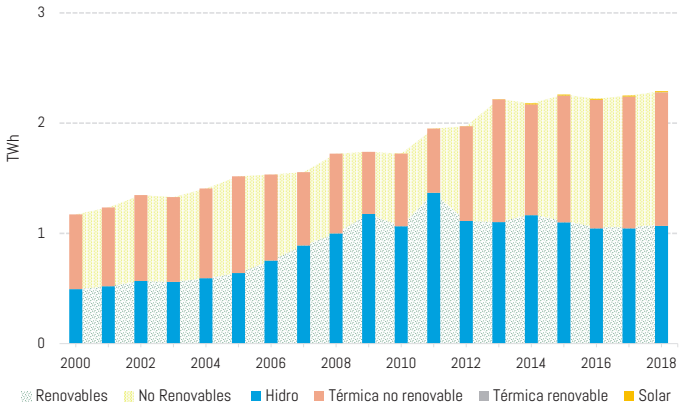
Oferta de gas natural



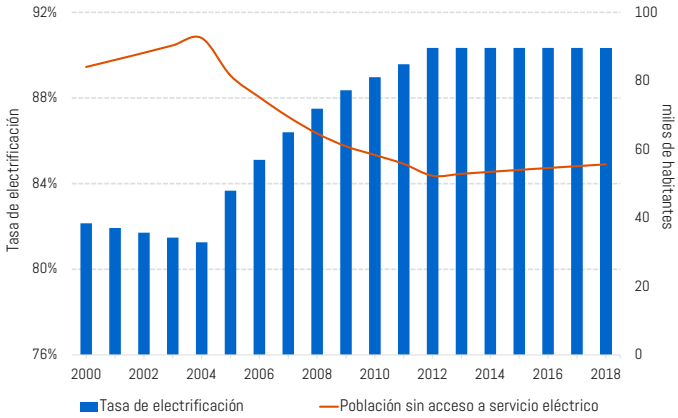
Capacidad instalada de generación eléctrica



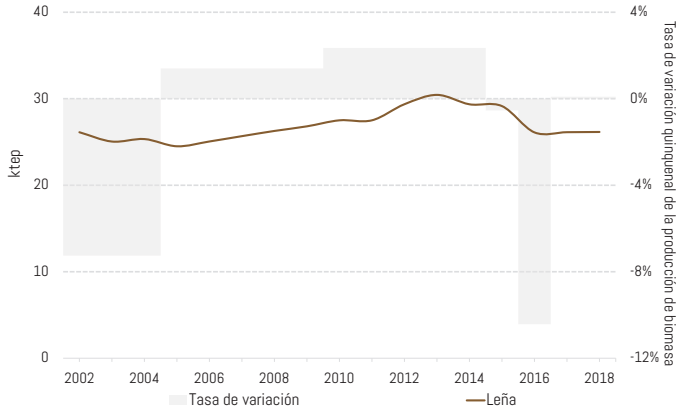
Generación eléctrica



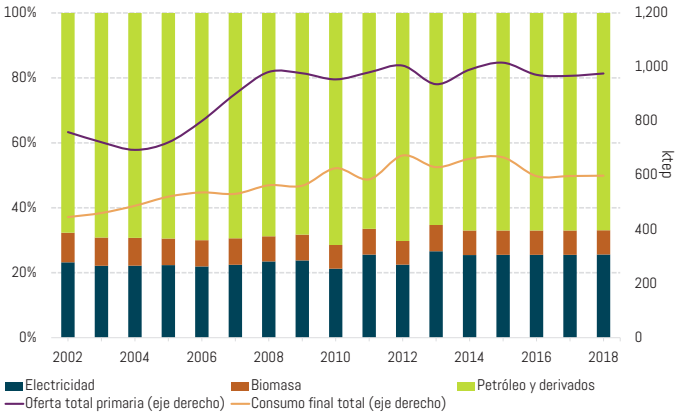
Tasa de electrificación



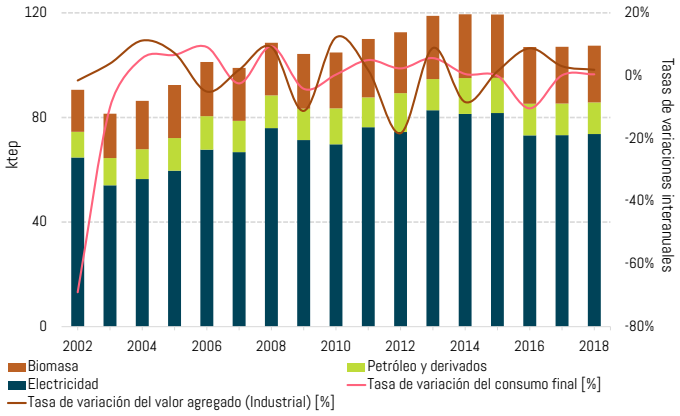
Producción de biomasa



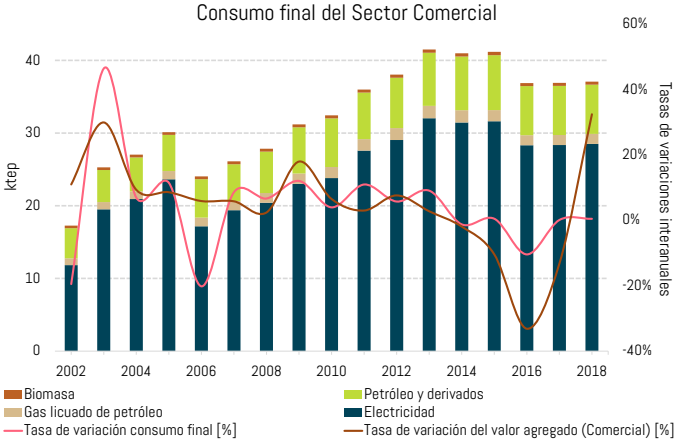
Consumo final de energía por fuente de energía



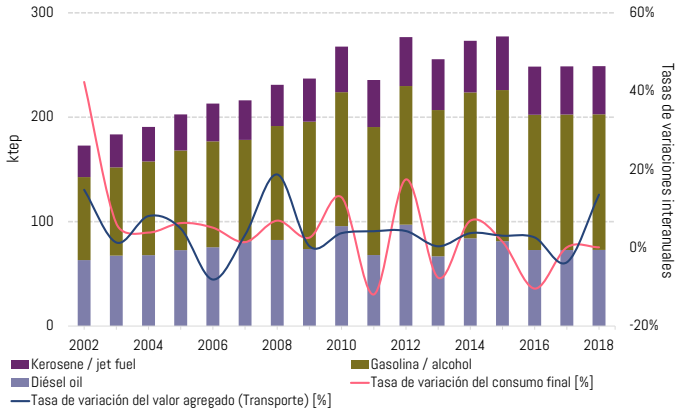
Consumo final del Sector Industrial



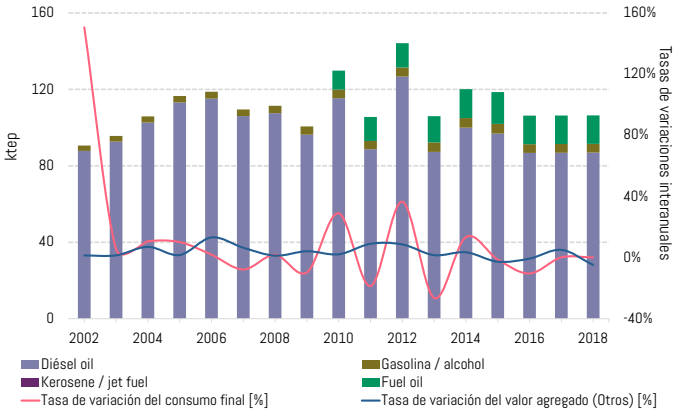
Consumo final del Sector Comercial



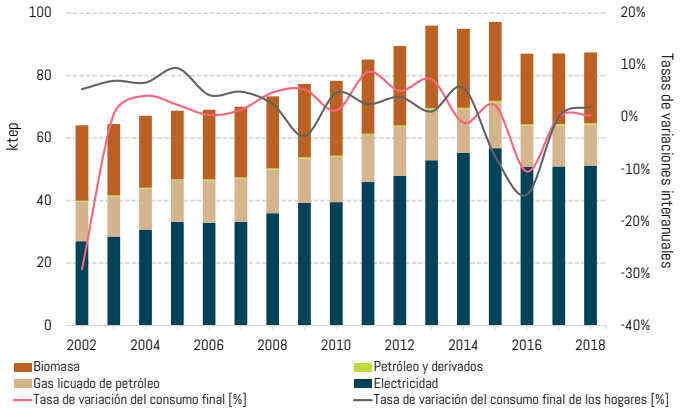
Consumo final del Sector Transporte



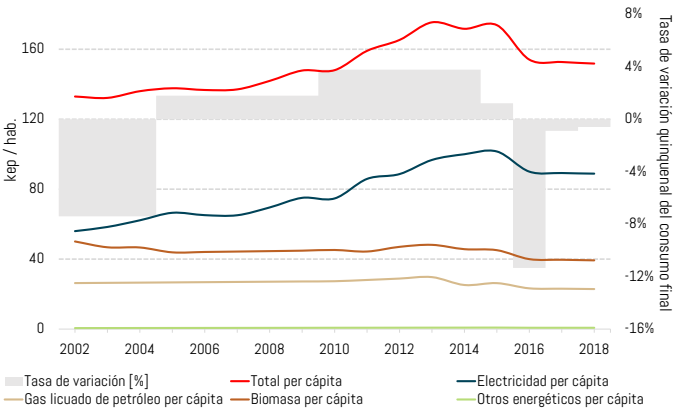
Consumo final del Sector Otros



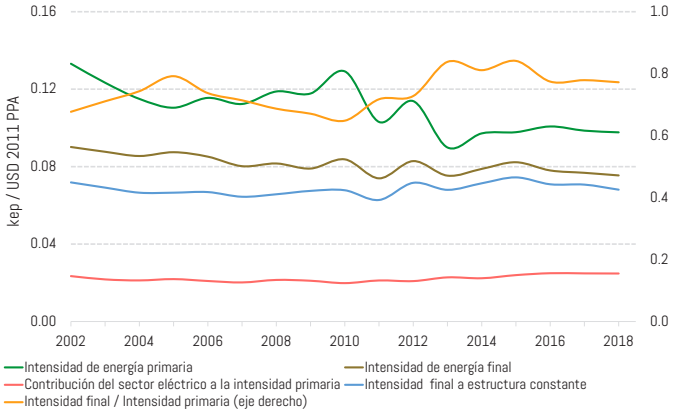
Consumo final del Sector Residencial



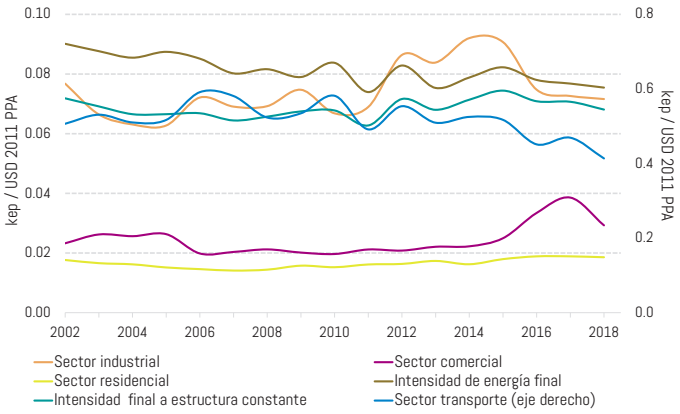
Consumo final per cápita Sector Residencial



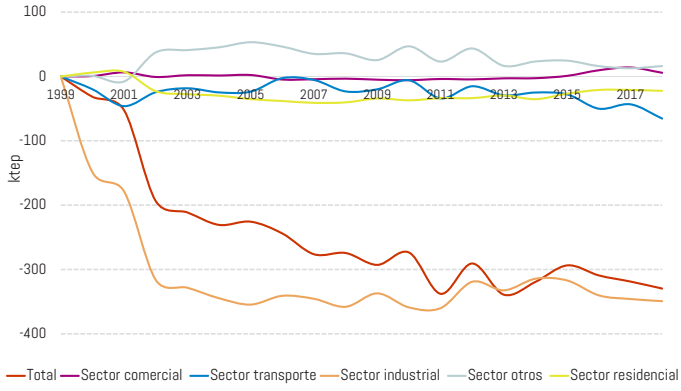
Intensidades energéticas



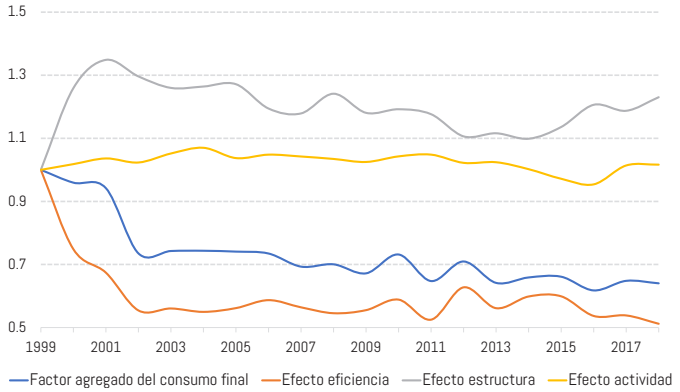
Intensidades energéticas sectoriales



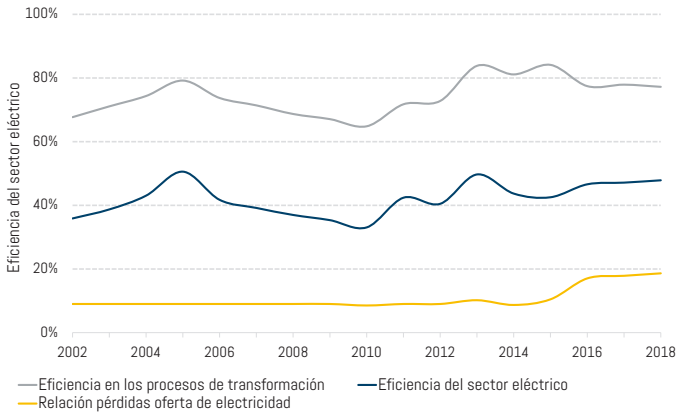
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



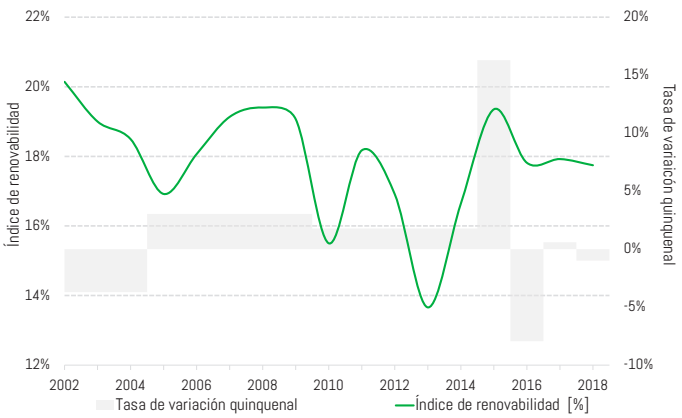
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



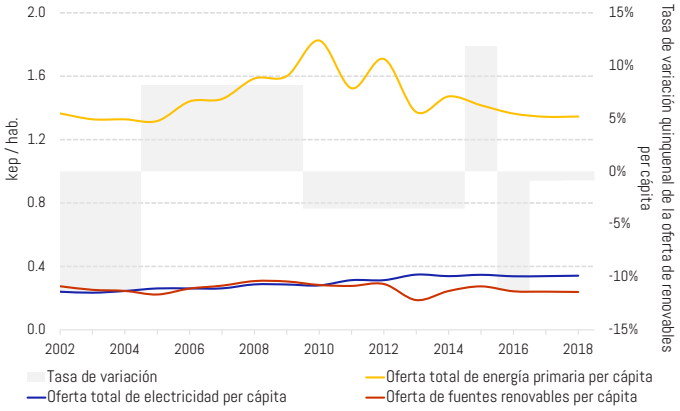
Eficiencia del sector eléctrico



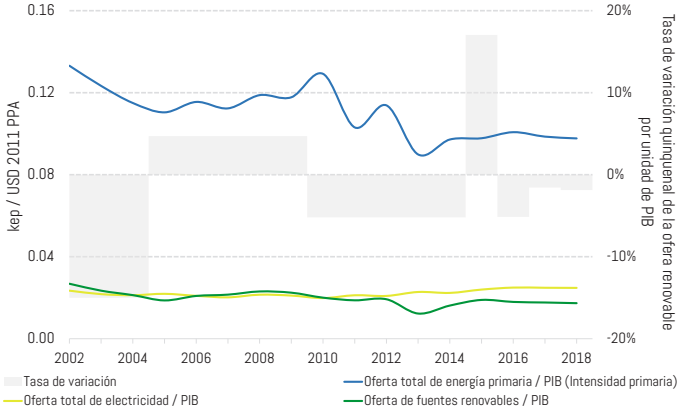
Índice de renovabilidad



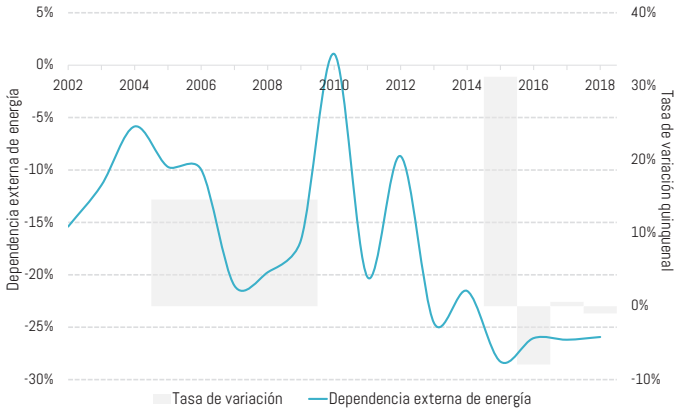
Oferta de energía per cápita



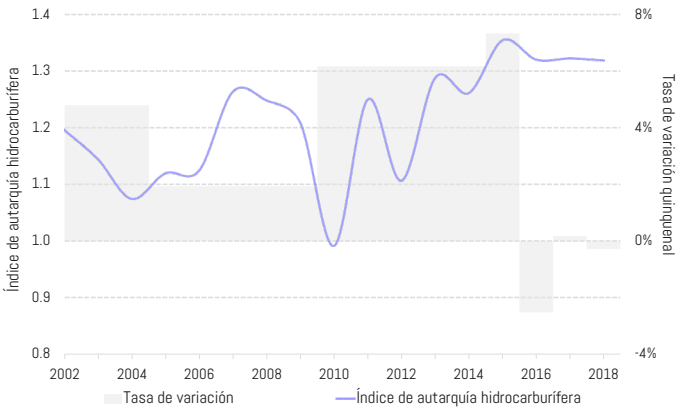
Ofertas de energía por unidad de PIB



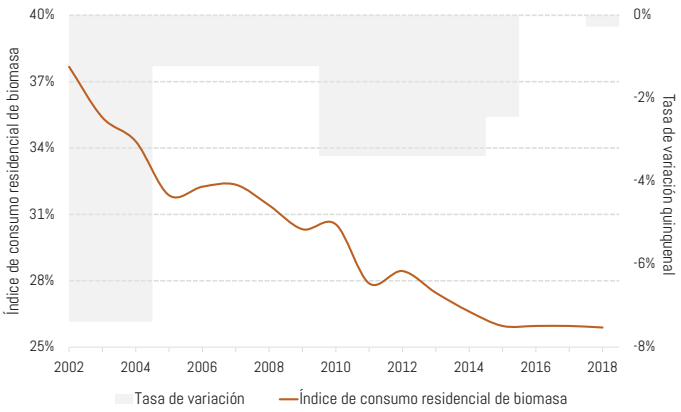
Dependencia externa de energía



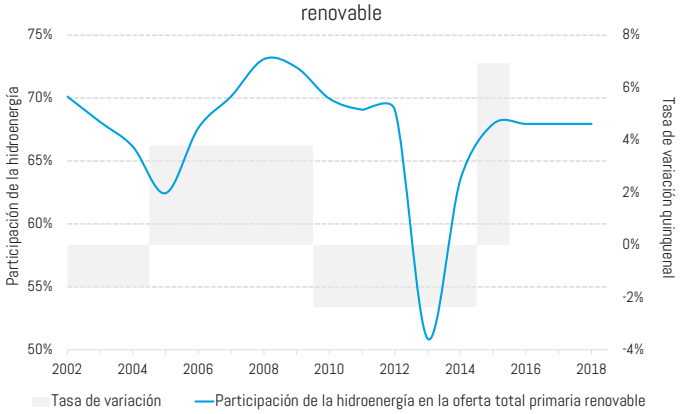
Índice de autarquía hidrocarburífera



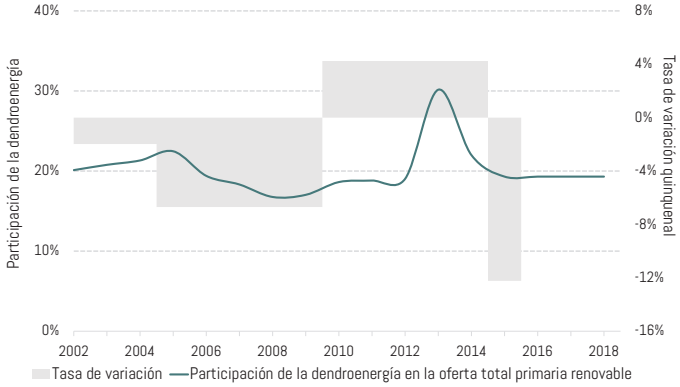
Índice de consumo residencial de biomasa



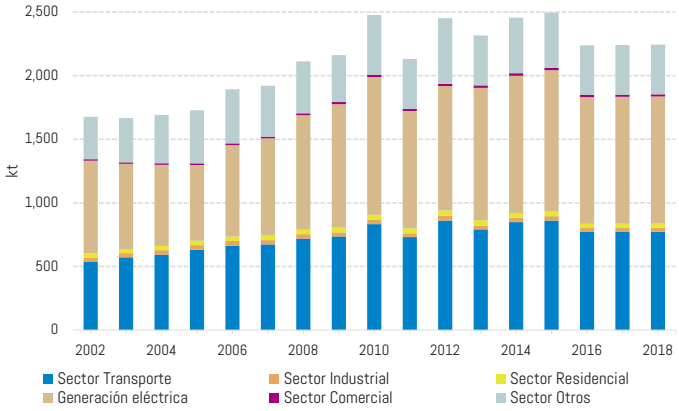
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



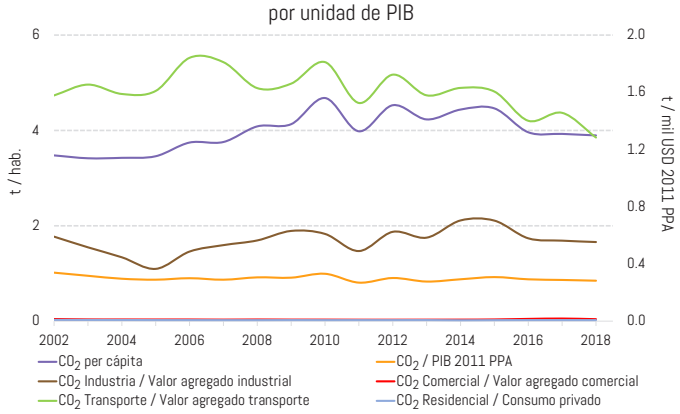
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



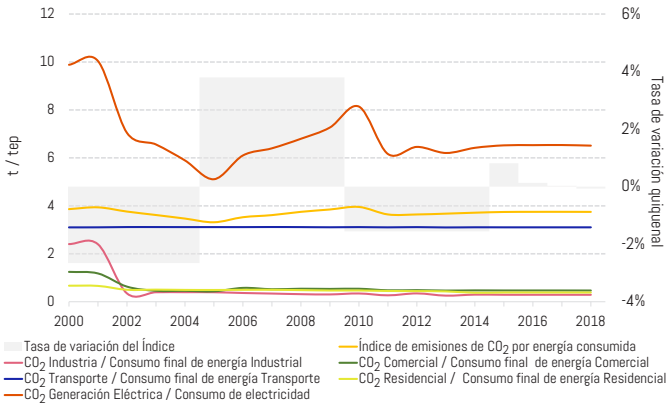
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



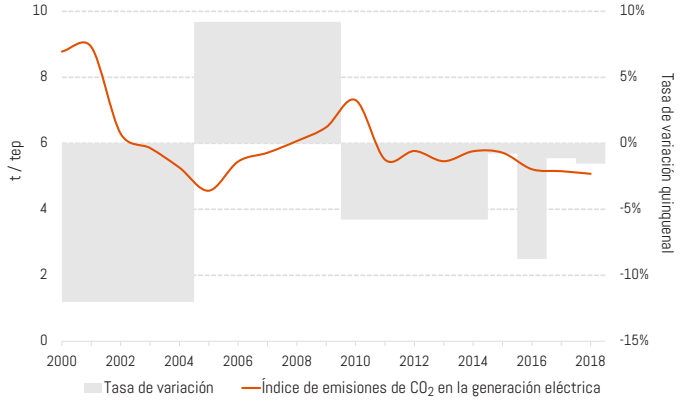
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



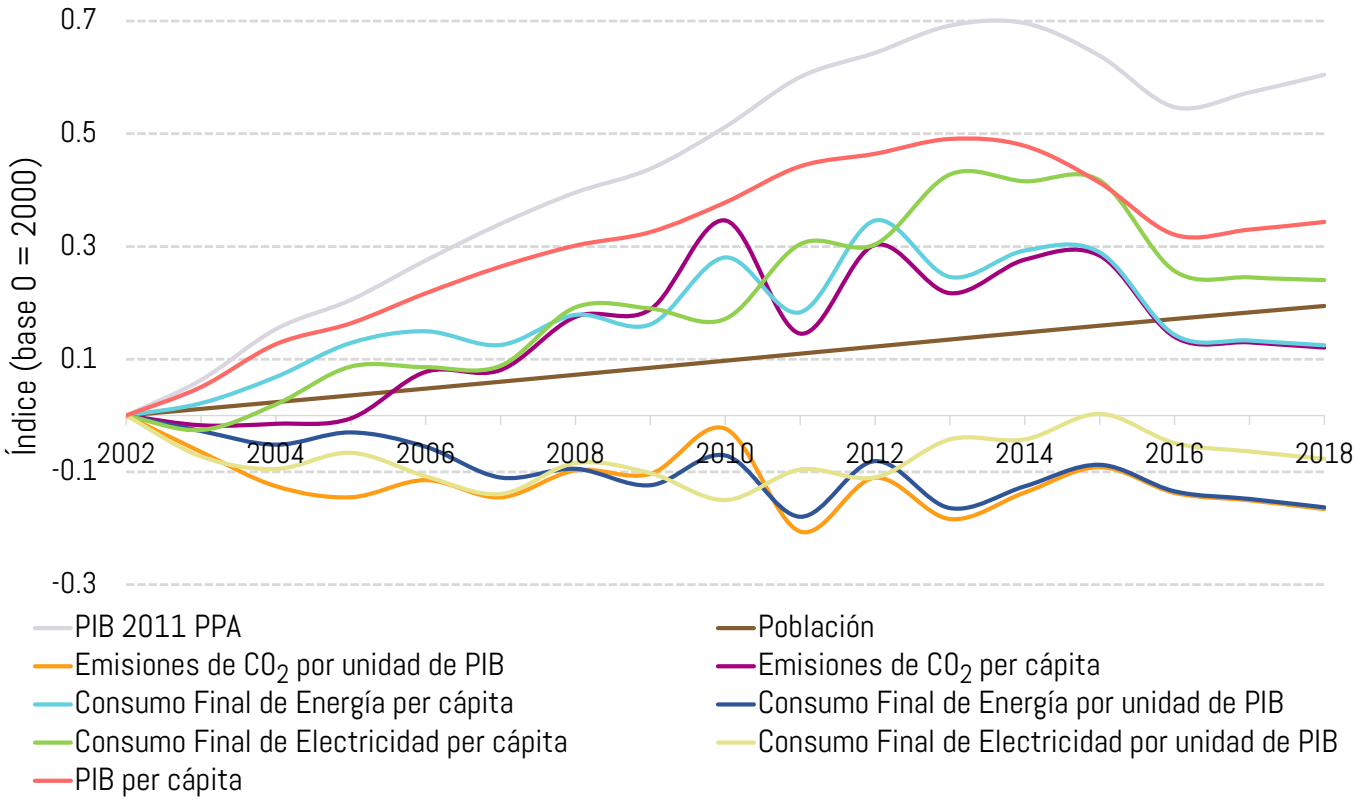
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



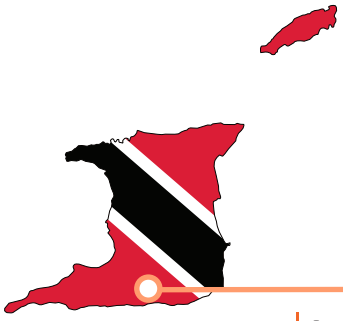
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

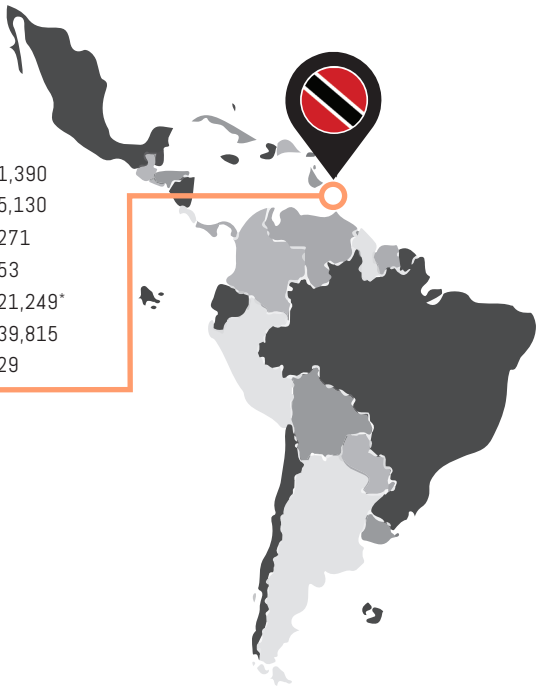


TRINIDAD Y TOBAGO



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	1,390
Superficie (km^2)	5,130
Densidad de población (hab. / km^2)	271
Población urbana (%)	53
PIB USD 2010 (MUSD)	21,249*
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	39,815
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	29



Sector Energético

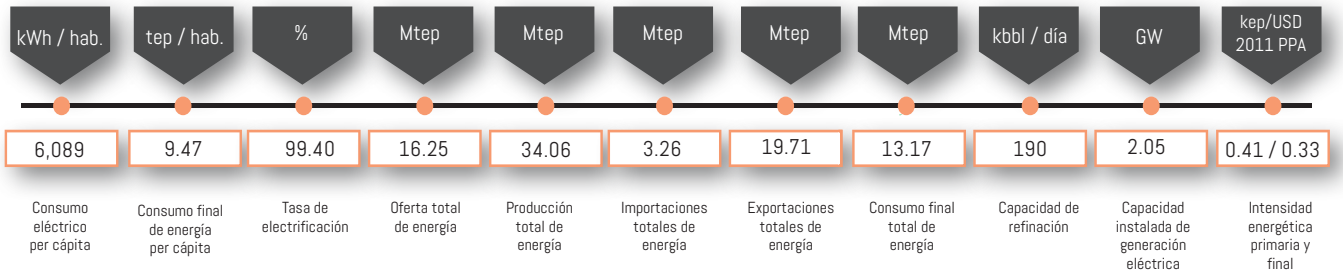
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.83
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 5.92
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.28
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.09
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 6.05



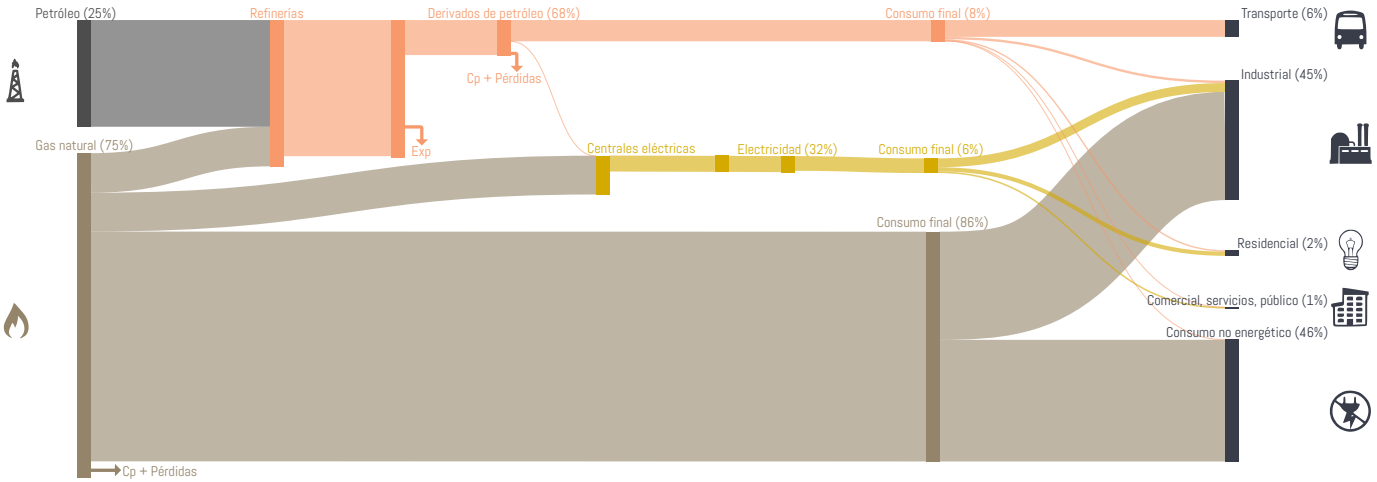
Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

* Fuente Banco Mundial.

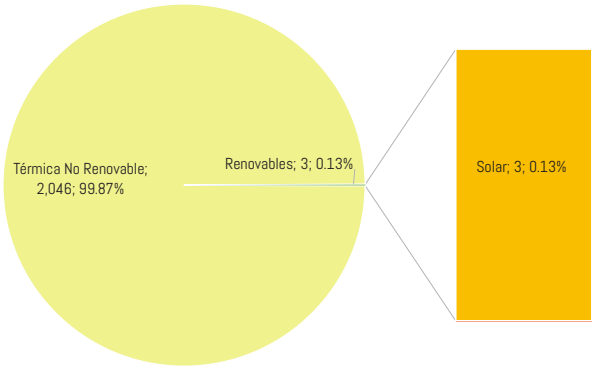
Nota: Los datos para el 2018, presentados en esta publicación son provisionales y están sujetos a revisión por parte del país.



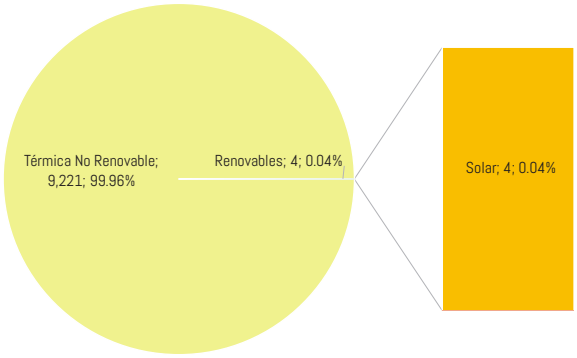
Balance energético resumido 2018



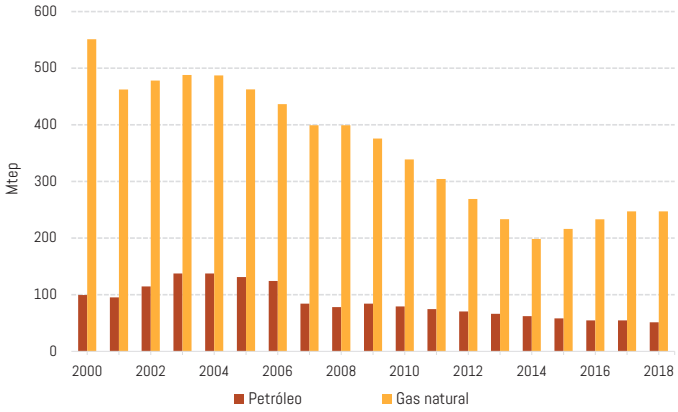
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2018



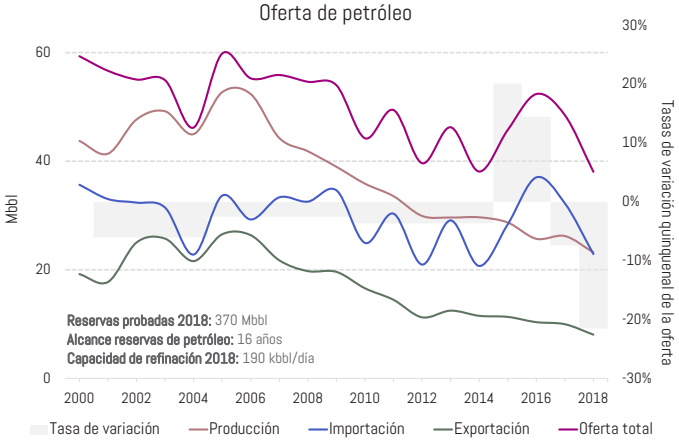
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2018



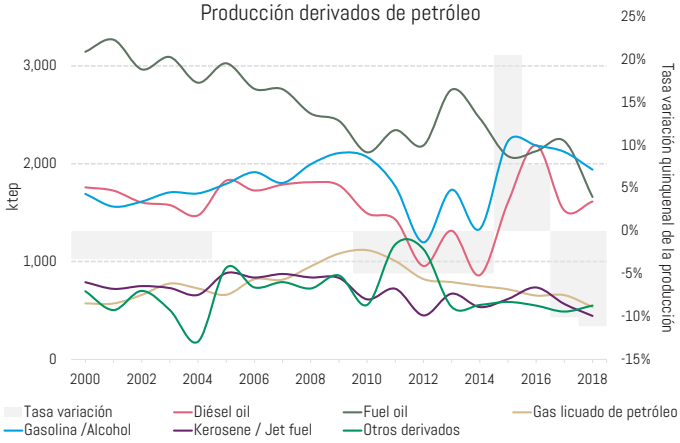
Reservas probadas de petróleo y gas natural



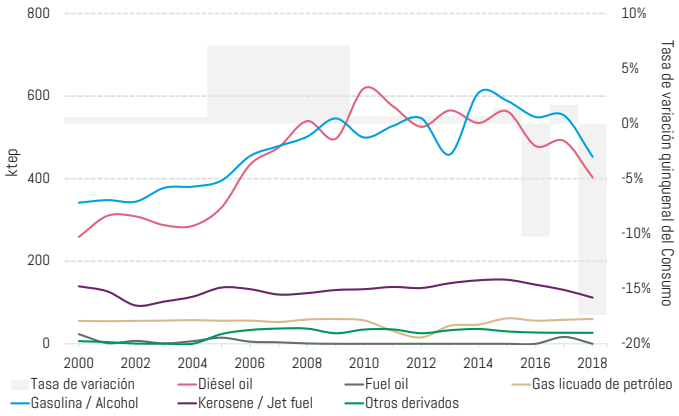
Oferta de petróleo



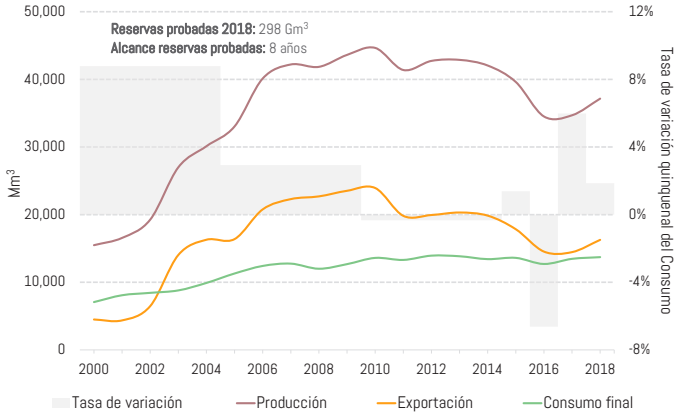
Producción derivados de petróleo



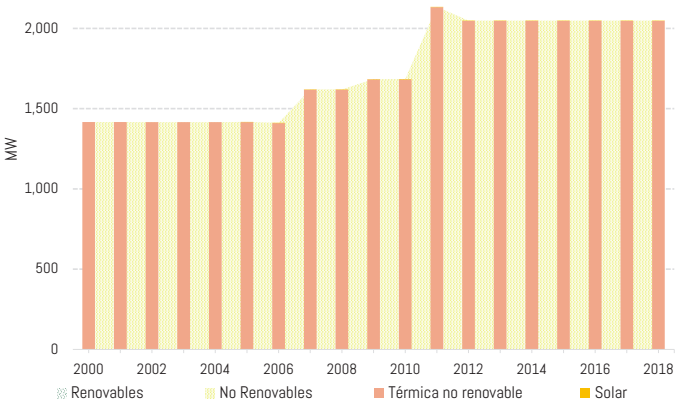
Consumo derivados de petróleo



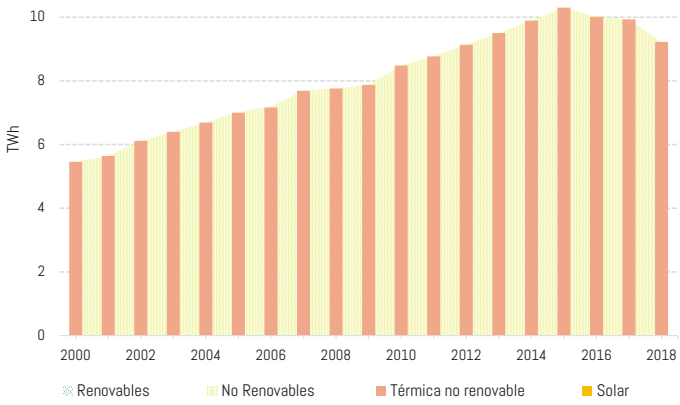
Oferta de gas natural



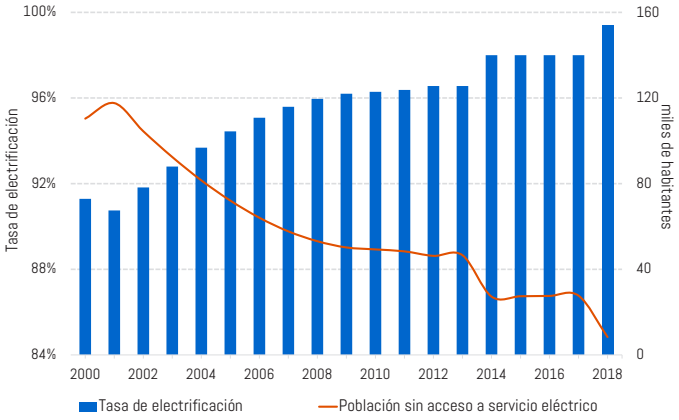
Capacidad instalada de generación eléctrica



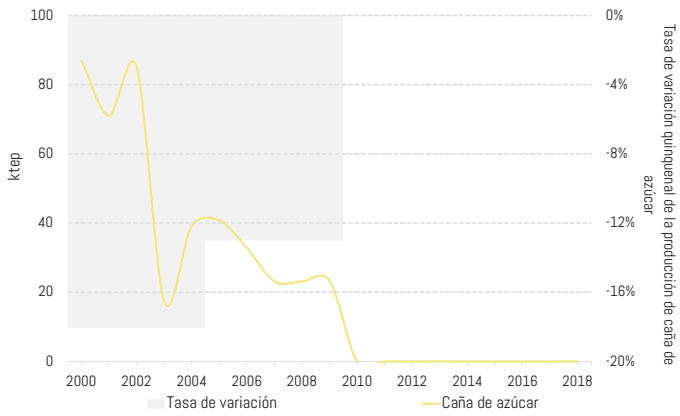
Generación eléctrica



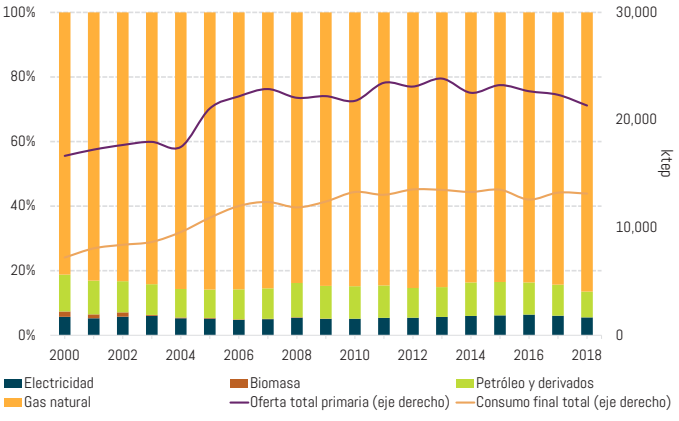
Tasa de electrificación



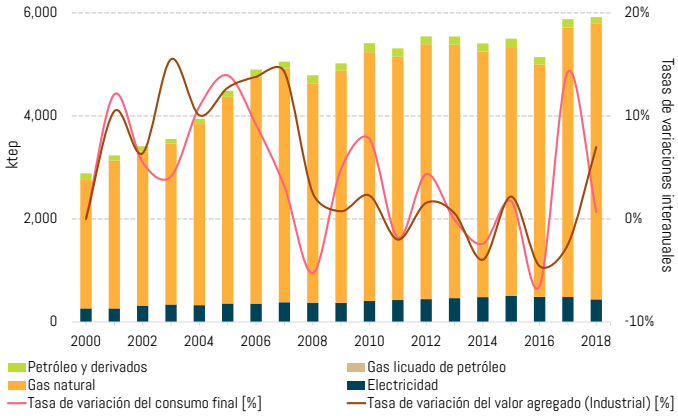
Producción de caña de azúcar



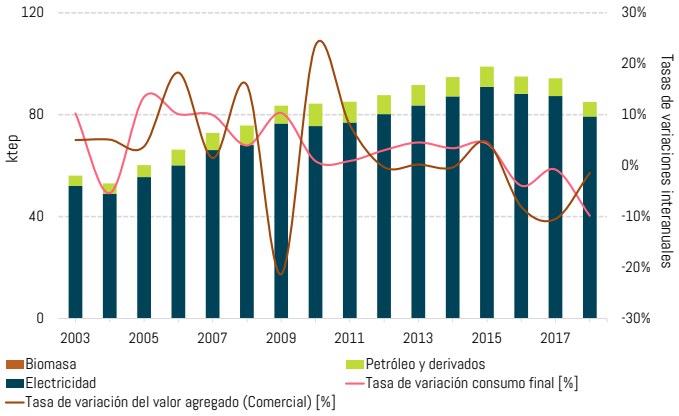
Consumo final de energía por fuente de energía



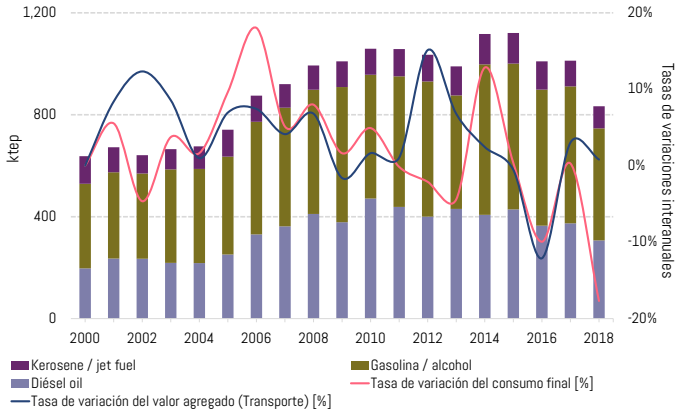
Consumo final del Sector Industrial



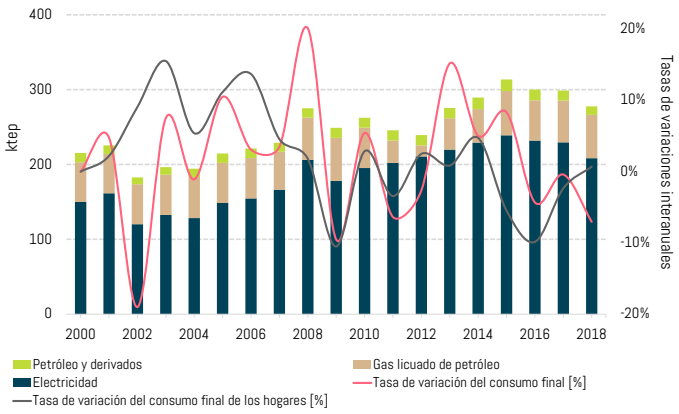
Consumo final del Sector Comercial



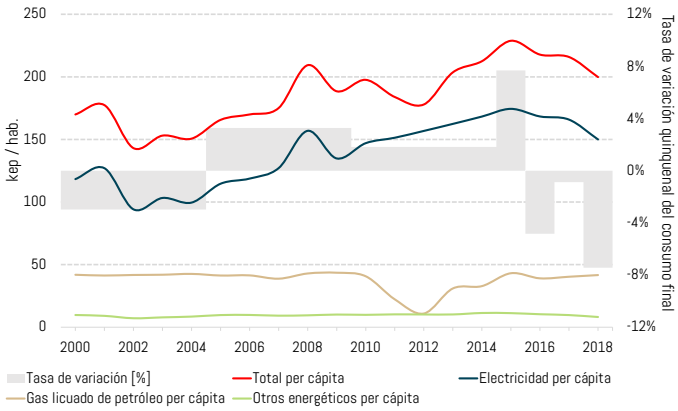
Consumo final del Sector Transporte



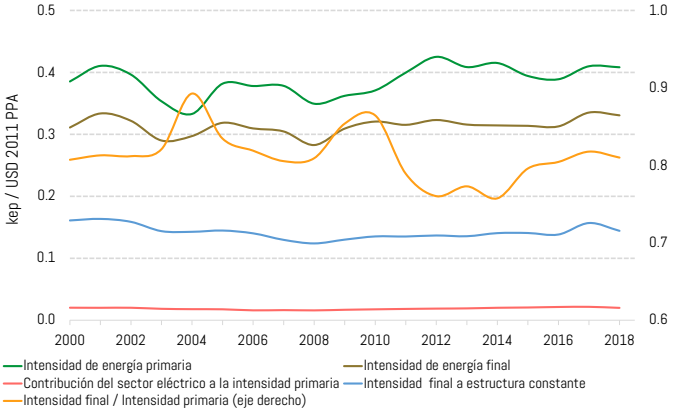
Consumo final del Sector Residencial



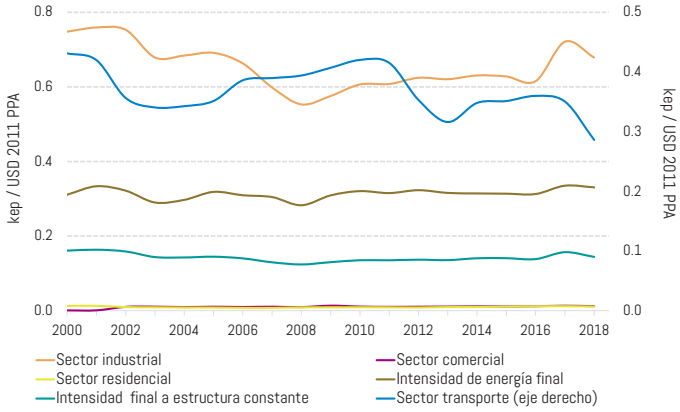
Consumo final per cápita Sector Residencial



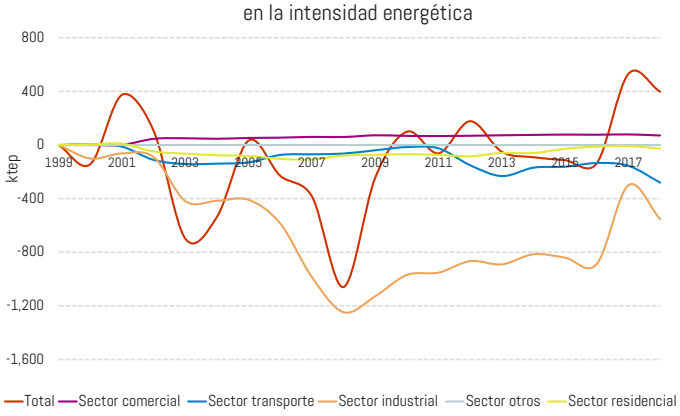
Intensidades energéticas



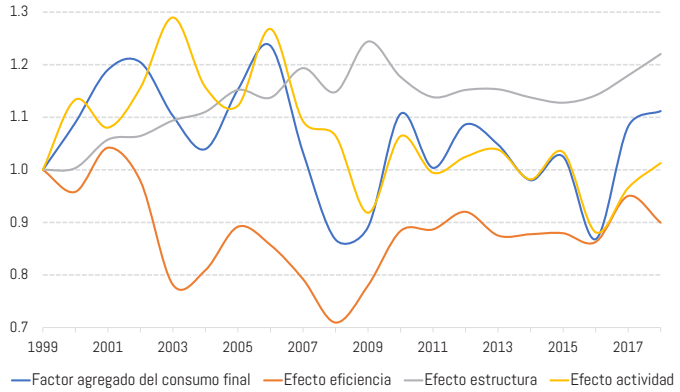
Intensidades energéticas sectoriales



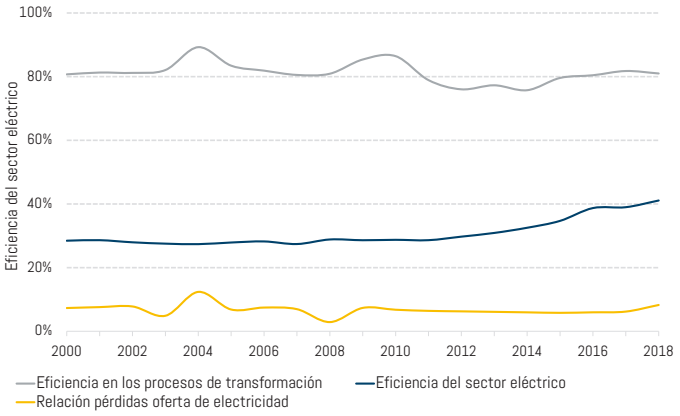
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



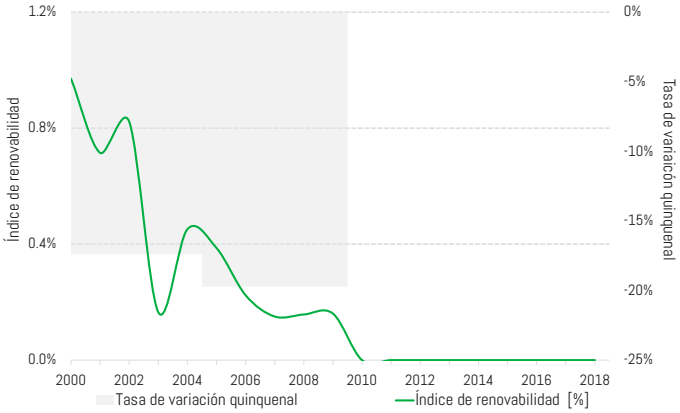
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



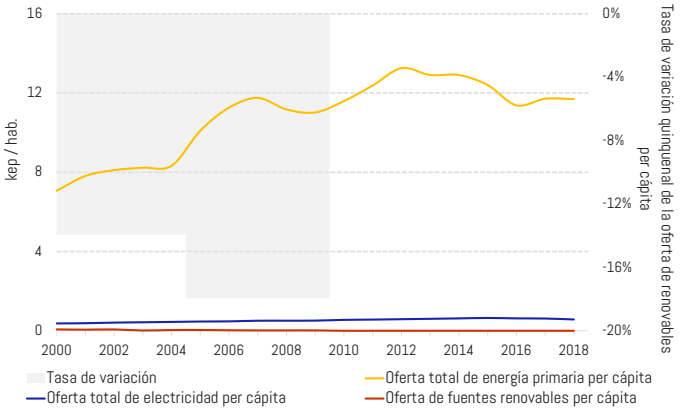
Eficiencia del sector eléctrico



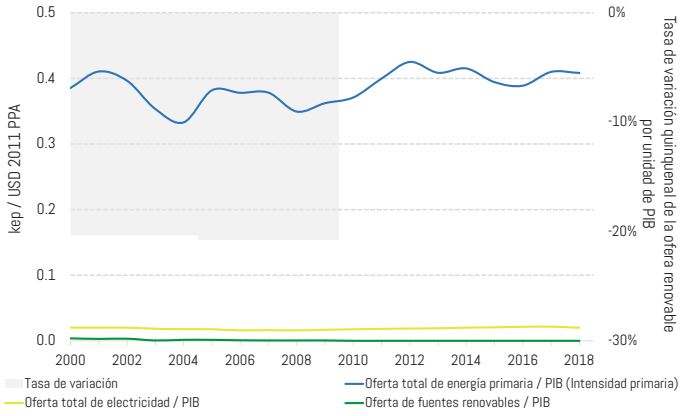
Índice de renovabilidad



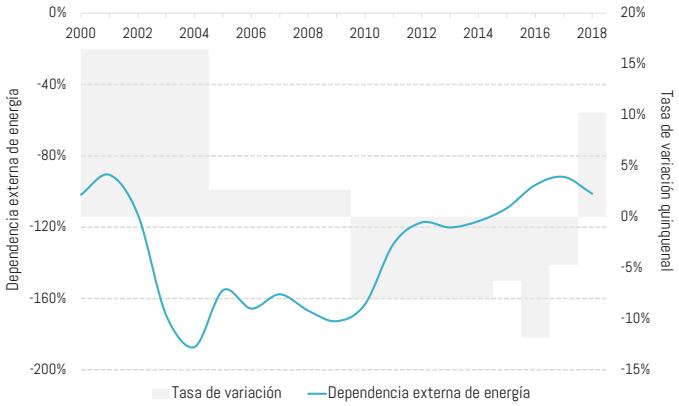
Oferta de energía per cápita



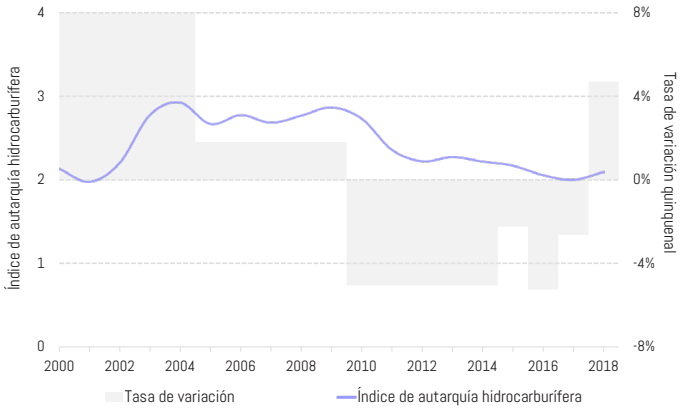
Ofertas de energía por unidad de PIB



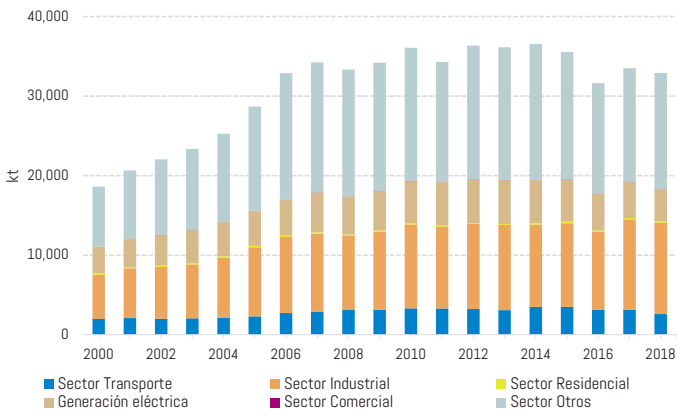
Dependencia externa de energía



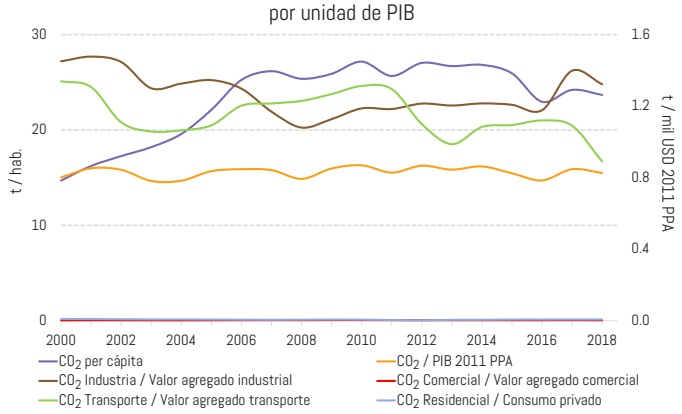
Índice de autarquía hidrocarburífera



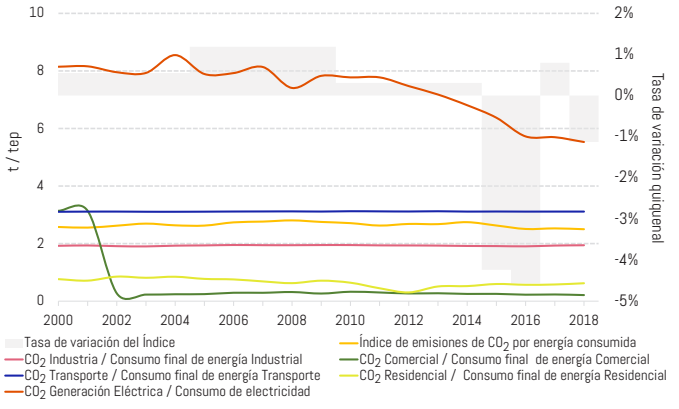
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector

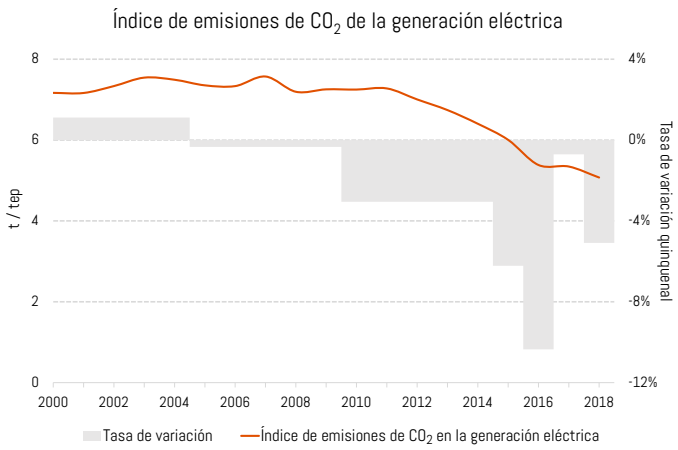


Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

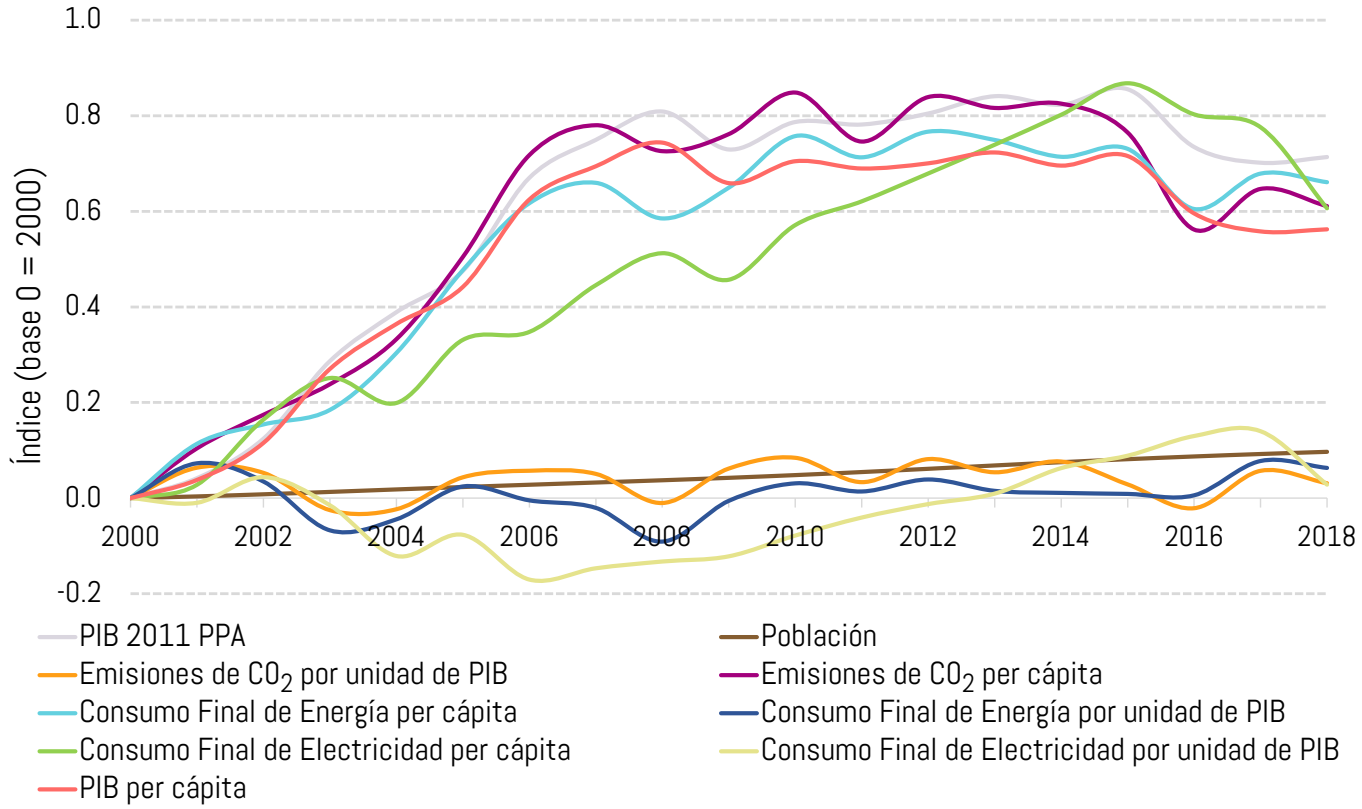


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida





Resumen de los principales indicadores

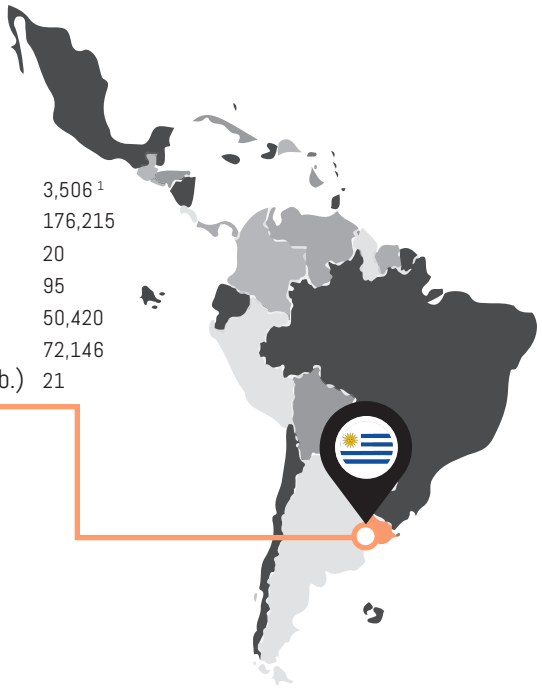


URUGUAY



Datos Generales 2018

Población (mil hab.)	3,506 [1]
Superficie (km^2)	176,215
Densidad de población (hab. / km^2)	20
Población urbana (%)	95
PIB USD 2010 (MUSD)	50,420
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	72,146
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	21



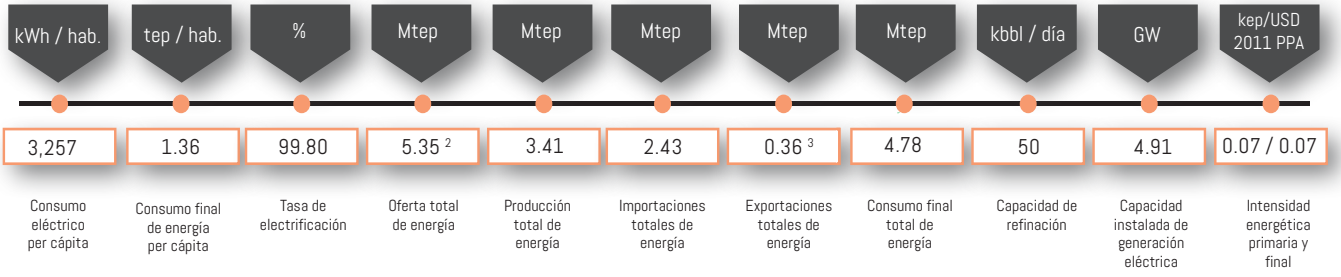
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.27
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 2.02
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.82
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.32
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.35 [4]

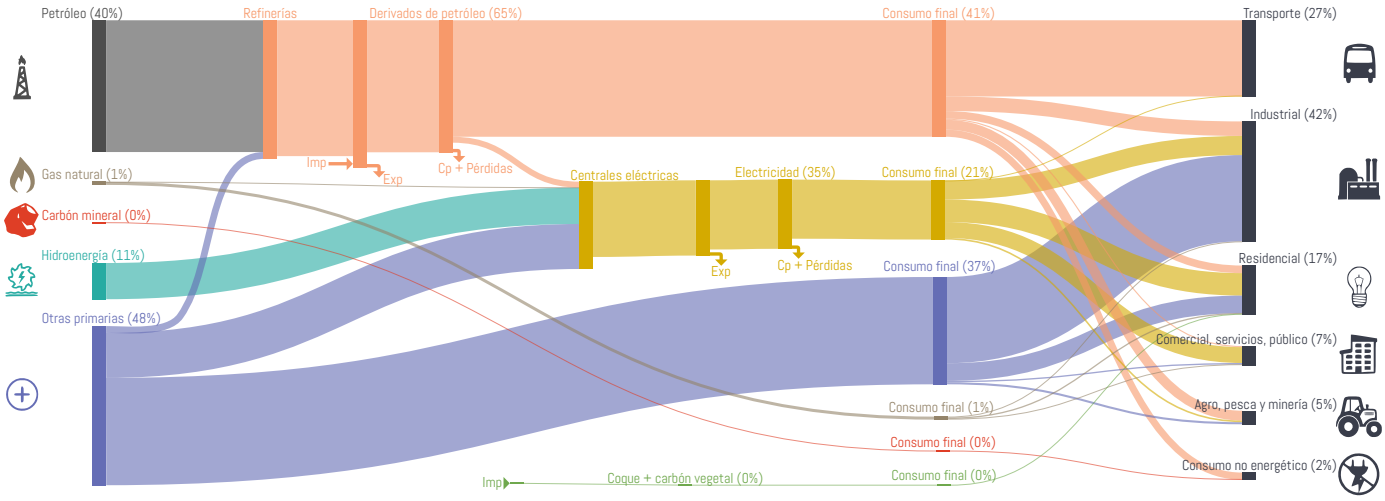


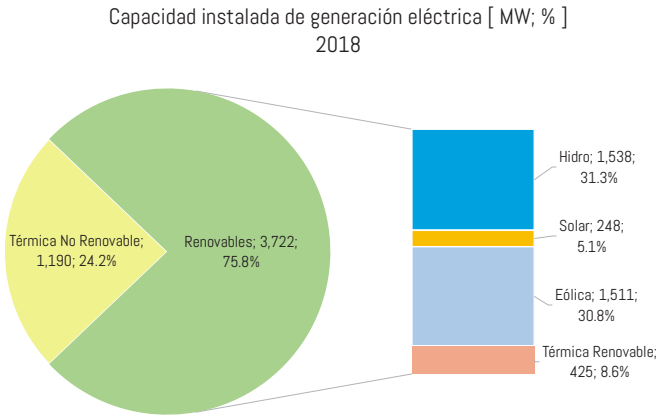
Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

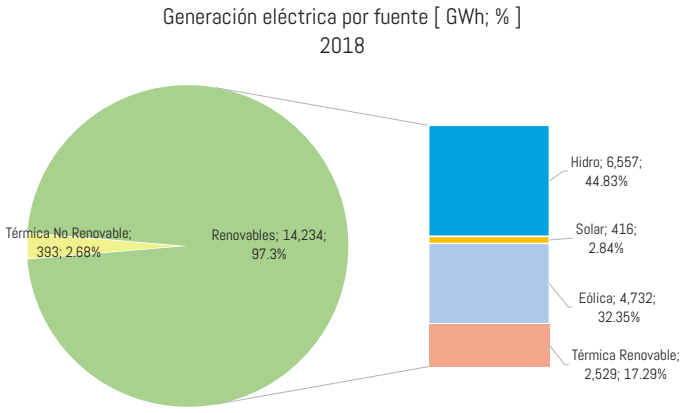
[1] Instituto Nacional de Estadísticas (INE).
[2] Oferta total de energía no incluye pérdidas.
[3] Exportaciones incluye búnker internacional.
[4] Incluye consumo no energético.



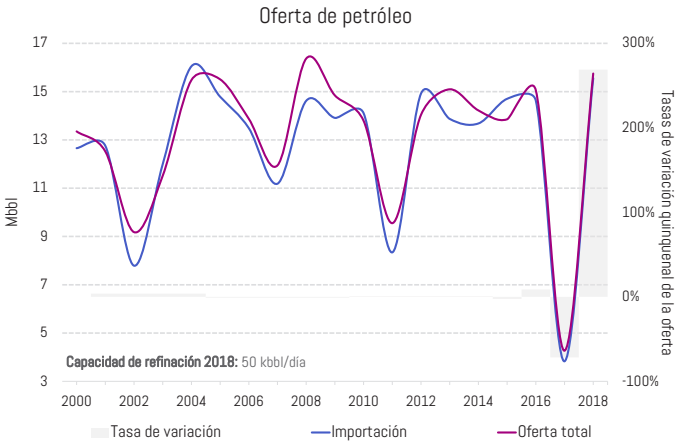
Balance energético resumido 2018

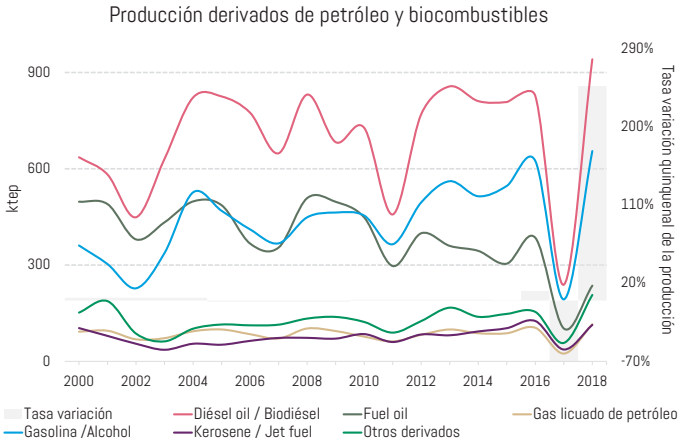


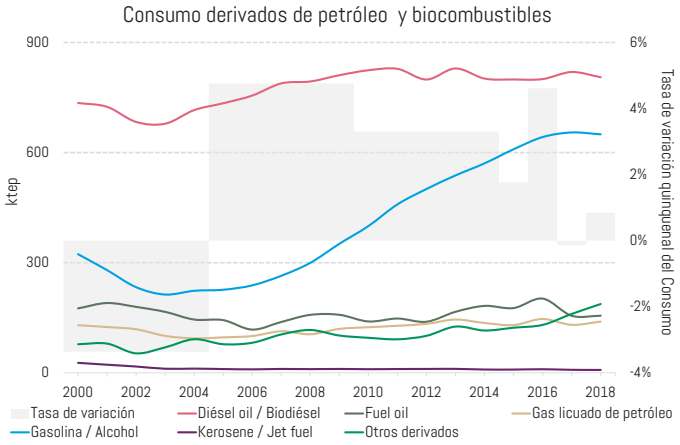




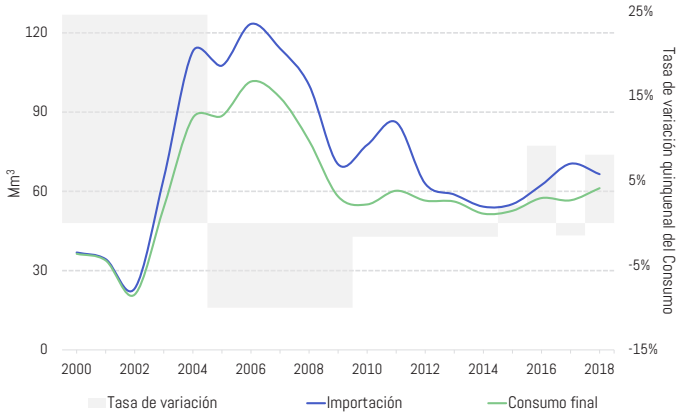
En 1993 comenzó la remodelación de la refinería la Teja, no habiendo producción en 1994. En los períodos, septiembre 2002 a marzo 2003, septiembre 2011 a enero 2012 y gran parte del año 2017 la refinería estuvo parada por mantenimiento.



