Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018

olade | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA

sieLAC | Sistema de información Energética de Latinoamerica y el Caribe

Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018

olade | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE 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
Gabriel Castellanos
Luis Guerra
Teresa Hong
Wonhee Lee
Verónica Simbaña

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

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 Pixabay.com y son gratuitas para uso comercial, de dominio público y no requieren atribución.

Primera Edición – Diciembre del 2018
ISBN 978-9978-70-130-0
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 2017 9
5. Procedencia de los indicadores y fuentes de información empleadas 23
6. Metodología y definición de los indicadores 27
7. Estadísticas e indicadores energéticos agregados de América Latina y el Caribe y del Mundo 41
8. Perfil energético de los Países Miembros 57
9. Legislación, regulación y política energética 275
10. Prospectiva energética global y regional 2016 - 2040 295
    I. Presentación comparativa de algunos resultados de estudios prospectivos para el Mundo y América Latina y el Caribe 297
    II. Prospectiva energética de América Latina y el Caribe 339
11. Anexos 387
    I. Acrónimos y Abreviaturas 388
    II. Factores de conversión 396
    III. Modelo SAME 397
12. Bibliografía 398

Este año hemos transitado el camino desde trabajar exclusivamente en la construcción y seguimiento oficial de las estadísticas del sector Energía de América Latina y el Caribe al desarrollo de un Panorama Energético para nuestra región. Nuestro tradicional Anuario de Estadísticas Energéticas se ha convertido en el Panorama Energético de América Latina y el Caribe.

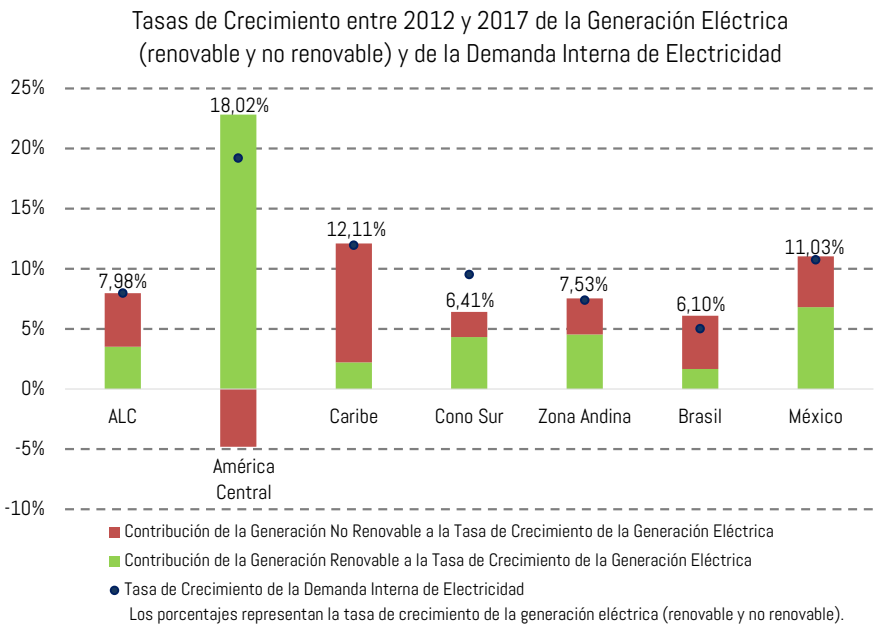
¿Cuál es el significado de este nuevo aporte en materia de información que realiza OLADE, más allá del evidente cambio de nombre?

La respuesta es simple y concreta, hemos retomado el sendero en la generación de conocimiento, nos orientamos a proporcionar de forma libre estudios prospectivos con foco en América Latina y el Caribe. Estudios que brindan escenarios probables para el desarrollo y evolución del sector en nuestra región y construidos a partir del trabajo y aporte oficial de nuestros Países Miembros.

Muy importantes, relevantes y válidos resultan también los estudios en materia de proyección de la evolución del sector energía realizados por agencias globales, como la Agencia Internacional de Energía, publicado en su "World Energy Outlook", pero también necesitamos contrastar esos resultados globales y tendencias con lo observado en nuestra región. En tal sentido, en este primer Panorama Energético de América Latina y el Caribe, publicado en 2018, con base de información 2017, presentamos como novedad los importantes resultados del análisis de los distintos escenarios probables para el sector en ALC y su comparativa con algunos de los principales estudios globales.

El Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018, también recaba y presenta la información estadística oficial de nuestros Países Miembros, procesadas con información base del año 2017. En el análisis de la información del año base se concluye que el sector energía de América Latina y el Caribe se encuentra en un profundo y continuo cambio, marcado fundamentalmente por las nuevas tendencias tecnológicas en fuentes y usos de energía.

Uno de estos cambios refiere a la incorporación de fuentes renovables no convencionales de energía a la matriz energética regional, fenómeno que se va consolidando gradualmente, con grandes avances en tal sentido en algunas de las principales economías de la región. Sin embargo, la brecha existente entre países en materia de desarrollo de su potencial renovable, lleva a que el incremento de la demanda final de energía en los últimos 5 años, se ha dado a una tasa superior a la tasa de incorporación de generación renovable, por lo cual en promedio en ALC, la contribución de la generación renovable para cubrir el incremento de la demanda eléctrica ha sido inferior al 45% y la incorporación de generación fósil ha debido cubrir una gran parte de ese crecimiento (en una proporción equivalente al 55% restante) para abastecer la demanda final de electricidad. Es de destacar la evolución en tal sentido de América Central que, más allá de lograr cubrir en los últimos 5 años el incremento de la demanda eléctrica con generación a partir de fuentes renovables, se ha producido un gradual reemplazo de la generación eléctrica fósil. No obstante, este importante resultado subregional, si analizamos los promedios para todo ALC, el resultado tiene una muy simple interpretación, la renovabilidad de nuestra generación eléctrica ha presentado un descenso en los últimos 5 años, aún cuando se han producido grandes avances en la incorporación de generación renovable en muchos países, estos no han resultado suficientes para compensar el aumento de la demanda eléctrica en nuestra región.



Entre 2016 y 2017 hemos observado un auspicioso avance en materia de acceso a la electricidad, la región ha pasado de 20 millones de personas sin acceso a la electricidad a 19 millones en 2017. Haití, a partir de proyectos concretos de electrificación, presenta importantes avances en el año de análisis. Si mantuviéramos la tasa de acceso a la electricidad observada en los últimos 5 años, la región debería tener acceso prácticamente universal a la energía en un lapso de 13 años. Sabido es que demandará mayor tiempo el cumplimiento de este componente de uno de los objetivos específicos del ODS 7, dado que los últimos esfuerzos de electrificación resultan más complejos y costosos y se darán a una tasa menor a la observada, pero son auspiciosos los avances observados en la última década.

Otro aspecto a destacar en la evolución del sector energía de nuestra región es el rol del gas natural en la matriz de energía primaria. El gas natural ha pasado de representar el 29% de la matriz de energía primaria en 2012 al 34% en 2017. Esta evolución está fuertemente condicionada por los avances tecnológicos asociados al gas natural licuado que han permitido el desarrollo de proyectos de licuefacción y regasificación a lo largo de toda la región. El desarrollo de las reservas no convencionales de gas en Argentina proyectará la producción de ese país a partir del desarrollo de una de las principales reservas globales de hidrocarburos no convencionales. Esta gradual incorporación del gas natural se centra fundamentalmente en la sustitución de hidrocarburos líquidos en la generación de electricidad, la participación del gas natural en la generación eléctrica ha pasado de un 23% en 2012, a un 28% en 2017.

OLADE en 2018 cumplió 45 años desde su creación; en este tiempo transcurrido desde la suscripción del convenio de Lima, nuestra región ha logrado grandes avances en muchos de sus principales indicadores. Si tomamos conciencia que ALC tenía más de 130 millones de personas sin acceso a la electricidad en 1973 y que hoy ese valor se ha logrado reducir a menos de 20 millones, este es un claro ejemplo de los resultados en materia de planificación, políticas e inversión en el sector (pública y privada). Sin embargo, aún seguimos siendo la región más desigual del planeta, tenemos necesidades a nivel de infraestructura y de inversión, y tenemos la necesidad de consolidar nuestra institucionalidad definiendo políticas de Estado, marcos regulatorios y jurídicos estables, que trasciendan las administraciones de gobierno y que aporten la confianza necesaria en nuestras instituciones.

Debemos de forma coordinada derribar las brechas existentes entre los países de nuestra región, generar mercados regionales que permitan intercambios energéticos dinámicos y complementarios, que no estén basados exclusivamente en intercambios bilaterales entre países; que aporten a la seguridad energética regional y brinden robustez a los sistemas energéticos. Estos son algunos de los muchos desafíos y fundamentalmente oportunidades que enfrenta nuestra región.

ARGENTINA	Ministerio de Energía y Minería	Pablo Ronco
BARBADOS	Division of Energy and Telecommunications	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	Yumar Antonio Rojas Koock Marcela Cortez
BRASIL	Ministerio de Minas y Energía	Ubiratan Francisco Castellano João Antonio Moreira Patusco
CHILE	Ministerio de Energía	Stefano Banfi Rubén Guzmán
COLOMBIA	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Leonardo Camacho César Jerez
COSTA RICA	Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE)	Jorge Pérez Francine Solera
CUBA	Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI)	Tomás González
ECUADOR	Instituto de Investigación Geológico y Energético	Sebastián Espinoza Javier Fontalvo
EL SALVADOR	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	Calixto Arias
	Consejo Nacional de Energía (CNE)	Juan José García
GRENADA	Ministry of Infrastructure Development, Public Utilities, Energy, Transport and Implementation	
GUATEMALA	Dirección General de Energía Ministerio de Energía y Minas	Rubén Hernández Chan
	Sección de Estadísticas Ministerio de Energía y Minas	Marvin Poz López

GUYANA	Guyana Energy Agency	Mahender Sharma Shevon Woods
HAITÍ	Ministry of Public Works, Transport and Communication	Robert Altidor
HONDURAS	Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial (DNPEPES) Secretaría de Energía (SEN)	Sindy Salgado
	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente	Alberto Cantor
JAMAICA	Ministry of Science Energy & Technology	Yvonne Barrett-Edwards
MÉXICO	Secretaría de Energía (SENER)	Berenice Hernández Miranda Francisco de Jesús Cafaggi Félix
NICARAGUA	Ministerio de Energía y Minas	Amalia López
PANAMÁ	Secretaría Nacional de Energía	Oscar Gálvez Stella Escala
PARAGUAY	Viceministerio de Minas y Energía, Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones	Daniel Puentes Atilio Fernández
PERÚ	Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	Alan Campos Daniel Paz
REPÚBLICA DOMINICANA	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Andrés de Peña Francisco Cruz Flady Cordero
SURINAME	Ministry of Natural Resources	Sifra-Thijm-Fraser
TRINIDAD Y TOBAGO	Ministry of Energy and Energy Industries	Timmy Baksh
URUGUAY	Dirección Nacional de Energía Ministerio de Industria, Energía y Minería	Pablo Caldeiro Ignacio Casas Alejandra Reyes
VENEZUELA	Oficina de Integración y Asuntos Internacionales Ministerio del Poder Popular de Petróleo	Joelmi F. Pérez

En este Panorama Energético 2018 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 2016 - 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 2017 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 2001 – 2005 / 2006 – 2010 / 2011 – 2015 y las anuales de los años 2016 y 2017.

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

En cumplimiento a lo establecido en la Ley que regula la transmisión eléctrica, el Coordinador Eléctrico Nacional de **Chile** inició su funcionamiento, tras producirse la integración de los dos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del país. Se trata de un organismo técnico e independiente, encargado de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional; está encabezado por el Consejo Directivo, integrado por cinco consejeros designados por el Comité Especial de Nominaciones mediante concurso público.

Ecuador realizó el lanzamiento oficial del Plan Maestro de Electricidad (PME) y el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE). La política liderada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, reflejada en estos Planes, permitirá garantizar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del Ecuador en corto, mediano y largo plazo de una forma eficiente, que optimice el uso de los recursos y llegue a todos los rincones del país.

Guatemala, lanzó el Plan Nacional de Energía, instrumento que fija especial énfasis en la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Mediante la aplicación del referido plan se prevé alcanzar una meta de 29.2% de reducción de las emisiones de GEI para el año 2032, lo que equivale a 11.9 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente -CO_2e- evitadas, al promover el uso de tecnologías para la eficiencia y el ahorro energético, mediante el desarrollo de tres ejes estratégicos: aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, eficiencia y ahorro energético y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En Haití, entró en funcionamiento la Autoridad Nacional de Regulación del Sector de la Energía (ANARSE), concebida como un organismo autónomo adscrito al Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Comunicación, a cargo de promover el desarrollo del sector energético mediante la regulación de las actividades de producción, explotación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad en todo el territorio nacional.

México publicó la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos, dirigida a garantizar que el país cuente con reservas estratégicas de gasolina, diésel y turbosina para reforzar el suministro de combustibles a la población en situaciones de emergencia; así como a impulsar la construcción de infraestructura de almacenamiento de petrolíferos, reforzando la seguridad energética nacional.

Conscientes de la importancia de fortalecer la participación de todos los sectores en la sostenibilidad energética, mediante la planificación, discusión y ejecución a largo plazo, la Secretaría Nacional de Energía (SNE) de **Panamá** con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), hizo entrega al Gobierno Nacional de la hoja de ruta energética al 2050 denominada Atlas Energético: "Panamá El Futuro que queremos". Los pilares fundamentales sobre los que se enfocará el desarrollo de la política de energía de Panamá, contenida en el referido atlas están dirigidos a la descarbonización de la matriz, eficiencia, acceso y seguridad en el suministro energético. Se trata de un instrumento didáctico elaborado mediante una escucha activa y amplia participación que refleja la visión y necesidades de todos los sectores a nivel comunitario.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) de **República Dominicana**, presentó las propuestas de política fiscal y régimen contractual para el desarrollo de la industria de petróleo y gas, con las opciones de régimen basado en impuestos y producción compartida, en beneficio equilibrado para el Estado y los inversionistas. La definición del esquema fiscal cierra la primera etapa del proyecto de exploración y producción de petróleo y gas, para dar paso a las licitaciones de los bloques de mayor interés. El régimen fiscal y el modelo contractual fueron realizados por el Ministerio con asistencia de consultores contratados por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con fondos de cooperación técnica no reembolsable canadienses.

II HIDROCARBUROS

2.1 Exploración y Explotación

Colombia anunció el descubrimiento por parte de Ecopetrol y Anadarko de un nuevo pozo de gas en aguas profundas del Caribe Colombiano. Según afirmación de las autoridades gubernamentales del sector esta

nueva situación permitirá al país garantizar su autosuficiencia gasífera en las próximas décadas. La empresa colombiana Ecopetrol y su socia Anadarko, culminaron la perforación del pozo Gorgon-1, que se considera el mayor descubrimiento de gas en 28 años, desde Cusiana en 1989. Gorgon-1, es el tercer pozo exitoso en el sur del Caribe Colombiano, junto a Kronos y Purple Angel. Continuando con la exploración Costa Afuera, Repsol y Ecopetrol adelantan la perforación de otro pozo en el norte del Caribe Colombiano. Las actividades propias de la industria petrolera de Colombia recuperaron su dinamismo. Por una parte, se perforaron 578 pozos exploratorios y en desarrollo en 2017, 182% más que los 205 registrados en 2016. Asimismo, se utilizaron 78 taladros promedio mensual en las actividades de perforación en 2017, presentando un crecimiento del 179% frente a los 28 utilizados en 2016.

En julio de 2017, La Cámara Alta de **Grenada** aprobó la Ley de Incentivos a la Exploración de Hidrocarburos, semanas después de que se aprobara en la Cámara Baja del Parlamento. El proyecto de ley ofrece incentivos para atraer inversionistas que estén interesados en explorar el petróleo y el gas natural en las aguas de Grenada.

Haití declaró el inicio de la exploración de hidrocarburos en el departamento du Centre, la empresa Paret Petroleum Company, estará a cargo de las operaciones.

Durante el 2017, **Jamaica** continuó la exploración de petróleo y gas autóctonos. Tullow Oil Company pasará a la topografía tridimensional. Esta constituye la primera encuesta 3D de Jamaica. La compañía realizó dos rondas de estudios sísmicos bidimensionales en los últimos 18 meses y, basándose en los datos de los estudios sísmicos bidimensionales, los exploradores decidieron examinar a profundidad. Estas actividades se enmarcan en el Acuerdo de participación en la producción (PSA) con la Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ) suscrito en noviembre de 2014.

En **México** se presentó la Nueva Estrategia para el Plan Quinquenal de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que tiene como objetivo dar certidumbre e impulsar la actividad en el sector petrolero. El documento contempla la licitación de 509 áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en la columna geológica completa, así como 70 campos para extracción de hidrocarburos, ubicados en una superficie de 239 mil km^2. Asimismo, se concluyeron con éxito las cuatro licitaciones de la Ronda Uno y tres licitaciones de la Ronda Dos, en las que se adjudicaron 70 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos a 66 empresas de 17 países. Las adjudicaciones de los referidos contratos se realizaron con competencia y plena transparencia, asegurando los mejores términos para el Estado. Por otra parte, el Consejo Internacional de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI), reunido en Manila, Filipinas, decidió aceptar a México como candidato para implementar este estándar internacional. Al ser aceptado como candidato, México se compromete, en un período de no más de dos años, a presentar un reporte en donde se cotejen todos los pagos de las empresas e ingresos públicos derivados de la actividad extractiva para dar espacio a un diálogo constructivo que atienda cualquier deficiencia en las normas o en la práctica, y que nos permita conocer cómo invierte el gobierno esos recursos.

Staatsolie Maatschappij **Suriname** N.V. concluyó contratos de producción compartida para dos bloques costa afuera. Para el Bloque 59, se firmó un acuerdo con un consorcio formado por las compañías petroleras ExxonMobil, Hess Corporation y Statoil. Con Statoil, se firmó un contrato para el Bloque 60. Los acuerdos son el resultado del "Open Door Policy Offshore Suriname" de Staatsolie. Según los criterios de selección predefinidos, los bloques 59 y 60 se otorgaron al consorcio y a Statoil, respectivamente. Los acuerdos tienen una vigencia de 30 años. El bloque 59 tiene un tamaño aproximado de 11,500 km^2 y está situado a unos 400 km de la costa, en profundidades de agua de más de 1,900 m (ultra profunda). El bloque 60, un área de 6,200 km^2, está situado a unos 250 km de la costa, con profundidades de agua de 800 a 1,900 m.

Trinidad y Tobago anunció dos descubrimientos significativos de gas en los pozos de exploración de Savannah y Macadamia, en la costa de Trinidad. Los resultados han desbloqueado aproximadamente 2 trillones de pies cúbicos (TCF´s) de gas en su lugar para sustentar nuevos desarrollos en estas áreas. El pozo exploratorio de Savannah se perforó en un bloque de fallas no comprobado al este del campo Juniper en aguas profundas de más de 500 pies, aproximadamente 80 km de la costa sureste de Trinidad. El pozo se perforó utilizando una plataforma semi-sumergible y penetró los reservorios que contenían hidrocarburos en dos intervalos principales con aproximadamente 650 pies de pago neto. Basándose en el éxito del pozo Savannah, BPTT espera desarrollar estos reservorios a través de un enlace futuro a la plataforma Juniper que estará disponible en línea a mediados

de 2017. El pozo Macadamia se perforó para probar los segmentos de exploración y evaluación por debajo del descubrimiento existente de la SEQB, que se encuentra a 10 km al sur del campo productor de Cashima. Los depósitos de hidrocarburos están bien penetrados en siete intervalos con aproximadamente 600 pies de pago neto. Combinado con los depósitos de gas de SEQB poco profundos, se espera que el descubrimiento de Macadamia sea compatible con una nueva plataforma dentro del plazo posterior a 2020.

2.2 Petróleo y derivados

Bolivia inició la etapa de construcción de las obras civiles del pozo Jaguar X6, ubicado en la provincia O´Connor del departamento de Tarija, del cual se estima un potencial de 2 Trillones de Pies Cúbicos (TCF´s) de gas recuperables, con una inversión de USD 109 millones en pozo, planchada y caminos. Se calcula una renta petrolera de aproximadamente USD 2,000 millones.

En 2017, **Ecuador** logró un hito histórico cuando las empresas Petroamazonas EP y la Corporación Eléctrica del Ecuador (Celec EP) concretaron la interconexión entre los sistemas eléctricos y petrolero, con la finalidad de aprovechar la energía eléctrica producida en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) en las operaciones de la estatal petrolera. La interconexión, que en su primera fase llegó a los campos Shushufindi y Sacha, se realizó entre las subestaciones Jivino 230/69 kV (Celec) y Petroamazonas. Una parte de la infraestructura fue desarrollada por la petrolera y se enlaza con las instalaciones construidas por Celec EP para la expansión del sistema nacional de transmisión. Con la conexión al Sistema Nacional Interconectado (SNI), Petroamazonas EP reduce aún más el volumen de diésel empleado en el conjunto de sus operaciones, con un ahorro bruto de más de USD 230 millones por año. Por otra parte, se iniciaron las operaciones de la subestación Jivino de 230 kV y 69 kV con una capacidad de transformación de 167 MVA, ubicada en la provincia de Sucumbíos, km 25 de la vía Lago Agrio – Coca. El Estado ecuatoriano realizó una inversión de USD 26.2 millones para beneficio de los habitantes de las provincias de Sucumbíos y Francisco de Orellana. El inicio de operaciones de Jivino suministra a la zona nororiental energía renovable proveniente de la central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair. Además, permite la disminución del uso de combustibles fósiles en la generación de electricidad.

2.3 Gas natural

Chile inauguró en Puerto Montt, la Planta Satélite de Regasificación (PSR), pieza fundamental para recibir y distribuir el gas natural a las viviendas, comercios y grandes empresas de la ciudad. La Planta Satélite de Regasificación está ubicada en el sector industrial, cercano al acceso norte de la capital regional. Asimismo, se inauguró la Planta Satélite de Regasificación (PSR) ubicada en un sector industrial, cercano al acceso sur de Osorno (por el camino hacia Puerto Octay), que almacena 120 m^3 de GNL, lo que corresponde a 90,000 m^3 en estado gaseoso.

Perú inauguró terminal de carga de camiones de Gas Natural Licuado de Perú LNG, lo que se considera un hito en el desarrollo de la masificación del gas natural en el país, ya que desde este terminal se transportará el combustible a 11 ciudades del Perú para abastecer y mejorar la calidad de vida de la población. Perú LNG realizó una inversión de USD 17 millones en este terminal que cuenta con una estación con capacidad para 240 mil galones por día de GNL. Está habilitada para cargar camiones con contenedores criogénicos de 13 mil galones de capacidad, a una tasa de carga de 90 m^3 / hora. Asimismo, la obra cuenta con un centro de control, una estación de despresurización, ductos para trasladar el gas desde la planta, mecanismos de seguridad, sistemas eléctricos, sistemas de control, comunicaciones y circuitos cerrados de televisión.

BP **Trinidad y Tobago** LLC anunció el desarrollo de su proyecto de gas costa afuera Angelin. El proyecto incluirá la construcción de una nueva plataforma, la 15ª instalación de producción en alta mar de bpTT, a 60 km de la costa sureste de Trinidad en una profundidad de agua de aproximadamente 65 m. El desarrollo incluirá cuatro pozos y tendrá una capacidad de producción de aproximadamente 600 Mpc de gas al día. El gas de Angelin fluirá hacia el centro de la plataforma Serrette a través de un nuevo ducto de 21 km.

III ELECTRICIDAD

3.1 Generación, transmisión, distribución y consumo

Argentina informó el inicio de operaciones de generación de energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional, de las centrales térmicas CT Pérez y CT Cañada de Gómez, ambas en la provincia de Santa Fe. La CT Pérez, tiene una capacidad instalada de 76 MW y es apta para consumir gas natural, gas oil y fuel oil en forma indistinta. La CT Cañada de Gómez dispone de 64 MW y es apta para consumir los tres combustibles antes citados. De esta forma, ya son 10 las centrales generadoras contratadas en el marco de la Resolución SEE N° 21/2016, con un total de 774 MW, equivalente a la capacidad de generación de la central nuclear Atucha II. La inversión (estimada en USD 696,600,000) ha sido realizada en su totalidad por capital privado y su repago se realizará por contratos de abastecimiento de largo plazo (hasta 10 años). El total de la nueva capacidad de generación permitirá operar al sistema en los días críticos del verano con mayor confiabilidad y seguridad, reduciendo los riesgos de corte y haciendo más económica la operación del servicio.

Se inauguró en **Bolivia** la moderna infraestructura de la Subestación Chuquiaguillo que fortalecerá el suministro de electricidad a los clientes de las ciudades de La Paz y El Alto y en especial las zonas Villa Fátima, Chuquiaguillo y Villa El Carmen. Autoridades gubernamentales del sector de la energía, informaron que la referida subestación solucionará los problemas de baja intensidad de energía eléctrica que afectaban a ese sector de la ciudad. Esta infraestructura de última tecnología fue construida con el objetivo de brindar mayor seguridad en el suministro de energía eléctrica con la construcción de líneas de subtransmisión en Alta Tensión y subestaciones. La Subestación se encuentra en la zona Chuquiaguillo de la ciudad de La Paz a 3,960 m.s.n.m. (subestación en altura), entre la avenida Periférica (Juan José Torrez) y calle 3. Contempla el montaje de una moderna Subestación Aislada en Gas SF6 (GIS) en 115 kV. También se inauguró una subestación de electricidad en el municipio de Villa Tunari, en el trópico de Cochabamba, con transformador de 25 MVA. Su instalación mejorará y potenciará el sistema de distribución, beneficiando a más de 51,800 habitantes de Villa Tunari, Paracti, Cristal Mayu, Chocolatal, Eterazama, Isinuta, San Gabriel, Villa 14 de Septiembre, Puerto San Francisco, Aroma y la zona del Tipnis, entre otras comunidades.

La capacidad instalada de generación eléctrica en **Brasil** llegó a 157,580 MW en 2017, con expansión neta del 4.8%, o 7,159 MW, incluidas nuevas plantas, ampliaciones, desmovilizaciones y micro y mini generación distribuida. La mayor expansión fue hidráulica, con 3,389 MW, teniendo la UHE Belo Monte la mayor participación en el indicador. En segundo lugar se posicionó la energía eólica, con 2,164 MW de expansión, y en tercero la solar, con expansión de 1,012 MW. Se destaca que el 98% del total de la expansión fue de fuentes renovables.

Por tercer año consecutivo, las licitaciones de suministro eléctrico volvieron a disminuir el precio de la energía en **Chile** y atraer más competencia. La Comisión Nacional de Energía realizó la Adjudicación de la Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica 2017/01, que ofreció 2,200 GWh/año de energía y que abastecerá las necesidades de electricidad de los clientes regulados (hogares y pymes) del Sistema Eléctrico Nacional por 20 años a partir del año 2024. La subasta se adjudicó a un precio promedio de 32.5 USD/MWh, a proyectos con Energías Renovables No Convencionales e incorporando nuevos actores al mercado eléctrico nacional.

Colombia, adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión para el período 2016 - 2030 elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que contiene las recomendaciones en materia de generación eléctrica y los proyectos de transmisión requeridos a nivel nacional.

En **Ecuador**, se produjo la entrega de la subestación Chorrillos, obra que contribuye al crecimiento económico y productivo del Ecuador en especial de las provincias de Guayas, Los Ríos y el Oro. La construcción de esta obra implicó una inversión de más de USD 80 millones ejecutados por la Corporación Eléctrica del Ecuador, a través de su Unidad de Negocio Transelectric. La Subestación Chorrillos, completa la autopista eléctrica del Ecuador. Fue construida en un área de 26 hectáreas y recibe la energía limpia que generan las centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair y Sopladora, forma parte del Sistema de Transmisión: El Inga – Tisaleo – Chorrillos de 500 kV. Esta infraestructura incrementa la confiabilidad y seguridad en la provisión del servicio eléctrico para las provincias beneficiarias.

En **México**, se terminaron las centrales de Combustión Interna Guerrero Negro III, con una inversión de USD 25.29 millones, que aporta una capacidad de 11.14 MW, y Baja California Sur V, con una inversión de USD 106.90 millones y una capacidad de 47.50 MW; la Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, con una inversión de USD 394.11 millones, con capacidad de 410.47 MW; la Central de Cogeneración Salamanca Fase I, con una inversión de USD 319.95 millones y una capacidad de 402.21 MW; la central geotérmica Los Humeros III Fase A, con una inversión de USD 42.99 millones y una capacidad de 25.13 MW; y la rehabilitación y modernización a Ciclo Combinado de la Central Poza Rica, con una inversión de USD 136.82 millones y una capacidad de 214.74 MW. Además, bajo el esquema de Productor Independiente de Energía, también se concluyeron las obras de la Central Ciclo Combinado Baja California III, con una inversión de USD 215.60 millones y una capacidad de 298.17 MW.

En **Paraguay**, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), inauguró importantes obras de infraestructura eléctrica en Alto Paraná, entre las que se incluyen: la ampliación de la Subestación Hernandarias y la construcción de una nueva Línea de Transmisión en 220 kV, doble terna, que une las Subestaciones de Acaray y la de Presidente Franco, beneficiando a varias localidades del Este del país, y cuadruplicando la capacidad de transmisión para una zona de gran crecimiento industrial y comercial. El trayecto de la nueva línea de transmisión en 220 kV posee aproximadamente 8.5 km de extensión y va desde el pórtico de salida en la Central Acaray hasta el pórtico de llegada en la Subestación Presidente Franco. La capacidad de transmisión de la línea es de 600 MVA, circuito trifásico con dos conductores por fase (doble terna) y va por la misma franja de dominio de la actual línea de transmisión en 220 kV que une ambas subestaciones. El costo de la inversión realizada por la ANDE en la construcción de la LT 2×220 kV asciende a USD 3,000,876.66 y estuvo a cargo de la empresa TECNOPLUS ING. S.A. a través del Contrato N° 6243/15.

A fin de garantizar el suministro de energía en la región de Loreto, **Perú**, inauguró la Central Termoeléctrica Iquitos Nueva, que permitirá suministrar electricidad de manera continua a la ciudad de Iquitos; así como el desarrollo de nuevas industrias. Con la puesta en funcionamiento de esta planta se espera atender la demanda existente y generar confianza en los grandes, medianos y pequeños inversionistas para el desarrollo de diversas actividades en la industria, comercio, turismo, entre otras. La central está ubicada a 10 km de la ciudad de Iquitos, cerca de la Refinería de Petróleo (Petroperú).

República Dominicana, concluyó la construcción de las nuevas instalaciones marinas de AES Andrés, que con una inversión de USD 9 millones, permiten adaptar la terminal de recepción de Gas Natural Licuado (GNL) existente para que funcione como terminal de exportación para embarcaciones pequeñas de hasta 10,000 m^3. Adicionalmente, en junio 2017, se inauguró la planta Los Mina VII, de la generadora Dominican Power Partner (DPD), de AES Dominicana, que aporta 114 MW, con una inversión aproximada de USD 260 millones, turbina vapor, que aprovecha los gases de escape de las unidades existentes Los Mina V y VI, turbinas a Gas, cerrando el Ciclo Combinado e incrementando la capacidad total, con este aporte, la generadora Dominican Power Partner se convierte en la mayor central eléctrica del país, aumentando su capacidad a 324 MW a base de gas natural.

3.2 Universalización de la energía

Costa Rica, logró importantes resultados en la implementación del Programa Electrificación Rural con Fuentes Renovables de Energía dirigido a garantizar el servicio de electrificación rural en zonas aisladas de la red eléctrica, con sistema fotovoltaicos o plantas micro hidroeléctricas. En el año 2017 se beneficiaron aproximadamente 373 comunidades y se instalaron 289 SFV.

En **Ecuador**, las empresas públicas Petroamazonas EP y CNEL EP suscribieron un convenio para la ejecución de un programa de electrificación en zonas rurales de las provincias de Sucumbíos y Orellana por un monto que supera los USD 2.2 millones. Aproximadamente 200 familias de 25 comunidades rurales de las provincias de Orellana y Sucumbíos serán beneficiarias de este proyecto. El aporte de Petroamazonas EP alcanza los USD 1.16 millones, mientras que la Corporación Nacional de Electricidad, responsable de la ejecución compromete USD 1.25 millones.

En junio de 2017, la Agencia de Energía de **Guyana** (GEA) brindó apoyo técnico al Proyecto de energía renovable de Responsabilidad Social Corporativa ejecutado por OLADE con el objetivo de implementar iniciativas piloto / de demostración de energía sostenible en tres comunidades rurales de Guyana. Financiado por el

gobierno canadiense, el referido proyecto se enfocó en el mejoramiento y aceleración de la productividad en las comunidades rurales de Shulinab (Región 9), Powaikoru (Región 1) y Moraikobai (Región 5), mediante el uso de la tecnología de energías renovables. Se espera, como resultado final que el proyecto contribuya a mejorar la Responsabilidad Social Corporativa (RSC) mediante el fomento del interés y el apoyo del sector privado de Guyana para replicar, avanzar y / o expandir estas prácticas en función de los resultados y experiencias obtenidos.

En **México** se emitió la primera convocatoria para la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas mediante el componte aislado, implicando la instalación de módulos solares fotovoltaicos en localidades lejanas y dispersas. Esta convocatoria impactará en 898 localidades distribuidas en 11 estados a nivel nacional, garantizando beneficios para 45 mil ciudadanos que viven en situación de pobreza energética, con la instalación de más de 10 mil sistemas.

Con el objetivo de ampliar la frontera eléctrica a nivel nacional y así lograr el acceso al servicio en las zonas de escasos recursos económicos, se inauguró en **Perú**, un innovador proyecto de energía renovable que proveerá de electricidad, por primera vez, a la comunidad de Ocoruro, en Arequipa. Esta iniciativa va en concordancia con la política estatal que busca promover el uso de energías renovables para cumplir la meta de llevar electrificación rural al 100% de la población para el año 2021. El proyecto utiliza la tecnología fotovoltaica, permitiendo suministrar electricidad a través de la energía solar en áreas que están fuera de la red de electrificación convencional. Cabe precisar que esta iniciativa prevé la sostenibilidad del proyecto a través de la gestión local comunal, mediante una Empresa de Servicios Eléctricos Rurales (ESER) y beneficiará a las familias que antes alumbraban sus viviendas con lámparas a batería, generando un impacto positivo en su economía.

3.3 Hidroelectricidad

En 2017, en **Perú**, entraron en operación tres centrales hidroeléctricas: Yarucaya, Potrero y Marañón con 15 MW, 19.90 MW y 18 MW respectivamente.

En **República Dominicana**, durante 2017, se inauguraron cuatro proyectos de micro hidroeléctricas, con una capacidad de 130 kV, beneficiando a 538 familias, en el marco del Programa de Pequeños Subsidios del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (PPS-SGP-FMAM-PNUD) y la ejecución de la Unidad de Electrificación Rural y Sub-Urbana (UERS). A la fecha el referido proyecto ha desarrollado 48 hidroeléctricas con una capacidad instalada de 1.46 MW desde 1998.

IV EFICIENCIA ENERGÉTICA

Argentina informó la puesta en marcha, a nivel nacional, de un nuevo Plan Alumbrado Eficiente, que consiste en un recambio de luminarias de vía pública por equipos más eficientes de tecnología LED, con el objetivo de ahorrar energía, manteniendo o incluso mejorando la calidad del servicio, y dotando de mayor seguridad a los espacios públicos. Esta acción permitirá generar un ahorro de energía de hasta el 50% respecto del consumo actual. La implementación del nuevo Plan incluirá un relevamiento de las instalaciones actuales para la generación de una línea de base con las características principales de estos. La implementación del nuevo Plan Alumbrado Eficiente se encuentra a cargo de la Dirección Nacional de Ejecución de Programas de Ahorro y Eficiencia Energética.

El Gobierno de **Barbados** suscribió un acuerdo con Barbados Light and Power Company para facilitar la modernización del 85% del alumbrado público de la isla con tecnología LED. El programa de reemplazo de alumbrado público contribuirá con el cumplimiento del objetivo gubernamental en lo que respecta a la reducción del 22% en el consumo de electricidad para el año 2029.

En **Colombia**, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía iniciaron el primer Programa Piloto de Vehículos Eléctricos para el Sector Oficial. La iniciativa permitirá estructurar las proyecciones de la UPME en movilidad eléctrica con datos reales de consumo a partir del uso diario, durante los próximos meses, de diferentes vehículos de marcas como BYD, Nissan, Renault, BMW y Kia. Al término de los 4 meses de duración del programa piloto, la UPME presentará un documento que dejará evidencia de los análisis costo - beneficio, tanto operacionales como de inversión asociados al esquema de movilidad propuesto,

que aporte a la discusión sobre la restricción vigente en la Ley de Presupuesto para la sustitución vehicular en entidades oficiales.

Se inauguró el primer Laboratorio de Caracterización Térmica del **Ecuador**. "Caracterización térmica de materiales y elementos constructivos para edificaciones sostenibles mediante implementación de laboratorios" es un proyecto impulsado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y ejecutado por la línea de investigación en Eficiencia Energética en Edificaciones del Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER). Los laboratorios estarán ubicados en las instalaciones de la Escuela Politécnica Nacional (EPN) en Quito y en la Escuela Politécnica del Litoral (ESPOL) en Guayaquil. El objetivo del proyecto es generar capacidades técnicas y analíticas para evaluar el desempeño térmico de los diferentes materiales y elementos de construcción utilizados en el sector de edificación. La implementación de los laboratorios en Quito y Guayaquil contribuirá al desarrollo y mejora de nuevos materiales a ser usados en la envolvente de edificaciones. El laboratorio de caracterización térmica se encuentra implementado y equipado para la realización de los ensayos de propiedades básicas y derivadas de los materiales de construcción.

Con el apoyo de OLADE, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de **Guatemala** llevó a cabo en octubre de 2017, el taller "Inserción de vehículos eléctricos en Guatemala". El evento estuvo dirigido a coadyuvar en la atención de los compromisos establecidos y metas propuestas en la Política Energética 2013-2027 y la Ley Marco para Regular la Reducción de la Vulnerabilidad, la Adaptación Obligatoria ante los efectos del cambio climático y la Mitigación de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El análisis de la introducción de vehículos eléctricos (EV) en Guatemala se incluyó como parte de las acciones posibles para la mitigación de los (GEI) del país. El taller reunió a las instituciones relacionados con el tema de la circulación de vehículos eléctricos y se enfocó en demostrar los argumentos que validan el auge de esta medida como parte de la evolución de la tecnología que se emplea en el sector transporte.

En 2017, la Agencia de Energía de **Guyana** (GEA) implementó iniciativas de eficiencia energética y ahorro de energía en las escuelas secundarias multilaterales de St. Joseph's High y North Ruimveldt en Georgetown. Las acciones incluyeron el reemplazo de la iluminación ineficiente con la tecnología de iluminación de diodo de emisión de luz (LED) y el reemplazo de los interruptores de iluminación con sensores de ocupación.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de **Honduras**, en el marco del programa presidencial "Honduras Brilla", logró instalar en el último trimestre de 2017, 14,806 luminarias LED a nivel nacional. La iniciativa "Honduras Brilla", inició sus actividades en el 2015 con el objeto de contribuir al mejoramiento, modernización y eficiencia del servicio eléctrico del país.

Paraguay inició la aplicación de normas de etiquetado de eficiencia energética de uso voluntario, para electrodomésticos entre los que se incluyen: acondicionadores de aire, ventiladores, refrigeradores y lámparas. Adicionalmente se dio inicio a la implementación de una norma de etiquetado para la Construcción Sostenible – Energía y Atmósfera.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) de la **República Dominicana** y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) trabajaron de forma conjunta, en el transcurso del 2017, en el desarrollo de un marco institucional adecuado para el fomento de la eficiencia energética a nivel nacional. En este ámbito, se realizaron talleres para el fortalecimiento de capacidades en la materia y se publicó el documento Propuesta de Marco Institucional de Eficiencia Energética y Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eficiencia Energética en el Sector Turismo en República Dominicana.

Uruguay, inició la aplicación de cero tributos de tasa global arancelaria para los vehículos de transporte de mercancías con motor eléctrico, promoviendo de esta forma el uso de tecnologías más eficientes y amigables con el ambiente. Este nuevo incentivo se suma a los instrumentos impulsados con el objetivo de una movilidad eficiente y baja en emisiones. Estos incentivos sumados a otros apoyos permitieron la incorporación de 1 ómnibus y 24 taxis eléctricos. Además, UTE, a través de la instalación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en Montevideo y el desarrollo de la "ruta eléctrica" en todo el país promueve el aseguramiento de la infraestructura necesaria para el impulso de la movilidad eléctrica. En esta línea, en septiembre de 2017 se aprobó en el marco del Fondo Mundial para el Medio Ambiente el proyecto "Hacia un sistema de movilidad urbana sostenible y eficiente en Uruguay" que se estará ejecutando durante los próximos cuatro años y permitirá la masificación de un transporte limpio y eficiente.

V FUENTES RENOVABLES

Argentina decretó al año 2017 como el "Año de las Energías Renovables", lo que sirvió de marco oficial para garantizar por parte del poder ejecutivo el auspicio de actividades, seminarios, conferencias y programas educativos dirigidos a contribuir a la difusión en el país de diferentes aspectos relativos al desarrollo y uso de las energías renovables. En este contexto, se adjudicaron los proyectos de la Ronda 2 del Programa RenovAr. Las autoridades gubernamentales del sector dieron a conocer los resultados de la licitación con 66 proyectos adjudicados correspondientes a las tecnologías eólica, solar, biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. El programa está dirigido a diversificar la matriz energética, mediante la inclusión de fuentes limpias que contribuyan a mitigar los efectos de las actividades del sector energético en el cambio climático.

La generación distribuida en **Brasil** alcanzó los 100 MW con casi 9,000 instalaciones. La generación de energía por el propio consumidor - conocida por micro y mini generación distribuida - superó la marca de 100 MW instalados. El registro es el resultado del creciente número de conexiones realizadas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), que sólo en los dos primeros meses del año registró 1,197 nuevas micro generadoras, totalizando 8,993 instalaciones en Brasil. El número de nuevas instalaciones en el mismo período del año pasado era de 612 proyectos, lo que representa un crecimiento del 83%. Entre las plantas instaladas en 2017, la fuente fotovoltaica continúa como líder, con cerca de 1,129 proyectos (7,380 kW). La previsión es que el ritmo de nuevas instalaciones de generación distribuida continúe creciendo.

Se inauguró en **Chile**, la planta fotovoltaica Quilapilún, de 110 MW. Ubicada en la zona de Quilapilún Alto, en la comuna de Colina, a unos 40 km al norte de la capital chilena, se considera la primera a gran escala desarrollada en la región Metropolitana de Santiago. Este proyecto de Atlas Renewable Energy, que se integra al Sistema Interconectado Central (SIC), producirá energía suficiente para abastecer a aproximadamente 110 mil hogares al año y se espera que genere 243 GWh al año, lo que permitirá evitar la emisión anual de más de cien mil toneladas de dióxido de carbono, equivalentes a la emisión de 22,000 automóviles. La planta está compuesta por más de 350 mil paneles fotovoltaicos y ocupa una superficie total de 288 hectáreas. Adicionalmente, se iniciaron las pruebas de generación de electricidad y conexión al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de la primera unidad de la planta geotérmica Cerro Pabellón: el primer proyecto geotérmico de generación eléctrica a escala comercial en Sudamérica y el más alto del mundo, puesto que se instala a 4,500 m.s.n.m. Cerro Pabellón logra posicionar a Chile en el mapa de los países productores de energía geotérmica, se ubica en la comuna de Ollague, Región de Antofagasta, y tiene una potencia instalada de 48 MW, alcanzando un factor de planta del 81%, es decir, similar al que pueden alcanzar las plantas termoeléctricas operando a plena capacidad. La planta geotérmica que inyectará 340 GWh al año al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), posee la energía necesaria para abastecer a 165 mil hogares y reducir 166 mil toneladas de CO_2 anualmente, aportando a la lucha contra el Cambio Climático. Por otra parte, se inauguró el primer Centro de Salud en Atacama en contar con energía solar para su funcionamiento. El Palomar es uno de los 4 centros de Salud de la región beneficiados a través del programa "Techos Solares Públicos", la instalación de 120 paneles, permitirá ahorrar una cantidad equivalente al consumo energético de 25 viviendas.

Costa Rica generó 99.35% de su electricidad con recursos renovables durante el primer semestre de 2017, según datos del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE). Este porcentaje es superior a cualquier promedio anual de los últimos 30 años. Entre el 1 de enero y el 30 de junio, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) produjo 5,575.61 GWh con las cinco fuentes renovables de la matriz nacional: agua (74.85%), geotermia (11.10%), viento (11.92%), biomasa (1.47%) y sol (0.01%). El respaldo térmico representó 0.65%. Al finalizar el referido semestre, Costa Rica acumula 160 días con electricidad 100% renovable en 2017, y en el mismo período el SEN exportó al Mercado Eléctrico Regional (MER) 93.5 GWh

En La Habana, **Cuba**, el 2 de junio de 2017 en el marco de la última sesión de la IX Conferencia Internacional de Energías Renovables, Ahorro de Energía y Educación Energética, se llevaron a cabo intensas jornadas científicas que incluyeron conferencias magistrales y más de 20 ponencias. El foro, que sesionó en la Habana desde el 31 de mayo, estuvo dirigido a analizar fuentes alternativas para la generación de energía y su proyección hacia el futuro, bajo el lema "El Caribe 100 por ciento con Fuentes Renovables de Energía". La próxima edición de este evento se celebrará en 2019. También se inició en abril de 2017 la construcción de la primera bioeléctrica a nivel nacional. La

empresa Biopower S.A., conformada por capital cubano-británico, anunció el inicio de las labores para esta obra, como parte de la estrategia en implementación por la nación caribeña para ampliar el uso de fuentes renovables de energía dentro de su matriz energética. La instalación, cuya inversión supera los USD 160 millones, generará 60 MWh a partir del consumo de 2,100 toneladas diarias de bagazo y 1,200 toneladas de marabú por día, lo cual implicará un ahorro de unos USD 50 millones al sustituir al petróleo en la producción energética. La construcción de la bioplanta, cuya área abarcará aproximadamente cinco hectáreas, estará a cargo de las empresas chinas Shangai Electric S.A. y el Instituto de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de Shangai (Simee), quienes cuentan con 30 meses para la ejecución de la obra, cuyo funcionamiento está previsto para las zafras de 2019 y 2020.

Se inauguró en **El Salvador** el nuevo Sistema Solar Térmico en el Hospital Nacional Francisco Menéndez de Ahuachapán, sistema implementado por la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) con una inversión que ascendió a USD 42,820.00.

En **El Salvador**, se llevó a cabo el acto de apertura de ofertas económicas en el proceso de Licitación de 170 MW con tecnología solar fotovoltaica y eólica. El resultado de esta evaluación fue completamente satisfactorio al lograr adjudicar un total de 169.9 MW distribuidos en 50 MW de proyectos de generación con energía eólica y 119.9 MW de proyectos con tecnología solar fotovoltaica, con precios desde los $49.55 por MWh en energía solar y $98.78 por MWh en eólico.

En 2017, con la supervisión de la Agencia de Energía de Guyana (GEA), se completaron 178.5 kWp de nuevas instalaciones fotovoltaicas solares en **Guyana**. Además, como resultado de un proceso de adquisición de licitación abierta, se adjudicó un contrato para el suministro e instalación de sistemas fotovoltaicos solares en 57 edificios gubernamentales que totalizan 740 kWp. Sobre la base de los ahorros, se anunció una nueva licitación para el suministro e instalación de sistemas fotovoltaicos solares que se instalarán en 18 edificios adicionales con 382 kWp de nuevos sistemas fotovoltaicos solares. Adicionalmente la Agencia de Energía de Guyana (GEA), en colaboración con el Ministerio de Educación (MoE) y el Ministerio de Asuntos de los Pueblos Indígenas (MoIP), inició la instalación de 9 sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red en instituciones públicas (principalmente escuelas secundarias) de todo el país que producirán aproximadamente 124,321 kWh de energía por año.

En octubre del 2017, el Directorio Ejecutivo del Banco Mundial aprobó dos donaciones para **Haití** por un total de USD 35 millones para mejorar el acceso a la electricidad para más de dos millones de haitianos y aumentar las inversiones en energía renovable en áreas rurales y urbanas desatendidas. Específicamente, los proyectos, "Energía renovable para todos" y "Servicios de energía moderna de Haití para todos", ayudarán a: mejorar el ambiente para la inversión privada en energías limpias; ampliar el acceso para los hogares rurales mediante inversiones apalancadas en micro y mini redes y sistemas a nivel de comunidades; fortalecer la capacidad de las instituciones locales y sensibilizar a la población local en los beneficios de la utilización de las energías renovables; así como a lograr financiamiento para operadores privados, ONG y organizaciones comunitarias para el suministro de linternas solares y sistemas solares individuales y domésticos.

Con el propósito de fortalecer la oferta energética de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en **Honduras**, entraron al sistema de la estatal los primeros 10 MW de energía solar de los 30 pactados con el consorcio ENERGYS. El complejo ENERGYS cuenta con dos parques fotovoltaicos que están ubicados, uno en las Lajas sector del Cubulero y el otro en manzanillas, ambos están asentados a 14 km de la carretera que conduce al Municipio de Marcovia, Choluteca.

En marzo de 2017, se suscribió un acuerdo de compra de energía por 20 años entre Eight Rivers Energy Company Limited y **Jamaica** Public Service Company Limited para suministrar electricidad generada por energía solar a la red nacional. En tal sentido se realizó la ceremonia oficial del inicio de la construcción de la planta de energía solar de 37 MW, en Paradise Park, en Westmoreland, a un costo estimado de USD 48.7 millones. El precio propuesto (tarifa total) es de 8.54 centavos de dólar / kWh para suministrar energía a la red y se planea alcanzar la fecha de operaciones comerciales (DQO) para el primer trimestre de 2019. El proyecto llevará a Jamaica más cerca de alcanzar su objetivo de energía renovable 20% para el 2030. Adicionalmente, WRB Energy Company inauguró una planta de generación de electricidad con energía solar de 20 MW en junio de 2017 en el distrito de Contenido, Clarendon.

México publicó el Programa Especial de la Transición Energética, instrumento de planeación de la política nacional dirigido al establecimiento de acciones para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios. Contiene objetivos, estrategias, líneas de acción y metas de participación de energías limpias a nivel nacional.

La Cámara Americana de Comercio de **Nicaragua** (AMCHAM) anunció la instalación del primer estacionamiento con techo solar para vehículos en el país. Construido por la empresa de bienes raíces ESCALA, el nuevo estacionamiento contribuirá a la reducción de los costos en la factura eléctrica. Adicionalmente el Hospital Militar Alejandro Dávila Bolaños de Nicaragua invirtió USD 4.5 millones en un nuevo sistema eléctrico a base de energía solar, con apoyo de la Agencia de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO). Energía Limpia XXI destacó que la nueva planta solar que será construida por la firma austríaca SOLID en un área de 4,450 m^2 de extensión, tendrá un impacto positivo en el medioambiente eliminando la emisión de más de 1,100 toneladas de dióxido de carbono cada año con este primer gran proyecto de este tipo financiado mediante un préstamo blando. Asimismo, datos de Energía Limpia XXI indican que la empresa líder en supermercados conocida como La Colonia ha comenzado una inversión importante en energía solar. El proyecto está siendo desarrollado por la empresa ECAMI con más de 20 años en el desarrollo de sistemas de energía fotovoltaica. La inversión ahorrará 90 MW anuales equivalentes al consumo de unas 50 viviendas. También, la Universidad Central de Nicaragua (UCN) invirtió USD 182,000 en la instalación de 120 paneles solares en su Campus Central. Autoridades de la Universidad explicaron que la inversión busca contribuir al desarrollo de energías renovables y promover conciencia entre los estudiantes sobre la importancia de mitigar los efectos del cambio climático. Los paneles solares abastecerán a toda la universidad, reduciendo 70% de su factura eléctrica.

En **Panamá** entró en operación comercial la planta fotovoltaica de 42 MW de Sol Real. Con la entrada en servicio de Sol Real, Enel ha alcanzado los 354 MW de capacidad instalada de energías renovables en Panamá. Con los 42 MW de capacidad se podrá generar cerca de 70 GWh de electricidad por año, equivalente a las necesidades anuales de consumo de energía de alrededor de 33,000 hogares locales, evitando así la emisión de alrededor de 60,000 toneladas de CO_2 cada año. La energía generada por los 310,860 módulos fotovoltaicos de la instalación de Sol Real será comprada por la central hidroeléctrica Fortuna de EGPPA. Esta nueva planta fotovoltaica contribuirá a mejorar la seguridad del suministro de energía y el equilibrio de los precios del mercado eléctrico en Panamá, particularmente durante la estación seca del país.

Desde marzo del 2017, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de **Perú**, en el marco de un contrato de inversión suscrito con la empresa Ergon Perú S.A.C., ha instalado 6,000 paneles solares que benefician con energía eléctrica a 27 mil pobladores de localidades rurales de Amazonas, San Martín, Huánuco, Huancavelica y Puno. Estas instalaciones se realizaron como parte del proyecto "Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables en Áreas No Conectadas a Red". El referido proyecto contempla la instalación de 194,038 paneles solares a nivel nacional con una inversión cercana a USD 300 millones para toda su implementación, lo que beneficiará a 850 mil pobladores de las zonas rurales aisladas del país. Para 2017 se planificó la implementación de otros 24,000 paneles en distintas regiones del país, mientras que en el 2018 la meta es llegar a instalar cerca de 100,000 paneles solares adicionales y culminar el año 2019 con los 64,038 paneles restantes. Adicionalmente, entró en operación la central San Jacinto que funcionará en base a biomasa y biogás. Con una capacidad de 21.71 MW, generará 140.60 GWh por año.

VI ENERGÍA Y AMBIENTE

En 2017, la Autoridad del Agua de **Barbados** (BWA, por sus siglas en inglés) obtuvo una subvención de USD 3.5 millones de los Emiratos Árabes Unidos (EAU) para dos proyectos de energía renovable. La colaboración implica la construcción de un sistema fotovoltaico solar de montaje en tierra de 500 kW en la estación de bombeo de Bowmanston, St. John; así como la instalación de carga para vehículos electrónicos en Lakes Folly, Bridgetown. Al abordar el lanzamiento de los proyectos las autoridades gubernamentales del sector destacaron que este logro es el resultado del impulso del Gobierno para reducir significativamente la dependencia de la isla de los combustibles fósiles, así como para construir "alianzas estratégicas".

Colombia emitió su primer bono verde en el mercado local por 200 mil millones de pesos con el apoyo del BID. Los fondos serán utilizados para financiar proyectos de mitigación de los impactos del cambio climático y la mejora en el desempeño ambiental de las empresas nacionales. La subasta superó las expectativas, logrando una demanda de 510 millones, más de 2.5 veces el monto subastado. Por otra parte, se realizó el lanzamiento

de la Política Nacional de Cambio Climático, instrumento que refuerza el compromiso de la industria minero energética nacional en la implementación de las acciones que permitan reducir las emisiones de carbono del sector y contribuir al cumplimiento de los Acuerdos de París.

En **México**, las Secretarías de Desarrollo Social (SEDESOL) y de Energía (SENER) suscribieron un convenio de colaboración para impulsar la sustitución de leña y carbón por gas licuado en comunidades ubicadas en zonas rurales y urbanas marginadas del país, a fin de fomentar mayor acceso a la vivienda digna y proteger la economía familiar, la salud y el medio ambiente. Este acuerdo permitirá llevar más de 13 mil estufas de gas a igual número de hogares, cuyos habitantes viven en situación de pobreza extrema alimentaria. La sustitución de estos combustibles tradicionales generará beneficios ambientales, al preservar millones de árboles y mitigar las emisiones contaminantes al ambiente. Por otra parte, en noviembre de 2017, en el marco de la reunión trilateral de ministros de energía de Norteamérica, **México** anunció que la Secretaría de Energía (SENER) y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) lanzaron la Convocatoria para la creación del Centro Mexicano de Captura, Uso y Almacenamiento de Dióxido de Carbono o CO_2 (CEMCCUS). La tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 (CCUS, por sus siglas en inglés) es la única tecnología disponible actualmente para lograr la reducción de emisiones provenientes de procesos industriales que usan combustibles fósiles, como son la generación de electricidad convencional, petroquímicas, siderúrgicas, refinerías, entre otras. Esta tecnología tiene como propósito la reducción de las emisiones de CO_2 generadas por las referidas industrias para evitar que estos gases sean liberados a la atmósfera, donde sus altas concentraciones causan impactos adversos al ambiente.

VII INTEGRACIÓN, COOPERACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN ENERGÉTICA

Como resultado del trabajo conjunto de los representantes de países miembros ante el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) y el apoyo técnico de la Secretaría General de la **Comunidad Andina de Naciones** (CAN), el 24 de abril de 2017 se aprobó la Decisión sobre el marco general para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad. Este documento se concreta en el Período 141 de Sesiones Extraordinarias de la Comisión de la Comunidad Andina y reviste gran importancia en aspectos de integración andina, a fin de alcanzar uno de los objetivos previstos en el Acuerdo de Cartagena sobre la integración física de los países miembros al propiciar la interconexión de los sistemas eléctricos a nivel subregional. La aprobación normativa para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad y el Mercado Andino Eléctrico Regional constituye, sin lugar a dudas, un hito en materia de interconexión eléctrica en Suramérica y genera grandes expectativas para los intercambios de electricidad entre los países andinos. A fin de alcanzar la implementación y operatividad de esta Decisión, los países se comprometen a desarrollar los instrumentos normativos institucionales, técnicos y comerciales indispensables para poder hacer operativa la Decisión Andina en el corto plazo.

Chile y **Perú** firmaron acuerdo para iniciar estudios de interconexión eléctrica. Los ministros de Energía de ambos países se reunieron para acordar los términos de referencia del estudio de beneficio económico para la integración entre Arica y Tacna. Este hecho se considera el primer paso para la materialización del proyecto. La suscripción del referido documento pacta, las condiciones para la construcción de la línea de transmisión Tacna – Arica, que beneficiará a ambos países, mediante el incremento de la seguridad de suministro y la generación de opciones de mercado para exportar los excedentes de energía con que Chile cuenta. El informe preliminar de Planificación Energética de Largo Plazo identifica seis posibles puntos de interconexión, cuatro con Argentina y dos con Perú, los que podrían entrar en operación entre 2023 y 2040. El estudio tendrá un costo estimado de USD 250,000 y será financiado por el BID. Esta interconexión eléctrica permitiría alcanzar un suministro energético seguro y estable, que robustece el sistema y posibilita una mejor capacidad de respuesta ante emergencias.

El 29 de marzo de 2017, se reunieron en la Ciudad de **Guatemala**, los presidentes de **Guatemala**, **Panamá** y **Costa Rica**, para analizar las perspectivas para la integración energética regional mediante la conexión de los países del Istmo y **México**. El proyecto para una interconexión regional posiciona a Guatemala como país líder en

el desarrollo de la estrategia, tanto por su posición geográfica, como por las inversiones que se han destinado al rubro en los últimos años. Se trata de la posible ampliación del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) con México.

En noviembre de 2017 se celebraron dos Firmas Oficiales del Mecanismo de Préstamo para el Programa de Gestión y Eficiencia Energética (EMEP) entre el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Agencia de Cooperación Internacional de Japón y el Mecanismo de Inversión del Caribe de la Unión Europea (UE-CIF). El total de préstamos para el programa está valorado en USD 40 millones. El objetivo general de este programa ampliado es promover la eficiencia energética en las instalaciones gubernamentales y la conservación del combustible en el transporte por carretera para ayudar a reducir la deuda del Gobierno de **Jamaica** mediante la reducción de las importaciones de combustible. Los objetivos específicos y los resultados esperados de este programa son: reducción del consumo de electricidad dentro de las instalaciones de salud, educación, agencias públicas y gubernamentales, lo que se traduce en menores emisiones de CO_2; reducción de tiempos de viaje y menor consumo de combustible mediante una mejor gestión del control de tráfico, que también se traduce en menores emisiones de CO_2; y mayor capacidad dentro del MSET para permitirle actualizar su Plan de Recursos Integrados para Jamaica.

Los gobiernos de **Jamaica** y **Venezuela** suscribieron un acuerdo para ejecutar el Proyecto de Expansión de la Refinería de Petrojam, que tendrá un costo aproximado de USD 1,000 millones. La expansión aumentará la capacidad de petróleo crudo de la refinería nacional de petróleo de Jamaica de 36 kbbl / día de petróleo a 50 kbbl / día.

En diciembre de 2017, el Viceministerio de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones de la República del **Paraguay** y la Agencia Nacional de Hidrocarburos del Estado Plurinacional de **Bolivia** (A.N.H.), suscribieron un Memorándum de Entendimiento para fortalecer cooperación bilateral en el área de hidrocarburos.

Se instaló en Puerto España, el Comité de Coordinación Conjunta conformado por representantes de las empresas Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), NGC y Shell para negociación de la interconexión y exportación de gas natural desde **Venezuela** a la **República de Trinidad y Tobago**. La iniciativa responde a los compromisos adquiridos en el acuerdo suscrito entre Venezuela y Trinidad y Tobago, con el objetivo de iniciar la construcción, operación y mantenimiento de un gasoducto submarino de unos 20 km que se extenderá desde el Campo Dragón, en Venezuela, hasta el Campo Hibiscus, en Trinidad y Tobago.

VIII FENÓMENOS NATURALES QUE AFECTARON AL SECTOR ENERGÉTICO

La tormenta tropical NATE, decimocuarta tormenta nombrada de la destructiva temporada de huracanes en el Atlántico de 2017, produjo lluvias torrenciales en toda la región de Centroamérica. En el área de cobertura del Instituto **Costarricense** de Electricidad (ICE), la tormenta NATE provocó gran afectación a los servicios de telecomunicaciones y electricidad. El impacto en el servicio de electricidad se presentó mayoritariamente en el sistema de distribución, contabilizando aproximadamente 1,775 km de red afectados, los cuales integran afectaciones en activos productivos como postes, transformadores y luminarias. La mayoría fueron resueltos en las primeras 24 horas y el resto se fueron recuperando paulatinamente hasta quedar un remanente muy pequeño de 45 sitios por no tener acceso a ellos. Estos 45 casos son de electricidad.

Durante 2017, **República Dominicana** fue afectada por dos huracanes, Irma y María, que causaron daños al tendido eléctrico, sobre todo en la zona norte del país, provocando largas interrupciones, y dejando a una gran parte de la población sin servicio eléctrico. La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), informó sobre la salida de algunas líneas a 69 kV que fueron afectadas fruto de los fuertes vientos. Las brigadas de mantenimiento dieron el correspondiente seguimiento para normalizar el servicio en las zonas afectadas.

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 25 de julio de 2018), y el BP Statistical Review of World Energy 2018[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 y la información legal, en el presente documento, 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, 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 SIE 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 2017).

1. http://databank.worldbank.org/wdi
2. https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-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 2001 y el 2017. 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

Petróleo crudo

Corresponde a las producciones fiscalizadas de petróleo crudo individuales, de todos los campos petrolíferos del país, luego del proceso de separación que se realiza a boca de pozo del fluido de extracción que puede contener además del petróleo crudo, líquidos de gas natural, gas natural y agua.

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).

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.

Gas natural

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

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

Carbón mineral

Es la suma de las producciones de las minas de carbón del país. El carbón tiene distinto poder calorífico antes y después de lavado. Para evitar incongruencias, se considera el carbón lavado, es decir, sin impurezas. Este carbón se conoce como: antracita, hulla, lignito y turba, que son las variedades principales y poseen poderes caloríficos precisos de entre 4,000 y 8,000 kcal/kg. La producción del carbón puede provenir de tres fuentes: minas subterráneas, minas superficiales y de la recuperación. Se incluyen las cantidades utilizadas para el proceso de producción y las entregadas a otros productores de energía.

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.

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:

$$
\begin{aligned}
OT_t &= \text{Oferta total interna en } t \\
PP_t &= \text{Producción de fuentes primarias en } t \\
IM_t &= \text{Importaciones de energías primarias y secundarias en } t \\
EX_t &= \text{Exportaciones de energías primarias y secundarias en } t \\
VI_t &= \text{Variaciones de inventarios (positivo o negativo) en } t \\
NA_t &= \text{Energía no Aprovechada en } t
\end{aligned}
$$

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:

$$
\begin{aligned}
OT_t^i &= \text{Oferta total interna en } t \text{ de la fuente } i \\
PP_t^i &= \text{Producción de fuentes primarias y secundarias en } t \text{ de la fuente } i \\
IM_t^i &= \text{Importaciones de energías primarias y secundarias en } t \\
&\quad \text{de la fuente } i \\
EX_t^i &= \text{Exportaciones de energías primarias y secundarias en } t \\
&\quad \text{de la fuente } i \\
VI_t^i &= \text{Variaciones de inventarios de energías primarias y secundarias} \\
&\quad \text{(positivo o negativo) en } t \text{ de la fuente } i \\
NA_t^i &= \text{Energía no Aprovechada de energías primarias y secundarias en } t
\end{aligned}
$$

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 hora (MWh) o Gigavatio hora (GWh).

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 los recursos naturales disponibles en forma directa o indirecta que no sufren ninguna modificación química o física para su uso energético. 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, geotérmica, 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 periodo 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 Interior 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 / USD 2011 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 de la oferta de energía primaria

Se define como el porcentaje que representa la oferta de energía primaria renovable respecto a la oferta total de energía. La oferta total de energía renovable primaria se la puede considerar como el total de energía renovable que entra a los centros de transformación más el consumo final de dicha energía. La oferta total de energía se ha definido en un apartado anterior. 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. Así mismo, 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:

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

Fórmula de la tasa de variación media acumulada:

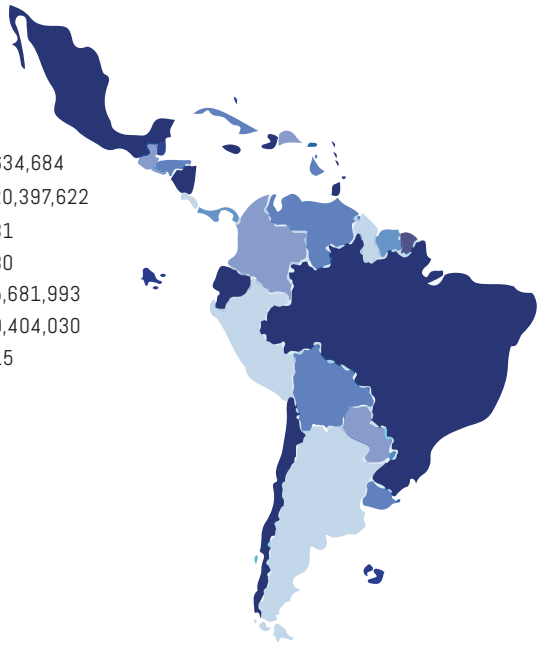
$$\overline{TV_{t+n}^t} = \left[\left(\frac{M_{t+n}}{M_t}\right)^{\frac{1}{n}} - 1\right] \cdot 100$$

donde:

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

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

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	634,684
Superficie (km^2)	20,397,622
Densidad de población (hab. / km^2)	31
Población urbana (%)	80
PIB USD 2010 (MUSD)	5,681,993
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	9,404,030
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

Sector Energético

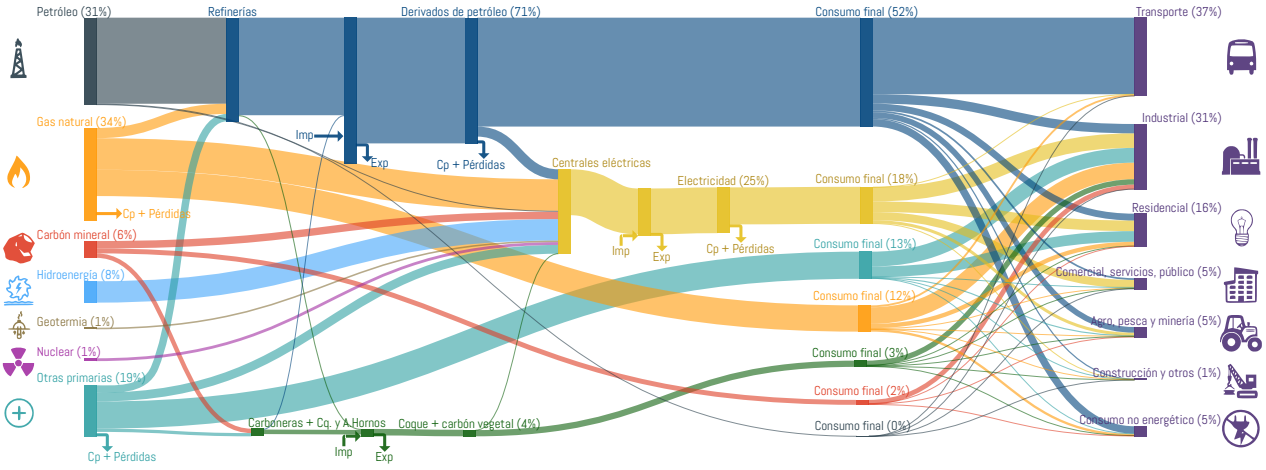
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 237
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 198
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 99.91
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 33.24
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 67.48

Mbbl	Gm^3	Mt
333,611	7,909	16,339
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

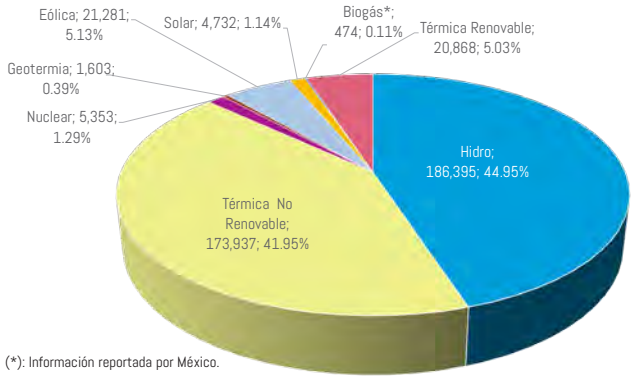
* No incluye consumo propio del sector energético.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,051	1.00	97	896	1,068	291	445	636 *	7,443	415	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 2017

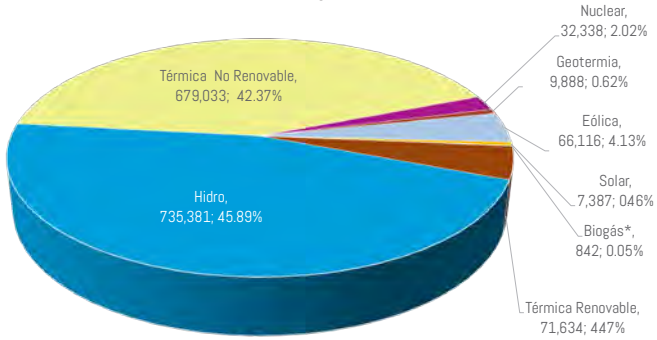


Capacidad instalada para generación eléctrica ALC [MW; %]
2017



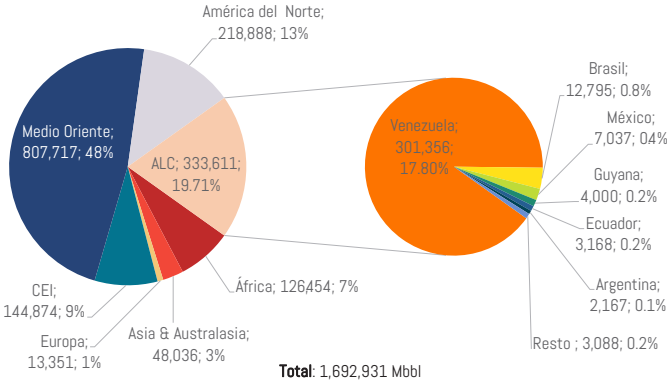
(*): Información reportada por México.

Generación eléctrica ALC por fuente [GWh; %]
2017



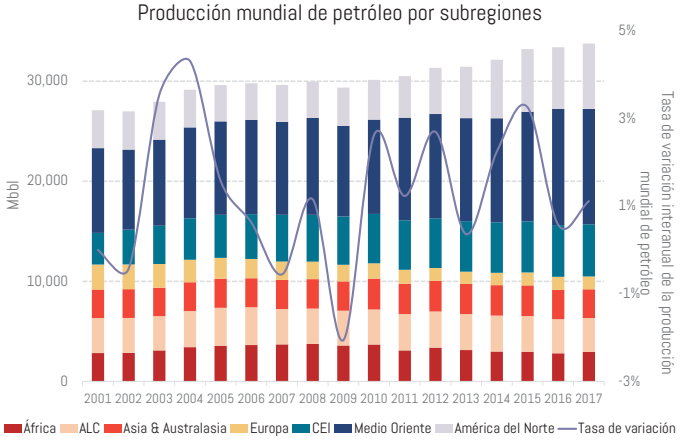
(*): Información reportada por México.

Reservas probadas mundiales de petróleo [Mbbl; %]
2017

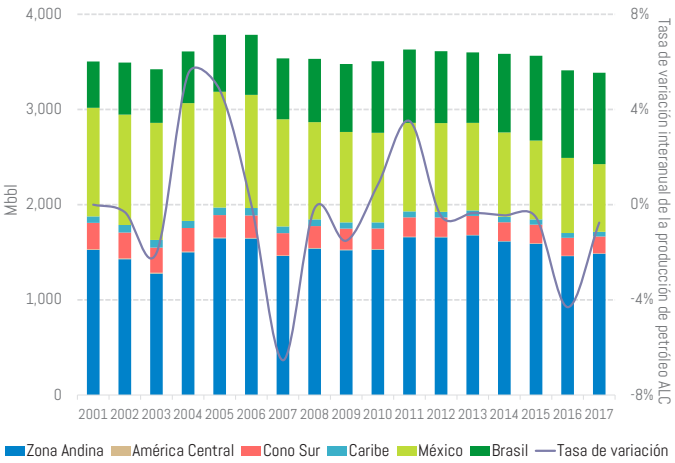


Nota: Datos Venezuela estimados por OLADE.

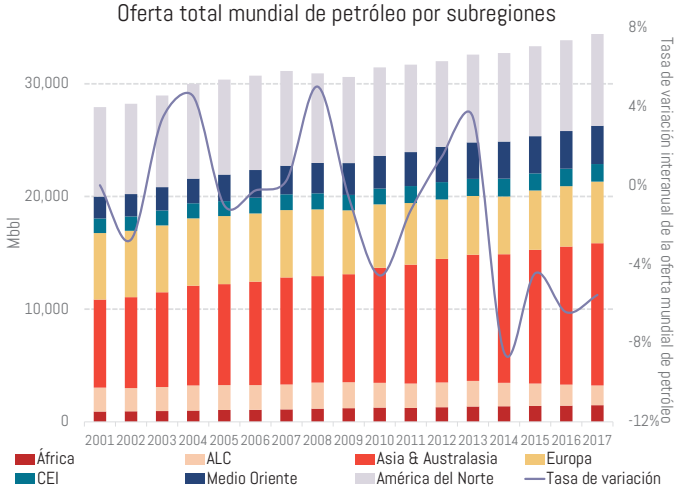
Producción mundial de petróleo por subregiones



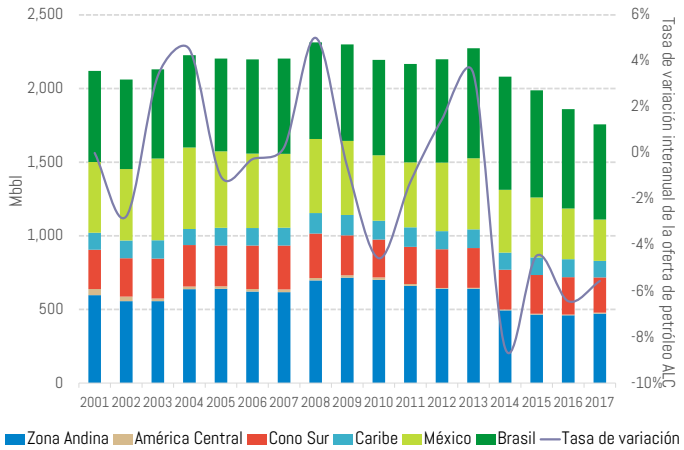
Producción de petróleo ALC por subregiones



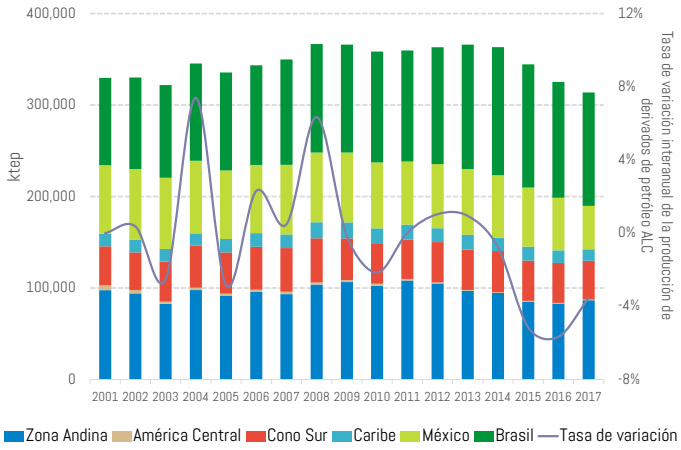
Oferta total mundial de petróleo por subregiones



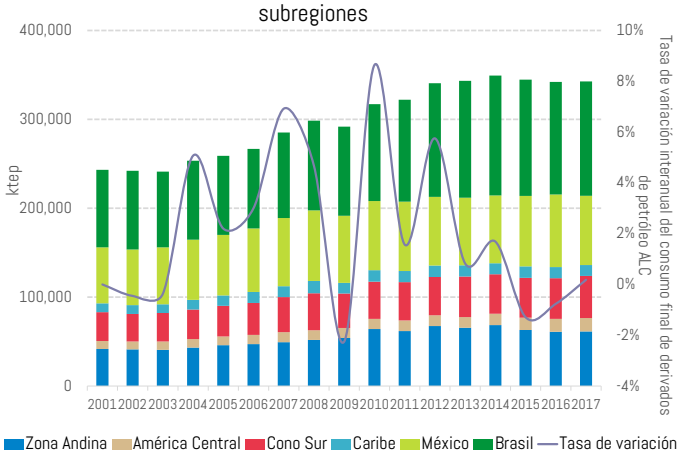
Oferta total de petróleo ALC por subregiones



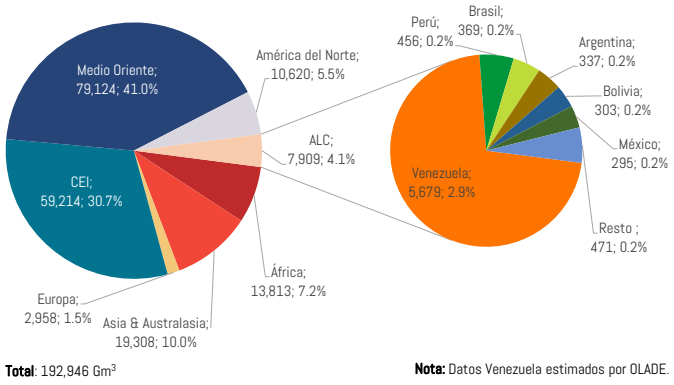
Producción de derivados de petróleo ALC por subregiones



Consumo final de derivados de petróleo ALC por subregiones



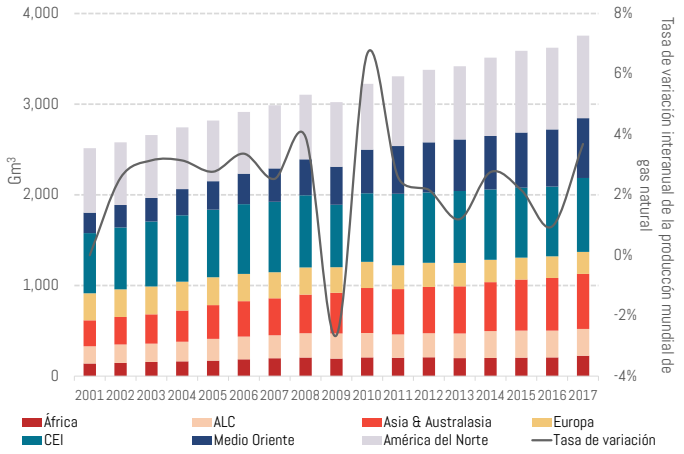
Reservas probadas mundiales de gas natural [Gm^3; %] 2017



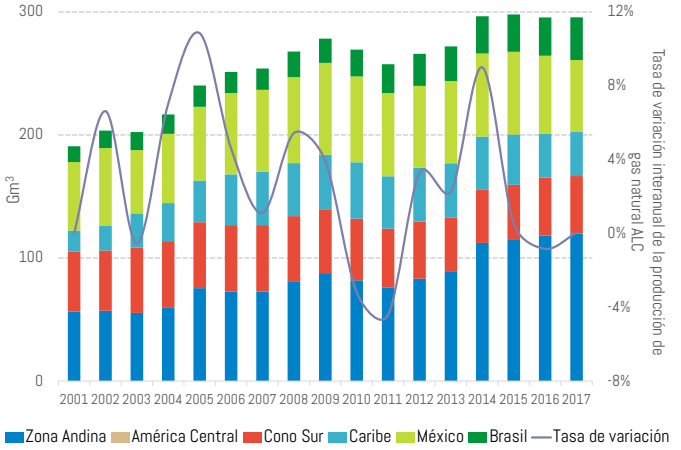
Total: 192,946 Gm^3

Nota: Datos Venezuela estimados por OLADE.

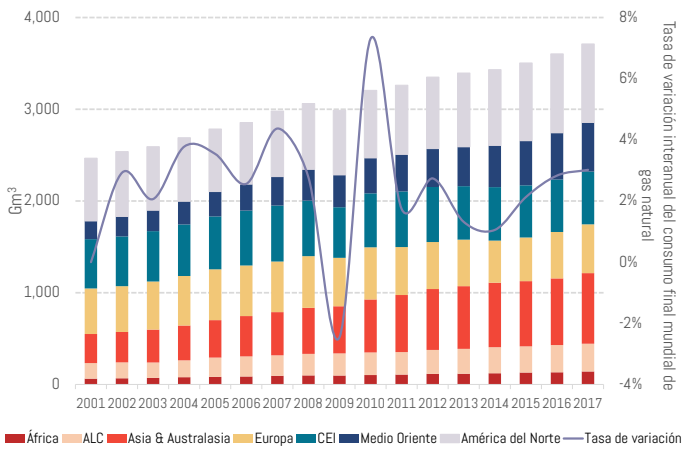
Producción mundial de gas natural



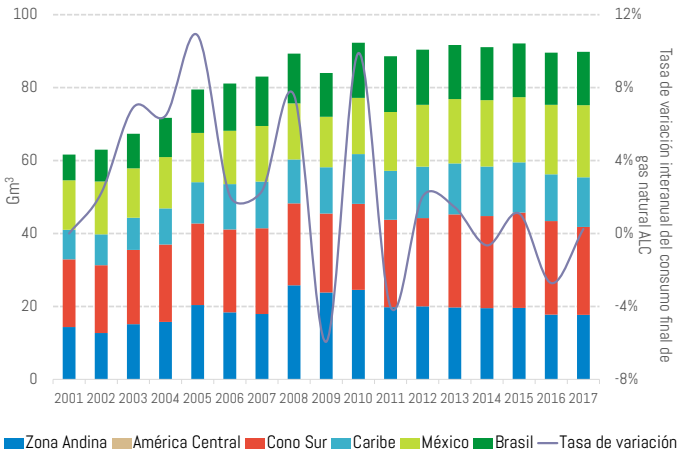
Producción de gas natural ALC por subregiones



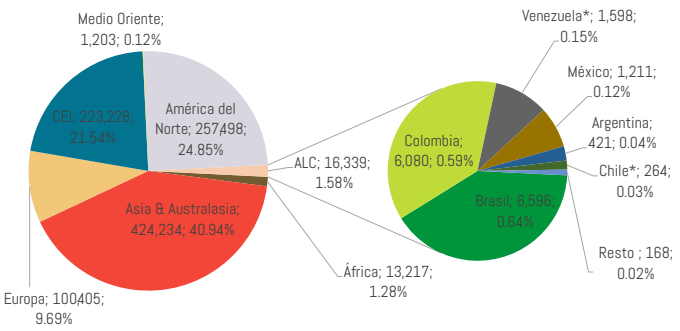
Consumo final mundial de gas natural



Consumo final de gas natural ALC por subregiones



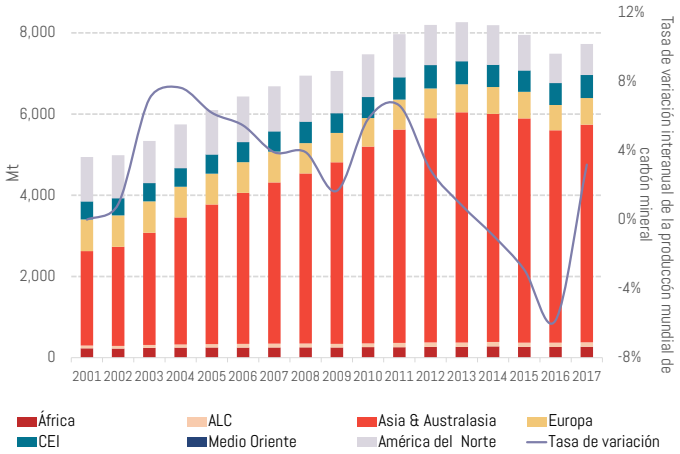
Reservas probadas mundiales de carbón mineral [Mt; %] 2017



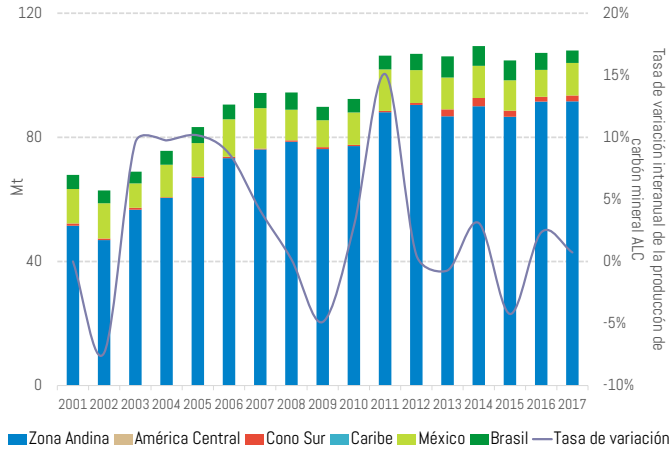
Total: 1,036,124 Mt

(*) Dato estimado por OLADE.

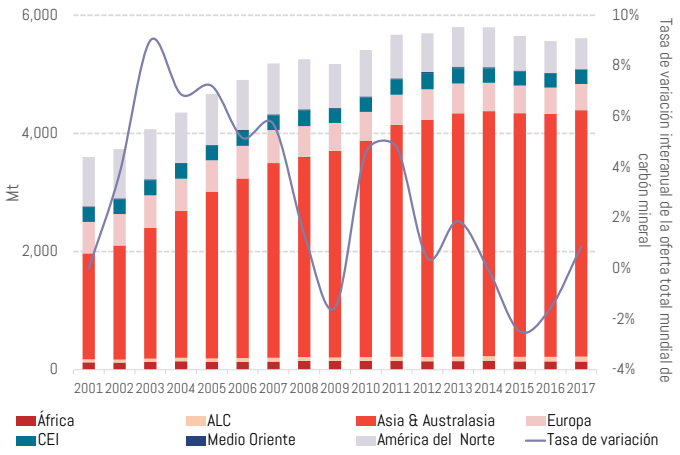
Producción mundial de carbón mineral



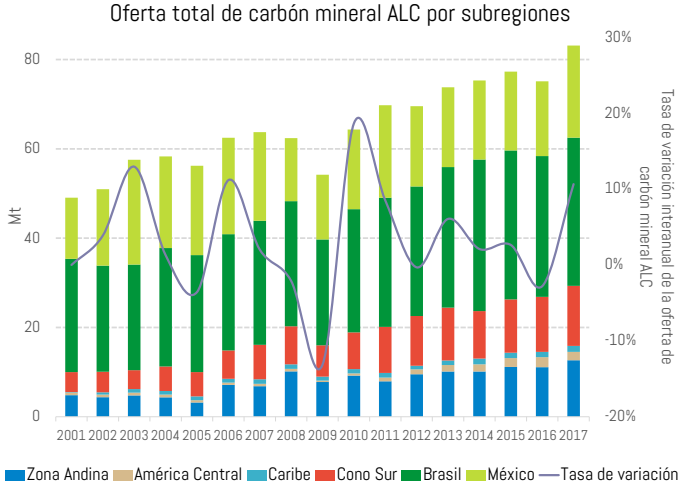
Producción de carbón mineral ALC por subregiones



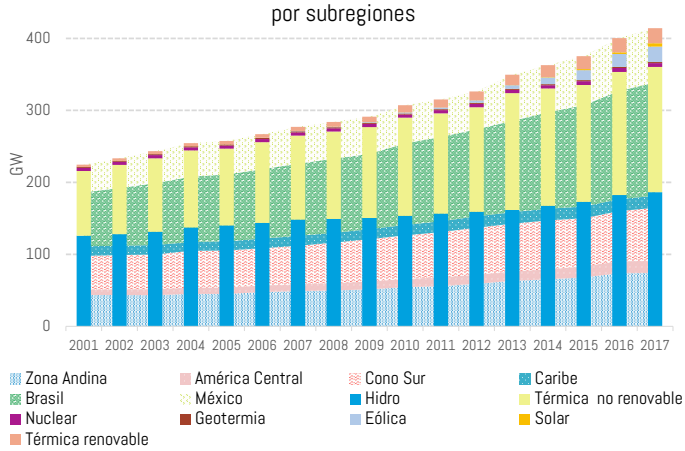
Oferta total mundial de carbón mineral por subregiones



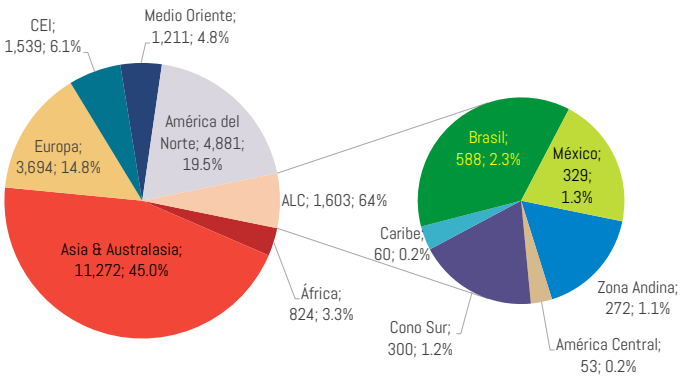
Oferta total de carbón mineral ALC por subregiones



Capacidad instalada para generación eléctrica ALC por subregiones

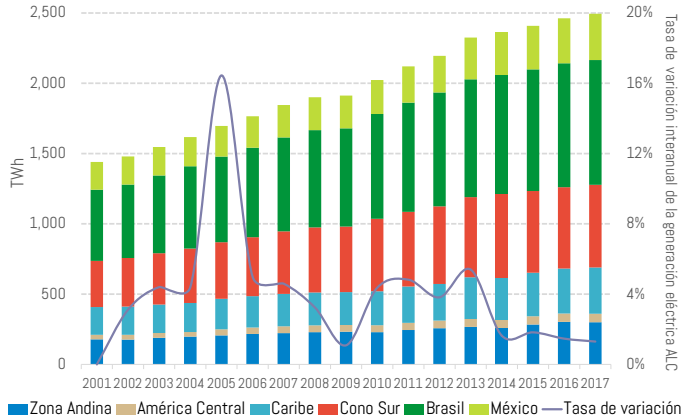


Generación eléctrica mundial por subregiones [TWh; %] 2017

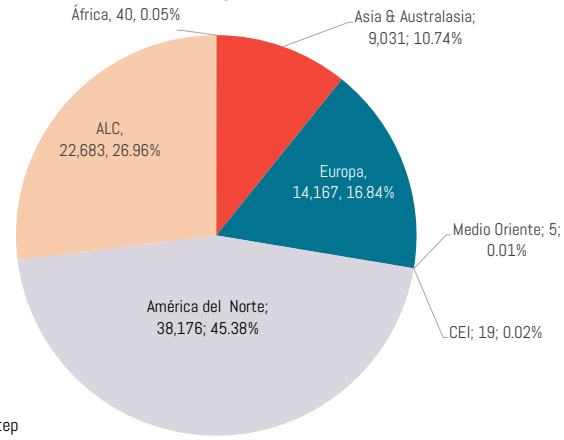


Total: 25,022 TWh

Generación eléctrica ALC por subregiones

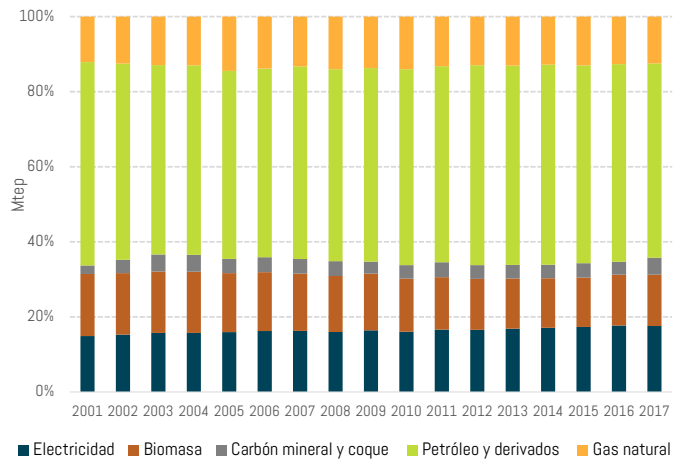


Producción mundial de biocombustibles [ktep; %] 2017

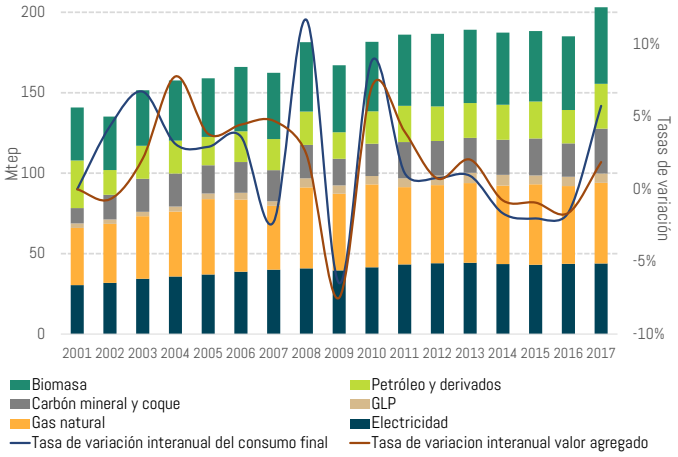


Total: 84,121 ktep

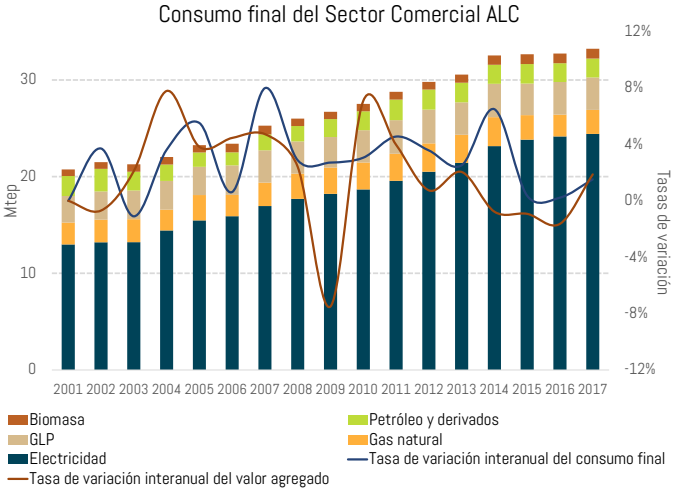
Consumo final de energía por fuente ALC



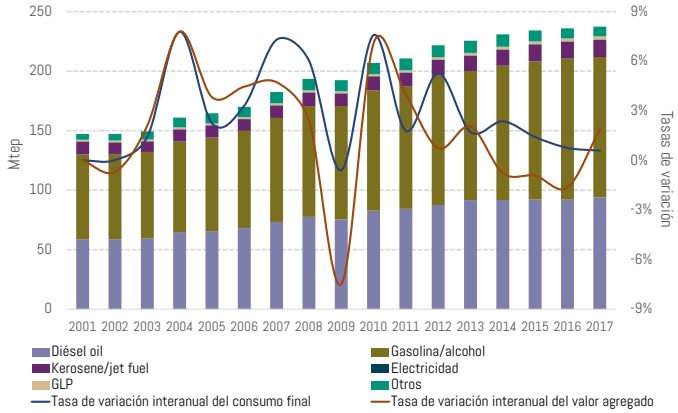
Consumo final del Sector Industrial ALC



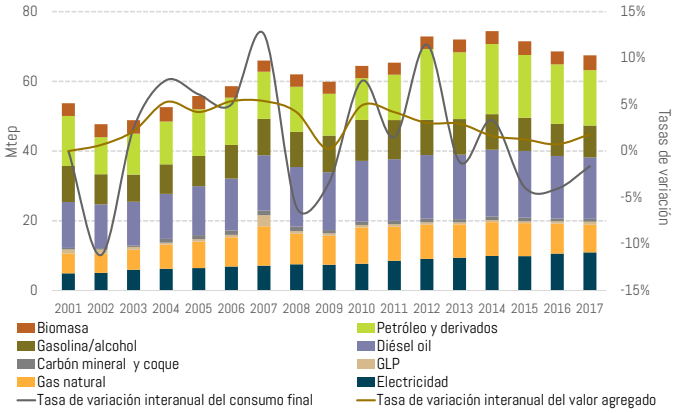
Consumo final del Sector Comercial ALC



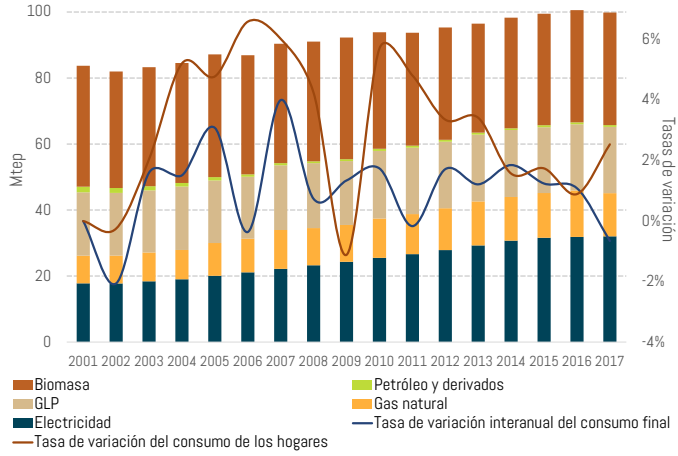
Consumo final del Sector Transporte ALC



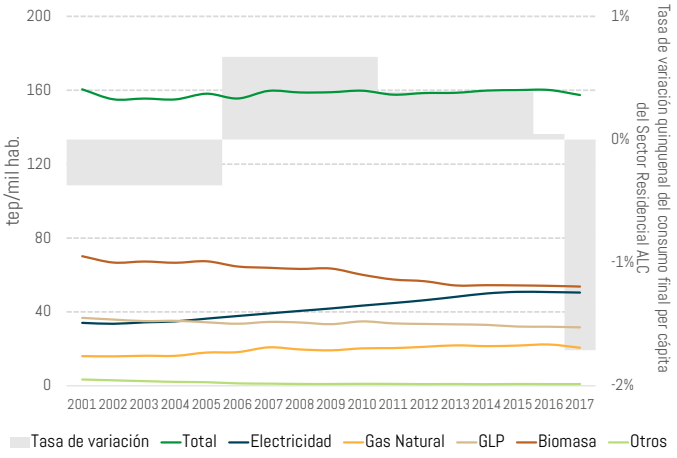
Consumo final del Sector Otros ALC



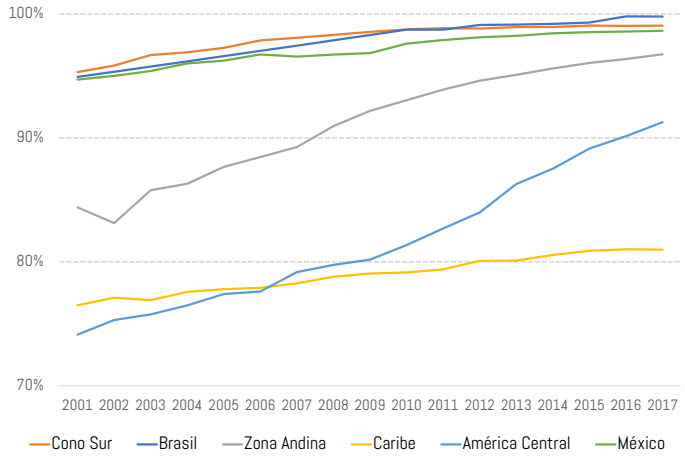
Consumo final del Sector Residencial ALC



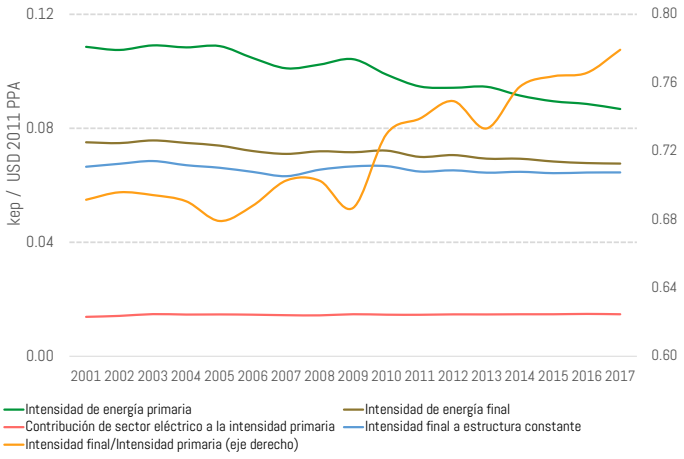
Consumo final per cápita Sector Residencial ALC



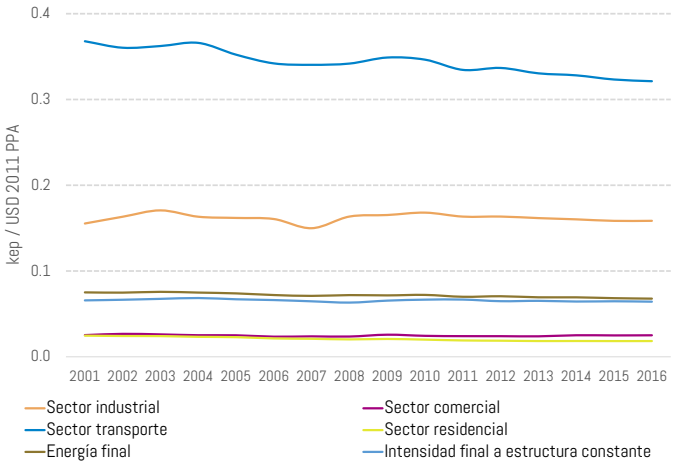
Tasa de electrificación ALC por subregiones



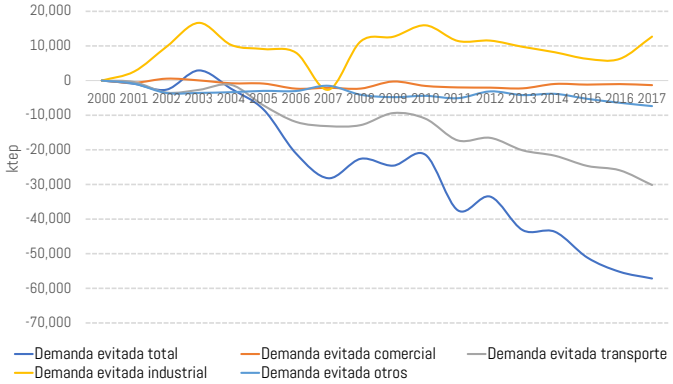
Intensidades energéticas ALC



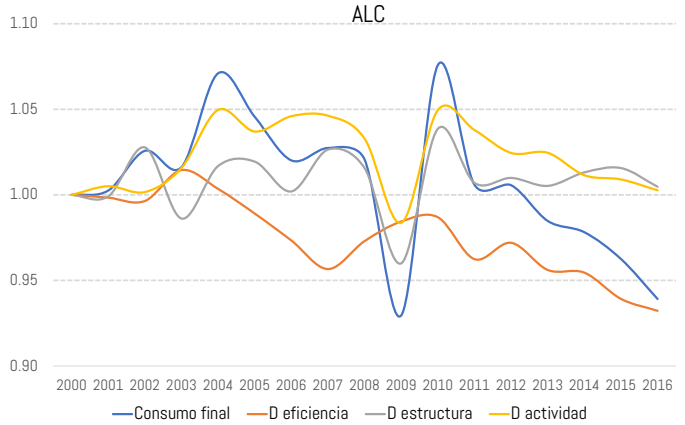
Intensidades energéticas sectoriales ALC



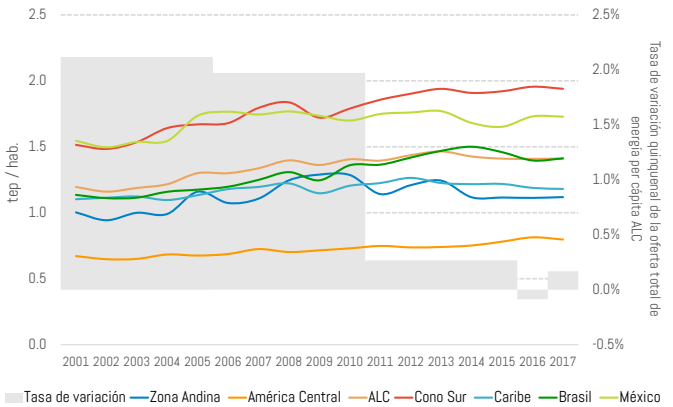
Demanda evitada de energía por cambios en la intensidad energética para ALC



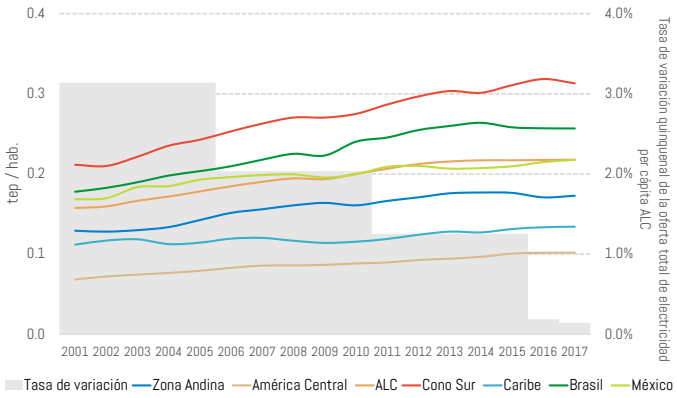
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético para ALC



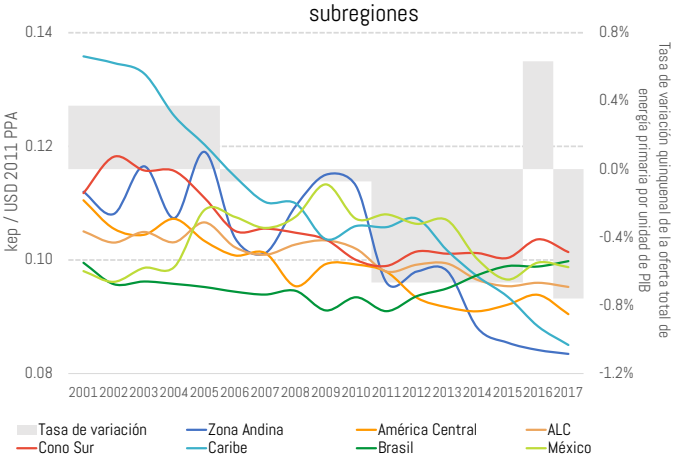
Oferta total de energía per cápita ALC y subregiones



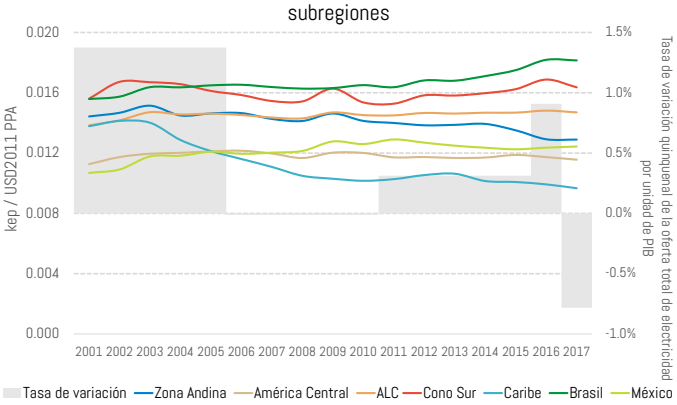
Oferta total de electricidad per cápita ALC y subregiones



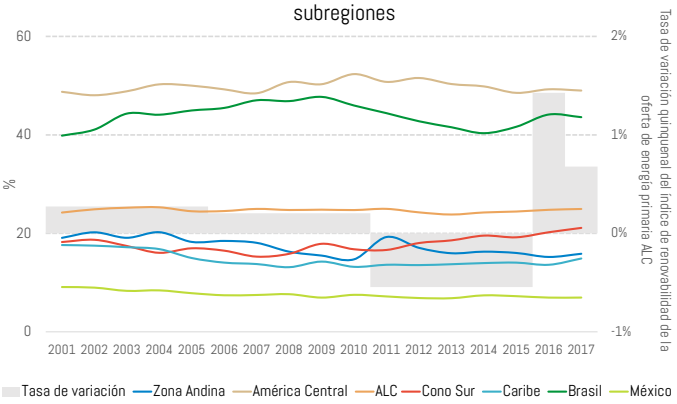
Oferta total de energía primaria por unidad de PIB ALC y subregiones



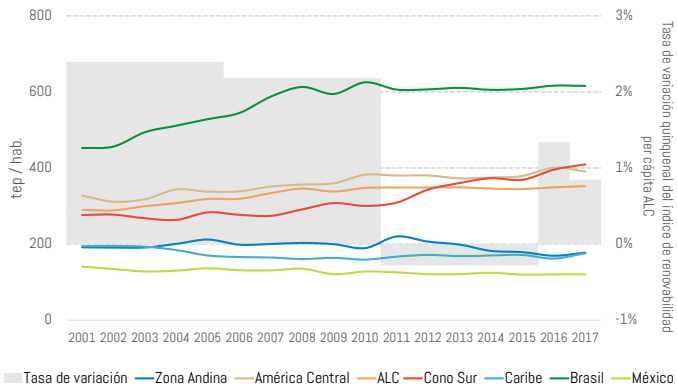
Oferta total de electricidad por unidad de PIB para ALC y subregiones



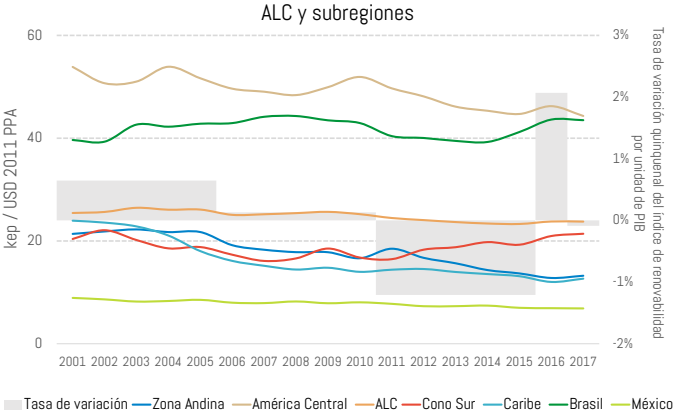
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria ALC y subregiones



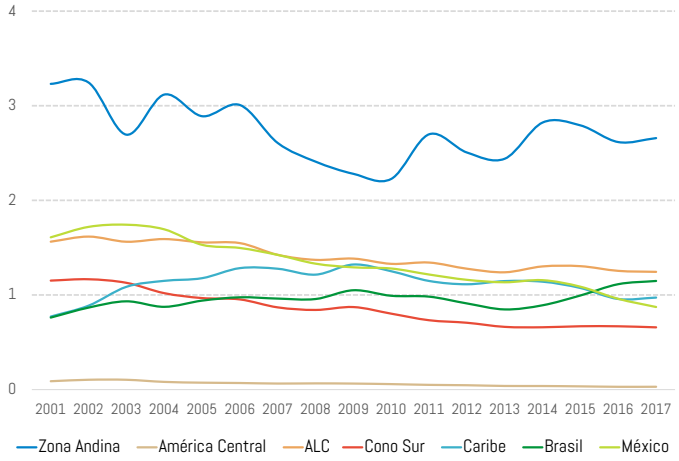
Oferta de fuentes renovables per cápita ALC y subregiones



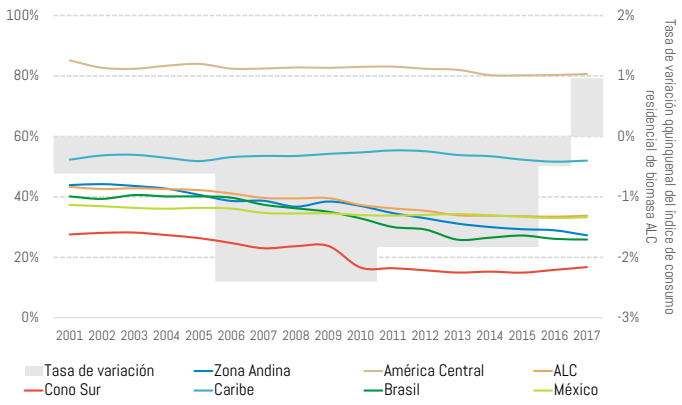
Oferta de fuentes renovables por unidad de PIB ALC y subregiones



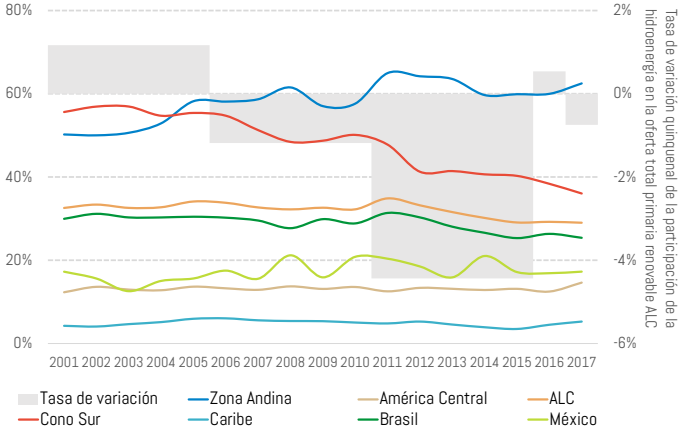
Índice de autarquía hidrocarburífera ALC y subregiones



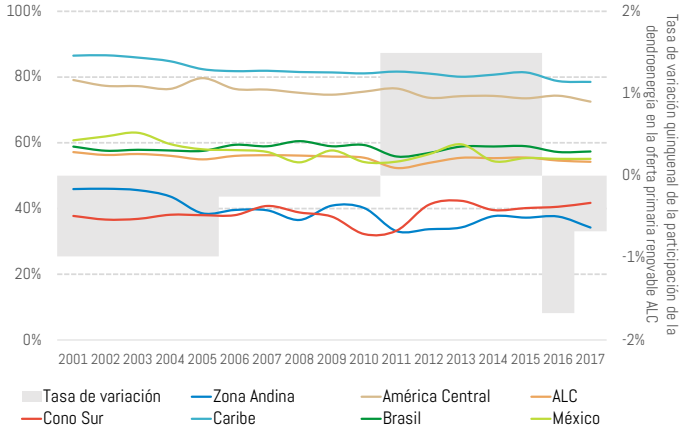
Índice de consumo residencial de biomasa ALC y subregiones



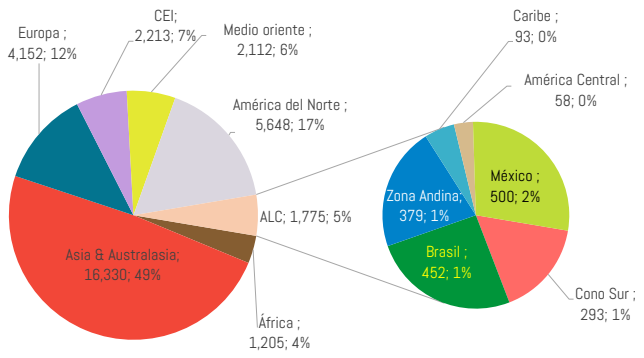
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable ALC y subregiones



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

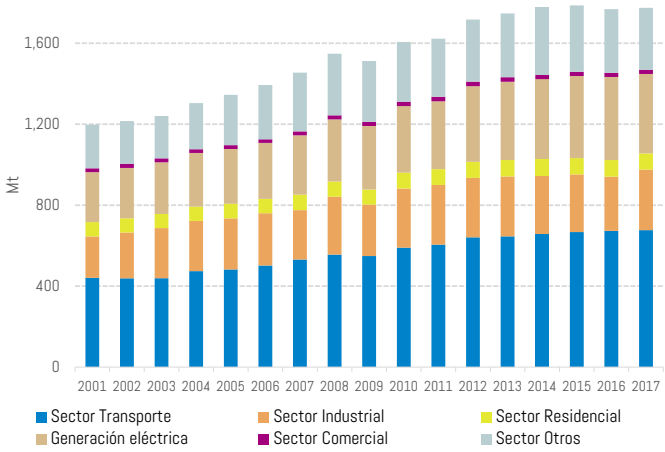


Emisiones mundiales de CO_2 por subregiones [Mt; %] 2017

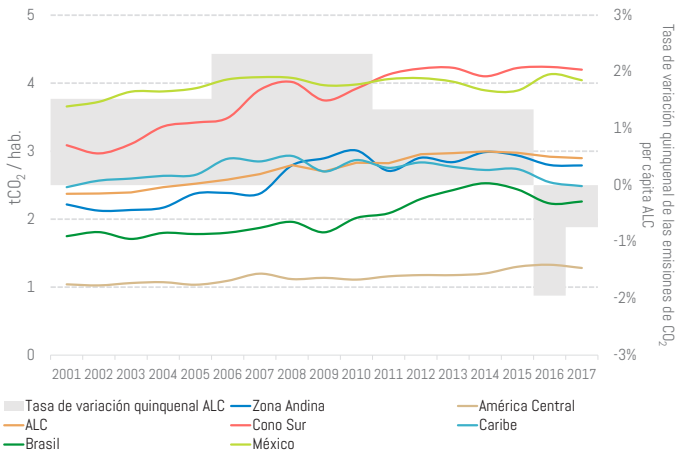


Total: 33,435 Mt

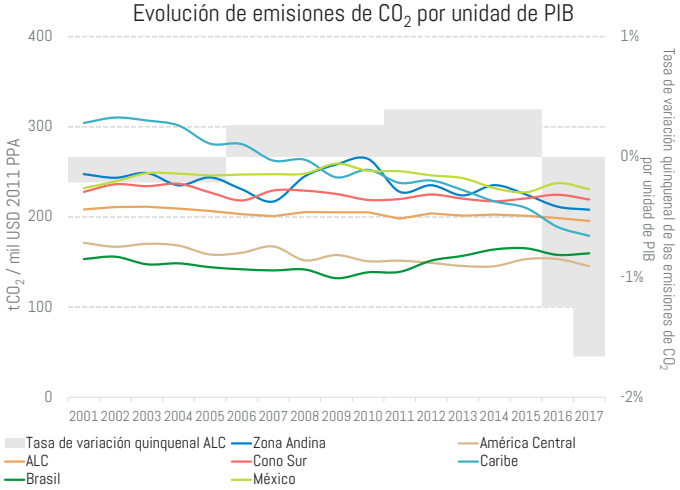
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



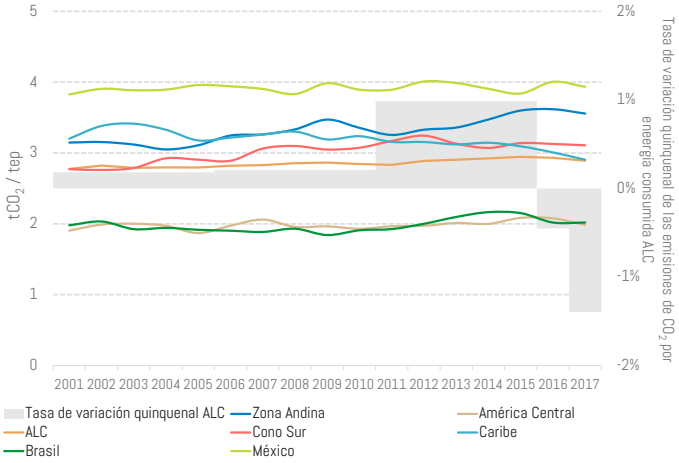
Evolución de emisiones de CO_2 per cápita



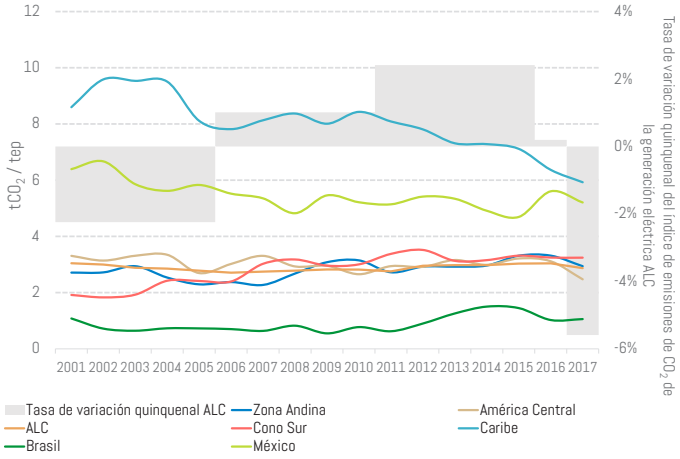
Evolución de emisiones de CO_2 por unidad de PIB



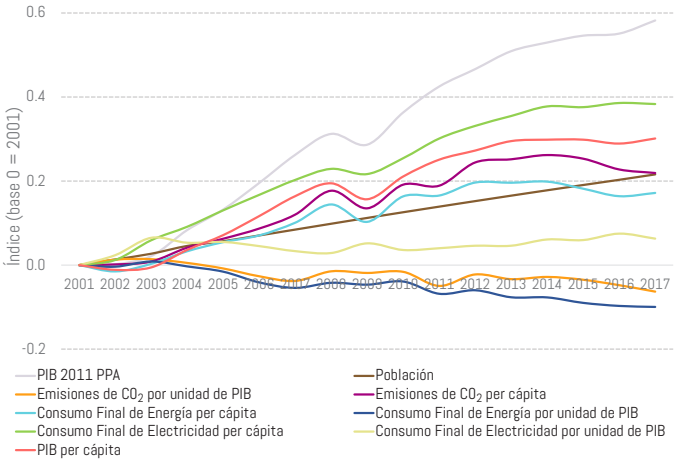
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



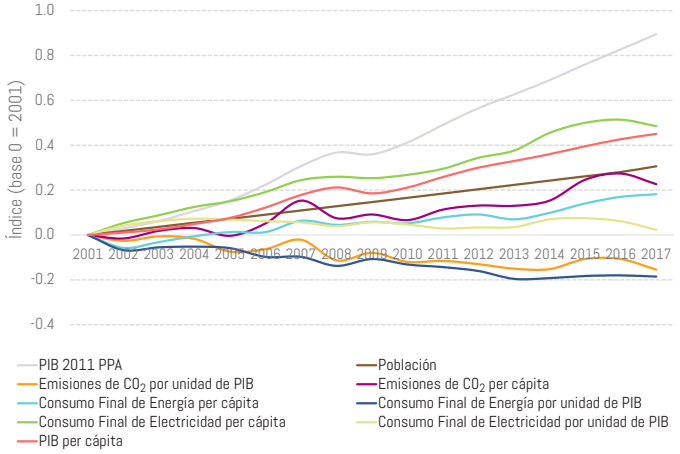
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



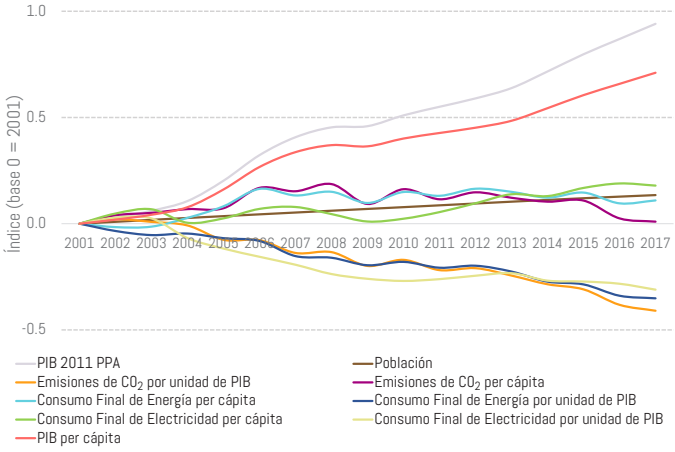
Resumen de los principales indicadores: ALC



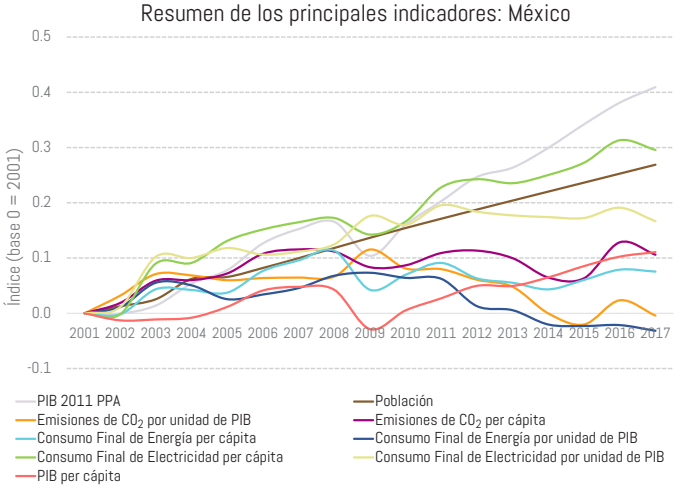
Resumen de los principales indicadores: América Central



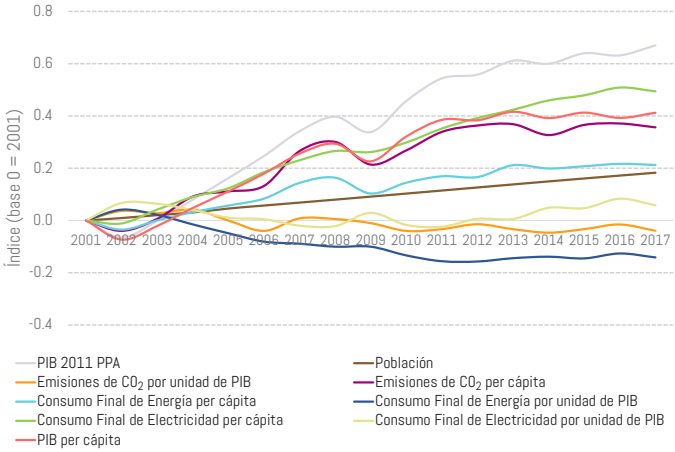
Resumen de los principales indicadores: Caribe



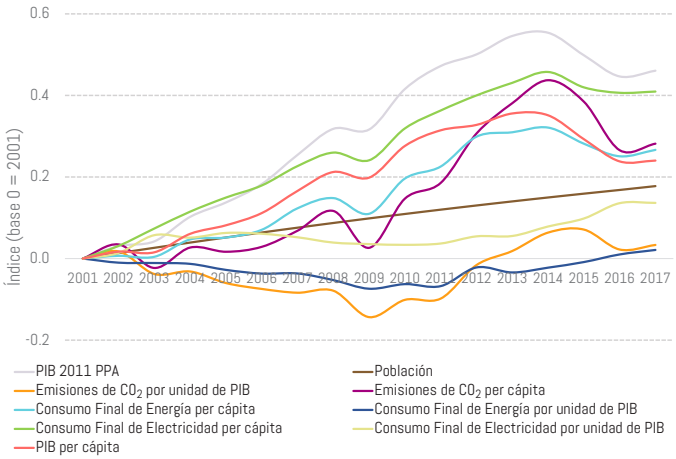
Resumen de los principales indicadores: México



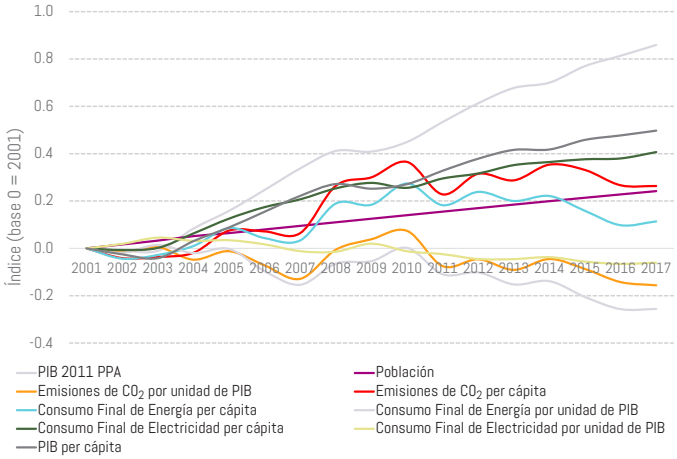
Resumen de los principales indicadores: Cono Sur



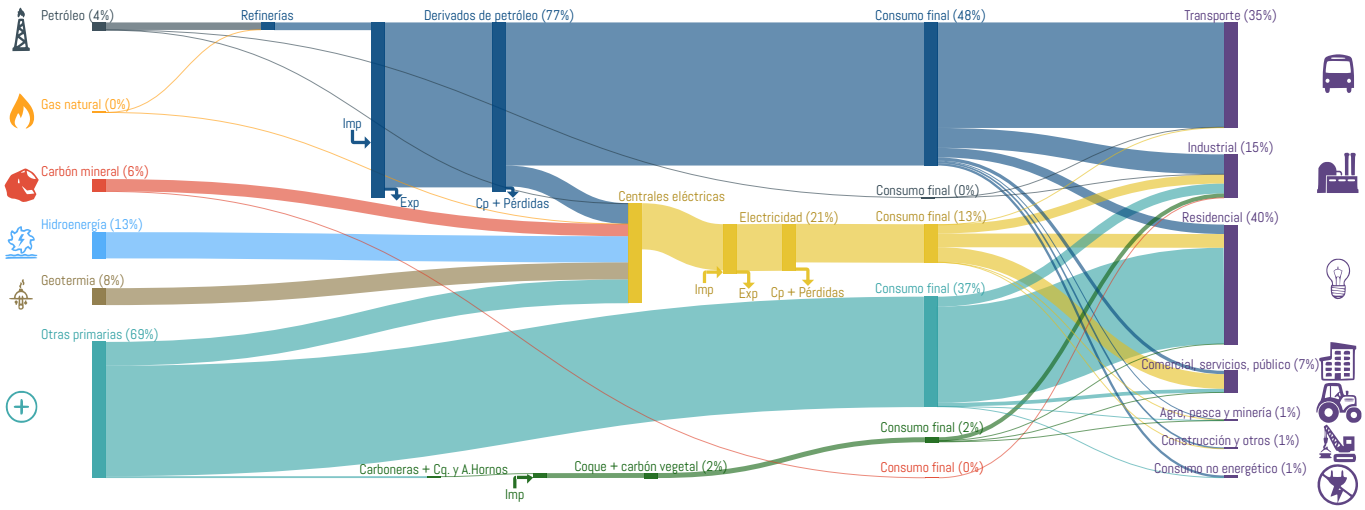
Resumen de los principales indicadores: Brasil



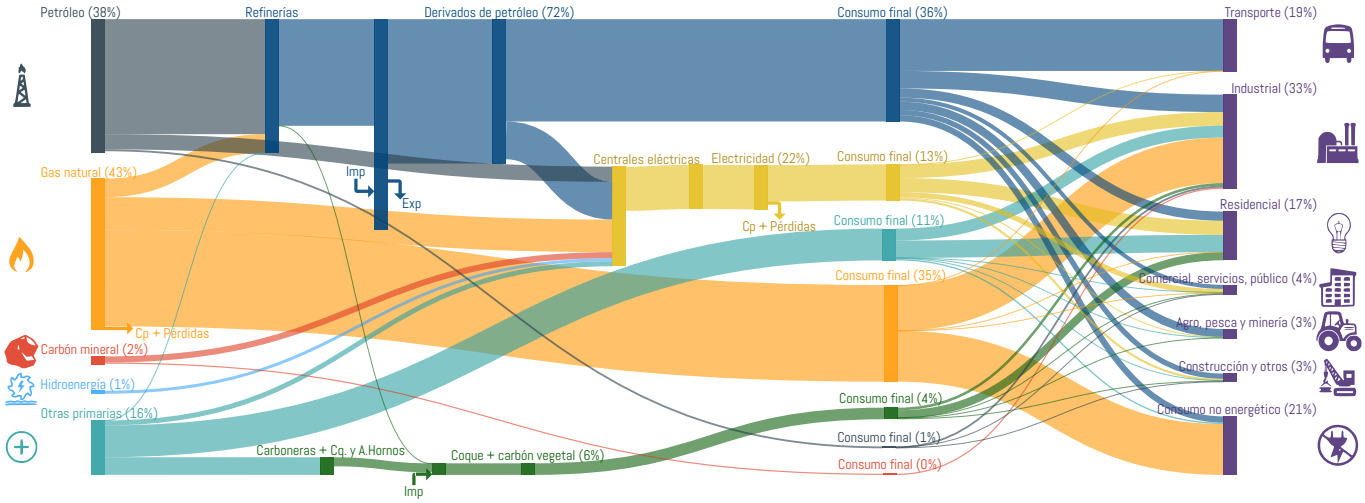
Resumen de los principales indicadores: Zona Andina



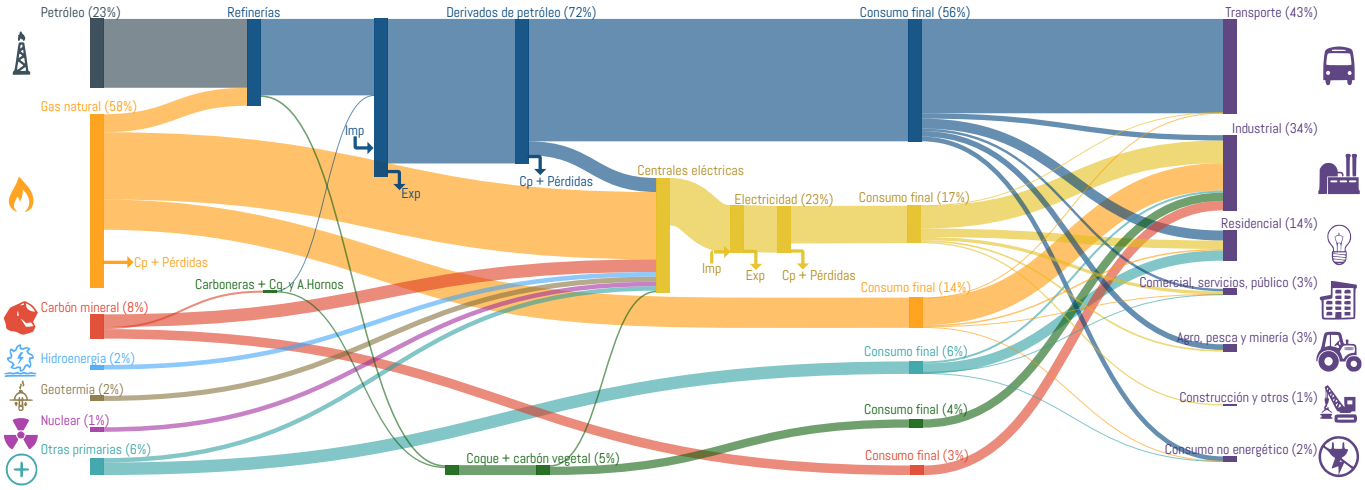
Balance Energético Resumido: América Central - 2017 | Oferta total de energía: 37,772 ktep