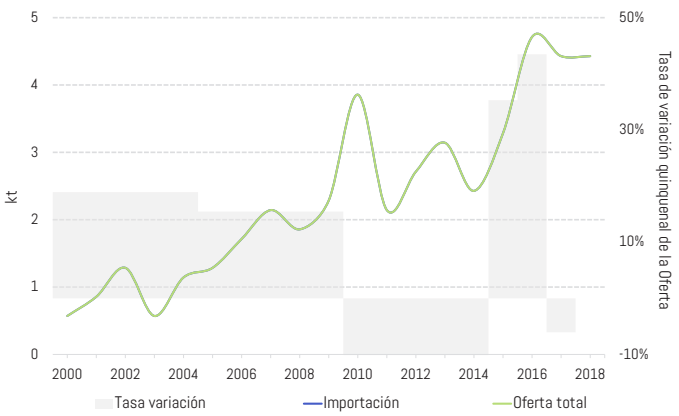




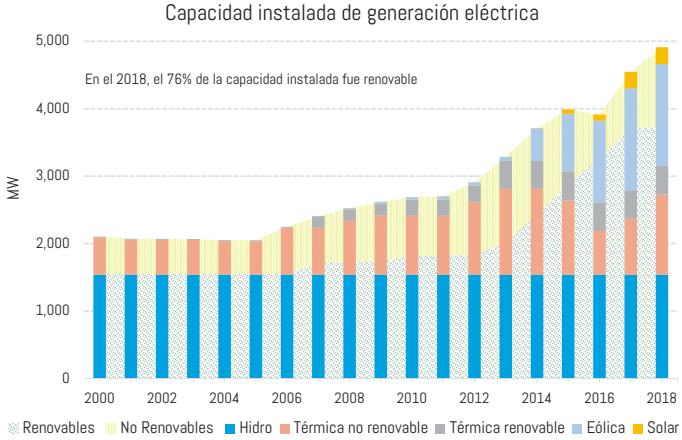
Oferta de gas natural



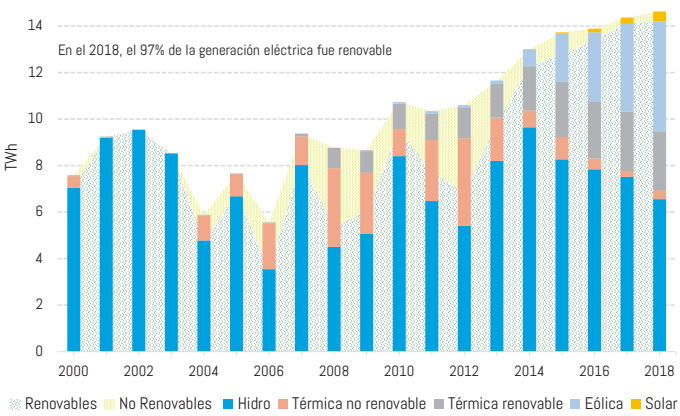
Oferta de carbón mineral



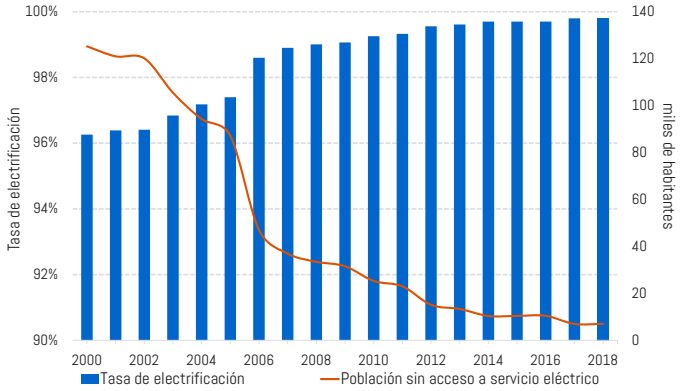
Capacidad instalada de generación eléctrica



Generación eléctrica

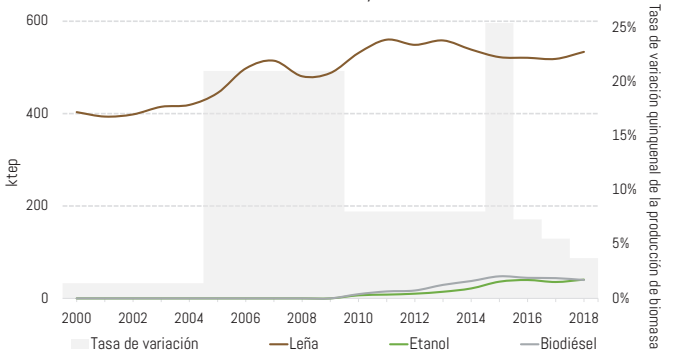


Tasa de electrificación



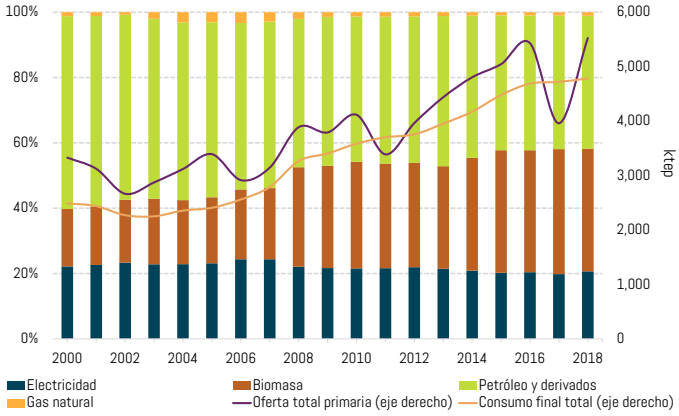
Nota: Los datos 2000 - 2005 fueron estimados por OLADE

Producción de biomasa y biocombustibles

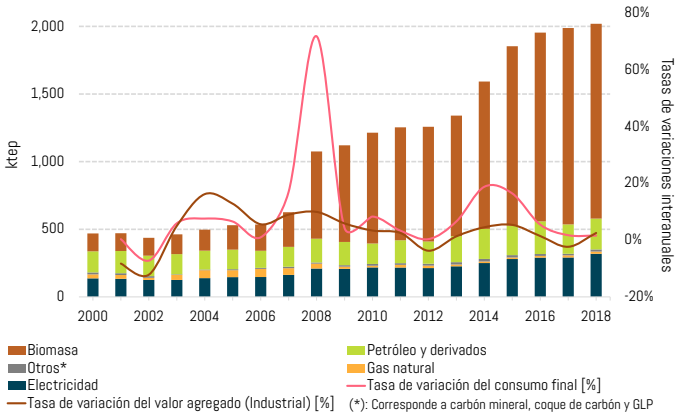


El gráfico no incluye "**Otra biomasa**" que considera, residuos de biomasa (cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera) y biomasa para producción de biocombustibles (caña de azúcar, sorgo dulce, soja, girasol, canola, sebo). Para el 2018 el valor de producción de esta fuente fue de 1,678 ktep

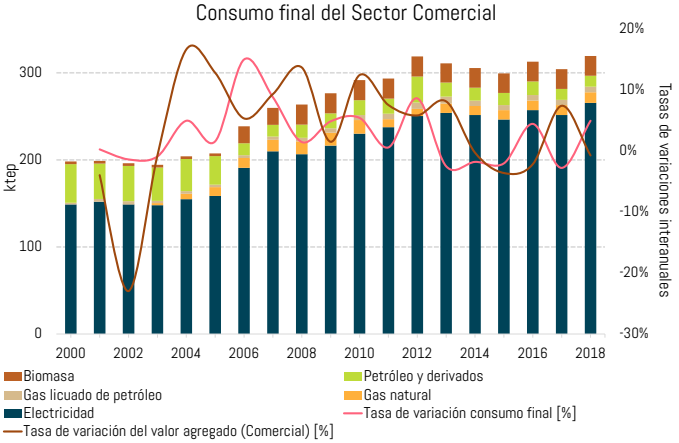
Consumo final de energía por fuente de energía



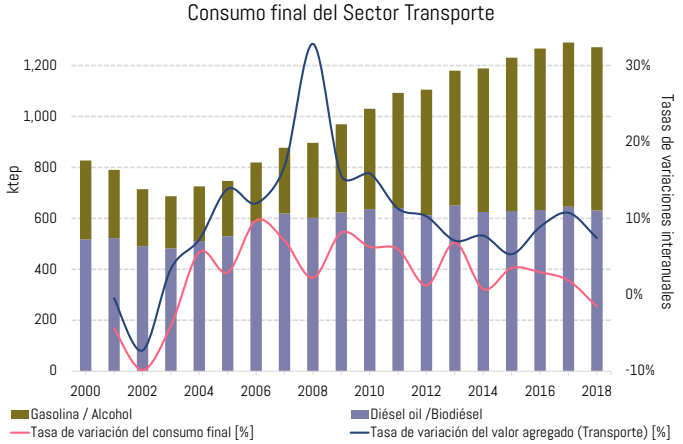
Consumo final del Sector Industrial



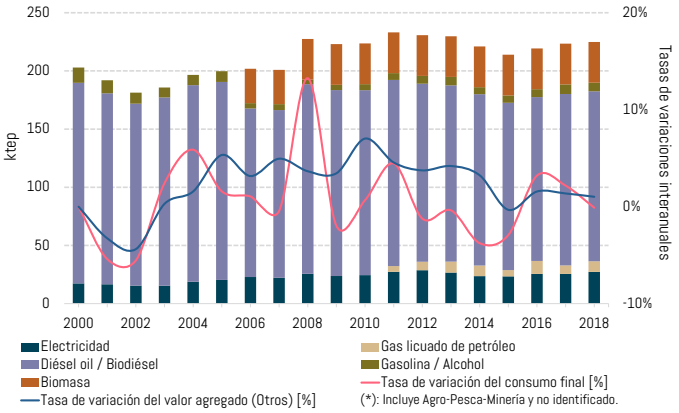
Consumo final del Sector Comercial



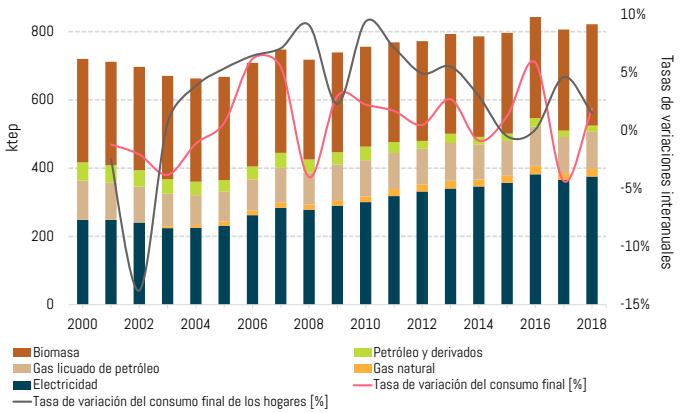
Consumo final del Sector Transporte



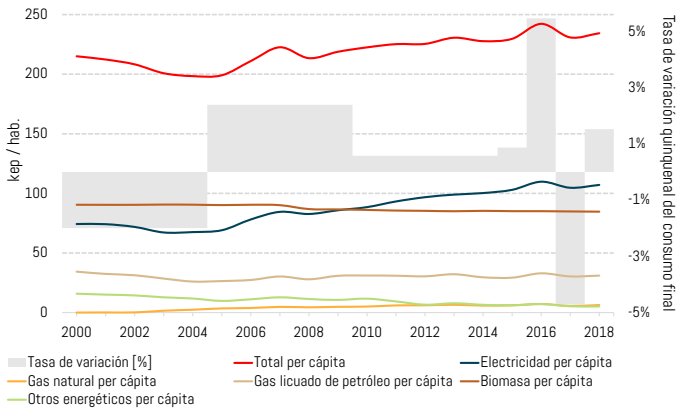
Consumo final del Sector Otros*



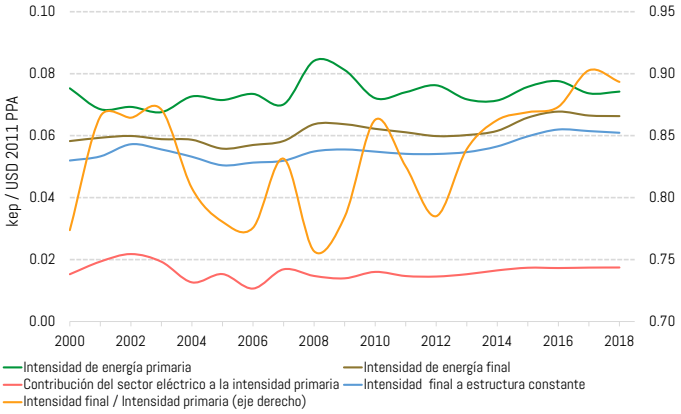
Consumo final del Sector Residencial



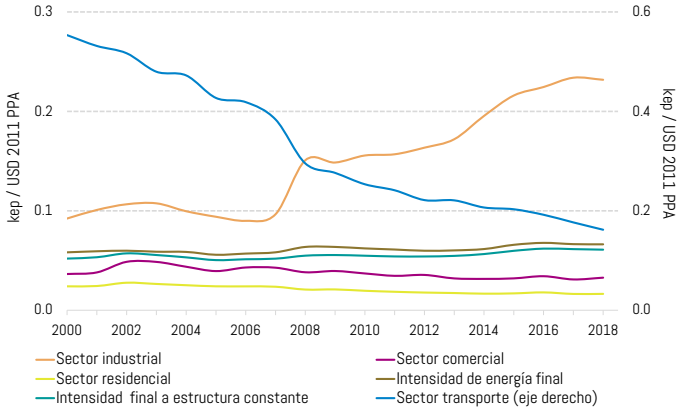
Consumo final per cápita Sector Residencial



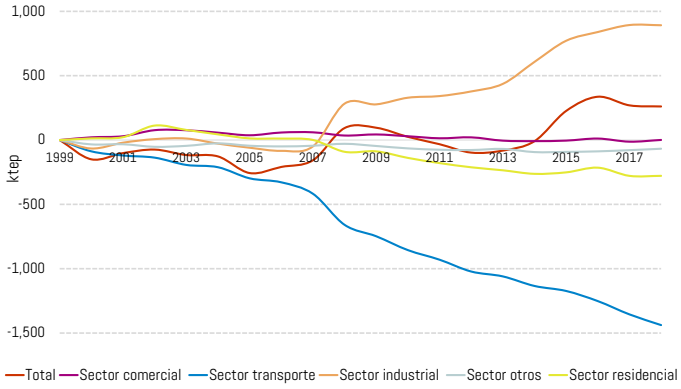
Intensidades energéticas



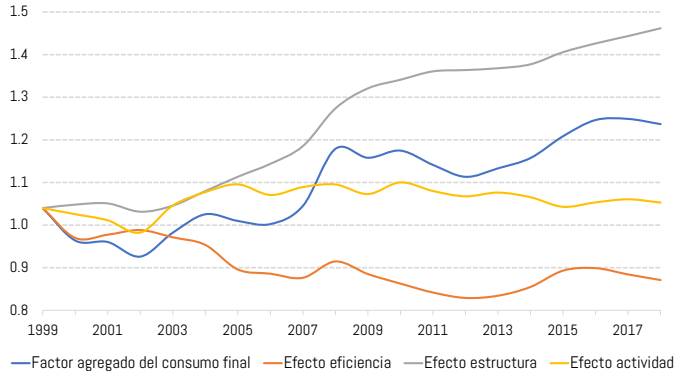
Intensidades energéticas sectoriales



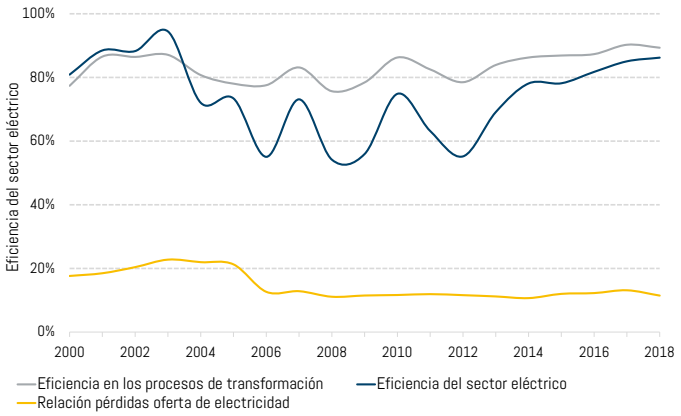
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

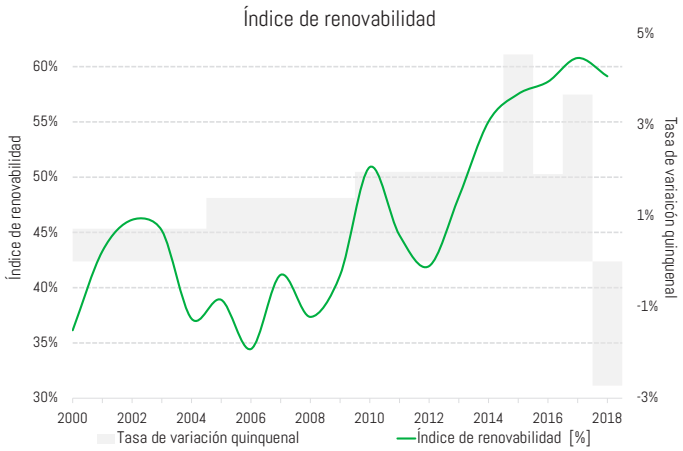


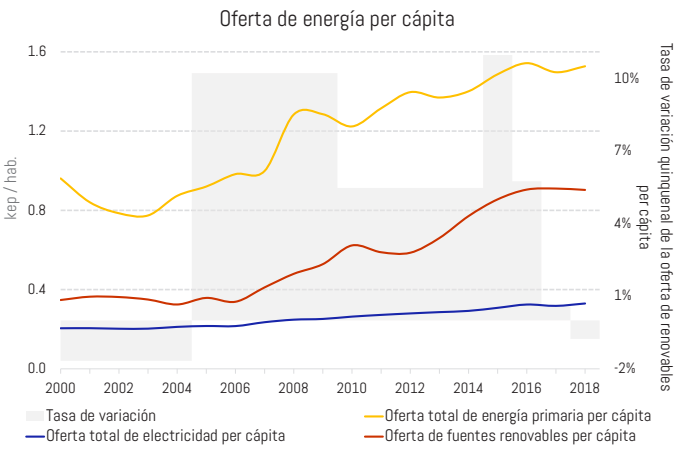
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

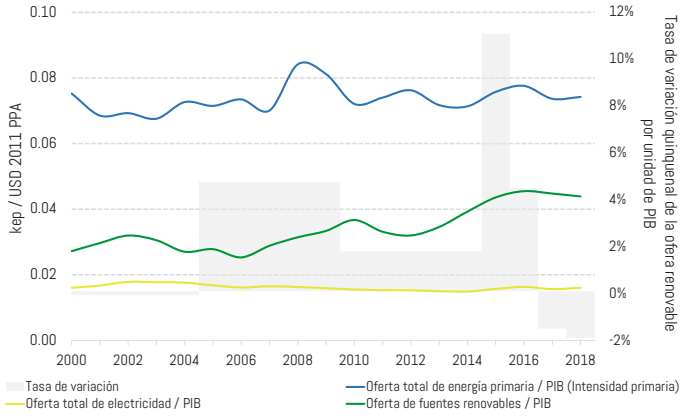


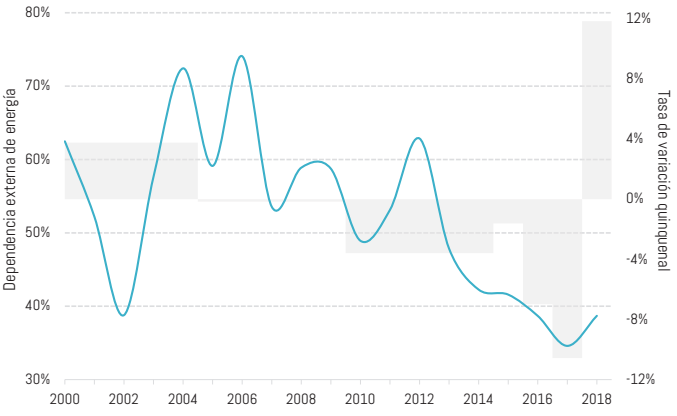
Eficiencia del sector eléctrico











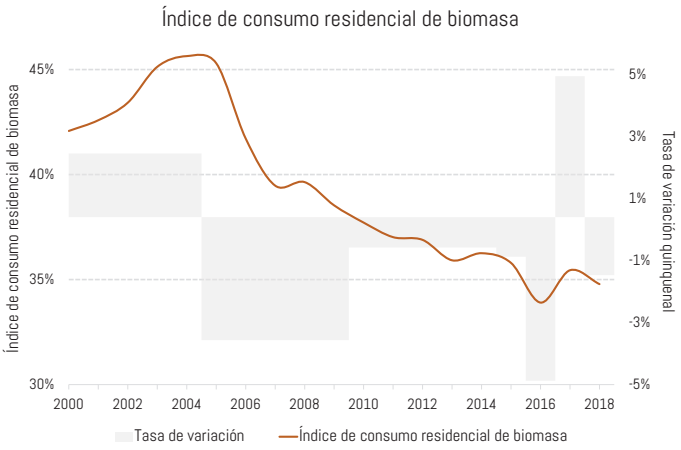
URUGUAY

Se dio un salto importante en movilidad eléctrica, con la nueva incorporación de vehículos utilitarios –traccionado por UTE– con más de 90 actualmente. A esto se suman más de 40 taxis eléctricos, y la aprobación de fondos en un esquema de subsidio para recambio de 100 ómnibus urbanos, cubriendo la brecha de inversión en comparación con los buses tradicionales. Se ha promovido la instalación de puntos de recarga para estos vehículos, en conjunto con UTE, y se ha creado una tarifa de movilidad eléctrica. Estas políticas han sido coordinadas en conjunto por MIEM, MTOP, MEF, IM, UTE.

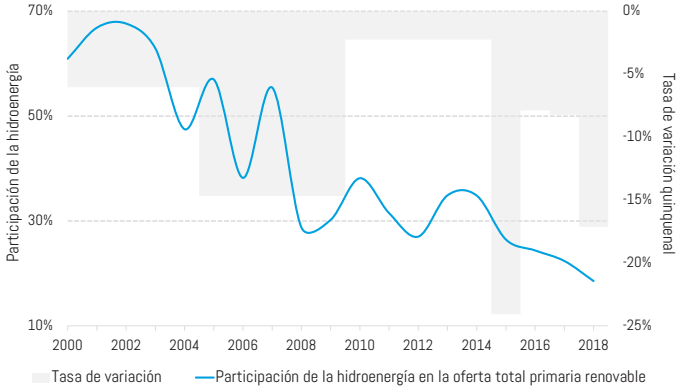
La energía evitada en 2018 representó el 2% de la demanda total de energía del país para dicho año. Lo que equivale al consumo medio de electricidad de 386 mil hogares.

Renovables:

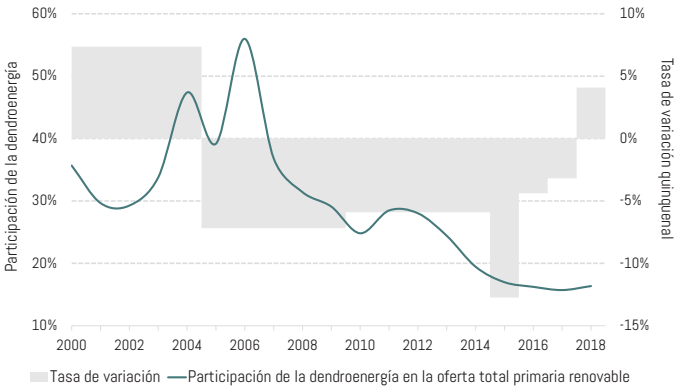
- Puesta en operación del primer proyecto piloto de energía solar fotovoltaica en la Antártida, con la instalación de una central de 1.2 kWp.
- Creación del Centro de Formación en Operación y Mantenimiento en Energías Renovables (Cefomer) en el departamento de Durazno. Busca satisfacer necesidades de formación en materia de operación y mantenimiento en los sectores eólico, solar y biomasa.



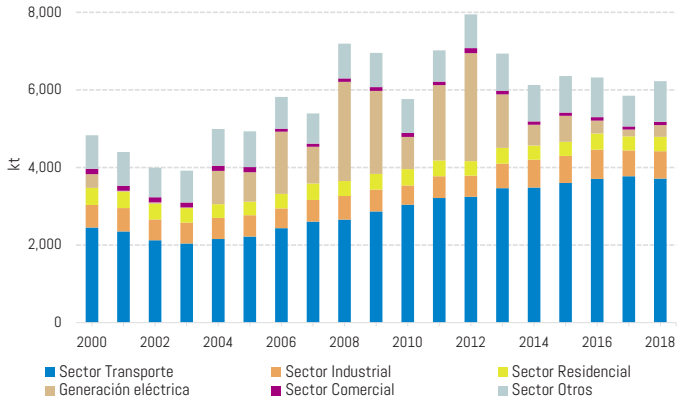
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



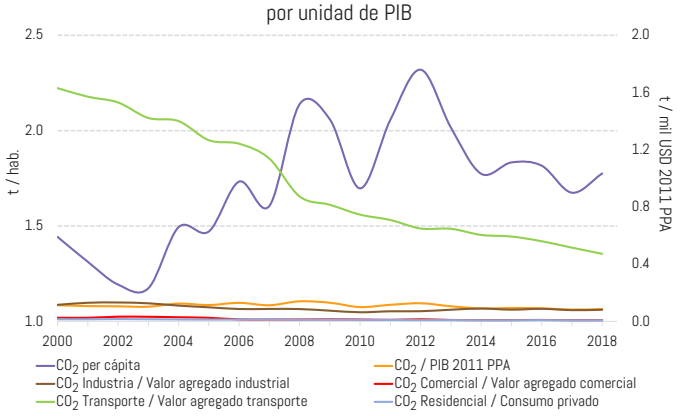
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



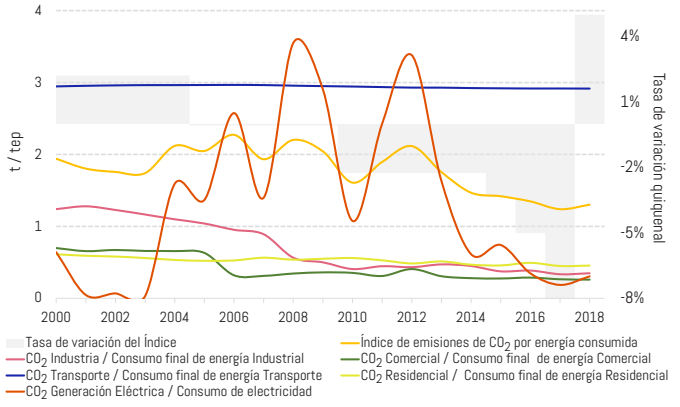
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



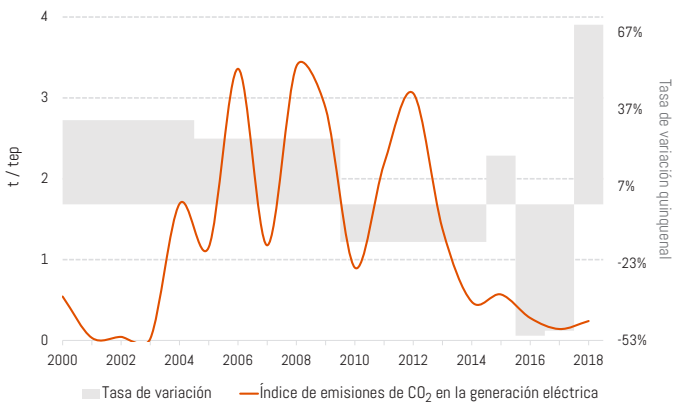
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



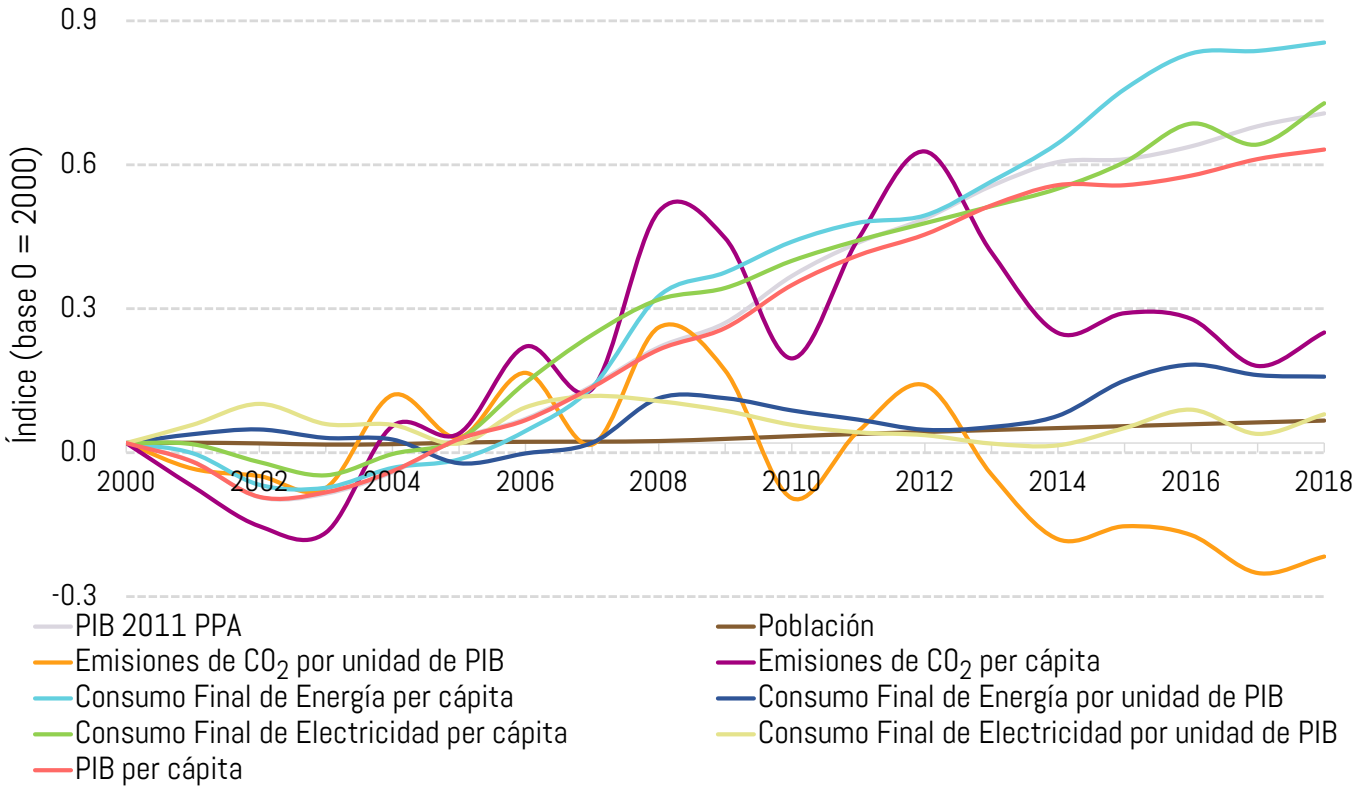
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

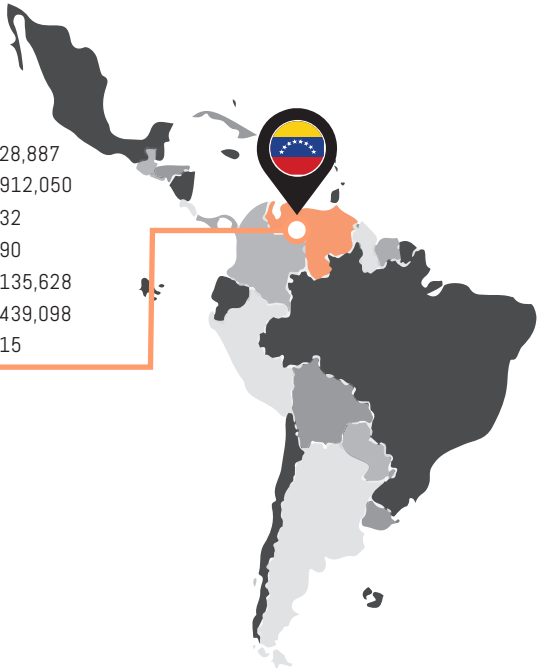


VENEZUELA

Datos Generales 2018



Población (mil hab.)	28,887
Superficie (km^2)	912,050
Densidad de población (hab. / km^2)	32
Población urbana (%)	90
PIB USD 2010 (MUSD)	135,628
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	439,098
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15



Sector Energético 2013

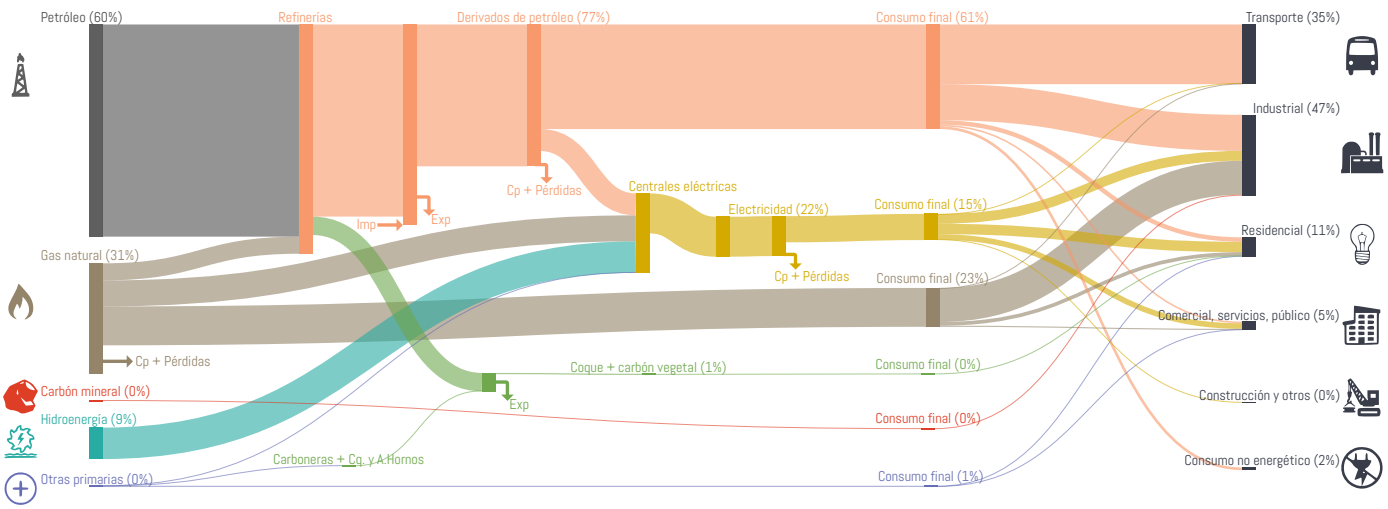
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 16.72
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 22.57
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 5.42
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 2.39
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.85



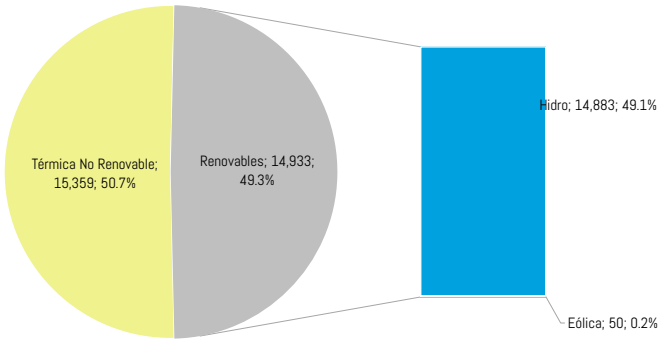
Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral



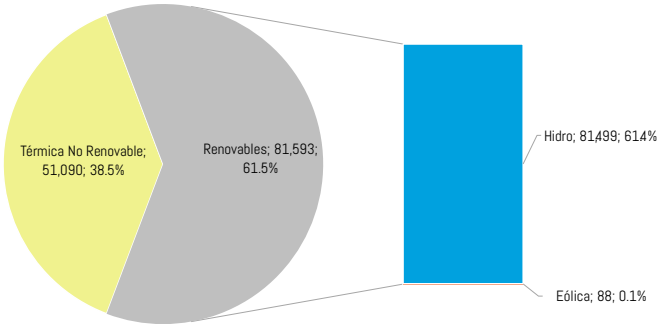
Balance energético resumido 2013



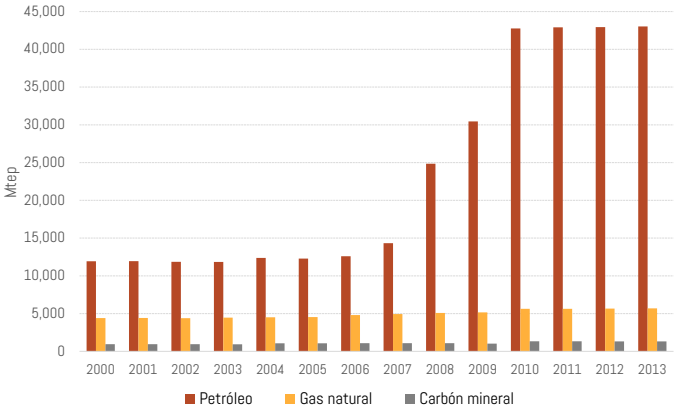
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2013



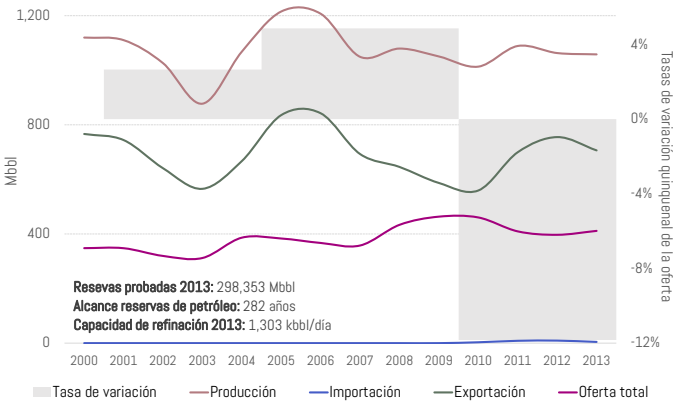
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2013



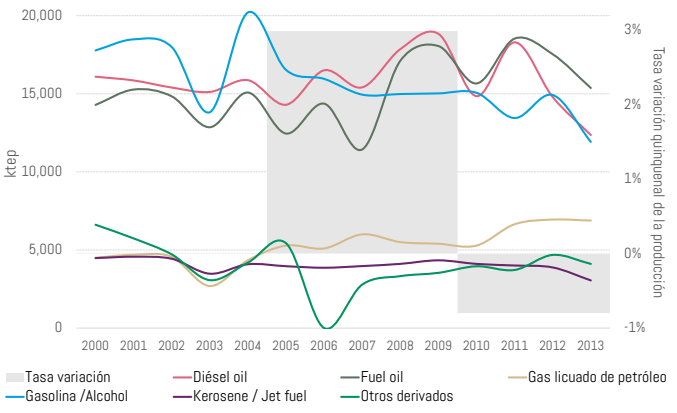
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



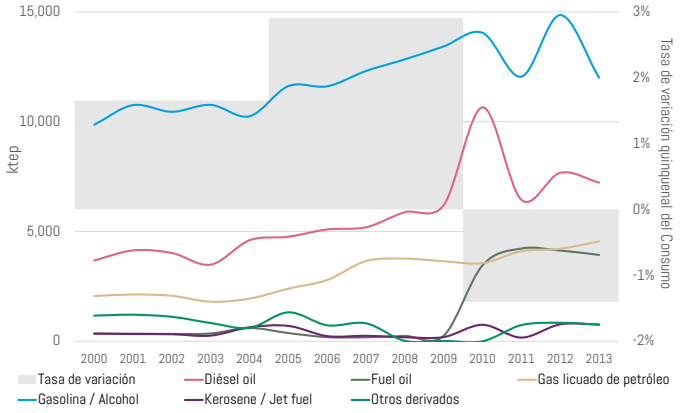
Oferta de petróleo



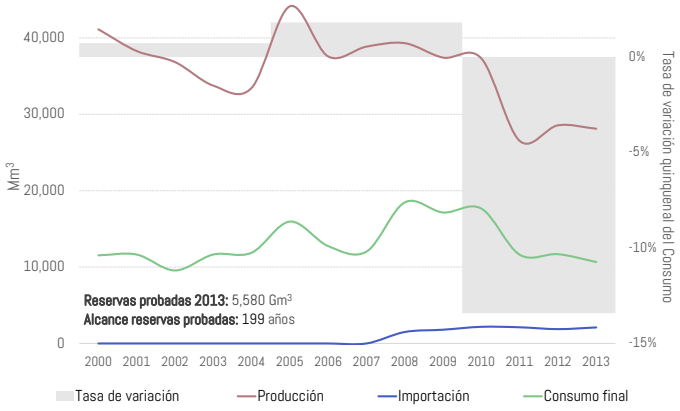
Producción derivados de petróleo



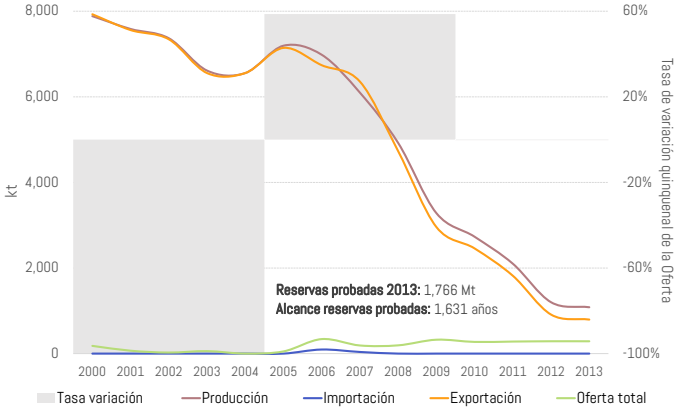
Consumo derivados de petróleo



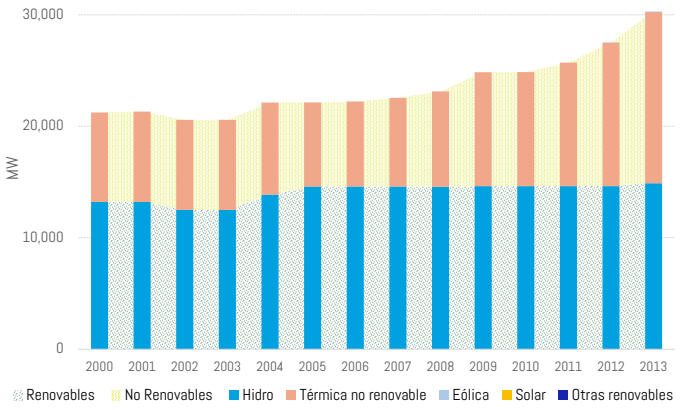
Oferta de gas natural



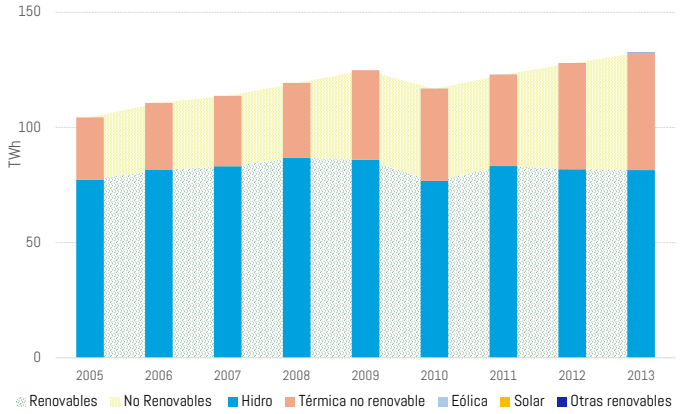
Oferta de carbón mineral



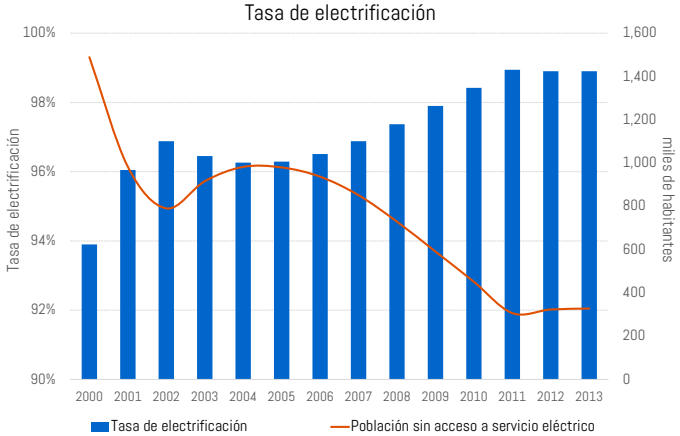
Capacidad instalada de generación eléctrica



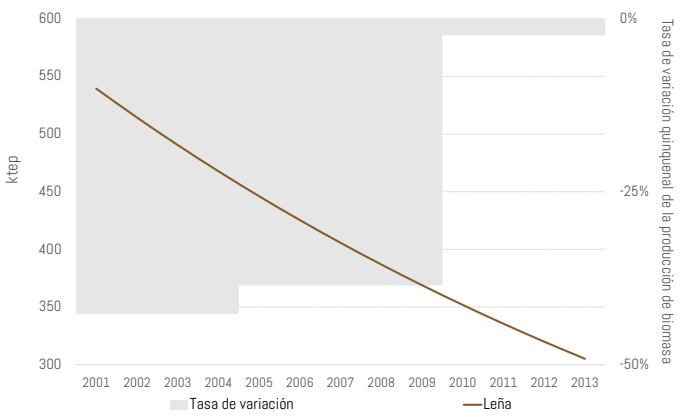
Generación eléctrica



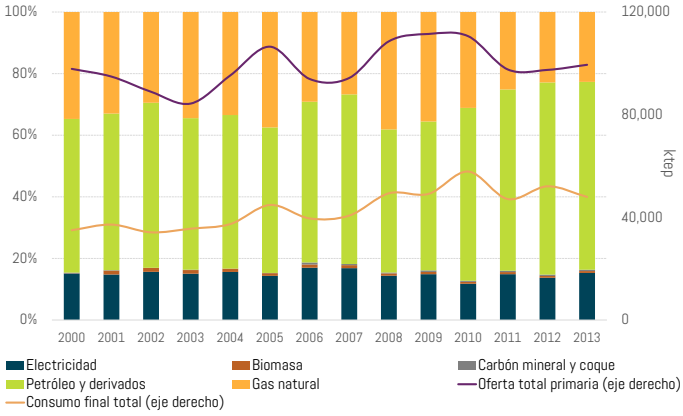
Tasa de electrificación



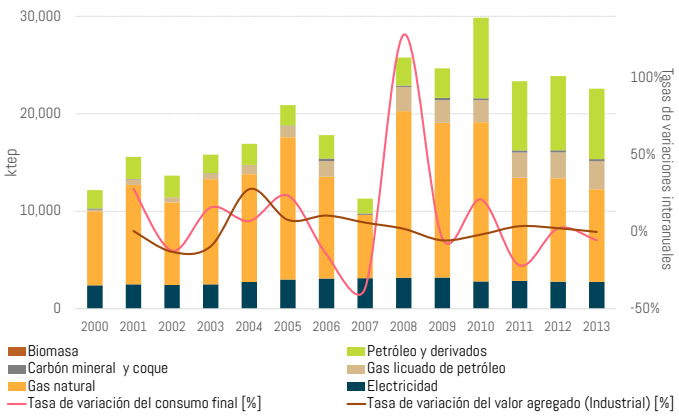
Producción de biomasa y biocombustibles



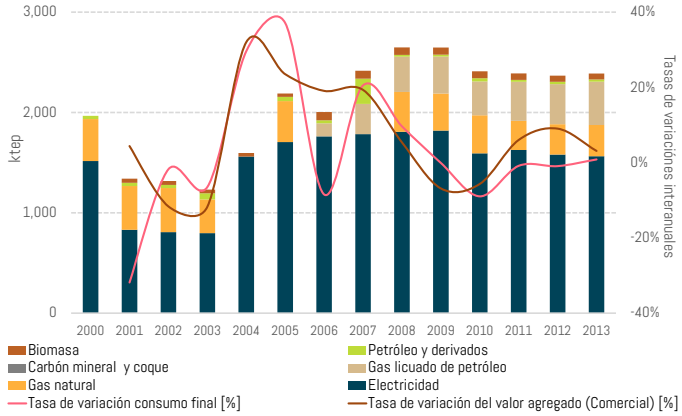
Consumo final de energía por fuente de energía



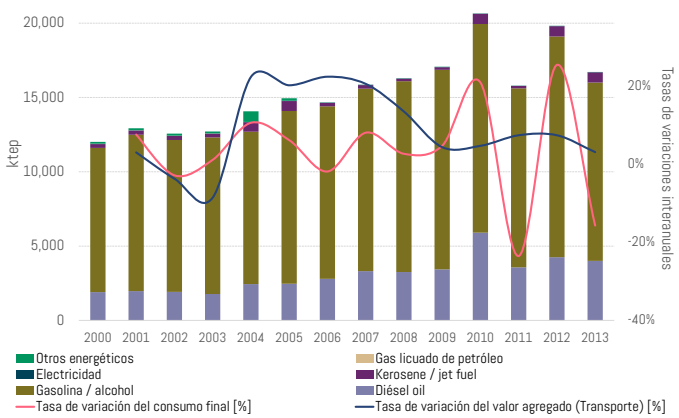
Consumo final del Sector Industrial



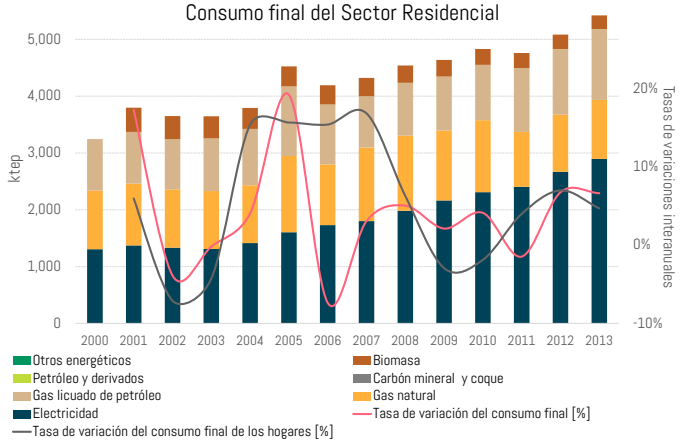
Consumo final del Sector Comercial



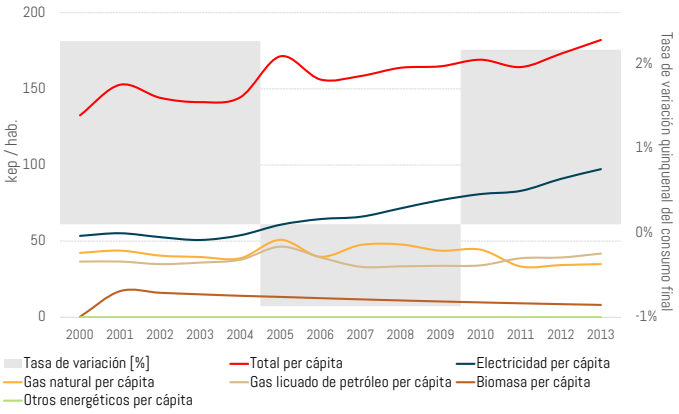
Consumo final del Sector Transporte

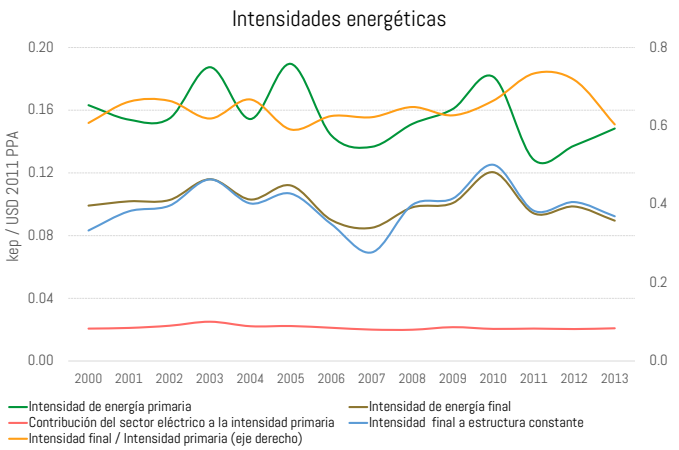


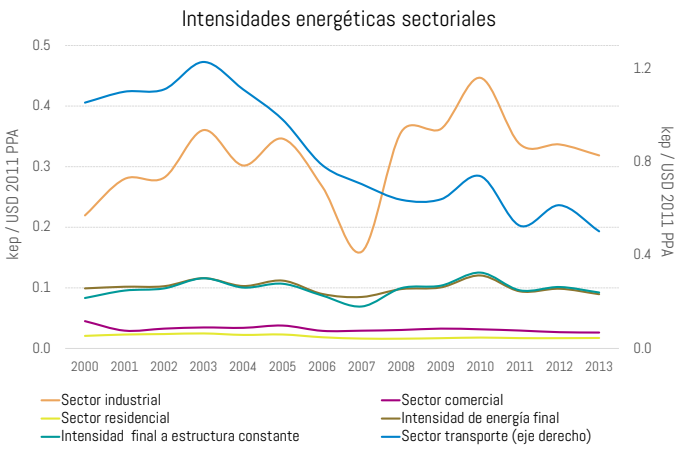
Consumo final del Sector Residencial

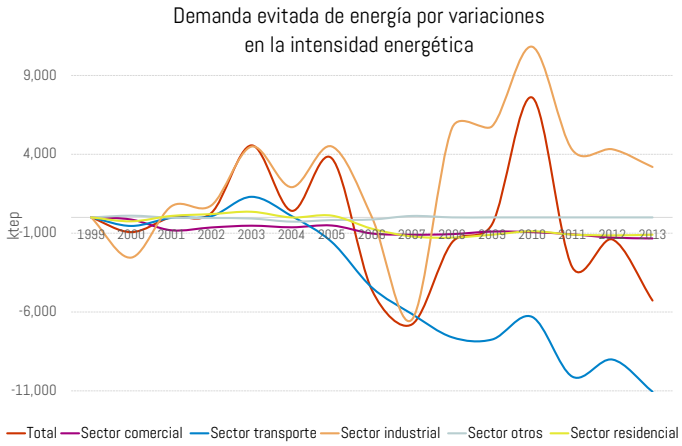


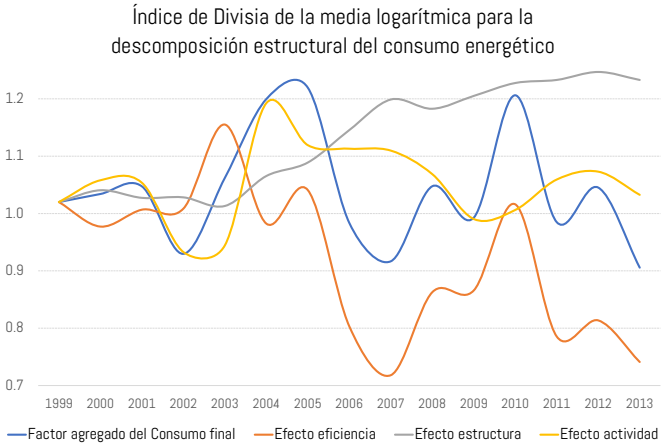
Consumo final per cápita Sector Residencial

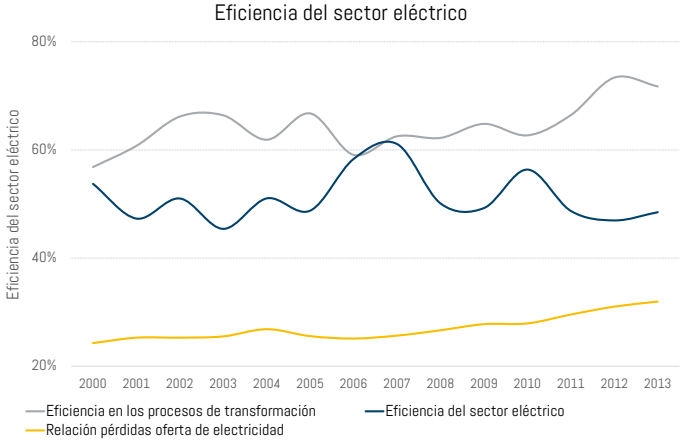


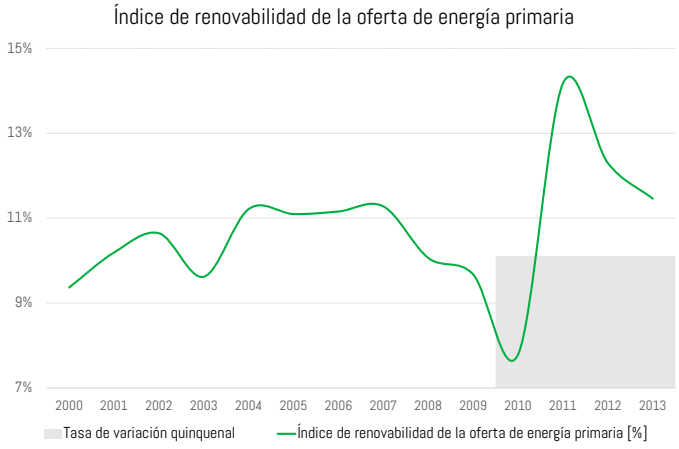

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
0.20
0.16
0.12
0.08
0.04
0.00
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)


Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
1.2
0.8
0.4
0.0
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

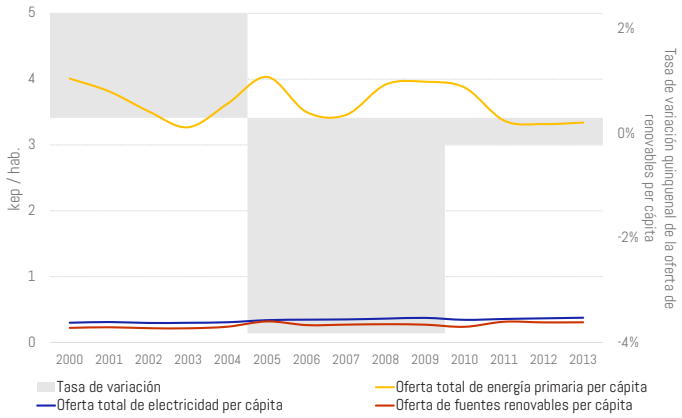

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
9,000
4,000
-1,000
-6,000
-11,000
1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial


Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
1.2
1.1
1.0
0.9
0.8
0.7
1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Factor agregado del Consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad

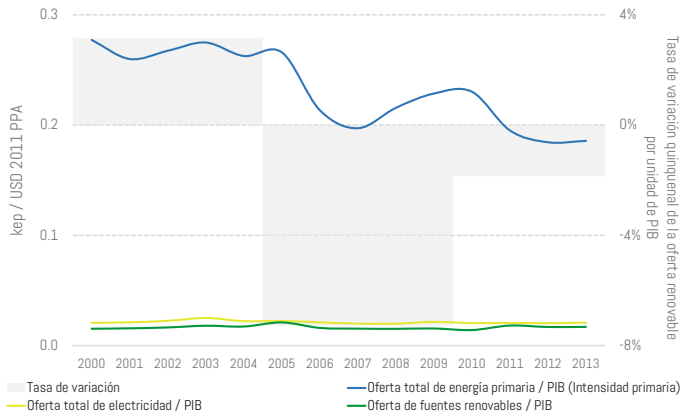

Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
80%
60%
40%
20%
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad


Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
15%
13%
11%
9%
7%
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]

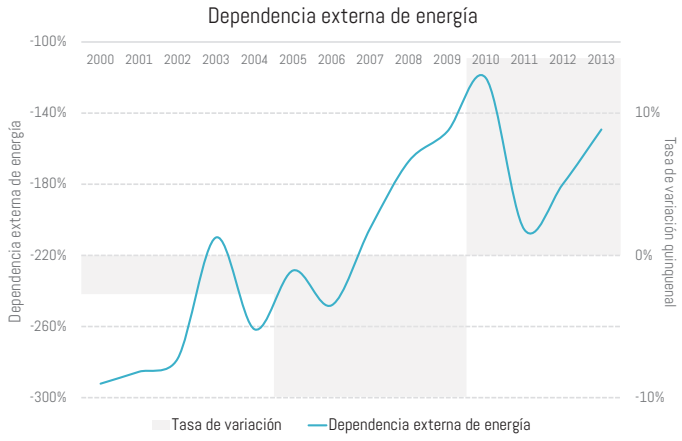
Oferta de energía per cápita



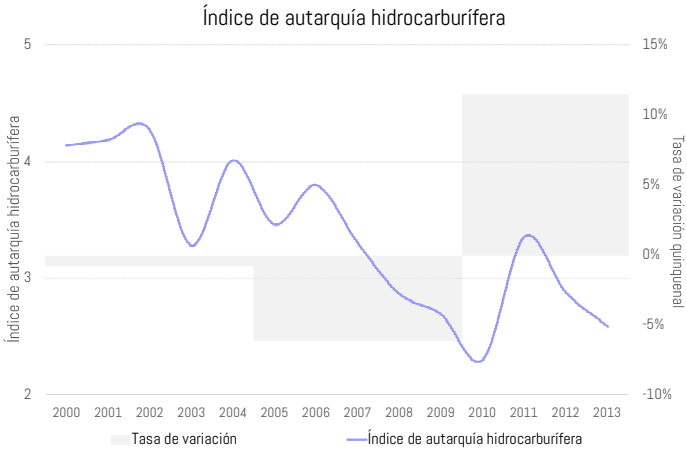
Ofertas de energía por unidad de PIB



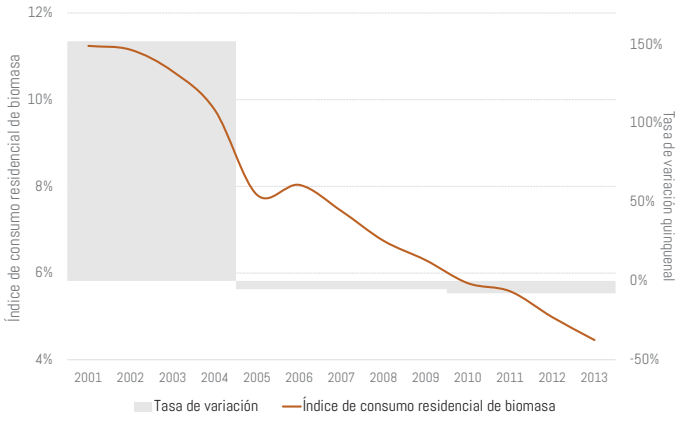
Dependencia externa de energía



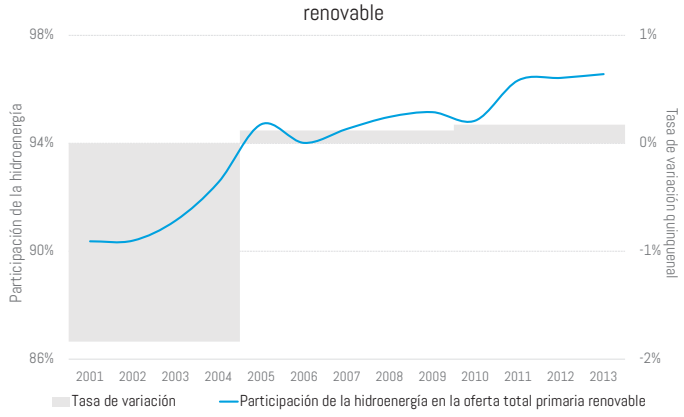
Índice de autarquía hidrocarburífera



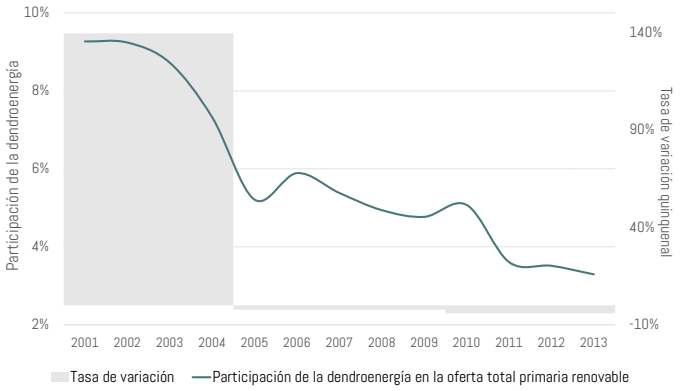
Índice de consumo residencial de biomasa



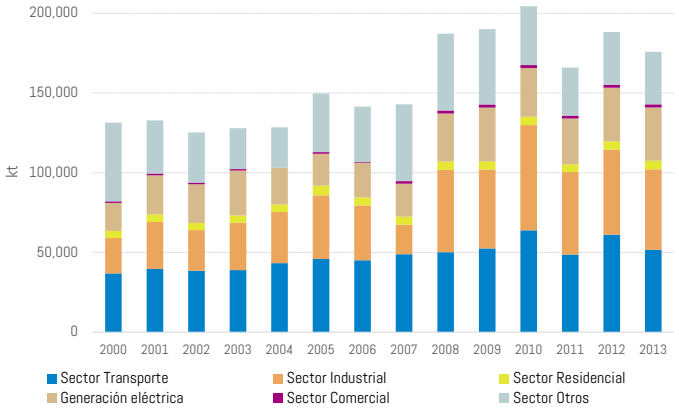
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



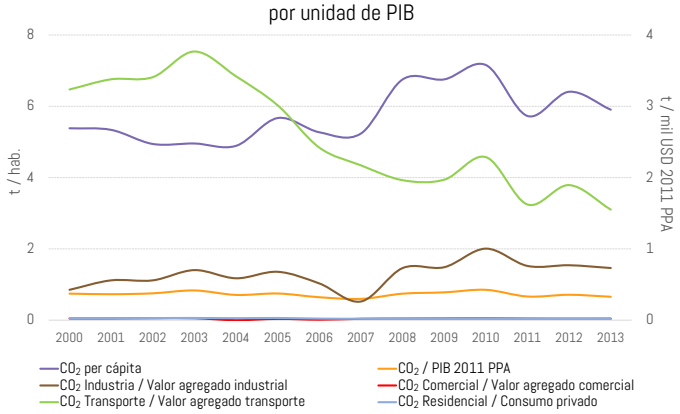
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



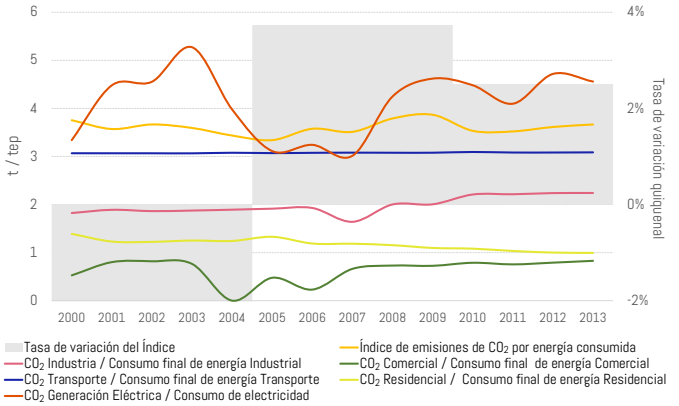
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



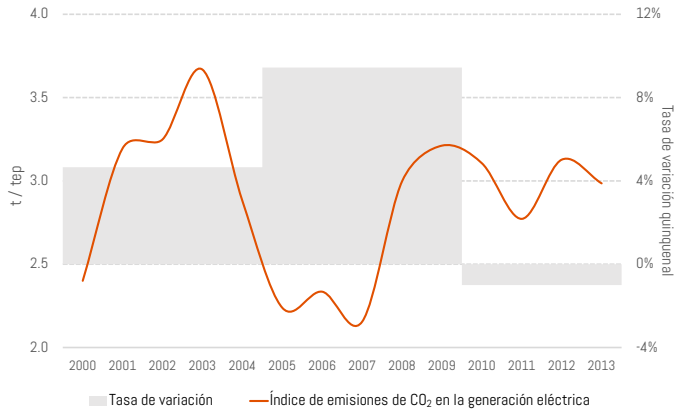
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



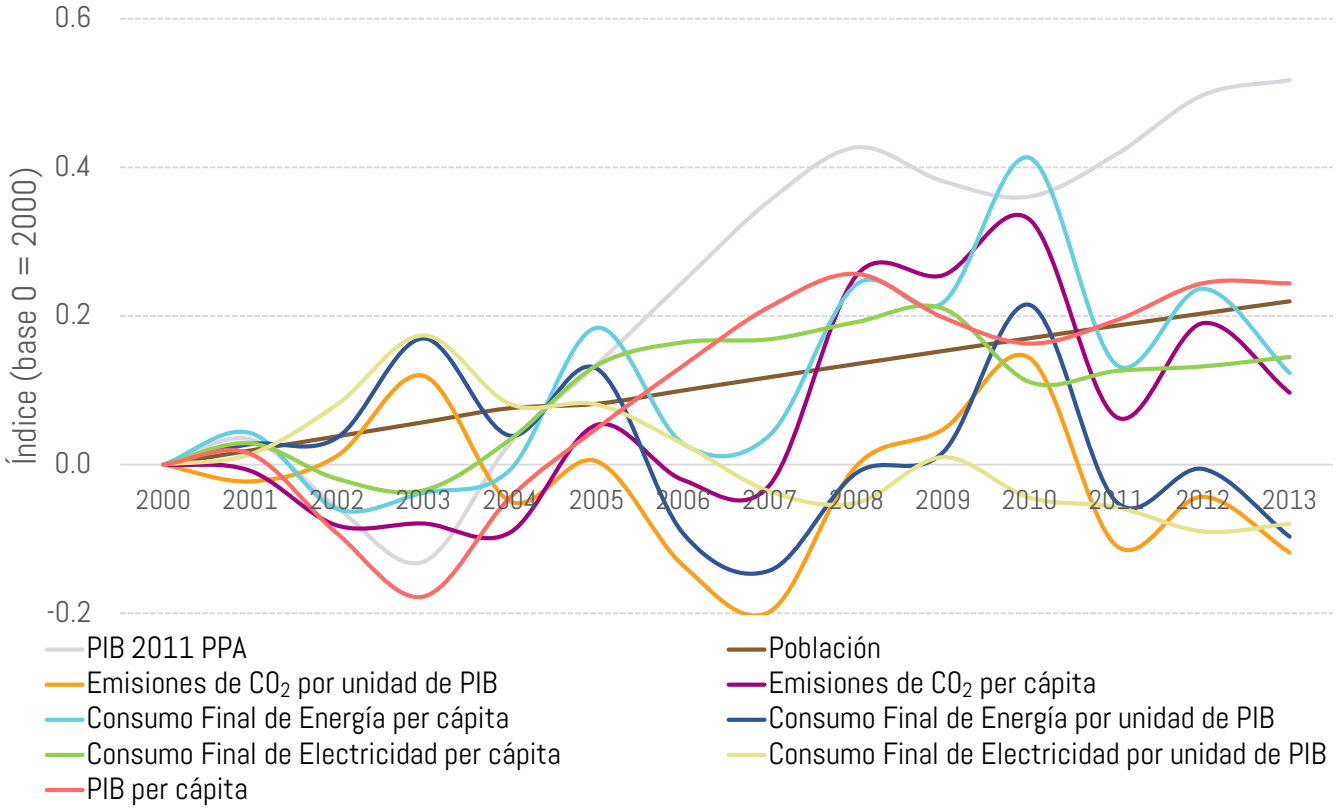
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores





Legislación, regulación y política energética

Legislación, regulación y política energética 2018

1. *INSTITUCIONAL*

Aprobación de políticas, planes, programas y creación de instituciones

Argentina realizó reformas a la Ley de Ministerios las que implicaron la modificación del nombre del Ministerio de Energía y Minas, que a fin de reflejar adecuadamente sus cometidos pasó a denominarse Ministerio de Energía. A tales efectos se transfirieron las competencias en materia de política minera al Ministerio de Producción. Esta medida de reordenamiento estratégico se sustentó en la necesidad de concretar las metas planteadas y el potenciamiento de una gestión más eficiente mediante la utilización racional de los recursos públicos. Posteriormente se realizaron nuevas modificaciones a la Ley de Ministerios, al tenor de las cuales se efectuaron fusiones de ministerios dirigidas a centralizar competencias en un número menor de jurisdicciones sobre la base de reducción presupuestaria; en tal sentido se incluyó en las competencias del Ministerio de Hacienda la asistencia al Presidente de la Nación y al Jefe de Gabinete de Ministros, en todo lo inherente a la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía entendiéndose al Ministerio de Hacienda como continuador a todos sus efectos del otrora Ministerio de Energía.

Con el objeto de perfeccionar su normativa técnica para el subsector de hidrocarburos Bolivia aprobó el nuevo Reglamento de las Unidades de Seguimiento y Control para las Operaciones Petroleras, instancias dirigidas a garantizar la supervisión, evaluación, seguimiento y control de las obligaciones del Titular y Operaciones Petroleras emergentes de la ejecución de los Contratos de Operación. A tales efectos se abrogó la Resolución Ministerial N° 130-09 de fecha 16 de junio de 2009 que aprobó el anterior reglamento.

Con el objetivo de fomentar la eficiencia en la explotación del potencial petrolero del subsuelo nacional; garantizar el mantenimiento y expansión del área en explotación; y atraer inversiones mediante la periodicidad y previsibilidad de las ofertas, Brasil, vía Decreto, delegó poderes a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) para definir los bloques en las cuencas terrestres que se licitarán en régimen de concesión en el sistema de Oferta Permanente. Por otra parte, se aprobó vía Decreto, la inclusión de: los emprendimientos de instalación de transmisión de energía eléctrica, las áreas ofrecidas en la quinta ronda de ofertas bajo el régimen de participación de la producción en el sector de petróleo y gas natural; y las instalaciones de transmisión objeto de la Subasta # 04/2018 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL en el ámbito del Programa de Sociedades de Inversión de la Presidencia de la República. El referido Programa de Asociaciones de Inversión (PPI) fue creado por ley en el año 2016, con el objetivo de ampliar y fortalecer la interacción entre el Estado y el sector privado, ampliar las oportunidades de inversión y empleo y estimular el desarrollo tecnológico e industrial, en armonía con los objetivos de desarrollo social y económico del país; una vez que los emprendimientos están calificados en el PPI, serán considerados prioridad nacional. Asimismo, se realizaron modificaciones a la estructura y funcionamiento del Consejo Nacional de Política Energética– CNPE, al tenor de las cuales el CNPE queda integrado por las siguientes autoridades gubernamentales: Ministro de Estado de Minas y Energía (quien lo preside), Ministro de Estado Jefe de la Casa Civil de la Presidencia de la República, Ministro de Estado y de Relaciones Exteriores; Ministro de Estado de Agricultura, Pecuaria y Abastecimiento. Adicionalmente se permite la participación con voz y voto de: un representante de los Estados y del Distrito Federal indicado por el Foro Nacional de Secretarios de Estado de Minas y Energía; dos representantes de la sociedad civil, especialistas en materia de energía, dos representantes de instituciones académicas brasileñas, especialistas en materia de energía.

Chile creó la Comisión Asesora Presidencial Permanente de Cambio Climático a cargo de asesorar a la Presidencia de la República en todo lo relacionado a la identificación y formulación de políticas, planes, programas, medidas y demás actividades relativas al cambio climático, incluyendo el cumplimiento de los compromisos internacionales adquiridos al tenor del Acuerdo de París, así como la elaboración y propuesta de una política pública nacional climática. Adicionalmente aprobó su planificación energética de largo plazo (2018 – 2022), para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, incluyendo proyección

de oferta y demanda energética y en particular eléctrica, considerando la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medio ambientales y objetivos de eficiencia energética entre otros. Por otro lado, y a tono con las disposiciones incorporadas a la Ley General de Servicios Eléctricos y a la Ley de Servicios de Gas, se aprobó el nuevo Reglamento del Panel de Expertos establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, que regula las disposiciones aplicables a la integración, funcionamiento, financiamiento y competencias de esta instancia, así como los procedimientos y las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de sus funciones. El Panel de Expertos es un órgano con competencia acotada, integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias que se produzcan en relación con las materias que se señalan expresamente en la Ley General de Servicios Eléctricos, y en otras leyes en materia energética. Asimismo, considerando el establecimiento de un nuevo sistema de transmisión eléctrica, y la creación de un organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí, se aprobó el reglamento que establece las disposiciones aplicables a la organización, composición y funcionamiento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Colombia adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017 – 2031, en cumplimiento del objetivo nacional de abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cobertura en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país y garantizando una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector de electricidad. Adicionalmente se aprobó la reglamentación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGE, mediante la adición de una Sección al Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía. El referido FENOGE tiene a su cargo el financiamiento de programas de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y gestión eficiente de la energía, mediante su fomento, promoción, estímulo e incentivo.

Al tenor de la entrada en vigencia de la Ley de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico **Costa Rica** instituyó al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) como autoridad rectora de aplicación a cargo de la dirección, monitoreo, evaluación y control de todas las disposiciones establecidas en la referida ley, quedando a cargo de la formulación y ejecución de la política nacional en energías renovables para el transporte y el Plan Nacional de Transporte Eléctrico, en coordinación con el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT) entidad designada para establecer las metas sobre la sustitución de la actual flota de transporte, pública y privada, definir los indicadores de cumplimiento de transporte eléctrico en el país y emitir las constancias que correspondan para certificar que los vehículos eléctricos que se importen reúnen las características establecidas por la ley. Para la formulación de la política, el plan y los reglamentos técnicos, la ley encarga al MINAE el deber de garantizar la participación de las instituciones, los sectores vinculados y la sociedad civil, en la construcción participativa de los instrumentos tendientes a proteger y mejorar el ambiente. Adicionalmente la referida ley delega al Instituto Nacional de Aprendizaje (INA), el establecimiento de canales para la formación y capacitación de recursos humanos que se puedan desarrollar laboralmente en el mantenimiento y la reparación de vehículos eléctricos y sus partes. Por otro lado, se aprobó vía Decreto, el Mecanismo General de Consulta a Pueblos Indígenas que reglamenta la obligación del Poder Ejecutivo de consultar a los pueblos indígenas de forma libre, previa e informada, cada vez que se prevea la aplicación de cualquiera de las medidas administrativas específicas contenidas en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo sobre pueblos indígenas y tribales, entre las que se incluye la exploración o explotación de los recursos naturales ubicados dentro de los territorios; asimismo se consultarán las medidas relacionadas con la afectación de tierras o territorios y otros recursos, relacionados con el desarrollo, la utilización o la explotación de recursos minerales, hídricos o de otro tipo. A tales efectos, se consideran plenamente vinculantes para todas las partes involucradas, todos los acuerdos que hayan sido alcanzados entre los pueblos indígenas, las instituciones públicas y las empresas privadas.

Habiéndose identificado la necesidad de emprender una optimización institucional que responda a las demandas sociales y económicas sobre las cuales se han definido las prioridades de Gobierno, **Ecuador** decretó la fusión por absorción al Ministerio de Hidrocarburos, de las siguientes instituciones: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ministerio de Minería y la Secretaría de Hidrocarburos. Concluido el proceso de fusión por absorción, se modificó la denominación del Ministerio de Hidrocarburos a Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, y todas las competencias, atribuciones, funciones, representaciones y delegaciones que le

correspondían a las citadas instancias de la administración pública fueron asumidas por el referido Ministerio. Adicionalmente se fusionó por absorción el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables al Instituto Nacional de Investigación Geológico, Minero y Metalúrgico, y una vez concluido el proceso de fusión por absorción se modificó su denominación a "Instituto de Investigación Geológico y Energético", ente adscrito al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Por otra parte, valorando que desde el año 2012, el país forma parte del SGIP "Smart Grid Interoperability Panel", organismo internacional que promueve la armonización de estándares de sistemas y dispositivos; se estableció el Programa de redes inteligentes Ecuador (REDIE), concebido como una política dirigida a garantizar una red más eficiente y flexible, con alta disponibilidad y calidad en el suministro de energía; sustentada en los beneficios que brindan las tecnologías de la información y comunicación, a través del establecimiento de un marco de referencia único para la gestión y ejecución de las diferentes iniciativas asociadas a este Programa.

Guatemala aprobó el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2018 - 2032, enfocado en priorizar las energías renovables, diversificar la matriz energética, reducir los gases efecto invernadero, y dar seguridad al abastecimiento de electricidad a precios competitivos. El referido documento, elaborado sobre la base de los criterios y procedimientos establecidos al respecto en el Artículo 15 Bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, contempla las alternativas del abastecimiento más idóneo de la demanda de energía eléctrica; partiendo de los datos obtenidos de los proyectos en construcción, el precio de los combustibles y las proyecciones de demanda de energía y potencia a nivel nacional. En cada uno de los escenarios, se presentan los supuestos, la proyección de precios de los combustibles, Despacho de energía, Demanda de energía, Cronograma de Ingreso de Plantas, Comparación de costos, Capacidad Instalada durante el Plan de Generación, Emisiones de CO_2, entre otros análisis. Asimismo, se aprobó el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2018 - 2032, que establece las pautas para la adición de nuevas plantas de generación eléctrica y redes de transporte, con énfasis en la planificación del crecimiento de la infraestructura de Transmisión de Energía Eléctrica necesaria para satisfacer la demanda futura del país, garantizando la calidad del suministro y el cumplimiento de las metas determinadas en la Política Energética 2013 - 2027, específicamente en lo que respecta a su eje número uno: "Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos".

México realizó importantes reformas y adiciones a la ley federal para prevenir y sancionar los delitos cometidos en materia de hidrocarburos. Al tenor de las reformas se incluyen disposiciones específicas dirigidas a la prevención de la comisión de delitos o la suspensión de sus efectos y se incrementan las sanciones por delitos cometidos en materia de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos y demás activos, con penas de entre a 20 y 30 años de prisión y multas de 20,000 a 25,000 veces el valor de la Unidad de Medida y actualización vigente. Asimismo, valorando la necesidad de adaptación a la legislación vigente, se expidió el nuevo estatuto orgánico del Centro Nacional de control de Energía, CENACE, organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, que tiene a su cargo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. Por otra parte, y en el marco de las reformas realizadas a la Ley General de Cambio Climático se incluyó en el objeto del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), lo referente a las contribuciones determinadas a nivel nacional. Adicionalmente, en la formulación de la política nacional de cambio climático se incorporó la observación de un nuevo principio relacionado con la progresividad y gradualidad de las metas para el cumplimiento de los postulados de la ley, teniendo en cuenta el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas y sus capacidades respectivas, a la luz de las diferentes circunstancias nacionales, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza. También, se encargó a la federación la elaboración de una Política Nacional de Adaptación en el marco del Sistema Nacional de Cambio Climático; y se determinó que la política nacional de mitigación de Cambio Climático considere las contribuciones determinadas a nivel nacional para el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París, el acceso a recursos financieros, la transferencia de tecnología y el desarrollo de capacidades, así como cualquier otro tratado internacional suscrito por el Estado mexicano en materia de cambio climático. Además, se incluyeron en las atribuciones de la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático la aprobación de la estrategia nacional y las contribuciones determinadas a nivel nacional, la participación en la elaboración e instrumentación del Programa Especial de Cambio Climático y la Política Nacional de Adaptación, así como la revisión e información sobre el avance de la Estrategia Nacional y las contribuciones determinadas a nivel nacional. Igualmente, se incluyeron en las funciones del Consejo Nacional de Cambio Climático el seguimiento a las políticas, acciones y metas previstas en la presente Ley, evaluaciones de la Estrategia Nacional, el Programa y los programas estatales, las contribuciones determinadas a nivel nacional; así como formular propuestas a la Comisión, a la Coordinación de Evaluación del INECC y a los miembros del Sistema Nacional de Cambio

Climático. Finalmente, se incluyen en los instrumentos de planeación de la política nacional de cambio climático la Política Nacional de Adaptación, las contribuciones determinadas a nivel nacional, y los programas de las Entidades Federativas.

Nicaragua creó, bajo la rectoría sectorial de la Presidencia de la República, el Gabinete de Energía, a cargo de la coordinación del diseño y gestión de acciones y políticas en el sector energía, integrado por las siguientes autoridades gubernamentales: Ministro de Energía y Minas; Presidente del Consejo de Dirección del INE; Ministro de Hacienda y Crédito Público, Presidente Ejecutivo de ENATREL; Presidente Ejecutivo de ENEL; Presidente de la Junta Directiva de PETRONIC; Asesor del Presidente de la República para temas de energía con énfasis en fuentes renovables; y, un delegado indicado por el Presidente de la República.

Para asegurar el desarrollo eficiente del sistema eléctrico, el Ministerio de Energía y Minas del Perú (MEM) aprobó el Plan de Transmisión 2019 – 2028 y convocó a la construcción y operación de nueve proyectos en diversas regiones del país. El referido instrumento constituye el estudio periódico que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte de hasta diez (10) años.

El Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana (MEM) asumió formalmente la formulación, adopción, seguimiento, evaluación y control de las políticas, estrategias, planes generales, programas, proyectos y servicios relativos al sector energético y sus subsectores de energía eléctrica y energía renovable. A tales efectos el MEM asume el fortalecimiento de su estructura profesional y técnica creando la Dirección de Energía Convencional, bajo la coordinación del Viceministerio de Energía, tras asumir la rectoría del sector eléctrico desde septiembre de 2018. Por otra parte, vía resolución se aprobó la creación, atribuciones y funcionamiento de la comisión mixta de habilitación de las Asociaciones Sin Fines de Lucro (ASFL) del Ministerio de Energía y Minas. La referida comisión, vinculada por la naturaleza de sus actividades al Ministerio de Energía y Minas, constituye una instancia descentralizada, dirigida a aplicar el Procedimiento de Habilitación a las correspondientes asociaciones que la soliciten, garantizando que los servicios que ofrecen cumplan con las condiciones mínimas y particulares en cuanto a sus recursos físicos, humanos, estructurales y de funcionamiento.

2. ELECTRICIDAD

2.1 Generación, transmisión y distribución

Brasil dispuso, vía Decreto, la reducción gradual de los descuentos otorgados en la tarifa de uso del sistema de distribución y la tarifa eléctrica. A tales efectos se prohíbe la aplicación acumulativa de los descuentos previstos, prevaleciendo la que otorgue el mayor beneficio al consumidor. A partir del 1 de enero de 2019, en los ajustes correspondientes o en los procedimientos de revisión de tarifas ordinarias, los descuentos anteriormente vigentes se reducen a una tasa del 20% anual sobre el valor inicial, hasta llegar a cero. Por otra parte, se aprobó la reglamentación de la medida provisoria que dispone sobre el reconocimiento de derechos a recursos asociados a las concesiones de distribución de energía eléctrica previstas en la legislación vigente. Al tenor de la reglamentación, se anticipará, a discreción del vendedor y mediante solicitud a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, la obligación de entregar energía eléctrica para una planta termoeléctrica que ha sido contratada en una subasta eléctrica de nuevos proyectos y cuyos gastos con la infraestructura de transporte de gasoducto de gas natural son reembolsables por la Cuenta de Consumo de Combustible - CCC.

Chile realizó modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, dirigidas a imponer a la Empresa Distribuidora de Energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor. Al tenor de las reformas el empalme y el medidor son parte de la red de distribución y, por tanto, de propiedad y responsabilidad de la concesionaria del servicio público de distribución o de aquel que preste el servicio de distribución, a tales efectos los decretos tarifarios correspondientes determinarán la forma de incluir en sus fórmulas tarifarias la remuneración de estas instalaciones, así como las condiciones de aplicación de las tarifas asociadas. Adicionalmente y con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales, se aprobaron las siguientes reformas: incremento de 100 kW a 300 kW en la capacidad instalada

por cada inmueble o instalación de un cliente o usuario final, que puede acogerse a la generación distribuida; aplicabilidad del descuento por inyección de energía a todos los ítems o cargos de las cuentas de suministro eléctrico y no solamente al cargo por energía; traspaso a otros inmuebles o instalaciones de propiedad del mismo cliente, de los excedentes de energía que no puedan ser descontados de las facturaciones; regulación del pago, mediante obligaciones de dinero, de los excedentes que no hayan podido ser descontados de las cuentas de suministro eléctrico; y socialización en beneficio de los demás usuarios, de los excedentes que tras cinco años no hayan podido ser pagados o descontados, asegurando que dichos excedentes no ingresen al patrimonio de las distribuidoras y; permitir la instalación de sistemas de generación comunitarios o de propiedad conjunta.

En correspondencia con las recientes modificaciones realizadas a los lineamientos de política pública, **Colombia** aprobó la implementación de un mecanismo dirigido a promover la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los existentes en el Mercado de Energía Mayorista. El referido mecanismo se propone: fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo, promover la competencia y aumentar la eficiencia, fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional, así como reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

Costa Rica, aprobó el Reglamento que regula la exposición a campos electromagnéticos de radiaciones no ionizantes en los sistemas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión. El referido instrumento jurídico establece los requisitos y criterios tendientes a proteger la salud del personal técnico y de la población en general, de los potenciales riesgos y efectos nocivos asociados a la exposición de los campos electromagnéticos de radiaciones no ionizantes, que puedan derivarse de la explotación y uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica en alta tensión. Por otro lado, en el marco de la entrada en vigencia de la Ley de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico, se encargó al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) la obligación de velar por la adecuada construcción y funcionamiento de los centros de recarga a cargo de las distribuidoras de electricidad, los que deberán cumplir con los estándares internacionales vigentes. De conformidad con las referidas disposiciones, en las carreteras nacionales deberá construirse y ponerse en funcionamiento por lo menos un centro de recarga cada 80 km y en caminos cantonales por lo menos un centro de recarga cada 120 km. Adicionalmente los centros de recarga deberán contar con una pizarra informativa sobre los puntos de recarga más cercanos o próximos, tiempos de recarga, estadísticas de consumo y demás información pertinente.

Dada la entrada en vigencia de la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica **Ecuador** realizó modificaciones a Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica dirigidas a garantizar que los recursos económicos correspondientes al 30% de superávit que se obtenga en la fase de operación de las generadoras eléctricas a cargo de empresas públicas así como el 12% de utilidades, sean destinados al financiamiento del Fondo Común para la Circunscripción Territorial Especial Amazónica.

En aras de fomentar el desarrollo de la industria nacional, **Uruguay**, vía Decreto, exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a incorporar el componente nacional (de acuerdo a los criterios que establezca el Ministerio de Industria, Energía y Minería) en los bienes y servicios destinados a la expansión o ampliación de su parque generador de energía eléctrica.

2.2 Comercialización, consumo y subsidios

Brasil realizó reformas a la ley que establece el régimen de concesión y permiso de prestación de servicios públicos al tenor de las cuales se obliga a los concesionarios y prestadores de servicios públicos, incluido el de electricidad, a divulgar en su sitio electrónico, de forma clara y de fácil comprensión para los usuarios, la tabla con la evolución del valor de la tarifa (incluyendo revisiones y ajustes realizados en los últimos cinco años) y el precio. Asimismo, se modificó el Decreto que regula la comercialización de energía eléctrica y el proceso de otorgamiento de concesiones y autorizaciones de generación de energía eléctrica; en el marco de las reformas se determina el procedimiento de aprobación de los estudios de inventario y factibilidad de la implementación de proyectos hidroeléctricos.

A fines de precautelar la seguridad de las personas y las cosas, mediante resolución conjunta del Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, **Chile** estableció el procedimiento de puesta en servicio de infraestructura para la carga de vehículos eléctricos. Adicionalmente, a efectos de garantizar las condiciones de seguridad a que deben someterse las instalaciones, maquinarias, instrumentos, aparatos, equipos, artefactos y materiales eléctricos de toda naturaleza así como las condiciones de calidad y seguridad de los instrumentos destinados a registrar el consumo o transferencia de energía eléctrica se aprobó el Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica.

Con el fin de promover la gestión eficiente y permitir la incorporación de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos, **Colombia** estableció los mecanismos de implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica. La referida infraestructura permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica, mediante un mecanismo que incluye hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entro otros), software, arquitecturas y redes de comunicación, que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida. Esta implementación está enfocada en: facilitar esquemas de Eficiencia Energética, respuesta de la demanda y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas, permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras, de tecnologías de autogeneración distribuida y vehículos eléctricos, mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución, dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica y generar nuevos modelos de negocio y servicios, gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas; así como reducir los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica.

A fin de estimular y fortalecer las políticas públicas dirigidas a incentivar el uso del transporte eléctrico dentro del sector público y en la ciudadanía en general, como medida efectiva para reducir el consumo de combustible fósil del país, la contaminación ambiental, los daños en salud pública y el gasto en movilidad a los vehículos nuevos, **Costa Rica** publicó la Ley de Incentivos y promoción para el transporte eléctrico que regula la organización administrativa pública vinculada al transporte eléctrico, las competencias institucionales y su estímulo, por medio de exoneraciones, incentivos y políticas públicas, sobre la base del cumplimiento de los compromisos adquiridos en los convenios internacionales ratificados por el país y el artículo 50 de la Constitución Política. Al tenor de la referida ley se declara de interés público la promoción del transporte eléctrico y se establecen incentivos de carácter económico, facilidades de uso en circulación, acceso al crédito y otros determinados en la correspondiente reglamentación. A tales efectos los vehículos eléctricos, se beneficiarán de la exoneración del impuesto general sobre las ventas, el impuesto selectivo de consumo y el impuesto sobre el valor aduanero, según la escala gradual de porcentajes determinada en relación a su valor CIF en aduanas para los vehículos importados y el valor de fabricación para los vehículos ensamblados o producidos en territorio nacional. Adicionalmente la ley prevé exoneración de: los repuestos de los vehículos eléctricos, el equipo para el ensamblaje y la producción de vehículos eléctricos, el impuesto a la propiedad de vehículos. Asimismo, se exonera del pago total del impuesto selectivo de consumo, y del impuesto del 1% sobre el valor aduanero, a las partes necesarias para la instalación de los centros de recarga. También se contempla como incentivo para estos vehículos la inaplicabilidad de la restricción vehicular de circulación vigente para el área metropolitana, la exoneración del pago de parquímetros que se establezca mediante acuerdo municipal, el uso de parqueos azules, entre otras facilidades que estimulen su uso y adquisición. Algunos de los incentivos establecidos en la ley, se ampliaron, vía decreto, a los vehículos usados con no más de 5 años de antigüedad, con energía 100% eléctrica o con tecnología de cero emisiones que no contenga motor de combustión, con batería de última generación, en su versión de automóviles, motocicletas, vehículos de transporte de carga, microbuses o autobuses. Por otro lado, se autoriza a las instituciones de la Administración Pública, a promover la compra y la utilización de vehículos eléctricos que cumplan las especificaciones técnicas requeridas. Para ello, en la valoración de las licitaciones y compras directas concursables se deberá otorgar un 10% adicional a los oferentes que, en igualdad de condiciones, demuestren que los productos ofrecidos son eléctricos.

En aras de promover el desarrollo sustentable, al tenor de la publicación de la Ley para fomento productivo, atracción de inversiones y generación de empleo, **Ecuador** estableció la tarifa 0% de IVA en importaciones de lámparas LED; cargadores para electrolineras para vehículos híbridos y eléctricos; tarifa 0% de IVA para vehículos eléctricos de uso particular, transporte público y de carga y; tarifa 0% de ICE para vehículos motorizados eléctricos para transporte público de pasajeros, siempre que cuenten con las autorizaciones de la entidad competente.

En el marco del Plan 10 y con el objetivo de beneficiar a 950 mil familias en la factura de la energía eléctrica, El Salvador incrementó el subsidio por el consumo energético residencial, para los hogares que consumen entre 1 y 99 kWh a todos los hogares que utilicen entre uno y 105 kWh al mes. Los beneficiarios/as tendrán fijo su subsidio de energía eléctrica de USD 5.00 mediante descuento en la factura, por 6 meses consecutivos, de agosto de 2018 a enero de 2019. Posteriormente, de forma semestral se aplicará un procedimiento de revisión de la base de estos usuarios. Las familias que no estén incluidas dentro de este subsidio, podrán solicitarlo después de verificar su consumo de energía eléctrica.

Con el propósito de garantizar la operación y sostenibilidad económica del sector eléctrico, Nicaragua aprobó reformas a la ley de la industria eléctrica, ley de variación de la tarifa de energía eléctrica al consumidor y ley del adulto mayor, que implican reducciones graduales en el subsidio a la tarifa por consumo de energía en el sector domiciliar. Al tenor de las modificaciones el subsidio se determinará como un porcentaje de la tarifa plena para los consumidores de 0 a 150 kWh mensuales, segmento que se dividirá en 4 grupos. Los consumidores de 0 a 50 kWh al mes gozarán del subsidio completo hasta el año 2020, y para el 2021 este beneficio será del 50%. Los consumidores de 51 a 100 kWh mantendrán, al igual que el grupo anterior, el subsidio completo hasta el año 2020, en 2021 recibirán solo el 50% del subsidio, y a partir del 2022 solo el 45% de la tarifa plena. Quienes consuman entre 101 y 125 kWh se beneficiarán con un subsidio del 50% hasta 2018, el que bajará al 40% en 2019, a 35% en 2020, al 30% en 2021 y finalmente se fijará en el 25% a partir del año 2022. Los cargos tarifarios entre los 126 y 150 kWh recibirán un subsidio de 40% en 2018, del 30% en 2019 y del 25 % en 2020. Las facturas de energía domiciliar con consumo entre 151 y 300 kWh mensuales pagarán entre los años 2018, 2019 y 2020 una alícuota especial por 7% del IVA y a partir del año 2021 pagarán el 15% por concepto de IVA. Las facturas entre 301 y 1000 kWh mensuales pagarán también en 2018 y 2019 una alícuota especial del 7% por concepto de IVA, pero a partir del 2020 pagarán el 15%. Las reformas también inciden en la política de subsidio de la tarifa de electricidad aplicable a los jubilados a cuyos efectos quienes consuman entre 151 y 300 kWh gozarán de un subsidio sobre los primeros 150 kWh aplicado de la siguiente forma: 45% de subsidio en 2018, 40% en 2019, 35% en 2020, 30% en 2021 y 25% a partir de 2022. Los jubilados que consuman más de 300 kWh tendrán un subsidio del 40% en 2018, de 30% en 2019, 20% en 2020, 10% en 2021 y a partir de 2022 se les aplicará la tarifa correspondiente. En compensación se otorgan otras prerrogativas a los jubilados.

Los ministerios de Hacienda y de Energía y Minas de la República Dominicana suscribieron una resolución conjunta al tenor de la cual se crea un modelo que garantiza el suministro de electricidad permanente a las instituciones consideradas de servicios públicos, como hospitales, escuelas, cuarteles policiales, asilos y el alumbrado público. El texto de la resolución indica que, las empresas distribuidoras de electricidad no podrán cortar de forma inmediata el servicio de energía eléctrica a las referidas instituciones por falta de pago. Establece que serán consideradas como Instituciones Gubernamentales No Cortables (IGNC) toda entidad del Estado encargada directamente de prestar un servicio público, de forma tal que la interrupción del suministro de energía eléctrica ponga en riesgo la seguridad ciudadana, defensa nacional, atención de la salud, educación, transporte de pasajeros, manejo del agua tanto potable como para fines de riego o alumbrado público. Adicionalmente se contempla la implementación de un programa de ahorro energético y los criterios para la determinación de los entes públicos que califican como Instituciones Gubernamentales No Cortables (IGNC), así como el establecimiento de la regulación de su facturación y pagos. En ningún caso los fondos asignados a las IGNC para proyectos de eficiencia energética, serán mayores a los montos equivalentes a los ahorros en el consumo de energía proyectados o efectivamente logrados con los proyectos de eficiencia energética ejecutados. El Ministerio de Hacienda, como organismo rector de las finanzas públicas, se compromete al pago directo a las empresas distribuidoras de electricidad de aquellas facturas de suministro eléctrico de las IGNC, que hayan excedido su presupuesto anual aprobado para gasto eléctrico.

Otorgando al consumidor residencial la oportunidad de disminuir sus gastos en electricidad Uruguay, vía Decreto, aprobó nueva tarifa diferencial de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) que disminuye el costo de la energía entre las horas 00:00 y 07:00. La nueva tarifa triple horario reduce el costo energético a los usuarios residenciales que consuman más energía entre las 00:00 y las 07:00 horas, equivalente al 20% del valor que se establece en el horario de mayor consumo, entre las 17:00 y las 23:00 horas. La novedad radica en una tarifa que comprende tres lapsos con distinto costo. Los usuarios residenciales que se suscriban a este régimen se verán más beneficiados a medida que desplacen mayor consumo a horas de la madrugada. Con esta disposición, el consumo de energía eléctrica en la madrugada (conocida como horario valle) tendrá un

costo de 1.7 pesos por kilovatio hora, lo que represente el 20% del costo en el horario punta (de 17:00 a 23:00 horas), en que vale 8.5 pesos por kilovatio hora. Esta tarifa es adecuada para aquellos clientes residenciales cuya potencia contratada sea igual o mayor a 3.7 kW y menor o igual 40 kW. Se considera una tarifa de futuro, también pensando en la energía que requerirán los autos eléctricos. Los clientes residenciales que cambien su tarifa a triple horario residencial antes de diciembre de 2018 podrán volver al régimen anterior luego de un año. Por otro lado, para promover un aprovechamiento más racional de las capacidades de transporte y distribución del sistema eléctrico en el tramo horario fuera de punta y promover el mantenimiento y eventual aumento de los puestos de trabajo empleados para grandes consumidores de energía eléctrica, se exhortó a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para suscritores caracterizados con un gasto anual en adquisición de energía eléctrica a UTE que represente un valor mayor o igual al 5% del Valor Bruto de Producción (VBP) anual, y que se encuentren comprendidos en las categorías tarifarias Gran Consumir en todos los niveles de tensión del pliego tarifario. El beneficio, consistente en un descuento en la facturación del cargo de energía sin IVA neta de otros descuentos comerciales otorgados a la empresa, estará asociado al mantenimiento o aumento de los puestos de trabajo en un trimestre por parte de la empresa y a tener algún suministro en la categoría tarifaria Gran Consumidor con un factor de utilización fuera de punta mayor al de su categoría tarifaria en el mismo tramo horario.

2.3 Electrificación Rural o Universalización de la electricidad

Brasil realizó reformas al Decreto que instituye el Programa Nacional de Universalización de Acceso al Uso de Energía Eléctrica "Luz para todos". Al tenor de las modificaciones se amplía la vigencia del programa hasta el año 2022, se incluyen en los beneficiarios del programa a todas las familias residentes en áreas rurales que todavía no tengan acceso al servicio público de energía eléctrica, con prioridad de atención para: familias de baja renta inscritas en el Registro Único de Programas Sociales del Gobierno Federal, familias beneficiarias de programas del Gobierno que tengan por objeto el desarrollo social y económico, asentamientos rurales, comunidades indígenas, quilombolas y otras comunidades localizadas en reservas extractivistas o impactadas directamente por emprendimientos de generación o de transmisión de energía eléctrica, cuya responsabilidad no sea del propio concesionario, así como escuelas, puestos de salud y pozos de agua comunitarios. Adicionalmente se determina que el Ministerio de Minas y Energía definirá las metas y los plazos del Programa, en cada Estado o en áreas de concesión o permiso y considerará lo siguiente: atención a beneficiarios con prioridades, reducción del impacto tarifario resultante de la aplicación del Plan de Universalización, la contribución al Programa "LUZ PARA TODOS" para la anticipación del año de universalización, la disponibilidad presupuestaria y financiera de la Cuenta de Desarrollo Energético, los años límites establecidos en el Plan de Universalización. Asimismo, se reforman otros aspectos administrativos del Programa relacionados con las atribuciones del Ministerio de Minas y Energía en materia de contratos y plazos.

Colombia aprobó el Plan Nacional de Electrificación Rural 2018 - 2031 con focalización en las áreas de posconflicto y la resolución por la cual se adoptan sus lineamientos. Los objetivos específicos del referido instrumento de planificación energética se centran en: ampliar la cobertura de la energía eléctrica; promover y aumentar las soluciones tecnológicas apropiadas de generación eléctrica (de acuerdo a las particularidades del medio rural y de las comunidades), para lo cual se utilizarán de manera preferente, las Fuentes No Convencionales de Energía-FNCE; asistir técnicamente y promover las capacidades organizativas de las comunidades para propender por el mantenimiento y la sostenibilidad de las obras; y capacitar a las comunidades en el uso adecuado de la energía para su sostenibilidad.

3. HIDROCARBUROS

3.1 Exploración, explotación y transformación

Argentina vía Decreto instruyó a la Secretaría de Gobierno de Energía (dependiente del Ministerio de Hacienda) a convocar a concurso público internacional para la adjudicación de permisos de exploración de hidrocarburos en áreas del ámbito costa afuera. La referida medida se sustenta en la necesidad de incrementar el conocimiento, la exploración y producción de las áreas off-shore ubicadas en la plataforma continental nacional, mediante

inversiones efectivas en tareas de prospección sísmica y exploratorias, a cargo de empresas que cuenten con la capacidad técnica y financiera requerida. Adicionalmente se autoriza la inclusión, en los permisos de exploración que se otorguen en el marco del concurso público y en las concesiones de explotación, de cláusulas que establezcan la prórroga de jurisdicción a favor de tribunales arbitrales internacionales con sede en un Estado que sea parte en la Convención sobre el Reconocimiento y Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras (Nueva York, 1958). En este sentido, se aprobó el Reglamento para el otorgamiento de permisos de reconocimiento superficial en el ámbito costa afuera nacional. El referido instrumento jurídico establece: los requisitos y procedimientos que deberán seguir los interesados para obtener permisos de reconocimiento superficial en busca de hidrocarburos y la ejecución de trabajos en el ámbito territorial costa afuera nacional; los términos y condiciones aplicables a los permisos correspondientes; y los términos y condiciones aplicables al derecho de aprovechamiento comercial de la información obtenida como consecuencia de las actividades llevadas a cabo haciendo uso del permiso obtenido en el marco del reglamento. Asimismo, para estimular nuevos emprendimientos hidrocarburíferos, se reactivó el efecto de los beneficios impositivos y aduaneros previstos en el Régimen Especial Fiscal y Aduanero de la Ley Nº 19.640 y sus normas complementarias, para las actividades relacionadas con la producción de gas y petróleo, mediante el establecimiento de una excepción a lo dispuesto en el primer párrafo del artículo 1º del Decreto Nº 751 del 15 de mayo de 2012 y su modificatorio, aplicable a las actividades relacionadas con la producción de gas y petróleo vinculadas con nuevos emprendimientos hidrocarburíferos.

Brasil realizó modificaciones a la ley que dispone sobre la política energética nacional y las actividades relativas al monopolio del petróleo. Al tenor de las reformas los recursos provenientes del pago de regalías serán distribuidos con base en los cálculos de los montos adeudados a cada beneficiario, proporcionados por la autoridad administrativa competente (se establecen disposiciones específicas en caso que los beneficiarios sean la Unión, los Estados o Municipios). Adicionalmente, se determina el procedimiento especial para la asignación de derechos de exploración, explotación y producción de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos, por Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, determinado sobre la base de nuevas disposiciones de gobernanza, transparencia y buenas prácticas de mercado. El procedimiento especial se aplica sin perjuicio del propio régimen de las empresas privadas en el carácter de libre competencia que Petrobras presenta. Las disposiciones establecidas se aplican a la transferencia de bienes, derechos, instalaciones, pertenencias e infraestructura relacionada al objeto de cesión de derechos y están dirigidas a: favorecer la adopción de métodos de gobierno que aseguren el logro del propósito corporativo de Petrobras; conferir impersonalidad a la administración de la cartera de exploración y producción de Petrobras; garantizar la seguridad jurídica para asignaciones así como la calidad y probidad del proceso de toma de decisiones que determina la concesión de derechos; y a obtener el mejor retorno económico-financiero para Petrobras, considerando su sujeción al régimen legal de las empresas privadas en el carácter de libre competencia. Por otro lado, se realizaron modificaciones al Decreto que define los criterios para el cálculo de cobranza de las participaciones gubernamentales aplicables a las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural.

Cumpliendo con las disposiciones establecidas en la Ley Orgánica para el fomento productivo, atracción de inversiones, generación de empleo, estabilidad y equilibrio fiscal, **Ecuador** realizó modificaciones a la Ley de hidrocarburos en relación a la participación del Estado en los excedentes de los precios de venta de petróleo, al tenor de las cuales en los contratos de participación de exploración y/o explotación de hidrocarburos, el porcentaje de la participación del Estado se ajustará en función del precio de referencia y el volumen de producción; a medida que el precio de referencia se incremente, también la participación del Estado se incrementará para controlar los beneficios del contratista por los excedentes en los precios de venta, en ningún caso la participación del Estado será inferior a la participación original establecida en el contrato; el Estado revisará anualmente sus beneficios, que en ningún caso serán menores a los beneficios de la contratista en concordancia a lo previsto en el artículo 408 de la Constitución de la República. Al tenor de las reformas a la Ley de Hidrocarburos se estableció la exigencia a las empresas nacionales o extranjeras o de economía mixta que celebren o mantengan contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana, establecer su domicilio tributario en el cantón, y en la región donde se encuentre el campo, o la mayor superficie de la suma de ellos en el caso de empresas con contratos en distintas provincias o el principal proyecto de exploración o explotación. Asimismo, y con el objetivo de aumentar las reservas, fomentando la inversión en proyectos en áreas nuevas, se reformó el reglamento de aplicación de la Ley de Hidrocarburos para dar paso a la suscripción de contratos para la exploración y explotación petrolera a través de la modalidad de

participación. Este modelo de contrato permite que el contratista asuma los costos de operación, transporte y comercialización correspondientes a su participación. En el marco de las reformas, y dada la entrada en vigencia de la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la circunscripción territorial especial amazónica se realizaron modificaciones a las condiciones de los porcentajes de asignación de utilidades por participación laboral en el caso de los trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera, cuando la explotación hidrocarburífera se produzca en la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, ya que los recursos económicos correspondientes al 12% de las utilidades serán destinados al financiamiento del Fondo Común para la Circunscripción Territorial Especial Amazónica y serán invertidos y asignados de conformidad a lo dispuesto en la Ley que la rige. Por otro lado, y habiéndose evidenciado la necesidad de actualizar la normativa vigente de conformidad con las mejores prácticas de la Industria Hidrocarburífera, se aprobó un nuevo Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas. También se aprobó el reglamento que establece los criterios y lineamientos contables que los contratistas deben aplicar respecto a las inversiones, ingresos, costos y gastos durante la vigencia del contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, celebrados al amparo de la Ley de Hidrocarburos.

Mediante Acuerdo Presidencial, **Nicaragua** declaró abiertas sus aguas del pacífico para exploración y explotación petrolera, las que se incluirán en la segunda ronda de licitación internacional. En tal contexto se aprobaron vía decreto reformas al reglamento de la Ley Especial de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Al tenor de las modificaciones, sustentadas en la necesidad de fomentar el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos de la plataforma continental y el mar adyacente, se agrega una cuarta condición para evaluar la capacidad técnico-financiera de los interesados en celebrar un contrato de exploración y explotación petrolera, asimismo deberán presentar instrumentos que demuestren el cumplimiento de lo establecido en relación con la participación de PETRONIC, exceptuándose los casos de concurrencia de oferta que sigan el procedimiento de licitación pública, los que deberán suscribirse previo a la negociación y firma de contratos.

Paraguay aprobó el Reglamento del régimen legal para la prospección, exploración y explotación de petróleo y otros hidrocarburos, aplicable al otorgamiento de áreas de hidrocarburos a Petróleos Paraguayos (PETROPAR), como entidad designada para realizar estas actividades en representación del Estado paraguayo. La referida reglamentación es de obligatorio cumplimiento para todas las personas físicas o jurídicas que soliciten derechos para la prospección, exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos en sus estados sólidos, líquidos y gaseosos.

A fines de determinar las condiciones que regirán la actividad de exploración y eventual explotación de hidrocarburos a realizarse como resultado de la Ronda Uruguay III, **Uruguay**, vía Decreto Ejecutivo, estableció las áreas para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos por el plazo de 30 años, las bases para el proceso de selección de empresas petroleras para la exploración y explotación costa afuera, incluyendo el respectivo modelo de contrato y creó un Grupo de Trabajo, integrado por representantes de la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) y del Poder Ejecutivo, quienes por intermedio del Ministerio de Industrias, Energía y Minería de la República Oriental del Uruguay (MIEM) estarán a cargo del seguimiento del proceso y el desarrollo de eventuales contratos.

3.2 Almacenaje, transporte, comercialización y consumo

Brasil realizó modificaciones al Decreto que reduce las tasas de la Contribución de Intervención en el Dominio Económico relacionadas con la importación y comercialización de petróleo y sus derivados, el gas natural y sus derivados, y el alcohol etílico; y al Decreto que reduce las tasas de la Contribución a PIS / Pasep y Cofins sobre la importación y venta de gasolina, gasóleo, gas licuado de petróleo y queroseno de aviación. Al tenor de las reformas quedan reducidas a cero las alícuotas específicas fijadas para los siguientes productos: GLP, gas natural y la nafta; alcohol etílico combustible; y el diésel oil y sus derivados. Por otra parte, se reglamentó la subvención otorgada por la Unión a la comercialización de diésel para uso en carretera en el territorio nacional, en forma de compensación de parte de los costos para los productores e importadores de diésel. Adicionalmente el reglamento modifica la Ley que regula la política energética nacional, las actividades relativas al monopolio del petróleo, e instituye el Consejo Nacional de Política Energética y la Agencia Nacional de Petróleo. Las reformas implican precisiones administrativas en lo referente a las participaciones gubernamentales previstas en los contratos de concesión y en las licitaciones. Adicionalmente se aprobaron modificaciones legislativas que disponen sobre la política de comercialización de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos, incluyendo, en

las competencias de la empresa Pré-Sal Petróleo (PPSA), la celebración de contratos en representación de la Unión, para la refinación y procesamiento de petróleo, gas natural y de otros hidrocarburos fluidos. Asimismo, se establece que los gastos directamente relacionados con la comercialización deberán preverse en: el contrato firmado entre la PPSA y el agente comercializador; el contrato firmado entre la PPSA y el comprador; y en el documento de la licitación. No se incluirán en los gastos de comercialización, la remuneración y los gastos incurridos por la PPSA en la ejecución de sus actividades, tales como gastos de costos e inversión y el pago de impuestos incidentes sobre el objeto de su actividad. La remuneración del agente comercial se calculará de la manera prevista en el contrato, respetando las directrices del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) incorporadas en la política de comercialización de petróleo y gas natural de la Unión. La comercialización por parte de la PPSA utilizará la política establecida por el CNPE y el precio de referencia establecido por la ANP.

Paraguay decretó que el precio de venta al público del diésel común (tipo III) será establecido libremente por empresas distribuidoras habilitadas por el Ministerio de Industria y Comercio (MIC). A tales efectos se abrogó el decreto 8370/2018, que establecía un tope de precio máximo de venta para el diésel tipo III. Además, se dejó sin efecto el artículo 1 del decreto 4692/2015 y se derogaron los decretos 6128/2016, y 4823/2016. Se especifica también que todas las estaciones de servicio habilitadas en el país deberán informar y exhibir en forma clara y precisa a los usuarios el precio de los combustibles comercializados. El referido instrumento dispone que la actividad de importación del Diésel/Gasoil Tipo I (Tipo A) y Diésel/Gasoil Tipo III (Tipo C), queda sujeta al régimen de Licencia Previa Automática, quedando eliminadas las restricciones relativas a los cupos máximos de importación, sin afectarse las disposiciones vigentes relativas a la calidad y especificaciones técnicas de estos productos. Adicionalmente y con el objeto asegurar que la variación de los precios internacionales se refleje en los precios locales, tutelando al mismo tiempo la libre competencia y actuando dentro de los límites establecidos por las normas de orden público, vía decreto, se estableció el precio máximo de venta a las empresas de transporte de pasajeros permisionarias del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones a través del gabinete del viceministro de transporte y de la Dirección Nacional de Transporte (DINATRAN) del Gasoil/Diésel tipo III y se determinó el mecanismo para su modificación, de conformidad con el porcentaje de variaciones del precio en el mercado minorista. La medida se sustenta en que el Servicio Público de Transporte de Pasajeros es un servicio público indispensable para el desarrollo de la actividad comercial, industrial, laboral y social de la República y como tal depende de los parámetros y ordenamientos que el Estado establece para su correcto funcionamiento y el cumplimiento de sus fines. Por otra parte en el marco de la implementación de programas globales dirigidos a coordinar y orientar la actividad económica nacional, vía decreto se estableció un nuevo margen de bonificación para la comercialización del Gasoil/Diésel tipo III con una variación porcentual de hasta un máximo del trece por ciento (13%) para las Empresas Distribuidoras y Estaciones de Servicios, tomando como base referencial para el cálculo el precio de entrega en planta de distribución de PETROPAR de Villa Elisa. Este porcentaje tendrá validez hasta un radio de 50 km desde las plantas de entrega habilitadas por el Ministerio de Industria y Comercio y se le adicionará el costo del flete a partir de la distancia señalada. El porcentaje de bonificación para la cadena de comercialización del Gasoil/Diésel Tipo III será distribuido de la siguiente forma: a) para las Empresas Distribuidoras, el 37.5%; y b) para las Estaciones de Servicios, el 62.5%.

Uruguay publicó la ley que faculta al poder ejecutivo a otorgar a los productores de leche, arroz, flores, frutas y hortalizas, que no tributen el Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas (IRAE), la devolución del Impuesto al Valor Agregado (IVA) incluido en sus adquisiciones de gasoil destinadas al desarrollo de las referidas actividades productivas. Asimismo, se publicó la ley que faculta al Poder Ejecutivo a otorgar a los productores de ganado bovino y ovino que no tributen el Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas (IRAE), la devolución del Impuesto al Valor Agregado (IVA) incluido en las adquisiciones de gasoil destinadas al desarrollo de la cría o engorde de ganado bovino y ovino.

3.3 Petróleo y derivados

Ecuador expidió el reglamento que establece las disposiciones y procedimientos necesarios para el análisis y la obtención de la autorización de factibilidad para el emplazamiento de nuevos centros de distribución de derivados de petróleo o derivados de petróleo y sus mezclas con biocombustibles en los diferentes segmentos de mercado. El referido instrumento jurídico aplica a nivel nacional a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, privadas o mixtas, interesadas en obtener una autorización de factibilidad para el emplazamiento de nuevos centros de distribución de derivados de petróleo, biocombustibles y sus mezclas, en los diferentes

segmentos de mercado, establecidos en el Reglamento para Autorización de Actividades de Comercialización de Derivados del Petróleo, Biocombustibles y sus Mezclas, excepto el Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Nicaragua publicó la norma obligatoria que establece las especificaciones técnicas y de seguridad que deben cumplir las instalaciones industriales para consumo directo destinadas al almacenamiento de líquidos combustibles e inflamables derivados del petróleo, incluyendo su construcción, operación, mantenimiento, cierre y cualquier actividad asociada. Se excluyen de esta norma técnica, refinerías, terminales, plantas térmicas para generación de energía eléctrica, estaciones de servicio automotor y marinas de venta al público.

3.4 Gas Natural

Argentina modificó las modelos de pautas para la administración de despacho anexas a los reglamentos de servicios de transportistas y distribuidores, con el objeto de favorecer el funcionamiento de un ambiente de libre acceso, no discriminatorio y plenamente competitivo, con alternativas que garanticen la calidad y continuidad del servicio público de transporte y distribución de gas; así como evitar las crisis recurrentes, que afecten a los sistemas de transporte y distribución en los días de máximo consumo, intentando preservar a los clientes con servicios no interrumpibles, con una metodología de gestión que se estima más eficiente. El nuevo reglamento interno de los centros de despacho, establece pautas ante escenarios de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural, dirigidas a preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución favoreciendo el consumo de la Demanda Prioritaria: R (residencial), SG-P (servicio para usos no domésticos en donde el cliente no tiene una cantidad contractual mínima, no hay un contrato de servicio de gas) servicio completo y SDB (subdistribuidor). Por otra parte, y como adaptación a las disposiciones operativas y de seguridad internacionales recomendadas se aprobó vía resolución la “Norma Mínima de Seguridad para Plantas de Almacenamiento de Gas Natural Licuado en tierra”. La referida norma establece los requisitos mínimos de seguridad relacionados con el diseño, emplazamiento, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de GNL en tierra (on shore), incluyendo los procesos de licuefacción de gas natural y regasificación de GNL. Quedan fuera del alcance de la referida norma las actividades relacionadas con el transporte marítimo o fluvial de GNL, la interfaz entre los buques metaneros y las instalaciones de GNL, y el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de instalaciones marítimas o fluviales destinadas a operaciones de recepción y regasificación de GNL. Adicionalmente y a fines de facilitar y optimizar la gestión de compra y venta de Obleas y Cédulas de Identificación, tanto para los Productores de Equipos Completos como para ENARGAS, aprovechando la tecnología web disponible, se aprobó un nuevo procedimiento para la venta de obleas de habilitación y cédulas de identificación para vehículos propulsados a gas natural que sustituye al procedimiento vigente desde 2006.

Brasil realizó modificaciones a la reglamentación de la ley que regula las actividades relativas al transporte de gas natural, según lo establecido en el artículo 177 de la Constitución Federal y las actividades de tratamiento, procesamiento, almacenamiento, licuefacción, regasificación y comercialización de gas natural. Las reformas están enfocadas a aplicar, por medio de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil, criterios de autonomía e independencia para el ejercicio de las actividades de transporte de gas natural para transportadores nuevos y existentes con miras a promover la libre concurrencia, la transparencia de la información y el acceso no discriminatorio a los gasoductos y al uso eficiente de la infraestructura.

Colombia realizó modificaciones al reglamento técnico aplicable a las estaciones de servicio que suministran gas natural comprimido para uso vehicular vigente desde 2017. Al tenor de las reformas se aclaran y especifican disposiciones relacionadas con los requisitos técnicos para la operación y mantenimiento de las estaciones de servicios, incluyendo personal e infraestructura.

A efectos de desarrollar con mayor detalle el contenido de las Bases del Mercado Eléctrico, México aprobó el Manual que establece las reglas generales para la coordinación entre el CENACE, los Administradores y los Generadores en relación con la disponibilidad de Gas Natural, los procedimientos para llevar a cabo el intercambio de información entre ellos, el uso que se dará a esta información y su impacto en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como el cálculo de los correspondientes costos de oportunidad (si fuese el caso) que deban utilizar los Generadores para hacer sus Ofertas de Venta en el Mercado de Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real.

A efectos de garantizar la introducción segura, eficiente y confiable del gas natural en la matriz energética, y tomando en cuenta que en la actualidad no existe reglamentación técnica para el uso de este combustible, y la planta de generación eléctrica a base de gas natural se encuentra en una etapa avanzada, Panamá estableció, vía resolución, las especificaciones técnicas temporales del gas natural que se importará y distribuirá en el mercado doméstico, en los aeropuertos nacionales e internacionales y a las empresas de generación de energía eléctrica.

3.5 GLP

Colombia, vía resolución, estableció nuevas disposiciones dirigidas a perfeccionar la calidad y seguridad en la prestación del servicio público domiciliario del GLP, aplicables a los recipientes utilizados en su distribución y comercialización del referido combustible.

A fines de garantizar el abastecimiento al usuario final, la protección ambiental y la seguridad de las personas Costa Rica aprobó, el Reglamento General para la Regulación del Suministro de Gas Licuado de Petróleo. Asimismo, valorando el incremento de accidentes relacionados principalmente con el mal estado de los cilindros portátiles, tanques estacionarios, equipos y artefactos utilizados para el suministro y uso del gas licuado de petróleo en el país, se aprobó el Reglamento Técnico: equipos para la industria del petróleo. Cilindros portátiles, tanques estacionarios, equipos y artefactos para suministro y uso del gas licuado de petróleo (GLP), especificaciones de seguridad. La referida reglamentación establece las especificaciones que regulan la fabricación, importación, uso y mantenimiento de los cilindros portátiles, tanques estacionarios, equipos y artefactos que se utilicen para el suministro y uso del gas licuado de petróleo en el país, de manera que sus condiciones de operación garanticen la protección ambiental y la seguridad de las personas.

4. FUENTES RENOVABLES

Incentivos

A efectos de garantizar el cumplimiento de la declaración de interés nacional de la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, Argentina expidió la reglamentación de la Ley 27.424 que establece el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red. El referido instrumento jurídico establece procedimientos generales y técnicos dirigidos a asegurar el adecuado funcionamiento de la red eléctrica nacional, sin que la implementación de los sistemas de generación distribuida cause alteraciones en los distintos niveles en los que el sector eléctrico se encuentra segmentado, incluyendo disposiciones vinculadas a las distintas herramientas de fomento diseñadas para alcanzar los referidos fines.

Bolivia publicó la Ley que establece el marco normativo para la producción, almacenaje, transporte, comercialización y mezcla de aditivos de origen vegetal, con la finalidad de sustituir gradualmente la importación de insumos, aditivos para gasolina y diésel, precautelando la seguridad y soberanía alimentaria y energética, en el marco de los preceptos establecidos la "Ley Marco de la Madre Tierra y Desarrollo Integral para Vivir Bien", vigente desde 2012. El referido instrumento determina que el sector productivo deberá garantizar el crecimiento gradual de los volúmenes de la materia prima para la producción de aditivos de origen vegetal. La ley prevé la elaboración de un Plan Multisectorial de Desarrollo Integral de Producción Alimentaria y Energética, en el marco del Sistema de Planificación Integral del Estado – SPIE, a cargo de: definir los excedentes necesarios para la provisión de materia prima destinada a la producción de aditivos de origen vegetal, promover la mejora progresiva y sustentable del rendimiento de cultivos destinados a la producción de aditivos de origen vegetal, establecer los mecanismos de control de deforestación y desplazamiento de otros cultivos para la producción de cultivos destinados a la producción de aditivos de origen vegetal, rehabilitar suelos degradados para cultivos destinados a la producción de aditivos de origen vegetal y fortalecer las capacidades productivas de los pequeños y medianos productores agrícolas. Al tenor de la norma el requerimiento de materia prima para la producción de aditivos de origen vegetal, se desarrollará bajo criterios de eficiencia productiva y energética a través de la mejora progresiva y sustentable del rendimiento de cultivos y respetando los usos del suelo determinados para la producción agrícola, garantizando la regeneración de las zonas y sistemas de vida de

la Madre Tierra. La proporción de aditivos de origen vegetal se mezclará con las gasolinas o diésel oil en un porcentaje de hasta 25%. YPFB priorizará la compra de aditivos de origen vegetal producidos en el país por empresas públicas o privadas y con materias primas de origen nacional, frente a productos de otro origen. YPFB podrá exportar los combustibles resultantes de la mezcla de aditivos de origen vegetal, sobre la base de una certificación de la existencia de excedentes. La venta en mercado interno de etanol anhidro realizada por el productor a YPFB, para la mezcla, agregación o cualquier otro proceso con gasolinas o diésel oil, está exenta del Impuesto a los Consumos Específicos – ICE. A efectos de garantizar que, durante el primer período de cálculo, el precio contemple las inversiones realizadas en el inicio del proceso de producción, y el precio de indiferencia entre transformar la materia prima en alcohol u otro producto principal, se expidió la resolución que aprueba la metodología para la determinación de precios del etanol anhidro, como aditivo de origen vegetal nacional para su mezcla con gasolinas base. Asimismo, se reglamentaron los aspectos legales, técnicos y de seguridad para la comercialización de combustibles líquidos con mezcla de aditivos de origen vegetal en las estaciones de servicio. Adicionalmente se aprobó el Reglamento para el transporte por cisternas y almacenaje de aditivos de origen vegetal y gasolinas base. Además, se aprobaron los lineamientos para determinar el precio del combustible líquido con octanaje 92, resultante de la mezcla de etanol anhidro con gasolina base, así como su actualización; y se reglamentaron los aspectos de comercialización relacionados al combustible final y a la gasolina base. Conjuntamente, a fines de garantizar que las entidades del sector hidrocarburífero, en el marco de sus atribuciones y la normativa vigente, puedan desarrollar los cálculos técnicos, económicos y regulatorios para la producción de un nuevo combustible, se aprobó el Decreto Supremo que determina el porcentaje de etanol anhidro a ser mezclado con las gasolinas base, regulatorios para la producción de un nuevo combustible, en el que se determina que los combustibles a ser comercializados con contenido de etanol anhidro tendrán una proporción volumétrica de hasta 12% del referido aditivo de origen vegetal.

A fines de asegurar la participación de los pequeños productores y agricultores familiares en la comercialización de biodiésel que se realiza mediante licitaciones públicas, **Brasil** reglamentó el artículo 27 de la Ley que establece la Política Nacional de Biocombustibles. Adicionalmente, vía Decreto, se instituyó el Comité RenovaBio, en el ámbito del Ministerio de Minas y Energía, compuesto por representantes de los siguientes órganos: Ministerio de Minas y Energía, Casa Civil de la Presidencia de la República, Ministerio de Hacienda, Ministerio de Agricultura, Pecuaria y Abastecimiento, Ministerio de Industria, Comercio Exterior y Servicios, Ministerio de Planificación, Desarrollo y Gestión, y Ministerio del Ambiente. El Comité RenovaBio tiene a su cargo, entre otras funciones, monitorear el abastecimiento y el desarrollo de la producción y del mercado de biocombustibles, así como los precios de Créditos de Descarbonización -CBios emitidos y negociados a partir de la comercialización de biocombustibles.

En aras de garantizar un servicio eficiente y de salvaguardar la seguridad de operarios y usuarios, así como la integridad física y operacional de la red de distribución eléctrica, mediante resolución conjunta del Ministerio de Energía y la Superintendencia de electricidad y combustibles, **Chile** aprobó la instrucción técnica que establece los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas conectadas a redes de distribución.

En el marco de la aprobación de la Ley de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico, **Costa Rica** estableció como prioridad nacional la utilización de la energía eléctrica renovable en el transporte público, tanto en las modalidades de ferrocarril, trenes, buses, taxis, como en cualquier otro medio público de movilización. A tales fines el Plan Nacional de Transporte Eléctrico deberá programar la paulatina sustitución de la flota vehicular existente. Los concesionarios del servicio de taxis ordinario que desean sustituir sus vehículos carburados por vehículos eléctricos podrán acogerse a los beneficios que ofrece la ley. Posteriormente cuando el MOPT inicie nuevos procesos de concesión de taxis, exigirá que al menos el 10% de concesiones se otorgue a vehículos eléctricos.

En cumplimiento de las políticas gubernamentales dirigidas a garantizar que la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad considere la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles; y valorando la necesidad de potenciar la construcción de una matriz diversificada de generación eléctrica, con participación de energías limpias y renovables, orientada hacia una disminución del uso de combustibles contaminantes fósiles utilizados para la generación térmica; **Ecuador** emitió la Regulación denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” que establece las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten

con sistemas de microgeneración fotovoltaica -uSFV- hasta 100 kW de capacidad nominal instalada, ubicados en techos, superficies de viviendas o en edificaciones para las categorías residencial y general determinados en el pliego tarifario en bajo o medio voltaje. La referida regulación es aplicable a las empresas distribuidoras y para aquellos usuarios regulados, que decidan, previo al cumplimiento de requisitos, instalar un sistema de microgeneración fotovoltaica uSFV con una capacidad nominal instalada de hasta 100 kW en medio y/o bajo voltaje, que operen en sincronismo con la red, cuya producción sea autoconsumida en sus propias instalaciones y aporten eventuales excedentes a la red de distribución, en caso de que existan. La normativa determina: condiciones técnicas y comerciales, requisitos y procedimiento para la conexión a las redes de la empresa distribuidora y la autorización de instalación y operación del uSFV, condiciones para la medición, operación en sincronismo con la red de distribución; y el tratamiento comercial de la energía producida, de la energía consumida y eventuales excedentes de generación entregados al sistema de distribución. Adicionalmente se estableció la tarifa 0% de IVA en importaciones de paneles solares.

Uruguay aprobó el Decreto que exhorta a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas industriales localizadas en territorio nacional que incrementen el volumen físico exportado. Podrán acceder a los referidos beneficios, suscritores de UTE categorizados como industriales según su giro principal. El beneficio estará asociado al aumento en un trimestre del volumen físico comercializado al mercado externo y consistirá en un descuento en la facturación del cargo de energía sin IVA neta de otros descuentos comerciales otorgados a la empresa, que será efectuado por UTE posteriormente a la evaluación que realice el MIEM, de cada trimestre considerado. La medida está dirigida a promover el aprovechamiento de la capacidad de producción industrial mediante la implementación de un régimen que incentive el incremento del volumen físico exportado de las empresas del sector industrial, valorando que, como consecuencia de la política energética impulsada, la generación de origen renovable ha experimentado un extraordinario desarrollo y se ha robustecido la matriz energética nacional, provocando que existan, en determinados momentos, excedentes de generación de energía eléctrica de fuente renovable en relación con la demanda interna de energía eléctrica, lo que ofrece oportunidades para implementar políticas sectoriales de fomento a la industria.

5. *ENERGÍA Y AMBIENTE*

Contaminación, emisiones y cambio climático

Sobre la base de lo establecido en la ley que fija la Política Nacional de Biocombustibles (RenovaBio), **Brasil** aprobó nuevas disposiciones en relación a la definición de las metas anuales obligatorias de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero aplicables a la comercialización de combustibles. Las referidas metas, definidas por el Consejo Nacional de Política Energética para un período de 10 años, están dirigidas a mejorar la intensidad del carbono de la matriz brasileña de combustibles observando: los compromisos internacionales de reducción de emisiones de gases causantes del efecto invernadero asumidos por Brasil y las acciones sectoriales implicadas en el ámbito de estos compromisos, la disponibilidad de la oferta de biocombustibles por productores y por importadores portadores del Certificado de Producción Eficiente de Biocombustibles, la valorización de los recursos energéticos, la evolución del consumo nacional de combustibles y de las importaciones, la protección de los intereses del consumidor en cuanto a precios, calidad y oferta de combustibles, y el impacto de los precios de combustibles en los índices de inflación.

Colombia aprobó, vía resolución, la adopción del Plan de Gestión del Cambio Climático del sector minero-energético, que tiene como objetivo la reducción de la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la industria. El referido Plan se constituye como un instrumento a través del cual el Ministerio de Minas y Energía identifica, evalúa y orienta la incorporación de estrategias de mitigación de gases de efecto invernadero (GEI) y de adaptación al cambio climático en la planeación sectorial, respaldando y dando soporte a sus políticas y regulaciones, en un horizonte de planeación de 12 años. Se encuentra estructurado en tres componentes: mitigación, adaptación y gobernanza.

Costa Rica decretó la promoción de la movilidad sostenible en las instituciones de la administración pública central con miras a alcanzar la reducción de la contaminación atmosférica y los gases de efecto invernadero, mejoras en la calidad de vida de las personas, la modernización y el incremento del uso del transporte público, el incremento en la productividad y el ahorro de los recursos públicos, así como la descongestión vial, y el ahorro de combustibles. A tales efectos se determina la implementación de un Plan Institucional de Movilidad Sostenible dirigido a promover la adquisición o intercambio de vehículos cero emisiones, el fomento del teletrabajo y el uso compartido del automóvil, entre otras medidas de movilidad sostenible. En tal sentido y a efectos de lograr una adecuada utilización de los recursos energéticos con que cuenta el país, hacer un uso racional de la energía, y reducir las emisiones contaminantes, sin afectar las actividades productivas o la satisfacción de las necesidades básicas de la población, se emitió la Directriz dirigida a promover en las instituciones de la Administración Pública la transición hacia una flota vehicular eléctrica o cero emisiones. A tal propósito, las instancias correspondientes deberán incorporar en sus Planes de Gestión Ambiental Institucional (PGAI), las medidas y acciones pertinentes a tales fines. Por otra parte, y con el objetivo de favorecer la protección, el fomento de la biodiversidad y la calidad en la prestación de los servicios públicos de electricidad en armonía con el ambiente y la movilidad de los especímenes, se emitió una versión actualizada de la Guía para la Prevención y Mitigación de la Electrocución de la Fauna Silvestre por tendidos eléctricos. Adicionalmente, valorando la necesidad de establecer acciones articuladas en las instituciones del sector de ambiente y energía, a efectos de buscar soluciones que permitan la investigación y producción de combustibles alternativos, se aprobó la Directriz que instruye a las instituciones que comprenden el sector de ambiente y energía a desarrollar, dentro del marco de sus competencias, un plan de acción dirigido a propiciar la investigación, la producción y la comercialización del hidrógeno como combustible. Conjuntamente, considerando que la tecnología híbrida ya ha completado su ciclo de tecnología en transición y que en la actualidad resulta insuficiente para lograr avances significativos, tomando en cuenta que el país ha decidido avanzar hacia la utilización de la tecnología eléctrica para sustituir motores de combustión interna por motores eléctricos, se derogó el Decreto Ejecutivo que Incentiva el Uso de Vehículos Híbridos-Eléctricos como Parte del Uso de Tecnologías Limpias, al considerar que ya no responde a las necesidades del país para el cumplimiento de las metas para lograr la descarbonización de la energía. También se aprobó el reglamento que establece el procedimiento a seguir con el fin de actualizar y elaborar el informe del estado del ambiente costarricense de acuerdo a lo determinado en la Ley Orgánica del Ambiente.

Como resultado de la reforma aprobada en referéndum y consulta popular de 4 de febrero del 2018, Ecuador realizó reformas al Código Orgánico del Ambiente al tenor de las cuales se prohíben las actividades extractivas de hidrocarburos y minería no metálica dentro del Sistema Nacional de Áreas Protegidas y en zonas declaradas como intangibles, incluida la explotación forestal, salvo la excepción prevista en la Constitución, en cuyo caso se aplicarán las disposiciones pertinentes del Código. Por otra parte, entró en vigencia, la ley orgánica que regula la planificación integral de la circunscripción territorial especial amazónica dirigida a propiciar un modelo socioeconómico, cultural y ambiental sostenible, sustentado en los principios de in dubio pro natura, responsabilidad ambiental, el que contamina paga y el que deforesta restaura, entre otros dirigidos a garantizar el establecimiento de las políticas y normativas especiales que orienten la conservación, protección, uso sustentable y reparación integral de la biodiversidad. La ley determina que las actividades económicas y productivas de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica se sujetarán a su planificación integral, a fin de minimizar los impactos negativos en el ser humano, el ambiente y el patrimonio cultural, considerando sus particularidades y condiciones especiales. Al tenor de la ley se prevé impulsar el cambio de la matriz productiva, el desarrollo económico territorial y el uso de tecnologías limpias, así como el fortalecimiento de las organizaciones de economía popular y solidaria, mediante la implementación de energías renovables y eficiencia energética. Adicionalmente, en materia de acceso al servicio eléctrico se establece que la autoridad nacional del sector, en coordinación con la entidad responsable de regular las tarifas eléctricas, implementarán políticas que promuevan las actividades productivas priorizadas en el Plan Integral para la Amazonía y garanticen el acceso al servicio de los hogares vulnerables. La ley establece que los Gobiernos Autónomos Descentralizados planificarán, articularán y coordinarán con la autoridad ambiental nacional, la incorporación de criterios de cambio climático en los planes de ordenamiento territorial y demás instrumentos de planificación local, de manera articulada con la planificación nacional y el Plan Integral de la Amazonía. Además, dentro de su planificación se incluirán medidas de adaptación y mitigación del cambio climático.

México realizó importantes reformas a la Ley General de Cambio Climático, al tenor de las cuales se incluye en el objeto de la ley la necesidad de regular las emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero para

que México contribuya a lograr la estabilización de sus concentraciones en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. También se incorpora lo previsto al respecto en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y demás disposiciones derivadas dirigidas a promover la transición hacia una economía competitiva, sustentable, de bajas emisiones de carbono y resiliente a los fenómenos hidrometeorológicos extremos asociados al cambio climático. Asimismo, se determina el establecimiento de las bases para que el país contribuya al cumplimiento del Acuerdo de París. En la parte conceptual del referido instrumento legislativo se incluyen nuevas definiciones como: Acuerdo de París, contaminantes climáticos de vida corta, contribuciones determinadas a nivel nacional, carbono negro, CORSIA, Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC), Política Nacional de Adaptación, y sistemas de alerta temprana. En las atribuciones de la federación se agregan las de formular, conducir y publicar (con la participación de la sociedad) la Estrategia Nacional, las contribuciones determinadas a nivel nacional, así como llevar a cabo su instrumentación, seguimiento y evaluación, incluyendo la elaboración, actualización y publicación de la Política Nacional de Adaptación. Además, se establece que la política debe cuidar que la línea base a comprometer no limite el crecimiento económico del país, y tome en cuenta para la definición de lineamientos, la participación de los sectores productivos en coordinación con los organismos nacionales que intervengan en la política económica. También se incluye el Acuerdo de Paris en los programas y demás instrumentos de mitigación reconocidos a los efectos de la ley. Se determina que la estrategia nacional deberá reflejar los objetivos de las políticas de mitigación y adaptación al cambio climático establecidas en la Ley y contendrá entre otros elementos, las acciones y metas de adaptación y mitigación teniendo como año meta 2050, con metas intermedias de corto y mediano plazo, diferenciadas por fuente emisora y o sector emisor y con una hoja de ruta para asegurar su cumplimiento. Se aprueba el establecimiento progresivo y gradual de un sistema de comercio de emisiones con el objetivo de promover reducciones de emisiones que puedan llevarse a cabo con el menor costo posible, de forma medible, reportable y verificable, sin vulnerar la competitividad de los sectores participantes frente a los mercados internacionales. Se establece el compromiso nacional de reducir de manera no condicionada un 22% de sus emisiones de gases de efecto invernadero y un 50% sus emisiones de carbono negro al año 2030 con respecto a la línea base. Este compromiso, asumido como Contribución determinada a nivel nacional, implica alcanzar un máximo de las emisiones nacionales al año 2026; y desacoplar las emisiones de gases de efecto invernadero del crecimiento económico, la intensidad de emisiones por unidad de producto interno bruto se reducirá en alrededor del 40% hasta el 2030, lo que se conseguirá a través del compromiso de los diferentes sectores participantes, de acuerdo con las siguientes metas: transporte -18%; generación eléctrica -31%; residencial y comercial -18%; petróleo y gas -14%; industria -5%; agricultura y ganadería -8% y residuos -28%. Se determina que las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de carbono negro al 2030 se podrán incrementar hasta un 36% y 70% respectivamente, de manera condicionada sujeta a la adopción de un acuerdo global que incluya temas tales como un precio al carbono internacional, ajustes a aranceles por contenido de carbono, cooperación técnica, acceso a recursos financieros de bajo costo y a transferencia de tecnología, todo ello a una escala equivalente con el reto del cambio climático global.

Entró en vigencia en **Perú**, la Ley Marco sobre Cambio Climático que establece los principios, enfoques y disposiciones generales para coordinar, articular, diseñar, ejecutar, reportar, monitorear, evaluar y difundir las políticas públicas para la gestión integral, participativa y transparente de las medidas de adaptación y mitigación al cambio climático, a fin de reducir la vulnerabilidad del país al cambio climático, aprovechar las oportunidades del crecimiento bajo en carbono y cumplir (con enfoque intergeneracional) con los compromisos internacionales asumidos por el Estado ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. La referida Ley considera los siguientes instrumentos de gestión climática: Estrategias Nacional y Regional de Cambio Climático, Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional y otros instrumentos de gestión relacionados al cambio climático. Los instrumentos de gestión integral para el cambio climático son vinculantes y de cumplimiento obligatorio para las autoridades competentes, debiendo ser considerados en sus presupuestos institucionales. Los instrumentos de planificación de las entidades públicas de los tres niveles de gobierno y los proyectos de inversión sujetos al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental deben concordar y complementarse con los instrumentos de gestión ambiental para el cambio climático. Adicionalmente y con la finalidad de reducir los impactos ambientales del subsector hidrocarburos y asegurar una mayor eficacia en la protección del ambiente y la salud de las personas, se aprobaron modificaciones al Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Las reformas garantizan reglas predecibles que promuevan las inversiones responsables y aseguren el desarrollo sostenible de las actividades del Sector Hidrocarburos, fortaleciendo el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Entre los cambios realizados figura el

establecimiento de un mecanismo para asegurar la remediación ambiental en los casos en los que no se llega a aprobar el Plan de Abandono a cargo del titular de la actividad; en esos casos, el Estado estará facultado para encargar la elaboración y ejecución del referido plan al FONAM (u otra entidad pública o privada), a nombre de la empresa y con cargo a la garantía financiera del plan. También se establece un régimen de incentivos aplicables a las actividades de hidrocarburos en el marco del procedimiento de evaluación de impacto ambiental, dirigido a promover la asunción de mayores compromisos ambientales.

Uruguay aprobó la reglamentación de los artículos 15 al 17 ter de la Ley de Inversiones y promoción industrial referidos a la aplicación de beneficios tributarios a proyectos de inversión en función de su contribución a objetivos de desarrollo entre los que se incluyen la profundización del vínculo entre la producción y la mejora de las condiciones medioambientales. Entre los indicadores para evaluar los proyectos de inversión se incluyen las tecnologías limpias. El indicador de tecnologías limpias asignará 1 punto cada 5% de participación de la inversión en tecnologías limpias respecto al total de la inversión elegible, variando en todos los casos entre 0 y 10 puntos. El Poder Ejecutivo promoverá la formación de una comisión asesora integrada por técnicos idóneos en la materia y presidida por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, con posibles asesoramientos externos, a cargo de la definición y evaluación periódica de un listado taxativo de bienes elegibles para el cómputo de inversión en tecnologías limpias, y su actualización y análisis para reflejar las prioridades de política y la evolución de la difusión de tecnologías. Los bienes que generen exoneraciones fiscales en este marco deberán contribuir a una producción más sostenible ambientalmente, sea mediante la eficiencia en el uso de los recursos como materias primas, agua y energía, la sustitución de combustibles fósiles por renovables o la reducción en la generación de residuos, efluentes y emisiones contaminantes incluyendo gases de efecto invernadero. Para los proyectos de inversión presentados entre el 1° de mayo de 2018 y el 30 de abril de 2021, se considerará inversión elegible la adquisición de vehículos de pasajeros con motorización exclusivamente eléctrica, que se destinen directamente a la actividad de la empresa, cuya batería de densidad de energía gravimétrica sea mayor o igual a 100 Wh/kg.

6. *EFICIENCIA ENERGÉTICA*

Con el objetivo de perfeccionar la normativa referida a los requisitos mínimos de seguridad y Eficiencia Energética para artefactos de uso doméstico que utilizan gas como combustible, y considerando que el Grupo Mercado Común del MERCOSUR aprobó el "Reglamento Técnico MERCOSUR para dispositivos sensores de atmósfera instalados en artefactos para uso doméstico" y el "Reglamento Técnico MERCOSUR para dispositivos sensores de la salida de los productos de la combustión instalados en artefactos para uso doméstico", que recogieron como referencia a las Especificaciones Técnicas NAG-E 309 y NAG-E, respectivamente, ambas elaboradas por ENARGAS, Argentina actualizó la NAG-E 309, mediante la aprobación de una nueva norma que incorpora el contenido del reglamento técnico de MERCOSUR. El referido Reglamento Técnico define los requisitos mínimos, a los fines de la seguridad en el empleo y los correspondientes métodos de ensayo, para la verificación, tanto de los artefactos equipados con piloto sensor de atmósfera, como del funcionamiento de esos dispositivos instalados en cada tipo de artefacto. Igualmente, considerando que el Grupo Mercado Común del MERCOSUR aprobó por Resolución N.º 06/18 el "Reglamento Técnico MERCOSUR para calentadores de agua instantáneos para uso doméstico que utilizan gas como combustible", que recogió como referencia a la Norma Argentina NAG-313 Año 2009 y a la actualización de la Norma Europea EN-26, se renovó la LAG-313 de 2009 mediante la aprobación de una norma que incorpora el contenido del reglamento técnico de MERCOSUR, incluyendo además etiquetado de Eficiencia Energética. El referido reglamento define los requisitos mínimos y las técnicas de ensayo relativas a la construcción, seguridad, utilización racional de la energía y la aptitud para la función, así como la clasificación y el marcado de los aparatos de producción instantánea de agua caliente para uso doméstico provistos de quemadores atmosféricos que utilizan combustibles gaseosos, denominados "calentadores de agua".

Como resultado de una revisión total que determinó la necesidad de actualizar ciertas regulaciones en materia de Eficiencia Energética, Colombia modificó los plazos de exigibilidad de etiquetado y aclaró algunos requisitos establecidos en el Anexo General del Reglamento Técnico de Etiquetado -RETIQ. Las referidas disposiciones están dirigidas a cumplir los objetivos del Plan de Etiquetado, reconocer los avances alcanzados y fomentar la penetración de tecnología energéticamente eficiente, así como informar y limitar tanto el uso como la

comercialización de equipos con niveles bajos de desempeño, procurando que los consumidores participen activamente de los beneficios económicos por menor consumo, y de los beneficios conexos sobre mejores condiciones de asequibilidad de los energéticos. Parte de las reformas están enfocadas a precisar algunas definiciones para facilitar la interpretación y aplicación del Reglamento, así como aclarar las condiciones de uso y porte de las etiquetas.

A efectos de fomentar el uso racional y eficiente de la energía, mediante la promoción del cambio a tecnología más eficiente en aquellos usos de mayor relevancia en el consumo de energía eléctrica, **El Salvador** aprobó los Reglamentos Técnicos Salvadoreños de Eficiencia Energética (RTSEE) en motores, aires acondicionados, refrigeración comercial y de uso doméstico.

Panamá aprobó la norma técnica y el Reglamento Técnico de Eficiencia Energética que establece los límites máximos de consumo para los refrigeradores y congeladores electrodomésticos operados por motocompresor hermético, define los requisitos que se deben incluir en la etiqueta de información al público, y determina el procedimiento para la evaluación de su conformidad. La referida reglamentación aplica para los refrigeradores electrodomésticos, refrigeradores-congeladores electrodomésticos de hasta 1,104 dm^3 (39 pc^3) congeladores electrodomésticos de hasta 850 dm^3 (30 pc^3) operados por motocompresor hermético, que se fabrican, importan, distribuyan y comercialicen en el territorio nacional. Se exceptúan del alcance de la norma, los congeladores verticales u horizontales fabricados para uso comercial. Adicionalmente se aprobó, vía resolución la norma técnica que establece los valores de Eficiencia Energética nominal mínima asociada y el método de prueba para los motores eléctricos de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0.746 kW hasta 373 kW y el Reglamento para su aplicación.

Paraguay aprobó la reglamentación del Decreto que crea el Registro de Fabricantes e Importadores de Lámparas Incandescentes y Fluorescentes, dependiente del Ministerio de Industria y Comercio, establece el régimen de licencia previa de importación y la certificación obligatoria de Eficiencia Energética. El reglamento está enfocado en garantizar la aplicación de las medidas vigentes en materia de Eficiencia Energética, determinando incluso la imposición de multas para los infractores.

En el marco de la declaración de interés nacional del uso eficiente de la energía, **Uruguay** publicó la ley que otorga beneficios tributarios para promover la producción nacional de luminarias LED para alumbrado público tales como: exoneración del IVA para las luminarias LED vendidas al Estado o a los Gobiernos Departamentales para el alumbrado público, establecimiento de un régimen de devolución del IVA incluido en las compras en plaza e importaciones de bienes y servicios, que integren el costo de fabricación de las luminarias LED, exoneración de todo recargo, incluso el recargo mínimo, el Impuesto Aduanero Único a la Importación, la Tasa de Movilización de Bultos, la Tasa Consular y, en general de todo tributo cuya aplicación corresponda en ocasión de la importación de insumos para la fabricación de luminarias LED destinadas al alumbrado público, siempre que sean no competitivos con la industria nacional.

7. *CONVENIOS INTERNACIONALES, INTEGRACIÓN E INTERCONEXIONES*

En el marco de la Cumbre de líderes del G20, realizada entre noviembre y diciembre de 2018, **Argentina** suscribió importantes acuerdos vinculados al sector de la energía: con Estados Unidos se formalizaron compromisos para facilitar las inversiones de capital privado a lo largo de toda la cadena de valor del sector energético incluyendo la producción de hidrocarburos, el desarrollo de mercados para GNL, infraestructura gasífera, generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, interconexiones internacionales y la promoción de políticas de eficiencia energética y de "smart grids"; con China se firmó un plan de acción que incluye la cooperación en los campos relativos a exploración y desarrollo de petróleo y gas no convencional, equipamiento y servicios de ingeniería en el sector petrolero y gasífero y comercio, infraestructura y operación de GNL, también se acordó que las partes cooperarán activamente en la energía hidroeléctrica, eólica, solar y de biocombustibles, entre otras áreas de energías renovables; en energía solar, se firmó la ampliación del parque solar Caucharí, ubicado en la provincia de Jujuy, de 300 MW a 500 MW, asimismo, ambos países reforzaron la cooperación para los usos pacíficos de la energía y tecnología nuclear, incluyendo la cooperación en los

campos del ciclo de combustible nuclear, reactores de potencia, la tecnología de reactores modulares pequeños y medianos, reactores de investigación, aplicaciones de tecnología nuclear y desarrollo de recursos humanos, entre otros; con Rusia se suscribió un documento sobre cooperación en el campo del uso pacífico de la energía nuclear con la Corporación Estatal de Energía Atómica; con Japón se suscribió el Acuerdo para la Promoción y Protección de Inversiones, tratado bilateral dirigido a fomentar las inversiones japonesas en diversos sectores de la economía argentina. El referido instrumento se propone generar un marco de previsibilidad y seguridad jurídica a los inversores japoneses con intereses en Argentina. Con Canadá, se suscribieron tres memorandos de entendimiento, uno sobre eficiencia energética, otro sobre políticas en el sector minero y el tercero sobre cooperación en energía nuclear.

Considerando a la integración energética como una prioridad, en abril de 2018 **Argentina** y **Chile** firmaron el Protocolo de Acuerdo de exportación, importación, comercialización y transporte de energía eléctrica y gas natural, eliminando las barreras y restricciones que existieron por más de una década, y abriendo el camino a un nuevo ciclo exportador que representa para ambas naciones un hito de integración binacional. A tales efectos se crea un régimen expeditivo, transparente y no discriminatorio de otorgamiento de permisos de exportación de gas natural para convenios de corto y largo plazo, firmes e interrumpibles, y exportaciones estivales e intercambios operativos, siempre condicionados a la seguridad de abastecimiento interno.

Con el objetivo de impulsar la diplomacia ambiental y el proceso de descarbonización para la economía verde sostenible, **Costa Rica** se convirtió en miembro pleno de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés), mediante la publicación de la ley que aprueba el Estatuto de la referida organización intergubernamental. Por otra parte, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Abu Dhabi Future Energy Company (Masdar) de los Emiratos Árabes Unidos firmaron un memorando de entendimiento que permitirá el intercambio de conocimientos técnicos y experiencia en proyectos de energía renovable. **Costa Rica** también busca promover la colaboración en la tecnología solar fotovoltaica flotante (PV), la tecnología de las "ciudades inteligentes", la generación de energía a escala de utilidad y fuera de la red, y el almacenamiento de batería. Las dos compañías también esperan ofrecer servicios de asesoramiento a otros países de América Latina y el Caribe sobre diversificación energética. Con el convenio, el ICE tendrá potencialmente acceso en la modalidad de cooperación triangular a fondos destinados a países de la Comunidad del Caribe y poblaciones afrodescendientes por más de USD 50 millones.

Siguiendo recomendaciones del Organismo Internacional de Energía Atómica (OEIA), autoridades gubernamentales de **Ecuador** y Estados Unidos, suscribieron un memorando de entendimiento en temas de seguridad Física y Radiológica. Al tenor de los compromisos asumidos por las partes el Departamento de Energía (DOE), de EEUU, ofrecerá asesoramiento y cooperación técnica a la Subsecretaría de Control y Aplicaciones Nucleares (SCAN), del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), en temas de reforzamiento de seguridad a instalaciones y búnkeres que utilizan radiaciones ionizantes, capacitación de personal para la elaboración de normativas técnicas, retiro de fuentes en desuso y en el uso de laboratorios especializados. Adicionalmente, se busca apoyar con tecnología a los ejes de desarrollo nacional como son: Salud, Agricultura, Industria, Ambiente y Educación.

México se convirtió oficialmente en el 30º país miembro de la Agencia Internacional de Energía y su primer miembro en América Latina. La membresía se produjo después de que se firmara y ratificara por el Senado mexicano el Acuerdo Sobre un Programa Internacional de Energía (IEP) y posteriormente se depositara con el gobierno de Bélgica. Por otro lado, se suscribió con el gobierno de China un acuerdo de cooperación conjunta en materia de energía hidroeléctrica sustentable. El referido instrumento está dirigido a incentivar la investigación e innovación en tecnologías limpias, con énfasis en el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Mediante la promulgación de la Ley N º 6.064/2018, **Paraguay** ratificó la "Convención Conjunta sobre Seguridad en la Gestión del Combustible Gastado y sobre la Seguridad en la Gestión de Desechos Radiactivos", adoptada en la Ciudad de Viena, Austria, el 5 de setiembre de 1997".

Con el fin de promover acciones de planificación, Eficiencia Energética y generación y uso de energías renovables, **Perú** firmó un Acuerdo Marco de Cooperación con el Centro de Investigación en Energía de los Países Bajos. Esta iniciativa (que tendrá una vigencia de 3 años con posibilidades de renovación) permitirá desarrollar una estrategia energética a largo plazo que proporcione el marco para las decisiones de inversión en el sector energético.



Prospectiva energética global y regional 2017 - 2040



Presentación comparativa de algunos resultados de estudios prospectivos

Presentación comparativa de algunos resultados para el Mundo y América Latina y el Caribe provenientes de estudios prospectivos recientes

1. INTRODUCCIÓN

OLADE, por segundo año consecutivo presenta un análisis comparativo para los diferentes organismos que realizan estudios de prospectiva energética, con el objetivo de brindar una visión integral y consolidada sobre las diferentes proyecciones, escenarios y variables que caracterizan el sector energético mundial y regional con un horizonte de estudio para el período 2017 - 2040, desagregados por quinquenios. Para el caso de América Latina y el Caribe (ALC) se incluyen las proyecciones elaboradas por OLADE utilizando el "Modelo para la Simulación y Análisis de la Matriz Energética"[1] – SAME, desarrollo por nuestra Organización y cuyas características generales pueden ser revisadas en el Anexo III del presente Panorama Energético.

A modo de resumen, se citan algunos resultados derivados de este trabajo que se realizó tanto con información publicada a nivel mundial como regional. En términos globales, la tasa de variación media acumulada entre 2017 y 2040 de los 12 estudios prospectivos es 1.03% por año, pasando de 14,021 Mtep a 17,576 Mtep en 2040. El valor más alto registrado de esta tasa es de 1.36% correspondiente a GREENPEACE y la más baja, de 0.69% de la WEC. Los combustibles fósiles continuarán teniendo un rol relevante en la demanda de energía primaria en 2040, a pesar de que el gas natural y las renovables crecen más rápido. Como resultado, las participaciones del petróleo y carbón disminuyen en tanto que aumentan las del gas natural y las energías renovables.

En el caso del consumo final de energía, los derivados de petróleo son los combustibles con mayor participación en el consumo final de energía en 2017 y esta tendencia se mantiene hasta el 2040 en todos los outlooks analizados; debido al crecimiento en el sector transporte y uso no energético en los países no OCDE, principalmente a China e India, que incrementarán su parque vehicular a la par con sus ingresos. Sin embargo, el uso de gas natural para el consumo final de energía aumentará gradualmente hasta el 2040 y su participación tendrá un crecimiento rápido; los sectores de transporte y generación eléctrica serán los principales impulsores de este aumento.

Para la región de América Latina y el Caribe (ALC), la tasa de variación promedio del consumo de energía primaria entre 2017 y 2040 de 7 estudios prospectivos es de 1.93% por año, pasando de 742 Mtep a 1,109 Mtep. El gas natural contribuirá más al crecimiento del consumo de energía primaria en ALC y esta tendencia resulta ser similar a la situación planteada a nivel global.

La tasa de variación media acumulada del consumo final de energía de los 5 estudios prospectivos analizados es de 2.04% por año, pasando de 573 Mtep en el 2017 a 873 Mtep en el 2040, mientras que la de la generación eléctrica crecerá a una tasa media acumulada de 2.6% por año, pasando de 1,465 TWh en el 2017 a 2,607 TWh en el 2040.

2. PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN

2.1 Recopilación de Estudios Prospectivos

A partir de la investigación realizada el año anterior se identificaron que a nivel mundial aproximadamente existen 109 estudios de prospectiva (o outlooks) y los cuales pueden ser categorizados de acuerdo a la periodicidad y temática que abordan de la siguiente manera:

1. http://www.olade.org/producto/same-2/

Tabla 2.1 Categorización estudios de prospectiva energética

Tipo de estudio de prospectiva	Cantidad
Estudios con prospectiva energética mundial	24
Estudios con prospectiva energética desagregada por regiones	46
Estudios con proyectos por tipo de combustible	28
Estudios que incluyan variables de desarrollo sostenible y cambio climático	9
Estudios realizados por institutos de investigación	2

Con la finalidad de determinar el grupo de estudios de prospectiva con los que se trabajaría se aplicaron los siguientes criterios de selección:

a) Relacionados con el año base; se tomó como referencia el año 2017 con la finalidad de reflejar la situación más actual que sea posible.
b) Similitud de variables que puedan ser analizadas tanto a nivel de desagregación geográfica y por energético.

Sobre esta base, se seleccionaron 13 estudios prospectivos, destacando que únicamente 5 organismos presentan datos para el año base 2017 (British Petroleum (BP); EXXONMOBIL; Agencia Internacional de Energía (AIE), Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG) y OLADE (prospectiva para ALC), en tanto que el Instituto de Economía Energética de Japón (IEEJ), la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y el Instituto Tecnológico de Massachussets (MIT) y EQUINOR presentan nuevas proyecciones para el período 2016 – 2040 y con la finalidad de mantener el análisis presentado en la edición anterior del Panorama Energético, se mantuvieron los estudios de prospectiva elaborados en el 2017 (año base 2016).

A continuación, se presenta el listado de los estudios de prospectiva seleccionados:

1. World Energy Outlook 2018, Agencia Internacional de Energía (AIE, 2018)
2. International Energy Outlook 2017, U.S. Energy Information Administration (DOE – EIA, 2017)
3. 2019 Outlook for Energy: A Perspective to 2040, ExxonMobil (2019)
4. IEEJ Outlook 2019, Instituto de Economía Energética de Japón (IEEJ, octubre 2018)
5. BP Energy Outlook 2019 (BP, 2019)
6. World Oil Outlook 2040, Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP, septiembre 2018)
7. GECF 2018 Global Gas Outlook – Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG, diciembre 2018)
8. World Energy Scenarios 2016 – Consejo Mundial de Energía (WEC, 2016)
9. World Energy Scenarios 2017, Escenarios Energéticos de América Latina y el Caribe (WEC, 2017)
10. Food, Water, Energy, Climate Outlook: Perspectives from 2018, Instituto Tecnológico de Massachusetts (Chen, H. y Ejaz Qudsia, 2018)
11. Global and Russian Energy Outlook 2016, Instituto de Investigación Energética de la Academia de Ciencias de Rusia (ERIRAS, 2016)
12. Energy [r]evolution: A Sustainable World Energy Outlook 2015 (GREENPEACE, 2015)
13. Energy Perspectives 2018 (EQUINOR, 2018)

A continuación de manera sucinta se presenta una descripción de los organismos autores de Outlooks a analizarse:

1. Agencia Internacional de Energía (AIE)
   Organización internacional, creada tras la crisis del petróleo de 1973, que busca coordinar las políticas energéticas de sus estados miembros, con la finalidad de asegurar energía confiable.[2]

2. https://es.wikipedia.org/wiki/Agencia_Internacional_de_la_Energ%C3%ADa

2. British Petroleum (BP)
   Compañía de energía, dedicada principalmente al petróleo y al gas natural con sede en Londres y la tercera empresa privada más importante a nivel mundial.[3]
3. Consejo mundial de Energía (WEC)
   Organismo con sede en Londres, su misión es la de promover el suministro y la utilización sostenible de la energía.[4]
4. EQUINOR
   Empresa multinacional de energía noruega con sede en Stavanger, enfocada principalmente en petróleo y energía eólica con operaciones en 36 países, inicialmente fue fundada con el nombre de Statoil.[5]
5. ExxonMobil Corporation
   Empresa petrolera estadounidense, inicialmente fundada como Standard Oil Company en 1870 y sus actividades incluyen la explotación, elaboración y comercialización de productos petroleros y gas natural.[6]
6. Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG)
   Organización intergubernamental de 11 de los principales productores mundiales de gas natural; controla más del 70% de las reservas mundiales de gas natural.[7]
7. Greenpeace
   ONG ambientalista fundada en 1971 en Vancouver, Canadá, y el objetivo es proteger y defender el medio ambiente.[8]
8. Instituto de Economía Energética de Japón (IEEJ)
   Institución creada con el objetivo de llevar a cabo actividades de investigación en el área de la economía del medio ambiente y la energía.[9]
9. Instituto de Investigación Energética de la Academia de Ciencias de Rusia (ERIRAS)
   Instituto creado para desarrollar el contenido del Programa de Energía de la URSS, con la finalidad de plantear soluciones a diferentes temáticas de preocupación mundial, especialmente en el ámbito de energético y tiene 8 departamentos para investigación científica.[10]
10. Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT)
    Universidad privada localizada en Cambridge, Massachusetts (Estados Unidos), dedicada principalmente a la enseñanza e investigación.[11]
11. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)
    Organismo de carácter público intergubernamental, constituido el 2 de noviembre de 1973, mediante la suscripción del Convenio de Lima.
    Organismo de cooperación, coordinación y asesoría, con personería jurídica propia, que tiene como propósito fundamental la integración, protección, conservación, racional aprovechamiento, comercialización y defensa de los recursos energéticos de la Región.[12]
12. Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)
    Es un organismo internacional fundado en Bagdad, Irak en 1960 dedicado al mercado petrolero.[13]
13. U.S. Energy Information Administration (EIA)
    Organismo de estadística y de análisis de Estados Unidos. El EIA recopila, analiza y difunde información de energía para promover la formulación de políticas.[14]

2.2 Búsqueda de variables comunes

Cada estudio considerado presenta Información de prospectiva energética para diferentes temas, destacándose los siguientes:

3. https://es.wikipedia.org/wiki/BP
4. https://es.wikipedia.org/wiki/Consejo_Mundial_de_Energ%C3%ADa
5. https://en.wikipedia.org/wiki/Equinor
6. https://es.wikipedia.org/wiki/ExxonMobil
7. https://es.wikipedia.org/wiki/Foro_de_Pa%C3%ADses_Exportadores_de_Gas
8. https://es.wikipedia.org/wiki/Greenpeace
9. https://eneken.ieej.or.jp/en/about/purpose.html
10. https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_Research_Institute_of_Russian_Academy_of_Sciences
11. https://es.wikipedia.org/wiki/Instituto_Tecnol%C3%B3gico_de_Massachusetts
12. http://www.olade.org/quienes-somos/
13. https://es.wikipedia.org/wiki/Organizaci%C3%B3n_de_Pa%C3%ADses_Exportadores_de_Petr%C3%B3leo
14. https://es.wikipedia.org/wiki/Energy_Information_Administration

- Consumo de energía primaria / final por combustible / región / sector
- Importación/exportación de combustible y precios
- Oferta de energía por combustible / región / sector
- Inversión de energía o necesidades de inversión por combustible / región / sector
- Generación eléctrica por combustible/región/sector
- Producción de combustibles
- Emisiones de CO_2 (gases de efecto invernadero)
- Eficiencia Energética
- Capacidad instalada para generación eléctrica

Para definir las variables a analizar, se consideró que por los menos sean consideradas en 4 de los 13 estudios prospectivos analizados; derivado de esto se obtuvieron 6 variables mundiales y 4 para ALC y se detallan en la **Tabla 2.2**.