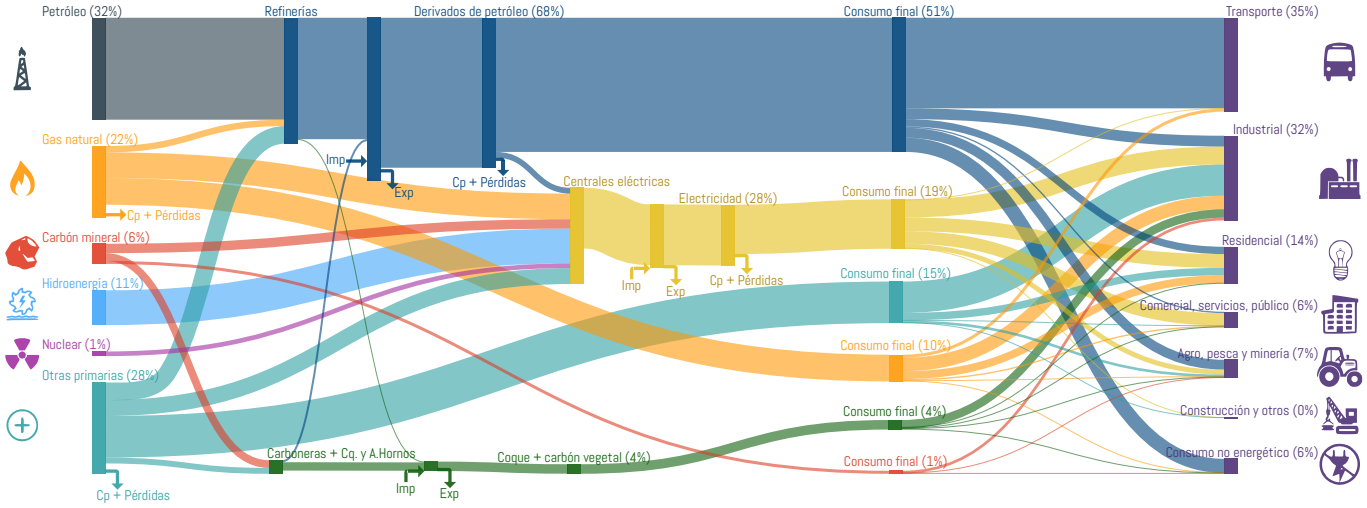
Balance Energético Resumido: Caribe - 2017 | Oferta total de energía: 45,390 ktep



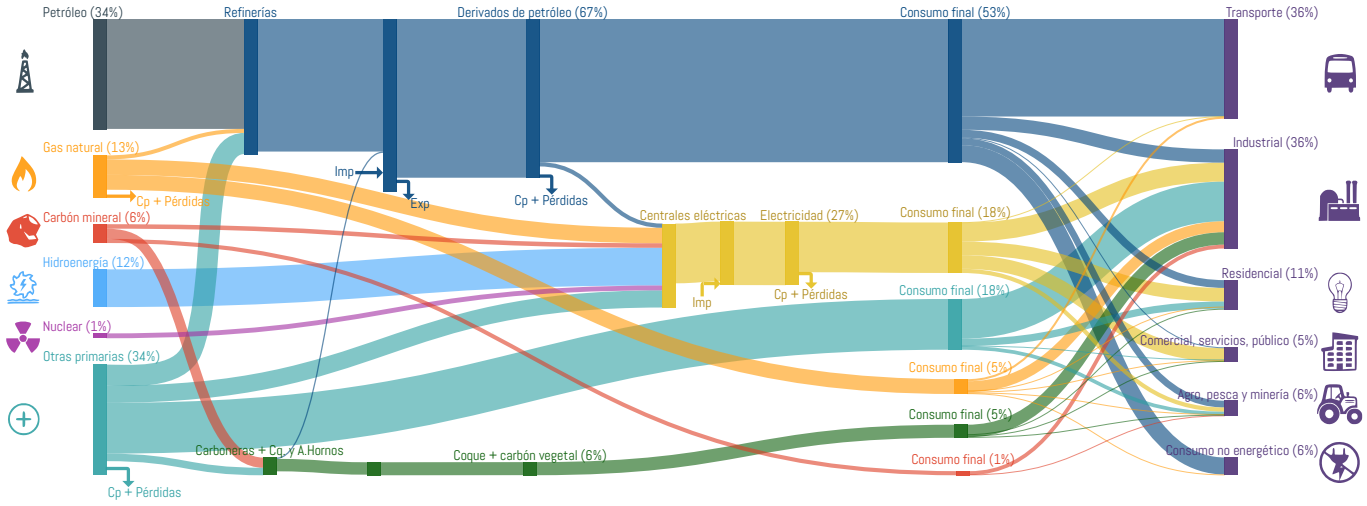
Balance Energético Resumido: México - 2017 | Oferta total de energía: 221,074 ktep



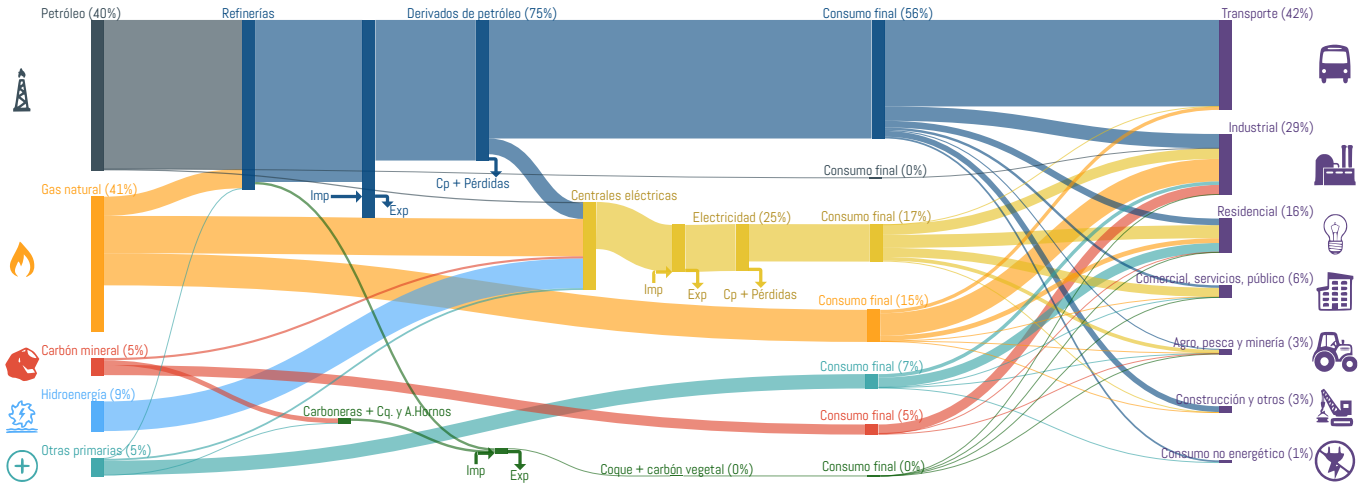
Balance Energético Resumido: Cono Sur - 2017 | Oferta total de energía: 434,496 ktep



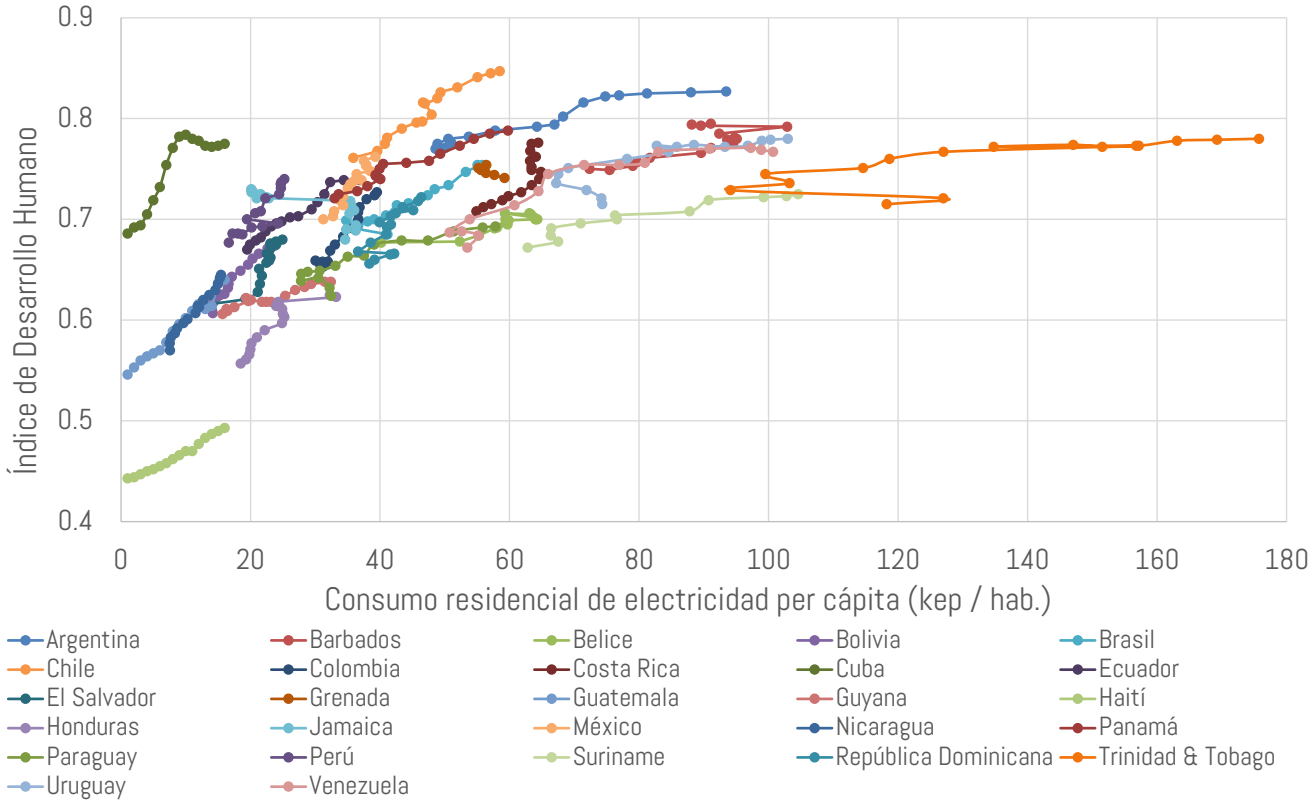
Balance Energético Resumido: Brasil - 2017 | Oferta total de energía: 294,546 ktep



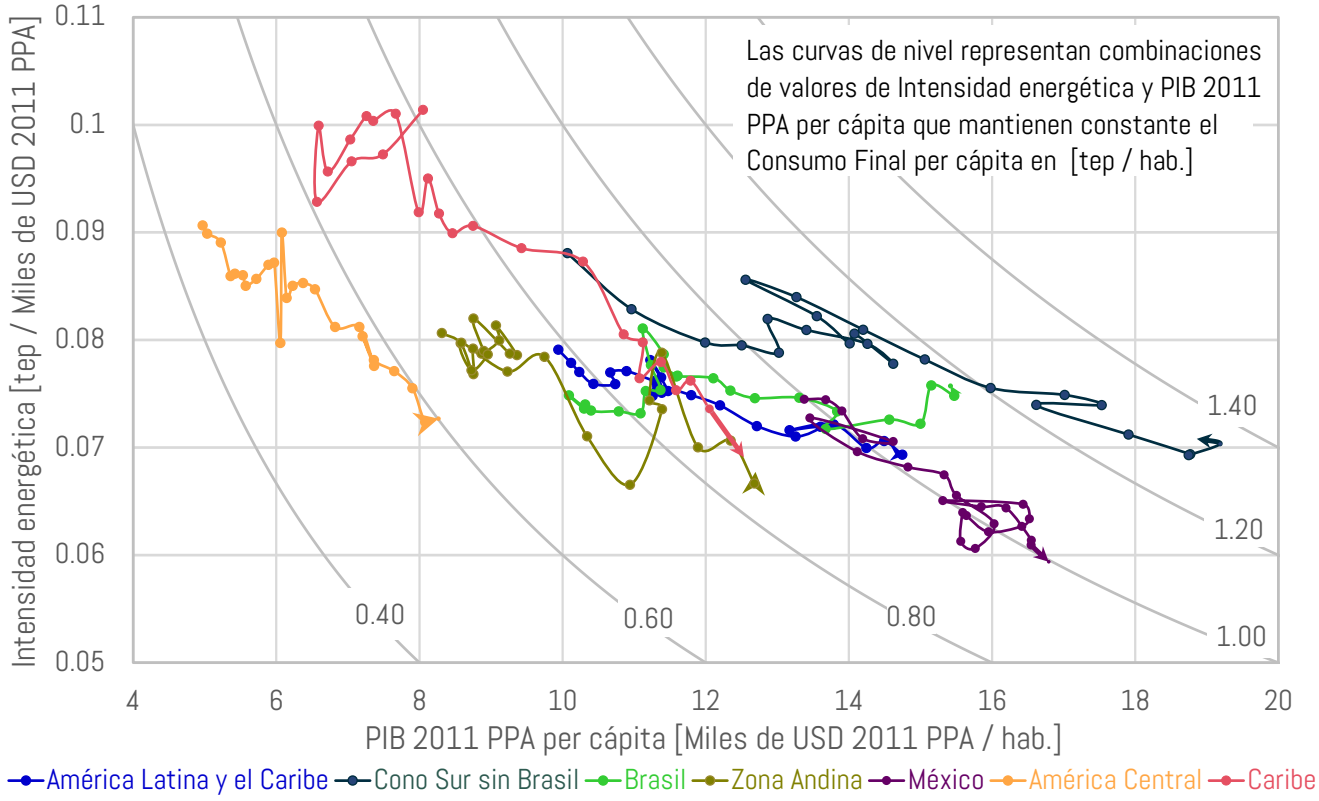
Balance Energético Resumido: Zona Andina - 2017 | Oferta total de energía: 156,999 ktep



Índice de Desarrollo Humano y Consumo residencial de electricidad per cápita

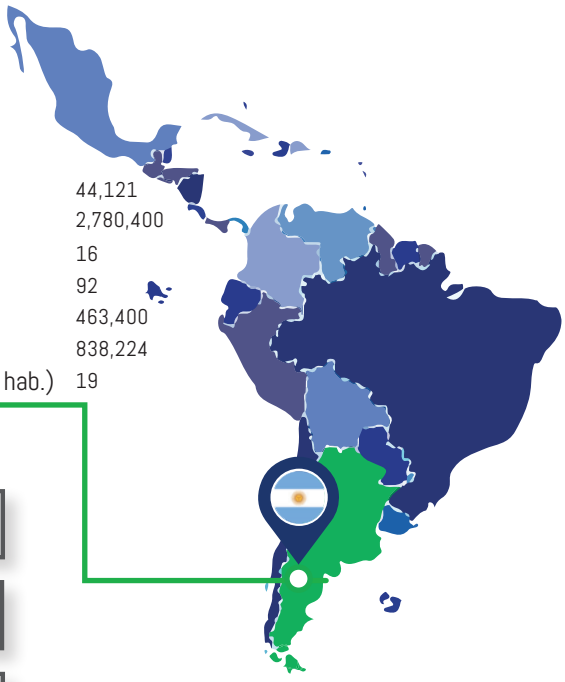


Sendero energético regional



Perfil energético de los Países Miembros

ARGENTINA



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	44,121
Superficie (km^2)	2,780,400
Densidad de población (hab. / km^2)	16
Población urbana (%)	92
PIB USD 2010 (MUSD)	463,400
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	838,224
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	19

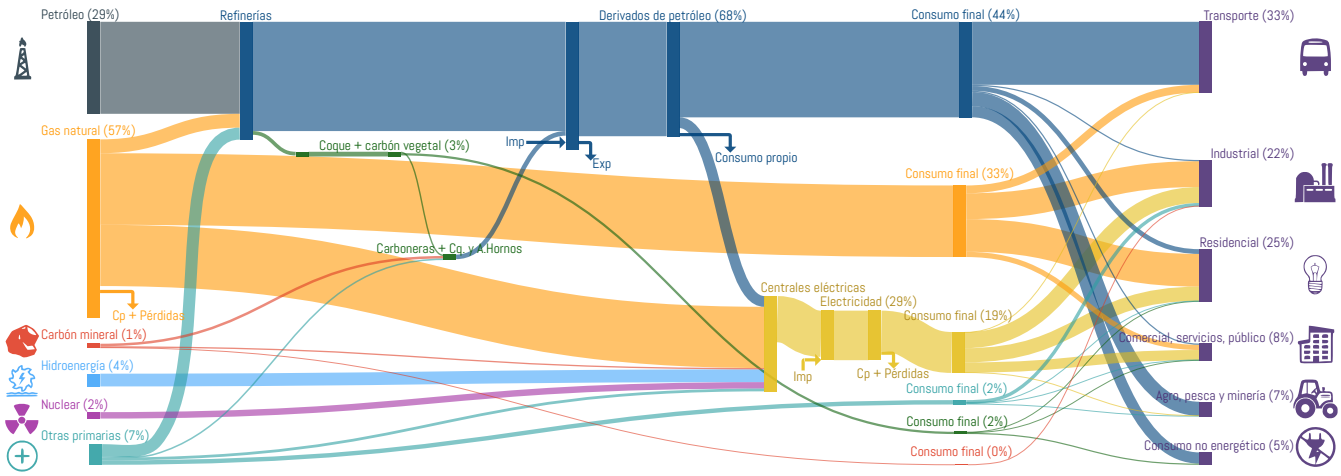
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 19.25
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 12.62
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 14.27
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 4.68
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 7.39

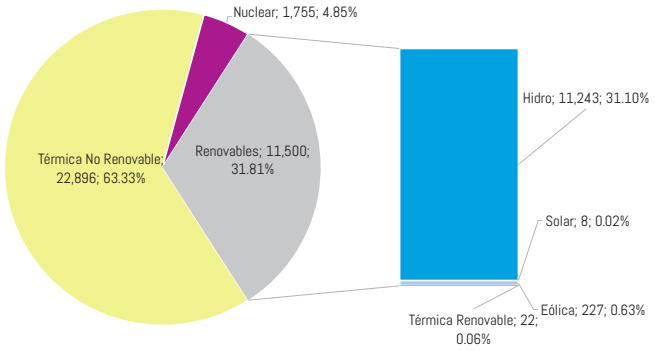
Mbbl	Gm^3	Mt
2,167	337	421
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,924	1.32	98.79	85.73	73.08	18.10	5.13	58.22	627	36.15	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

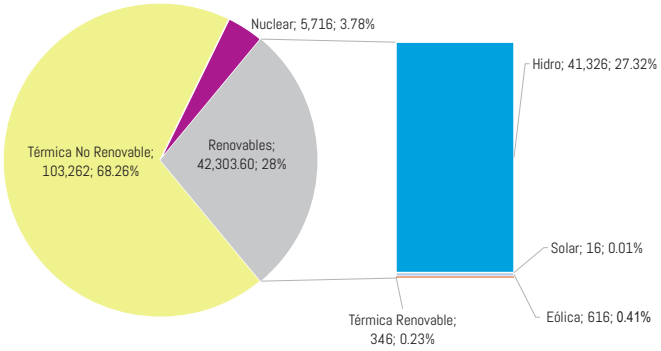
Balance energético resumido 2017



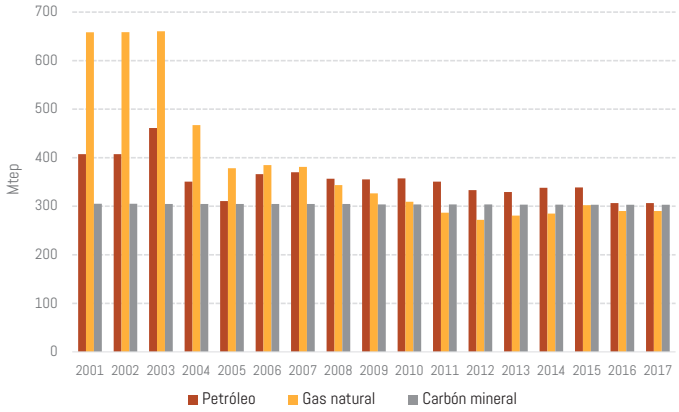
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



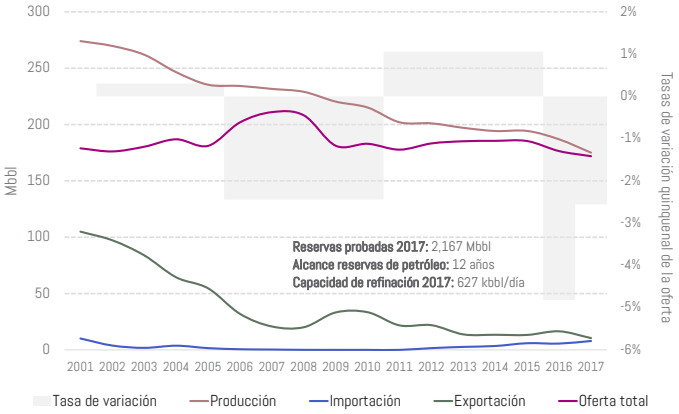
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



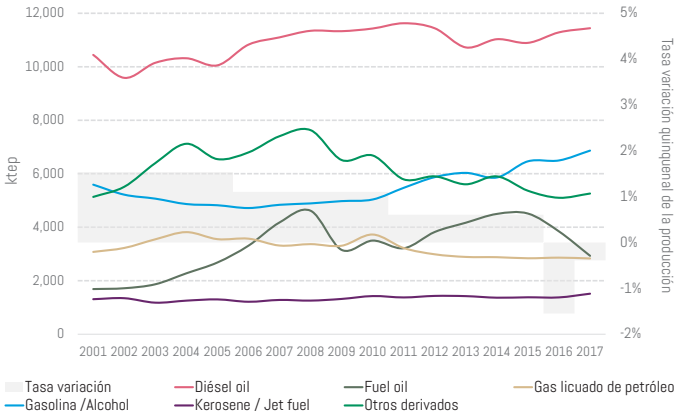
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



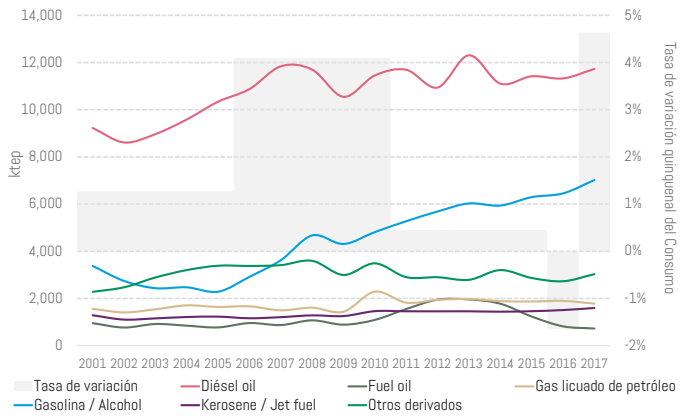
Oferta de petróleo



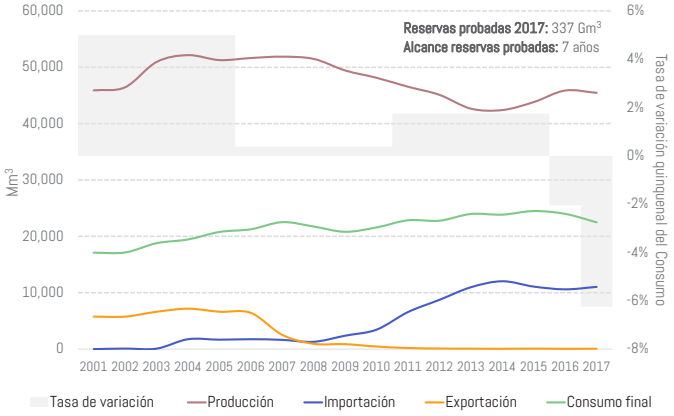
Producción derivados de petróleo



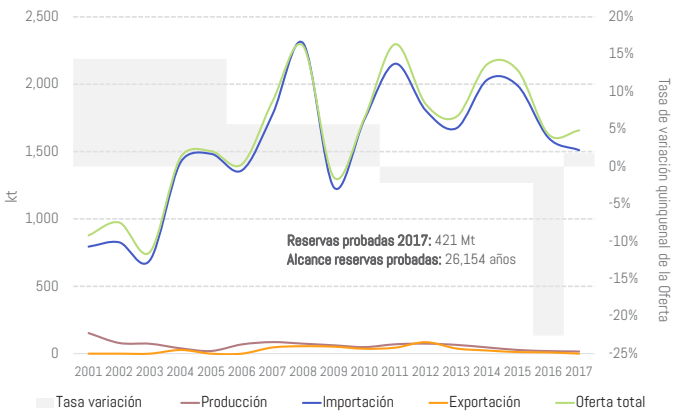
Consumo derivados de petróleo



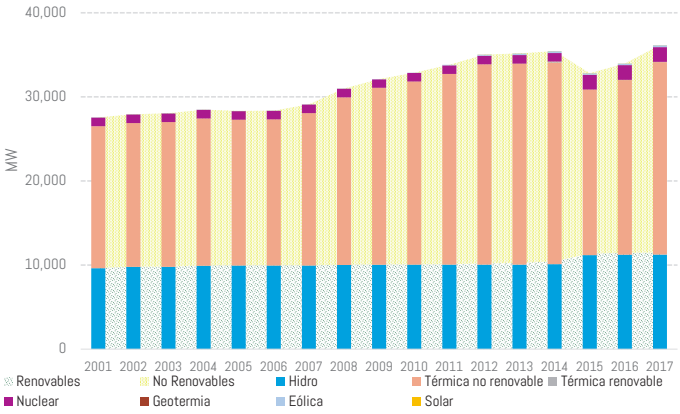
Oferta de gas natural



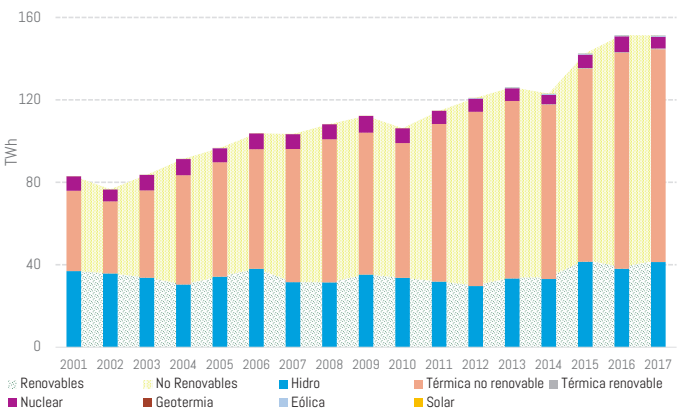
Oferta de carbón mineral



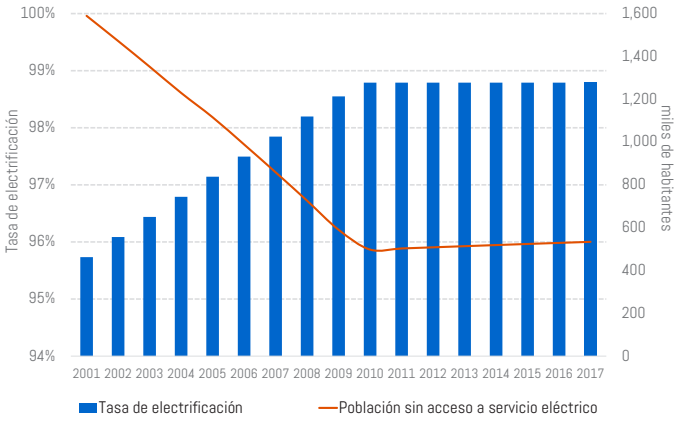
Capacidad instalada de generación eléctrica



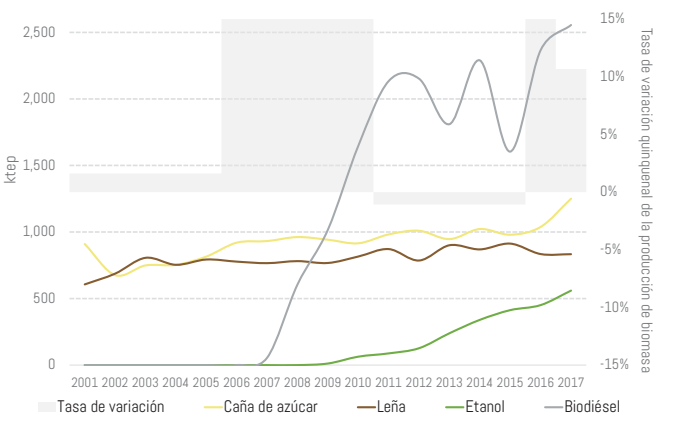
Generación eléctrica

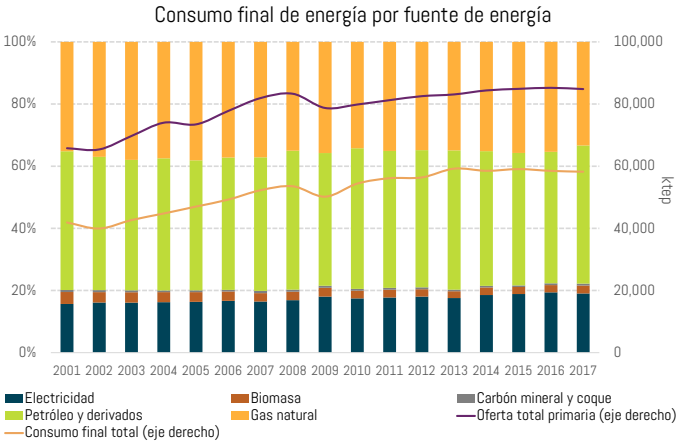


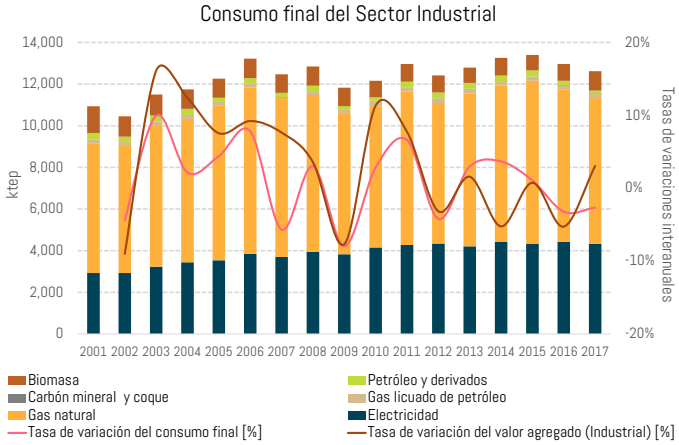
Tasa de electrificación

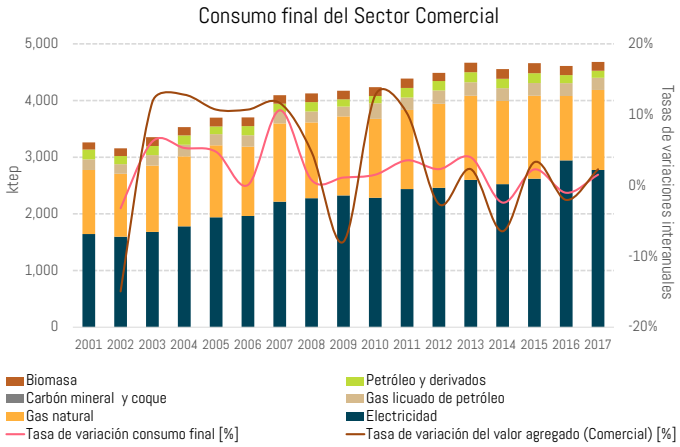


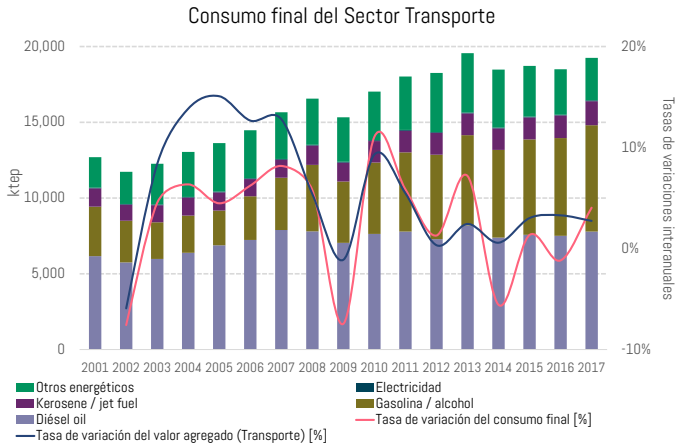
Producción de biomasa y biocombustibles

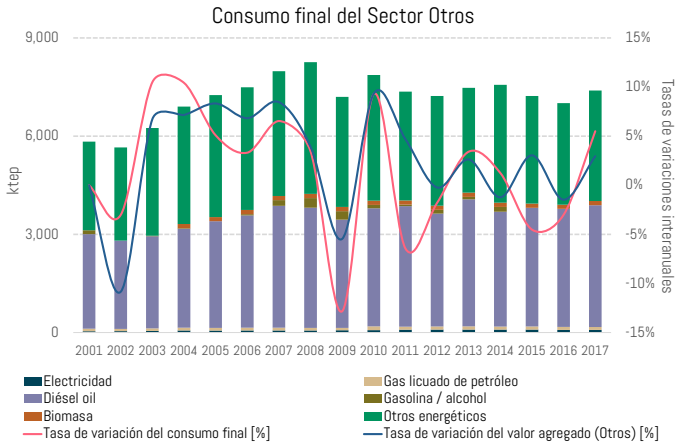


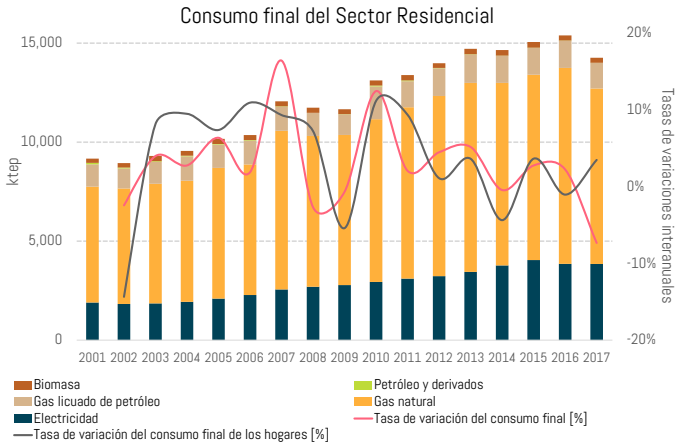

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
100,000
80,000
60,000
40,000
20,000
0
ktep
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Biomasa
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
14,000
12,000
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
ktep
20%
10%
0%
-10%
-20%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

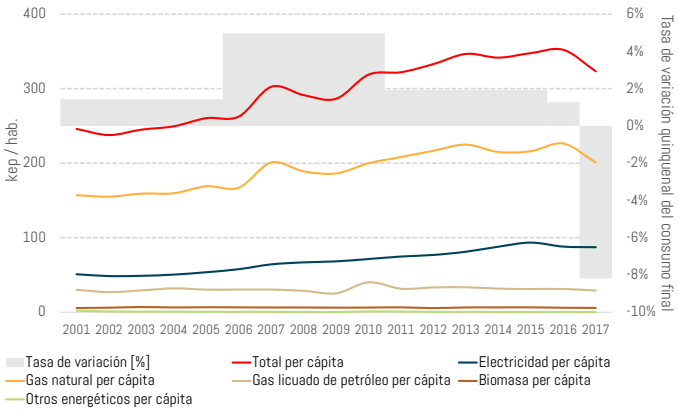

Consumo final del Sector Comercial
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
ktep
20%
10%
0%
-10%
-20%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]


Consumo final del Sector Transporte
20,000
15,000
10,000
5,000
0
ktep
20%
10%
0%
-10%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Otros energéticos
Electricidad
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

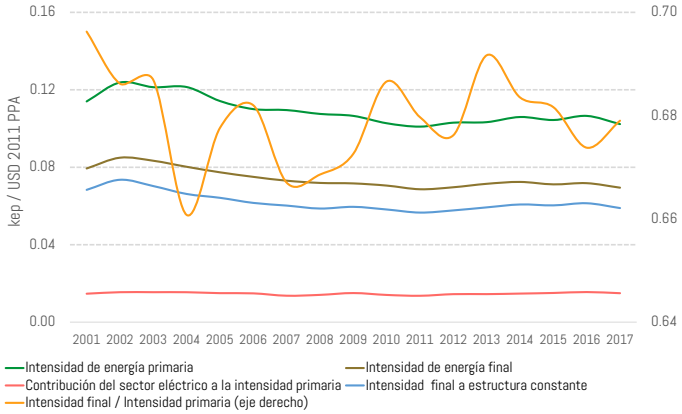

Consumo final del Sector Otros
9,000
6,000
3,000
0
ktep
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Diésel oil
Gasolina / alcohol
Biomasa
Otros energéticos
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]


Consumo final del Sector Residencial
15,000
10,000
5,000
0
ktep
20%
10%
0%
-10%
-20%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

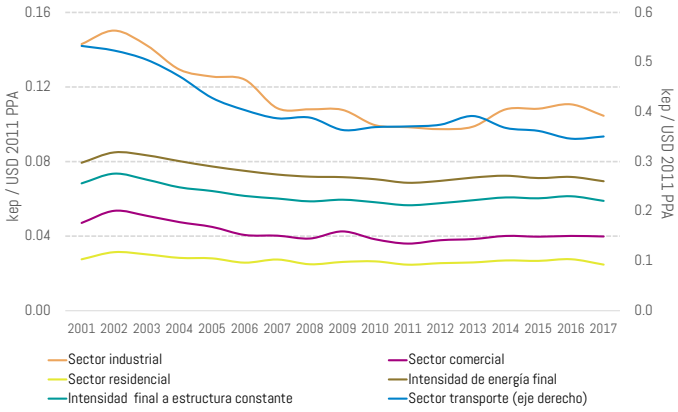
Consumo final per cápita Sector Residencial



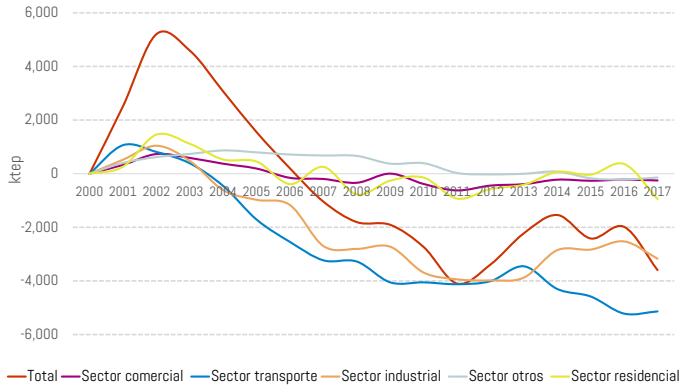
Intensidades energéticas



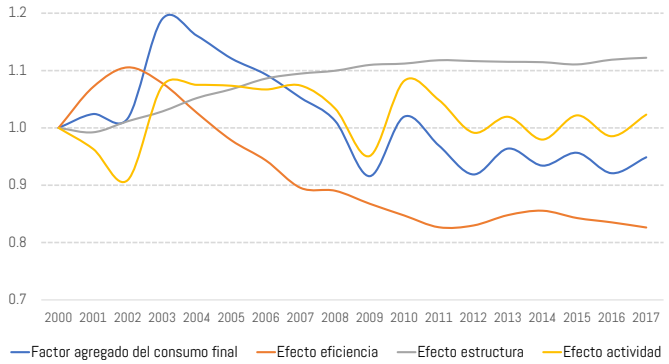
Intensidades energéticas sectoriales



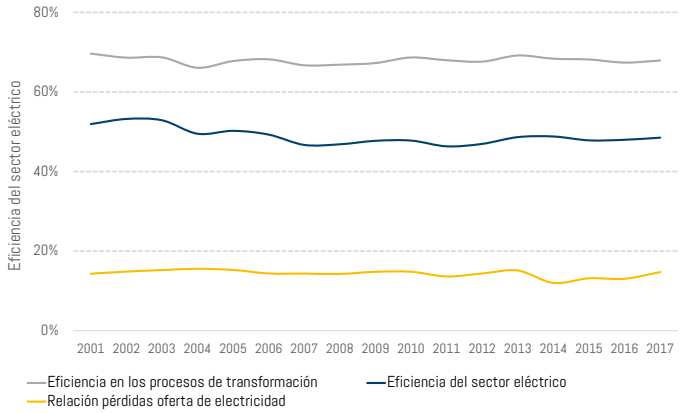
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

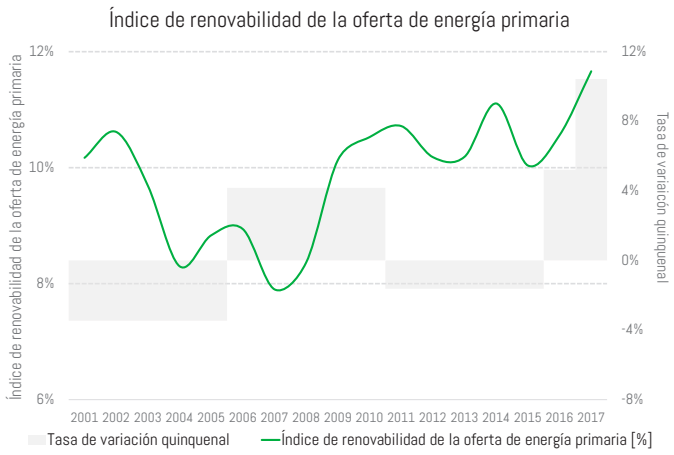


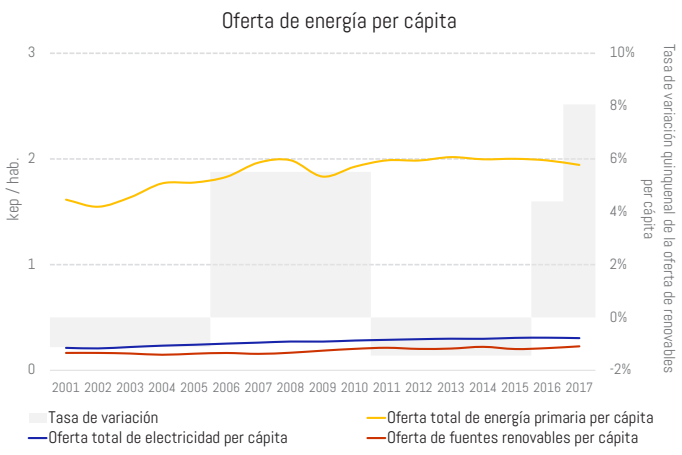
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

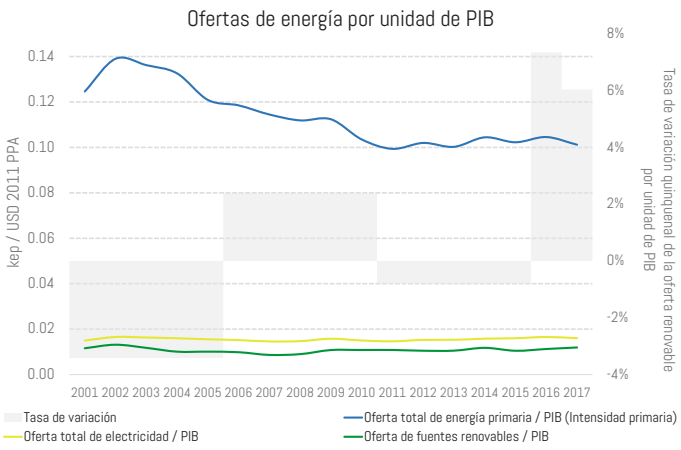


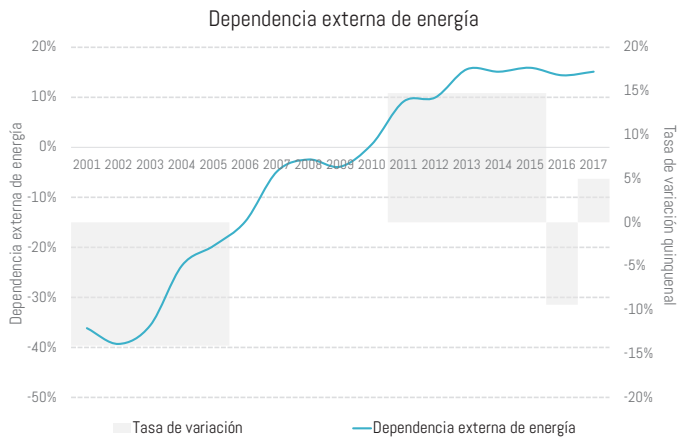
Eficiencia del sector eléctrico

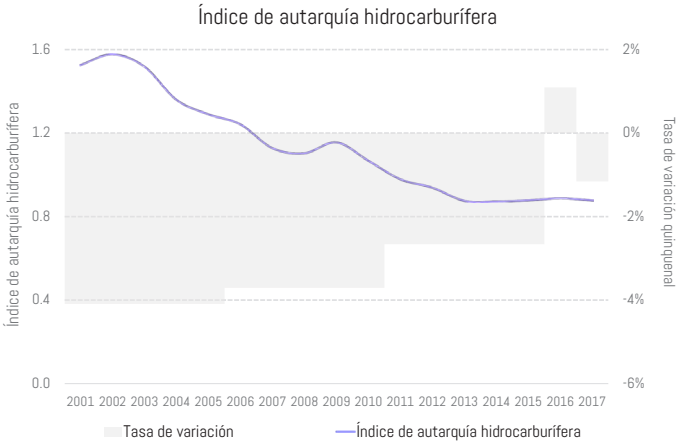


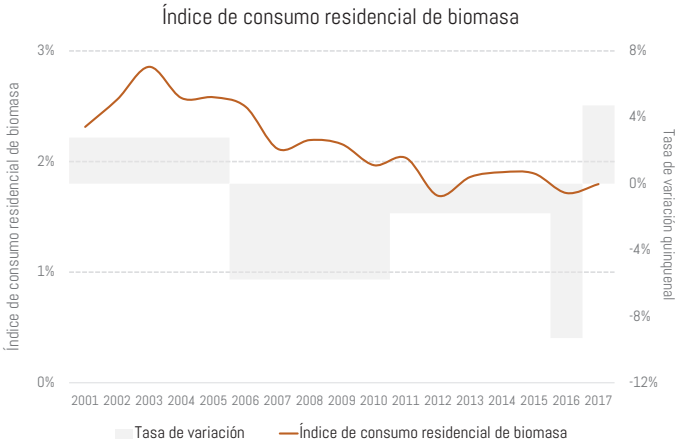

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]

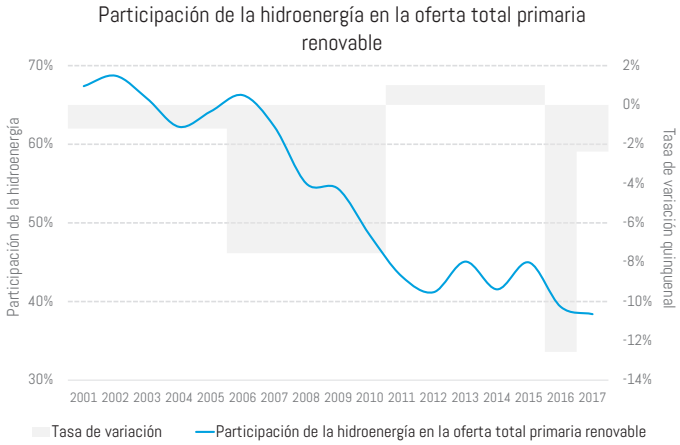

Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

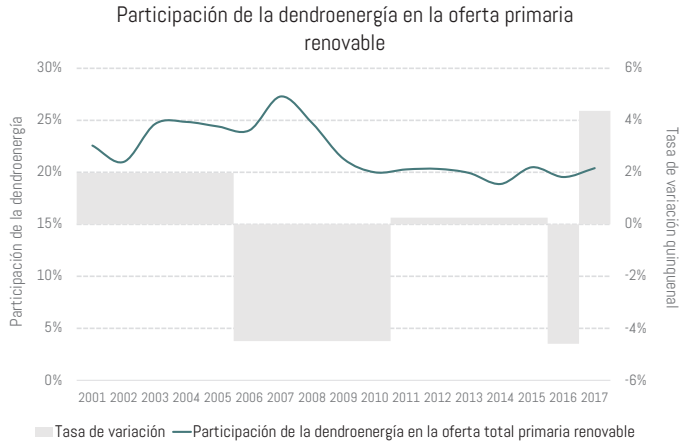

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB

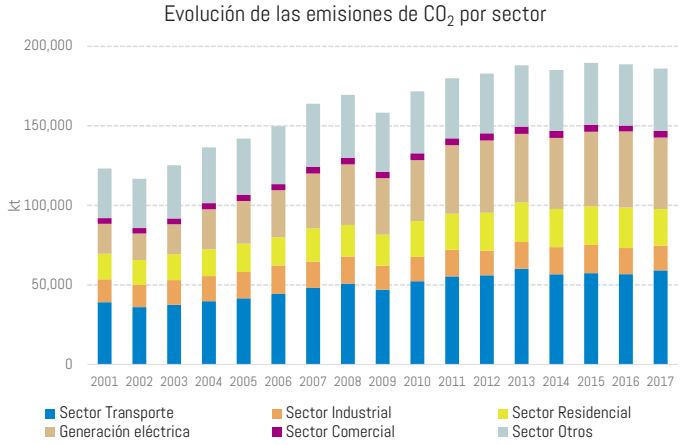

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

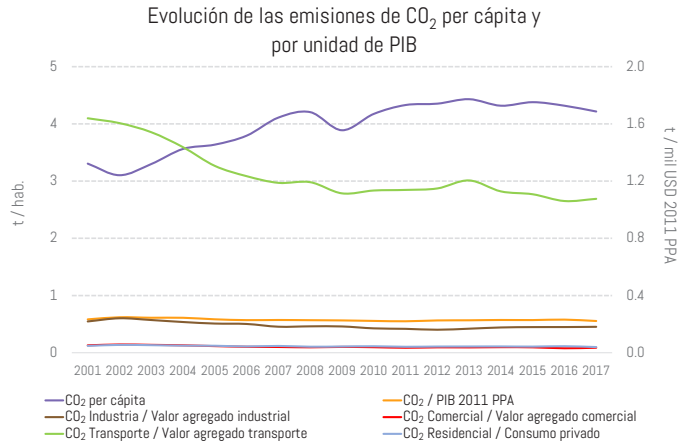

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera

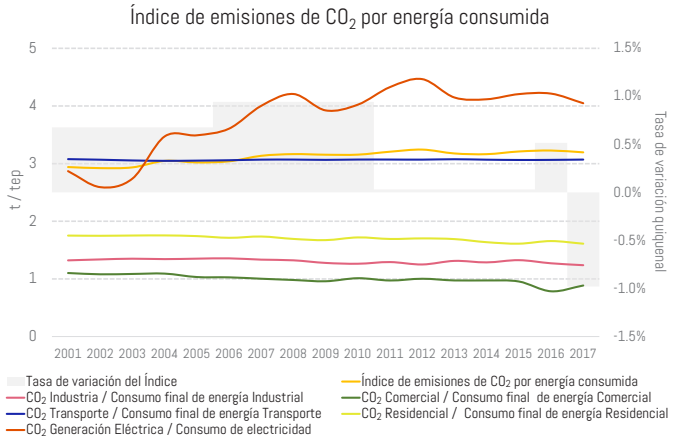

Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

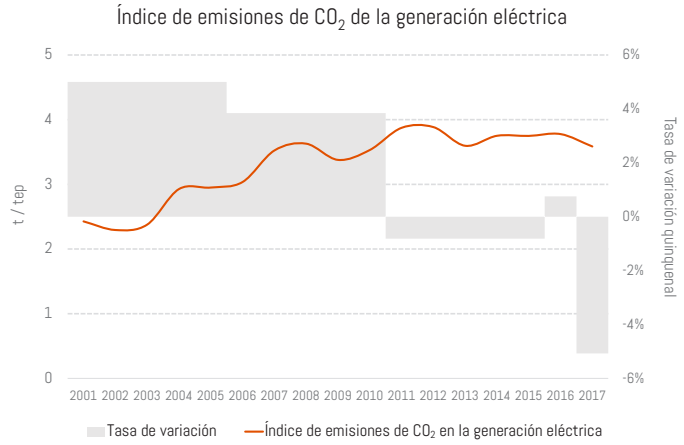

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

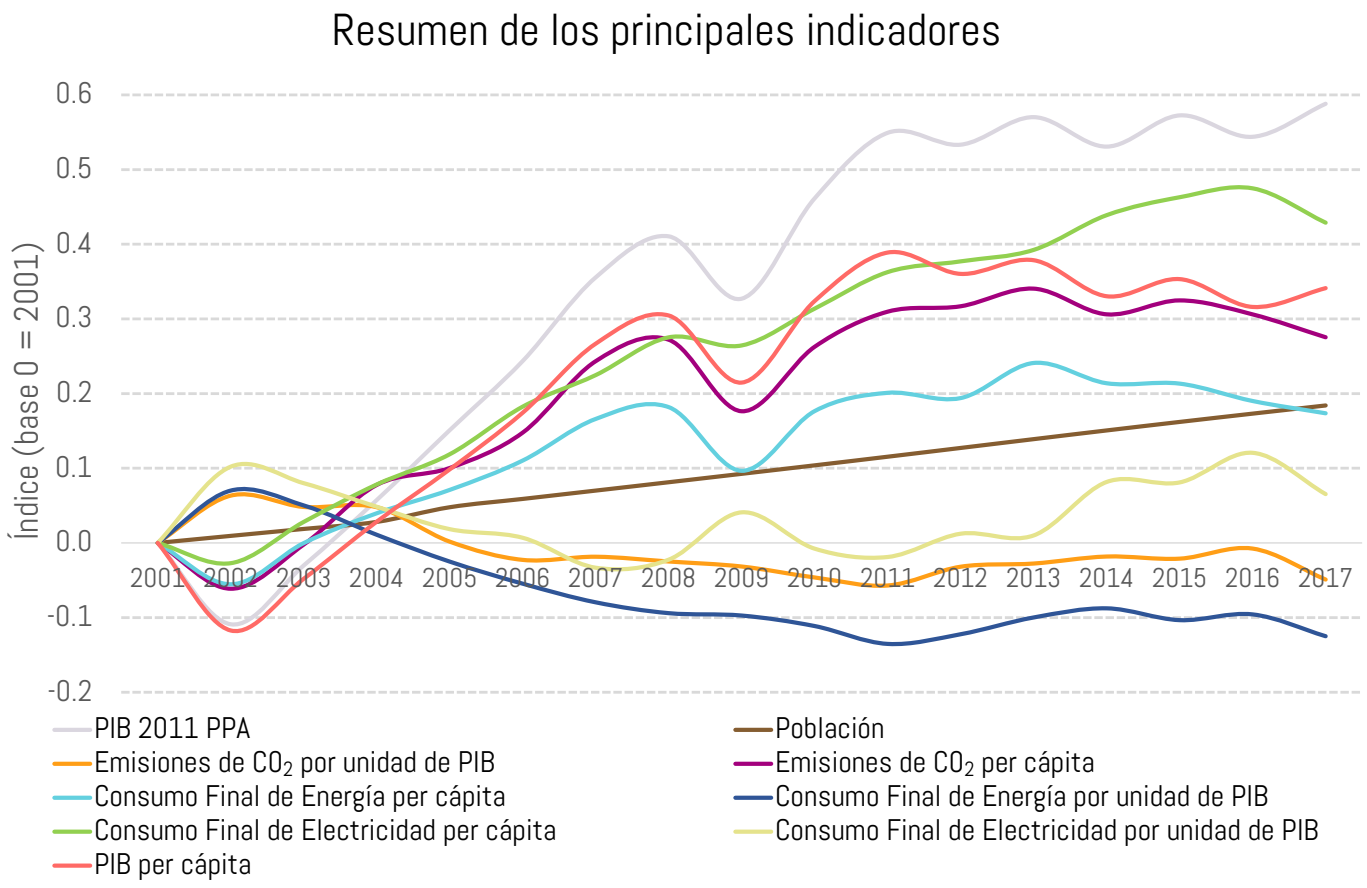

Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable
Participación de la dendroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la dendroenergía en la oferta total primaria renovable


Evolución de las emisiones de CO2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Evolución de las emisiones de CO2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD 2011 PPA
CO2 per cápita
CO2 / PIB 2011 PPA
CO2 Industria / Valor agregado industrial
CO2 Comercial / Valor agregado comercial
CO2 Transporte / Valor agregado transporte
CO2 Residencial / Consumo privado


Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
t / tep
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación del Índice
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO2 de la generación eléctrica
t / tep
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de emisiones de CO2 en la generación eléctrica


Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
-0.1
-0.2
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

BARBADOS

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	286
Superficie (km^2)	430
Densidad de población (hab. / km^2)	665
Población urbana (%)	31
PIB USD 2010 (MUSD)	4,736
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	4,851
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	17

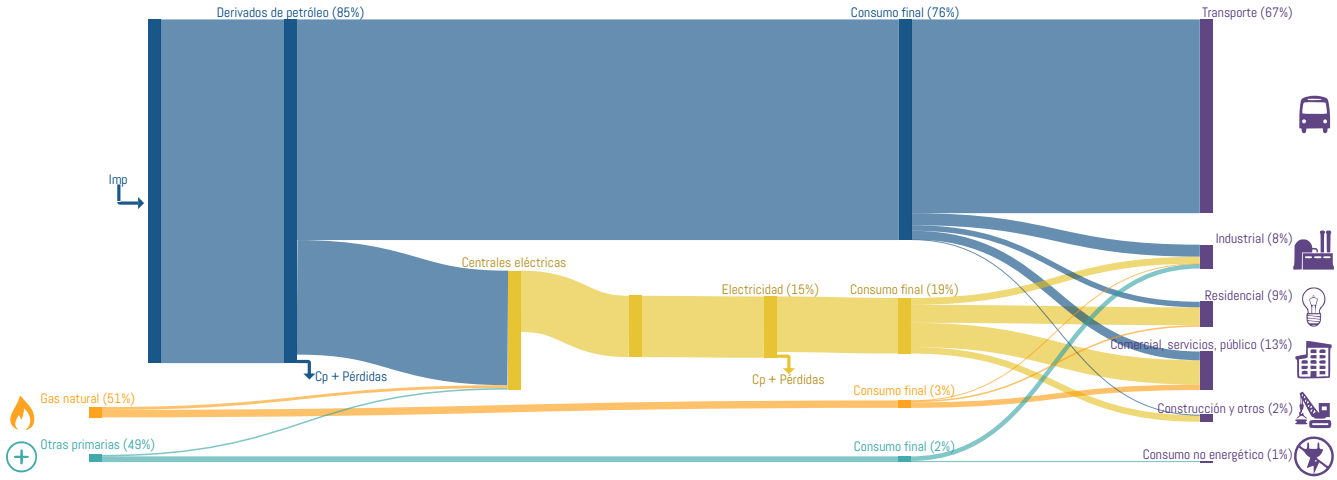
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.28
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.03
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

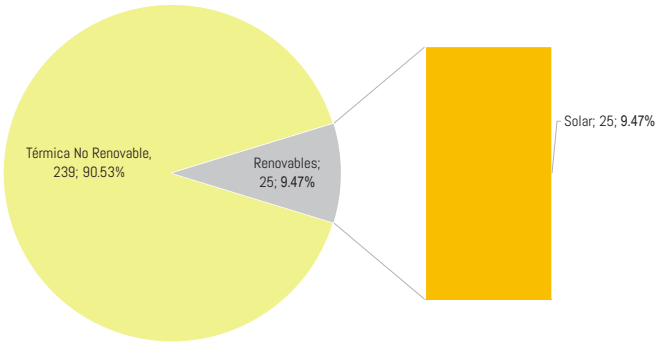
Mbbl	Gm^3	Mt
2.5	0.14	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
3,304	1.48	99.80	0.51	0.06	0.50	0.03	0.42	n.a.	0.26	0.11 / 0.09
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

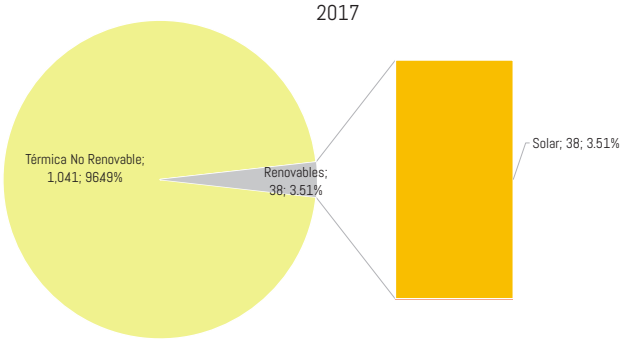
Balance energético resumido 2017



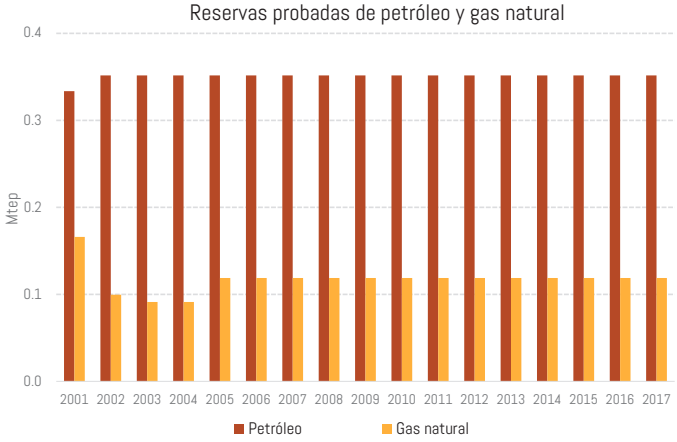
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



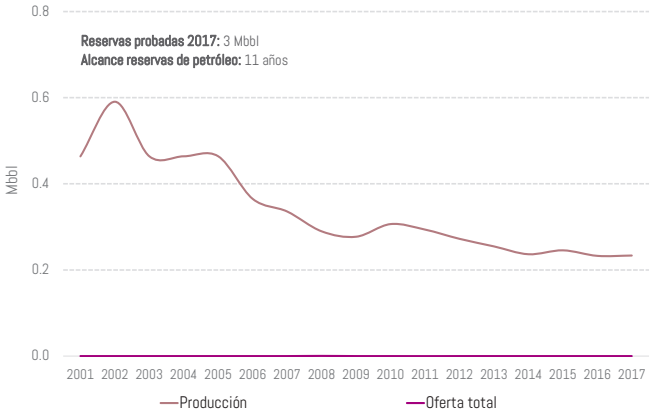
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



Reservas probadas de petróleo y gas natural

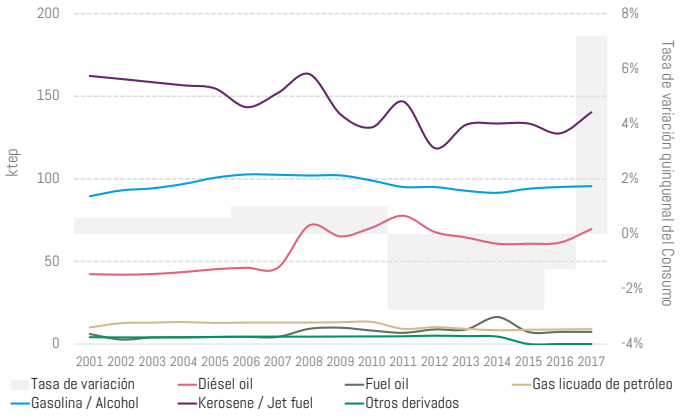


Oferta de petróleo

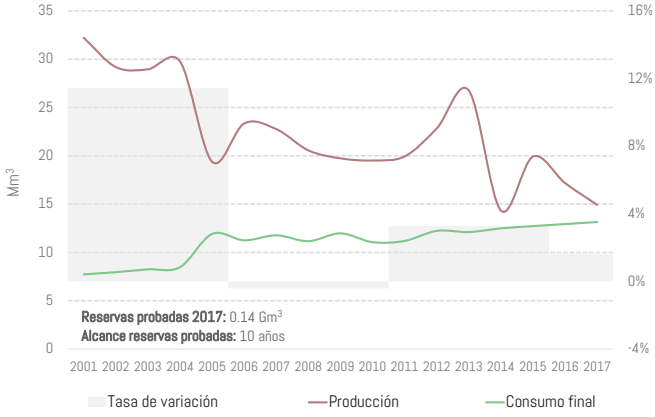


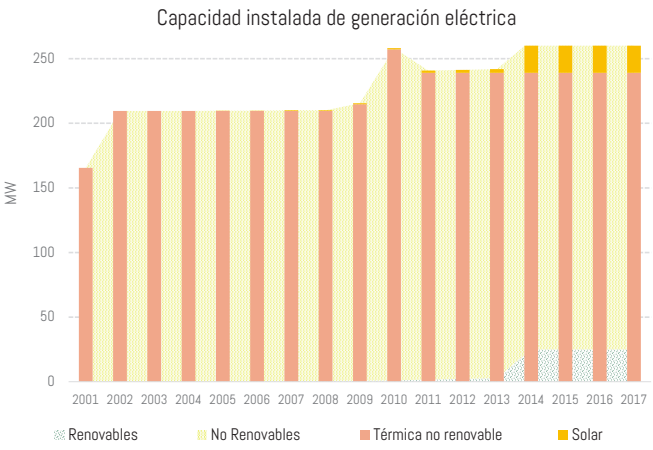
BARBADOS

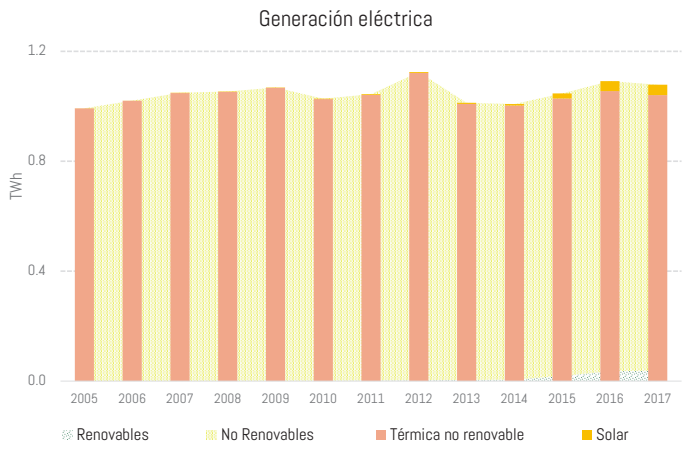
Consumo derivados de petróleo

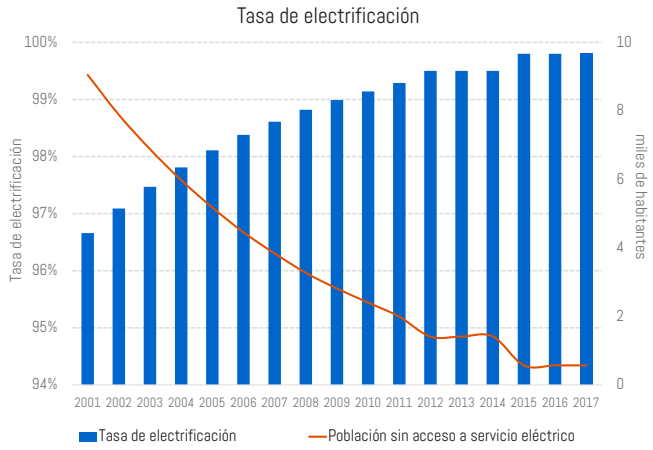


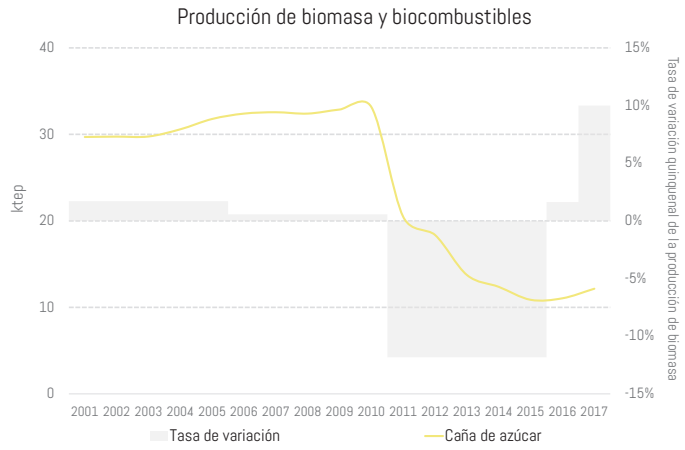
Oferta de gas natural

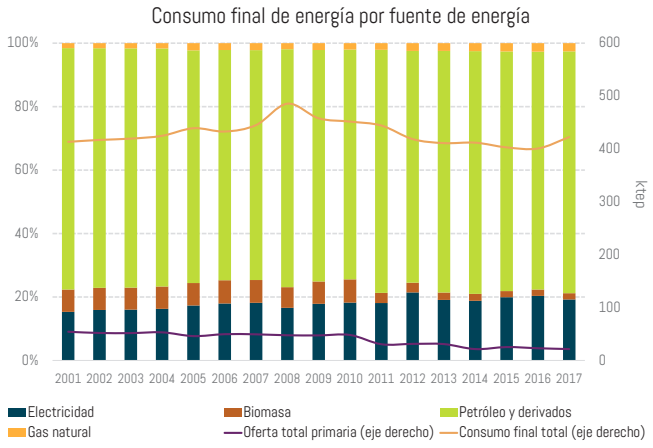


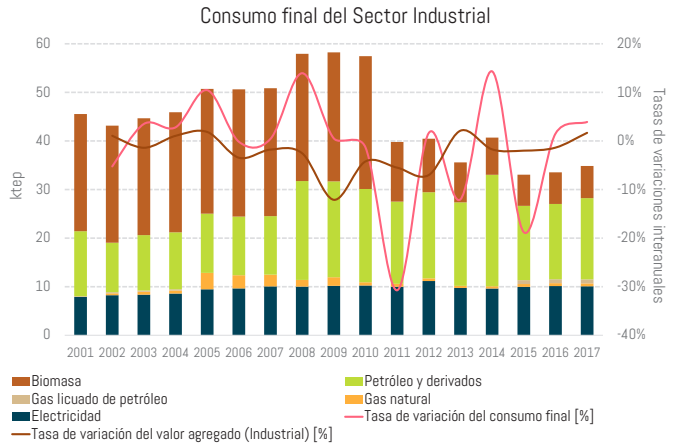

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
250
200
150
100
50
0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Renovables
No Renovables
Térmica no renovable
Solar

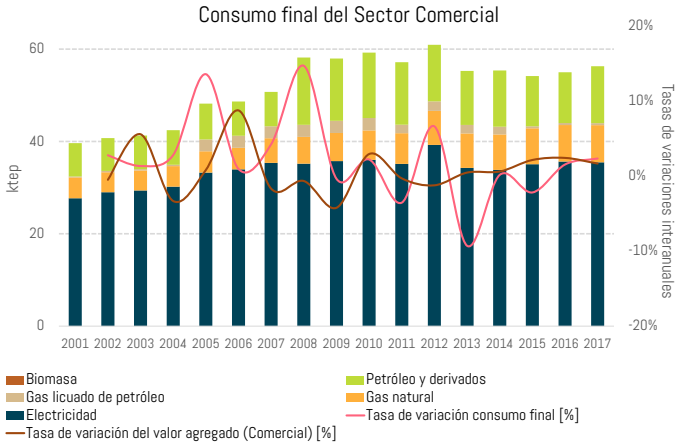

Generación eléctrica
TWh
1.2
0.8
0.4
0.0
2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Renovables
No Renovables
Térmica no renovable
Solar

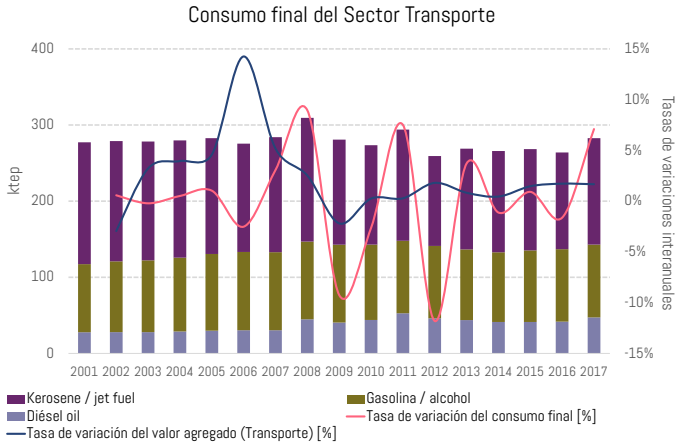

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
100%
99%
98%
97%
96%
95%
94%
miles de habitantes
10
8
6
4
2
0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

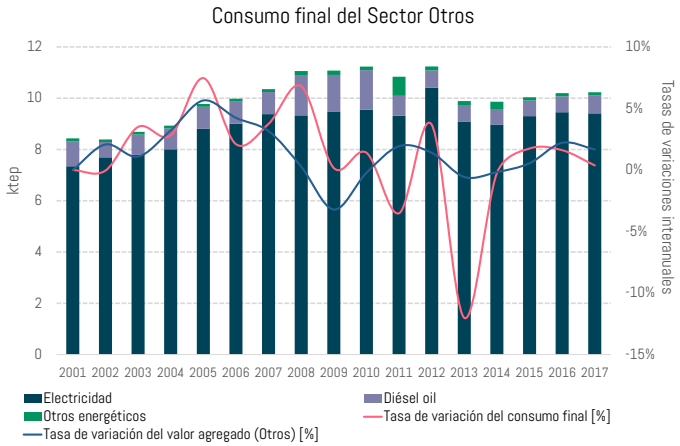

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
40
30
20
10
0
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Caña de azúcar

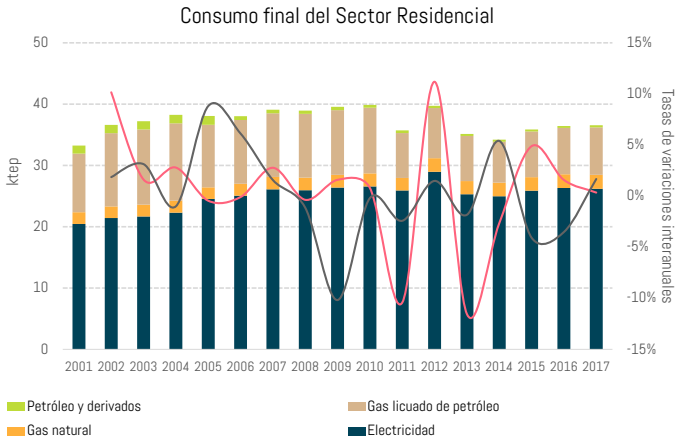

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
ktep
600
500
400
300
200
100
0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas natural
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
ktep
60
50
40
30
20
10
0
Tasas de variaciones interanuales
20%
10%
0%
-10%
-20%
-30%
-40%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

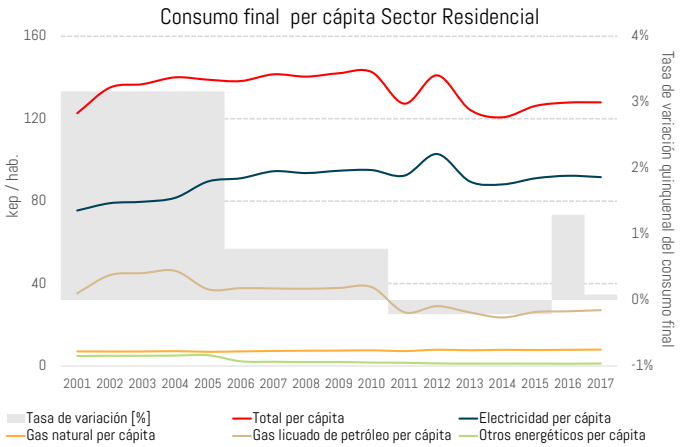

Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]
Petróleo y derivados
Gas natural
Tasa de variación consumo final [%]

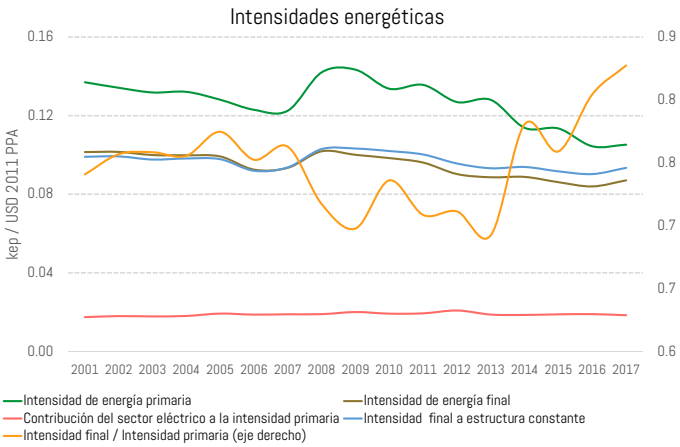

Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Kerosene / jet fuel
Diésel oil
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]
Gasolina / alcohol
Tasa de variación del consumo final [%]


Consumo final del Sector Otros
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Electricidad
Otros energéticos
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]

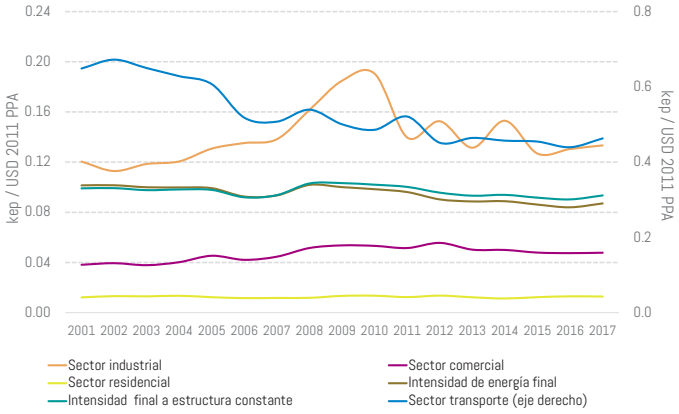

Consumo final del Sector Residencial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Petróleo y derivados
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Electricidad

BARBADOS

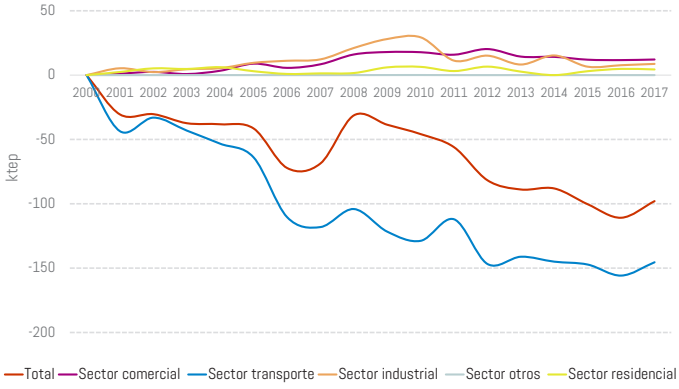

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Otros energéticos per cápita


Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante

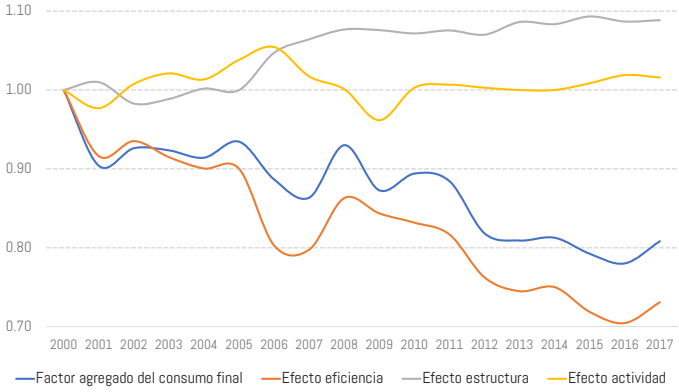
Intensidades energéticas sectoriales



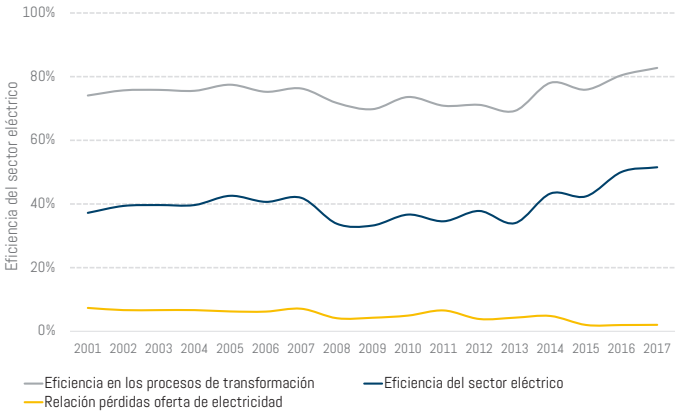
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



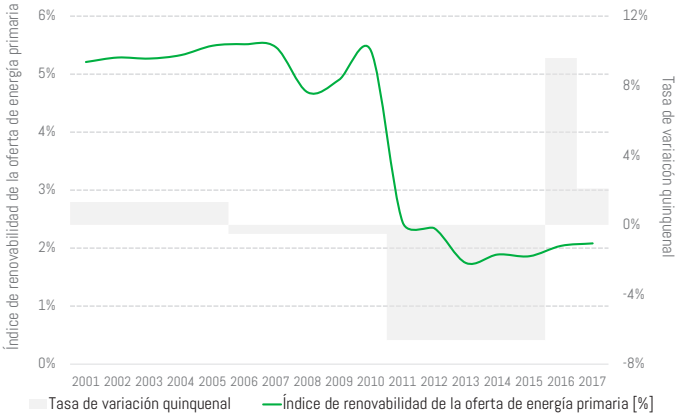
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



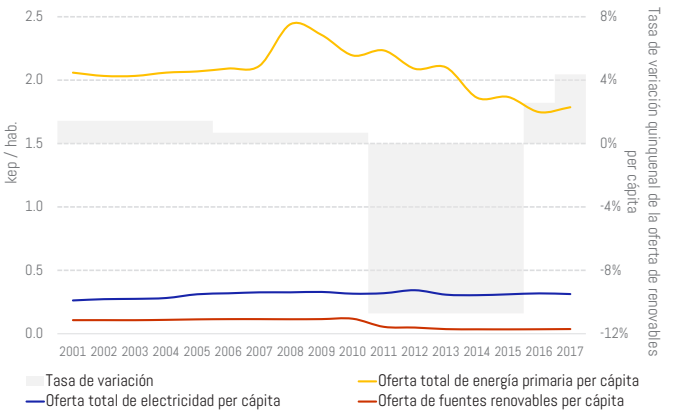
Eficiencia del sector eléctrico

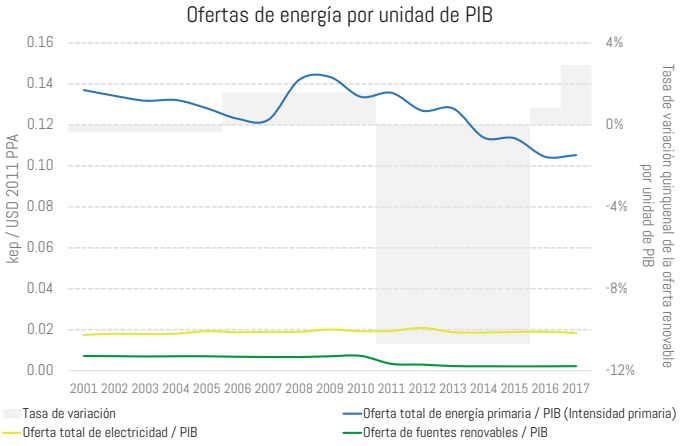


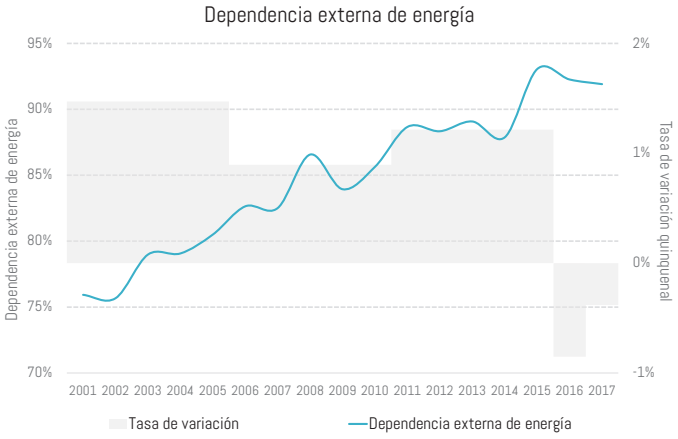
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria

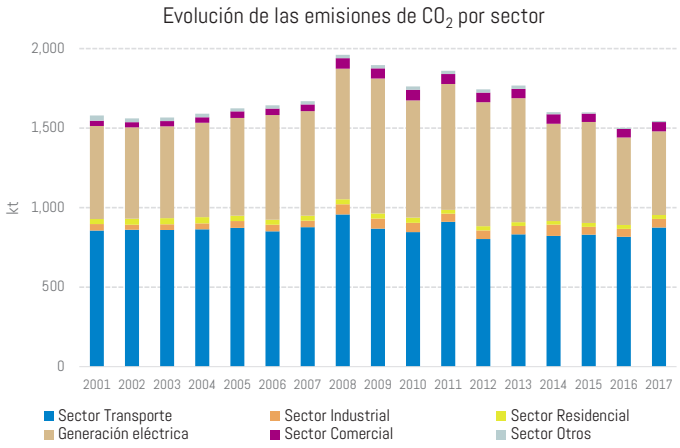


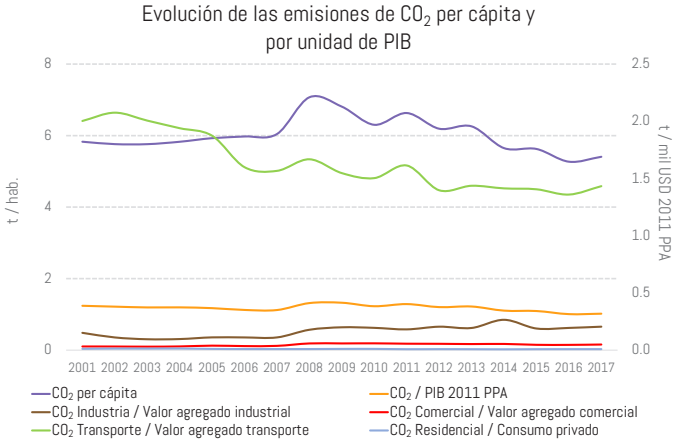
Oferta de energía per cápita

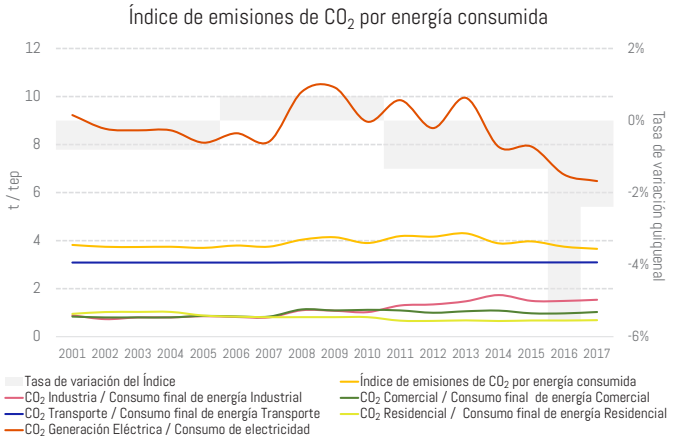


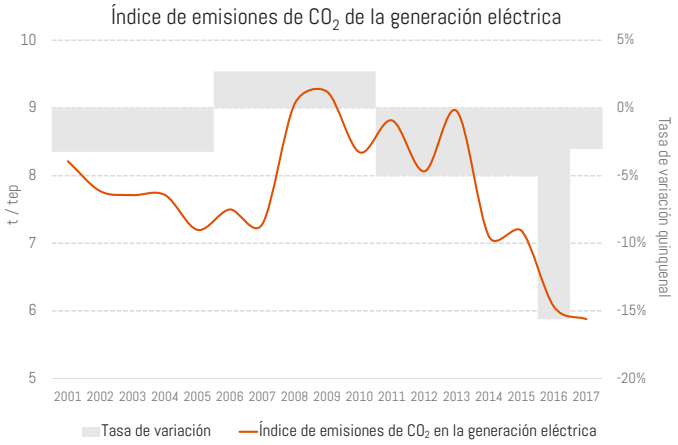

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB

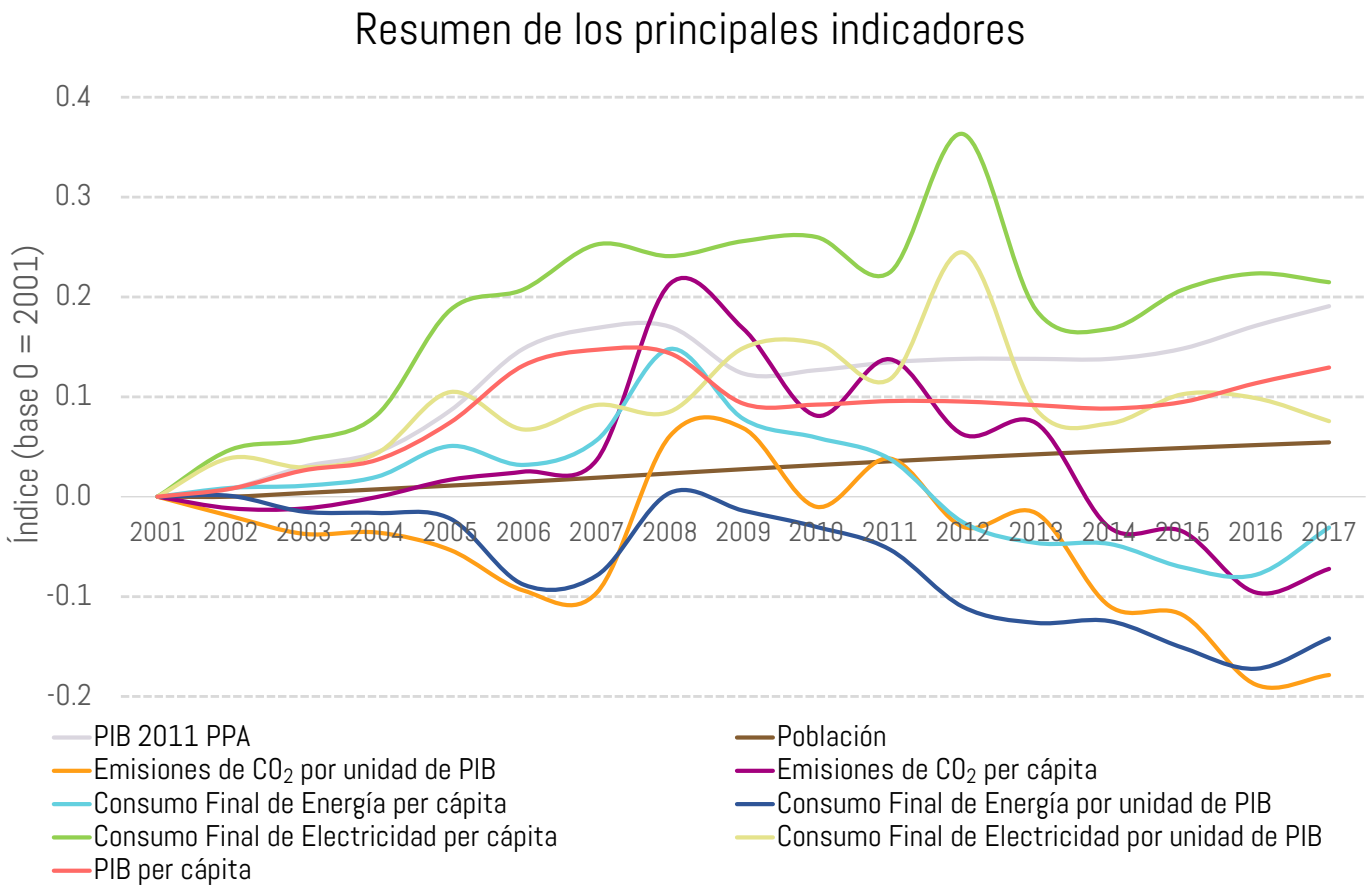

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía


Evolución de las emisiones de CO_2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros

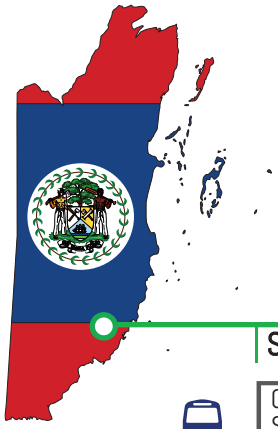

Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD 2011 PPA
CO_2 per cápita
CO_2 / PIB 2011 PPA
CO_2 Industria / Valor agregado industrial
CO_2 Comercial / Valor agregado comercial
CO_2 Transporte / Valor agregado transporte
CO_2 Residencial / Consumo privado


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación del Índice
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
CO_2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO_2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO_2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO_2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO_2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / tep
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica


Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
-0.1
-0.2
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

BELICE



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	388
Superficie (km^2)	22,970
Densidad de población (hab. / km^2)	17
Población urbana (%)	44
PIB USD 2010 (MUSD)	1,613
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,932
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	8

Sector Energético

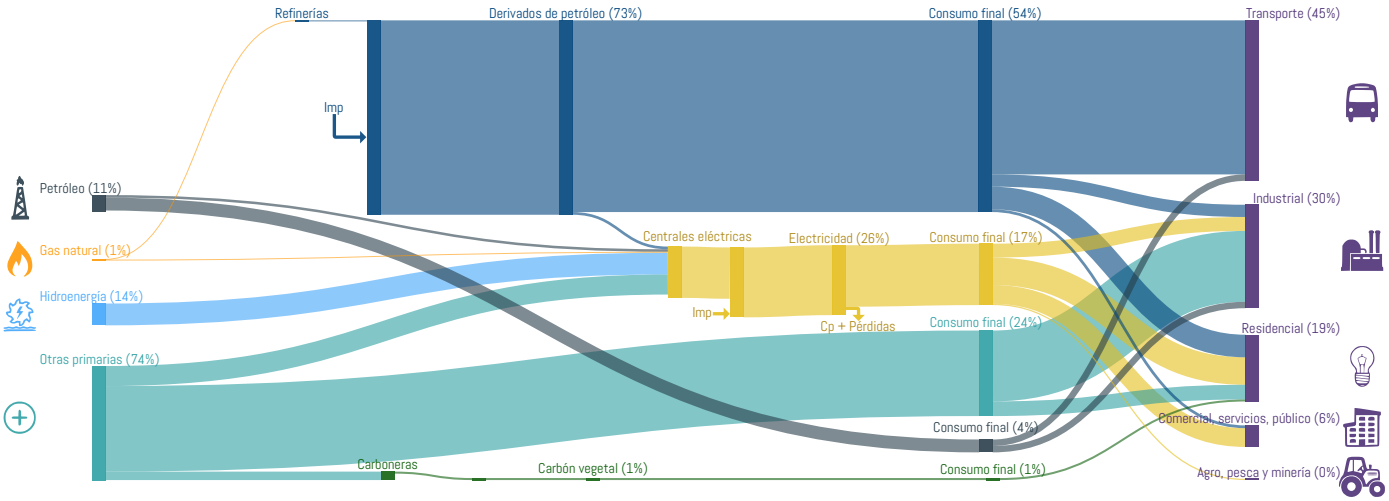
	Mtep
Consumo final en el Sector Transporte	0.17
Consumo final en el Sector Industrial	0.11
Consumo final en el Sector Residencial	0.07
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	0.02
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	0.00

Mbbl	Gm^3	Mt
9	n.a.	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

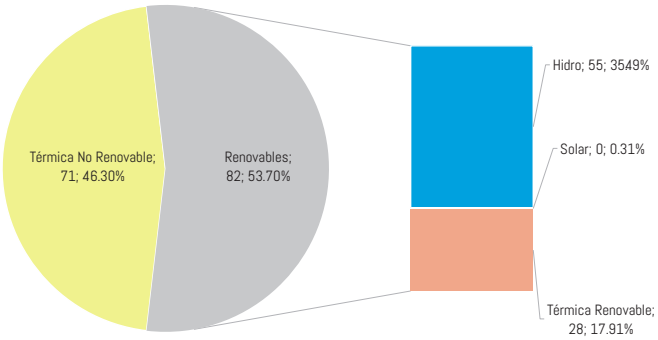
Nota: Los datos de oferta y demanda se presentan para el período 2013 - 2017 debido a que para años anteriores los datos están siendo revisados por parte del país.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,963	0.97	91.30	0.39	0.20	0.23	0.04	0.38	n.a.	0.15	0.13 / 0.13
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

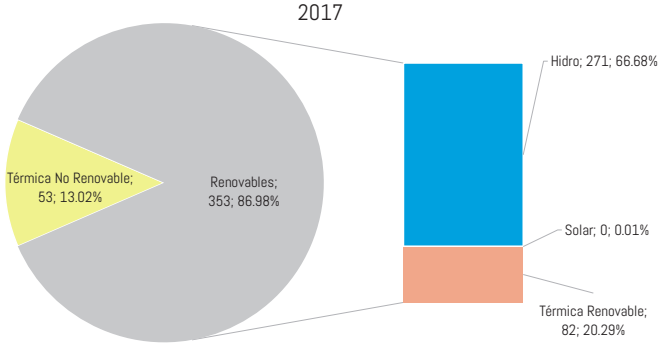
Balance energético resumido 2017



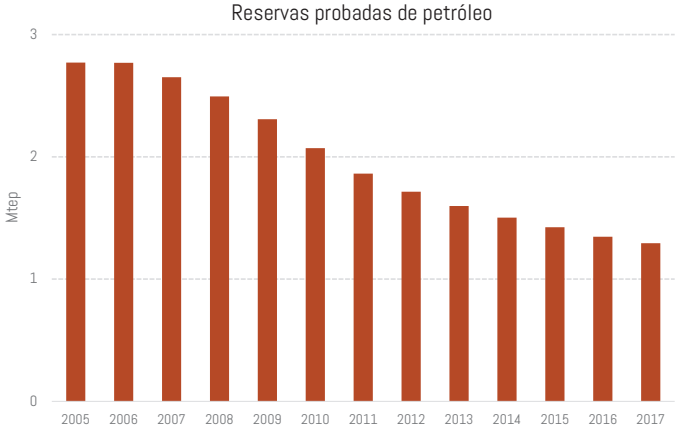
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



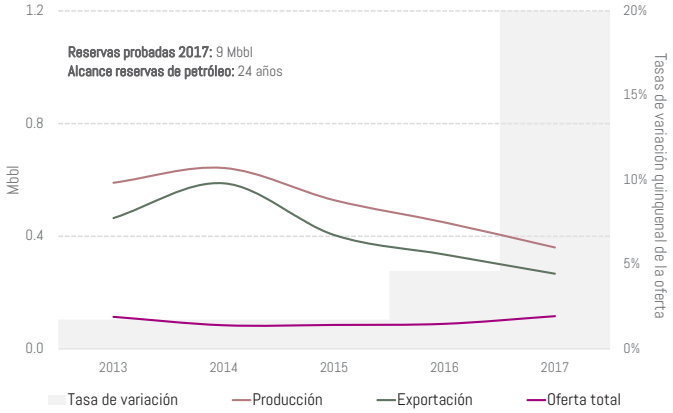
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



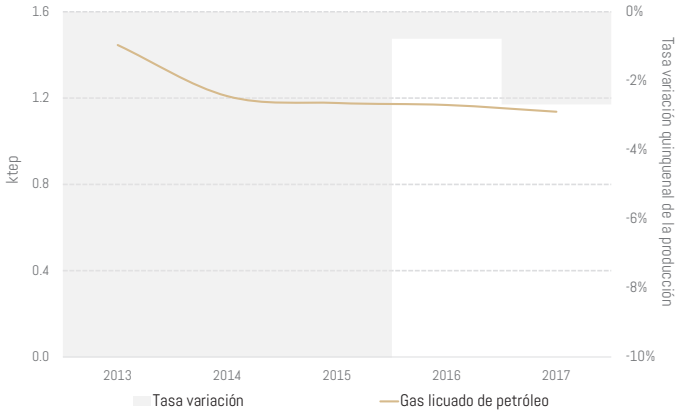
Reservas probadas de petróleo



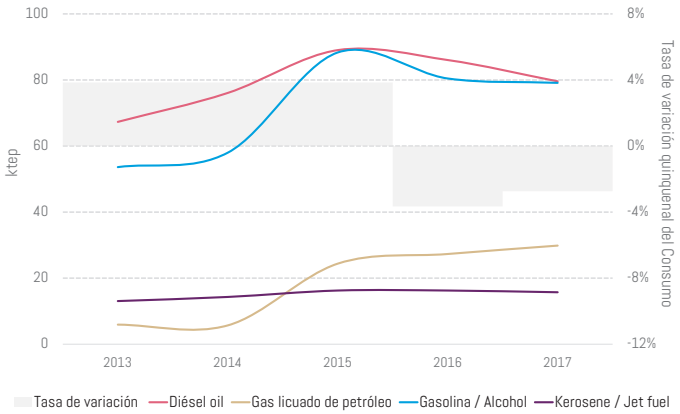
Oferta de petróleo

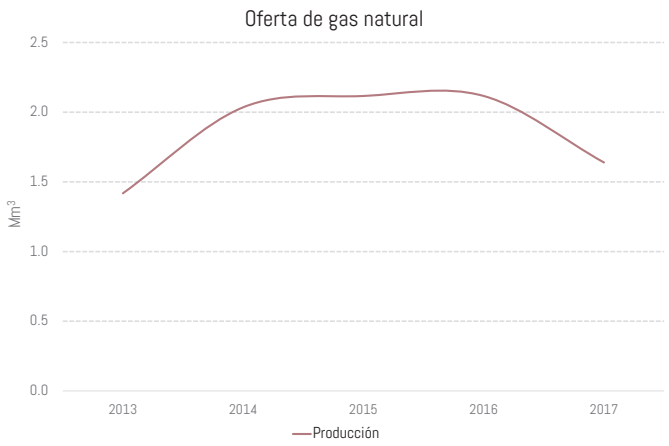


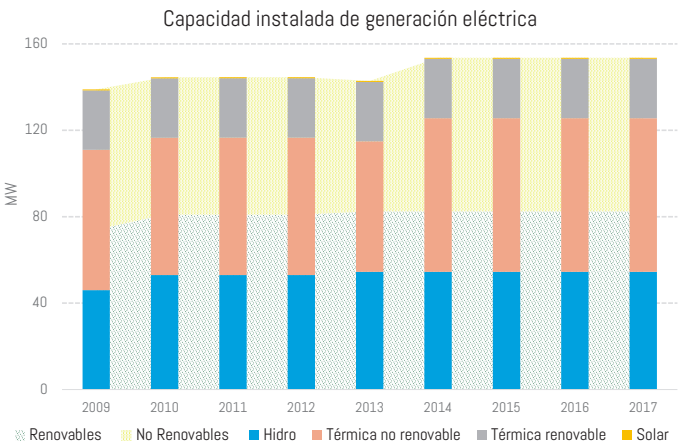
Producción derivados de petróleo

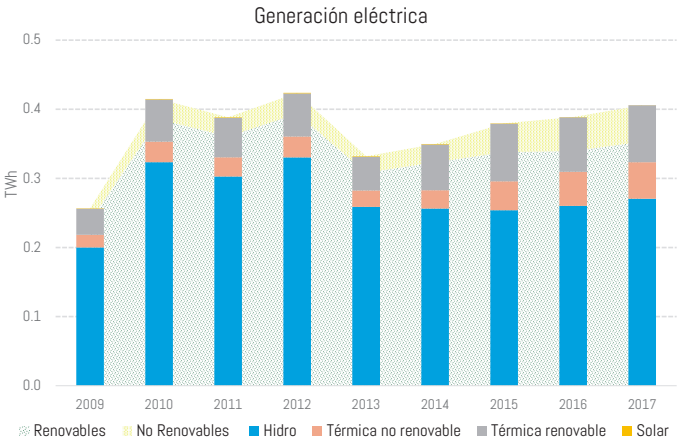


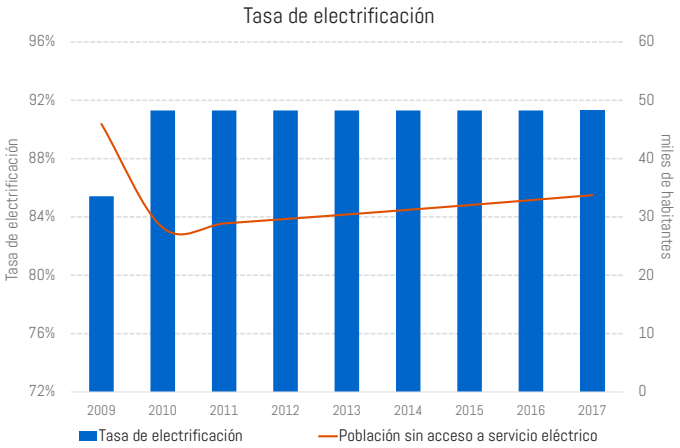
Consumo derivados de petróleo

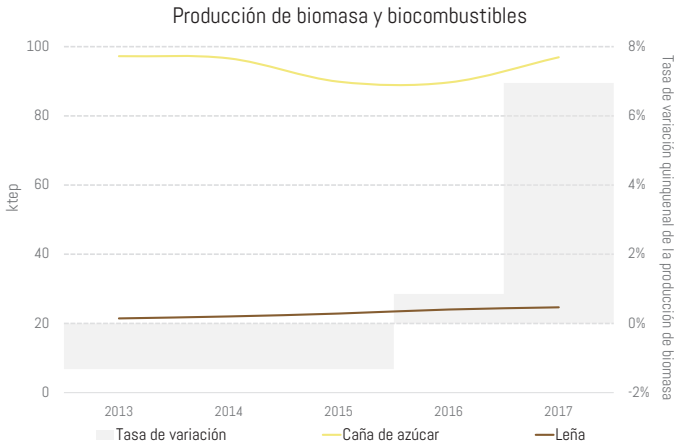


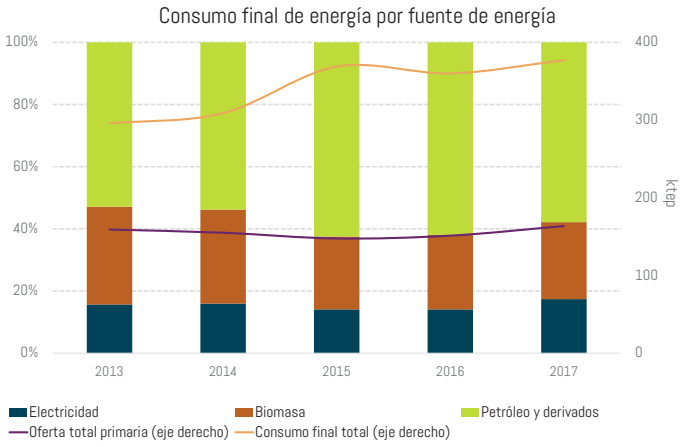

Oferta de gas natural
Mm3
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
2013
2014
2015
2016
2017
Producción

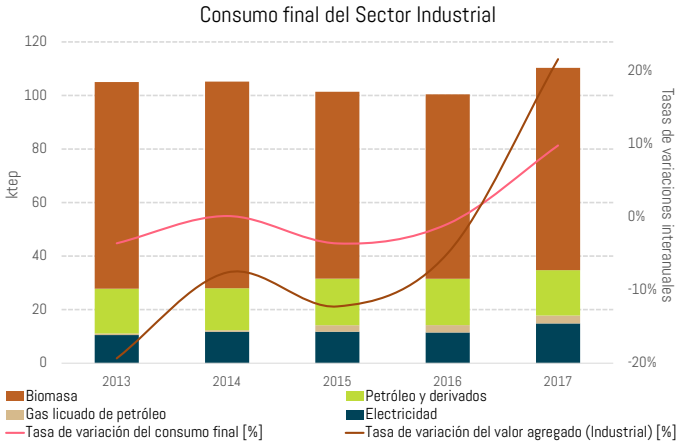

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
160
120
80
40
0
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Solar

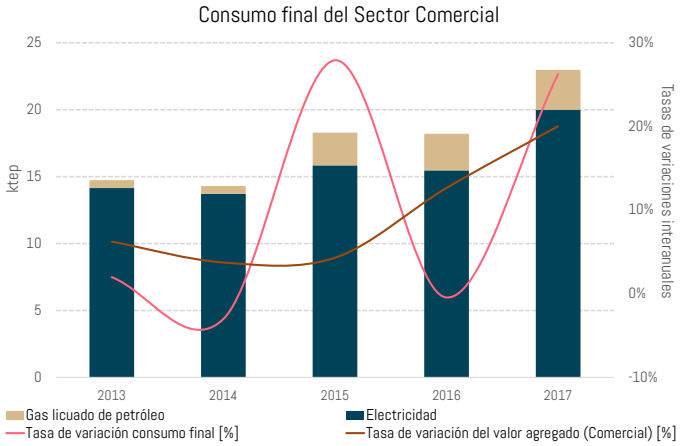

Generación eléctrica
TWh
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Solar

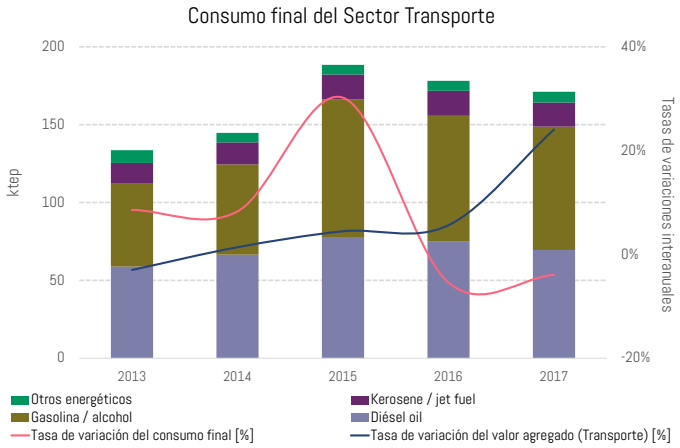

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
96%
92%
88%
84%
80%
76%
72%
miles de habitantes
60
50
40
30
20
10
0
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

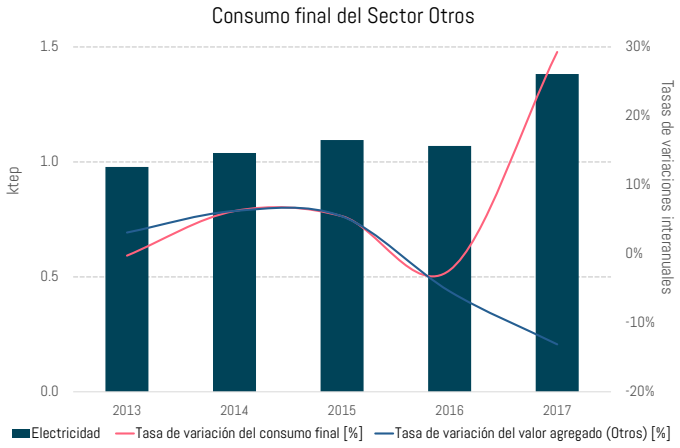

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
100
80
60
40
20
0
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
8%
6%
4%
2%
0%
-2%
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña

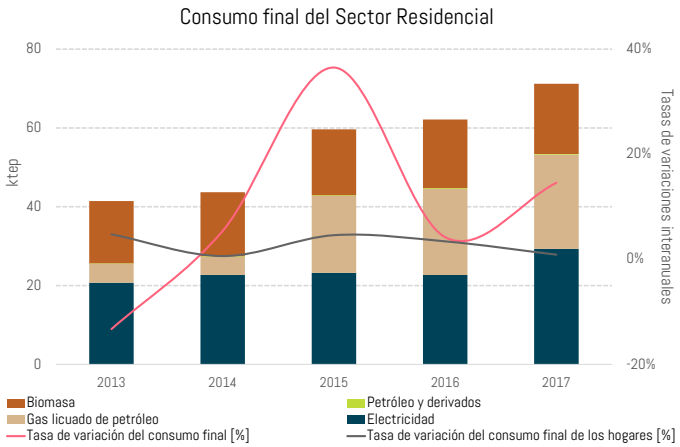

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
ktep
400
300
200
100
0
2013
2014
2015
2016
2017
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

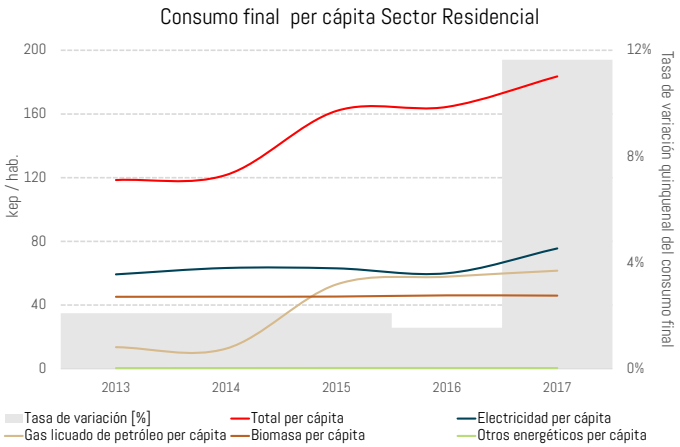

Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

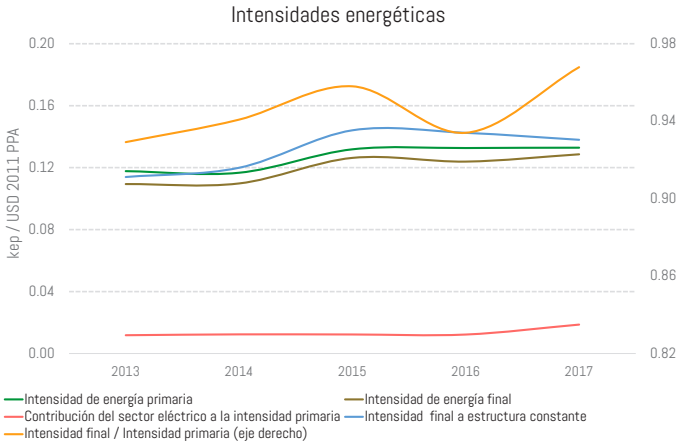

Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

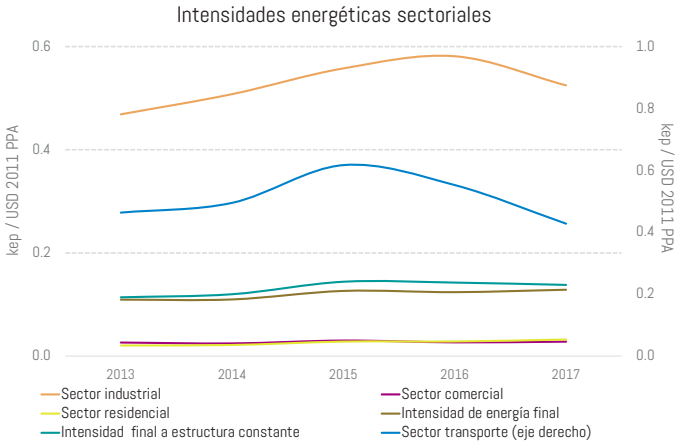

Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Otros energéticos
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

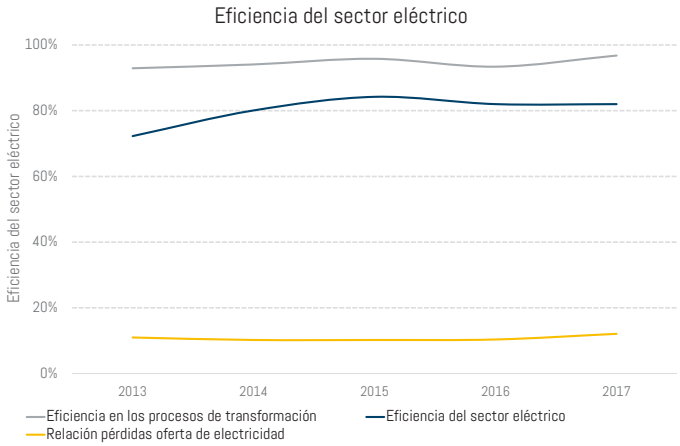

Consumo final del Sector Otros
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]

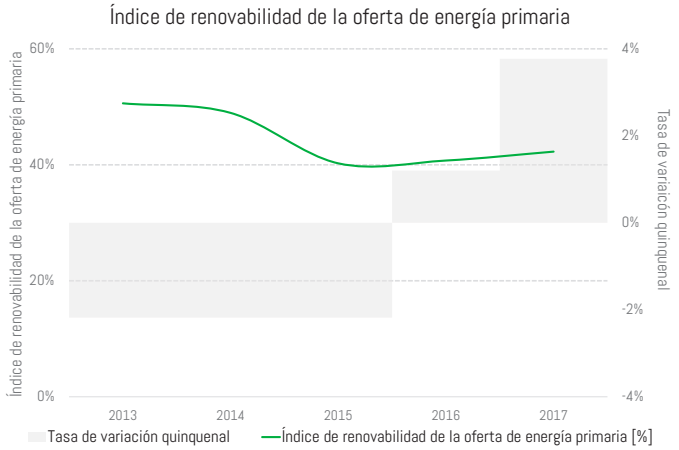

Consumo final del Sector Residencial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

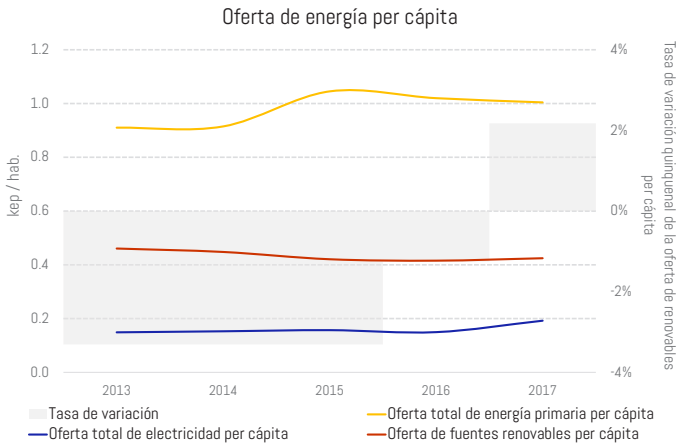

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita

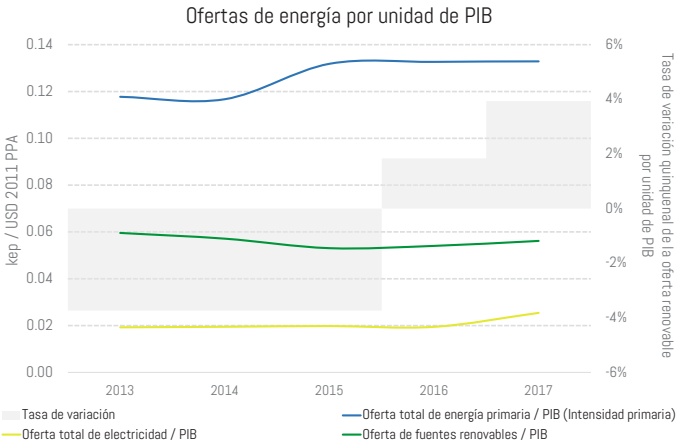

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
0.20
0.16
0.12
0.08
0.04
0.00
0.98
0.94
0.90
0.86
0.82
2013
2014
2015
2016
2017
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

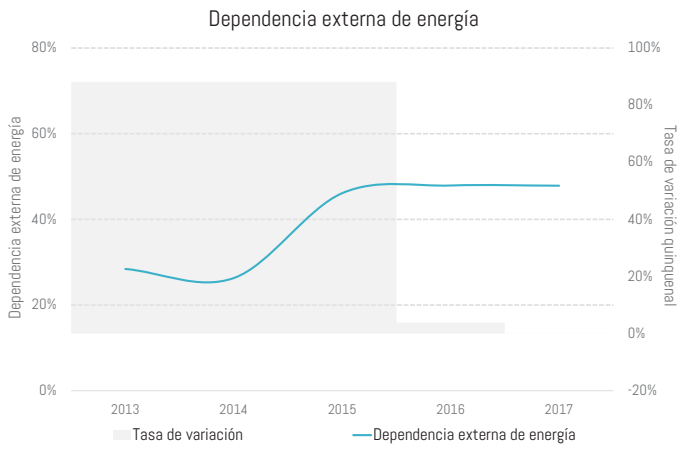

Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
0.6
0.4
0.2
0.0
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
2013
2014
2015
2016
2017
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

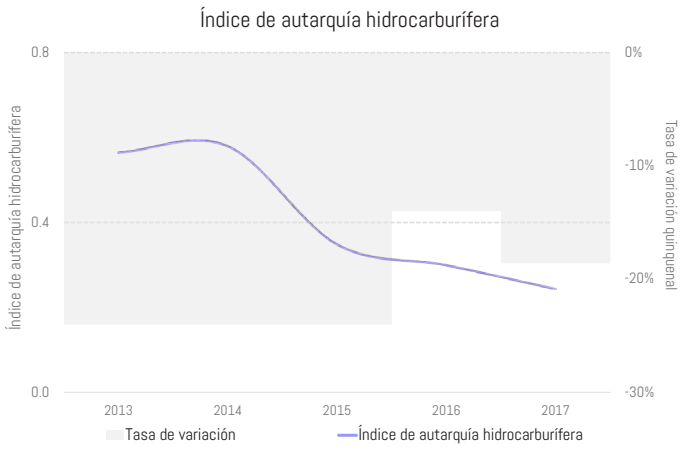

Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
100%
80%
60%
40%
20%
0%
2013
2014
2015
2016
2017
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad

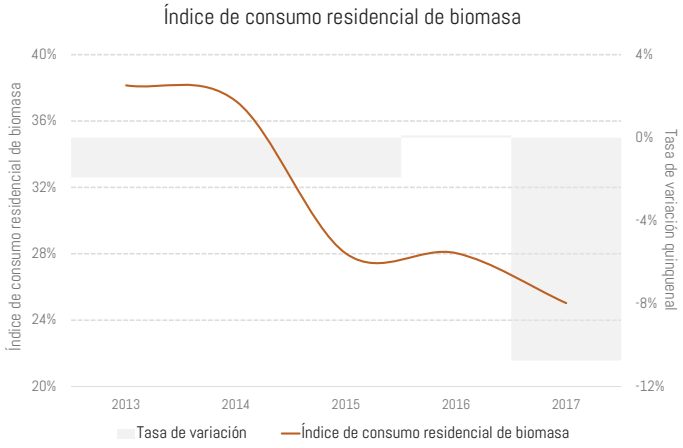

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
60%
40%
20%
0%
4%
2%
0%
-2%
-4%
Tasa de variación quinquenal
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]

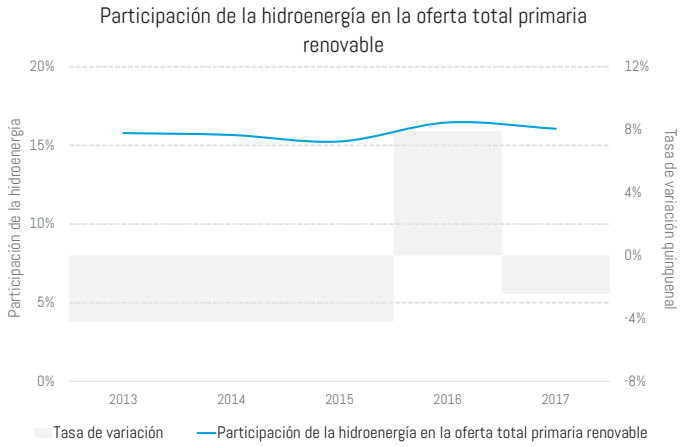

Oferta de energía per cápita
kep / hab.
1.2
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
4%
2%
0%
-2%
-4%
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

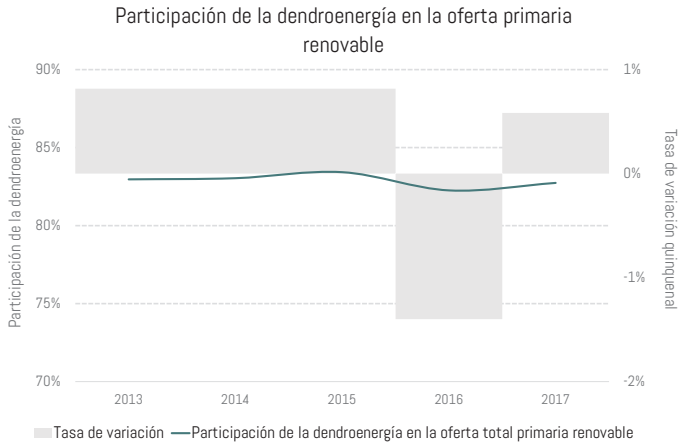

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
0.14
0.12
0.10
0.08
0.06
0.04
0.02
0.00
6%
4%
2%
0%
-2%
-4%
-6%
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB

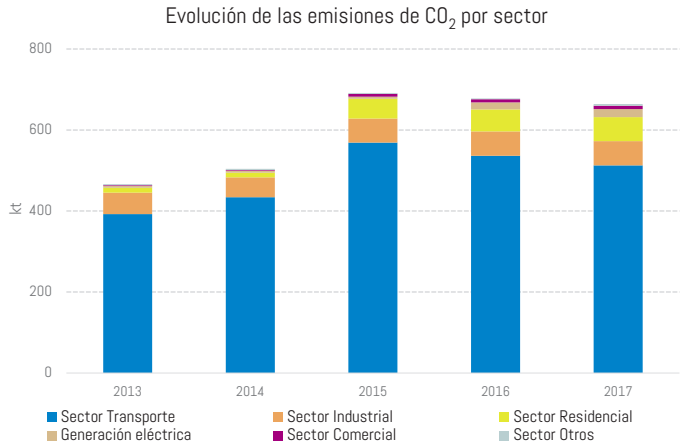

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
80%
60%
40%
20%
0%
100%
80%
60%
40%
20%
0%
-20%
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

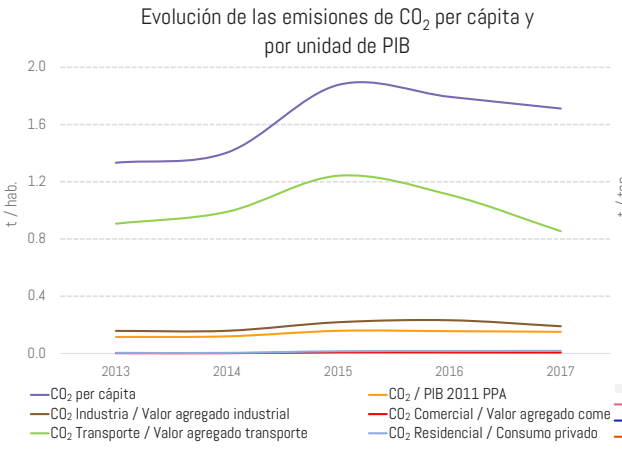

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
0.8
0.4
0.0
0%
-10%
-20%
-30%
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera

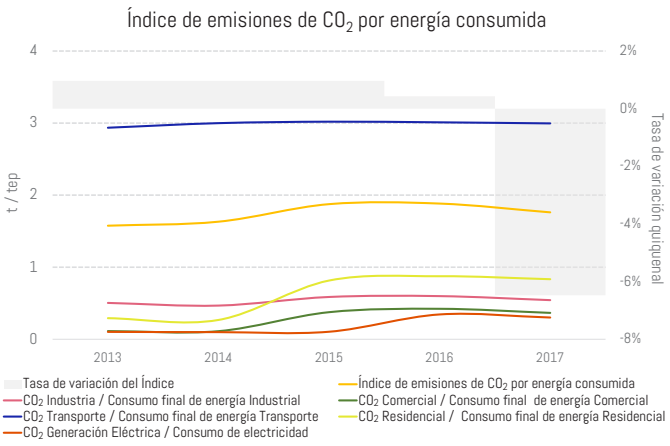

Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
40%
36%
32%
28%
24%
20%
4%
0%
-4%
-8%
-12%
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

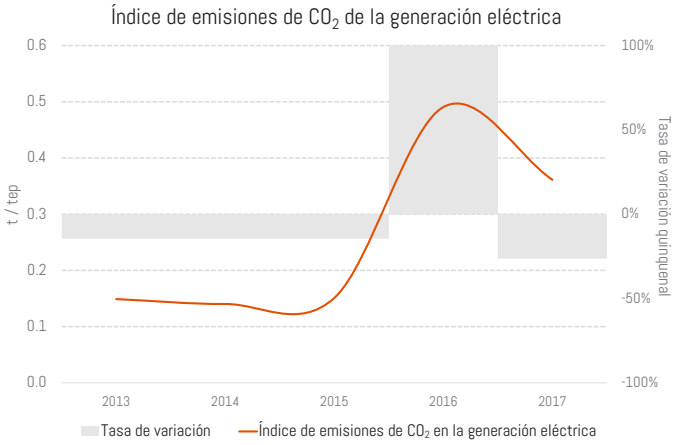

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
Tasa de variación quinquenal
20%
15%
10%
5%
0%
12%
8%
4%
0%
-4%
-8%
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

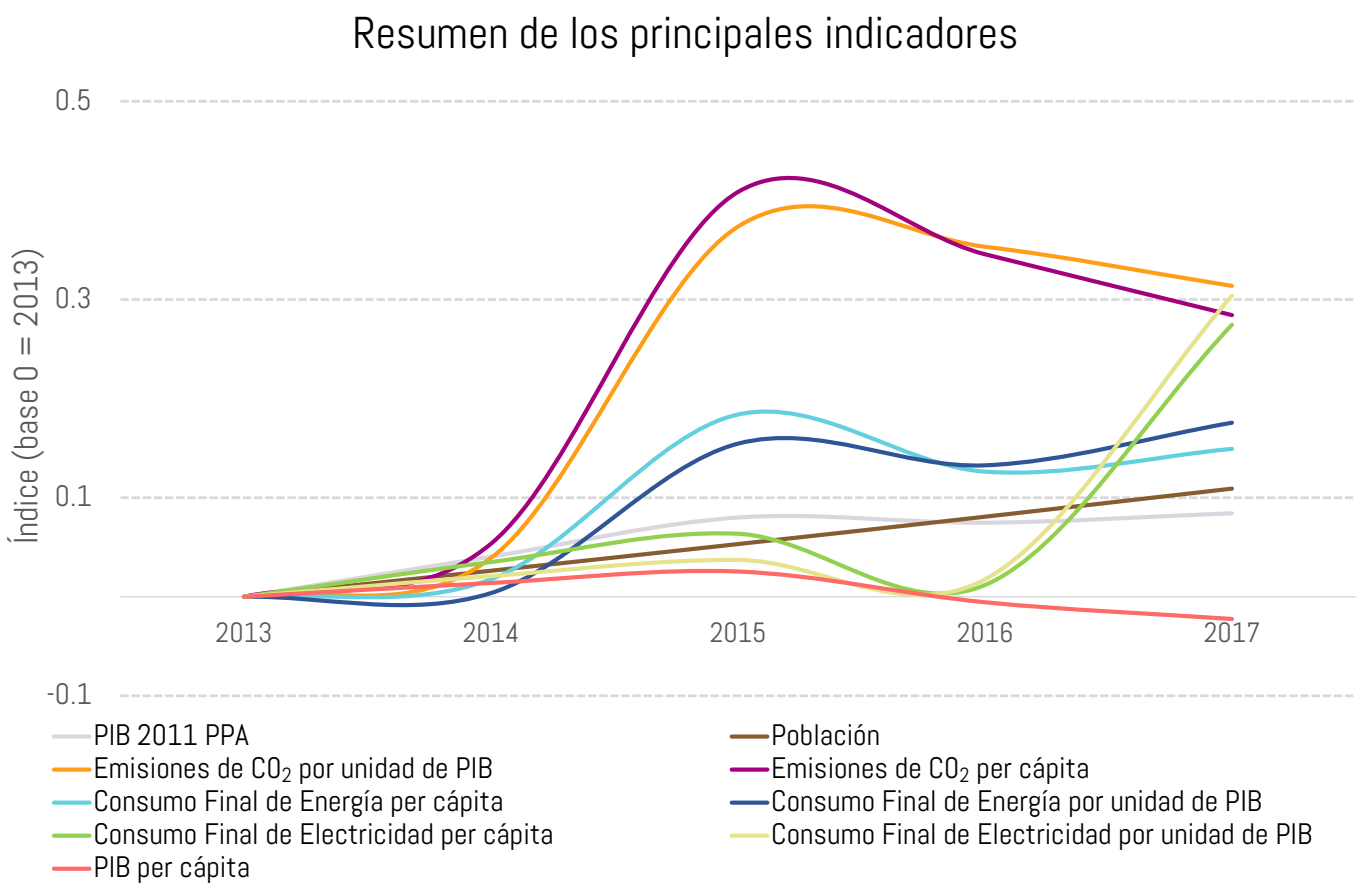

Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable
Participación de la dendroenergía
Tasa de variación quinquenal
90%
85%
80%
75%
70%
1%
0%
-1%
-2%
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación
Participación de la dendroenergía en la oferta total primaria renovable


Evolución de las emisiones de CO_2 por sector
kt
800
600
400
200
0
2013
2014
2015
2016
2017
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
2.0
1.6
1.2
0.8
0.4
0.0
2013
2014
2015
2016
2017
CO_2 per cápita
CO_2 / PIB 2011 PPA
CO_2 Industria / Valor agregado industrial
CO_2 Comercial / Valor agregado come
CO_2 Transporte / Valor agregado transporte
CO_2 Residencial / Consumo privado


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
Tasa de variación quinquenal
4
3
2
1
0
2%
0%
-2%
-4%
-6%
-8%
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación del Índice
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
CO_2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO_2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO_2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO_2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO_2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad

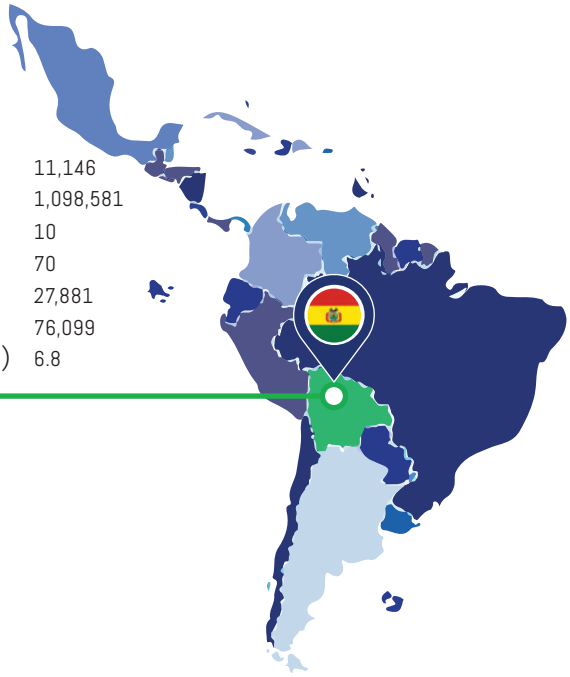

Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / tep
Tasa de variación quinquenal
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
100%
50%
0%
-50%
-100%
2013
2014
2015
2016
2017
Tasa de variación
Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica


Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2013)
0.5
0.3
0.1
-0.1
2013
2014
2015
2016
2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

BOLIVIA

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	11,146
Superficie (km^2)	1,098,581
Densidad de población (hab. / km^2)	10
Población urbana (%)	70
PIB USD 2010 (MUSD)	27,881
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	76,099
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	6.8



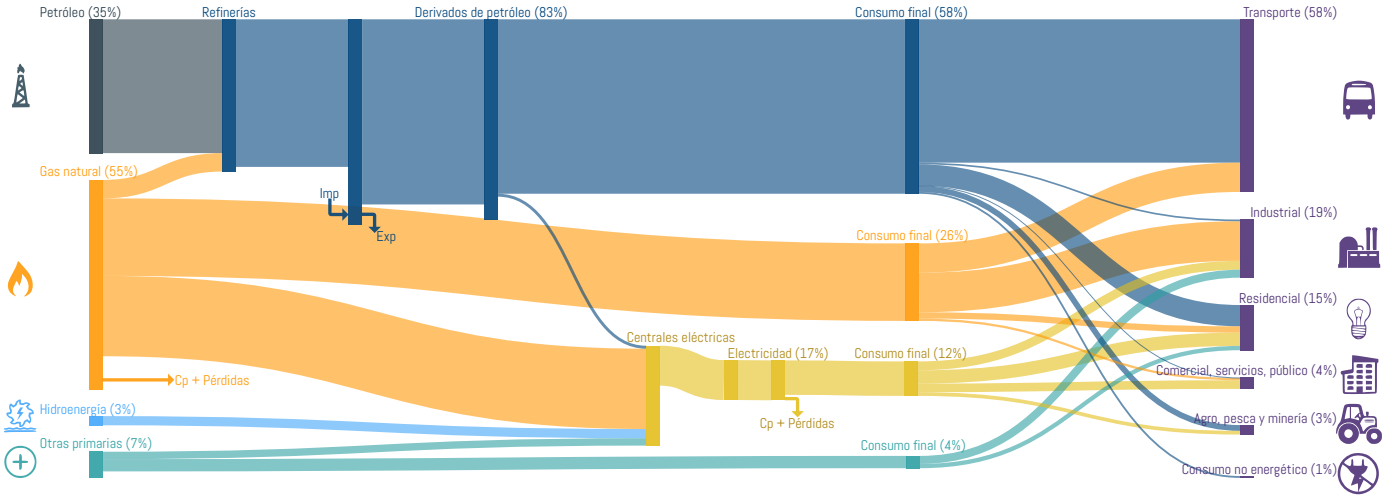
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 3.61
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.21
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.94
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.24
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.24

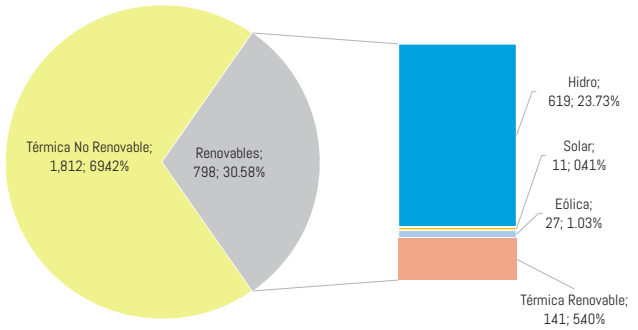
Mbbl	Gm^3	Mt
241	303	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
751	0.56	90.70	9.02	20.68	1.21	13.09	6.24	68	2.61	0.12 / 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

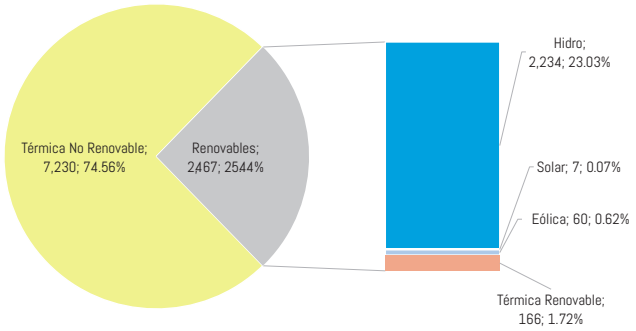
Balance energético resumido 2017



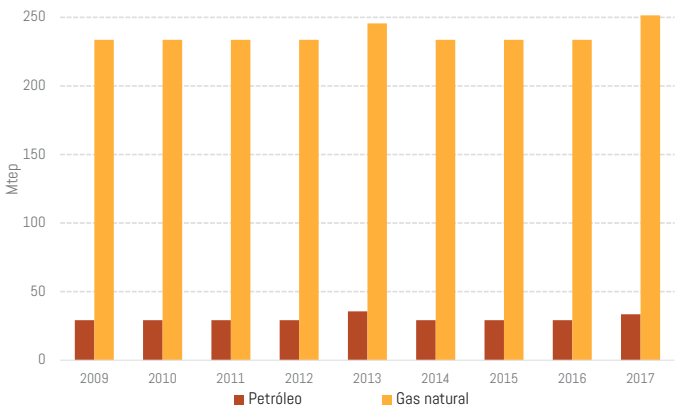
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



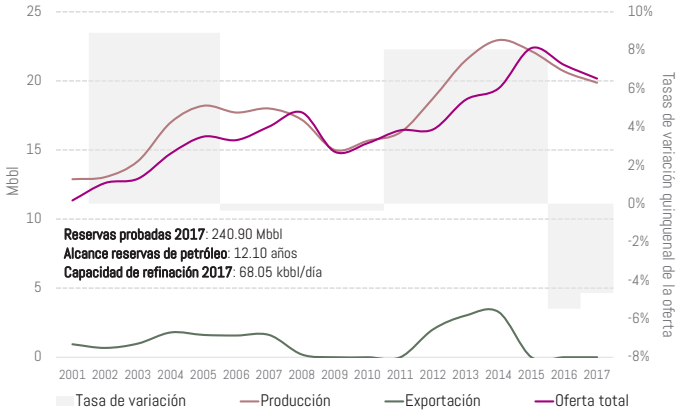
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



Reservas probadas de petróleo y gas natural

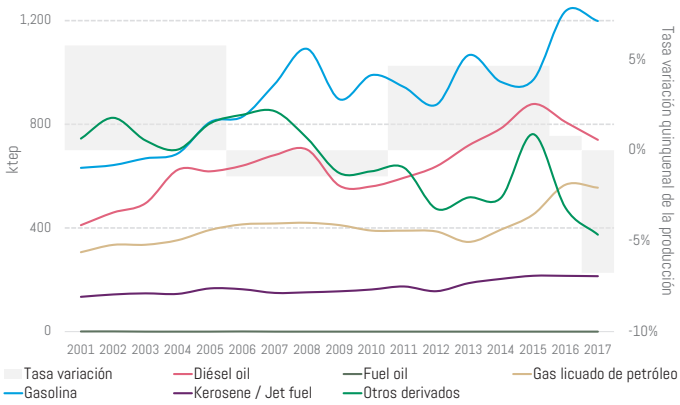


Oferta de petróleo

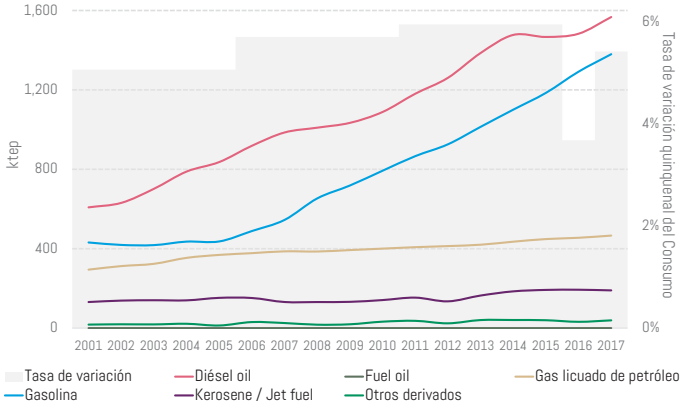


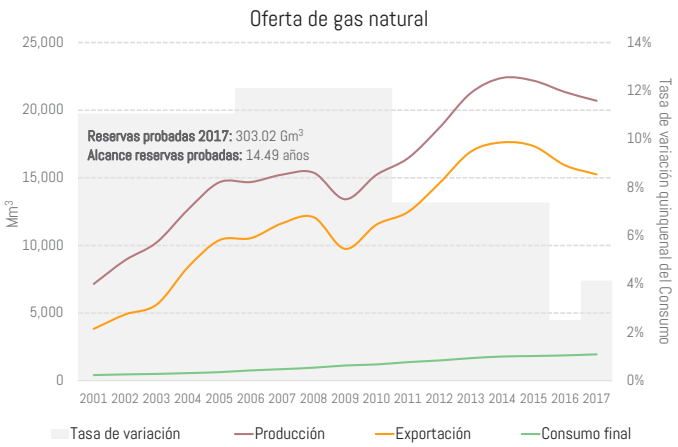
BOLIVIA

Producción derivados de petróleo

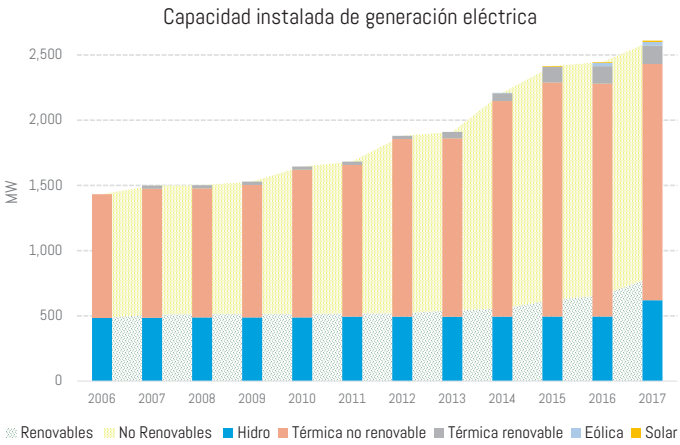


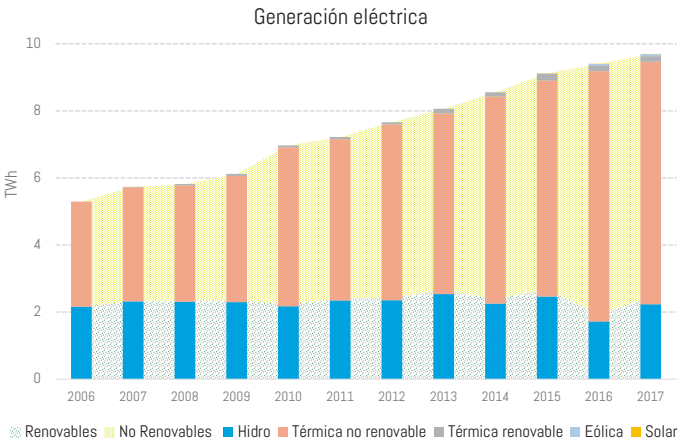
Consumo derivados de petróleo

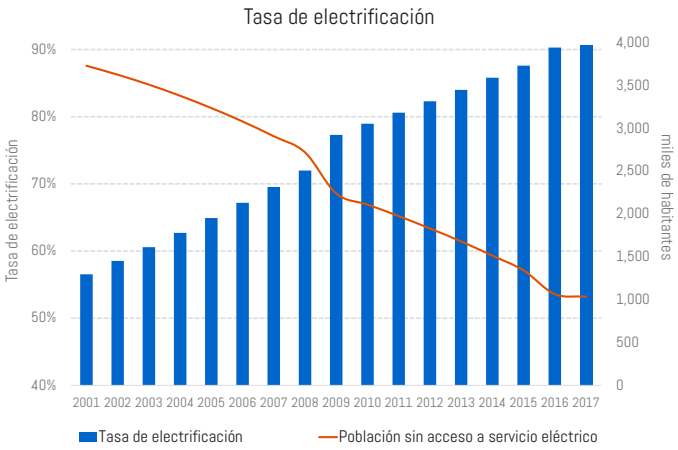


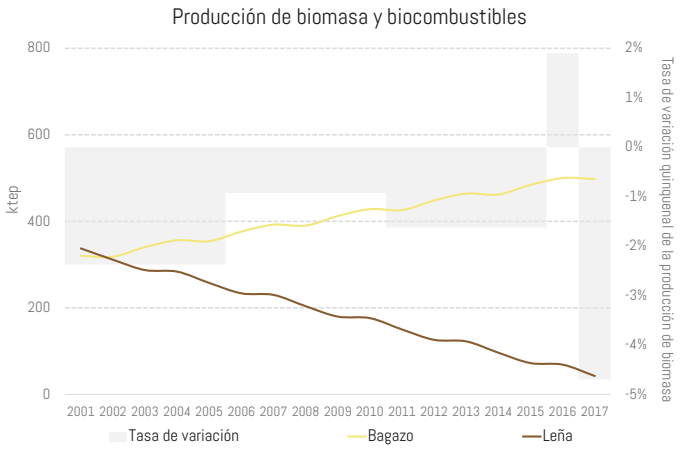


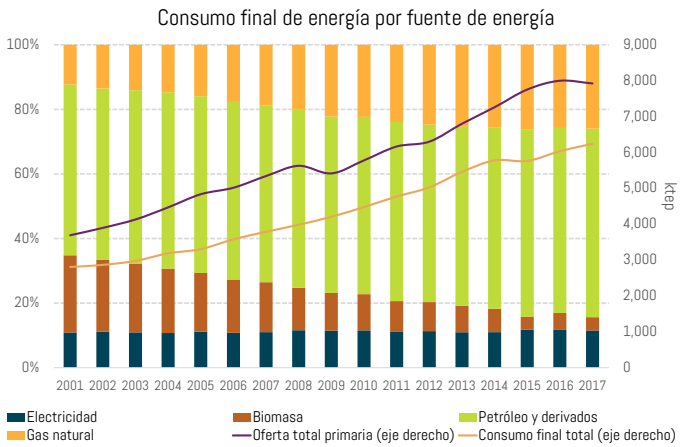
En 2017 se inició la etapa de construcción de las obras civiles del pozo Jaguar X6, ubicado en la provincia O´Connor del departamento de Tarija, del cual se estima un potencial de 2 Trillones de Pies Cúbicos (TCF´s) de gas recuperables.

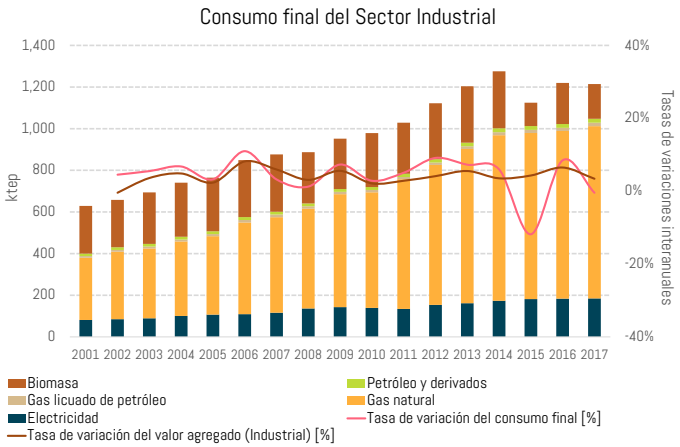


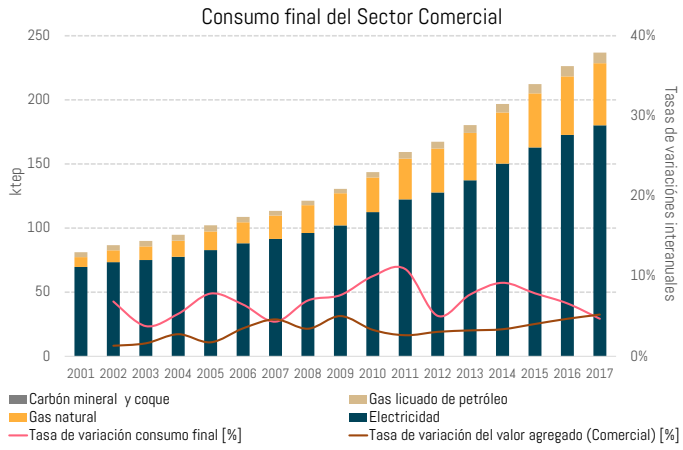


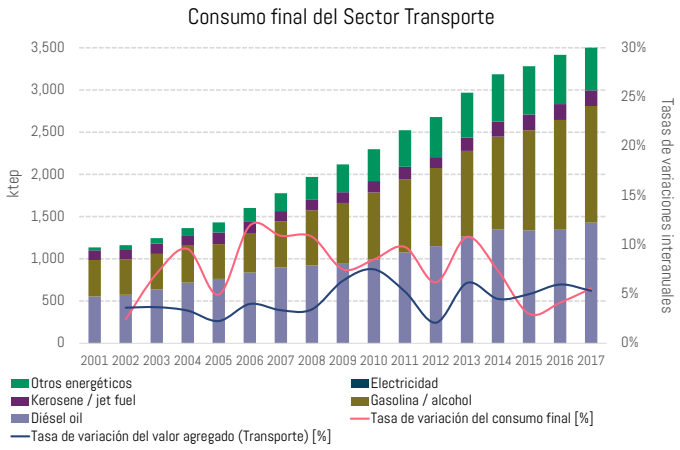




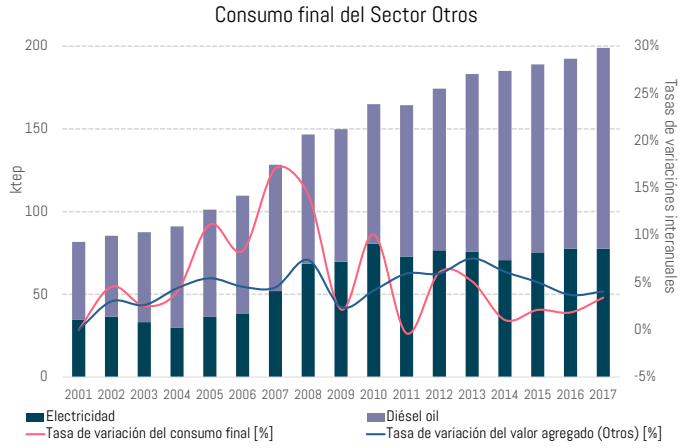

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
9,000
8,000
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
ktep
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas natural
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

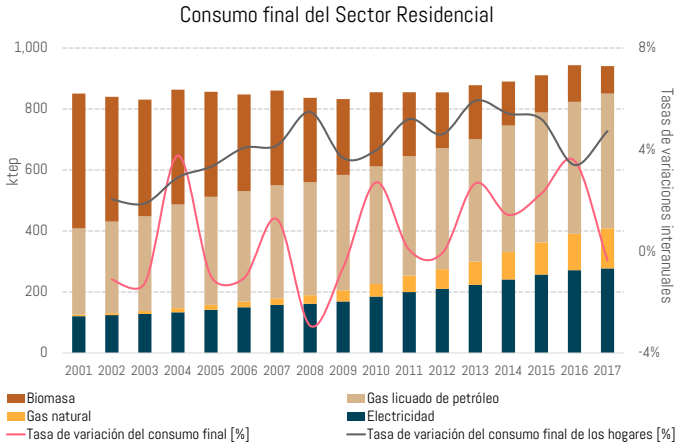

Consumo final del Sector Industrial
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
ktep
40%
20%
0%
-20%
-40%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

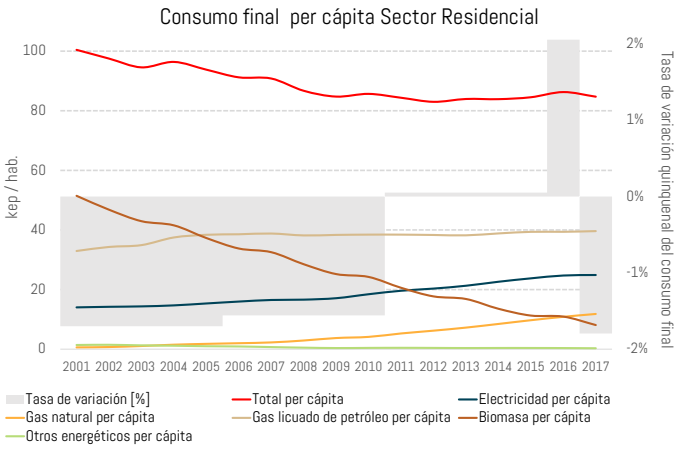

Consumo final del Sector Comercial
250
200
150
100
50
0
ktep
40%
30%
20%
10%
0%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

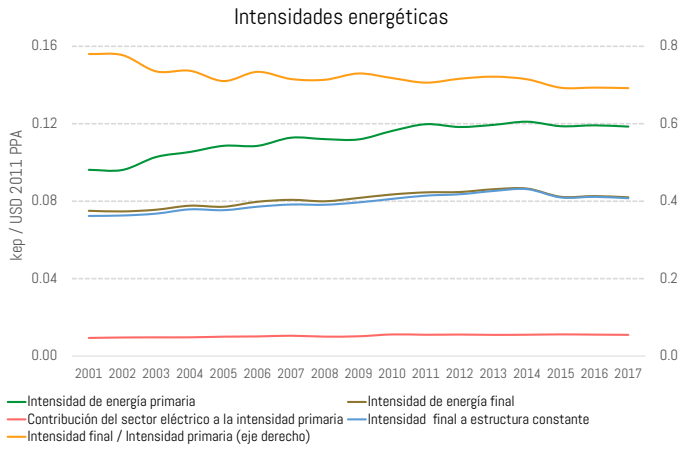

Consumo final del Sector Transporte
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
ktep
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Otros energéticos
Electricidad
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

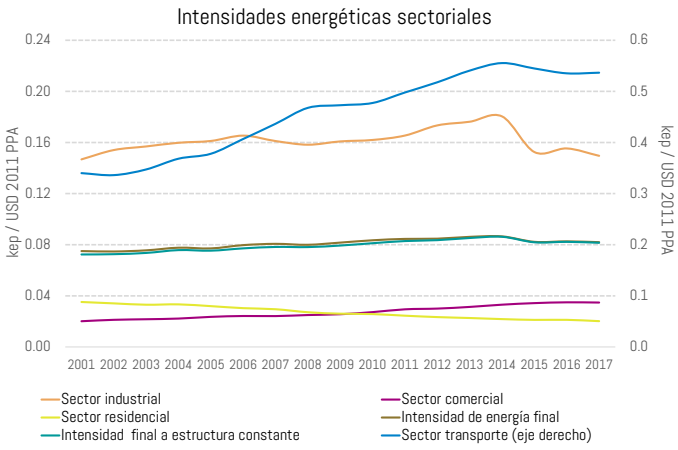
BOLIVIA

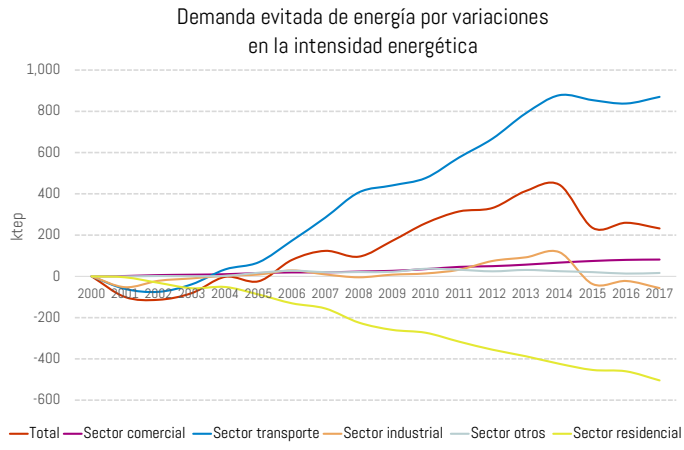

Consumo final del Sector Otros
200
150
100
50
0
ktep
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
-5%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]

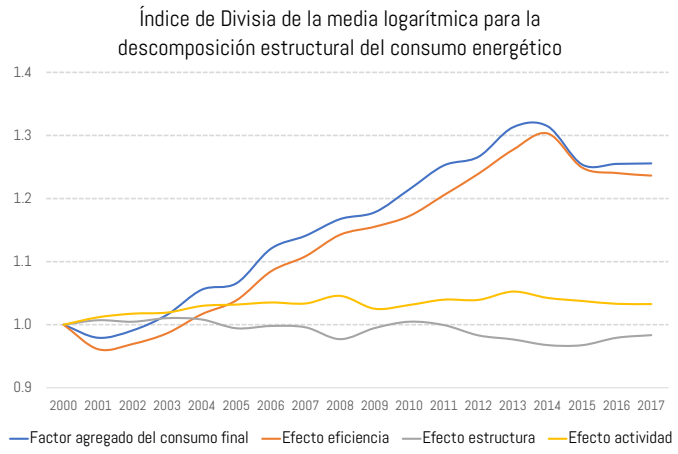

Consumo final del Sector Residencial
1,000
800
600
400
200
0
ktep
8%
4%
0%
-4%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

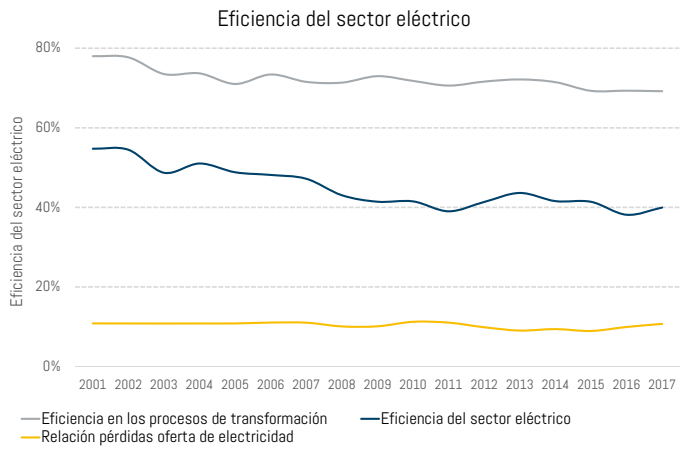

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita

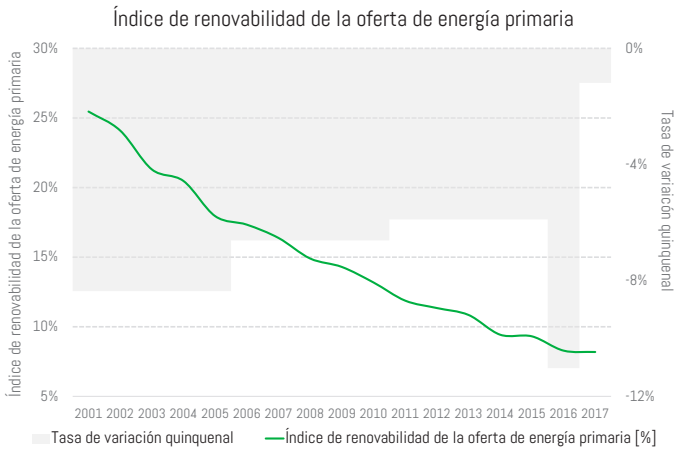

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

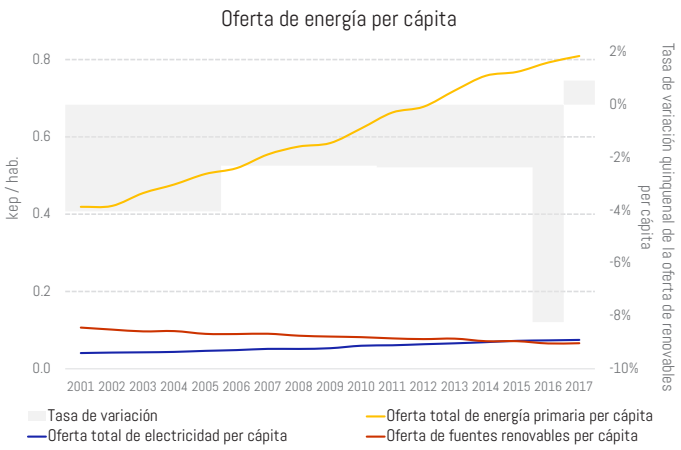

Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

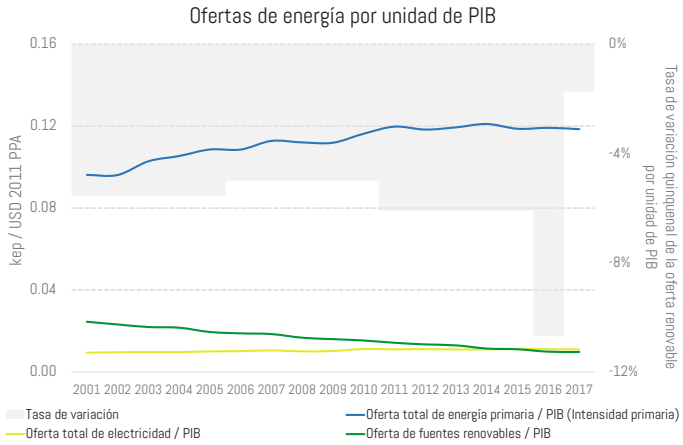

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

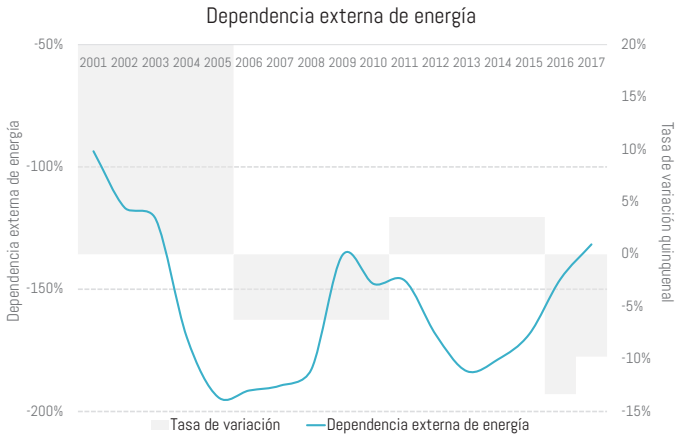

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
Factor agregado del consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad

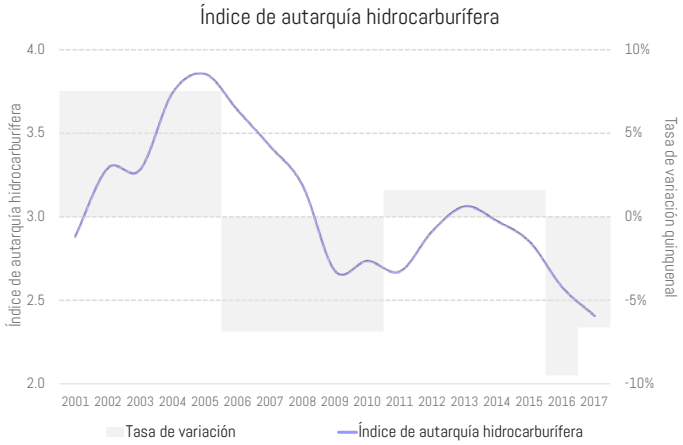

Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad

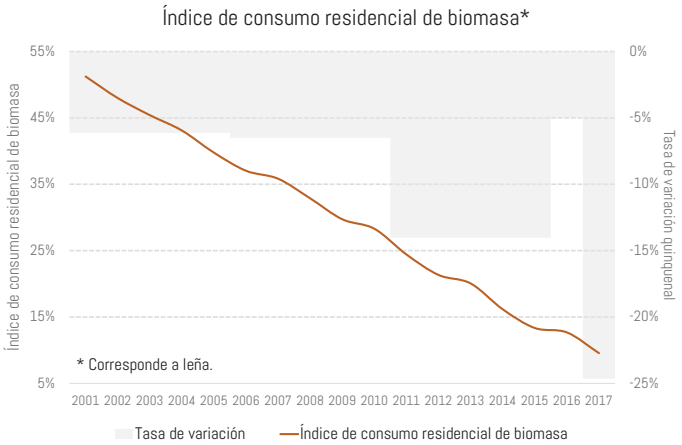

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
-4%
-8%
-12%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]


Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
2%
0%
-2%
-4%
-6%
-8%
-10%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

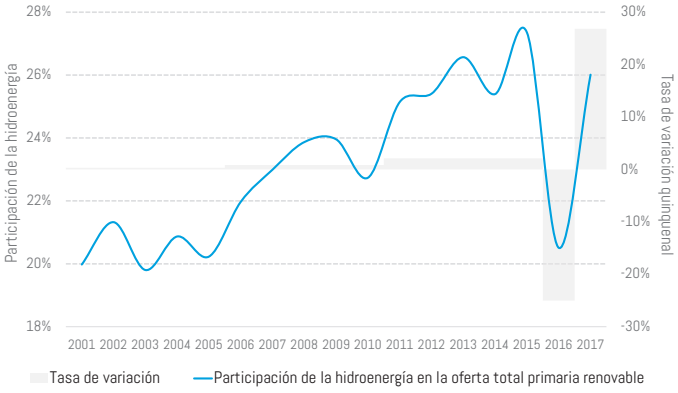

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
0.16
0.12
0.08
0.04
0.00
0%
-4%
-8%
-12%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB


Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
-50%
-100%
-150%
-200%
20%
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Dependencia externa de energía


Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
4.0
3.5
3.0
2.5
2.0
10%
5%
0%
-5%
-10%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera

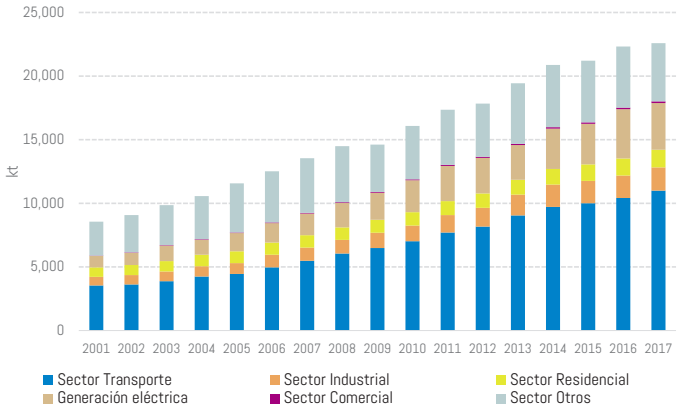

Índice de consumo residencial de biomasa*
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
55%
45%
35%
25%
15%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
-20%
-25%
* Corresponde a leña.
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

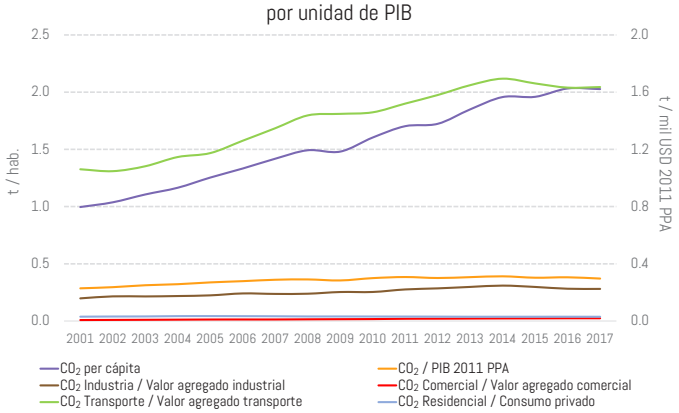


Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

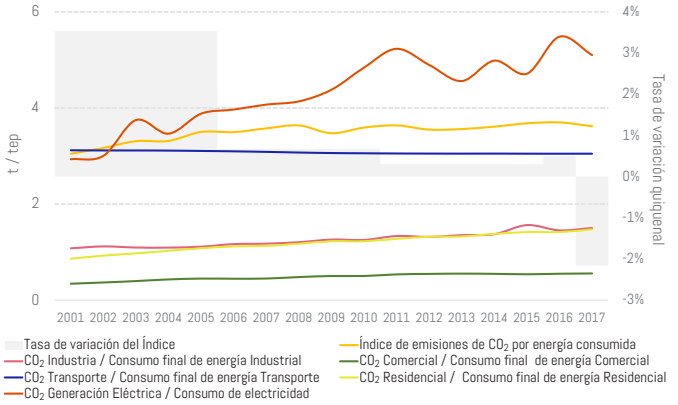
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



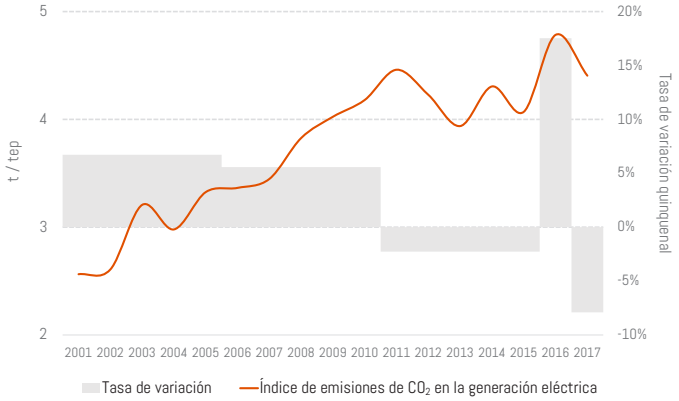
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

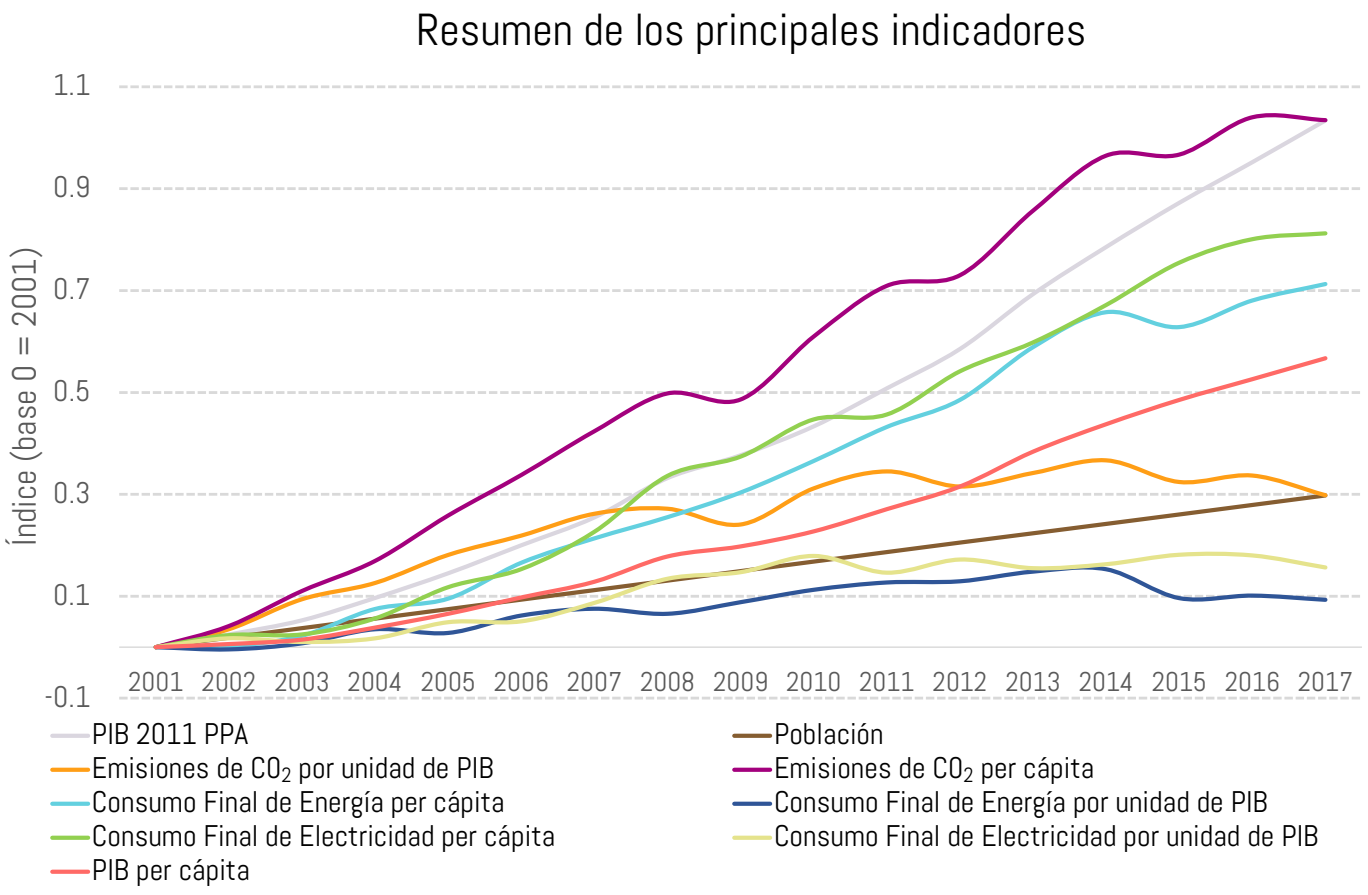


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica




Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
1.1
0.9
0.7
0.5
0.3
0.1
-0.1
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

BRASIL

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	208,547
Superficie (km^2)	8,515,759
Densidad de población (hab. / km^2)	24
Población urbana (%)	86
PIB USD 2010 (MUSD)	2,278,613
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,951,687
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	14

Sector Energético

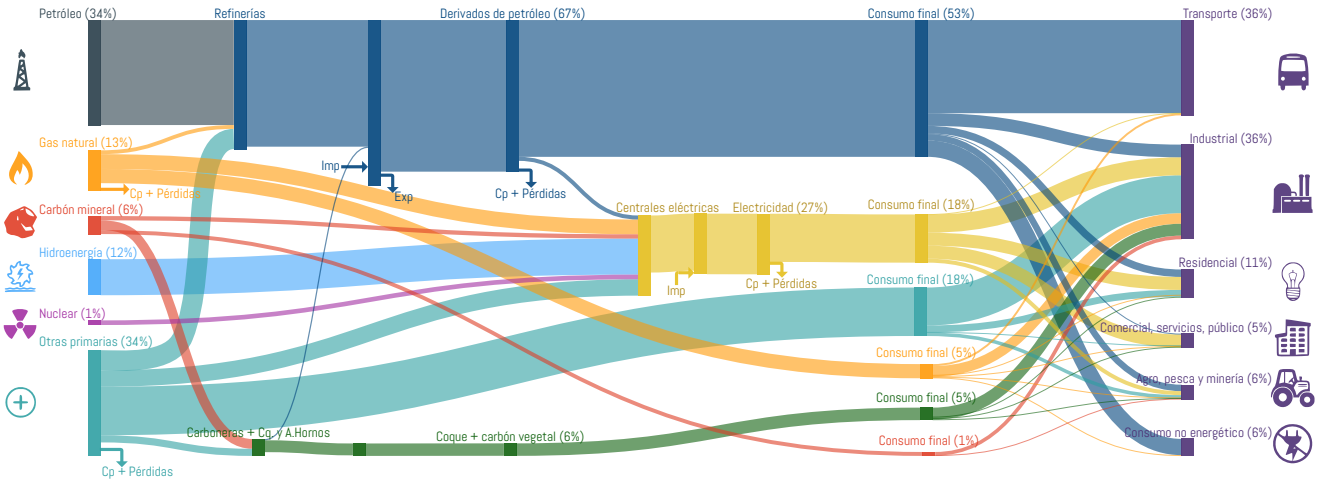
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 84.25
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 83.71[3]
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 24.91
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 12.45
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 28.14[4]

Mbbl	Gm^3	Mt
12,795	369	6,596 [2]
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

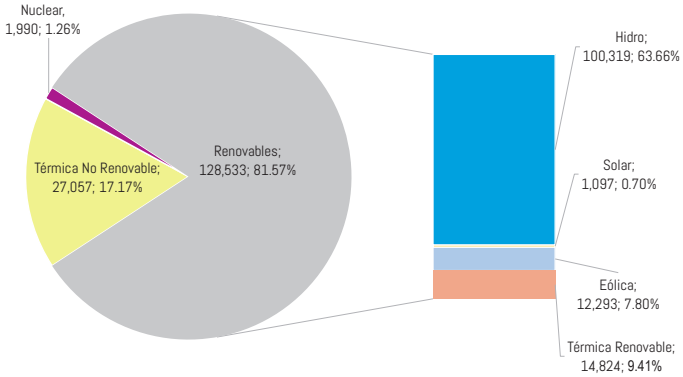
[1] No incluye consumo propio del sector energético.
[2] Datos estimados por OLADE.
[3] No incluye Minería y Pelotización.
[4] Incluye consumo no energético.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,382	1.12 [1]	99.79	294.55	299.14	63.65	66.68	233.46 [1]	2,409	157.58	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

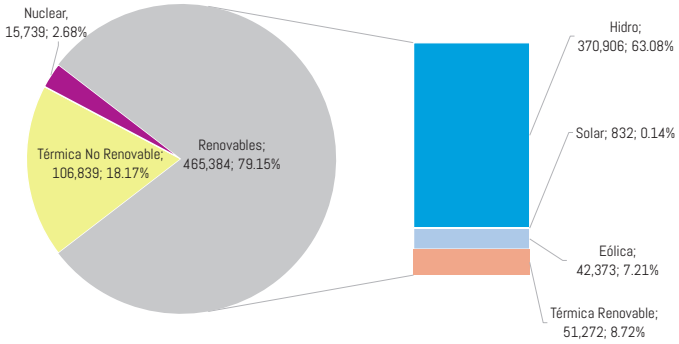
Balance energético resumido 2017



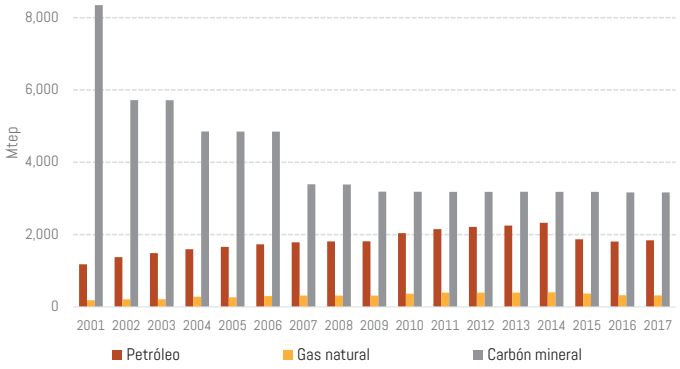
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017

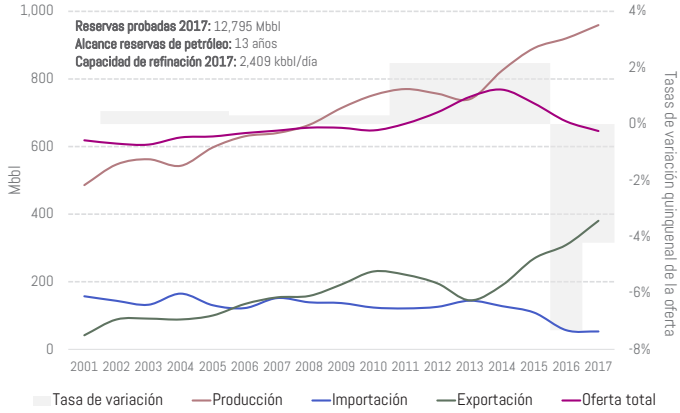


Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

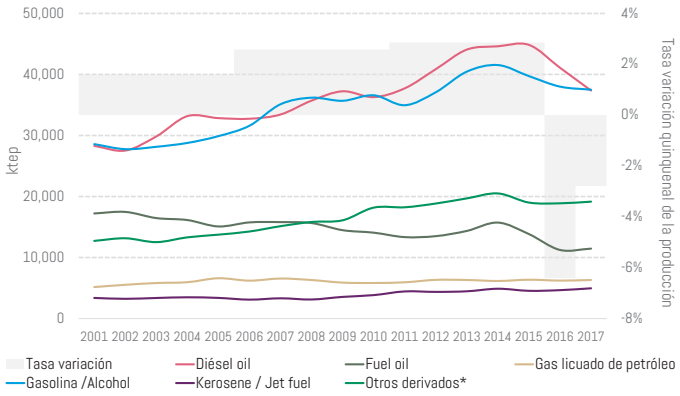


Datos de reservas de carbón mineral estimados por OLADE.
Para el período 2000-2007 los valores incluyen reservas probables.

Oferta de petróleo

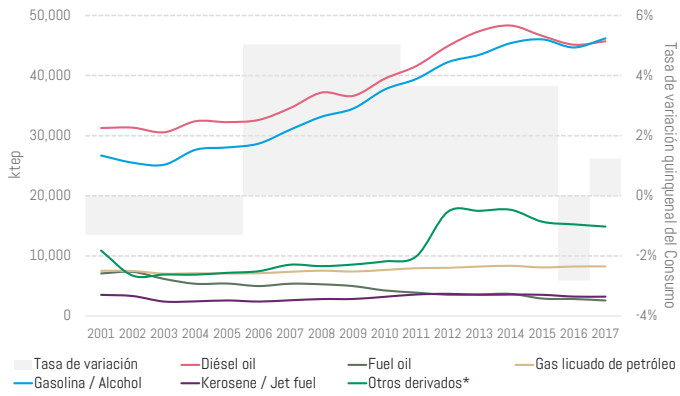


Producción derivados de petróleo

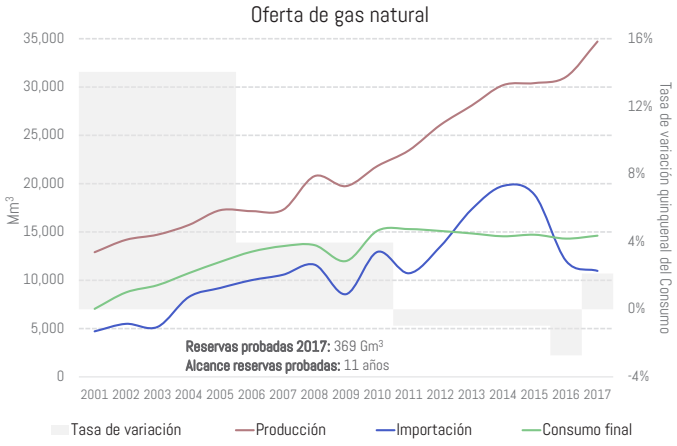


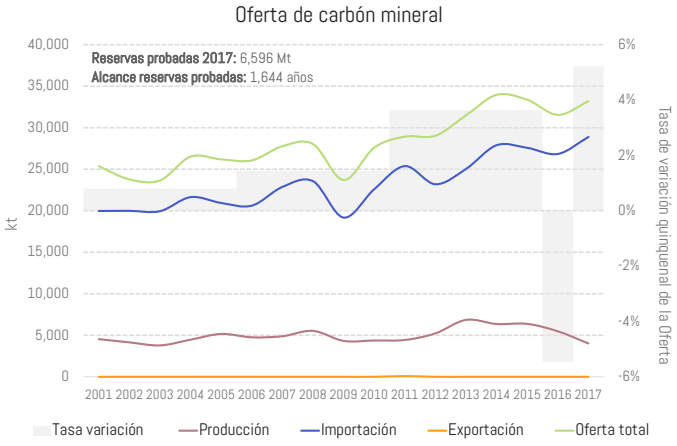
(*): Incluye no energético, otras secundarias y gases.

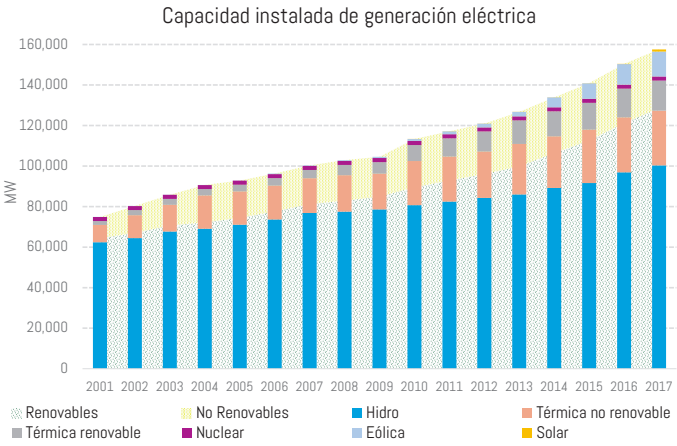
Consumo derivados de petróleo

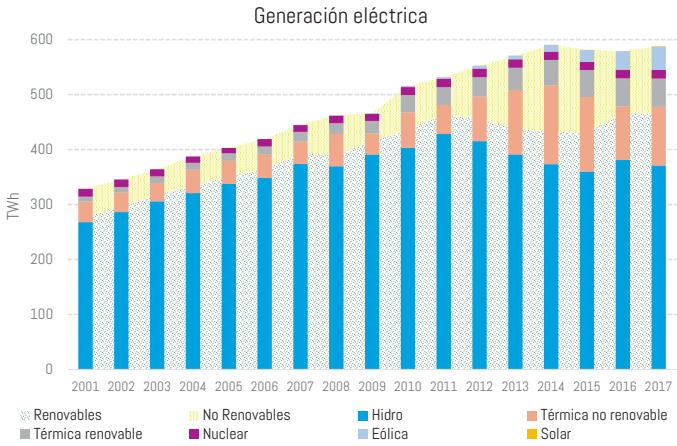


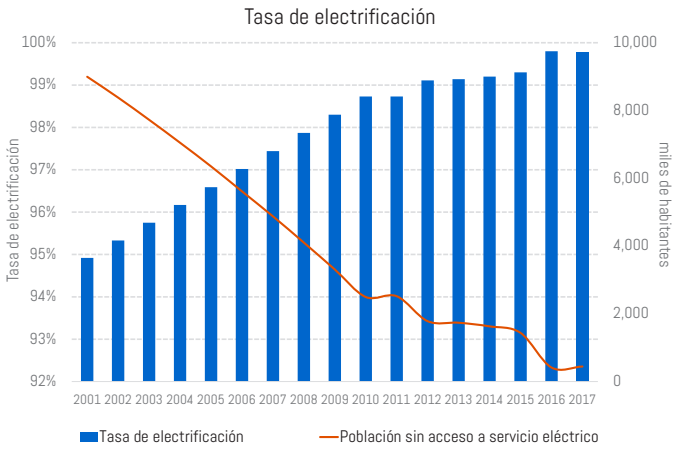
(*): Incluye no energético, otras secundarias y gases.

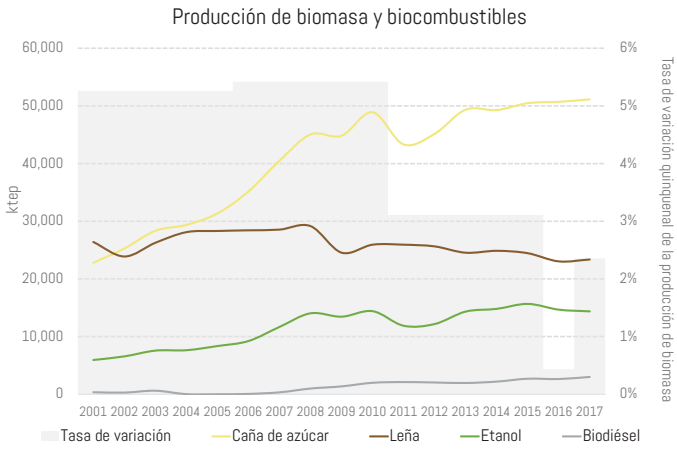

Oferta de gas natural
Mm³
Tasa de variación quinquenal del Consumo
Reservas probadas 2017: 369 Gm³
Alcance reservas probadas: 11 años
Tasa de variación
Producción
Importación
Consumo final

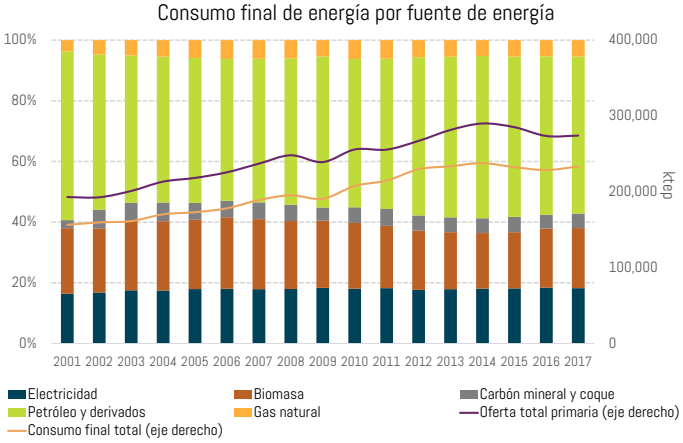

Oferta de carbón mineral
kt
Tasa de variación quinquenal de la Oferta
Reservas probadas 2017: 6,596 Mt
Alcance reservas probadas: 1,644 años
Tasa variación
Producción
Importación
Exportación
Oferta total

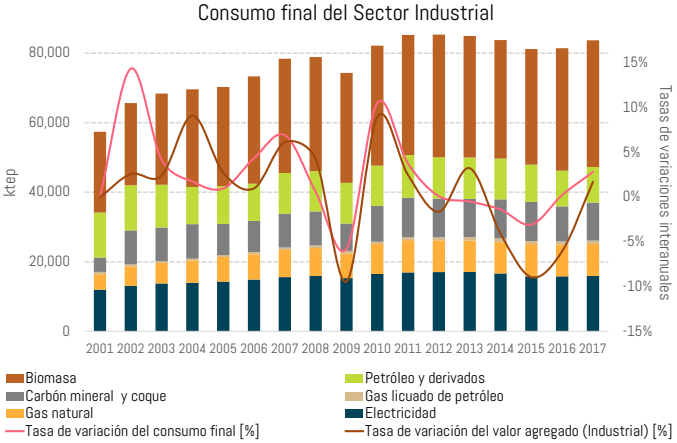

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Nuclear
Eólica
Solar

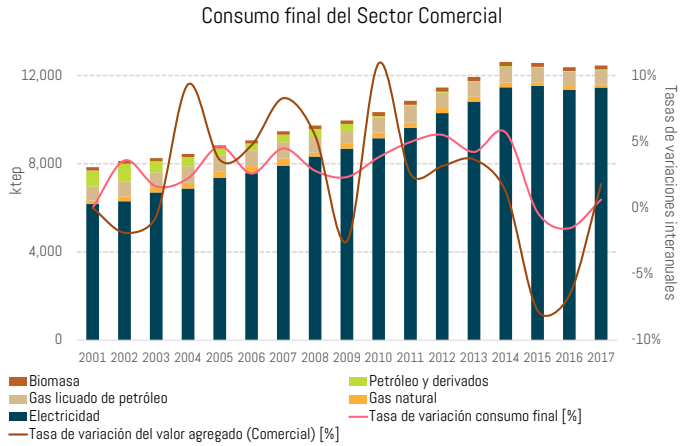

Generación eléctrica
TWh
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Nuclear
Eólica
Solar

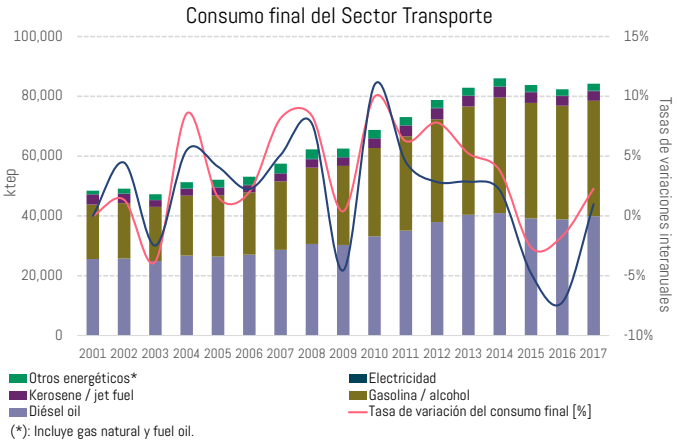

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

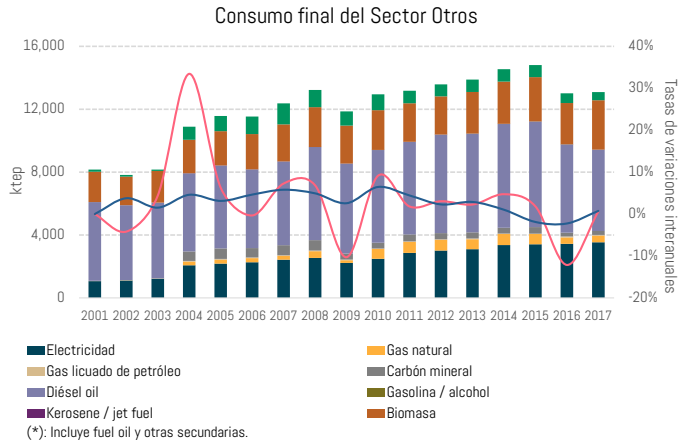

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña
Etanol
Biodiésel

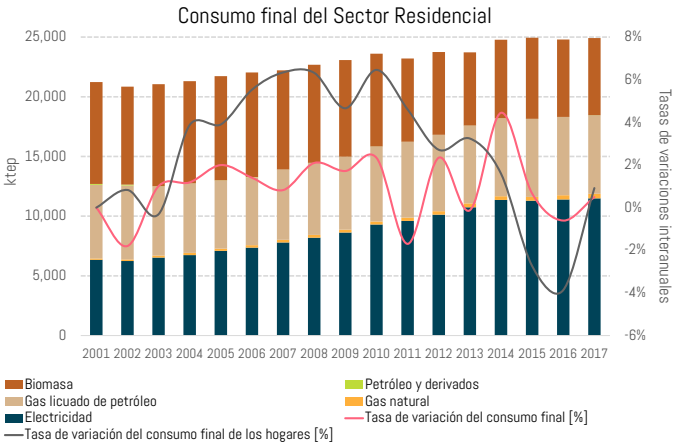

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
400,000
300,000
200,000
100,000
0
ktep
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Biomasa
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
80,000
60,000
40,000
20,000
0
ktep
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

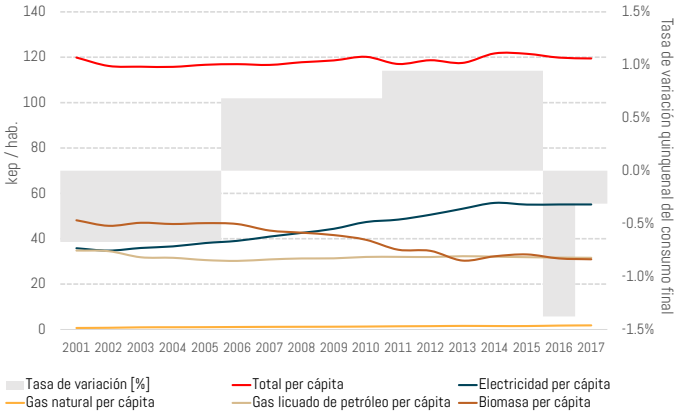

Consumo final del Sector Comercial
12,000
8,000
4,000
0
ktep
10%
5%
0%
-5%
-10%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]


Consumo final del Sector Transporte
100,000
80,000
60,000
40,000
20,000
0
ktep
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Otros energéticos*
Electricidad
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
(*): Incluye gas natural y fuel oil.

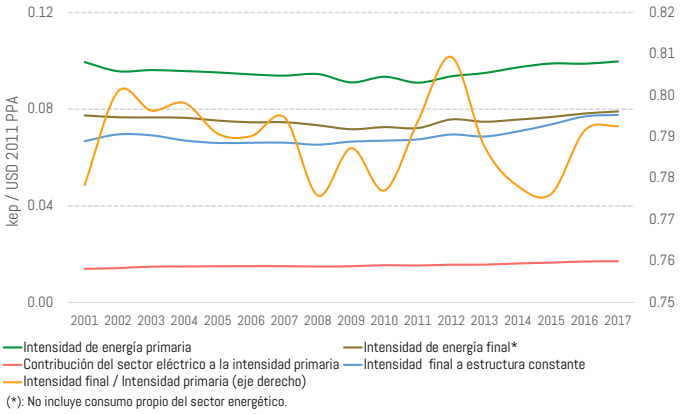

Consumo final del Sector Otros
16,000
12,000
8,000
4,000
0
ktep
40%
30%
20%
10%
0%
-10%
-20%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Carbón mineral
Diésel oil
Gasolina / alcohol
Kerosene / jet fuel
Biomasa
(*): Incluye fuel oil y otras secundarias.


Consumo final del Sector Residencial
25,000
20,000
15,000
10,000
5,000
0
ktep
8%
6%
4%
2%
0%
-2%
-4%
-6%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

Consumo final per cápita Sector Residencial

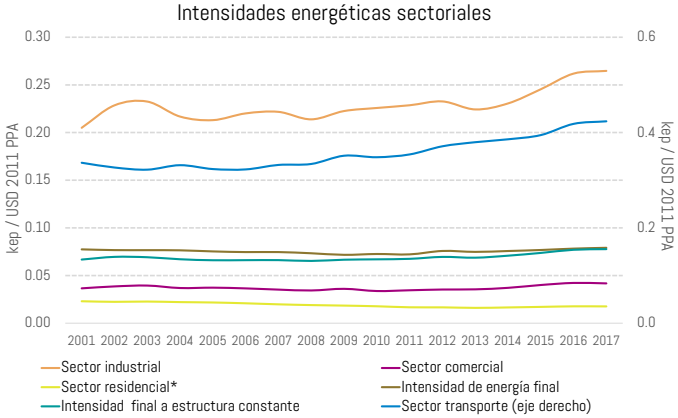


Intensidades energéticas



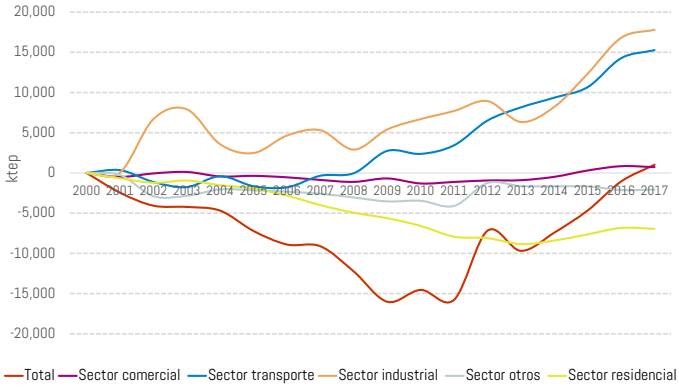
(*): No incluye consumo propio del sector energético.

Intensidades energéticas sectoriales

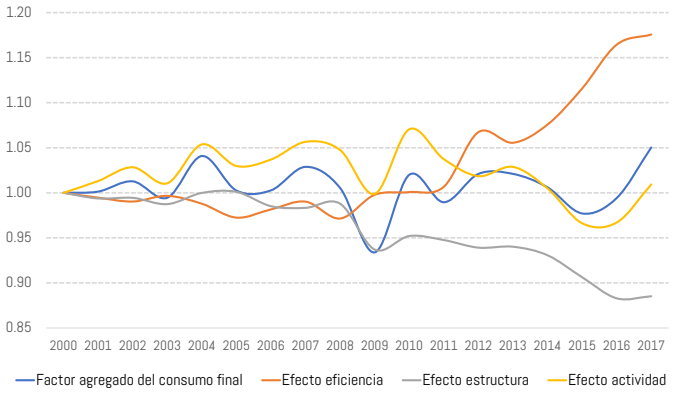


(*): Corresponde a la relación entre el Consumo Final Residencial y el Gasto de Consumo de los Hogares .

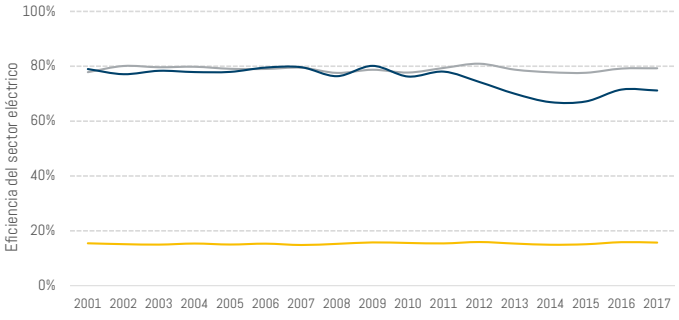
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



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



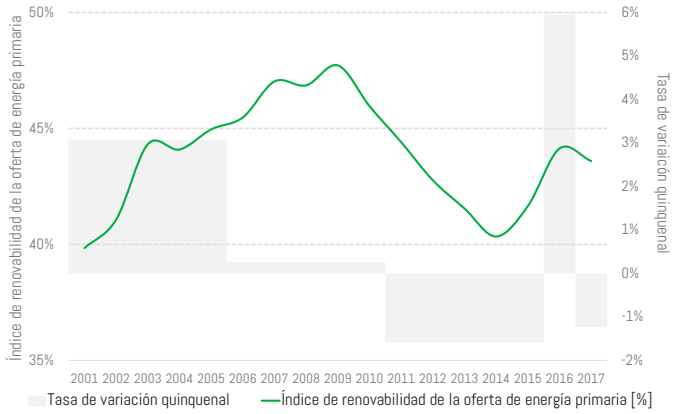
Eficiencia del sector eléctrico



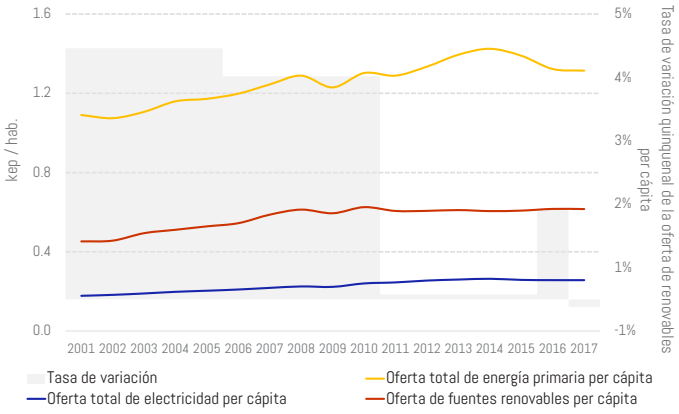
(*): Relación entre el Consumo Final de Energía y la Oferta Total de Energía.
(**): Relación entre la producción de electricidad y los insumos requeridos en su generación.
(***): Relación entre las pérdidas de electricidad y la oferta de electricidad.

En unidades calóricas.

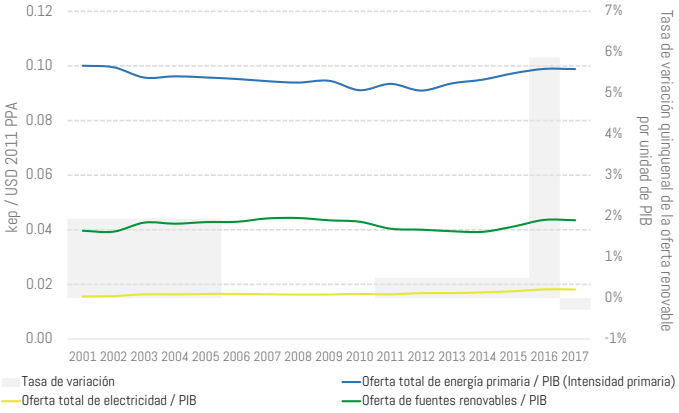
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria



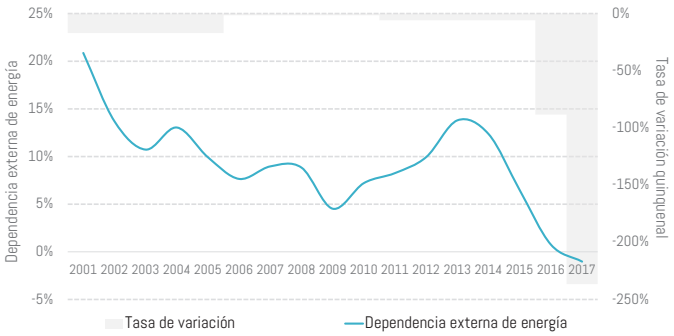
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

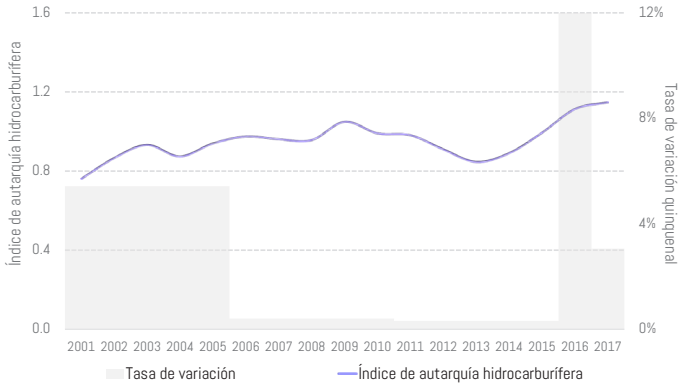


Dependencia externa de energía



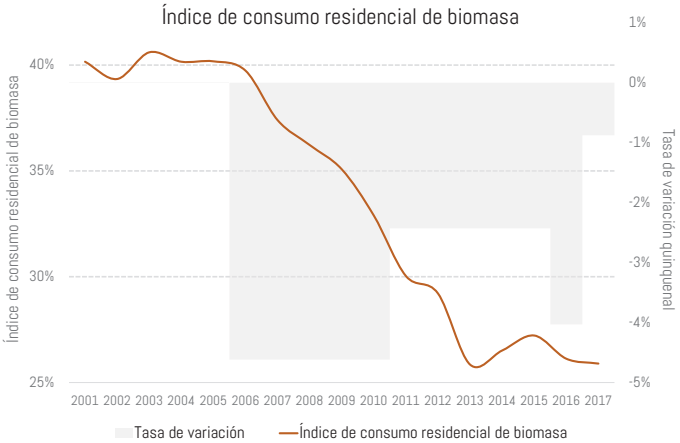
Nota: Para el año 2017 de acuerdo a la metodología de OLADE existe una exportación, sin embargo, en el balance elaborado por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil se identifica que el país aún tiene una dependencia externa de energía. Estas diferencias se deben a que en el BEN de Brasil existe una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

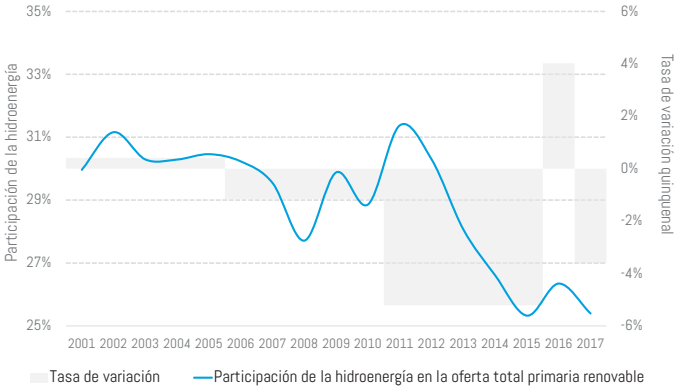


Nota: Valores superiores a 1 representan que existe un superávit y menores a 1 déficit.

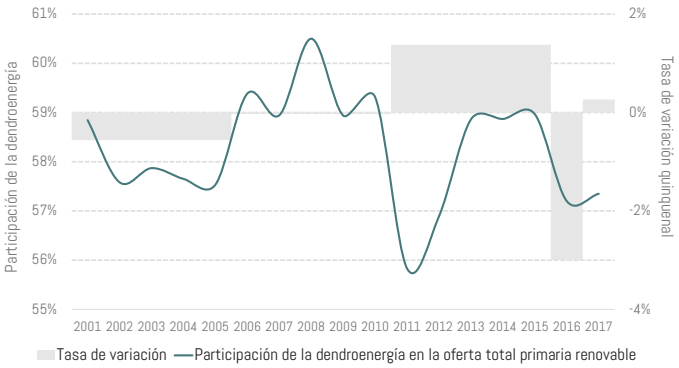
Índice de consumo residencial de biomasa



Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

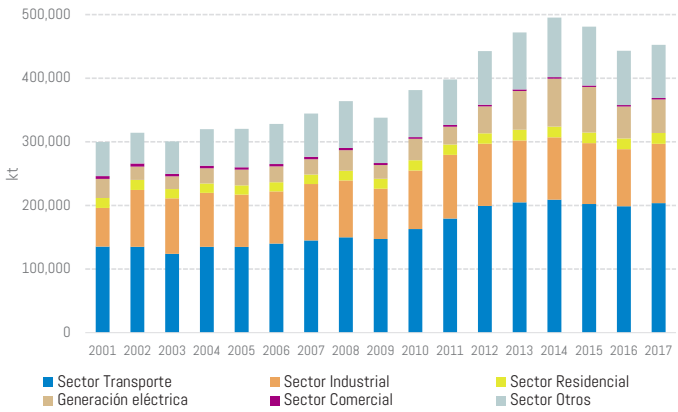


Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable

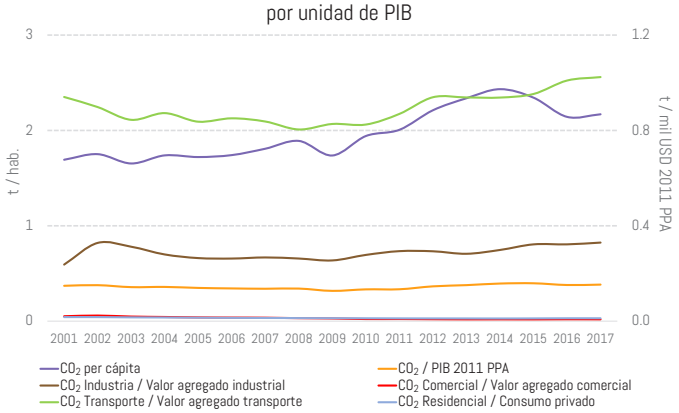


Nota: Dendroenergía corresponde a los combustibles obtenidos de la madera tales como leña, carbón vegetal, pelets,etc.

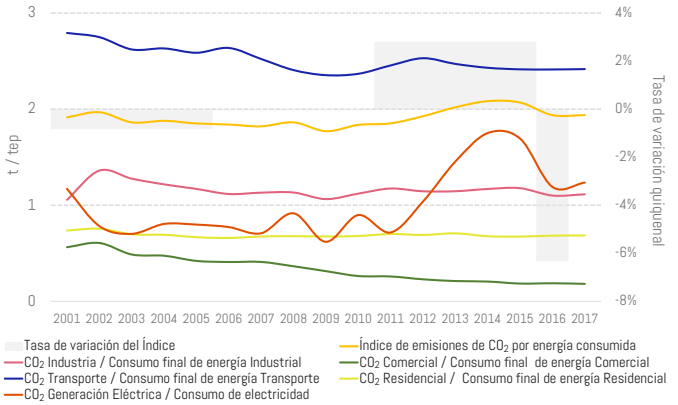
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



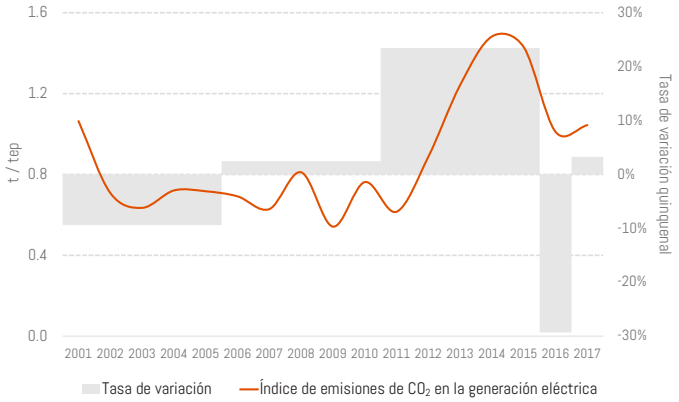
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



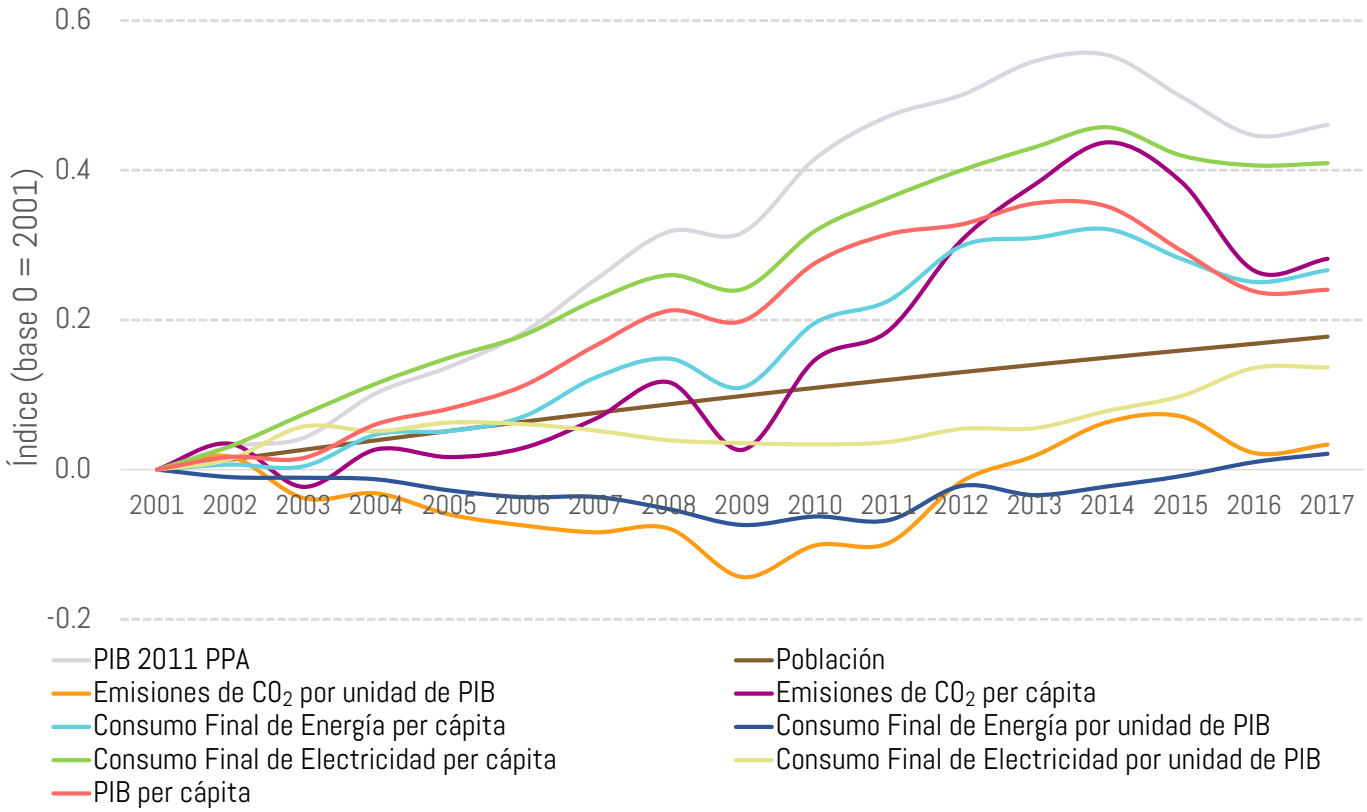
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



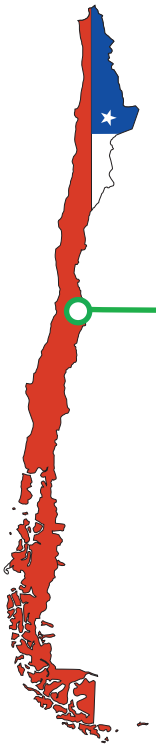
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



CHILE

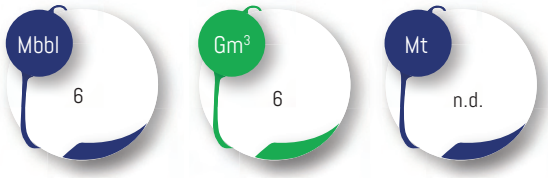


Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	17,574
Superficie (km^2)	756,096
Densidad de población (hab. / km^2)	23
Población urbana (%)	88
PIB USD 2010 (MUSD)	271,411
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	411,053
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	23

Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 10.82
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 6.02
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 4.39
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 2.01
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 5,54[3]

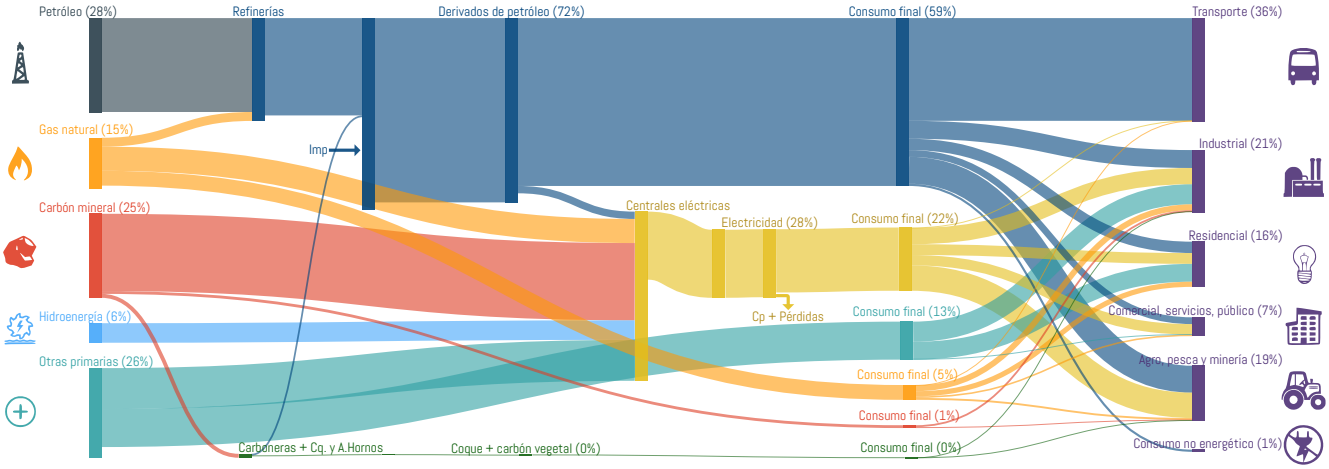


Reservas de petróleo | Reservas de gas natural | Reservas de carbón mineral

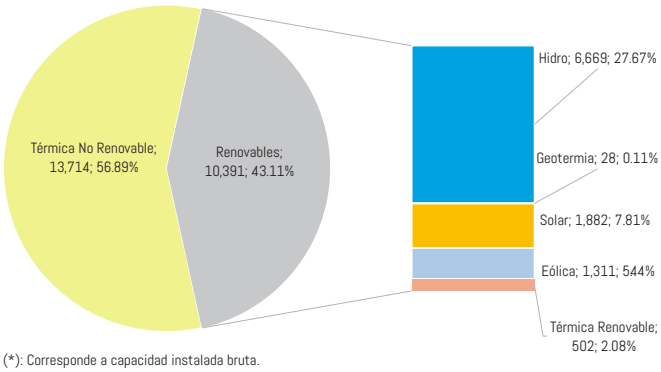
[1] Datos de oferta y demanda para el año 2017 estimados por OLADE.
[2] No incluye consumo propio del sector energético.
[3] Incluye consumo no energético.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
4,105 [1]	1.63 [1]	99.49	40.78	13.33 [1]	30.58 [1]	1.73 [1]	28.69 [2]	220	24.11	0.08 / 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 2017

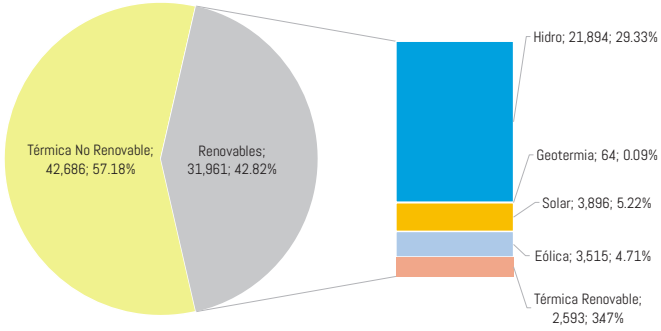


Capacidad instalada de generación eléctrica* [MW; %]
2017

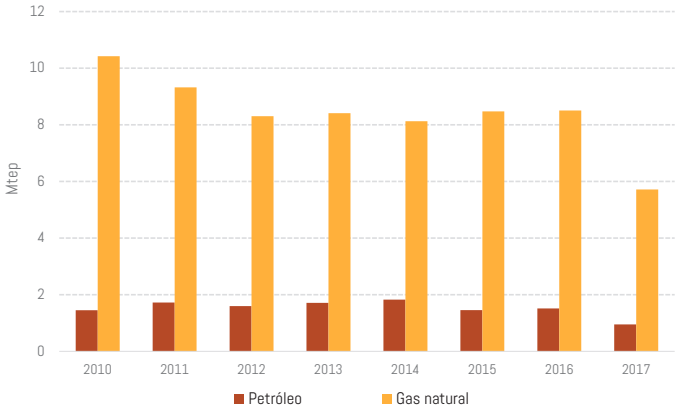


(*): Corresponde a capacidad instalada bruta.

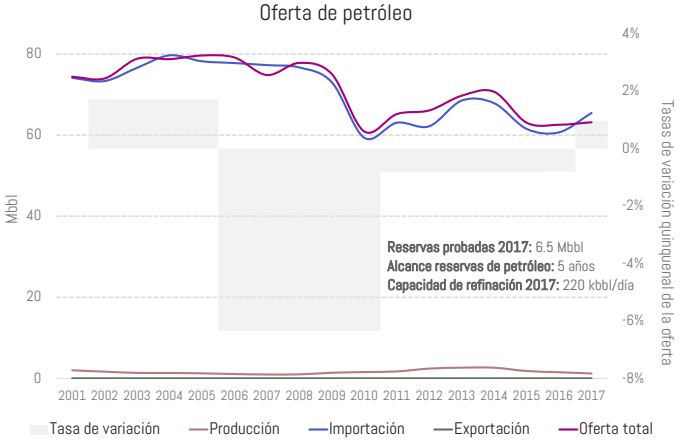
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



Reservas probadas de petróleo y gas natural

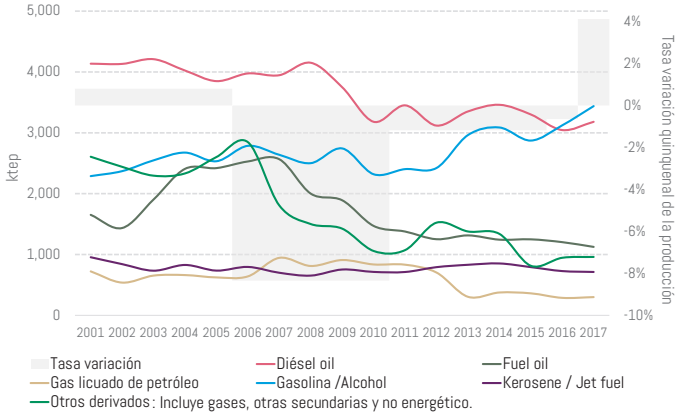


Oferta de petróleo

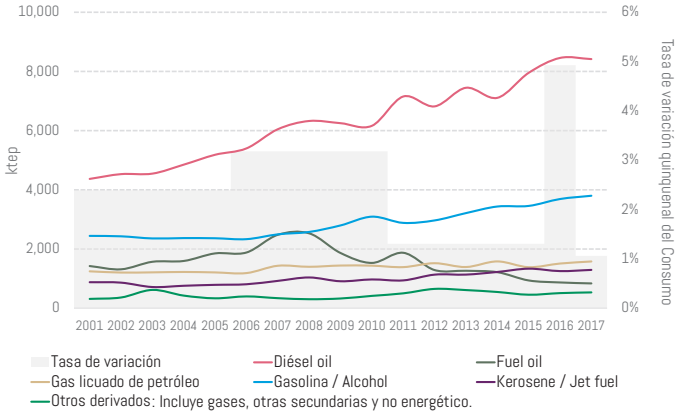


CHILE

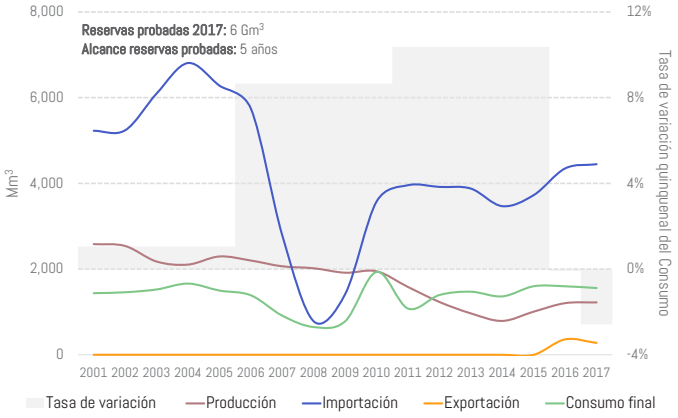
Producción derivados de petróleo



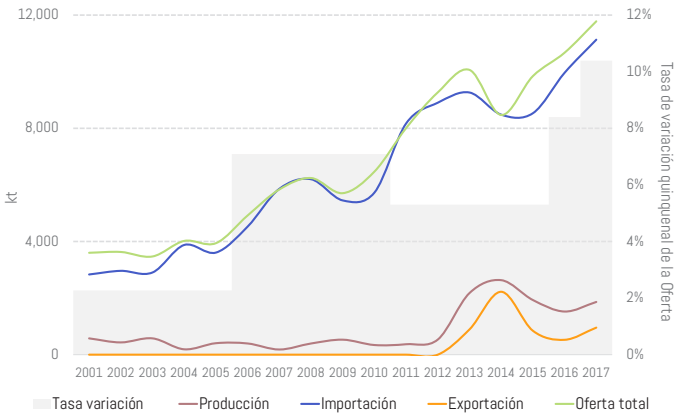
Consumo derivados de petróleo



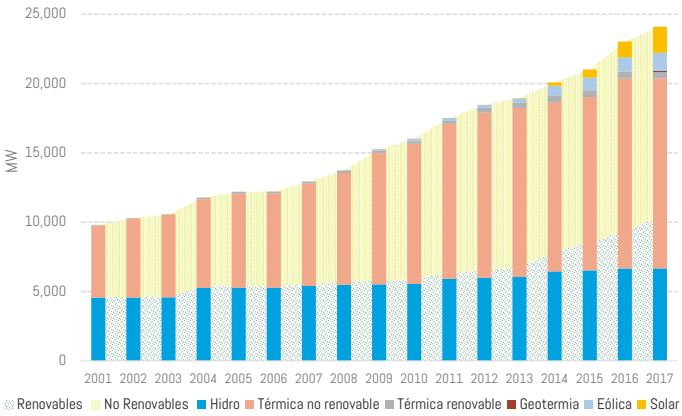
Oferta de gas natural



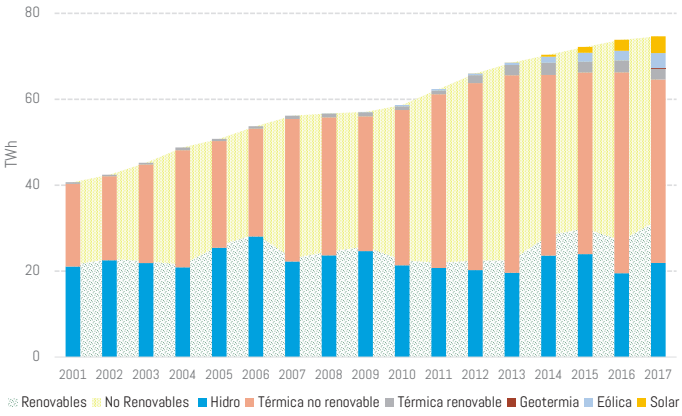
Oferta de carbón mineral



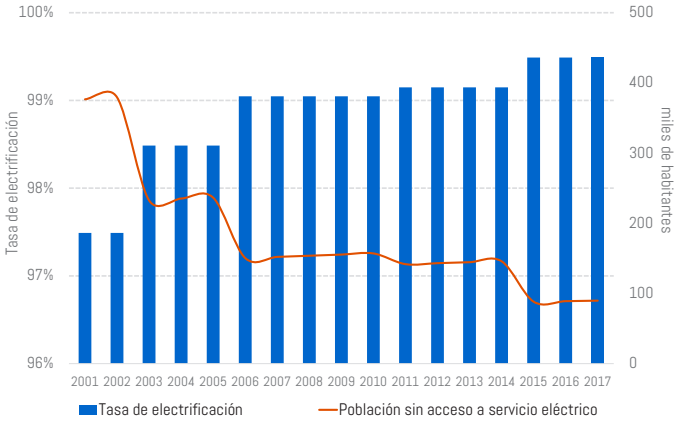
Capacidad instalada de generación eléctrica



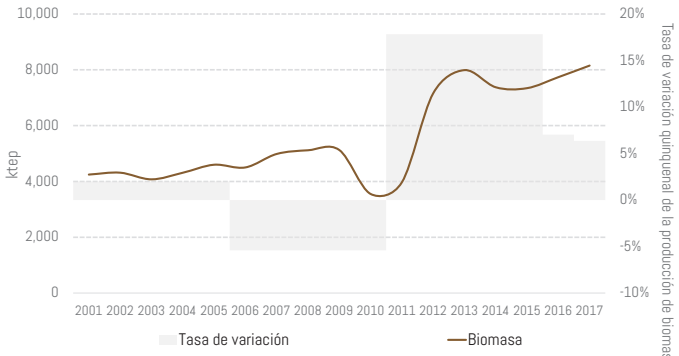
Generación eléctrica



Tasa de electrificación

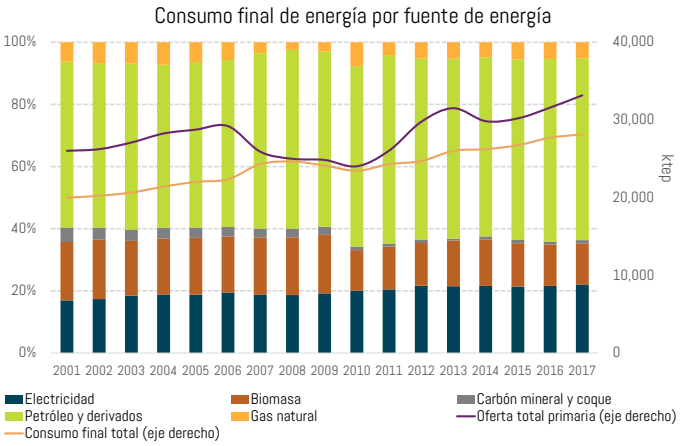


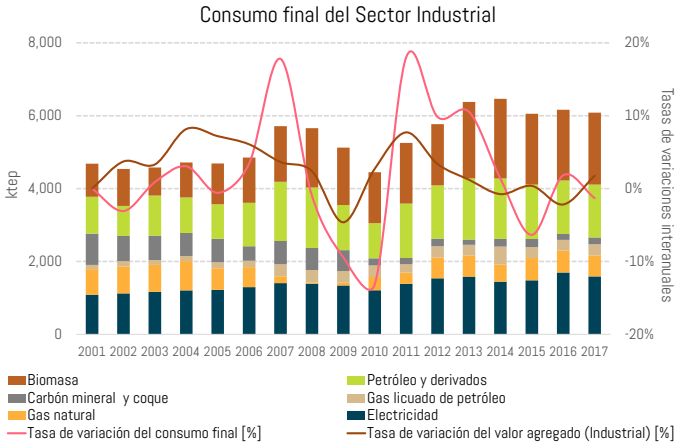
Producción de biomasa*

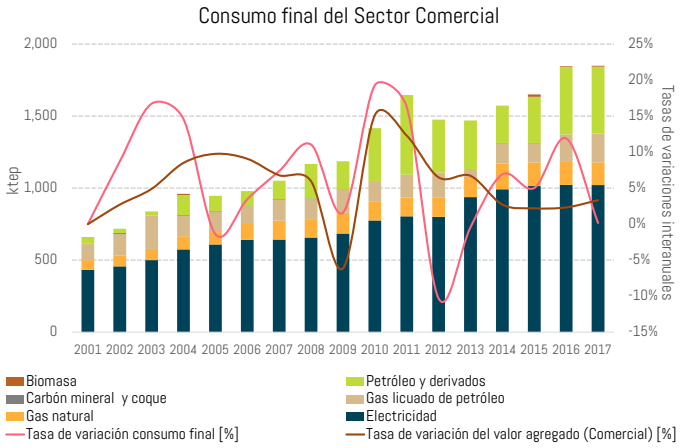


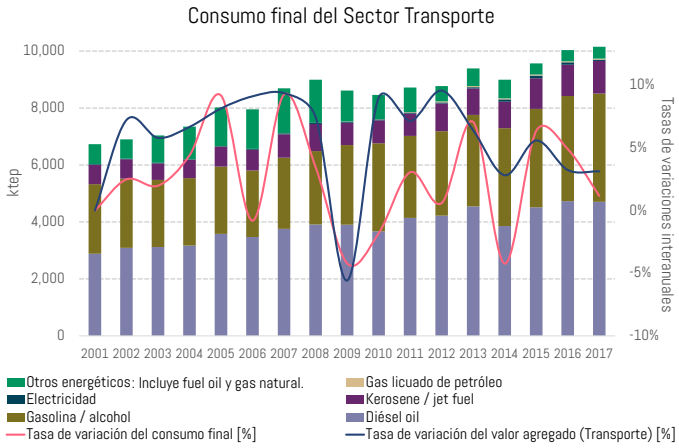
(*): Comprende leña, licor negro, pellets de biomasa y carbón vegetal.

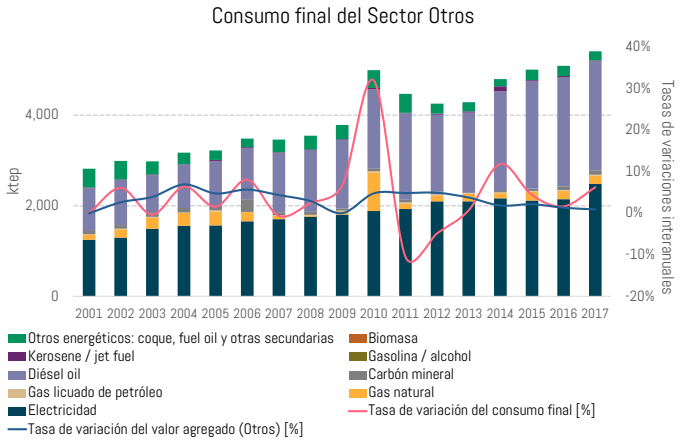
Nota: La caída entre el 2009 y 2010 corresponde a un cambio metodológico realizado por el país en el Balance Nacional de Energía.

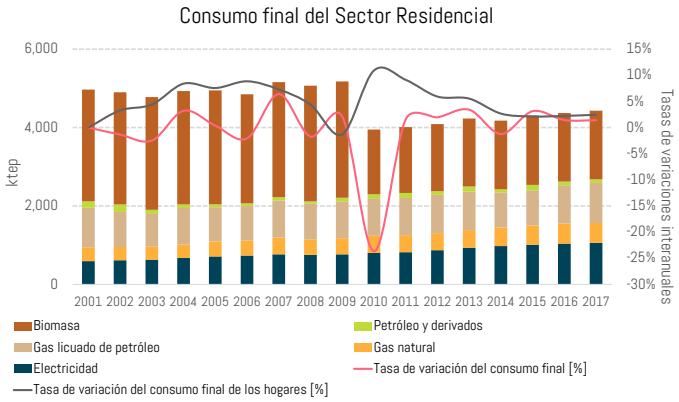




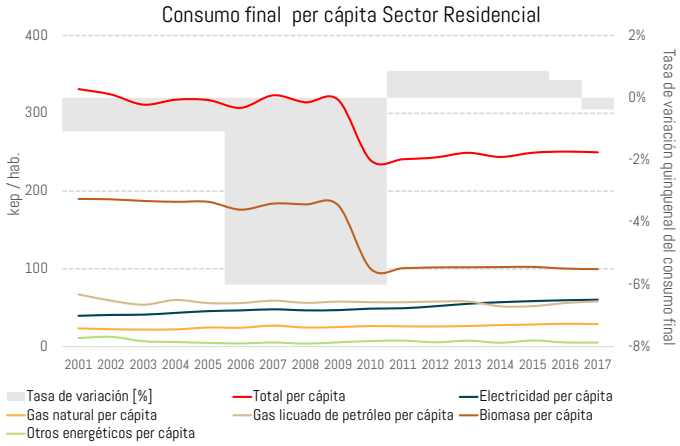


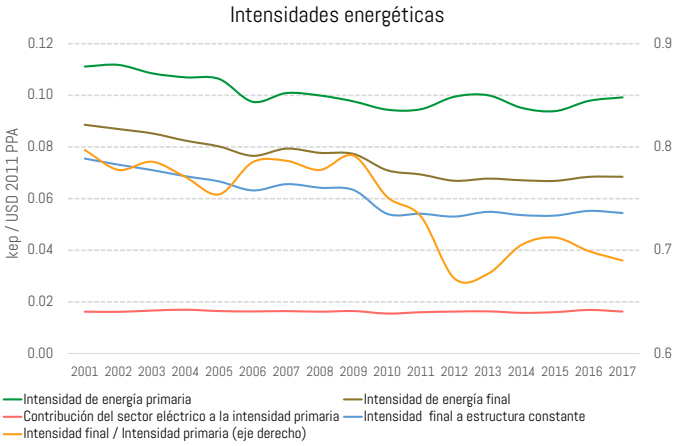


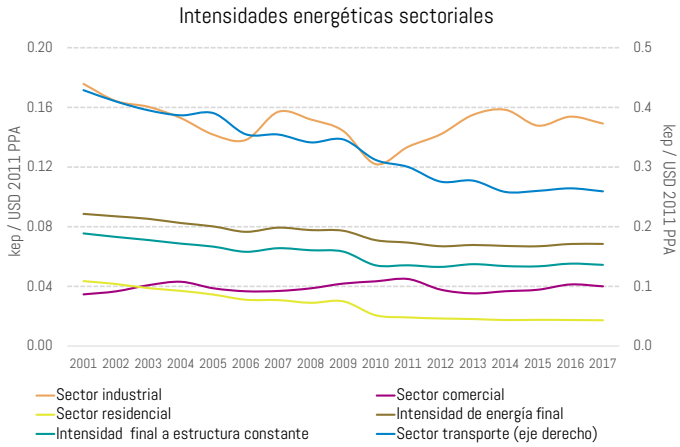


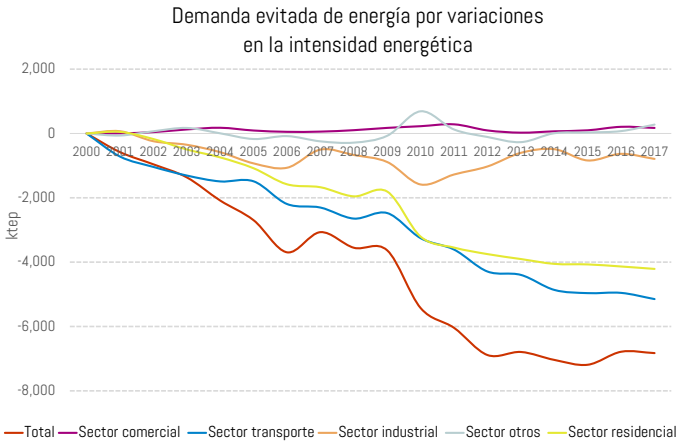


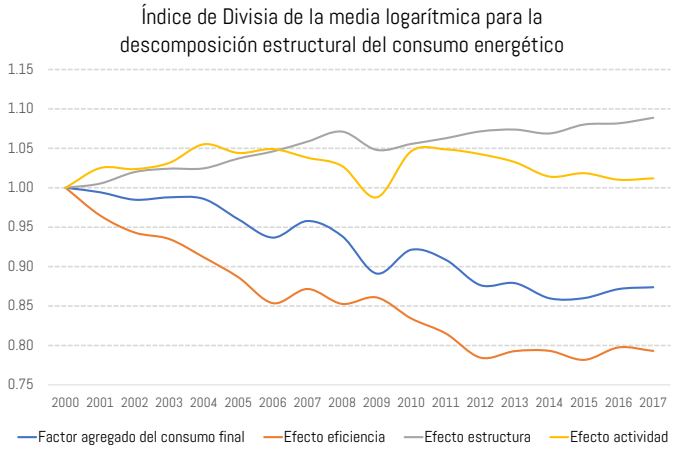
Nota: La disminución del consumo de biomasa en el sector residencial a partir del 2010 corresponde a un cambio metodológico realizado por el país en el Balance Nacional de Energía.

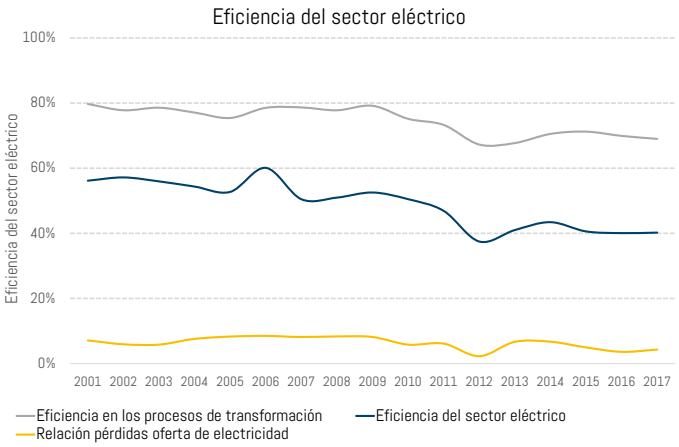

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita

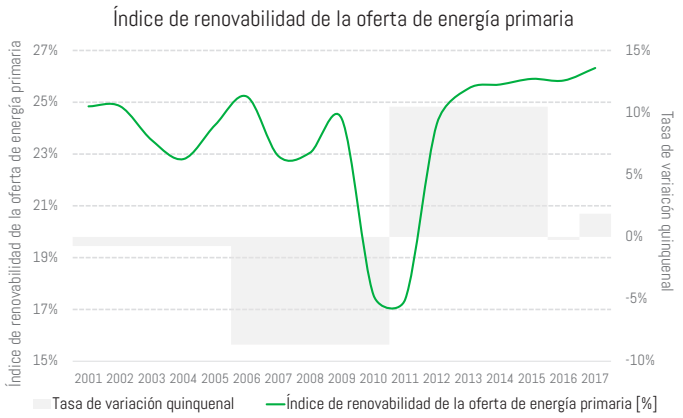

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)


Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

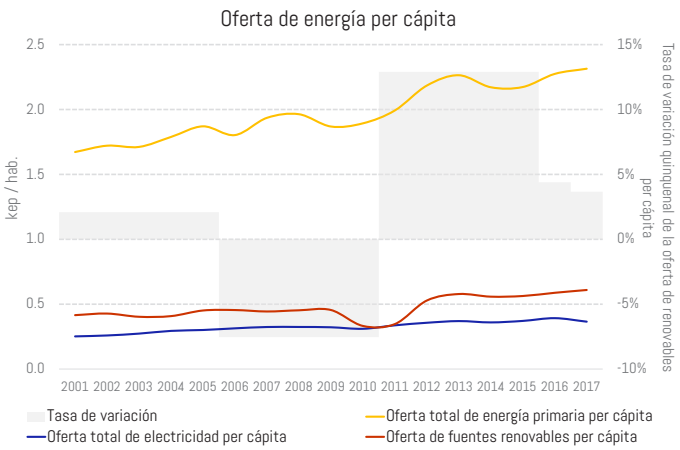

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

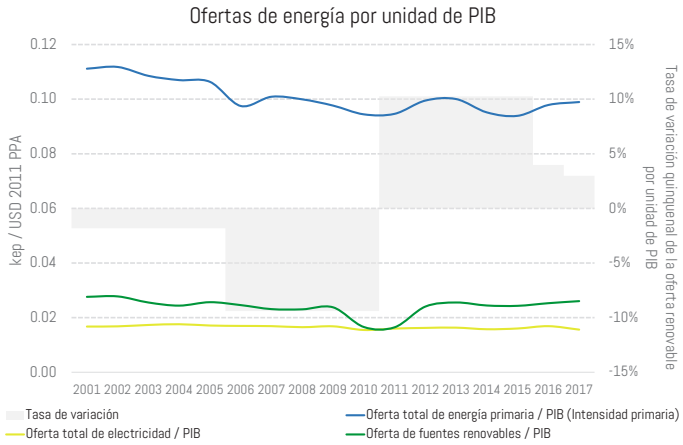

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
Factor agregado del consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad

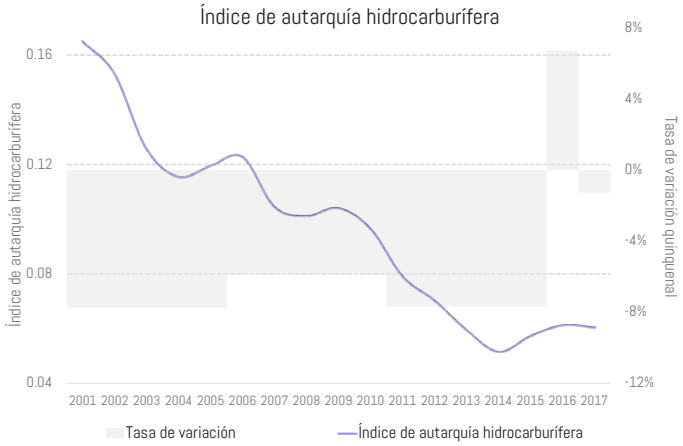

Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad

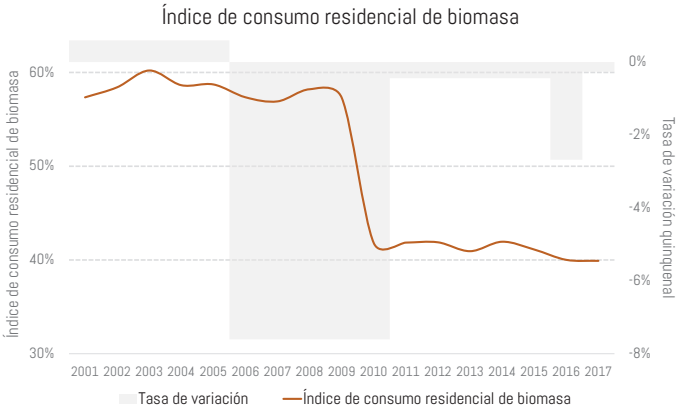


Nota: La caída entre el 2009 y 2010 corresponde a un cambio metodológico realizado por el país en el Balance Nacional de Energía.



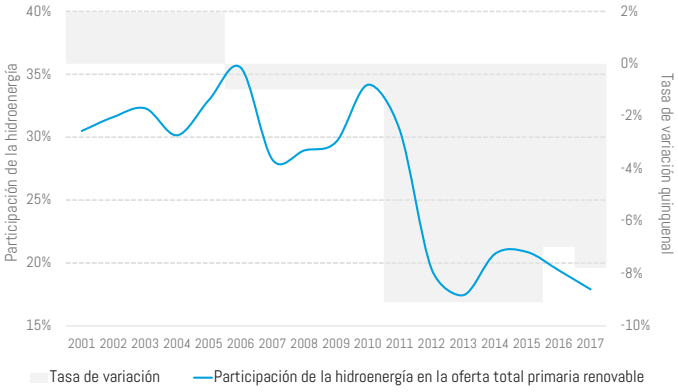




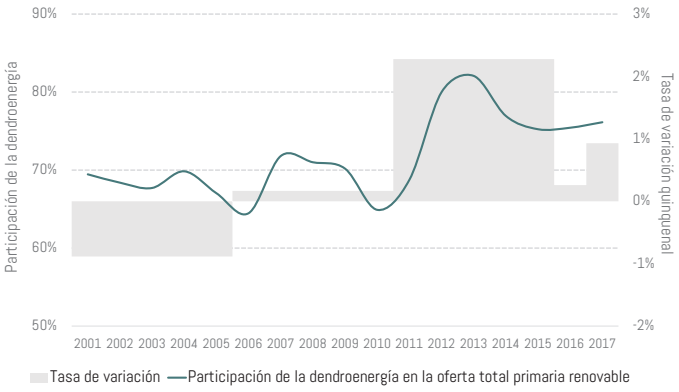


Nota: La caída entre el 2009 y 2010 corresponde a un cambio metodológico realizado por el país en el Balance Nacional de Energía.

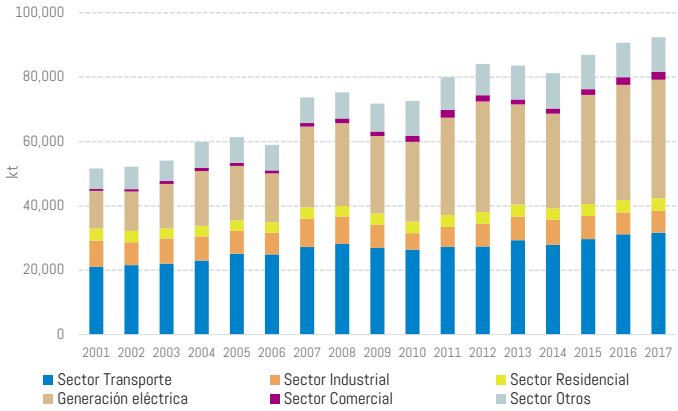
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



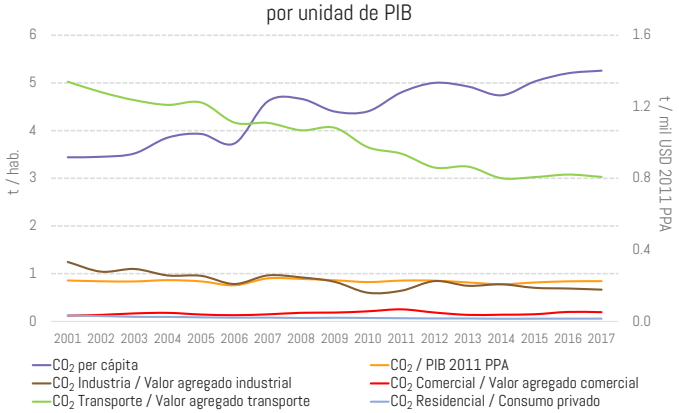
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



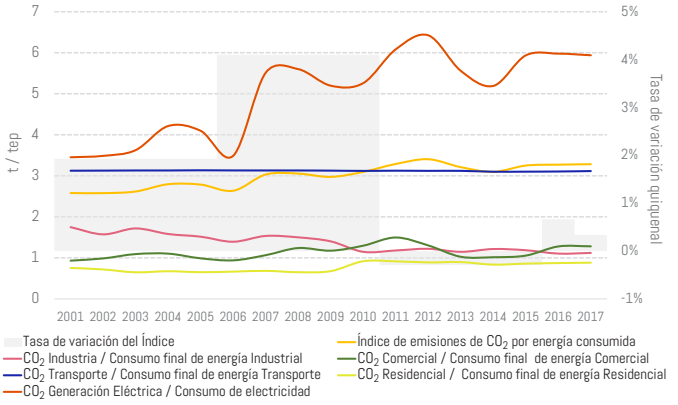
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



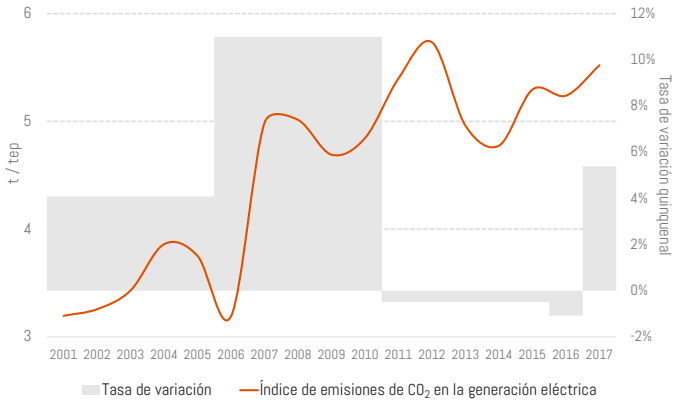
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



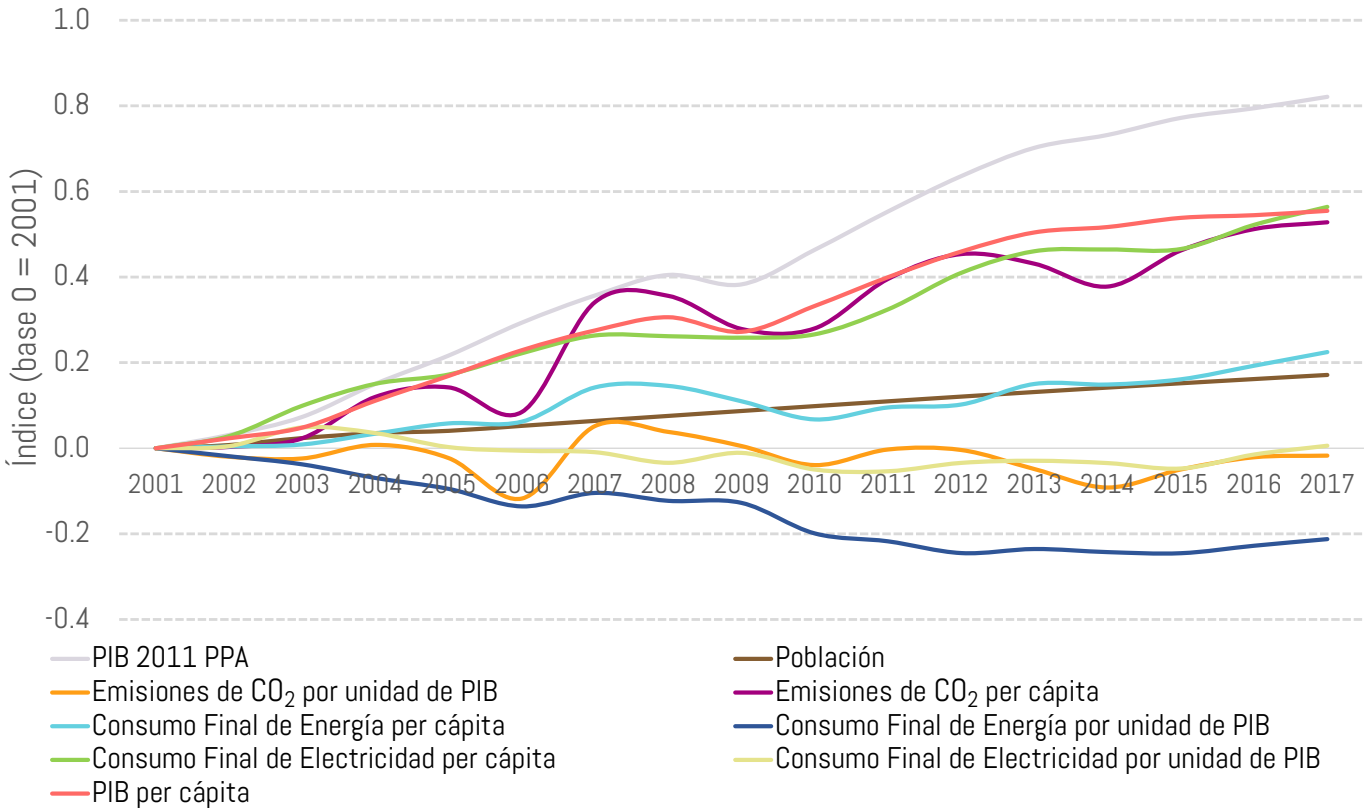
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



COLOMBIA

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	49,059
Superficie (km^2)	1,141,748
Densidad de población (hab. / km^2)	43
Población urbana (%)	80
PIB USD 2010 (MUSD)	373,471
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	650,362
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	13

Sector Energético

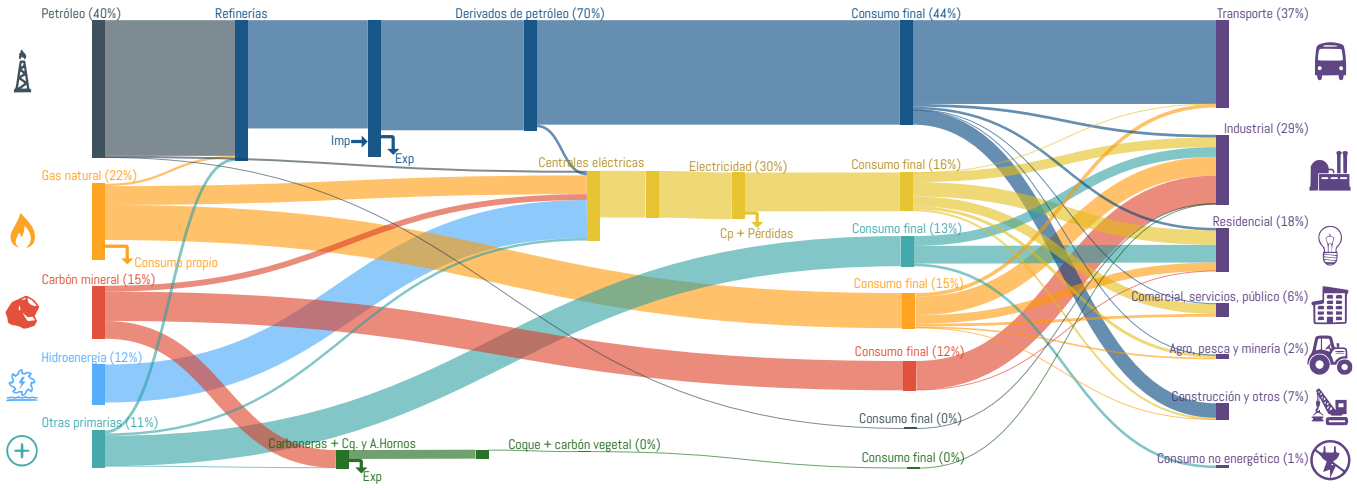
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 12.16
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 9.71
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 6.06
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 1.86
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 3.32

Mbbl	Gm^3	Mt
1,723	110	6,080 [2]
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

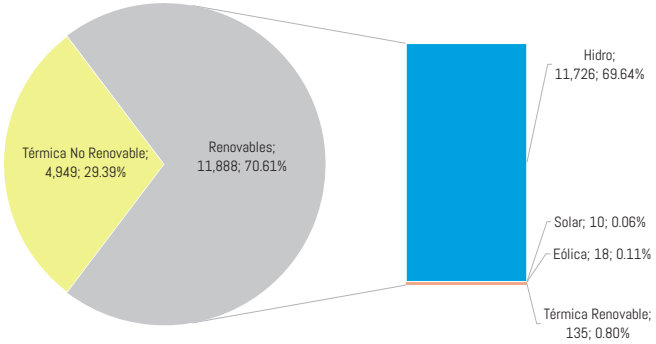
[1] Dato 2016.
[2] Datos estimados por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,279	0.67	97.02 [1]	46.98	136.50	4.00	108.90	33.11	356	16.84	0.07 / 0.05
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

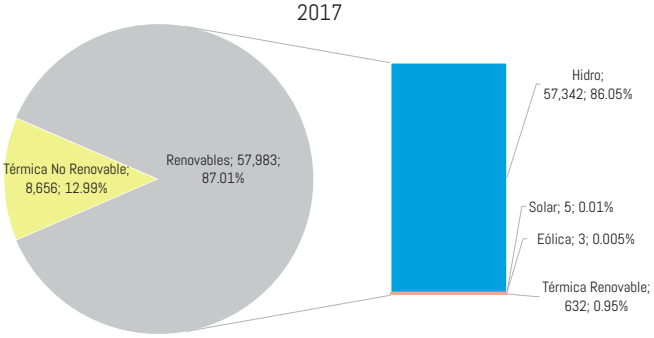
Balance energético resumido 2017



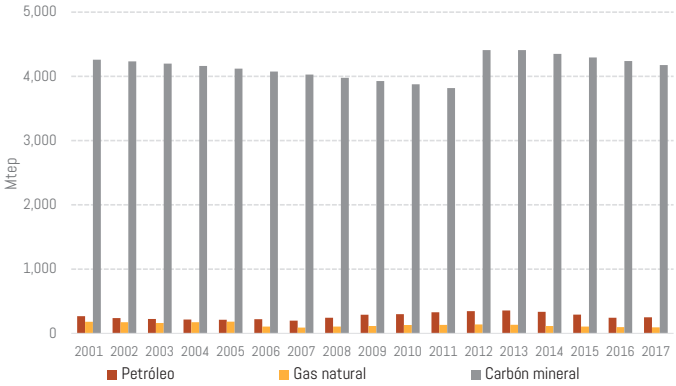
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017

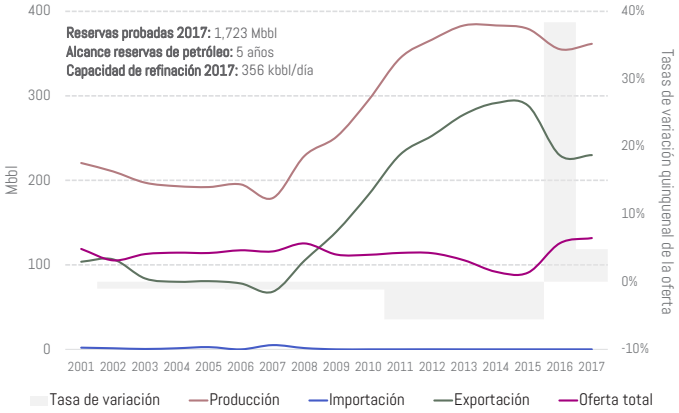


Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



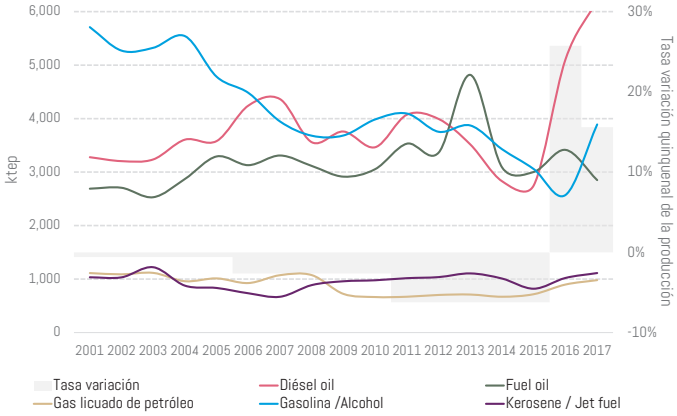
Dato reservas carbón mineral 2017, estimado por OLADE.

Oferta de petróleo

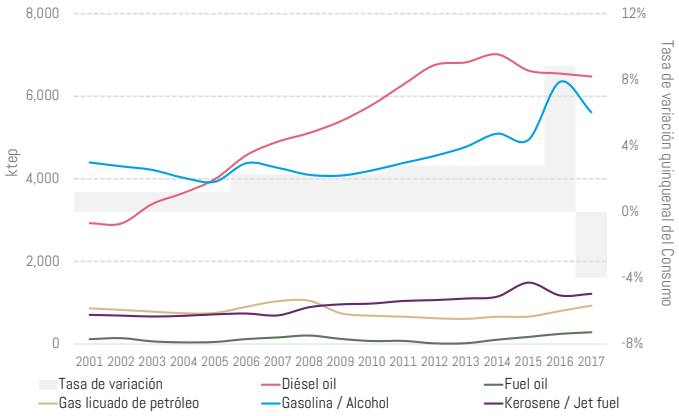


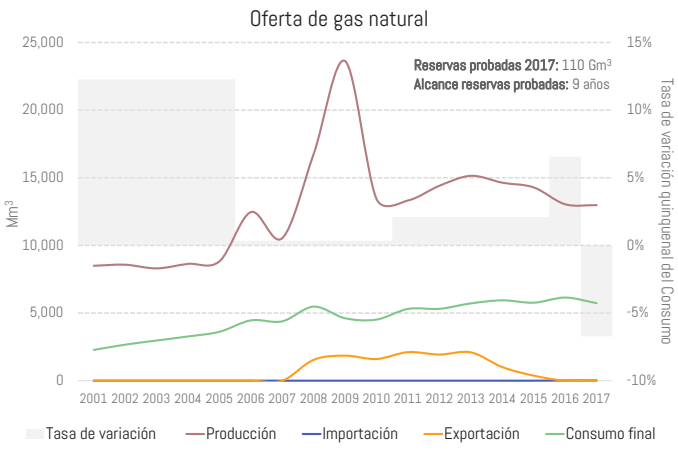
COLOMBIA

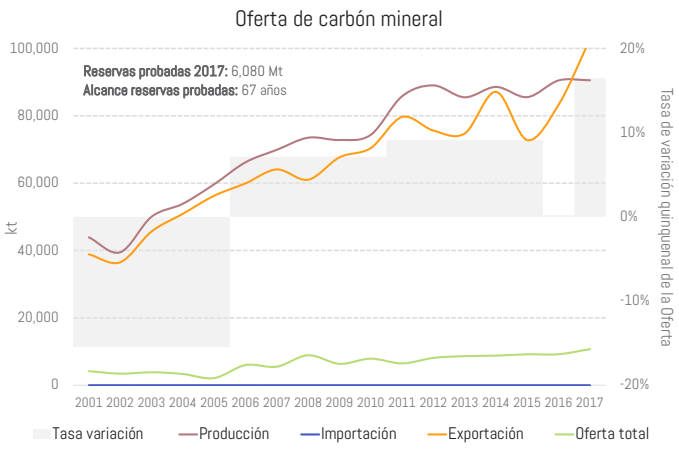
Producción derivados de petróleo

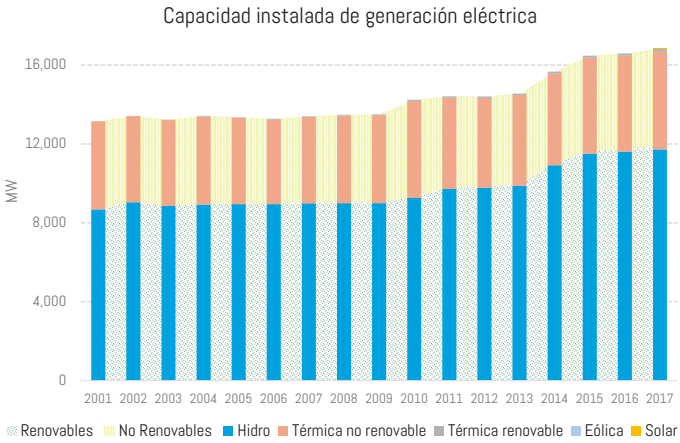


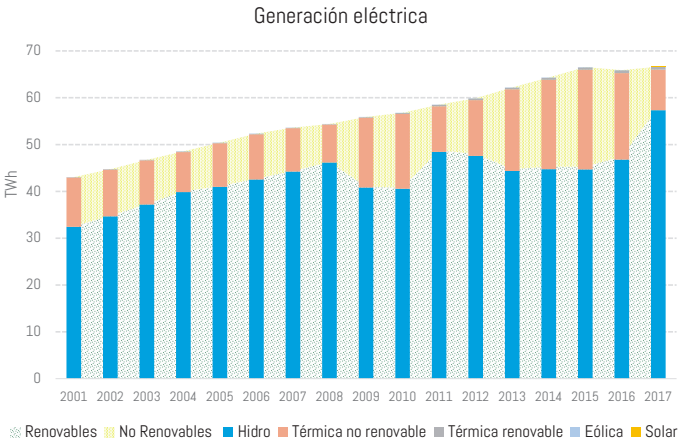
Consumo derivados de petróleo

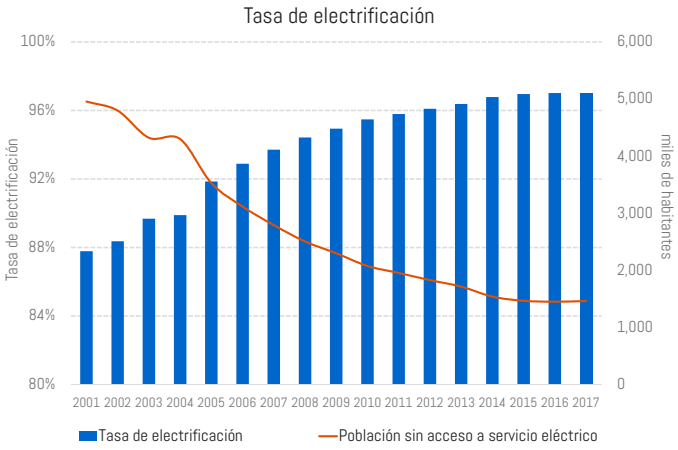


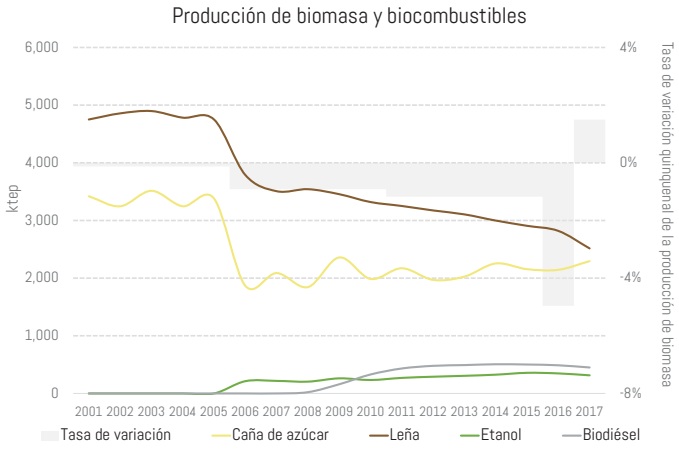

Oferta de gas natural
Reservas probadas 2017: 110 Gm3
Alcance reservas probadas: 9 años
Mm3
Tasa de variación quinquenal del Consumo
Tasa de variación
Producción
Importación
Exportación
Consumo final


Oferta de carbón mineral
Reservas probadas 2017: 6,080 Mt
Alcance reservas probadas: 67 años
kt
Tasa de variación quinquenal de la Oferta
Tasa variación
Producción
Importación
Exportación
Oferta total

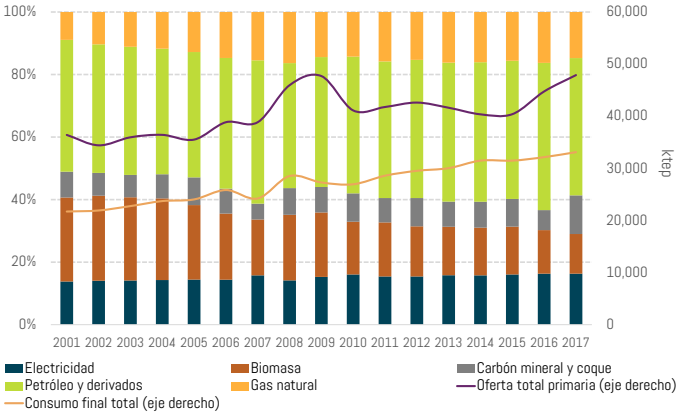

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Eólica
Solar


Generación eléctrica
TWh
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Eólica
Solar

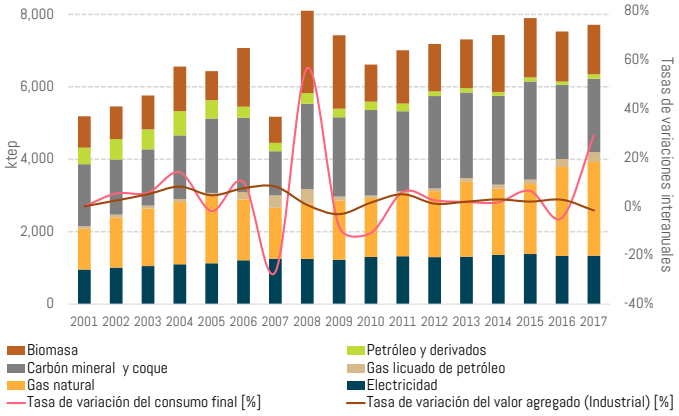

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña
Etanol
Biodiésel

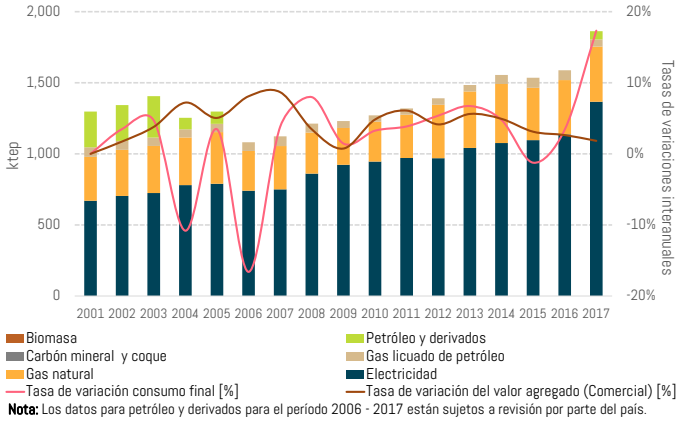
Consumo final de energía por fuente de energía



Consumo final del Sector Industrial

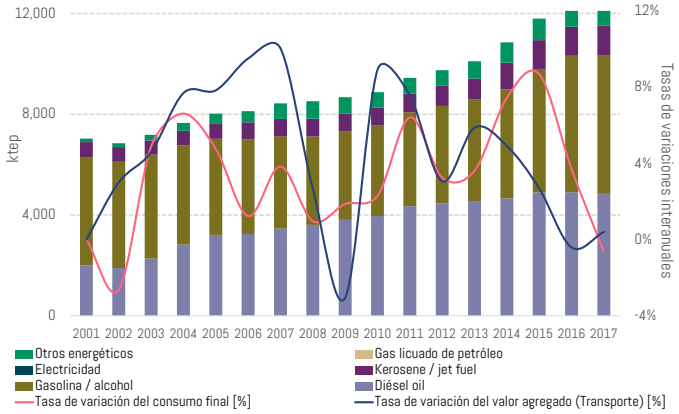


Consumo final del Sector Comercial

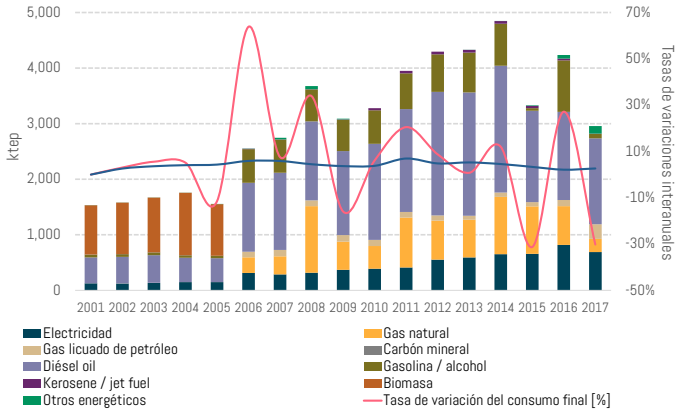


Nota: Los datos para petróleo y derivados para el período 2006 - 2017 están sujetos a revisión por parte del país.