Tabla 2.2 Lista de variables comunes

Seis variables comunes mundiales	
1.	Consumo mundial de energía primaria por fuente de energía (12 estudios)
2.	Consumo final mundial de energía por tipo de combustible (4 estudios prospectivos)
3.	Consumo final mundial de energía por sector (4 estudios)
4.	Generación eléctrica mundial por fuente de energía (6 estudios)
5.	Producción mundial de gas natural (4 estudios prospectivos)
6.	Emisiones mundiales de CO_2 (5 estudios prospectivos)
Cuatro variables comunes de ALC	
7.	ALC consumo de energía primaria por fuente de energía (6 estudios prospectivos)
8.	ALC consumo final de energía por tipo de combustible (4 estudios)
9.	ALC consumo final de energía por sector (4 estudios)
10.	ALC generación eléctrica por fuente de energía (5 estudios prospectivos)

Fuente: OLADE, elaboración propia.

2.3 Recopilación de datos

Cada estudio prospectivo presenta diferentes escenarios, los cuales son denominados de distinta manera, para lo cual se seleccionaron escenarios con características lo más similares posibles. Así, se utilizaron los escenarios base (o "business-as-usual" ó BAU), es decir, aquellos de carácter tendencial que no agregan más hipótesis contrafácticas, que aquellas que vienen aconteciendo según las tendencias y políticas vigentes. La finalidad de usar estos escenarios es la de obtener resultados lo más comparables posibles. A pesar de ello y dado que en cada estudio prospectivo se trabaja con un modelo de simulación distinto puede haber diferencias en la forma en que se realizan las diversas proyecciones. El objetivo de este trabajo es mostrar resultados generales obtenidos de cada estudio con el fin de disponer de un marco de comparabilidad que nos permita conocer cómo cada estudio considerado concibe la evolución futura de tales resultados generales y no la de comparar modelos entre sí.

De igual manera se estandarizaron las unidades convirtiendo toda la información disponible a millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep); Teravatio hora (TWh) para las variables asociadas a generación eléctrica y millones de toneladas (Mt) para emisiones.

Para el caso de los períodos de tiempo, los estudios prospectivos pueden presentar períodos diferentes. Dado que se tomó como referencia el período 2017 – 2040, se extrapolaron los valores por quinquenios así como para los estudios que tenían como año base el 2016, por lo que se calcularon las tasas de variaciones interanuales mediante la expresión de la tasa de variación media acumulativa:

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

donde:

$$\begin{aligned}\overline{TV_{t+n}^{t}} &= \text{Tasa de variación media acumulada} \\ &\quad \text{entre } t+n \text{ y } t \\ M_t &= \text{Monto o valor en el instante } t \\ M_{t+n} &= \text{Monto en el instante posterior } t+n\end{aligned}$$

Entonces, la tasa de variación de todo el período TT comprendido entre t y t + n se puede calcular mediante la expresión:

$$TT_{t+n}^{t} = \left[(1 + \frac{\overline{TV_{t+n}^{t}}}{100})^{n} - 1\right] \cdot 100$$

Estando ambas tasas expresadas en términos porcentuales.

3. HIPÓTESIS UTILIZADAS

La mayor parte de los estudios prospectivos consideran algunas variables socioeconómicas como la población y el Producto Interno Bruto (PIB) para construir los respectivos escenarios. En las **tablas 3.1** y **3.2**, se registran el período, los escenarios utilizados y tasas de variaciones media acumuladas empleadas.

Tabla 3.1 Hipótesis utilizadas en cada estudio prospectivo – nivel mundial

	Período	Escenario	Tasa de crecimiento del PIB (% p.a.)	Tasa de crecimiento de la población (% p.a.)
AIE (2018)	2017 – 2040	Current Policy	3.4	0.9
DOE - EIA (2017)	2015 – 2050	Reference	2.8	0.8
ExxonMobil (2019)	2017 – 2040	Baseline	2.8	*0.95
IEEJ (2019)	2016 – 2050	Reference	2.7	0.8
BP (2019)	2017 – 2040	**ET	3.25	*0.89
OPEP (2018)	2017 – 2040	Reference	3.4	0.7
FPEG (2018)	2017 – 2040	Reference	3.4	*0.89
WEC (2017)	2015 – 2060	**Modern jazz	3.3	0.7
MIT (2018)	2015 – 2050	-	*2.74	*0.81
ERIRAS (2016)	2015 – 2040	Probable	2.8	0.89
GREENPEACE (2015)	2012 – 2050	Reference	3.1	*0.81
EQUINOR (2018)	2016 – 2050	**Rivalry	2.2	*0.82

Fuente: Datos reportados por cada organismo internacional.
** Estimaciones propias.*
*** ET – Evolving Transition scenario.*
Modern jazz – Considera un escenario altamente productivo, con un rápido crecimiento económico.
Rivalry – Asume un ambiente geopolítico volátil, con menos regulación medioambiental.

Tabla 3.2 Hipótesis principales de cada estudio prospectivo – ALC

	Período	Tasa de crecimiento del PIB (% p.a.)	Tasa de crecimiento de la población (% p.a.)
AIE (2018)	2017 – 2040	2.8	0.7
ExxonMobil (2019)	2017 – 2040	2.8	**
IEEJ (2019)	2016 – 2050	2.7	0.6
WEC (2017)	2014 – 2040	*3.8	*0.74
ERIRAS (2016)	2015 – 2040	1.9	0.69
GREENPEACE (2015)	2012 – 2050	2.9	0.67
OLADE (2018)	2016 – 2040	2	1.14

Fuente: Datos reportados por cada organismo internacional.
** Estimaciones propias a partir del Escenario Modern jazz (rápido crecimiento económico).*
***Para el caso de ExxonMobil no se presentan datos de población por lo que no fue factible calcular las tasas de crecimiento.*
***AIE:** ALC- Países Miembros de OLADE más Antigua y Barbuda, Aruba, Bahamas, Barbados, Bermuda, Islas Vírgenes Británicas, Islas Caimán, Islas Malvinas, Guyana Francesa, Guadalupe, Martinica, Saint Kitts and Nevis, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas e Islas Turcas y Caicos.*
***IEEJ:** ALC- Brasil, Chile, México y otros países de ALC.*
***WEC:** ALC – Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Trinidad & Tobago, Uruguay y Venezuela.*
***ERIRAS:** Centroamérica y Suramérica.*
***Greenpeace:** ALC - Países de la AIE.*
***OLADE:** ALC – 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 & Tobago, Uruguay y Venezuela.*

4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS GLOBALES

4.1. Consumo de energía primaria

Cada estudio prospectivo tiene una definición diferente para el consumo de energía primaria. Por ejemplo, AIE y FPEG tienen la misma definición, representando sólo la demanda interna y excluyendo la producción de almacenamiento bombeado y plantas marinas (marea y onda) para la parte de le energía hidroeléctrica. En el caso de BP, excluye la biomasa tradicional. WEC, utiliza el concepto de oferta total de energía. En la **Tabla 4.1** se indica el consumo de energía primaria para los diferentes organismos.

Tabla 4.1 Consumo de energía primaria por organismos

Mtep	2017	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	13,972	14,547	15,387	16,216	17,133	17,715
EIA	14,745	15,120	15,873	16,578	17,430	18,410
ExxonMobil	14,116	14,617	15,279	15,912	16,394	16,774
IEEJ	13,949	14,968	16,365	16,553	17,831	18,164
BP	13,511	14,304	15,264	16,095	16,980	17,866
OPEP	14,157	14,749	15,535	16,386	17,460	17,911
GECF	12,757	13,225	14,078	14,850	15,465	16,017
WEC	14,314	14,794	15,466	16,086	16,351	16,650
MIT	13,502	13,799	14,308	14,892	15,605	16,349
ERIRAS	14,261	14,680	15,507	16,252	16,946	17,576
GREENPEACE	15,081	15,740	16,920	18,130	19,296	20,300
EQUINOR	13,881	14,445	15,476	16,400	16,760	17,175

Fuente: Datos reportados por cada organismo internacional.
Definición: AIE, ExxonMobil, OPEP, GECF, GREENPEACE, EQUINOR - demanda de energía primaria
EIA, IEEJ, BP, ERIRAS - Consumo de energía primaria (BP excluye la biomasa tradicional)
WEC - Oferta de energía primaria
MIT - Uso de energía primaria

En la **Tabla 4.2** se presentan las tasas de variación del consumo mundial de energía primaria para cada organismo.

Tabla 4.2 Tasas de variación del consumo mundial de energía primaria

Tasa de variación interanual 2017 – 2040 (%)					
AIE	EIA	EXXON	IEEJ	BP	OPEP
26.79	24.86	18.83	30.22	32.23	26.52
GECF	WEC*	MIT	ERIRAS*	GREENPEACE*	EQUINOR
25.55	16.32	21.09	23.25	34.61	23.73
Tasa de variación media anual acumulada 2017 – 2040 (%)					
AIE	EIA	EXXON	IEEJ	BP	OPEP
1.08	1.01	0.79	1.21	1.28	1.07
GECF	WEC	MIT	ERIRAS	GREENPEACE	EQUINOR
1.04	0.69	0.87	0.95	1.36	0.97

Fuente: Datos reportados por cada organismo internacional.
(*): Estimaciones realizadas por OLADE.

La tasa de variación media acumulada entre 2017 y 2040 de los 12 estudios prospectivos es 1.03% por año, pasando de 14,021 Mtep a 17,576 Mtep en 2040. El valor más alto registrado de esta tasa es de 1.36% correspondiente a GREENPEACE y la más baja, de 0.69% de la WEC.

4.1.1 Consumo de energía primaria por fuente de energía

A continuación, se presentan los resultados para las principales fuentes de energía primaria:

Petróleo

La tasa de variación media anual acumulada más alta registrada es de 1.41% de ERIRAS y la más baja, de 0.31% correspondiente al estudio de BP y la tasa promedio de 0.68% por año para los 12 estudios prospectivos.

Todos los estudios prospectivos analizados indican que, en el consumo primario de energía, el petróleo y derivados continuará teniendo la mayor participación debido principalmente a la contribución de China e India, por el crecimiento de la población y de la industria; sin embargo, para el final del 2040 presenta una declinación. La participación de este energético en el año base alcanza hasta valores superiores al 35% y paulatinamente va disminuyendo, a valores que están entre el 27% (ERIRAS) hasta el 32% (GECF) por citar como ejemplos.

La AIE cita que "El tiempo de crecimiento de la demanda de petróleo se desacelera, y los 11.5 Mtep / día, aumentan entre 2017 y 2040 en las economías en vías de desarrollo. El crecimiento de la demanda es fuerte en Medio Oriente e India, especialmente por camiones y alimentadores petroquímicos, pero China es el país que se convertirá en el mayor consumidor mundial de petróleo y, para 2040, será el mayor importador neto de petróleo de la historia." (AIE, 2018, p.36).

Gas natural

El gas natural es el energético de la transición y cuya participación para el período de estudio va incrementándose. En el 2017 para los estudios prospectivos la participación es cercana al 22% en tanto que en el 2040 será de 25% (AIE y EIA). El crecimiento de la demanda de gas natural estará liderado por Asia Pacífico, América del Norte, Medio Oriente y África.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 1.89% de GREENPEACE y la más baja es 0.44% de ERIRAS y la tasa promedio por año de los 12 estudios es de 1.47%.

La AIE cita que “El gas natural se continúa usando en casi todas las economías avanzadas; los impactos de la demanda de energía primaria estancada o declinada se amortiguan por la creciente participación del gas en la matriz energética. En Estados Unidos, la amplia disponibilidad del gas a precios adecuados fomentará el crecimiento de la demanda. En Corea, la demanda de gas aumenta a medida que disminuye el uso de la energía nuclear y carbón en la matriz energética.” (AIE, 2018, p.177).

El IEEJ indica que “El gas natural, aumenta más rápido que cualquier otra forma de energía, se convertirá en la segunda fuente de energía con mayor participación después del petróleo, superando al carbón a mediados de la década de 2030. El gas natural será la mayor fuente de energía para los Estados Unidos alrededor de 2030, para la Unión Europea (UE) alrededor de 2040 y, a principios de la década de 2020, para países no asiáticos. A diferencia del petróleo, el consumo de gas natural en la OCDE aumentará. Sin embargo, el crecimiento no perteneciente a la OCDE es mucho mayor: 8.6 veces el de la OCDE.” (IEEJ, 2019, p.3).

Carbón mineral

El carbón mineral fue el segundo energético más consumido en el 2017; esta tendencia cambia gradualmente dado que el carbón mineral será sustituido por el gas natural y las energías renovables. Sin embargo, sigue siendo significativo al año 2040.

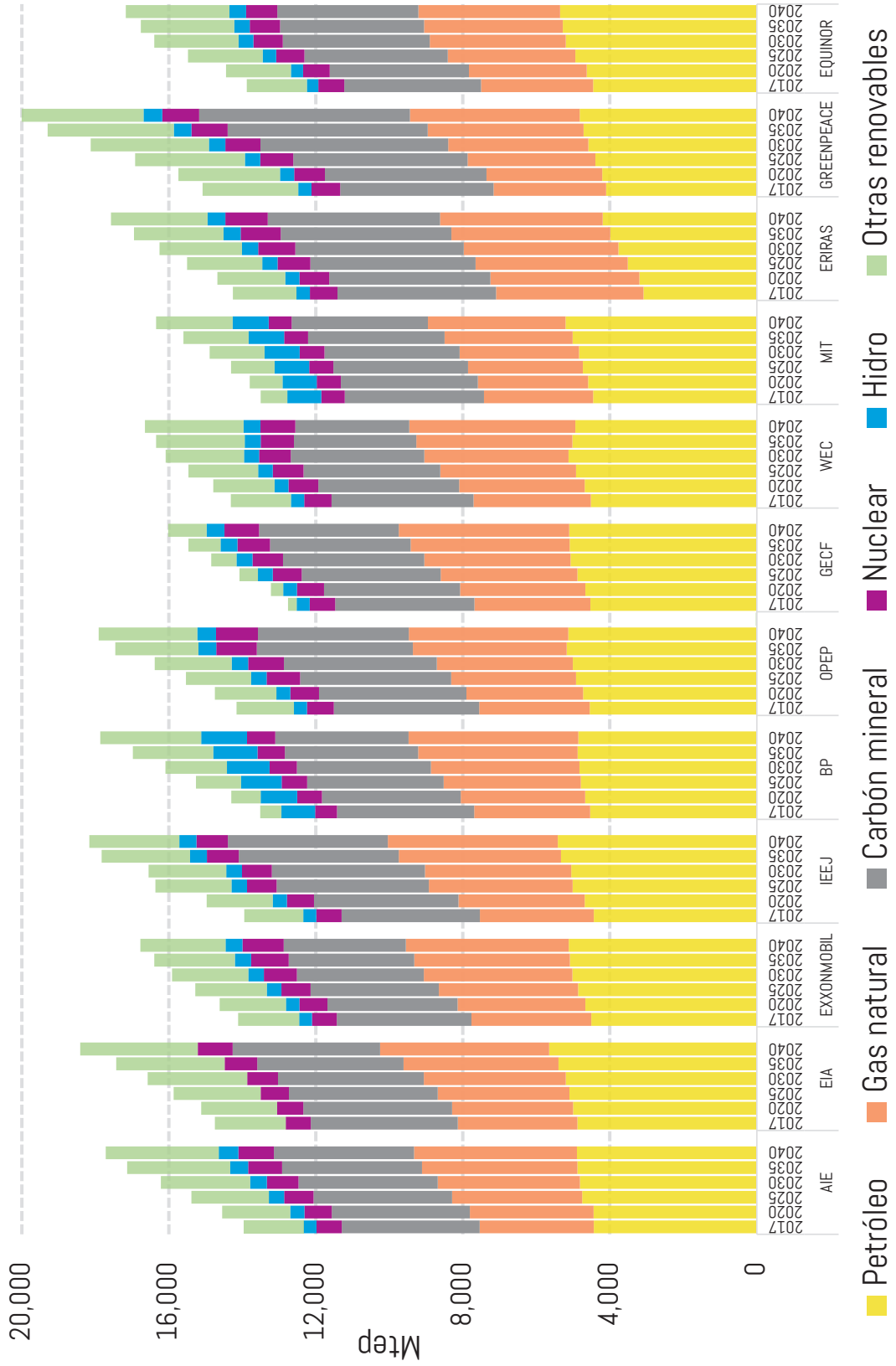
La tasa de variación media anual acumulada más alta registrada es 1.45% de correspondiente a GREENPEACE y la más baja es -0.99% de la WEC y la tasa promedio de 0.10% por año de los 12 estudios. La participación de carbón disminuye gradualmente en 11 de los outlooks excepto GREENPEACE (**Figura 4.2**).

Las proyecciones presentadas por WEC son la que presentan una mayor reducción en la participación del consumo de carbón pasando del 27% en el 2017 a 19% en el 2040.

La AIE cita que “El crecimiento de la generación eléctrica con carbón en China que es el mayor consumidor de carbón del mundo, continúa en el 2018, pero la demanda de carbón se contrae por la prioridad política para mejorar la calidad del aire urbano, apoyada por la sustitución de carbón a gas en los sectores industrial y residencial con un impulso de las energías renovables en la generación eléctrica y la reestructuración continua de la economía.” (AIE, 2018, p215).

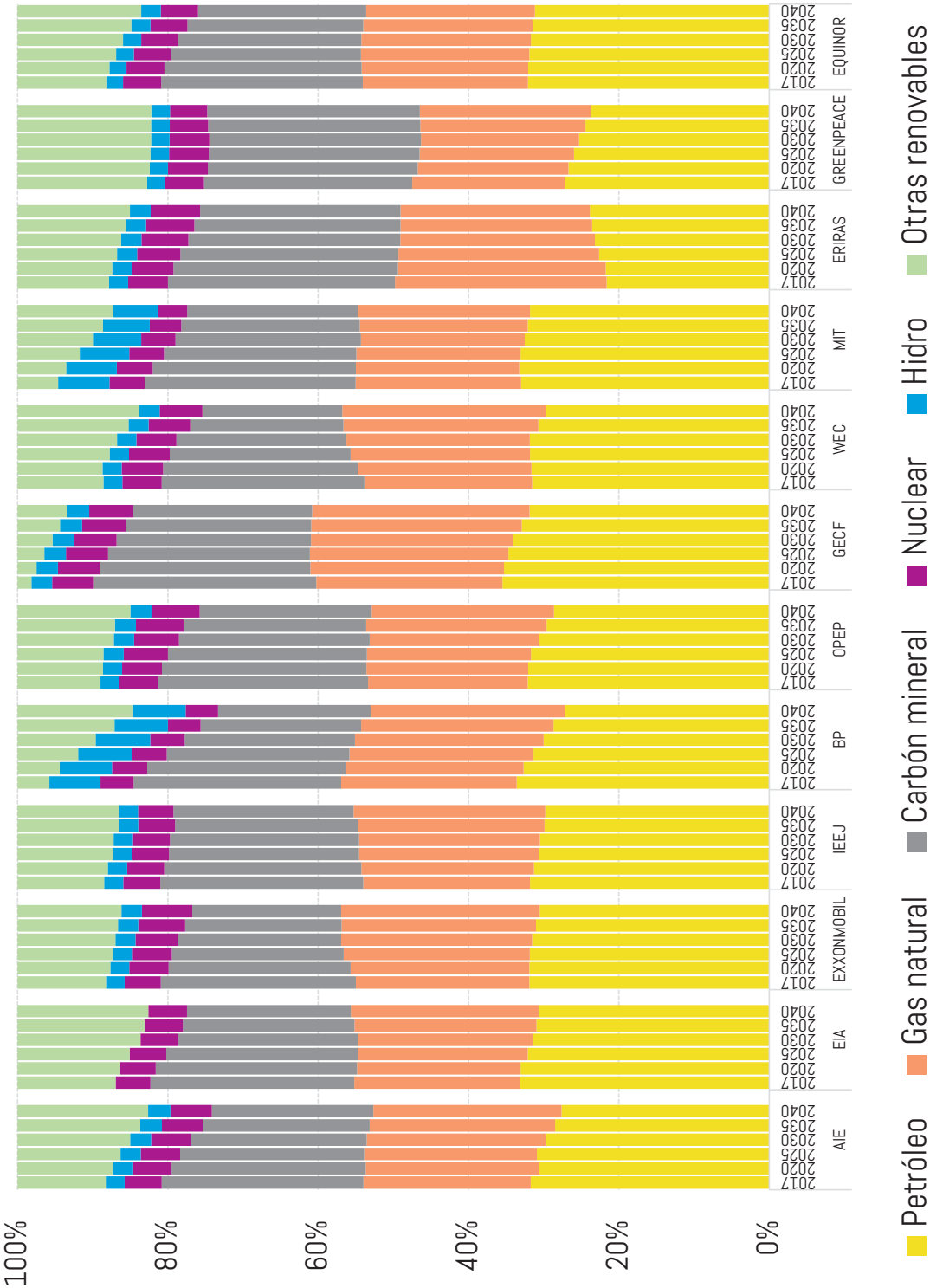
Según BP, “El consumo mundial de carbón se estanca en torno a los niveles actuales, en marcado contraste con los últimos 20 años más o menos, cuando el carbón fue la mayor fuente de crecimiento energético.” (BP, 2019, p.52).

Figura 4.1 Consumo mundial de energía primaria por fuente de energía (Mtep)



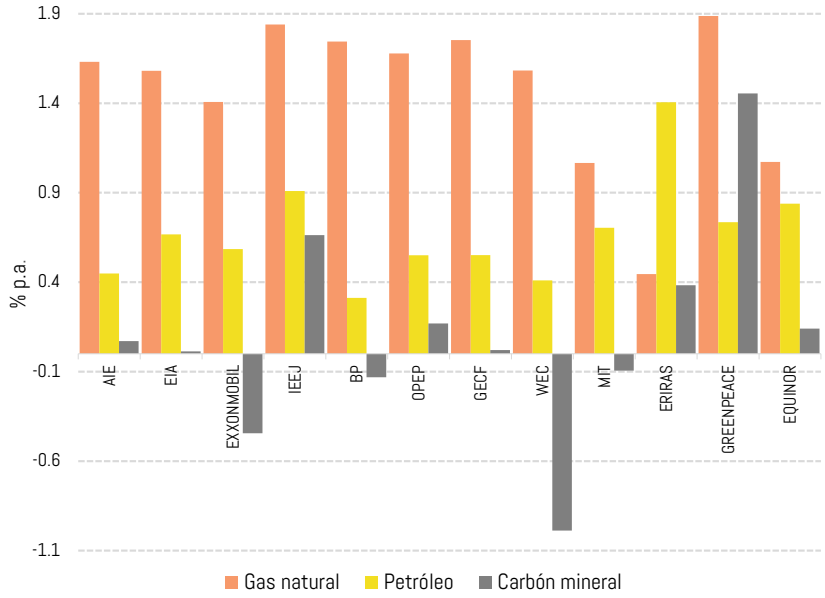
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Definición: AIE, ExxonMobil, OPEP, GECF, GREENPEACE, EQUINOR - demanda de energía primaria
EIA, IEEJ, BP, ERIRAS - consumo de energía primaria (BP excluye la biomasa tradicional)
WEC - suministro de energía primaria y;
MIT uso de energía primaria

Figura 4.2 Participación del consumo mundial de energía primaria por fuente de energía



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Definición: AIE, ExxonMobil, OPEP, GECF, GREENPEACE, EQUINOR_ demanda de energía primaria
EIA, IEEJ, BP, ERIRAS - consumo de energía primaria (BP excluye la biomasa tradicional)
WEC - suministro de energía primaria y;
MIT - uso de energía primaria

Figura 4.3 Tasa de variación del consumo mundial de energía primaria (combustibles fósiles 2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Hidroenergía

Para el período 2017 – 2040 la hidroenergía tiene la menor participación en el consumo de energía primaria en casi todos los estudios prospectivos analizados a excepción de BP y MIT (**Figura 4.2**).

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 1.87% de AIE y la más baja es 0.26% de MIT y la tasa promedio por año de los 11 estudios prospectivos de 1.34%.

Todos los estudios prospectivos analizados indican que, en el consumo primario de energía, la hidroenergía continuará creciendo levemente pasando de una participación de aproximadamente el 2.5% en el 2017 a 2.9% en el 2040 en el caso de AIE y cuya tendencia es similar en el resto de los estudios. La BP indica por ejemplo que la hidroenergía aumentará en un 1.3% sobre la perspectiva y cuyo crecimiento será el más lento visto en los últimos 20 años y la contribución está dada por China, América del Sur, América Central y África.

Nuclear

La participación de la nuclear en el consumo primario de energía está alrededor del 5% en el 2017 y aumenta gradualmente hasta alcanzar valores superiores al 6.5% (ExxonMobil).

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 2.33% de ExxonMobil y la más baja es -0.10% de MIT y la tasa promedio de 1.34% por año de los doce estudios.

Diez estudios prospectivos indican que el consumo primario de energía nuclear en el período de estudio se incrementará a excepción de GREENPACE y EQUINOR que muestran una reducción al final del 2040 en comparación con el 2017.

La AIE cita que" La energía nuclear es una importante opción baja en carbono para muchos países. La inversión anual promedio para energía nuclear es de USD 47 mil millones en el período 2017 - 2040, incluidas las extensiones de duración para plantas existentes y nuevas construcciones. La mayoría de la inversión nuclear está en China (28% del total), la Unión Europea (19%), Rusia (11%), India (9%) y los Estados Unidos (8%), aunque muchos otros países están interesados en la expansión de sus flotas de centrales nucleares." (AIE, 2018, p.455).

Otras renovables

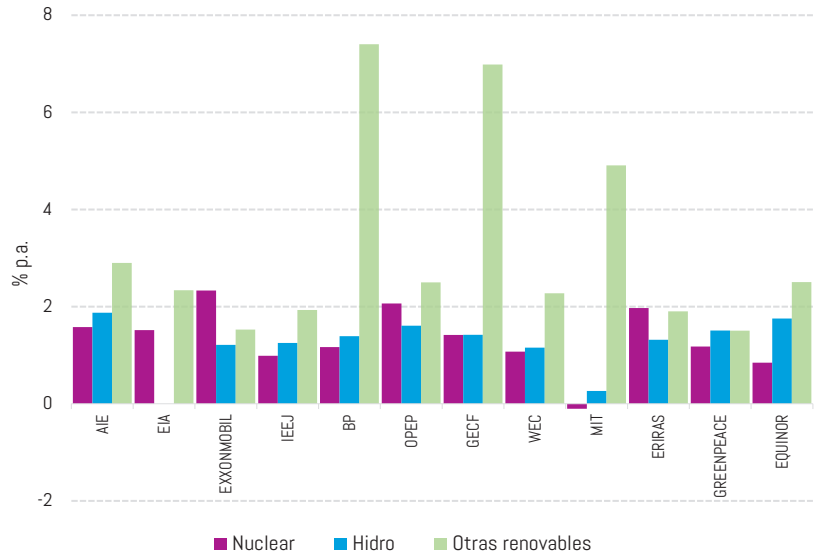
Todos los estudios prospectivos analizados indican que el consumo primario de energía, la participación de las otras renovables seguirá aumentando continuamente. La AIE cita que "Las energías renovables representan

más del 70% del aumento en la generación de electricidad. Se pronostica que los costos de la energía solar fotovoltaica disminuirán en más de un 40% hasta el 2040, apuntando a un crecimiento de nueve veces en la generación de energía solar fotovoltaica, principalmente en China, India y Estados Unidos. Las tecnologías bajas en carbono representan la mitad de la generación de electricidad del mundo para 2040." (AIE, 2018, p.44).

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 7.40% de BP y la más baja es 1.51% de GREENPEACE, y la tasa promedio por año de los doce estudios de 3.22%. Las otras renovables que incluyen biomasa, eólica, solar y geotermia son las fuentes de energía con mayor crecimiento con respecto a las otros energéticos; su participación está en valores superiores al 11% en el 2017 alcanzando hasta el 18% en el 2040.

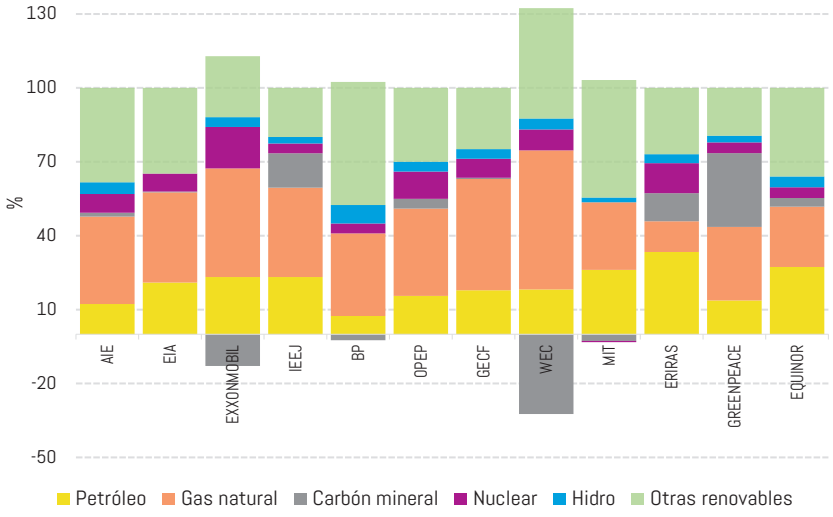
La BP indica que "La energía renovable (7.1% anual), es la fuente de energía de más rápido crecimiento, contribuyendo con la mitad del crecimiento de la energía global con su participación en la energía primaria, aumentando del 4% actual a alrededor del 15% para 2040." (BP, 2019, p.40).

Figura 4.4 Tasa de variación del consumo mundial de energía primaria (combustibles no fósiles 2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Figura 4.5 Contribución al crecimiento del consumo de energía primaria (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

4.2 Consumo final de energía

En promedio el consumo final de energía en el 2017 para los cuatro estudios analizados **Tabla 4.3** alcanza los 9,755 Mtep y en el 2040 será de 12,585 Mtep; experimentando un crecimiento interanual del 29%.

El consumo final de energía a nivel mundial, está predominado por el consumo de petróleo y derivados cuya participación al 2017, alcanza valores superiores al 40%, seguido de la electricidad con aproximadamente el 19%, el gas natural 15% y el resto distribuido entre fuentes renovables (principalmente biomasa) y carbón mineral.

La BP indica que "La energía global crece a una tasa promedio de 1.2% anual en el escenario ET, por debajo del 2% anual en los últimos 20 años más o menos. Este incremento más débil refleja un crecimiento demográfico más lento y mejoras más rápidas en la intensidad energética." (BP, 2019, p.21).

En la **Tabla 4.3** se muestra el Consumo total de energía final mundial para cada una de las organizaciones.

Tabla 4.3 Consumo final mundial de energía

Mtep	2017	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	9,695	10,694	10,872	11,473	12,068	12,581
IEEJ	9,680	10,266	11,322	11,357	12,151	12,447
WEC	10,066	10,554	11,179	11,713	12,054	12,359
GREENPEACE	9,580	9,999	10,799	11,597	12,327	12,954

Fuente: Datos reportados por cada organismo internacional.

4.2.1 Por tipo de combustible

Cuatro estudios prospectivos (AIE, IEEJ, WEC y GREENPEACE) brindan información sobre consumo final de energía por combustible. A continuación, se hace un análisis para el consumo final de energía para las principales fuentes energéticas.

Petróleo y derivados

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 1.00% de GREENPEACE y la más baja es 0.45% de WEC y la tasa promedio por año para los 4 estudios de 0.76%; los derivados de petróleo son los combustibles con mayor participación en el consumo final de energía en 2017 y esta tendencia se mantiene hasta el 2040 en todos los outlooks; debido al crecimiento en el sector transporte y uso no energético en los países no OCDE, principalmente a China e India, que incrementarán su parque vehicular a la par con sus ingresos. La participación de estos productos energéticos entre los combustibles consumidos es la mayor, a pesar de que disminuirá poco a poco con un aumento del gas natural y la electricidad.

Gas natural

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 1.95% de AIE y la más baja es 1.44% de IEEJ y la tasa promedio de 1.65% por año para los 4 estudios prospectivos.

El uso de gas natural para el consumo final de energía aumentará gradualmente hasta el 2040 y su participación tendrá un crecimiento rápido pasando de valores de participación en el 2017 de 12.5% a 16.5% en el 2040 por ejemplo en el caso de AIE. Los sectores de transporte y generación eléctrica serán los principales impulsores del crecimiento del gas natural y de acuerdo a estimaciones del GECF "Estos dos sectores representarán aproximadamente el 48% del consumo mundial de gas natural en 2040. Sin embargo, el sector industrial aún ocupa el segundo lugar desde el punto de vista de consumo absoluto, después de la generación de energía." (GECF, 2018, p.103).

La AIE indica que "El sector de la industria es la principal fuente de crecimiento en la demanda de gas natural en el Escenario de Nuevas Políticas, que representa un tercio del total. La industria química es el mayor contribuyente: utiliza gas para generar calor y vapor, así como una materia prima para producir amoníaco y metanol. Hoy en día, el gas se utiliza principalmente en industrias de alto consumo energético que requieren calor a alta temperatura." (AIE, 2018, p178).

"El sector eléctrico es el segundo mayor contribuyente al aumento de la demanda de gas natural en el período hasta el 2040." (AIE, 2018, p.178).

"La demanda de gas natural para el transporte casi se triplica en el período hasta el 2040, como resultado de los esfuerzos impulsados por la política para promover el gas natural comprimido (GNC) y los vehículos alimentados con GNL, especialmente en China." (AIE, 2018, p.178).

Carbón mineral

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 0.66% de GREENPEACE y la más baja es -0.08% de WEC, y la tasa promedio por año para los 4 estudios de 1.78%.

El carbón tiene la menor participación entre los combustibles utilizados para el consumo final de energía, superior al 10% en el 2017 y presentará una disminución hasta el 2040 con valores superiores al 8%. De los 4 estudios, WEC muestra una tendencia más favorable para el carbón con una participación del 12% en el 2017 y en el 2040 de 9.58%.

Según la AIE, "Aumentando la atención a la calidad del aire, los esfuerzos para diversificar la combinación energética del carbón en la generación de energía y el sector de la construcción con un fuerte impulso para el uso de gas en la industria han llevado a una revisión a la baja de más de 40 Mtce (Millones de toneladas de carbono equivalente) en 2040 de la demanda de carbón en China en el Escenario de Nuevas Políticas, en comparación con el WEO-2017." (AIE, 2018, p.220).

La BP indica que "El consumo de carbón dentro de la industria disminuye a medida que China, la Unión Europea y América del Norte cambian a combustibles más limpios y bajos en carbono, parcialmente compensados por el crecimiento en India y Otros Países de Asia." (BP, 2019, p.31).

Electricidad

La electricidad es uno de los energéticos más empleados en el consumo final, es el tercero más consumido y su participación para el 2017 está en valores superiores al 18% y culminará en el 2040 con valores hasta del 25% dependiendo del estudio de prospectiva analizado.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.34% de GREENPEACE y la más baja, de 1.87% de WEC y la tasa promedio por año para los 4 estudios de 2.16%.

En todos los estudios prospectivos, la electricidad se muestra como una fuente que tiene la mayor contribución al crecimiento del consumo final de energía. La participación promedio de la electricidad para la contribución al crecimiento entre 4 estudios es de 39.92%.

La AIE indica que "En el Escenario de Nuevas Políticas, la demanda de electricidad alcanza alrededor de 26,400 TWh en 2025 y más de 35,500 TWh en 2040, un aumento del 60% en la actualidad. Desde ahora hasta 2025, la electricidad, el petróleo y el gas natural contribuyen con alrededor del 85% del crecimiento de la demanda final de energía en partes casi iguales. Sin embargo, después del 2025, el crecimiento de la demanda de electricidad supera a lo de otros combustibles en un amplio margen, impulsado por las economías en desarrollo." (AIE, 2018, p.325).

El IEEJ indica que "Se prefiere la electricidad en todas las etapas del desarrollo económico en cada país y región y aumentará más que cualquier otra fuente de energía. Su participación en el consumo final de energía

aumentará de 19% a 26%. En el sector doméstico no perteneciente a la OCDE, que es clave para el futuro, la demanda de electrodomésticos como calentadores de agua eléctricos, aires acondicionados, accesorios de iluminación y refrigeradores aumentará el consumo, junto con la expansión de la infraestructura eléctrica." (IEEJ, 2019, p.5).

Renovables

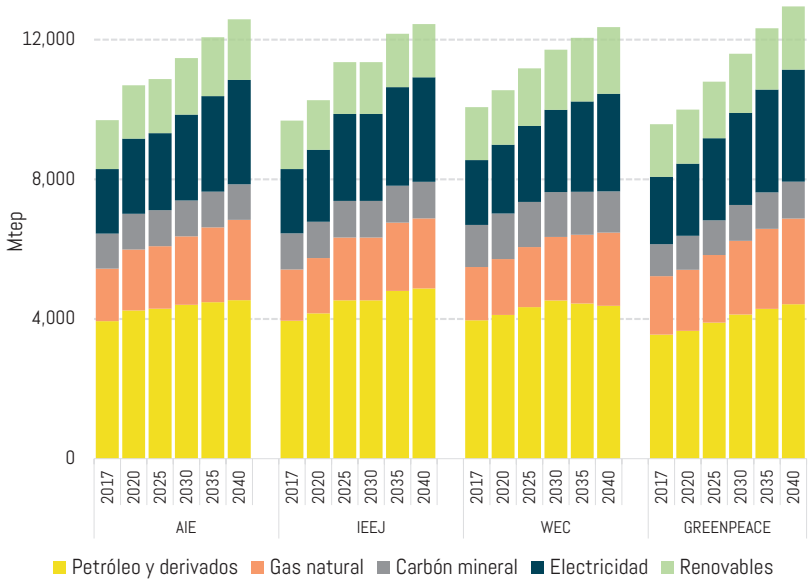
La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.07% de WEC y la más baja, de 0.44% de IEEJ y la tasa promedio por año para los 4 estudios de 0.83%.

Según la AIE, "Las energías renovables superan al carbón para la generación de energía en la década de 2020 y suministran el 40% de la electricidad para 2040. La inversión en electricidad basada en energías renovables aumenta de USD 300 mil millones en 2017 a alrededor de USD 410 mil millones en 2040. La energía solar fotovoltaica (PV) representa alrededor del 35% de la inversión en generación de energía." (AIE, 2018, p244).

Además, la AIE indica que "El uso de energías renovables para satisfacer la demanda de la calefacción y en el transporte aumenta en el Escenario de Nuevas Políticas. Las energías renovables para la calefacción aumentan alrededor del 85% sobre el pronóstico a perspectiva de 875 Mtep en 2040. La participación de las energías renovables en la demanda de energía del transporte aumenta constantemente para alcanzar el 8% en 2040 en comparación con 3.5% actual." (AIE, 2018, p244).

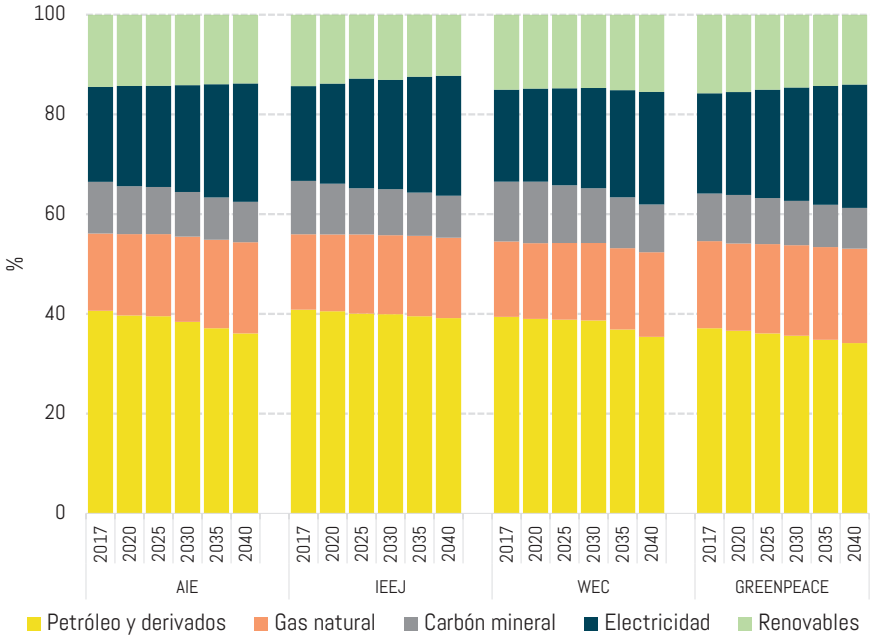
Según la BP "La energía renovable (7.1% anual) es la fuente de energía de más rápido crecimiento, contribuyendo con la mitad del crecimiento de la energía global, y su participación en la energía primaria aumentará del 4% actual a alrededor del 15% para 2040." (BP, 2019, p40).

Figura 4.6 Consumo final mundial de energía por tipo de combustible



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Las renovables incluyen: bioenergía, calor y otros (AIE) calor, hidrógeno y otros (IEEJ) calor, biomasa, biocombustible y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).

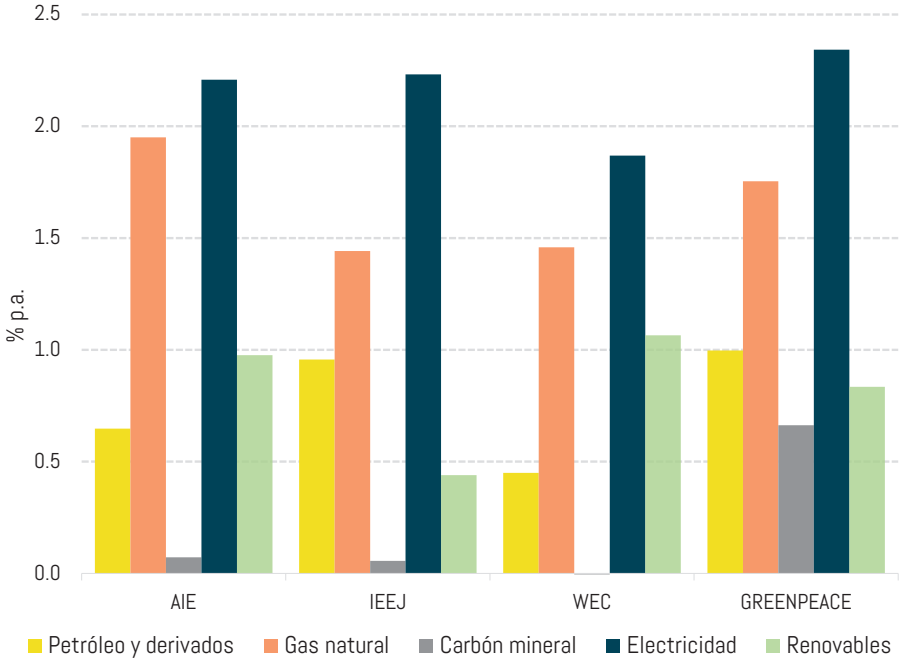
Figura 4.7 Participación del consumo final mundial de energía por combustible



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Las renovables incluyen: bioenergía, calor y otros (AIE) calor, hidrógeno y otros (IEEJ) calor, biomasa, biocombustible y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).

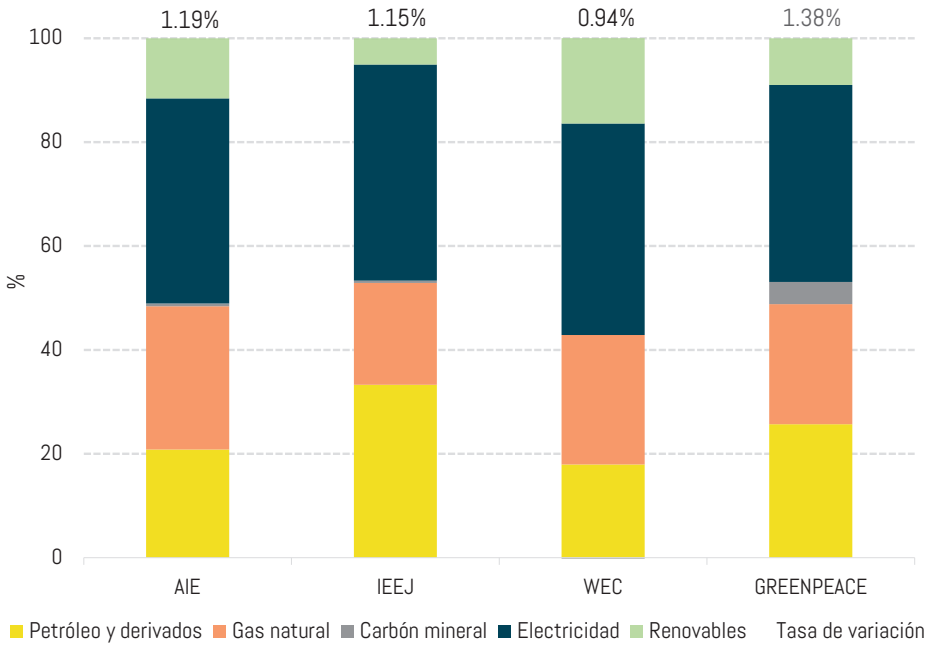
Los estudios prospectivos muestran tendencias similares; por ejemplo, la electricidad tiene la tasa de variación más alta entre las fuentes de energía (una tasa promedio para los 4 estudios de 2.16%); seguida de gas natural, mientras que el carbón tiene el valor más bajo entre 2017 y 2040 (**Figura 4.8**).

Figura 4.8 Tasa de variación del consumo final mundial de energía por tipo de combustible (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Las renovables incluyen: bioenergía, calor y otros (AIE) calor, hidrógeno y otros (IEEJ) calor, biomasa, biocombustible y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).

Figura 4.9 Contribución al crecimiento del consumo final mundial de energía (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Las renovables incluyen: bioenergía, calor y otros (AIE) calor, hidrógeno y otros (IEEJ) calor, biomasa, biocombustible y otros; (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE)
Los números por encima de las barras corresponden a la tasa de variación media acumulada del consumo total de energía pronosticado en cada estudio prospectivo.

4.2.2 Por sector

Cada organización posee su propia definición para los sectores económicos. La AIE define el sector industrial como el combustible utilizado dentro de las industrias manufactureras y de construcción. Las principales ramas de la industria incluyen hierro y acero, química y petroquímica, cemento, y pulpa y papel. El uso por industrias para la transformación de la energía en otra forma o para la producción de combustibles se excluye y se divulga por separado bajo otro sector energético. El consumo de combustibles para el transporte de mercancías se informa como parte del sector del transporte, mientras que en la industria se informa sobre el consumo de vehículos todo terreno.

El sector transporte está definido como: los combustibles y la electricidad utilizados en el transporte de mercancías o personas dentro del territorio nacional, independientemente del sector económico en el que se produzca la actividad. Esto incluye el combustible y la electricidad entregados a los vehículos que utilicen carreteras públicas o para uso en vehículos ferroviarios; combustible entregado a los buques para la navegación nacional; combustible entregado a las aeronaves para la aviación doméstica; y la energía consumida en la entrega de combustibles a través de tuberías. El combustible entregado a los búnkeres marinos y de aviación internacionales se presenta sólo a nivel mundial y está excluido del sector del transporte a nivel nacional.

En el caso de Otros Sectores, incluye edificios, residenciales (energía utilizada por los hogares incluyendo calefacción y enfriamiento del espacio, calefacción por agua, iluminación, electrodomésticos, aparatos electrónicos y equipo de cocina), etc. Para el sector de uso no energético, incluye combustibles utilizados para materias primas químicas y productos no energéticos. Ejemplos de productos no energéticos incluyen lubricantes, ceras de parafina, asfalto, betún, alquitranes de carbón y aceites como conservantes de madera (AIE, 2017, p. 743 – 747).

GREENPEACE, define a la industria como: el consumo en el sector de la industria incluye los siguientes subsectores (no está incluida la energía utilizada para transporte por la industria, ver en "transporte"), por ejemplo, la industria siderúrgica; química; productos minerales no metálicos como vidrio, de cerámica, cemento etc.; equipo de transporte; maquinaria; minería; alimentos y tabaco; papel, pulpa e impresión; productos de madera y madera (excepto la pulpa y el papel); construcción textil y cuero.

El sector del transporte incluye todos los modos de transporte como carretero, férreo, aéreo y de navegación nacional. El combustible utilizado para la pesca oceánica, costera e interior se incluye en "otros sectores". Otros sectores abarcan la agricultura, la silvicultura, la pesca, los servicios residenciales, comerciales y públicos. El sector de uso no energético cubre el uso de otros productos petrolíferos como ceras de parafina, lubricantes, betún, etc. (GREENPEACE, 2015, p. 311).

A continuación, se realiza una breve descripción del consumo final de energía en los principales sectores económicos:

Industria

En los 4 outlooks analizados (AIE, IEEJ, WEC y GREENPEACE), el sector industrial tiene la mayor participación en el consumo final total. Su participación está en valores superiores al 28% en el 2017 y en el 2040 alcanzará valores superiores al 30%. La mayor parte del crecimiento de este sector provendrá de los países en desarrollo como China e India.

La BP cita que "Después de triplicarse en los últimos 20 años, la demanda de energía industrial, China en el escenario ET alcanza su punto máximo a mediados de la década de 2020 y luego disminuye gradualmente. Parte de esta disminución proviene de los esfuerzos de políticas para mejorar la eficiencia de las industrias existentes. Además, refleja la transición continua de la economía China desde los sectores industriales intensivos en energía hacia los servicios menos intensivos y los sectores orientados al consumidor". (BP, 2019, p.31).

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.51% de GREENPEACE y la más baja, de 1.09% de IEEJ y la tasa promedio por año de los 4 estudios prospectivos de 1.26%.

Según la AIE, "El petróleo ha perdido competitividad como fuente de combustible en el sector industrial en la mayoría de las regiones. Hoy en día proporciona un poco más del 10% del uso total de energía en la industria. La demanda en la industria aumenta 0.7 ktep / día, en el Escenario de Nuevas Políticas, pero la participación del petróleo en el sector cae constantemente hasta 2040 a pesar de un mayor crecimiento en todas las demás fuentes de combustible." (AIE, 2018, p.141).

Transporte

El sector transporte, es el segundo sector con mayor contribución en el consumo final total de energía. En el 2017, su participación tiene valores superiores al 27% y la tendencia en el período de análisis es hacia la diminución, debido principalmente a la utilización de tecnologías más limpias y eficientes.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.50% de GREENPEACE y la más baja, de 0.89% de WEC y la tasa promedio de 1.15% por año para os 4 estudios.

Los combustibles más utilizados en este sector son los derivados de petróleo (principalmente gasolina y diésel), al respecto, la AIE indica que "En el sector del transporte, el petróleo representa menos del 50% del crecimiento de la demanda, por debajo de una participación de casi el 90% en el período desde 1990." (AIE, 2018, p42).

Asimismo, BP indica que "En el sector transporte, la mayoría de las emisiones provienen del uso continuo de petróleo (45 Mbbl / día) en el 2040. Más de la mitad de este consumo proviene del uso de petróleo en automóviles y camiones de servicio liviano y mediano que pueden ser electrificados gradualmente en horas extras. Sin embargo, el resto se concentra en modos de transporte que son más difíciles de electrificar: incluidos elementos de camiones pesados, aviación y marinos." (BP,2019, p.60).

Otros

Este sector incluye principalmente al sector residencial y comercial. La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.27% correspondiente al GREENPEACE y la más baja, de 0.64% de WEC y la tasa promedio por año para los 4 estudios de 1.01%.

La WEC indica que "la creciente disponibilidad de redes, medidores y dispositivos inteligentes brinda a los consumidores más información y autonomía para hacer más con menos energía y cuantifica el valor de la inversión. Como resultado, el uso de la demanda energética de este sector crece a un ritmo moderado" (WEC, 2016, p. 45).

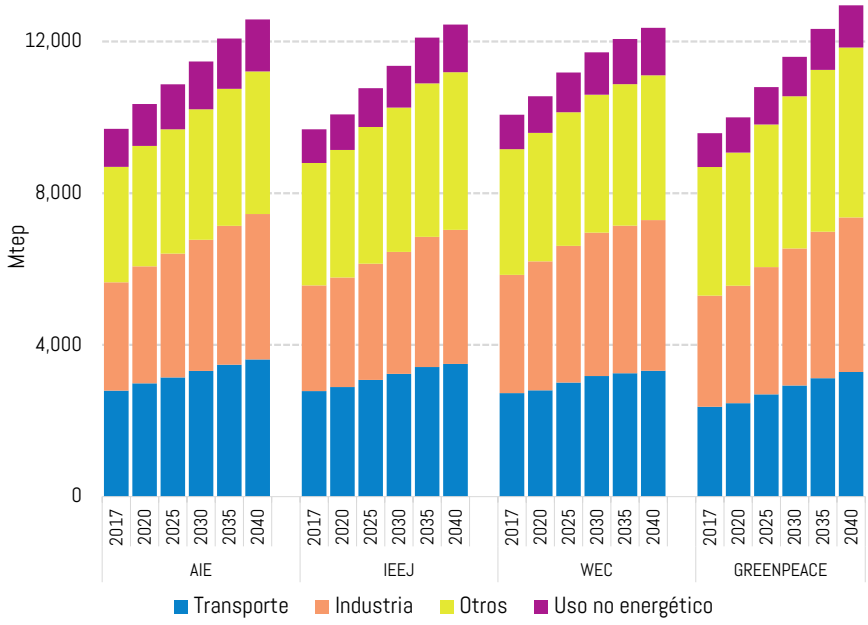
De igual forma, la BP indica que "La mayor parte del crecimiento de la energía utilizada en los edificios proviene de la electricidad, lo que refleja un mayor uso de la iluminación y los electrodomésticos y la creciente demanda de refrigeración de espacios en gran parte del mundo en desarrollo (Asia, África y Medio Oriente), incrementando los estándares de vida." (BP, 2019, p. 37).

Uso no energético

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.60% de la IEEJ y la más baja, de 1.02% correspondiente a GREENPEACE y la tasa promedio por año para los 4 estudios de 1.39%.

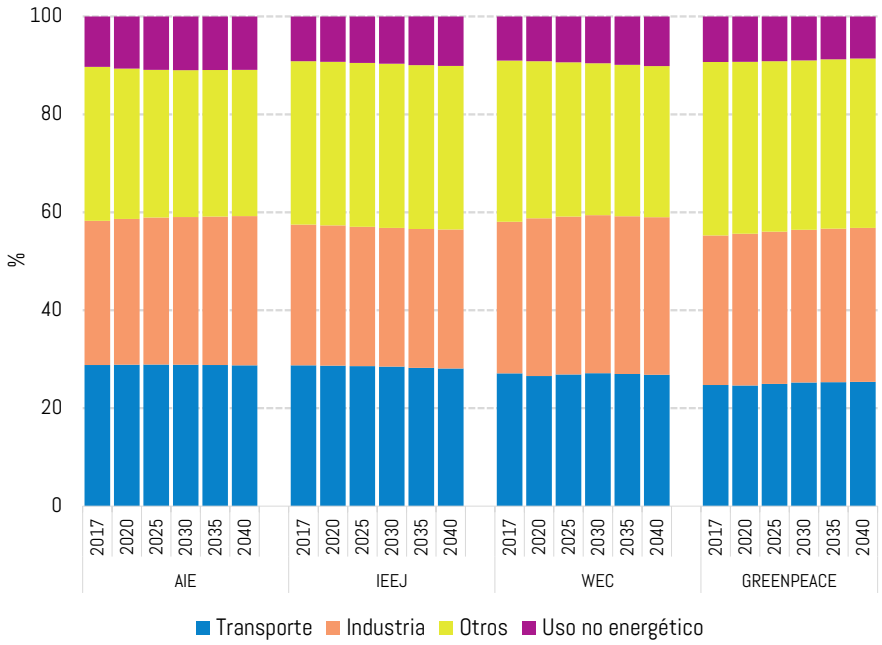
El crecimiento proviene de la demanda de mercados de productos químicos en desarrollo como China e India (WEC, 2016, p. 45).

Figura 4.10 Consumo final mundial de energía por sector



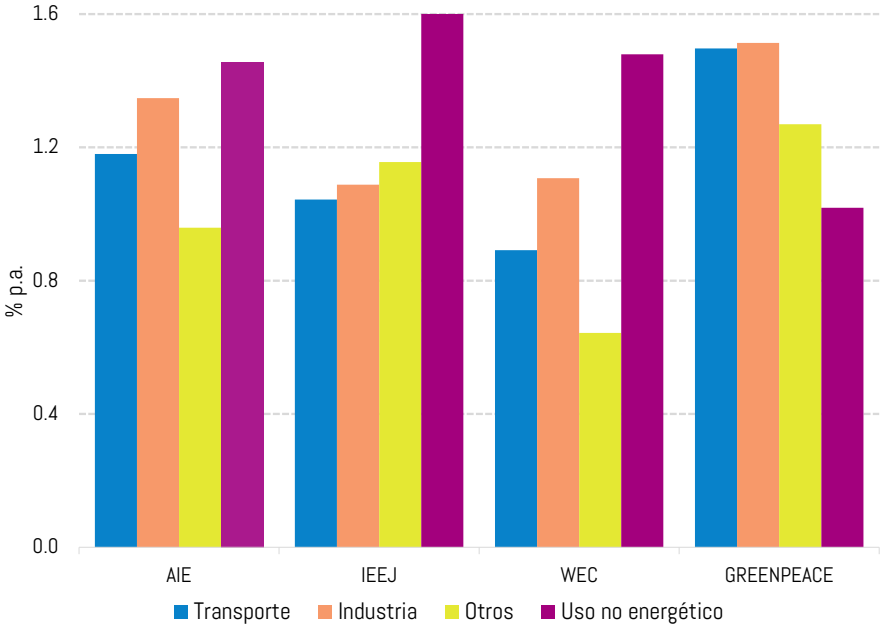
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para AIE, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.

Figura 4.11 Participación del consumo final mundial de energía por sector



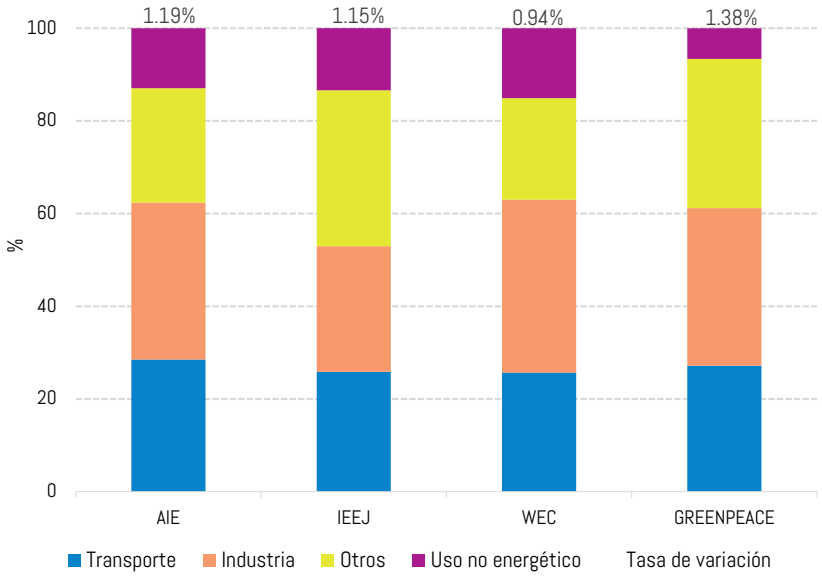
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para AIE, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.

Figura 4.12 Tasa de variación del consumo final mundial de energía (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para AIE, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.

Figura 4.13 Contribución al crecimiento del consumo final mundial de energía por sector (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para AIE, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.
Los números por encima de las barras corresponden a la tasa de variación media acumulada del consumo total de energía pronosticado en cada Outlook.

4.3 Generación eléctrica

La generación eléctrica a nivel mundial en promedio para el 2017 para los seis estudios que presentan esta información (**Tabla 4.4**) fue de 25,560 TWh y tiene un significativo crecimiento al 2040, alcanzando un valor de 38,914 TWh, representando un crecimiento interanual superior al 52%, el cual principalmente se debe al aumento de la generación con fuentes renovables y gas natural.

En la **Tabla 4.4** se muestran los datos para generación eléctrica mundial por organismo.

Tabla 4.4 Generación eléctrica mundial

TWh	2017	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	25,641	28,057	33,479	37,086	42,477	40,412
IEEJ	25,513	27,883	32,633	34,471	39,744	40,913
WEC	25,623	27,124	29,590	32,171	34,894	37,724
MIT	24,057	24,773	26,382	28,457	30,763	33,212
ERIRAS	25,901	27,424	30,215	32,791	35,125	37,216
GREENPEACE	26,624	28,492	32,374	36,256	40,353	44,008

Fuente: Datos reportados por cada organismo internacional.

4.3.1 Por fuente de energía

Para la generación de electricidad a nivel mundial, el energético más utilizado es el carbón mineral el cual tiene participaciones en la generación total superiores al 38% en el 2017, debido al consumo de China y cuya tendencia en los 5 estudios es a la disminución, sin embargo, GREENPACE indica que su aumento se mantendrá.

El gas natural es el segundo energético más utilizado para producir electricidad con una contribución superior al 21% en el 2017, seguido de la hidroenergía 15%, nuclear 11% y el resto corresponde a otras fuentes renovables principalmente eólica, solar y geotermia y a derivados de petróleo: diésel y fuel oil.

A continuación, se presenta un análisis para la generación eléctrica por fuente de energía.

Petróleo y derivados

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 0.27% correspondiente al estudio del IEEJ y la más baja, de -4.66% del MIT; la tasa promedio por año de los 6 estudios prospectivos es de -2.25%. Los seis outlooks analizados pronostican que el uso de petróleo y derivados para la generación de energía disminuirá también, así como su participación (**Figura 4.15**).

Según la AIE, "El uso de petróleo en el sector eléctrico se reduce en casi todas las regiones y generalmente se reemplaza por gas natural y energías renovables. La disminución es más lenta en Medio Oriente, donde hay grandes volúmenes de petróleo de bajo costo (y a menudo subsidiados) y la región representa la mitad de los 2.7 kbbl /día de petróleo utilizados para producir energía en el 2040." (AIE, 2018, p.141).

Gas natural

El gas natural seguirá siendo el segundo combustible más utilizado para la generación eléctrica hasta el 2040. La AIE indica que "El sector eléctrico es el segundo mayor contribuyente al aumento de la demanda de gas natural hasta el 2040." (AIE, 2018, p.178).

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.17% de la WEC y la más baja, de 2.01% de AIE y la tasa promedio por año de los 6 estudios de 2.61%.

Según la BP, "El crecimiento de la demanda de gas es amplio, y aumenta en casi todos los países y regiones considerados en las proyecciones. El uso en energía e industria impulsan este aumento." (BP, 2019, p.48).

El GECF señala que "En el 2040, aproximadamente el 55% de la generación de electricidad provendrá de combustibles fósiles y el gas natural representará el 26% de la matriz de generación eléctrica. Se espera que la demanda de gas del sector eléctrico crezca un 67% a 2,219 bcm (billones de metros cúbicos) en el 2040." (GECF, 2018, p.96).

Carbón mineral

El carbón mineral actualmente, es el energético más consumido a nivel mundial para generación eléctrica, sin embargo, su utilización en el período de estudio va disminuyendo gradualmente por su reemplazo con otras fuentes de energía como el gas natural y las energías renovables.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.37% correspondiente a GREENPEACE y la más baja, de -1.11% de WEC; la tasa promedio es de 0.57% por año para los 6 estudios prospectivos.

La AIE señala que "El carbón y las energías renovables cambian su posición en el sector eléctrico. La proporción de carbón disminuye de alrededor del 40% hoy a un cuarto en 2040, mientras que la de las energías renovables crece de un cuarto a poco más del 40% durante el mismo período." (AIE, 2018, p.44).

Según la BP, "La proporción de carbón disminuye considerablemente, de modo que para el 2040 será superada por las energías renovables como la principal fuente de energía en el sector energético mundial." (BP, 2019, p53).

Hidroenergía

La hidroenergía tiene una participación superior al 15% para el 2017 y hasta el 2040 experimenta una reducción alcanzando valores hasta el 13%, en los estudios prospectivos analizados (IEEJ, WEC, MIT y ERIRAS). AIE y GREENPEACE no incluyen Información dado que está agrupada en otras renovables.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.32%, del ERIRAS y la más baja es 0.55% de MIT y la tasa promedio por año para los 4 estudios prospectivos es de 0.86%.

Nuclear

La energía nuclear en el 2017 tiene una participación superior al 10% sin embargo, va disminuyendo hasta alcanzar valores del 8% en el 2040. La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.97% de ERIRAS y la más baja, de 0.13% de MIT; la tasa promedio por año para los 6 estudios es de 1.16%.

La AIE, indica que "La energía nuclear ofrece alrededor de una décima parte de la generación de electricidad durante todo el período, aunque el centro de gravedad cambia, ya que la capacidad nuclear en China supera a la de los Estados Unidos en el 2030." (AIE, 2018, p.323-324).

Por otra parte, el IEEJ indica que "La capacidad global de generación de energía nuclear aumentará de 406 GW en 2016 a 518 GW en 2050, y la electricidad generada por energía nuclear aumentará 1.3 veces. Sin embargo, no alcanzará el rápido aumento en la generación de energía total, y su participación en la generación de energía caerá en un 3%." (IEEJ, 2019, p.9).

Renovables

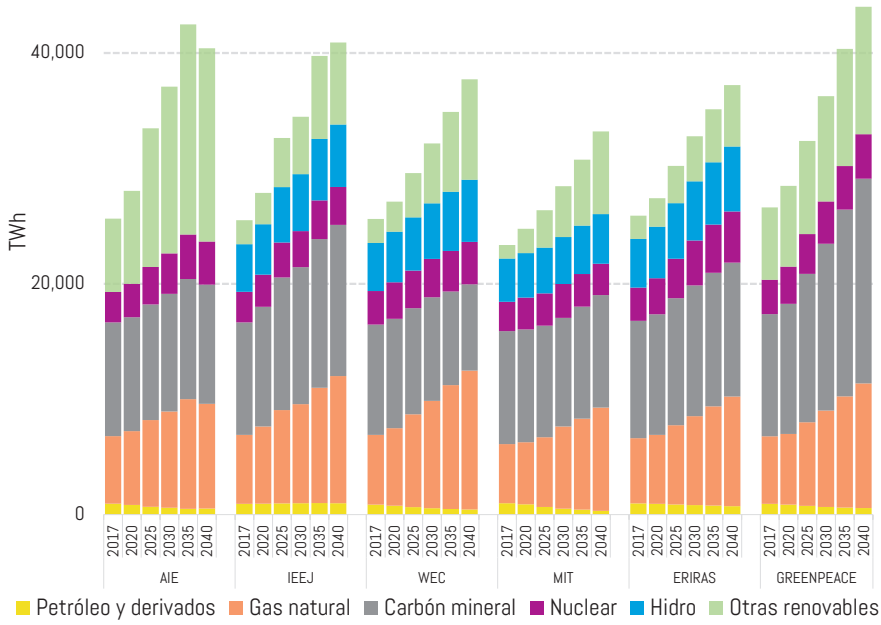
A nivel mundial la generación con renovables registra un panorama favorable y de rápido crecimiento, presentando la mayor contribución al crecimiento de la generación eléctrica al 2040. La participación total de las renovables casi se duplica en 2040 en comparación con el 2017 en todos los outlooks analizados.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 7.14% de MIT y la más baja, de 2.61% de GREENPEACE; la tasa promedio por año para los 6 estudios es de 5.21%.

Según la AIE, "Casi 150 países tienen en sus objetivos el aumento del uso de energía renovable en la electricidad. A nivel mundial, la energía solar fotovoltaica y la energía eólica son el enfoque principal del apoyo de las políticas." (AIE, 2019, p.340).

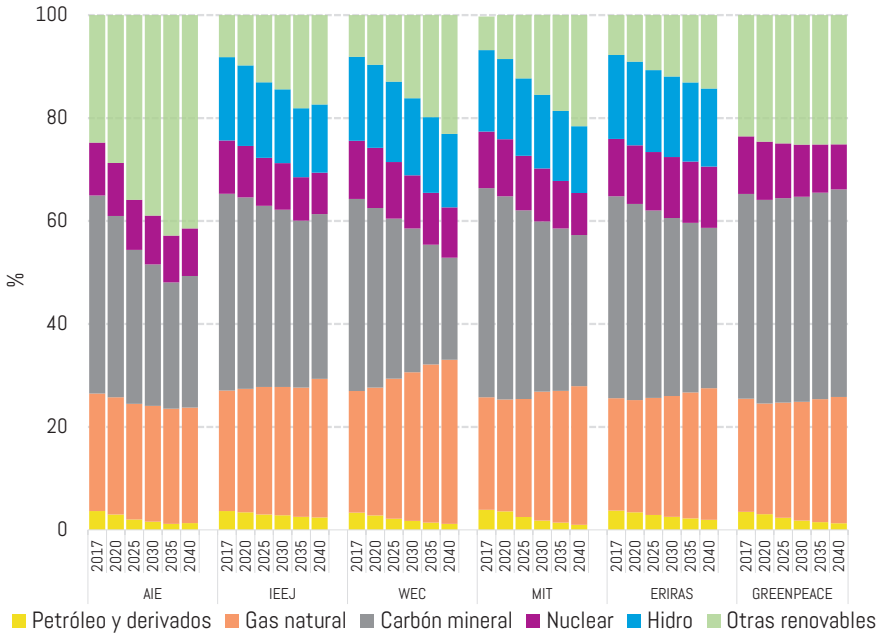
Asimismo, BP indica que "En el escenario ET, las energías renovables son la fuente de energía de más rápido crecimiento (7.6% anual), que representan alrededor de dos tercios del aumento en la generación de energía global, y se convierten en la fuente más grande de generación de energía mundial para el 2040." (BP, 2019, p.105).

Figura 4.14 Generación eléctrica mundial por fuente de energía



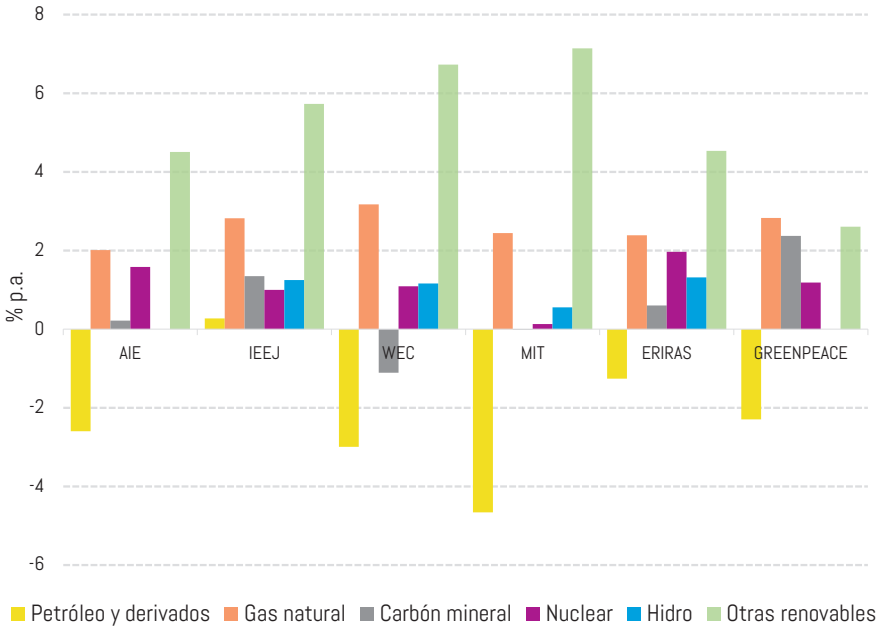
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Figura 4.15 Participación de la generación eléctrica mundial por fuente de energía



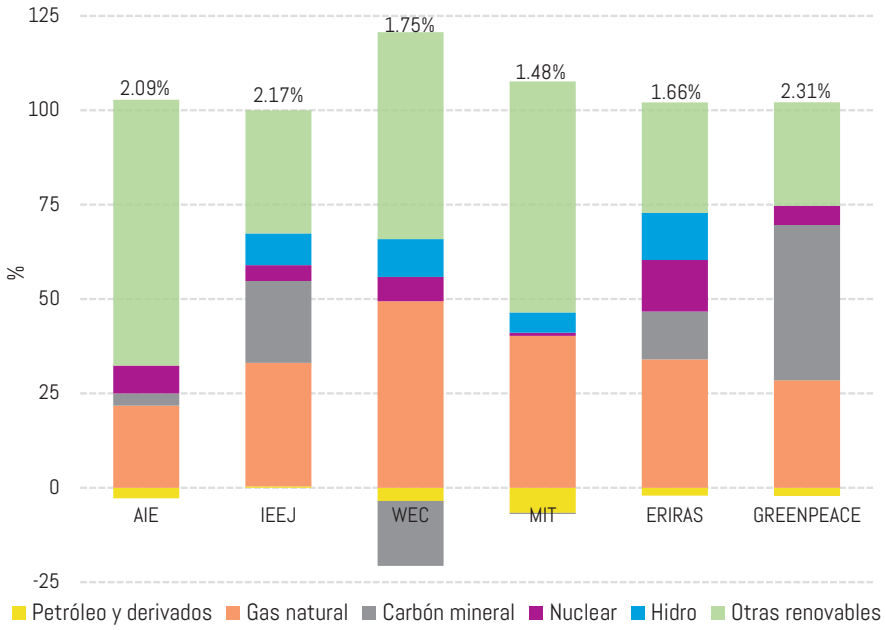
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Figura 4.16 Tasa de variación de la generación eléctrica mundial (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Figura 4.17 Contribución al crecimiento de la generación eléctrica mundial (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Los números por encima de las barras corresponden a la tasa de variación media acumulada de la generación eléctrica pronosticada en cada Outlook.

4.4 Producción de gas natural

El gas natural es el energético de la transición a sistemas bajos en carbono y su producción y demanda final durante el período de estudio van aumentando principalmente en la generación eléctrica, el sector industrial y el transporte debido a sus menores emisiones de carbón respecto a otros combustibles y por la diversificación en las matrices energéticas.

Este energético crece mucho más rápido que el petróleo y el carbón, superando al carbón mineral que es la segunda fuente de energía más consumida a nivel mundial. La producción está centrada en Estados Unidos, Rusia e Irán quienes actualmente son los mayores productores de gas y lo cual se mantiene en el período de estudio, a pesar que las proyecciones indican que China se acerca a la producción de Irán en el 2040.

ERIRAS indica que "el crecimiento más rápido en la producción de gas de esquisto será en el período de 2025. En ese momento, los volúmenes de producción habrán aumentado hasta casi 700 bcm, de los cuales 600 bcm vendrán de EE.UU. En años posteriores, la producción de gas de esquisto en los Estados Unidos se estabilizará y en 2030 – 2035 pasará su pico como las reservas más atractivas se agotan (como fue el caso con la producción de hidrocarburos líquidos de los campos de esquisto en los Estados Unidos). Después de 2025, la producción global de gas de esquisto se expandirá, debido a la producción de otros países: se pronostica que la producción aumentará en Canadá, México y Argentina (a 175 bcm), en los países de Asia (a 100 bcm), y en África (a 25 bcm). Debido a las limitaciones geológicas, económicas y políticas, los volúmenes de producción de gas de esquisto en Europa y el CIS no excederán de 20 bcm" (ERIRAS, 2016, p. 118).

Según el GECF, el "Crecimiento general de la producción del 1.7% anual se espera hasta el 2040, y que la producción total alcance 5,427 bcm (billones de metros cúbicos) para esa fecha. Se espera que África crezca más rápido, aunque desde una base baja, mientras que América del Norte será el mayor contribuyente para el 2040 con una participación general del 28% de la producción mundial de gas." (GECF, 2018, p.142).

En tanto que el IEEJ indica que "La producción mundial de gas natural crecerá aproximadamente 1.7 veces entre el 2016 y 2050. Aunque las inversiones iniciales se retrasaron en 2014, debido a los débiles precios del petróleo crudo, recientemente recuperados en el 2017, liderando la producción de gas natural para embarcarse en una tendencia alcista constante." (IEEJ, 2019, p61).

Figura 4.18 Producción mundial de gas natural



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

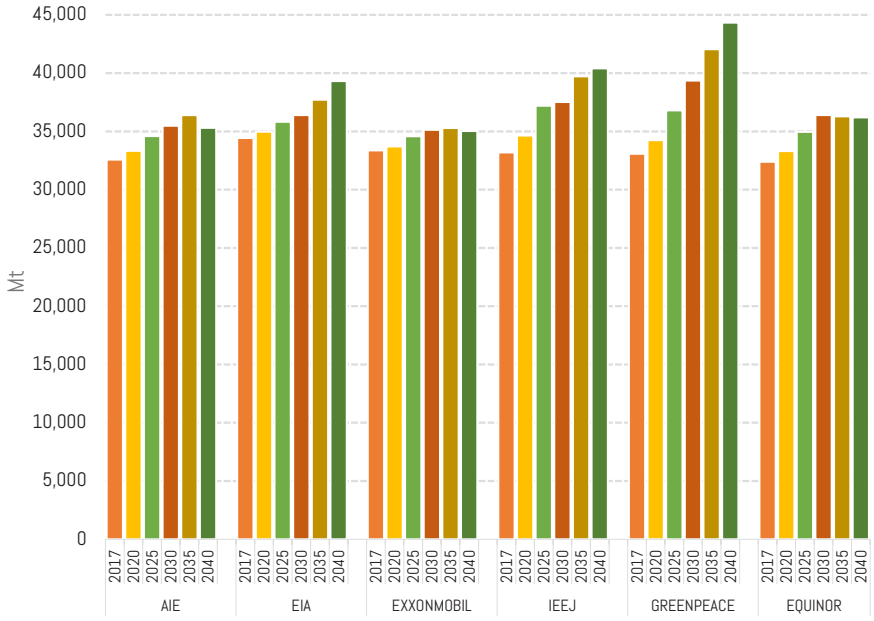
4.5 Emisiones de CO_2

Las emisiones totales de CO_2 a nivel mundial en el 2017 están en valores superiores a los 32,000 Mt en los estudios prospectivos analizados como se muestra en la **Figura 4.19**, evidenciándose una tendencia al aumento con una tasa de variación anual promedio de 1.68%, sin embargo, la AIE indica que las emisiones se reducirán pasando de 36,394 Mt en el 2035 a 35,304 Mt en el 2040; similar comportamiento se observa en las proyecciones de EQUINOR debido a la utilización de combustibles más eficientes y bajos en carbono como el gas natural.

La AIE indica que "Las emisiones directas de CO_2 aumentan alrededor de un 20% hasta 2040 en los sectores de la industria y el transporte. El crecimiento de la industria se produce a pesar de un aumento en el uso de electricidad y gas, a expensas del carbón, que reduce la intensidad de CO_2 del sector. El aumento de las ventas de automóviles eléctricos y las mejoras en la eficiencia de los vehículos y la logística limitan el crecimiento de las emisiones de CO_2 en el transporte por carretera a menos del 15%, pero las emisiones de CO_2 en otros modos de transporte aumentan en más del 40%. El sector de los edificios registra un ligero descenso en las emisiones directas, apoyado por el cambio de combustible a electricidad y gas y mejoras continuas de eficiencia." (AIE, 2018, p.46).