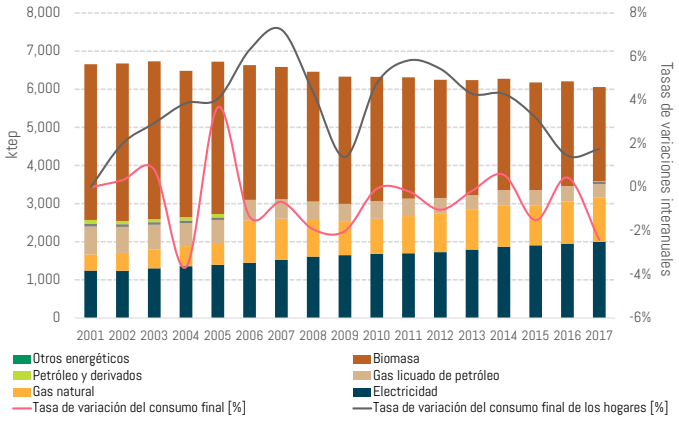
Consumo final del Sector Transporte



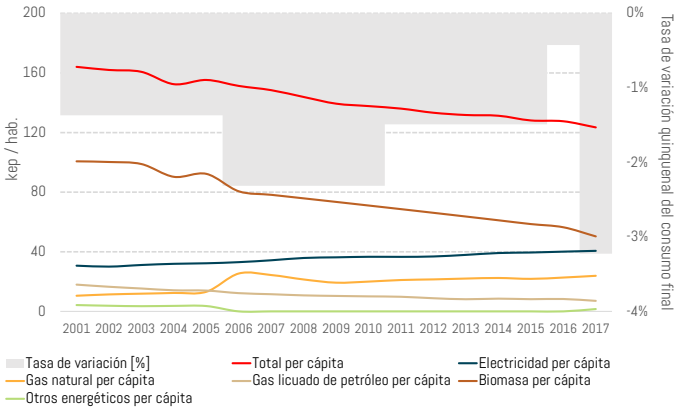
Consumo final del Sector Otros



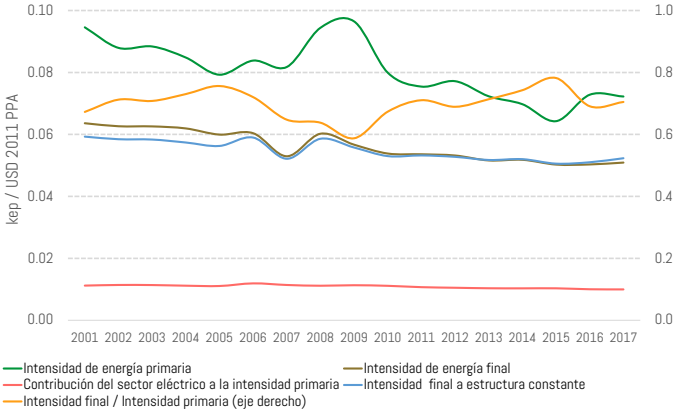
Consumo final del Sector Residencial



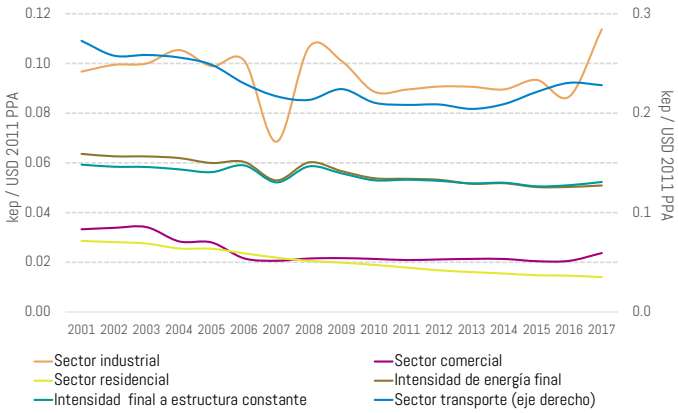
Consumo final per cápita Sector Residencial



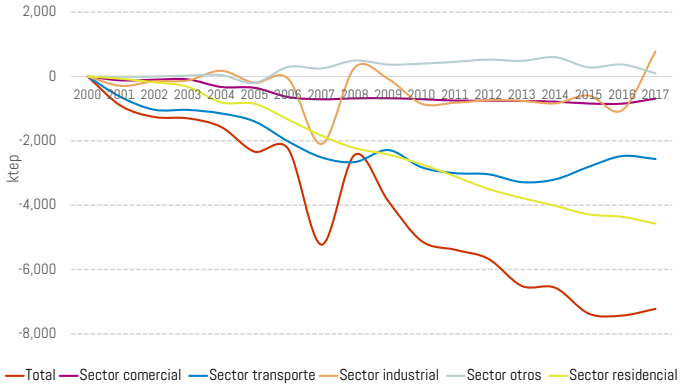
Intensidades energéticas



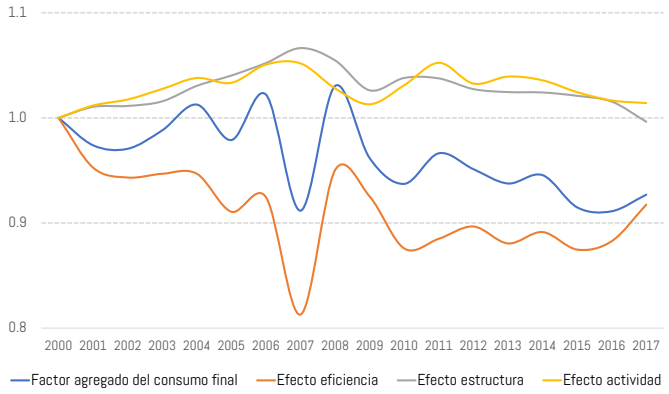
Intensidades energéticas sectoriales



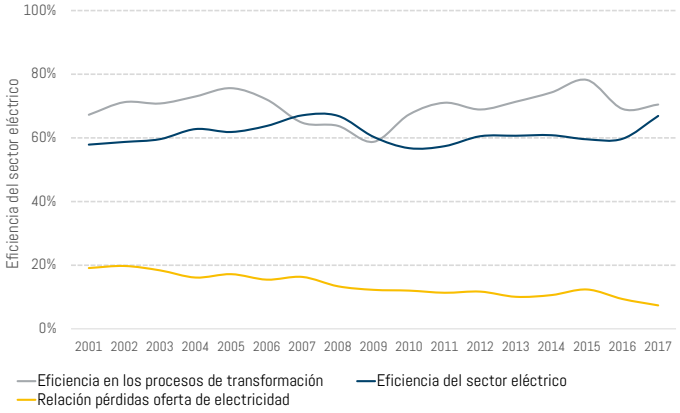
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



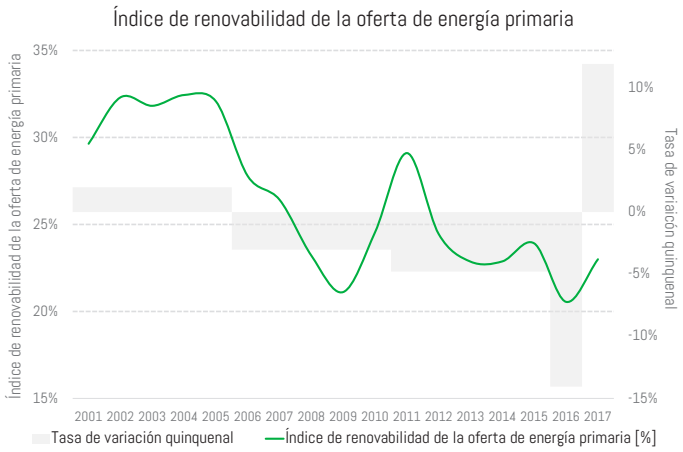
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

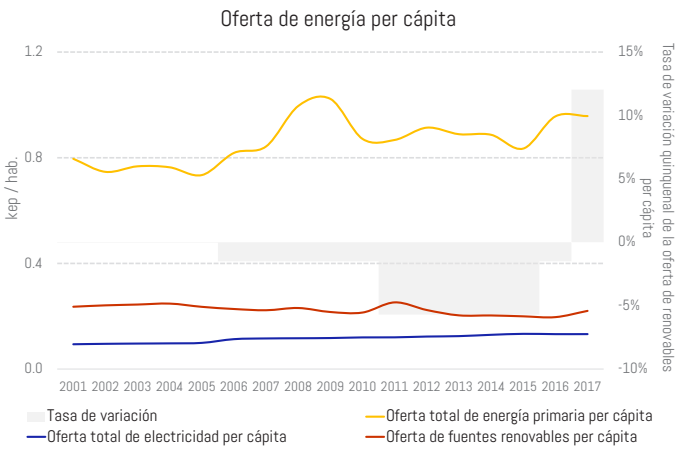


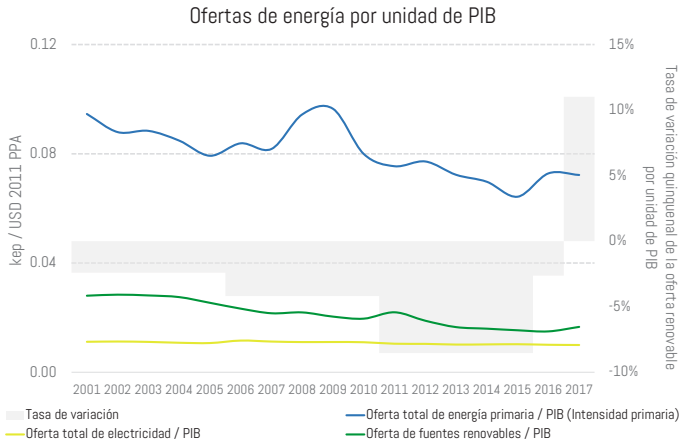
Eficiencia del sector eléctrico

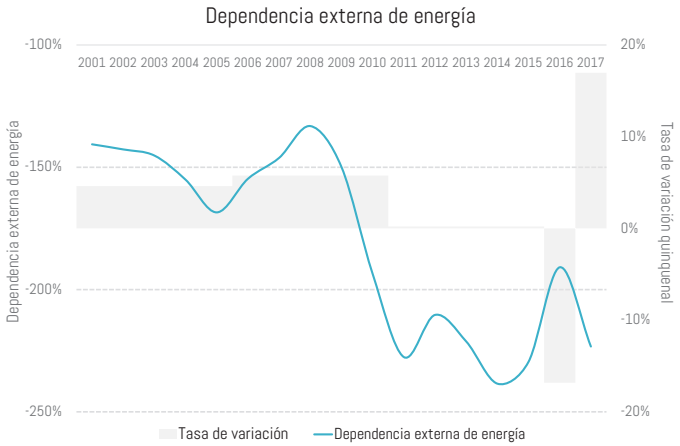


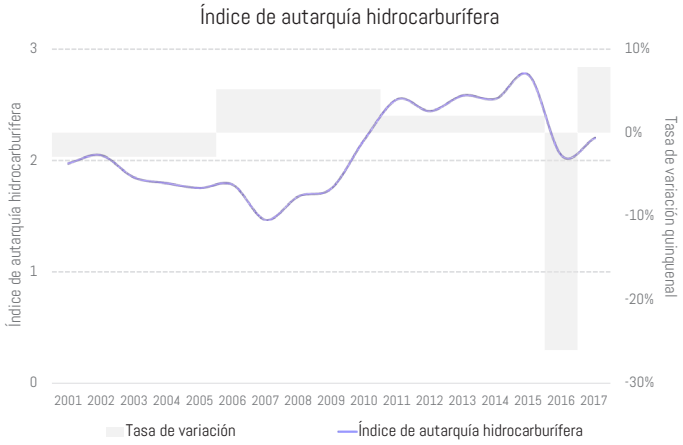
COLOMBIA

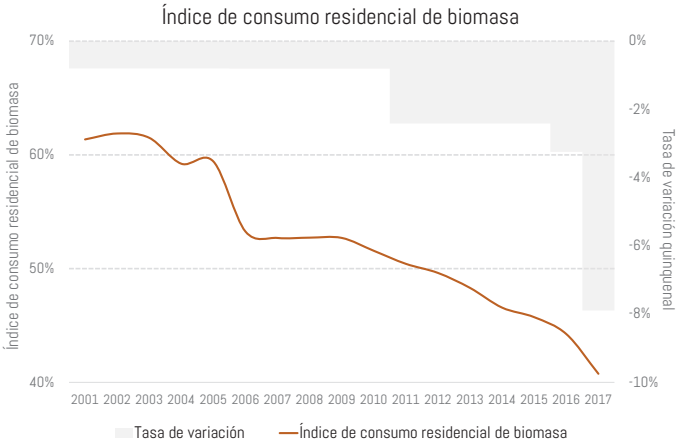

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
35%
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
2001 2002 2003 4004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]


Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
1.2
0.8
0.4
0.0
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

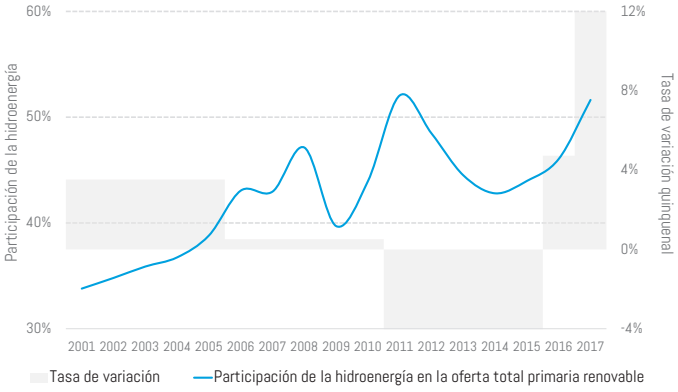

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
0.12
0.08
0.04
0.00
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB


Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
-100%
-150%
-200%
-250%
20%
10%
0%
-10%
-20%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

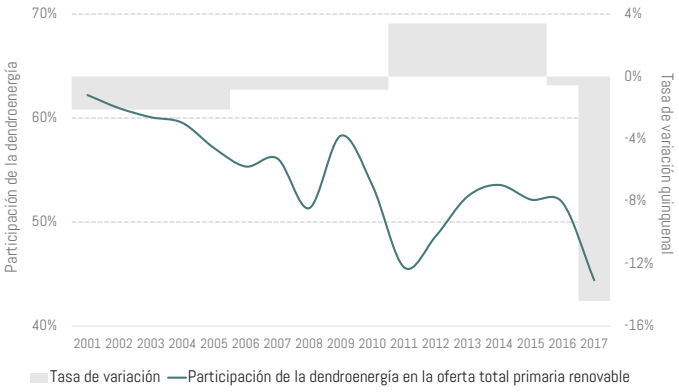

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
3
2
1
0
10%
0%
-10%
-20%
-30%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera


Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
70%
60%
50%
40%
0%
-2%
-4%
-6%
-8%
-10%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

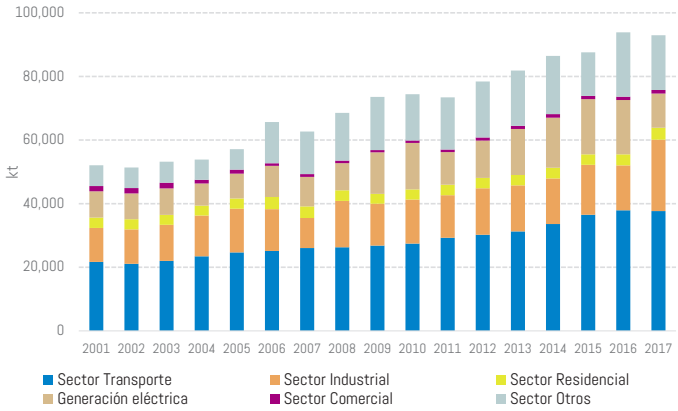
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



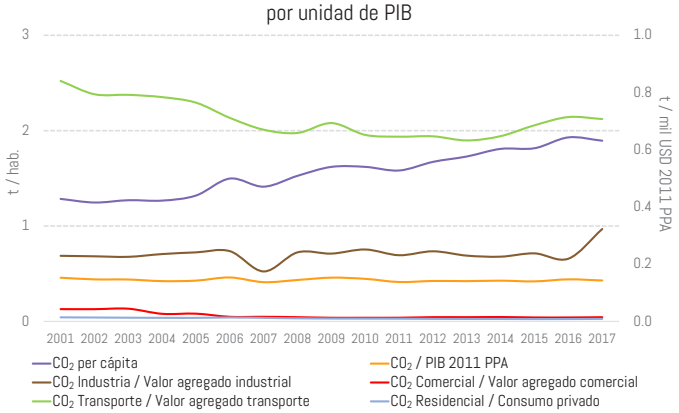
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



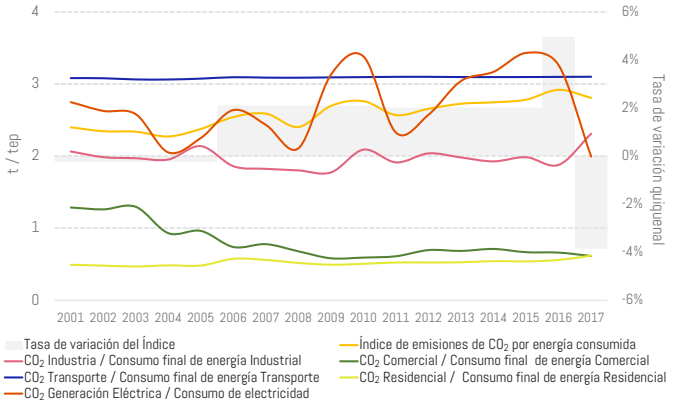
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



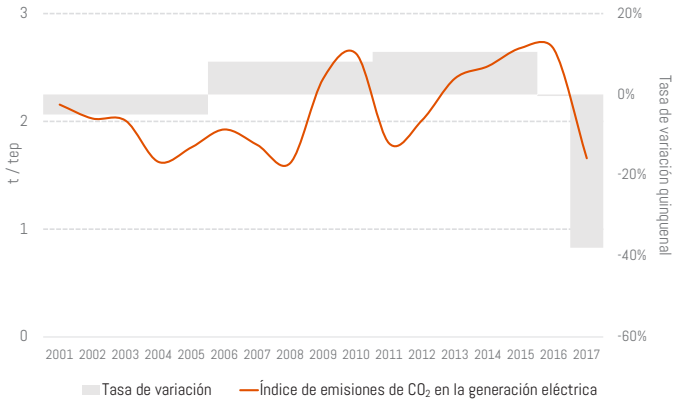
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

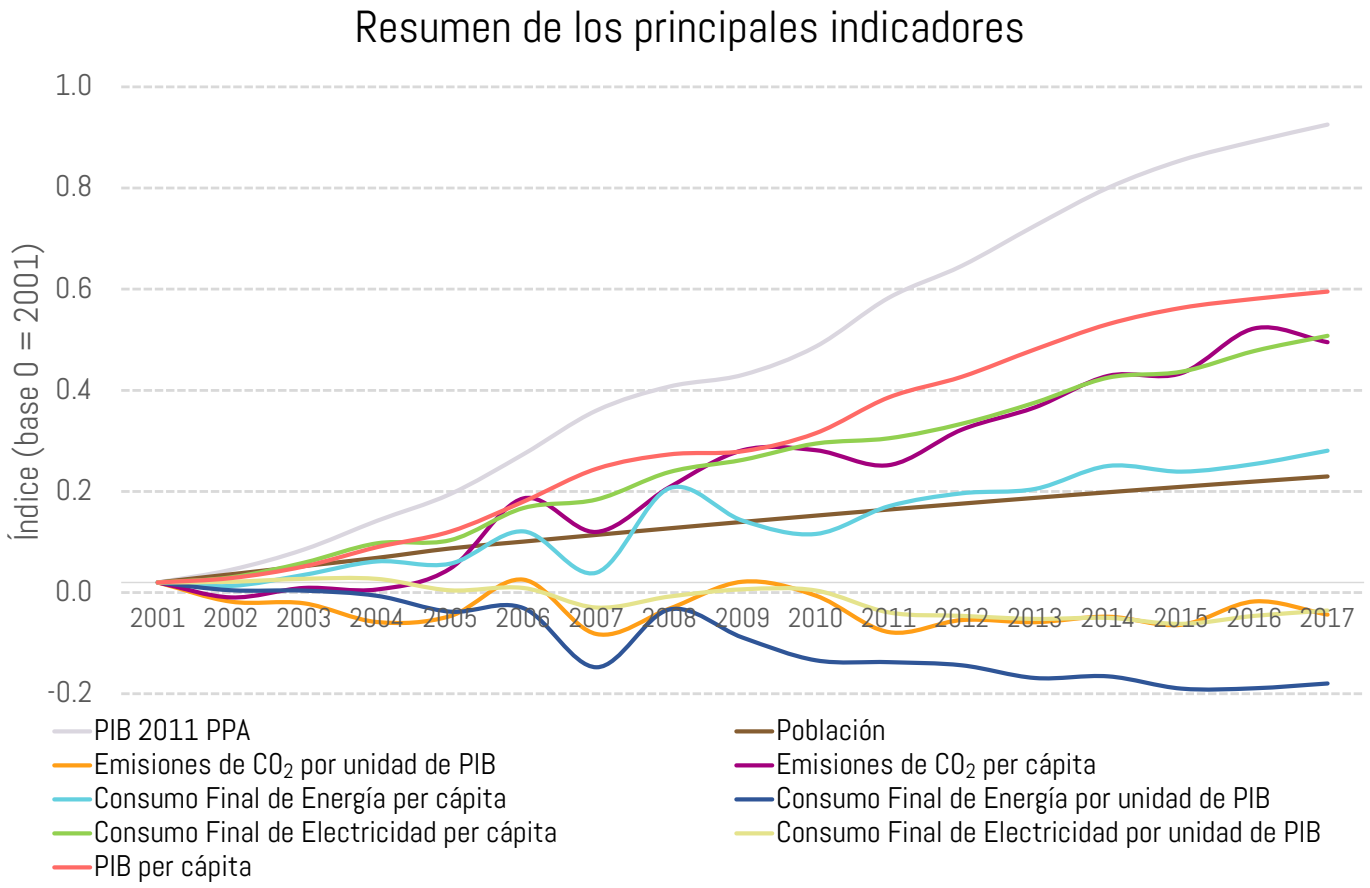


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica

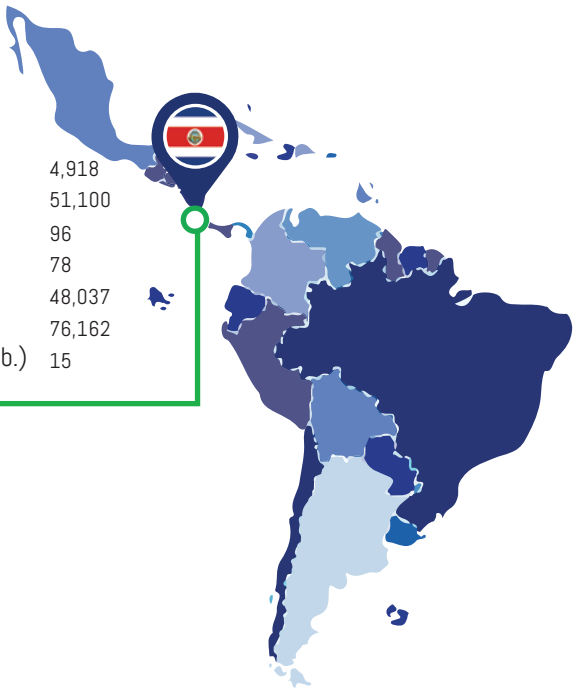



Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
-0.2
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

COSTA RICA

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	4,918
Superficie (km^2)	51,100
Densidad de población (hab. / km^2)	96
Población urbana (%)	78
PIB USD 2010 (MUSD)	48,037
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	76,162
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15



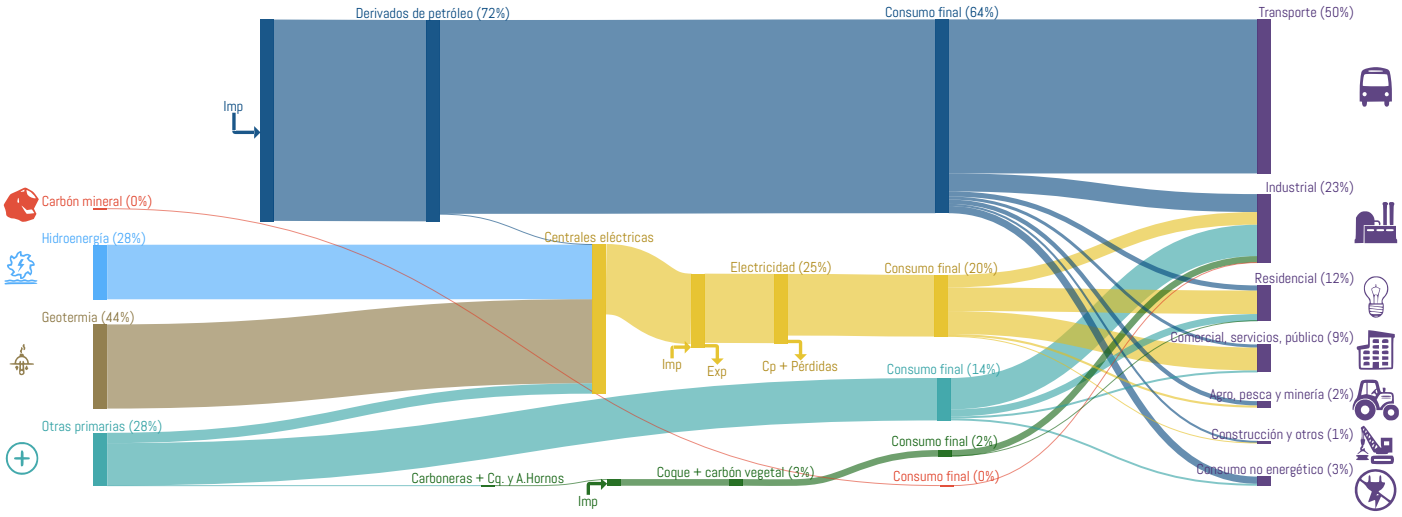
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 2.13
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.95
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.49
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.39
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.25

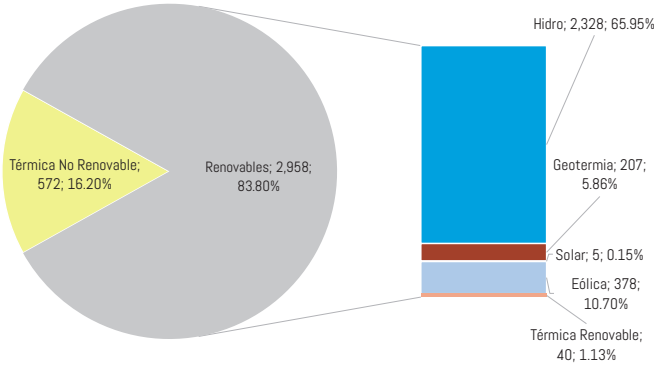
Mbbl	Gm^3	Mt
n.a.	n.a.	32.8
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,013	0.86	99.40	5.44	3.08	2.92	0.08	4.21	n.a.	3.53	0.07 / 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

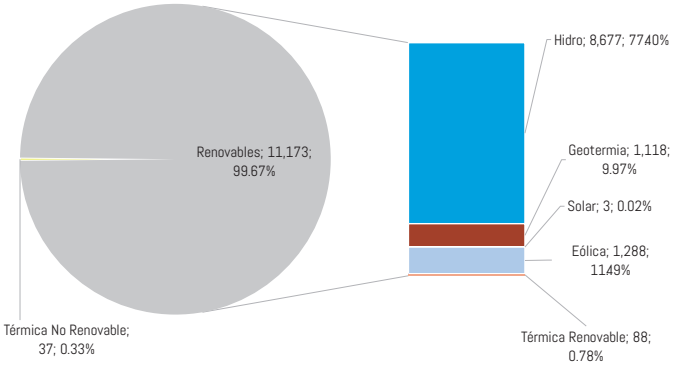
Balance energético resumido 2017



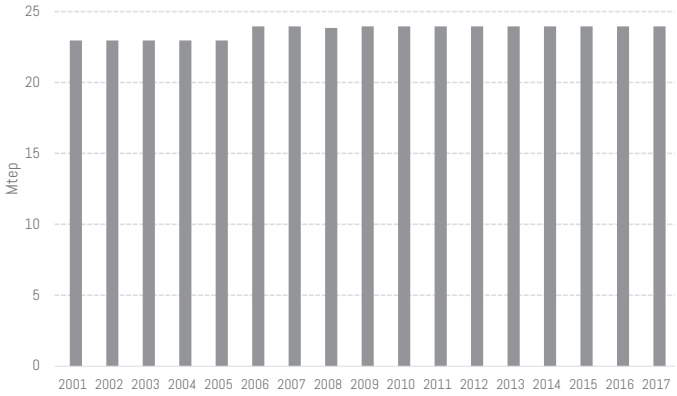
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



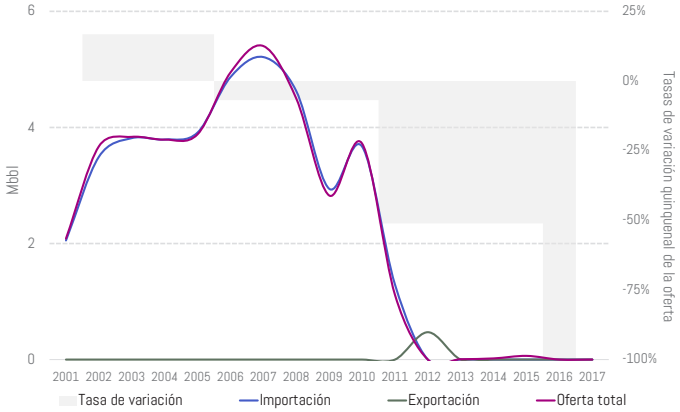
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



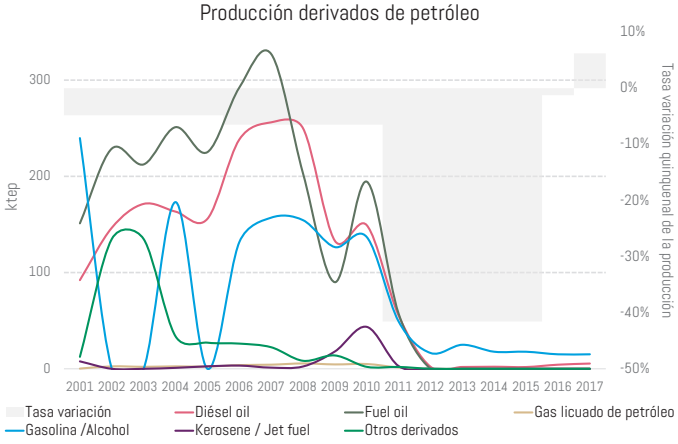
Reservas probadas de carbón mineral



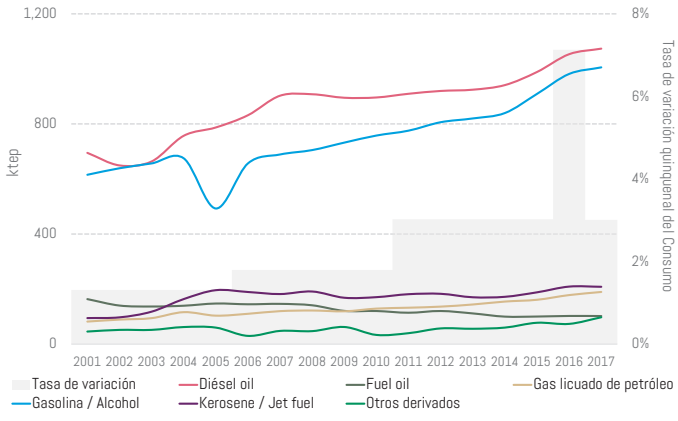
Oferta de petróleo



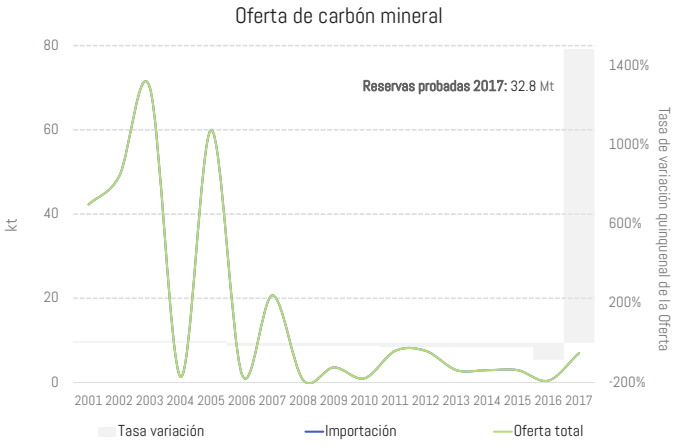
Producción derivados de petróleo

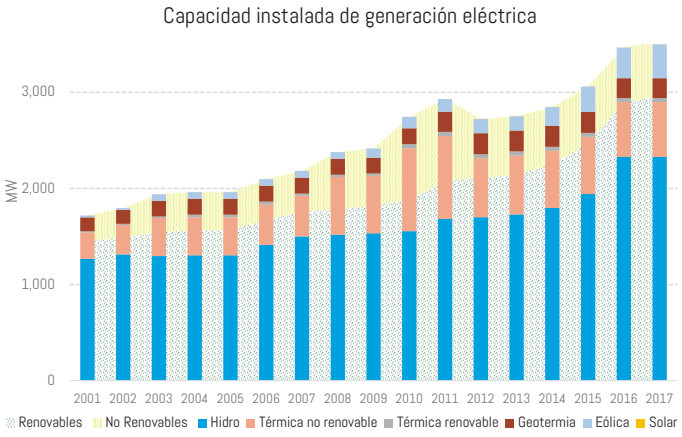


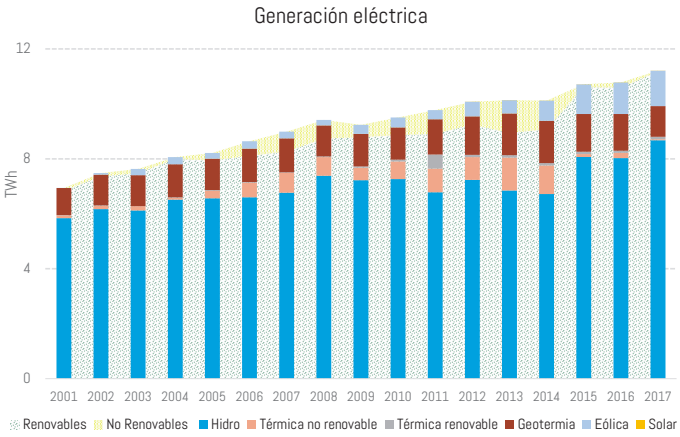
Consumo derivados de petróleo

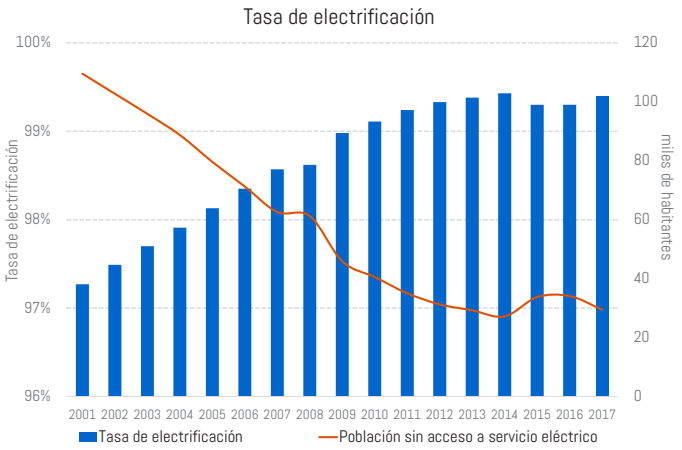


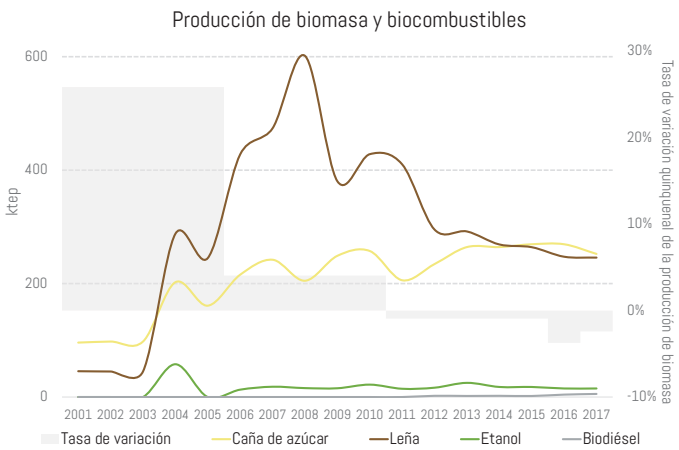
Costa Rica generó 99.35% de su electricidad con recursos renovables durante el primer semestre de 2017, según datos del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE).



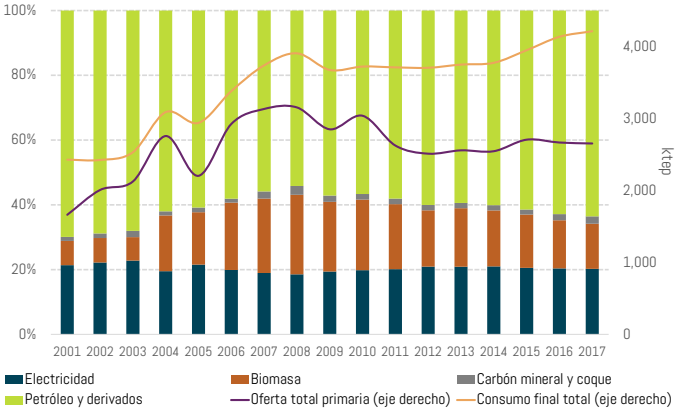




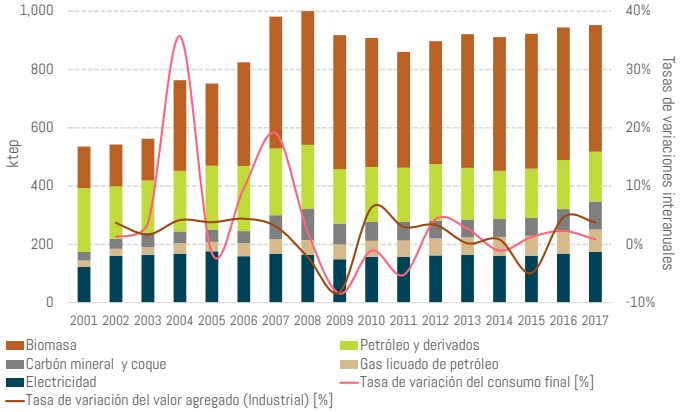




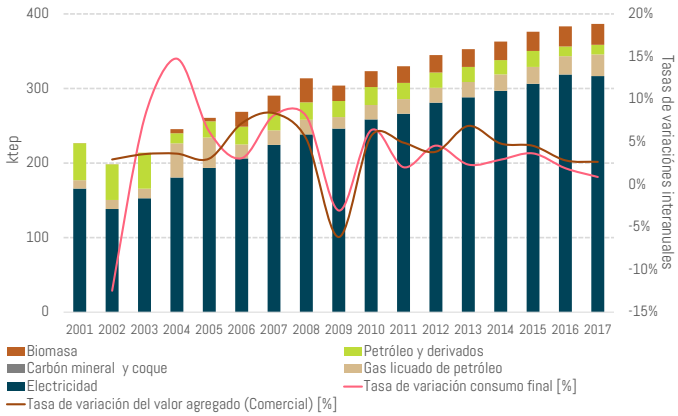
Consumo final de energía por fuente de energía



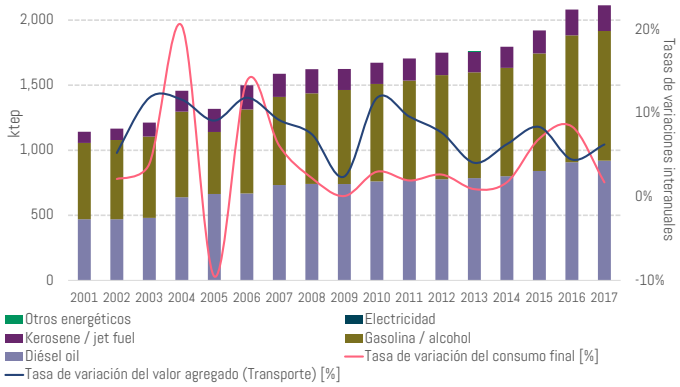
Consumo final del Sector Industrial



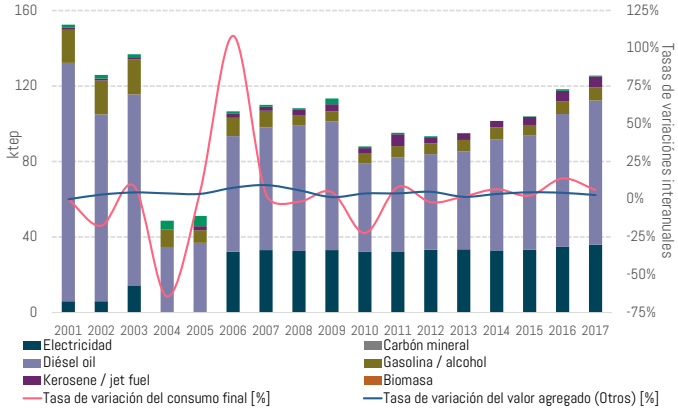
Consumo final del Sector Comercial



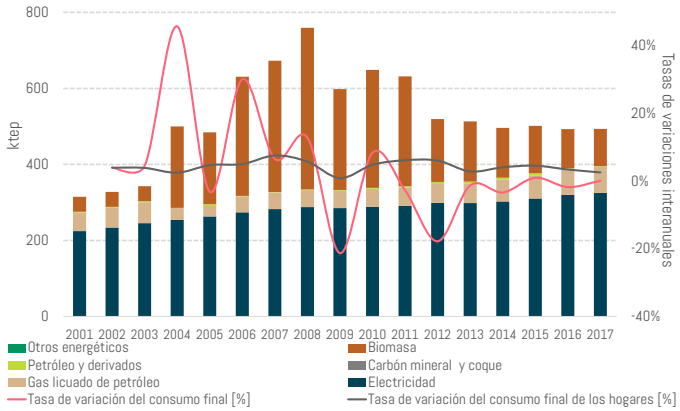
Consumo final del Sector Transporte



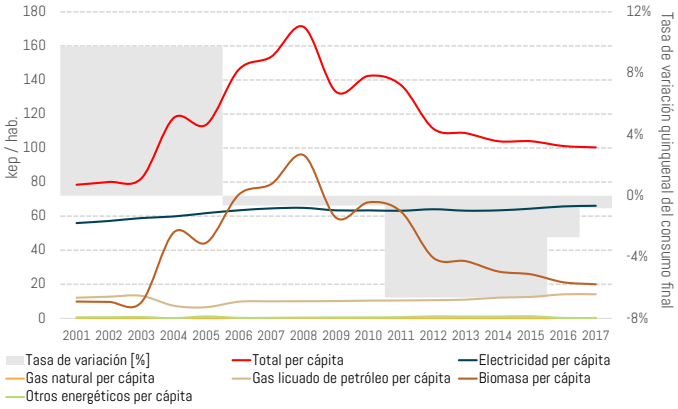
Consumo final del Sector Otros



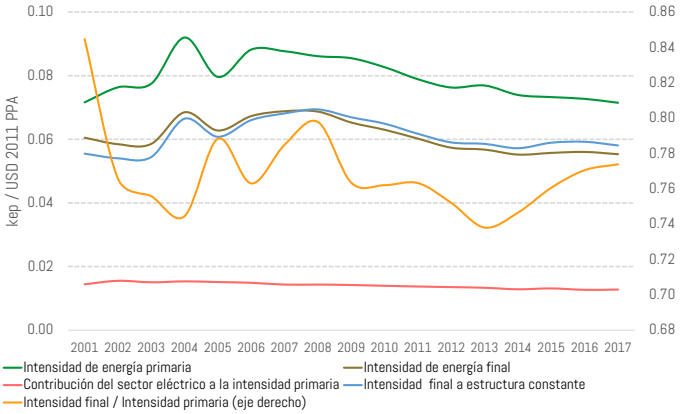
Consumo final del Sector Residencial



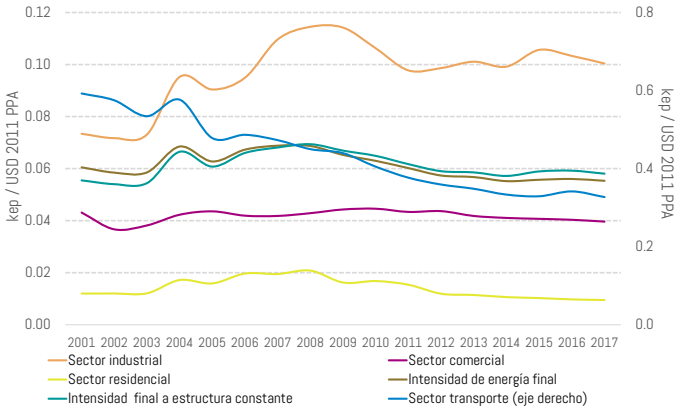
Consumo final per cápita Sector Residencial



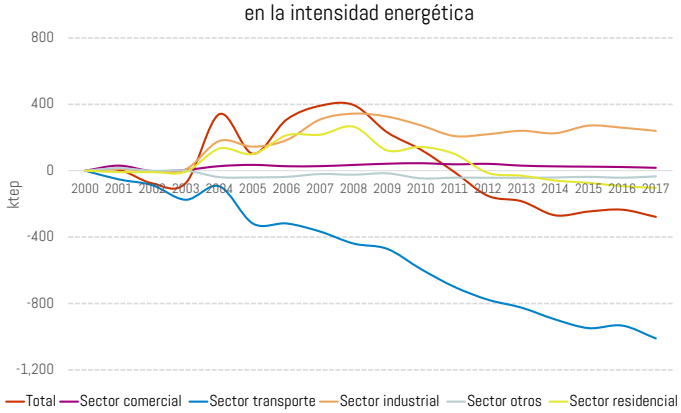
Intensidades energéticas



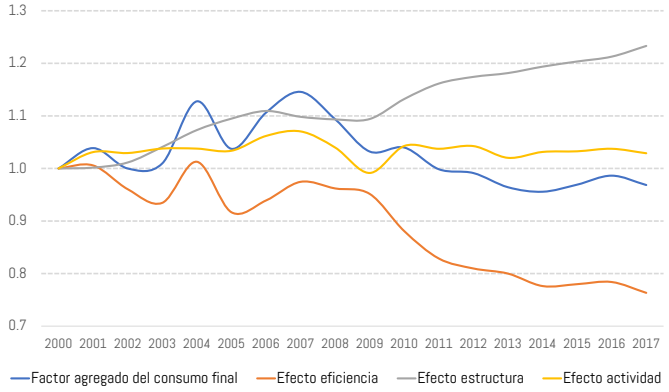
Intensidades energéticas sectoriales



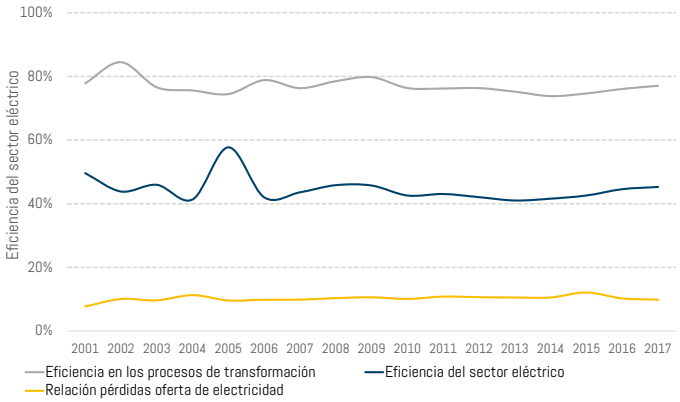
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



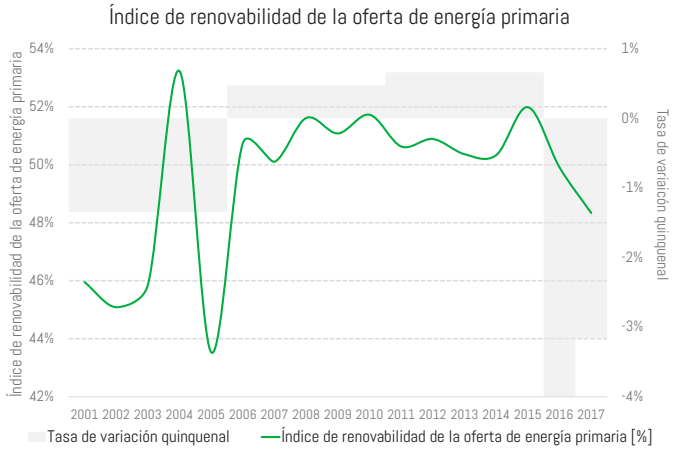
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

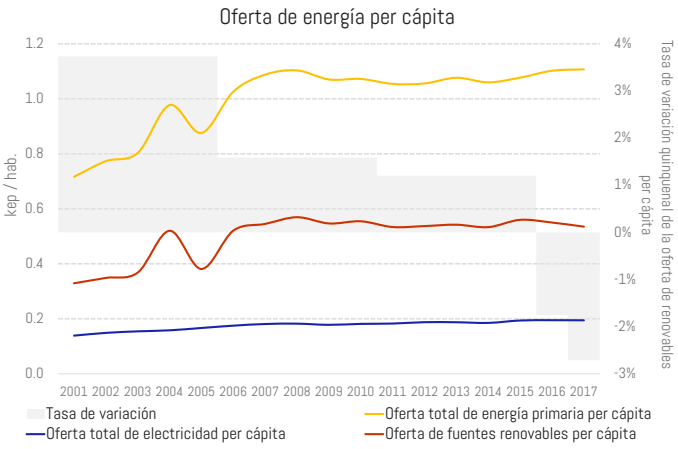


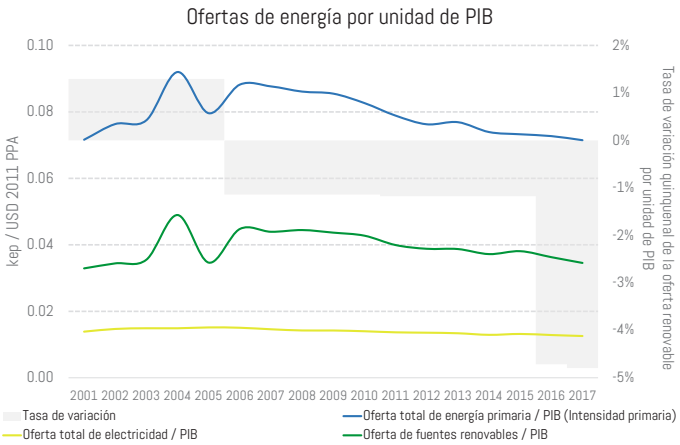
Eficiencia del sector eléctrico

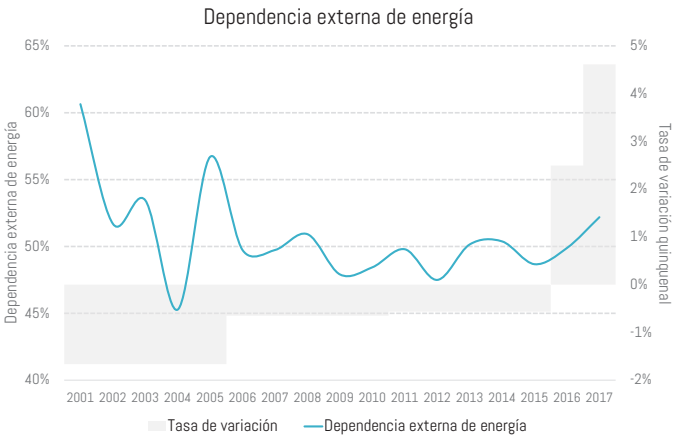


COSTA RICA

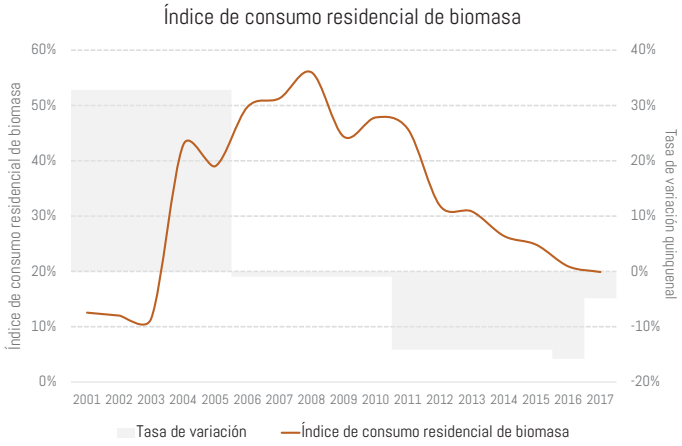




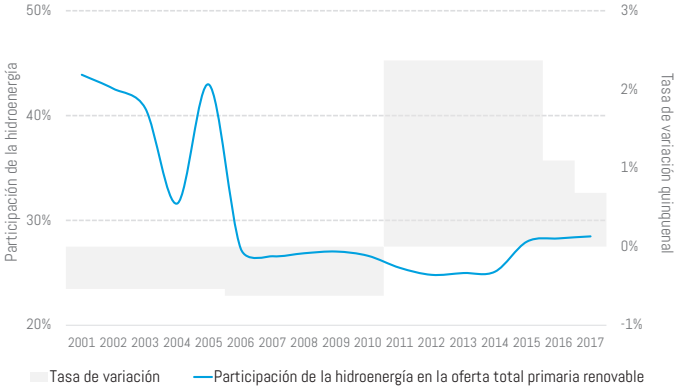




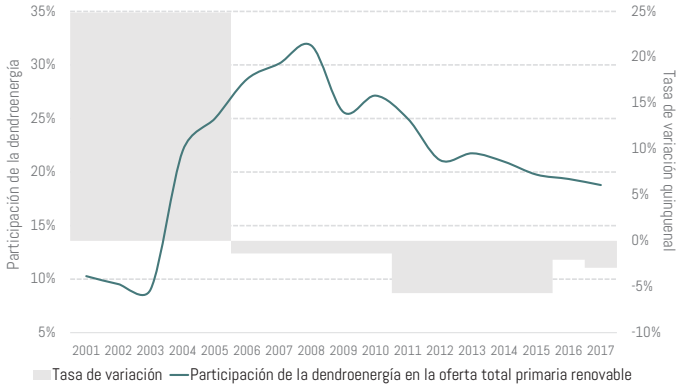
Costa Rica , logró importantes resultados en la implementación del Programa Electrificación Rural con Fuentes Renovables de Energía. En el año 2017 se beneficiaron aproximadamente 373 comunidades y se instalaron 289 SFV.



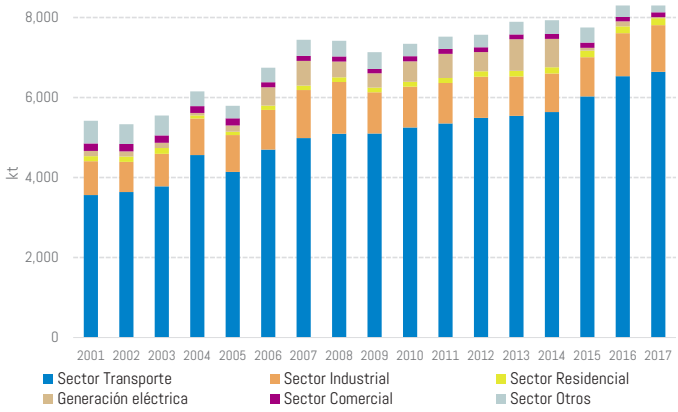
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



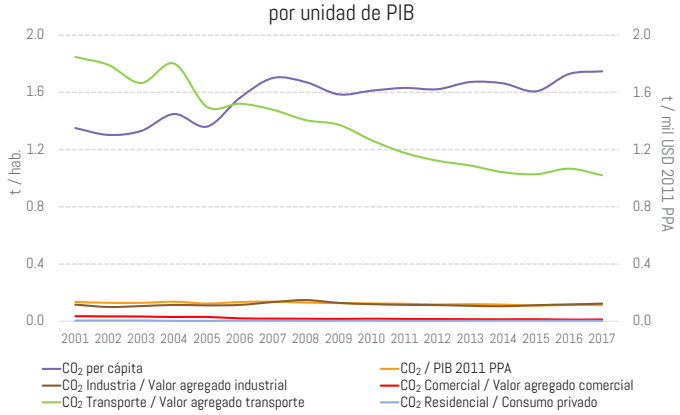
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



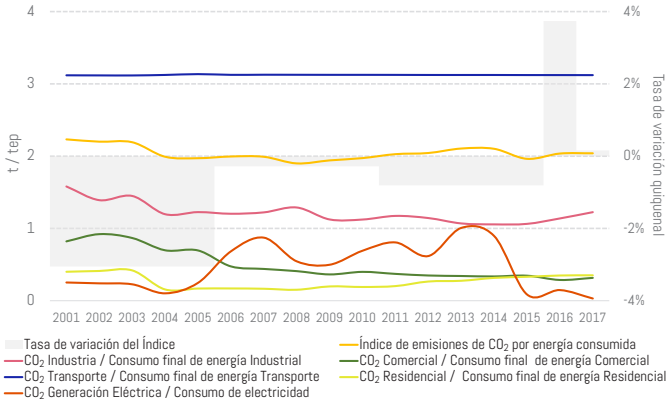
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



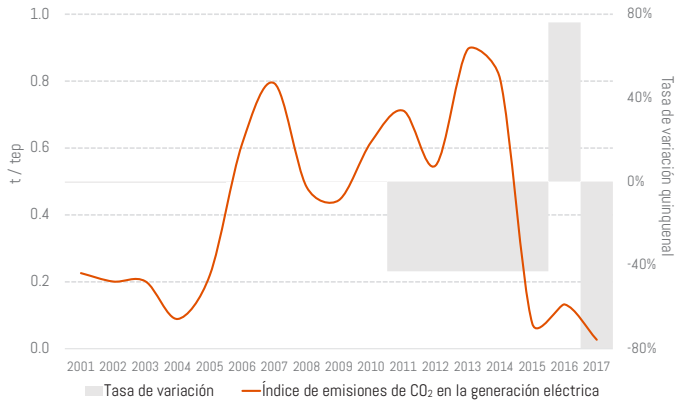
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



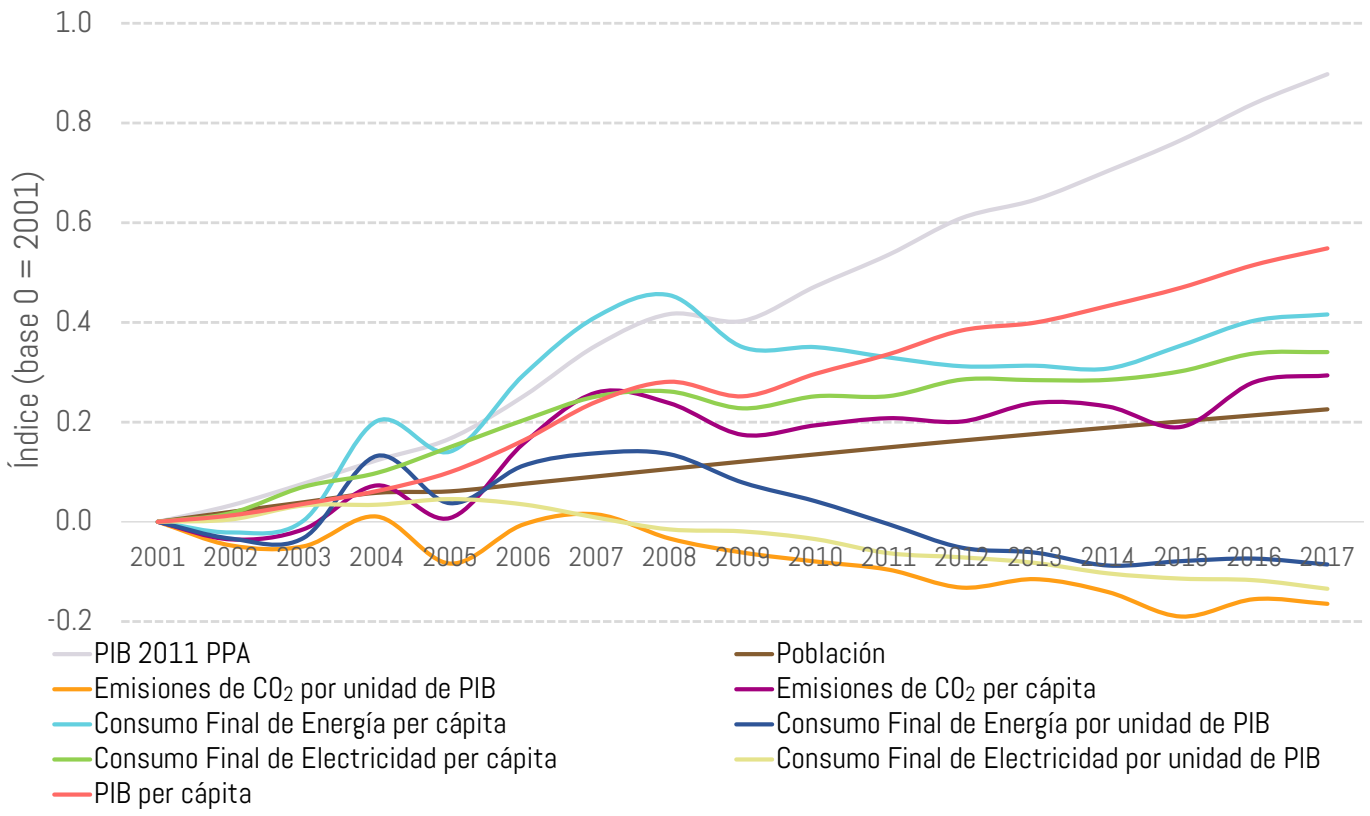
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



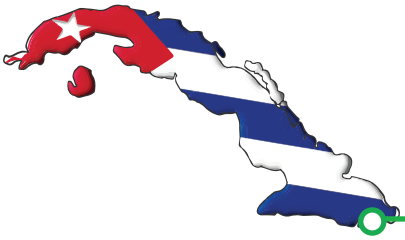
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica

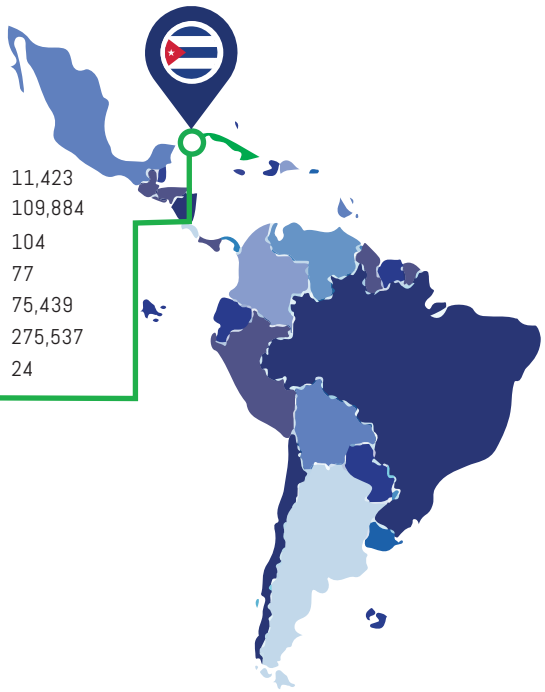


Resumen de los principales indicadores



CUBA





Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	11,423
Superficie (km^2)	109,884
Densidad de población (hab. / km^2)	104
Población urbana (%)	77
PIB USD 2010 (MUSD)	75,439
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	275,537
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	24

Sector Energético 2016

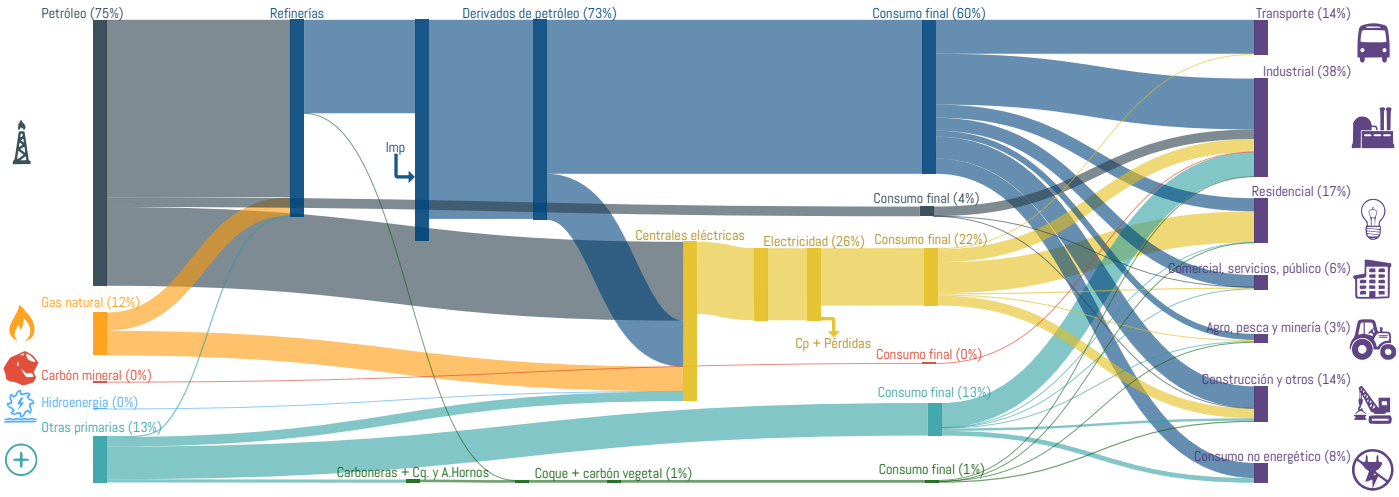
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.85
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 2.40
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.09
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.35
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 1.57

Mbbl	Gm^3	Mt
124[2]	71[2]	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

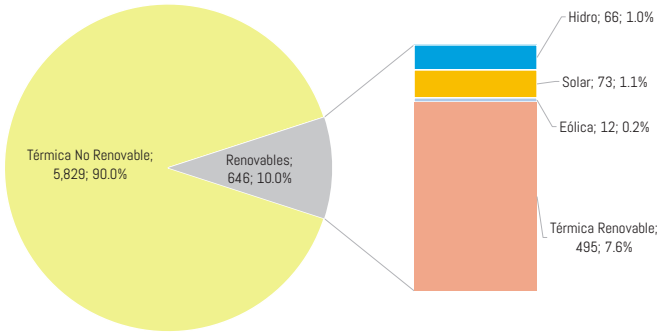
[1] Datos 2017.
[2] Datos estimados por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,356[1]	0.55	99.70 [1]	11.29	4.88	6.92	0.53	6.26	123	6.48[1]	0.04 / 0.02
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

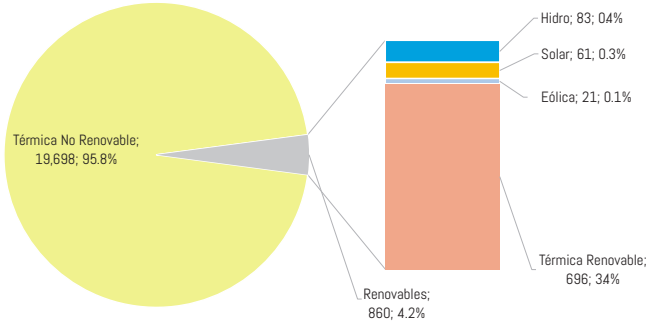
Balance energético resumido 2016



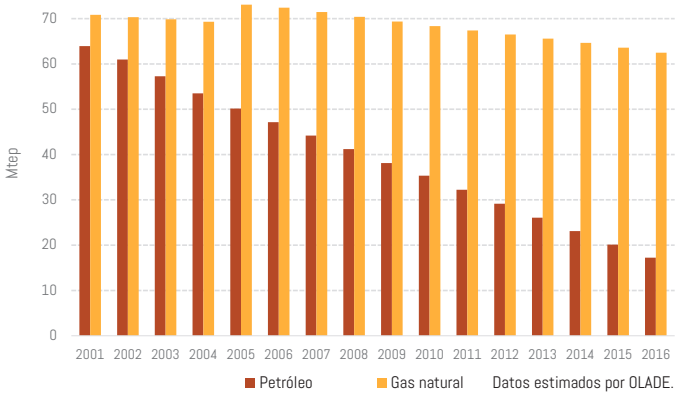
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



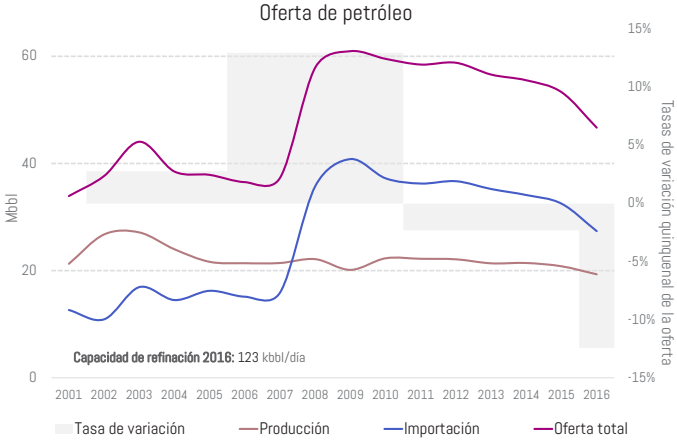
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



Reservas probadas de petróleo y gas natural

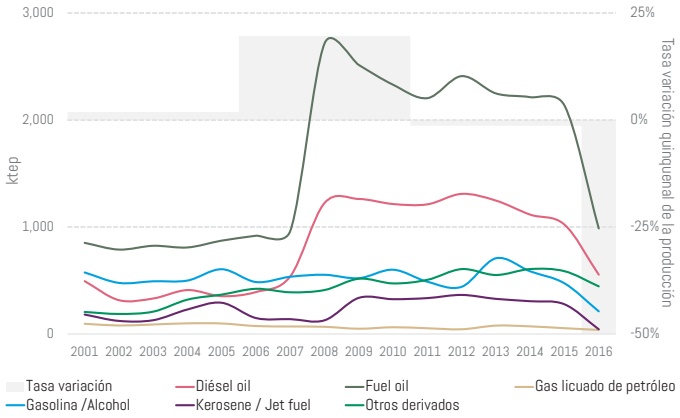


Oferta de petróleo

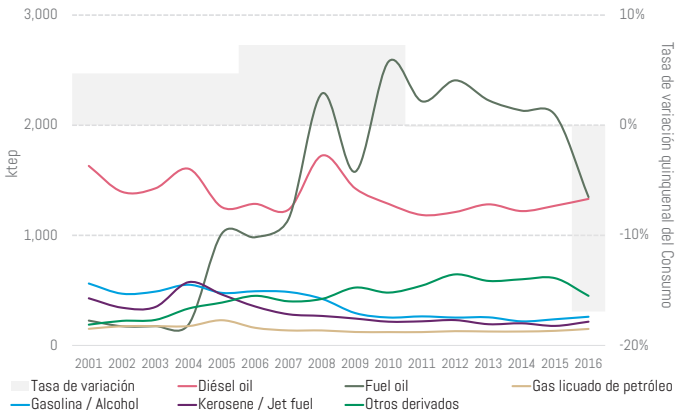


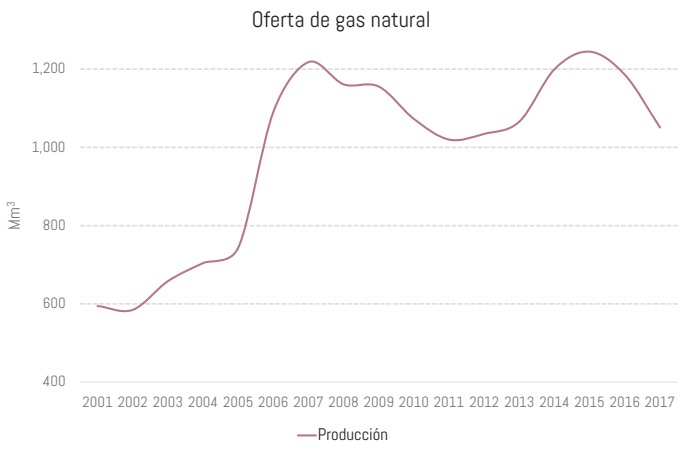
CUBA

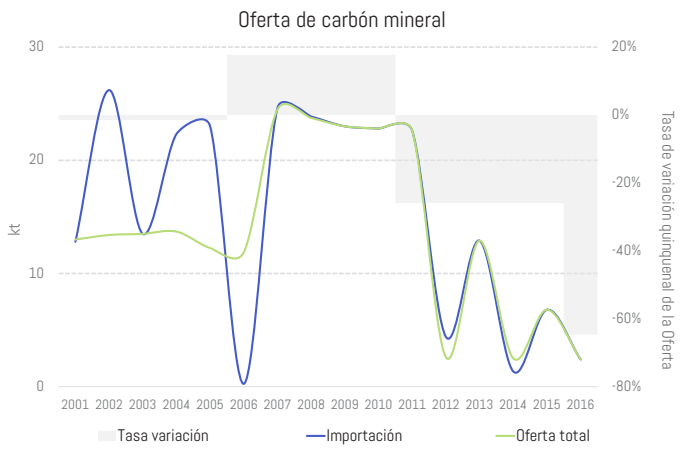
Producción derivados de petróleo

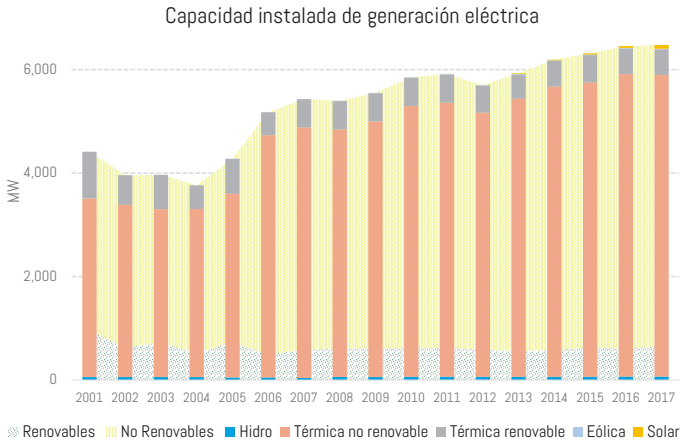


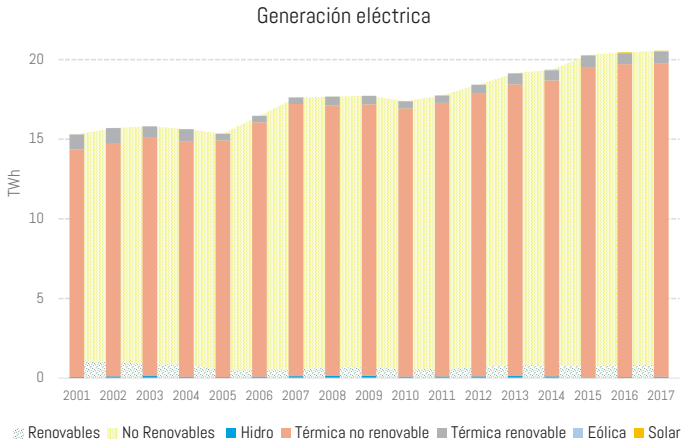
Consumo derivados de petróleo

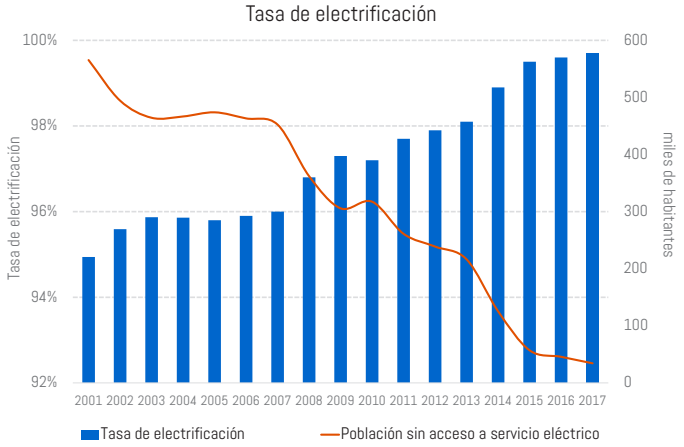


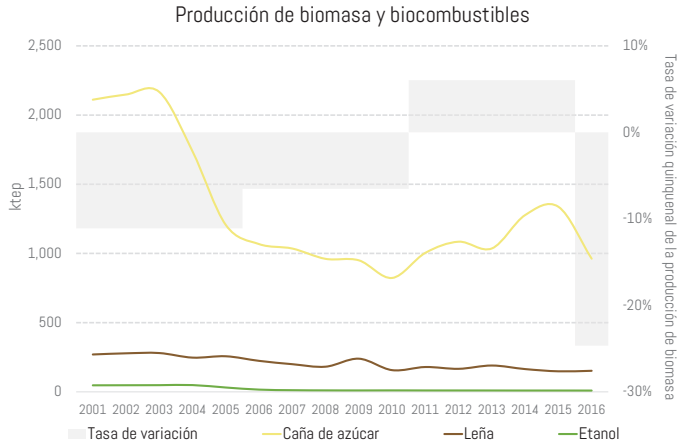

Oferta de gas natural
Mm3
1,200
1,000
800
600
400
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Producción


Oferta de carbón mineral
kt
30
20
10
0
20%
0%
-20%
-40%
-60%
-80%
Tasa de variación quinquenal de la Oferta
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016
Tasa variación
Importación
Oferta total

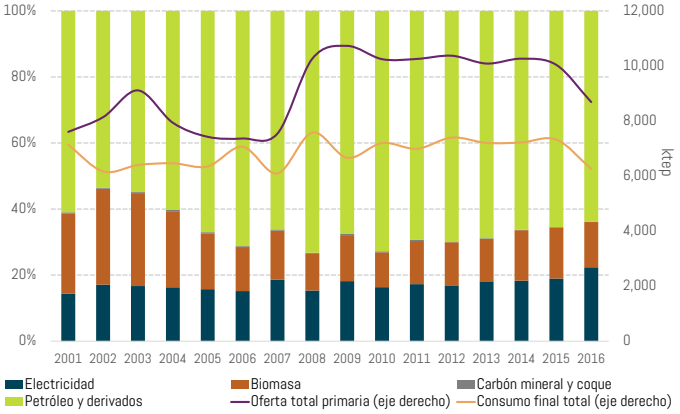

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
6,000
4,000
2,000
0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Eólica
Solar


Generación eléctrica
TWh
20
15
10
5
0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Eólica
Solar

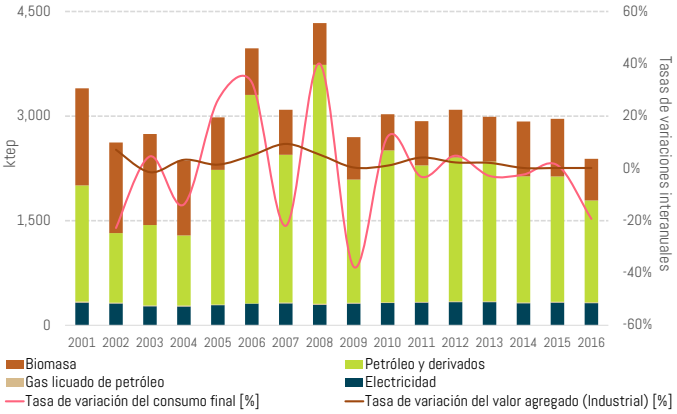

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
100%
98%
96%
94%
92%
600
500
400
300
200
100
0
miles de habitantes
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
10%
0%
-10%
-20%
-30%
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña
Etanol

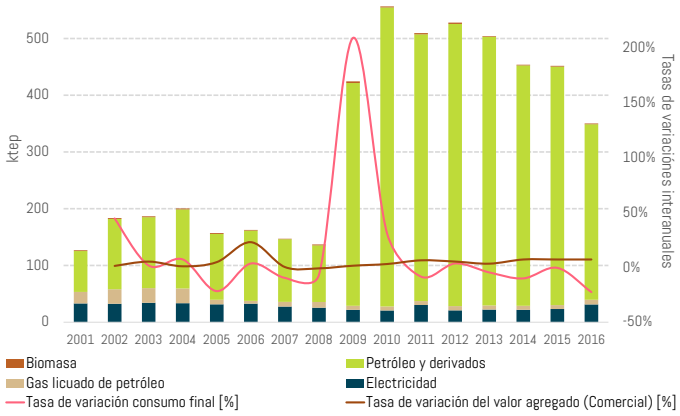
Consumo final de energía por fuente de energía



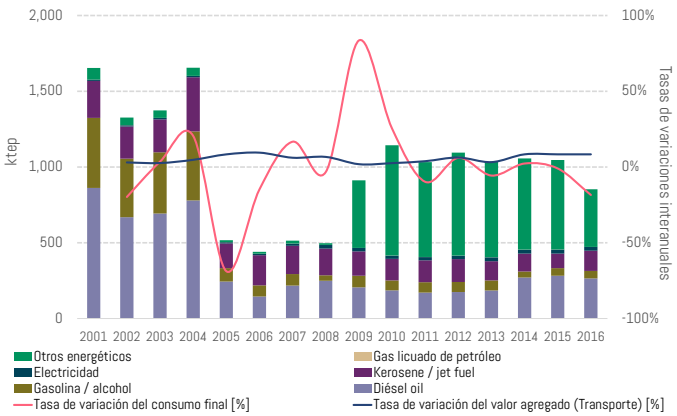
Consumo final del Sector Industrial



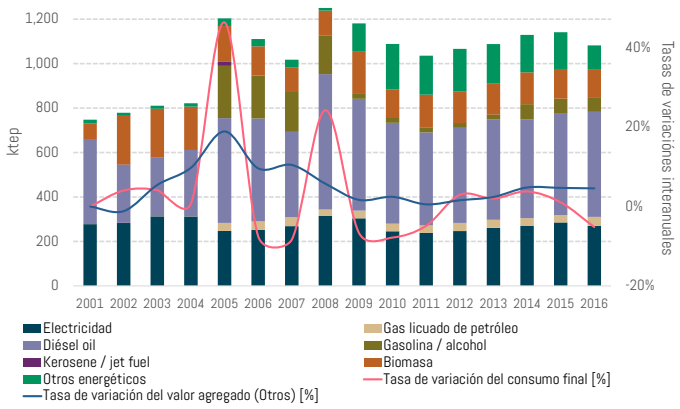
Consumo final del Sector Comercial



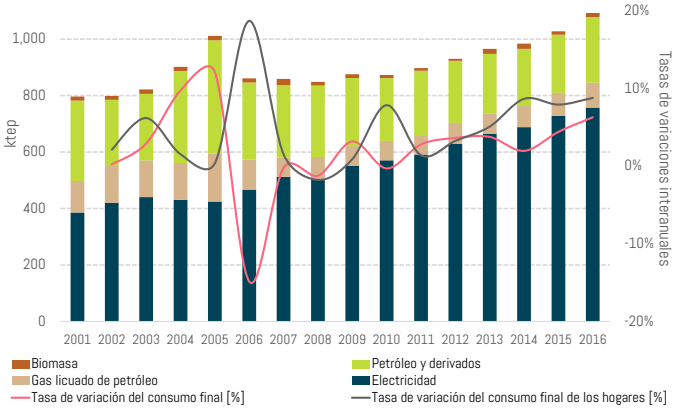
Consumo final del Sector Transporte



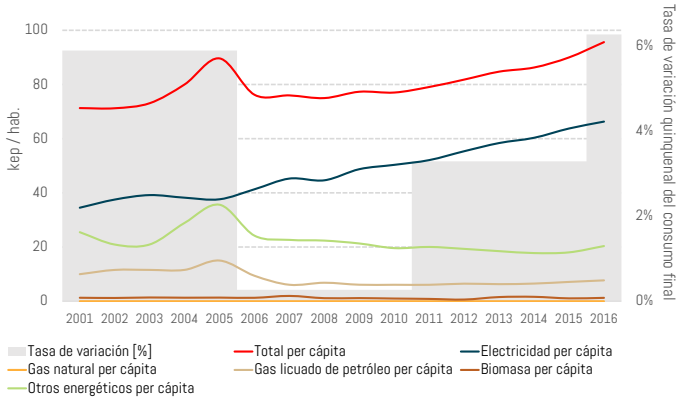
Consumo final del Sector Otros



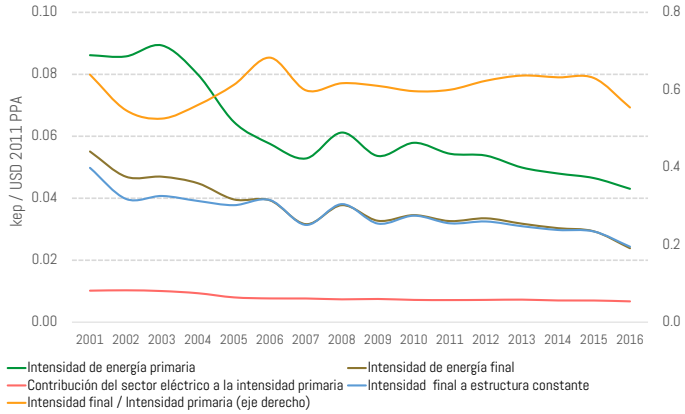
Consumo final del Sector Residencial



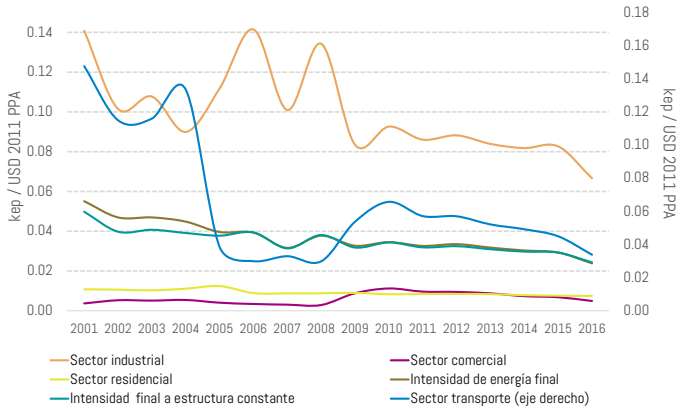
Consumo final per cápita Sector Residencial



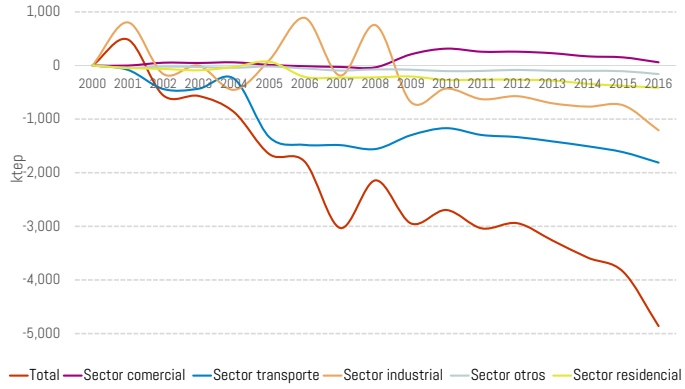
Intensidades energéticas



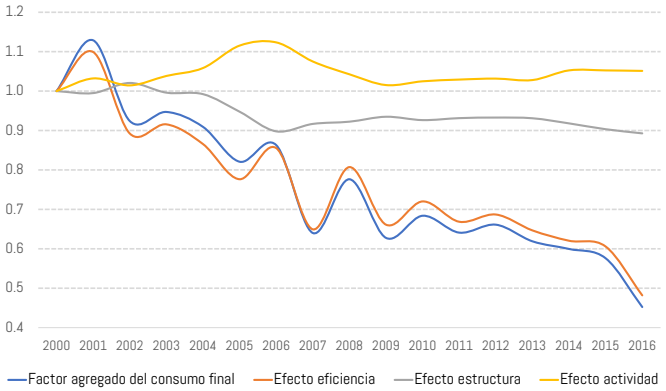
Intensidades energéticas sectoriales



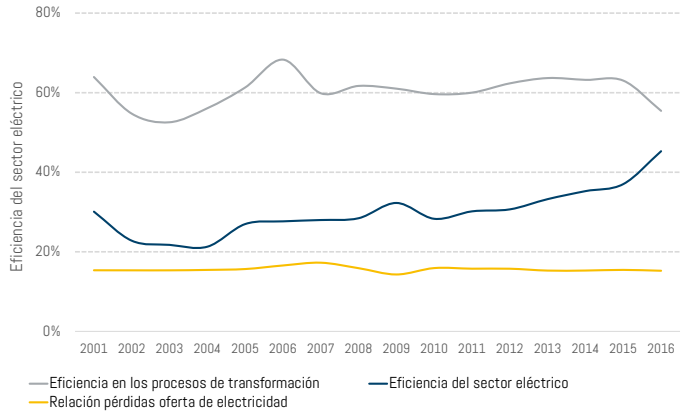
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

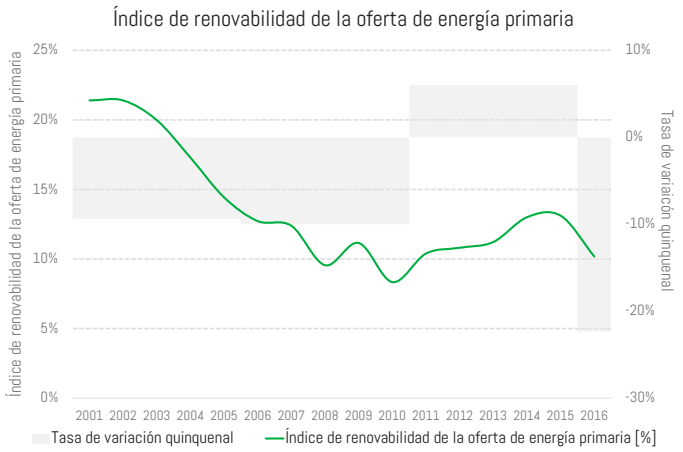


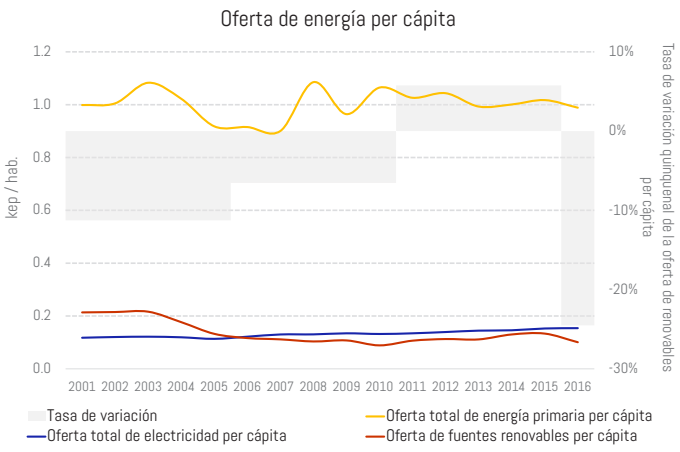
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

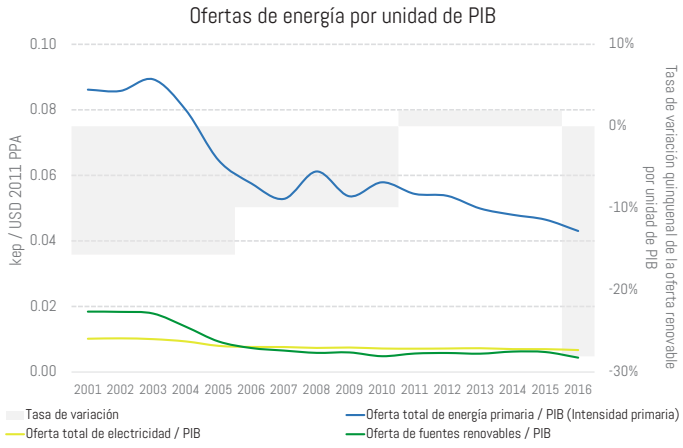


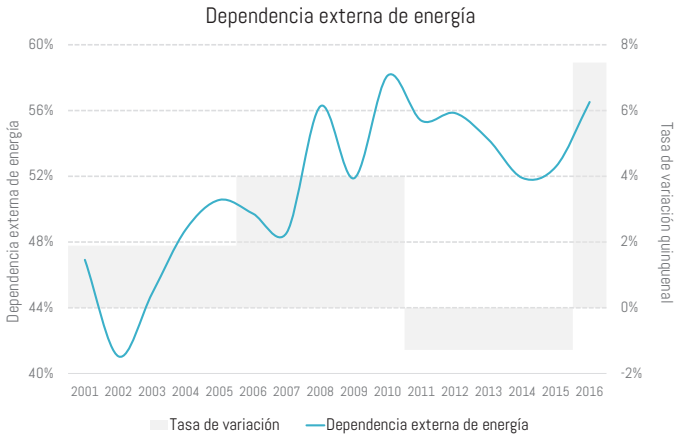
Eficiencia del sector eléctrico

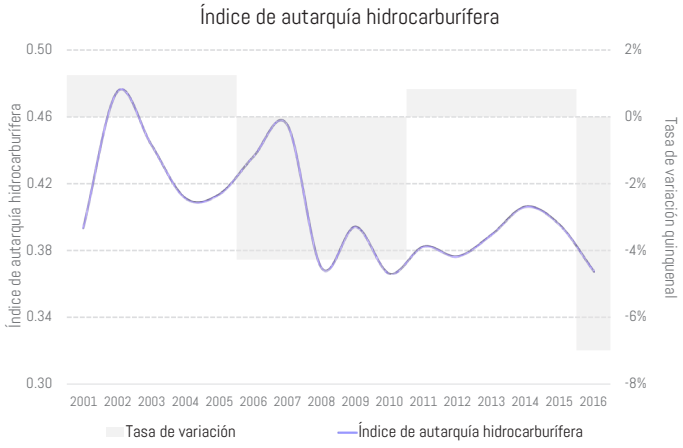


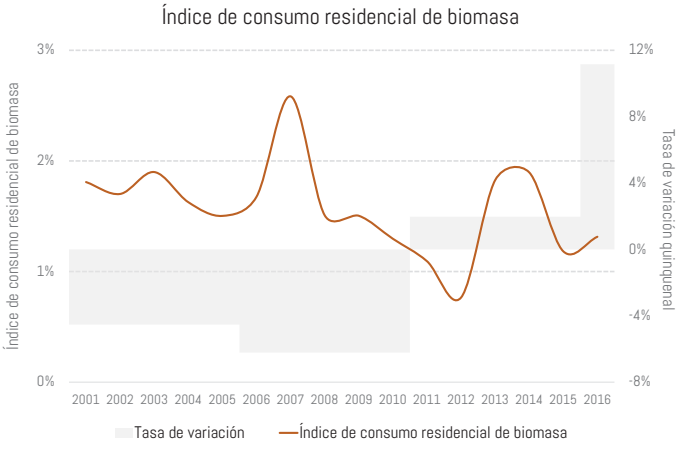

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
25%
20%
15%
10%
5%
0%
10%
0%
-10%
-20%
-30%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]


Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
1.2
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
10%
0%
-10%
-20%
-30%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

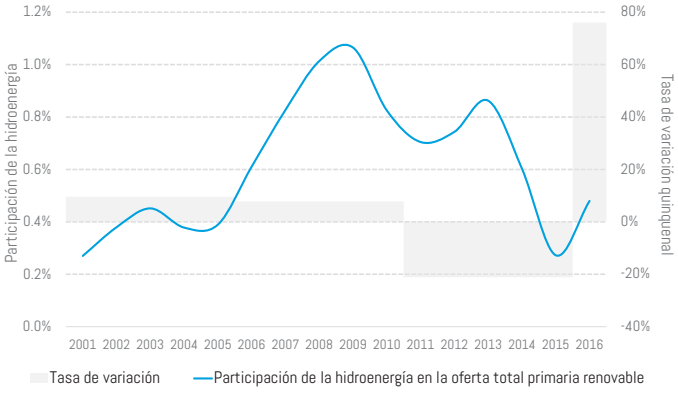

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
0.10
0.08
0.06
0.04
0.02
0.00
10%
0%
-10%
-20%
-30%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB


Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
60%
56%
52%
48%
44%
40%
8%
6%
4%
2%
0%
-2%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

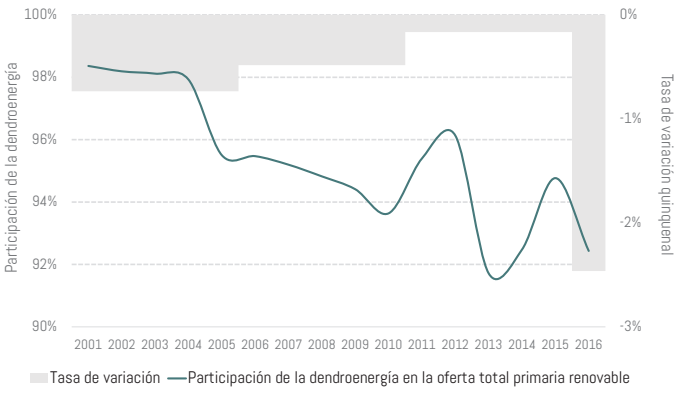

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
0.50
0.46
0.42
0.38
0.34
0.30
2%
0%
-2%
-4%
-6%
-8%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera


Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
3%
2%
1%
0%
12%
8%
4%
0%
-4%
-8%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

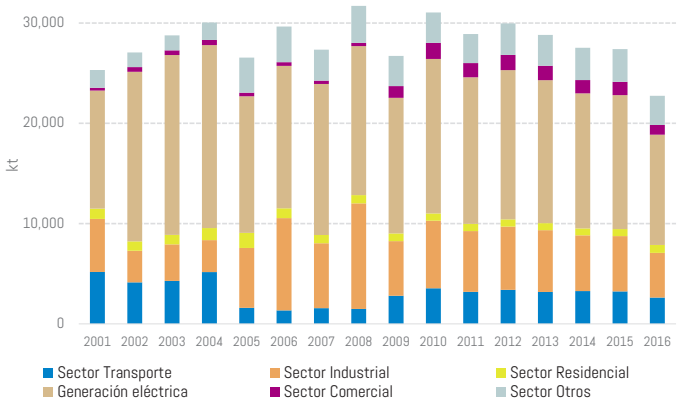
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



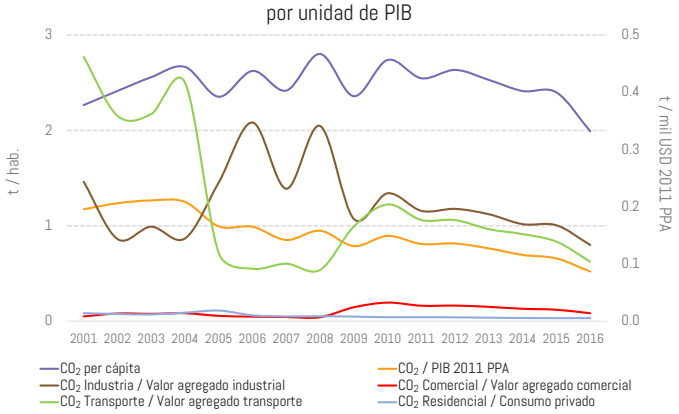
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



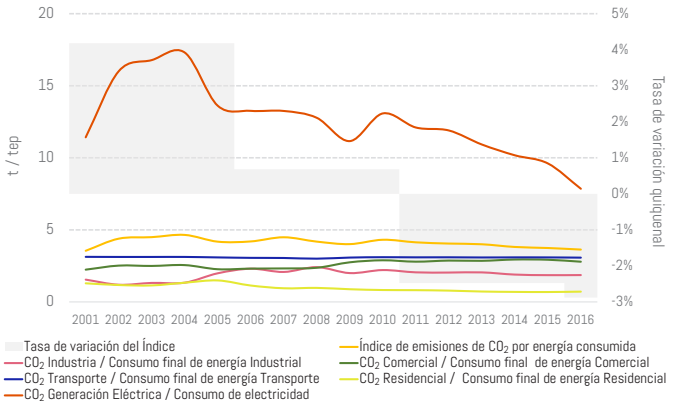
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



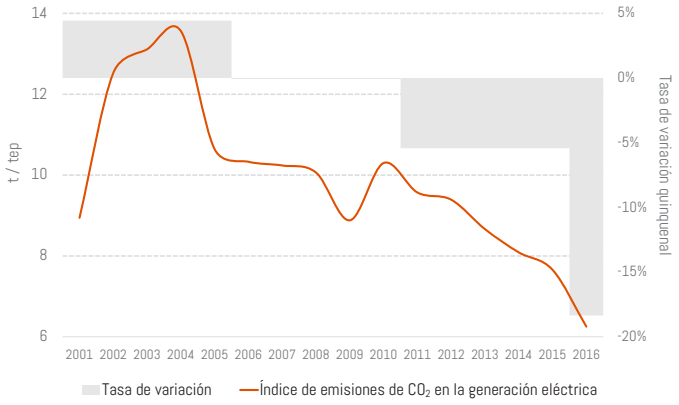
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



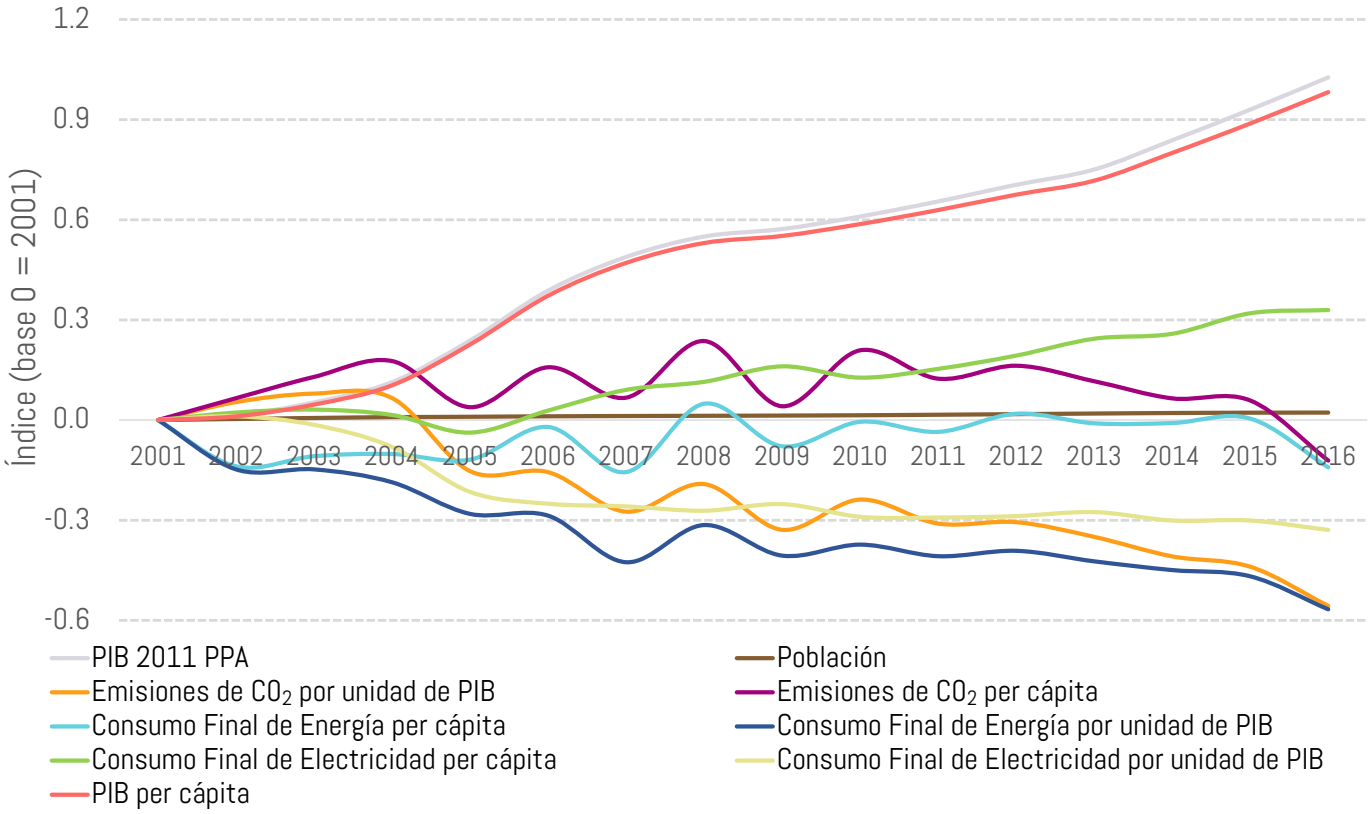
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



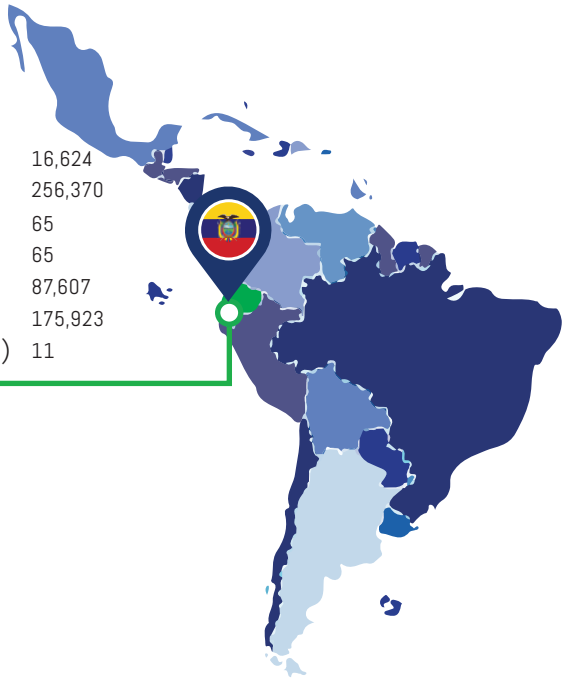
Resumen de los principales indicadores



ECUADOR

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	16,624
Superficie (km^2)	256,370
Densidad de población (hab. / km^2)	65
Población urbana (%)	65
PIB USD 2010 (MUSD)	87,607
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	175,923
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	11



Sector Energético

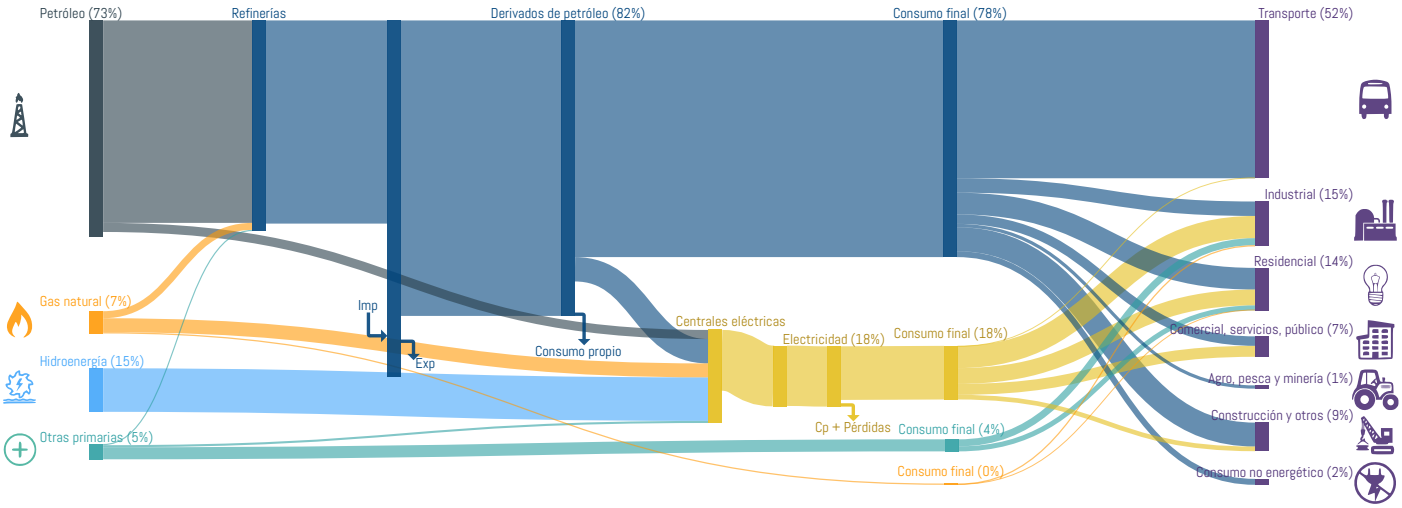
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 6.26
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.78
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.69
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.81
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 1.50

Mbbl	Gm^3	Mt
3,168*	5,224*	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

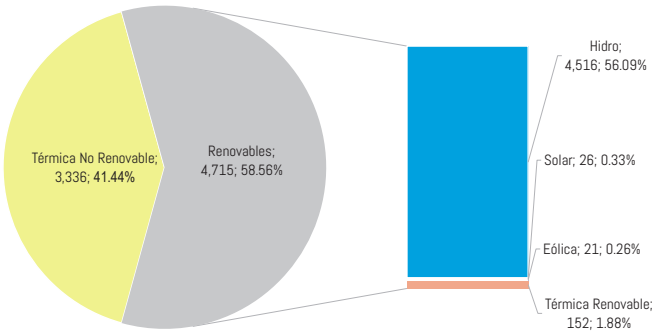
(*) Dato al 2016.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,489	0.72	97.33	14.88	30.76	6.10	21.00	12.05	175	8.05	0.08 / 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

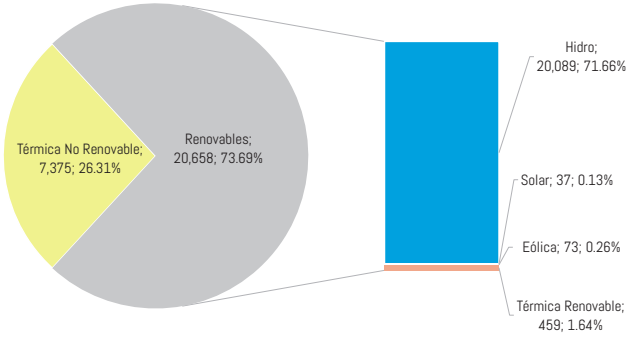
Balance energético resumido 2017



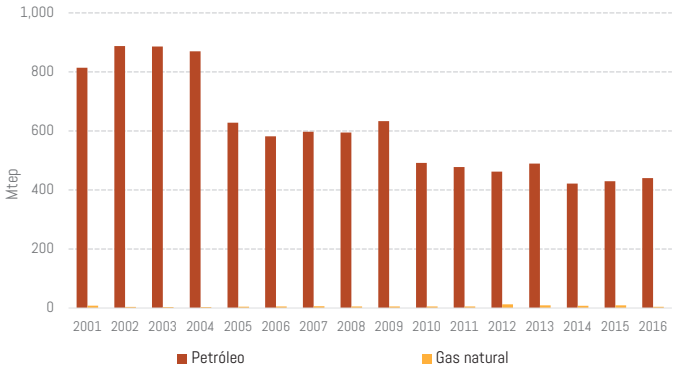
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017

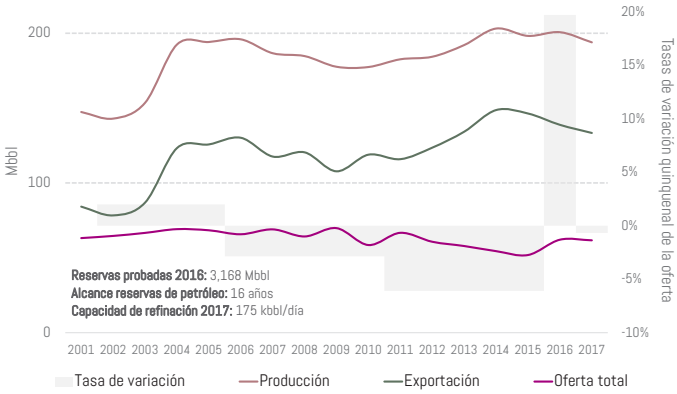


Reservas probadas de petróleo y gas natural



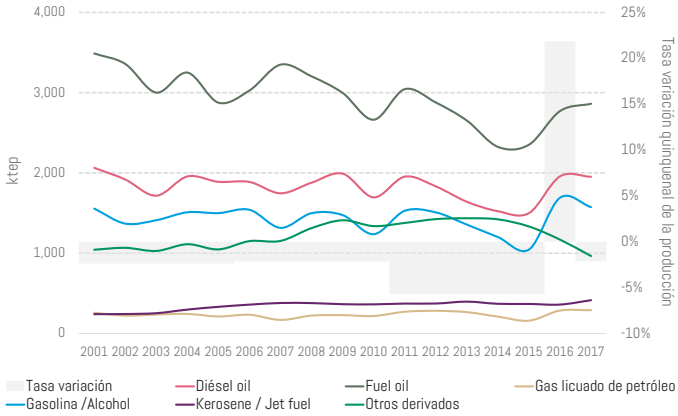
1) Las cifras correspondientes a reservas de petróleo se encuentran homologadas de acuerdo al SPE - PRMS.
2) A partir del 2016 las reservas de petróleo consideran Recursos Contingentes.

Oferta de petróleo

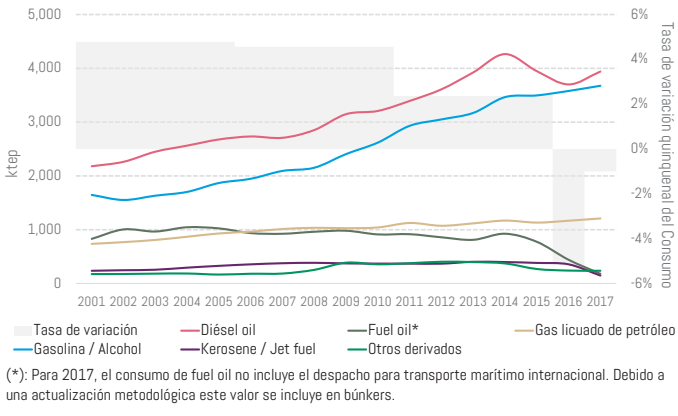


ECUADOR

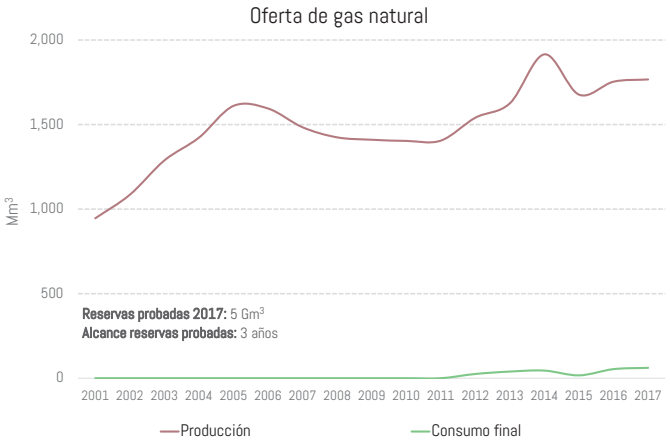
Producción derivados de petróleo y biocombustibles



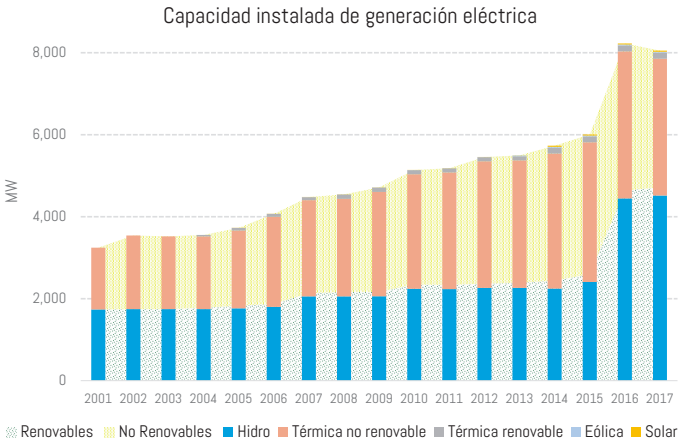
Consumo derivados de petróleo y biocombustibles

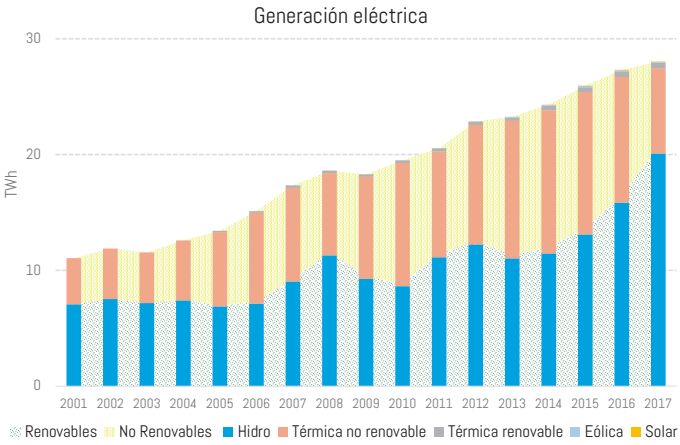


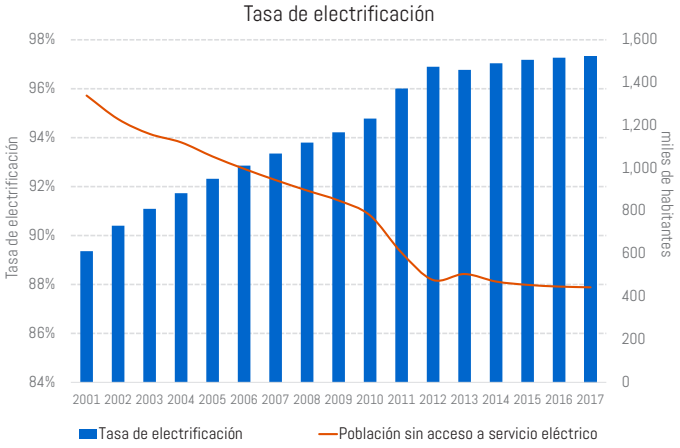
(*): Para 2017, el consumo de fuel oil no incluye el despacho para transporte marítimo internacional. Debido a una actualización metodológica este valor se incluye en búnkers.

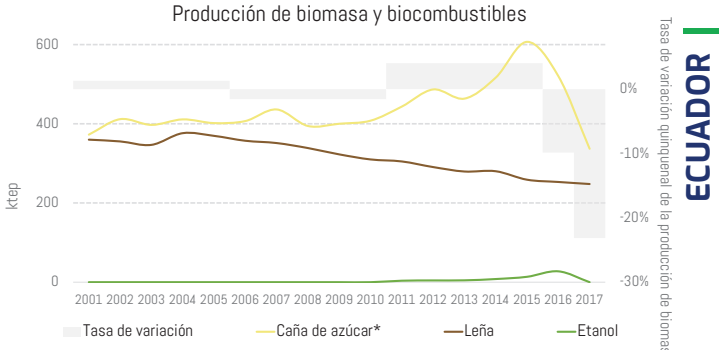


En la matriz de potencia efectiva por tipo de central en 2017 para Ecuador, destacó la participación mayoritaria de las centrales hidráulicas con 4,486 MW, seguida de las centrales térmicas no renovables dentro de las cuales las de MCI tienen la mayor participación con 1,554 MW. Asimismo, en este año entró en operación la primera central de generación eléctrica con biogás del relleno sanitario El Inga con una potencia instalada de 6.2 MW.



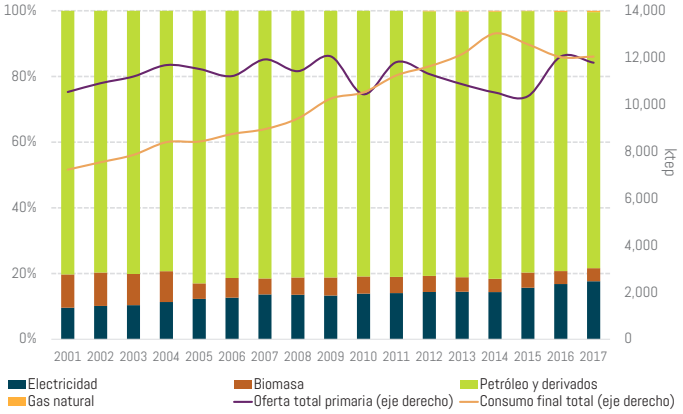




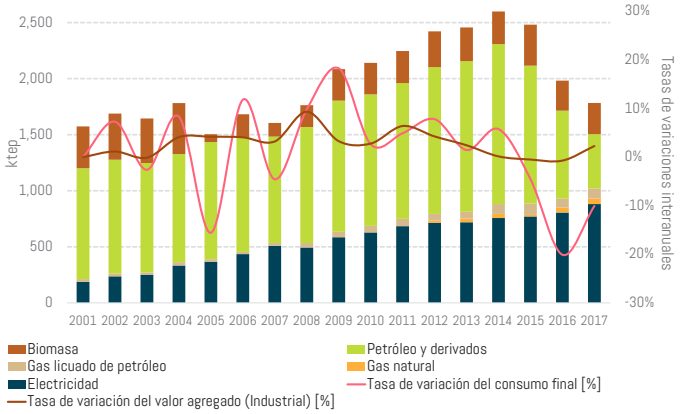


(*): Para 2017, el país actualizó la metodología de cálculo de la producción de bagazo de caña para uso energético. Anteriormente, se estimaba con base en datos tomados de la Encuesta de Superficie y Producción Agropecuaria Continua (ESPAC), mientras que para el 2017 la estimación fue realizada a partir de la energía producida reportada por ARCONEL.

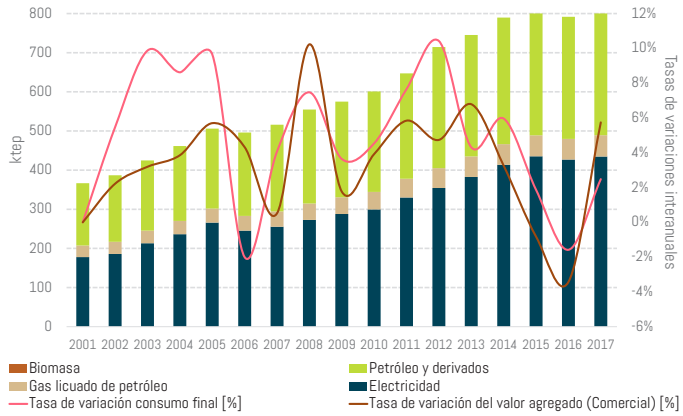
Consumo final de energía por fuente de energía



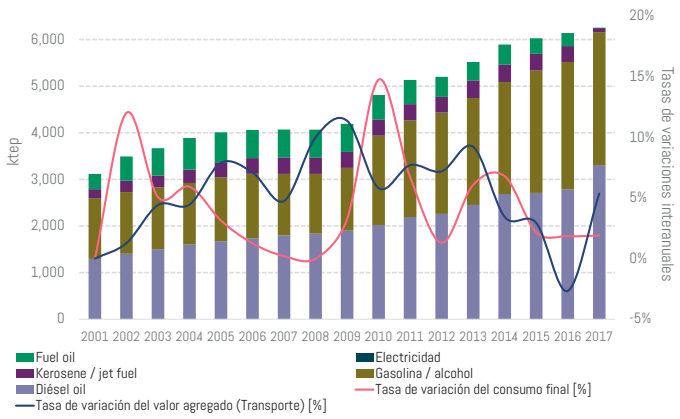
Consumo final del Sector Industrial



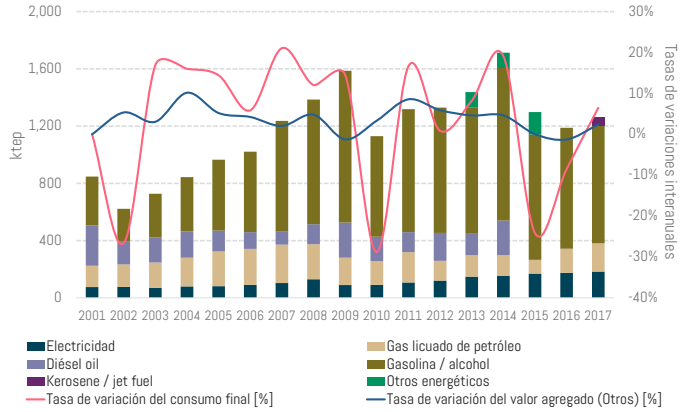
Consumo final del Sector Comercial



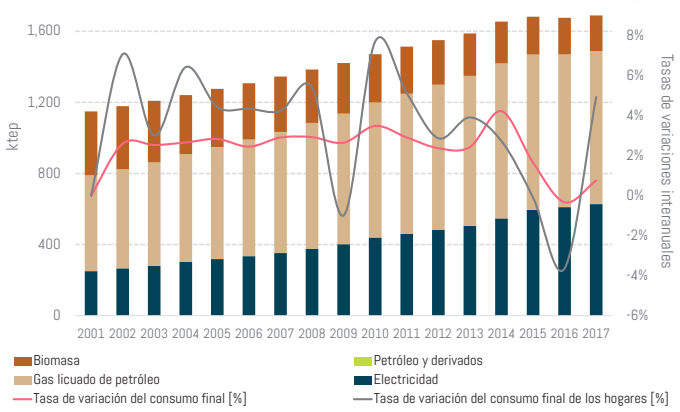
Consumo final del Sector Transporte



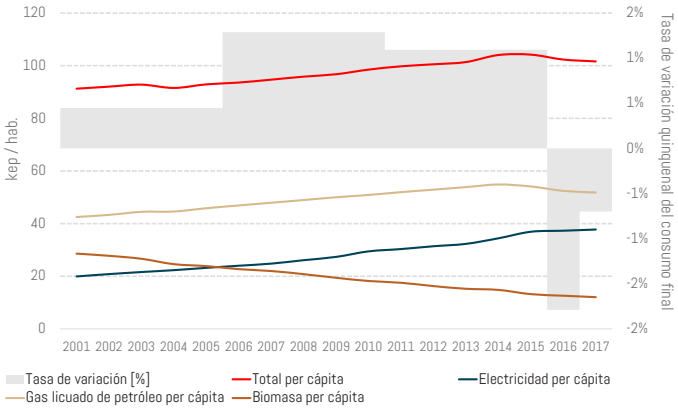
Consumo final del Sector Otros



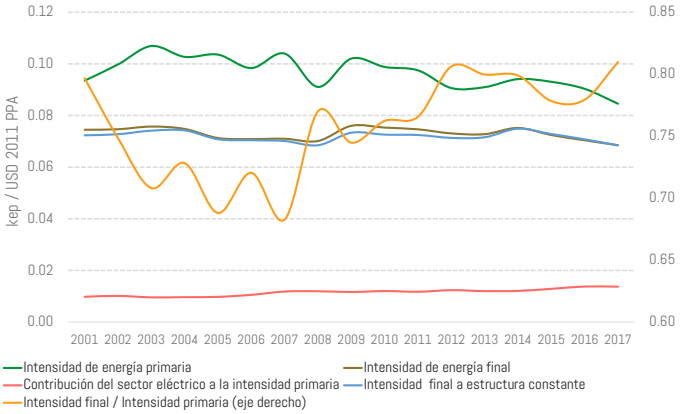
Consumo final del Sector Residencial



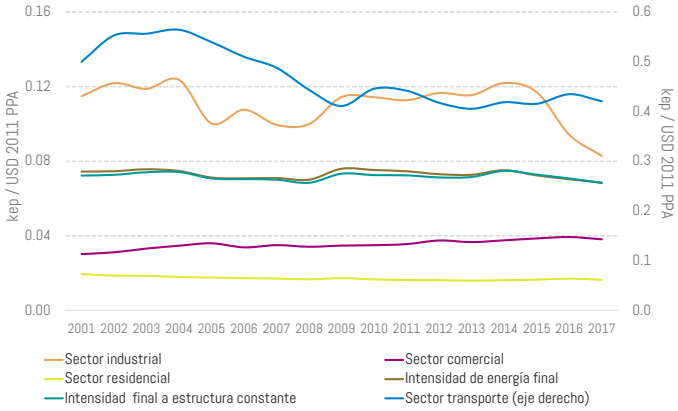
Consumo final per cápita Sector Residencial



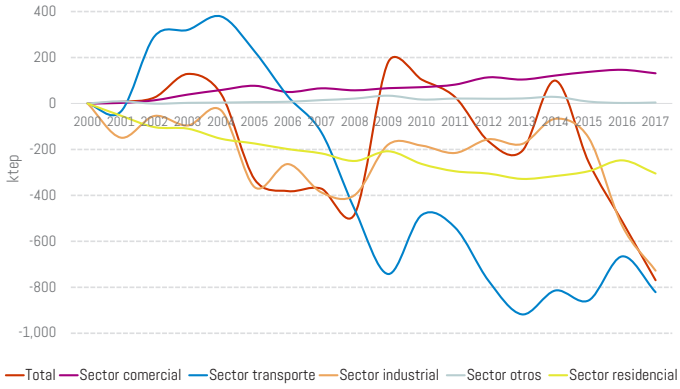
Intensidades energéticas



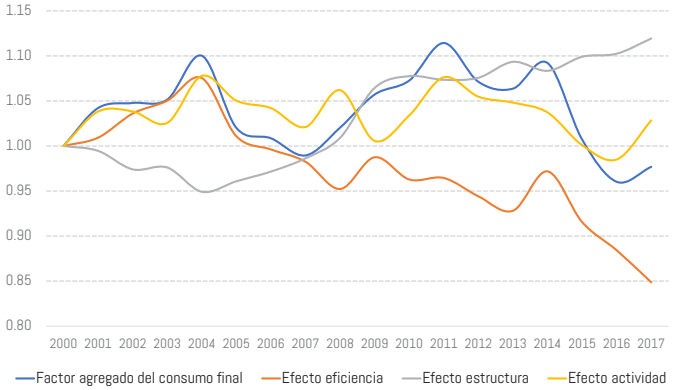
Intensidades energéticas sectoriales



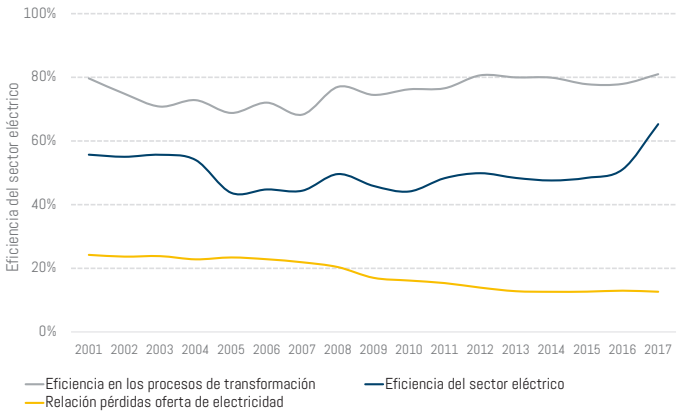
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

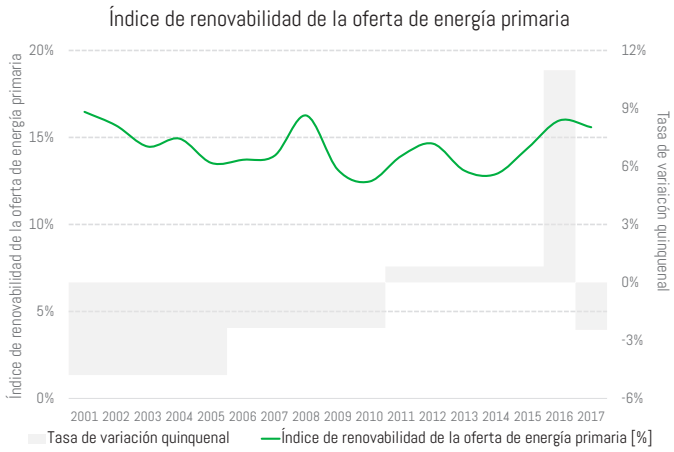


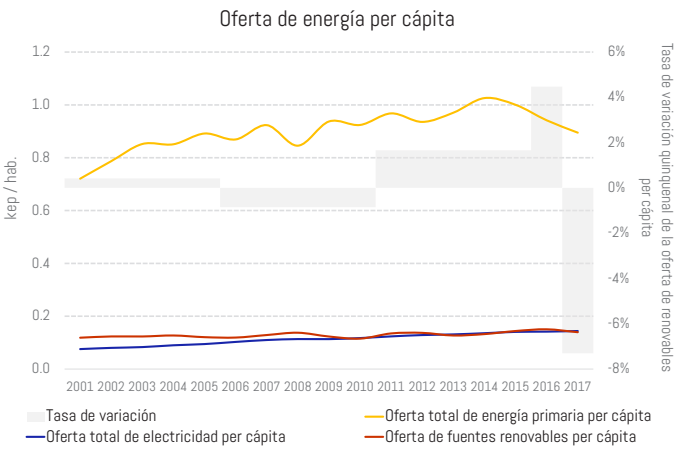
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

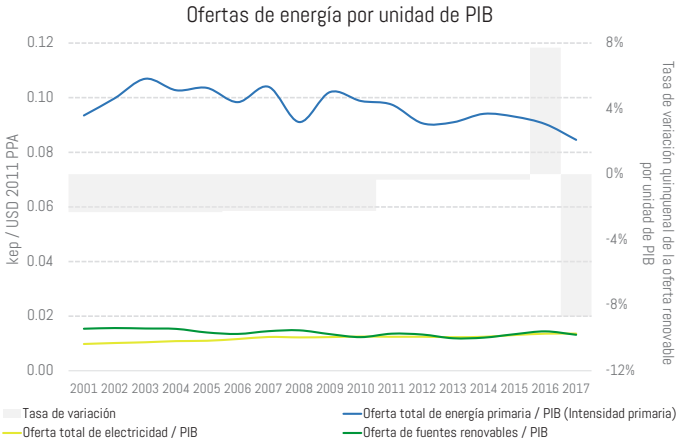


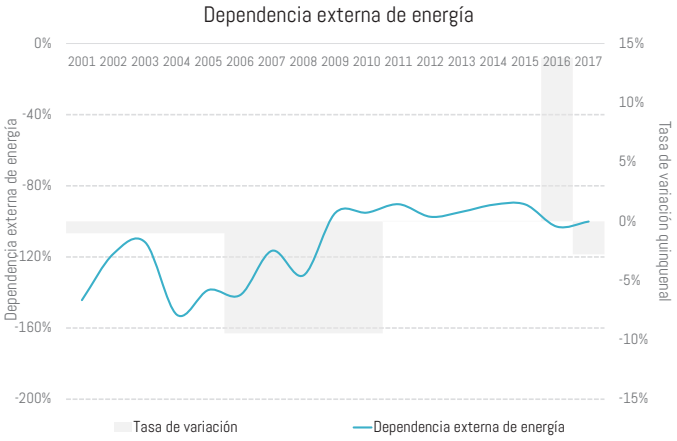
Eficiencia del sector eléctrico

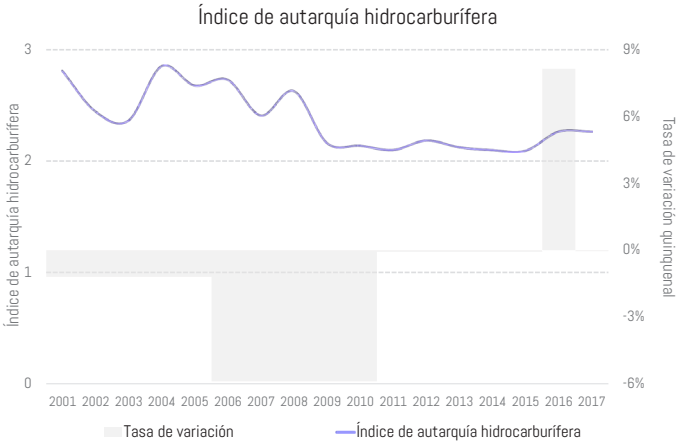


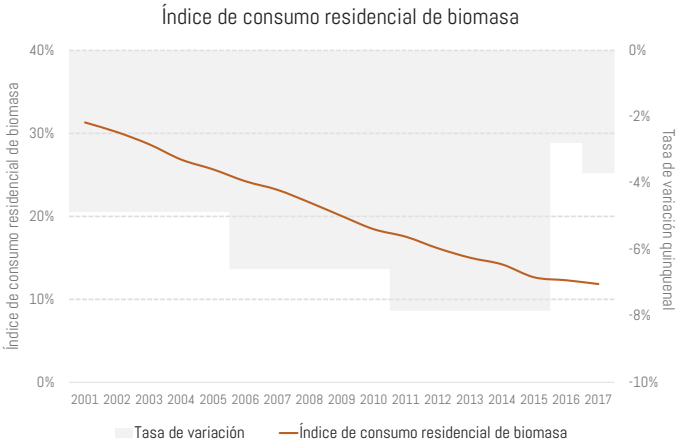

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]


Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

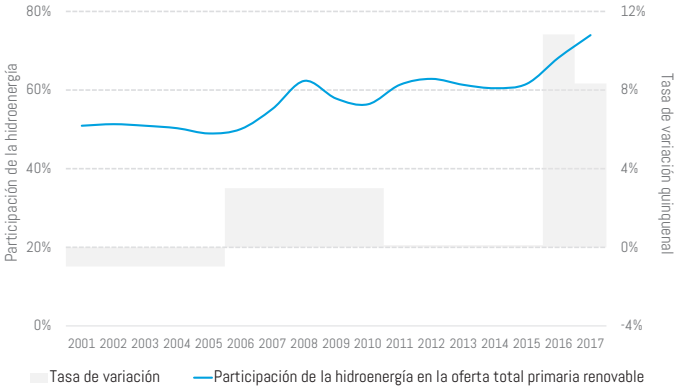

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB


Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

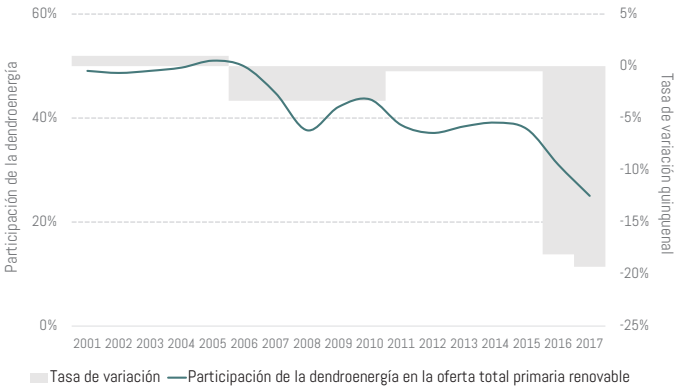

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera


Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

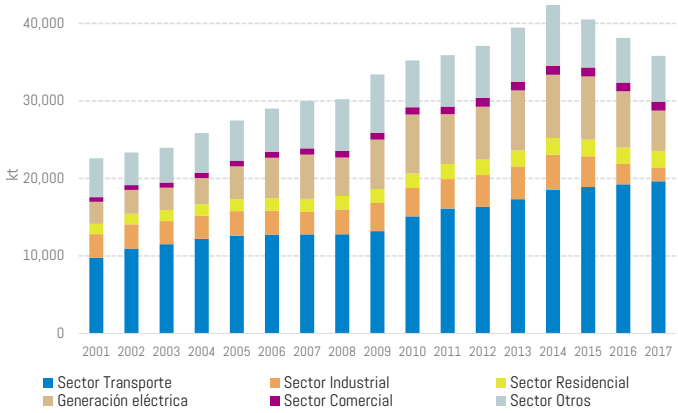
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



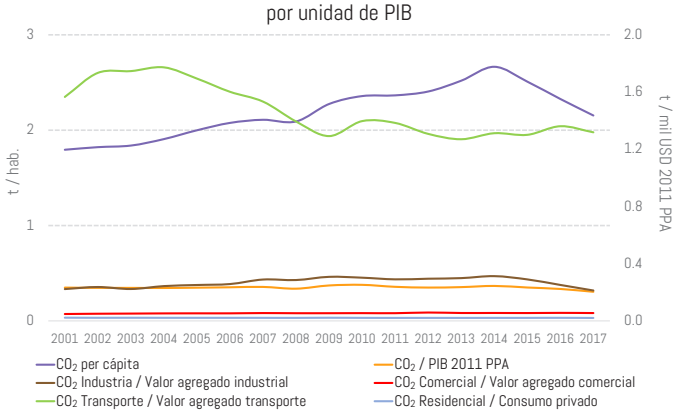
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



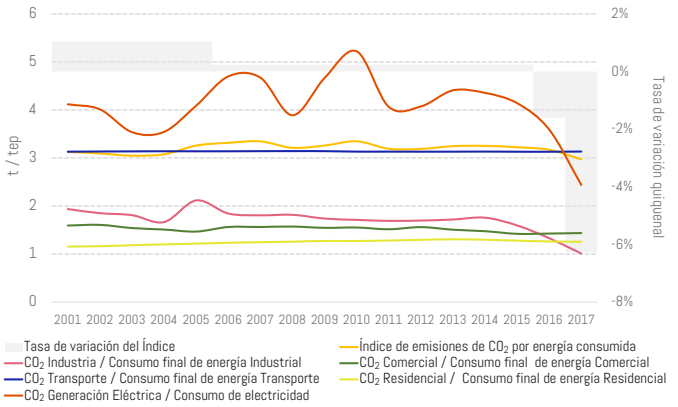
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



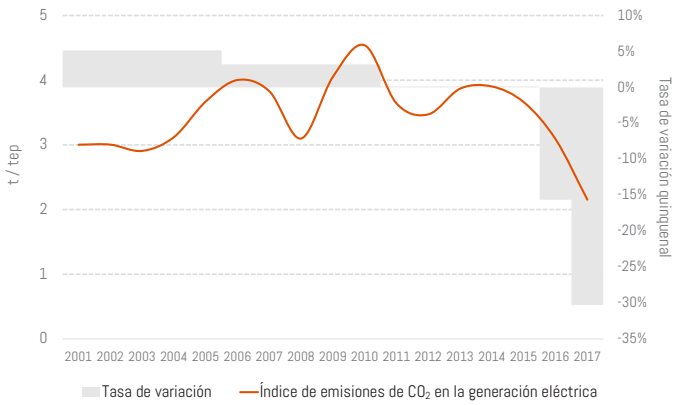
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

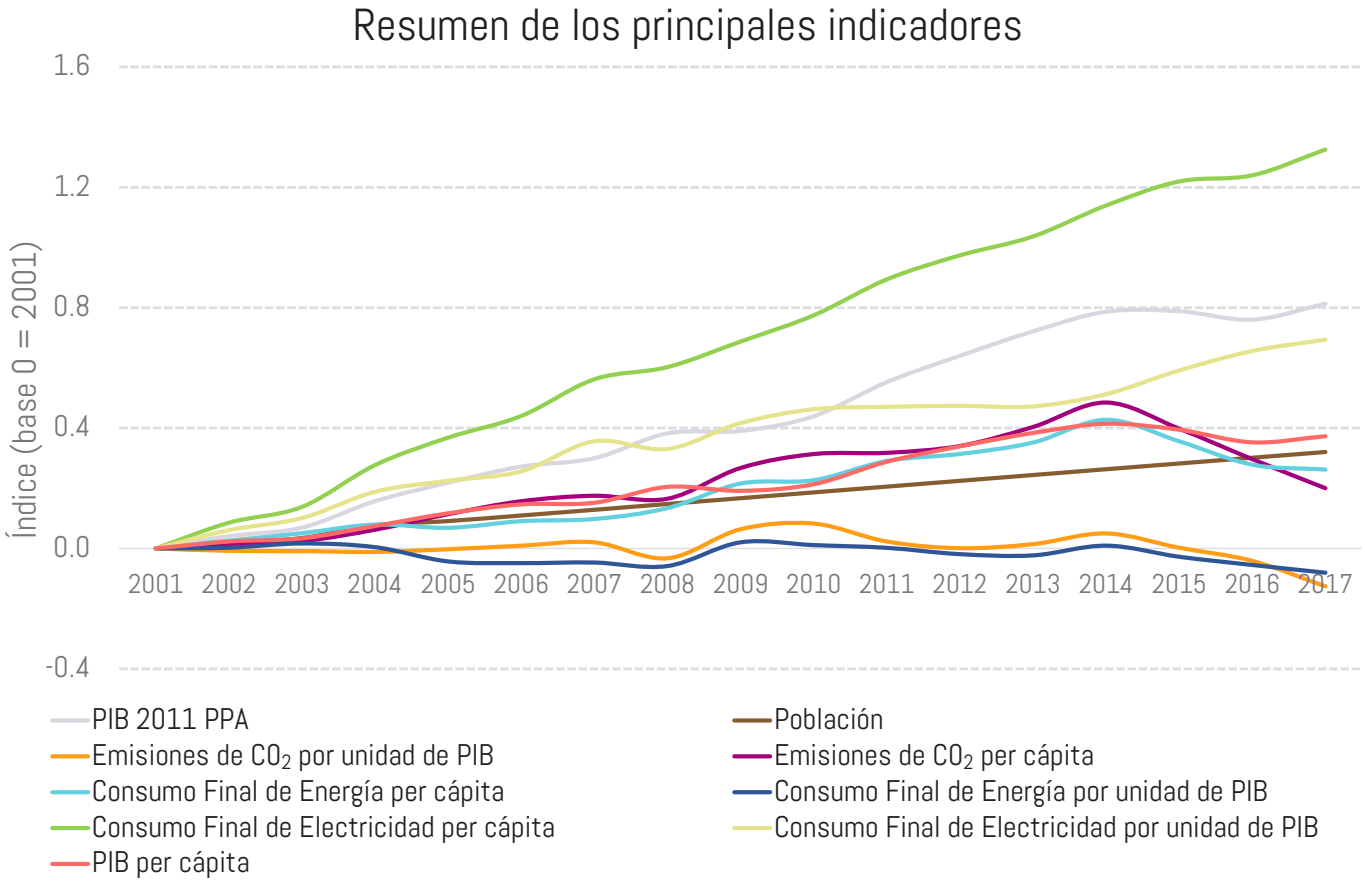


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

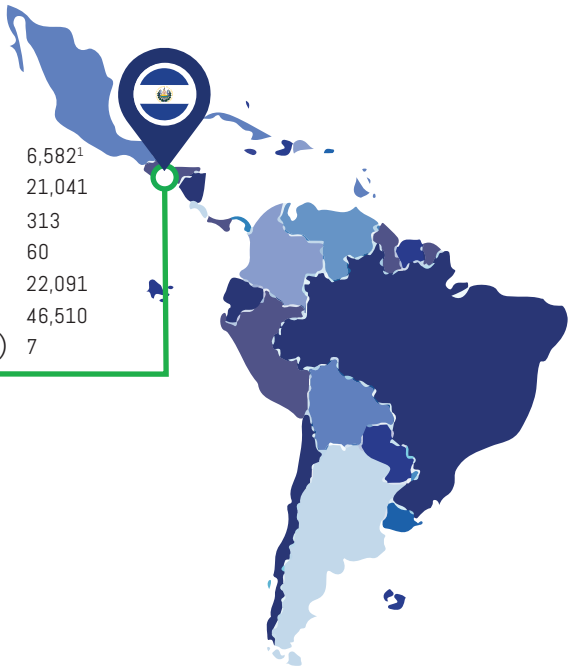


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica




Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
1.6
1.2
0.8
0.4
0.0
-0.4
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

EL SALVADOR



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	6,582[1]
Superficie (km^2)	21,041
Densidad de población (hab. / km^2)	313
Población urbana (%)	60
PIB USD 2010 (MUSD)	22,091
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	46,510
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	7

Sector Energético

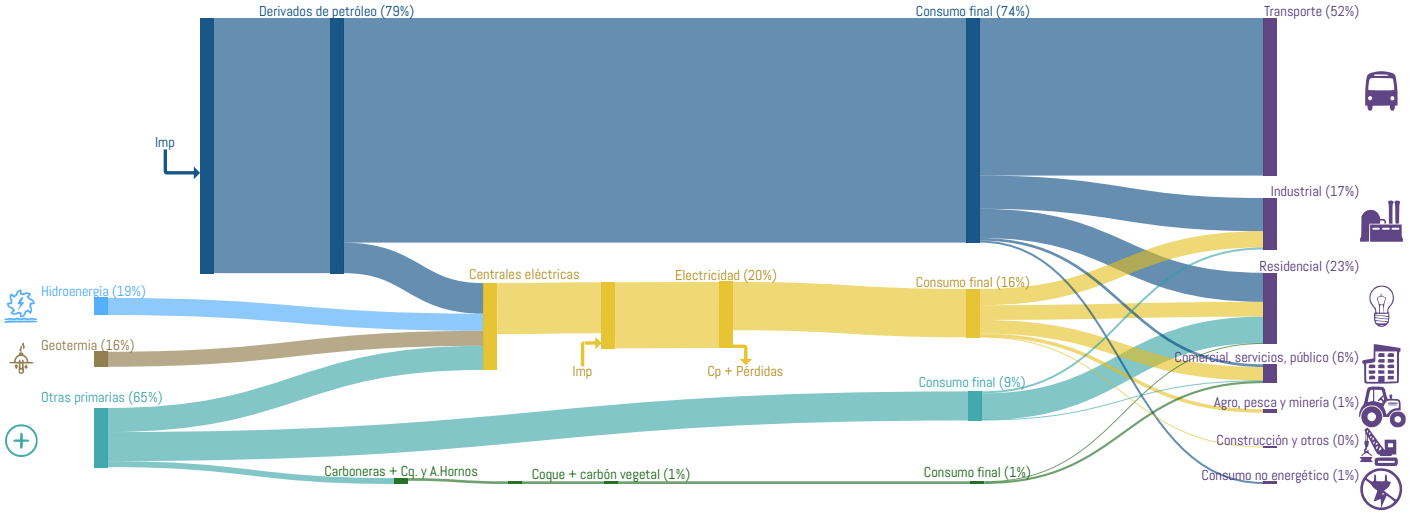
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.42
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.46
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.64
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.17
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.05

Mbbl	Gm^3	Mt
n.a.	n.a.	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

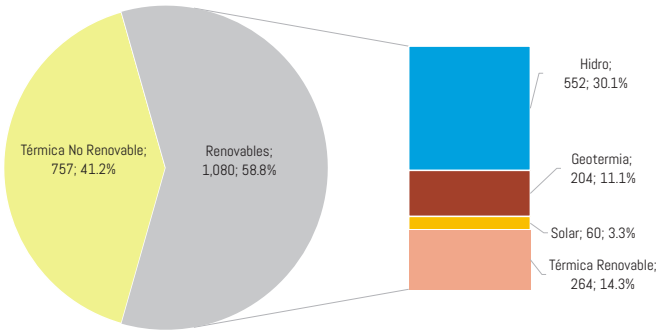
[1] Dirección General de Estadísticas y Censos - El Salvador.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
768	0.42	96.70	3.25	0.82	2.44	0.01	2.74	n.a.	1.84	0.07 / 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

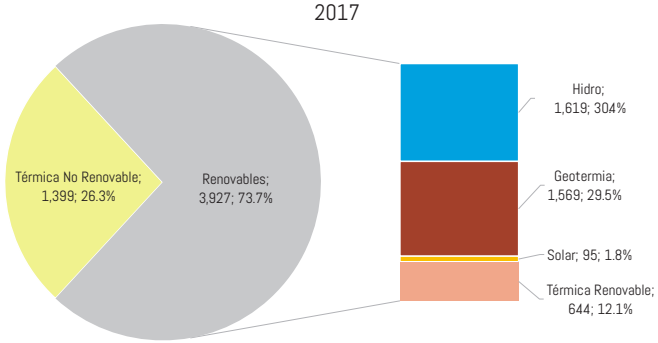
Balance energético resumido 2017



Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



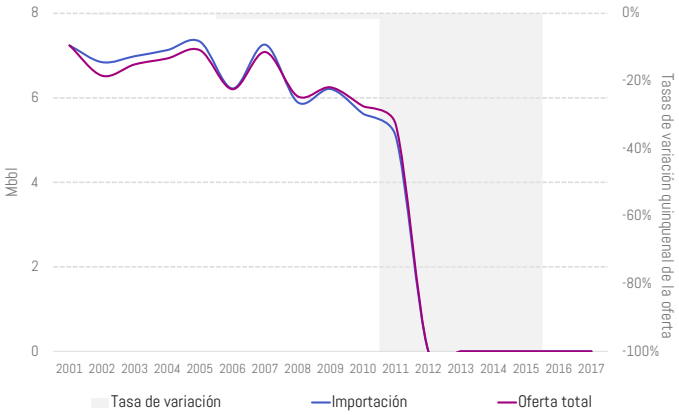
Generación eléctrica por fuente* [GWh; %]
2017



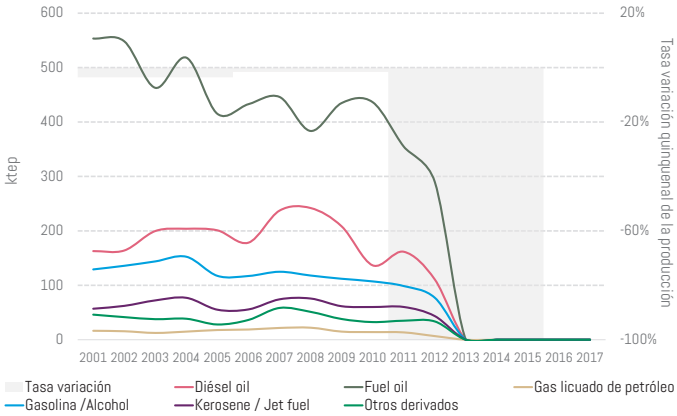
(*):Corresponde a generación bruta de electricidad-SIGET

En septiembre de 2002, la Refinería Salvadoreña (RASA) en Acajutla cesó sus operaciones.

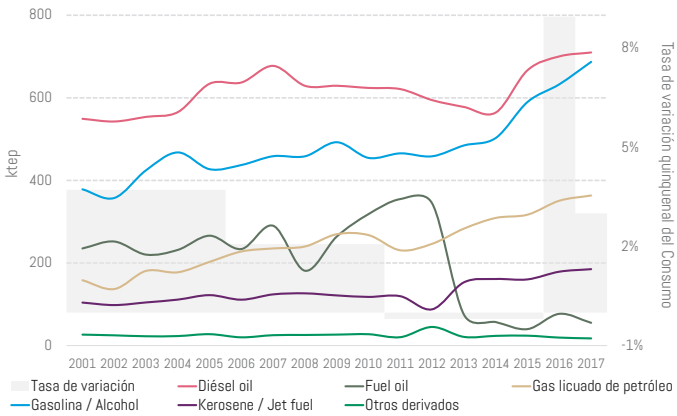
Oferta de petróleo

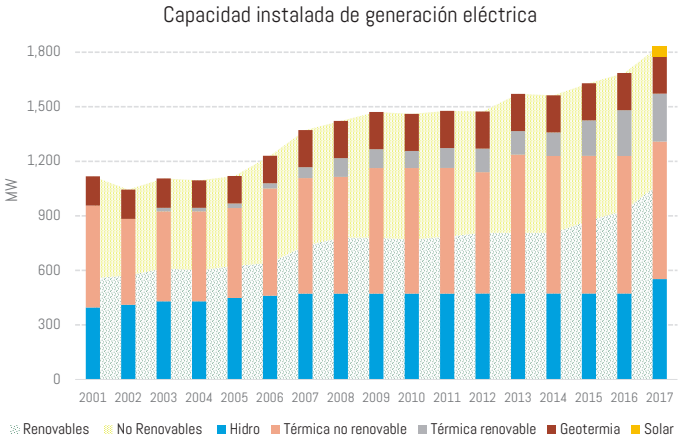


Producción derivados de petróleo



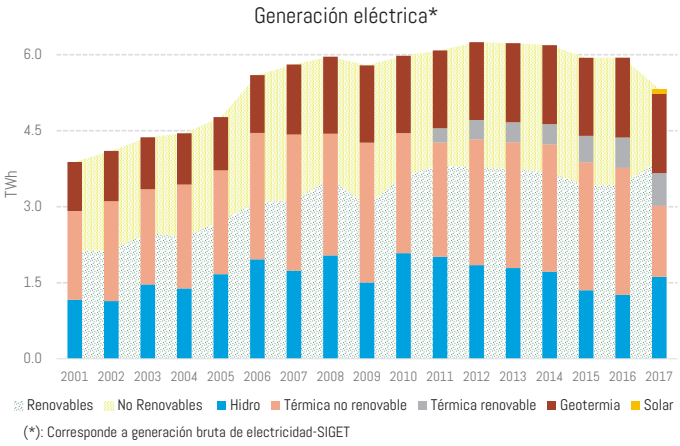
Consumo derivados de petróleo

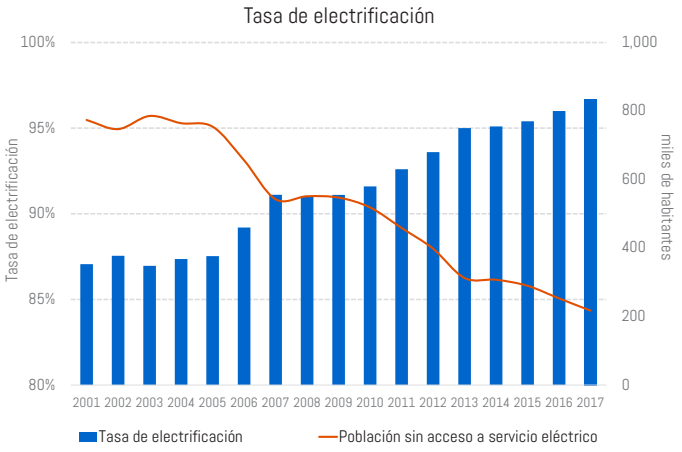


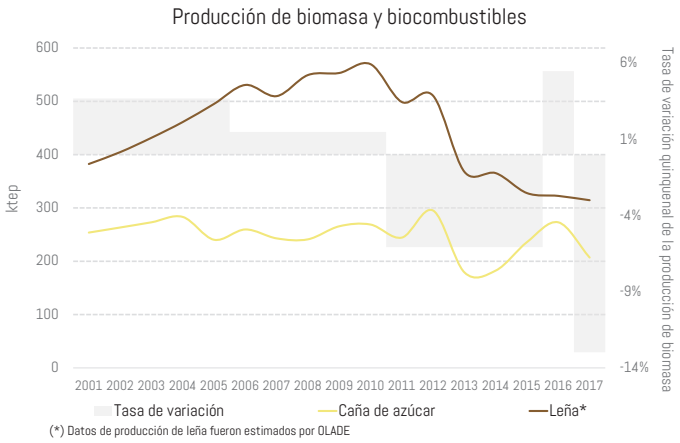


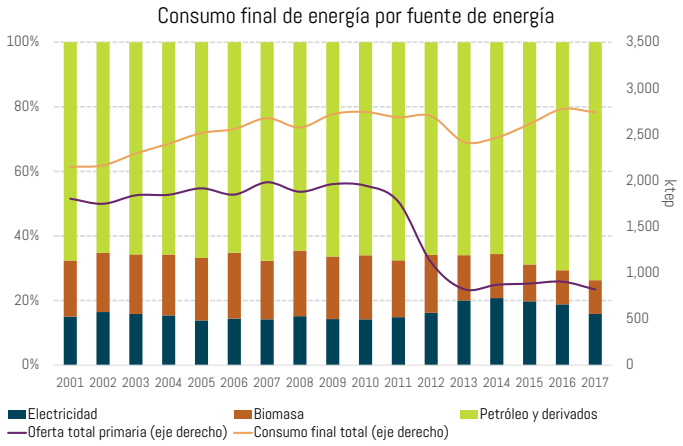
El 6 de enero 2017, inició operación comercial la Planta de generación de Biogás de la empresa Agrosania S.A. de C.V. con capacidad nominal de 150 kW.

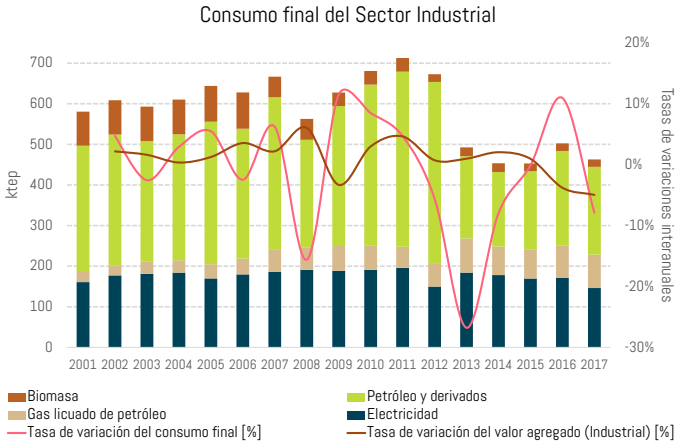
En abril 2017, entró en operación comercial en el Mercado Mayorista de El Salvador la Planta Solar Fotovoltaica Antares, propiedad de la Sociedad Providencia Solar S.A. de C.V. con capacidad nominal de 60 MW. Siendo la planta solar fotovoltaica más grande en operaciones en el país y Centroamérica.

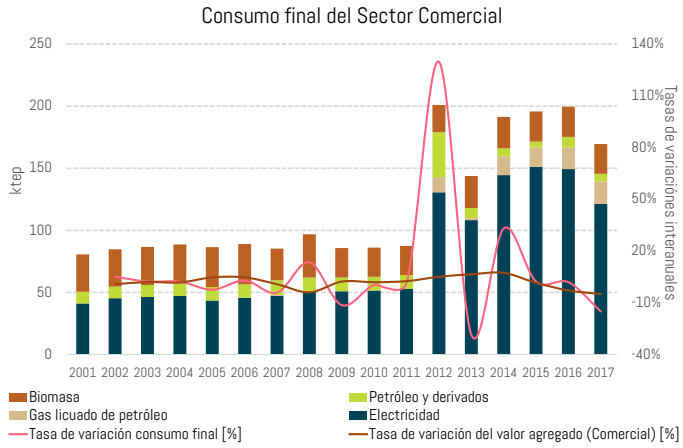


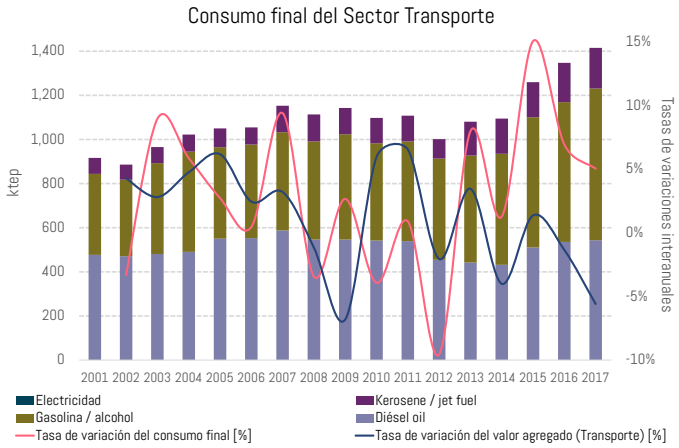


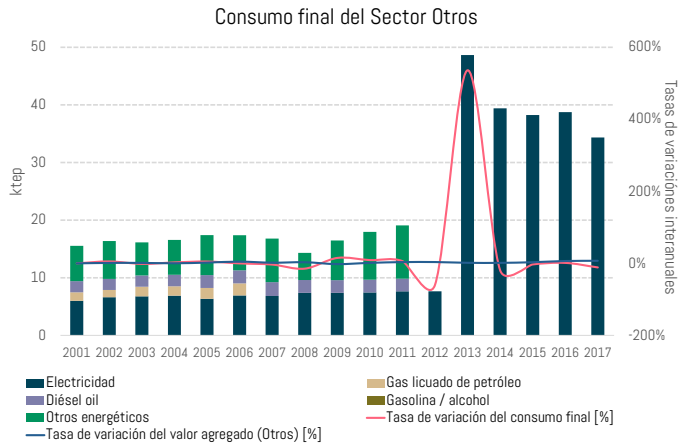


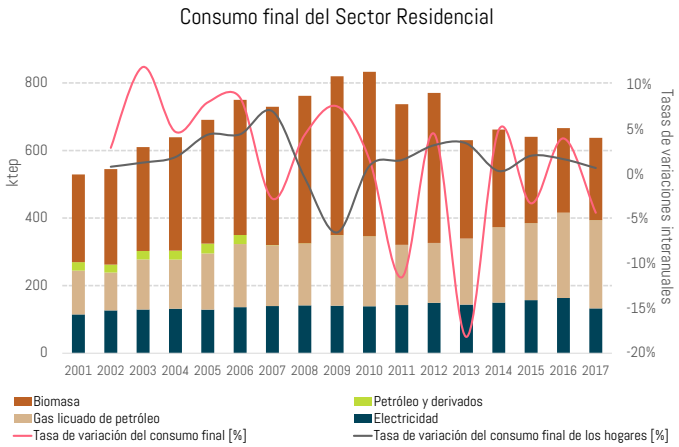

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
ktep
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
700
600
500
400
300
200
100
0
ktep
20%
10%
0%
-10%
-20%
-30%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

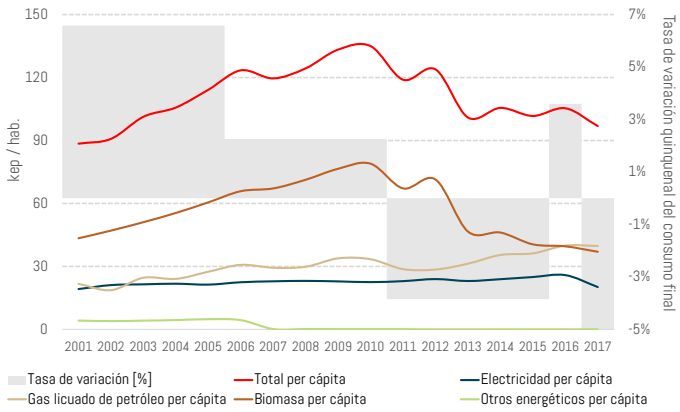

Consumo final del Sector Comercial
250
200
150
100
50
0
ktep
140%
110%
80%
50%
20%
-10%
-40%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]


Consumo final del Sector Transporte
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
ktep
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

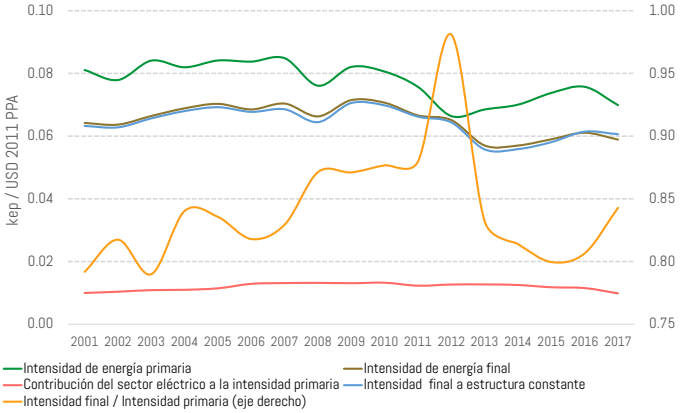

Consumo final del Sector Otros
50
40
30
20
10
0
ktep
600%
400%
200%
0%
-200%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Diésel oil
Gasolina / alcohol
Otros energéticos
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]


Consumo final del Sector Residencial
800
600
400
200
0
ktep
10%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
-20%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

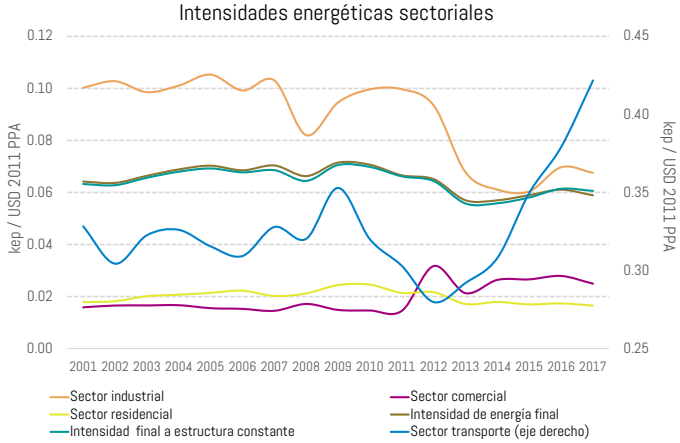
Consumo final per cápita Sector Residencial



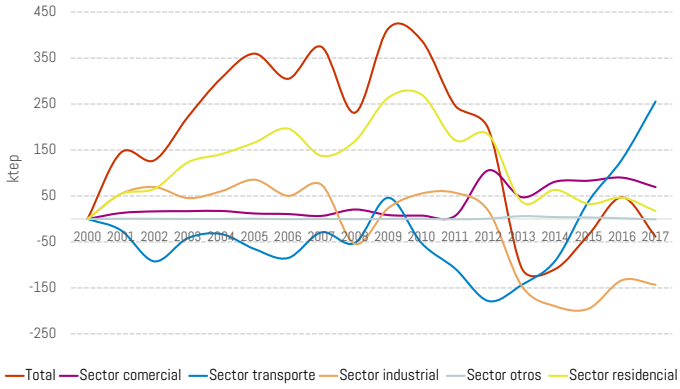
Intensidades energéticas



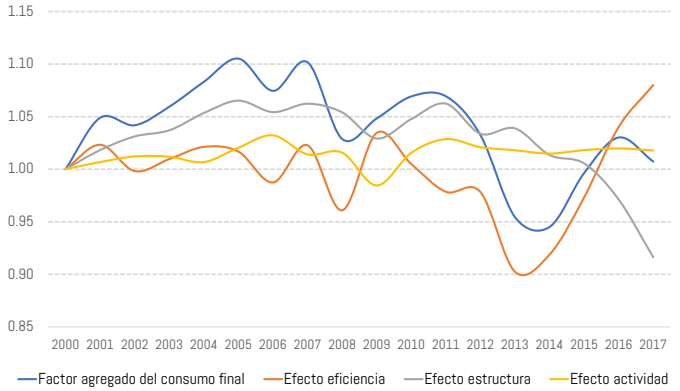
Intensidades energéticas sectoriales



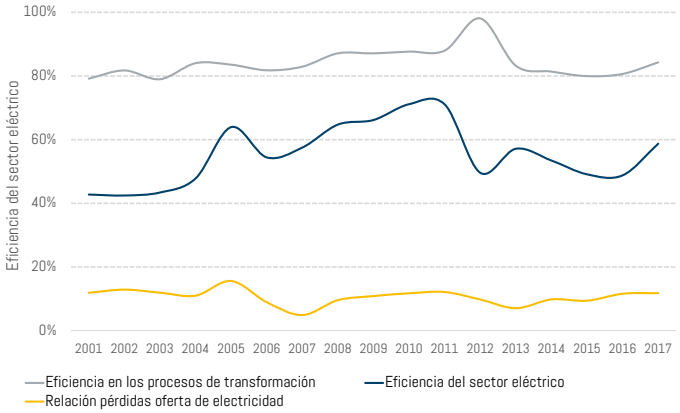
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



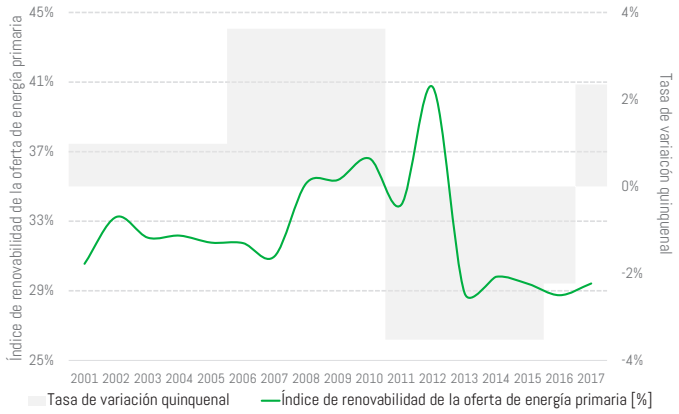
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



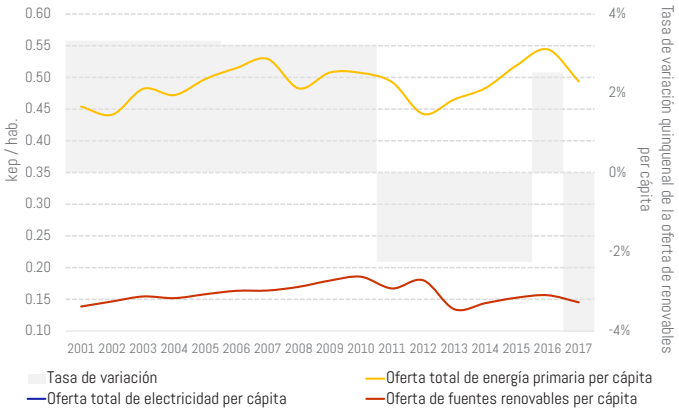
Eficiencia del sector eléctrico



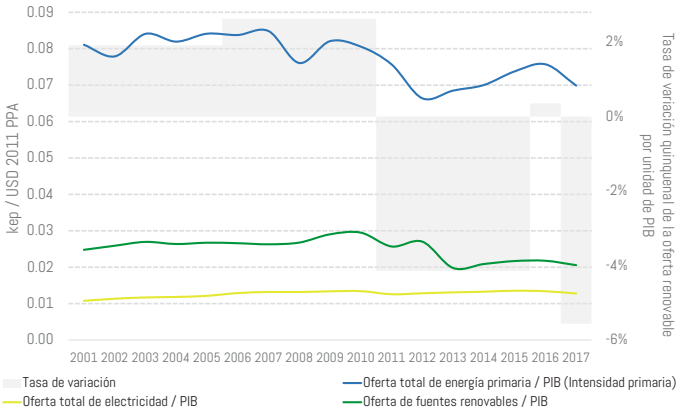
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria



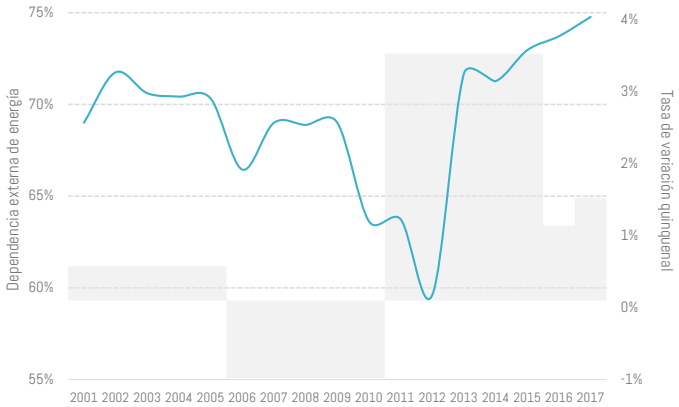
Oferta de energía per cápita



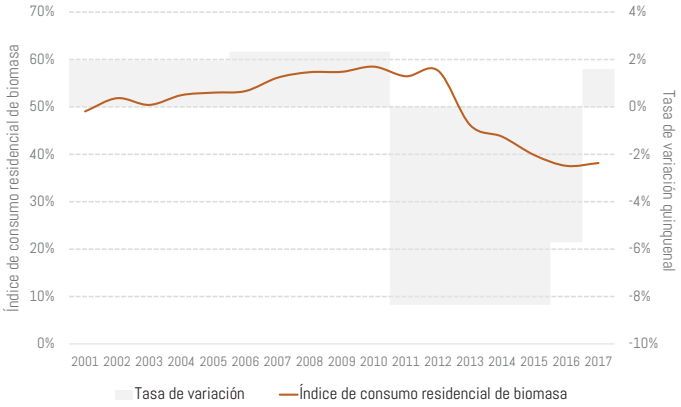
Ofertas de energía por unidad de PIB



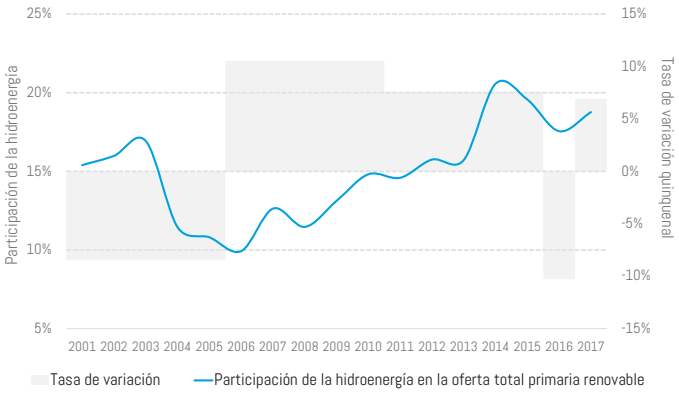
Dependencia externa de energía

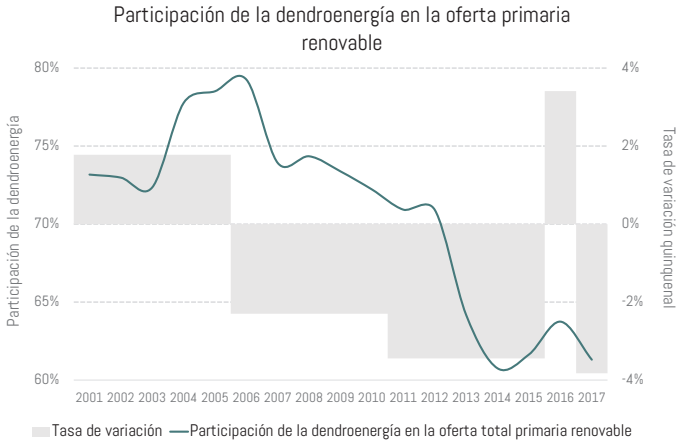


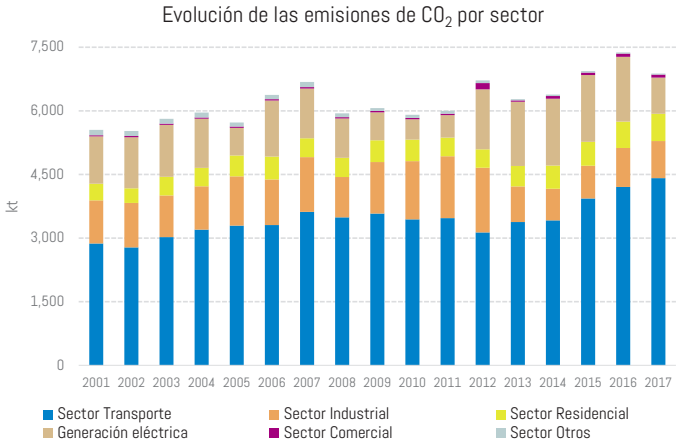
Índice de consumo residencial de biomasa

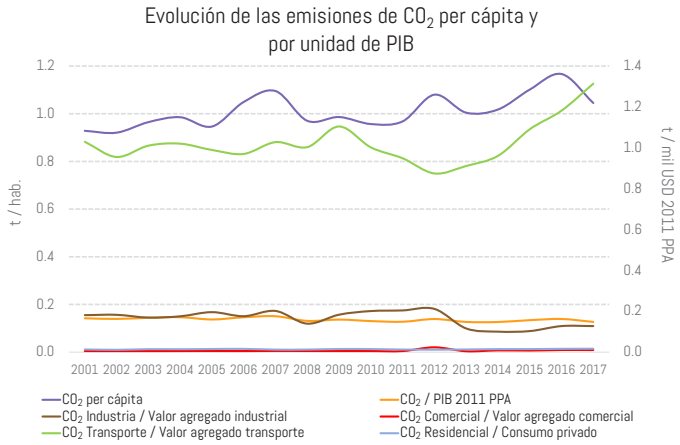


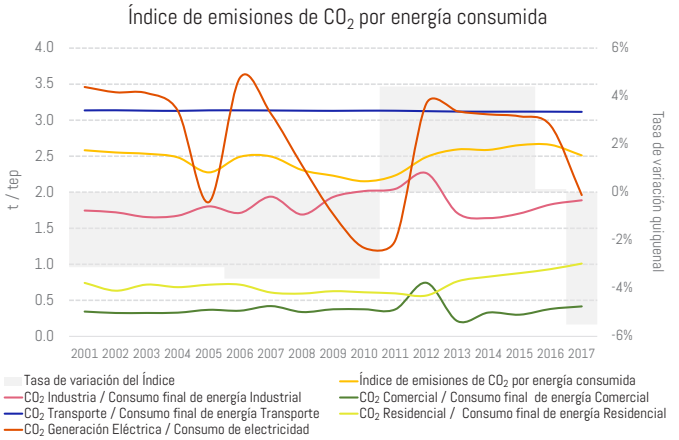
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

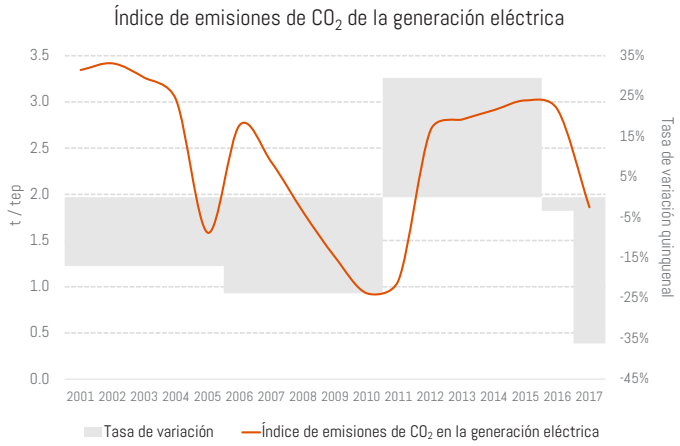


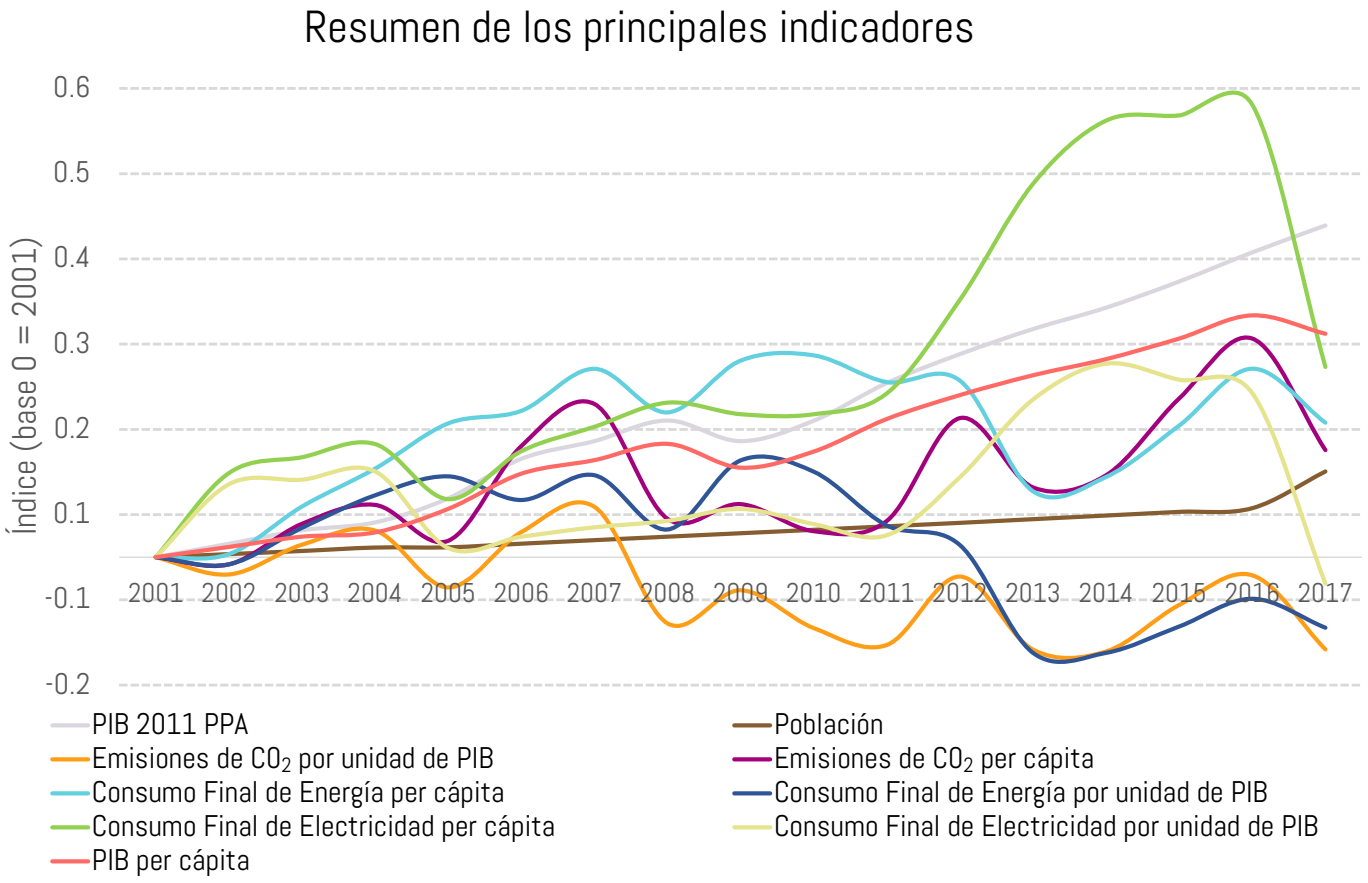

Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable
Participación de la dendroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la dendroenergía en la oferta total primaria renovable


Evolución de las emisiones de CO_2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD 2011 PPA
CO_2 per cápita
CO_2 / PIB 2011 PPA
CO_2 Industria / Valor agregado industrial
CO_2 Comercial / Valor agregado comercial
CO_2 Transporte / Valor agregado transporte
CO_2 Residencial / Consumo privado


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación del Índice
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
CO_2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO_2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO_2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO_2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO_2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad

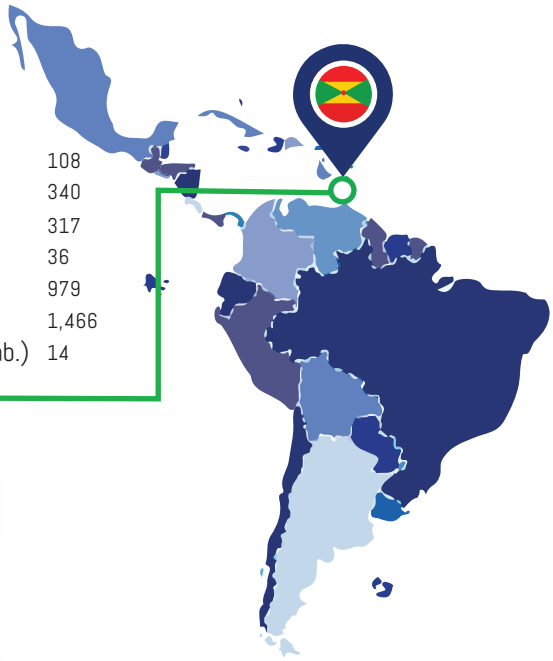

Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / tep
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica


Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
-0.1
-0.2
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

GRENADA

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	108
Superficie (km^2)	340
Densidad de población (hab. / km^2)	317
Población urbana (%)	36
PIB USD 2010 (MUSD)	979
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	1,466
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	14



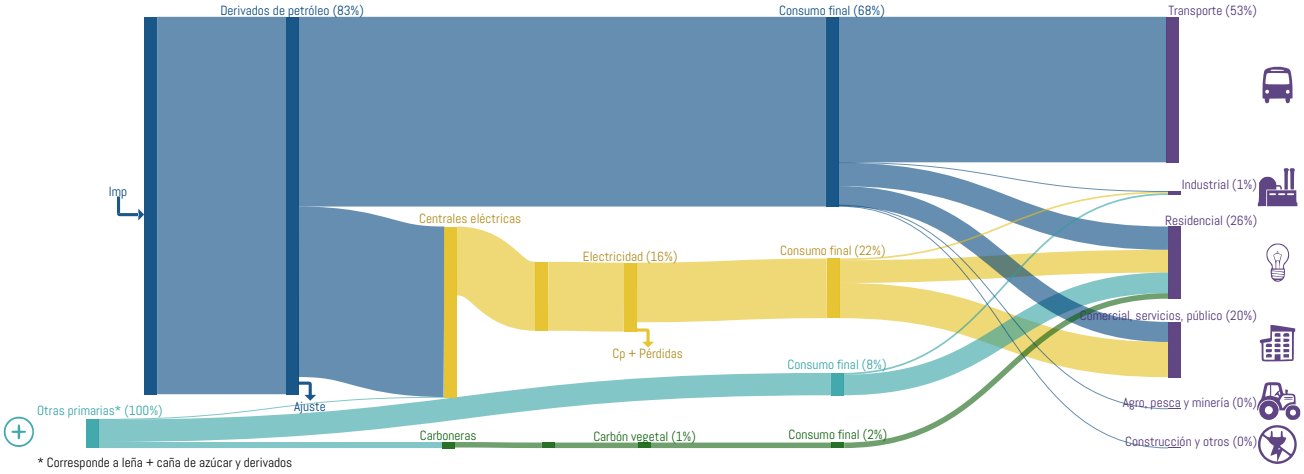
Sector Energético

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 0.02
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.00

Mbbl	Gm^3	Mt
n.a.	n.a.	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

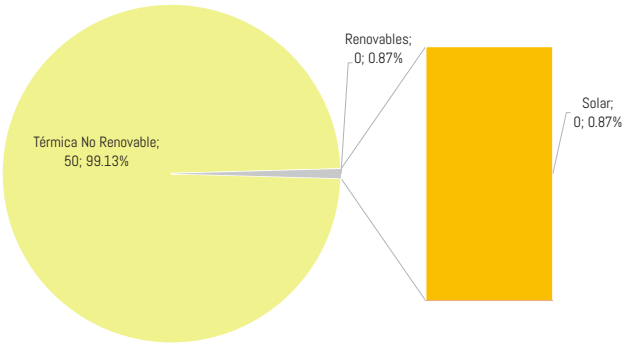
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,818	0.73	98.10	0.11	0.01	0.11	0.00	0.08	n.a.	0.05	0.08 / 0.05
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales 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 2017

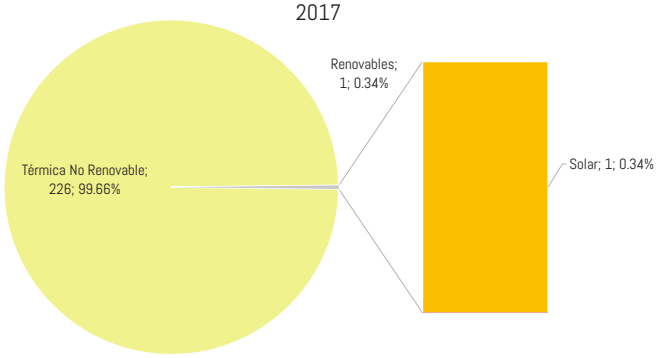


* Corresponde a leña + caña de azúcar y derivados

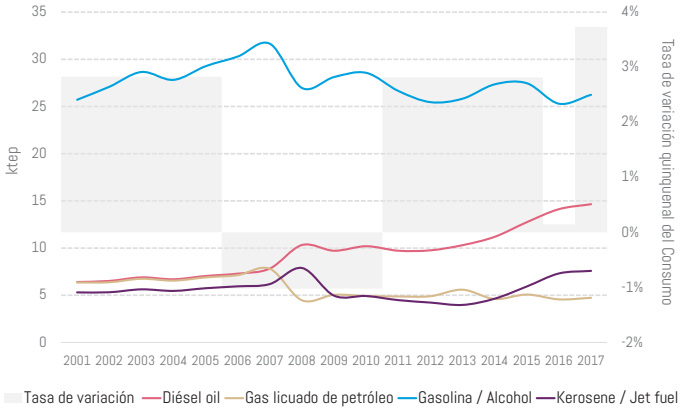
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



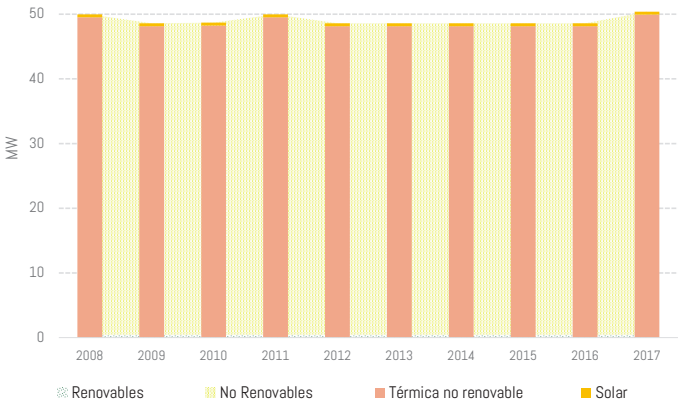
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



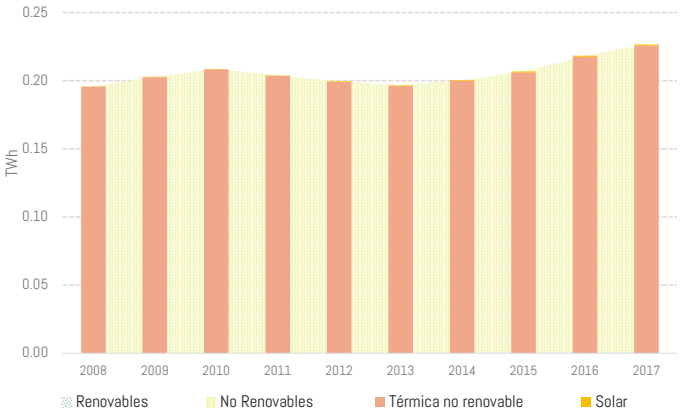
Consumo derivados de petróleo



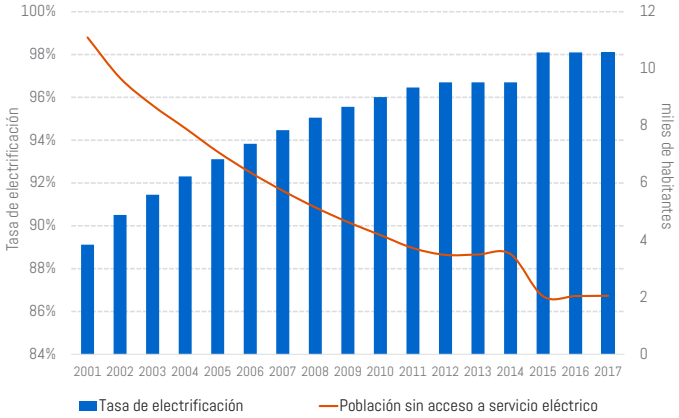
Capacidad instalada de generación eléctrica

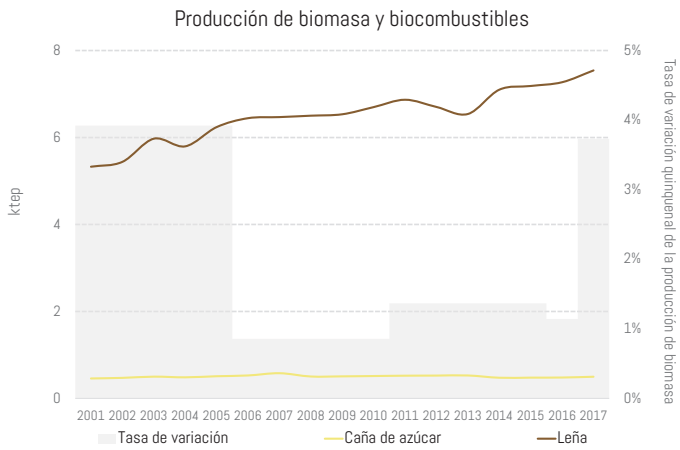


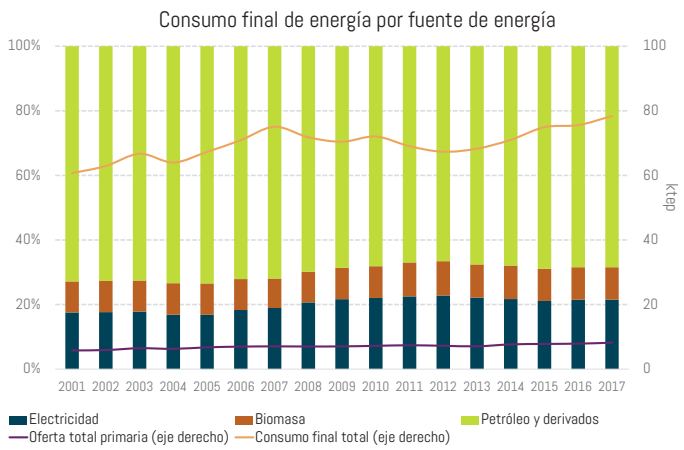
Generación eléctrica

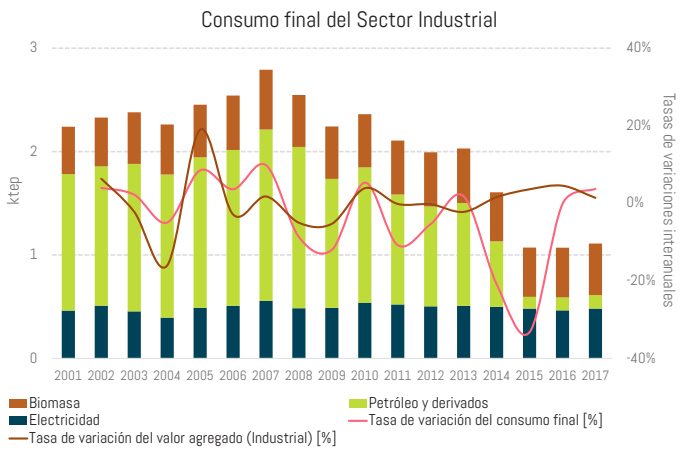


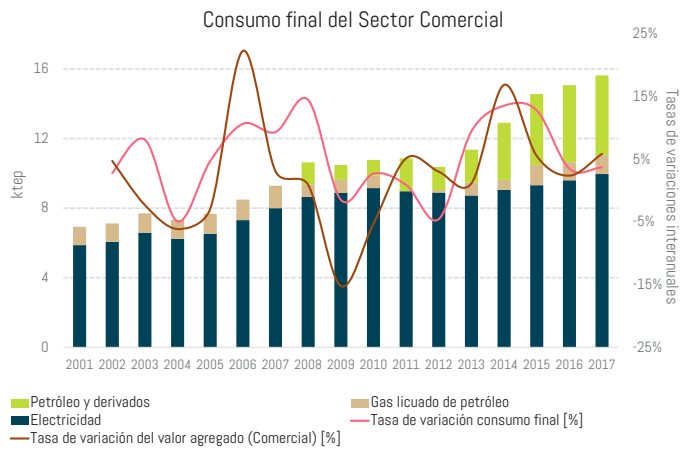
Tasa de electrificación

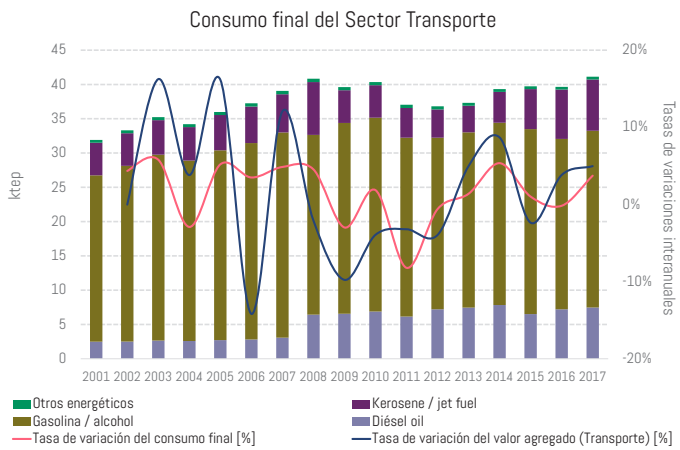


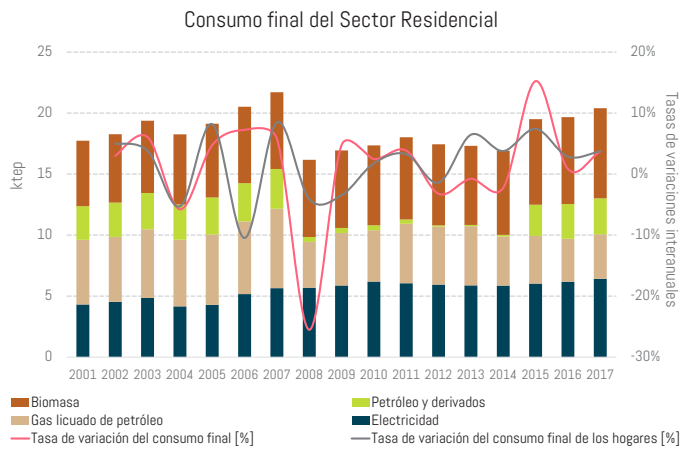

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña

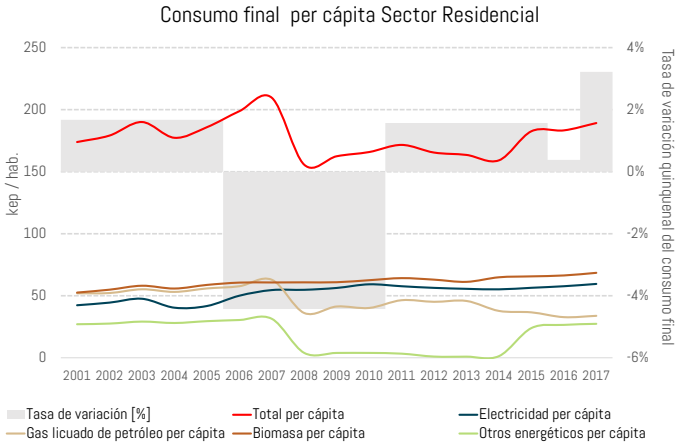

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

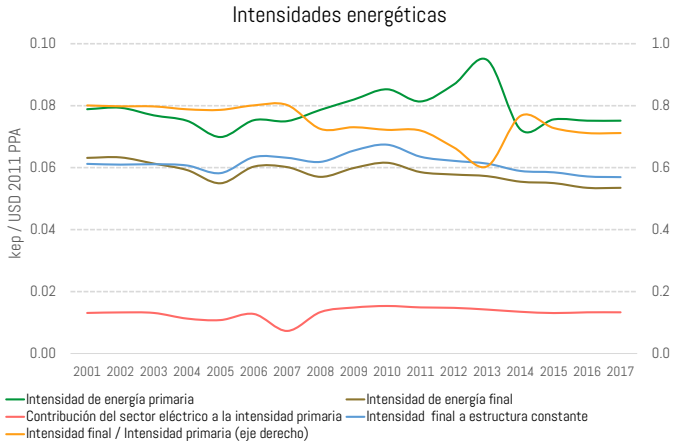

Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

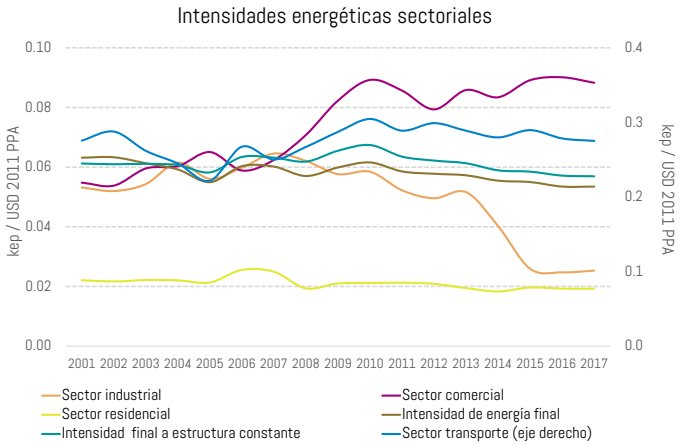

Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

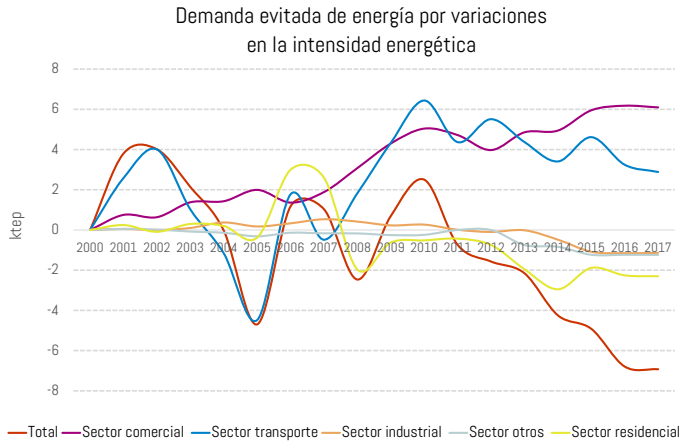

Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Otros energéticos
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]


Consumo final del Sector Residencial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

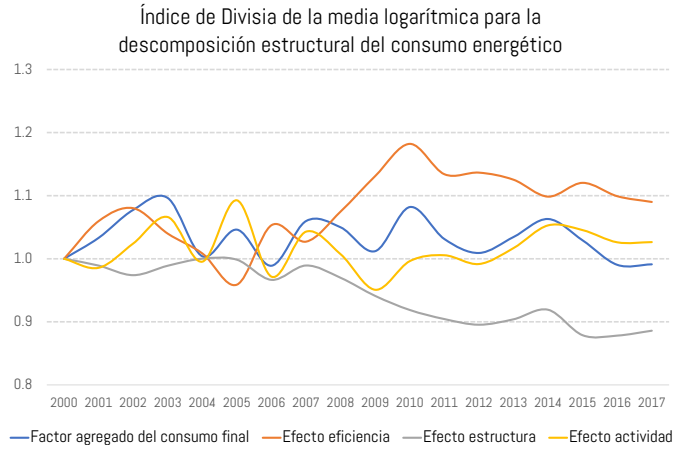

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita

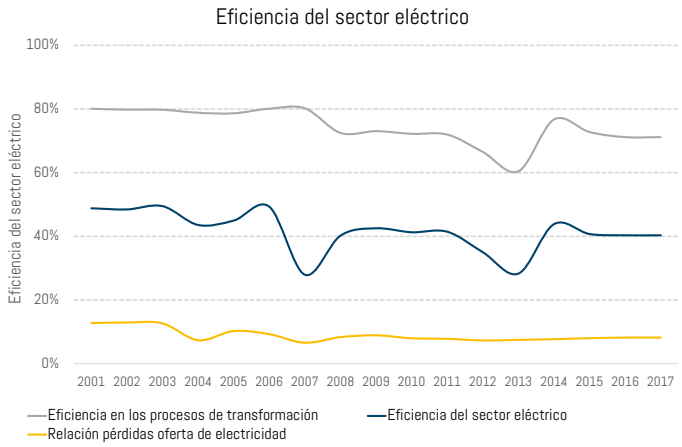

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)


Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

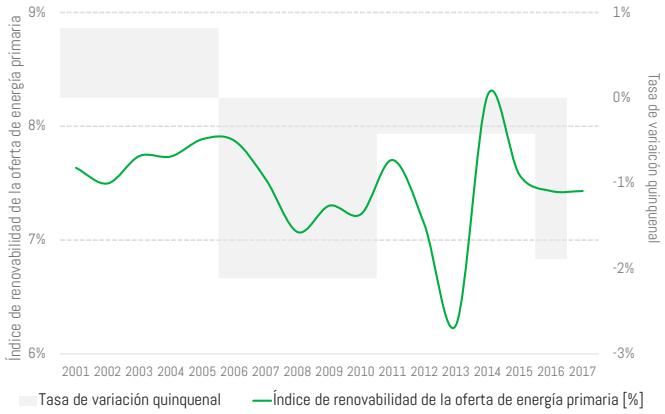

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

GRENADA

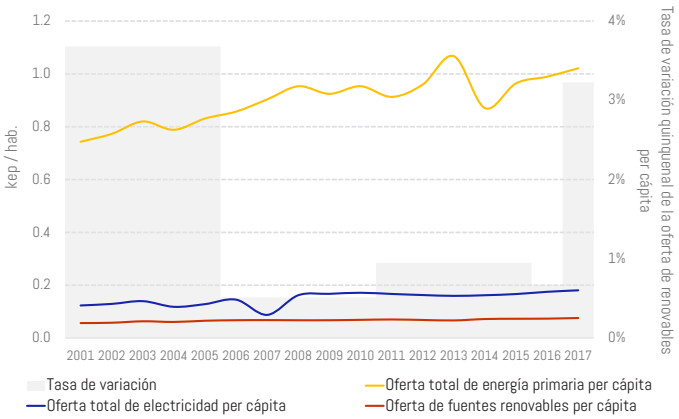

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
Factor agregado del consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad


Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad

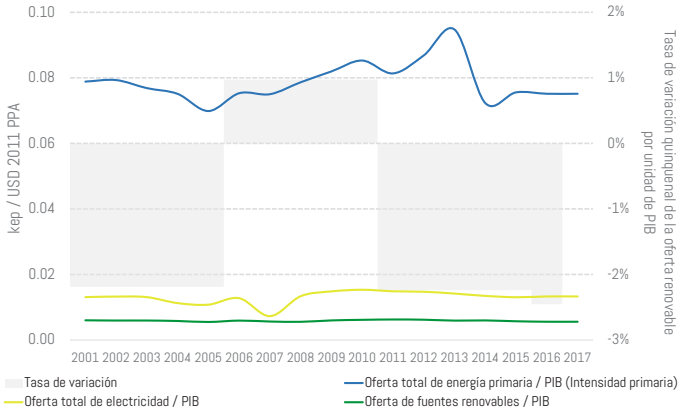
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria



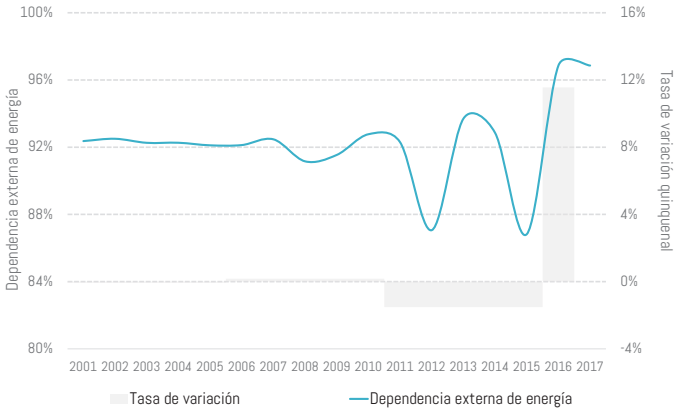
Oferta de energía per cápita



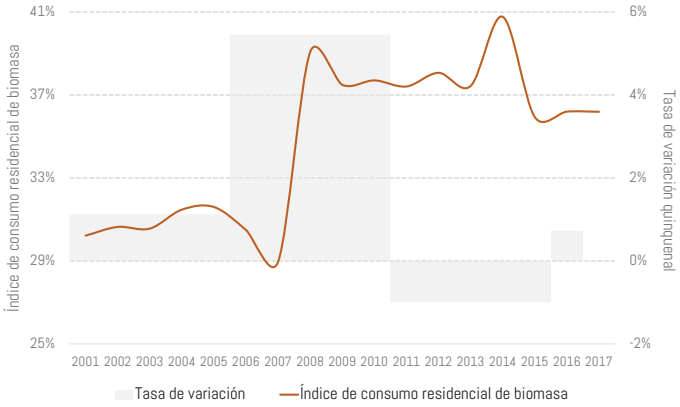
Ofertas de energía por unidad de PIB



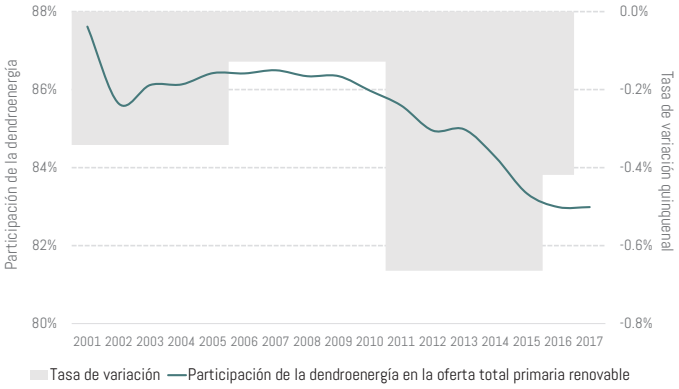
Dependencia externa de energía



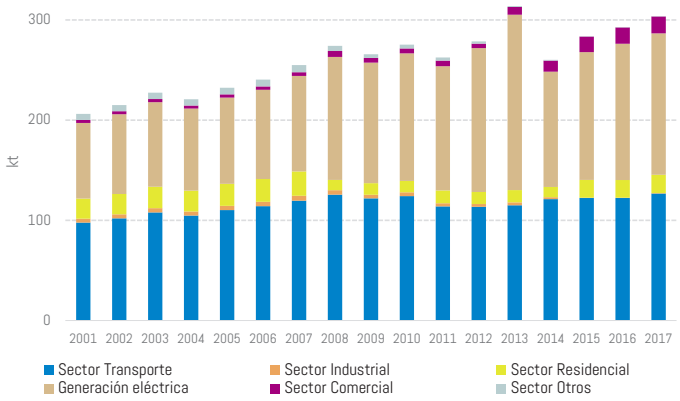
Índice de consumo residencial de biomasa



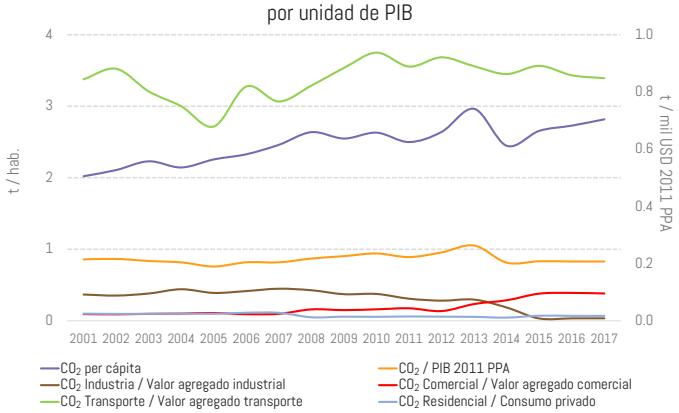
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



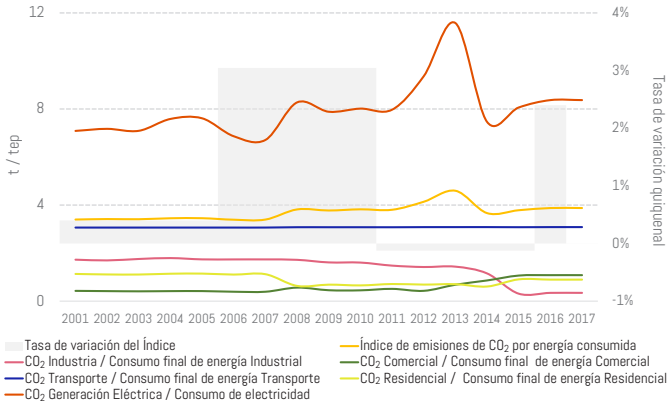
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



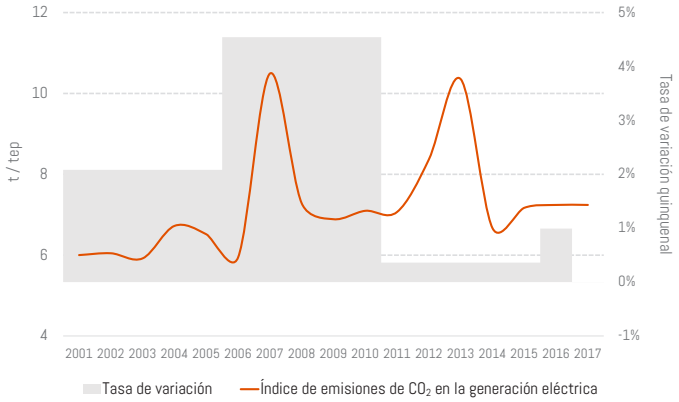
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



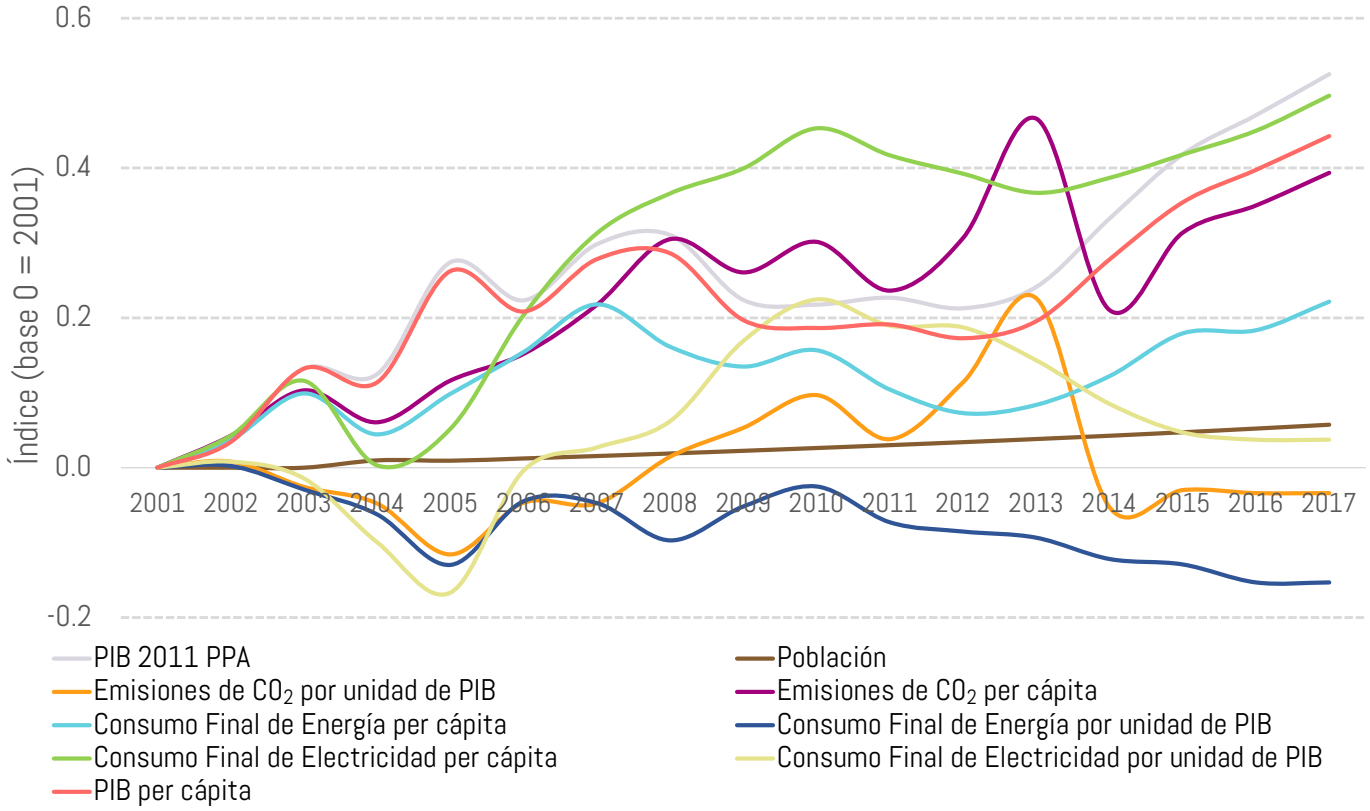
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



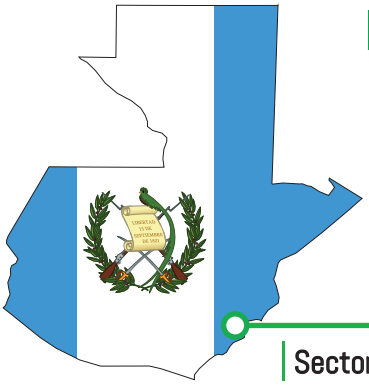
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

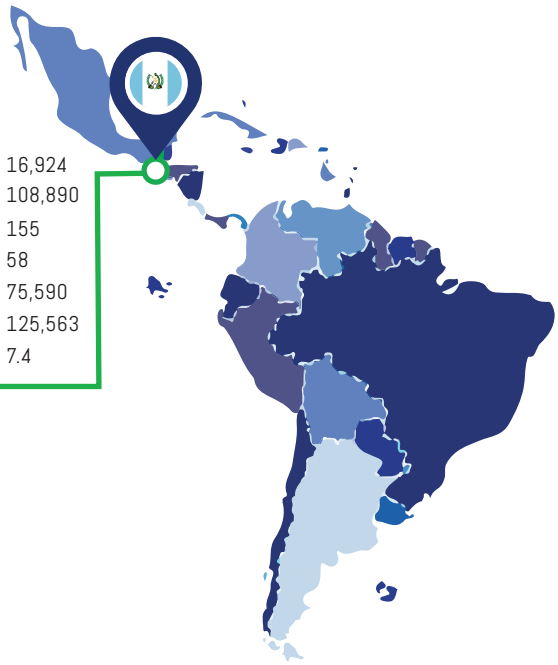


GUATEMALA



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	16,924
Superficie (km^2)	108,890
Densidad de población (hab. / km^2)	155
Población urbana (%)	58
PIB USD 2017 (MUSD)	75,590
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	125,563
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	7.4



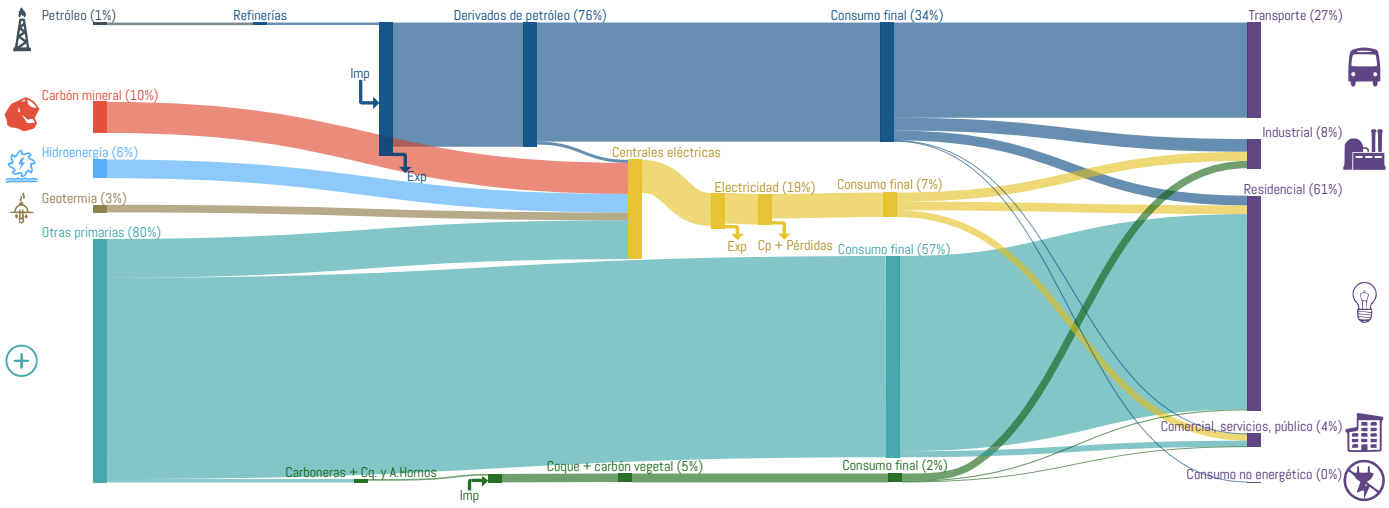
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 3.21
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.99
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 7.24
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 0.03

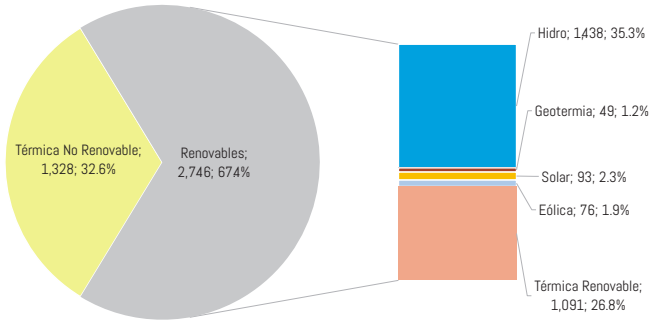
Mbbl	Gm^3	Mt
88.57	0.52	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural (Amargo)	Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
567	0.70	92.26	14.48	9.58	5.87	0.87	11.93	6	4.07	0.12 / 0.09
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

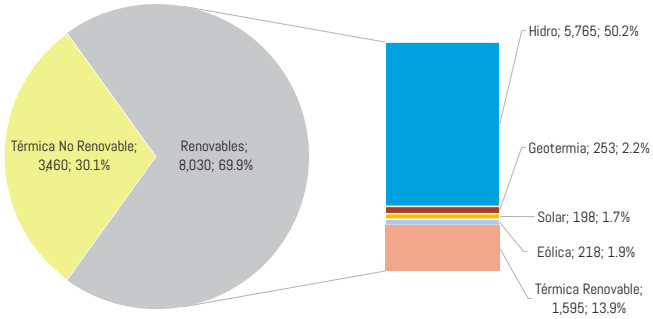
Balance energético resumido 2017



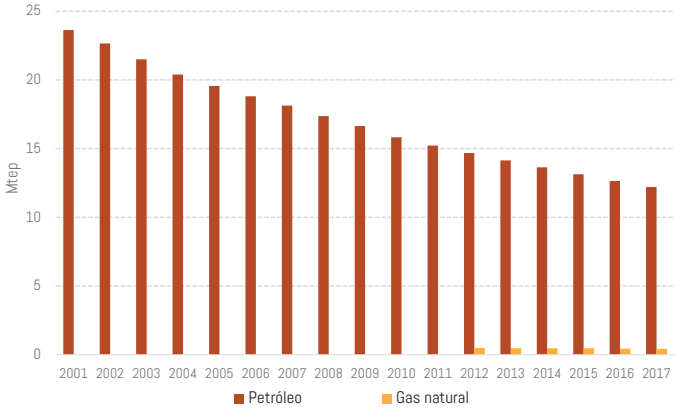
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



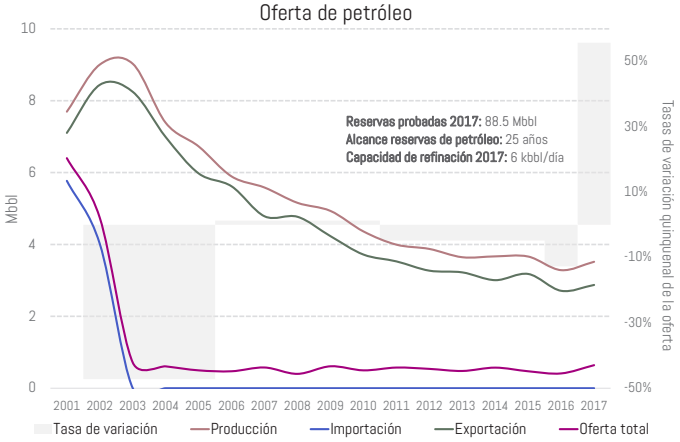
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



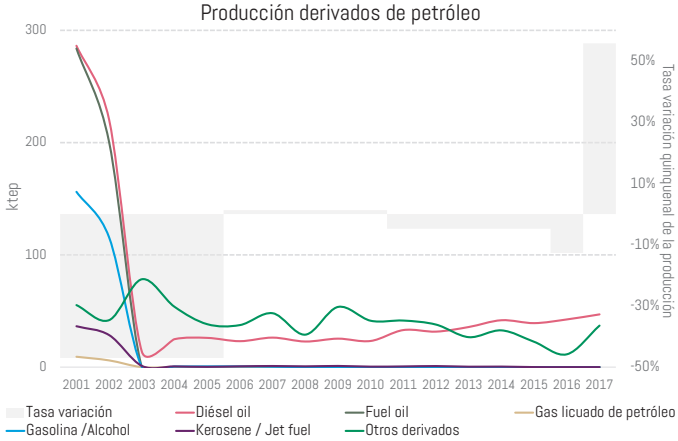
Reservas probadas de petróleo y gas natural



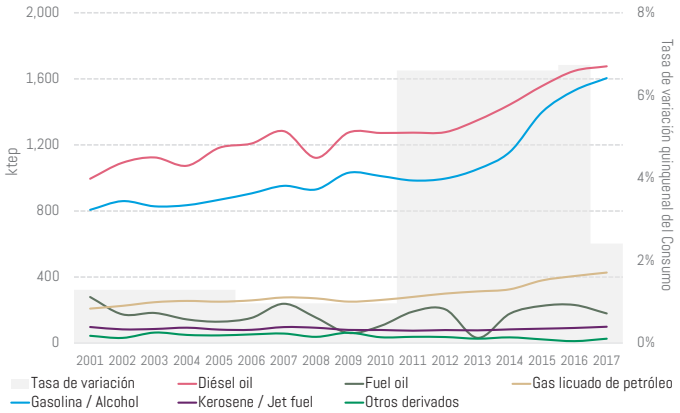
Oferta de petróleo



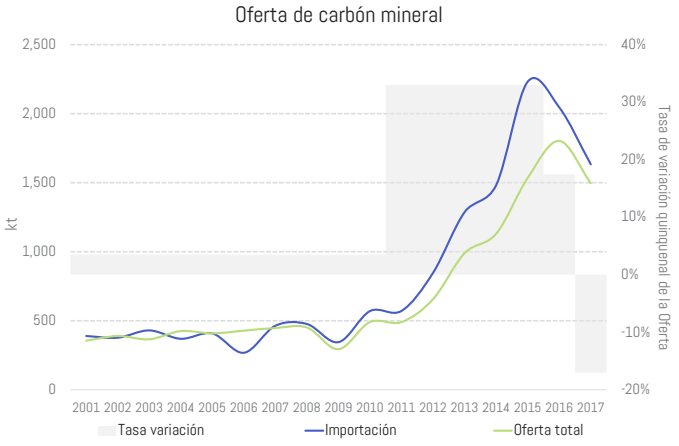
Producción derivados de petróleo

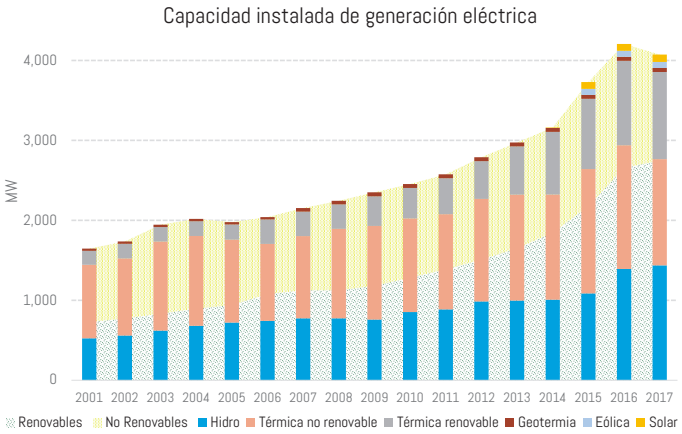


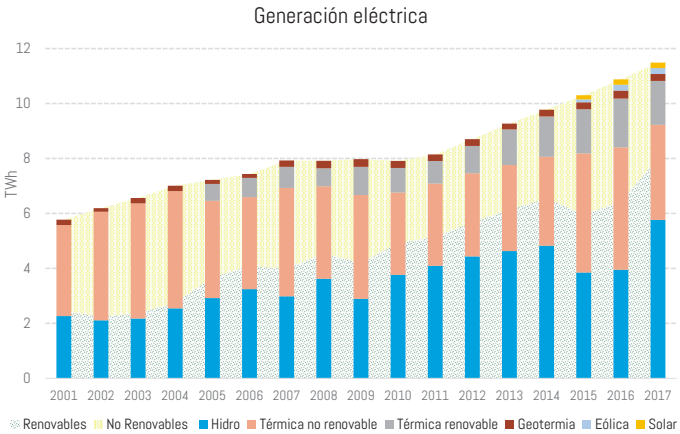
Consumo derivados de petróleo

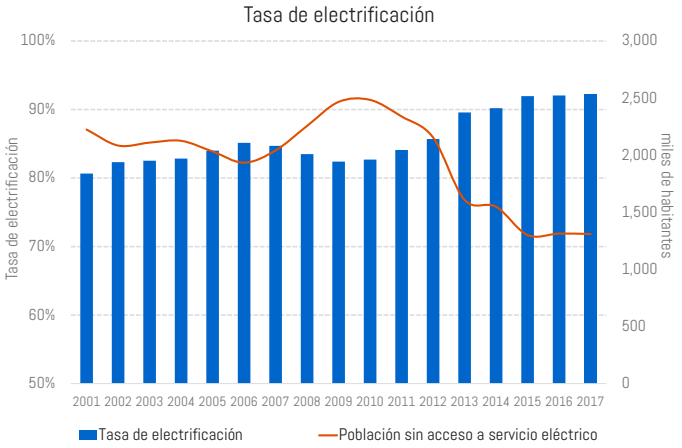


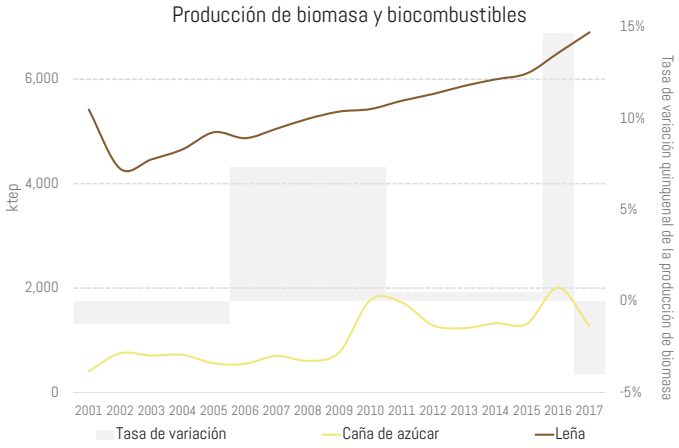
Guatemala , lanzó el Plan Nacional de Energía, instrumento que fija especial énfasis en la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) mediante la aplicación del referido plan se prevé alcanzar una meta de 29.2% de reducción de las emisiones de GEI para el año 2032, lo que equivale a 11.9 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente -CO_2e- evitadas.

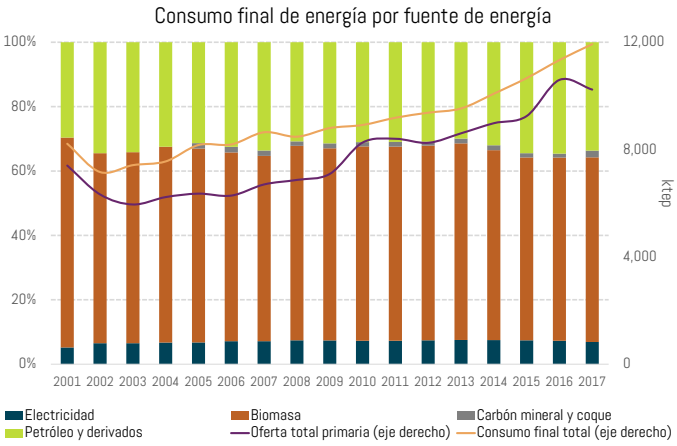


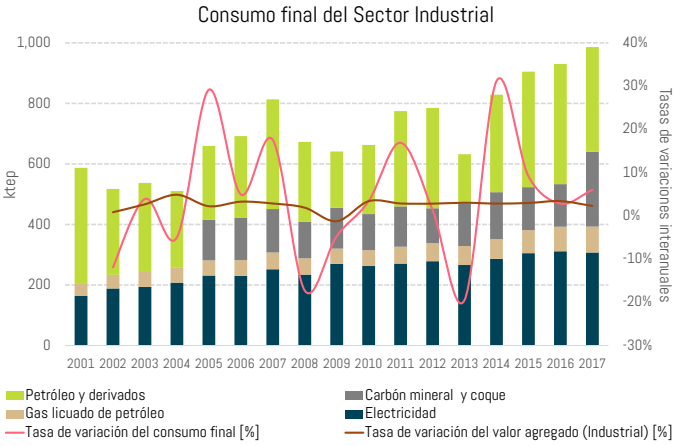


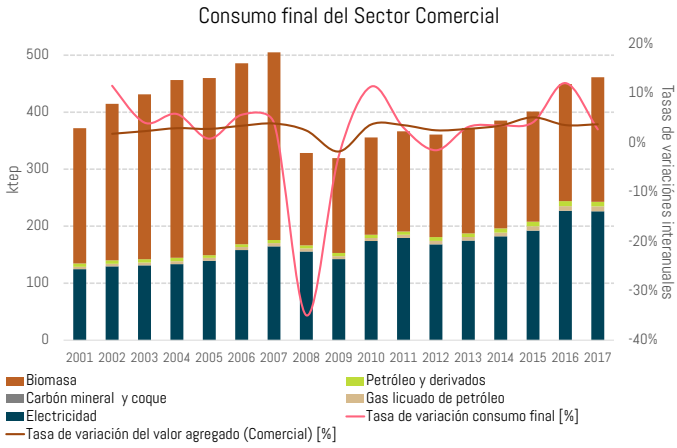


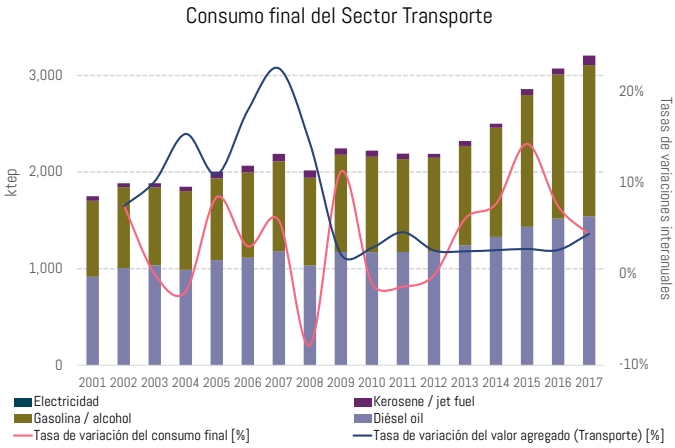




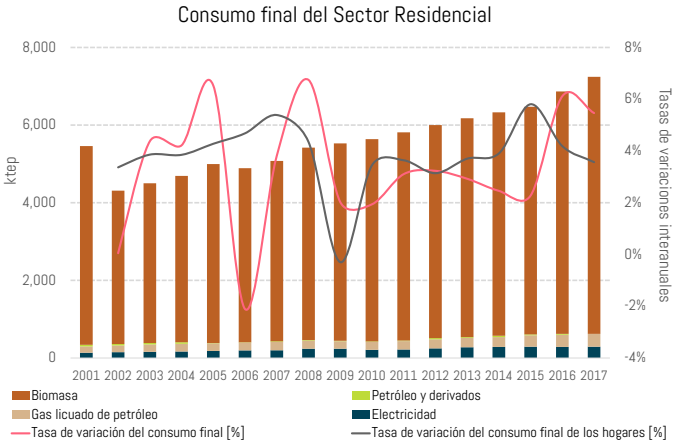


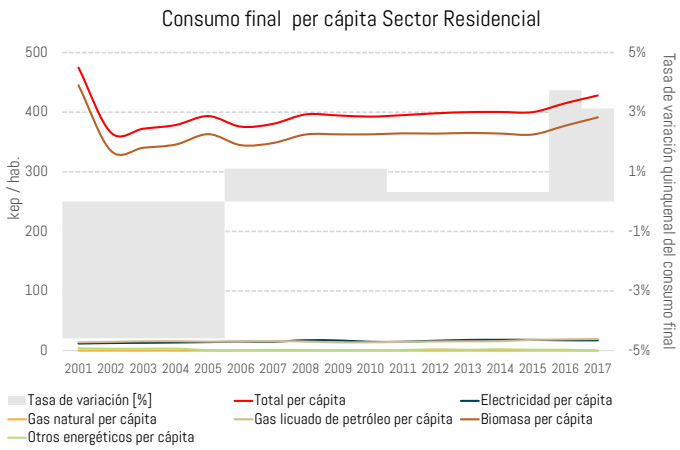


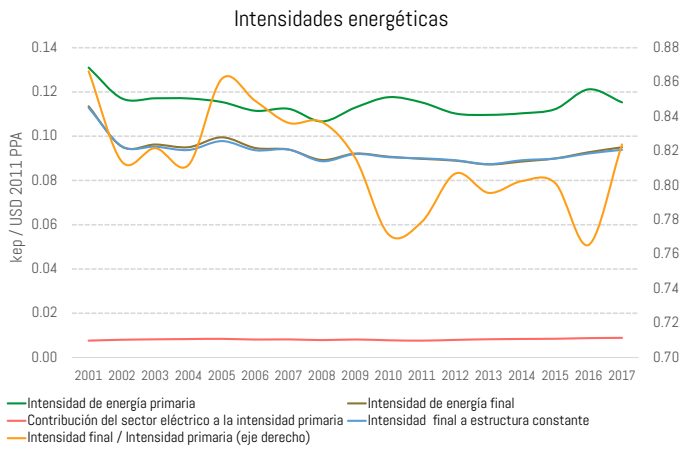


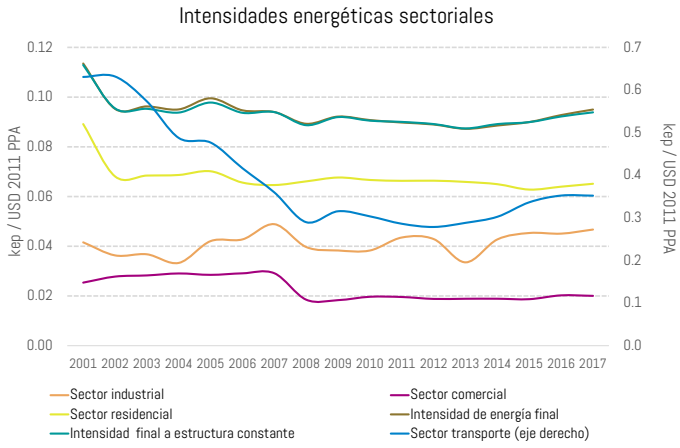


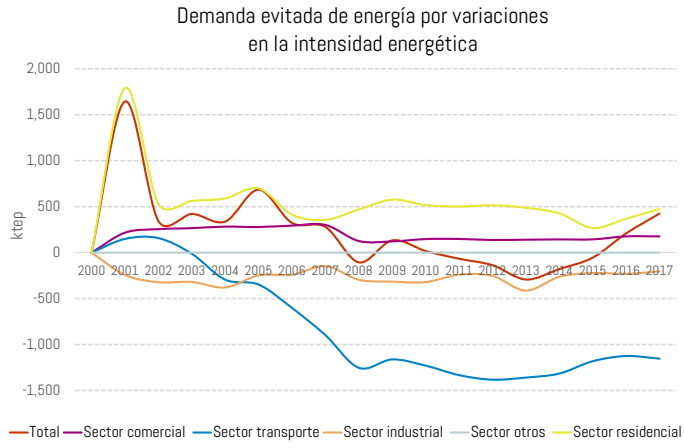
Con el apoyo de OLADE, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Guatemala llevó a cabo en octubre de 2017, el taller "Inserción de vehículos eléctricos en Guatemala". El análisis de la introducción de vehículos eléctricos (EV) en Guatemala se incluyó como parte de las acciones posibles para la mitigación de los GEI del país.

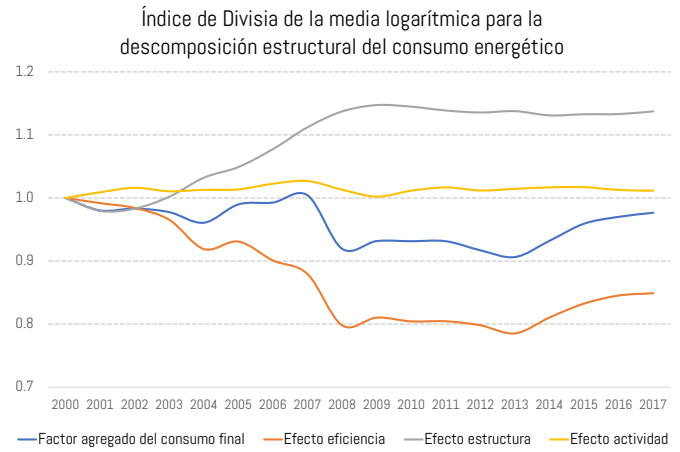


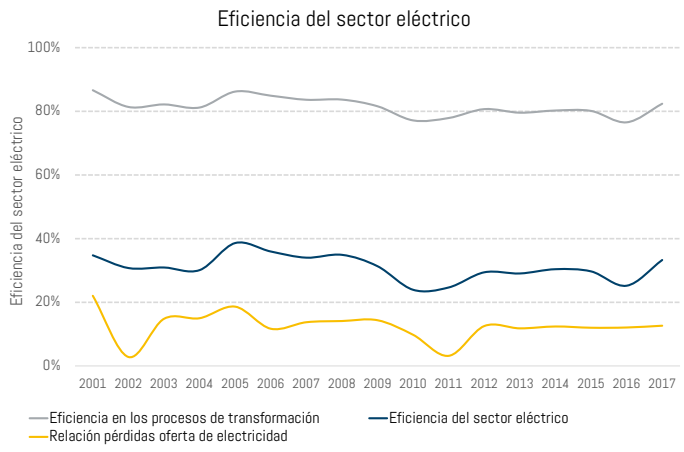

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita

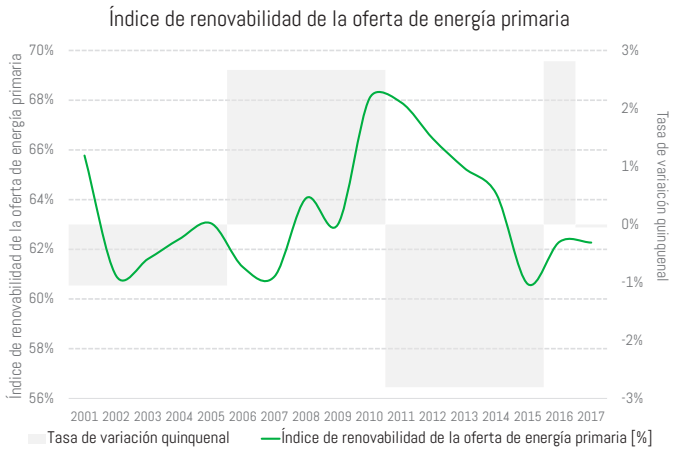

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

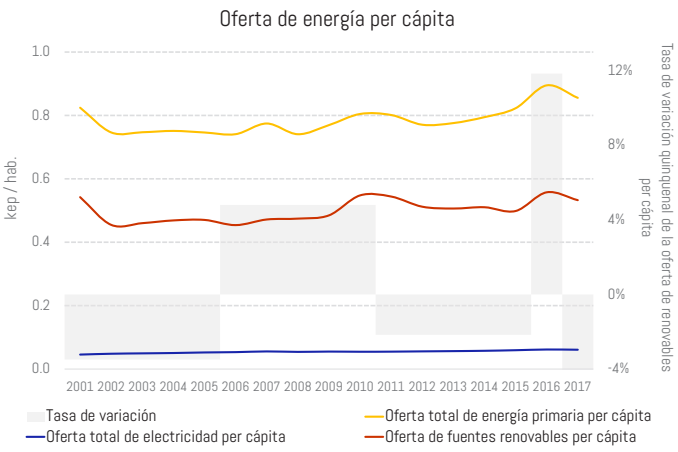

Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

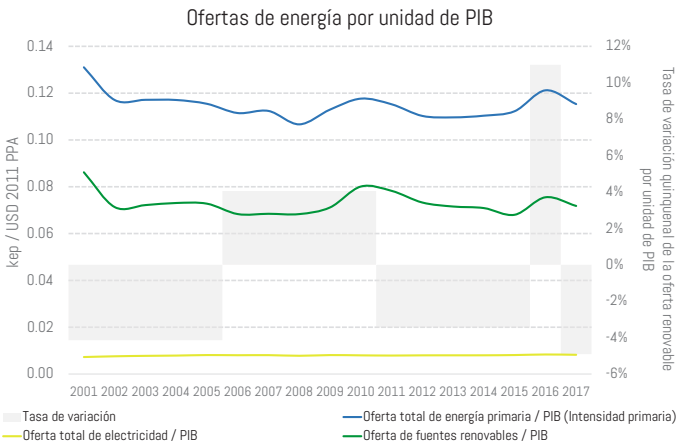

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

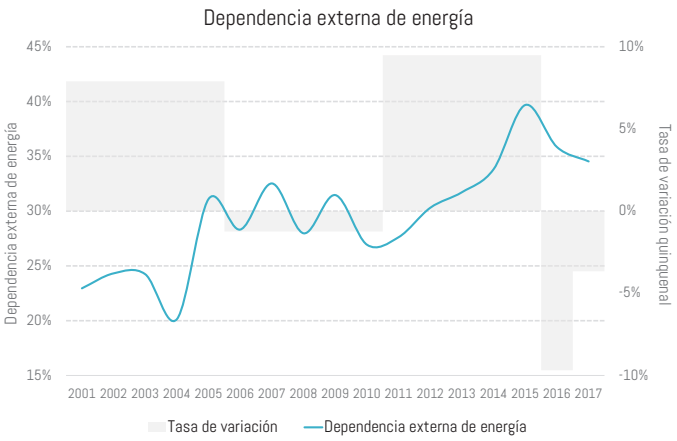

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
Factor agregado del consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad

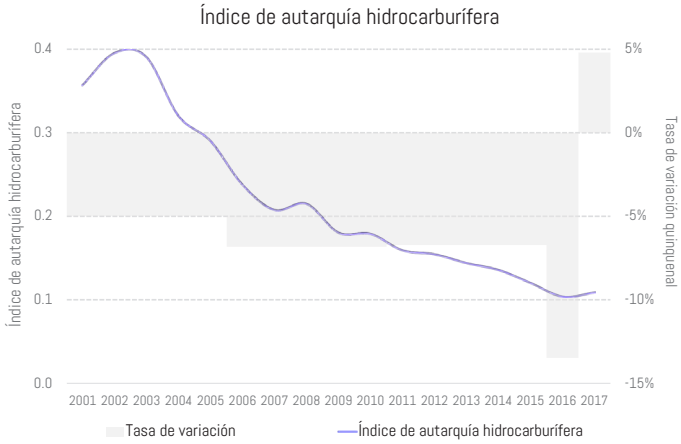

Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad

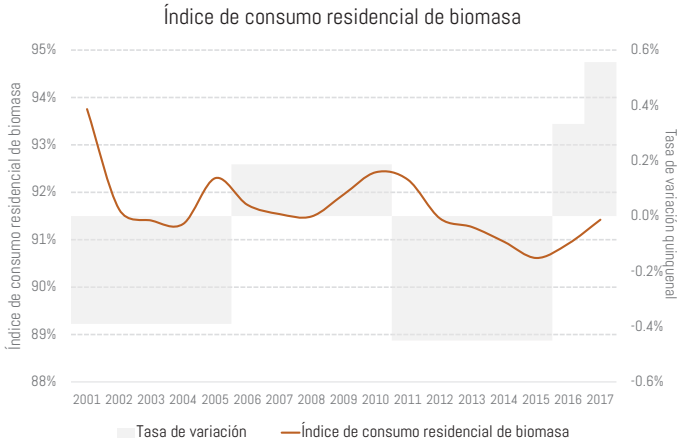

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]


Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

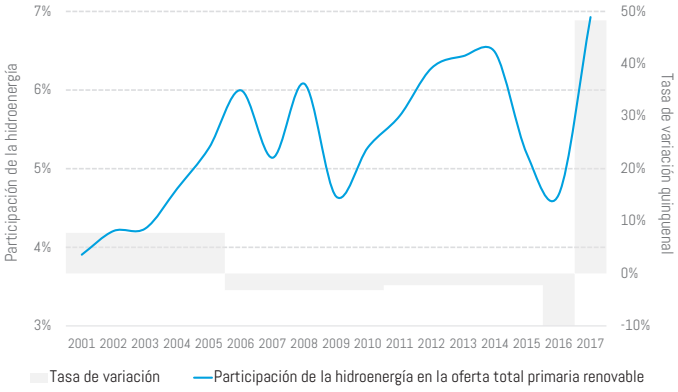

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB


Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

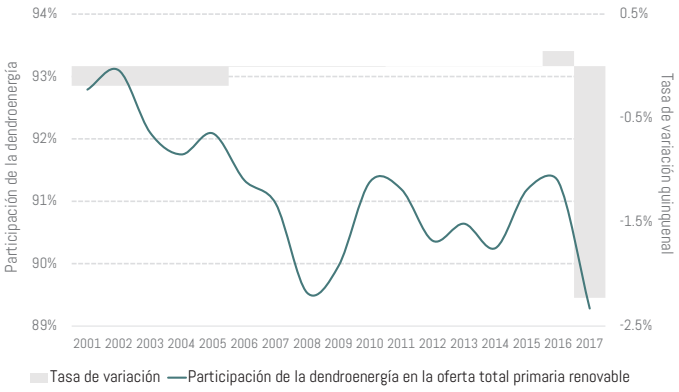

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera


Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

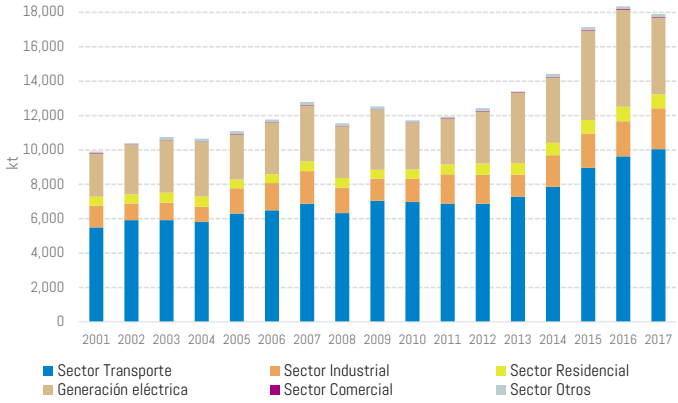
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



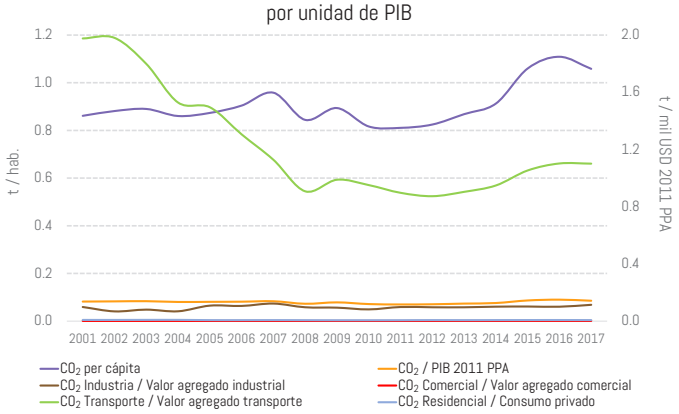
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



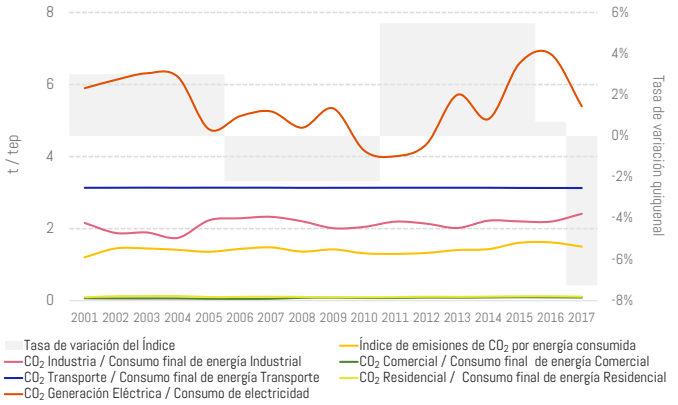
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



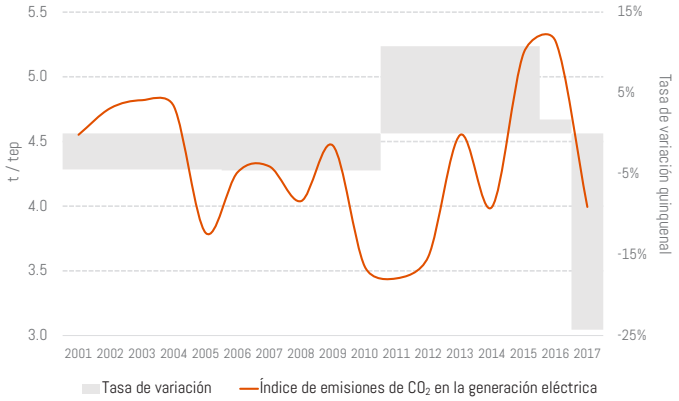
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

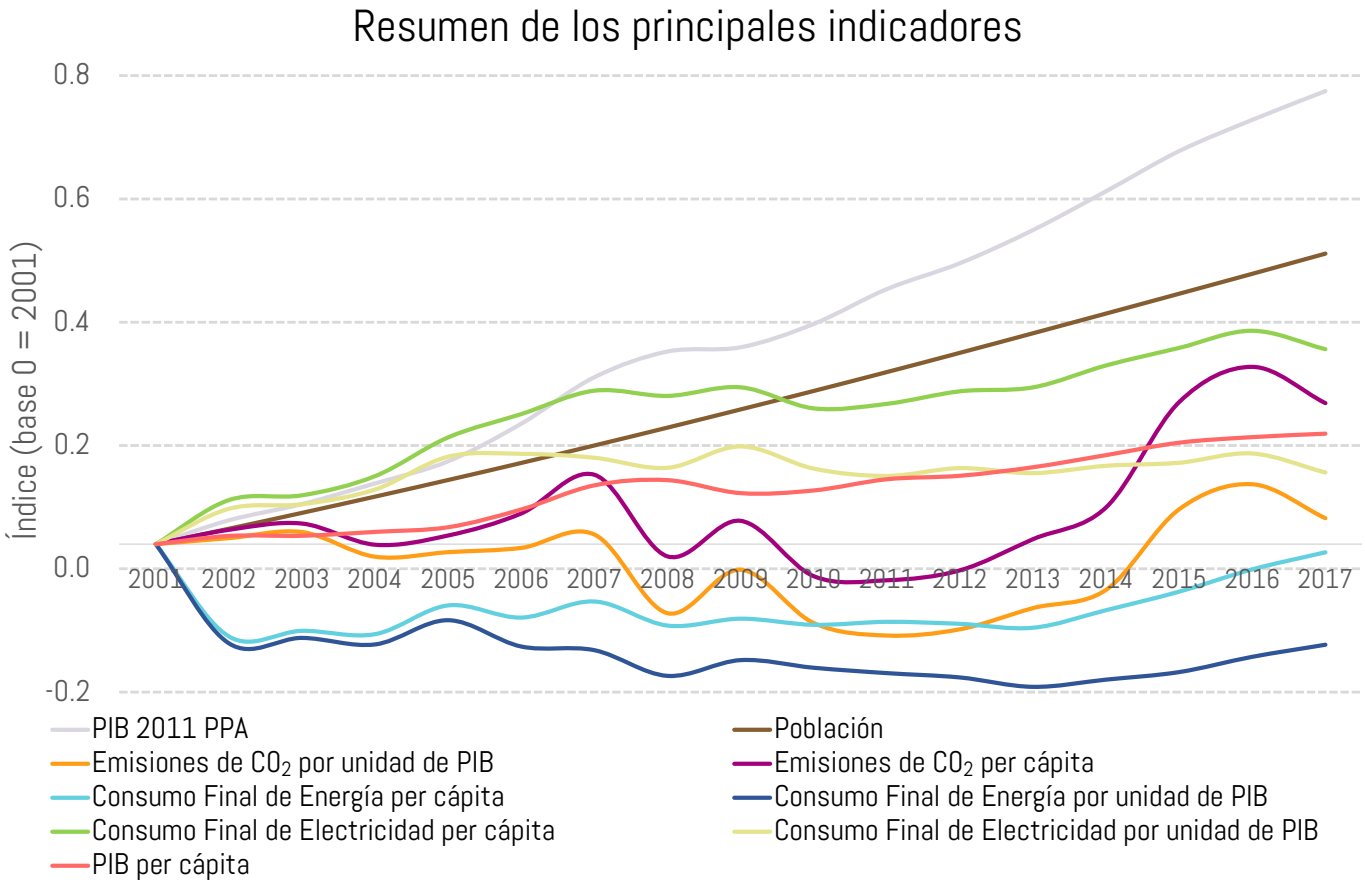


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica

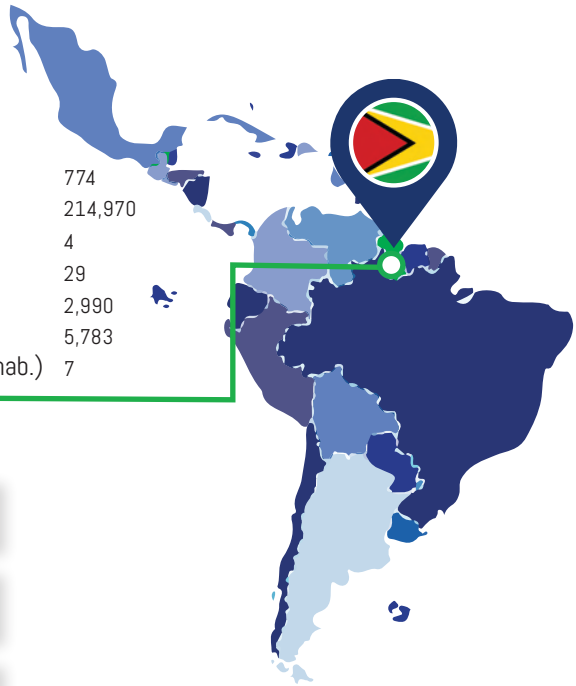



Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
-0.2
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

GUYANA

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	774
Superficie (km^2)	214,970
Densidad de población (hab. / km^2)	4
Población urbana (%)	29
PIB USD 2010 (MUSD)	2,990
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	5,783
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	7



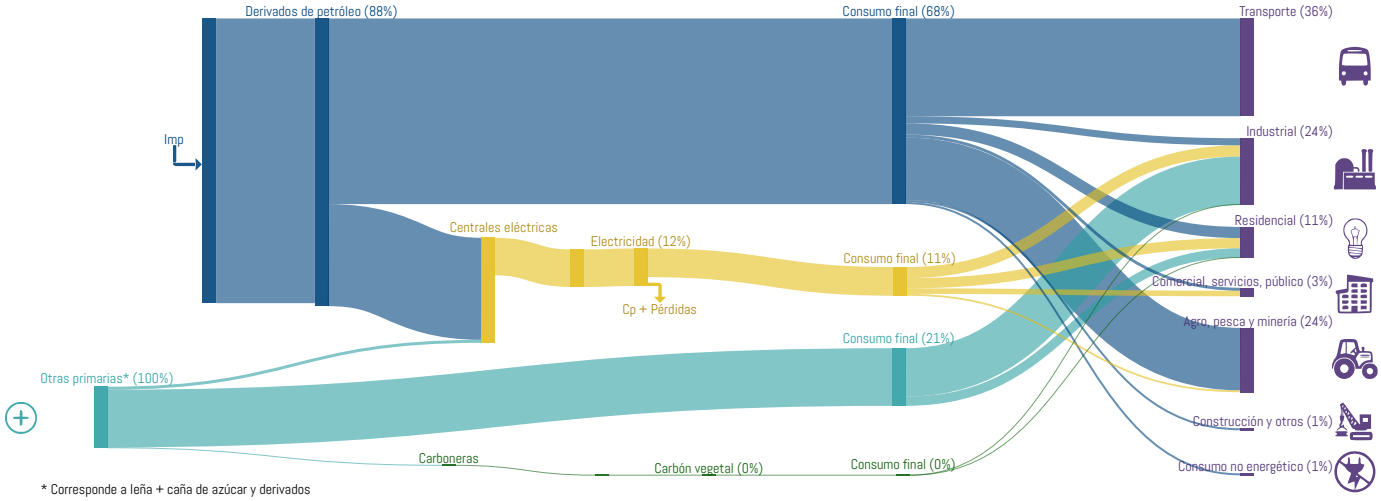
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.25
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.17
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 0.18

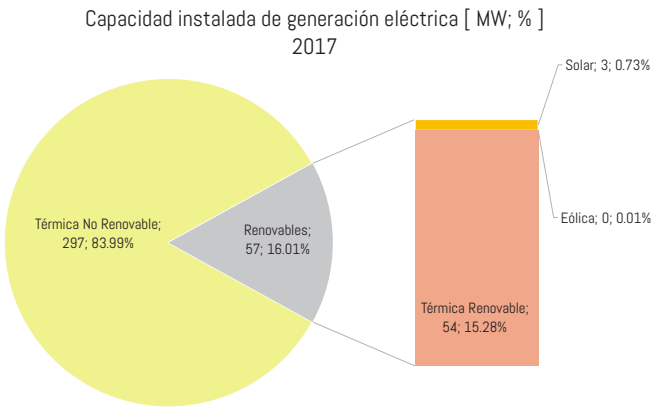
Mbbl	Gm^3	Mt
4,000	18	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

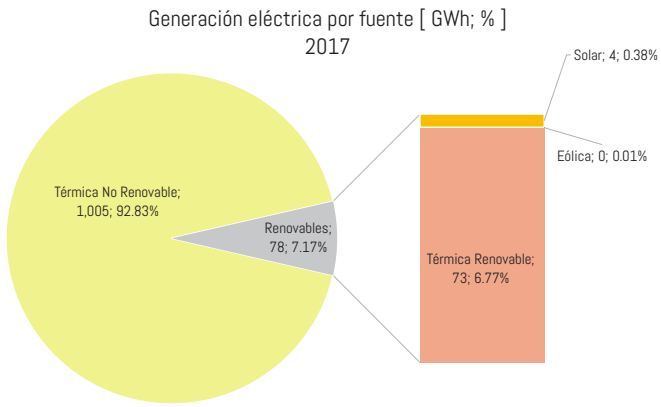
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,110	0.91	88.80	0.90	0.16	0.73	0.00	0.70	n.a.	0.35	0.16 / 0.12
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

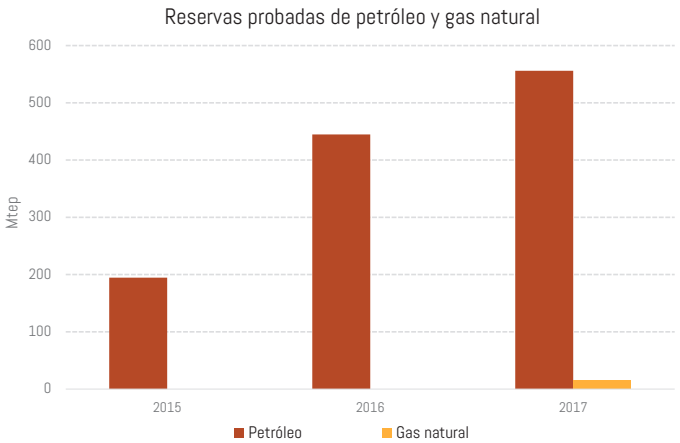
Balance energético resumido 2017

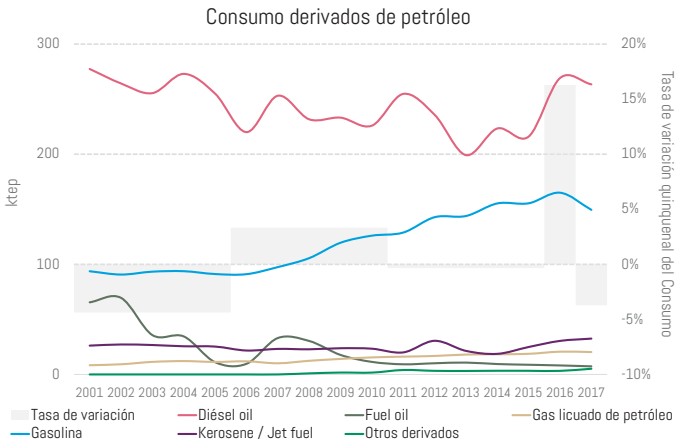


* Corresponde a leña + caña de azúcar y derivados

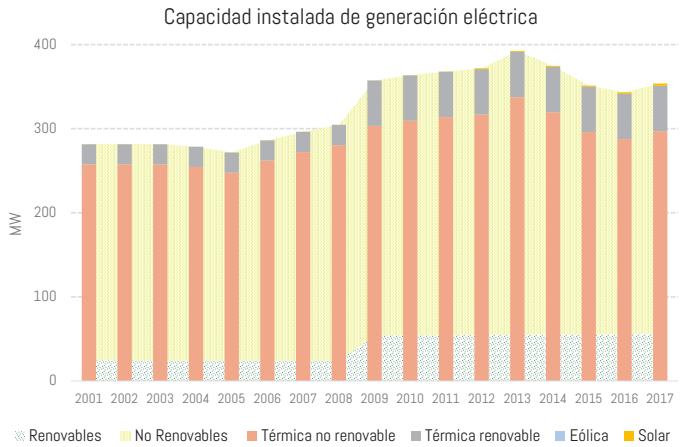

Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017
Térmica No Renovable; 297; 83.99%
Renovables; 57; 16.01%
Solar; 3; 0.73%
Eólica; 0; 0.01%
Térmica Renovable; 54; 15.28%