Por otra parte, el IEEJ señala que "Las emisiones mundiales de CO_2 relacionadas con la energía alcanzarán el punto máximo a mediados de la década de 2020 y comenzarán a disminuir gradualmente, alcanzando 28.7 Gt en 2050, una disminución de 1.7 Gt, o 6% desde 2010." (IEEJ, 2019, p12). Y "Por región, las emisiones de CO_2 de la OCDE se reducen en un 49% en 2050 a partir de 2010, mientras que las emisiones de la no-OCDE aumentarán en un 23% a partir de 2010. Las emisiones de la no-OCDE disminuirán después de alcanzar el punto máximo a mediados de la década de 2030." (IEEJ, 2019, p12).

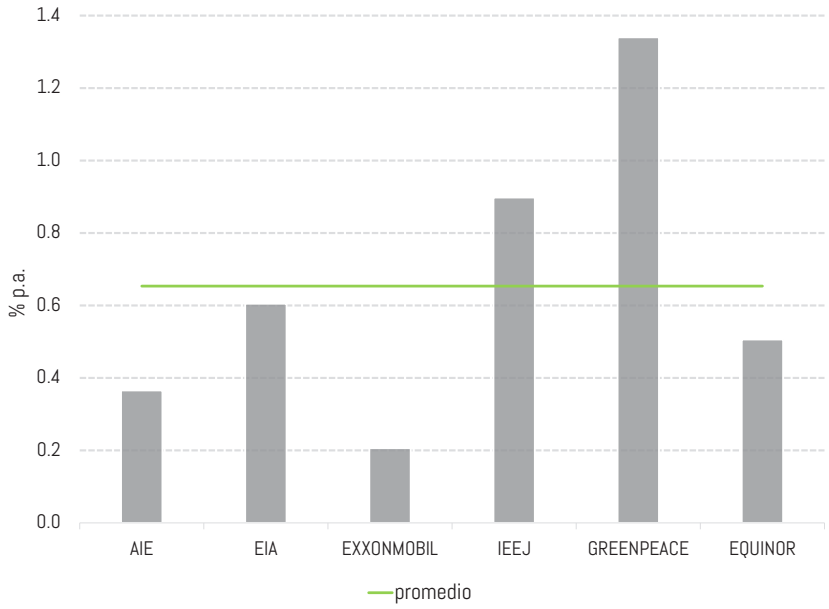
Figura 4.19 Emisiones mundiales de CO_2



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.34% de GREENPEACE y la más baja, de 0.21% de ExxonMobil; la tasa promedio por año para los 6 estudios es de 0.69% (**Figura 4.20**).

Figura 4.20 Tasa de variación de las emisiones mundiales de CO_2 (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

5. *RESULTADOS COMPARABLES CORRESPONDIENTES A AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE*

5.1 Consumo de energía primaria

De los 13 estudios prospectivos, 7 presentan información para ALC. Con relación al consumo de energía primaria, se analizará tanto por fuente de energía como por sector, basadas en las definiciones citadas en el 4.1 y 4.2 correspondiente a los resultados globales.

5.1.1 Por fuente de energía

Siete estudios prospectivos (AIE, ExxonMobil, IEEJ, WEC, ERIRAS, GREENPEACE y OLADE) presentan información sobre el consumo de energía primaria de ALC por fuente de energía. La tasa de variación promedio entre 2017 y 2040 es 1.93% para los 7 estudios, pasando de 742 Mtep en el 2017 a 1,109 Mtep en el 2040.

En la **Tabla 5.1** se presentan datos sobre el consumo de energía primaria para América Latina y el Caribe por cada estudio prospectivo.

Tabla 5.1 Consumo de energía primaria ALC

Mtep	2017	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	668	693	730	784	848	916
ExxonMobil	571	594	650	716	770	826
IEEJ	855	915	1,026	1,066	1,174	1,228
WEC	736	769	835	893	968	1,036
ERIRAS	717	737	792	855	919	977
GREENPEACE	772	813	898	983	1,067	1,142
OLADE	872	932	1,051	1,202	1,393	1,635

Fuente: Datos reportados por cada organismo internacional.

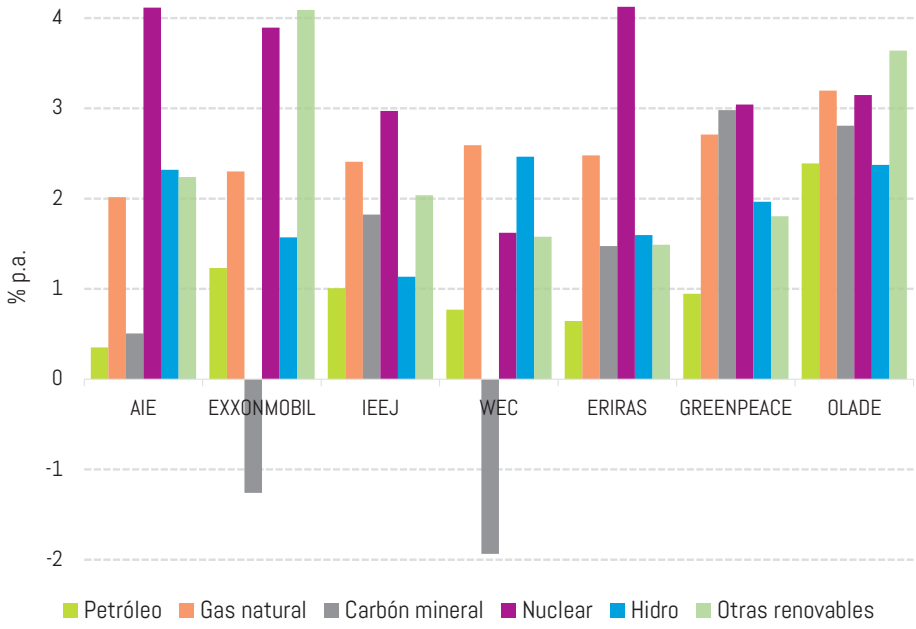
A continuación, se realiza una descripción de la situación del consumo de energía por fuente:

Petróleo

Mas del 40% del consumo primario de energía está dado por el petróleo y derivados en el 2017 y paulatinamente irá disminuyendo en el período de estudio (**Figura 5.1**), sin embargo, continuará teniendo la mayor participación. La ExxonMobil cita que "En general, se espera que la demanda de líquidos aumente alrededor de 16 millones de barriles por día para 2040 con casi todo el crecimiento en los mercados emergentes de Asia, África, Medio Oriente y América Latina." (ExxonMobil, 2019, p.30).

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.39% de OLADE y la más baja, de 0.35% de AIE y la tasa promedio por año para los 7 estudio de 1.05%.

Figura 5.1 ALC tasa de variación del consumo de energía primaria (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Gas natural

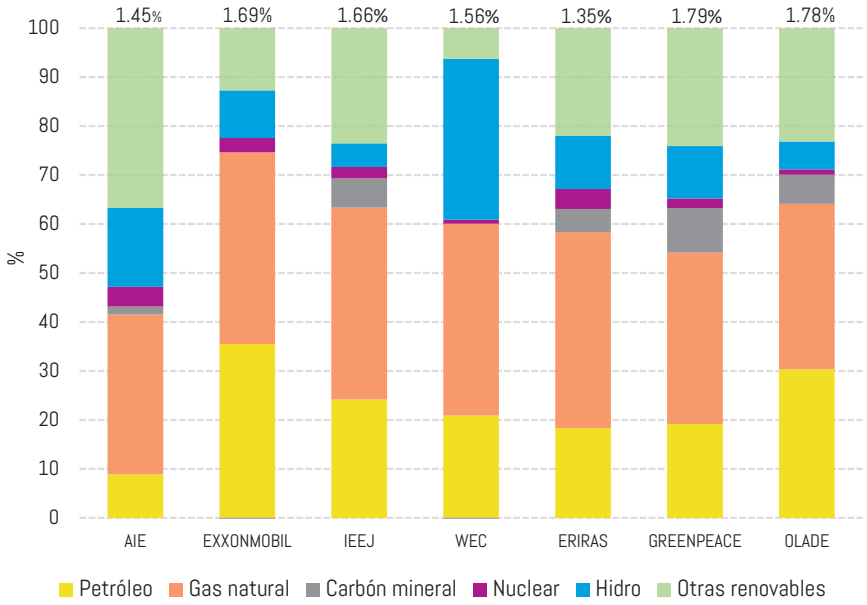
El gas natural continuará siendo la fuente de energía con la mayor contribución al crecimiento del consumo de energía primaria en ALC con un 24% en promedio para el período de estudio. Comparando las **Figuras 4.5** y la **5.2** podemos evidenciar que esta tendencia se mantiene tanto a nivel mundial como regional. Su tasa de variación es la más alta entre las fuentes de energía en seis estudios (excepto GREENPEACE en el cual predomina la electricidad).

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.20% de OLADE y la más baja, de 2.02% de AIE y la tasa promedio por año de los 7 estudios de 2.53%.

Todos los estudios prospectivos analizados indican que en el consumo primario de energía de ALC, la participación del gas natural seguirá aumentando, el GECF "pronostica que la demanda de gas natural en América Latina aumentará a una tasa promedio anual de 2.2% durante el período de perspectiva, un aumento general de 63%, de 178 bcm en 2017 a aproximadamente 291 bcm en 2040. Los principales impulsores del crecimiento son economías en desarrollo, un aumento de la población y precios de electricidad subsidiados que fomentan el consumo. El crecimiento de la demanda proviene principalmente de Chile (5.3%), Perú (3.9%), Brasil (3.1%) y Venezuela (2.0%) durante el período de pronóstico." (GECF, 2018, p.131).

En tanto que EQUINOR señala que "La demanda de gas en América Latina está aumentando, debido al crecimiento económico y al aumento de la demanda del sector eléctrico. El continente es rico en recursos de gas, aunque las regulaciones de precios no han podido proporcionar incentivos de inversión, lo que ha llevado a la dependencia de las importaciones de GNL. Brasil y Argentina están implementando marcos de política energética para atraer inversiones en el lado de la oferta." (EQUINOR, 2019, p.33).

Figura 5.2 ALC contribución al crecimiento del consumo de energía primaria (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Los números por encima de las barras corresponden a una tasa promedio anual de crecimiento del consumo de energía primaria ALC pronosticada en cada estudio prospectivo.

Carbón mineral

Todos los estudios prospectivos analizados indican que en el consumo primario de energía de ALC, la participación del carbón continuará disminuyendo. El IEEJ indica que "La producción de carbón aumentará de 7.3 Gt en 2016 a 9.1 Gt en 2050, liderada por el aumento en el consumo de carbón principalmente en Asia y por países no pertenecientes a la OCDE, como América Latina y África." (IEEJ, 2019, p.8). La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.98% correspondiente a GREENPEACE y la más baja, de -1.94% de WEC; la tasa promedio para los 7 estudios prospectivos es de 0.91% por año.

La WEC pronostica que en 2040 el uso del carbón para la energía primaria es menor que el de 2016. Otros outlooks prevén un aumento del carbón, pero la participación de carbón entre los combustibles es pequeña en comparación con otros combustibles fósiles y renovables (**Figura 4.23**) porque "el papel del carbón en ALC fuera de Colombia y Chile también será limitado" (WEC, 2017, p. 40).

Hidroenergía

Todos los estudios prospectivos analizados indican que en el consumo primario de energía de ALC, la participación de la hidroenergía continuará aumentando. Por citar como referencia el GECF indica que "América Latina tiene un gran potencial de las energías renovables gracias a la diversidad geológica de la región. Por ejemplo, la energía hidroeléctrica bien desarrollada ha hecho de esta energía renovable una fuente clave de generación de energía en algunas partes del continente, específicamente en Brasil." (GECF, 2018, p.157).

La hidroenergía en el consumo de energía primaria ocupa el cuarto lugar en importancia de participación y como se observa en la **Figura 4.24** se muestra que durante el período de estudio habrá un mayor incremento, sin embargo, su participación disminuirá por una mayor penetración del gas natural especialmente en el 2040. La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.47% correspondiente a la WEC y la más baja, de 1.13% de IEEJ y la tasa promedio por año para los 7 estudios es de 1.92%.

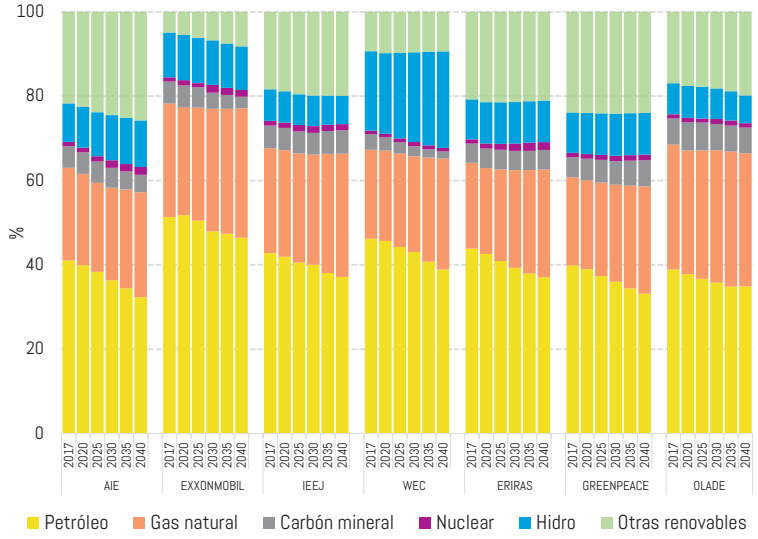
Nuclear

Todos los estudios prospectivos analizados indican que en el consumo primario de energía de ALC, la participación de nuclear seguirá creciendo gradualmente. Según el IEEJ, "A partir de 2030, los países de Medio Oriente, África, América Latina y otros, que hasta ahora tienen poca exposición a la generación de energía nuclear, crecerán como generadores de energía nuclear." (IEEJ, 2019, p.74).

La energía nuclear tiene un papel muy limitado en la región de ALC en 2017 y esta tendencia se mantiene hasta el 2040. La participación de la energía nuclear en el consumo de energía primaria es baja para todo el período de estudio (**Figura 5.3**).

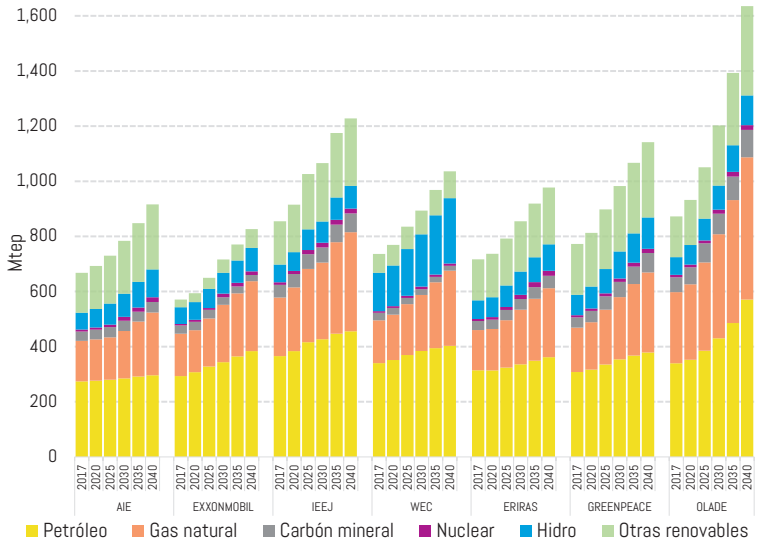
La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.12% de ERIRAS y la más baja, de 1.62% de WEC; la tasa promedio es de 3.27% por año para los 7 estudios.

Figura 5.3 Participación del consumo de energía primaria por fuente de energía para ALC



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Figura 5.4 ALC consumo de energía primaria por fuente de energía



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Renovables

Todos los estudios prospectivos analizados indican que en el consumo primario de energía de ALC, la participación de renovables continuará aumentando. La AIE indica que "De 2017 a 2025, el uso de biocombustibles en todo el mundo aumenta a una tasa del 5% cada año, influenciado por la extensión a 2030 de las directrices sobre energías renovables en la Unión Europea y las políticas para promover los biocombustibles en el transporte en América Latina, Estados Unidos y China." (AIE, 2019, p.268).

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.09% de EXXONMOBIL y la más baja, de 1.49% de ERIRAS; la tasa promedio por año para los 7 estudios es de 2.41%.

Cinco de los seis estudios analizados indican que las energías renovables tendrán la mayor contribución en el crecimiento del consumo primario de ALC con una tasa promedio interanual para el período 2017 – 2040 del 22.06% en tanto que OLADE pronostica que será el gas natural.

5.2 Consumo final de energía final

Cinco estudios analizados (AIE, IEEJ, WEC, GREENPEACE y OLADE) proporcionan información sobre el consumo de final energía de ALC por combustible o sector. La tasa de variación promedio entre 2017 y 2040 es 2.04%, pasando de 573 Mtep en el 2017 a 873 Mtep en el 2040.

En la **tabla 5.2** se presentan datos sobre consumo final de energía para cada uno de los outlooks analizados.

Tabla 5.2 ALC consumo final de energía

Mtep	2017	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	495	548	558	599	649	693
IEEJ	620	654	715	768	825	875
WEC	556	582	639	690	745	794
GREENPEACE	559	590	658	726	771	847
OLADE	636	677	758	861	989	1,154

Fuente: Datos reportados por cada organismo internacional.

A continuación, se realiza una descripción de la situación del consumo final de energía por tipo de combustible.

5.2.1 Por tipo de combustible

Petróleo y derivados

El petróleo y sus derivados mantienen su papel protagónico en el consumo final de energía durante el período de investigación, aunque su porcentaje de participación disminuye continuamente, ya que las participaciones de otras fuentes como el gas natural y la electricidad aumentan. Sin embargo, el IEEJ y la OLADE pronostican que tendrán la mayor contribución en el crecimiento del consumo final con el 37.3% y 42.3% respectivamente.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.47% de OLADE y la más baja, de 0.67% de AIE; la tasa promedio para los 5 estudios prospectivos es de 1.26% por año.

Gas natural

El gas natural es el tercer combustible más utilizado en la demanda final de energía y tiene una participación superior al 12% en el 2017, alcanzando en los 2040 valores cercanos al 19% como en el caso de WEC que presenta la mayor participación de todos los estudios prospectivos analizados para este quinquenio. La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.31% correspondiente a la WEC y la más baja, de 1.83% de IEEJ; la tasa promedio por año para los 5 estudios de 2.49%.

El GECF indica que "La demanda de gas natural en Brasil ha aumentado significativamente a una tasa de crecimiento promedio de 7.4% anual, de 11 bcm en 2000 a 38 bcm en 2017. Durante el período de estudio, el GECF pronostica que el consumo de gas alcanzará 76 bcm para 2040 con una tasa de crecimiento constante del 3.1% por año. Este volumen permitirá a Brasil consolidar su posición como el mayor consumidor de gas en América Latina." (GECF, 2019, p132).

Carbón mineral

En el mundo, el carbón mineral es uno de los energéticos más consumidos a nivel sectorial y para generación eléctrica especialmente en los países no OCDE, en tanto que en ALC es uno de los energéticos con menor participación en el consumo final total y que va aumentando ligeramente en el período de estudio para la mayor parte de los outlooks a excepción de WEC que a partir del 2030 presenta una reducción.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.27% de OLADE y la más baja, de -0.59% de WEC; la tasa promedio por año para los 5 estudios es de 1.86%.

Electricidad

La electricidad es el segundo energético más consumido en la región, con una participación promedio en el 2017 del 18.3% respecto al total de combustibles consumidos para generación eléctrica, alcanzando valores en el 2040 del 21.8%.

En la región, la matriz eléctrica está predominada por la hidroenergía la cual tiene una participación en el 2017 superior al 45% seguida de la generación con productos energéticos derivados del petróleo (principalmente diésel y fuel oil), nuclear 2% y el resto con fuentes renovables (térmica renovable (biogás); geotermia, eólica y solar). (OLADE, Panorama Energético 2018, p.44).

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.63% de OLADE y la más baja, de 2.36% de WEC; la tasa promedio por año para los 5 estudios de 2.77%.

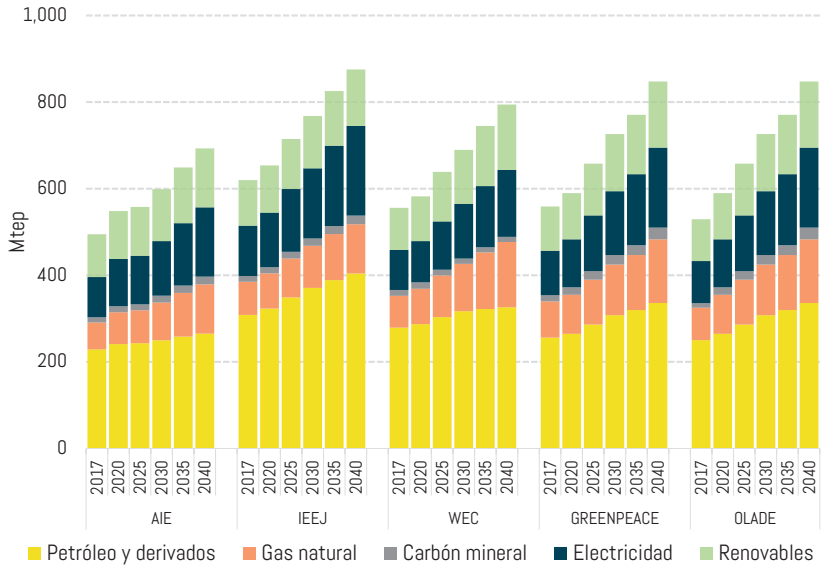
Renovables

Las renovables tienen una contribución significativa en el consumo primario de energía con una participación promedio del 18% al 2017 para los 5 estudios prospectivos analizados y la cual se reducirá en el 2040 al 17.83%; esta tendencia se indica en 4 estudios a excepción de OLADE que señala que habrá un incremento del 3.8%.

La energía eólica y solar tendrán un rápido incremento, por ejemplo, el GECF indica que "Según el Plan de Desarrollo Energético, emitido en 2017, se prevé un rápido desarrollo de energías renovables (eólica y solar) en Brasil." (GECF, 2019, p.133).

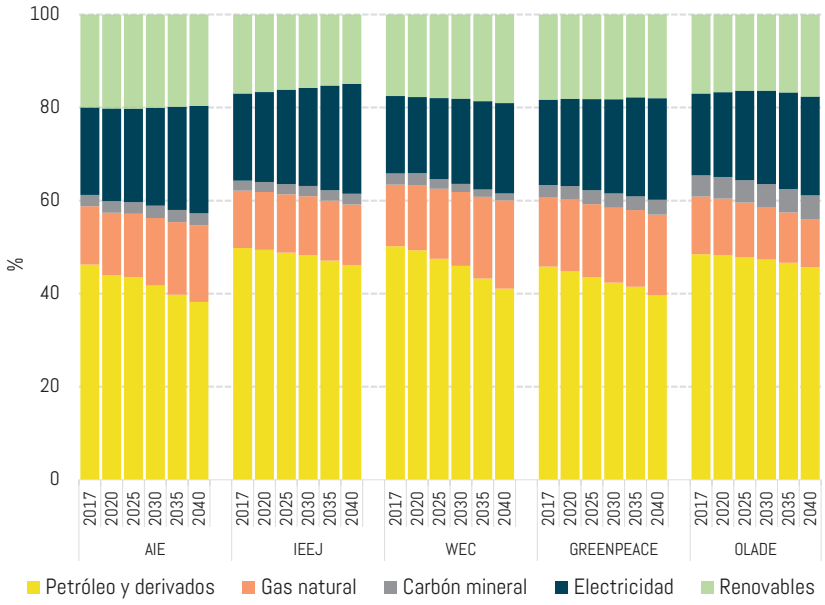
La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.92% de OLADE y la más baja, de 0.97% de IEEJ; la tasa promedio por año para los 5 estudios es de 1.84%.

Figura 5.5 ALC consumo final de energía por combustible



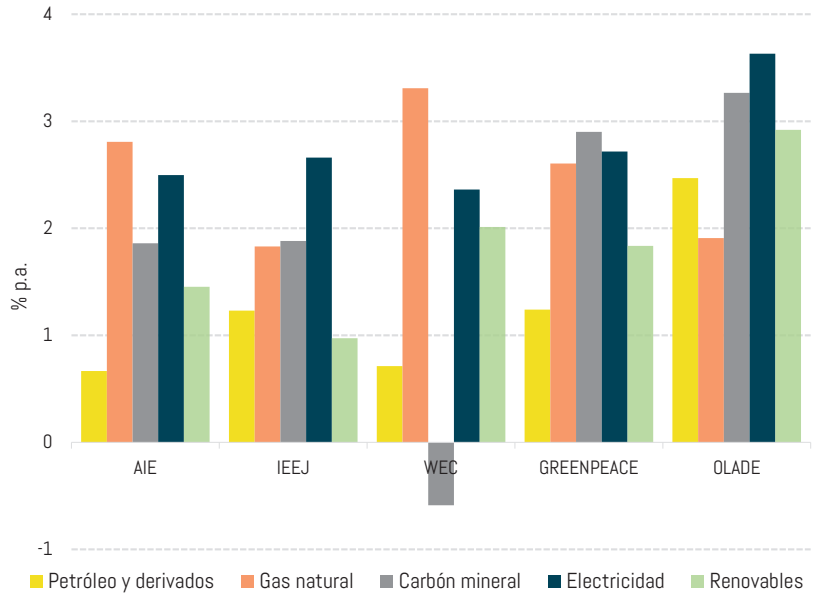
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Renovables incluyen: bioenergía, calor y otros (IAIE); calor, hidrógeno y otros (IEEJ); calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).

Figura 5.6 ALC participación del consumo final de energía por tipo de combustible



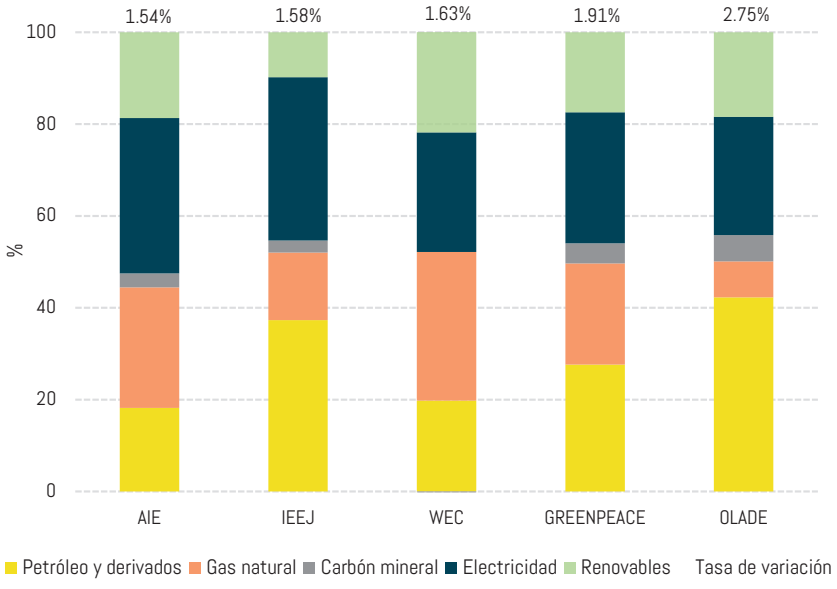
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Renovables incluyen: bioenergía, calor y otros (IAIE); calor, hidrógeno y otros (IEEJ); calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).

Figura 5.7 ALC Tasa de variación del consumo final de energía por tipo de combustible (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Renovables incluyen: bioenergía, calor y otros (IAIE); calor, hidrógeno y otros (IEEJ); calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).

Figura 5.8 Contribución al crecimiento del consumo final de energía por tipo de combustible ALC (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Renovables incluyen: bioenergía, calor y otros (IAIE); calor, hidrógeno y otros (IEEJ); calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC); solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).
Los números por encima de las barras corresponden a la tasa de variación anual promedio del consumo final de energía de ALC pronosticado en cada Outlook.

5.2.2 Por sector

El sector transporte tiene la mayor participación en el consumo final seguido de la industria. De acuerdo a las proyecciones de los 5 organismos que presentan información para ALC, durante el período 2017 – 2040 el consumo en la industria aumentará en tanto que en el transporte disminuirá, similar tendencia se presenta a nivel mundial, debido al empleo de tecnologías más limpias y eficientes. Según GECF, "En América Latina, en 2040, el sector de generación de energía utilizará el 41% (aproximadamente 119 bcm) de gas, seguido por el sector industrial (25% o 72 bcm), el sector doméstico (28 bcm o 9%), el sector de transporte (17 bcm o 6%), sector de materia prima (5% o 16 bcm) y sector de refinería (4% o 12 bcm)." (GECF, 2018, p.400).

A continuación, se realiza una descripción de la situación del consumo de energía por sector:

Transporte

Durante el período 2017 - 2040 el sector transporte mantendrá la mayor participación respecto al consumo final, a pesar de que su consumo irá disminuyendo. La tasa de variación media anual acumulada más alta registrada es de 3.29% correspondiente a OLADE y la más baja, de 1.29% de WEC; la tasa promedio por año para los 5 estudios es de 1.80%.

La utilización de gasolina y diésel disminuirá debido a la diversificación del parque vehicular a través del empleo del Gas Natural Comprimido Vehicular, biocombustibles y electricidad. El IEEJ indica que "En Brasil, el consumo de biocombustibles se expandirá con fuerza gracias a la difusión de vehículos de combustible flexible que pueden usar tanto etanol como gasolina." (IEEJ, 2019, p.76).

Por otro lado, según el GECF, "Argentina también es uno de los mercados más grandes del mundo para vehículos a gas. Gracias a una política de apoyo al uso de gas en este sector a través de tasas impositivas más bajas en comparación con la gasolina, y la disponibilidad de estaciones de servicio de GNC, se espera que el consumo en el sector del transporte aumente de 4 bcm en el 2017 a aproximadamente 5.5 bcm en el 2040." (GECF, 2018, p.132).

Industria

La industria en ALC, es el segundo sector económico con mayor participación en el consumo final de energía, pasando en promedio para los 5 estudios analizados de 182 Mtep en el 2017 a 280 Mtep en el 2040, con un incremento interanual superior al 53% y será el sector con mayor contribución al crecimiento del consumo final a excepción de las proyecciones de la OLADE, las cuales señalan al sector transporte.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.32% de la OLADE y la más baja, de 1.71% de AIE y la tasa promedio por año para los 5 estudios prospectivos es de 1.94%.

La industria será diversificada principalmente con el gas natural. Por ejemplo, el GECF indica que "En Argentina, el aumento en la demanda de gas será impulsado por los sectores doméstico (particularmente residencial y comercial) e industrial. El sector industrial, que consume el tercer volumen de gas más grande con más de 12 bcm en 2017, representará 16 bcm (22%) de la demanda total de gas en 2040. Los usuarios claves son los sectores de hierro y acero, productos químicos y minerales." (GECF, 2018, p.132).

Otros

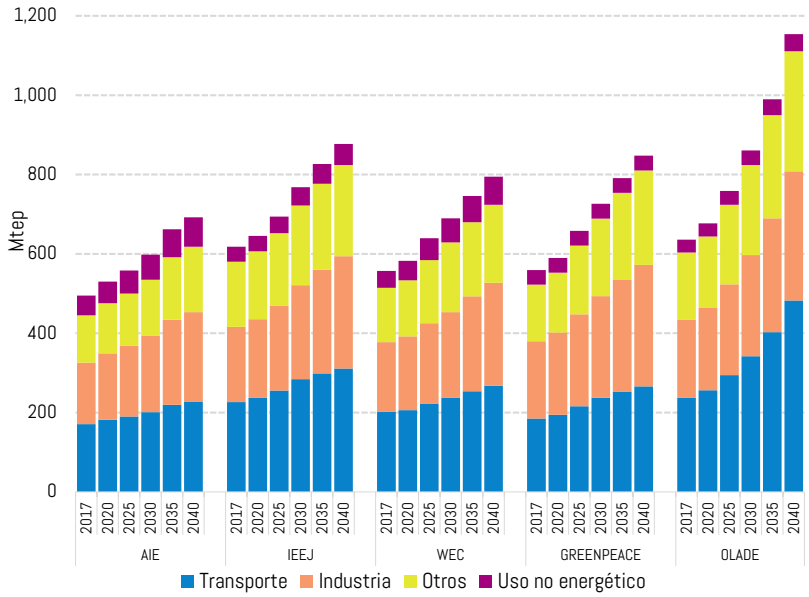
Este sector es el tercero con mayor participación en el consumo final de energía en promedio para los 5 estudios analizados, pasando de 147 Mtep en el 2017 a 226 Mtep en el 2040 con un incremento del 54%. La OLADE señala que este sector tiene la tasa de variación más alta entre los sectores de consumo final de energía.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.65% (OLADE) y la más baja, de 1.50% (AIE); la tasa promedio para los 5 estudios prospectivos de 1.94% por año.

Uso no energético

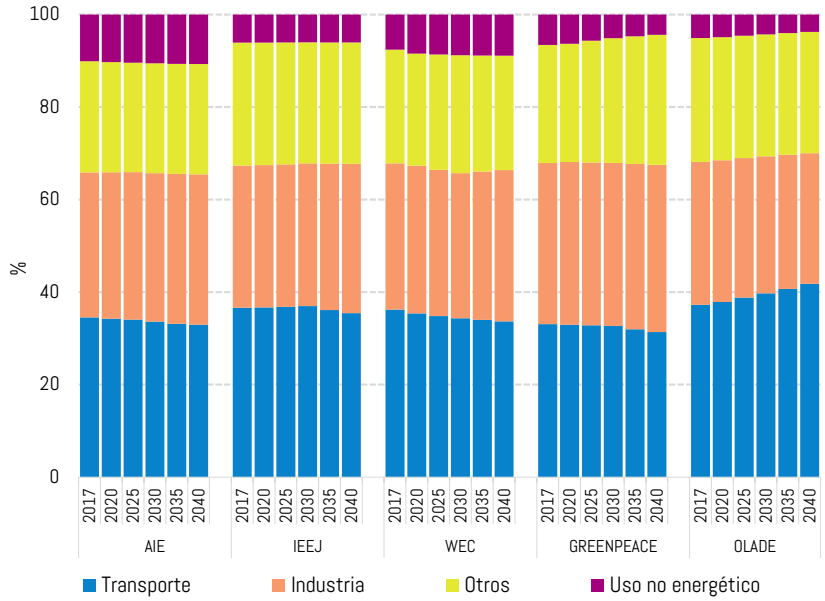
El uso no energético tiene la menor contribución en el consumo final pasando en promedio de 40 Mtep en el 2017 a 56 Mtep en el 2040. La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.36% de la WEC y la más baja, de 0.05% de GREENPEACE; la tasa promedio es de 1.43%.

Figura 5.9 ALC consumo final de energía por sector



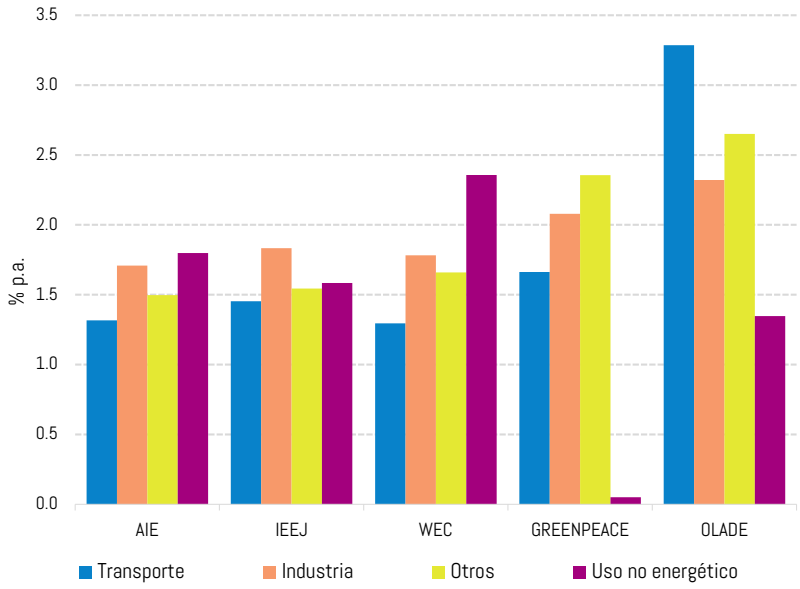
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para IEA, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.

Figura 5.10 ALC participación del consumo final de energía por sector



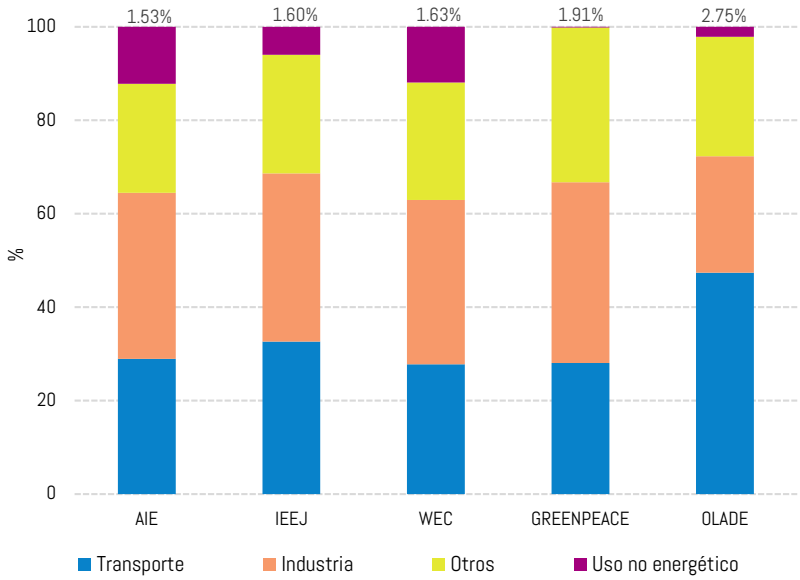
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para IEA, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.

Figura 5.11 ALC Tasa de variación del consumo final de energía por sector (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para IEA, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.

Figura 5.12 ALC contribución al crecimiento del consumo final de energía por sector (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para IEA, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.
Los números por encima de las barras corresponden a la tasa de variación anual promedio del consumo final de energía de LAC pronosticado en cada Outlook.

5.3 Generación eléctrica

Los 5 estudios prospectivos (AIE, IEEJ, WEC, ERIRAS, GREENPEACE y OLADE) ofrecen información sobre la generación eléctrica de ALC. La tasa de variación promedio entre 2017 y 2040 es 2.6%, pasando de 1,465 TWh en el 2017 a 2,607 TWh en el 2040. En la **tabla 5.3** se presenta la generación eléctrica para ALC.

Tabla 5.3 ALC generación eléctrica

TWh	2017	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	1,358	1,452	1,606	1,804	2,052	2,283
IEEJ	1,658	1,792	2,045	2,300	2,602	2,895
WEC	1,354	1,425	1,633	1,870	2,060	2,245
ERIRAS	1,350	1,411	1,577	1,747	1,914	2,072
GREENPEACE	1,453	1,567	1,818	2,067	2,332	2,574
OLADE	1,614	1,808	2,133	2,524	2,996	3,571

Fuente: Datos reportados por cada organismo internacional.

5.3.1 Por tipo de combustible

A continuación, se presenta el análisis de la generación eléctrica por fuente de energía:

Hidroenergía

Cinco estudios prospectivos (IEEJ, WEC, ERIRAS, GREENPACE y OLADE) presentan información sobre hidroenergía; en tanto que la AIE tiene incluido en Otras renovables.

La hidroenergía durante el período de análisis continúa teniendo la mayor participación entre las fuentes energéticas utilizadas para producir electricidad. Sin embargo, va disminuyendo debido a una mayor generación con gas natural y fuentes renovables. El IEEJ indica que a partir del 2035 la generación con gas natural supera al de todos los demás combustibles empleados, caso contrario a lo que señalan los demás estudios.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.49% de la OLADE y la más baja, de 1.19% el IEEJ; la tasa promedio por año para los 6 estudios prospectivos es de 1.71%.

Gas natural

El gas natural muestra la segunda mayor participación entre seis combustibles para la generación eléctrica en ALC. El IEEJ prevé que va a contribuir más al crecimiento de la generación eléctrica. Otros cinco outlooks predicen también una contribución significativa, con un promedio de 20.34% en el 2017 y en el 2040 alcanzará valores superiores al 26%.

De los estudios analizados, las proyecciones de la OLADE son las más altas indicando que en el 2017, el gas natural tiene una participación del 26.5% en el 2017 y al 2040 será de 34.3%. La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.90% correspondiente al estudio de OLADE y la más baja es de 2.58% de AIE; la tasa promedio por año para los 6 estudios prospectivos es de 3.82%.

Por ejemplo, el GECF pronostica que "La demanda de gas en Brasil liderará abrumadoramente el sector eléctrico, ya que se espera que el consumo de electricidad sea más del doble (de 637 TWh en el 2017 a aproximadamente 1,271 TWh en 2040)." (GECF, 2019, p.132).

Renovables

La participación de las renovables para generar electricidad en el 2040 será de casi el doble. Más allá del 2030, se prevé que la energía eólica, la energía solar y otras renovables serán el factor dominante del crecimiento de la generación de energía conjuntamente con el gas natural, promovido principalmente por países del Cono Sur.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 6.81% de OLADE y la más baja, de 2.39% de GREENPEACE; la tasa promedio por año para los 6 estudios prospectivos es de 4.92%.

Petróleo y derivados

El consumo de derivados de petróleo para generación de electricidad se reduce aproximadamente a un tercio hasta el 2040.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 0.66% de OLADE y la más baja de -3.44% de la AIE; la tasa promedio por año para los 6 estudios prospectivos de -1.90%.

Carbón mineral

La utilización de carbón mineral en la matriz de generación eléctrica es reducida con respecto al resto de combustibles empleados. De acuerdo, a las proyecciones presentadas, su participación disminuirá al 2040 a excepción de las del IEEJ que indican un aumento, pasando de 109 GWh en el 2017 a 191 TWh en el 2040.

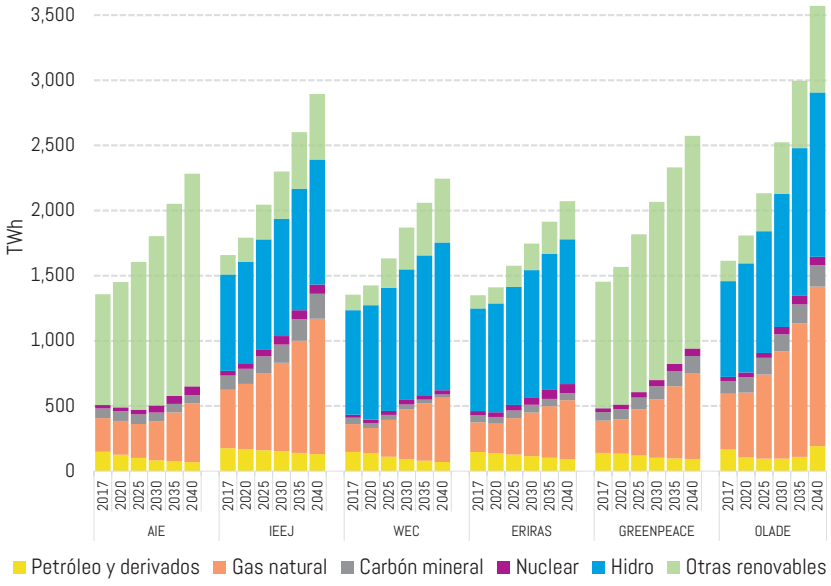
La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.42% de GREENPEACE y la más baja, de -3.01% de WEC; la tasa promedio por año para los 6 estudios es de 0.75%.

Nuclear

La generaciónón eléctrica con energía nuclear es menor al 3% respecto al total. Las proyecciones indican que durante el período de análisis habrá un mayor desarrollo con esta tecnología, sin embargo, será continuará siendo reducida con relación a los demás energéticos.

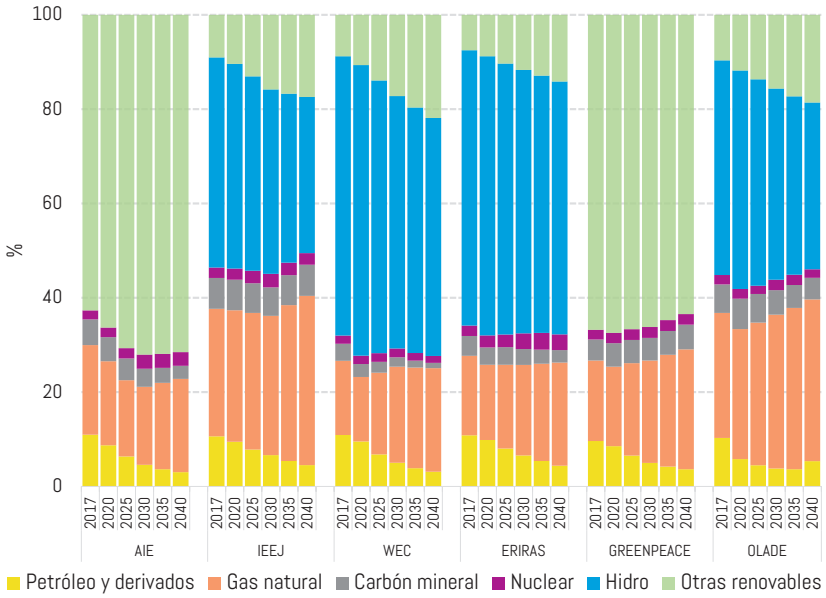
La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.33% de AIE y la más baja, de 1.59% de WEC; la tasa promedio anual para los 6 estudios prospectivos es de 3.18%.

Figura 5.13 ALC generación eléctrica por fuente de energía



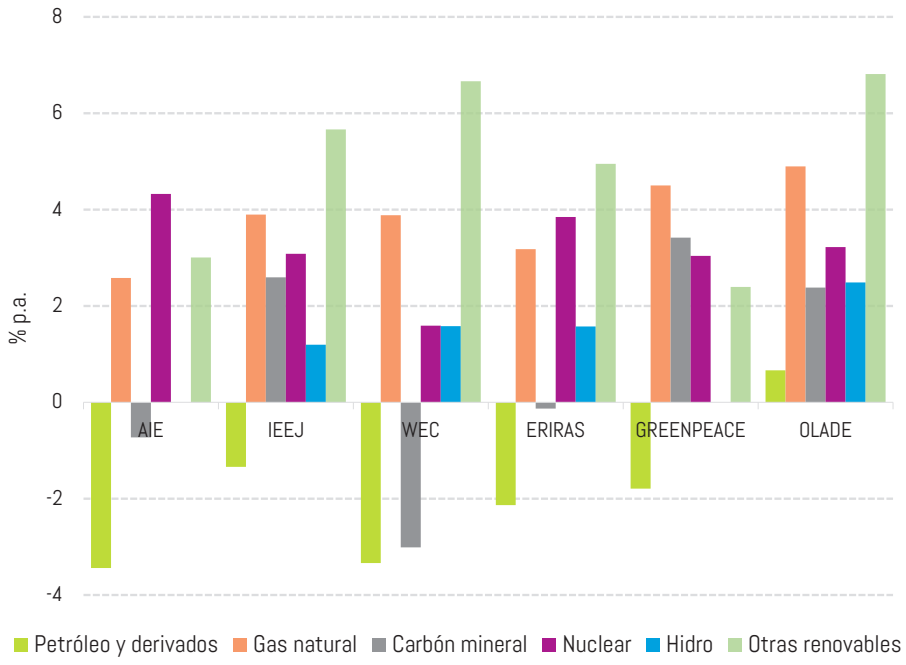
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Figura 5.14 ALC participación de la generación eléctrica por fuente de energía



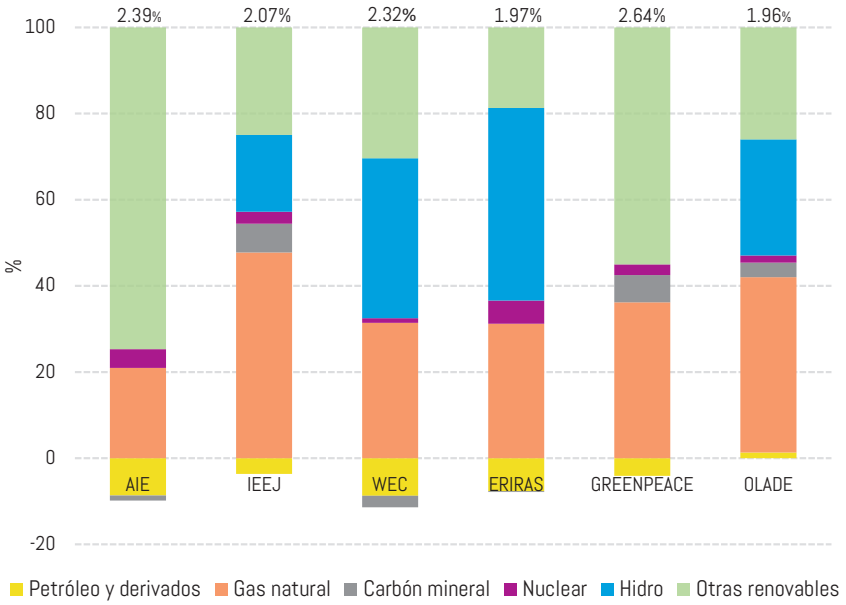
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Figura 5.15 ALC tasa de variación de la generación eléctrica por fuente de energía (2017 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.

Figura 5.16 ALC contribución al crecimiento de la generación eléctrica por fuente de energía (2017 – 2040)



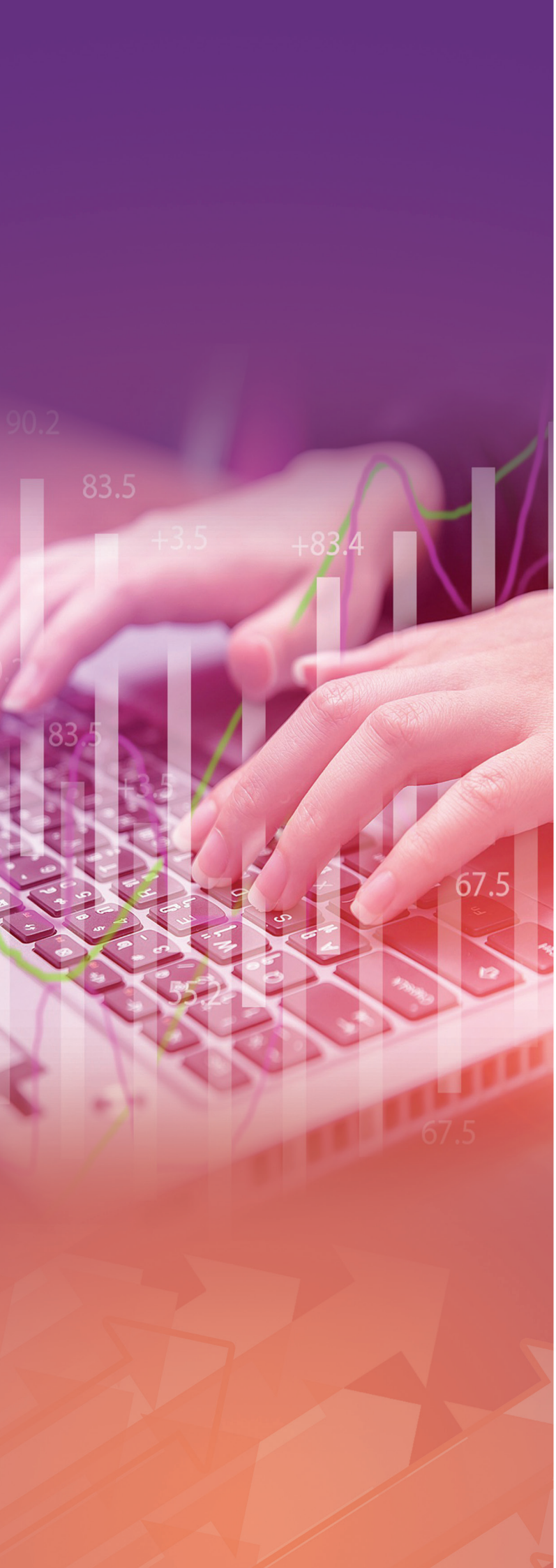
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organismos internacionales.
Los números por encima de las barras corresponde a la tasa de variación media anual crecimiento de la generación de energía de ALC pronosticada en cada Outlook.

6. CONSIDERACIONES FINALES

A pesar de las altas expectativas que tienen las energías renovables a nivel mundial, los combustibles fósiles seguirán siendo la principal fuente de suministro para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía en el futuro. A nivel global, el consumo de carbón mineral se reducirá por la sustitución con gas natural especialmente en la generación eléctrica, sectores industrial y transporte.

Como resultado de las políticas y programas de los países para el desarrollo de su sector energético, América Latina y el Caribe cuenta con una matriz energética diversificada y limpia (presenta altos índices de participación de fuentes renovables en comparación con otras regiones del mundo) y en el futuro tiene una alta penetración el gas natural, por lo que es necesario la creación de un mercado integrado.

Las proyecciones presentadas en este documento constituyen una aproximación la cual permite tener una visión integral de los diferentes resultados realizados por los diferentes organismos internacionales y los cuales han sido procesados de acuerdo a la información disponible a fin de que sea comparable. Sin embargo, como se observa hay diferencias significativas en algunas variables debido a las hipótesis que se emplean para realizar las proyecciones y construir los diferentes escenarios de análisis.



Prospectiva energética de América Latina y el Caribe

Prospectiva energética de América Latina y el Caribe (2017 - 2040)

1. INTRODUCCIÓN

Desde principios de la presente década, el mercado de gas natural en la región de América Latina y el Caribe se ha acelerado, principalmente gracias al sector de la generación eléctrica. Este mercado ha sido impulsado por un precio competitivo del gas natural frente a los derivados del petróleo, una cada vez mayor versatilidad tecnológica para su transporte y utilización, una potencial oferta en crecimiento proveniente tanto de yacimientos convencionales como no convencionales y unas condiciones de combustión mucho más limpias (en términos de emisiones de CO_2) en comparación con la de los combustibles líquidos y sólidos de origen fósil. Es así como la penetración del gas natural en la matriz energética de algunos países, ha llegado a considerarse como una estrategia más de desarrollo energético sostenible.

El ejercicio de prospectiva energética que se presenta a continuación, se encuentra orientado al análisis de una mayor penetración de gas natural en la matriz energética de los países de ALC, respecto a las tendencias actuales. De esta manera, se evalúa la sustitución parcial de los combustibles líquidos derivados del petróleo y sólidos de origen fósil como el carbón mineral y el coque, tanto en los principales sectores de consumo final, como en el sector de la generación eléctrica.

El análisis se basa en la comparación de dos escenarios energéticos para el período de proyección 2017-2040. El primero corresponde a un "Escenario de Políticas Actuales (EPA)", el cual refleja los planes y políticas vigentes de expansión del sector energético de los Países Miembros de OLADE y constituye la línea base o de referencia del estudio. El segundo caso recae en un "Escenario de Gasificación Alta (EGA), que simula una mayor penetración del gas natural en la matriz energética de los países, desplazando combustibles derivados del petróleo, como el GLP, la gasolina, el diésel oil y el fuel oil, además de combustibles sólidos como el carbón mineral y el coque. Esta sustitución se realiza específicamente en el transporte, la industria y el sector residencial, así como en la generación eléctrica, donde centrales a gas natural (principalmente de ciclo combinado) remplazan turbinas a gas, turbinas a vapor y motores de combustión interna, cuyo combustible principal es diésel oil, fuel oil, carbón mineral o coque.

Para efecto del estudio, la región de ALC se ha dividió en 4 subregiones y 2 países analizados individualmente:

- Brasil
- México
- 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, Granada, Guyana, Haití, Jamaica, República Dominicana, Suriname y Trinidad y Tobago)

Los escenarios prospectivos se construyeron utilizando el Modelo de Simulación y Análisis de la Matriz Energética – SAME, desarrollado por OLADE.

2. PREMISAS GENERALES DE LOS ESCENARIOS ANALIZADOS

2.1 Escenario de Políticas Actuales EPA

Las premisas generales utilizadas para la construcción del Escenario de Políticas Actuales (EPA), el cual constituye la línea base del análisis prospectivo, son las siguientes:

- El consumo final de las diferentes fuentes energéticas, en los diferentes sectores socio-económicos, se proyectó utilizando tasas promedio de crecimiento anual, ya sea extraídas de los planes de expansión del sector energético disponibles en algunos países, o en su defecto, mediante regresiones logarítmicas lineales de series históricas de los últimos 10 años (2007-2017), obtenidas del Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe de OLADE (sieLAC).
- Para los casos en que los planes de expansión contemplan más de un escenario de proyección del consumo, se seleccionó el definido como escenario medio, recomendado o de referencia.
- La oferta de electricidad se proyecta con base en los cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada, considerados en los planes de expansión de los países. Para los años del horizonte de estudio que sobrepasan los períodos de proyección de dichos planes, se extendieron los cronogramas conservando las tendencias de instalación identificadas.
- El orden de despacho de las tecnologías de oferta de electricidad en cada subregión, responde principalmente a un criterio económico, aunque también por consideraciones de tipo ambiental y tecnológico, las energías renovables son priorizadas en dicho despacho.
- La oferta total de cada fuente de energía se determina en función de la demanda de dicha fuente, estableciendo el equilibrio en el balance energético en cada año de proyección.

2.2 Escenario de Gasificación Alta (EGA)

El escenario EGA, constituye una ramificación del escenario EPA, a partir del año 2020, en el cual se simula una penetración más acelerada del gas natural, tanto en los principales sectores socio-económicos, como en la matriz de generación eléctrica. Las premisas consideradas para este escenario son las siguientes:

- Los sectores de consumo final, seleccionados para simular la mayor penetración de gas natural son el transporte, la industria y el residencial.
- La penetración de gas natural en cada sector de consumo seleccionado, tiene como objetivo, sustituir parcialmente combustibles líquidos derivados del petróleo y combustibles sólidos con altos factores de emisión de CO_2, como es el caso del carbón mineral y el coque.
- La penetración de gas natural arranca en el año 2020 y evoluciona progresivamente hasta el año 2040, hasta alcanzar metas predeterminadas de sustitución de los combustibles líquidos y sólidos ya mencionados, con respecto a los consumos proyectados en el escenario EPA.
- La sustitución, de combustibles se realiza conservando el mismo abastecimiento de energía útil en cada sector de consumo, durante todo el período de proyección.
- Las metas y los combustibles sustituidos dependen de la importancia de estos productos energéticos en la matriz de consumo sectorial de cada país o subregión y de la facilidad de sustitución por gas natural. Dichas metas se pueden observar en la **Tabla 2.1**.

Tabla 2.1. Metas de sustitución de combustibles líquidos y sólidos por gas natural al año 2040, EGA

País o subregión	Sector de consumo	Diésel Oil	Gasolina	Fuel Oil	GLP	Coque	Carbón Mineral
Brasil	Transporte	20%	10%				
	Industrial			20%		20%	
	Residencial				20%		
México	Transporte	20%	10%				
	Industrial	20%				20%	20%
	Residencial				20%		
América Central	Transporte	20%	10%				
	Industrial	20%			20%		
	Residencial				20%		
Zona Andina	Transporte	20%	10%				
	Industrial	20%		20%			20%
	Residencial				20%		
Cono Sur	Transporte	20%	10%				
	Industrial	20%					
	Residencial				20%		
El Caribe	Transporte	20%	10%				
	Industrial	20%				20%	
	Residencial				20%		

Fuente: Elaboración propia

3. RESULTADOS COMPARATIVOS DE LOS ESCENARIOS EPA Y EGA DEL EJERCICIO DE PROSPECTIVA ENERGÉTICA (2017 - 2040)

3.1 Brasil

3.1.1 Proyección del consumo final de energía

En la proyección del consumo final de energía de Brasil, basada en el Plan Decenal de Energía (2017-2027), las fuentes con mayor crecimiento son la biomasa y la electricidad. El gas natural ocupa un tercer puesto en tasa de crecimiento anual, la misma que duplica a la de los combustibles derivados del petróleo y es superior a la del carbón mineral y coque **(Tabla 3.1)**.

De acuerdo a las premisas de sustitución de fuentes, simuladas en el escenario de gasificación alta (EGA), el gas natural crecería a una tasa promedio anual de (5.6%), permitiendo un ahorro total en el consumo de energía anual de cerca de 4,000 ktep, en el año 2040. Esto, gracias a la mayor eficiencia de esta fuente, respecto a los combustibles que reemplaza **(Tabla 3.2)**.

Tabla 3.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	102,915	107,980	117,199	127,493	138,991	151,845	1.7%
Gas natural	11,903	13,122	15,469	18,282	21,664	25,741	3.4%
Carbón mineral y coque	11,377	12,471	14,554	17,011	19,912	23,340	3.2%
Biomasa	62,989	67,920	78,447	93,246	114,908	147,886	3.8%
Electricidad	42,756	47,459	56,522	67,393	80,457	96,195	3.6%
TOTAL	231,940	248,952	282,191	323,424	375,932	445,008	2.9%

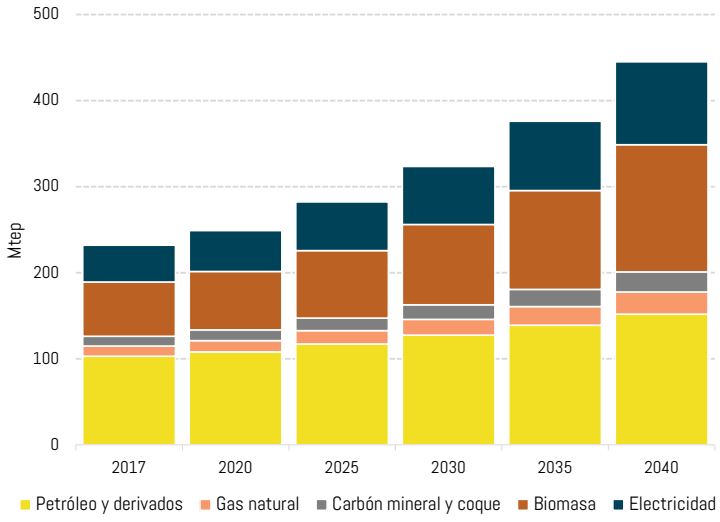
Fuente: Proyección con base en el Plan decenal de expansión de energía 2017 - 2027 (PDE 2027)

Tabla 3.2. Proyección del consumo final de energía en Brasil, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	102,915	107,980	114,967	121,921	128,647	135,058	1.2%
Gas natural	11,903	13,122	17,094	22,650	30,554	41,947	5.6%
Carbón mineral y coque	11,377	12,471	14,009	15,735	17,672	19,843	2.4%
Biomasa	62,989	67,920	79,000	94,279	116,010	147,886	3.8%
Electricidad	42,756	47,459	56,689	67,678	80,731	96,195	3.6%
TOTAL	231,940	248,952	281,759	322,263	373,613	440,929	2.8%

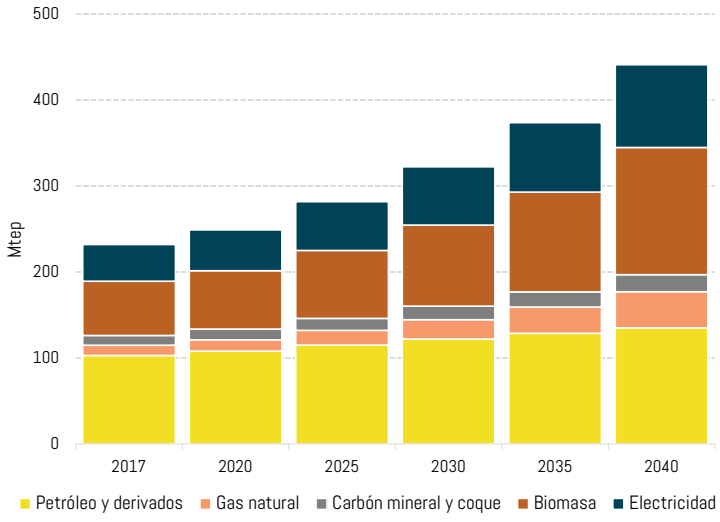
Fuente: Elaboración propia

Figura 3.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil, EPA



Fuente: Proyección con base en el Plan decenal de expansión de energía 2017 - 2027 (PDE 2027)

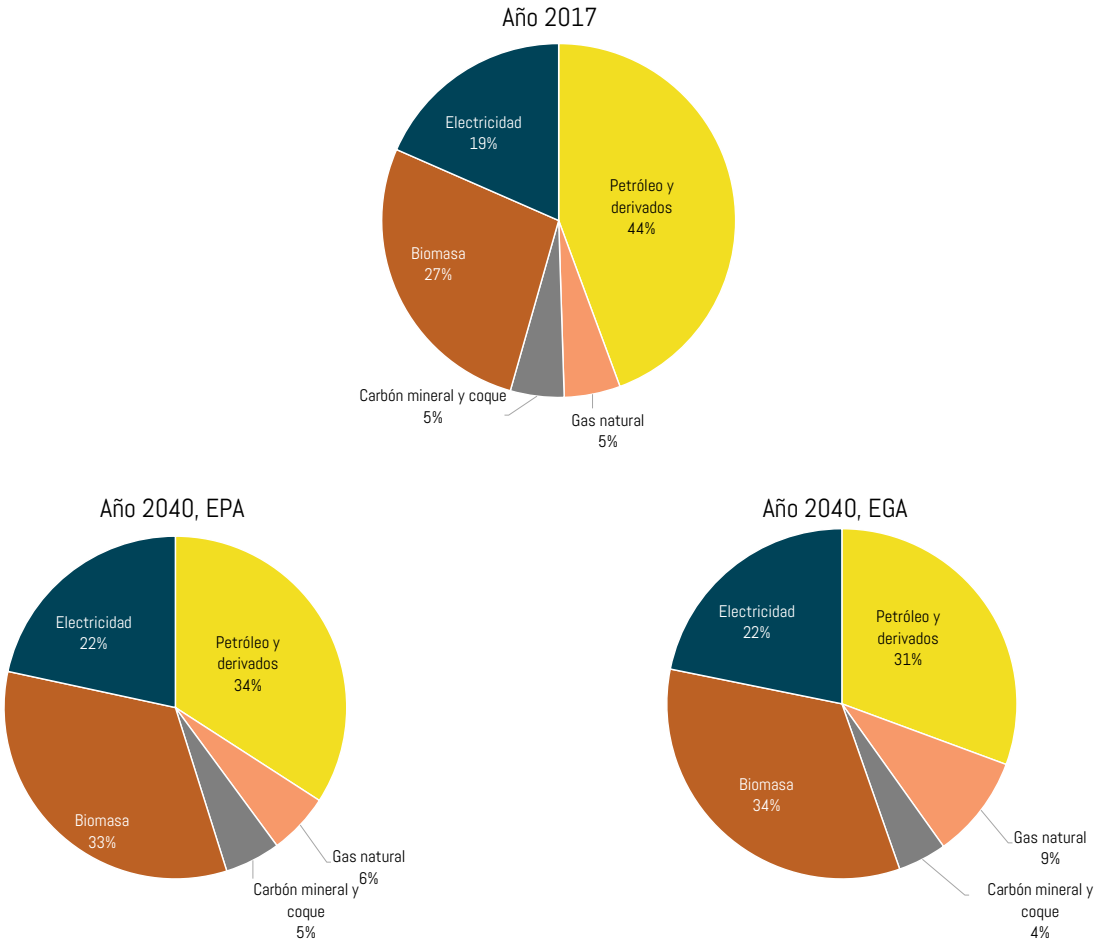
Figura 3.2. Proyección del consumo final de energía en Brasil, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

Al final del horizonte de estudio (2040), los derivados de petróleo, que en el año base representaban casi el 50% de la matriz de consumo, pierden terreno frente a la biomasa, la electricidad y el gas natural. Sin embargo, este último producto, en el escenario EPA, solamente incrementa un punto porcentual su participación, al pasar de 5% en el año 2017 a 6% en el año 2040, mientras que bajo las premisas del escenario EGA, su participación alcanza el 9% en el mismo año. Esto se puede apreciar en la **Figura 3.3**.

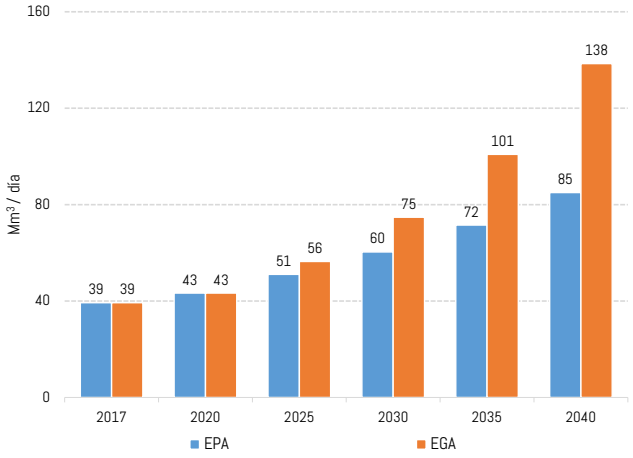
Figura 3.3. Evolución de la matriz de consumo final de energía en Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

En unidades físicas, el consumo de gas natural para el escenario EGA, llegaría a superar en 53 Mm^3 diarios, al valor proyectado para el escenario EPA **(Figura 3.4)**.

Figura 3.4. Proyección del consumo final de gas natural, Brasil

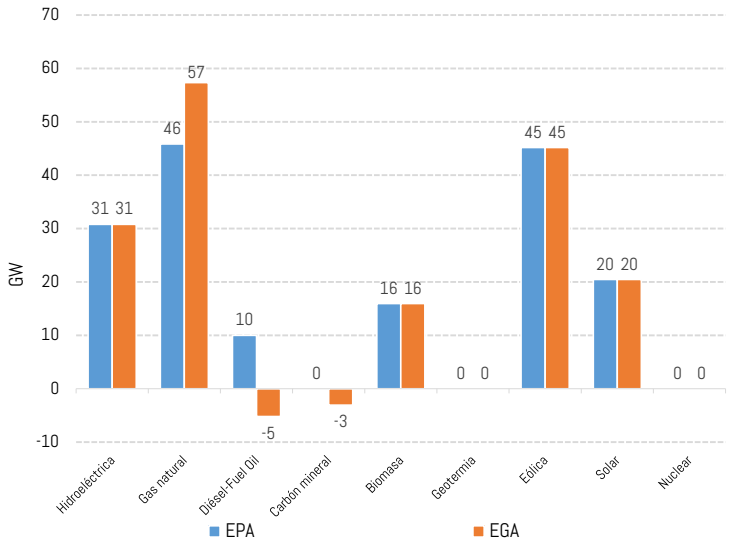


Fuente: Resultados de la simulación

3.1.2 Proyección de la generación eléctrica

Bajo las premisas del escenario EPA, la expansión de parque de generación eléctrica en Brasil durante el período de proyección, corresponde mayoritariamente a centrales a gas natural, centrales eólicas e hidroeléctricas, lo cual se puede observar en la **Figura 3.5**. Sin embargo, todavía en este escenario, se prevé una pequeña expansión de las térmicas convencionales (Diésel – Fuel Oil), mientras que con el escenario EGA, se registran retiros de este tipo de centrales y de las carboeléctricas, para dar paso a la instalación de alrededor de 11 GW adicionales de centrales a gas natural, con ciclo combinado.

Figura 3.5. Expansión de la capacidad de generación eléctrica, durante el período de proyección, Brasil



Fuente: Proyección con base en el "Plan Decenal de Energía de Brasil 2017 - 2027"

Aunque la demanda de electricidad de los dos escenarios simulados es la misma, debido al mayor factor de planta inherente de las centrales a gas natural con ciclo combinado respecto a las térmicas Diésel–Fuel Oil, la capacidad total requerida en el escenario EGA es inferior en alrededor de 7,000 MW, a la del escenario EPA. Este hecho puede apreciarse en las **Tablas 3.3** y **3.4**.

Tabla 3.3. Proyección de la capacidad instalada en Brasil, EPA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	100,768	108,407	110,492	116,569	124,069	131,569
Gas natural	12,510	12,510	20,476	33,356	45,856	58,356
Diésel-Fuel Oil	5,209	7,785	13,062	14,214	14,214	15,214
Carbón mineral	3,075	3,075	3,075	3,075	3,075	3,075
Biomasa	13,517	13,653	15,404	19,464	24,464	29,464
Eólica	12,674	15,069	21,350	32,850	45,350	57,850
Solar	1,180	2,258	6,639	11,639	16,639	21,639
Nuclear	1,990	1,990	1,990	1,990	1,990	1,990
TOTAL	150,923	164,747	192,488	233,157	275,657	319,157

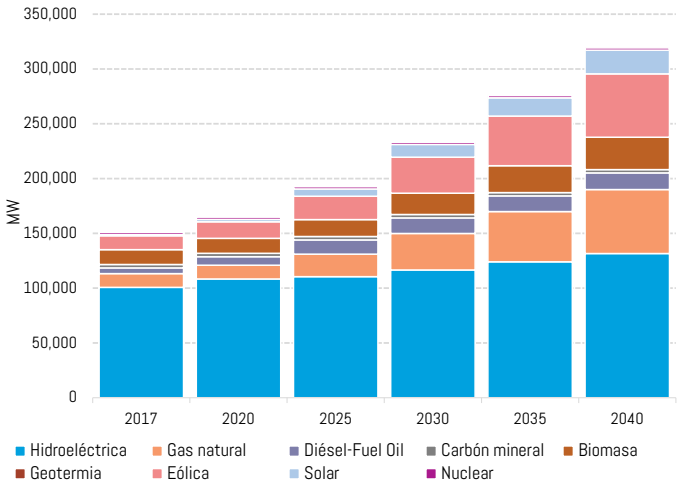
Fuente: Proyección con base en el "Plan Decenal de Energía de Brasil 2017 - 2027"

Tabla 3.4. Proyección de la capacidad instalada en Brasil, EGA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	100,768	108,407	110,492	116,569	124,069	131,569
Gas natural	12,510	15,010	25,476	39,856	54,856	69,856
Diésel-Fuel Oil	5,209	5,983	5,983	0	0	0
Carbón mineral	3,075	2,575	75	0	0	0
Biomasa	13,517	13,653	15,404	19,464	24,464	29,464
Eólica	12,674	15,069	21,350	32,850	45,350	57,850
Solar	1,180	2,258	6,639	11,639	16,639	21,639
Nuclear	1,990	1,990	1,990	1,990	1,990	1,990
TOTAL	150,923	164,945	187,409	222,368	267,368	312,368

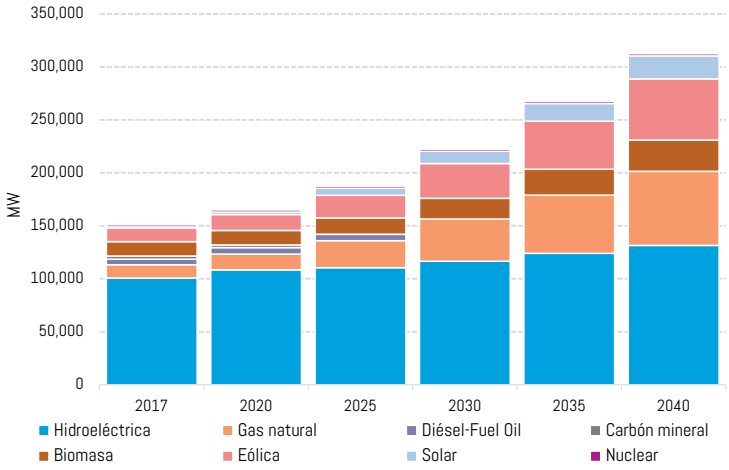
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.6. Proyección de la capacidad instalada en Brasil, EPA



Fuente: Proyección con base en el "Plan Decenal de Energía de Brasil 2017 - 2027"

Figura 3.7. Proyección de la capacidad instalada en Brasil, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

La proyección de la matriz de generación eléctrica muestra que en el año base la hidroenergía participa con una fracción preponderante de más del 60%, valor que se reduce a lo largo del período analizado, cediendo terreno a las centrales a gas natural y eólicas, en ambos escenarios. Sin embargo, mientras que en el escenario EPA prevalecen pequeñas fracciones de generación con Diésel-Fuel Oil y Carbón mineral, en el escenario EGA, estos tipos de centrales son completamente desplazados por las plantas a gas natural desde el año 2030, como se puede apreciar en las **Tablas 3.5** y **3.6**.

Tabla 3.5. Proyección de la generación de electricidad en Brasil, EPA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	370,038	427,340	464,597	490,149	521,685	553,221
Gas natural	71,189	82,191	134,527	219,149	301,274	383,399
Diésel-Fuel Oil	18,995	6,249	14,564	833	8,576	55,346
Carbón mineral	17,547	17,547	17,547	17,547	17,547	17,547
Biomasa	51,241	51,757	58,395	73,786	92,740	111,695
Eólica	42,348	52,802	74,810	115,106	158,906	202,706
Solar	831	2,967	8,724	15,294	21,864	28,434
Nuclear	15,730	15,730	15,730	15,730	15,730	15,730
TOTAL	624,213	656,582	788,893	947,593	1,138,322	1,368,077

Fuente: Resultados de la simulación

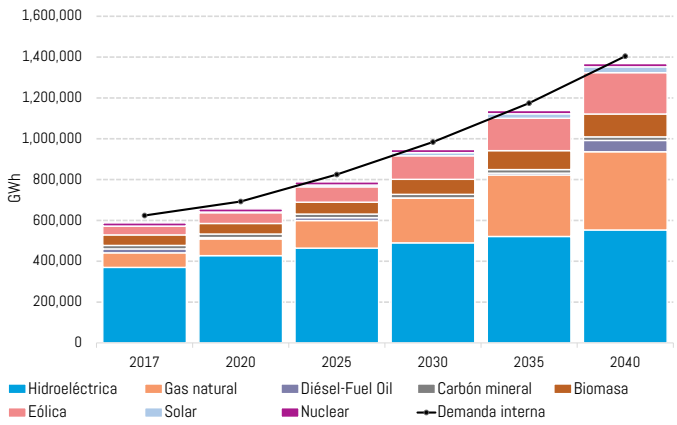
Tabla 3.6. Proyección de la generación de electricidad en Brasil, EGA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	370,038	427,340	464,597	490,149	521,685	553,221
Gas natural	71,189	91,293	167,377	241,687	331,391	456,292
Diésel-Fuel Oil	18,995	0	1,277	0	0	0
Carbón mineral	17,547	14,693	428	0	0	0
Biomasa	51,241	51,757	58,395	73,786	92,740	111,695
Eólica	42,348	52,802	74,810	115,106	158,906	202,706
Solar	831	2,967	8,724	15,294	21,864	28,434
Nuclear	15,730	15,730	15,730	15,730	15,730	15,730
TOTAL	624,213	656,582	791,338	951,752	1,142,316	1,368,077

Fuente: Resultados de la simulación

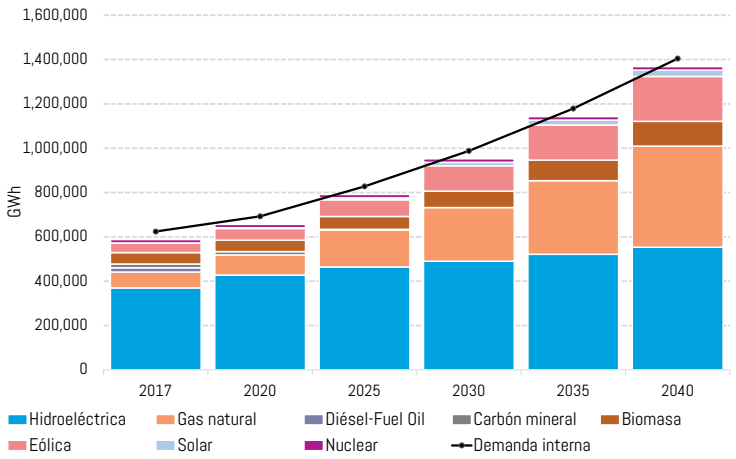
La diferencia entre la demanda interna de electricidad y la generación total que se observa en las **Figuras 3.8** y **3.9**, corresponde a la importación de energía, principalmente desde la parte perteneciente a Paraguay de la Central Hidroeléctrica Binacional ITAIPU.