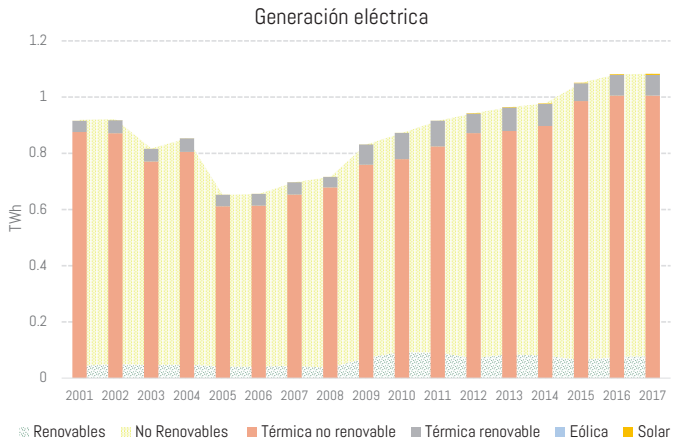

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017
Térmica No Renovable; 1,005; 92.83%
Renovables; 78; 7.17%
Solar; 4; 0.38%
Eólica; 0; 0.01%
Térmica Renovable; 73; 6.77%

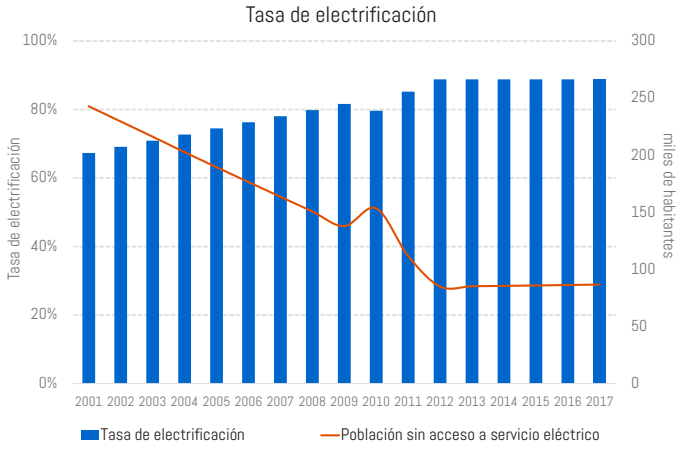

Reservas probadas de petróleo y gas natural
Mtep
600
500
400
300
200
100
0
2015
2016
2017
Petróleo
Gas natural

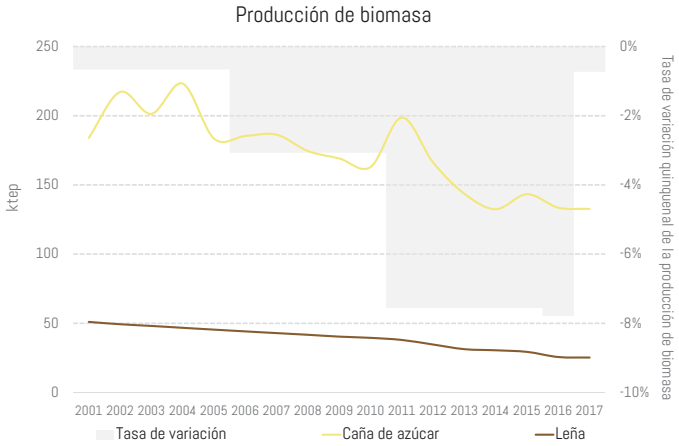

Consumo derivados de petróleo
ktep
300
200
100
0
20%
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
Tasa de variación quinquenal del Consumo
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

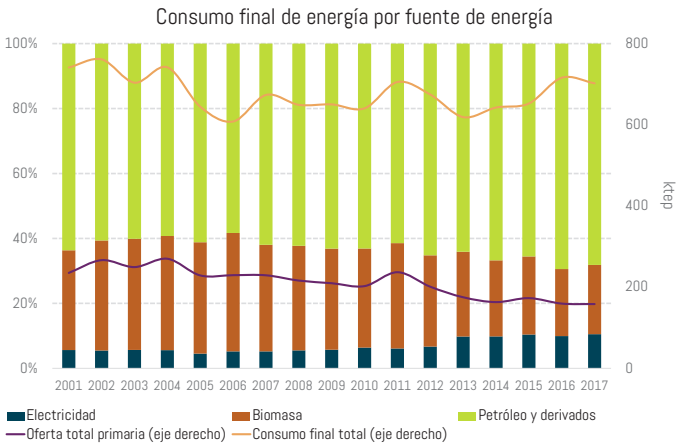
GUYANA

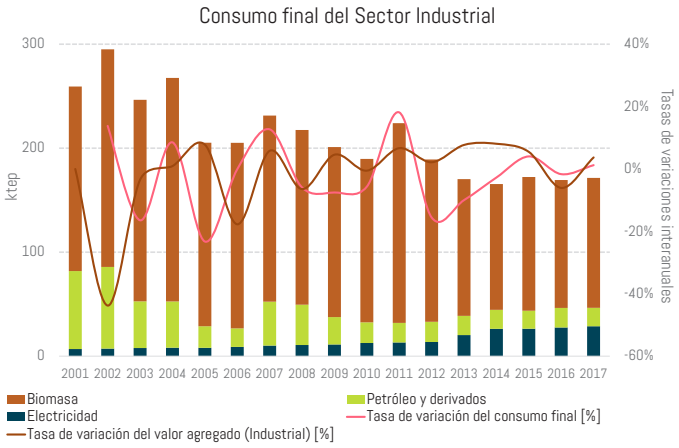

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
400
300
200
100
0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Renovables
No Renovables
Térmica no renovable
Térmica renovable
Eólica
Solar

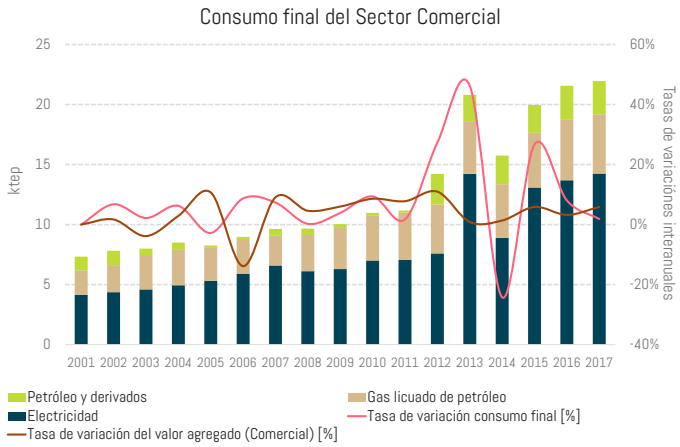

Generación eléctrica
TWh
1.2
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Renovables
No Renovables
Térmica no renovable
Térmica renovable
Eólica
Solar

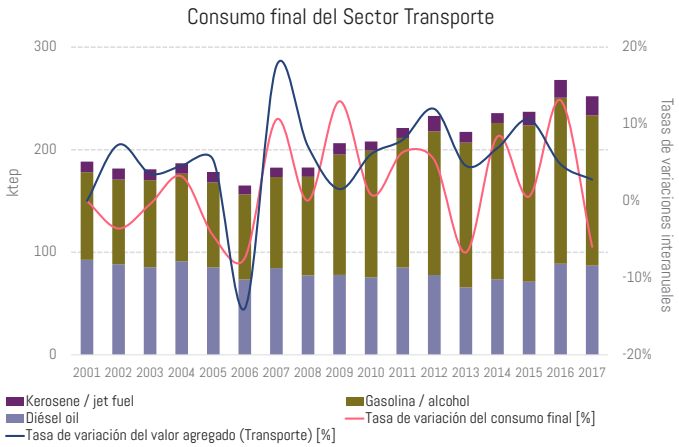

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

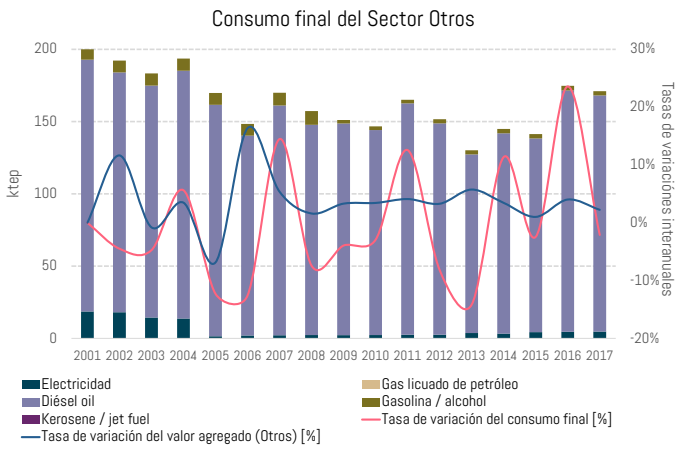

Producción de biomasa
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña

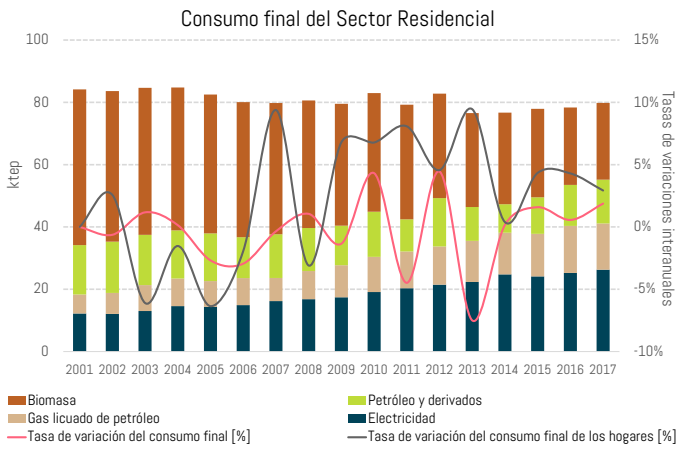

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

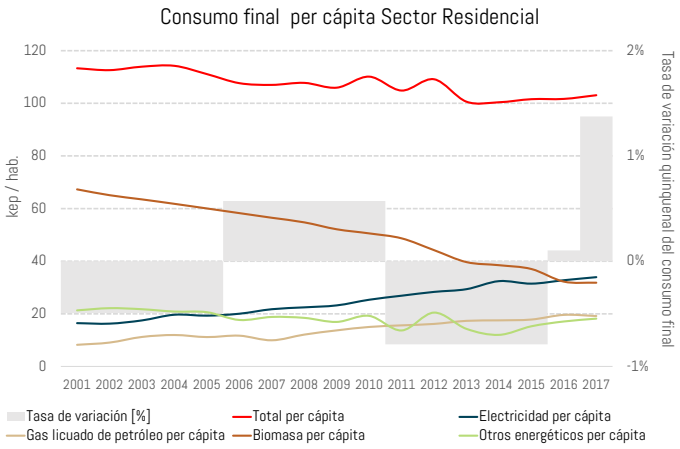

Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

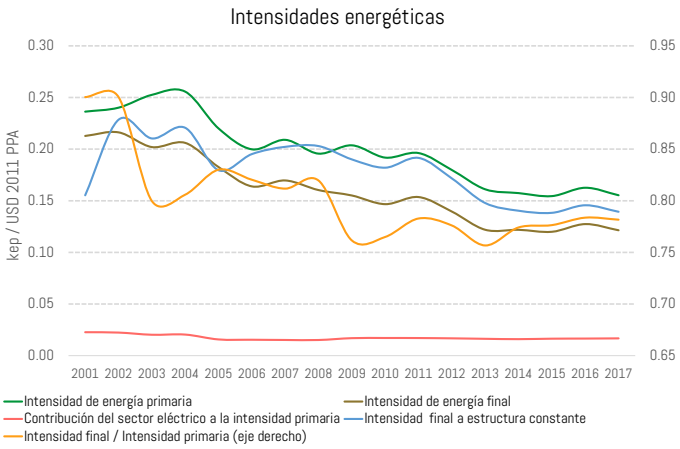

Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]


Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

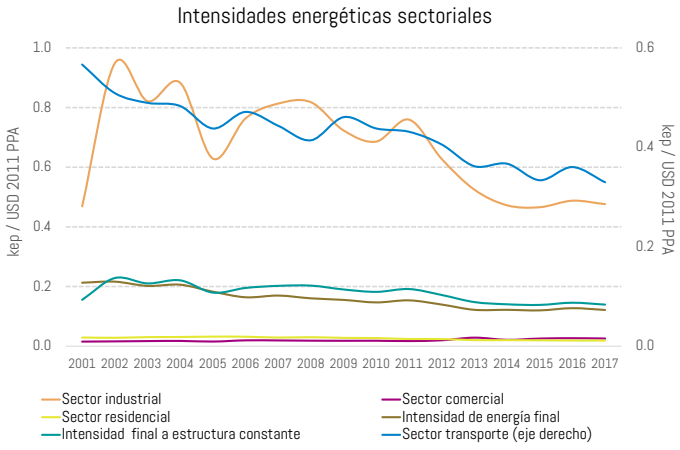

Consumo final del Sector Otros
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Electricidad
Diésel oil
Kerosene / jet fuel
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]
Gas licuado de petróleo
Gasolina / alcohol
Tasa de variación del consumo final [%]

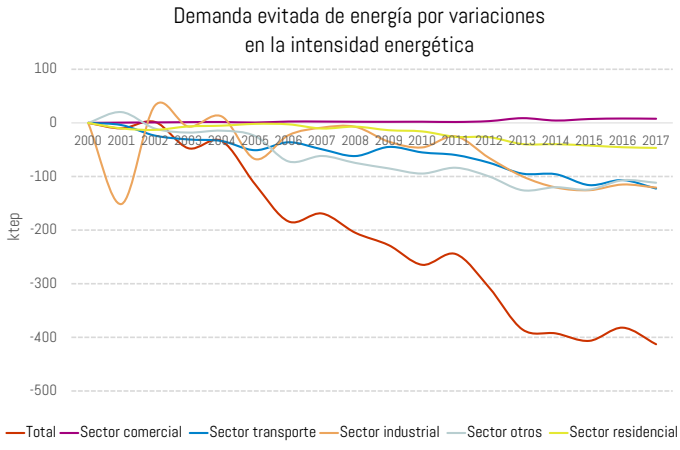

Consumo final del Sector Residencial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Gas licuado de petróleo
Tasa de variación del consumo final [%]
Petróleo y derivados
Electricidad
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

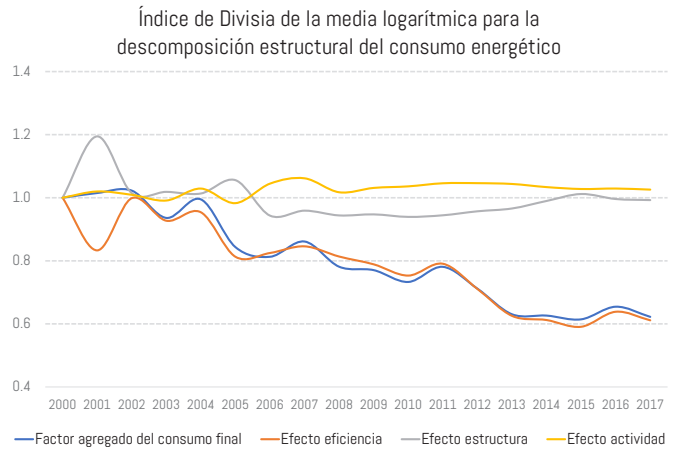

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita

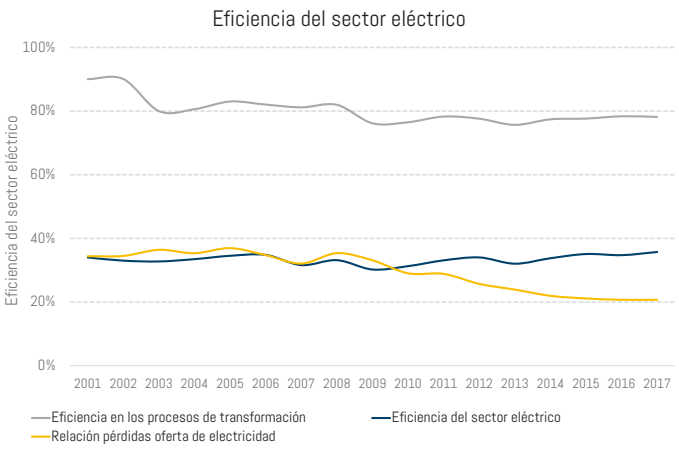

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

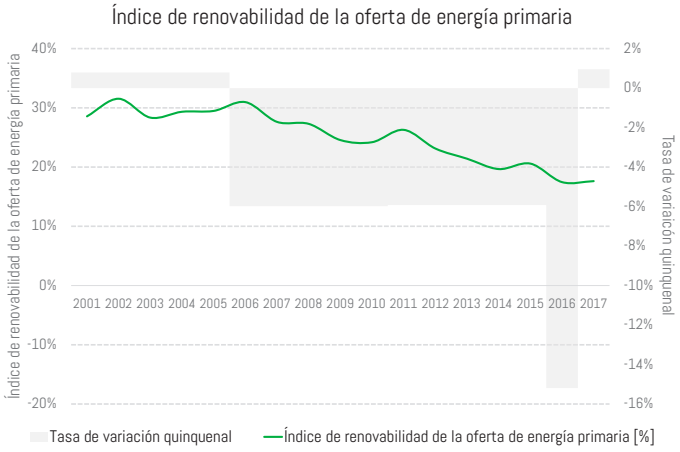
GUYANA

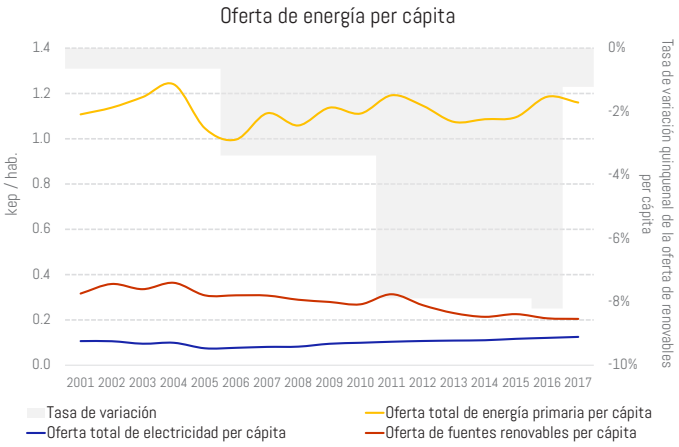

Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

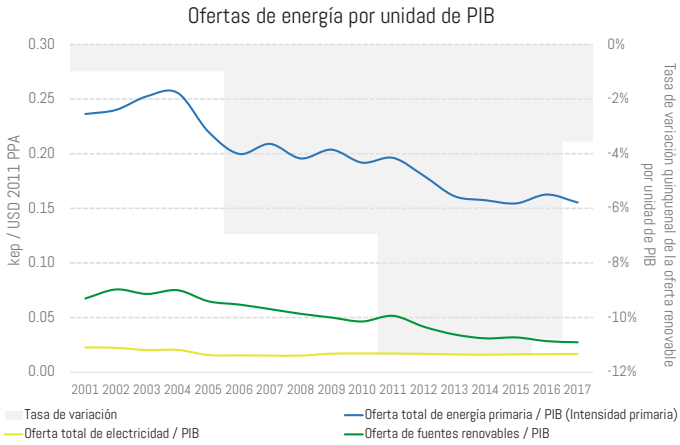

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

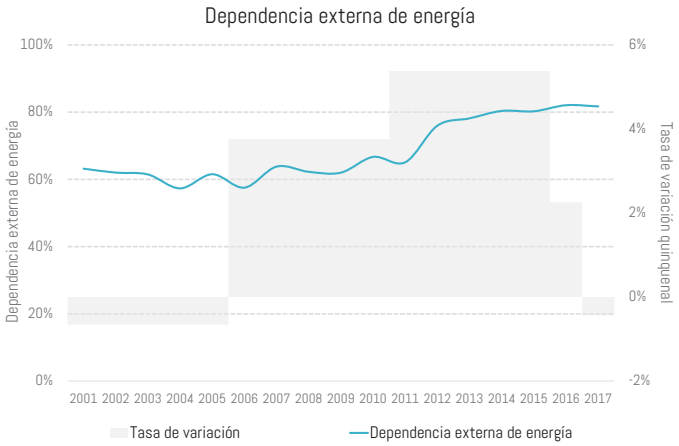

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
1.4
1.2
1.0
0.8
0.6
0.4
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Factor agregado del consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad


Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
100%
80%
60%
40%
20%
0%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad

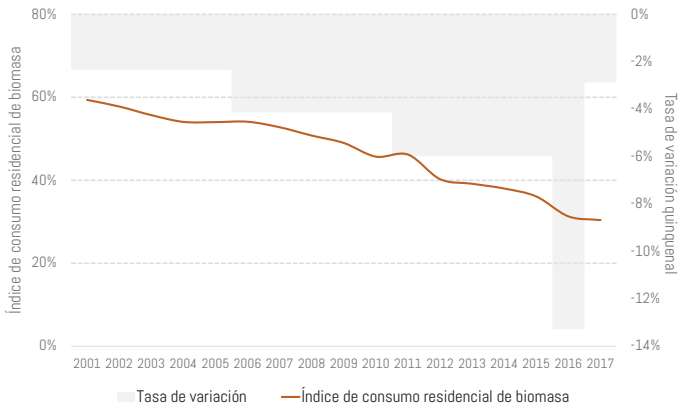

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
40%
30%
20%
10%
0%
-10%
-20%
2%
0%
-2%
-4%
-6%
-8%
-10%
-12%
-14%
-16%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]


Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
1.4
1.2
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
0%
-2%
-4%
-6%
-8%
-10%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

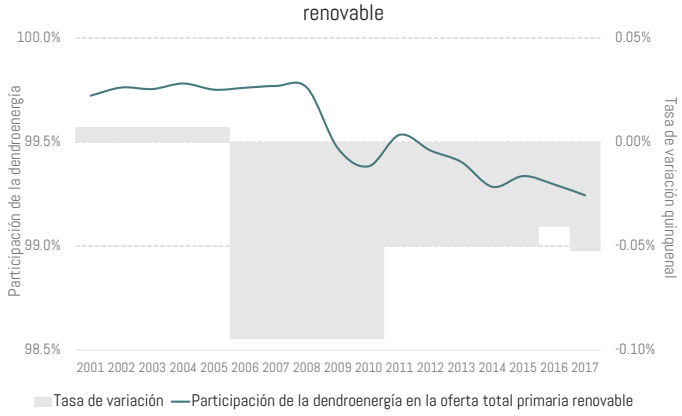

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
0%
-2%
-4%
-6%
-8%
-10%
-12%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB


Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
100%
80%
60%
40%
20%
0%
6%
4%
2%
0%
-2%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

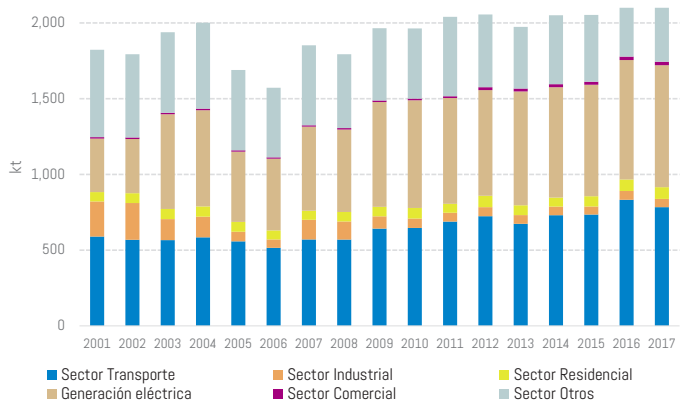
Índice de consumo residencial de biomasa



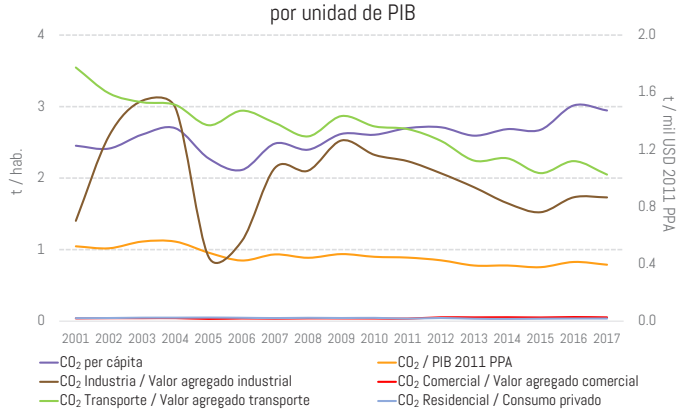
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



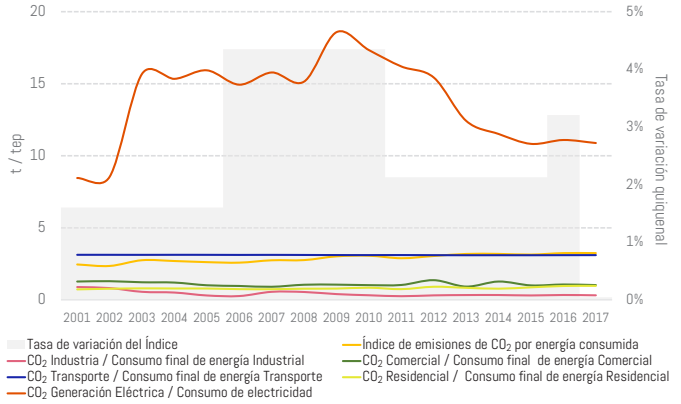
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



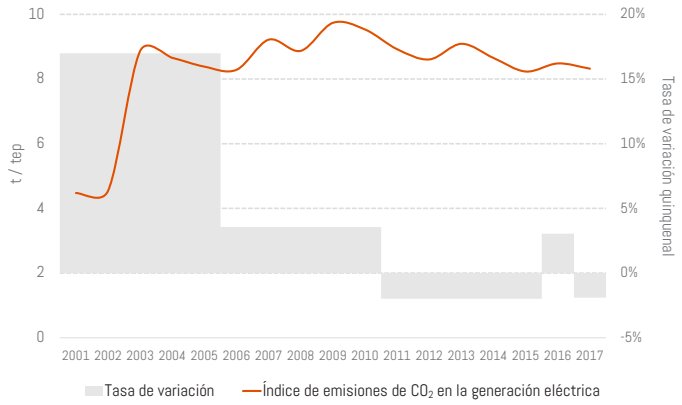
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



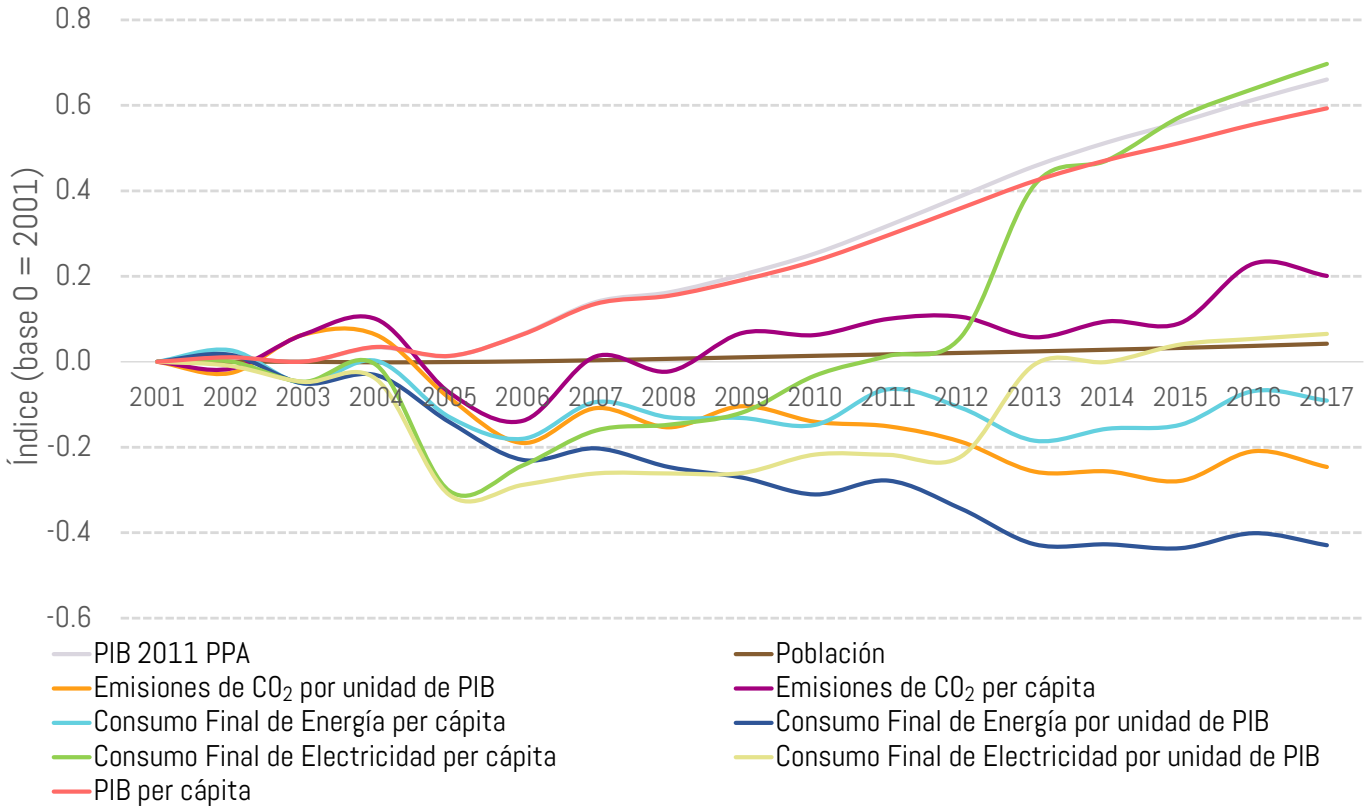
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



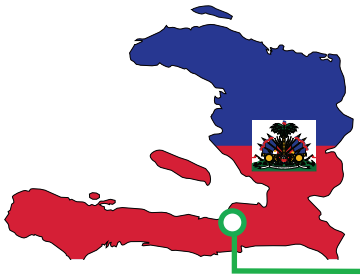
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores

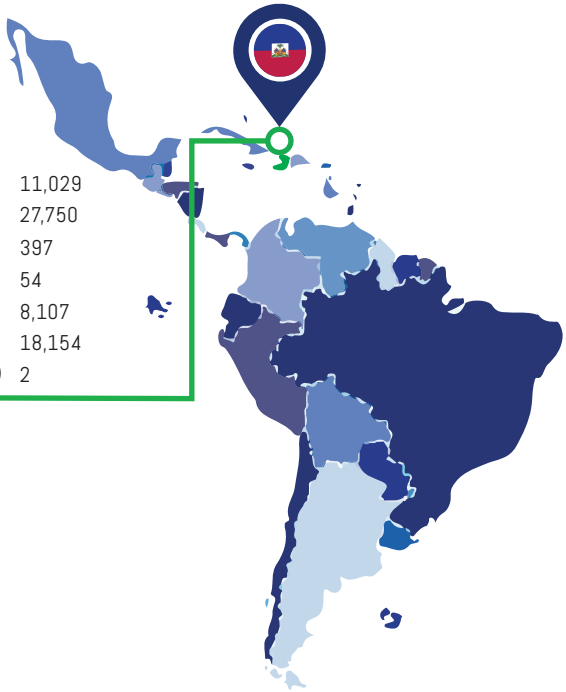


HAITÍ



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	11,029
Superficie (km^2)	27,750
Densidad de población (hab. / km^2)	397
Población urbana (%)	54
PIB USD 2010 (MUSD)	8,107
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	18,154
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	2



Sector Energético

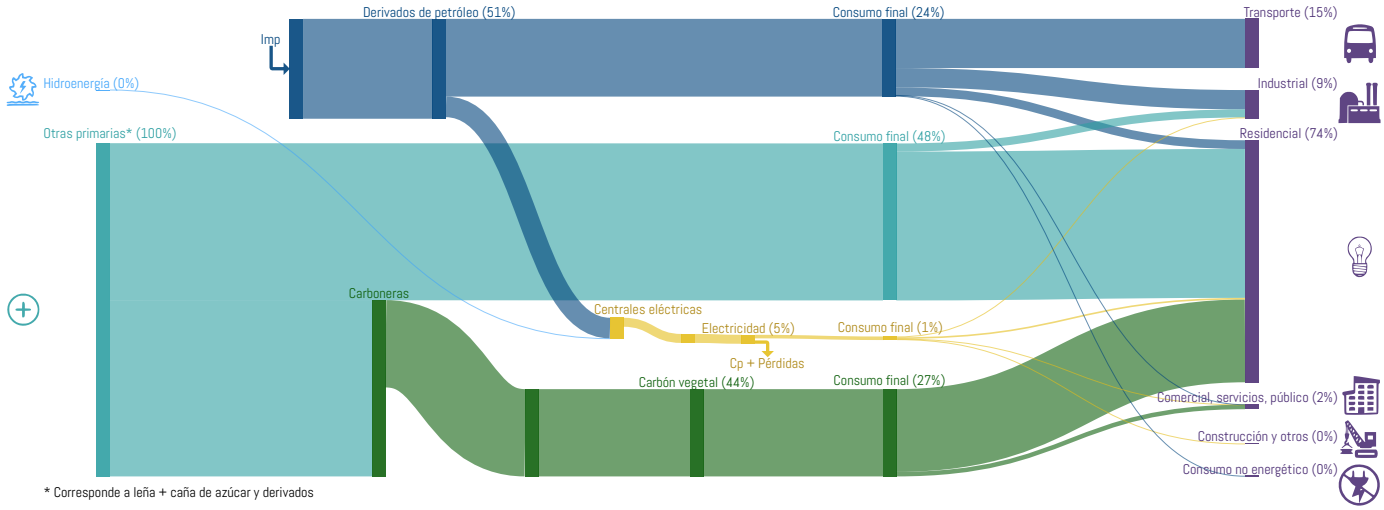
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.50
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.29
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 2.47
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.05
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.01

Mbbl	Gm^3	Mt
n.a.	n.a.	9
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

* Dato 2016. Fuente: Banco Mundial.

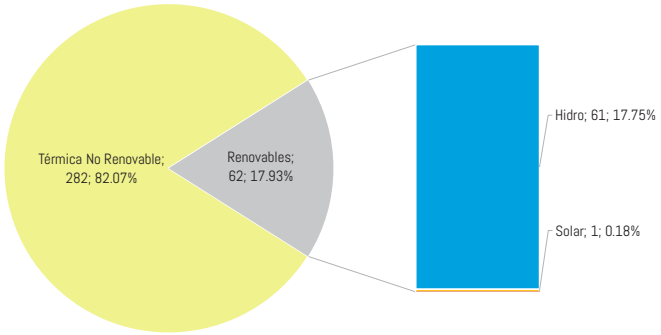
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
38	0.30	38.69 *	4.41	3.46	1.01	0.00	3.32	n.a.	0.34	0.24 / 0.18
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

Balance energético resumido 2017

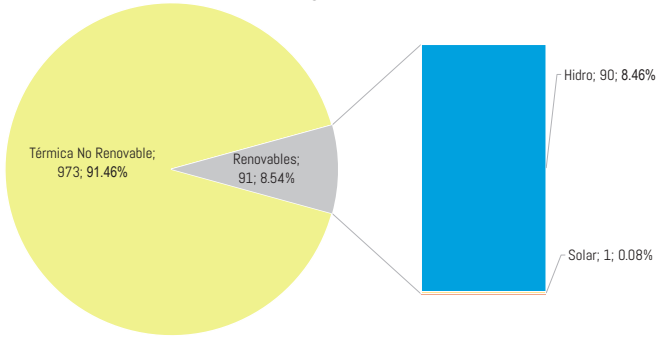


* Corresponde a leña + caña de azúcar y derivados

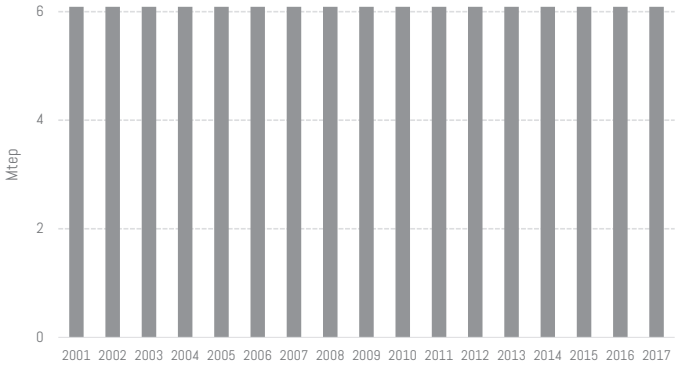
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



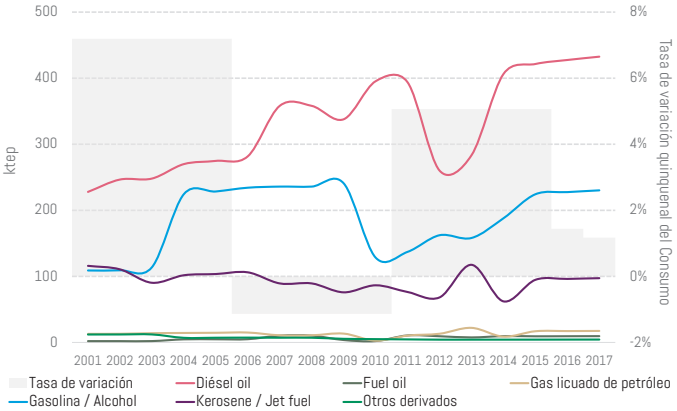
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



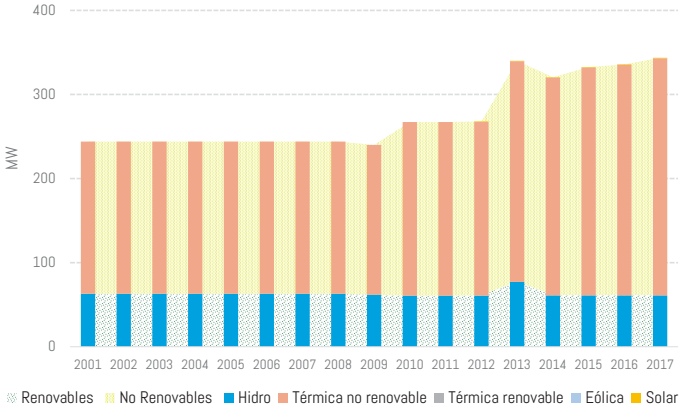
Reservas probadas de carbón mineral



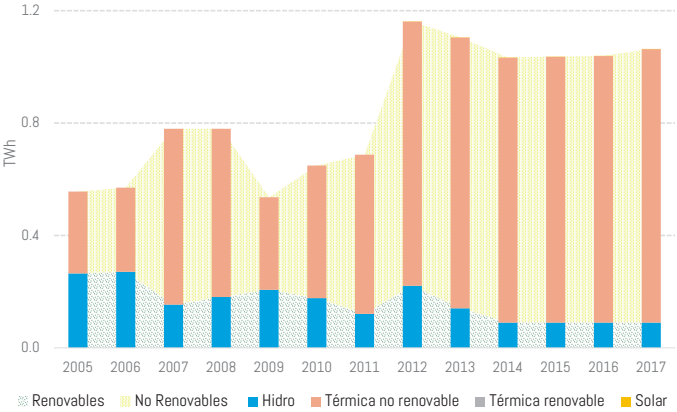
Consumo derivados de petróleo

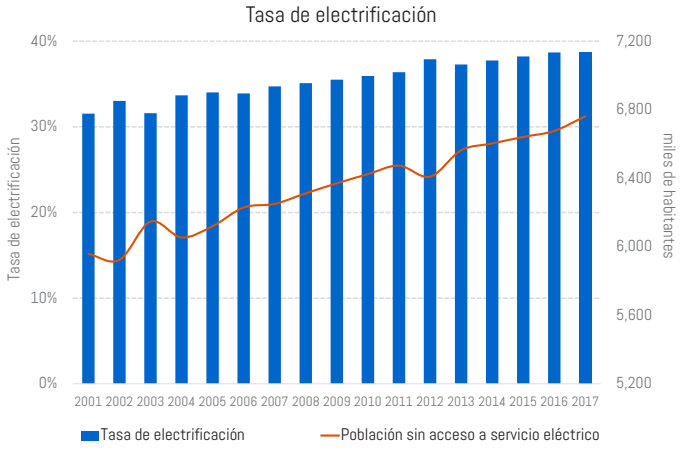


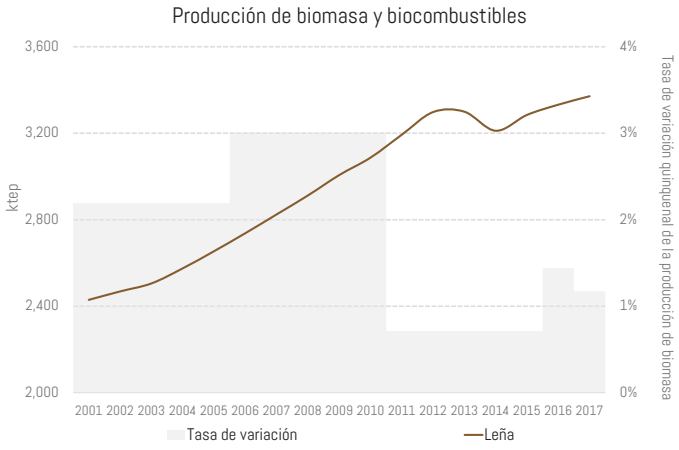
Capacidad instalada de generación eléctrica

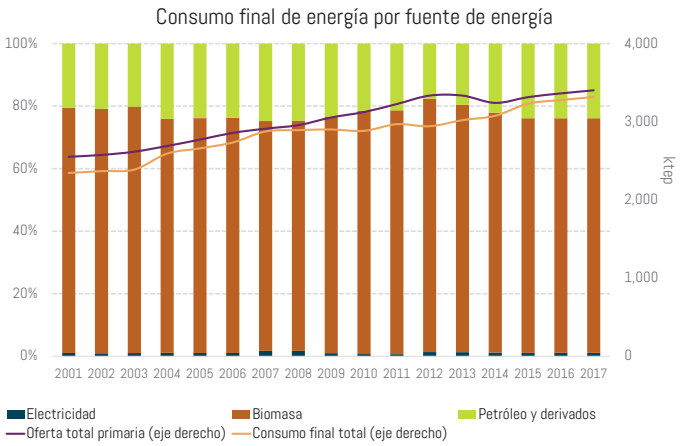


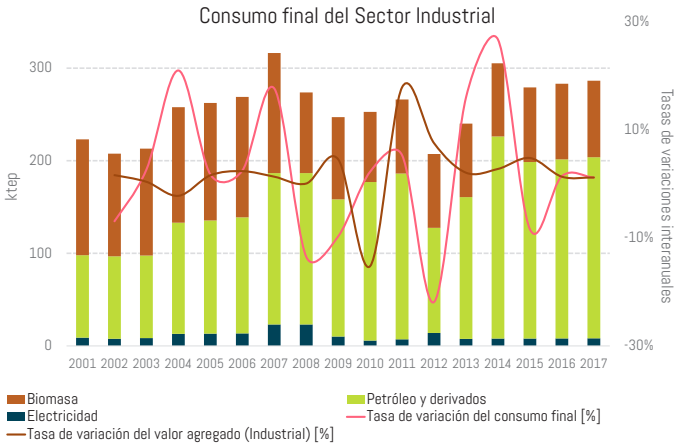
Generación eléctrica

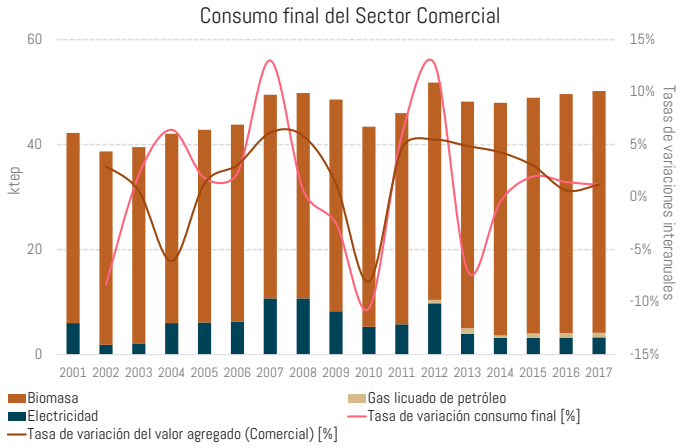


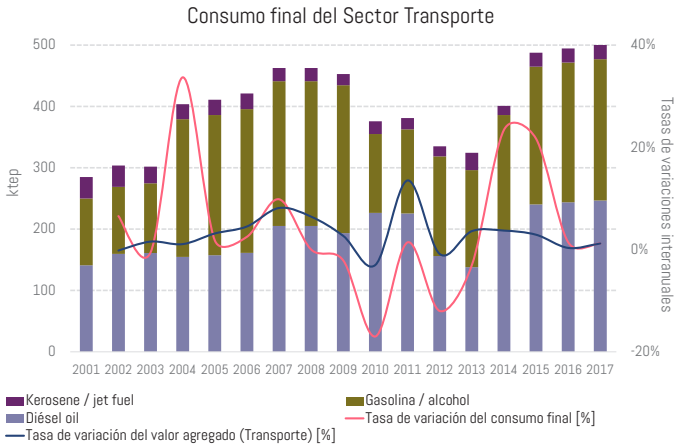

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Leña

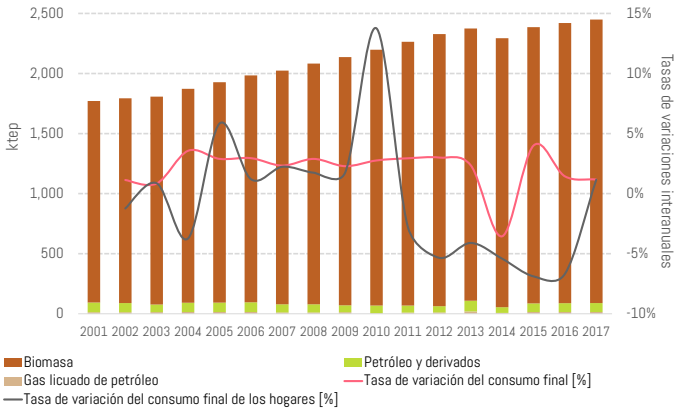

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

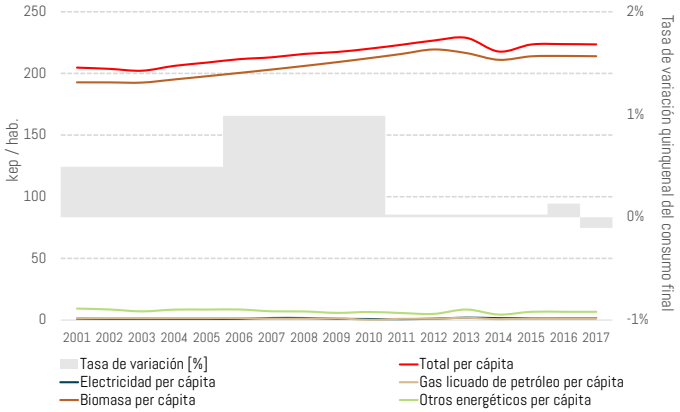

Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]


Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

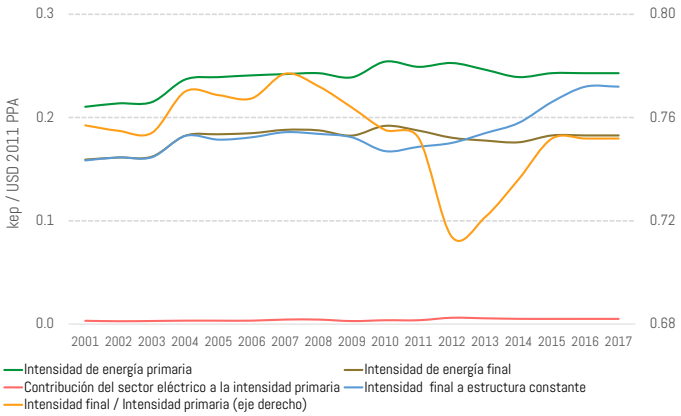
Consumo final del Sector Residencial



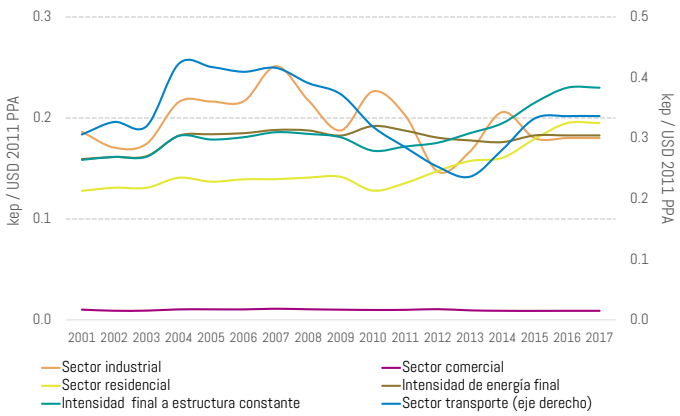
Consumo final per cápita Sector Residencial



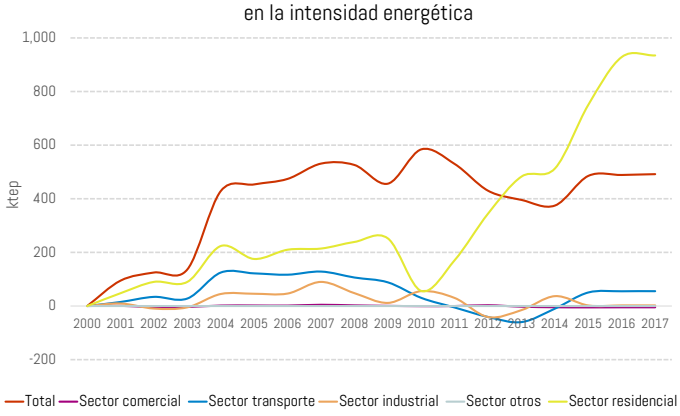
Intensidades energéticas



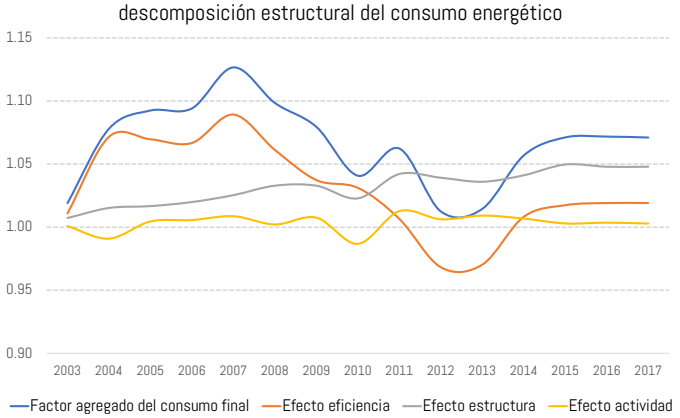
Intensidades energéticas sectoriales

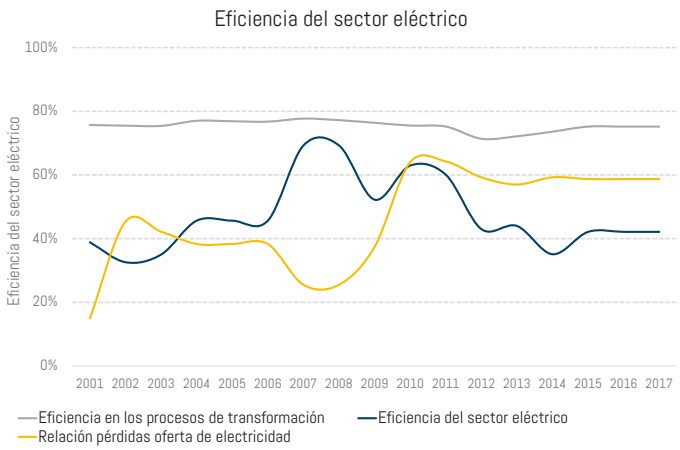


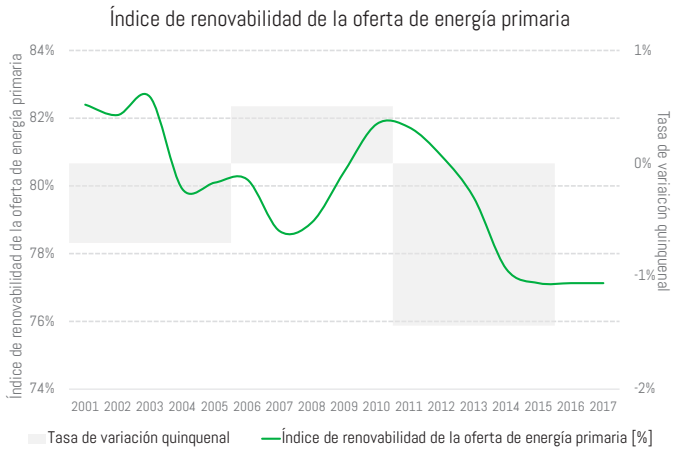
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

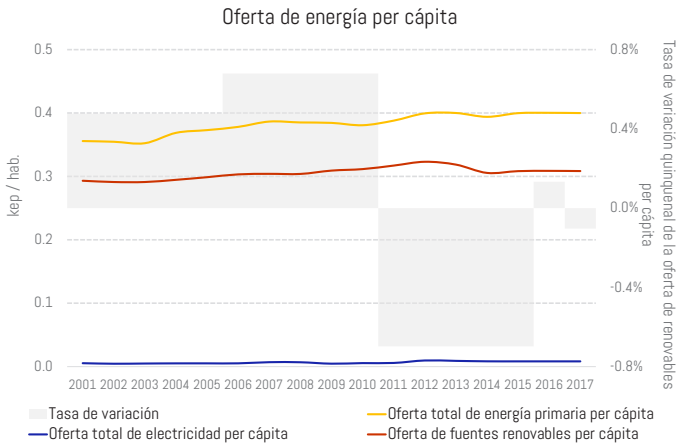


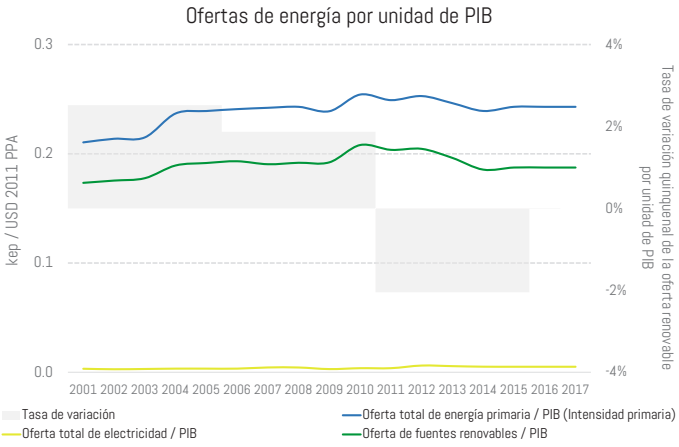
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

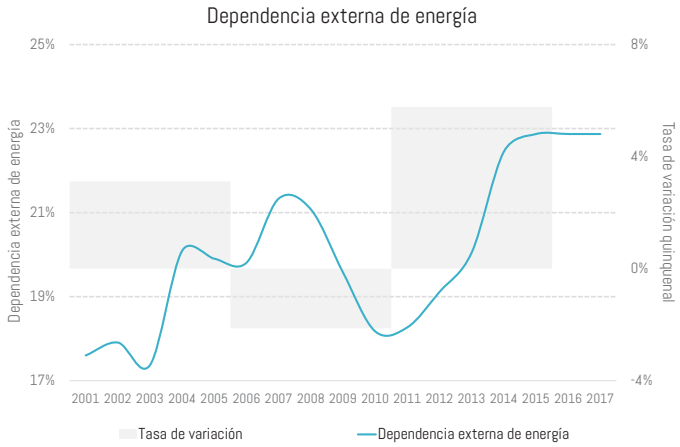


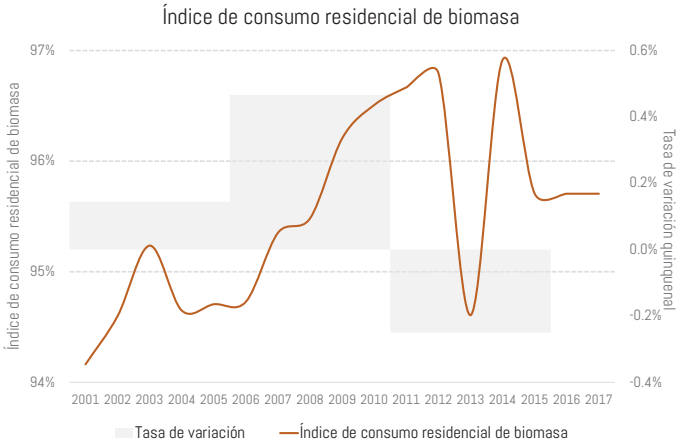

Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
100%
80%
60%
40%
20%
0%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad


Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
84%
82%
80%
78%
76%
74%
Tasa de variación quinquenal
1%
0%
-1%
-2%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]

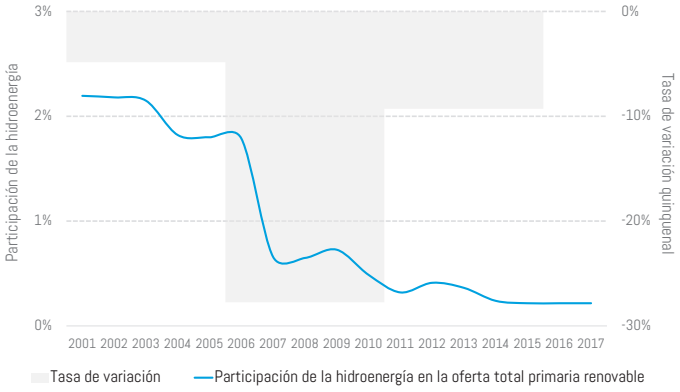

Oferta de energía per cápita
kep / hab.
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
0.8%
0.4%
0.0%
-0.4%
-0.8%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita


Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
0.3
0.2
0.1
0.0
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
4%
2%
0%
-2%
-4%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB

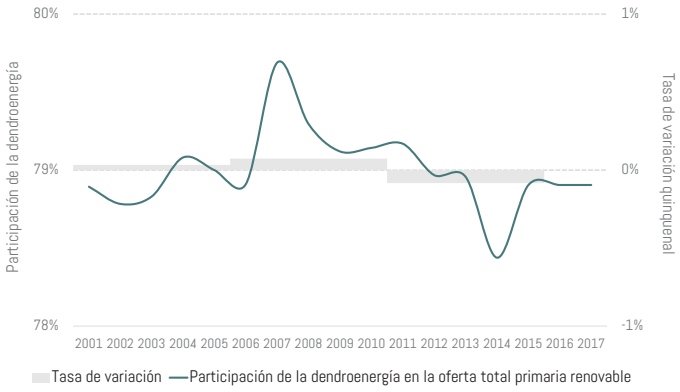

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
25%
23%
21%
19%
17%
Tasa de variación quinquenal
8%
4%
0%
-4%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Dependencia externa de energía


Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
97%
96%
95%
94%
Tasa de variación quinquenal
0.6%
0.4%
0.2%
0.0%
-0.2%
-0.4%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

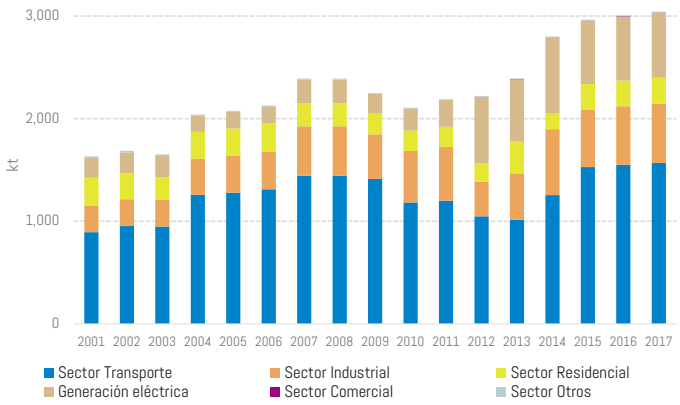
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



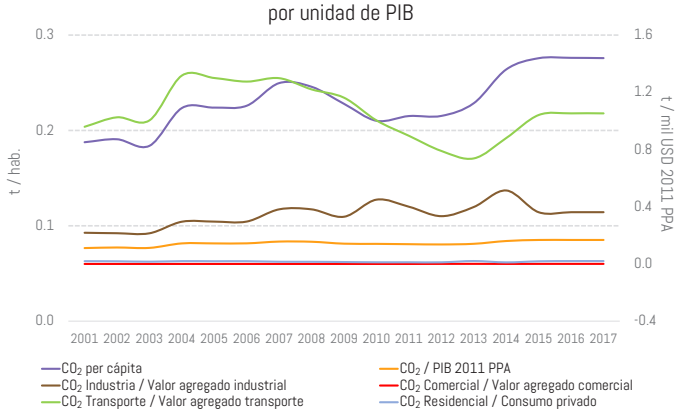
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



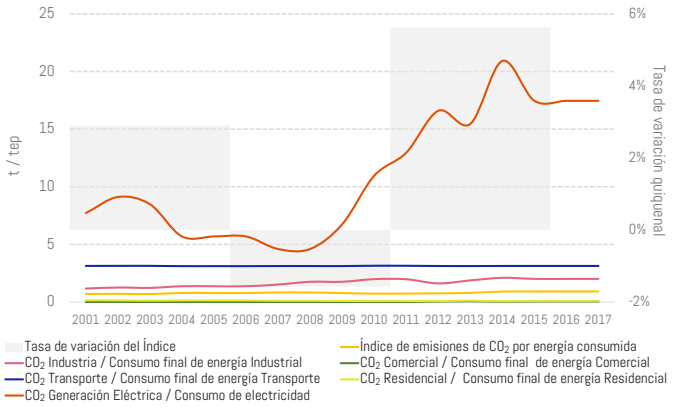
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



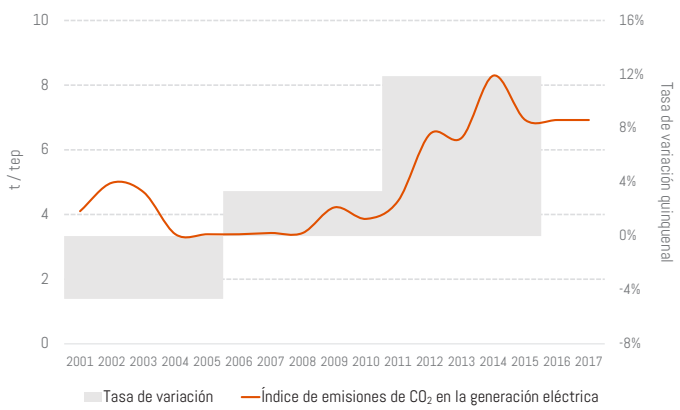
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



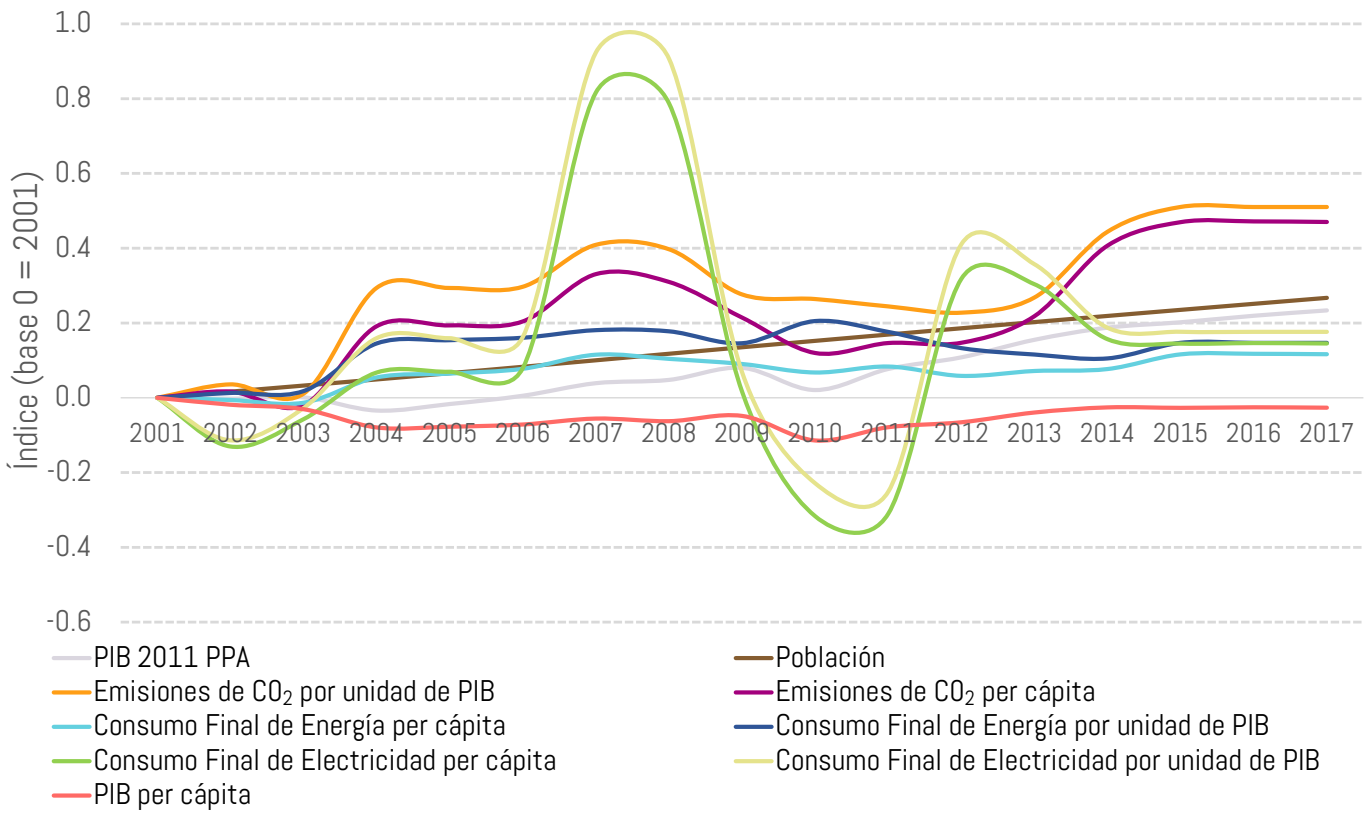
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



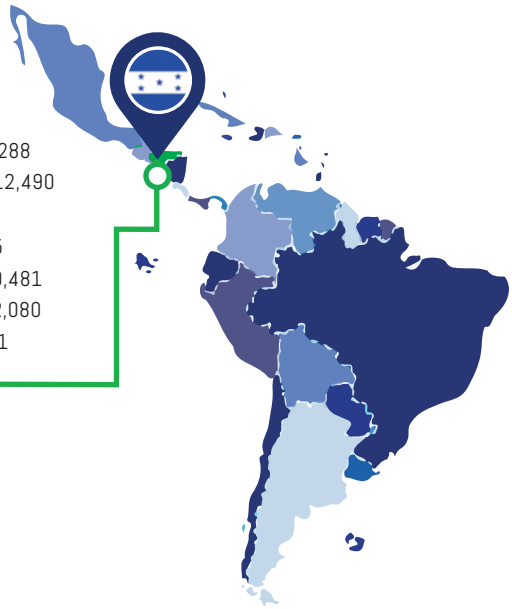
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



HONDURAS



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	8,288
Superficie (km^2)	112,490
Densidad de población (hab. / km^2)	74
Población urbana (%)	55
PIB USD 2010 (MUSD)	20,481
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	42,080
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	5.1

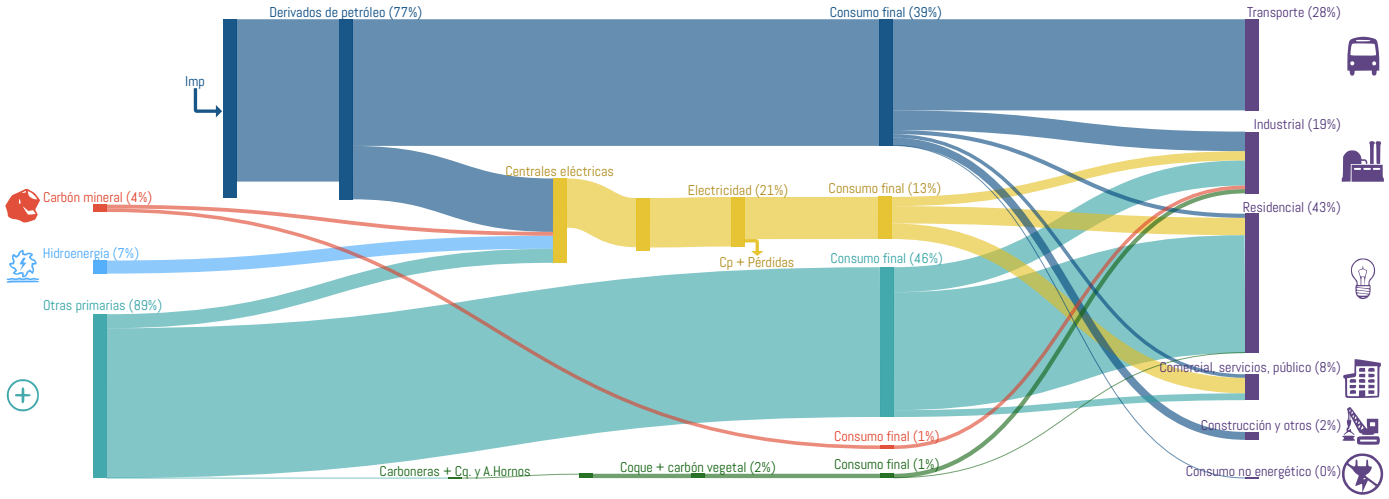
Sector Energético 2016

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.42
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.96
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 2.17
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 0.13

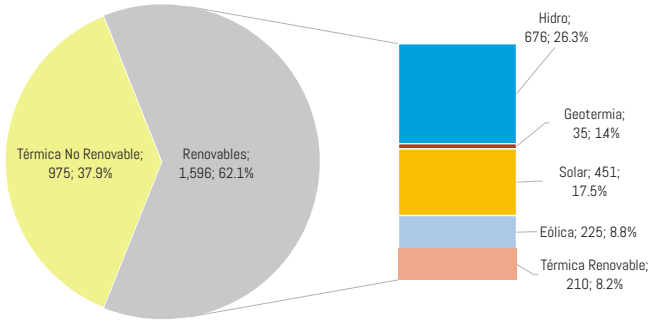
Mbbl	Gm^3	Mt
n.a.	n.a	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
931	0.62	75.12	5.74	2.75	3.02	0.30	5.08	n.a.	2.44	0.14 / 0.13
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

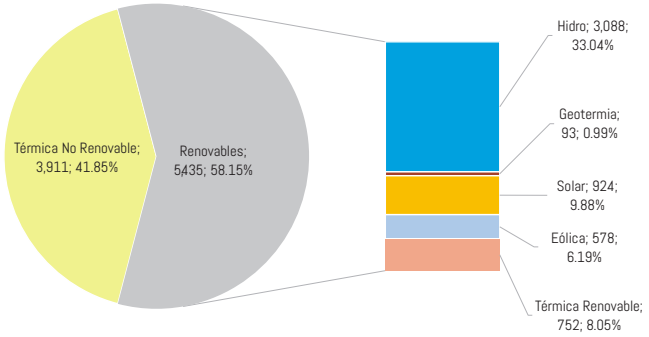
Balance energético resumido 2016



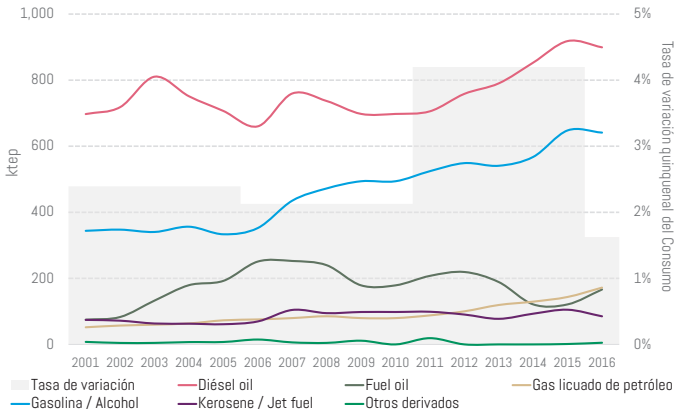
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



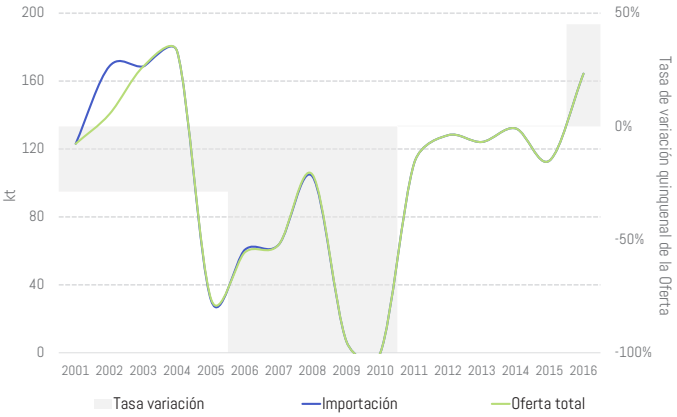
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



Consumo derivados de petróleo

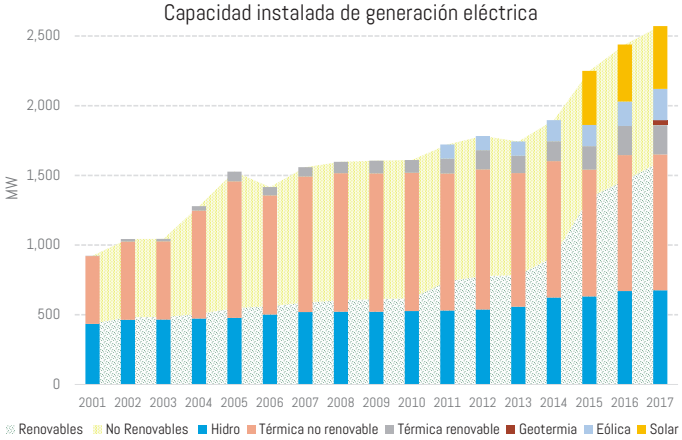


Oferta de carbón mineral

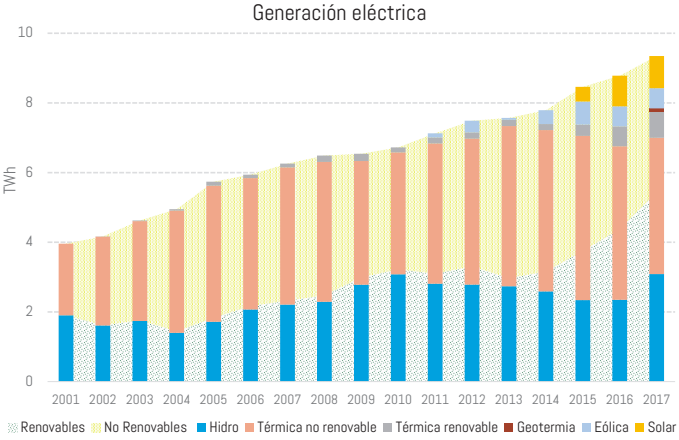


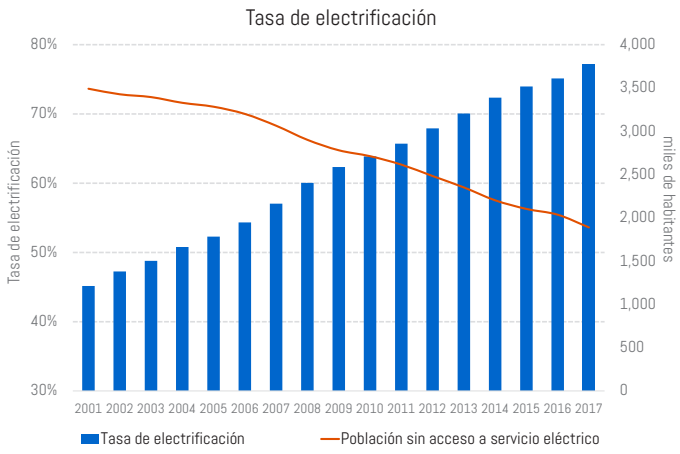
HONDURAS

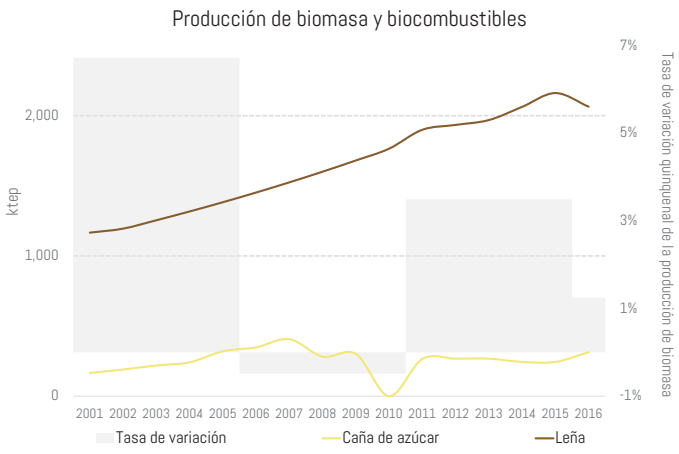
Capacidad instalada de generación eléctrica

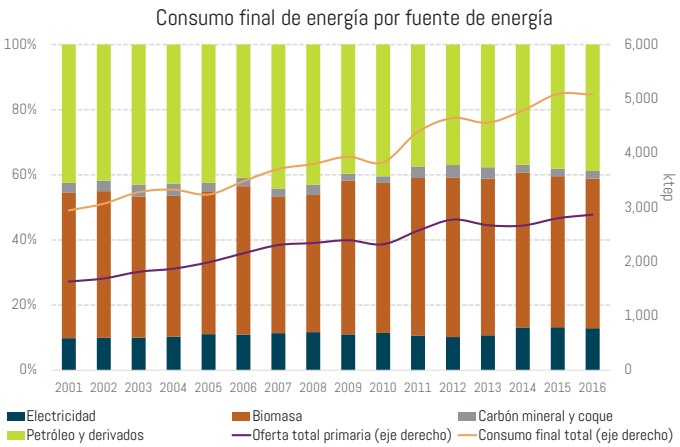


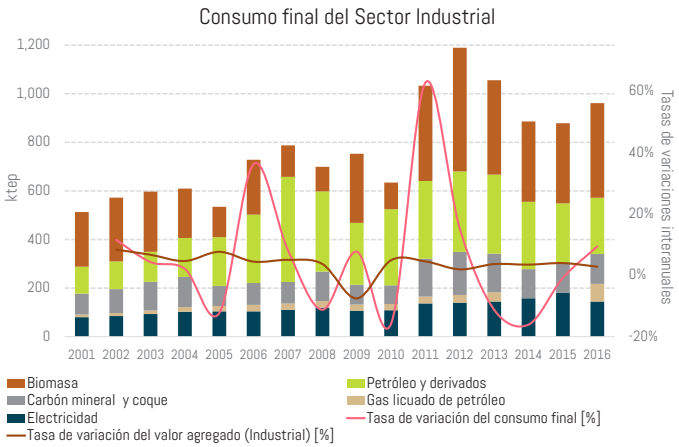
Generación eléctrica

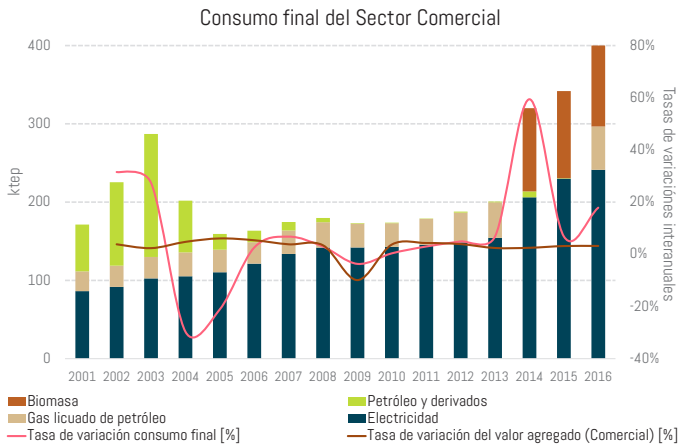


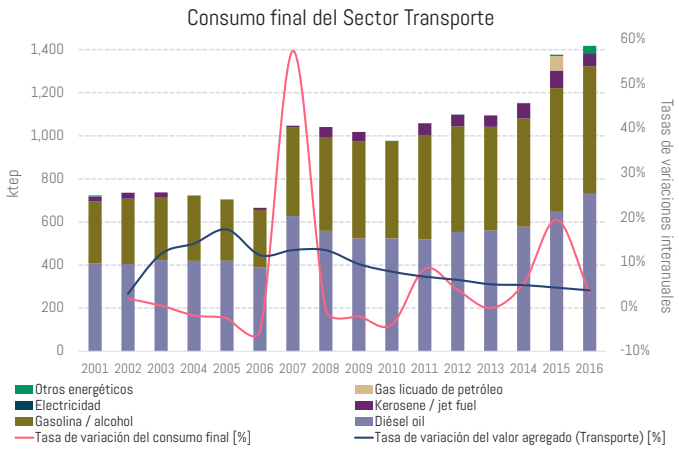

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña

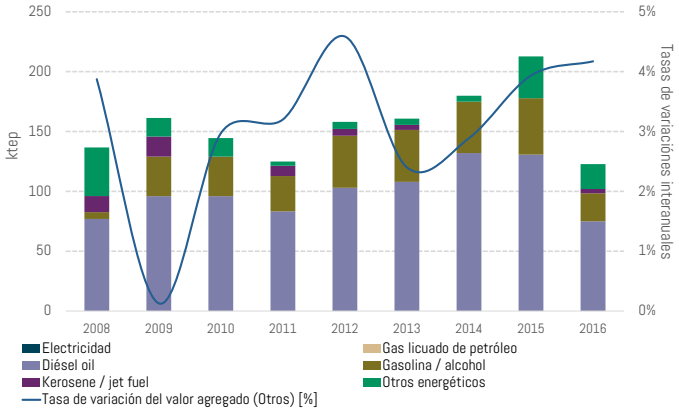

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
Electricidad
Biomasa
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

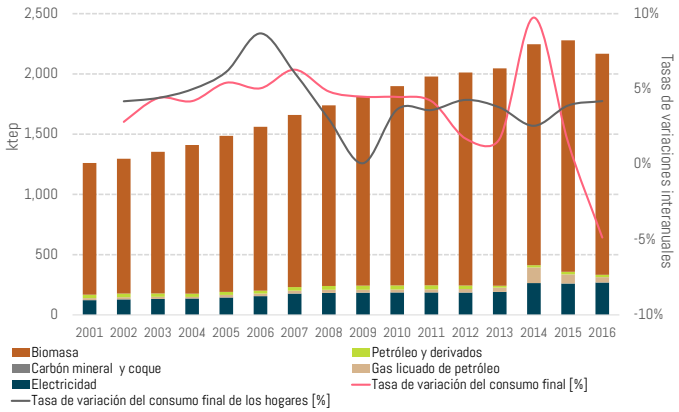

Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]


Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Otros energéticos
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

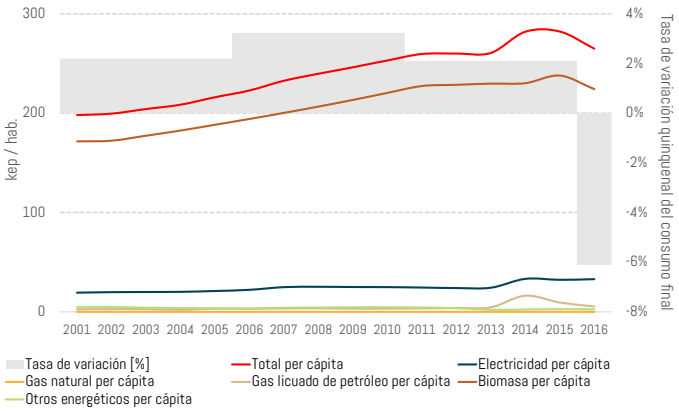
Consumo final del Sector Otros



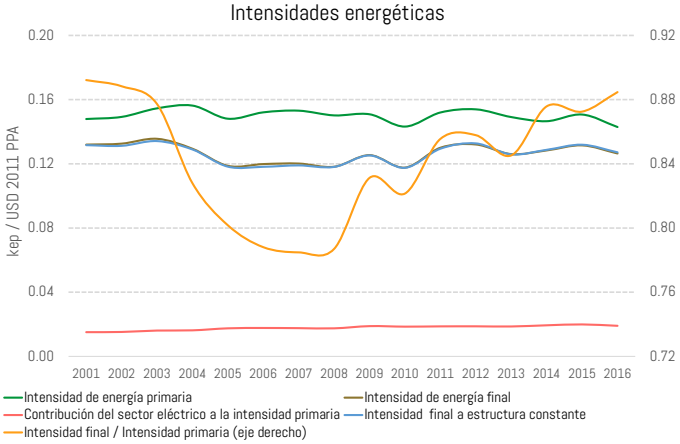
Consumo final del Sector Residencial



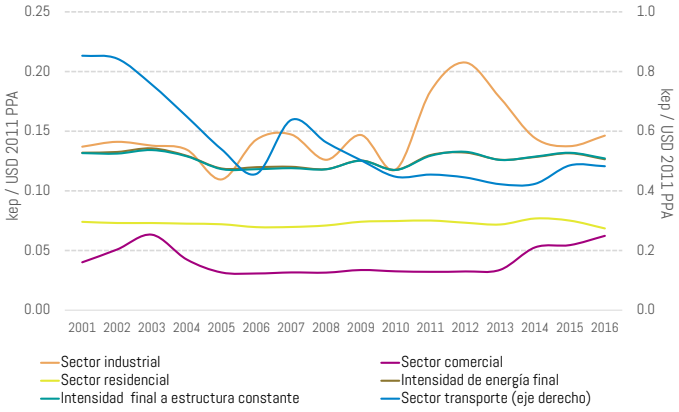
Consumo final per cápita Sector Residencial



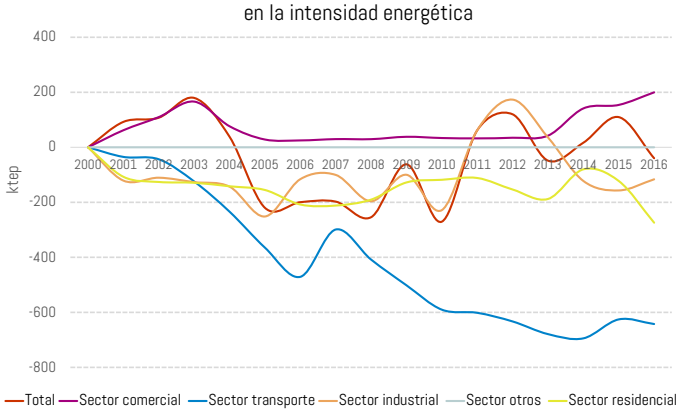
Intensidades energéticas



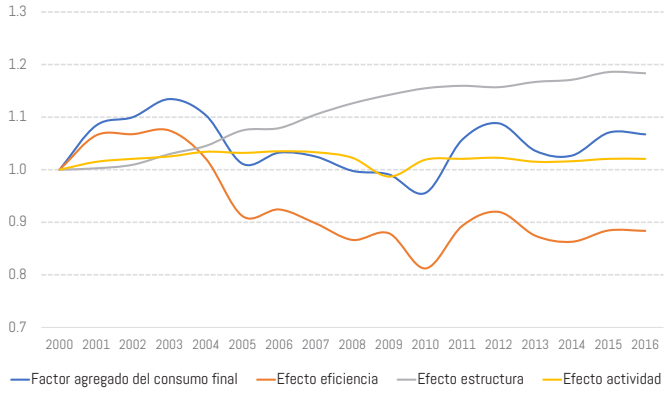
Intensidades energéticas sectoriales



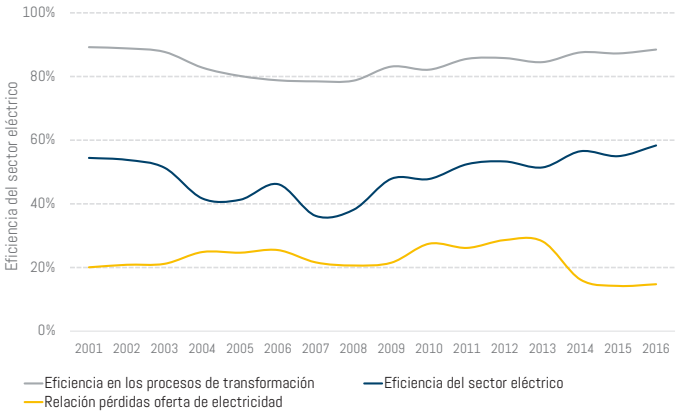
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



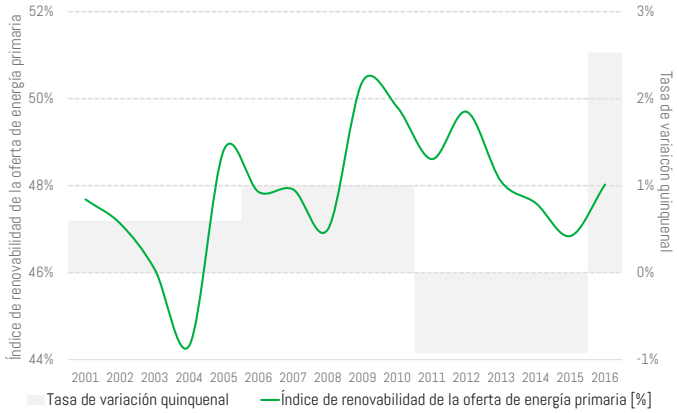
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



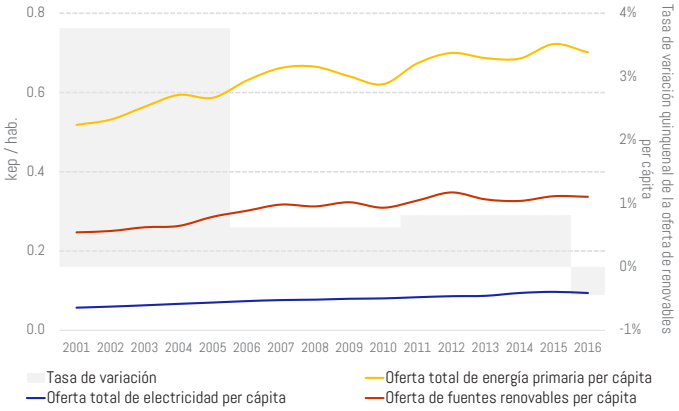
Eficiencia del sector eléctrico



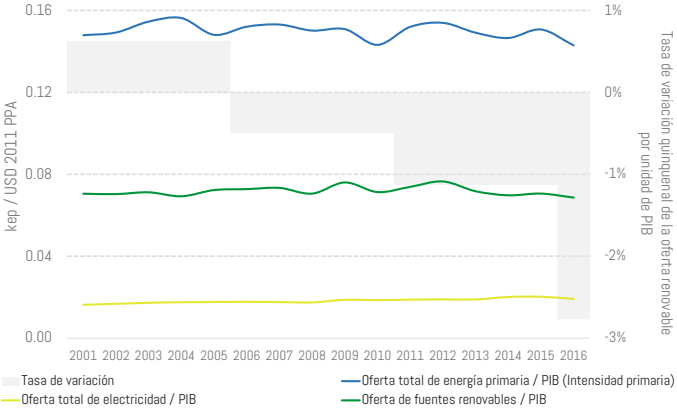
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria



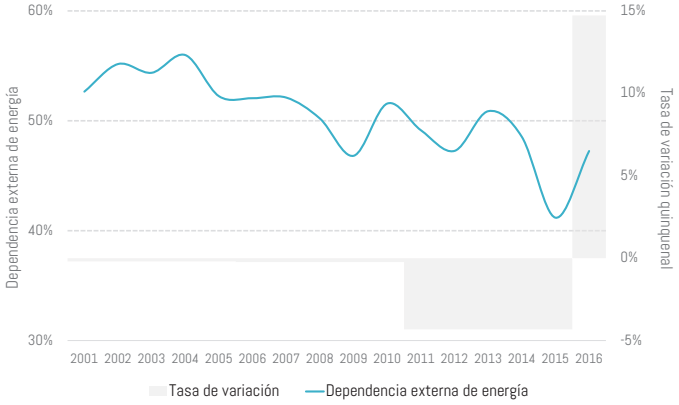
Oferta de energía per cápita



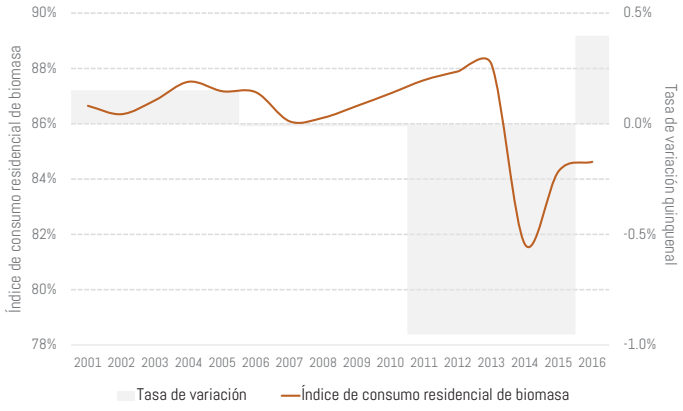
Ofertas de energía por unidad de PIB



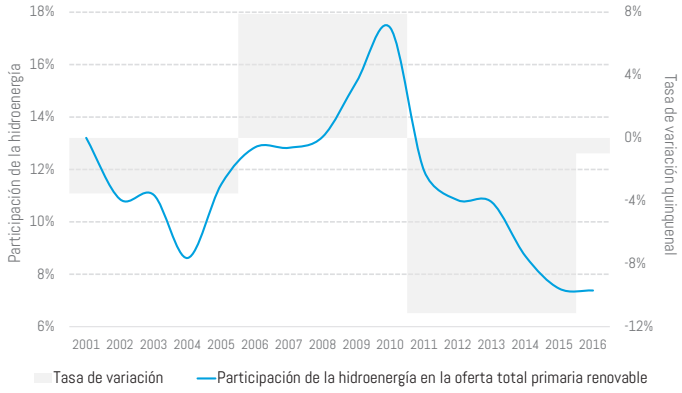
Dependencia externa de energía



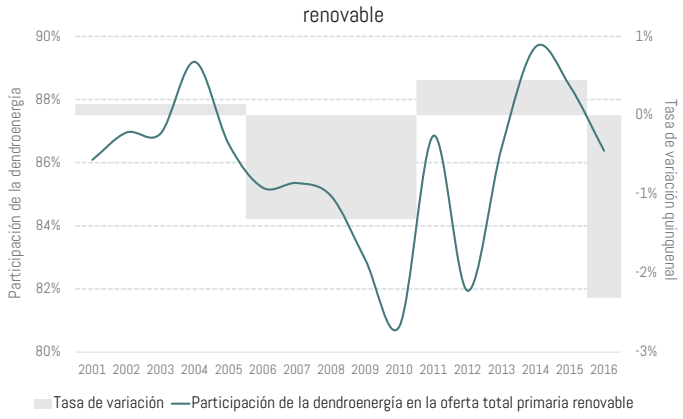
Índice de consumo residencial de biomasa



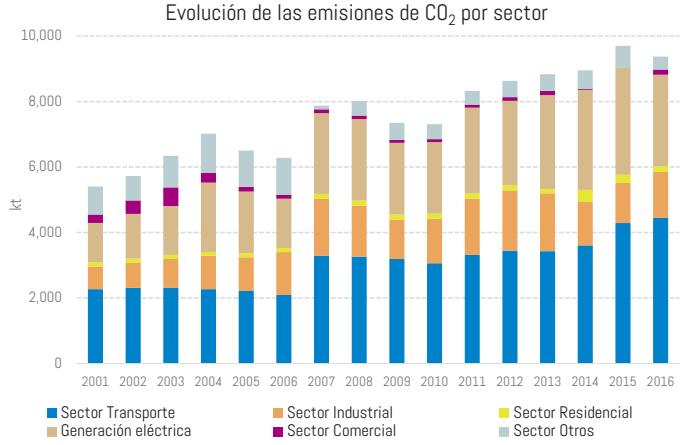
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



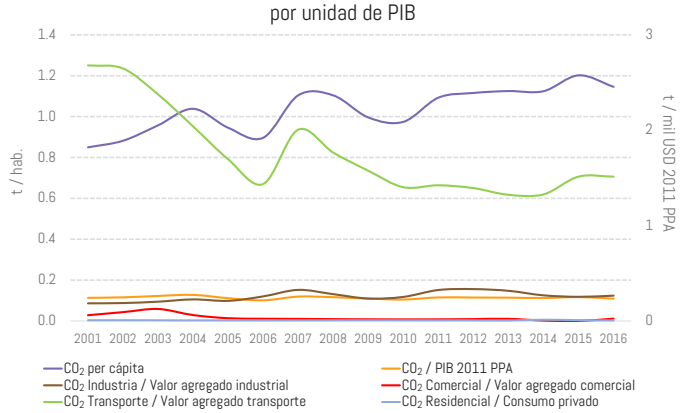
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



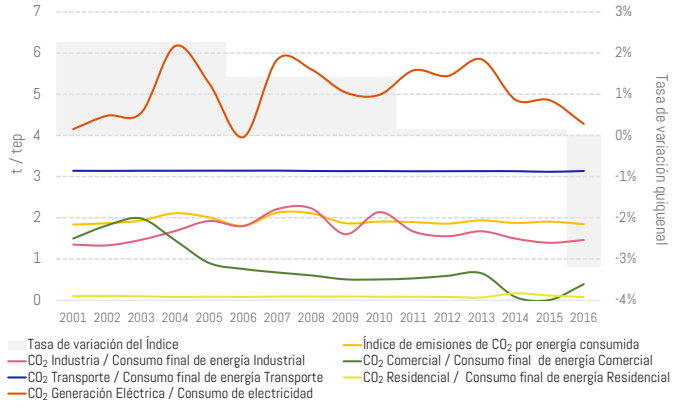
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector

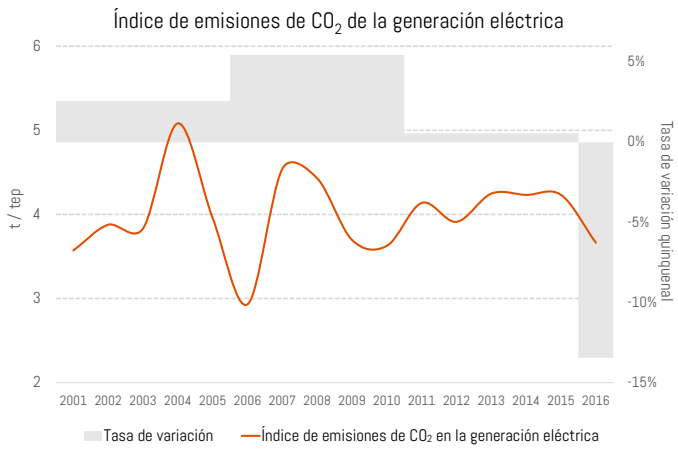


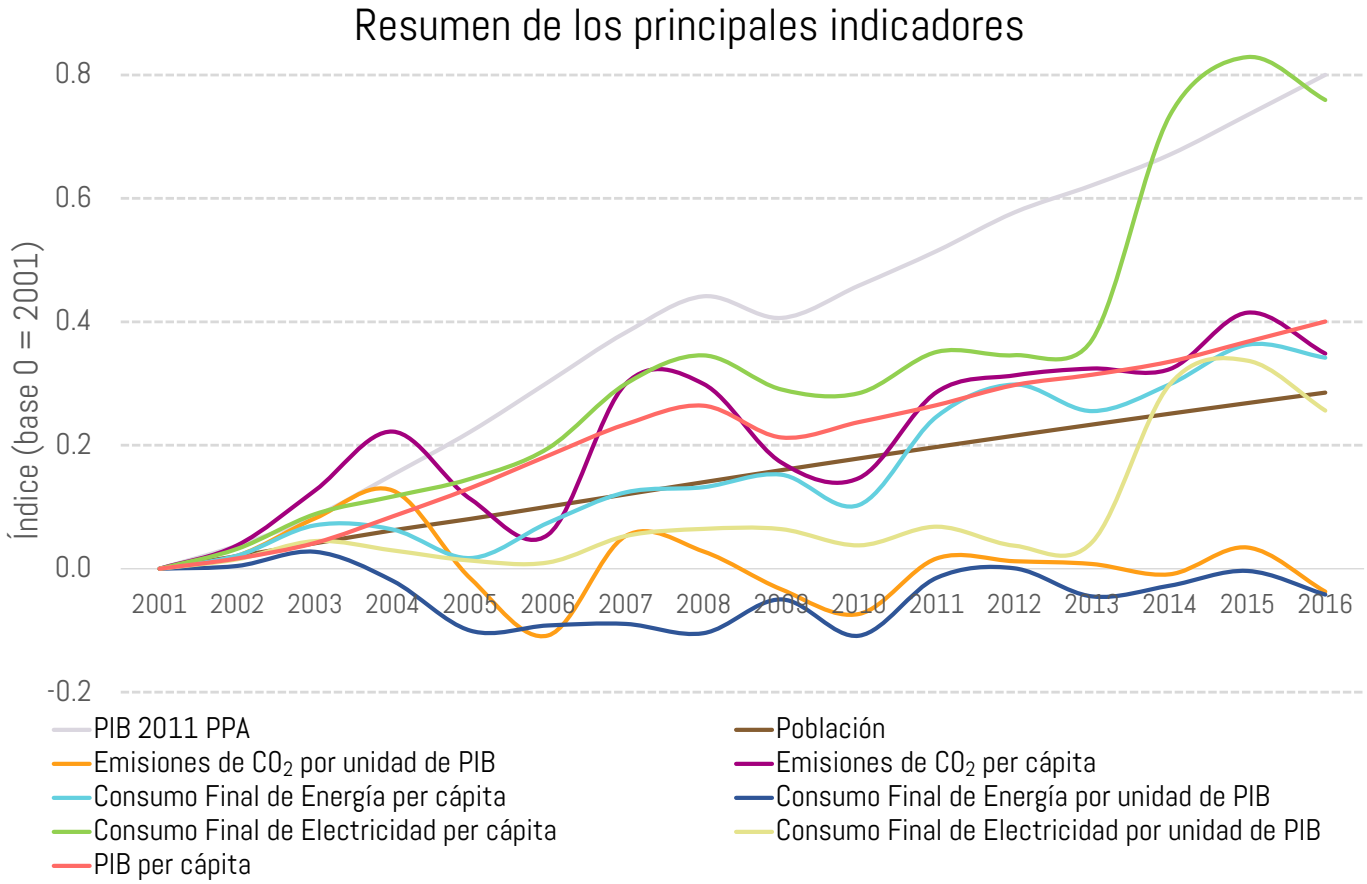
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



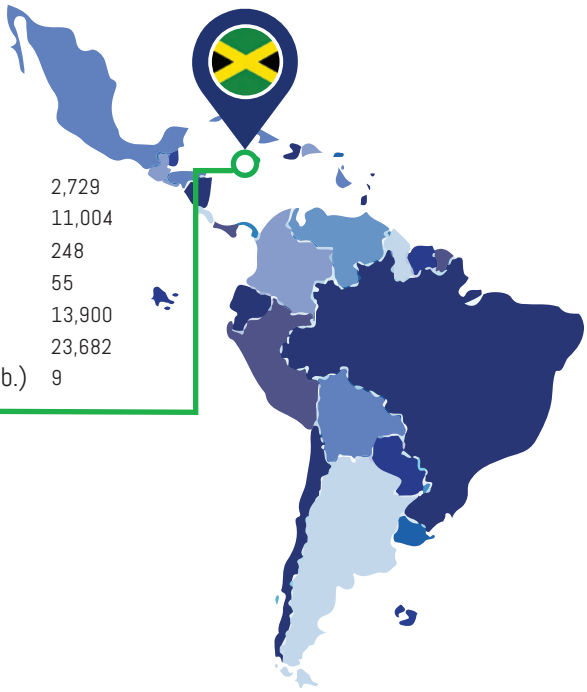
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida




Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / tep
Tasa de variación quinquenal
6
5
4
3
2
5%
0%
-5%
-10%
-15%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016
Tasa de variación
Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica


Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
-0.2
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

JAMAICA



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	2,729
Superficie (km^2)	11,004
Densidad de población (hab. / km^2)	248
Población urbana (%)	55
PIB USD 2010 (MUSD)	13,900
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	23,682
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9

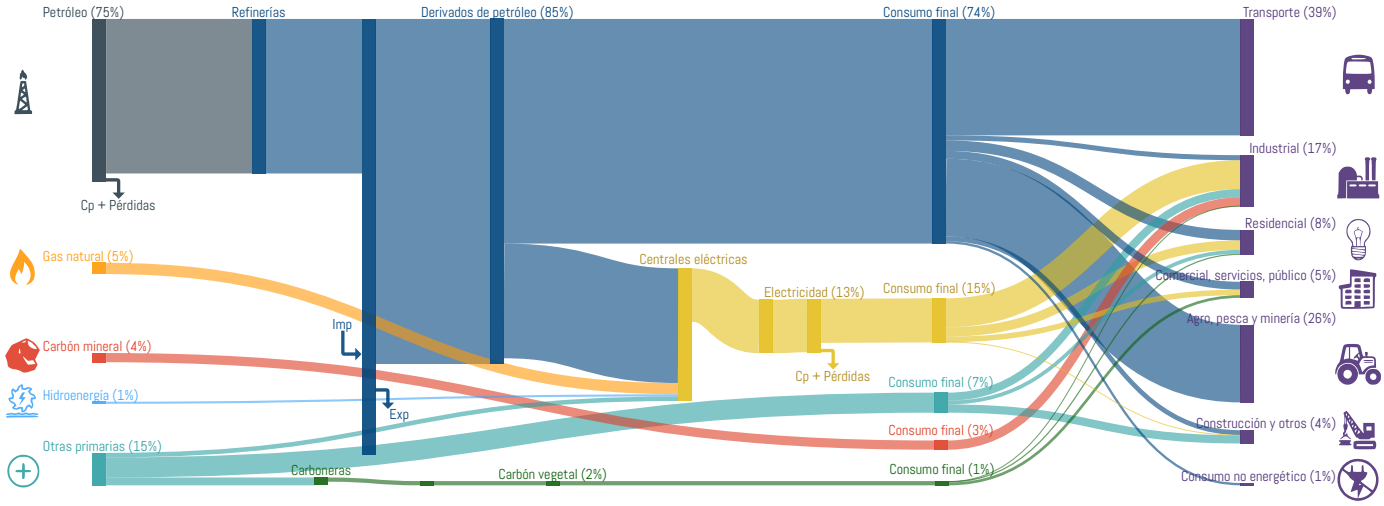
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.73
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.32
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 0.58

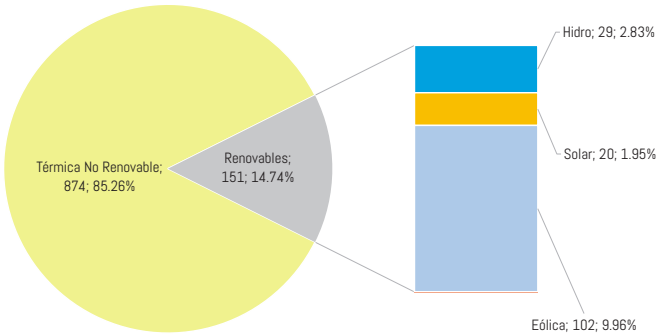
Mbbl	Gm^3	Mt
n.a.	n.a.	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,176	0.69	97.50	2.52	0.22	2.91	0.56	1.89	35	1.02	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

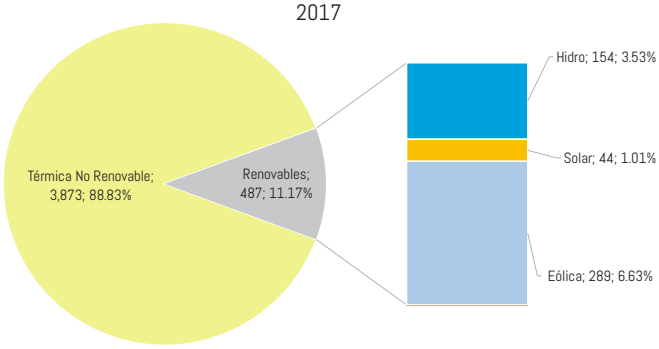
Balance energético resumido 2017



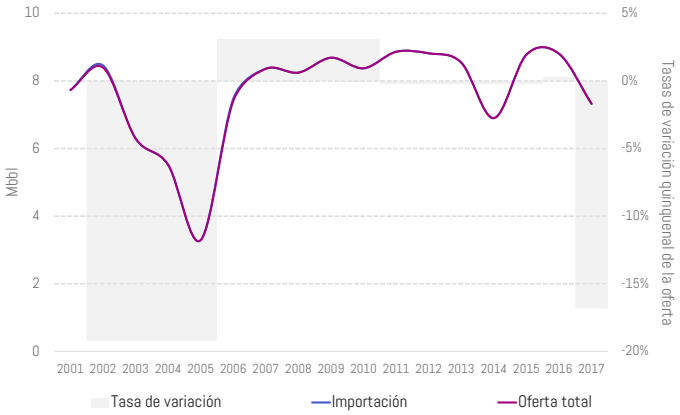
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



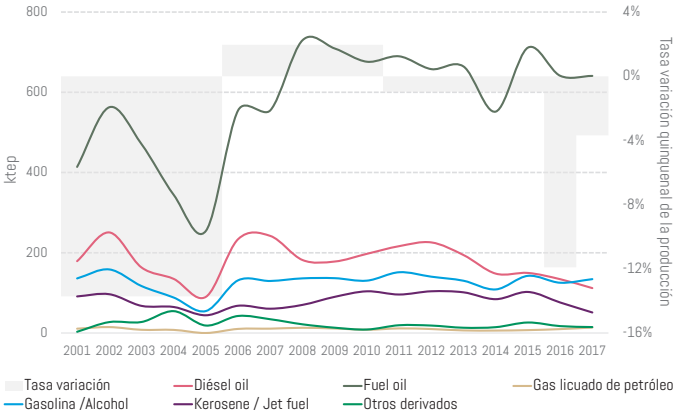
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



Oferta de petróleo

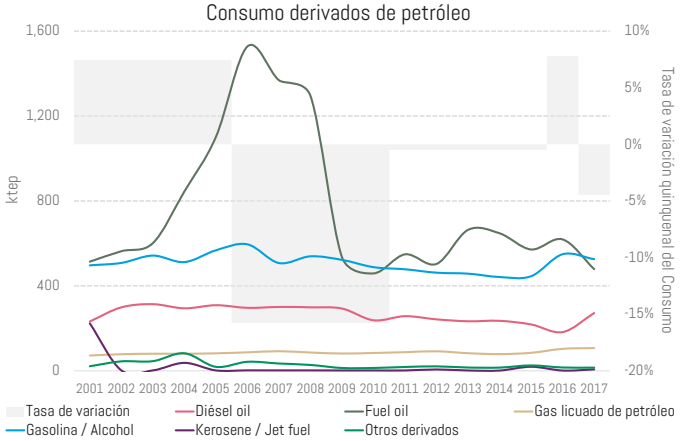


Producción derivados de petróleo

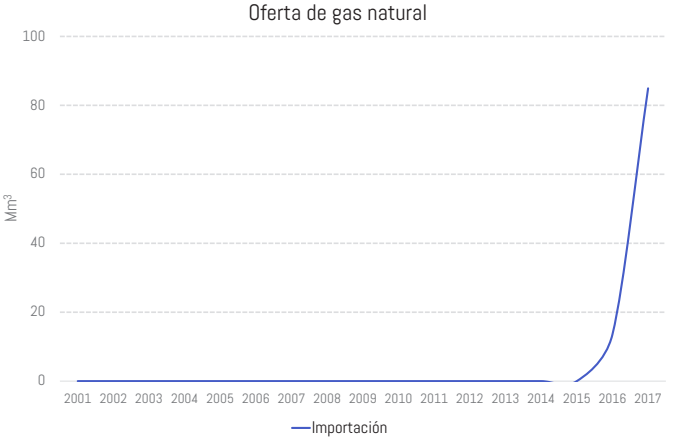


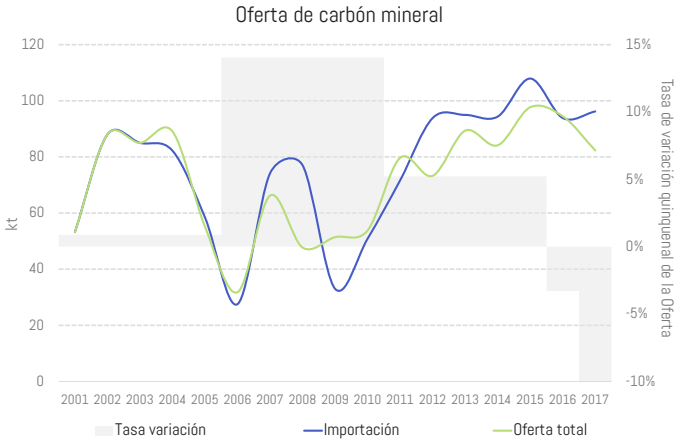
JAMAICA

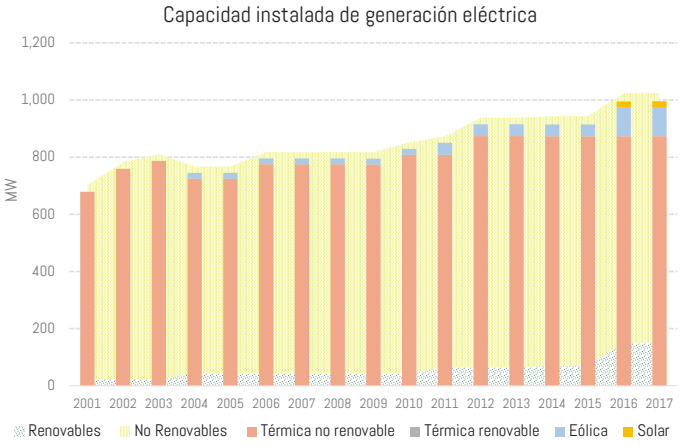
Consumo derivados de petróleo

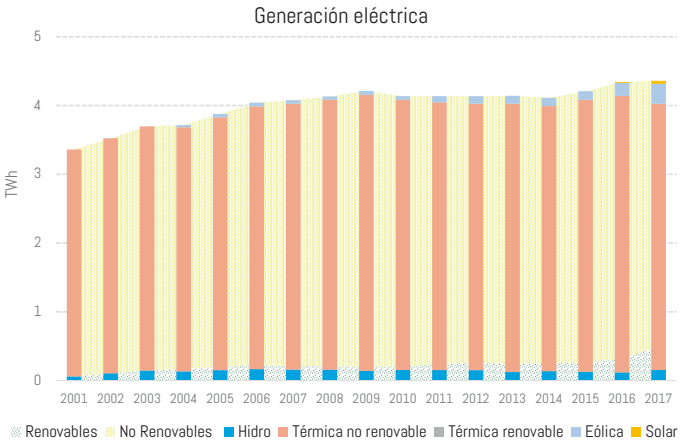


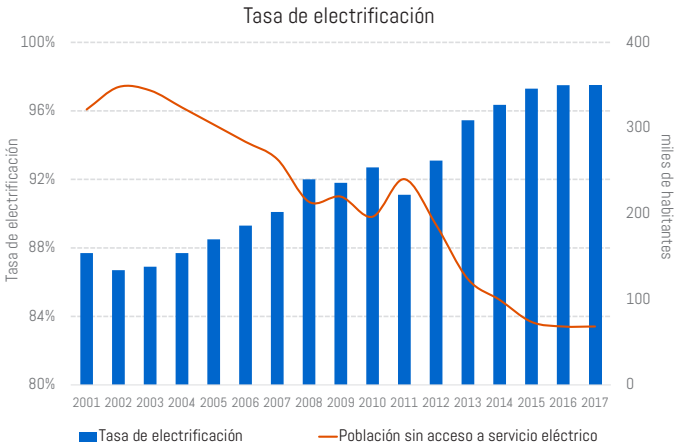
Oferta de gas natural

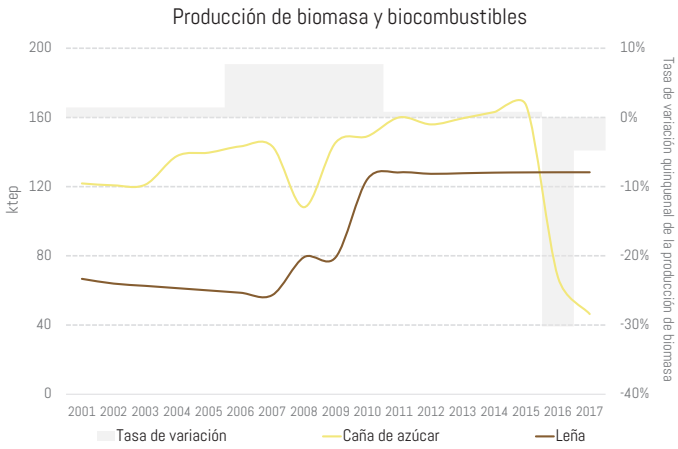


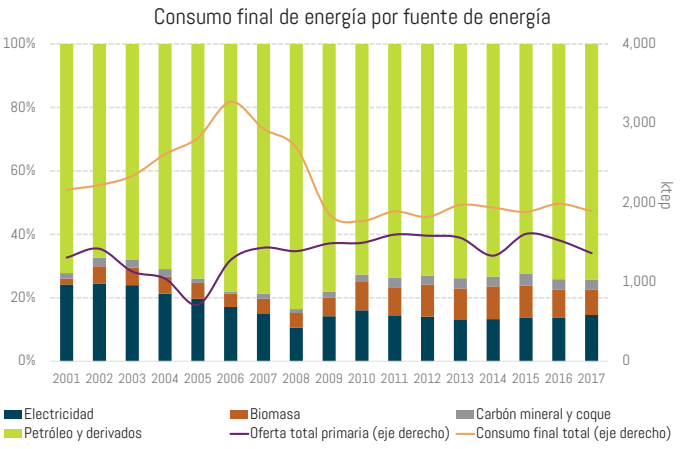

Oferta de carbón mineral
kt
Tasa de variación quinquenal de la Oferta
Tasa variación
Importación
Oferta total

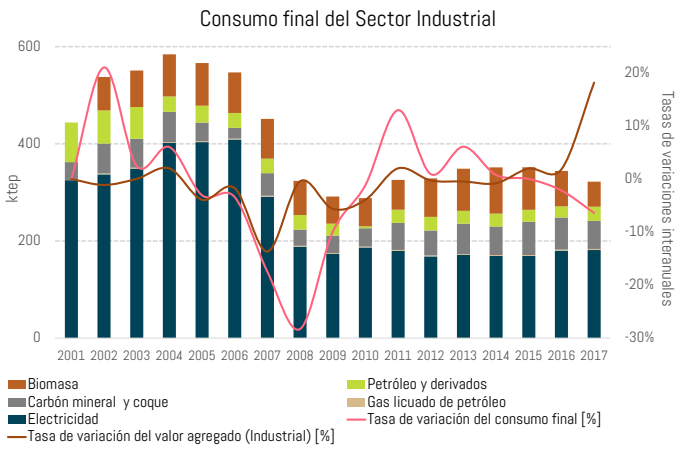

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
Renovables
No Renovables
Térmica no renovable
Térmica renovable
Eólica
Solar

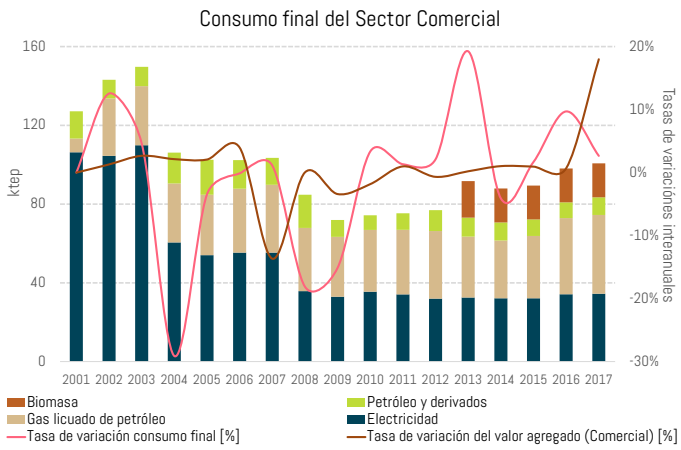

Generación eléctrica
TWh
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Eólica
Solar

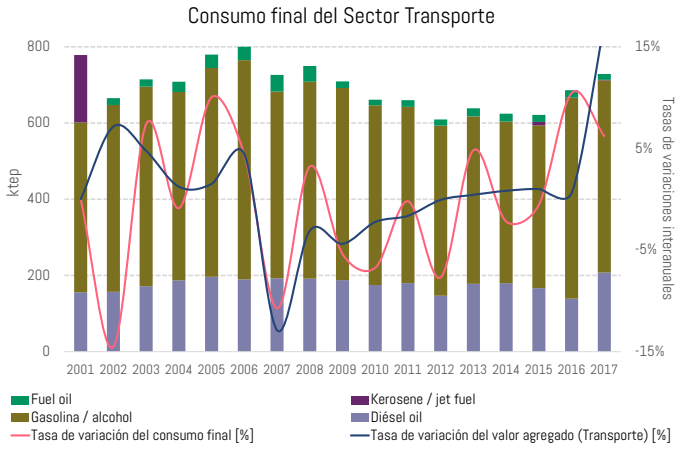

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

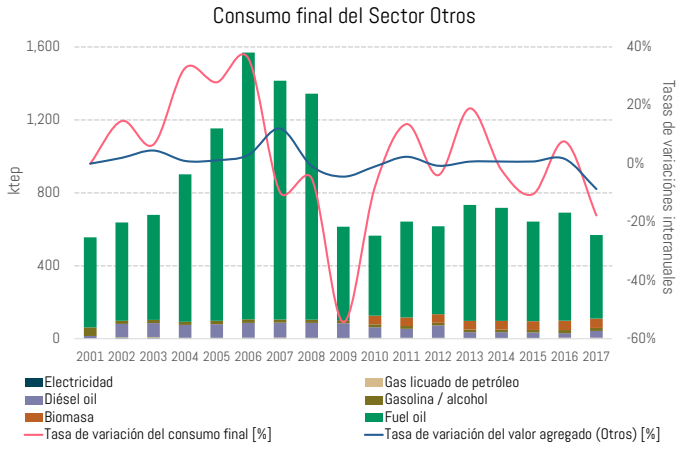

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña

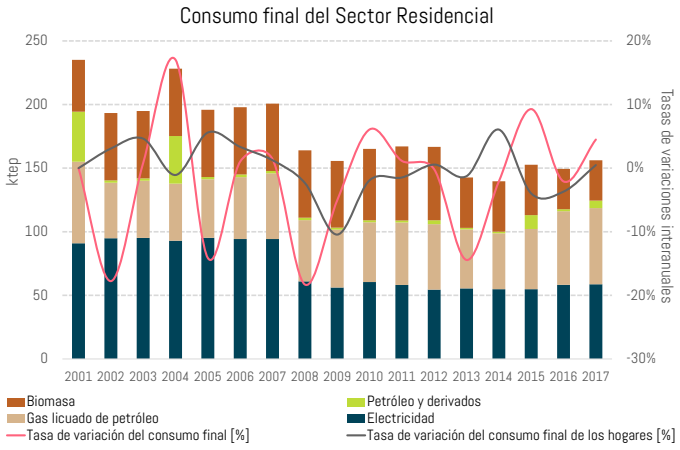

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
Electricidad
Biomasa
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

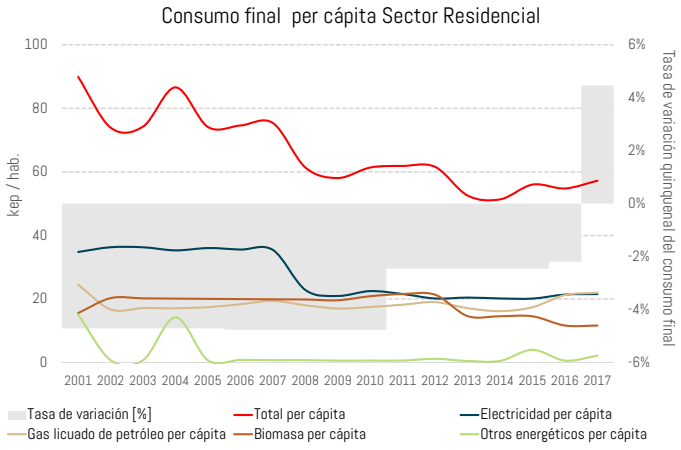

Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]


Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

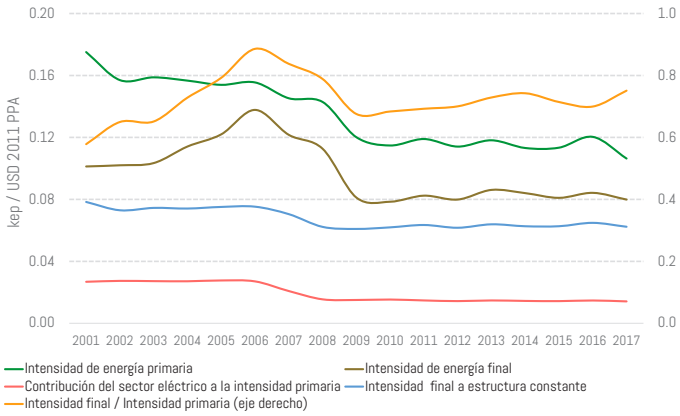

Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Fuel oil
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]


Consumo final del Sector Otros
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Diésel oil
Gasolina / alcohol
Biomasa
Fuel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]

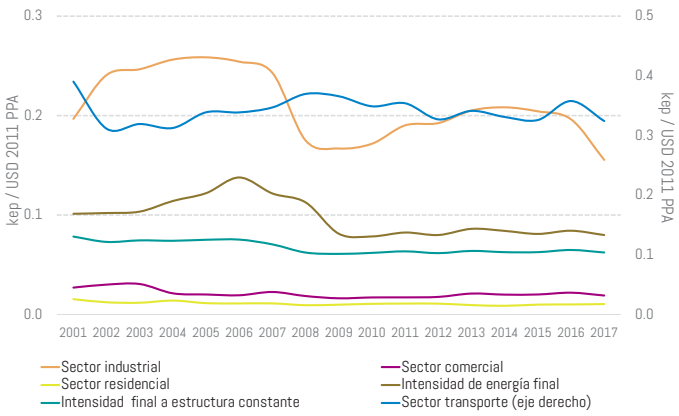

Consumo final del Sector Residencial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]


Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita

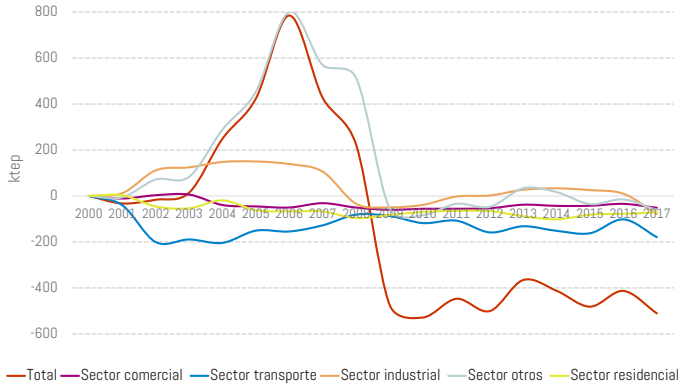
Intensidades energéticas



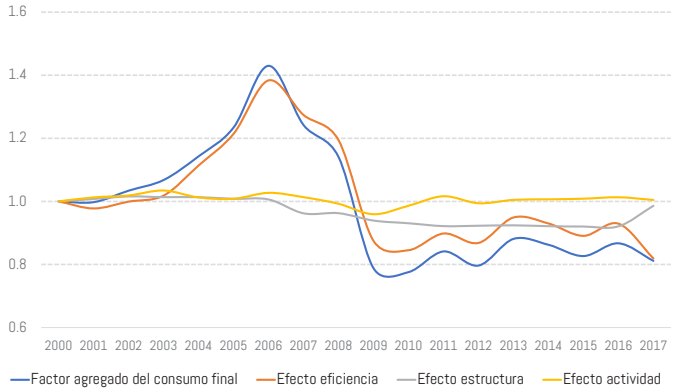
Intensidades energéticas sectoriales



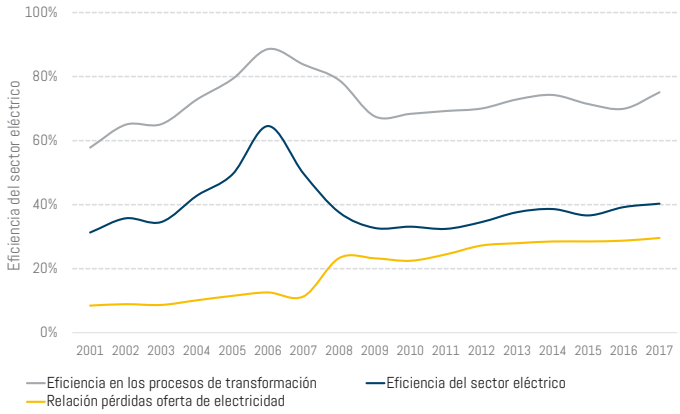
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



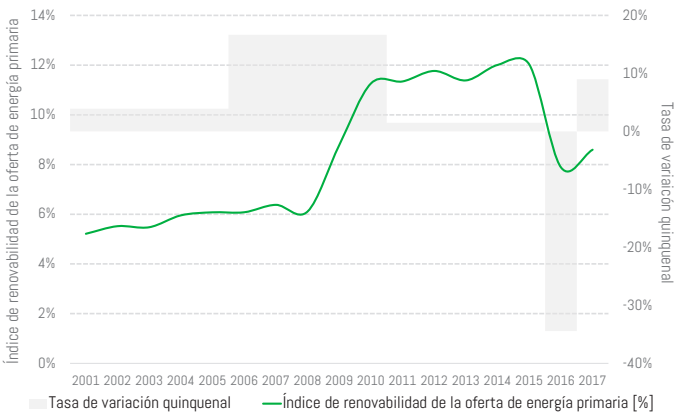
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

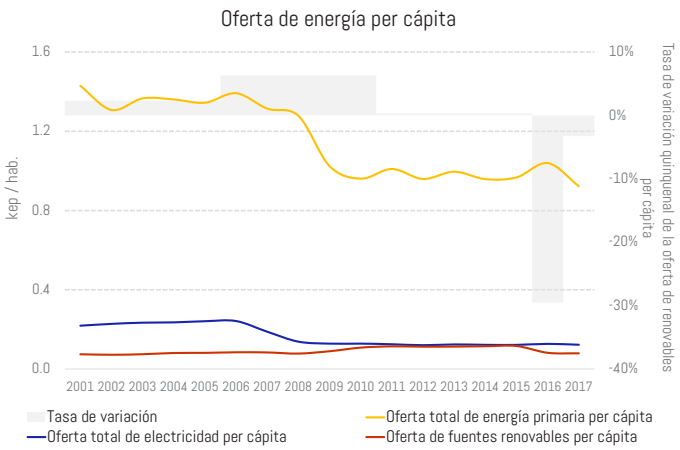


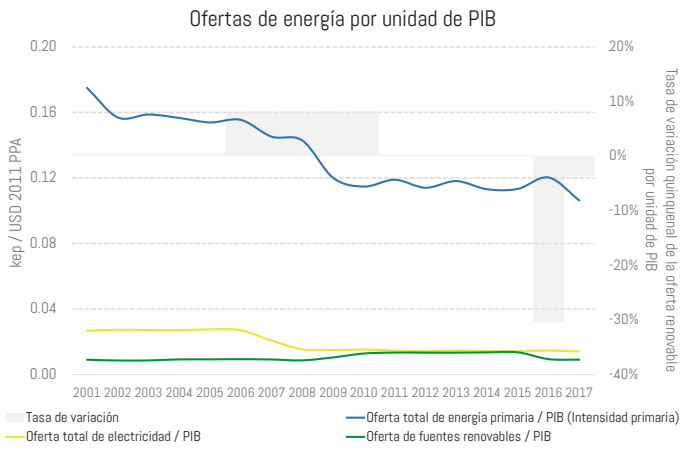
Eficiencia del sector eléctrico

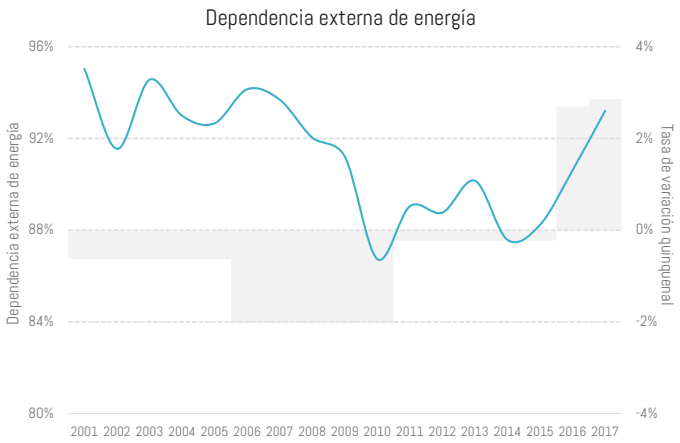


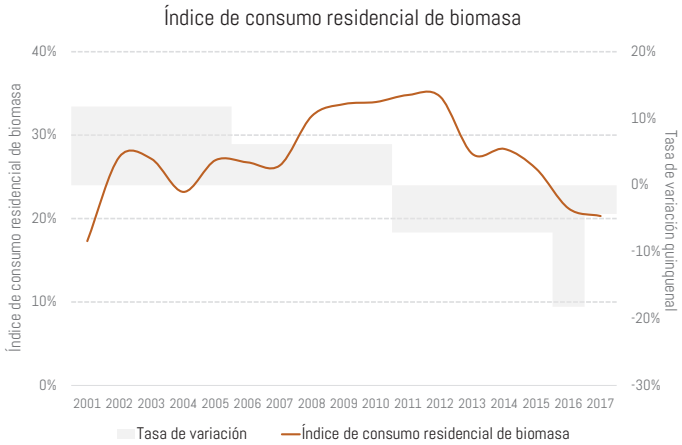
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria

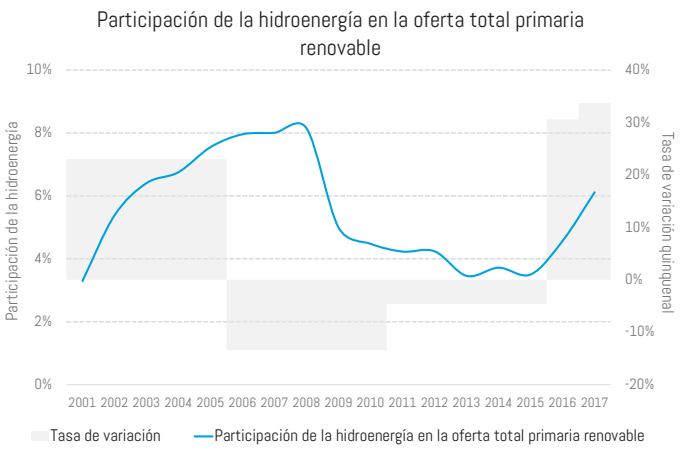


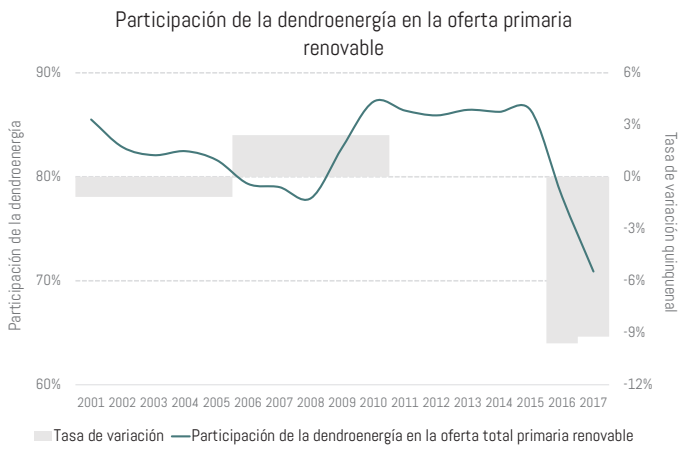

Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

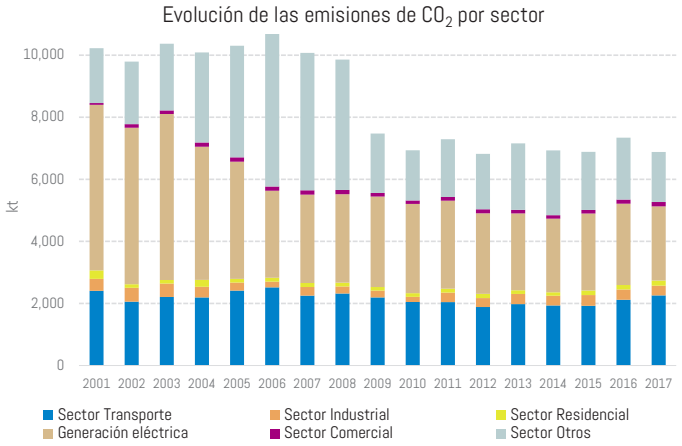

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB

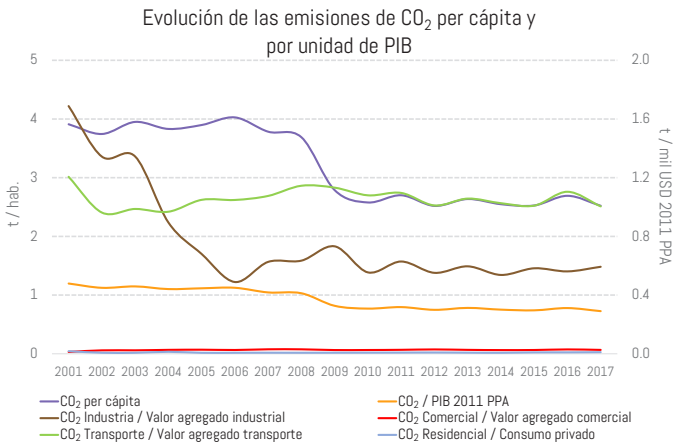

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal

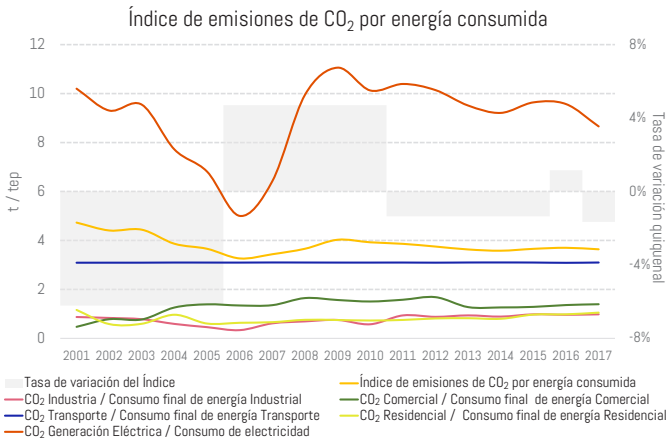

Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

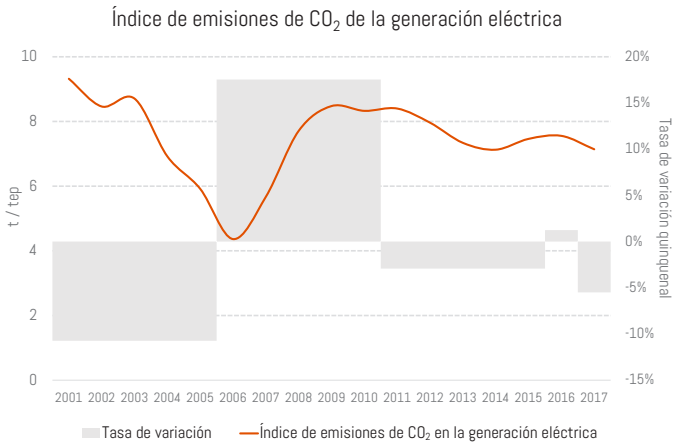

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable


Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable
Participación de la dendroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la dendroenergía en la oferta total primaria renovable

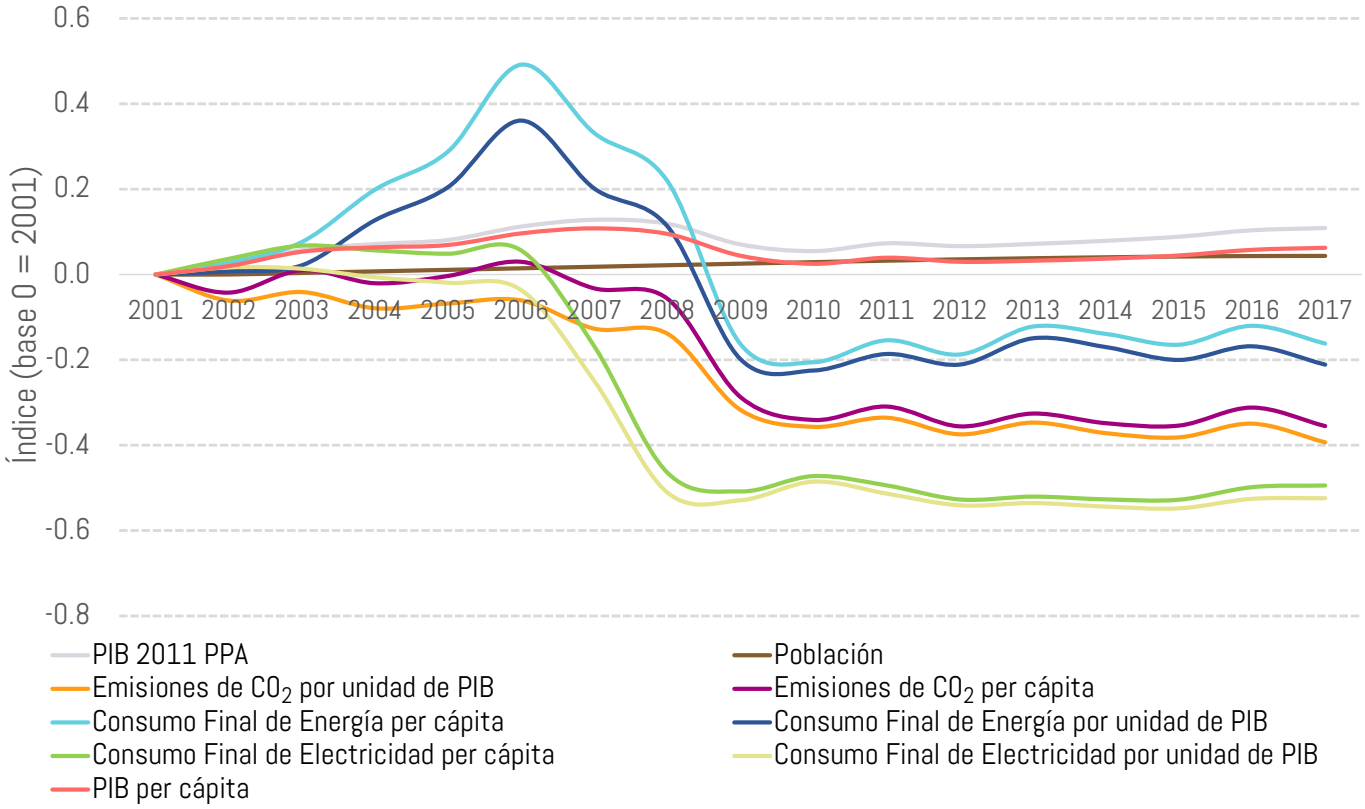

Evolución de las emisiones de CO_2 por sector
kt
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD 2011 PPA
5
4
3
2
1
0
2.0
1.6
1.2
0.8
0.4
0.0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
CO_2 per cápita
CO_2 / PIB 2011 PPA
CO_2 Industria / Valor agregado industrial
CO_2 Comercial / Valor agregado comercial
CO_2 Transporte / Valor agregado transporte
CO_2 Residencial / Consumo privado


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
Tasa de variación quinquenal
12
10
8
6
4
2
0
8%
4%
0%
-4%
-8%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación del Índice
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
CO_2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO_2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO_2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO_2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO_2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / tep
Tasa de variación quinquenal
10
8
6
4
2
0
20%
15%
10%
5%
0%
-5%
-10%
-15%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica

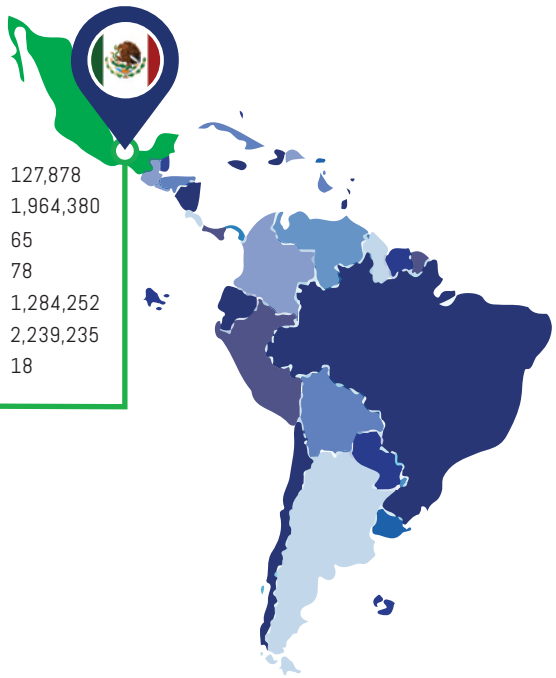
Resumen de los principales indicadores



MÉXICO

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	127,878
Superficie (km^2)	1,964,380
Densidad de población (hab. / km^2)	65
Población urbana (%)	78
PIB USD 2010 (MUSD)	1,284,252
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	2,239,235
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	18



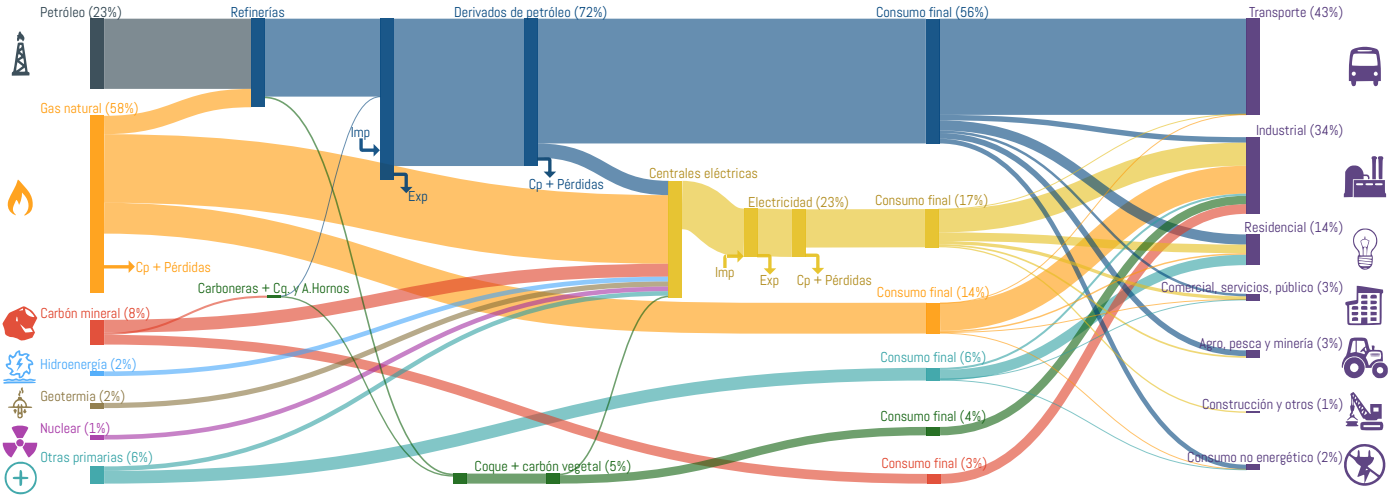
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 56.41
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 44.85
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 17.97
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 3.83
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 8.37

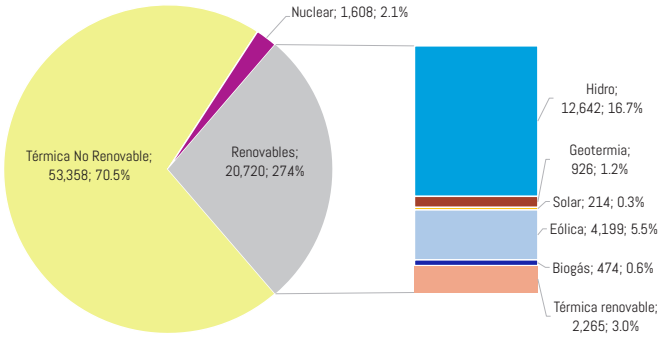
Mbbl	Gm^3	Mt
7,037	295	1,211
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,034	1.03	98.64	221.07	190.52	105.58	71.10	131.43	1,615	75.69	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 2017

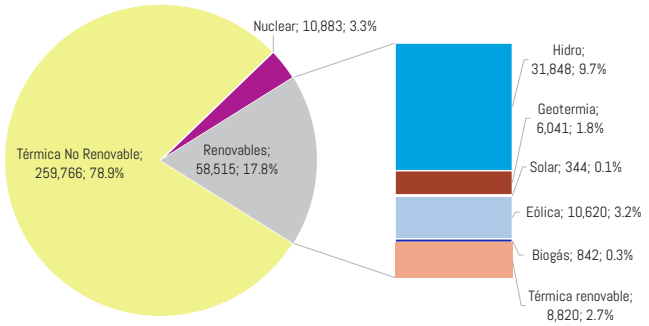


Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



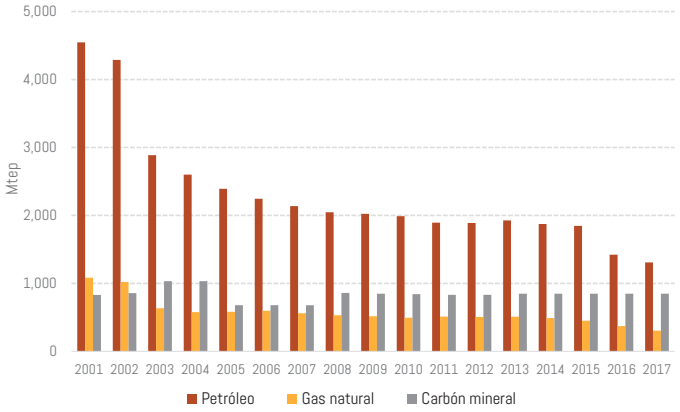
Térmica renovable: Incluye cogeneración eficiente, frenos regenerativos y bionenergía.