Figura 3.8. Proyección de la generación eléctrica en Brasil, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

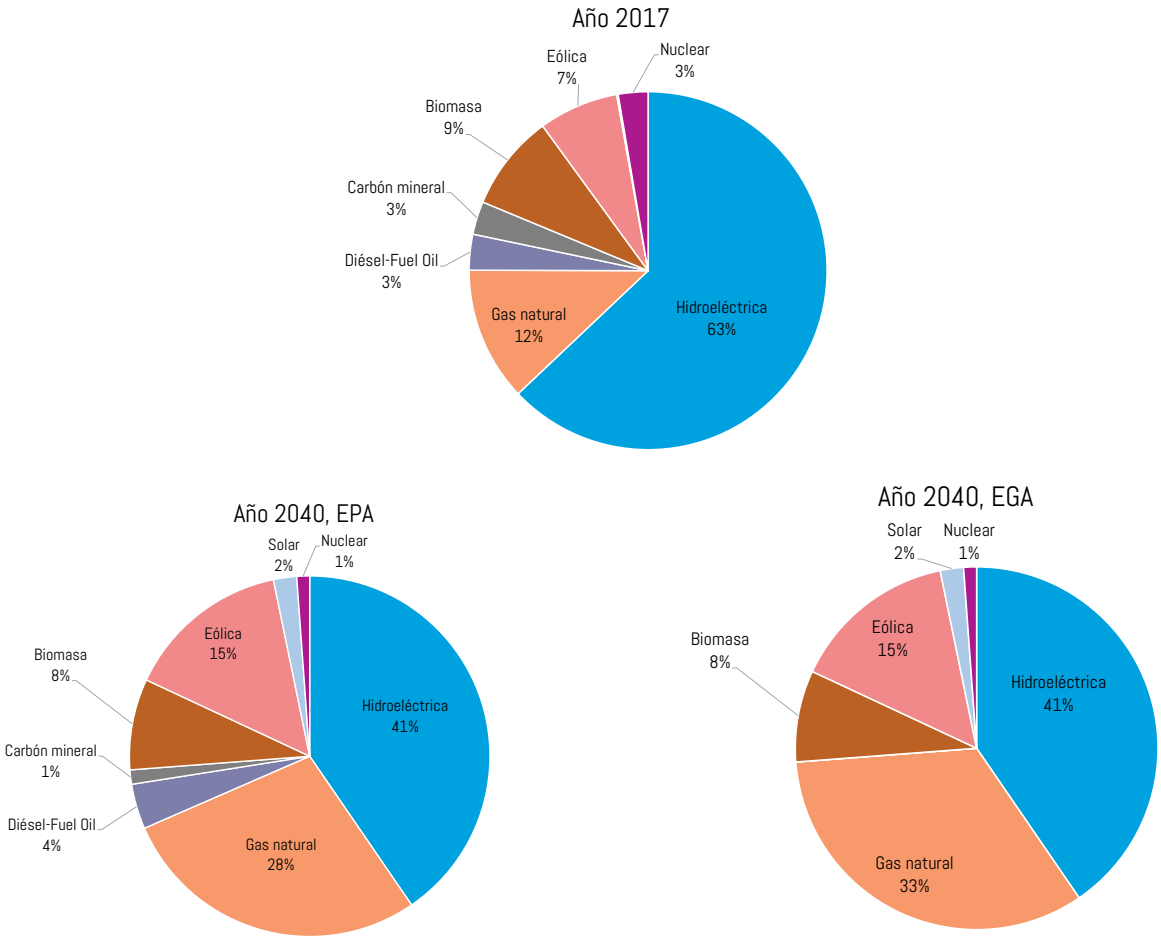
Figura 3.9. Proyección de la generación eléctrica en Brasil, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

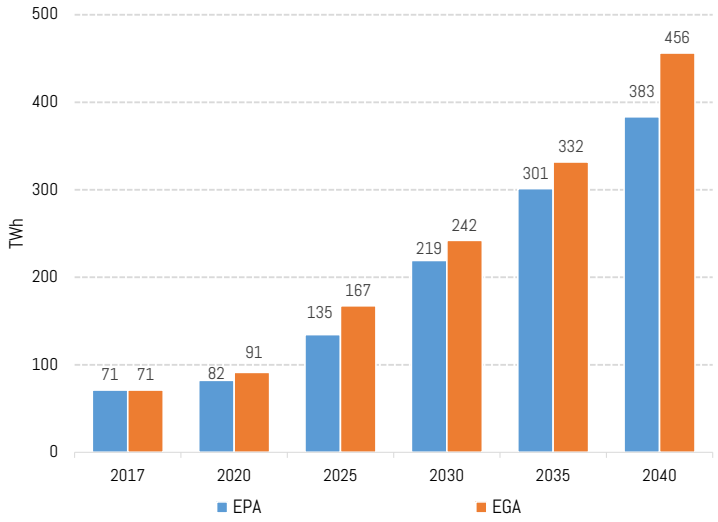
Como se observa en la **Figura 3.10**, el gas natural incrementa su participación en la matriz de generación eléctrica, desde un 12% en el año base, hasta alcanzar un 28% en el escenario EPA y un 33% en el escenario EGA, generando en este último, alrededor de 73 TWh adicionales, respecto al EPA, en el año 2040 **(Figura 3.11)**.

Figura 3.10. Evolución de la estructura de la matriz de generación eléctrica en Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

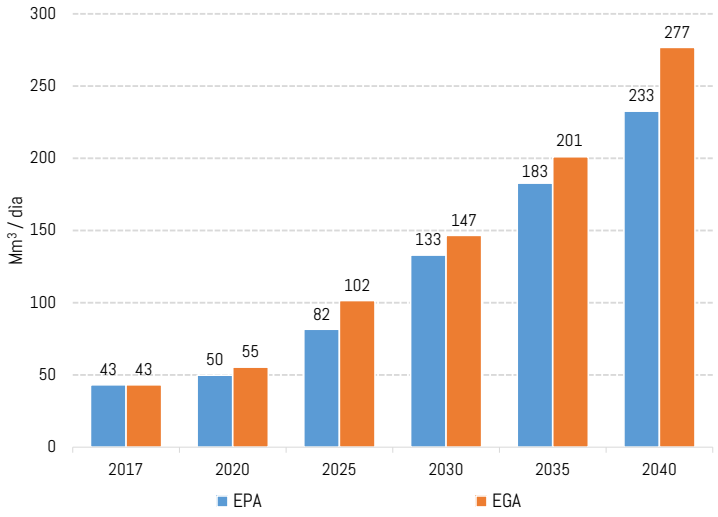
Figura 3.11. Generación eléctrica con gas natural, Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

El insumo de gas natural requerido para generación eléctrica, en el año 2040, es superior en 44 Mm^3 diarios en el escenario EGA, respecto al escenario EPA, como se muestra en la **Figura 3.12**.

Figura 3.12. Insumo de gas natural para generación eléctrica, Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

3.1.3 Proyección de la oferta total de energía

Por efecto de la sustitución de combustibles líquidos y sólidos de origen fósil por gas natural en la matriz energética de Brasil, se obtiene al final del período de proyección un beneficio neto en términos de ahorro de energía anual de alrededor de 600 ktep, con respecto al escenario de línea base (EPA) (**Tablas 3.7** y **3.8**).

Tabla 3.7. Proyección de la oferta total energía en Brasil, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	110,257	113,258	124,544	132,806	146,342	168,709	1.9%
Gas natural	35,296	39,611	55,017	78,461	102,137	126,789	5.7%
Carbón mineral y coque	16,772	17,493	19,568	21,574	24,474	28,590	2.3%
Nuclear	4,105	4,106	4,106	4,106	4,106	4,106	0.0%
Hidroenergía	34,937	39,865	43,068	45,266	47,977	50,689	1.6%
Biomasa	84,811	90,755	104,159	123,563	150,893	190,151	3.6%
Otras renovables	3,713	4,795	7,183	11,213	15,544	19,875	7.6%
TOTAL	289,892	309,883	357,645	416,988	491,472	588,907	3.1%

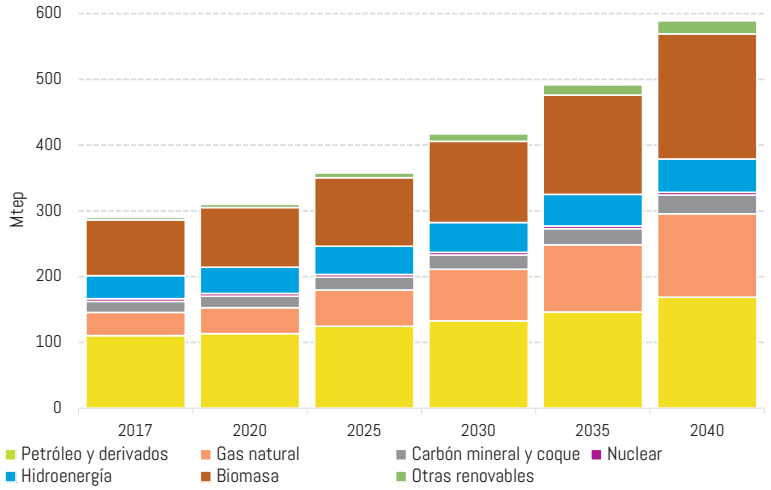
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.8. Proyección de la oferta total energía en Brasil, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	110,257	111,697	119,302	126,313	133,271	139,746	1.0%
Gas natural	35,296	41,691	64,544	89,043	120,074	163,597	6.6%
Carbón mineral y coque	16,772	16,744	15,035	16,464	18,267	20,289	0.8%
Nuclear	4,105	4,106	4,106	4,106	4,106	4,106	0.0%
Hidroenergía	34,937	39,865	43,068	45,266	47,977	50,689	1.6%
Biomasa	84,811	90,737	104,685	124,609	151,983	189,990	3.4%
Otras renovables	3,713	4,795	7,183	11,213	15,544	19,875	7.4%
TOTAL	289,892	309,635	357,923	417,014	491,222	588,293	3.0%

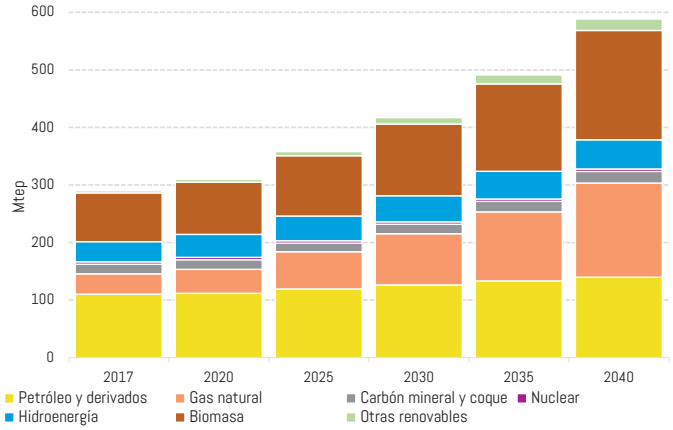
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.13. Proyección de la oferta total de energía en Brasil, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

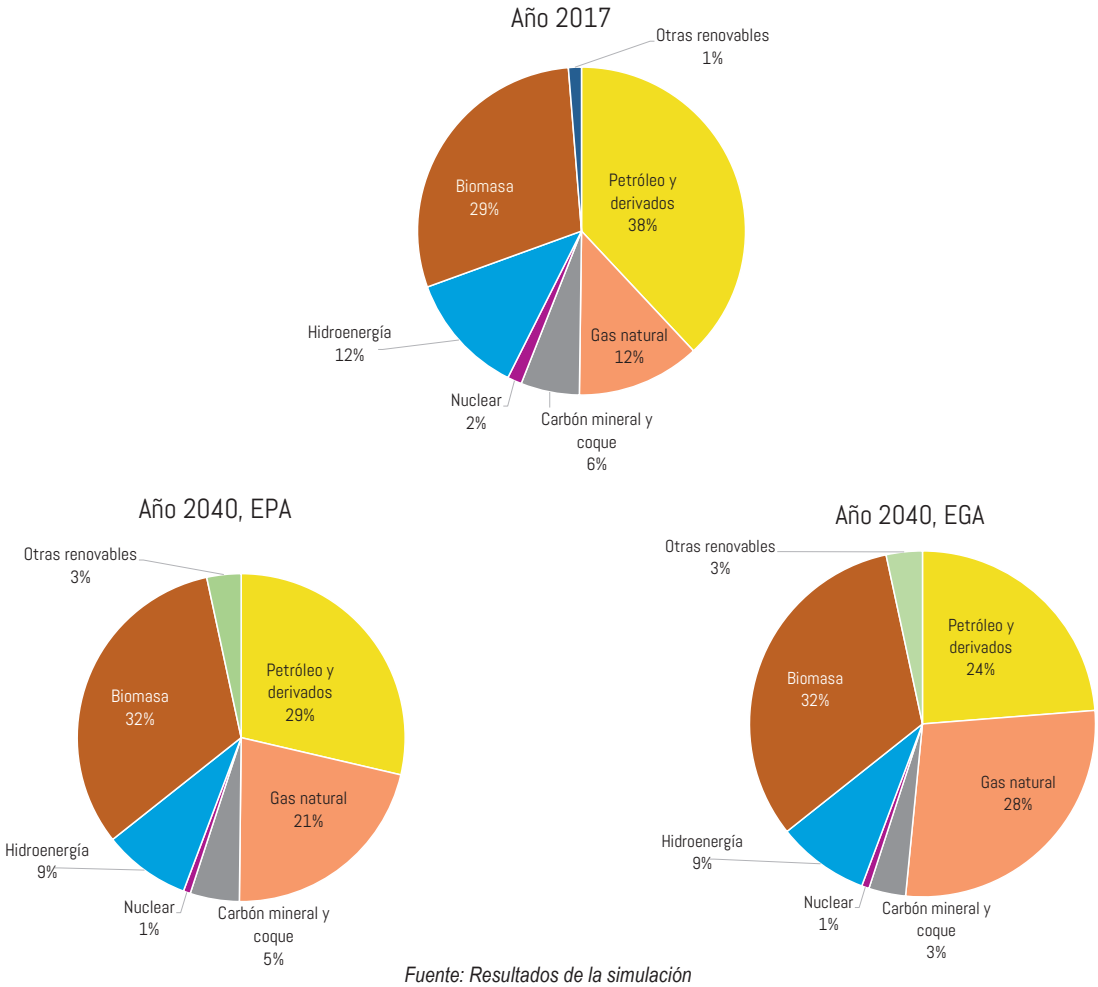
Figura 3.14. Proyección de la oferta total de energía en Brasil, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

Tanto en el escenario EPA como en el EGA, la oferta total interna de petróleo y sus derivados, es desplazado principalmente por el gas natural y la biomasa, reduciendo su participación en la matriz de oferta total, al pasar de cerca del 40% en el año base a un 29% en el EPA y 24% en el EGA, para el año 2040. Por el contrario, el gas natural incrementa su participación en dicha matriz de una manera muy importante, pasando de un 12% en el año base, a valores del 21% y 28% en el EPA y el EGA para el 2040, respectivamente (**Figura 3.15**).

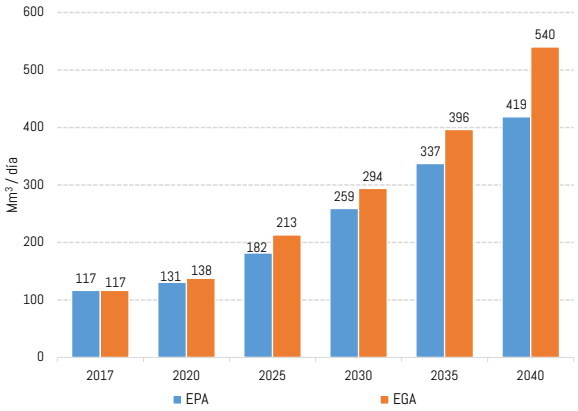
Figura 3.15. Evolución de la matriz de oferta total de energía en Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

En unidades volumétricas, el incremento en la oferta interna total de gas natural al año 2040 en el escenario EGA, respecto al escenario EPA, alcanza los 121 Mm^3 diarios, como se puede apreciar en la **Figura 3.16**.

Figura 3.16. Oferta total de gas natural en Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

3.2 México

3.2.1 Proyección del consumo final de energía

En el año base, los derivados de petróleo participan con 56% del consumo final de energía en México, siguiéndoles en importancia la electricidad y el gas natural. En el escenario EPA, el gas natural presenta la tasa de crecimiento promedio anual más alta luego de la electricidad, mientras que en el escenario EGA, esta fuente es la que lidera el ritmo de crecimiento (4%), al desplazar a los petrolíferos, así como al carbón mineral y coque. Se observa también que, gracias a la mejor eficiencia del gas natural en los procesos de consumo, existe en el año 2040, un ahorro total de energía anual de alrededor de 4,000 ktep, comparados los escenarios EGA y EPA, como se observa en las **Tablas 3.9** y **3.10**.

Tabla 3.9. Proyección del consumo final de energía en México, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	74,424	77,862	84,567	92,443	101,543	111,988	1.8%
Gas natural	18,032	19,470	22,136	25,180	28,657	32,630	2.6%
Carbón mineral y coque	10,601	11,263	12,480	13,858	15,418	17,188	2.1%
Biomasa	7,441	7,388	7,376	7,502	7,844	8,529	0.6%
Electricidad	22,361	24,577	28,769	33,676	39,420	46,145	3.2%
TOTAL	132,858	140,560	155,328	172,658	192,882	216,479	2.1%

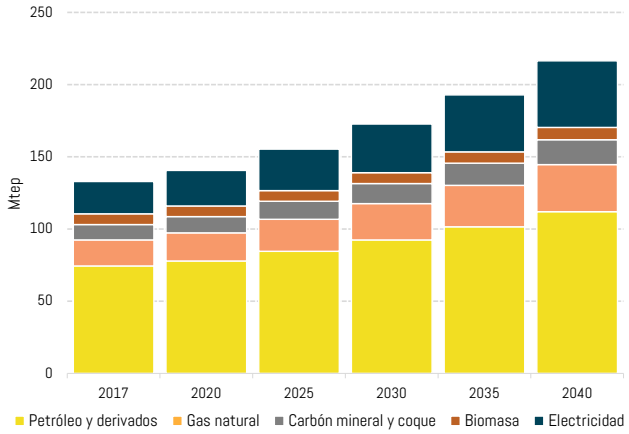
Fuente: Proyección con base documentos de Prospectiva 2018 - 2032, (SENER, 2018)

Tabla 3.10. Proyección del consumo final de energía en México, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	74,424	77,862	84,114	91,068	97,521	99,669	1.3%
Gas natural	18,032	19,470	22,777	26,988	33,228	44,835	4.0%
Carbón mineral y coque	10,601	11,263	11,822	12,420	13,061	13,751	1.1%
Biomasa	7,441	7,388	7,443	7,587	7,905	8,529	0.6%
Electricidad	22,361	24,577	28,871	33,829	39,550	46,145	3.2%
TOTAL	132,858	140,560	155,028	171,893	191,265	212,928	2.1%

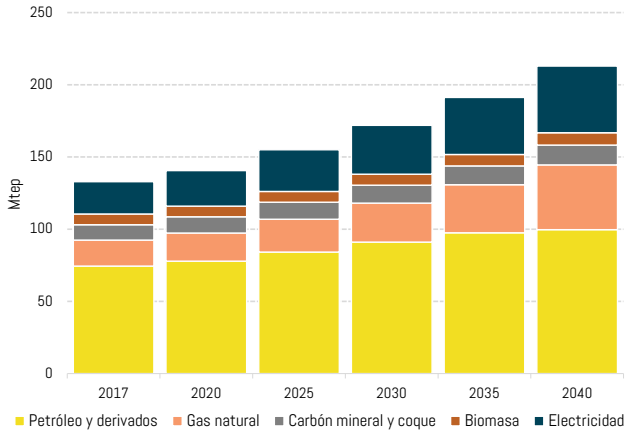
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.17. Proyección del consumo final de energía en México, EPA



Fuente: Proyección con base documentos de Prospectiva 2018 - 2032, (SENER, 2018)

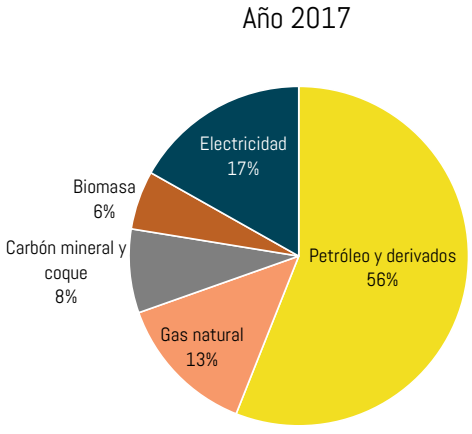
Figura 3.18. Proyección del consumo final de energía en México, EGA

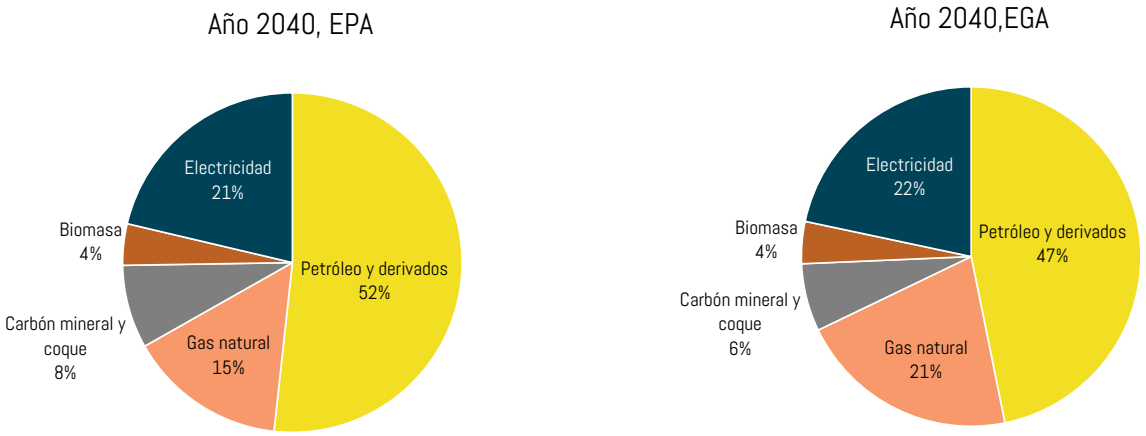


Fuente: Resultados de la simulación

La participación del gas natural en la matriz de consumo final incrementa desde un 13% en el año base a un 15% en el 2040 para el escenario EPA, y a un 21% para el escenario EGA, ganando así terreno al petróleo y sus derivados, en ambos casos. (**Figura 3.19**)

Figura 3.19. Evolución de la matriz de consumo final de energía de México

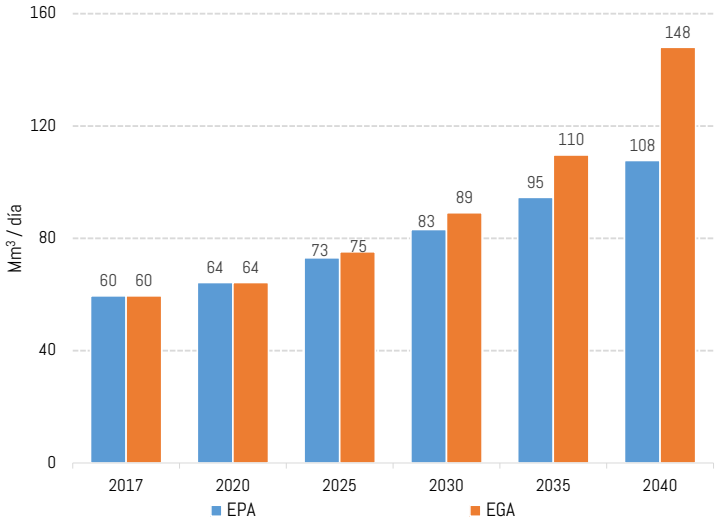




Fuente: Resultados de la simulación

Luego de los procesos de sustitución de combustibles líquidos y sólidos modelados, el consumo de gas natural, bajo el escenario EGA, supera en 40 Mm^3 diarios al del caso EPA, una vez finalizado el período de proyección. (**Figura 3.20**).

Figura 3.20. Proyección del consumo final de gas natural en México

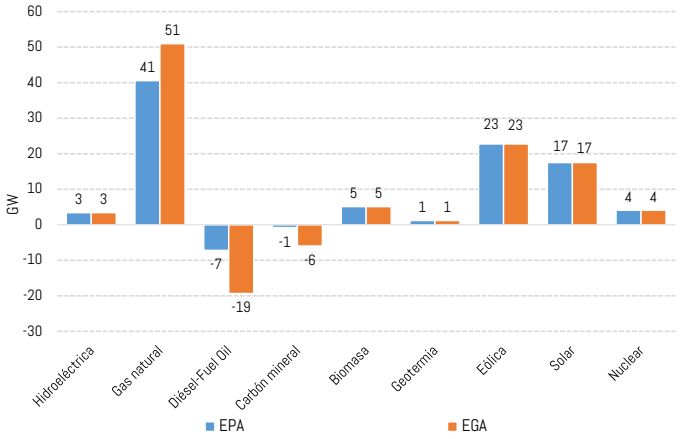


Fuente: Resultados de la simulación

3.2.2 Proyección de la generación eléctrica

La mitad de la generación eléctrica de México, en el año base, depende del gas natural, predominando este tipo de tecnología el plan de expansión de la capacidad instalada, como se aprecia en la **Figura 3.21**. También se observa que, mientras que en el escenario EPA, se instalan 41 GW de centrales a gas natural durante el período de proyección, en el escenario EGA se instalan 10 GW adicionales de este tipo de tecnología, reemplazando así 19 GW de plantas Diésel-Fuel Oil y 6 GW de carboeléctricas.

Figura 3.21. Expansión de la capacidad de generación eléctrica, durante el período de proyección, México



Fuente: Proyección con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Considerando que con la penetración de centrales a gas natural en el parque generador se simuló el retiro de centrales Diésel-Fuel Oil (tecnología que cuenta con un menor factor de planta), la capacidad necesaria para cubrir la demanda total de electricidad del país en el escenario EGA se redujo en alrededor de 7,000 MW en el año 2040 respecto al escenario EPA. Esto se puede observar comparando los totales de las **Tablas 3.11** y **3.12**.

Tabla 3.11. Proyección de la capacidad instalada en México, EPA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	12,642	12,671	13,198	14,393	15,299	16,037
Gas natural	28,091	34,288	42,576	50,584	59,829	68,645
Diésel-Fuel Oil	19,356	15,739	12,177	12,164	12,164	12,164
Carbón mineral	5,958	6,087	6,548	5,148	5,148	5,148
Biomasa	2,692	3,375	4,293	6,015	6,680	7,787
Geotermia	926	906	917	1,550	1,864	2,125
Eólica	4,199	8,128	15,530	17,656	21,981	26,920
Solar	214	5,630	8,691	10,577	13,898	17,699
Nuclear	1,608	1,608	1,608	4,329	5,689	5,689
TOTAL	75,686	88,432	105,538	122,416	142,551	162,213

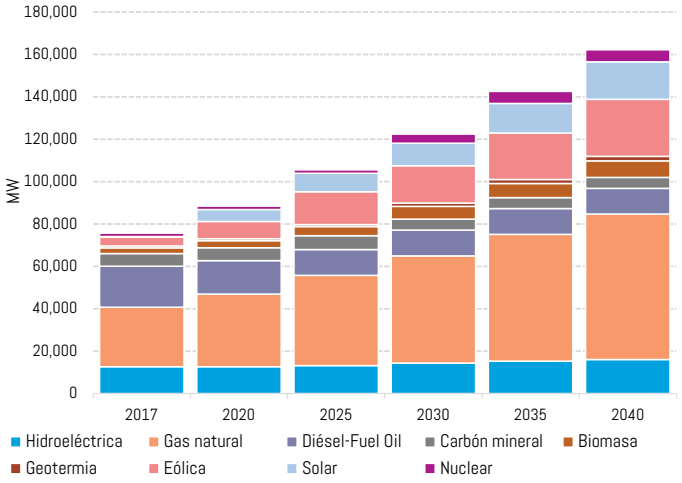
Fuente: Proyección con base documentos de Prospectiva 2018 - 2032, (SENER, 2018)

Tabla 3.12. Proyección de la capacidad instalada en México, EGA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	12,642	12,671	13,198	14,393	15,299	16,037
Gas natural	28,091	36,233	49,281	57,751	66,912	79,053
Diésel-Fuel Oil	19,356	15,739	0	0	0	0
Carbón mineral	5,958	5,587	3,087	0	0	0
Biomasa	2,692	3,375	4,293	6,015	6,680	7,787
Geotermia	926	906	917	1,550	1,864	2,125
Eólica	4,199	8,128	15,530	17,656	21,981	26,920
Solar	214	5,630	8,691	10,577	13,898	17,699
Nuclear	1,608	1,608	1,608	4,329	5,689	5,689
TOTAL	75,686	89,877	96,605	112,271	132,322	155,310

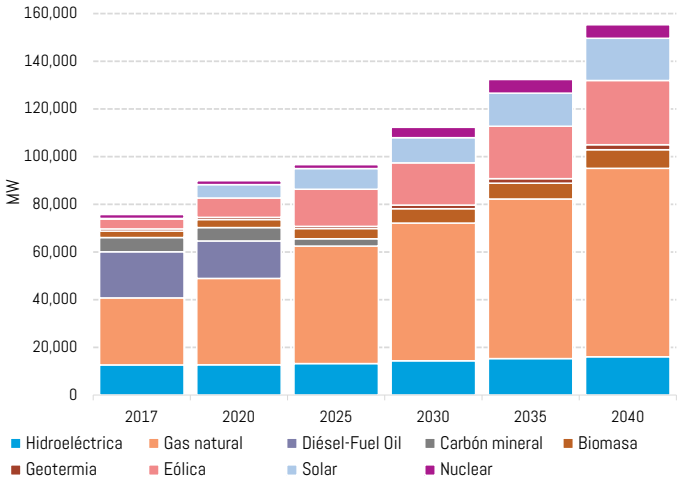
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.22. Proyección de la capacidad instalada en México, EPA



Fuente: Proyección con base documentos de Prospectiva 2018 - 2032, (SENER, 2018)

Figura 3.23. Proyección de la capacidad instalada en México, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.13. Proyección de la generación de electricidad en México, EPA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	31,852	32,404	34,565	39,246	40,128	42,064
Gas natural	165,400	201,243	249,887	296,888	351,146	402,889
Diésel-Fuel Oil	59,725	36,222	17,566	9,631	9,485	30,876
Carbón mineral	34,891	35,726	38,432	30,215	30,215	30,215
Biomasa	9,577	12,122	15,419	21,603	23,990	27,969
Geotermia	6,042	5,873	5,944	10,048	12,086	13,776
Eólica	10,621	20,648	39,452	44,853	55,840	68,387
Solar	349	9,371	14,465	17,604	23,131	29,458
Nuclear	10,834	10,846	10,846	29,200	38,373	38,373
TOTAL	323,758	364,455	426,577	499,288	584,393	684,005

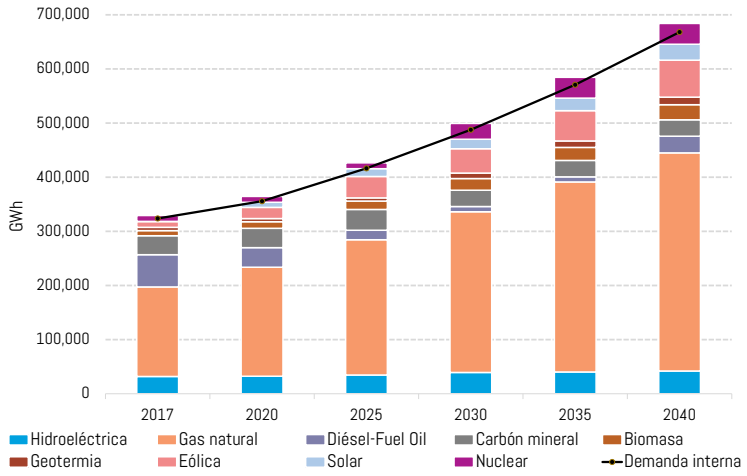
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.14. Proyección de la generación de electricidad en México, EGA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	31,852	32,404	34,565	39,246	40,128	42,064
Gas natural	165,400	212,659	289,241	338,950	392,719	463,979
Diésel-Fuel Oil	59,725	27,741	0	0	0	0
Carbón mineral	34,891	32,791	18,118	0	0	0
Biomasa	9,577	12,122	15,419	21,603	23,990	27,969
Geotermia	6,042	5,873	5,944	10,048	12,086	13,776
Eólica	10,621	20,648	39,452	44,853	55,840	68,387
Solar	349	9,371	14,465	17,604	23,131	29,458
Nuclear	10,834	10,846	10,846	29,200	38,373	38,373
TOTAL	323,758	364,455	428,052	501,504	586,268	684,005

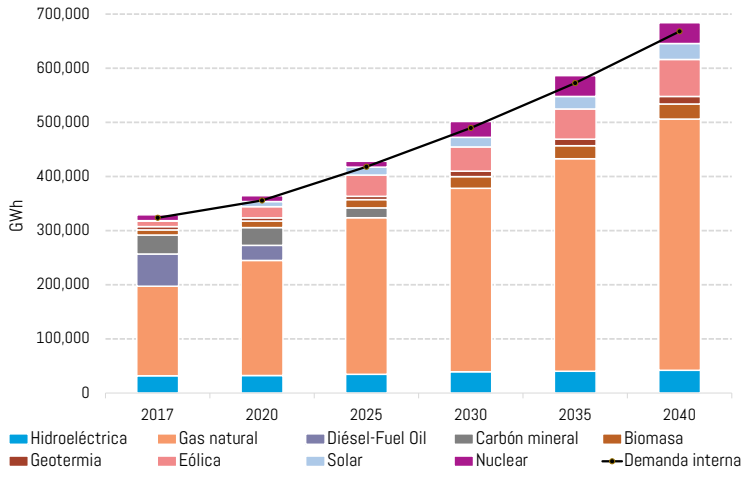
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.24. Proyección de la generación eléctrica en México, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

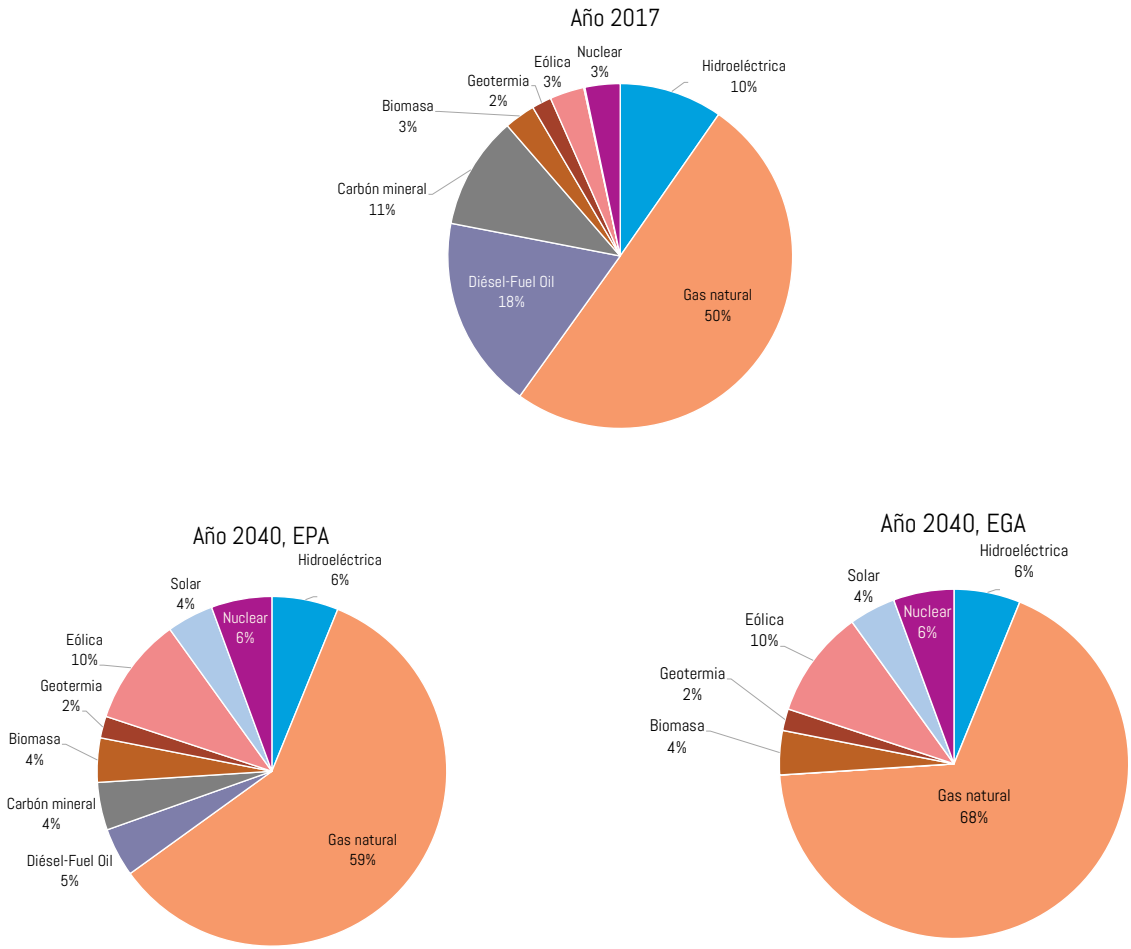
Figura 3.25. Proyección de la generación eléctrica en México, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

En cuanto a la matriz de generación eléctrica, mientras que en el escenario EPA existe todavía en el horizonte de proyección, una pequeña participación de centrales Diésel–Fuel Oil y carboeléctricas (5% y 4% respectivamente), en el escenario EGA, este tipo de centrales son completamente desplazadas por la tecnología a gas natural a partir del año 2030. La participación del gas natural en la generación alcanza cerca del 60% en el año 2040 en el escenario EPA, y alrededor del 70% con el escenario EGA (**Figura 3.26**).

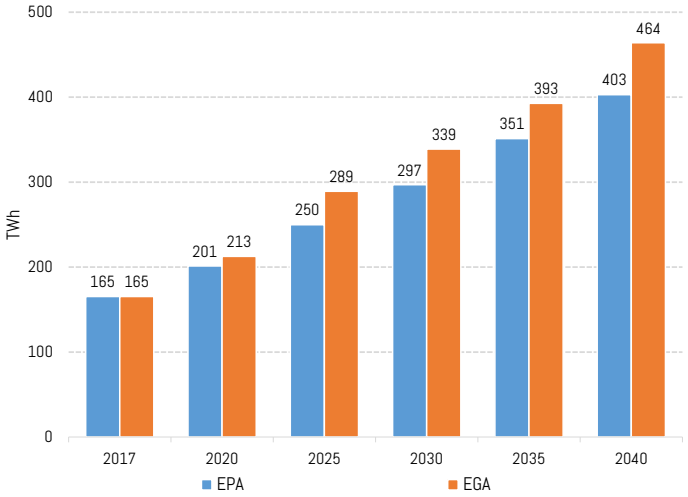
Figura 3.26. Evolución de la estructura de la matriz de generación eléctrica en México



Fuente: Resultados de la simulación

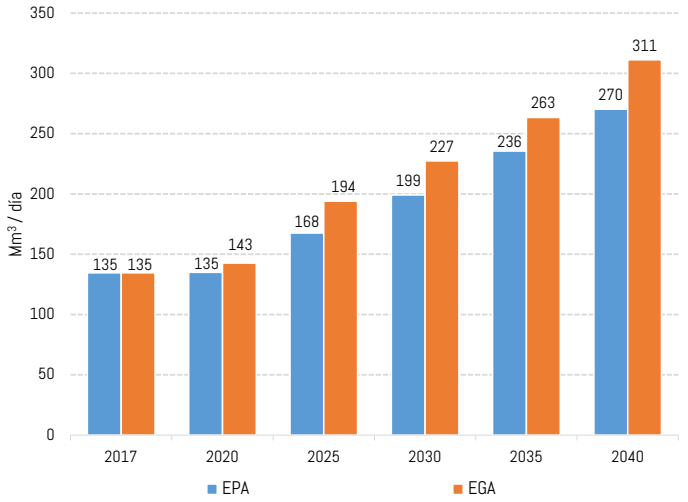
Al 2040, la energía anual generada con gas natural en el escenario EGA excede en 61 TWh a la del caso EPA (**Figura 3.27**). Es así que, para el escenario EGA se requiere un insumo adicional de 41 Mm^3 diarios, comparado con EPA (**Figura 3.28**).

Figura 3.27. Generación eléctrica con gas natural, México



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.28. Insumo de gas natural para generación eléctrica, México



Fuente: Resultados de la simulación

3.2.3 Proyección de la oferta total de energía

Con el mayor ritmo de crecimiento de la oferta interna de gas natural en el escenario EGA respecto al escenario EPA, y gracias a la mayor eficiencia en sus procesos de uso energético frente a los combustibles que sustituye, al final del período analizado, se alcanza un ahorro neto en la oferta total de energía de alrededor de 3,000 ktep. Esto se evidencia al comparar los totales de las **Tabla 3.15** y **3.16**.

Tabla 3.15. Proyección de la oferta total energía en México, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	79,949	84,688	86,036	91,849	101,607	120,060	1.8%
Gas natural	87,545	91,067	107,246	123,500	142,230	160,955	2.7%
Carbón mineral y coque	18,581	20,642	22,490	21,496	22,996	24,802	1.3%
Nuclear	2,706	2,693	2,693	7,251	9,529	9,529	5.6%
Hidroenergía	2,262	2,042	2,105	2,364	2,273	2,244	0.0%
Biomasa	9,005	9,537	10,109	11,331	12,096	13,486	1.8%
Otras renovables	1,463	3,086	5,147	6,235	7,830	9,598	8.5%
TOTAL	201,512	213,755	235,826	264,026	298,560	340,674	2.3%

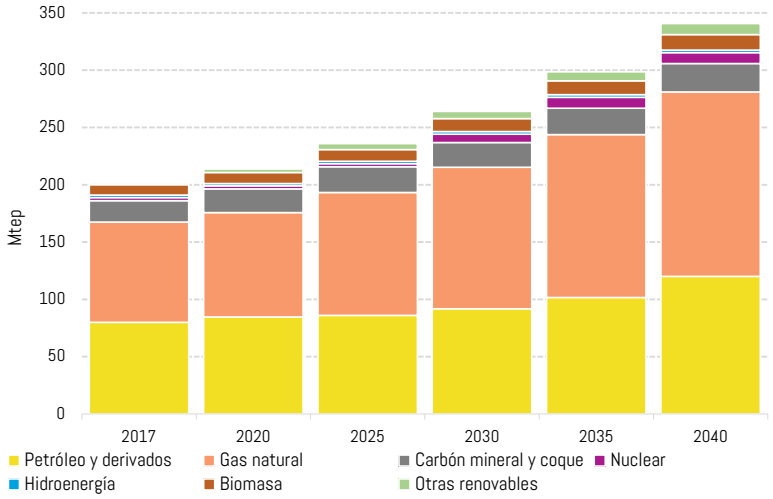
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.16. Proyección de la oferta total energía en México, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	79,949	82,088	79,660	87,204	94,329	97,206	0.9%
Gas natural	87,545	94,056	118,375	136,842	159,003	192,678	3.5%
Carbón mineral y coque	18,581	19,806	16,114	11,630	12,209	12,829	-1.6%
Nuclear	2,706	2,693	2,693	7,251	9,529	9,529	5.6%
Hidroenergía	2,262	2,042	2,105	2,364	2,273	2,244	0.0%
Biomasa	9,005	9,537	10,176	11,416	12,157	13,486	1.8%
Otras renovables	1,463	3,086	5,147	6,235	7,830	9,598	8.5%
TOTAL	201,512	213,309	234,271	262,942	297,330	337,570	2.3%

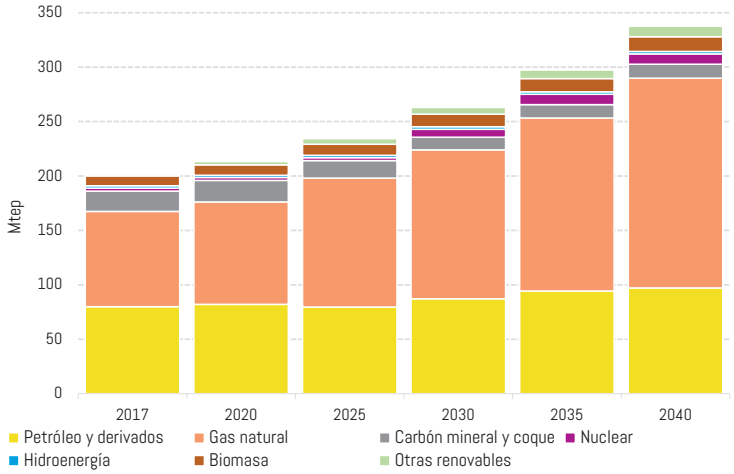
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.29. Proyección de la oferta total de energía en México, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

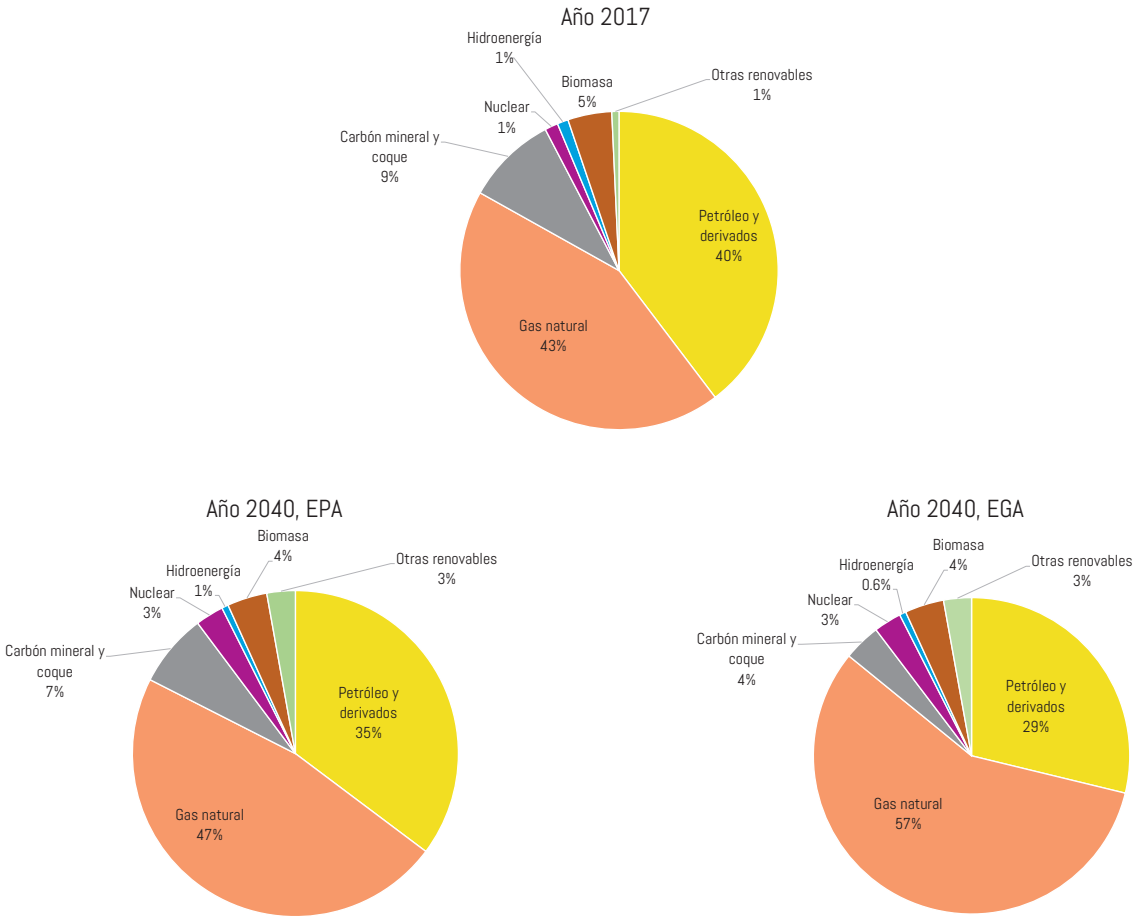
Figura 3.30. Proyección de la oferta total de energía en México, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

La participación del gas natural en la matriz de oferta total de energía en México, para el año 2040, se incrementa en 10 puntos porcentuales en el escenario EGA, respecto a su valor en el escenario EPA, para el mismo año (**Figura 3.3**1).

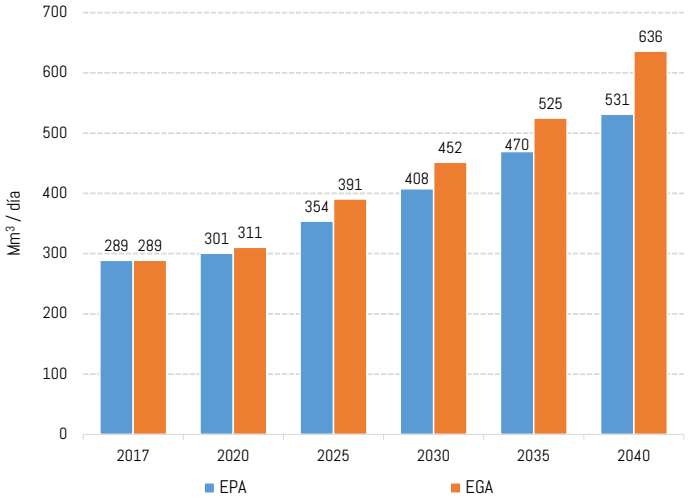
Figura 3.31. Evolución de la matriz de oferta total de energía en México



Fuente: Resultados de la simulación

Para cumplir las premisas de sustitución de fuentes consideradas en el escenario EGA, es necesario llegar al final del período de proyección con una oferta diaria de gas natural superior en 105 Mm^3 al valor proyectado en el escenario EPA (**Figura 3.32**). Este incremento en la demanda de gas natural, podría ser abastecido en su mayor parte con producción propia, aunque cierta fracción podría corresponder a importaciones desde Estados Unidos y Canadá.

Figura 3.32. Oferta total de gas natural en México



Fuente: Resultados de la simulación

3.3 América Central

3.3.1 Proyección del consumo final de energía

En el año base, el consumo final de gas natural en Centroamérica es nulo, manteniéndose de esta manera durante todo el período de proyección, de acuerdo a las premisas del escenario EPA. En el escenario EGA, la sustitución de combustibles derivados de petróleo y de carbón mineral y coque producen un acelerado crecimiento del consumo de gas natural, a partir del año 2020. La mayor eficiencia en el consumo del gas natural produce un ahorro en el consumo final de energía anual en el año 2040 de alrededor de 700 ktep, como se observa en las **Tablas 3.17** y **3.18**.

Tabla 3.17. Proyección del consumo final de energía en América Central, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	14,682	16,385	19,879	24,372	30,146	37,579	4.2%
Gas natural	0	0	0	0	0	0	
Carbón mineral y coque	491	523	583	652	732	825	2.3%
Biomasa	11,456	10,950	10,233	9,684	9,316	9,155	-1.0%
Electricidad	3,965	4,513	5,600	6,948	8,621	10,698	4.4%
TOTAL	30,594	32,372	36,295	41,656	48,816	58,256	2.8%

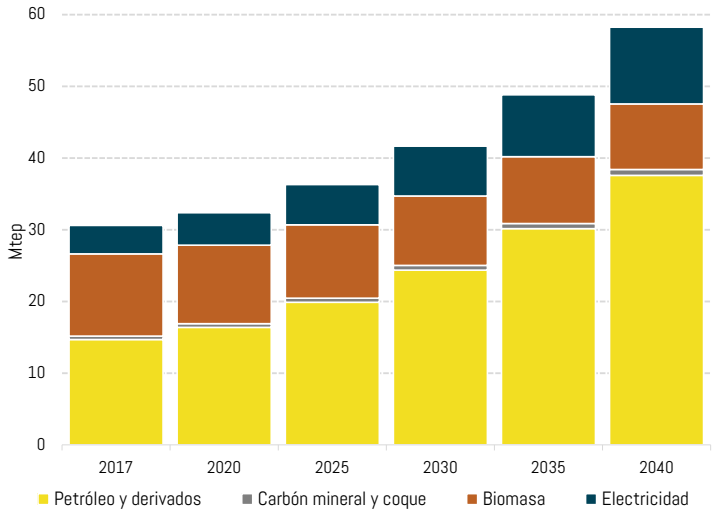
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países centroamericanos

Tabla 3.18. Proyección del consumo final de energía en América Central, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	14,682	16,385	19,185	22,656	26,967	32,345	3.5%
Gas natural	0	0	634	1,538	2,795	4,519	14.0%
Carbón mineral y coque	491	523	583	651	731	825	2.3%
Biomasa	11,456	10,950	10,162	9,590	9,248	9,155	-1.0%
Electricidad	3,965	4,513	5,582	6,916	8,590	10,698	4.4%
TOTAL	30,594	32,371	36,146	41,352	48,331	57,541	2.8%

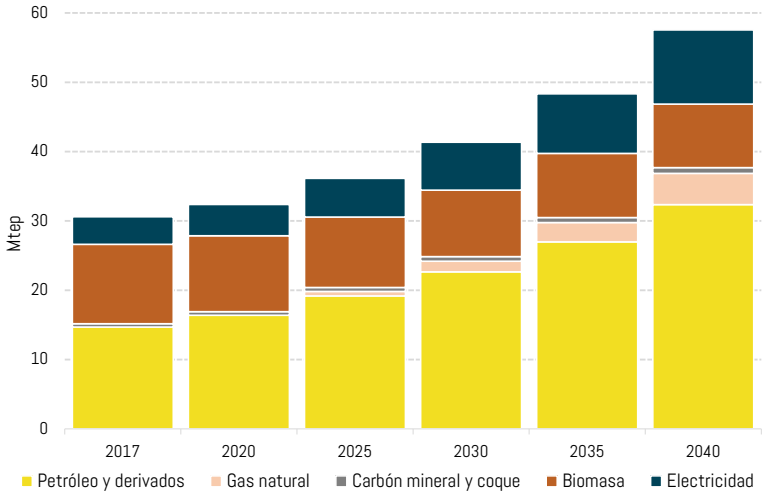
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países centroamericanos

Figura 3.33. Proyección del consumo final de energía en América Central, EPA



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países centroamericanos

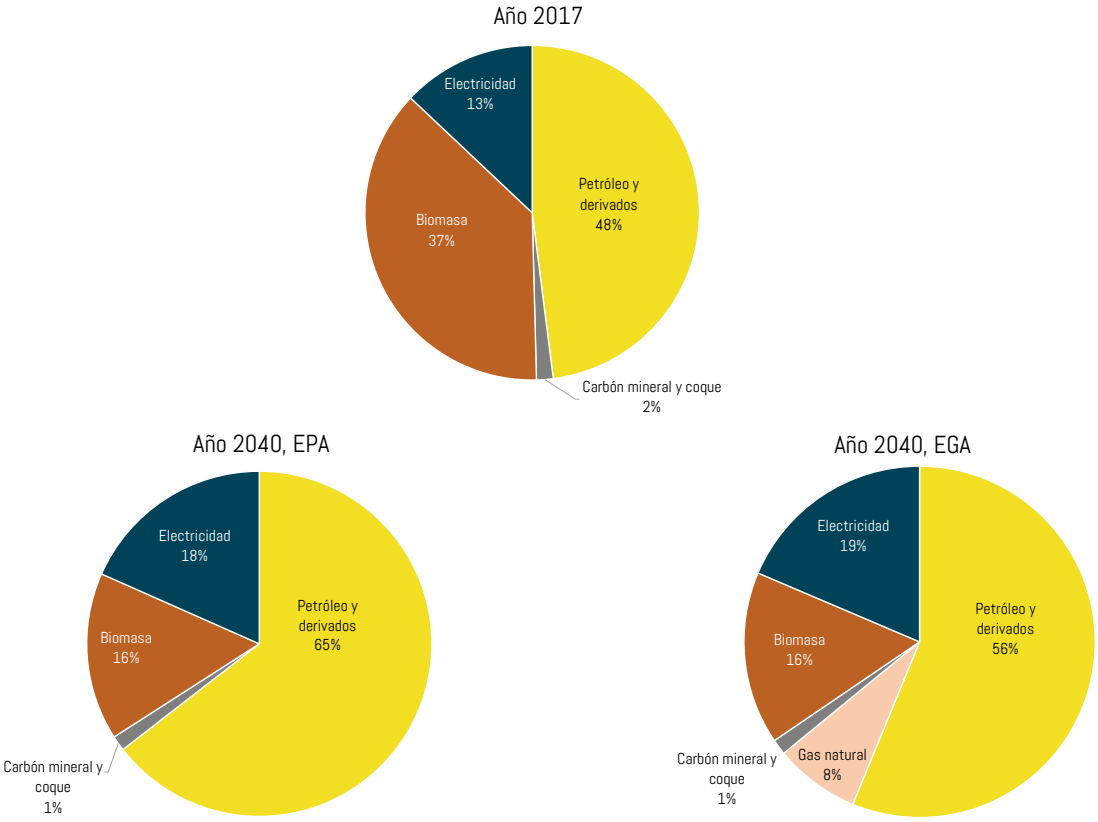
Figura 3.34. Proyección del consumo final de energía en América Central, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

En el escenario EPA, la matriz de consumo final evoluciona en el período de proyección con un incremento en la participación de electricidad y petrolíferos, desplazando el consumo de biomasa, pero manteniendo la ausencia del gas natural. Por otra parte, en el escenario EGA, esta fuente desplaza petrolíferos hasta alcanzar en el año 2040 una participación de 8% del consumo final total de energía (**Figura 3.35**).

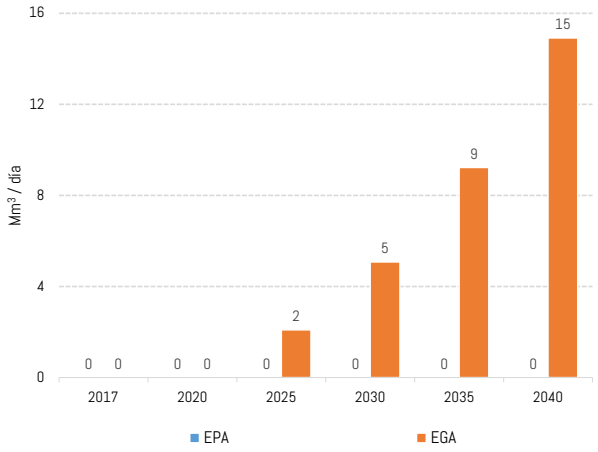
Figura 3.35. Evolución de la matriz de consumo final de energía en América Central



Fuente: Resultados de la simulación

El volumen consumido de gas natural en el horizonte de proyección, para el escenario EGA, alcanza los 15 Mm^3 por día (**Figura 3.36**).

Figura 3.36. Proyección del consumo final de gas natural en América Central

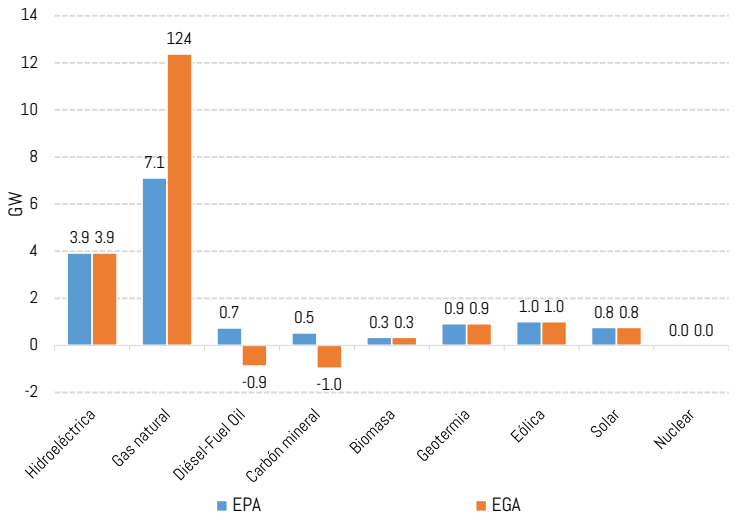


Fuente: Resultados de la simulación

3.3.2 Proyección de la generación eléctrica

En América Central, el cronograma de expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica para el escenario EPA, contempla la instalación de 7.1 GW de centrales a gas natural, durante todo el período de proyección. En el escenario EGA, esa instalación se incrementa hasta los 12.4 GW, propiciándose el retiro de centrales a Diésel – Fuel Oil y centrales carboeléctricas (**Figura 3.37**).

Figura 3.37. Expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica en América Central durante el período de proyección



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países centroamericanos

A partir de 2030, luego de la sustitución de capacidad existente de centrales Diésel-Fuel Oil y carboeléctricas, por tecnología a gas natural tipo ciclo combinado, la capacidad necesaria para cubrir la demanda de energía eléctrica en el horizonte de estudio (2040) en el escenario EGA, de alrededor de 1,700 MW menos que en el escenario EPA. Esto debido al mejor factor de planta de las centrales a gas natural (**Tabla 3.19** y **3.20**).

Tabla 3.19. Proyección de la capacidad instalada en América Central, EPA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	6,968	6,968	7,958	9,044	9,643	10,893
Gas natural	1	1	2,962	3,462	5,462	7,112
Diésel-Fuel Oil	4,840	4,840	4,414	4,364	4,782	5,582
Carbón mineral	895	895	1,215	1,125	1,325	1,425
Biomasa	1,816	1,816	2,010	2,010	2,110	2,160
Geotermia	650	650	1,076	1,267	1,372	1,572
Eólica	1,135	1,135	1,526	1,711	1,941	2,141
Solar	766	766	1,238	1,298	1,378	1,528
TOTAL	17,071	17,071	22,399	24,281	28,013	32,413

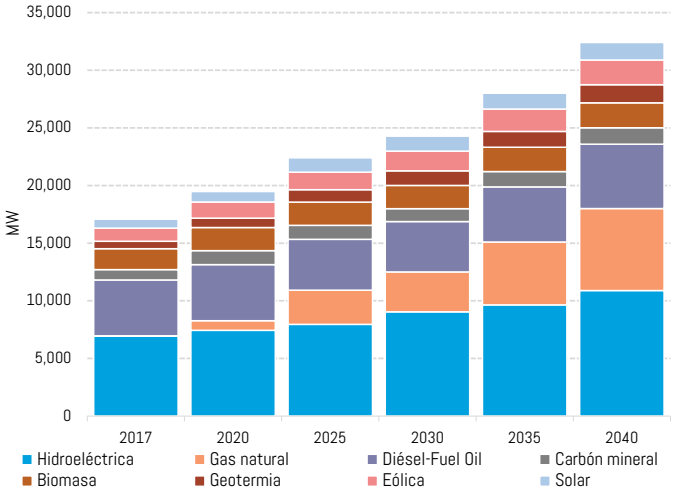
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.20. Proyección de la capacidad instalada en América Central, EGA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	6,968	10,893	7,958	9,044	9,643	10,893
Gas natural	1	7,112	3,820	5,778	8,853	12,373
Diésel-Fuel Oil	4,840	5,582	24	24	24	24
Carbón mineral	895	1,425	15	0	0	0
Biomasa	1,816	2,160	2,010	2,010	2,110	2,160
Geotermia	650	1,572	1,076	1,267	1,372	1,572
Eólica	1,135	2,141	1,526	1,711	1,941	2,141
Solar	766	1,528	1,238	1,298	1,378	1,528
TOTAL	17,071	32,413	17,667	21,132	25,322	30,691

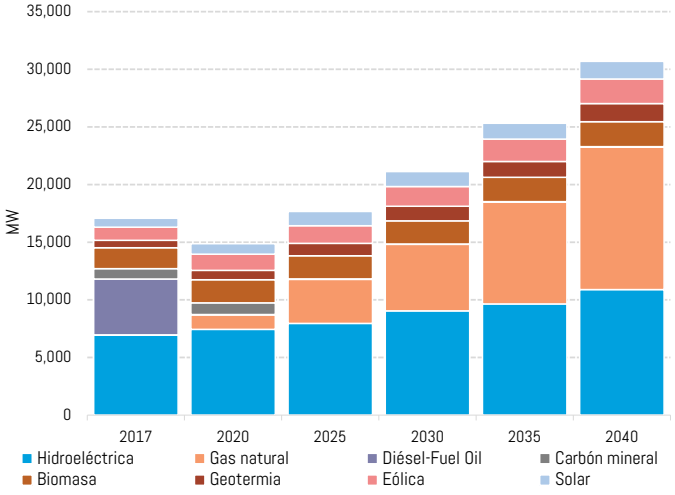
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.38. Proyección de la capacidad instalada en América Central, EPA



Fuente: Resultados de la simulación con base en los cronogramas de instalación/retiro

Figura 3.39. Proyección de la capacidad instalada en América Central, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

Respecto a la matriz de generación eléctrica en América Central, cabe destacar la gran relevancia que adquieren las centrales a gas natural en el horizonte de estudio en ambos escenarios simulados, tomando en cuenta que en el año base, la participación de este tipo de central era casi nula. Así, en el escenario EPA, el gas natural llega a representar cerca de la tercera parte de la matriz de generación eléctrica, mientras que en el escenario EGA, este aporte supera el 50%, desplazando completamente a las centrales Diésel – Fuel Oil y carboeléctricas (**Figura 3.42**).

Tabla 3.21. Proyección de la generación de electricidad en América Central, EPA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	27,162	32,581	34,855	39,611	42,235	47,710
Gas natural	5	5,102	16,830	21,229	33,493	43,611
Diésel-Fuel Oil	10,673	1,501	0	8,234	13,681	24,140
Carbón mineral	5,100	6,924	6,924	6,411	7,551	8,120
Biomasa	3,840	5,270	5,283	5,283	5,546	5,677
Geotermia	3,786	4,985	6,598	7,769	8,413	9,639
Eólica	3,212	4,909	5,347	5,995	6,801	7,502
Solar	1,390	1,657	2,247	2,356	2,501	2,773
TOTAL	55,289	62,928	78,083	96,887	120,220	149,172

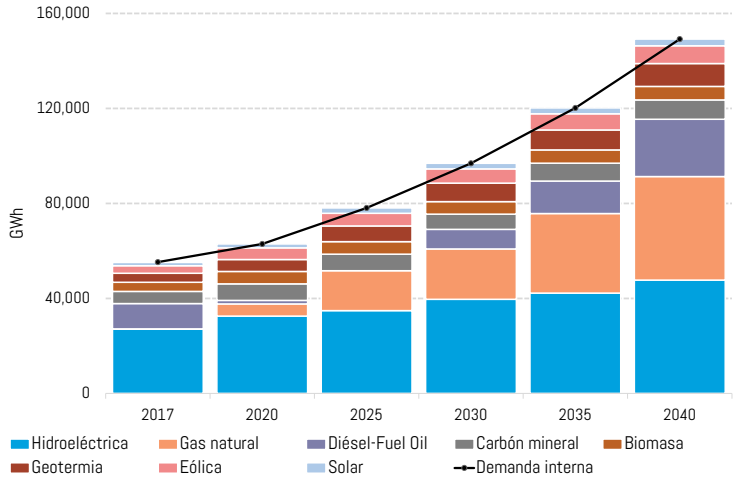
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.22. Proyección de la generación de electricidad en América Central, EGA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	27,162	32,581	34,855	39,611	42,235	47,710
Gas natural	5	7,742	23,421	35,431	54,289	75,871
Diésel-Fuel Oil	10,673	0	0	0	0	0
Carbón mineral	5,100	5,784	85	0	0	0
Biomasa	3,840	5,270	5,283	5,283	5,546	5,677
Geotermia	3,786	4,985	6,598	7,769	8,413	9,639
Eólica	3,212	4,909	5,347	5,995	6,801	7,502
Solar	1,390	1,657	2,247	2,356	2,501	2,773
TOTAL	55,289	62,928	77,836	96,445	119,784	149,172

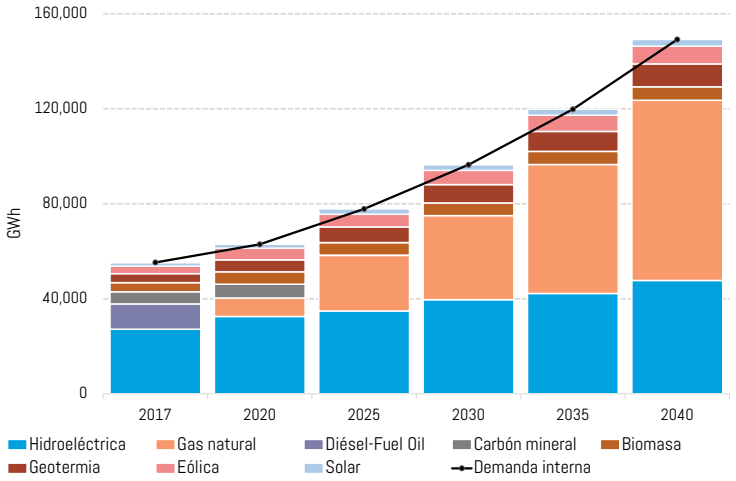
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.40. Proyección de la generación eléctrica en América Central, EPA



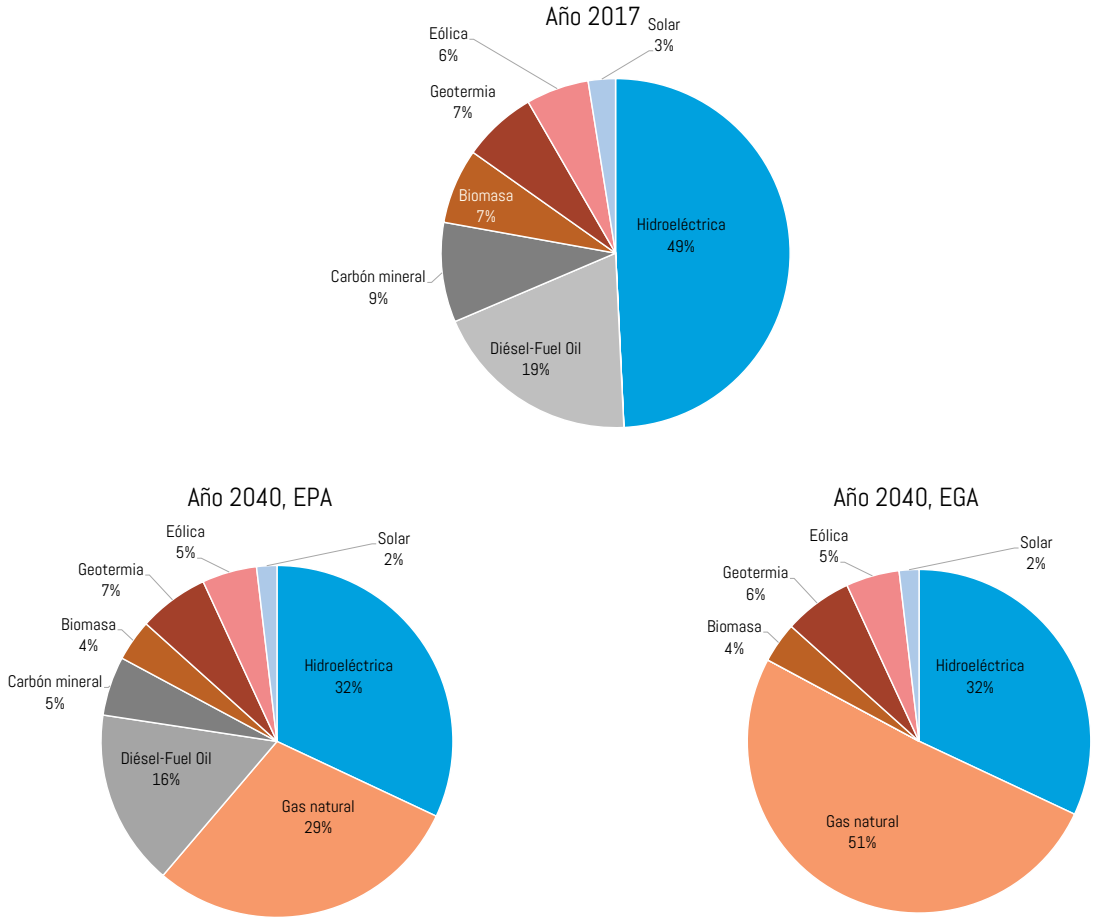
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.41. Proyección de la generación eléctrica en América Central, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

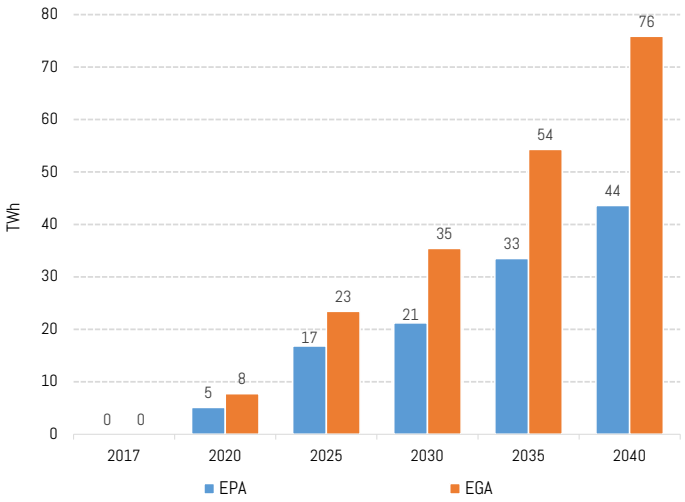
Figura 3.42. Evolución de la matriz de generación eléctrica en América Central



Fuente: Resultados de la simulación

Bajo las premisas del escenario EGA, en el año 2040, se generarán 32 TWh adicionales con gas natural, respecto al valor proyectado en el escenario EPA (**Figura 3.43**).

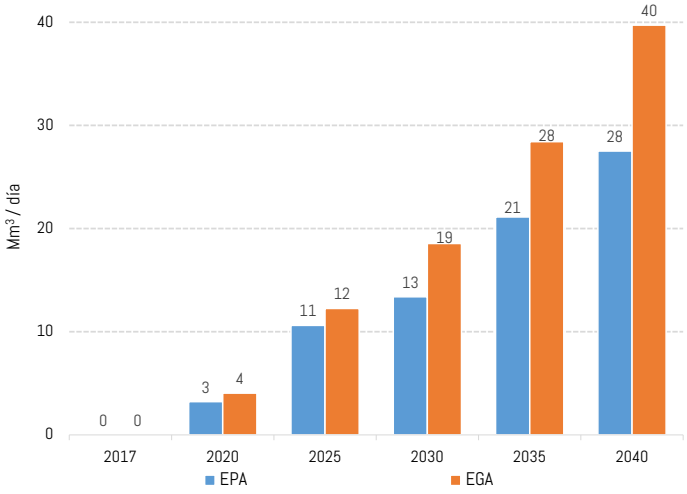
Figura 3.43. Generación eléctrica con gas natural en América Central



Fuente: Resultados de la simulación

En términos volumétricos, en el año 2040 y bajo las premisas del escenario EPA, se llegarían a requerir de alrededor de 28 Mm^3 por día de gas natural para generación eléctrica, lo cual para el caso EGA alcanzaría los y 40 Mm^3 diarios (**Figura 3.44**).

Figura 3.44. Insumo de gas natural para generación eléctrica en América Central



Fuente: Resultados de la simulación

3.3.3 Proyección de la oferta total de energía

Para cubrir la demanda interna de gas natural, determinada por el consumo de esta fuente, tanto en los sectores socio-económicos como en el sistema de generación eléctrica, se requiere que la oferta total de la misma, se proyecte con altísimas tasas de crecimiento promedio anual, en ambos escenarios analizados. Por supuesto, dado que la mayoría de los países que conforman la subregión de América Central, carecen de reservas y producción de gas natural, la oferta interna deberá estar sustentada en importaciones, principalmente como GNL, que podría provenir de Estados Unidos, Canadá, Perú y Trinidad y Tobago.

La mayor eficiencia en los diferentes usos energéticos del gas natural respecto a los derivados de petróleo y el carbón mineral, permite que en el horizonte de proyección, exista un ahorro neto en la demanda interna de energía de aproximadamente 1,400 ktep, al comparar el escenario EGA con el caso EPA (**Tablas 3.23** y **3.24**).

Tabla 3.23. Proyección de la oferta total energía en América Central, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	16,885	16,740	19,939	26,095	32,974	42,519	4.1%
Gas natural	2	976	3,217	4,058	6,402	8,337	45.5%
Carbón mineral y coque	1,744	2,224	2,284	2,227	2,587	2,820	2.1%
Hidroenergía	2,706	3,234	3,459	3,931	4,192	4,735	2.5%
Biomasa	13,580	13,907	13,204	12,661	12,442	12,362	-0.4%
Otras renovables	721	993	1,220	1,386	1,523	1,712	3.8%
TOTAL	35,638	38,074	43,324	50,359	60,120	72,485	3.1%

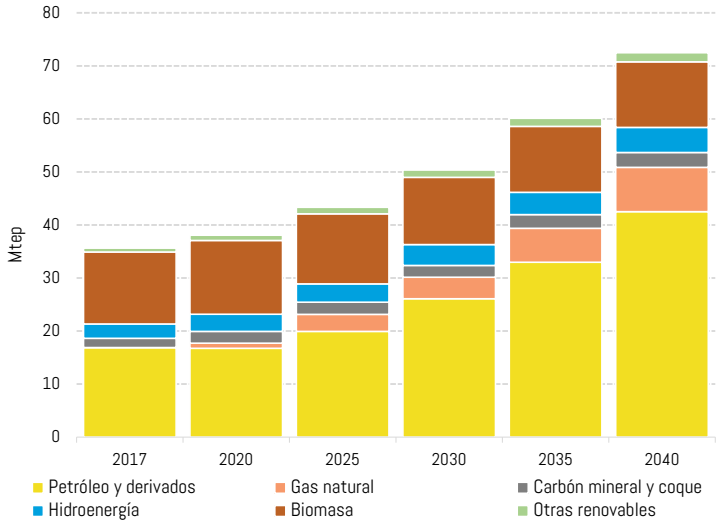
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.24. Proyección de la oferta total energía en América Central, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	16,885	16,438	19,243	22,719	27,035	32,420	2.9%
Gas natural	2	1,480	5,111	8,310	13,171	19,020	50.8%
Carbón mineral y coque	1,744	1,944	604	651	731	825	-3.2%
Hidroenergía	2,706	3,234	3,459	3,931	4,192	4,735	2.5%
Biomasa	13,580	13,908	13,132	12,568	12,375	12,363	-0.4%
Otras renovables	721	993	1,220	1,386	1,523	1,712	3.8%
TOTAL	35,638	37,998	42,769	49,565	59,027	71,075	3.0%

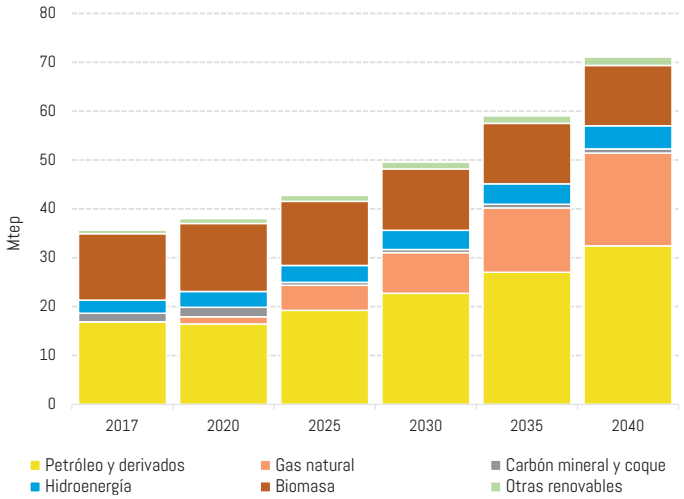
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.45. Proyección de la oferta total de energía en América Central, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

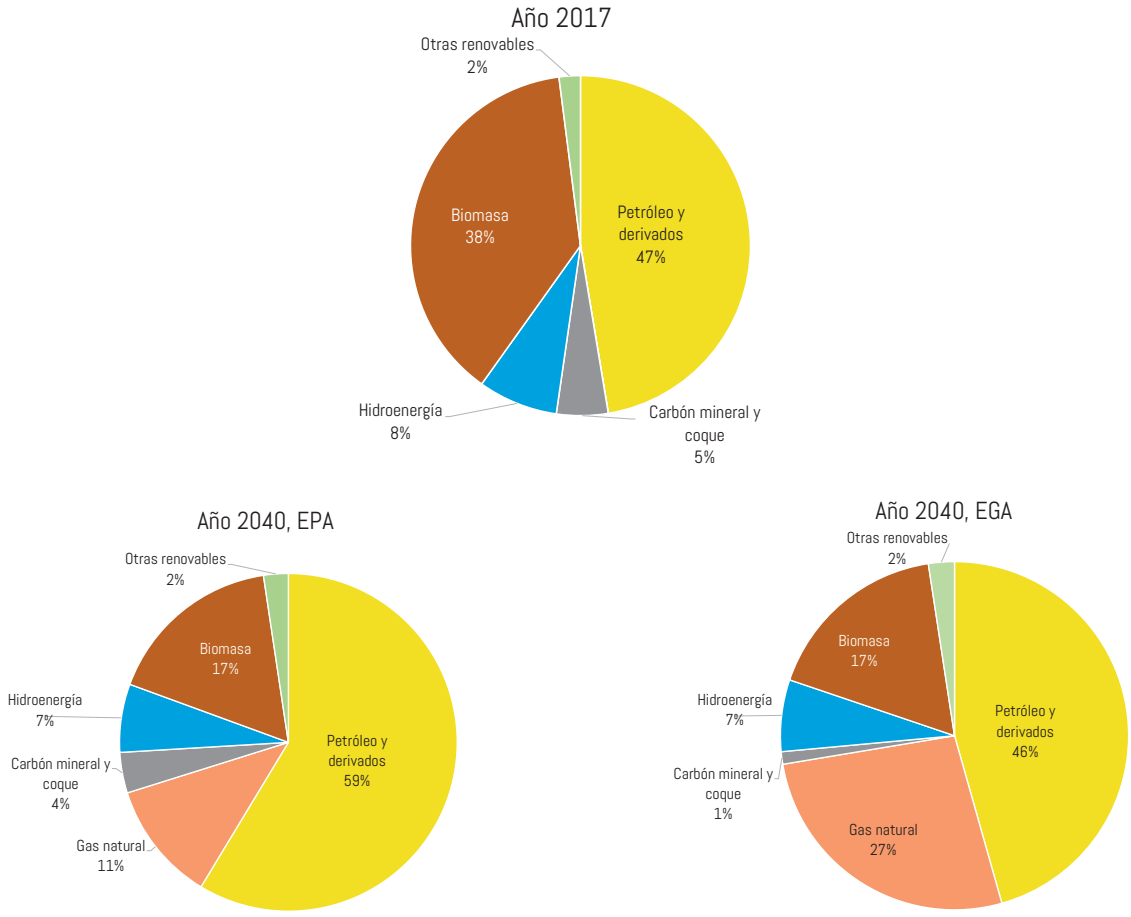
Figura 3.46. Proyección de la oferta total de energía en América Central, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

Considerando una participación casi nula en el año base, el gas natural alcanzaría en el año 2040 un aporte del 11% en la matriz de oferta total de energía, con las premisas del escenario EPA, mientras que simulando el escenario EGA, dicho valor se incrementa hasta un 27% (**Figura 3.47**).

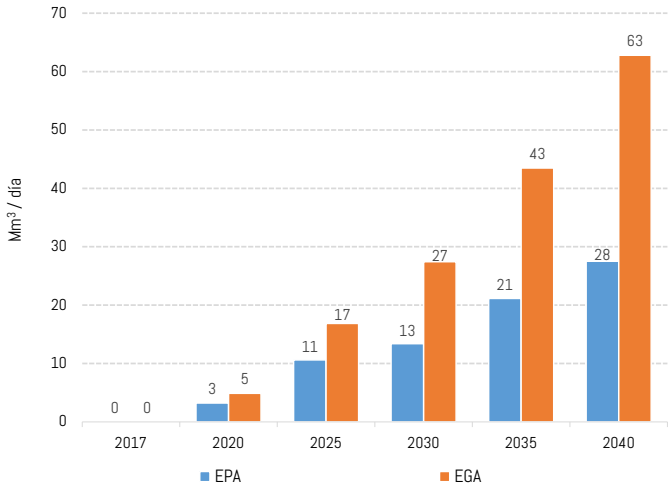
Figura 3.47. Evolución de la matriz de oferta total de energía en América Central



Fuente: Resultados de la simulación

El requerimiento volumétrico diario de gas natural en el año 2040, es de 28 Mm^3 para el escenario EPA y de 63 Mm^3 para el escenario EGA. Esta diferencia se debe sobre todo a que en el escenario EPA, no se consideró la penetración del gas natural en los sectores de consumo final, sino que esto ocurre únicamente en el sistema de generación eléctrica (**Figura 3.48**).

Figura 3.48. Oferta total de gas natural en América Central



Fuente: Resultados de la simulación

3.4 Zona Andina

3.4.1 Proyección del consumo final de energía

Respecto al consumo final de gas natural en la Zona Andina, cabe destacar, que para el escenario EPA, la proyección del crecimiento es sumamente modesto, con una tasa anual de solamente el 0.3%. Con las premisas de sustitución de derivados de petróleo y combustibles sólidos fósiles, esta tasa se incrementa en el escenario EGA hasta un 2.7%, produciendo un ahorro en el consumo total de energía de alrededor de 3,500 ktep anuales, al final del período de proyección (**Tablas 3.25** y **3.26**).

Tabla 3.25. Proyección del consumo final de energía en la Zona Andina, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	60,505	65,635	75,674	87,975	103,125	121,902	3.1%
Gas natural	16,590	16,127	15,705	15,784	16,470	17,924	0.3%
Carbón mineral y coque	5,309	6,108	7,735	9,817	12,478	15,878	4.9%
Biomasa	8,333	8,084	7,776	7,591	7,524	7,571	-0.4%
Electricidad	19,321	21,104	24,720	29,332	35,218	42,741	3.5%
TOTAL	110,058	117,057	131,609	150,498	174,816	206,016	2.8%

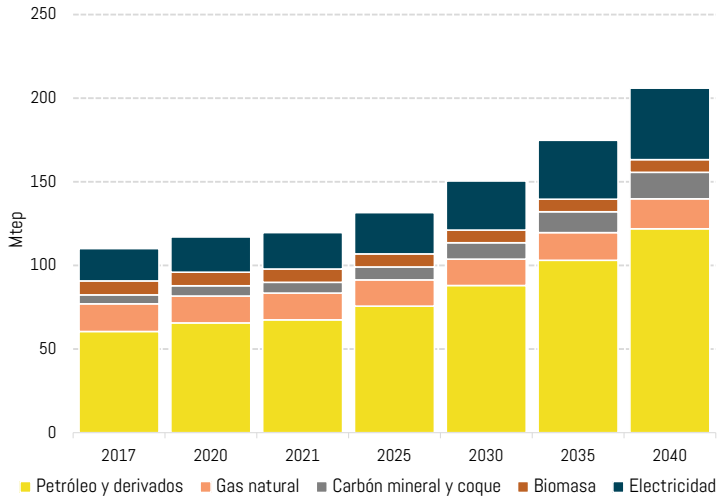
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países andinos

Tabla 3.26. Proyección del consumo final de energía en la Zona Andina, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	60,505	65,635	74,219	84,232	95,696	108,567	2.6%
Gas natural	16,590	16,127	17,301	19,701	23,941	30,916	2.7%
Carbón mineral y coque	5,309	6,108	7,223	8,638	10,439	12,732	3.9%
Biomasa	8,333	8,084	7,772	7,592	7,531	7,571	-0.4%
Electricidad	19,321	21,104	24,654	29,251	35,163	42,741	3.5%
TOTAL	110,058	117,057	131,168	149,413	172,771	202,527	2.7%

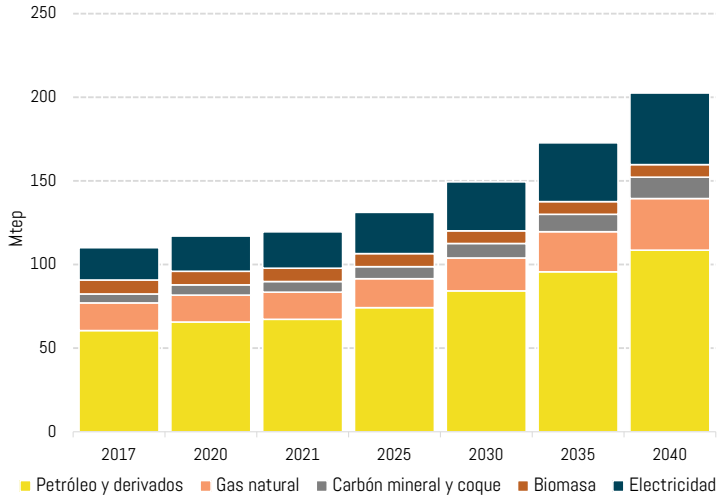
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.49. Proyección del consumo final de energía en la Zona Andina, EPA



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países andinos

Figura 3.50. Proyección del consumo final de energía en la Zona Andina, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

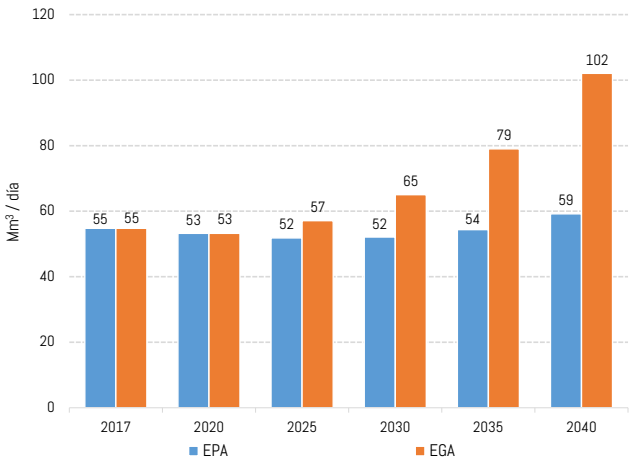
Es interesante notar, que en el escenario EPA, dado el bajo ritmo de crecimiento del consumo de gas natural en comparación con otras fuentes como la electricidad y los derivados de petróleo, la participación de este producto disminuye en el año 2040 respecto al año base, de 15% a 9%. En el caso EGA, este valor se mantiene en el 15% (**Figura 3.51**) gracias a un incremento en el consumo diario de gas natural de alrededor de 43 Mm^3, comparando los dos escenarios (**Figura 3.52**).

Figura 3.51. Evolución de la matriz de consumo final de energía en la Zona Andina



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.52. Proyección del consumo final de gas natural en la Zona Andina

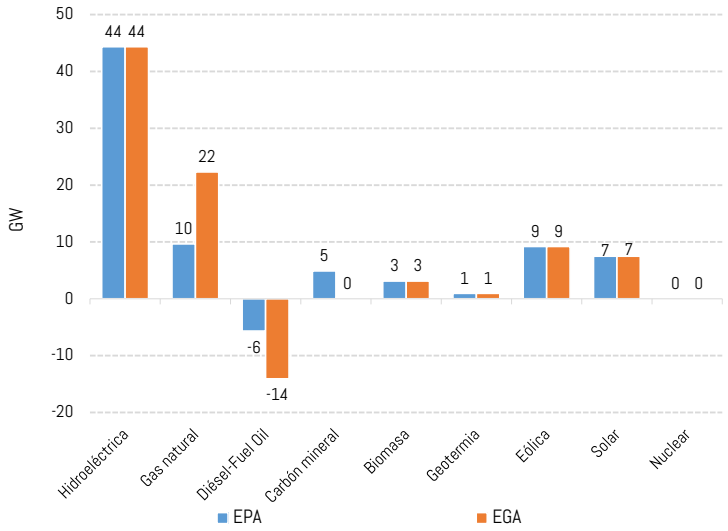


Fuente: Resultados de la simulación

3.4.2 Proyección de la generación eléctrica

Debido al gran potencial hidroenergético de los países de la Zona andina, las hidroeléctricas tienen preponderancia en los planes de expansión de la generación en esta subregión. Sin embargo, en un segundo lugar se ubica la instalación de centrales a gas natural, en ambos escenarios analizados, con la diferencia que en el escenario EGA se apuesta por una implementación de más del doble de capacidad de este tipo de centrales, en comparación con el escenario EPA, reemplazando capacidad de centrales Diésel-Fuel Oil y anulando la instalación de carboeléctricas (**Figura 3.53**). Con un mejor factor de planta respecto a la tecnología Diésel-Fuel Oil, las centrales a gas natural permiten que al año 2040, la capacidad instalada total en el escenario EGA, sea en alrededor de 600 MW inferior a la del EPA (**Tablas 3.27** y **3.28**).

Figura 3.53. Expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica en la Zona Andina, durante el período de proyección



Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.27. Proyección de la capacidad instalada en la Zona Andina, EPA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	37,248	43,141	52,196	58,596	68,596	81,596
Gas natural	11,300	14,457	15,373	16,114	18,354	20,954
Diésel-Fuel Oil	14,069	14,408	12,908	11,408	9,908	8,408
Carbón mineral	700	1,700	2,400	2,800	4,100	5,600
Biomasa	427	752	752	1,052	2,052	3,552
Geotermia	0	101	101	201	451	951
Eólica	357	1,062	1,462	2,062	4,862	9,562
Solar	295	892	1,392	1,792	3,892	7,792
TOTAL	64,396	76,513	86,584	94,024	112,215	138,415

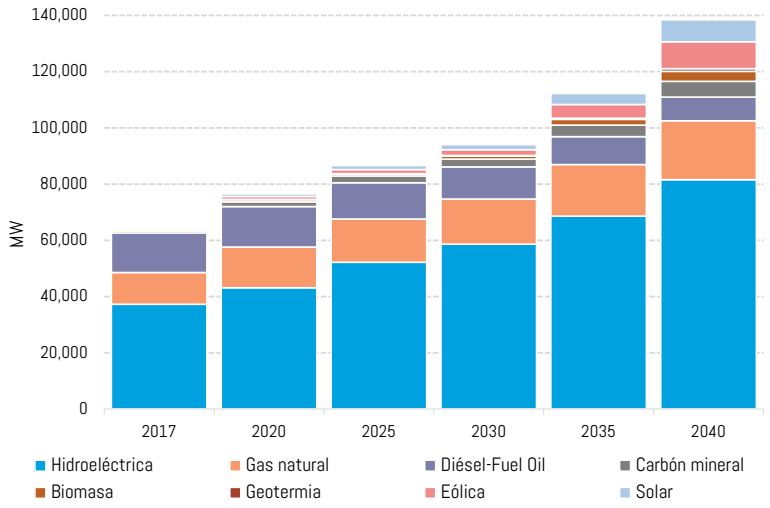
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.28. Proyección de la capacidad instalada en la Zona Andina, EGA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	37,248	43,141	52,196	58,596	68,596	81,596
Gas natural	11,300	15,265	19,265	23,292	28,009	33,607
Diésel-Fuel Oil	14,069	14,708	0	0	0	0
Carbón mineral	700	790	790	790	790	790
Biomasa	427	752	752	1,052	2,052	3,552
Geotermia	0	101	101	201	451	951
Eólica	357	1,062	1,462	2,062	4,862	9,562
Solar	295	892	1,392	1,792	3,892	7,792
TOTAL	64,396	76,711	75,958	87,784	108,652	137,850

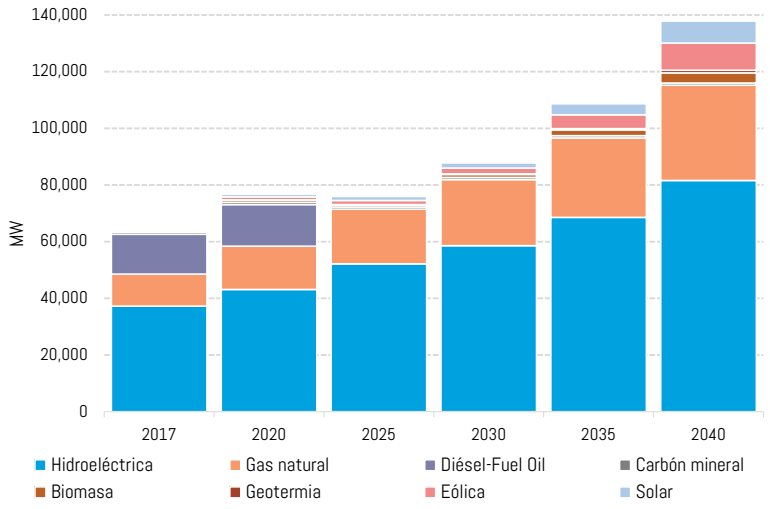
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.54. Proyección de la capacidad instalada en la Zona Andina, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.55. Proyección de la capacidad instalada en la Zona Andina, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

Debido a la alta penetración de la hidroenergía y energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica de la Zona Andina, la participación del gas natural se reduce en el escenario EPA, desde 26% en el año base al 20% en el año 2040. Sin embargo, al desplazarse centrales Diésel-Fuel Oil y carboeléctricas en el escenario EGA, las plantas operadas a gas natural incrementan su aporte en la matriz, alcanzado un 29% en el año 2040 (**Figura 3.58**). Para esto se requiere generar 53 TWh adicionales con gas natural (**Figura 3.59**), así como un insumo de 45 Mm^3 diarios más de dicha fuente (**Figura 3.60**) en el escenario EGA respecto al escenario EPA, para ese año.

Tabla 3.29. Proyección de la generación de electricidad en la Zona Andina, EPA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	171,629	198,783	240,503	269,993	316,070	375,971
Gas natural	74,175	88,650	94,267	98,808	112,547	128,490
Diésel-Fuel Oil	30,811	4,107	3,328	30,113	30,039	23,214
Carbón mineral	4,565	10,424	14,717	17,170	25,141	34,339
Biomasa	1,258	2,216	2,216	3,100	6,045	10,464
Geotermia	0	796	796	1,585	3,556	7,498
Eólica	1,309	3,896	5,363	7,565	17,839	35,085
Solar	341	1,563	2,439	3,140	6,819	13,652
TOTAL	284,089	310,436	363,630	431,473	518,057	628,712

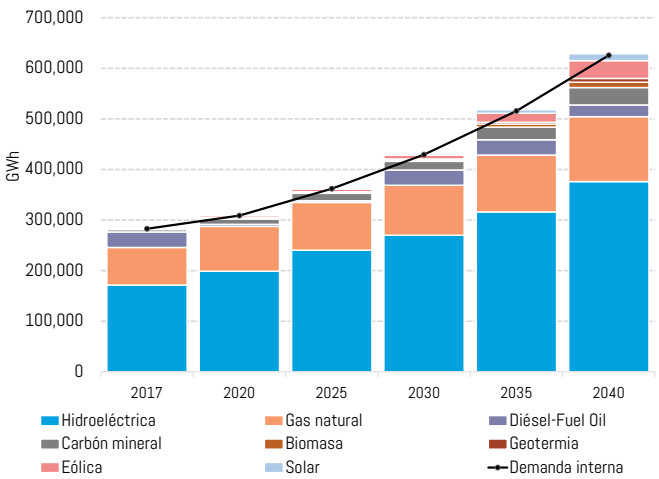
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.30. Proyección de la generación de electricidad en la Zona Andina, EGA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	171,629	198,783	240,503	269,993	316,070	375,971
Gas natural	74,175	93,605	106,503	140,060	162,076	181,199
Diésel-Fuel Oil	30,811	4,733	0	0	0	0
Carbón mineral	4,565	4,844	4,844	4,844	4,844	4,844
Biomasa	1,258	2,216	2,216	3,100	6,045	10,464
Geotermia	0	796	796	1,585	3,556	7,498
Eólica	1,309	3,896	5,363	7,565	17,839	35,085
Solar	341	1,563	2,439	3,140	6,819	13,652
TOTAL	282,842	310,436	362,665	430,286	517,250	628,712

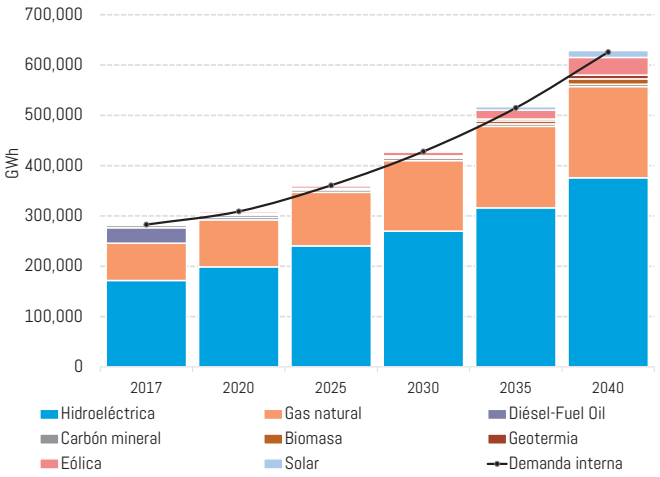
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.56. Proyección de la generación eléctrica en la Zona Andina, EPA



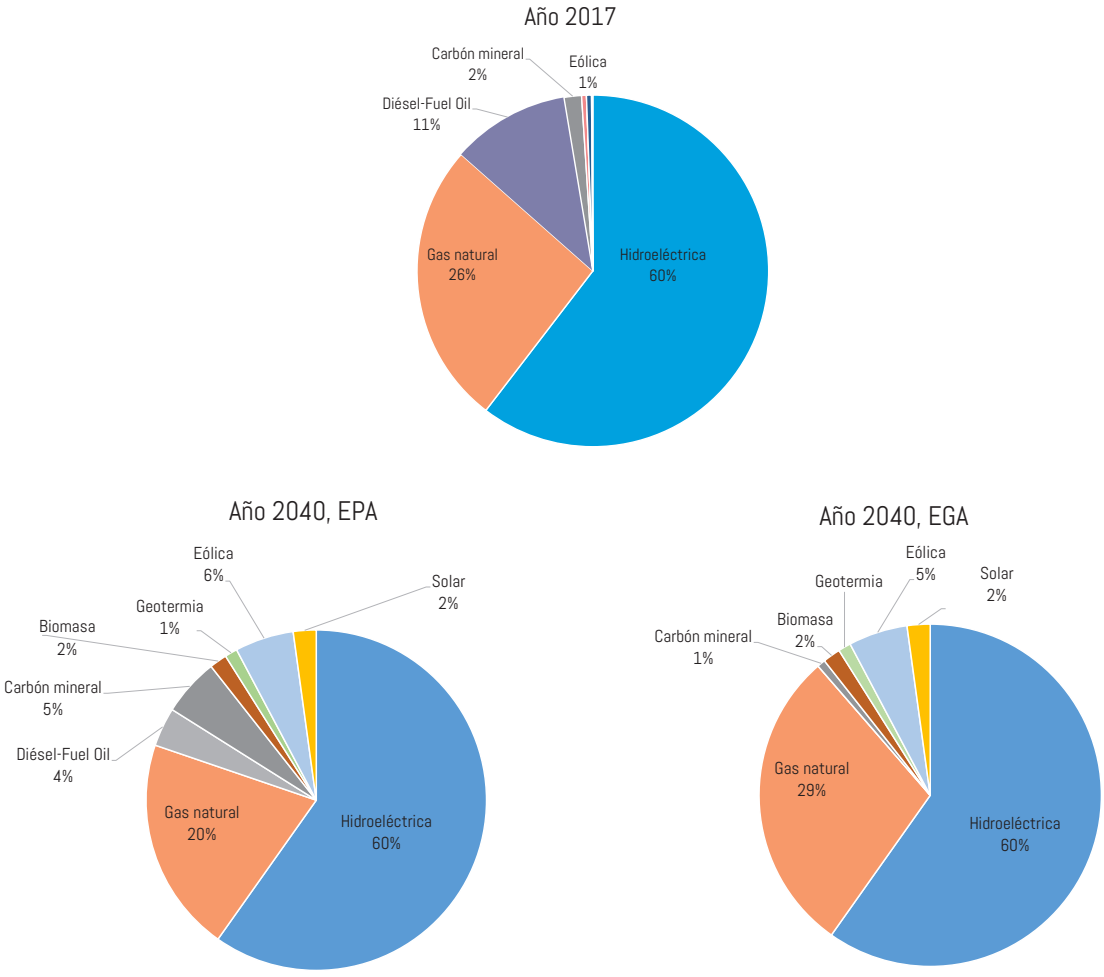
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.57. Proyección de la generación eléctrica en la Zona Andina, EGA



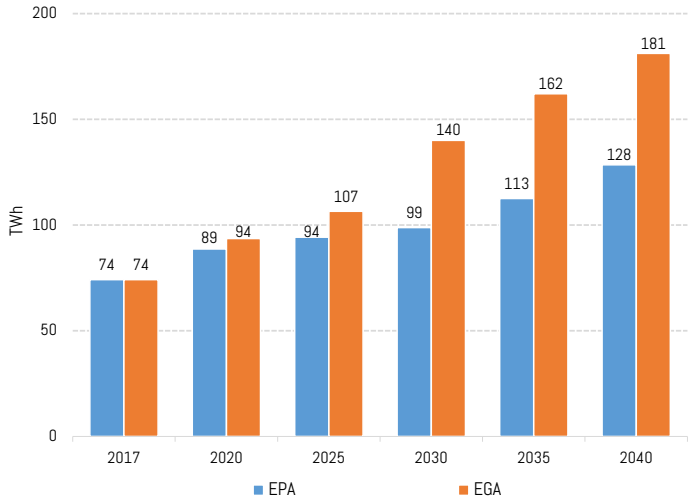
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.58. Evolución de la matriz de generación eléctrica en la Zona Andina



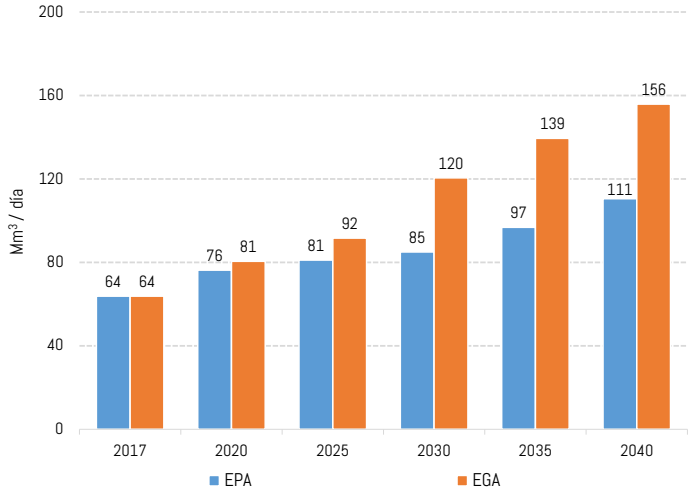
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.59. Generación eléctrica con gas natural en la Zona Andina



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.60. Insumo de gas natural para generación eléctrica en la Zona Andina



Fuente: Resultados de la simulación

3.4.3 Proyección de la oferta total de energía

En el escenario EPA, el gas natural es la fuente con menor ritmo de crecimiento en el período de proyección (**Tabla 3.31**), sin embargo, bajo las premisas del escenario EGA, la oferta total de gas natural presenta una mayor tasa promedio de crecimiento anual, comparable con la de la biomasa (**Tabla 3.32**). Por diferencia en la eficiencia energéticas con el escenario EGA se consigue un ahorro anual en la oferta total de energía de alrededor de 9,000 ktep en el año 2040, con respecto a lo proyectado con el caso EPA.

Tabla 3.31. Proyección de la oferta total energía en la Zona Andina, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	66,476	63,678	72,478	91,444	104,961	119,829	2.6%
Gas natural	64,592	70,402	74,412	79,443	89,628	102,914	2.0%
Carbón mineral y coque	6,431	8,544	11,297	13,925	18,612	24,215	5.9%
Hidroenergía	15,222	17,628	21,332	23,938	28,018	33,323	3.5%
Biomasa	8,947	11,320	11,227	11,887	14,084	17,427	2.9%
Otras renovables	142	698	899	1,375	3,139	6,340	18.0%
TOTAL	161,810	172,269	191,646	222,012	258,443	304,048	2.8%

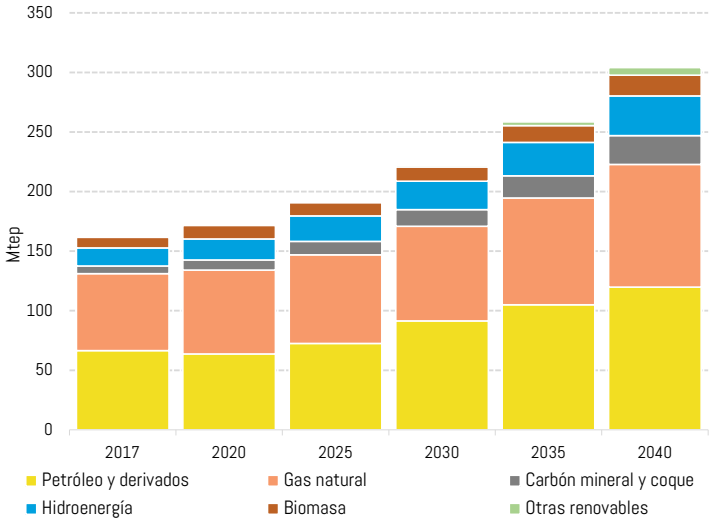
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.32. Proyección de la oferta total energía en la Zona Andina, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	66,476	63,861	70,023	79,409	89,297	100,235	1.8%
Gas natural	64,592	64,137	72,067	87,975	104,006	123,555	2.9%
Carbón mineral y coque	6,431	7,173	8,360	9,718	11,587	13,823	3.4%
Hidroenergía	15,222	17,628	21,332	23,938	28,018	33,323	3.5%
Biomasa	8,947	11,320	11,258	11,947	14,147	17,428	2.9%
Otras renovables	142	698	899	1,375	3,139	6,340	18.0%
TOTAL	161,810	164,816	183,940	214,362	250,195	294,703	2.6%

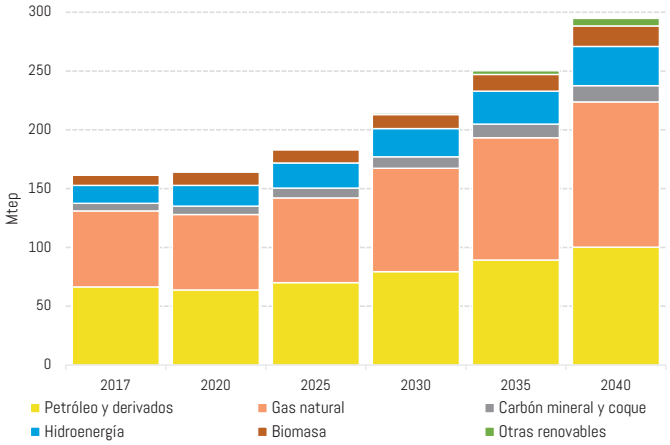
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.61. Proyección de la oferta total de energía en la Zona Andina, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.62. Proyección de la oferta total de energía en la Zona Andina, EGA

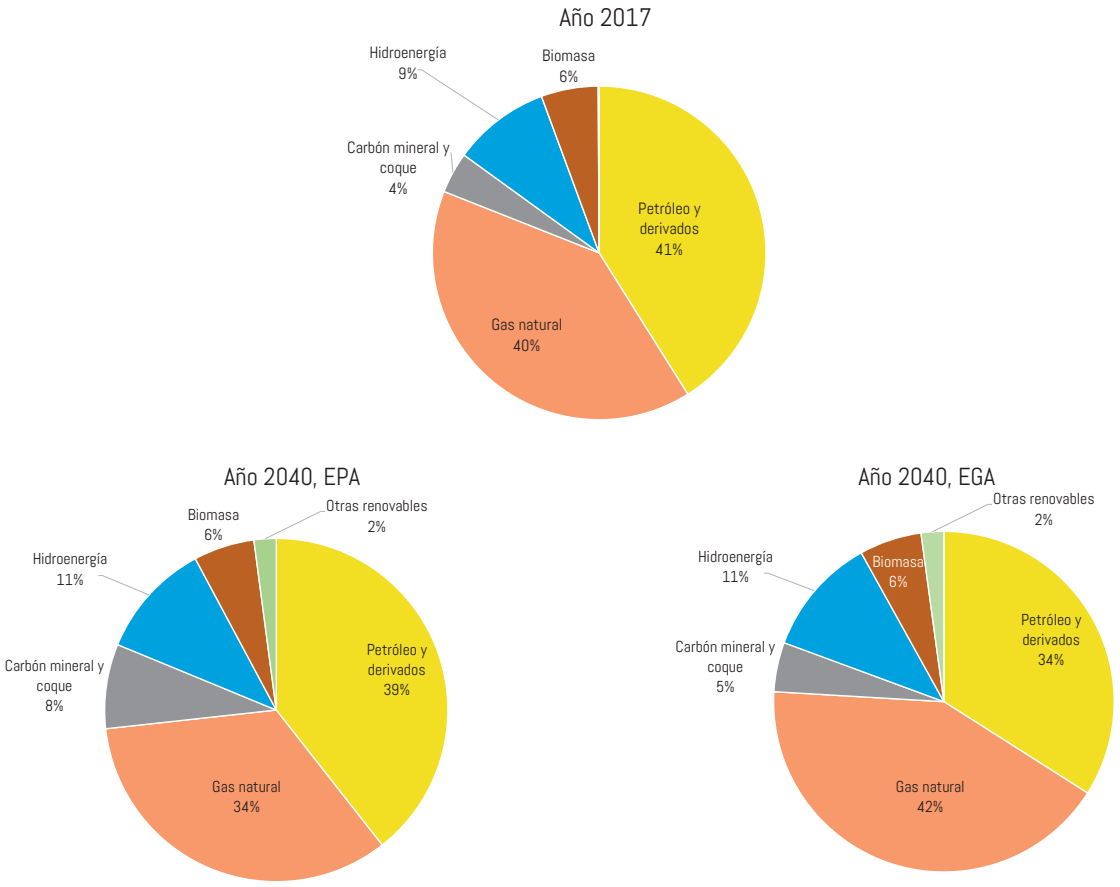


Fuente: Resultados de la simulación

Cabe destacar que, a diferencia del escenario EPA, donde el gas natural mantiene su segundo lugar en la matriz de oferta por detrás del petróleo y derivados en todo el período de proyección, en el escenario EGA, esta fuente llega a constituirse en el año 2040 como la principal fuente de energía ofertada en los países de la Zona Andina (**Figura 3.63**).

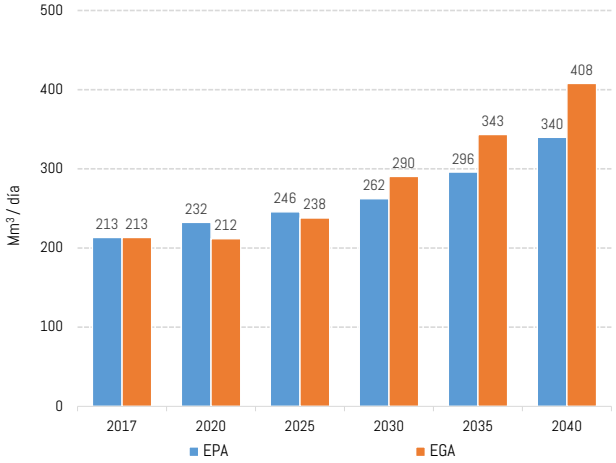
En el escenario EGA, la oferta total de gas natural para el año 2040 es superior en 68 Mm^3 diarios a la proyectada en el caso EPA (**Figura 3.64**). Este importante volumen de oferta de gas natural en la Zona Andina, se soportaría principalmente en las reservas y capacidades de producción de países como Bolivia, Perú y Venezuela.

Figura 3.63. Evolución de la matriz de oferta total de energía en la Zona Andina



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.64. Oferta total de gas natural en la Zona Andina



Fuente: Resultados de la simulación

3.5 Cono Sur

3.5.1 Proyección del consumo final de energía

Debido principalmente a la presencia de Argentina, la subregión del Cono Sur tiene un alto componente gasífero en su matriz de consumo final, que llega a un 21% de participación en el año base. Con el escenario EPA, este consumo se incrementa en el período de proyección a una tasa promedio anual de 1.5%, mientras que en el escenario EGA, donde existe un desplazamiento del consumo de petrolíferos, la tasa de crecimiento anual llega al 2.5% (**Tablas 3.33** y **3.34**). Gracias a la mayor eficiencia de esta fuente en los procesos de consumo final con relación al uso de combustibles petrolíferos líquidos, al año 2040 se logra un ahorro neto en la energía anual demandada de alrededor de 1,400 ktep.

Tabla 3.33. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	43,617	46,746	53,418	62,277	73,897	89,072	3.2%
Gas natural	20,895	21,784	23,396	25,194	27,202	29,453	1.5%
Carbón mineral y coque	689	639	573	521	481	450	-1.8%
Biomasa	13,004	13,646	15,114	17,165	19,939	23,618	2.6%
Electricidad	19,226	21,179	24,945	29,471	34,926	41,519	3.4%
TOTAL	97,430	103,994	117,446	134,628	156,444	184,111	2.8%

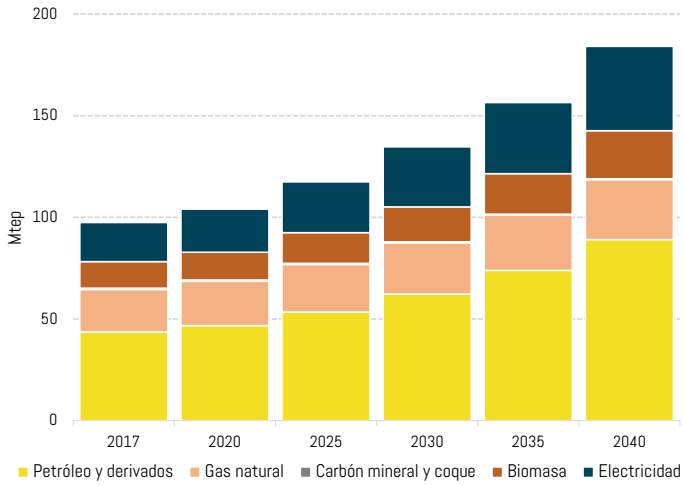
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países del Cono Sur

Tabla 3.34. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	43,617	46,746	52,155	59,310	68,613	80,615	2.7%
Gas natural	20,895	21,784	24,447	27,668	31,618	36,527	2.5%
Carbón mineral y coque	689	639	573	521	481	450	-1.8%
Biomasa	13,004	13,646	15,133	17,192	19,959	23,618	2.6%
Electricidad	19,226	21,179	24,956	29,489	34,942	41,519	3.4%
TOTAL	97,430	103,994	117,265	134,180	155,612	182,729	2.8%

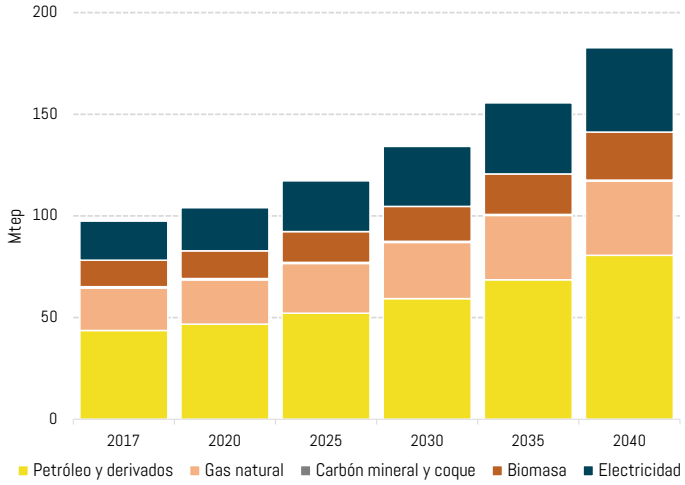
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.65. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, EPA



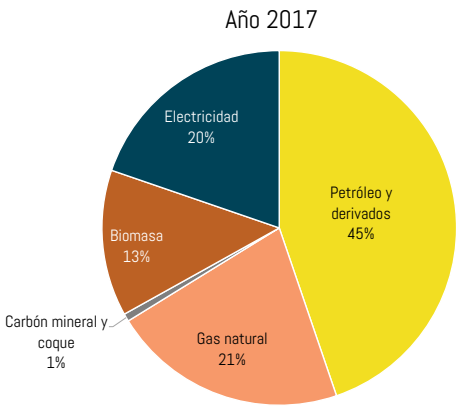
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países del Cono Sur

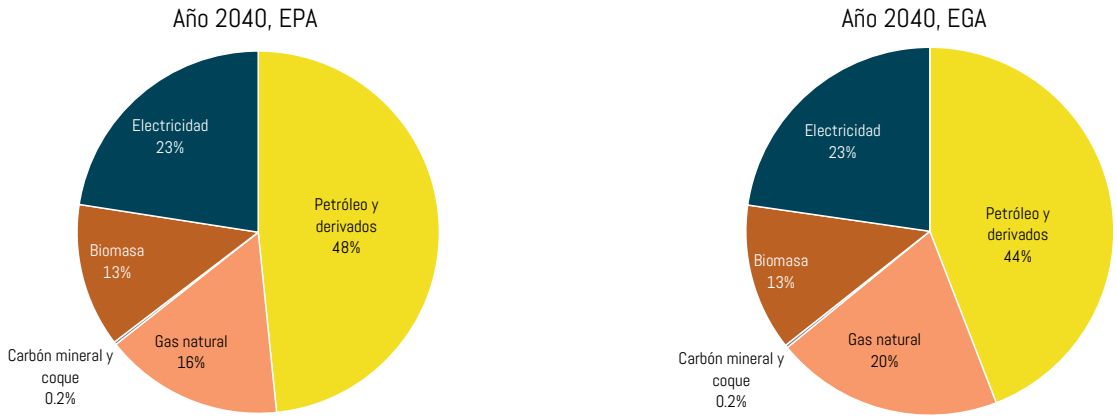
Figura 3.66. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.67. Evolución de la matriz de consumo final de energía en el Cono Sur

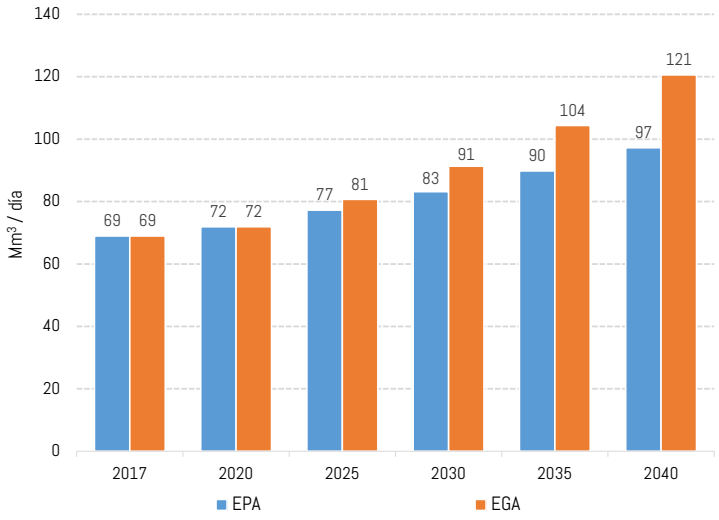




Fuente: Resultados de la simulación

En ambos escenarios analizados, el gas natural pierde varios puntos porcentuales de participación en la matriz de consumo en el año 2040 respecto al año base, debido a la mayor penetración de la electricidad. Sin embargo, en el EGA, el consumo de gas natural presenta 4 puntos porcentuales más de participación que en el escenario EPA (**Figura 3.67**), lo cual significa una demanda adicional de 24 Mm³ diarios en el 2040 (**Figura 3.68**).

Figura 3.68. Proyección del consumo final de gas natural en el Cono Sur

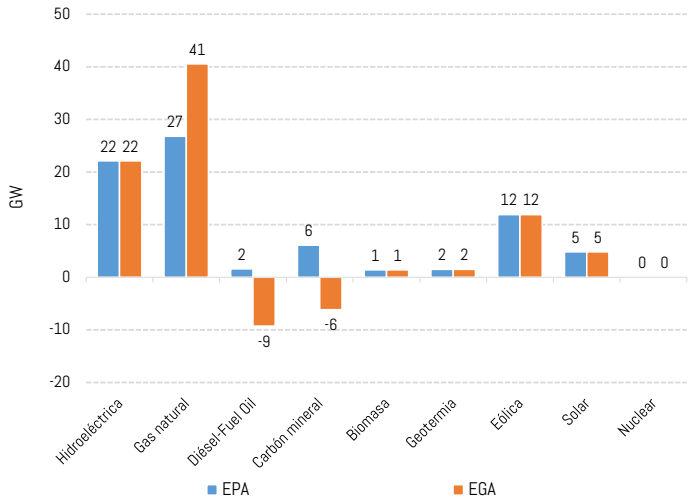


Fuente: Resultados de la simulación

3.5.2 Proyección de la generación eléctrica

En ambos escenarios analizados, las centrales a gas natural ocupan el primer puesto en relevancia en la expansión del sistema de generación eléctrica del Cono Sur. A éstas les sigue en orden de capacidad adicionada, las hidráulicas y las eólicas. En el escenario EGA, se instalan durante el período de proyección 14 GW más de centrales a gas natural que en el escenario EPA, a expensas del retiro de centrales Diésel-Fuel Oil y carboeléctricas (**Figura 3.69**).

Figura 3.69. Expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica en el Cono Sur, durante el período de proyección



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países del Cono Sur

Tabla 3.35. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur, EPA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	28,260	30,906	33,580	38,380	44,380	50,380
Gas natural	18,044	18,544	23,544	29,844	37,344	44,844
Diésel-Fuel Oil	9,272	9,272	9,372	9,872	10,372	10,872
Carbón mineral	6,153	7,244	8,244	9,744	10,744	12,244
Biomasa	949	1,149	1,549	1,749	1,949	2,349
Geotermia	28	28	28	528	1,028	1,528
Eólica	3,048	5,614	7,746	10,446	11,946	14,946
Solar	2,133	3,168	4,168	4,968	5,968	6,968
Nuclear	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755
TOTAL	69,642	77,680	89,986	107,286	125,486	145,886

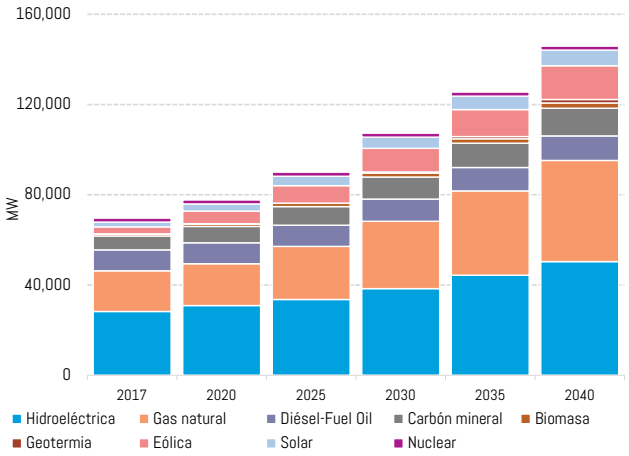
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.36. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur, EGA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	28,260	30,906	33,580	38,380	44,380	50,380
Gas natural	18,044	20,544	30,544	41,044	49,801	58,584
Diésel-Fuel Oil	9,272	9,272	9,272	9,272	0	0
Carbón mineral	6,153	6,244	3,744	1,244	0	0
Biomasa	949	1,149	1,549	1,749	1,949	2,349
Geotermia	28	28	28	528	1,028	1,528
Eólica	3,048	5,614	7,746	10,446	11,946	14,946
Solar	2,133	3,168	4,168	4,968	5,968	6,968
Nuclear	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755
TOTAL	69,642	78,680	92,386	109,386	116,827	136,510

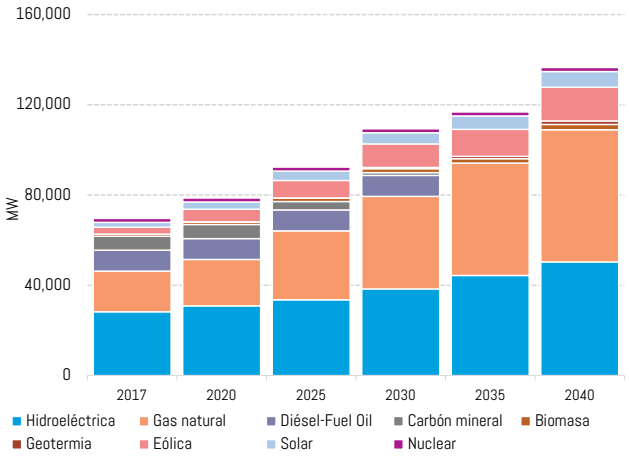
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.70. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.71. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

En cuanto a la generación de electricidad, hay que destacar en primer lugar, que la subregión del Cono Sur es netamente exportadora de energía eléctrica. Esto debido principalmente a las exportaciones de energía de la Central Hidroeléctrica Binacional ITAIPU (Paraguay a Brasil), por lo cual, la generación total supera a la demanda interna de electricidad, como se observa en las **Figuras 3.72** y **Figura 3.73**.

Tabla 3.37. Proyección de la generación de electricidad en el Cono Sur, EPA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	130,523	142,744	155,094	177,264	204,975	232,687
Gas natural	94,834	97,466	123,746	156,859	196,279	235,699
Diésel-Fuel Oil	16,244	32,490	32,304	17,373	8,715	7,863
Carbón mineral	32,340	38,075	43,331	51,215	56,471	64,355
Biomasa	5,496	6,654	8,972	10,130	11,289	13,606
Geotermia	64	217	217	4,159	8,101	12,043
Eólica	7,912	14,754	20,357	27,453	31,395	39,279
Solar	4,184	5,550	7,302	8,704	10,456	12,208
Nuclear	5,721	10,762	10,762	10,762	10,762	10,762
TOTAL	262,657	348,712	402,085	463,918	538,442	628,500

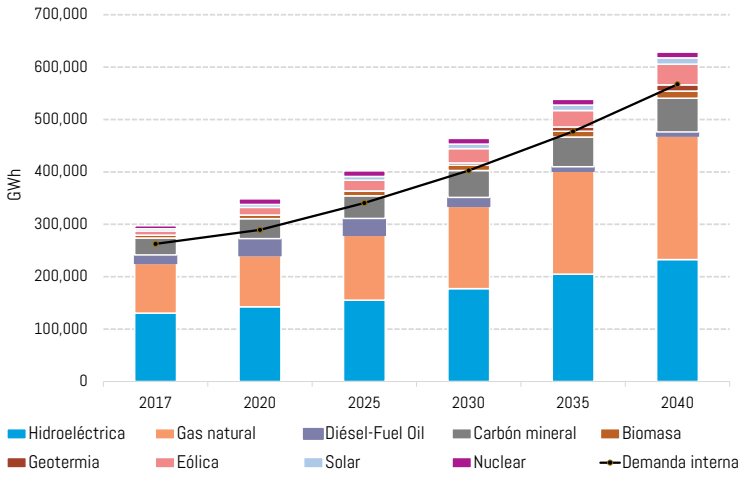
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.38. Proyección de la generación de electricidad en el Cono Sur, EGA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	130,523	142,744	155,094	177,264	204,975	232,687
Gas natural	94,834	107,978	160,538	215,726	261,754	307,917
Diésel-Fuel Oil	16,244	29,161	19,373	3,511	0	0
Carbón mineral	32,340	32,819	19,679	6,539	0	0
Biomasa	5,496	6,654	8,972	10,130	11,289	13,606
Geotermia	64	217	217	4,159	8,101	12,043
Eólica	7,912	14,754	20,357	27,453	31,395	39,279
Solar	4,184	5,550	7,302	8,704	10,456	12,208
Nuclear	5,721	10,762	10,762	10,762	10,762	10,762
TOTAL	262,657	350,639	402,294	464,246	538,730	628,500

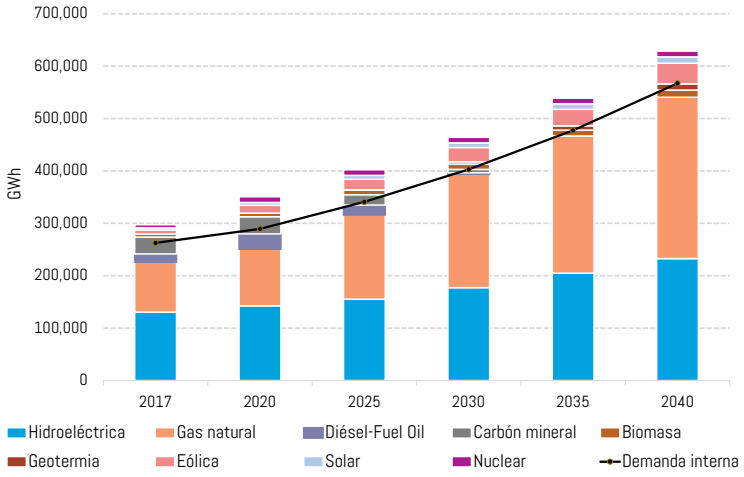
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.72. Proyección de la generación eléctrica en el Cono Sur, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.73. Proyección de la generación eléctrica en el Cono Sur, EGA

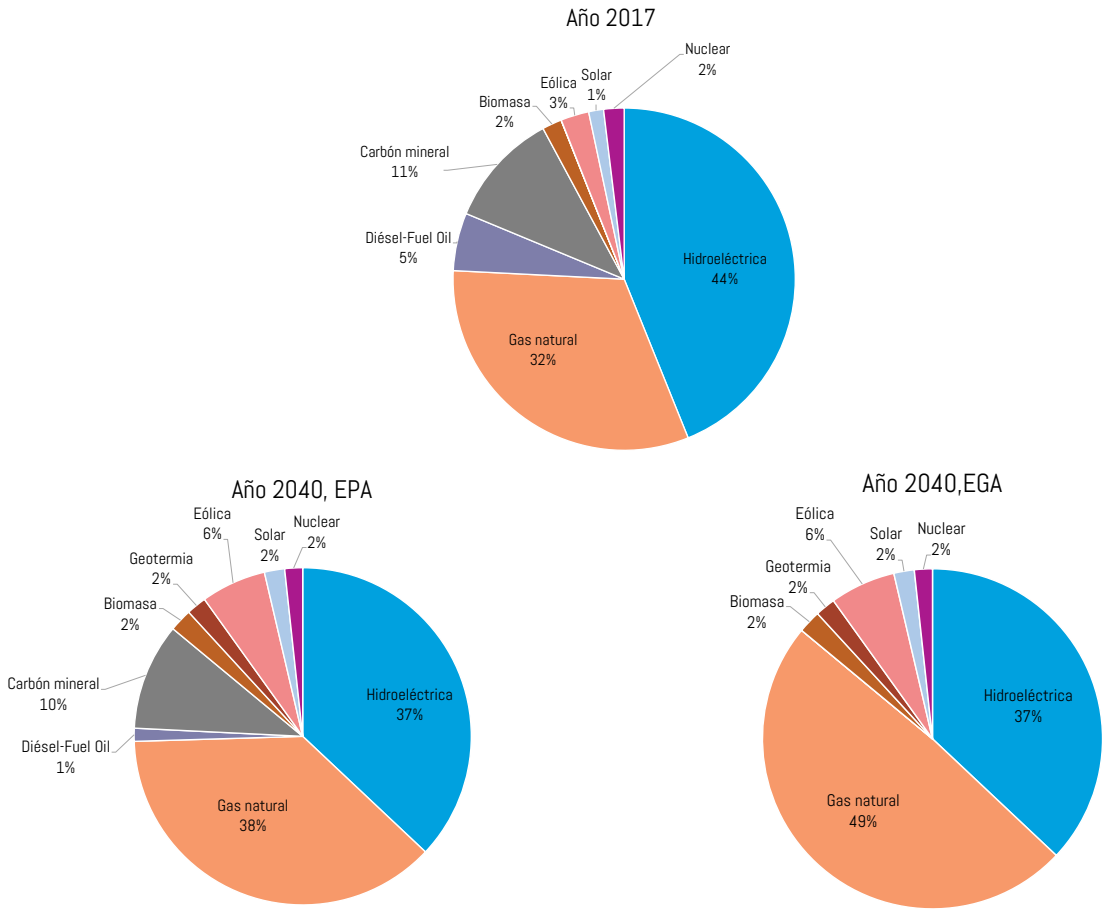


Fuente: Resultados de la simulación

Las centrales a gas natural, que al año base ocupaban el segundo puesto en importancia detrás de las hidroeléctricas y representaban la tercera parte de la matriz de generación total, llegan en el año 2040 a superar en participación a las hidroeléctricas, alcanzando el primer lugar e incluso contribuyendo, en el escenario EGA, con muy cerca de la mitad de la energía total generada (**Figura 3.74**).

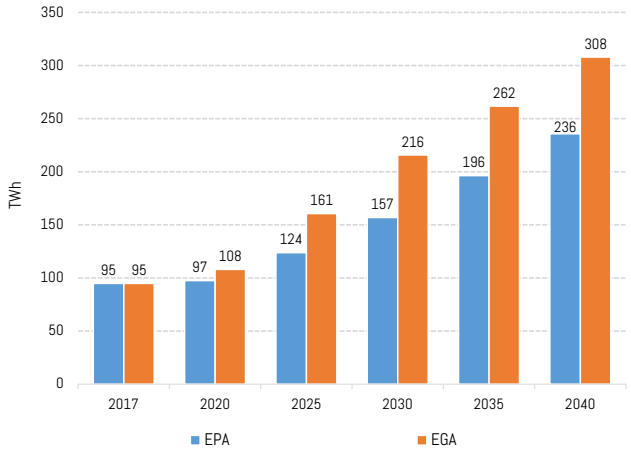
La generación con gas natural, en el año horizonte del período de proyección, alcanza en los escenarios EPA y EGA los 236 y 308 TWh, con un requerimiento diario de insumo de gas natural de 156 y 203 Mm^3 diarios, respectivamente (**Figuras 3.75** y **3.76**).

Figura 3.74. Evolución de la matriz de generación eléctrica en el Cono Sur



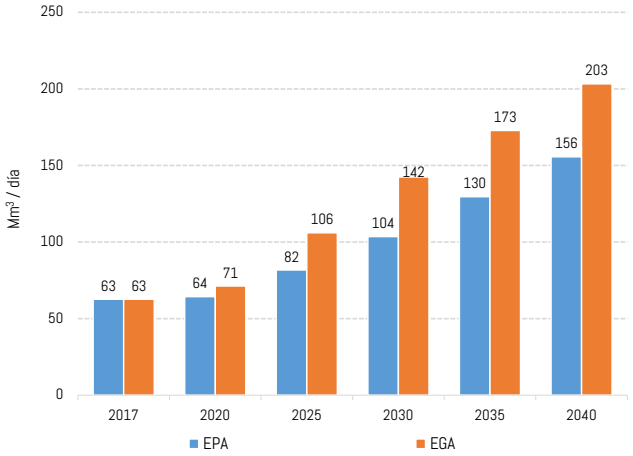
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.75. Generación eléctrica con gas natural en el Cono Sur



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.76. Insumo de gas natural para generación eléctrica en el Cono Sur



Fuente: Resultados de la simulación

3.5.3 Proyección de la oferta total de energía

En el año base, el gas natural ya se constituía como la principal fuente de energía demandada y ofertada en la subregión del Cono Sur, con una participación del 38% de la matriz de oferta total de energía. Sin embargo, debido a la mayor tasa promedio anual de crecimiento en la oferta de petrolíferos y biomasa en el escenario EPA, aunque en términos absolutos sigue siendo la principal fuente ofertada, pierde cierta participación porcentual respecto a la oferta total.

Tabla 3.39. Proyección de la oferta total energía en el Cono Sur, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	46,389	55,596	62,882	67,724	76,228	92,677	3.1%
Gas natural	53,161	53,212	60,940	71,070	84,196	94,903	2.6%
Carbón mineral y coque	9,323	10,400	11,185	12,683	13,944	15,856	2.3%
Nuclear	1,745	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	2.8%
Hidroenergía	8,732	7,703	8,645	10,635	13,122	15,608	2.6%
Biomasa	18,043	19,668	23,118	26,499	30,772	36,958	3.2%
Otras renovables	1,045	1,765	2,397	3,467	4,295	5,463	7.5%
TOTAL	138,438	151,626	172,451	195,360	225,839	264,749	2.9%

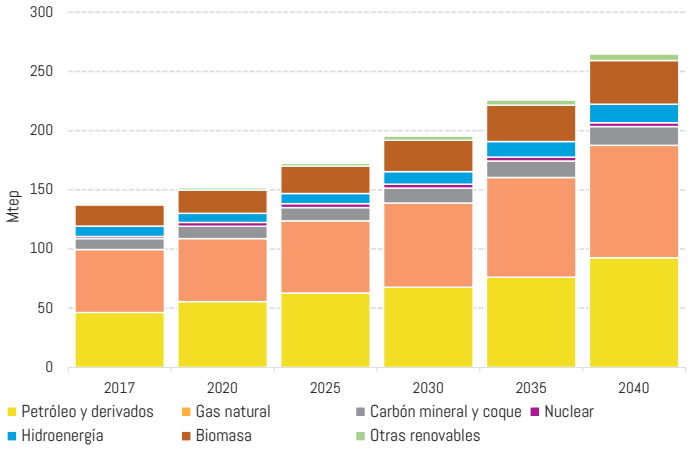
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.40. Proyección de la oferta total energía en el Cono Sur, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	46,389	54,766	57,856	60,031	68,506	81,322	2.5%
Gas natural	53,161	55,570	70,972	88,686	104,720	120,943	3.6%
Carbón mineral y coque	9,323	8,932	5,211	2,080	622	900	-9.7%
Nuclear	1,745	3,283	3,283	3,283	3,283	3,283	2.8%
Hidroenergía	8,732	7,537	8,645	10,635	13,122	15,608	2.6%
Biomasa	18,043	19,671	23,148	26,540	30,805	36,963	3.2%
Otras renovables	1,045	1,765	2,397	3,467	4,295	5,463	7.5%
TOTAL	138,438	151,524	171,511	194,721	225,353	264,482	2.9%

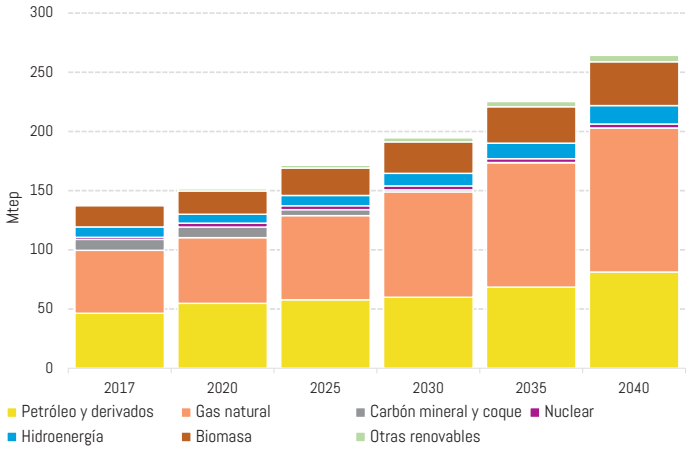
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.77. Proyección de la oferta total de energía en el Cono Sur, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

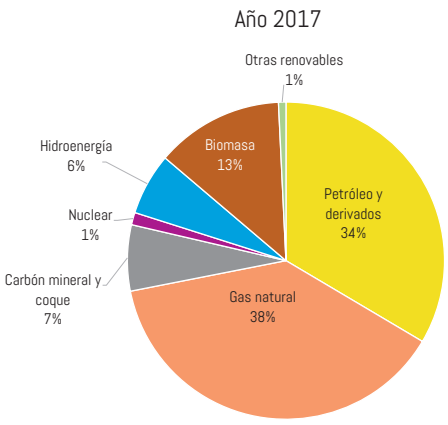
Figura 3.78. Proyección de la oferta total de energía en el Cono Sur, EGA

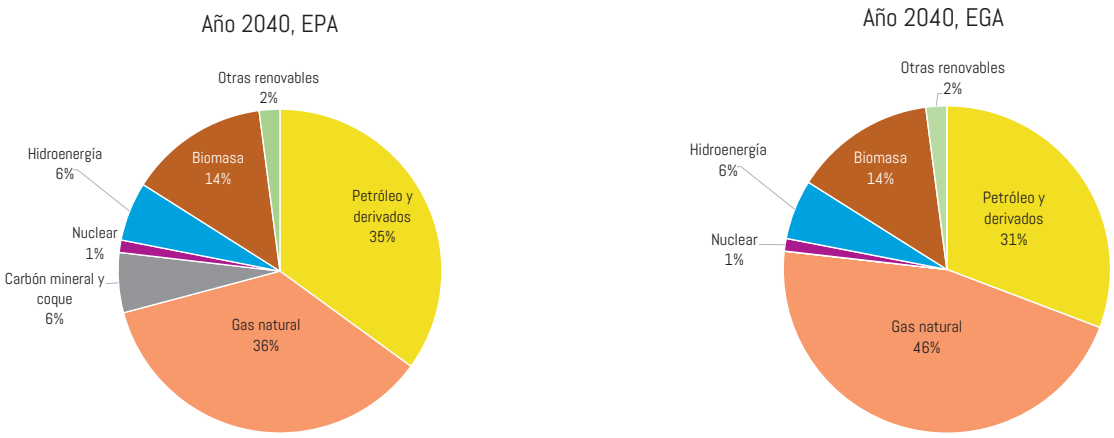


Fuente: Resultados de la simulación

Bajo el escenario EPA, el gas natural pierde dos puntos porcentuales de participación en la matriz de oferta total al final del periodo de proyección, mientras que bajo las premisas de sustitución de fuentes del escenario EGA, el porcentaje de participación de este producto se recupera, acercándose a ocupar la mitad de la matriz de oferta total de energía (**Figura 3.79**).

Figura 3.79. Evolución de la matriz de oferta total de energía en el Cono Sur



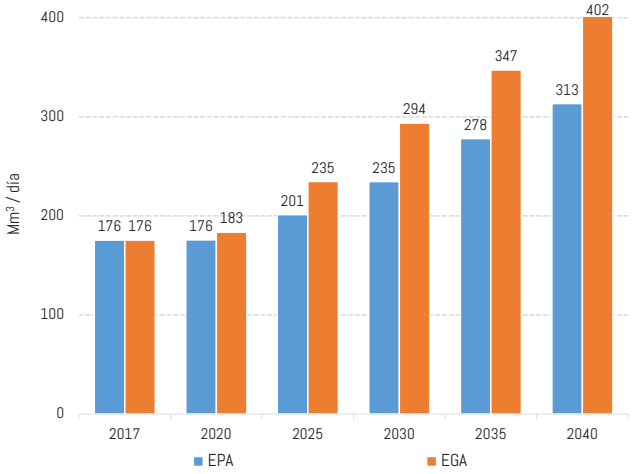


Fuente: Resultados de la simulación

El abastecimiento de la demanda interna de gas natural en la subregión, que incluye el consumo final en los sectores socio-económicos y para generación eléctrica, insumos a otros centros de trasformación, consumos propios y pérdidas, requiere una oferta total diaria en el año 2040 de 313 Mm^3 para el escenario EPA y de 402 Mm^3 para el EGA (**Figura 3.80**).

Se espera que los volúmenes requeridos para cubrir la demanda interna en ambos escenarios analizados, provengan en su mayoría de producción intrarregional, dadas las reservas existentes en los yacimientos de shale gas de Vaca Muerta de Argentina y del Chaco paraguayo.

Figura 3.80. Oferta total de gas natural en el Cono Sur



Fuente: Resultados de la simulación

3.6 EL Caribe

3.6.1 Proyección del consumo final de energía

En la matriz de consumo final de la subregión de El Caribe, predominan los derivados de petróleo y el gas natural. La alta participación del gas natural en dicha matriz, se debe principalmente a la presencia de Trinidad y Tobago, el único país de la subregión, que es al mismo tiempo productor y exportador neto de este combustible. El crecimiento del consumo de gas natural bajo las premisas del escenario EPA, se proyecta con una tasa

promedio anual muy modesta de menos del 1%, y aún con el escenario EGA, donde el crecimiento se acelera debido a la sustitución de derivados de petróleo y coque, todavía la tasa promedio anual es relativamente baja en comparación con otras fuentes como la electricidad y los combustibles sólidos. De todas maneras, la penetración de gas natural en los sectores económicos, permite un ahorro en el consumo anual total de energía al año 2040 de alrededor de 200 ktep (**Tablas 3.41** y **3.42**).

Tabla 3.41. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	12,181	12,242	12,528	13,046	13,818	14,890	0.9%
Gas natural	11,290	11,554	12,014	12,501	13,016	13,561	0.8%
Carbón mineral y coque	444	491	579	684	807	952	3.4%
Biomasa	4,794	4,981	5,323	5,714	6,167	6,702	1.5%
Electricidad	4,231	4,553	5,170	5,906	6,787	7,850	2.7%
TOTAL	32,940	33,821	35,615	37,850	40,595	43,956	1.3%

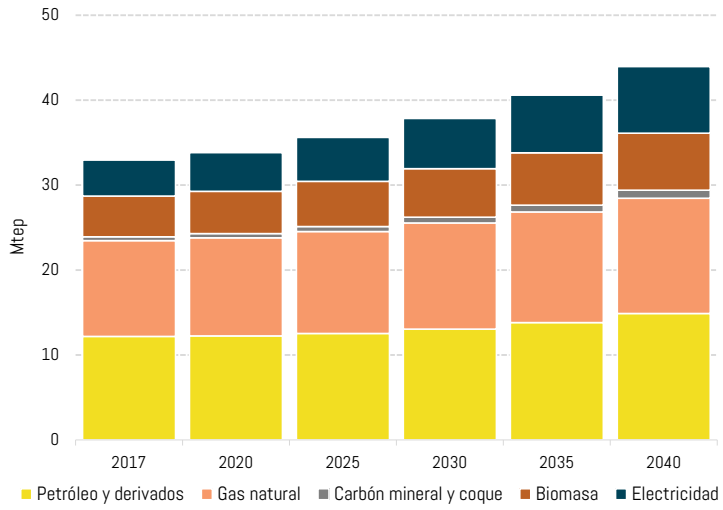
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

Tabla 3.42. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	12,181	12,242	12,415	12,766	13,234	13,661	0.5%
Gas natural	11,290	11,554	12,096	12,719	13,512	14,688	1.2%
Carbón mineral y coque	444	491	559	635	722	821	2.7%
Biomasa	4,794	4,981	5,354	5,766	6,220	6,702	1.5%
Electricidad	4,231	4,553	5,191	5,946	6,832	7,850	2.7%
TOTAL	32,940	33,821	35,615	37,832	40,519	43,723	1.2%

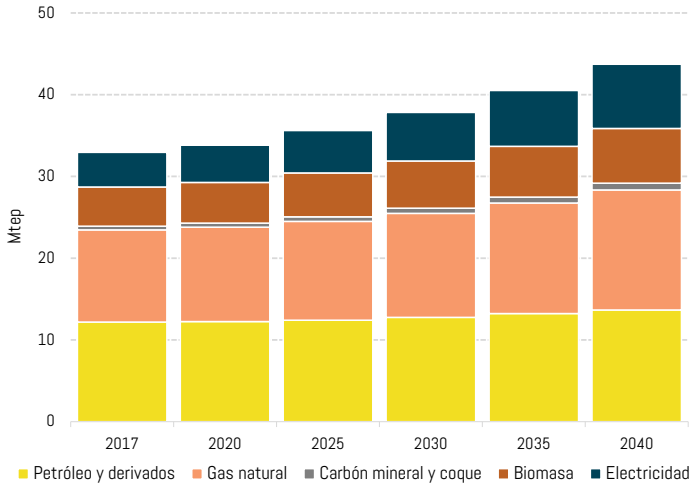
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

Figura 3.81. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, EPA



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

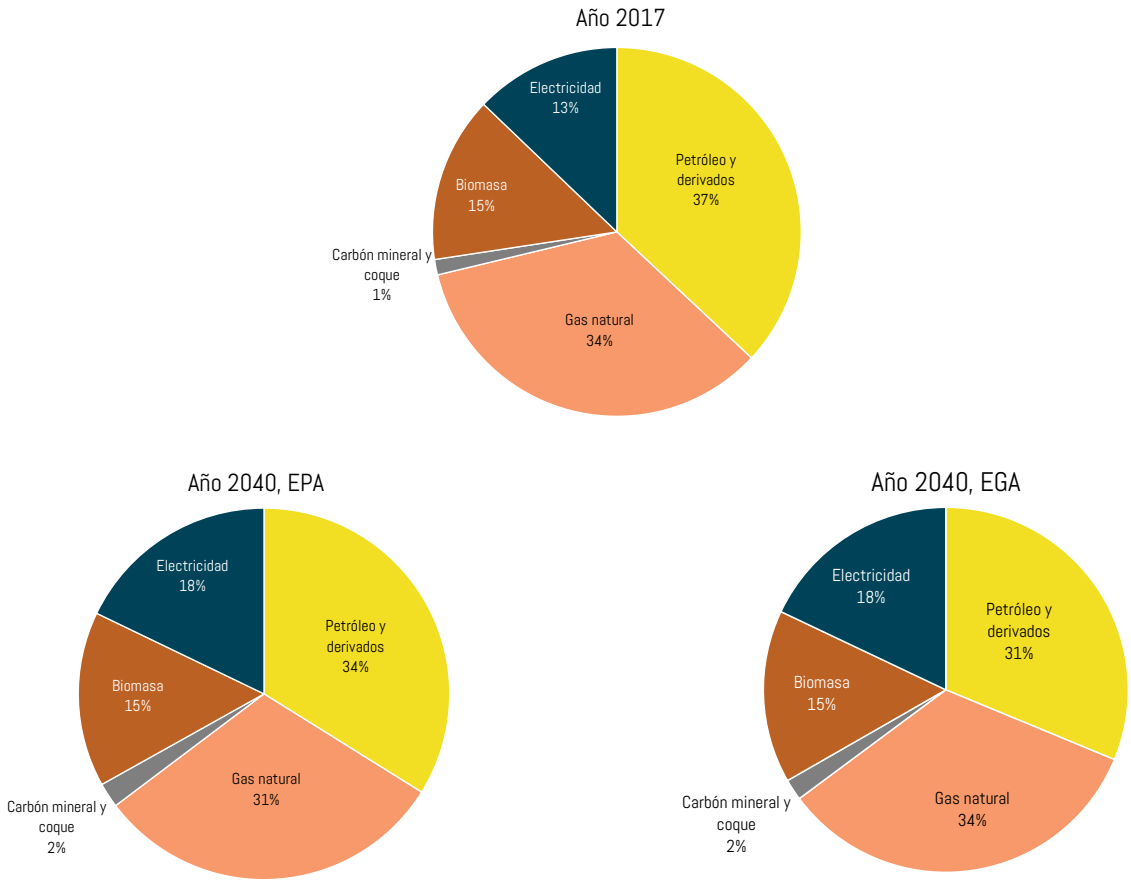
Figura 3.82. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

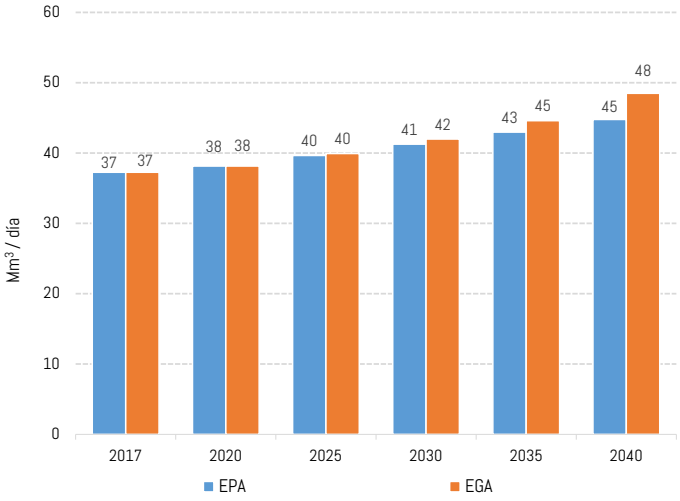
Debido a la mayor penetración de electricidad en la matriz de consumo, con el escenario EPA, el gas natural pierde puntos porcentuales de participación respecto al año base. Sin embargo, bajo las premisas del escenario EGA, este producto mantiene su participación de un tercio de dicha matriz (**Figura 3.83**).

Figura 3.83. Evolución de la matriz de consumo final de energía en El Caribe



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.84. Consumo final de gas natural en El Caribe

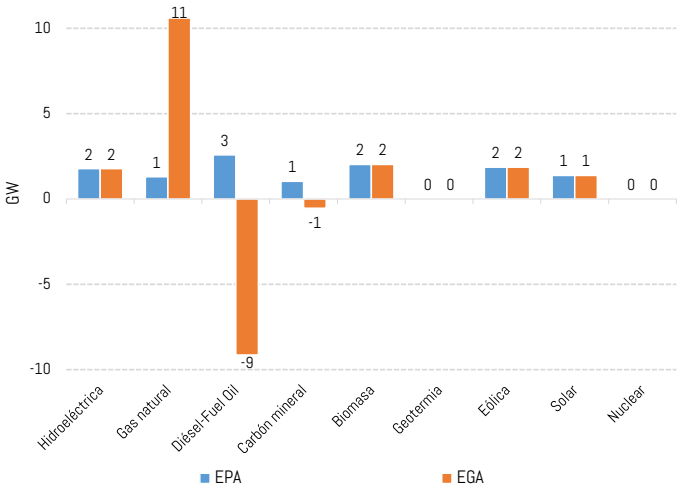


Fuente: Resultados de la simulación

3.6.2 Proyección de la generación eléctrica

En el escenario EPA, la expansión del sistema de generación eléctrica en El Caribe, apuesta en mayor medida por las centrales térmicas convencionales Diésel – Fuel Oil, mientras que la capacidad adicional de plantas a gas natural es modesta. Por el contrario, bajo las premisas del escenario EGA, la principal expansión se da con centrales a gas natural, sustituyendo la tecnología Diésel-Fuel Oil y carboeléctricas, las cuales son retiradas del sistema (**Figura 3.85**).

Figura 3.85. Expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica en El Caribe, durante el período de proyección



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

Gracias al mejor factor de planta con el que operan las centrales a gas natural en comparación a las Diésel-Fuel Oil, la capacidad requerida en el escenario EGA, es alrededor de 4,000 MW inferior a la requerida por en el EPA, al final del período de proyección (**Tablas 3.43** y **3.44**).