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017

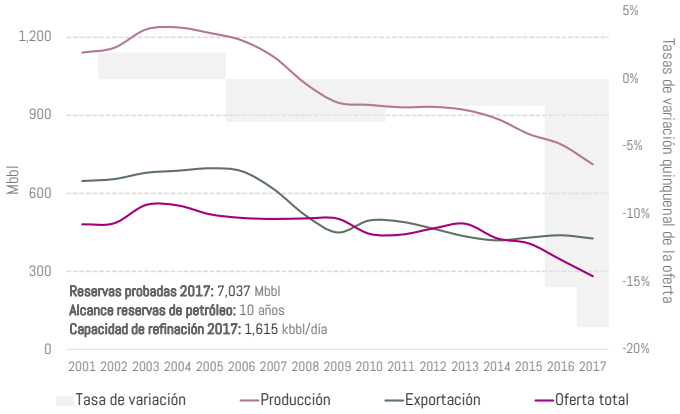


Térmica renovable: Incluye cogeneración eficiente, frenos regenerativos y bionenergía.

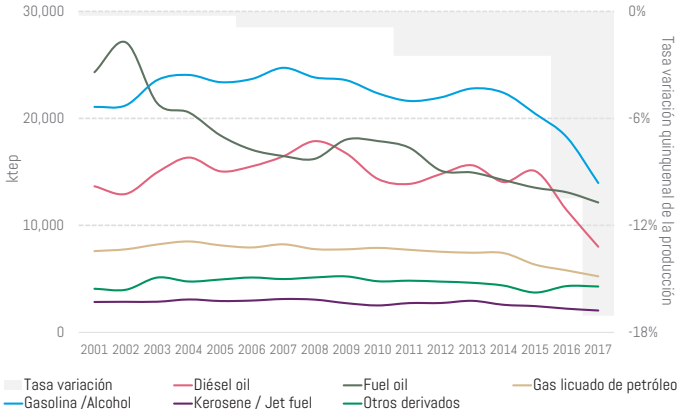
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



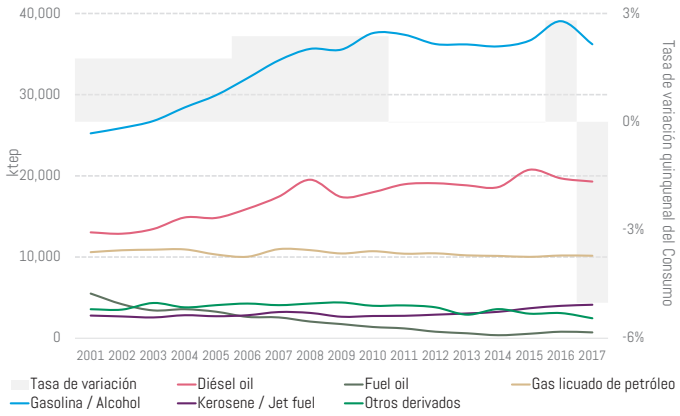
Oferta de petróleo



Producción derivados de petróleo

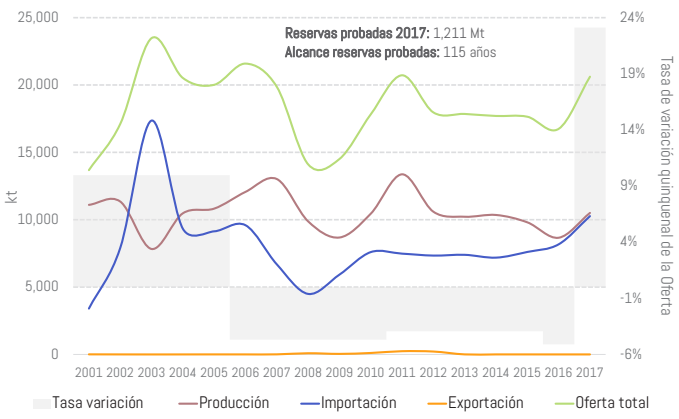


Consumo derivados de petróleo

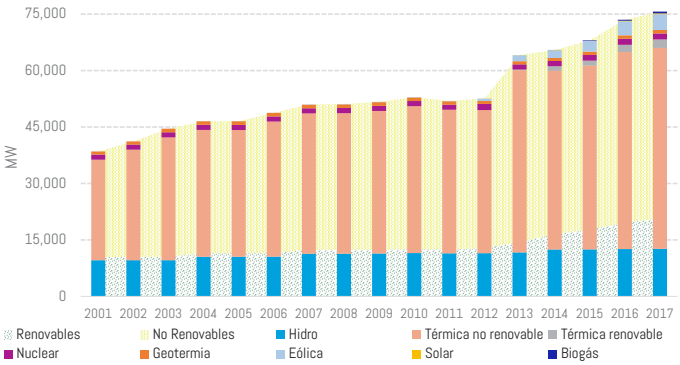


Oferta de gas natural

Oferta de carbón mineral

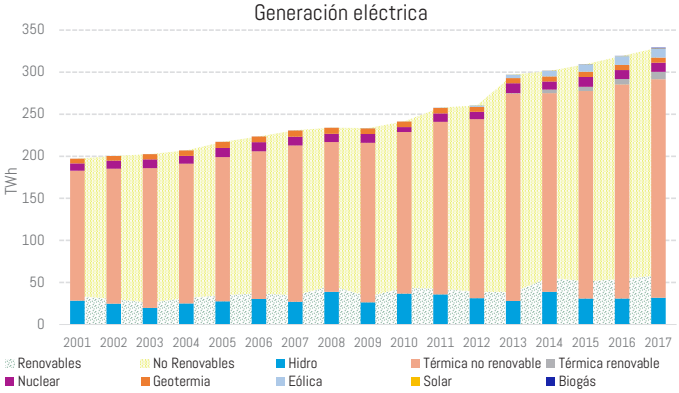


Capacidad instalada de generación eléctrica



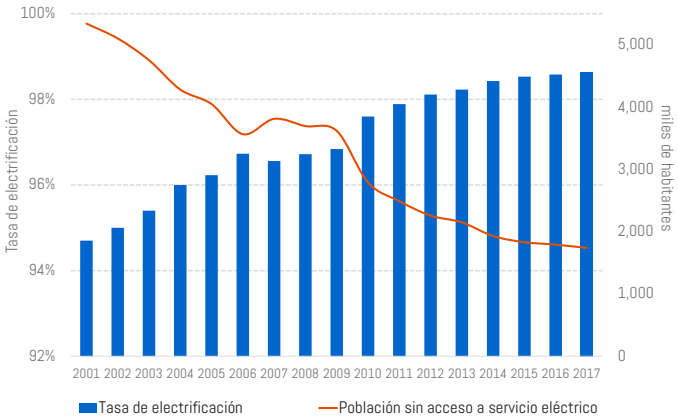
Térmica renovable: Incluye cogeneración eficiente, frenos regenerativos y bionenergía.
Nota: A partir del 2013, los datos incluyen térmica renovable y biogás.

Generación eléctrica

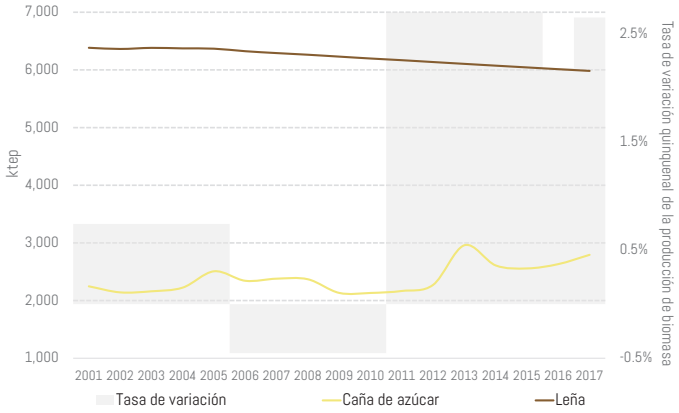


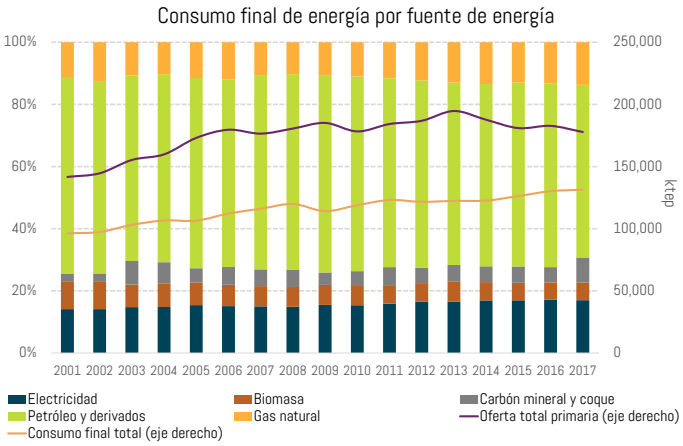
Térmica renovable: Incluye cogeneración eficiente, frenos regenerativos y bionenergía.
Nota: A partir del 2013, los datos incluyen térmica renovable y biogás.

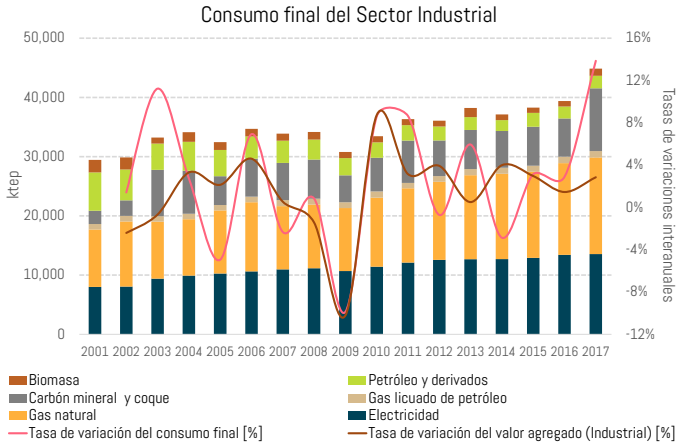
Tasa de electrificación

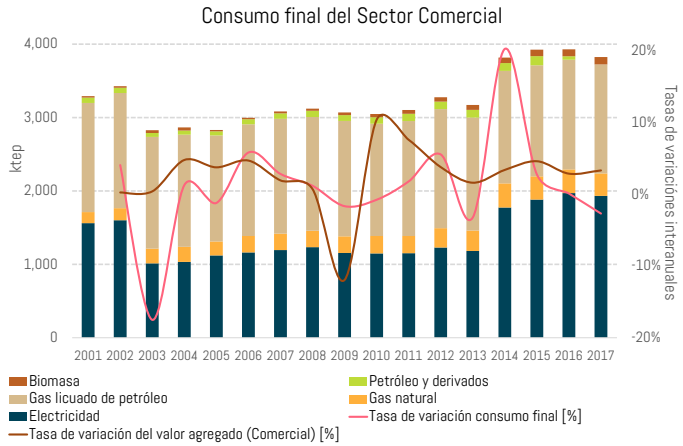


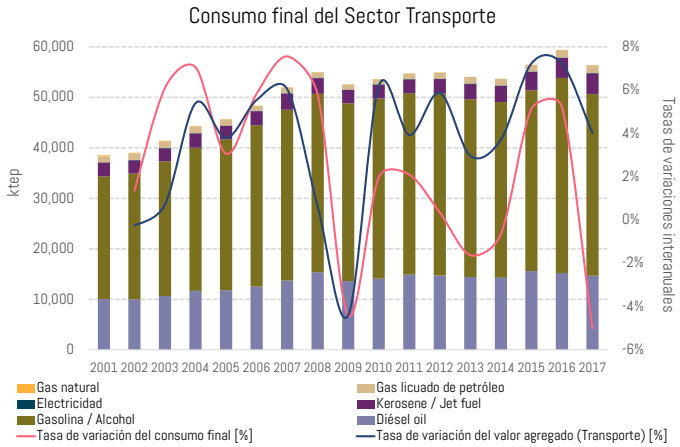
Producción de biomasa y biocombustibles

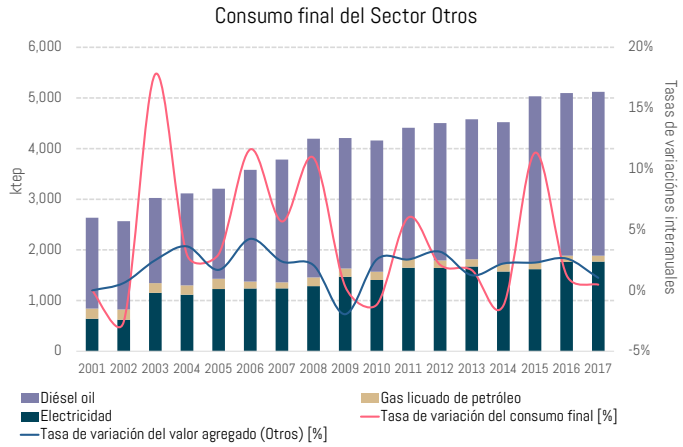


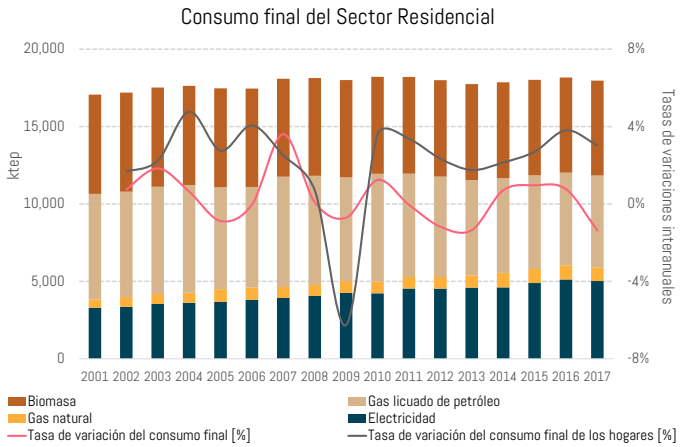

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
250,000
200,000
150,000
100,000
50,000
0
ktep
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Biomasa
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
50,000
40,000
30,000
20,000
10,000
0
ktep
16%
12%
8%
4%
0%
-4%
-8%
-12%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

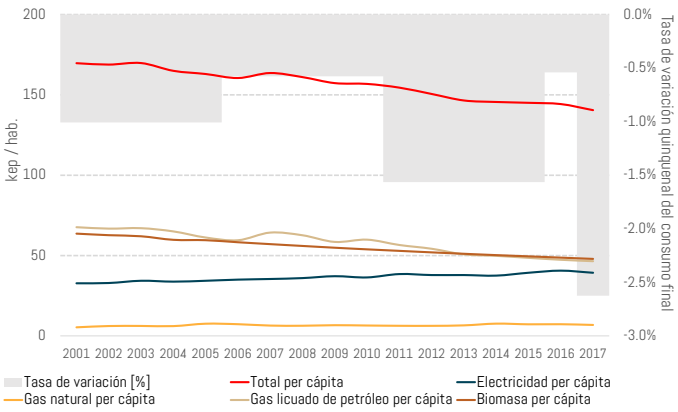

Consumo final del Sector Comercial
4,000
3,000
2,000
1,000
0
ktep
20%
10%
0%
-10%
-20%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]


Consumo final del Sector Transporte
60,000
50,000
40,000
30,000
20,000
10,000
0
ktep
8%
6%
4%
2%
0%
-2%
-4%
-6%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Gas natural
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Kerosene / Jet fuel
Gasolina / Alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

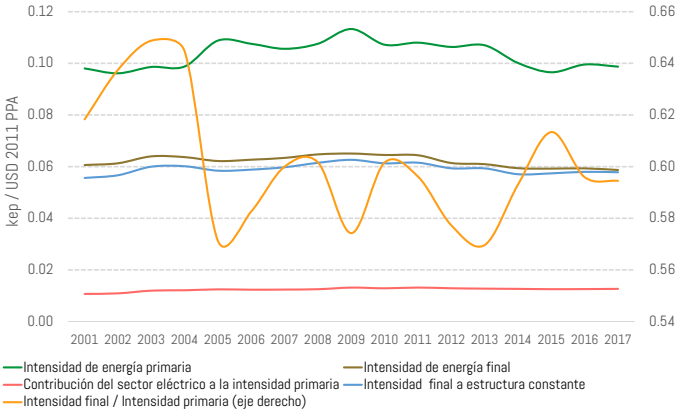

Consumo final del Sector Otros
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
ktep
20%
15%
10%
5%
0%
-5%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Diésel oil
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]


Consumo final del Sector Residencial
20,000
15,000
10,000
5,000
0
ktep
8%
4%
0%
-4%
-8%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

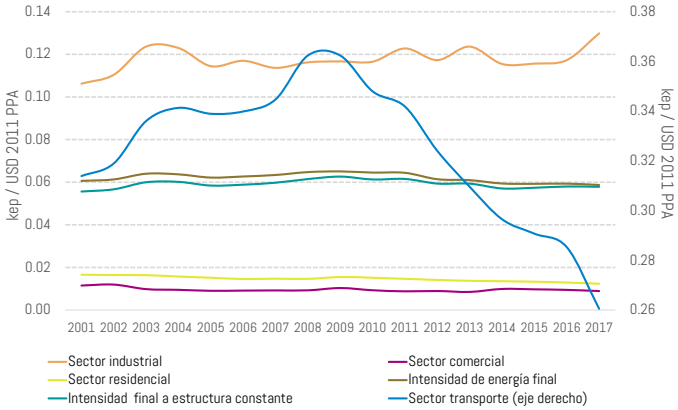
Consumo final per cápita Sector Residencial



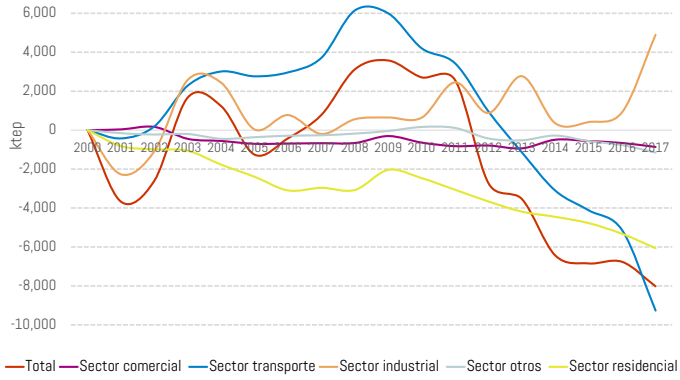
Intensidades energéticas



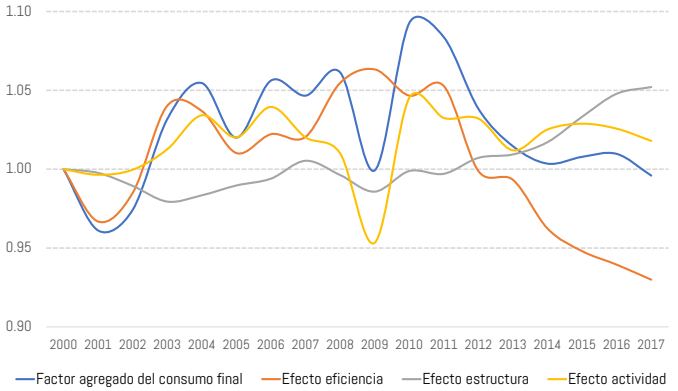
Intensidades energéticas sectoriales



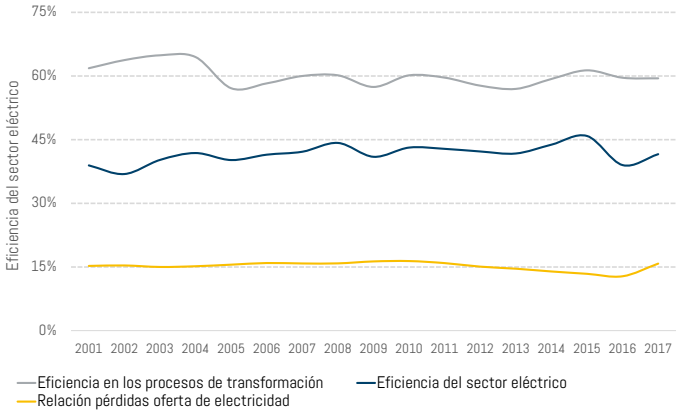
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

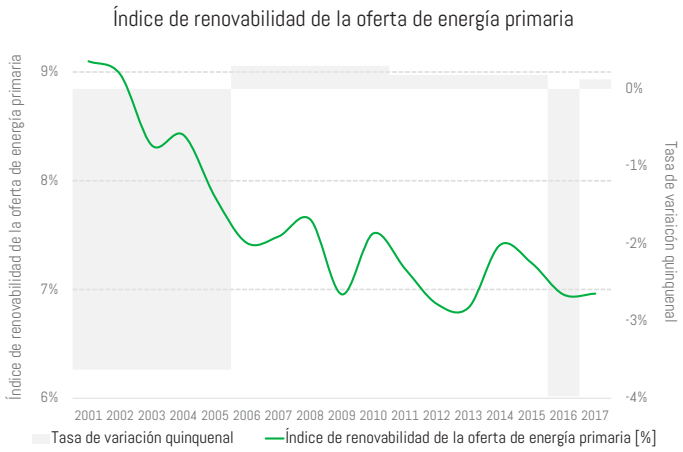


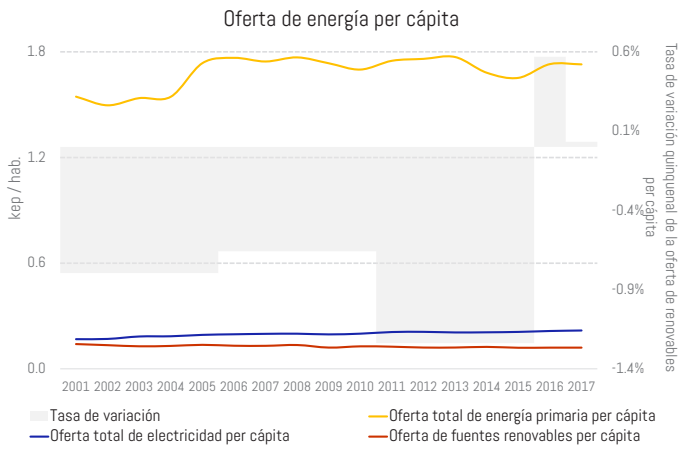
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

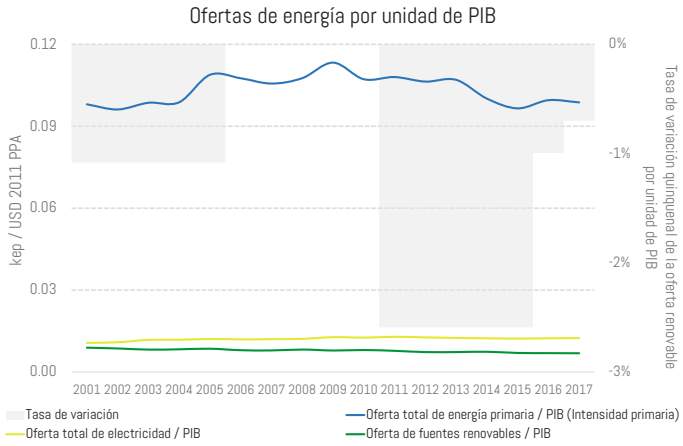


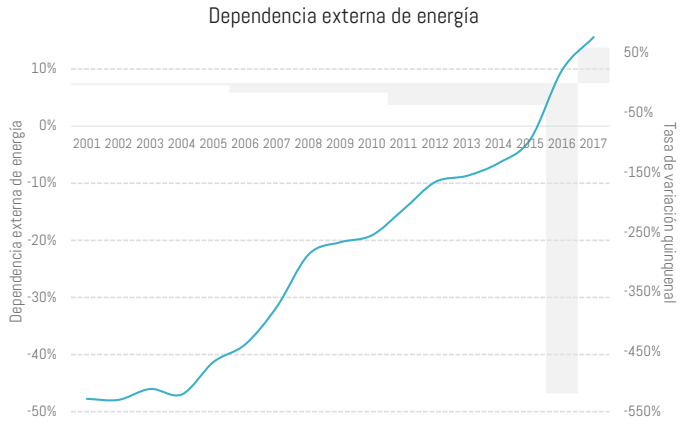
Eficiencia del sector eléctrico

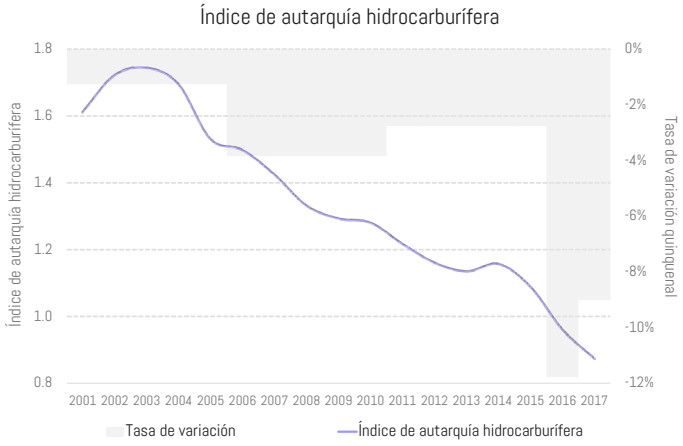


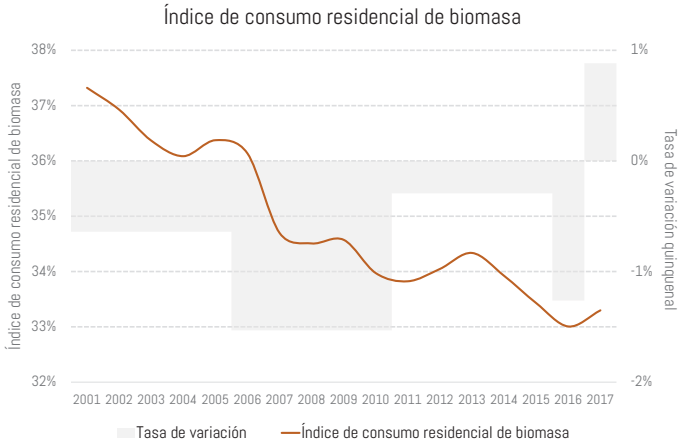

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
9%
8%
7%
6%
0%
-1%
-2%
-3%
-4%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]


Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
1.8
1.2
0.6
0.0
0.6%
0.1%
-0.4%
-0.9%
-1.4%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

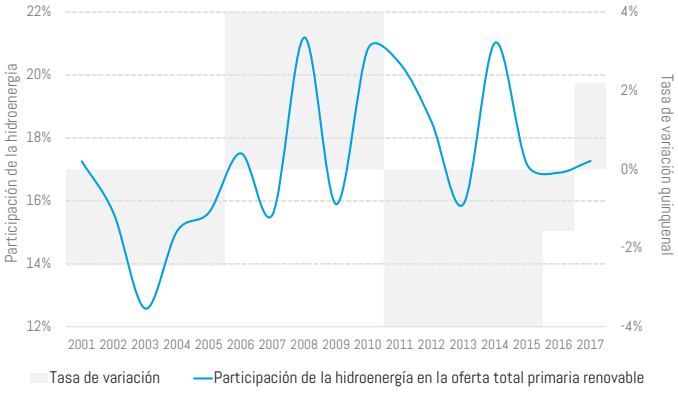

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
0.12
0.09
0.06
0.03
0.00
0%
-1%
-2%
-3%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB


Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
10%
0%
-10%
-20%
-30%
-40%
-50%
50%
-50%
-150%
-250%
-350%
-450%
-550%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017

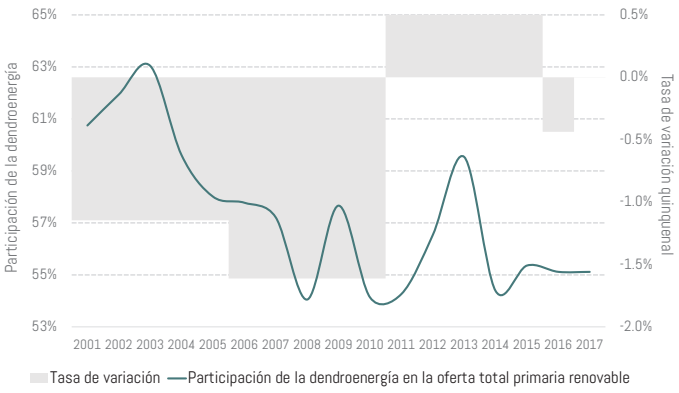

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
1.8
1.6
1.4
1.2
1.0
0.8
0%
-2%
-4%
-6%
-8%
-10%
-12%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera


Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
38%
37%
36%
35%
34%
33%
32%
1%
0%
-1%
-2%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

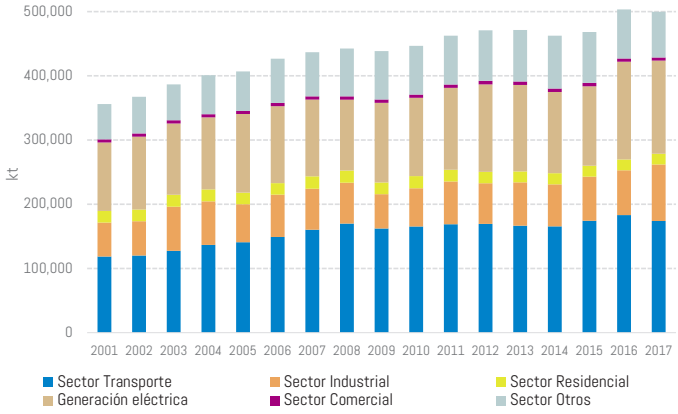
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



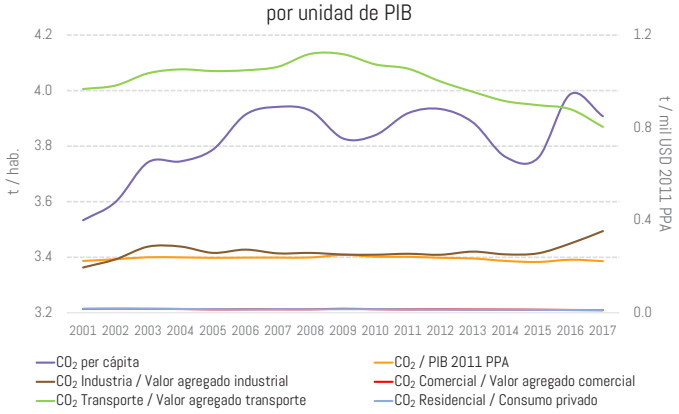
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



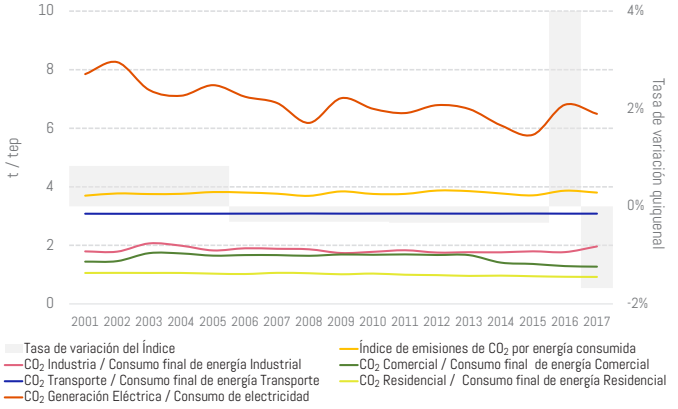
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



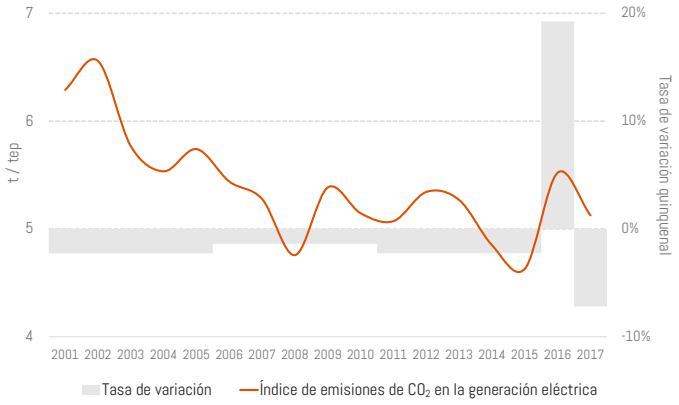
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

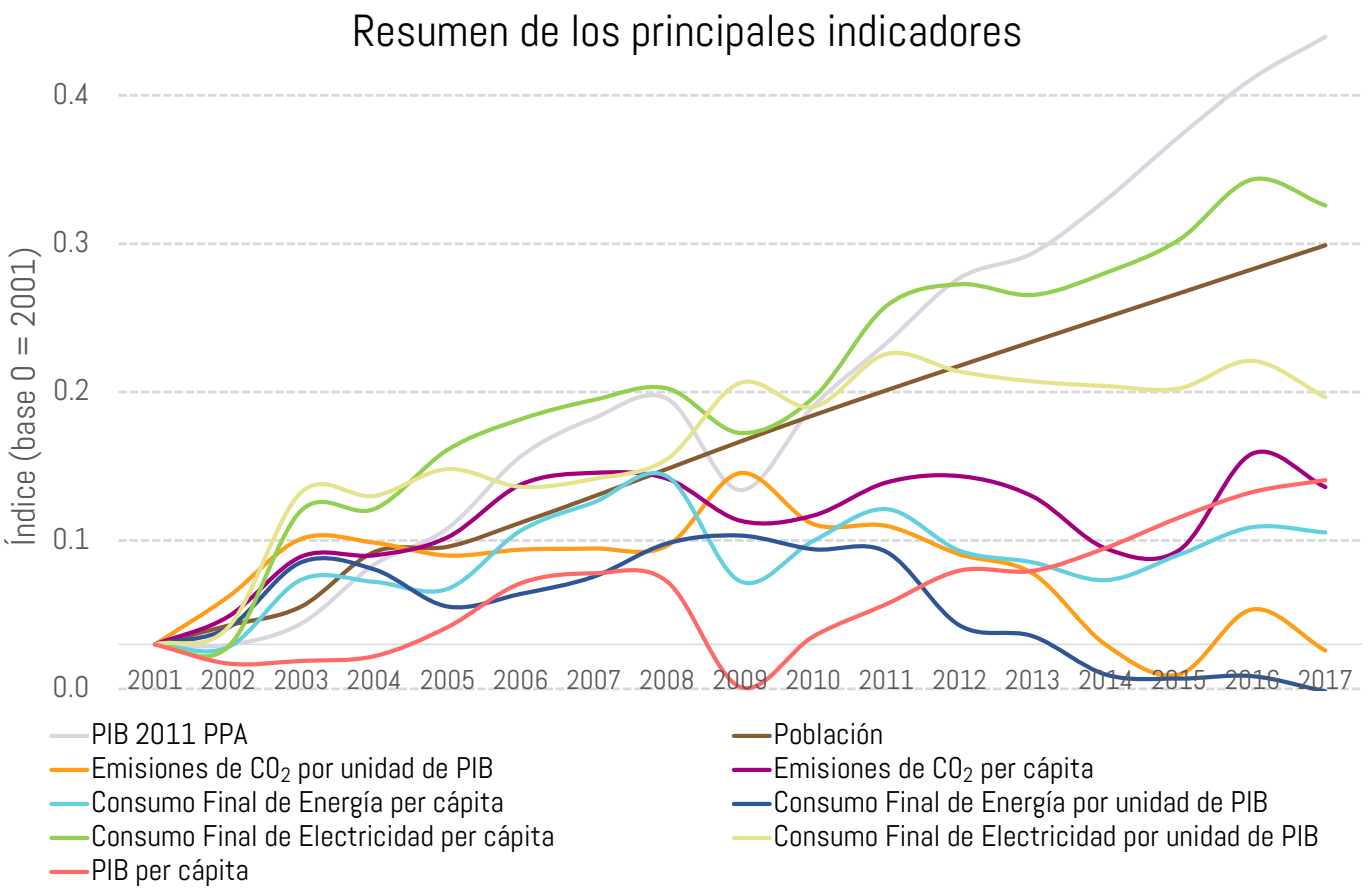


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

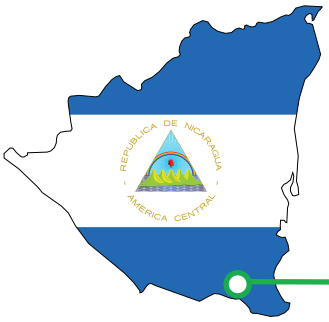


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



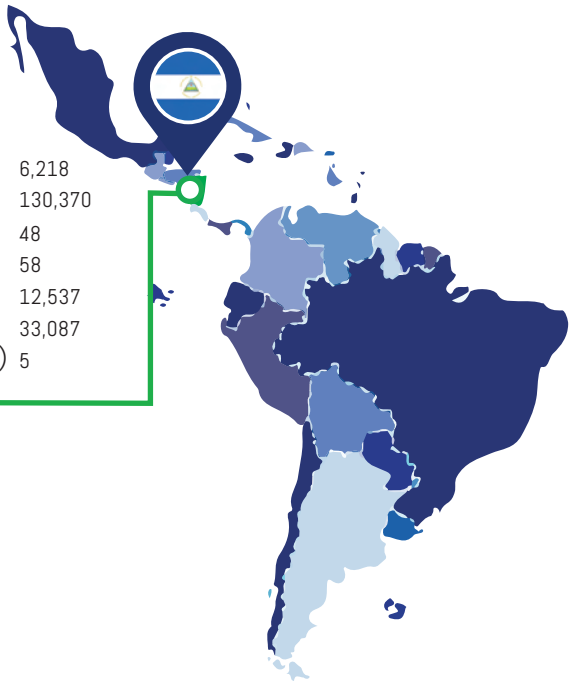

Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

NICARAGUA



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	6,218
Superficie (km^2)	130,370
Densidad de población (hab. / km^2)	48
Población urbana (%)	58
PIB USD 2010 (MUSD)	12,537
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	33,087
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	5



Sector Energético

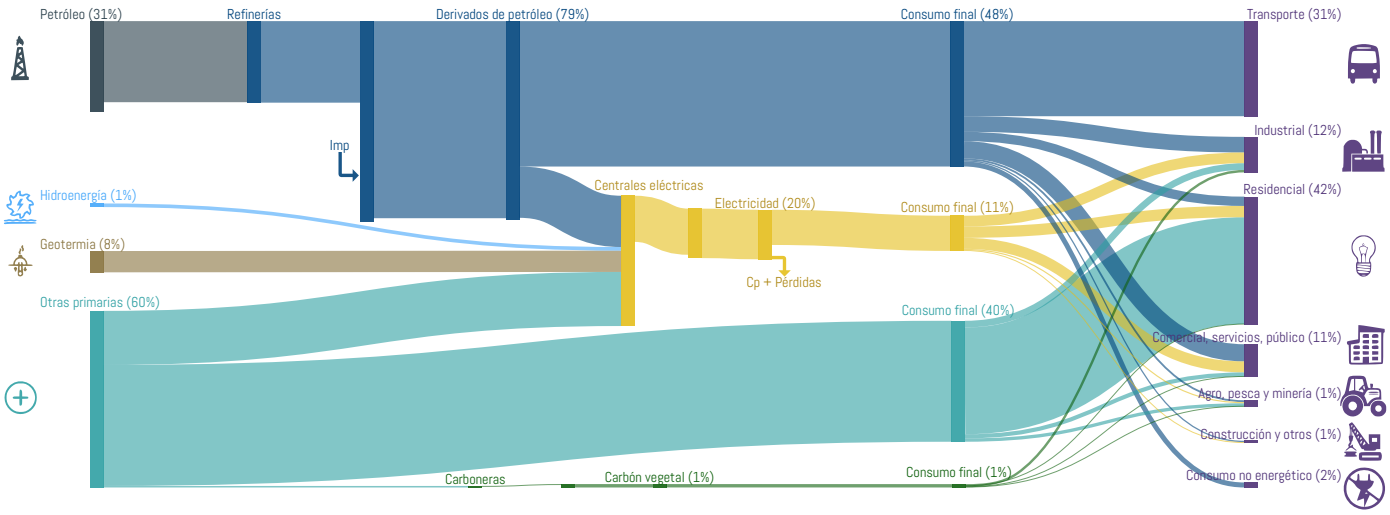
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.80
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.30
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.08
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.28
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.12

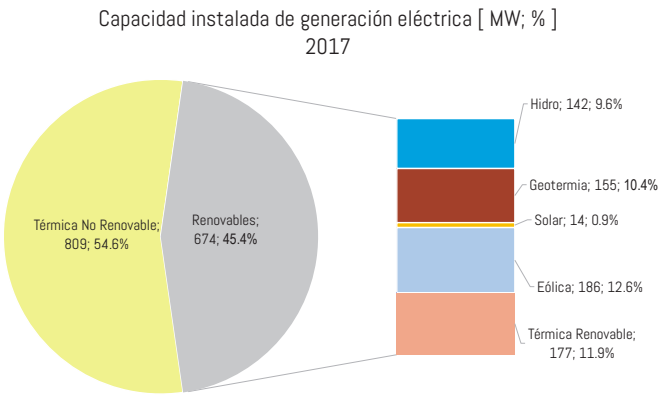
Mbbl	Gm^3	Mt
n.a.	n.a.	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

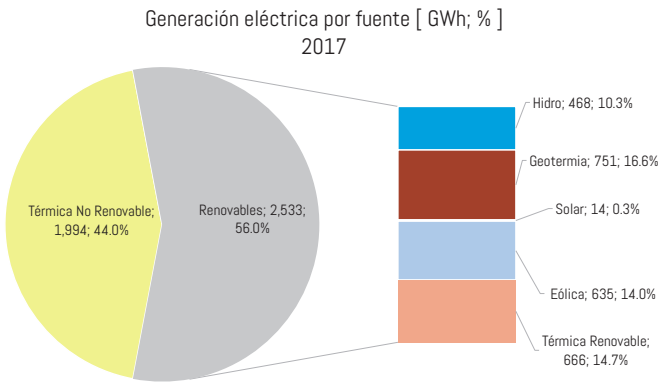
Nota: Datos de oferta y demanda 2017 estimados por OLADE.

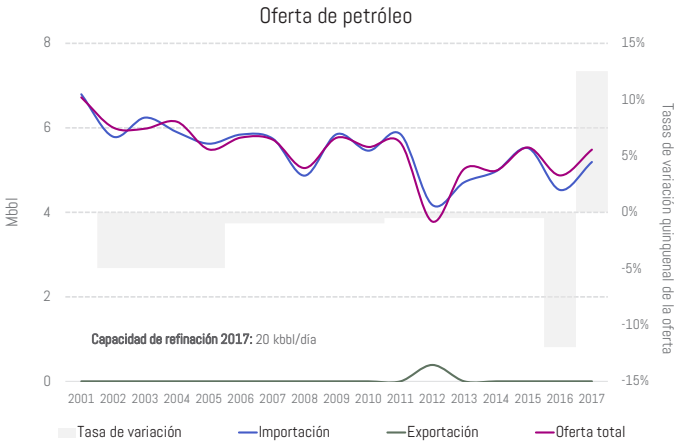
kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
555	0.41	94.00	3.50	1.73	1.78	0.03	2.57	20	1.48	0.07 / 0.08
Consumo eléctrico per cápita	Consumo final de energía per cápita	Tasa de electrificación	Oferta total de energía	Producción total de energía	Importaciones totales de energía	Exportaciones totales de energía	Consumo final total de energía	Capacidad de refinación	Capacidad instalada de generación eléctrica	Intensidad energética primaria y final

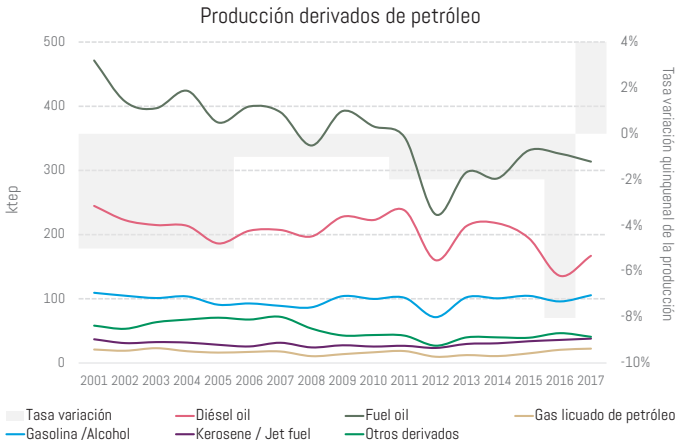
Balance energético resumido 2017



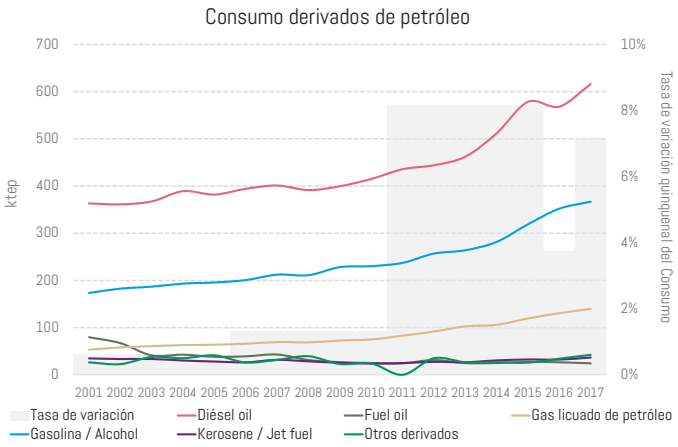

Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017
Térmica No Renovable; 809; 54.6%
Renovables; 674; 45.4%
Hidro; 142; 9.6%
Geotermia; 155; 10.4%
Solar; 14; 0.9%
Eólica; 186; 12.6%
Térmica Renovable; 177; 11.9%

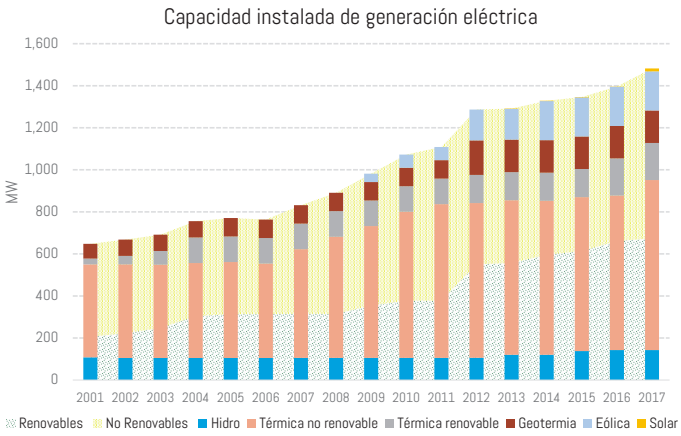

Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017
Térmica No Renovable; 1,994; 44.0%
Renovables; 2,533; 56.0%
Hidro; 468; 10.3%
Geotermia; 751; 16.6%
Solar; 14; 0.3%
Eólica; 635; 14.0%
Térmica Renovable; 666; 14.7%

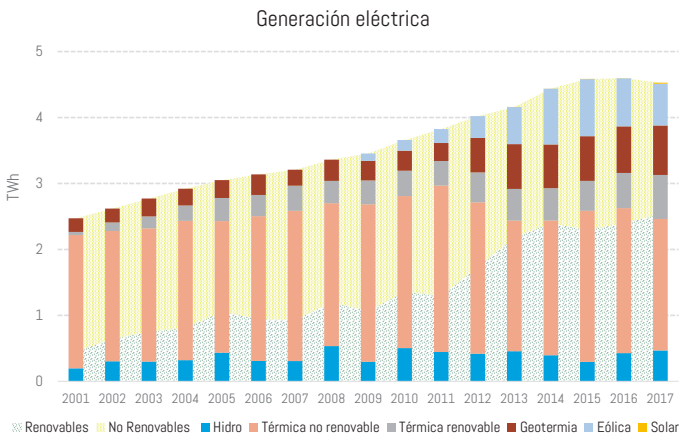

Oferta de petróleo
Mbbl
Tasas de variación quinquenal de la oferta
Capacidad de refinación 2017: 20 kbbl/día
Tasa de variación
Importación
Exportación
Oferta total

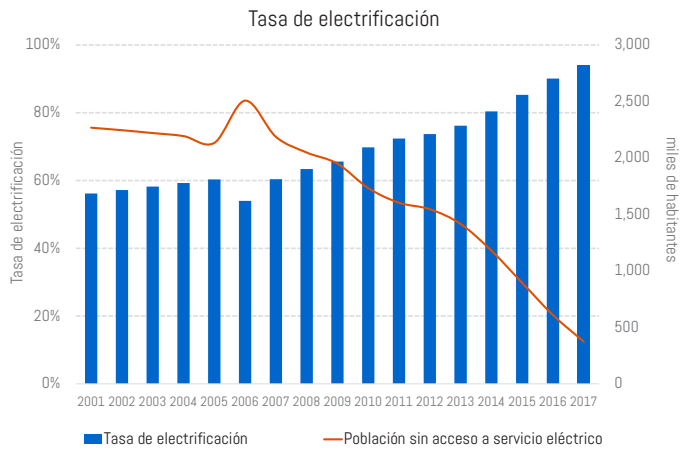

Producción derivados de petróleo
ktep
Tasa variación quinquenal de la producción
Tasa variación
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina /Alcohol
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

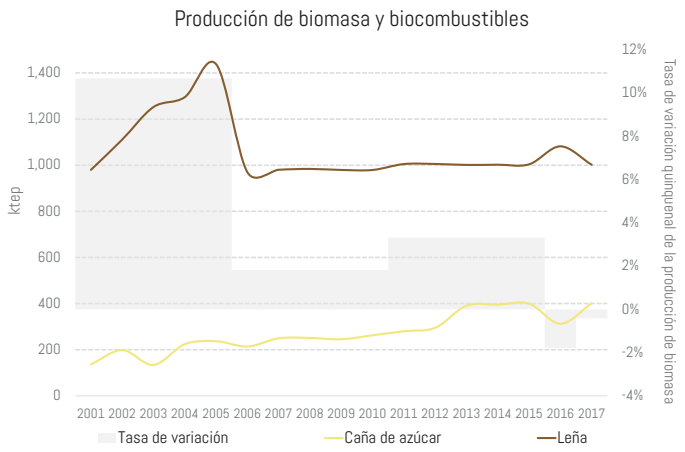
NICARAGUA

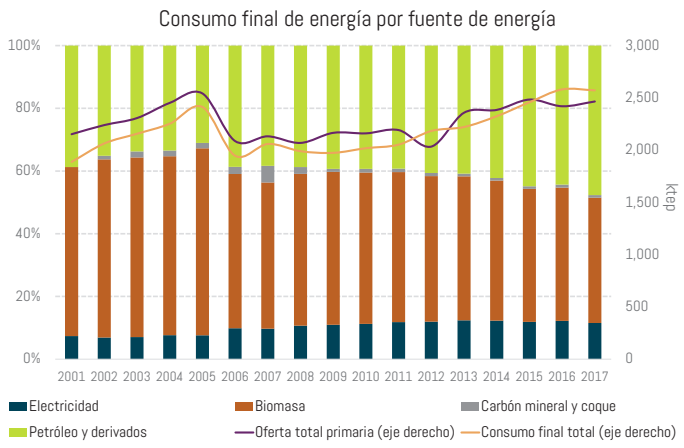

Consumo derivados de petróleo
ktep
Tasa de variación quinquenal del Consumo
Tasa de variación
Diésel oil
Fuel oil
Gas licuado de petróleo
Gasolina / Alcohol
Kerosene / Jet fuel
Otros derivados

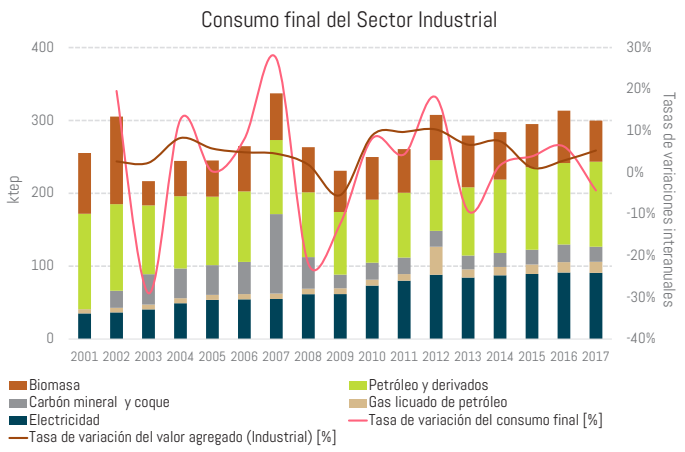

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Geotermia
Eólica
Solar

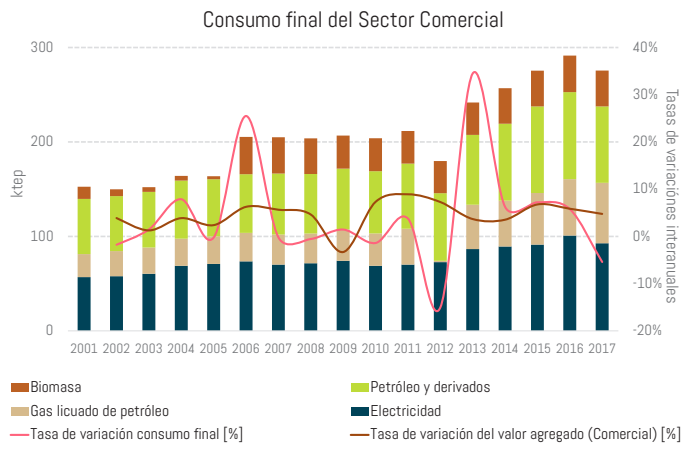

Generación eléctrica
TWh
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Geotermia
Eólica
Solar


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

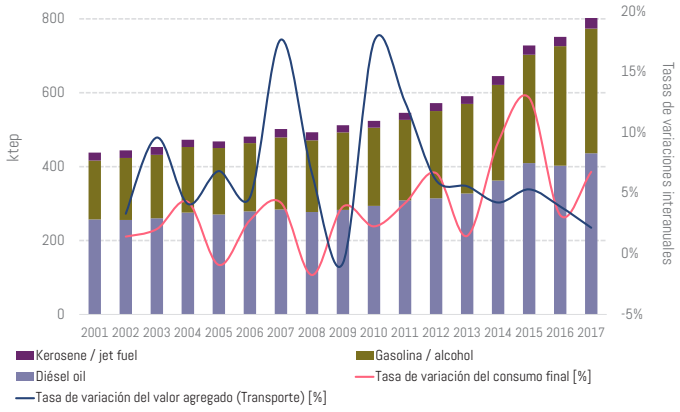

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña


Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
Electricidad
Biomasa
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

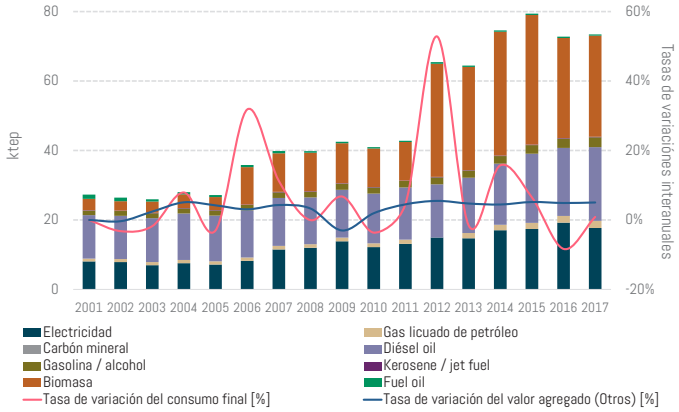

Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]


Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

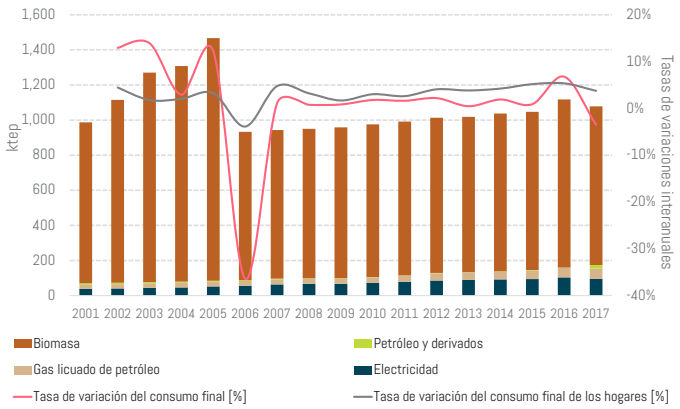
Consumo final del Sector Transporte



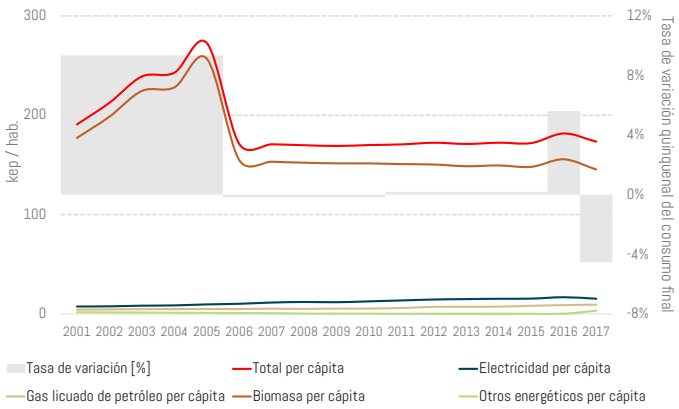
Consumo final del Sector Otros



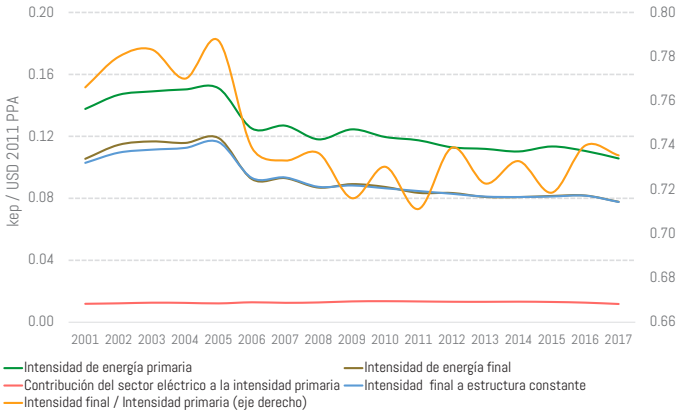
Consumo final del Sector Residencial



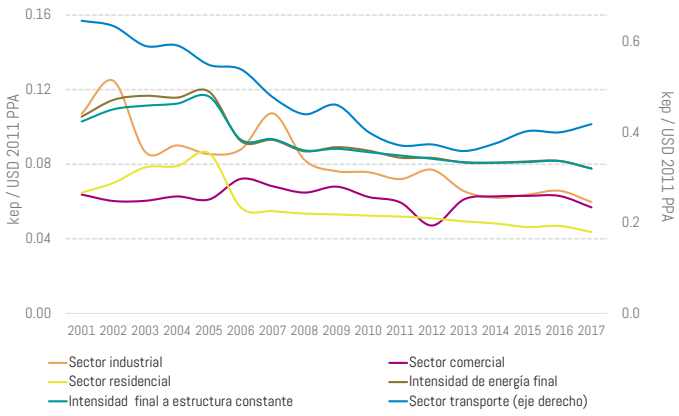
Consumo final per cápita Sector Residencial



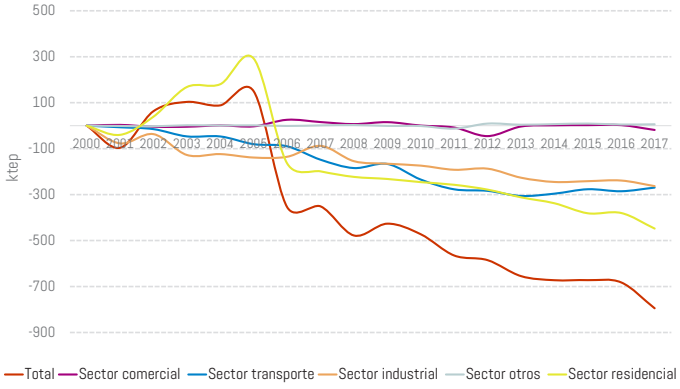
Intensidades energéticas



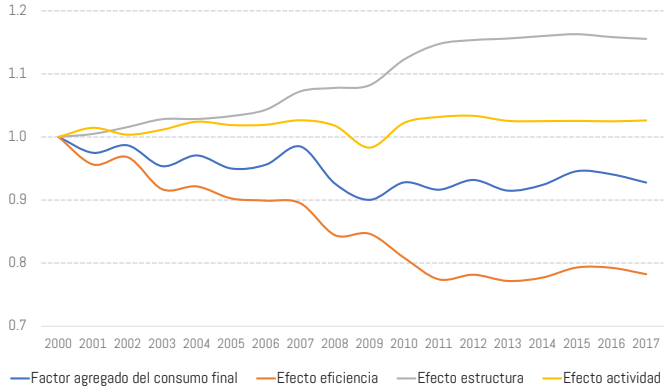
Intensidades energéticas sectoriales



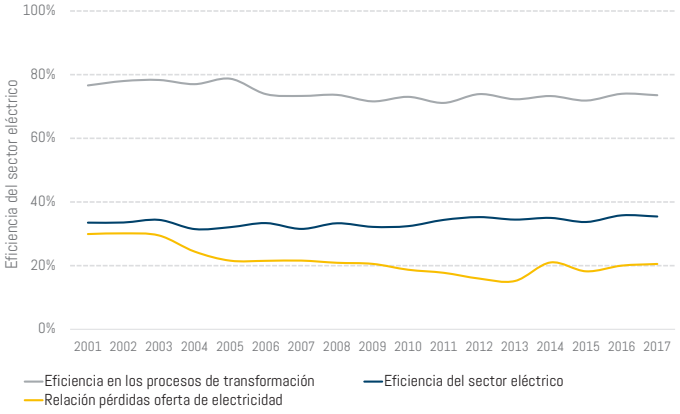
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



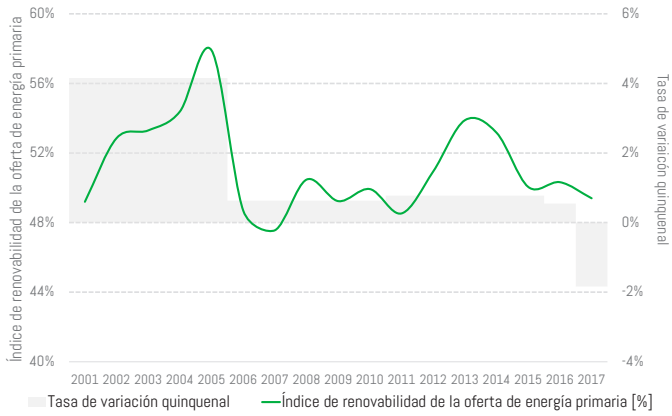
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



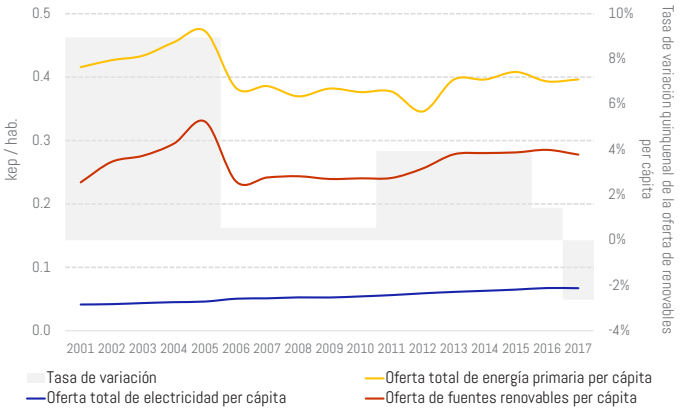
Eficiencia del sector eléctrico



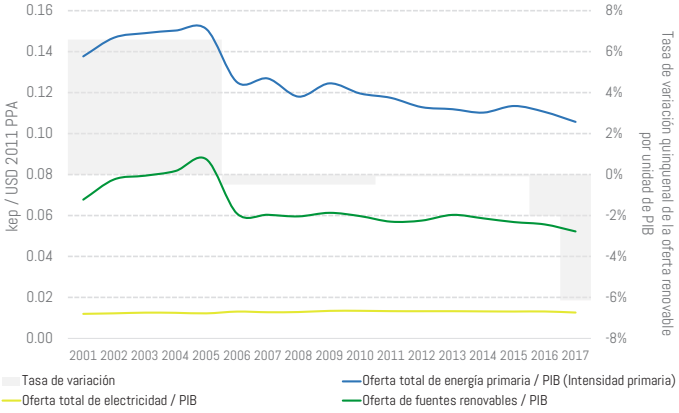
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria

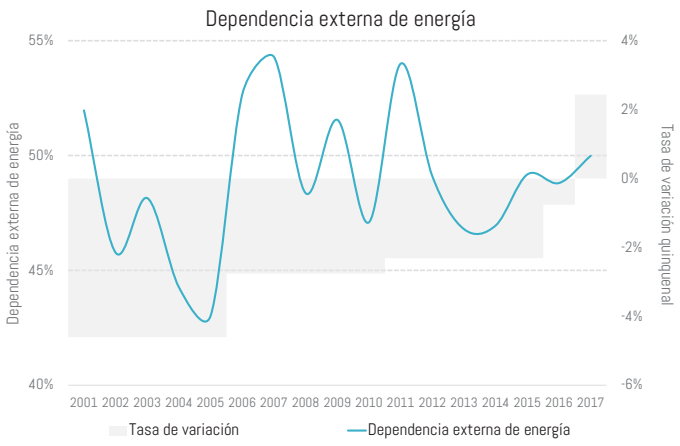


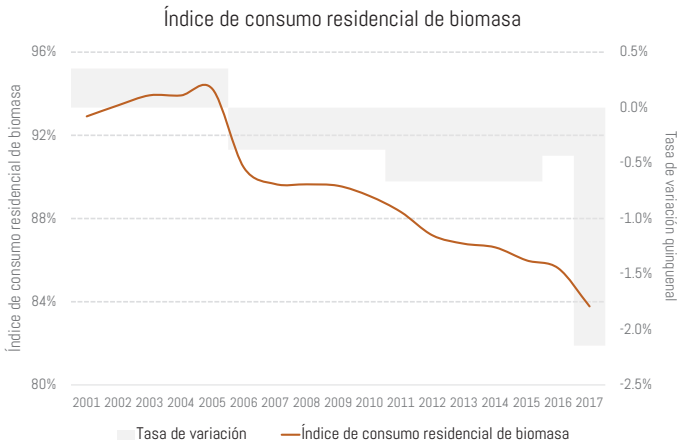
Oferta de energía per cápita

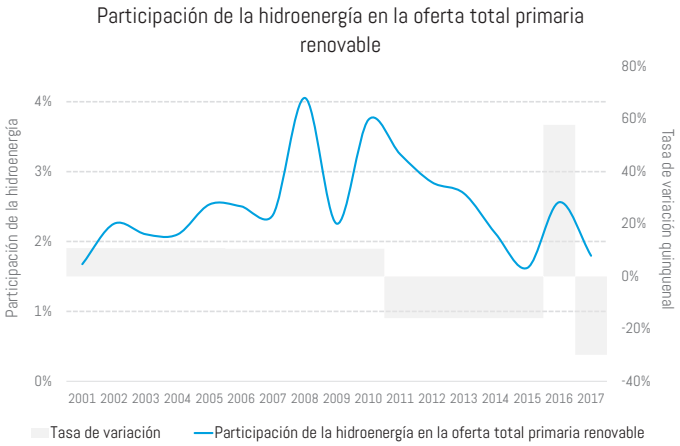


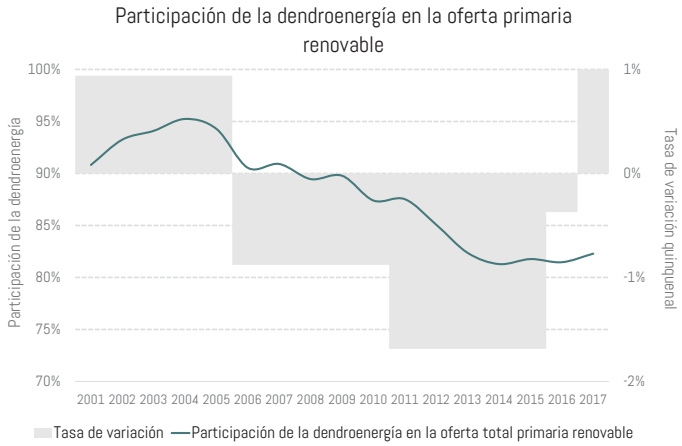
Ofertas de energía por unidad de PIB

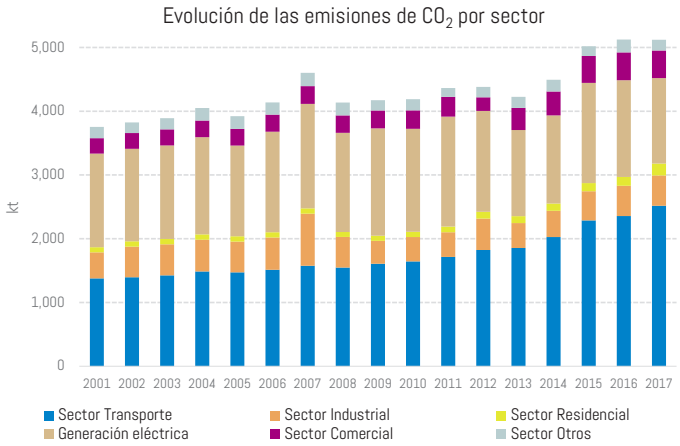


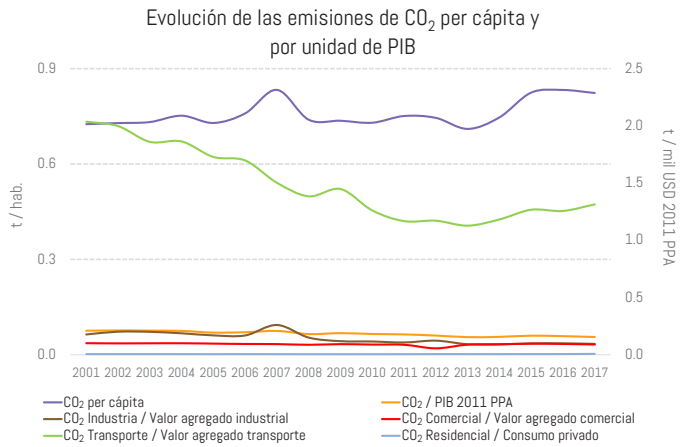

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

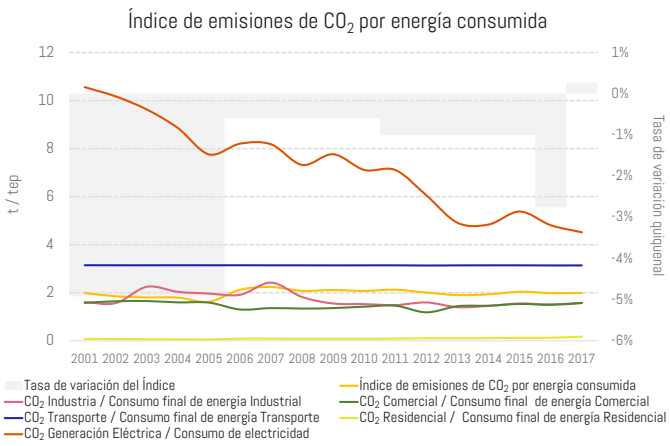

Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

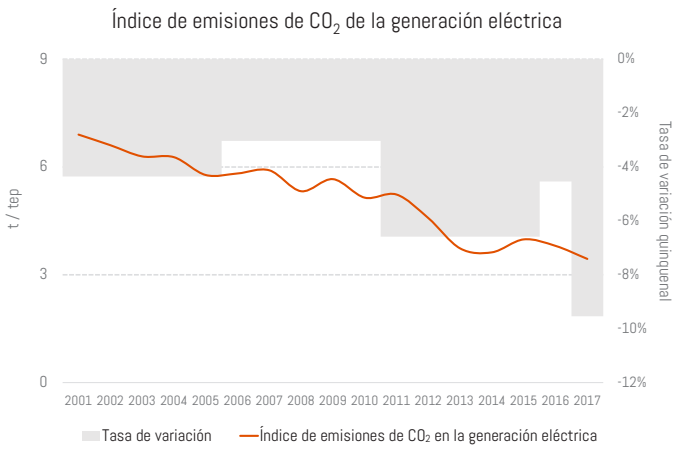

Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

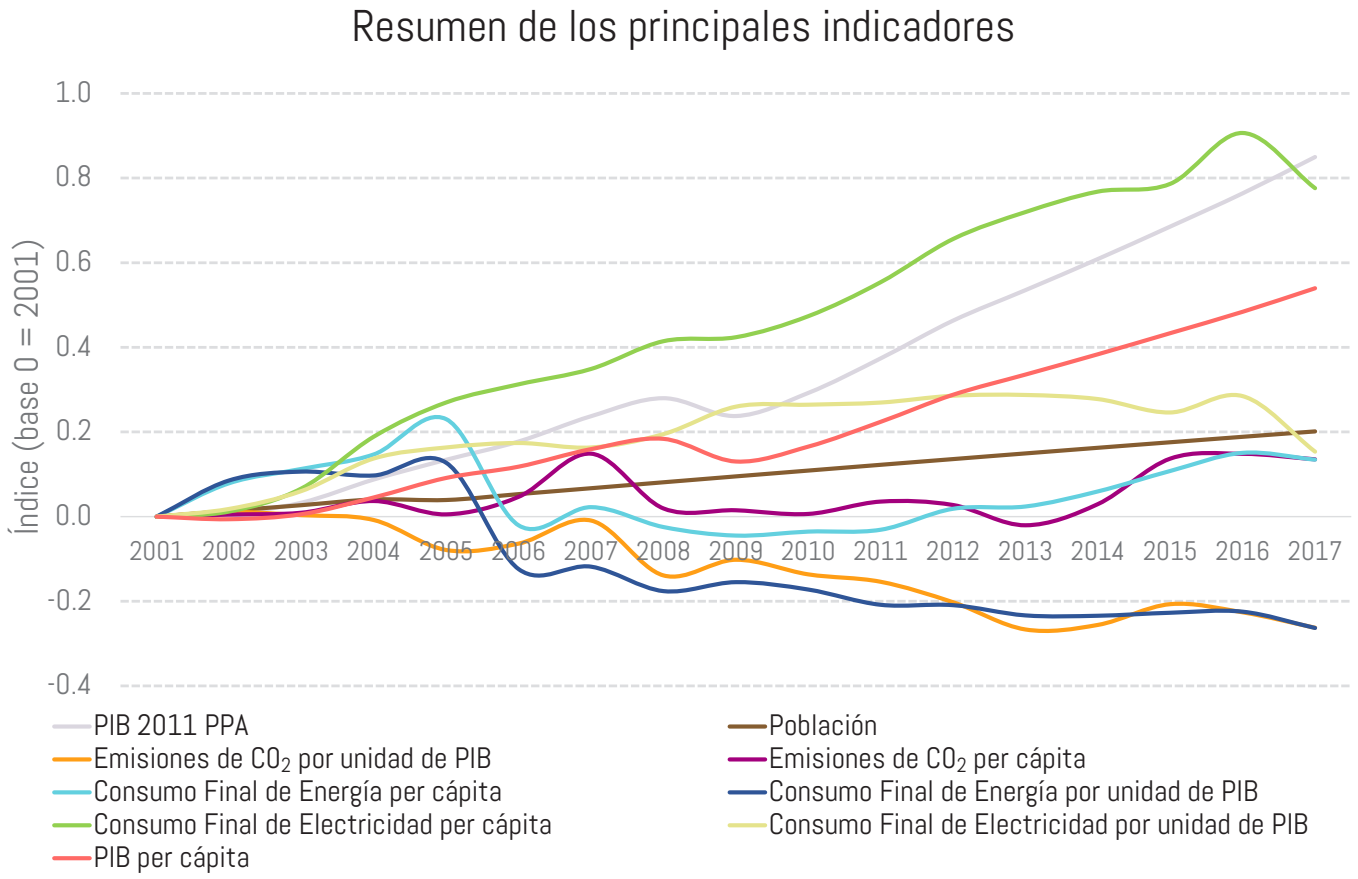

Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable
Participación de la dendroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la dendroenergía en la oferta total primaria renovable


Evolución de las emisiones de CO_2 por sector
kt
Sector Transporte
Generación eléctrica
Sector Industrial
Sector Comercial
Sector Residencial
Sector Otros

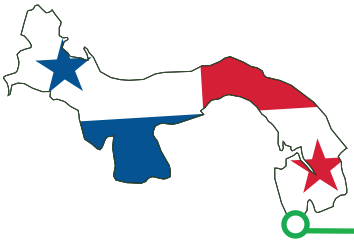

Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD 2011 PPA
CO_2 per cápita
CO_2 / PIB 2011 PPA
CO_2 Industria / Valor agregado industrial
CO_2 Comercial / Valor agregado comercial
CO_2 Transporte / Valor agregado transporte
CO_2 Residencial / Consumo privado


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
t / tep
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación del Índice
CO_2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO_2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO_2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida
CO_2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO_2 Residencial / Consumo final de energía Residencial


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / tep
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica

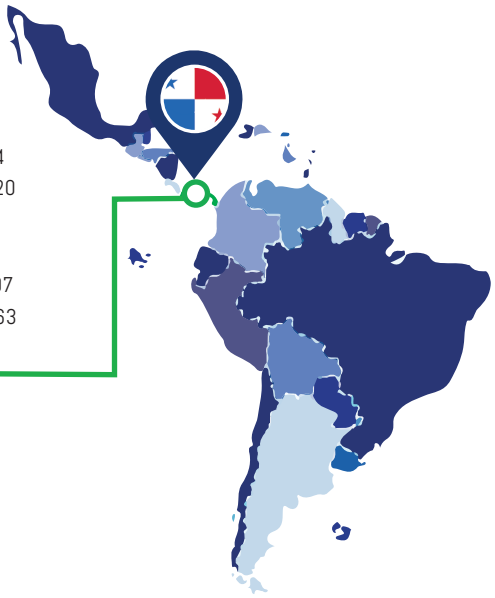

Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
PIB 2011 PPA
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Electricidad per cápita
PIB per cápita
Población
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB

PANAMÁ



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	4,054
Superficie (km^2)	75,420
Densidad de población (hab. / km^2)	54
Población urbana (%)	67
PIB USD 2010 (MUSD)	47,497
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	91,263
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	23



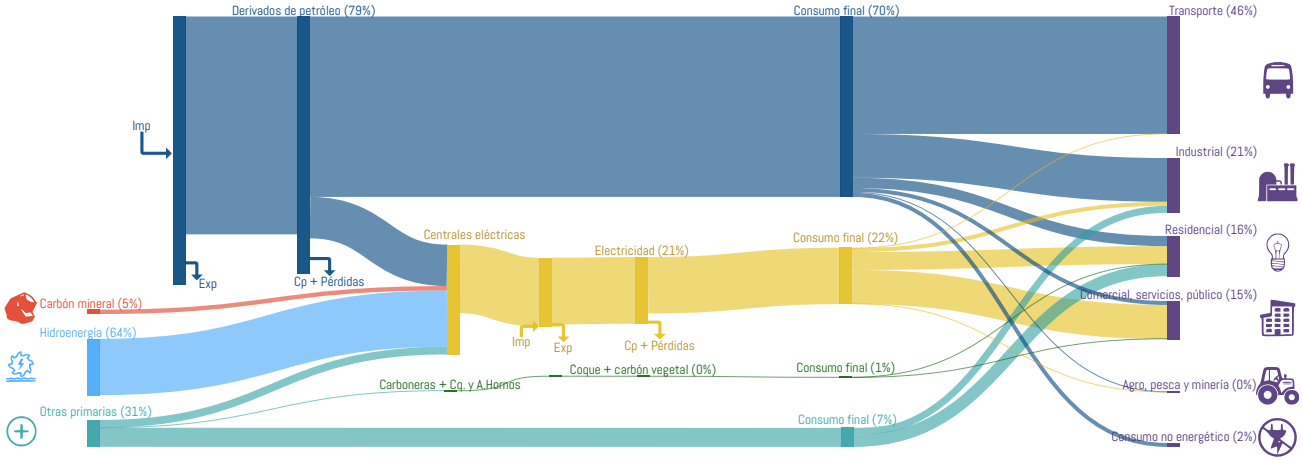
Sector Energético

Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.63
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.76
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.56
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.53
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.07

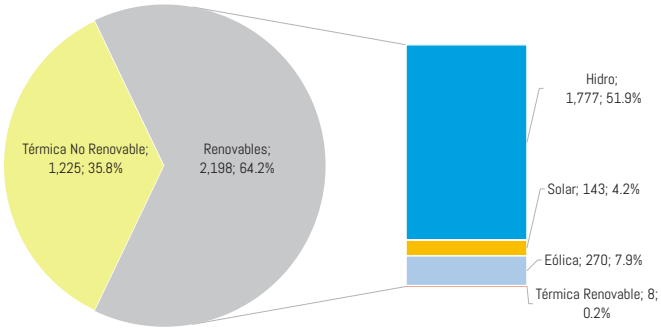
Mbbl	Gm^3	Mt
n.a.	n.a.	119
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,244	0.88	92.90	4.76	1.15	3.78	0.73	3.55	n.a.	3.42	0.05 / 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

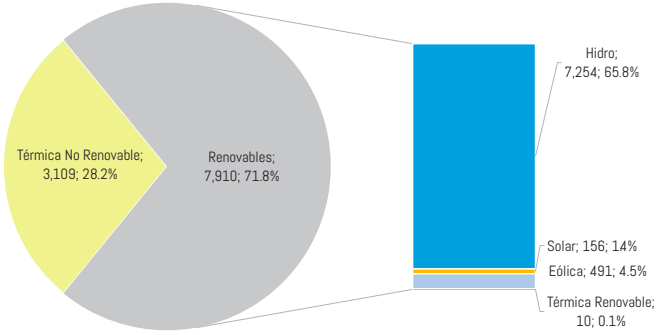
Balance energético resumido 2017



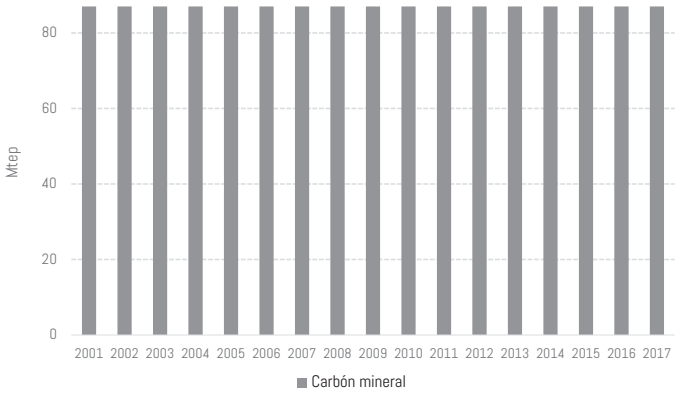
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



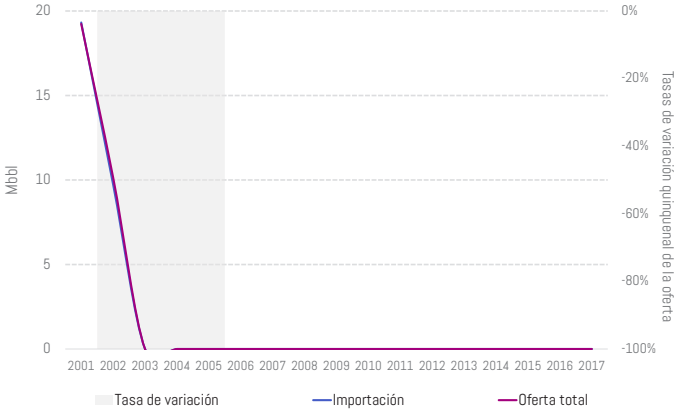
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



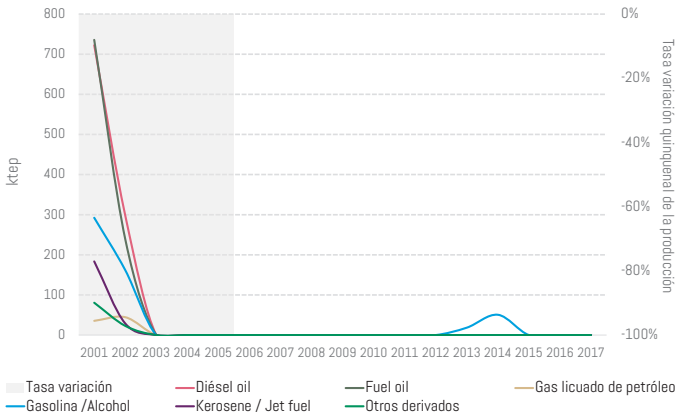
Reservas probadas de carbón mineral



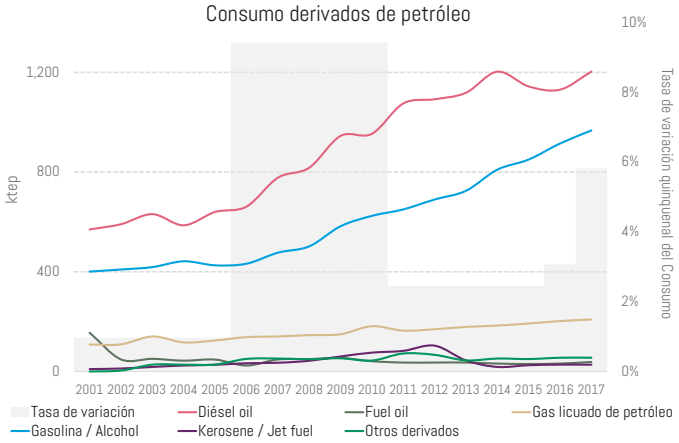
Oferta de petróleo



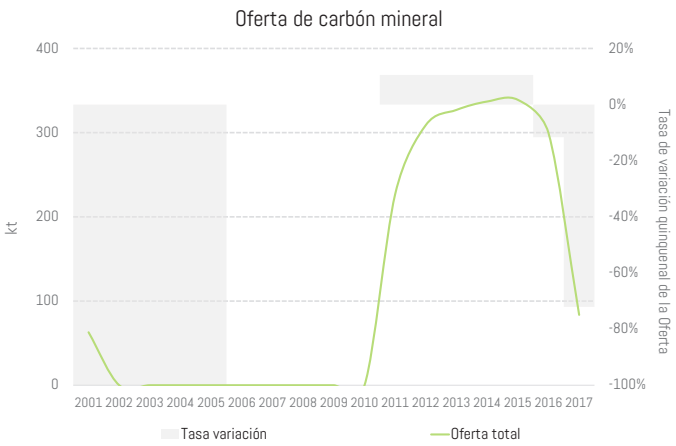
Producción derivados de petróleo

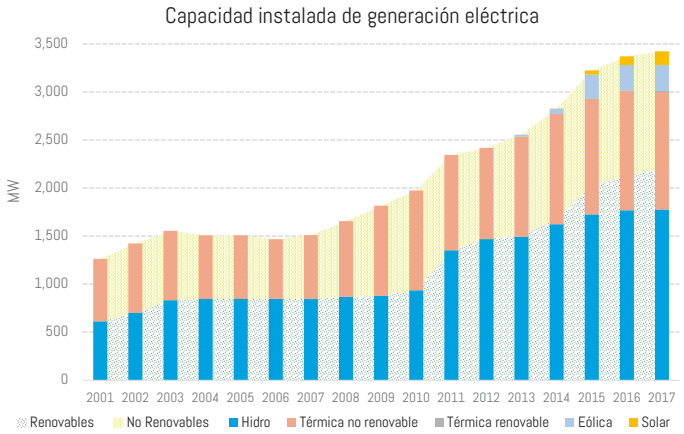


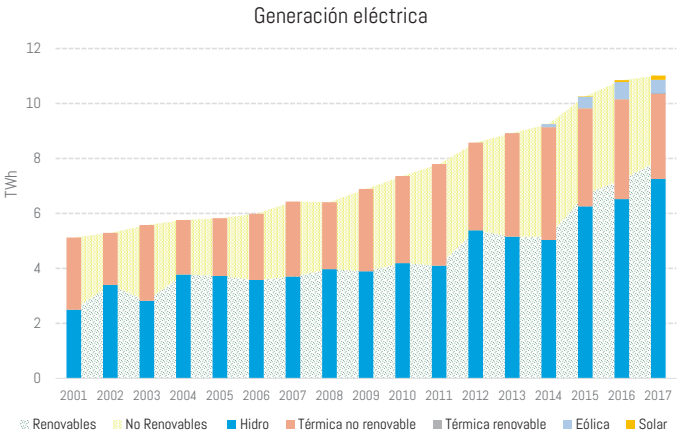
Consumo derivados de petróleo

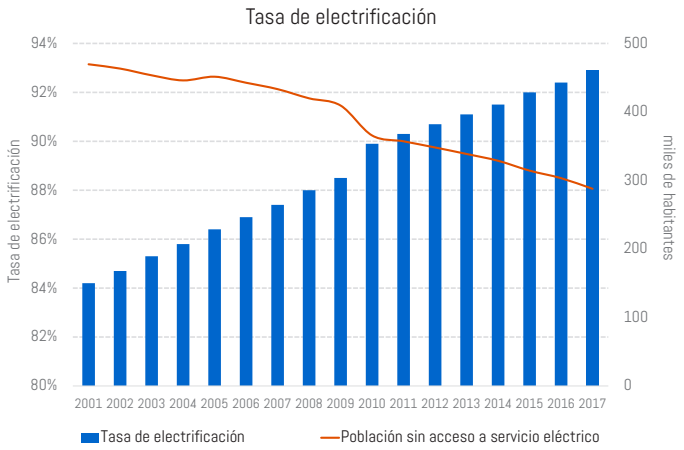


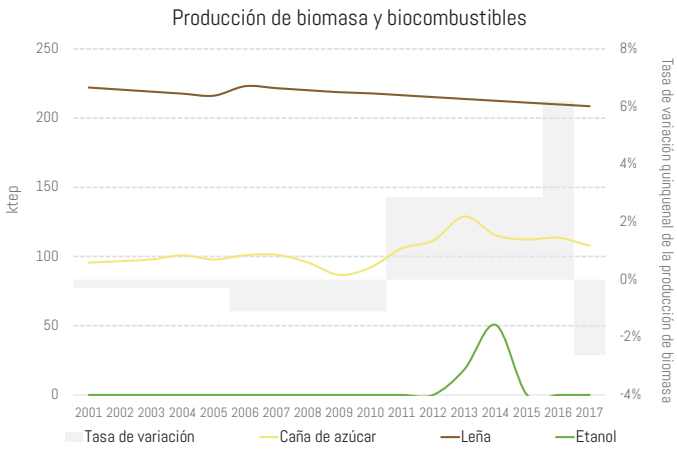
En el 2003, la Refinería Panamá S.A. cerró sus operaciones.

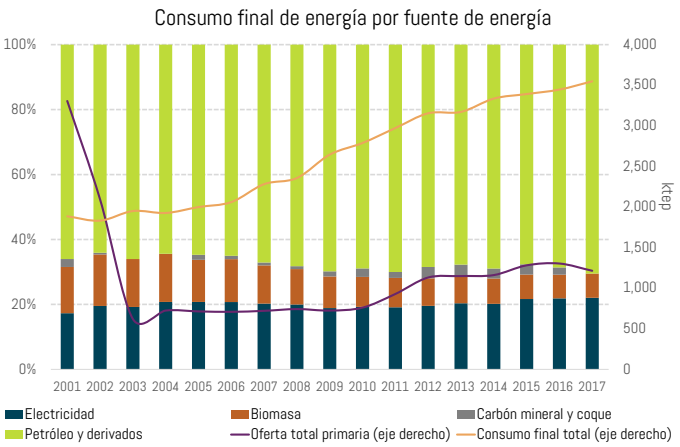


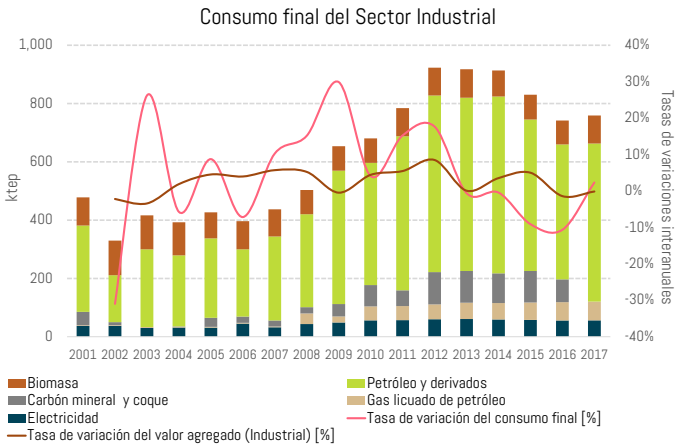


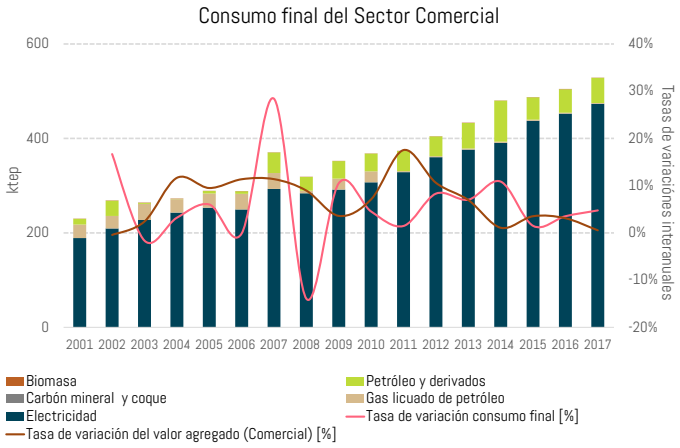


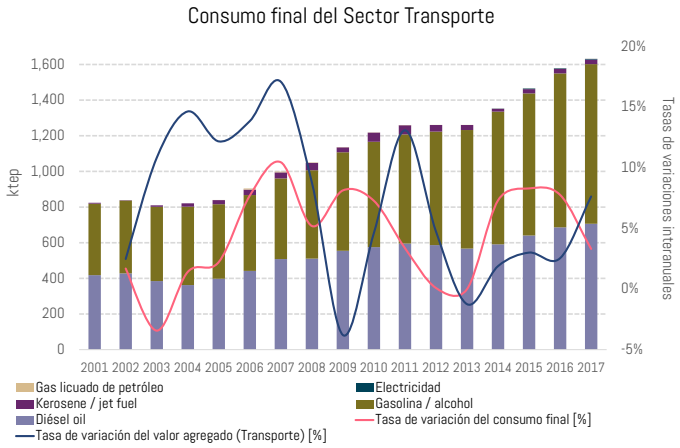


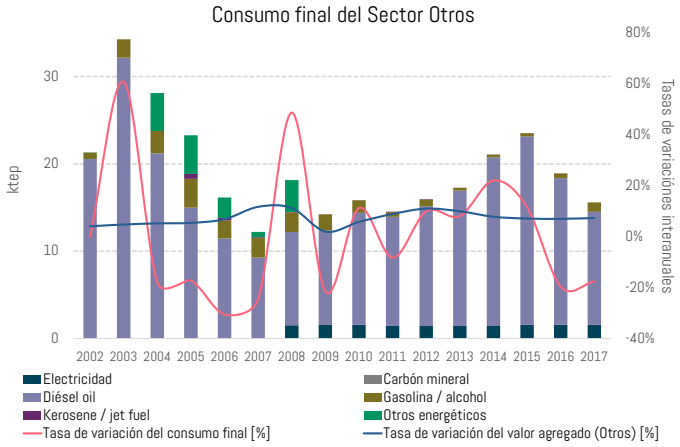


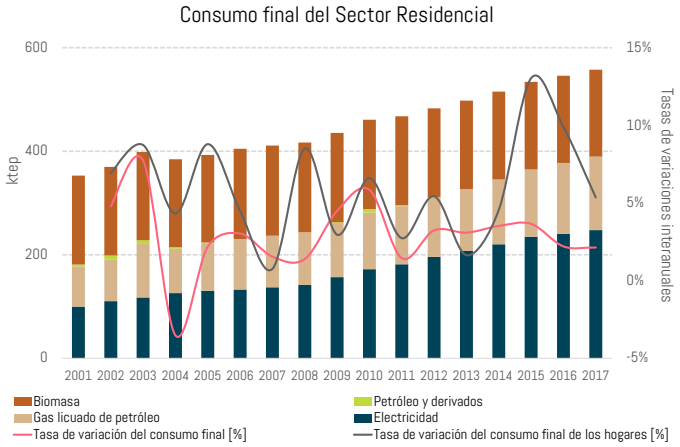

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
4,000
3,500
3,000
2,500
2,000
1,500
1,000
500
0
ktep
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Biomasa
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
1,000
800
600
400
200
0
ktep
40%
30%
20%
10%
0%
-10%
-20%
-30%
-40%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

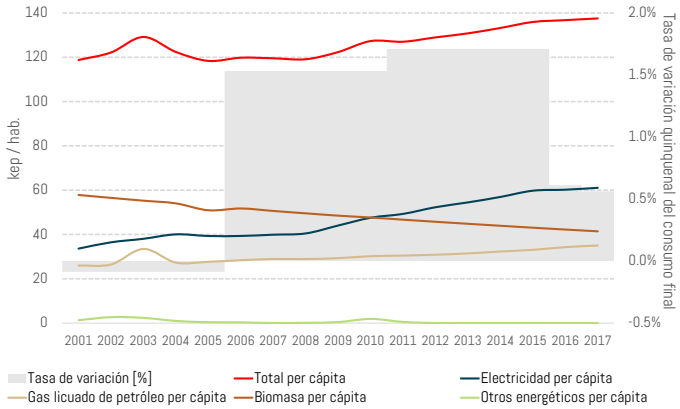

Consumo final del Sector Comercial
600
400
200
0
ktep
40%
30%
20%
10%
0%
-10%
-20%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]


Consumo final del Sector Transporte
1,600
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
ktep
20%
15%
10%
5%
0%
-5%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

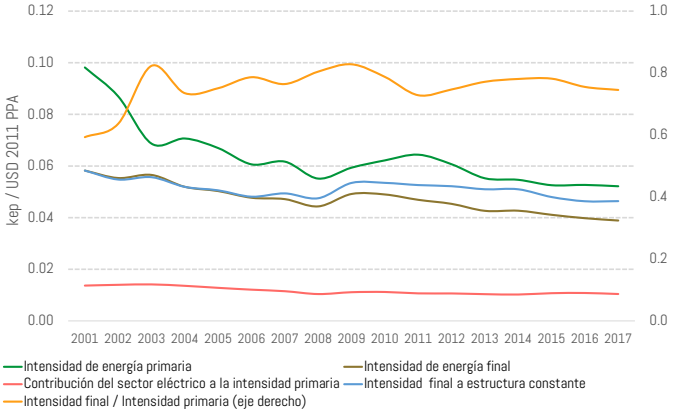

Consumo final del Sector Otros
30
20
10
0
ktep
80%
60%
40%
20%
0%
-20%
-40%
Tasas de variaciones interanuales
2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Carbón mineral
Diésel oil
Gasolina / alcohol
Kerosene / jet fuel
Otros energéticos
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]


Consumo final del Sector Residencial
600
400
200
0
ktep
15%
10%
5%
0%
-5%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

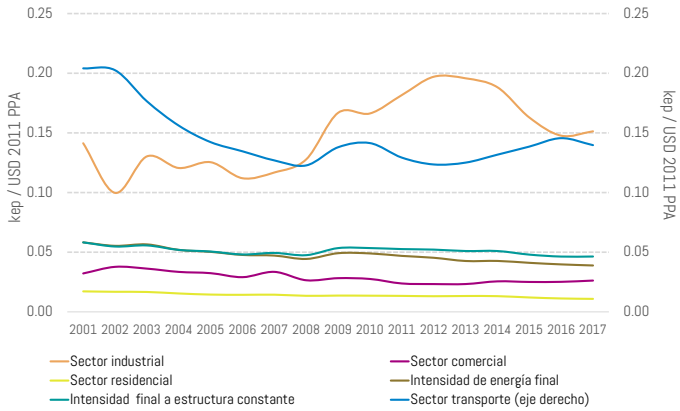
Consumo final per cápita Sector Residencial



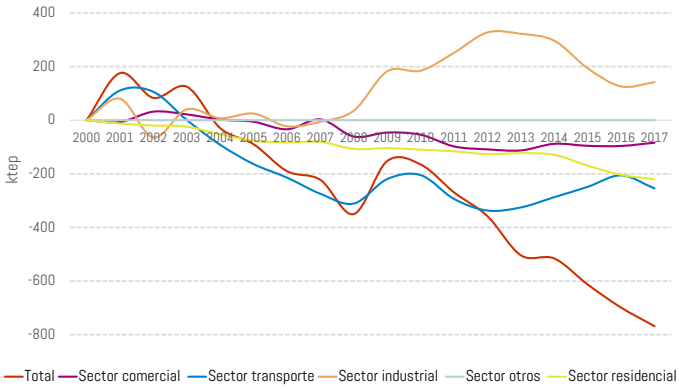
Intensidades energéticas



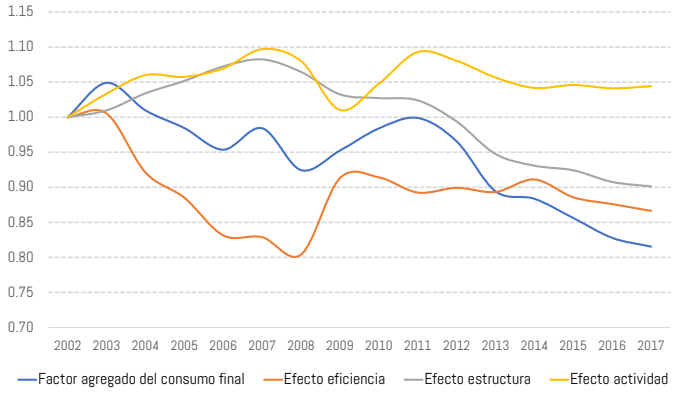
Intensidades energéticas sectoriales



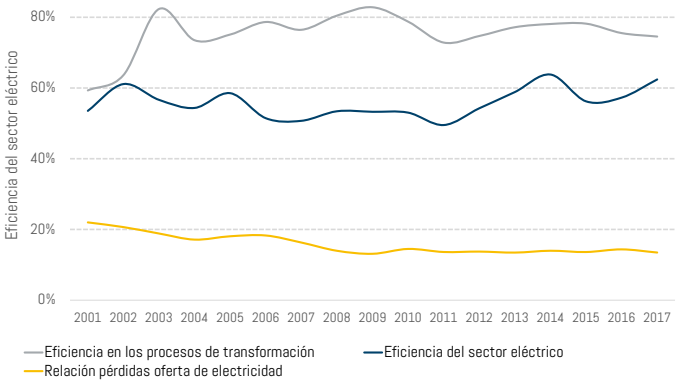
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



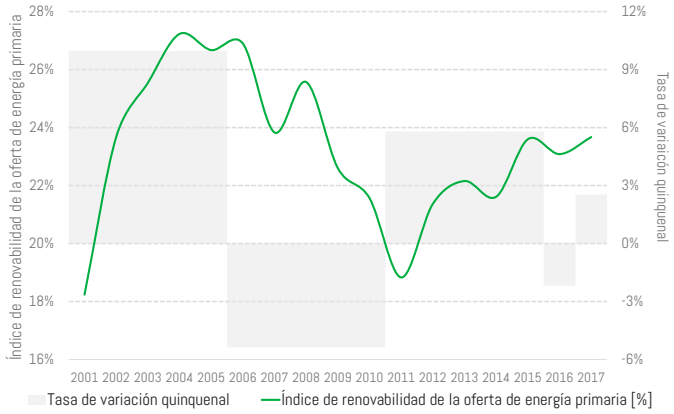
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



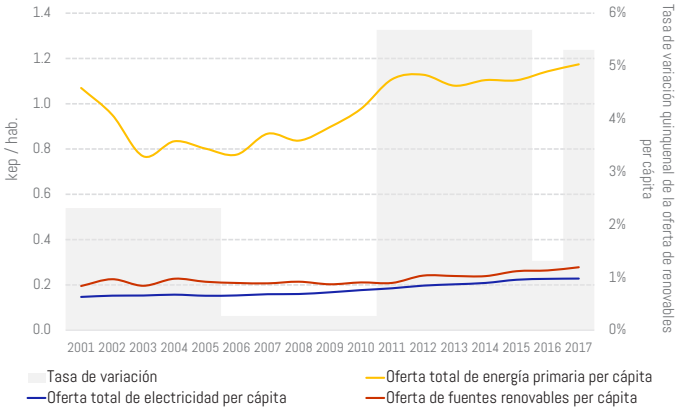
Eficiencia del sector eléctrico



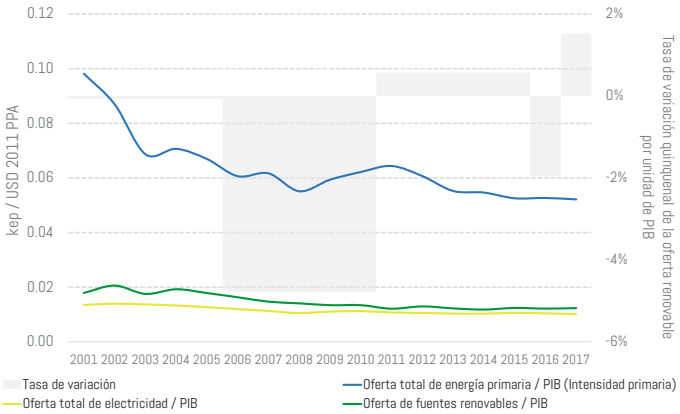
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria



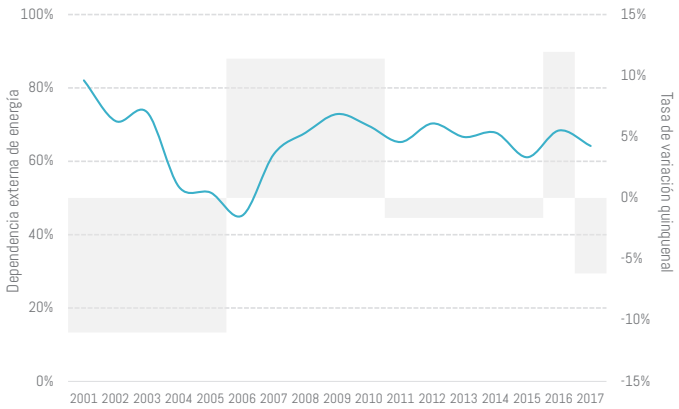
Oferta de energía per cápita



Ofertas de energía por unidad de PIB

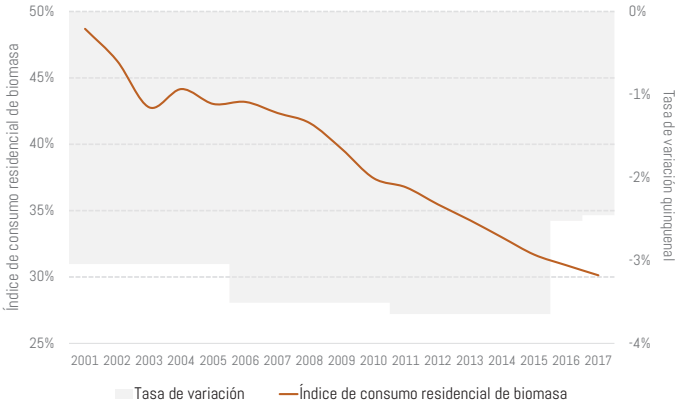


Dependencia externa de energía

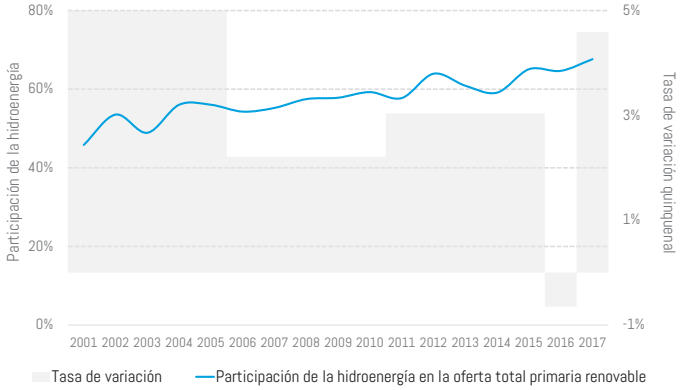


En febrero 2017, se inauguró la central fotovoltaica Bugaba con capacidad instalada de 2.4 MW.

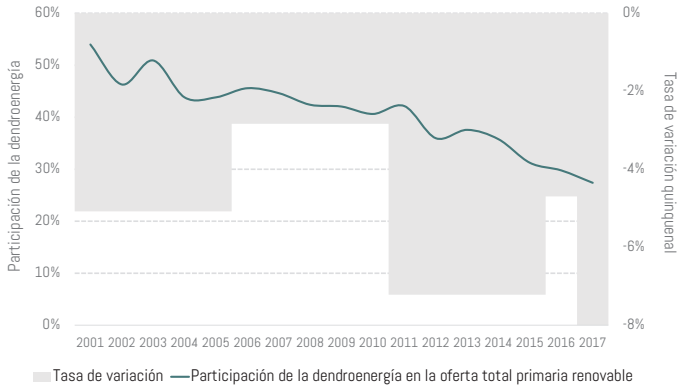
Índice de consumo residencial de biomasa



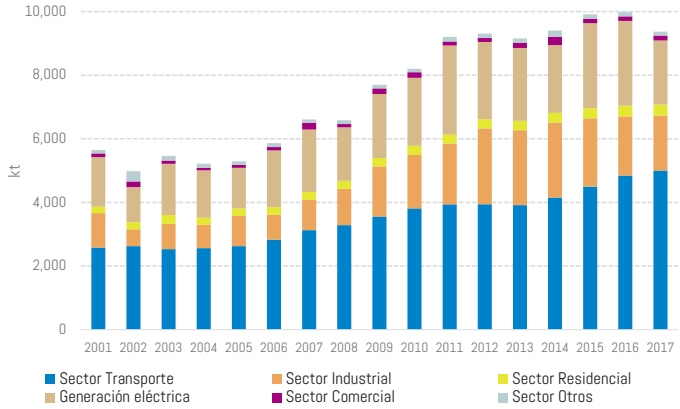
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



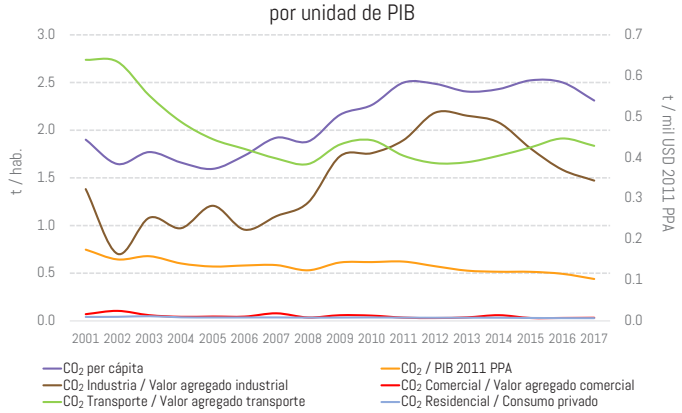
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



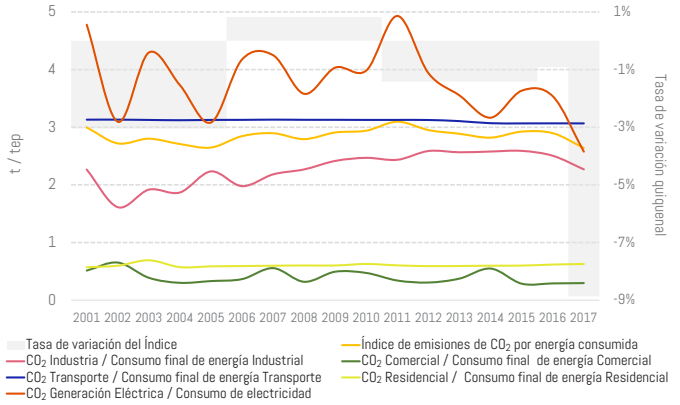
Evolución de las emiciones de CO_2 por sector



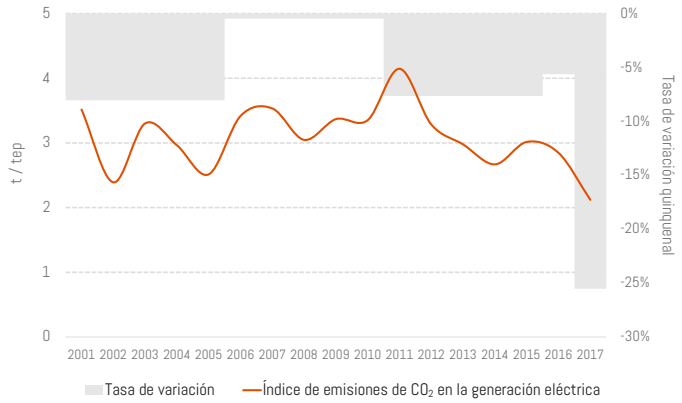
Evolución de las emiciones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



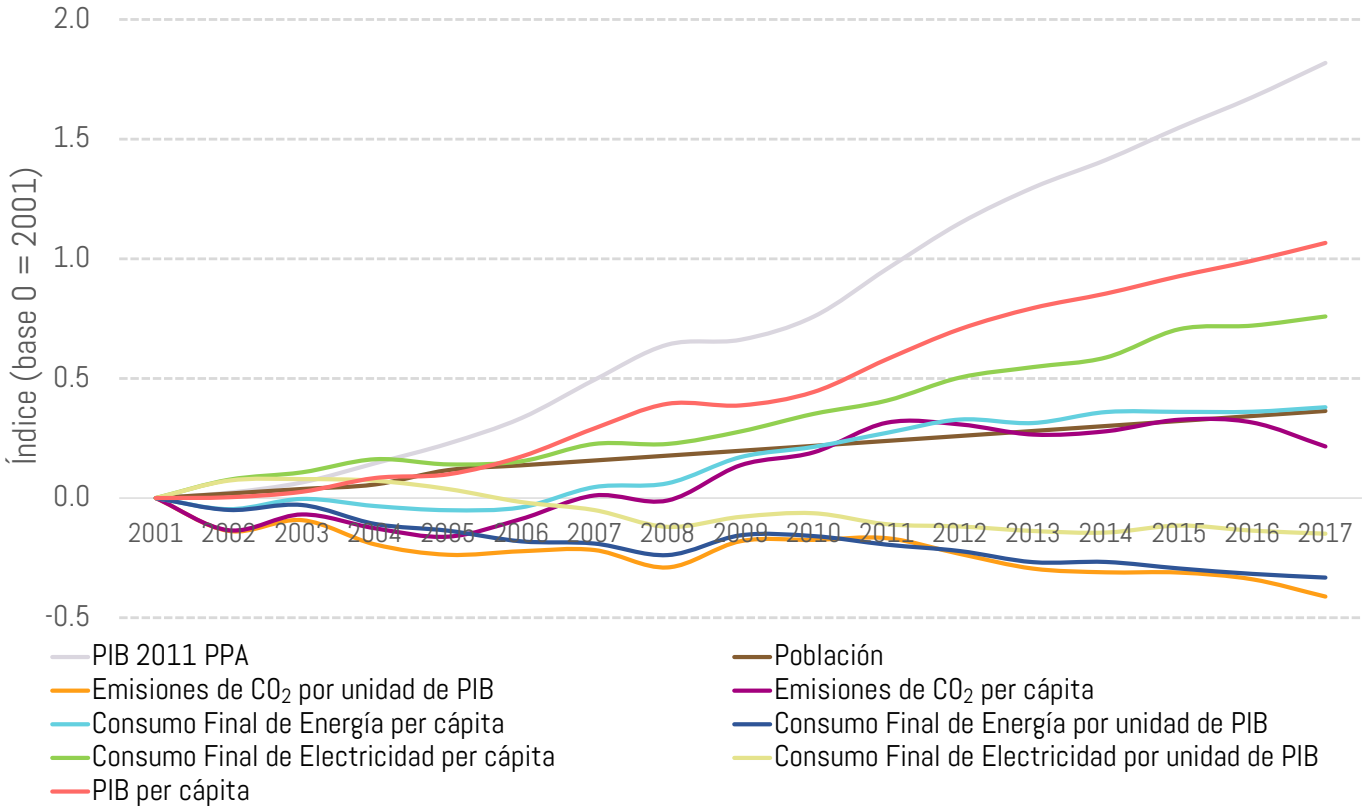
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



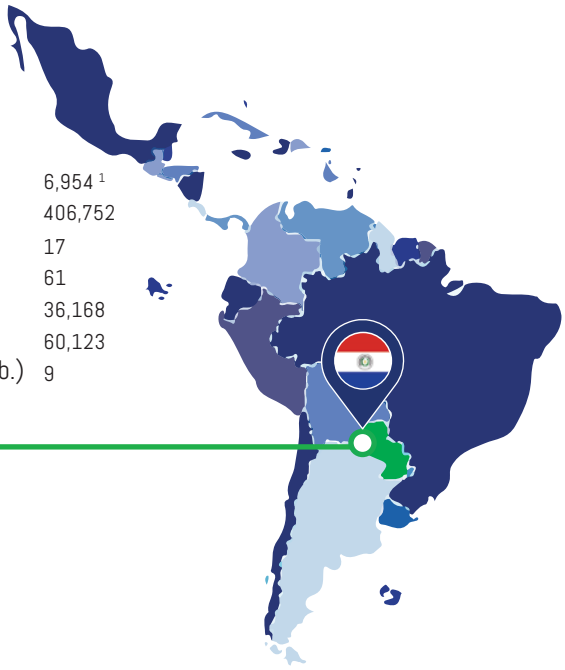
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



Resumen de los principales indicadores



PARAGUAY



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	6,954 [1]
Superficie (km²)	406,752
Densidad de población (hab. / km²)	17
Población urbana (%)	61
PIB USD 2010 (MUSD)	36,168
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	60,123
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	9

Sector Energético

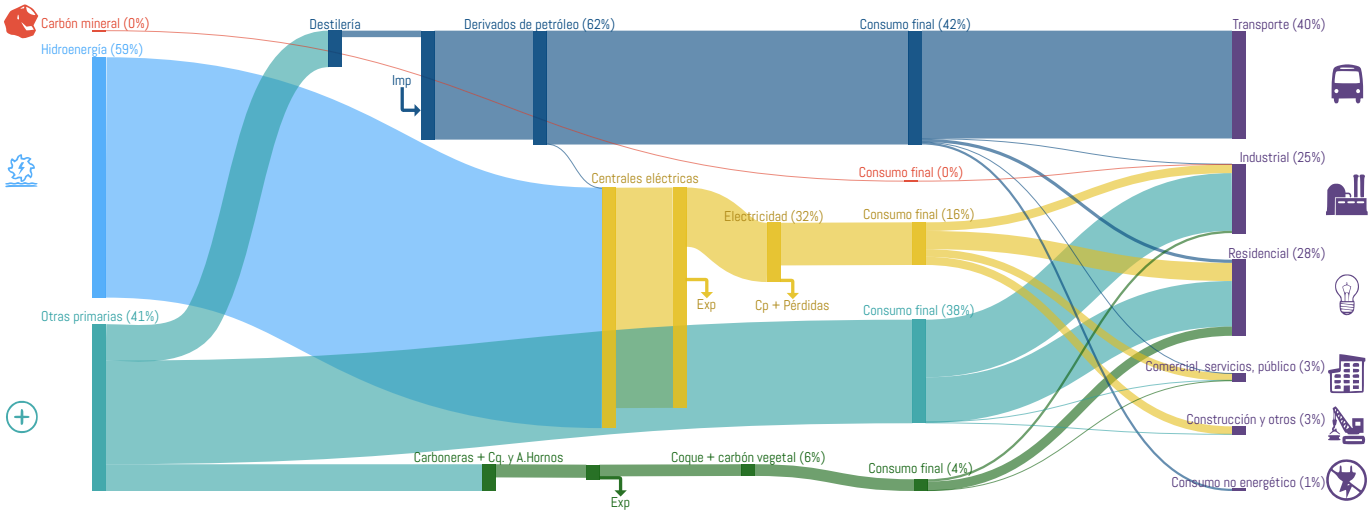
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 2.51
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.61
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.77
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.19
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.25

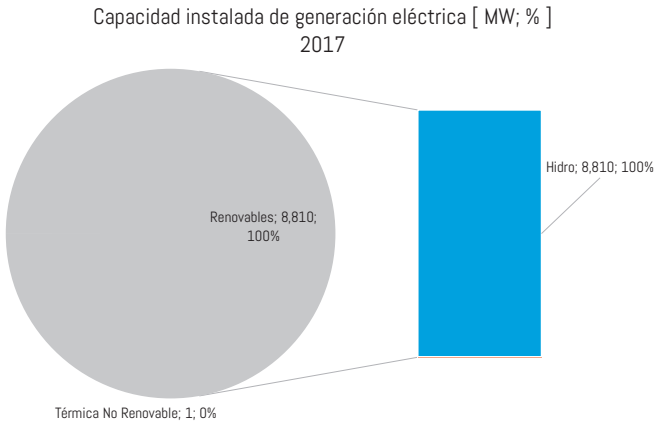
Mbbl	Gm³	Mt
n.a.	n.a.	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

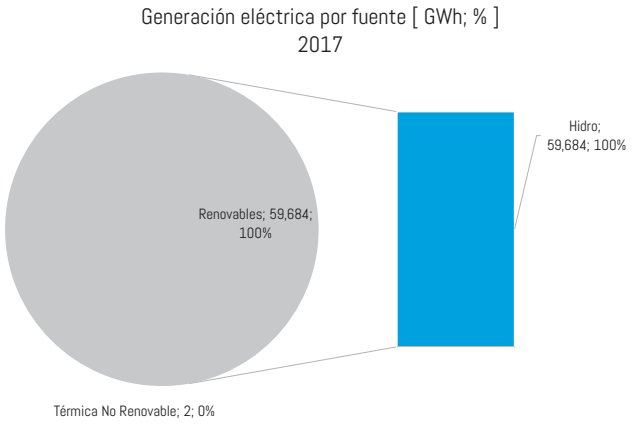
[1] Dirección General de Estadística, Encuestas y Censos.
[2] La refinería de "Villa Elisa" está inactiva pero no ha sido desmantelada, dato correspondiente al año 2005.
Nota: El país actualizó la densidad de la leña a 768.8 kg/m³ con base en estudios recientes y fue aplicado para los años 2016 y 2017.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,662	0.91	99.27	8.20	9.95	2.43	3.82	6.33	7.5 [2]	8.81	0.14 / 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

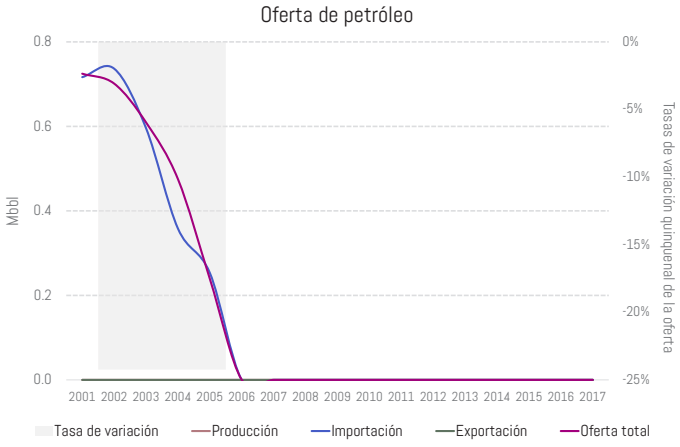
Balance energético resumido 2017



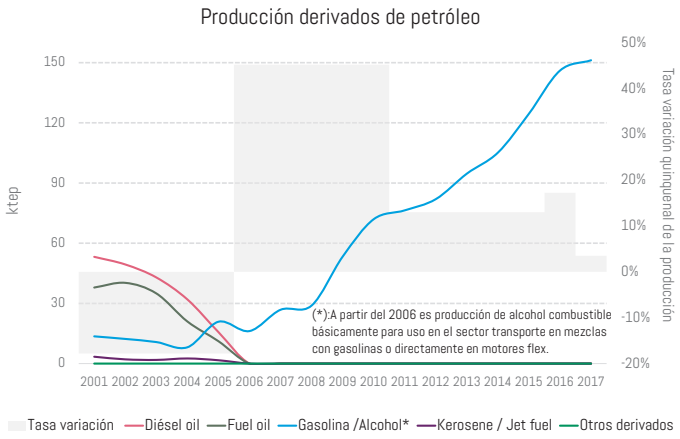


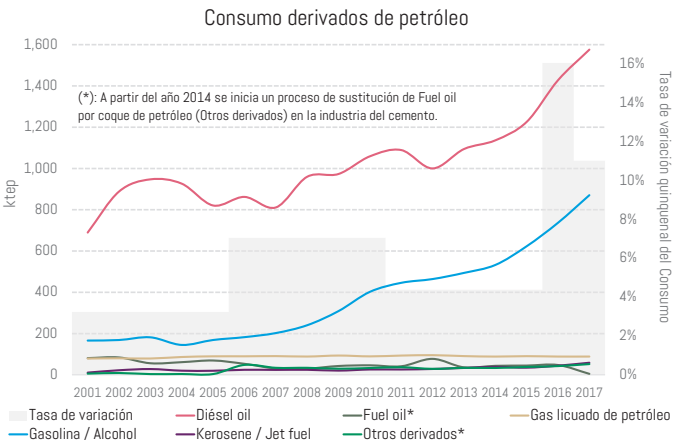


El 15 de diciembre de 2017 la Demanda Máxima de Potencia del Sistema Interconectado Nacional alcanzó 3,135 MW, lo que se constituye en un récord histórico.