Tabla 3.43. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe, EPA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	962	999	1,184	1,742	2,242	2,742
Gas natural	3,709	4,009	4,409	5,009	5,009	5,009
Diésel-Fuel Oil	10,274	10,274	10,274	10,274	10,274	12,853
Carbón mineral	538	1,370	1,370	1,570	1,570	1,570
Biomasa	588	913	1,413	1,813	2,213	2,613
Eólica	249	1,073	1,359	1,609	1,859	2,109
Solar	228	536	786	1,075	1,340	1,605
TOTAL	16,547	19,173	20,794	23,091	24,506	28,500

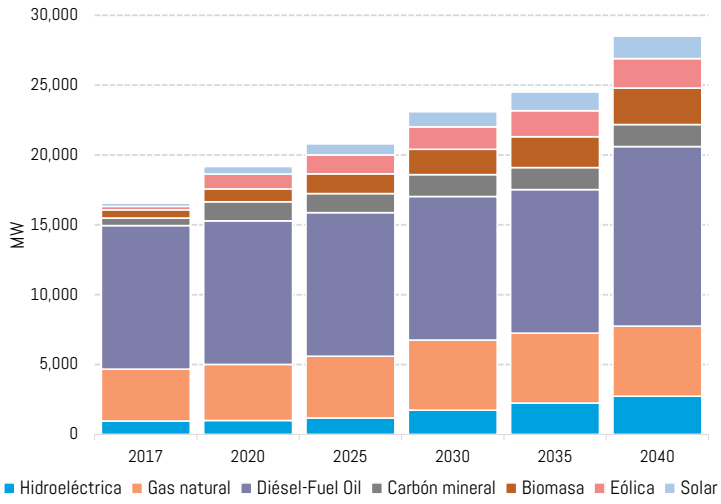
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

Tabla 3.44. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe, EGA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	962	999	1,184	1,742	2,242	2,742
Gas natural	3,709	4,409	6,809	9,309	11,809	14,309
Diésel-Fuel Oil	10,274	5,842	5,350	3,594	2,125	1,137
Carbón mineral	538	1,170	170	0	0	0
Biomasa	588	913	1,413	1,813	2,213	2,613
Eólica	249	1,073	1,359	1,609	1,859	2,109
Solar	228	536	786	1,075	1,340	1,605
TOTAL	16,547	14,941	17,070	19,141	21,587	24,514

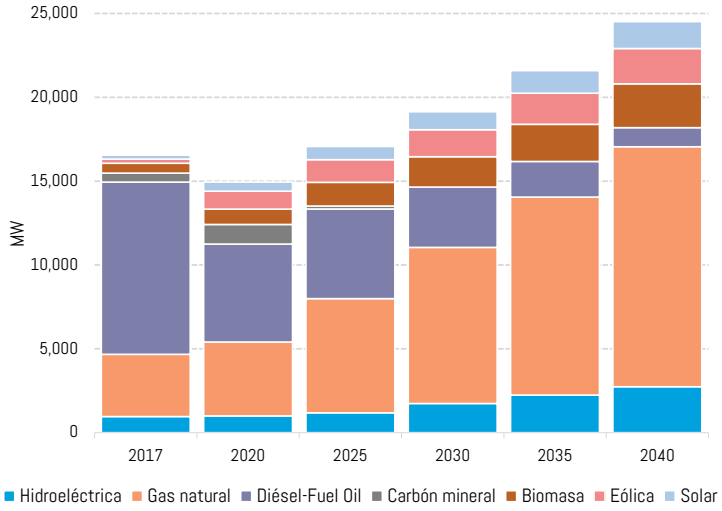
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.86. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe, EPA



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

Figura 3.87. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.45. Proyección de la generación de electricidad en El Caribe, EPA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	3,572	3,709	4,396	6,468	8,324	10,180
Gas natural	22,093	23,880	26,263	29,837	29,837	29,837
Diésel-Fuel Oil	29,699	24,239	28,039	29,996	39,036	50,667
Carbón mineral	3,156	8,039	8,039	9,213	9,213	9,213
Biomasa	956	1,485	2,299	2,950	3,601	4,251
Eólica	701	3,023	3,829	4,533	5,238	5,942
Solar	300	707	1,036	1,417	1,767	2,117
TOTAL	60,480	65,082	73,901	84,414	97,015	112,206

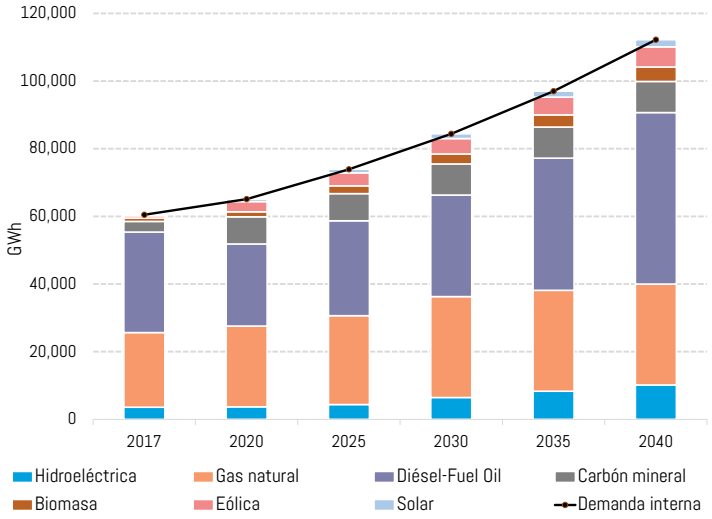
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.46. Proyección de la generación de electricidad en El Caribe, EGA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	3,572	3,709	4,396	6,468	8,324	10,180
Gas natural	22,093	26,263	40,560	55,452	70,343	85,235
Diésel-Fuel Oil	29,699	23,030	21,092	14,166	8,377	4,481
Carbón mineral	3,156	6,865	996	0	0	0
Biomasa	956	1,485	2,299	2,950	3,601	4,251
Eólica	701	3,023	3,829	4,533	5,238	5,942
Solar	300	707	1,036	1,417	1,767	2,117
TOTAL	60,478	65,082	74,207	84,985	97,649	112,206

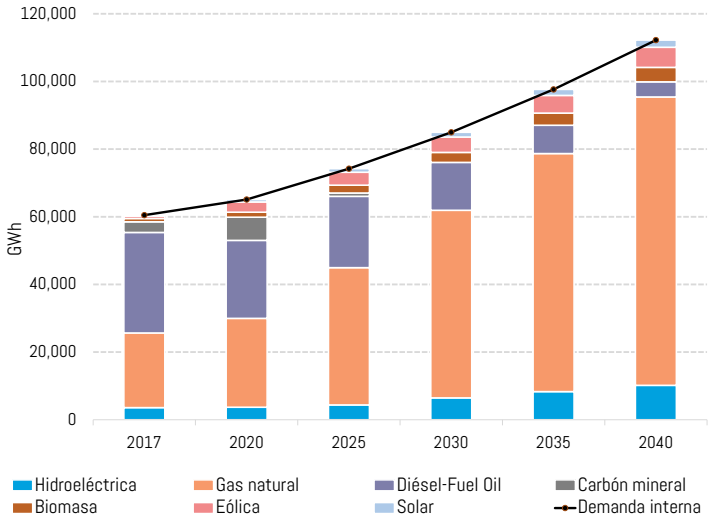
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.88. Proyección de la generación eléctrica en El Caribe, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

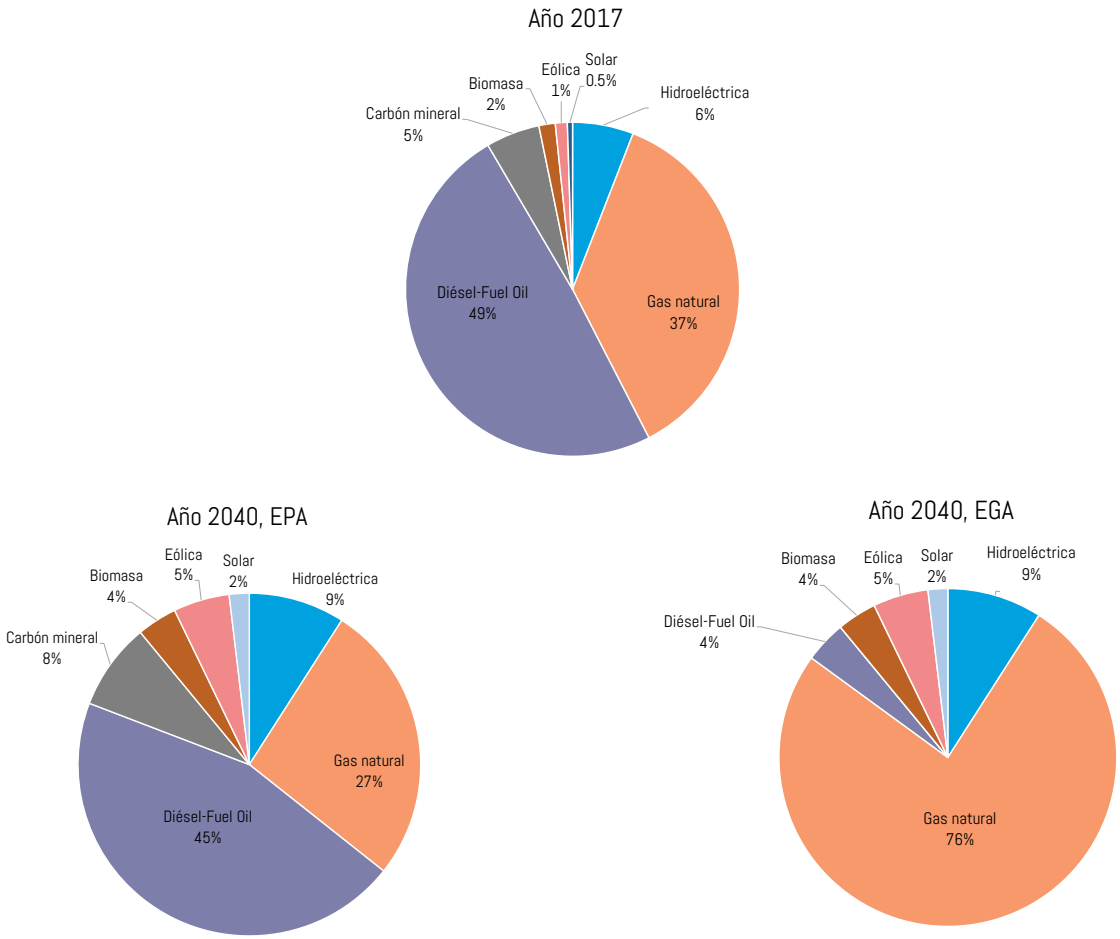
Figura 3.89. Proyección de la generación eléctrica en El Caribe, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

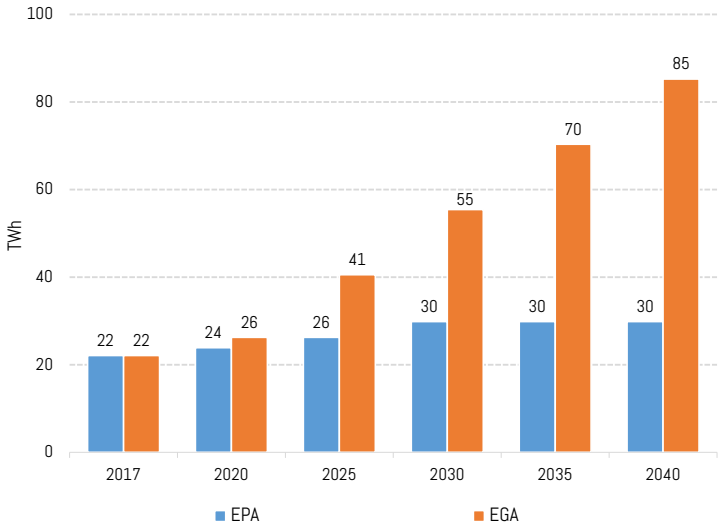
En cuanto a la matriz de generación eléctrica, en el escenario EPA persiste la predominancia de las centrales térmicas Diésel- Fuel Oil a lo largo del período de proyección. Incluso, las plantas a gas natural disminuyen su participación porcentual respecto al año base debido a la expansión de las energías renovables, como la hidráulica, la eólica y la solar. Sin embargo, al 2040 en el escenario EGA, las centrales a gas natural llegan a ocupar cerca de las tres cuartas partes de la matriz (**Figura 3.90**). Para lograr esto, en el escenario EGA se requiere generar con centrales a gas natural, 55 TWh más que en el caso EPA, demandándose 31 Mm^3 adicionales como insumo a dichas plantas (**Figuras 3.91** y **3.92**).

Figura 3.90. Evolución de la matriz de generación eléctrica en El Caribe



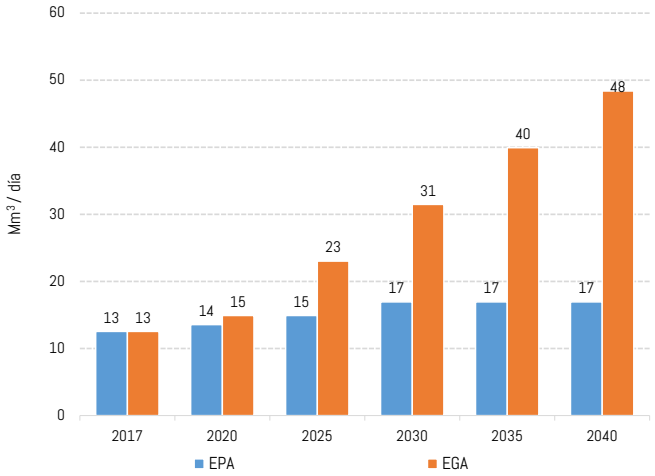
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.91. Generación eléctrica con gas natural en El Caribe



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.92. Insumo de gas natural para generación eléctrica en El Caribe



Fuente: Resultados de la simulación

3.6.3 Proyección de la oferta total de energía

Gracias a la mayor eficiencia en el uso de gas natural en comparación con el uso de combustibles líquidos y sólidos de origen fósil, tanto en los sectores de consumo final como en la generación eléctrica, , con el escenario EGA, al final de horizonte de proyección, se logra un ahorro anual en la oferta total de energía de alrededor de 2,000 ktep, en comparación con los resultados del EPA (**Tablas 3.47** y **3.48**).

Tabla 3.47. Proyección de la oferta total energía en El Caribe, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	19,620	18,541	19,649	20,642	23,415	27,088	1.4%
Gas natural	17,690	18,342	19,372	20,678	21,426	22,258	1.0%
Carbón mineral y coque	1,170	2,343	2,431	2,806	2,928	3,072	4.3%
Hidroenergía	357	370	439	646	831	1,016	4.7%
Biomasa	6,205	6,715	7,520	8,339	9,262	10,326	2.2%
Otras renovables	86	321	418	512	602	693	9.5%
TOTAL	45,128	46,631	49,829	53,621	58,464	64,453	1.6%

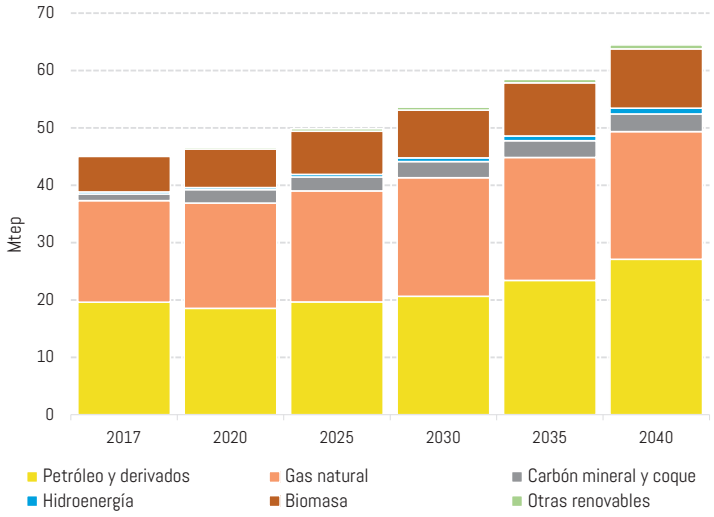
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.48. Proyección de la oferta total energía en El Caribe, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	19,620	18,495	18,318	17,262	16,689	16,356	-0.8%
Gas natural	17,690	18,803	22,025	25,462	29,135	33,212	2.8%
Carbón mineral y coque	1,170	2,072	784	630	716	814	-1.6%
Hidroenergía	357	370	439	646	831	1,016	4.7%
Biomasa	6,205	6,716	7,562	8,411	9,335	10,327	2.2%
Otras renovables	86	321	418	512	602	693	9.5%
TOTAL	45,128	46,776	49,546	52,922	57,309	62,417	1.4%

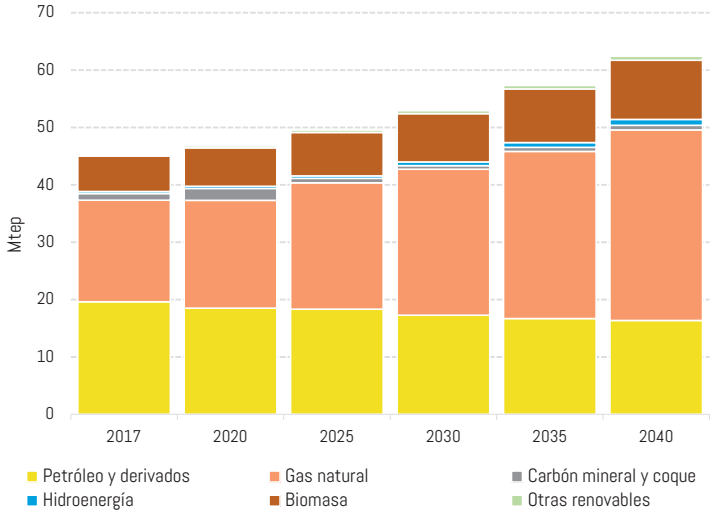
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.93. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

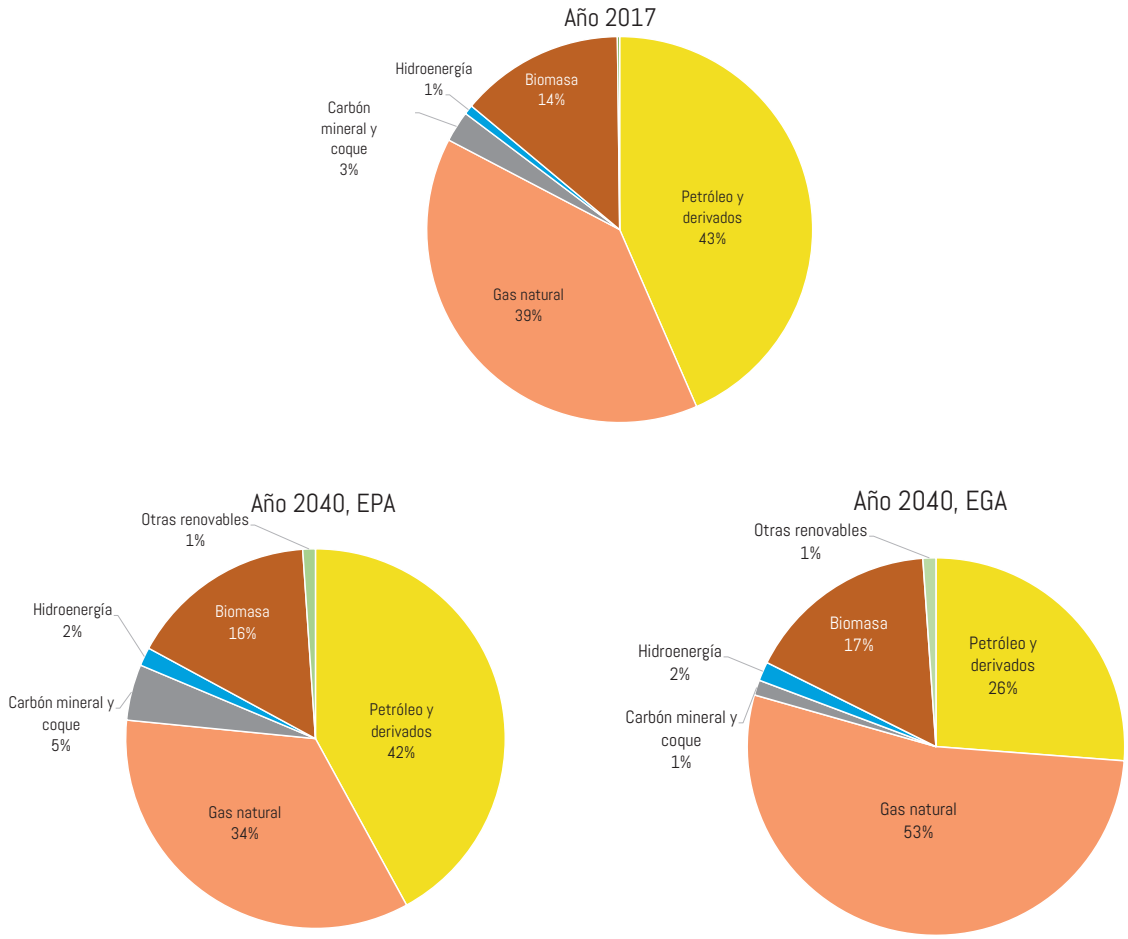
Figura 3.94. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

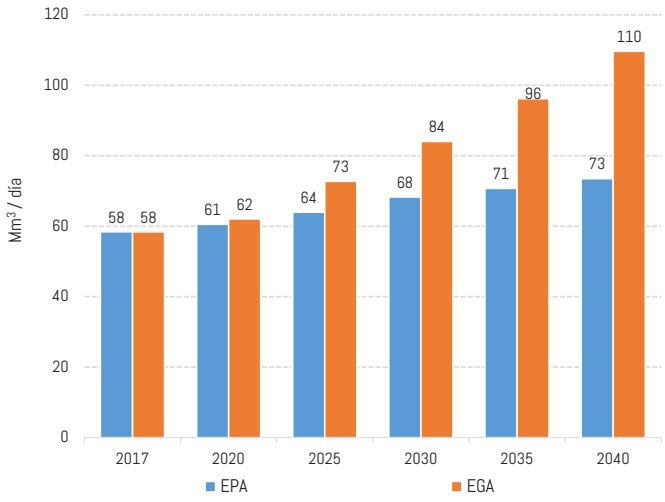
Debido al aporte de Trinidad y Tobago en la subregión, el gas natural mantiene una importante participación en la matriz de oferta total de energía, muy cercana a la del petróleo y sus derivados, durante todo el período de proyección. Sin embargo, mientras que en el escenario EPA, el gas natural pierde algunos puntos porcentuales frente a las energías renovables y el carbón mineral, en el escenario EGA llega a ocupar al final del período de proyección, más de la mitad de la matriz de oferta total (**Figura 3.95**). Para alcanzar esta condición en el 2040, en el escenario EGA es necesario ofertar 37 Mm^3 adicionales a los del caso EPA (**Figura 3.96**).

Figura 3.95. Evolución de la matriz de oferta total de energía en El Caribe



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.96. Proyección de la oferta total de gas natural en El Caribe



Fuente: Resultados de la simulación

Como se indicó anteriormente, Trinidad y Tobago es el mayor productor, consumidor y exportador de gas natural en la subregión. Sin embargo, otros países como Cuba, República Dominicana y Jamaica, también incluyen en su matriz energética el uso de gas natural, aunque en cantidades mucho más modestas.

Si bien la mayoría de las importaciones de gas natural dentro de la subregión podrían provenir de Trinidad y Tobago, también existe la posibilidad de importaciones provenientes de Estados Unidos y Canadá.

3.7 América Latina y el Caribe (ALC)

3.7.1 Proyección del consumo final de energía

Los valores acumulados de consumo final energético de los 2 países y las 4 subregiones analizadas en el presente capítulo, se presentan en las **Tablas 3.49** y **3.50**, para los escenarios EPA y EGA respectivamente. Aquí se puede observar, que la tasa promedio anual del crecimiento en el consumo de gas natural en el EGA es casi el doble de la del EPA, mientras que la de los petrolíferos, carbón mineral y coque se reducen. Se aprecia también que, para el año final del período de proyección, gracias a la sustitución de combustibles líquidos y sólidos modelada en el escenario EGA, se logra un ahorro en el consumo total de energía de 13,449 ktep.

Tabla 3.49. Proyección del consumo final de energía en ALC, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	308,324	326,850	363,265	407,605	461,520	527,276	2.4%
Gas natural	78,709	82,056	88,720	96,940	107,008	119,309	1.8%
Carbón mineral y coque	28,911	31,496	36,504	42,542	49,828	58,633	3.1%
Biomasa	108,017	112,970	124,269	140,902	165,698	203,462	2.8%
Electricidad	111,859	123,384	145,725	172,726	205,431	245,146	3.5%
TOTAL	635,822	676,755	758,483	860,715	989,485	1,153,826	2.6%

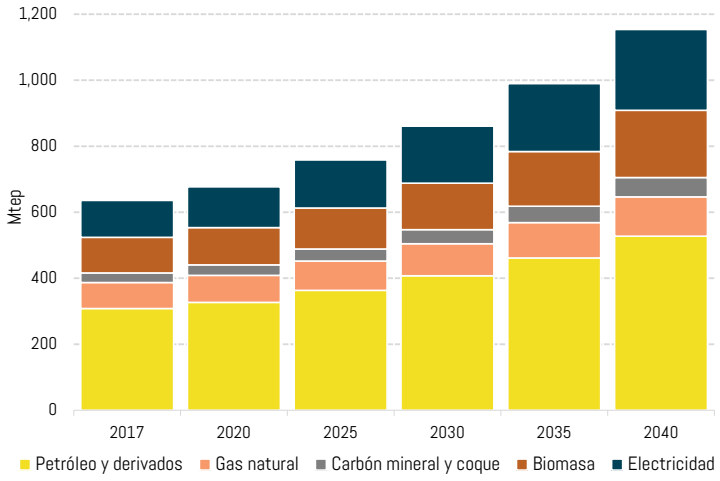
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.50. Proyección del consumo final de energía en ALC, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	308,324	326,850	357,055	391,953	430,677	469,916	1.8%
Gas natural	78,709	82,056	94,349	111,263	135,647	173,432	3.5%
Carbón mineral y coque	28,911	31,496	34,768	38,601	43,107	48,421	2.3%
Biomasa	108,017	112,970	124,865	142,007	166,874	203,462	2.8%
Electricidad	111,859	123,384	145,944	173,109	205,807	245,146	3.5%
TOTAL	635,822	676,756	756,980	856,933	982,112	1,140,377	2.6%

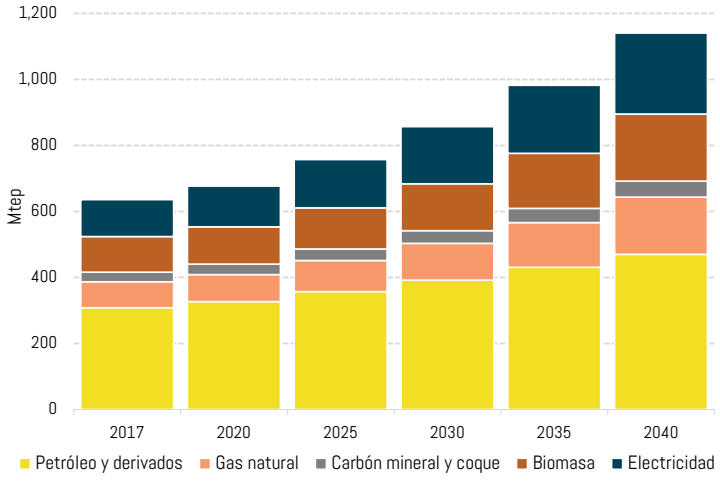
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.97. Proyección del consumo final de energía en ALC, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

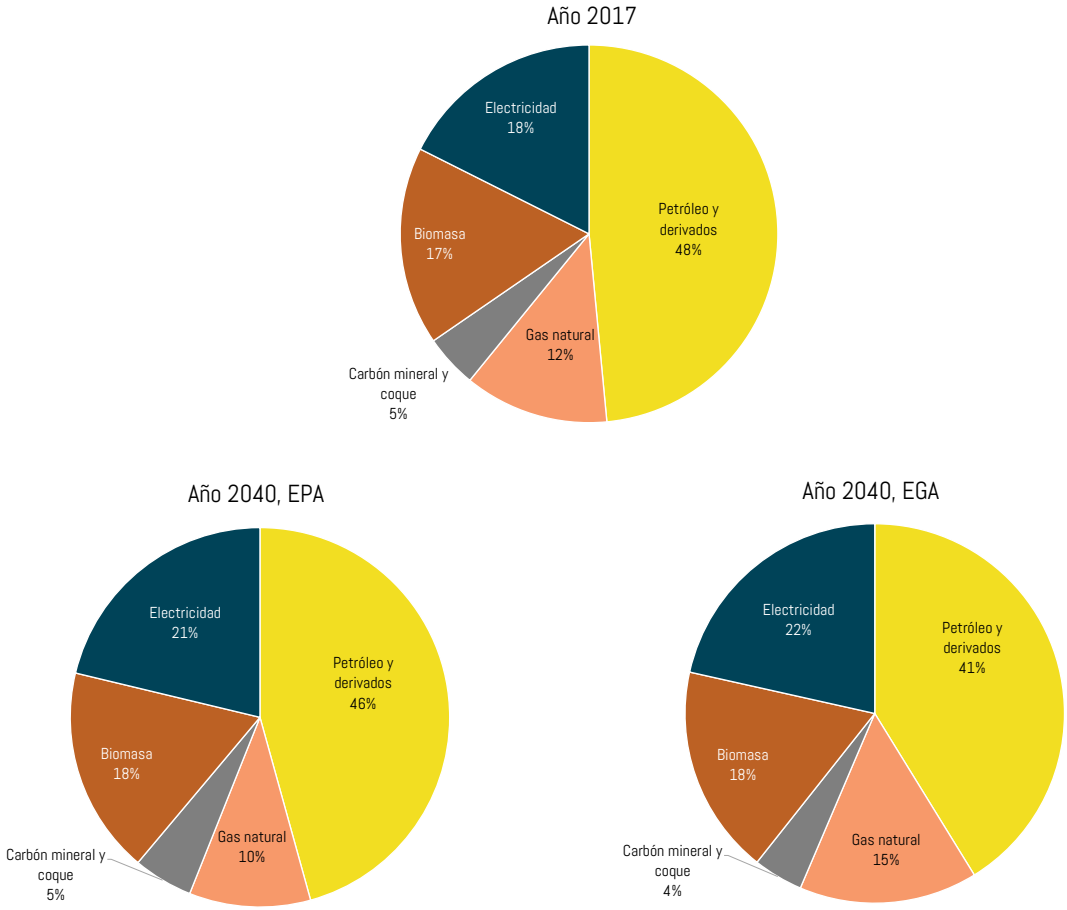
Figura 3.98. Proyección del consumo final de energía en ALC, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

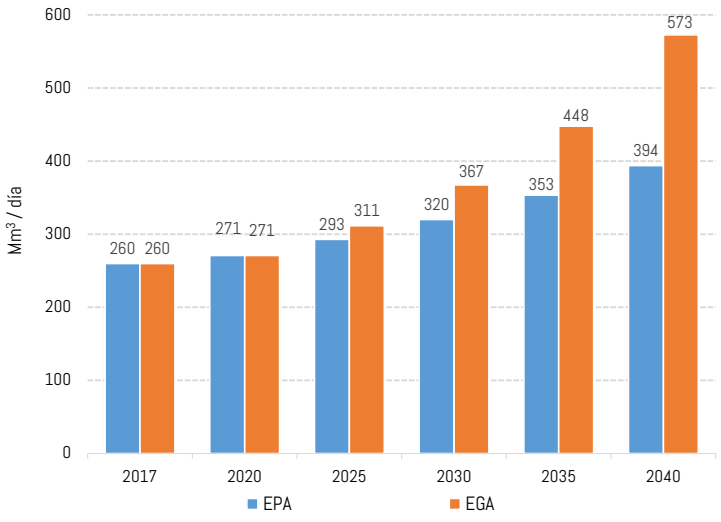
En la estructura de la matriz de consumo final, se observa que para el escenario EPA, el gas natural pierde puntos porcentuales de participación a lo largo del período de proyección, debido a la penetración más acelerada de la electricidad, la biomasa y el carbón mineral y coque. Sin embargo, en el escenario EGA, al tener un ritmo de crecimiento similar al de la electricidad, el gas natural gana 3 puntos porcentuales, con respecto al año base (**Figura 3.99**). Bajo esta situación, al final del período de proyección, en el escenario EGA se consumen 177 Mm^3 diarios más que en el EPA (**Figura 3.100**).

Figura 3.99. Evolución de la matriz de consumo final de energía en ALC, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.100. Proyección del consumo final de gas natural en ALC

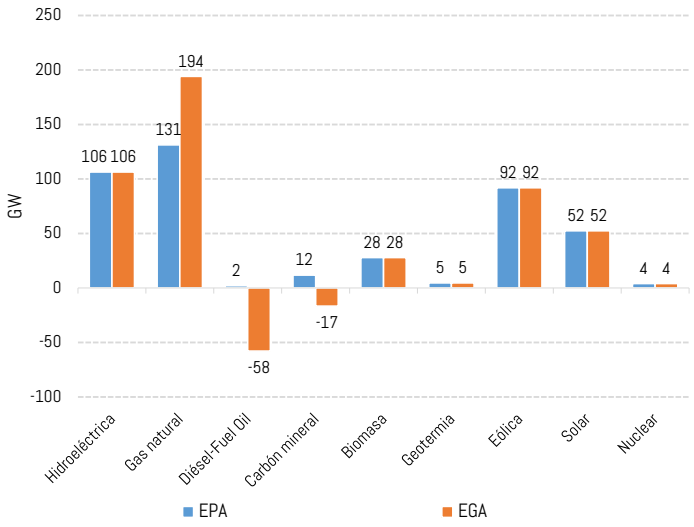


Fuente: Resultados de la simulación

3.7.2 Proyección de la generación eléctrica

Como se aprecia en la **Figura 3.101**, las centrales a gas natural lideran la expansión del parque de generación eléctrica en la región integral de ALC en los dos escenarios analizados, superando incluso a las hidroeléctricas. Además, se debe destacar la importancia que tienen también las ERNC, como eólicas y fotovoltaicas en esta expansión.

Figura 3.101. Expansión de la capacidad instalada de generación eléctrica en ALC, durante el período de proyección



Fuente: Resultados de la simulación

Una visión comparativa entre los dos escenarios hace evidente el reemplazo de capacidad instalada de centrales Diésel-Fuel Oil y carboeléctricas por plantas a gas natural que se realiza en el escenario EGA, lo cual gracias a un factor de planta superior logra disminuir al final del período de proyección, la capacidad requerida en alrededor de 30,000 MW (**Tablas 3.51** y **3.52**).

Tabla 3.51. Proyección de la capacidad instalada en ALC, EPA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	186,848	203,564	218,608	238,724	264,229	293,217
Gas natural	73,655	84,640	109,340	138,368	171,853	204,919
Diésel-Fuel Oil	63,019	62,342	62,207	62,296	61,714	65,093
Carbón mineral	17,319	20,691	22,852	23,462	25,962	29,062
Biomasa	19,989	21,847	25,421	32,103	39,467	47,925
Geotermia	1,603	1,847	2,121	3,545	4,715	6,176
Eólica	21,662	32,347	48,973	66,334	87,938	113,528
Solar	4,815	13,397	22,914	31,349	43,115	57,231
Nuclear	5,353	5,353	5,353	8,074	9,434	9,434
TOTAL	394,264	446,027	517,788	604,254	708,426	826,583

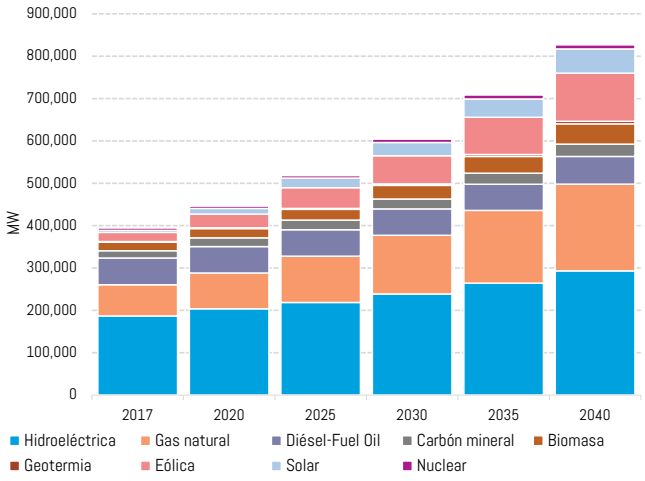
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.52. Proyección de la capacidad instalada en ALC, EGA (MW)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	186,848	203,564	218,608	238,724	264,229	293,217
Gas natural	73,655	92,723	135,194	177,029	220,240	267,782
Diésel-Fuel Oil	63,019	51,569	20,630	12,890	2,149	1,161
Carbón mineral	17,319	17,381	7,881	2,034	790	790
Biomasa	19,989	21,847	25,421	32,103	39,467	47,925
Geotermia	1,603	1,847	2,121	3,545	4,715	6,176
Eólica	21,662	32,347	48,973	66,334	87,938	113,528
Solar	4,815	13,397	22,914	31,349	43,115	57,231
Nuclear	5,353	5,353	5,353	8,074	9,434	9,434
TOTAL	394,264	440,027	487,095	572,082	672,077	797,243

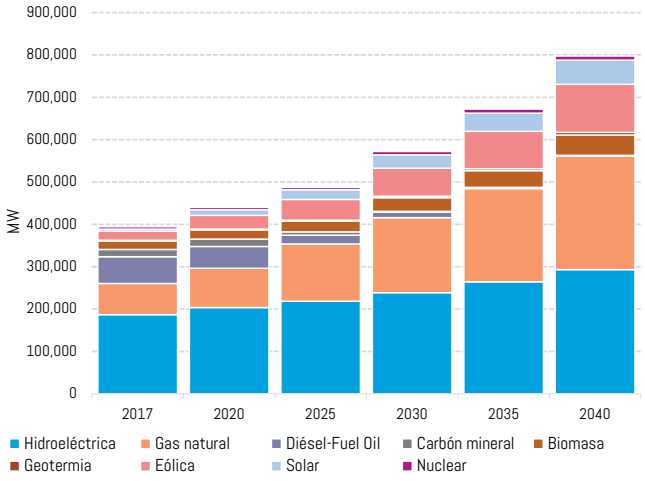
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.102. Proyección de la capacidad instalada en ALC, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.103. Proyección de la capacidad instalada en ALC, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.53. Proyección de la generación de electricidad en ALC, EPA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	734,777	837,563	934,010	1,022,730	1,133,417	1,261,832
Gas natural	427,696	498,532	645,521	822,770	1,024,576	1,223,925
Diésel-Fuel Oil	166,148	104,808	95,802	96,181	109,533	192,104
Carbón mineral	97,598	116,734	128,988	131,769	146,137	163,789
Biomasa	72,369	79,504	92,583	116,852	143,211	173,662
Geotermia	9,892	11,871	13,555	23,560	32,155	42,955
Eólica	66,103	100,032	149,159	205,505	276,018	358,901
Solar	7,396	21,814	36,213	48,515	66,538	88,640
Nuclear	32,285	37,338	37,338	55,691	64,865	64,865
TOTAL	1,609,239	1,808,196	2,133,169	2,523,574	2,996,449	3,570,673

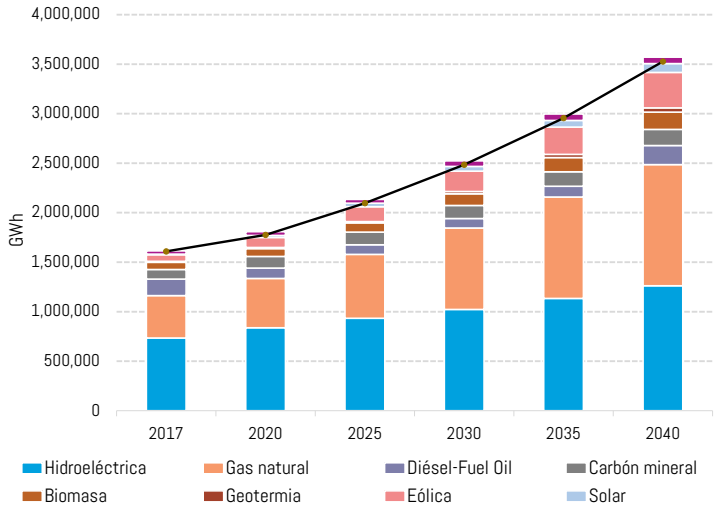
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.54. Proyección de la generación de electricidad en ALC, EGA (GWh)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	734,777	837,563	934,010	1,022,730	1,133,417	1,261,832
Gas natural	427,696	539,540	787,641	1,027,764	1,272,960	1,570,493
Diésel-Fuel Oil	166,148	84,664	42,049	17,677	8,377	4,481
Carbón mineral	97,598	97,797	44,151	11,383	4,844	4,844
Biomasa	72,369	79,504	92,583	116,852	143,211	173,662
Geotermia	9,892	11,871	13,555	23,560	32,155	42,955
Eólica	66,103	100,032	149,159	205,505	276,018	358,901
Solar	7,396	21,814	36,213	48,515	66,538	88,640
Nuclear	32,285	37,338	37,338	55,691	64,865	64,865
TOTAL	1,609,239	1,810,123	2,136,698	2,529,678	3,002,385	3,570,673

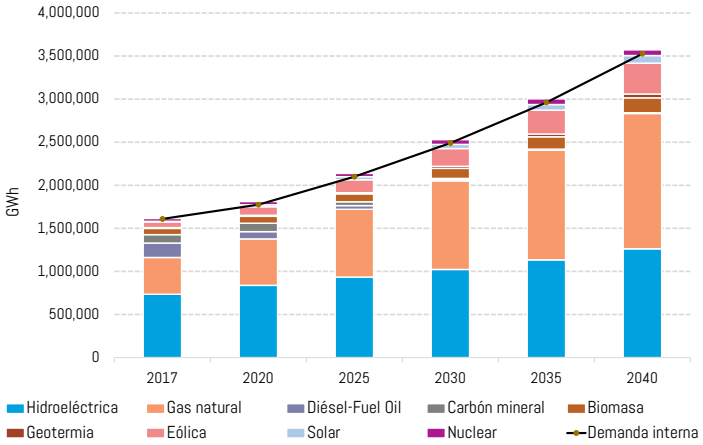
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.104. Proyección de la generación eléctrica en ALC, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

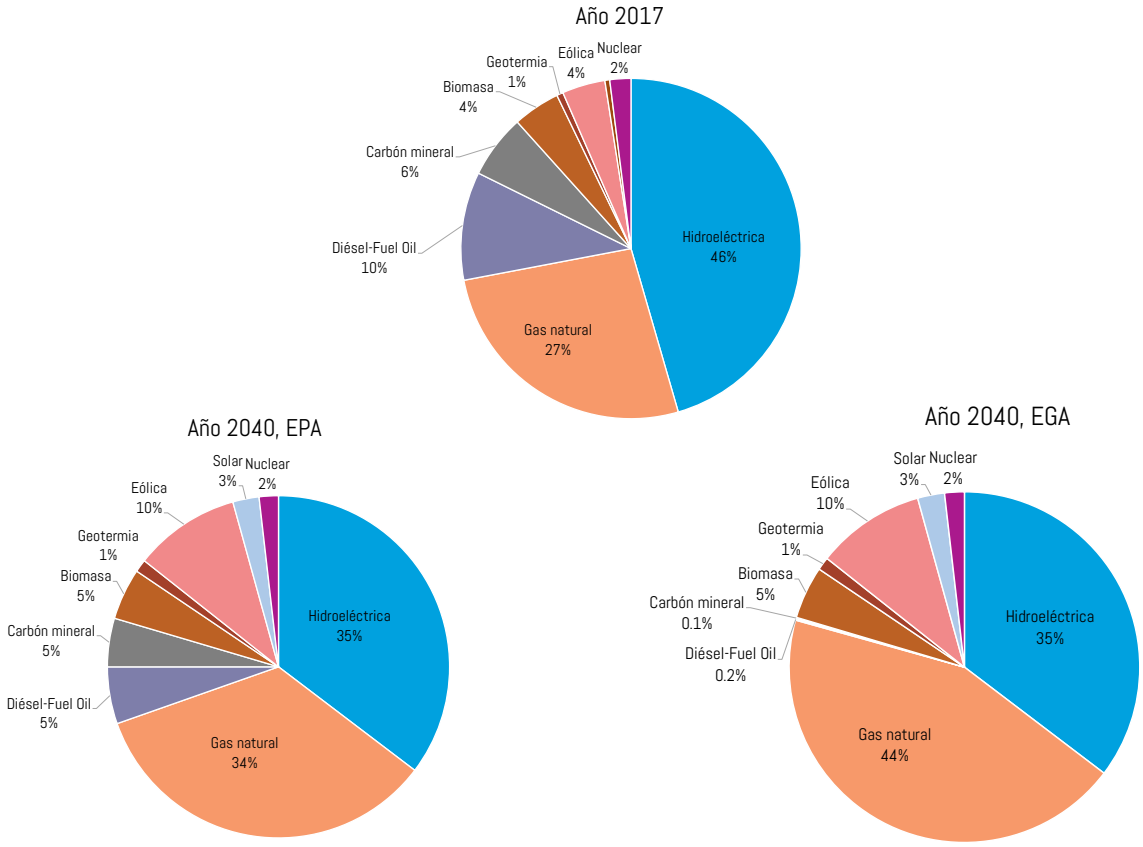
Figura 3.105. Proyección de la generación eléctrica en ALC, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

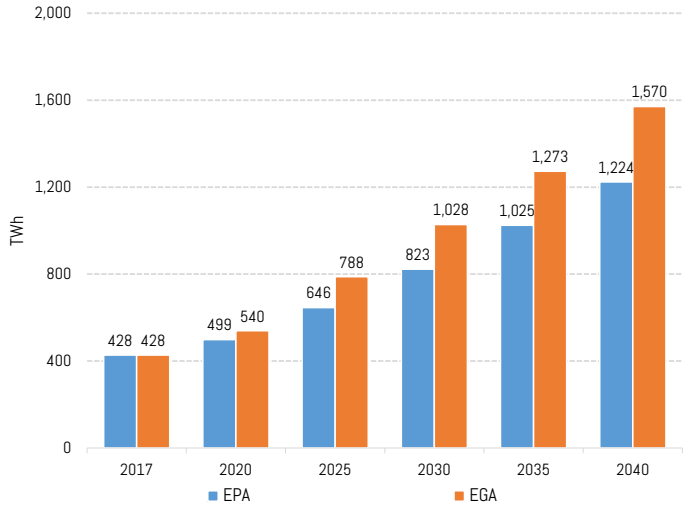
Respecto a la evolución de la matriz de generación eléctrica regional, se observa que, en ambos escenarios analizados, las centrales a gas natural ganan participación porcentual durante el período de proyección. Sin embargo, mientras que en el escenario EPA, al final de dicho período, este tipo de centrales mantiene un segundo puesto (detrás de las hidroeléctricas), en el caso EGA las plantas a gas natural se convierten en el principal medio de generación, superando a las hidroeléctricas (**Figura 3.106**). Para esto, en el año 2040 y para el EGA, es necesario generar con gas natural 347 TWh más que en el escenario EPA (**Figura 3.107**), requiriéndose un insumo adicional de 230 Mm^3 diarios de gas natural (**Figura 3.108**).

Figura 3.106. Evolución de la matriz de generación eléctrica en ALC



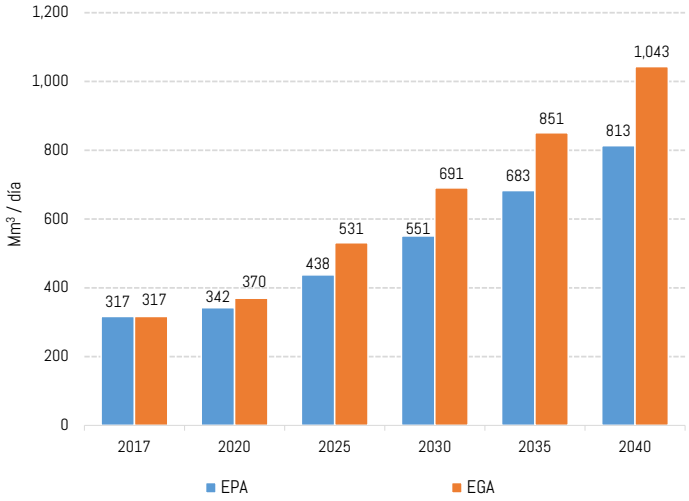
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.107. Generación eléctrica con gas natural en ALC



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.108. Insumo de gas natural para generación eléctrica en ALC



Fuente: Resultados de la simulación

3.7.3 Proyección de la oferta total de energía

De acuerdo a los valores acumulados para toda la región de ALC, el gas natural representa en el año base, cerca de la tercera parte de la matriz de oferta total de energía, siendo una de las fuentes de más rápido crecimiento, en ambos escenarios analizados. De acuerdo a las **Tablas 3.55** y **3.56**, se puede ver que con el escenario EGA, se logra para el final del período de proyección, un ahorro anual en la demanda y oferta de energía de alrededor de 11 Mtep, respecto a lo proyectado en el escenario EPA. Esto, gracias a la mejor eficiencia en los procesos de uso del gas natural, en comparación con los combustibles líquidos y sólidos que sustituye.

Tabla 3.55. Proyección de la oferta total energía en ALC, EPA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	339,577	352,499	385,527	430,560	485,525	570,883	2.3%
Gas natural	258,286	273,610	320,204	377,209	446,019	516,156	3.1%
Carbón mineral y coque	54,021	61,647	69,255	74,711	85,541	99,354	2.7%
Nuclear	8,557	10,082	10,082	14,640	16,918	16,918	3.0%
Hidroenergía	64,216	70,841	79,049	86,779	96,412	107,616	2.3%
Biomasa	140,590	151,902	169,337	194,280	229,549	280,709	3.1%
Otras renovables	7,171	11,658	17,265	24,187	32,934	43,681	8.2%
TOTAL	872,417	932,239	1,050,720	1,202,366	1,392,898	1,635,317	2.8%

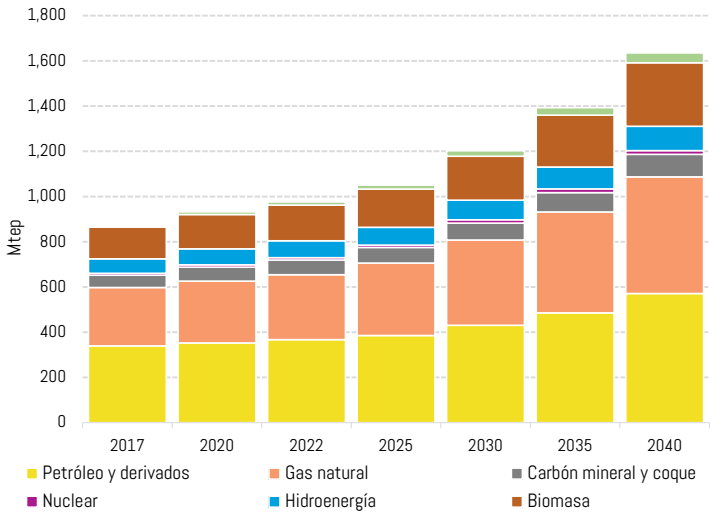
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.56. Proyección de la oferta total energía en ALC, EGA (ktep)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	339,577	347,346	364,387	392,914	429,127	467,285	1.4%
Gas natural	258,286	275,737	353,206	436,576	530,540	653,685	4.1%
Carbón mineral y coque	54,021	56,672	45,971	40,856	43,580	48,624	-0.5%
Nuclear	8,557	10,082	10,082	14,640	16,918	16,918	3.0%
Hidroenergía	64,216	70,676	79,049	86,779	96,412	107,616	2.3%
Biomasa	140,590	151,888	169,960	195,489	230,802	280,556	3.0%
Otras renovables	7,171	11,658	17,265	24,187	32,934	43,681	8.2%
TOTAL	872,417	924,059	1,039,920	1,191,441	1,380,313	1,618,365	2.7%

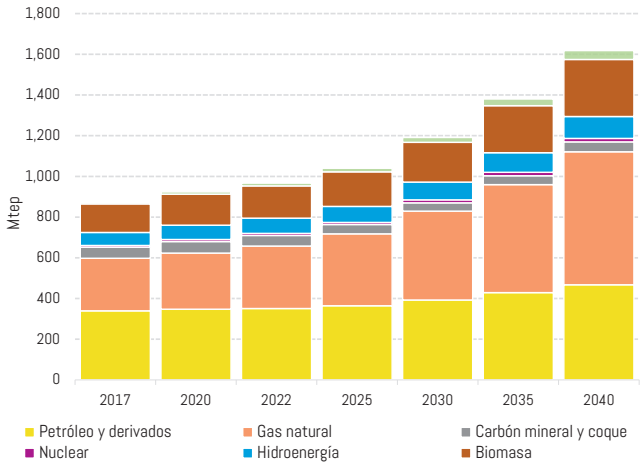
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.109. Proyección de la oferta total de energía en ALC, EPA



Fuente: Resultados de la simulación

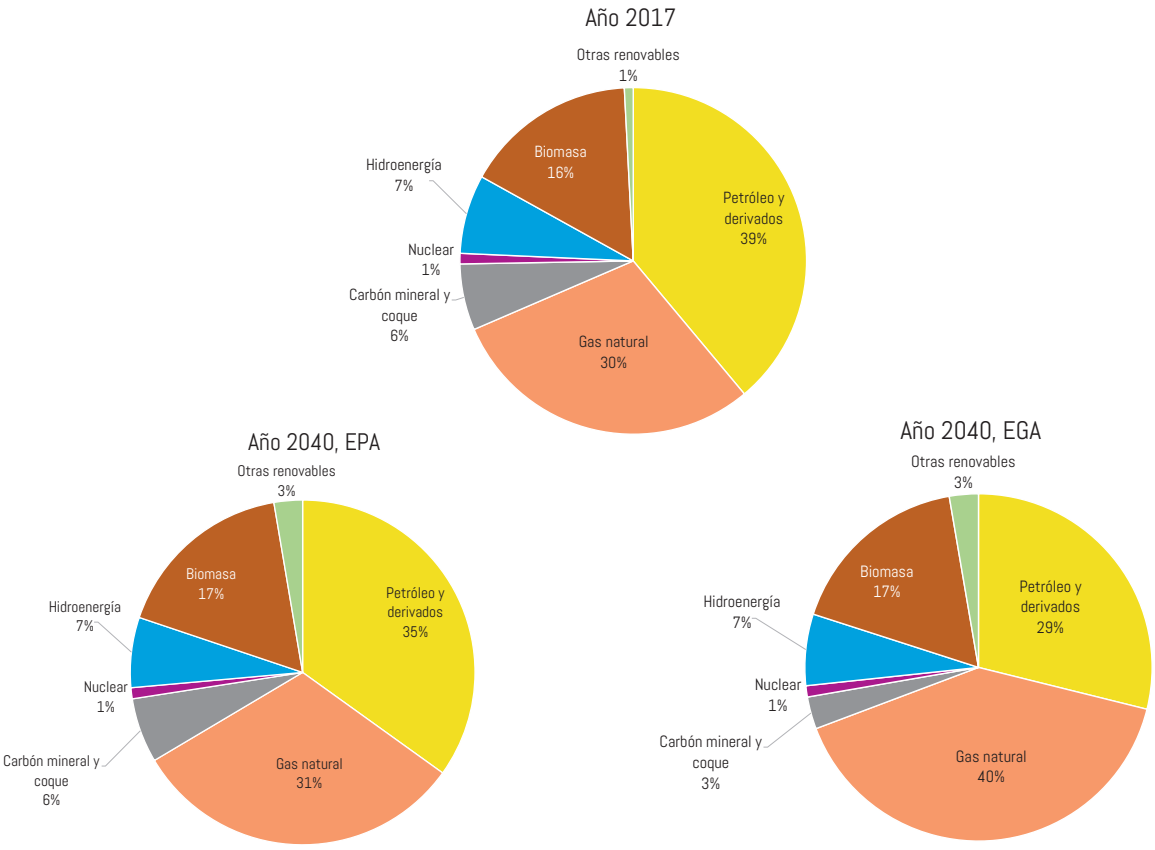
Figura 3.110. Proyección de la oferta total de energía en ALC, EGA



Fuente: Resultados de la simulación

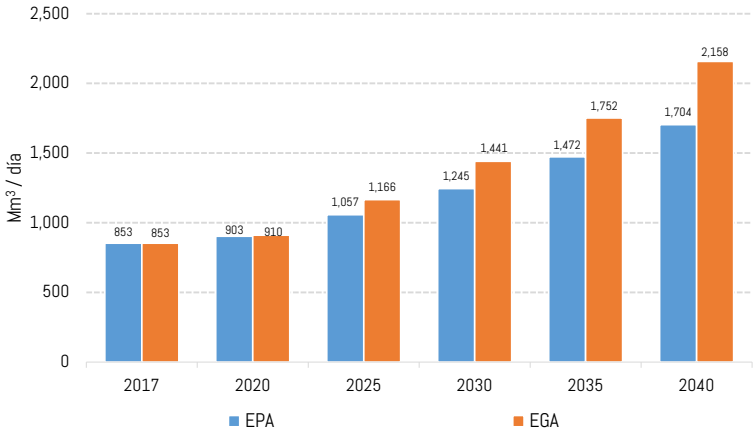
Es importante destacar también que, en la evolución de la matriz de oferta total durante el período de proyección, en el escenario EPA, el gas natural se mantiene como la segunda fuente en importancia detrás del petróleo y sus derivados, mientras que en el escenario EGA, el gas natural llega a ocupar el primer puesto como la principal fuente de energía demanda y ofertada en ALC en año 2040, desplazando a los petrolíferos (**Figura 3.111**). Esta situación significa una oferta adicional de gas natural para ese año, de 454 Mm^3 diarios, respecto a lo proyectado en el escenario EPA (**Figura 3.112**).

Figura 3.111. Evolución de la matriz de oferta total de energía en ALC



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.112. Oferta total de gas natural en ALC



Fuente: Resultados de la simulación

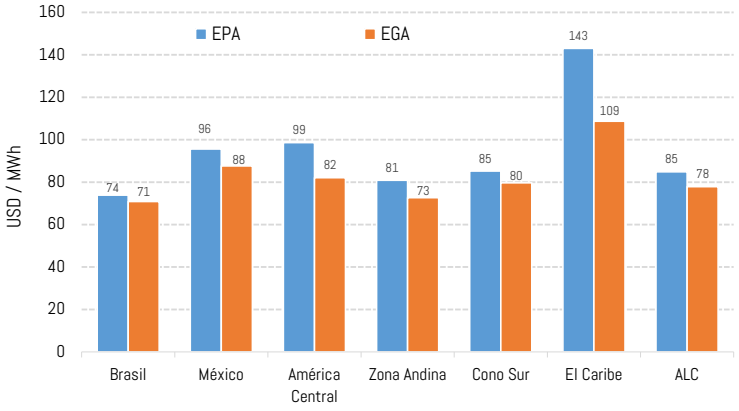
4. BENEFICIOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES DEL ESCENARIO DE GASIFICACIÓN ALTA (EGA)

4.1 Costo nivelado de energía eléctrica (LCOE)

El costo nivelado de la energía eléctrica (LCOE, por sus siglas en inglés), es un indicador que evalúa el costo unitario total de la energía generada por una central o por todo un sistema, durante un determinado período de tiempo, trasladado a valor presente (USD / MWh). Dicho costo total tiene diferentes componentes como: los costos de inversión anualizados sobre la vida útil de las centrales eléctricas, los costos fijos y variables de operación y mantenimiento y los costos de los combustibles utilizados por las centrales termoeléctricas.

Uno de los beneficios económicos que se pueden apreciar como resultado de la simulación del escenario de gasificación alta (EGA), es la reducción del LCOE, respecto a los valores del escenario de referencia (EPA), en cada uno de los países y subregiones analizados (**Figura 4.1**). Esta reducción se produce debido a que, en todos los casos, el LCOE de las centrales eléctricas a gas natural, en el período de proyección, resulta ser menor que el de las plantas a Diésel-Fuel Oil y de las carboeléctricas, a las cuales sustituye. Cabe anotar que los valores de LCOE se calcularon tomado como referencia valores internacionales de costos unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y de combustibles, para las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

Figura 4.1. Costo nivelado de la energía eléctrica

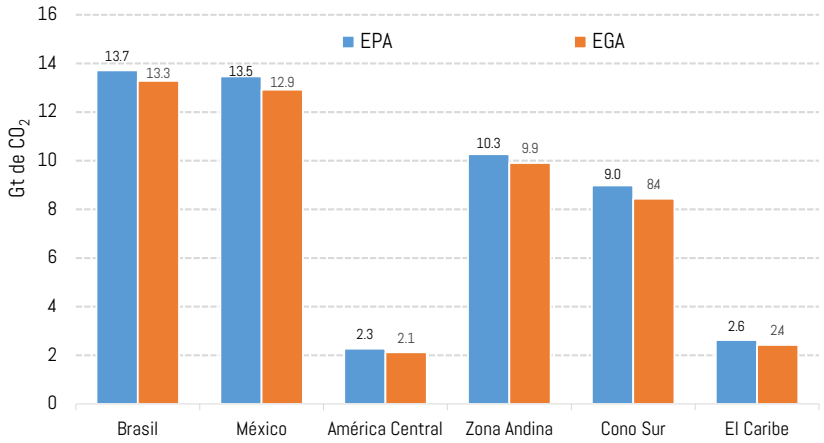


Fuente: Resultados de la simulación

4.2 Emisiones totales de CO_2 durante el período de proyección

Las propiedades de combustión más limpias del gas natural, comparando el factor de emisión de CO_2 de los combustibles derivados de petróleo y el carbón mineral, conllevan también a que con el escenario de gasificación alta (EGA) se produzca un beneficio ambiental, al reducirse la cantidad total de CO_2 liberado a la atmósfera, como se aprecia en la **Figura 4.2**. El cálculo de emisiones de CO_2, se realizó utilizando los factores medios de emisión recomendados por el IPCC, para los diferentes combustibles.

Figura 4.2. Emisiones totales de CO_2 durante el período de proyección



Fuente: Resultados de la simulación

5. CONCLUSIONES

- Ya desde el año base del ejercicio de prospectiva (2017), el gas natural se constituía en la segunda fuente en importancia en la matriz energética de muchos de los países de América Latina y El Caribe, superado solamente por el petróleo y sus derivados. El gas natural ha mostrado en la última década, signos de un acelerado crecimiento en su demanda, debido al dinamismo y competitividad que ha venido presentando el mercado internacional de este *commodity* energético y a sus condiciones de uso, relativamente más limpias y amigables con el medio ambiente en comparación con los otros combustibles de origen fósil.
- Al estar considerado un mayor uso del gas natural dentro de las políticas y planes de expansión del sector energético de la mayoría de los países de la región, este producto presenta, incluso en el escenario de políticas actuales (EPA), una clara tendencia hacia un mayor desarrollo de mercado en cada uno de los países y subregiones analizadas, situación que se hace más evidente en el escenario de gasificación alta (EGA), debido a las premisas de sustitución de combustibles líquidos y sólidos de origen fósil , tanto en los sectores de consumo final como en el sector de la generación eléctrica. Es así que se llega, en algunos casos, a ocupar al final del período de proyección, el primer lugar en importancia en la matriz energética, como sucede específicamente en México, Zona Andina, Cono sur y El Caribe.
- La mejor eficiencia relativa en el uso de gas natural, tanto en los procesos de consumo final como en la generación eléctrica con centrales ciclo combinado, en comparación con el uso de combustibles líquidos y sólidos, permiten obtener ahorros importantes de energía, que se traducen directamente en ahorros económicos y reducción de emisiones de CO_2.
- Al reemplazar capacidad instalada de centrales térmicas convencionales a diésel y fuel oil, generalmente operando con bajos factores de planta en los sistemas nacionales interconectados de generación eléctrica, por plantas a gas natural con ciclo combinado, mismas que cuentan con factores de planta más altos, se disminuyen también los requerimientos de capacidad adicional, con los consecuentes ahorros económicos en los costos de inversión, así como de operación y mantenimiento, resultando en valores más bajos de los costos nivelados de la energía LCOE.



Anexos y bibliografía

AIE	Agencia Internacional de Energía
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BP	British Petroleum
bpTT	British Petroleum Trinidad & Tobago
CC	Cambio Climático
CCC	Cuenta de Consumo de Combustible
5CS	Caribbean Community Climate Change Center
CCCN	Centro Cultural Costarricense Norteamericano
CEMOFER	Centro de Formación en Mantenimiento y Operación de Energías Renovables
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética
CNPS	Plan de complementariedad social y productiva
CONELECTRICAS R.L.	Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L.
COP21	Cumbre Mundial de Cambio Climático en París
COP24	24 Cumbre del Clima de las Naciones Unidas
CREF	Fondo Renovable del Caribe
DGEE	Dirección General de Eficiencia Energética
DGII	Dirección General de Impuestos Internos
DINATRAN	Dirección Nacional de Transporte
DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos
EAU	Emiratos Árabes Unidos
EIA	U.S. Energy Information Administration

EEO	Empresa Eléctrica de Oriente
EMEP	Programa de Gestión y Eficiencia Energética
ENH	Empresa Nacional de Hidrocarburos
ERIRAS	Instituto de Investigación Energética de la Academia de Ciencias de Rusia
FIIE	Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
FPEG	Foro de Países Exportadores de Gas
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FMAM	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
GEF	Fondo Mundial del Medio Ambiente
GORTT	Gobierno de la República de Trinidad y Tobago
GPG	Global Petroleum Group
GSEP	Global Sustainable Electricity Partnership
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
ICE	Impuesto a los Consumos Específicos
IEEJ	Instituto de Economía Energética de Japón
IEP	Programa Internacional de Energía
IGNC	Instituciones Gubernamentales No Cortables
INA	Instituto Nacional de Aprendizaje
INDECOPI	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
Inmujeres	Instituto Nacional de las Mujeres
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
IRAE	Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas
IRENA	Agencia Internacional de Energía Renovable
ITT	Ishpingo, Tambococha y Tiputini

IVA	Impuesto al Valor Agregado
JCDC	Comisión de Desarrollo Cultural de Jamaica
KFW	Banco Alemán de Desarrollo
KIAT	Instituto Coreano de Desarrollo y Tecnología
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MIC	Ministerio de Industria y Comercio
MIEM	Ministerio de Industrias, Energía y Minería de la República Oriental del Uruguay
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MIPYME	Micro, Pequeñas y Medianas Empresas
MIT	Instituto Tecnológico de Massachussetts
MOPT	Ministerio de Obras Públicas y Transportes
MRV	Medición, Reporte y Verificación
MSET	Ministerio de Ciencia, Energía y Tecnología
NCMA	Área Marina de la Costa Norte
NGC	Empresa Nacional de Gas
OACI	Organización de Aviación Civil Internacional
OEIA	Organismo Internacional de Energía Atómica
OIE	Oferta Interna de Energía
OIEE	Matriz de suministro interno de electricidad
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONUDI	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PCJ	Corporación Petrolera de Jamaica
PDE	Plan de Expansión Decenal
PETROPAR	Petróleos Paraguayos
PGAI	Planes de Gestión Ambiental Institucional

PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
POES	Petróleo Original en Sitio
PPA	Paridad del Poder Adquisitivo
PPI	Programa de Asociaciones de Inversión
PPSA	Empresa Pré-Sal Petróleo
PROEZA	Pobreza, Reforestación, Energía y Cambio Climático
REDIE	Programa de Redes Inteligentes Ecuador
RenovaBio	Política Nacional de Biocombustibles
RETIQ	Reglamento Técnico de Etiquetado
RTSEE	Reglamentos Técnicos Salvadoreños de Eficiencia Energética
SAME	Modelo para la Simulación y Análisis de la Matriz Energética
SCAN	Subsecretaría de Control y Aplicaciones Nucleares
SEEC	Programa de Energía Sostenible para el Caribe Oriental
SEIA	Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
sieLAC	Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe
SGIP	Smart Grid Interoperability Panel
SICA	Sistema de la integración Centroamericana
SIN-PY	Sistema Interconectado Nacional Paraguayo
SPIE	Sistema de Planificación Integral del Estado
TSA	Acuerdo de Servicios Técnicos
UNACIFOR	Universidad de Ciencias Forestales
UNI	Universidad Nacional de Ingeniería
uSFV	Sistemas de microgeneración fotovoltaica
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VBP	Valor Bruto de Producción
WEC	Consejo Mundial de Energía
YACAYO - VHA	Yacyretá - Ayolas a la Subestación Villa Hayes

bbl / día	barriles americanos por día
bcm	billones de metros cúbicos
CO_2	Dióxido de carbono
dm^3	Decímetro cúbico
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas natural licuado
GWh	Gigavatio hora
GWh / año	Gigavatio hora por año
kbbl	Miles de barriles americanos
kbbl / día	Miles de barriles por día
kcal / m^3	Kilocaloría por metro cúbico
kep	Kilogramo equivalente de petróleo
km	kilómetro
ktep / año	Miles de toneladas equivalentes de petróleo por año
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
kWh / año	Kilovatio hora por año
kWp	Kilovatio pico
m	Metro
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar
m^3 / día	Metros cúbicos por día
Mbbl	Millones de barriles americanos
Mbbl / año	Millones de barriles por año
Mbbl / día	Millones de barriles por día
Mm^3	Millones de metros cúbicos
Mm^3 / día	Millones de metros cúbicos por día

MP2	Material particulado fino
Mpc / día	Millón de pies cúbicos por día
Mt	Millones de toneladas
$MtCO_2e$	Millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente
Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
MUSD	Millones de dólares estadounidenses
MVA	Megavoltamperio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
MWh / año	Megavatio hora por año
MWp	Megavatio pico
NOx	Óxido de Nitrógeno
pc^3	Pie cúbico
SO_2	Dióxido de azufre
t.p.a.	tasa de variación promedio anual
t / hab.	Tonelada por habitante
t / tep	Tonelada métrica por tonelada equivalente de petróleo
TCF´s	Trillones de pies cúbicos
tCO_2	Tonelada de dióxido de carbono
tCO_2 / año	Tonelada de dióxido de carbono por año
tCO_2 / tep	Tonelada de dióxido de carbono por tonelada equivalente de petróleo
tep / hab.	Tonelada equivalente de petróleo por habitante
TWh	Teravatio hora
USD / kW	Dólares por kilovatio
USD / kWh	Dólares por kilovatio hora
W	Vatio
Wh / kg	Vatio hora por kilogramo
Wt	Peso

FACTORES DE CONVERSIÓN USADOS POR PAÍSES MIEMBROS DE OLADE (AÑO 2017)

Unidades originales	kbbl	Mm^3	kt	GWh	GWh	kt	kt	GWh	kbbl	kbbl	kbbl	kbbl	kbbl	kt	kt	kbbl
A: 10^3 bep	Petróleo	Gas natural	Carbón mineral	Hidroenergía	Geotermia	Nuclear	Leña	Electricidad	GLP	Gasolina	Kerosene/Jet	Diésel oil	Fuel oil	Coque	Carbón vegetal	Alcohol
Argentina	1.0196	6.2127	5.1881	0.6197		110.1888	1.4916	0.6197	0.7010	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	5.0440	0.9096
Barbados	1.0015	5.9806					2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304			
Belice	1.0660	6.6084		0.6200			3.2033	0.6200	0.6976	0.9530	1.0286	1.0598	1.1561		4.9718	
Bolivia	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.3417	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Brasil	1.0590	6.1815	3.4573	0.6181		71.6957	2.2282	0.6181	0.6983	0.8820	0.9300	0.9498	1.0828	4.9596	4.6433	0.6424
Chile	1.0551	6.6721	5.0440	0.6197	0.6196		2.4002	0.6197	0.7624	0.9366	1.0300	1.0300	1.0300	5.0000		
Colombia	1.0476	6.1359	4.9498	0.6196			2.9246	0.6200	0.6981	0.9175	0.8109	0.9760	0.9398	3.4593	4.6829	0.5826
Costa Rica	0.9940		5.2630	0.6200	0.6200		3.0999	0.6200	0.6992	0.8938	0.9438	0.9937	1.0660	4.9392	4.6861	
Cuba	1.0015	6.3604	5.7645	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Ecuador	1.0015	5.9806		0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304			
El Salvador				0.6196	0.6196		2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304		4.6836	
Grenada							2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015			4.9718	
Guatemala	0.9929		5.0439	0.6196	0.6196		2.5940	0.6196	0.6701	0.8913	0.9453	0.9929	1.0685	4.8998	4.9718	
Guyana		5.9806		0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304		4.9718	
Haití				0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304		4.9718	
Honduras			5.0439	0.6196	0.6196		2.5940	0.6196	0.6701	0.8711	0.9583	1.0087	1.0462	4.8998	3.6028	
Jamaica	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304		4.9718	
México	1.0543	7.4907	5.0520	0.6196	0.6196	71.2800	2.4948	0.6196	0.7147	0.9240	1.0182	1.0397	1.1306	5.1052		
Nicaragua	1.0059			0.6197	0.6197		2.3086	0.6197	0.6975	0.8906	0.9540	0.9857	1.0679	0.5009	2.7864	
Panamá		5.9805	5.2690	0.6196			2.6940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.9100	4.8926	
Paraguay			5.0359	0.6197			2.5940	0.6196	0.6899	0.8901	0.9451	0.9920	1.0701	5.5977	4.9719	0.5957
Perú	0.9973	6.9631	5.0440	0.6197			2.5940	0.6197	0.6845	0.8791	0.9584	0.9903	1.0592	4.6116	4.6837	
República Dominicana	1.0015	5.9805	5.0439	0.6196			2.5939	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8999	4.9723	
Suriname	1.0015	5.9806		0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304		4.9718	
Trinidad & Tobago	1.0015	5.9806					2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304			
Uruguay	1.0076	5.9812	5.0767	0.6197			1.9456	0.6728	0.6629	0.9163	0.9601	0.9927	1.0997	6.7695	5.3461	0.5930
Venezuela	1.0391	7.3453	5.4029	0.6072			2.5219	0.6072	0.7361	0.9990	1.0850	1.1408	1.2058	5.0621	5.6252	

IMPORTACIÓN CARBÓN MINERAL

Argentina	10^3 t =	5.1881	10^3 bep		
Brasil	10^3 t =	3.4573	10^3 bep		
Perú	10^3 t =	5.2601	10^3 bep		
	10^6 m^3	Gas de Refinería =		7.9261	10^3 bep
	10^6 m^3	Gas de Coquería =		3.0263	10^3 bep
Otros	10^6 m^3	Gas de Alto Horno =		0.6485	10^3 bep
	10^6 m^3	Gas de Ciudad =		2.8820	10^3 bep
	10^6 m^3	Biogás =		3.9630	10^3 bep
	10^6 m^3	Bagazo =		1.3114	10^3 bep

TABLA DE CONVERSIONES PARA UNIDADES ENERGÉTICAS

	bep	tep	tec	Tcal	TJ	10^3 BTU	MWh	kg GLP	m^3 Gas nat.	pc Gas nat.
bep	1	0.13878	0.1982593	0.00139	0.00581	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	0.08599	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	0.783827	1	35.3882
pc Gas nat.	0.00017	2.35E-05	3.35E-05	2.35E-07	9.81E-07	0.9337017	0.0002728	0.0221494	0.02825803	1

* 1bbl GLP = 0.6701 bep * 1bbl GLP = 0.15898 m^3 = 5.6143 pc * 1m^3 GLP = 552.4 kg * 1 pc = 0.028317 m^3

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 un modelo de proyección muy versátil, que genera de manera 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 parámetros 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.

AIE (2018), *World Energy Outlook – 2018*, Agencia Internacional de Energía, OCDE/AIE, Paris, https://www.iea.org/weo2018/.

ANDE (2016), *Plan Maestro de Generación - Período: 2016 – 2025*, Administración Nacional de Electricidad (ANDE), República del Paraguay, http://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PM_2016_2025_Gen_Trans_Distrib_Telematica.pdf.

Ang, B. W. (2015), *LMDI decomposition approach: A guide for implementation*, Energy Policy, 2015, Vol. 86 C, 233-238.

Banco Mundial (2015), *Progress Toward Sustainable Energy 2015: Global Tracking Framework Report*, ISBN: 978-1-4648-0690-2.

BID (2016), *Luces Encendidas – Necesidades de Energía para América Latina y el Caribe al 2040"*, Banco Interamericano de Desarrollo, Ed.: Lenin, H., Balza, Ramón Espinasa y Tomas Serebrisky, https://publications.iadb.org/handle/11319/7361.

BID (2016b), Latin America and the Caribbean 2030: Future Scenarios, BID y el Consejo Atlántico; Ed.: Jason. Marczak, Peter Engelke, David Bohl y Andrea S. Jiménez, https://publications.iadb.org/handle/11319/7978.

BID (2016c), *Achieving Sustainable Energy in Barbados - Energy Dossier*, https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/7909/Achieving-Sustainable-Energy-in-Barbados-Energy-Dossier.pdf.

BID (2016d), *Guyana`s Power Generation System Expansion Study.*

BID (2016e), Energy Dossier: *Trinidad* & *Tobago*, https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/7447/Energy-Dossier-Trinidad-and-Tobago.pdf.

BP (2019), *BP Energy Outlook – 2019 edition*, BP, London, https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf.

BNEF (2017), *New Energy Outlook 2017 Report*, Bloomberg New Energy Finance (BNEF), https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/06/NEO-2017_CSIS_2017-06-20.pdf.

CARICOM (2013), *Caribbean Sustainable Energy Roadmap (C-SERMS)*, Surinam, http://www.worldwatch.org/system/files/C-SERMS_Full_PDF.pdf.

CEAC (2017), Plan indicativo regional de expansión de la generación eléctrica 2018-2035, Consejo de Electrificación de América Central. http://www.enatrel.gob.ni/wp-content/uploads/2017/09/Informe-GTPIR_2018-2035_310517.pdf.

CNE (2014), *Prospectiva de la Demanda de Energía de República Dominicana 2010 – 2030,* Comisión Nacional de Energía (CNE), República Dominicana, http://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2016/04/prospectiva-demanda-energia-rd-2010-2030.pdf.

CNE (2016), *Actualización del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026*, Consejo Nacional de Energía del Salvador, El Salvador, noviembre, http://estadisticas.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2017/08/actualizacion-del-plan-indicativo-de-la-expasion-de-la-generacion-2016-2026-noviembre-2016.pdf.

CNE (2016), *Anuario Estadístico de Energía 2016*, Comisión Nacional de Energía (CNE), República de Chile.

CNE (2017), *Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2016 - 2036 SIC –SING*, Comisión Nacional de Energía (CNE), República de Chile.

CEPAL (2003), Sostenibilidad energética en América Latina y el Caribe: el aporte de las fuentes renovables, LC/L.1966. http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/2764/1/S2003717_es.pdf.

CEPAL (2007), *Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Naciones Unidas, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/25839/1/LCmexL828_es.pdf.

CEPAL (2013), *Guide for BIEE Data Template*, CEPAL, documento de trabajo.

CEPAL (2018), *Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas – CEPALSTAT*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Naciones Unidas, http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e

DOE – EIA (2018), *International Energy Outlook – 2018*, US Department of Energy / Energy Information Administration, Washington, DC., https://www.eia.gov/outlooks/archive/ieo18/

ENEE (2016), *Plan Estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica*, Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras, Honduras, noviembre, http://www.enee.hn/planificacion/2017/boletines/PEI%20ENEE%202016-2020_dic_1_MRPV.pdf

EQUINOR (2019) *Energy Perspectives 2019*, Equinor, Stavanger, Norway, https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/energy-perspectives/Energy%20Perspectives%202019%20report.pdf.

ERIRAS (2016), *Global and Russian Energy Outlook 2016*, The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERIRAS), The Analytical Center for the Government of the Russian Federation (ACRF), Moscú, https://www.eriras.ru/files/forecast_2016.pdf.

ExxonMobil (2019), *2019 Outlook for Energy: A Perspective to 2040*, Exxon Mobil Corporation, Texas, https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/outlook-for-energy/2019-Outlook-for-Energy_v4.pdf.

GECF (2018), *Global Gas Outlook 2018*, Gas Exporting Countries Forum, Doha, https://www.gecf.org/_resources/files/outlook-ggm/gecf-eefd-2018-global-gas-outlook-synopsis-2018_v2.pdf.

GREENPEACE (2015), *energy [r]evolution: a sustainable world energy outlook 2015*, Greenpeace, Hamburg, https://www.greenpeace.org/archive-international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/

ICE (2017), *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Período 2016-2035*, Instituto Costarricense de Electricidad, mayo, https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/beb21101-9c67-4acf-964e-c7a00f682040/PEG+2016-2035.pdf?MOD=AJPERES&CVID=lPcDy1N

IEEJ (2019), *IEEJ Outlook 2019 – Energy transition and a thorny path for 3E challenges*, The Institute of Energy Economics, Japan, Tokyo, https://eneken.ieej.or.jp/data/8122.pdf.

IRENA (2016), *Renewable energy market analysis - Latin America*, IRENA, 2016, p. 36, http://www.irena.org/publications/2016/Nov/Renewable-Energy-Market-Analysis-Latin-America.

MIEM – DNE (2014), *Estudio de Demanda: Resultados*, Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) / Dirección Nacional de Energía (DNE), República Oriental del Uruguay, http://www.miem.gub.uy/energia/estudio-de-prospectiva-energetica-2014.

MINEM (2014), *Plan Energético Nacional 2014 – 2025*, Ministerio de Energía y Minas, República del Perú, http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/InformePlanEnerg%C3%ADa2025-%20281114.pdf.

MINMINAS (2014), *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014 – 2028*. Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS) / Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Colombia.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER, (2016), *Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025*, Ecuador, http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00447.pdf

Ministerio de Minas y Energía (2007), *Plan Nacional de Energía 2030*, Brasil.

Ministerio de Minas y Energía / Empresa de Pesquisa Energética (2018), *Plan Decenal de Expansión de energía 2027*, Brasil.

Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (2016), *Plan indicativo de expansión del sector energético*, Ministerio de Energía y Minas de Guatemala - Unidad de Planeación Energético Minero, http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2016/01/Planes-Indicativos-de-Generacio%CC%81n-y-Transmisio%CC%81n.pdf.

Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua (2017), *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica de 2016-2030*, Enero, http://www.mem.gob.ni/wp-content/uploads/2017/03/Plan-de-Expansion-2016-2030.pdf.

Ministerio de Energía y Minería de Argentina (2017), *Escenarios Energéticos 2030*, https://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7771

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2014), *Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025*, Estado Plurinacional de Bolivia, https://observatorioccdbolivia.files.wordpress.com/2015/08/peebol2025.pdf.

Ministère des Travaux Publics, Transports, Énergie et Communications (2014), *Haiti's sustainable energy roadmap*.

Ministry of Energy and Energy Affairs (2011), *Framework for development of a renewable energy policy for Trinidad & Tobago - A Report of the Renewable Energy Committee*, Trinidad and Tobago, https://digitalrepository.unm.edu/cgi/viewcontent.cgi?referer=https://www.google.com/&httpsredir=1&article=1203&context=la_energy_dialog.

Ministry of Science Energy & Technology (2017), *An Overview of Jamaica´s Electricity Sector* https://www.mset.gov.jm/overview-jamaicas-electricity-sector.

MIT (2018), *Food, Water, Energy, Climate Outlook Perspective from 2018*, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Ed.s: Chen, H. y Ejaz Qudsia ,MIT, Massachusetts, https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/newsletters/files/2016-JP-Outlook.pdf.

MPPEE (2013), *Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2013 – 2019*, Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, República Bolivariana de Venezuela, http://mppee.gob.ve/download/publicaciones_varias/PDSEN%20web.pdf.

OLADE (2016), *Diagnóstico Energético de República Dominicana 2015*, junto a la Comisión Nacional de Energía (CNE).

OLADE (2017), *Energy Planning Manual: Belize Energy Forecast 2015 – 2035*.

OLADE (2017b), *Energy Planning Manual: Granada Energy Forecast 2015 – 2035*.

OLADE (2018), Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018 (ver capítulo de prospectiva energética).

OLADE (2018b), Política Energética y NDCs en América Latina y el Caribe: Evaluación de las políticas actuales de desarrollo energético de la Región como contribución al cumplimiento de los compromisos en materia de Cambio Climático - Bases para un debate necesario, *http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0414.pdf*.

OLADE (2018c), Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe – sieLAC: http://sielac.olade.org/.

OPEP (2018), *World Oil Outlook 2040*, OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), Viena, https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm.

ONU (2008), *Sistema de Cuentas Nacionales SCN2008*
https://unstats.un.org/unsd/nationalaccount/docs/SNA2008Spanish.pdf.
Secretaria Nacional de Energía de Panamá (2016). *Plan Energético Nacional 2015 – 2050*, abril,
http://www.energia.gob.pa/energia/wp-content/uploads/sites/2/2017/06/Plan-Energetico-Nacional-2015-2050-1.pdf.

Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico (2016), *Escenarios Energéticos 2025* Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico, Argentina,
http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/publicaciones/escenarios_energeticos_2025.pdf.

SENER (2018), Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional – PRPDESEN 2018-2032, Secretaría de Energía, México,
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf.

SENER (2018a), *Sistema de Información Energética – SIE*, Secretaría de Energía, México, http://sie.energia.gob.mx/.

SENER (2018b), *Prospectiva de Gas Natural 2018-2032*,
https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN_18_32_F.pdf.

SENER (2018c), *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032*,
https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PPP_2018_2032_F.pdf.

Unión Eléctrica de Cuba (2017), *Situación Actual y Futura del Sistema Eléctrico Cubano* (presentación).

WEC (2016), *World Energy Scenarios 2016 – The grand transition*, World Energy Council (WEC), London,
https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016_Full-report.pdf.

WEC (2017) *World Energy Scenarios 2017 – Latin America & The Caribbean Energy Scenarios*, World Energy Council (WEC), London,
https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/LAC-Scenarios_summary-report_English_WEB_2017.05.25.pdf.

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)

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernández Sálvador
Edificio Olade, Sector San Carlos
Quito - Ecuador

Telf: (593 2) 2598 122
2598 280

olade@olade.org
www.olade.org

olade.org
@OLADEORG
Organización Latinoamericana
de Energía OLADE

olade
ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA
Nos une la energía

ISBN: 978-9978-70-134-8