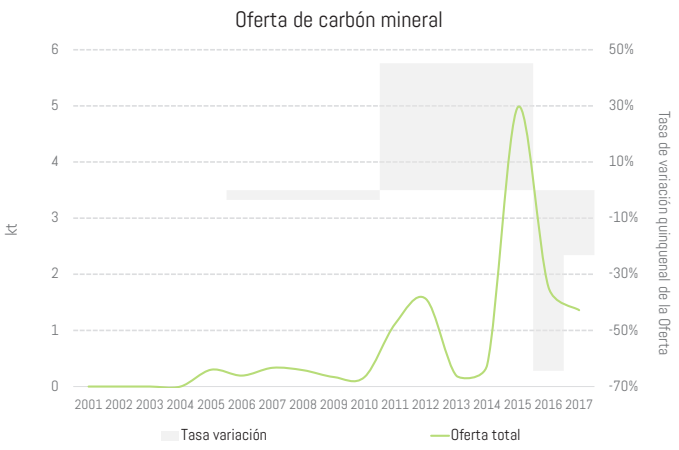
PARAGUAY

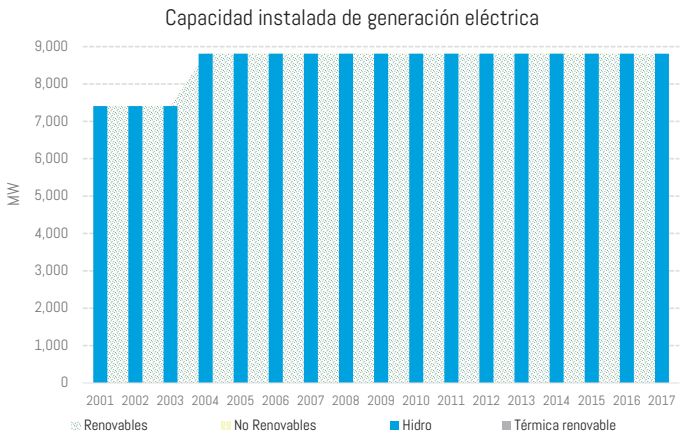


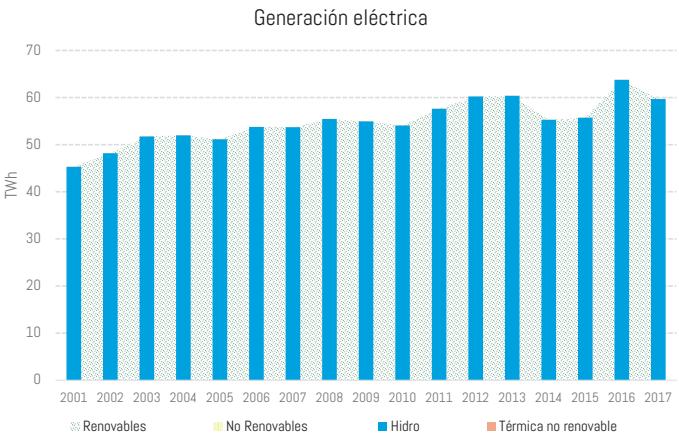


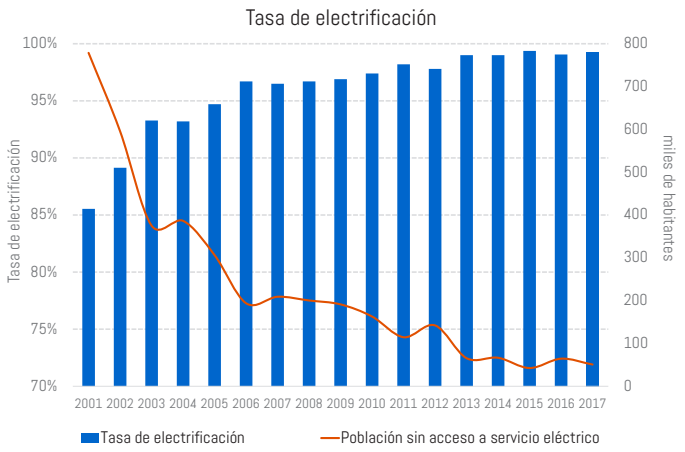
En el 2005 se cerró la Refinería de Villa Elisa, propiedad de la empresa estatal PETROPAR.

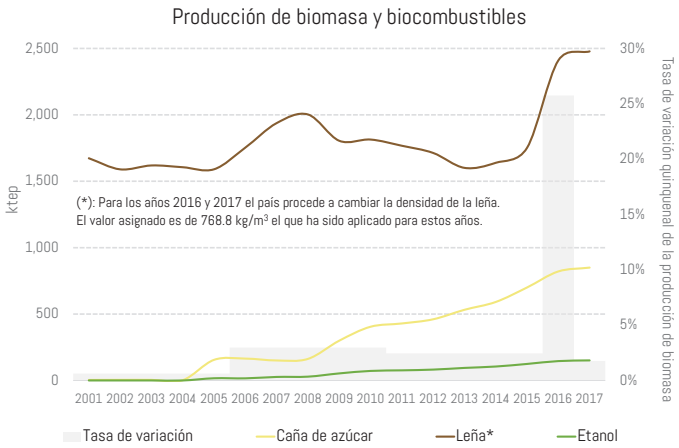
Su capacidad fue de 7.5 kbbl / día.



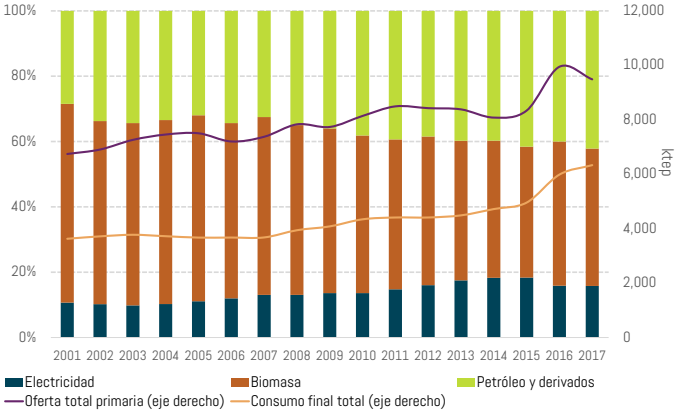




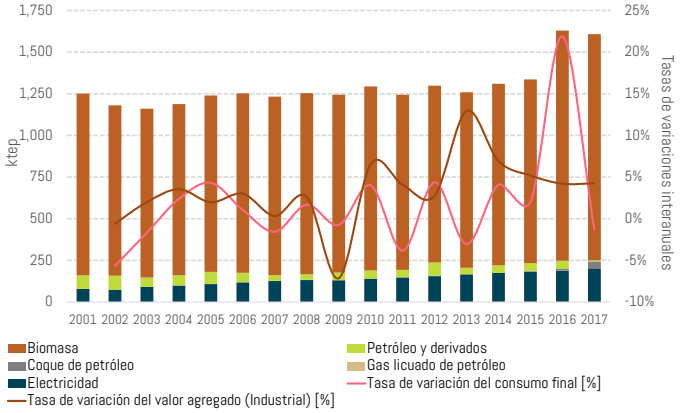




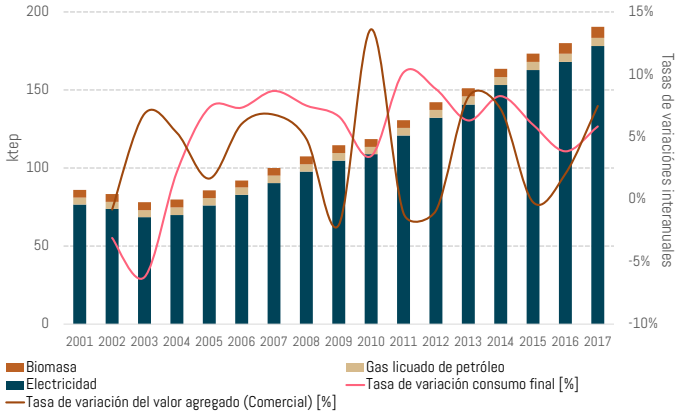
Consumo final de energía por fuente de energía



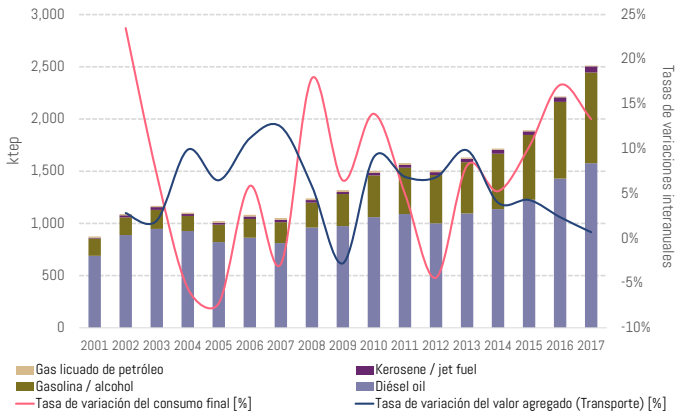
Consumo final del Sector Industrial



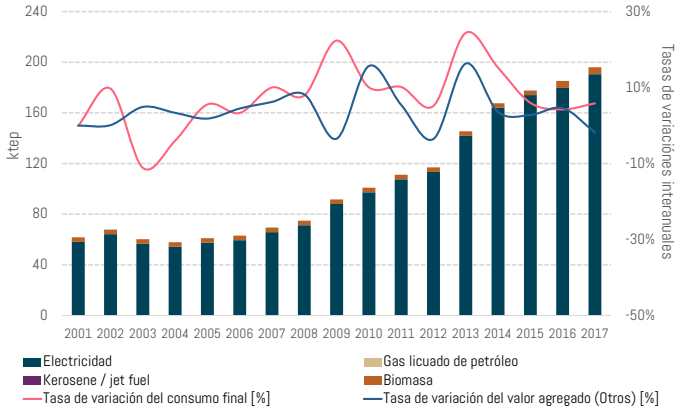
Consumo final del Sector Comercial



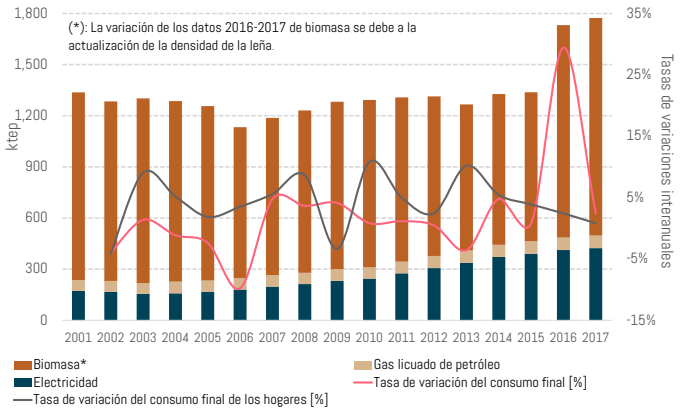
Consumo final del Sector Transporte

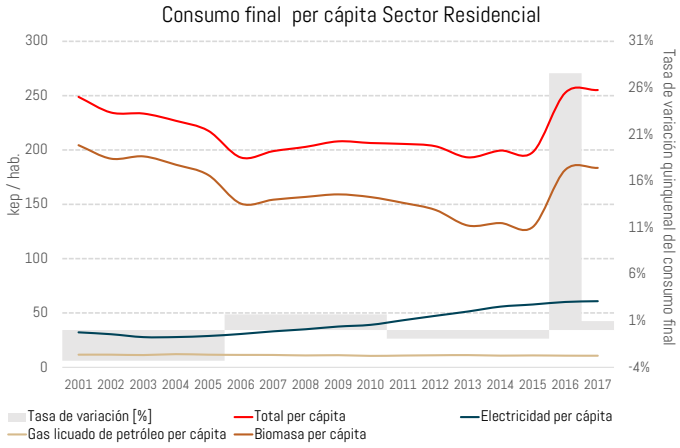


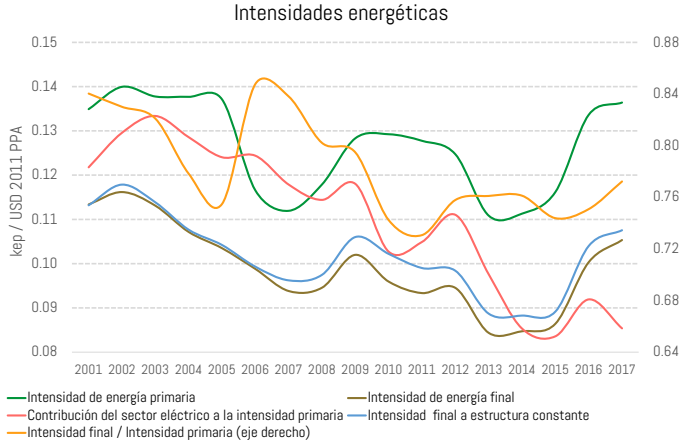
Consumo final del Sector Otros

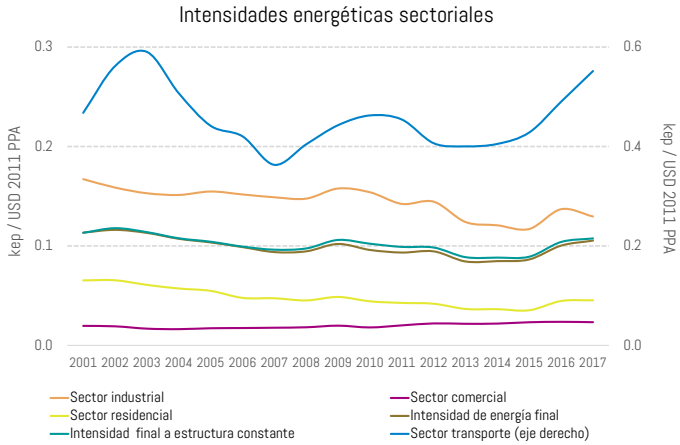


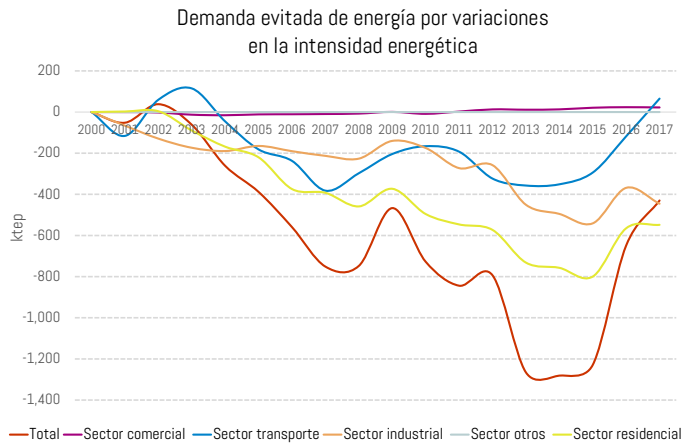
Consumo final del Sector Residencial

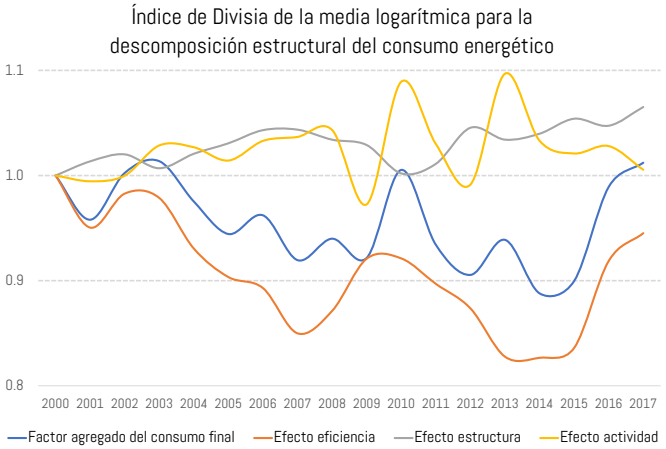


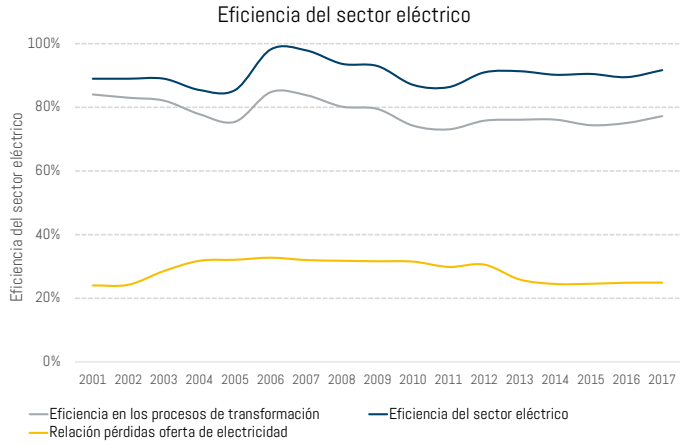

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita

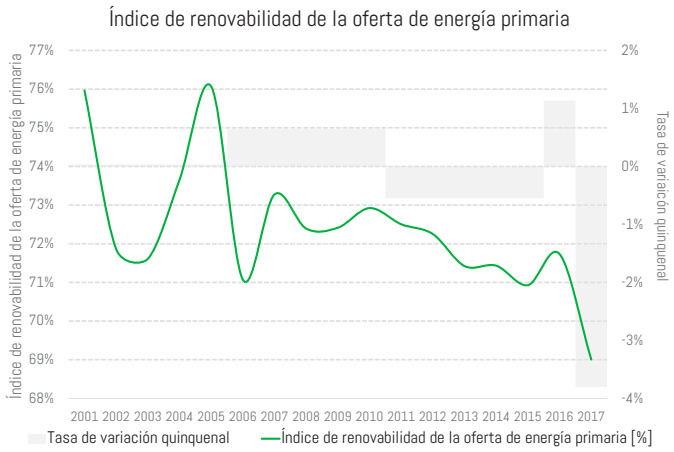

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

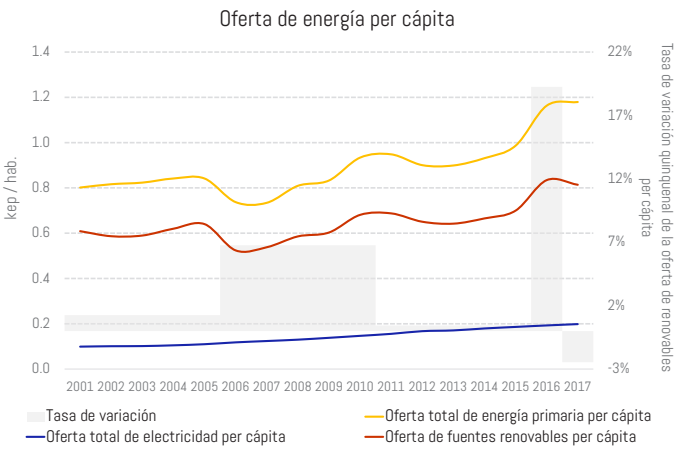

Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

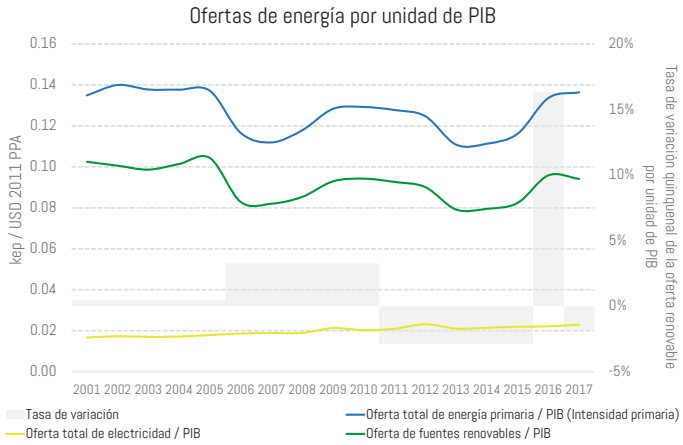

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

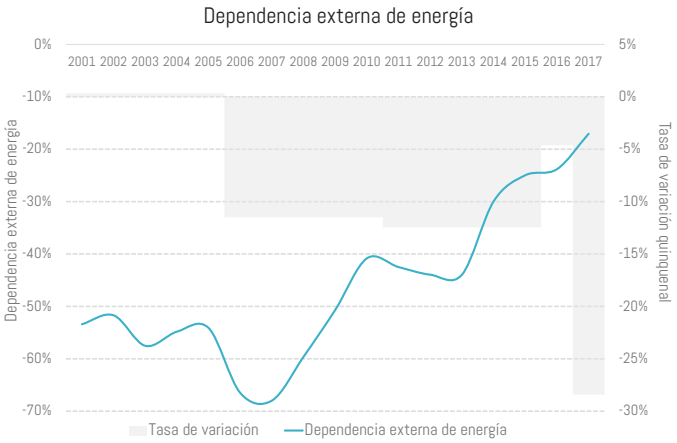

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
Factor agregado del consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad


Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad



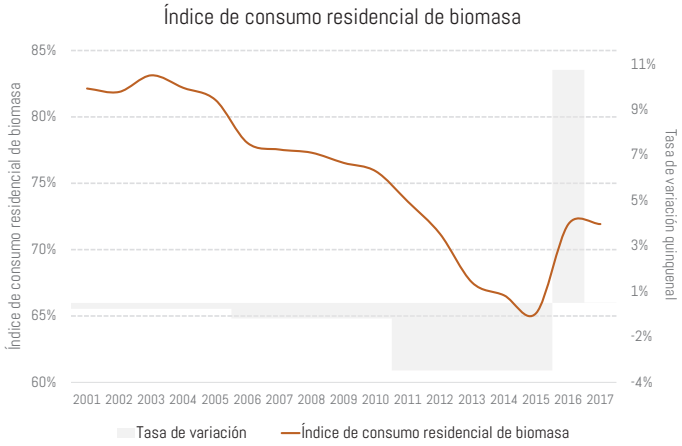




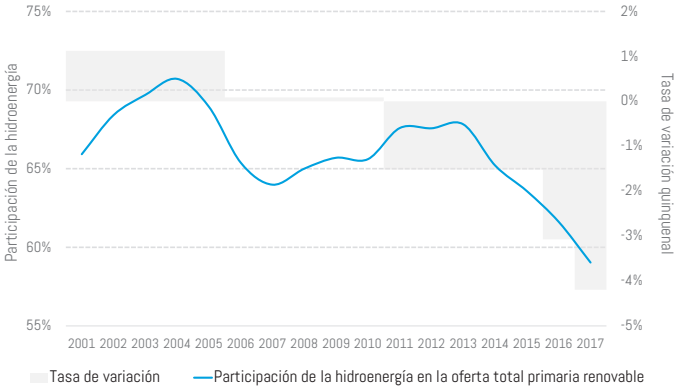


PARAGUAY

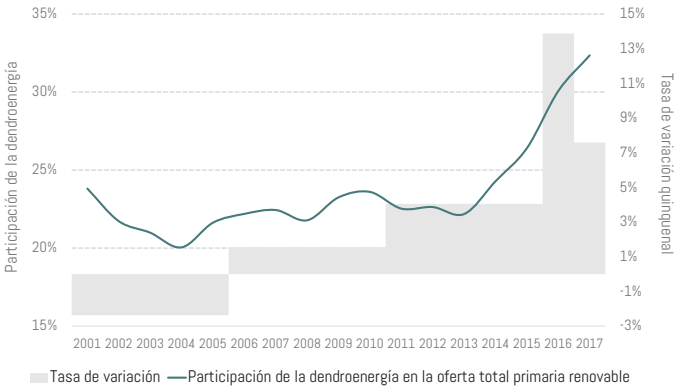
Se inauguró la subestación Juan León Mallorquín 220/23 kV ubicada en el Departamento del Alto Paraná, que permitirá el mejoramiento del suministro de energía eléctrica del Sistema Este y es zona de influencia de la C.H. Itaipú.



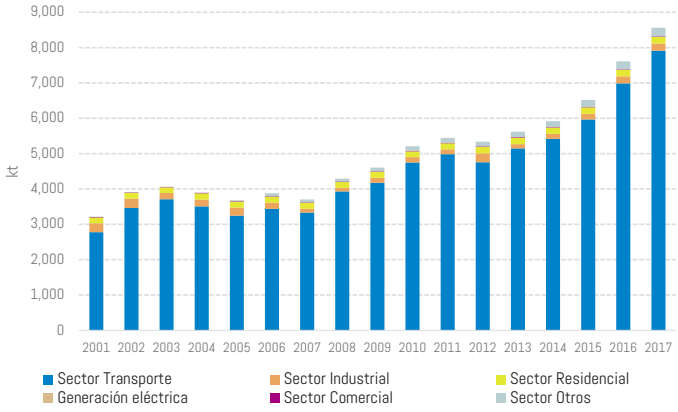
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



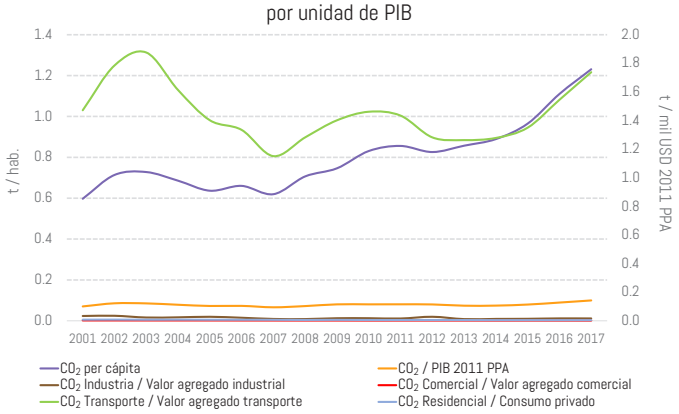
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



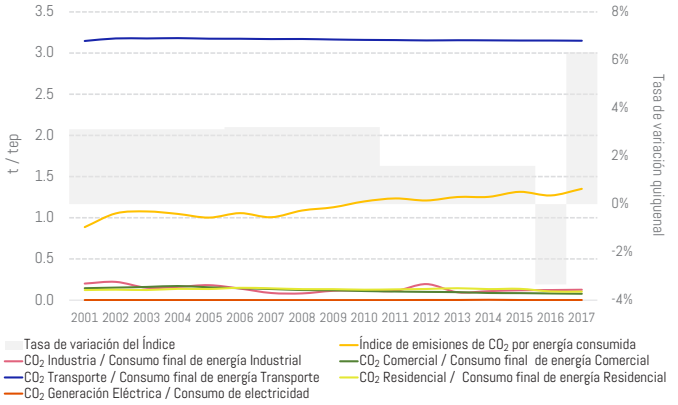
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



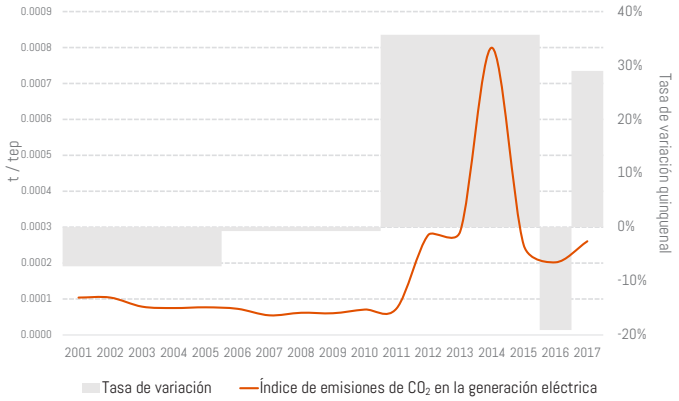
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB



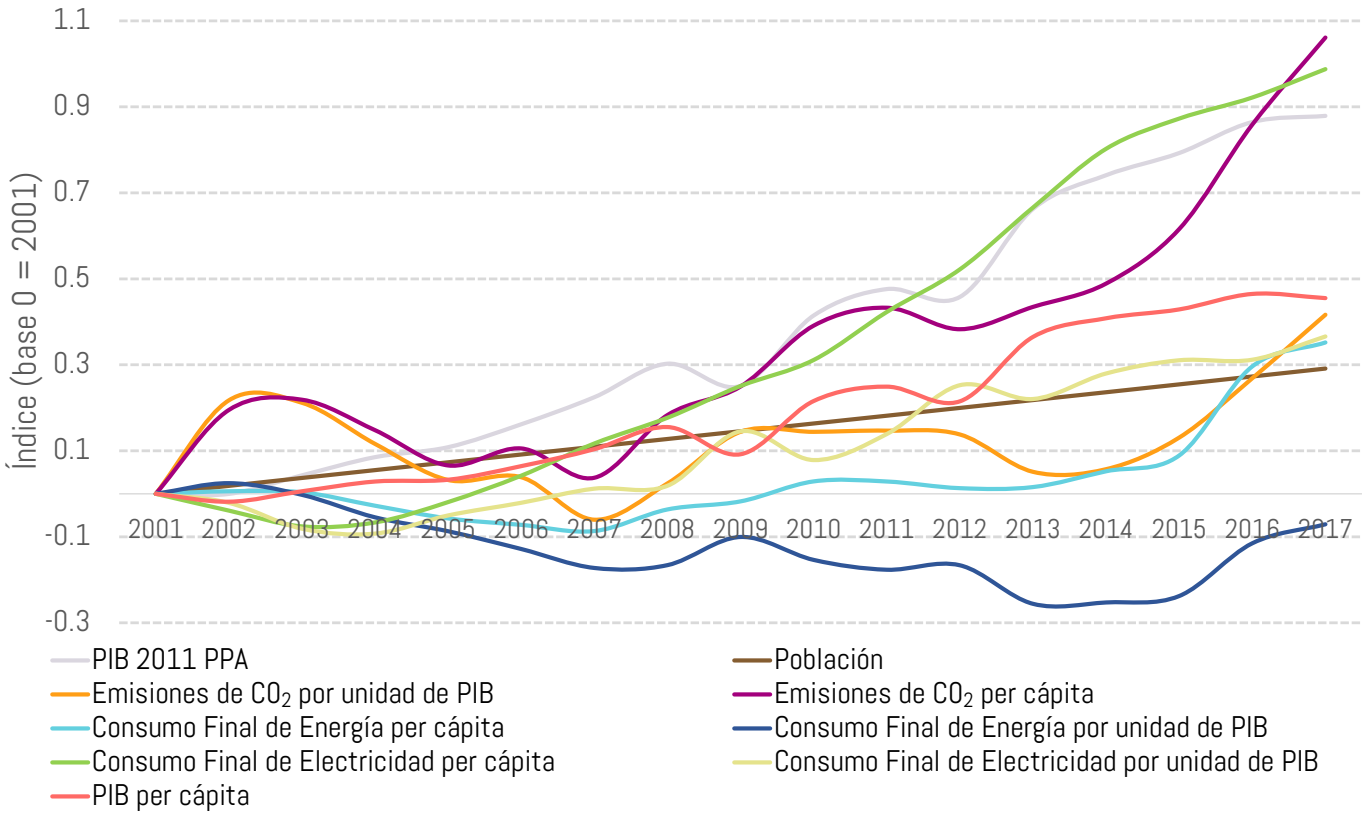
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica



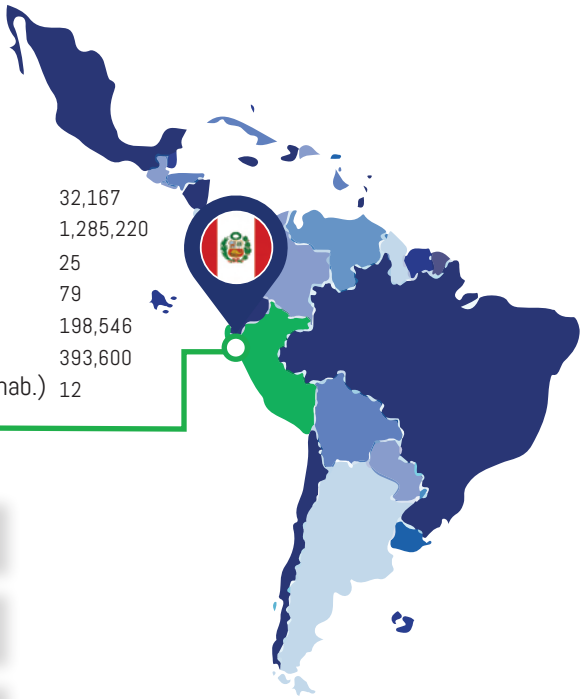
Resumen de los principales indicadores



PERÚ

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	32,167
Superficie (km^2)	1,285,220
Densidad de población (hab. / km^2)	25
Población urbana (%)	79
PIB USD 2010 (MUSD)	198,546
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	393,600
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	12



Sector Energético 2016

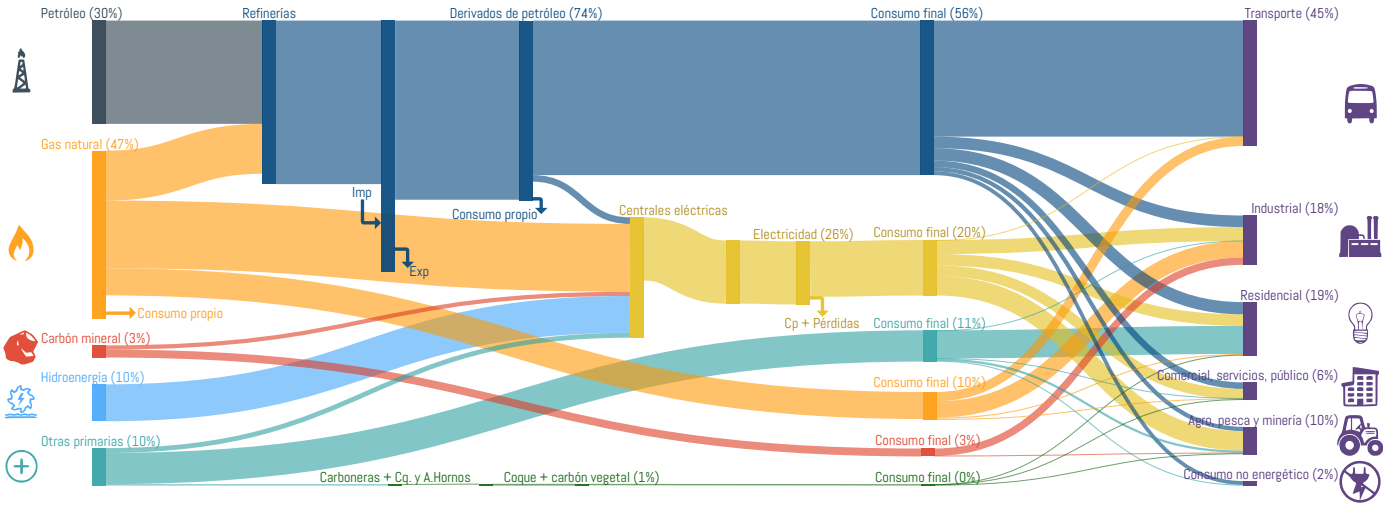
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 9.05
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 3.56
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 3.86
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 1.27
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 2.30

Mbbl	Gm^3	Mt
435	456	7
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

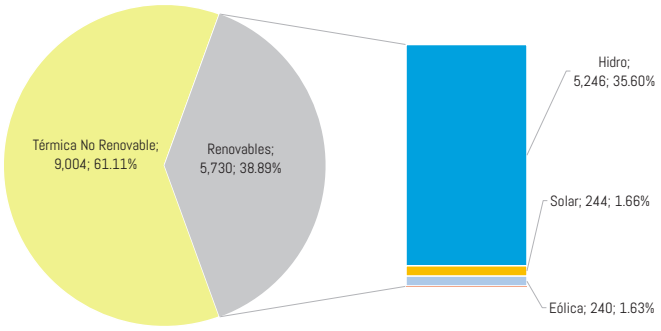
* Datos correspondientes al año 2017.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,447	0.62	96.00 *	25.92	30.76	11.25	11.36	19.54	198	14.73 *	0.07 / 0.05
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

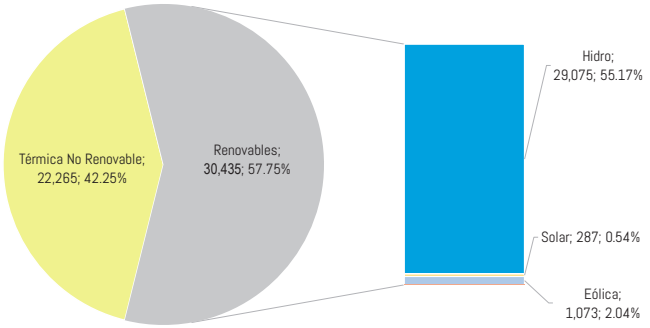
Balance energético resumido 2016



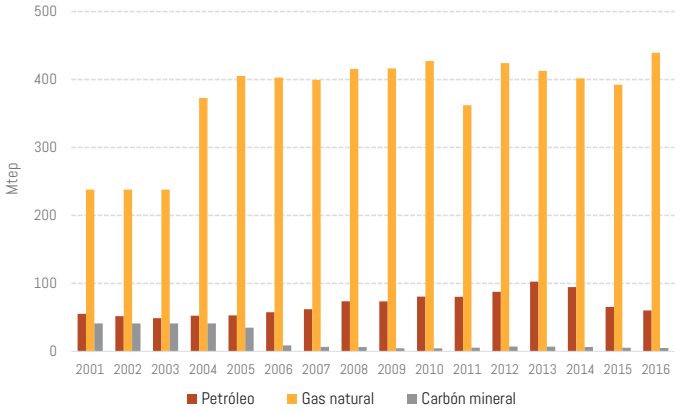
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



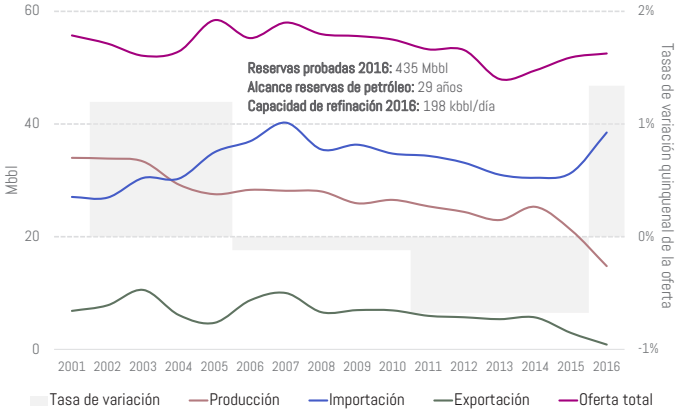
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



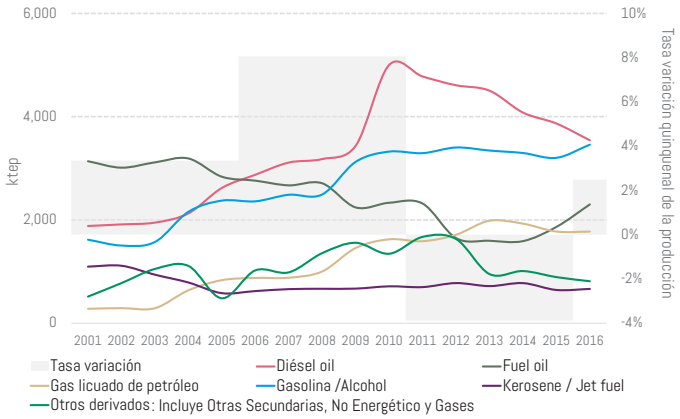
Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral



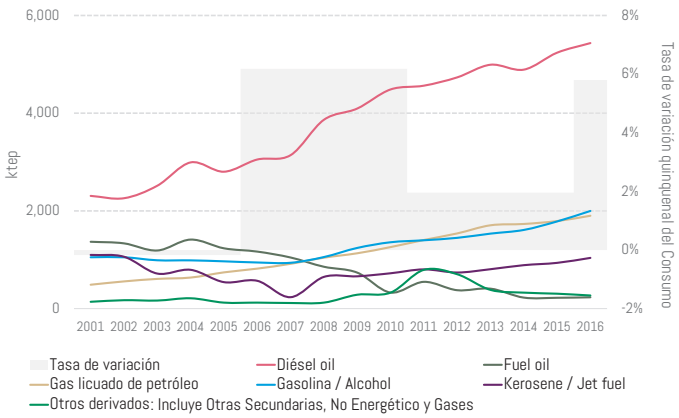
Oferta de petróleo

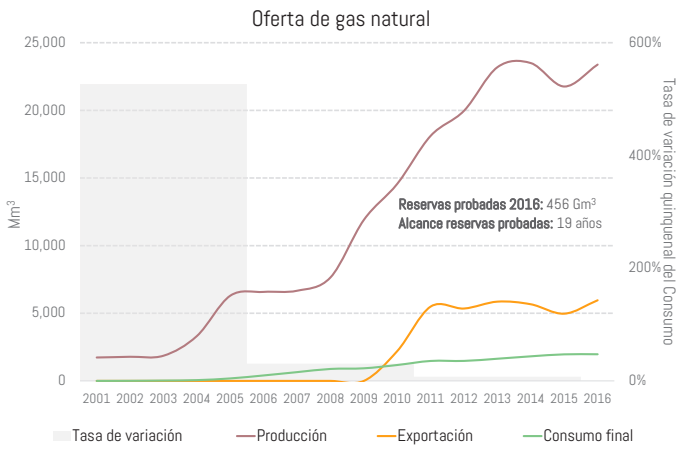


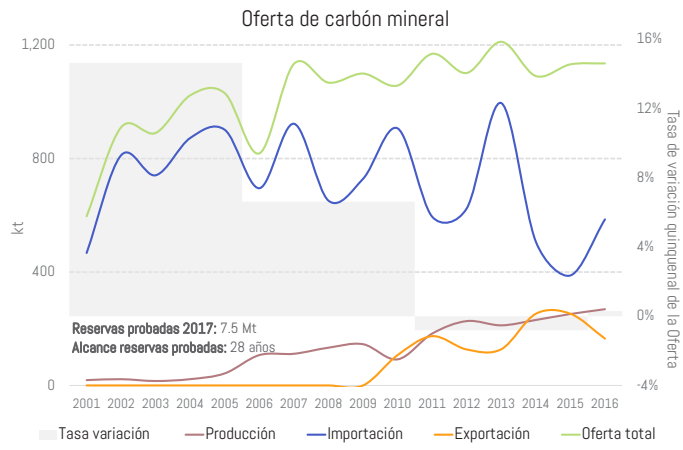
Producción derivados de petróleo

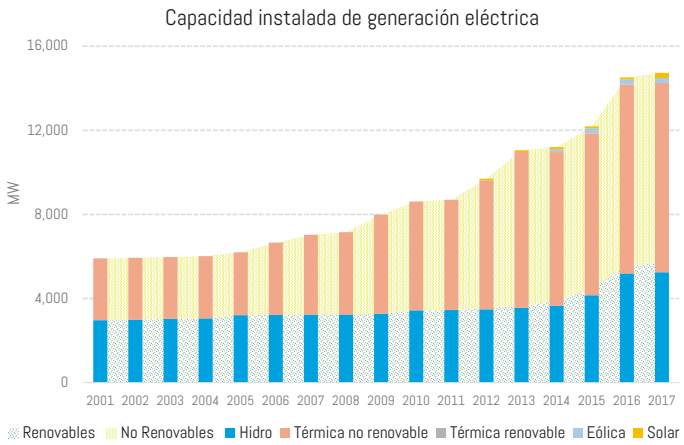


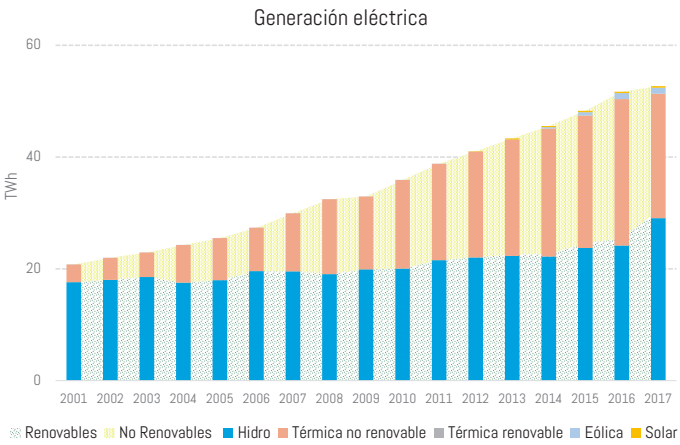
Consumo derivados de petróleo

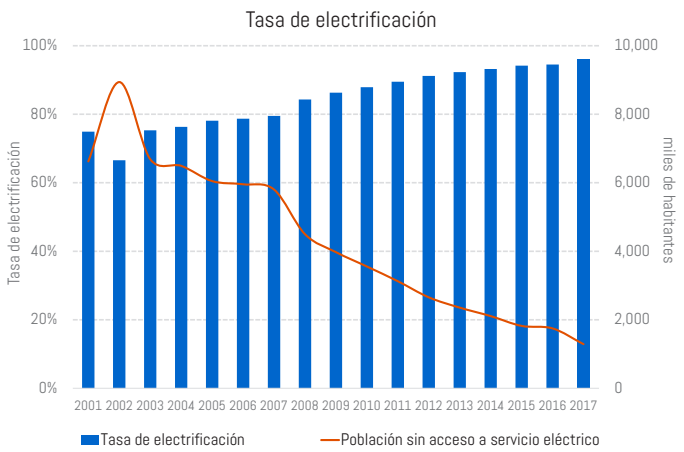


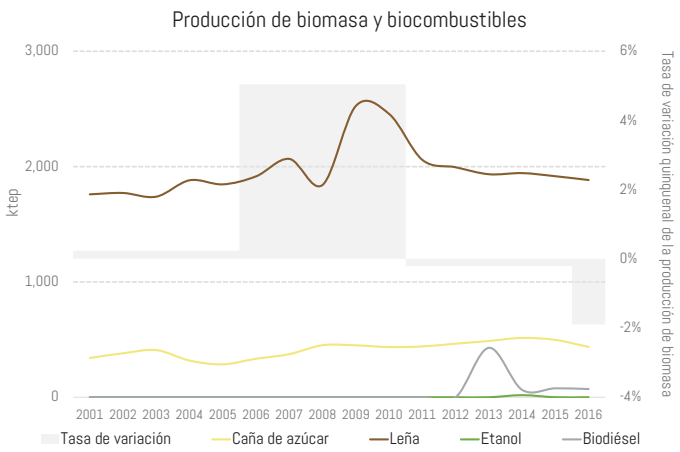

Oferta de gas natural
Mm³
Tasa de variación quinquenal de Consumo
Reservas probadas 2016: 456 Gm³
Alcance reservas probadas: 19 años
Tasa de variación
Producción
Exportación
Consumo final


Oferta de carbón mineral
kt
Tasa de variación quinquenal de la Oferta
Reservas probadas 2017: 7.5 Mt
Alcance reservas probadas: 28 años
Tasa variación
Producción
Importación
Exportación
Oferta total

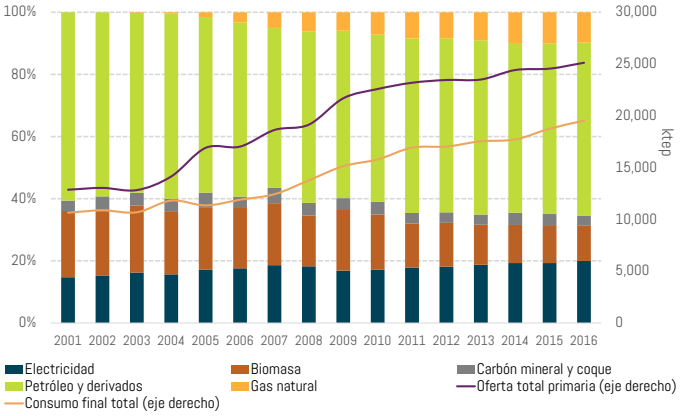

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Eólica
Solar


Generación eléctrica
TWh
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Eólica
Solar

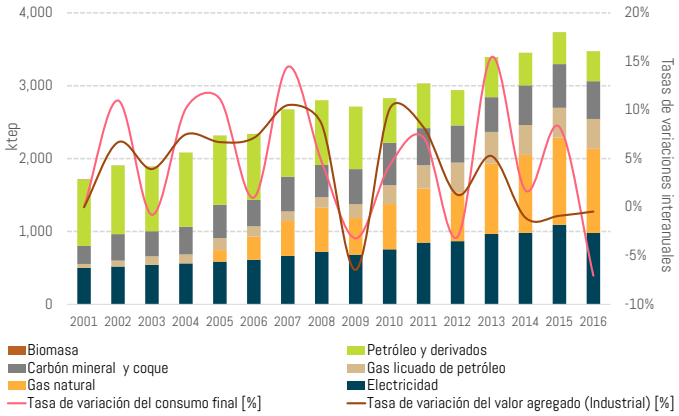

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico


Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Caña de azúcar
Leña
Etanol
Biodiésel

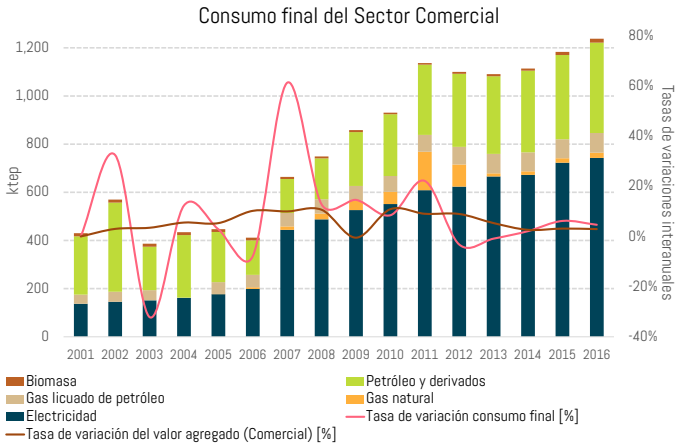
Consumo final de energía por fuente de energía



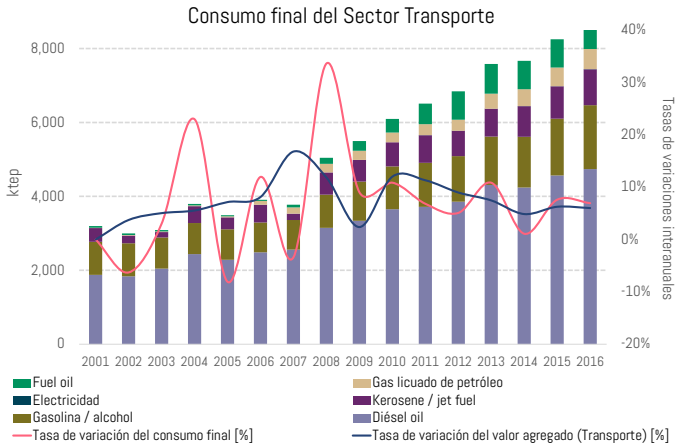
Consumo final del Sector Industrial



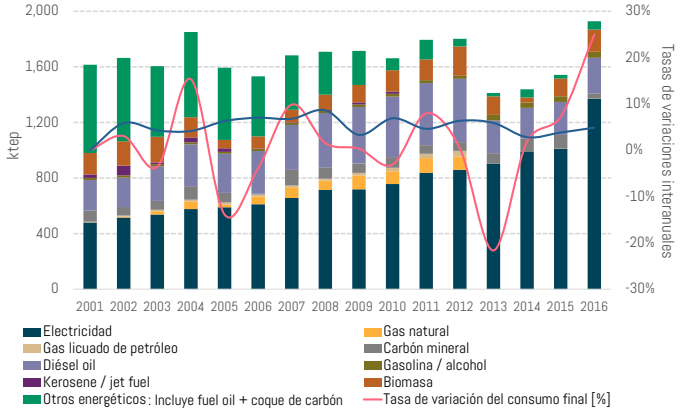
Consumo final del Sector Comercial



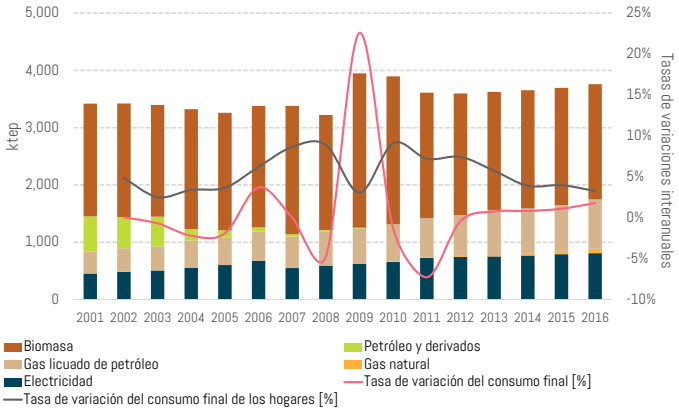
Consumo final del Sector Transporte



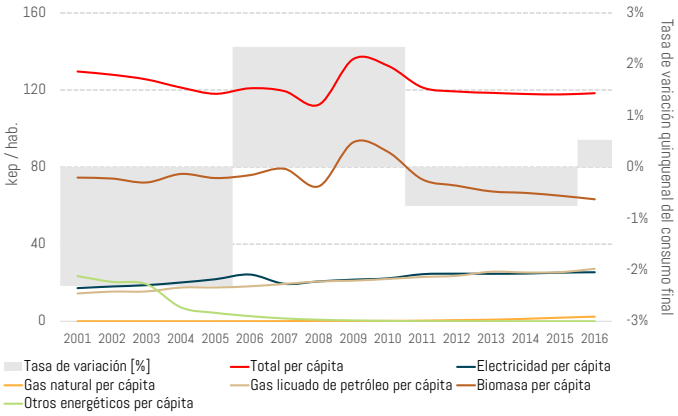
Consumo final del Sector Otros



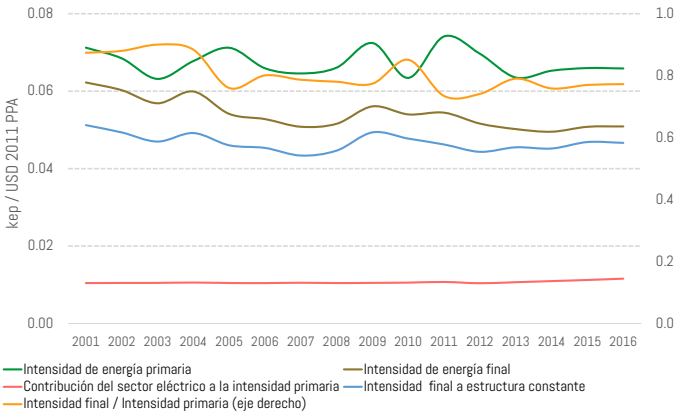
Consumo final del Sector Residencial



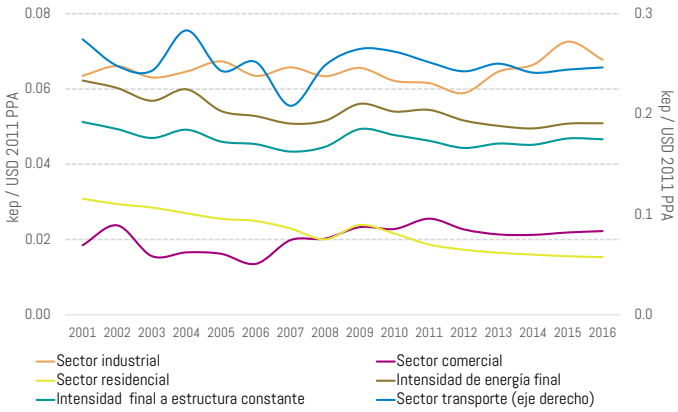
Consumo final per cápita Sector Residencial



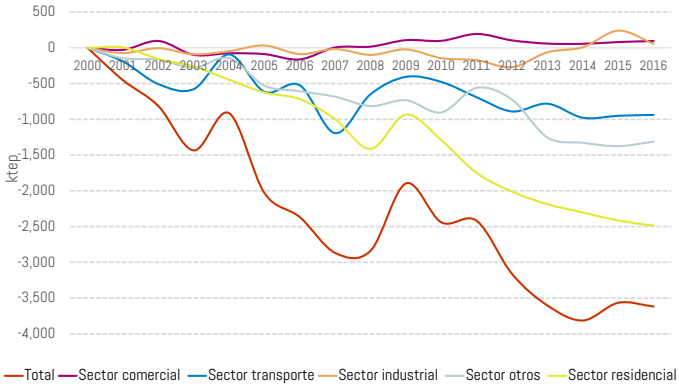
Intensidades energéticas



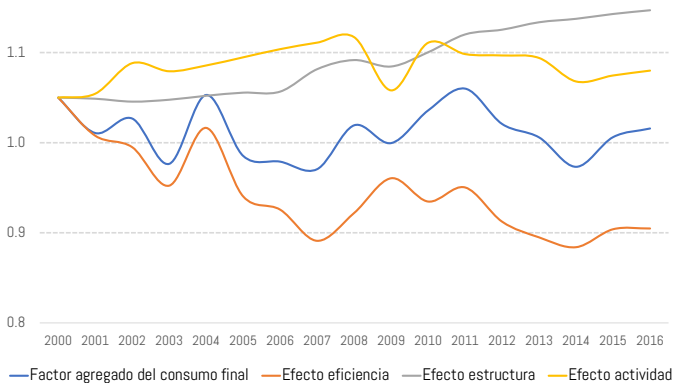
Intensidades energéticas sectoriales



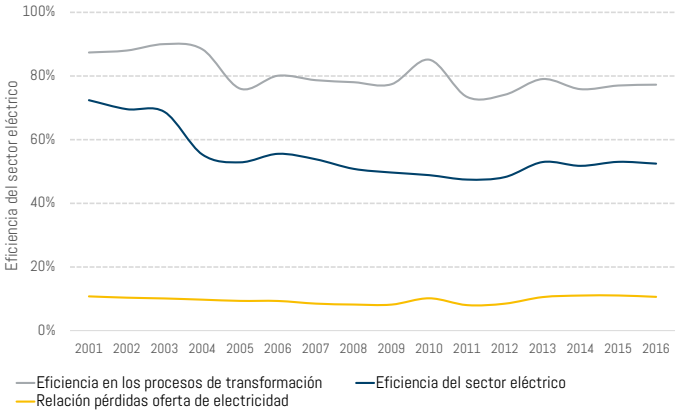
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética

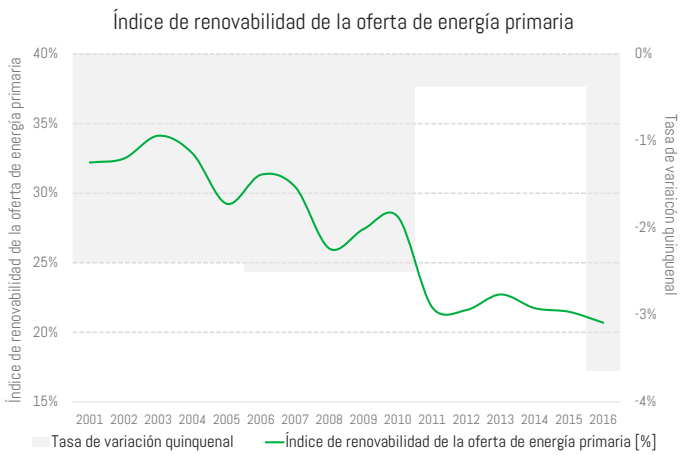


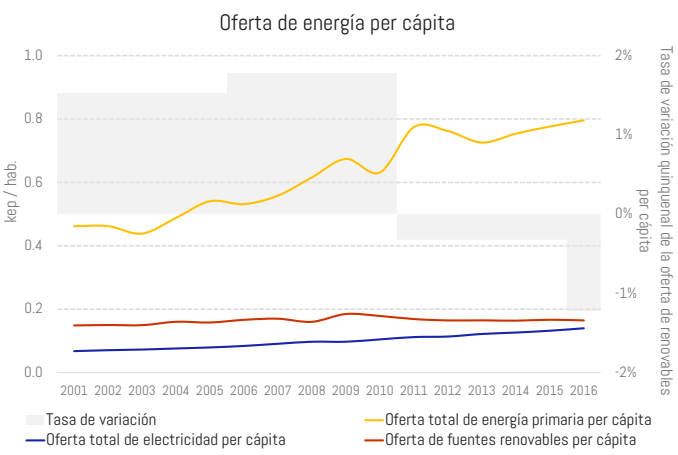
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

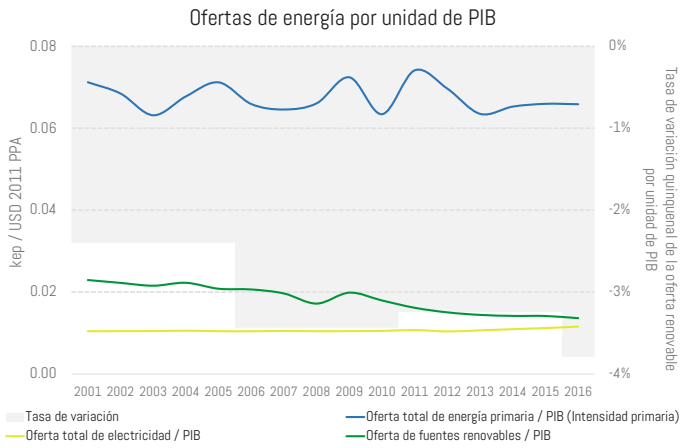


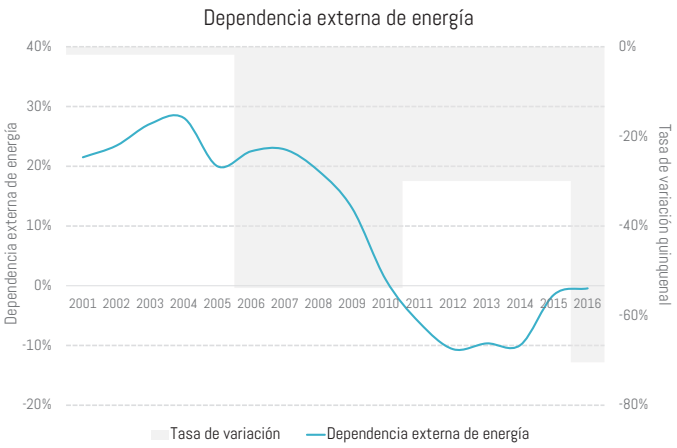
Eficiencia del sector eléctrico

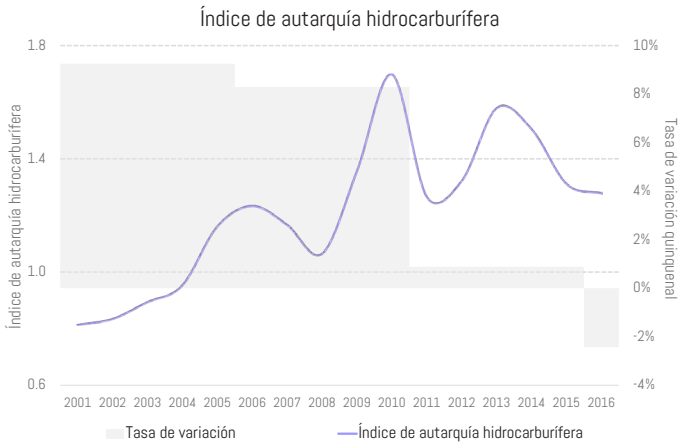


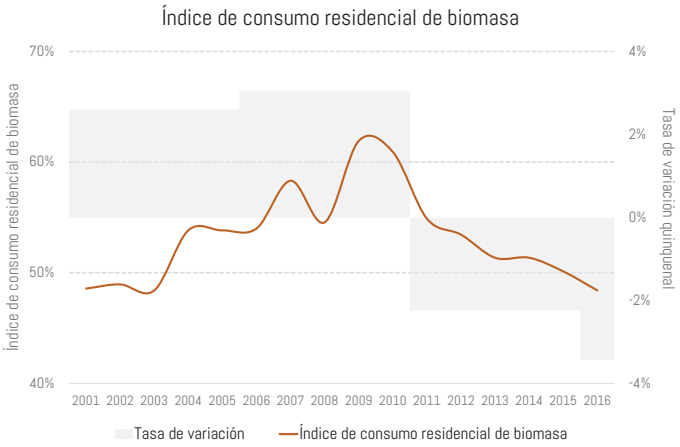

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]


Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

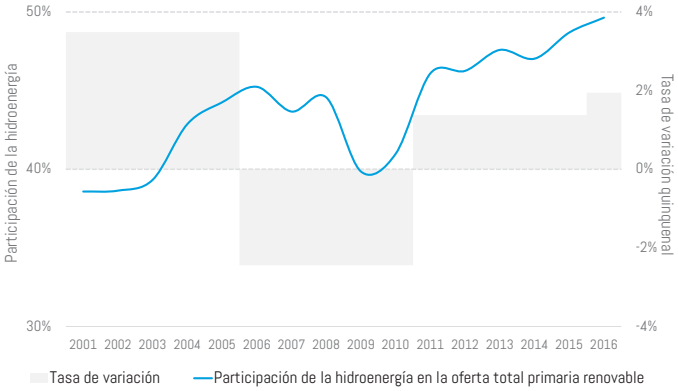

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB


Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

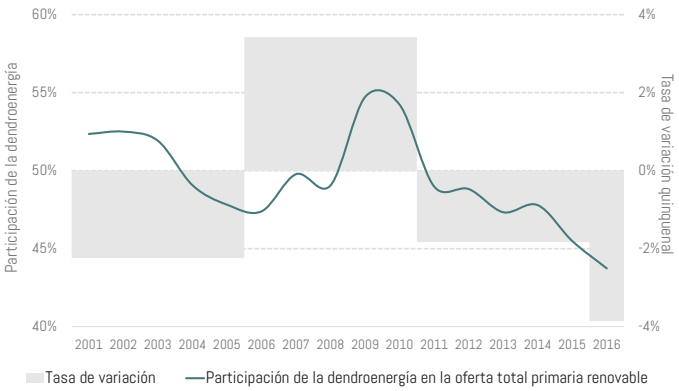

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera


Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa

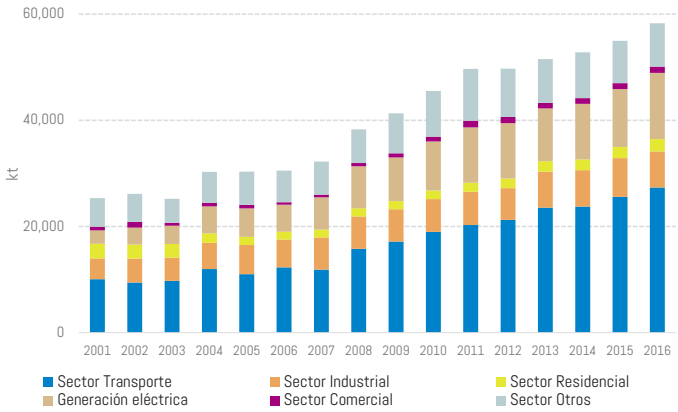
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



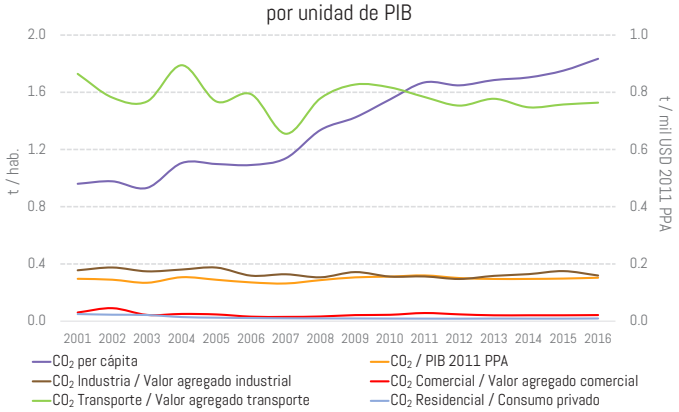
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



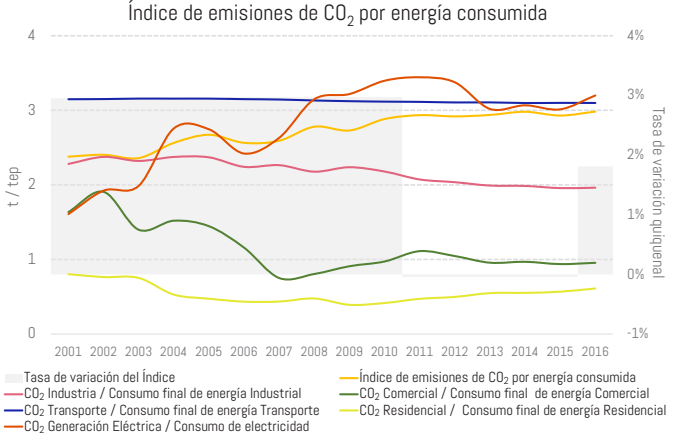
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



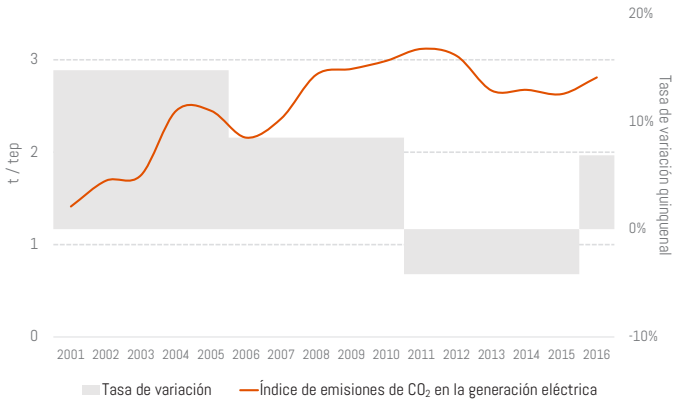
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

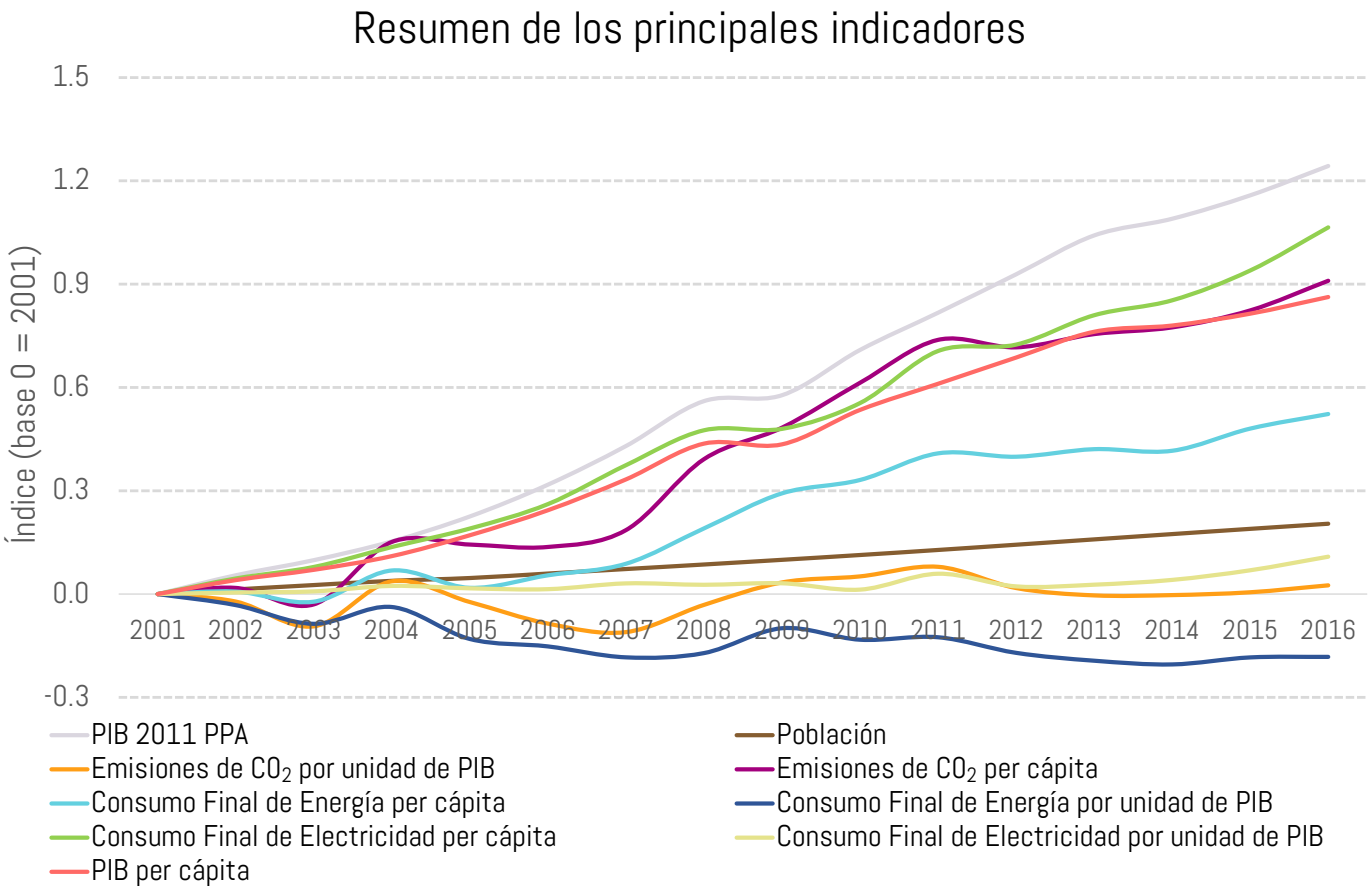


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

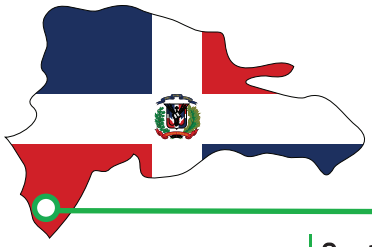


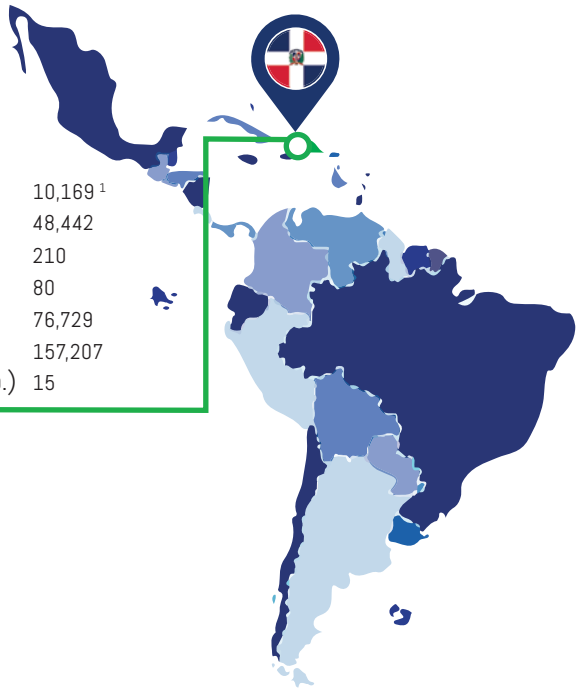
Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica




Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
1.5
1.2
0.9
0.6
0.3
0.0
-0.3
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

REPÚBLICA DOMINICANA





Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	10,169 [1]
Superficie (km^2)	48,442
Densidad de población (hab. / km^2)	210
Población urbana (%)	80
PIB USD 2010 (MUSD)	76,729
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	157,207
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	15

Sector Energético

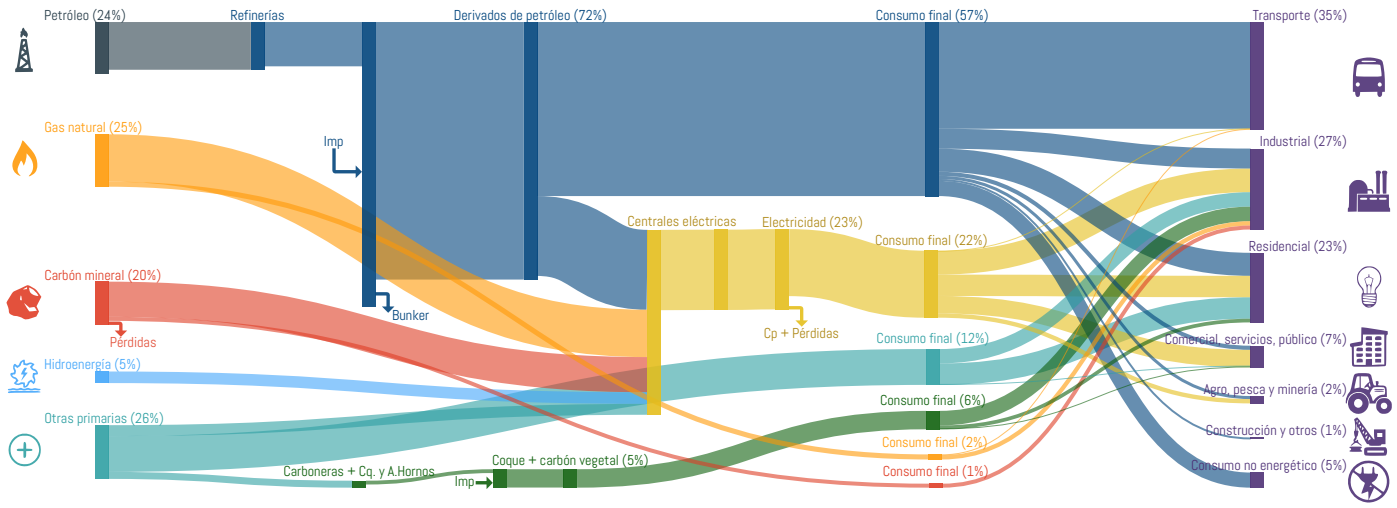
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 2.20
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.65
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 1.42
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.44
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.50

Mbbl	Gm^3	Mt
n.a.	n.a.	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

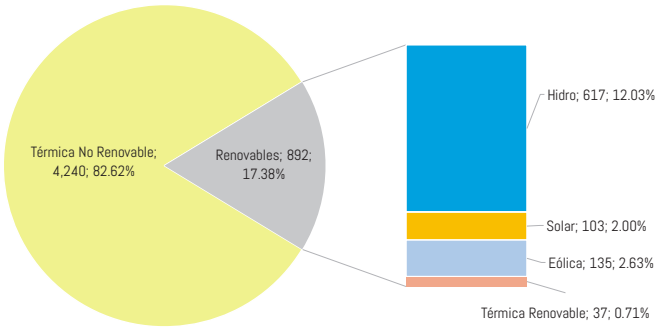
[1] Oficina Nacional de Estadística.
[2] Exportaciones incluye búnker de AVTUR.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
1,562	0.61	97.25	8.95	1.33	8.19	0.59 [2]	6.21	34	5.13	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 2017

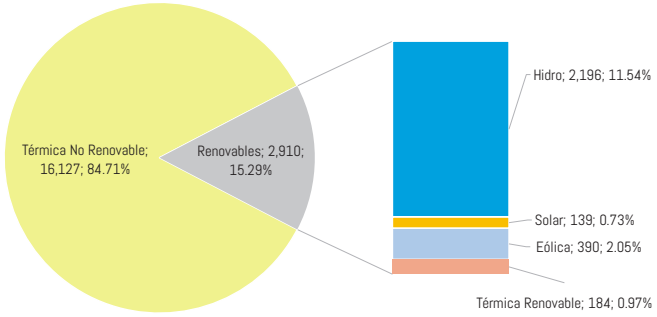


Capacidad instalada de generación eléctrica* [MW; %]
2017



(*): Corresponde a capacidad instalada nominal nacional.

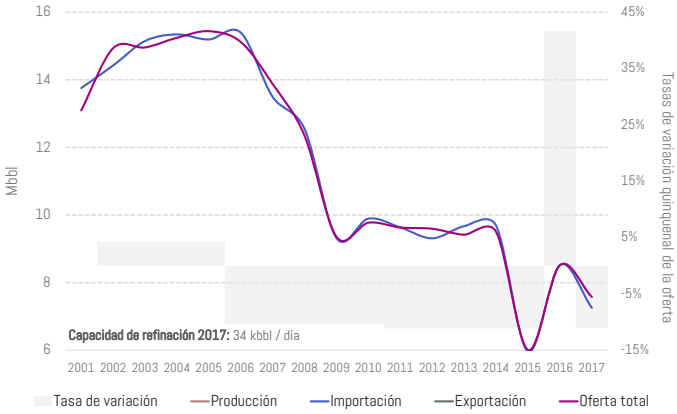
Generación eléctrica por fuente* [GWh; %]
2017



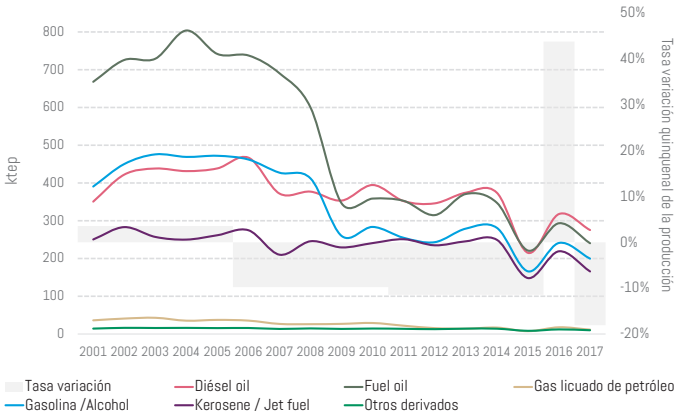
(*): Corresponde a generación bruta nacional.

En junio 2017, se inauguró la planta Los Mina VII, de la generadora Dominican Power Partner de AES Dominicana, aportando al sistema eléctrico nacional con 114 MW de energía limpia y se convirtió en la mayor central del país, con 324 MW (gas natural), hasta la entrada de Punta Catalina al final del 2018, con una capacidad bruta de 752 MW (carbón mineral).

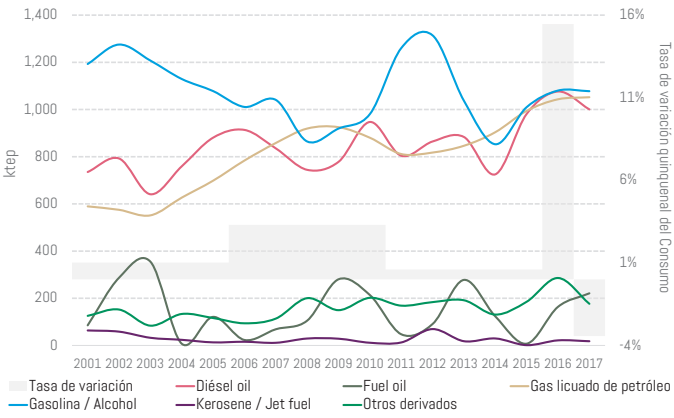
Oferta de petróleo

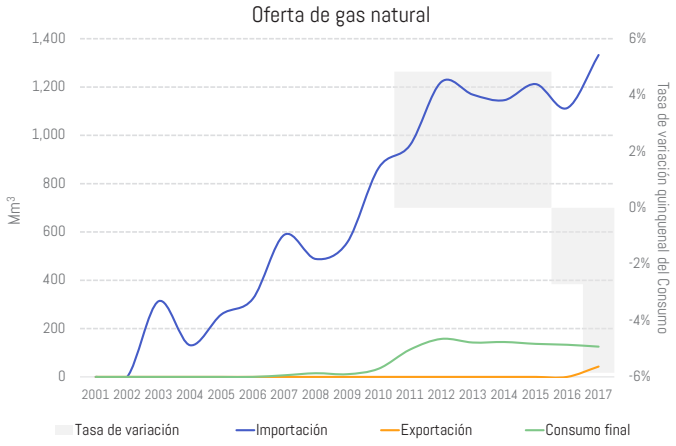


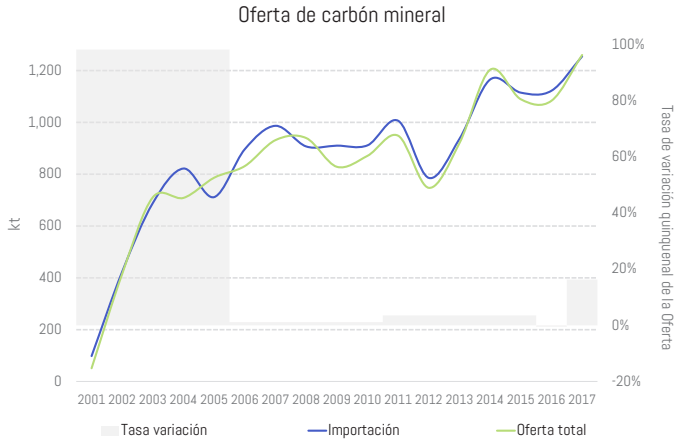
Producción derivados de petróleo

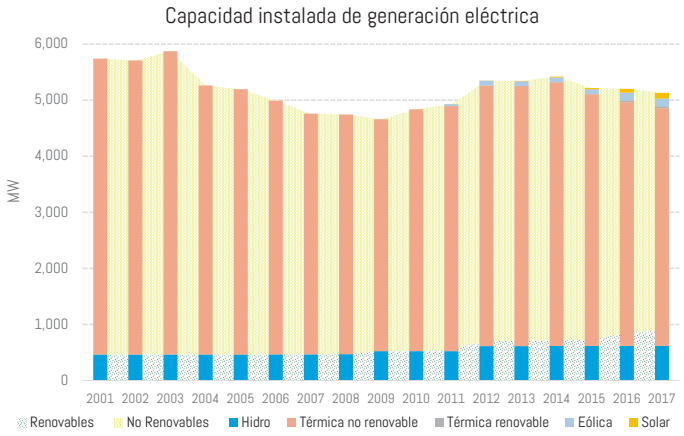


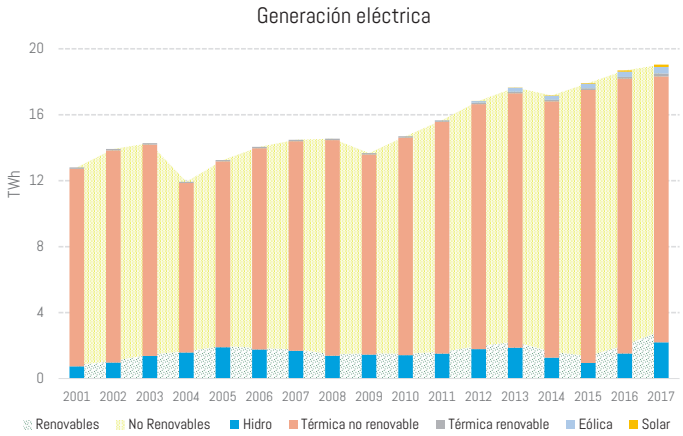
Consumo derivados de petróleo

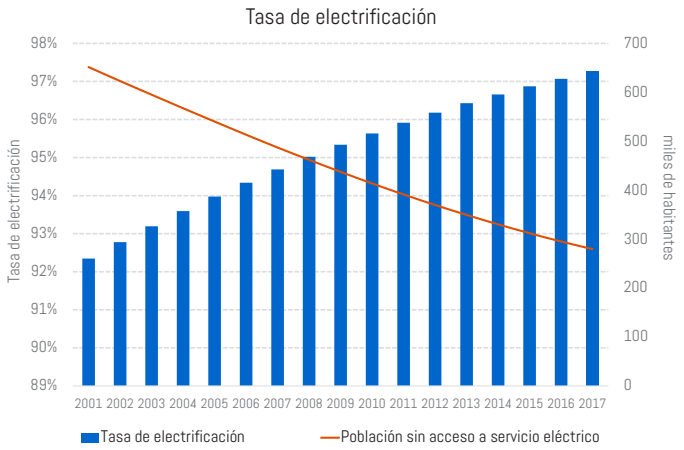


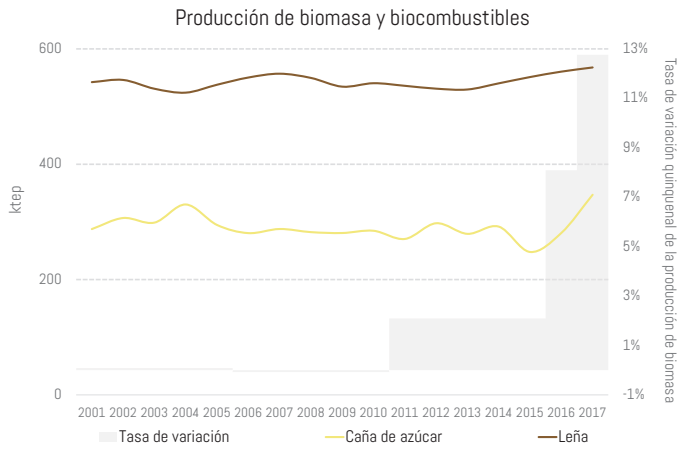




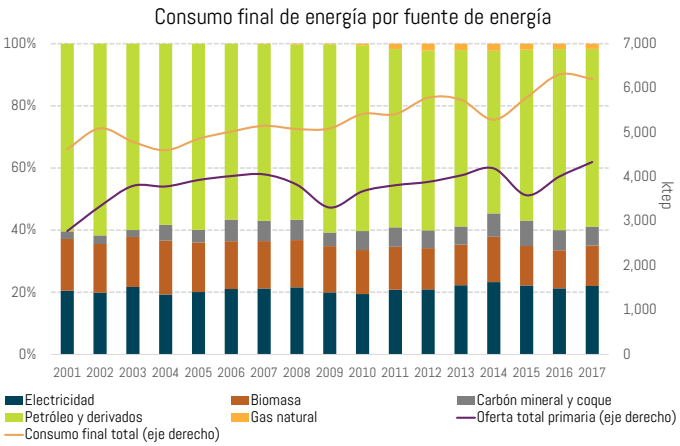


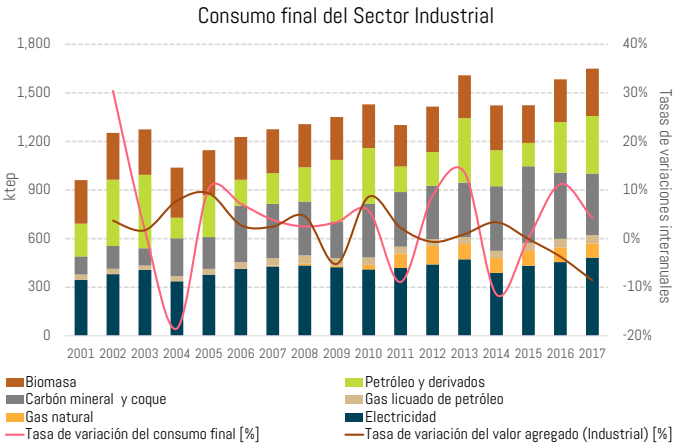


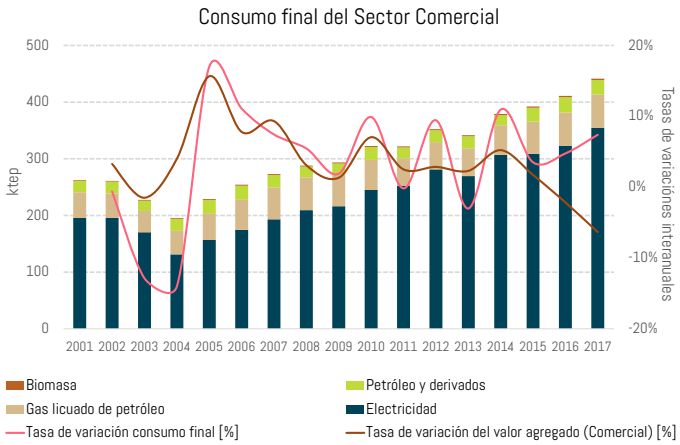


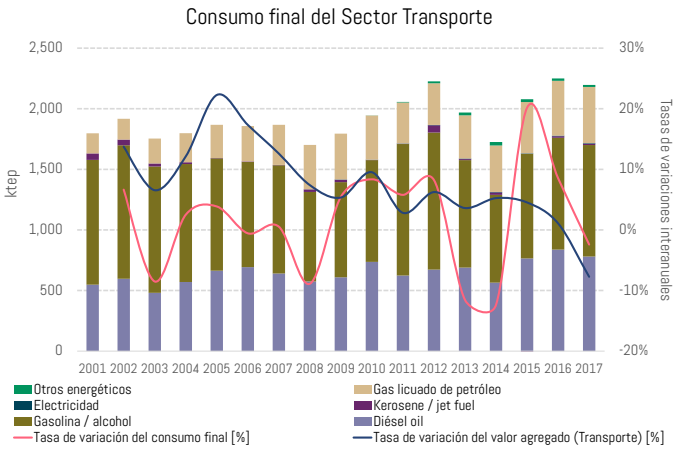


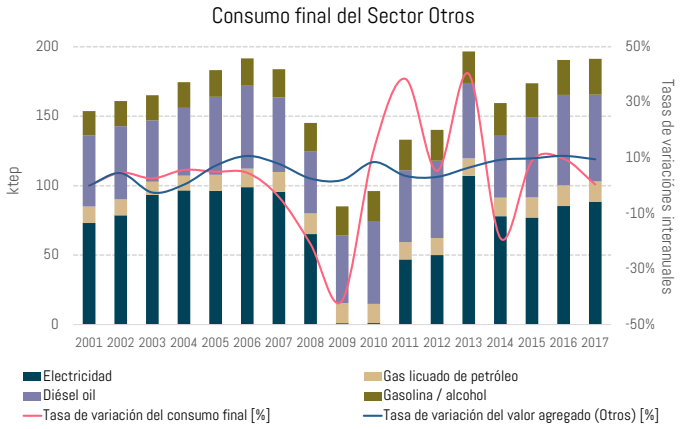
REPÚBLICA DOMINICANA

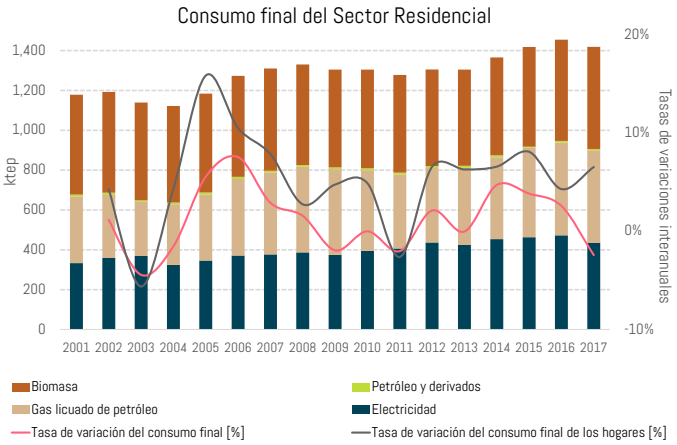

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
Electricidad
Biomasa
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)


Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

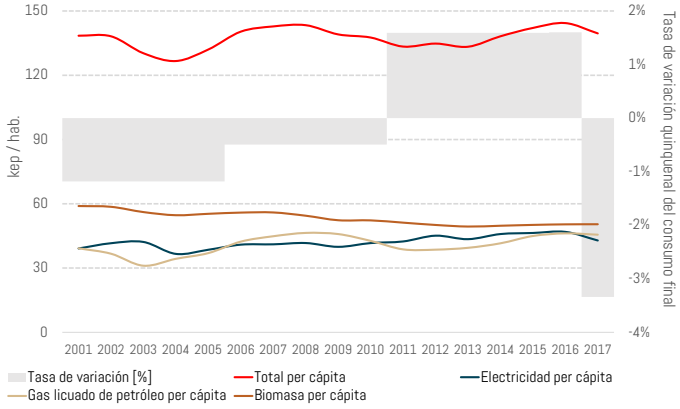

Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]


Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Otros energéticos
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

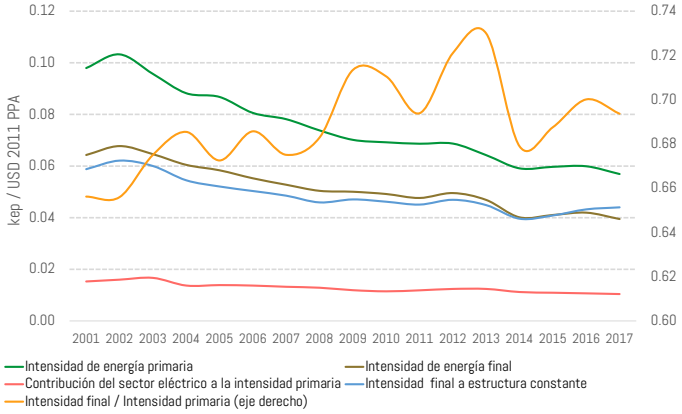

Consumo final del Sector Otros
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Diésel oil
Gasolina / alcohol
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]


Consumo final del Sector Residencial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

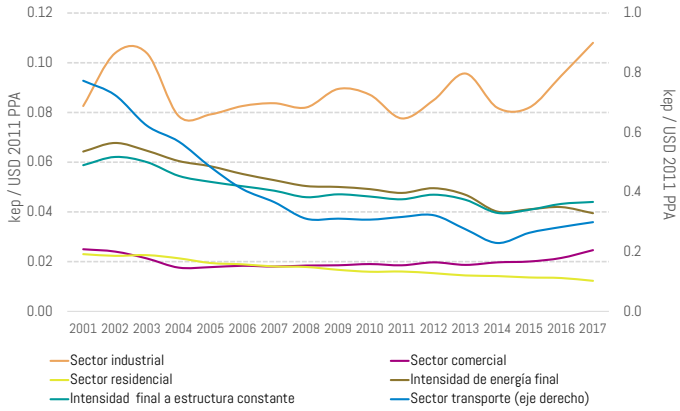
Consumo final per cápita Sector Residencial



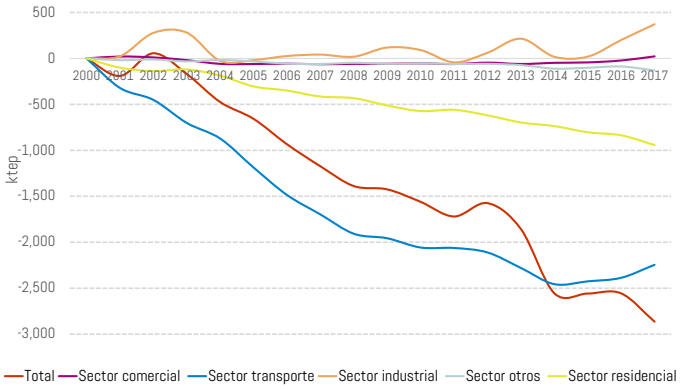
Intensidades energéticas



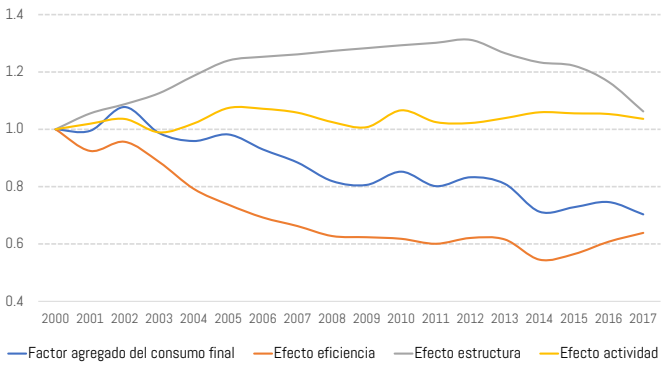
Intensidades energéticas sectoriales



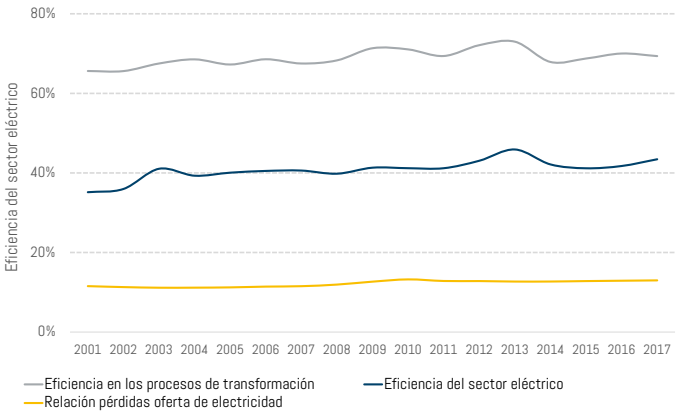
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



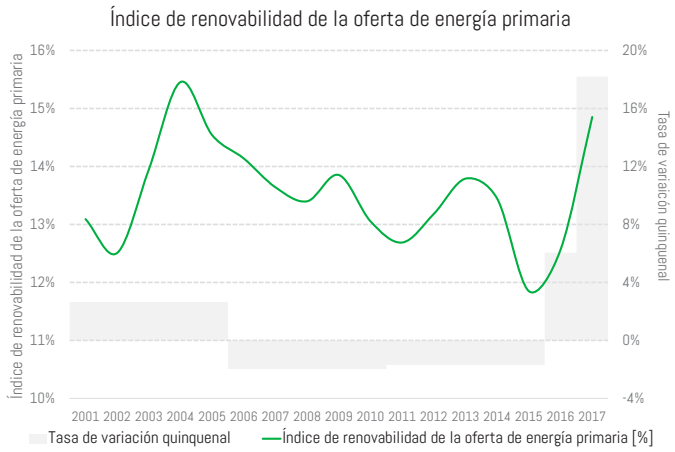
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético

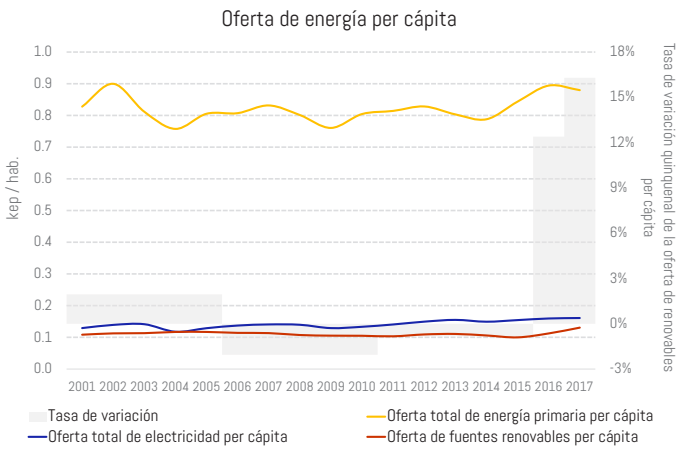


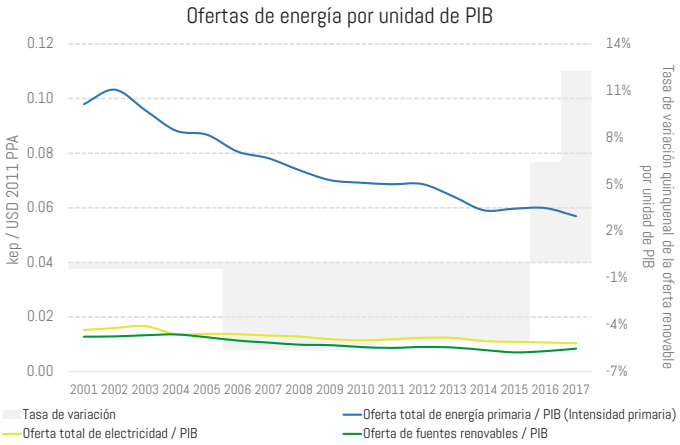
Eficiencia del sector eléctrico

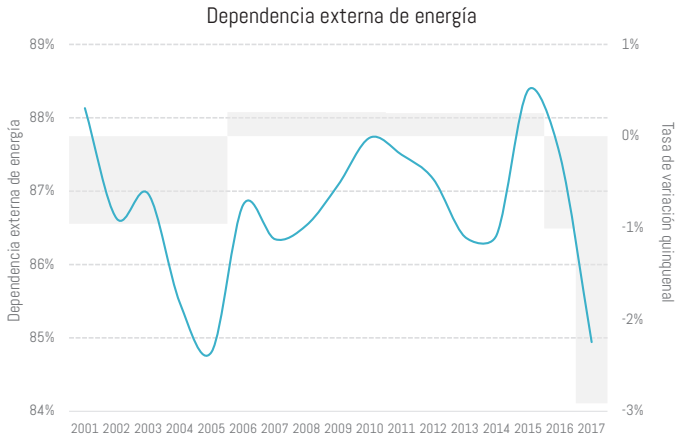


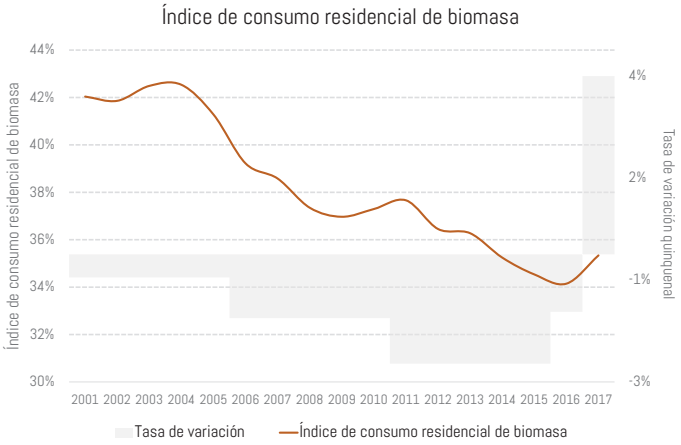
REPÚBLICA DOMINICANA

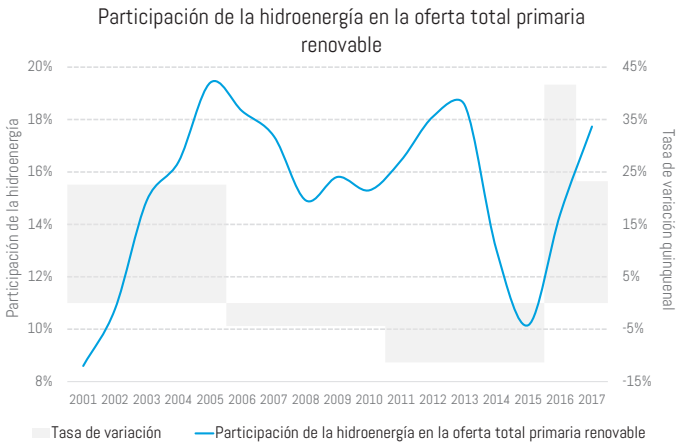

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]


Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

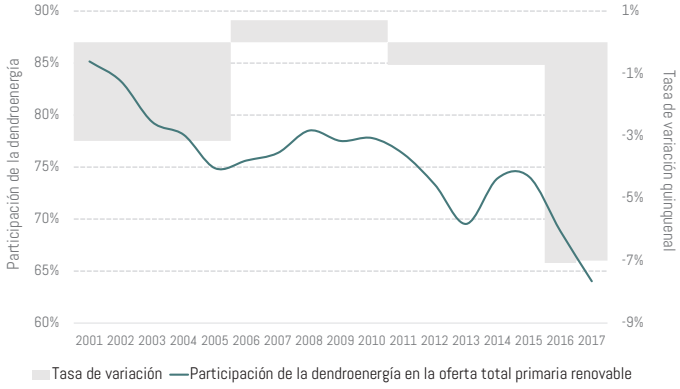

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB


Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal

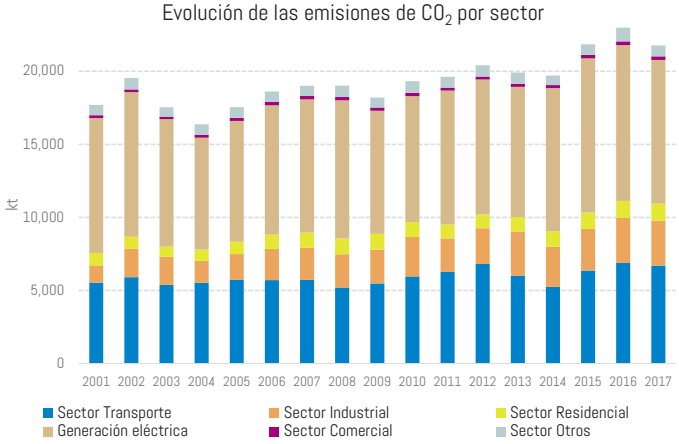

Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

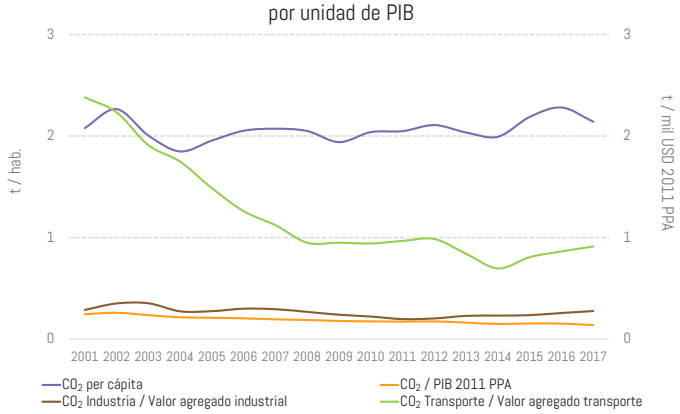
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



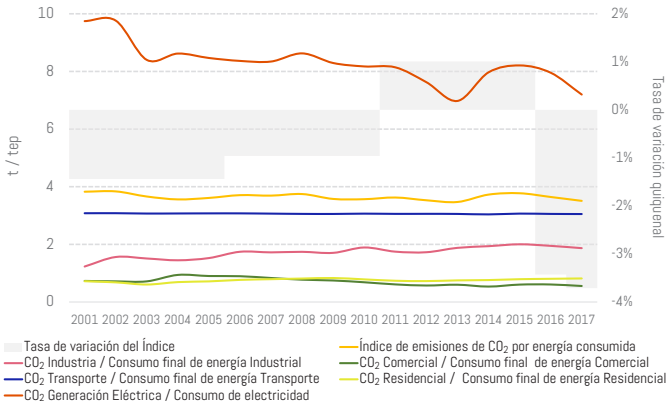
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



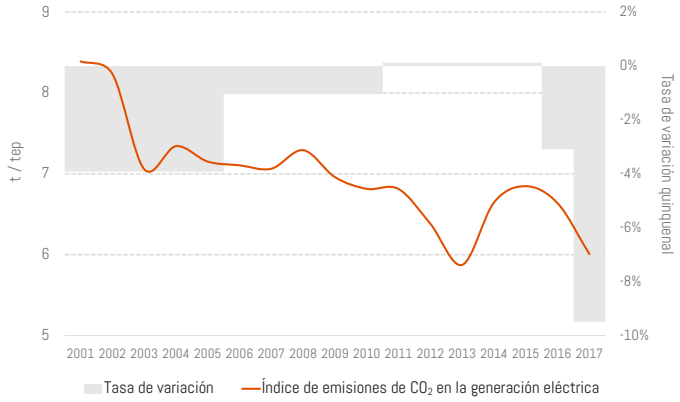
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

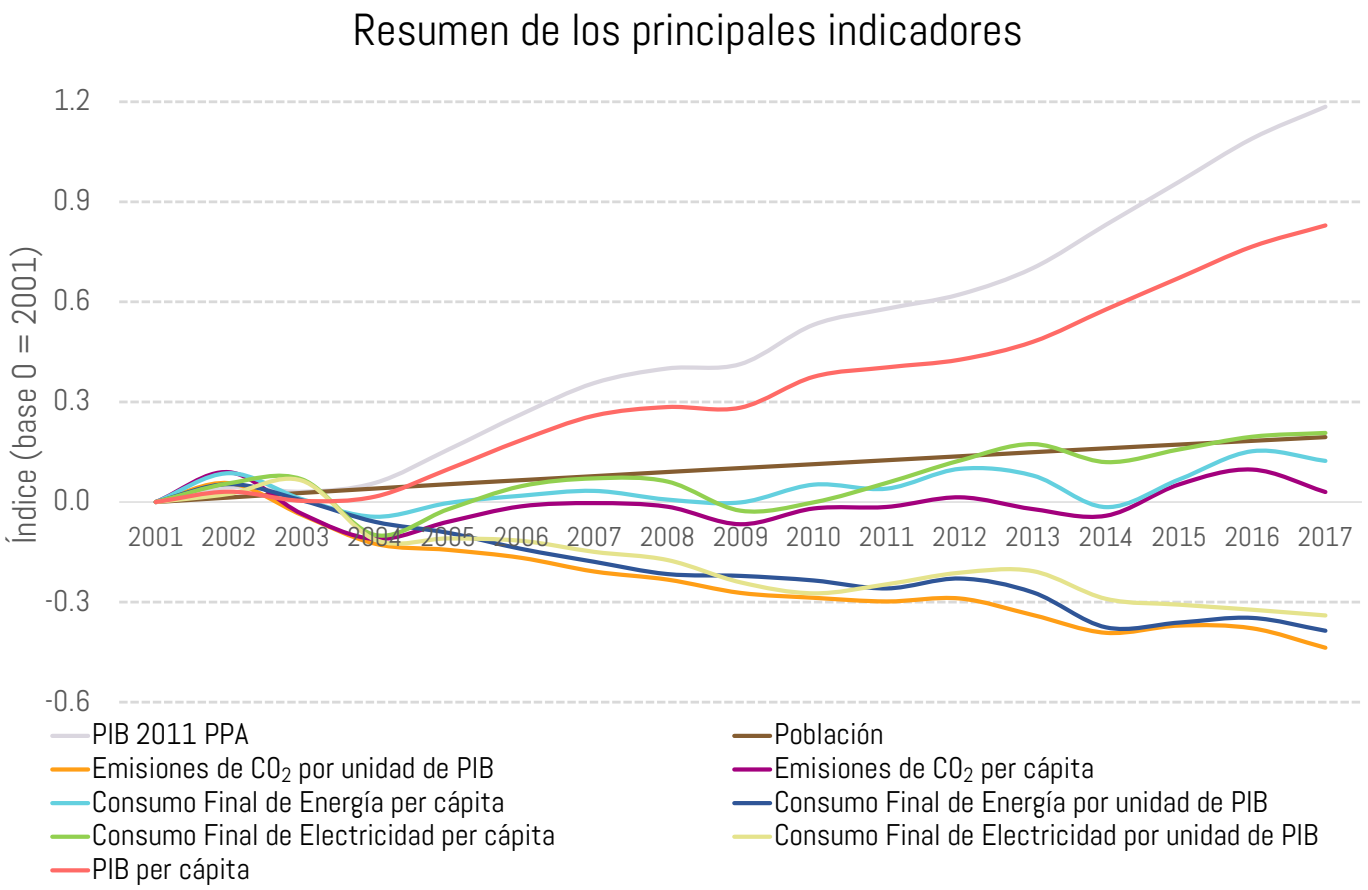


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida

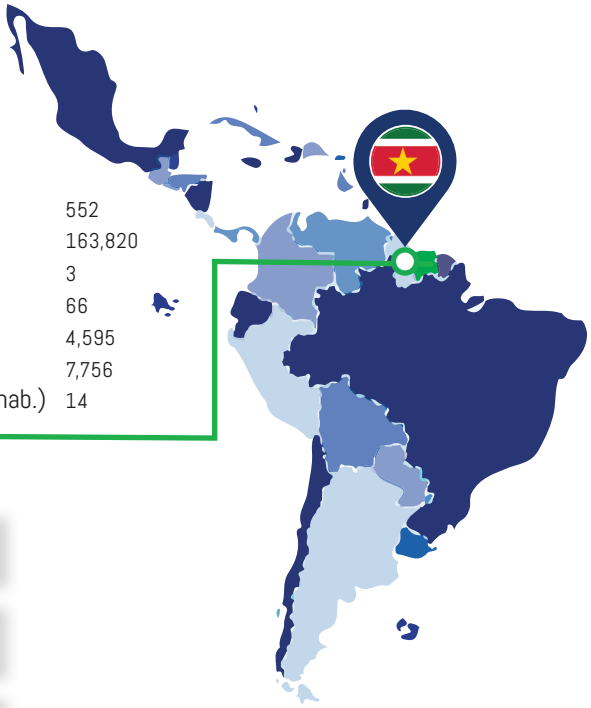


Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica




Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
1.2
0.9
0.6
0.3
0.0
-0.3
-0.6
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

SURINAME



Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	552
Superficie (km^2)	163,820
Densidad de población (hab. / km^2)	3
Población urbana (%)	66
PIB USD 2010 (MUSD)	4,595
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	7,756
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	14

Sector Energético

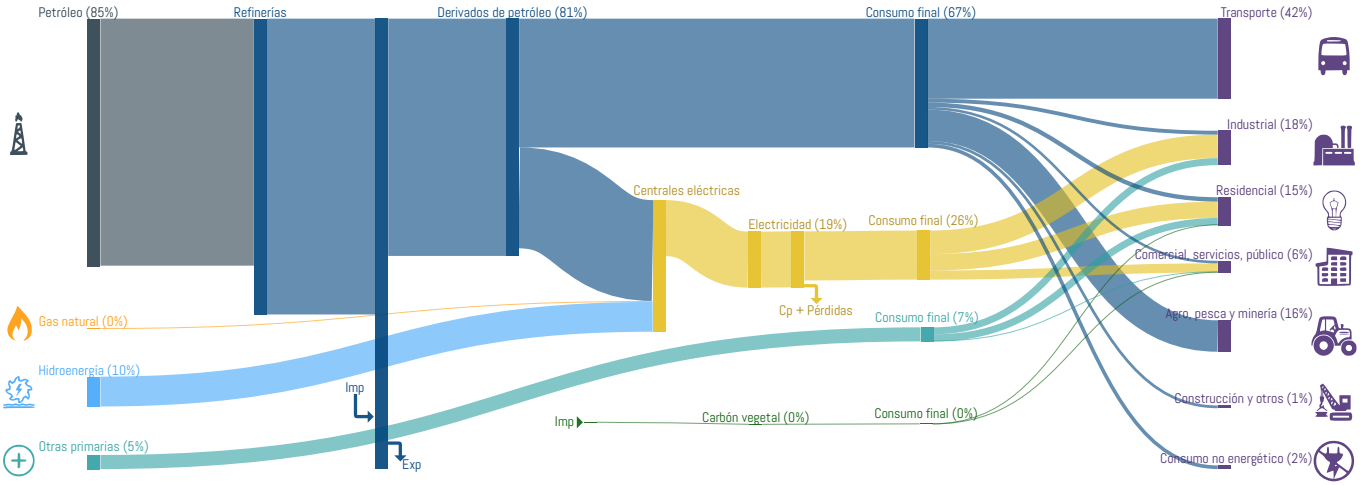
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 0.25
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 0.11
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.09
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.04
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.12

Mbbl	Gm^3	Mt
84	n.a.	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

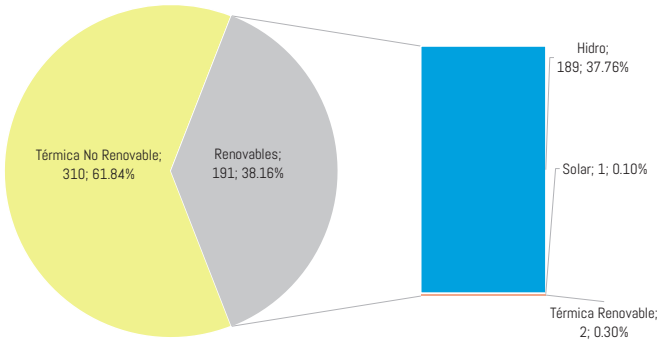
Nota: Datos de oferta y demanda para el año 2017 estimados por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
3,212	1.08	90.34	0.71	0.92	0.46	0.66	0.60	15	0.50	0.09 / 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

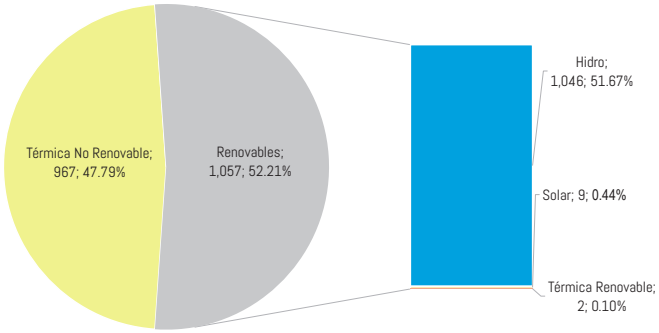
Balance energético resumido 2017



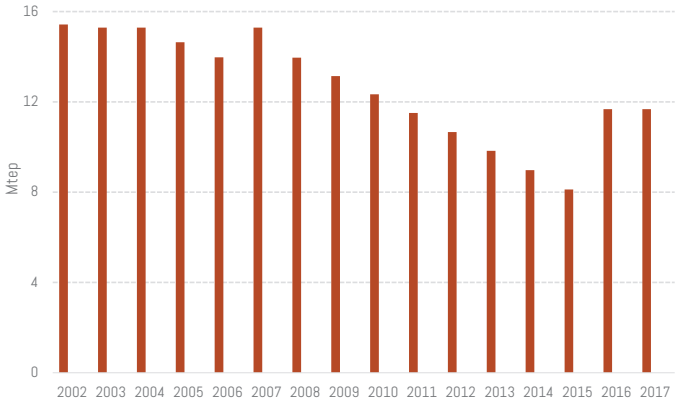
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



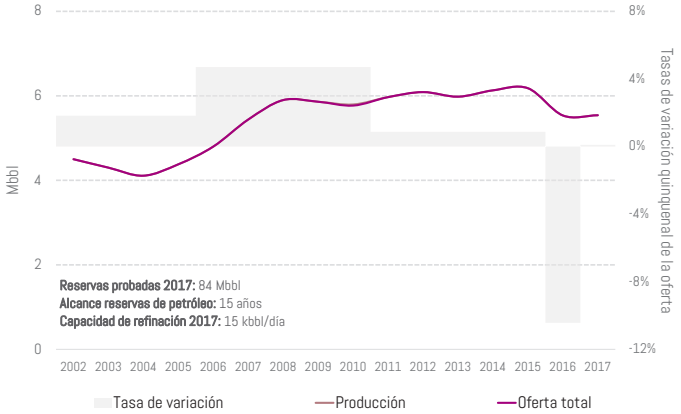
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



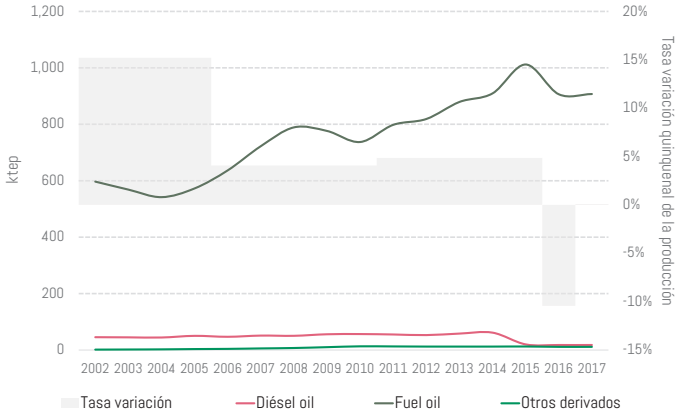
Reservas probadas de petróleo



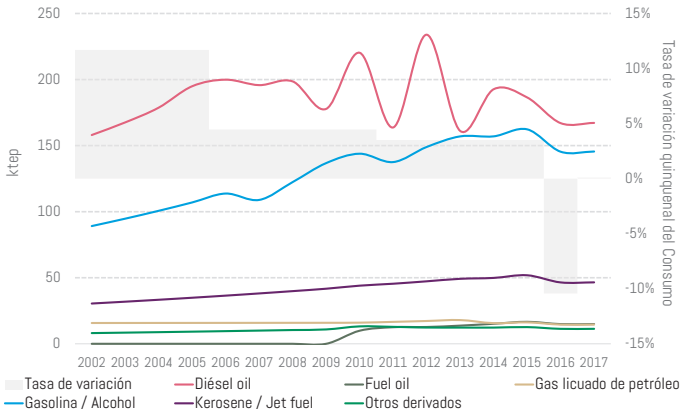
Oferta de petróleo

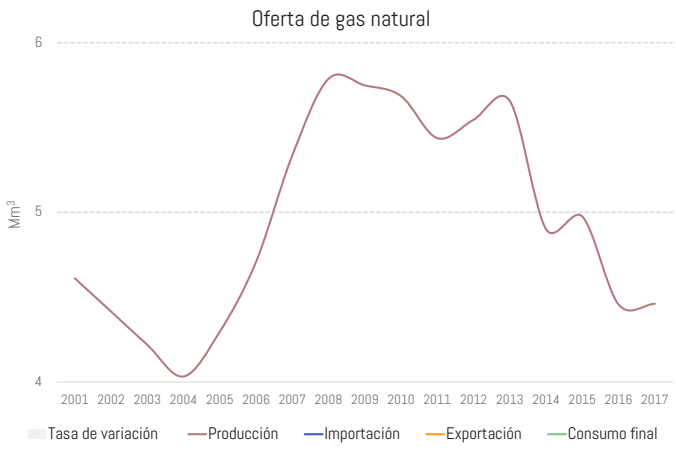


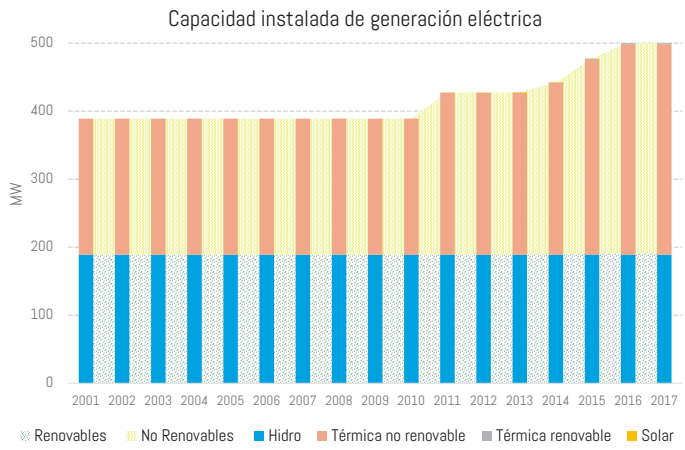
Producción derivados de petróleo

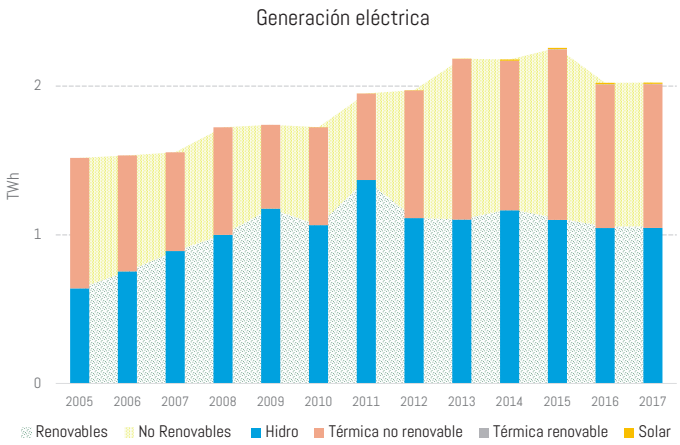


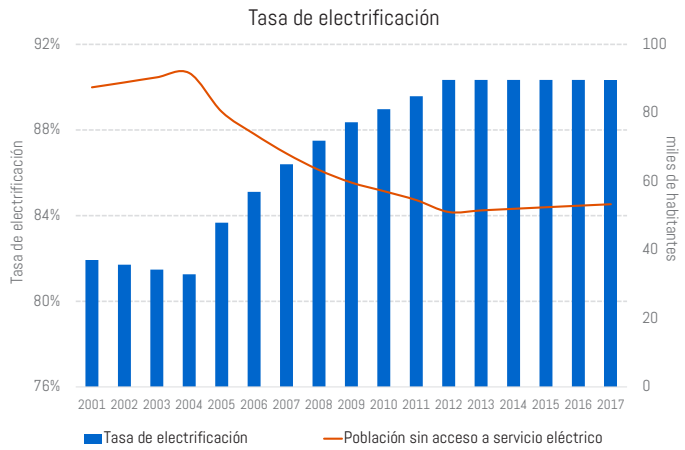
Consumo derivados de petróleo

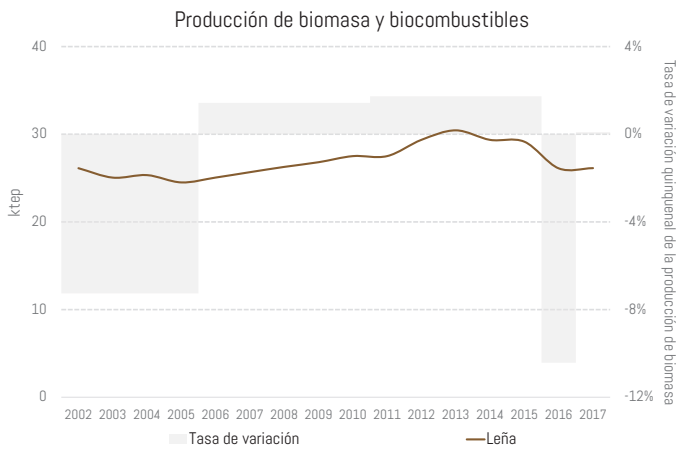


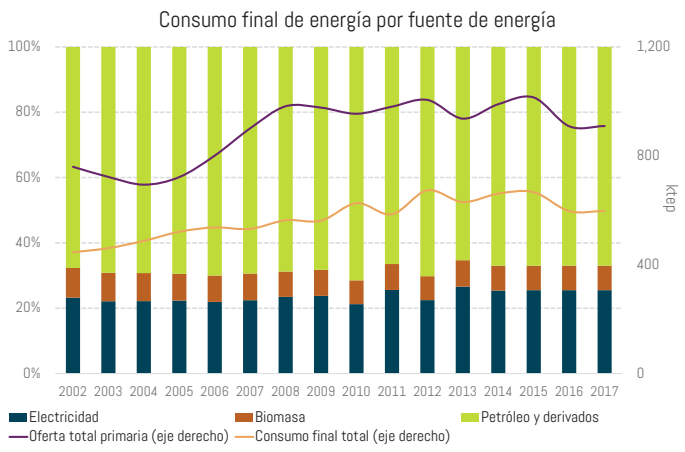

Oferta de gas natural
Mm3
6
5
4
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Producción
Importación
Exportación
Consumo final

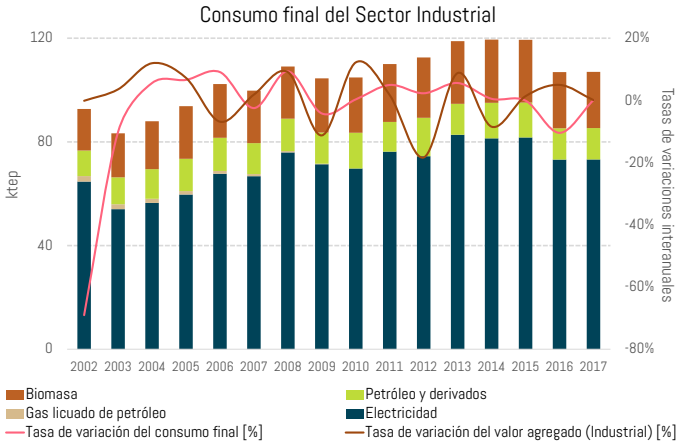

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
500
400
300
200
100
0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Solar

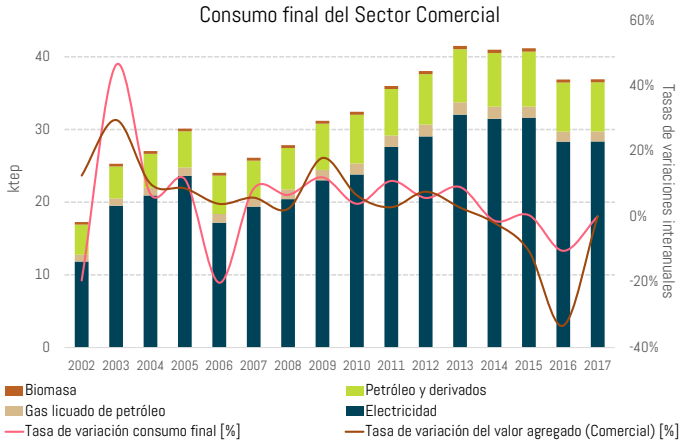

Generación eléctrica
TWh
2
1
0
2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Térmica renovable
Solar

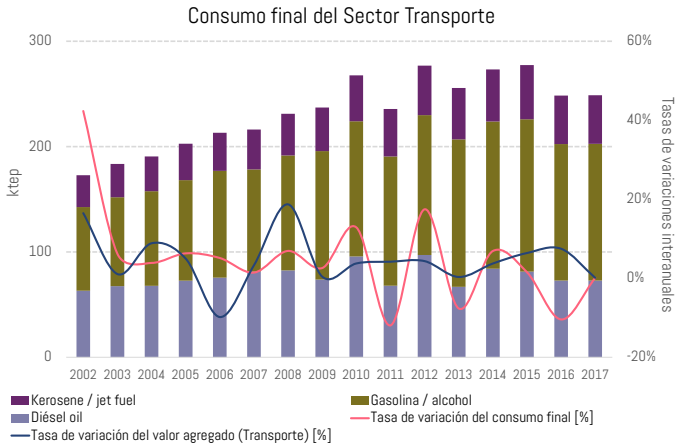

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
92%
88%
84%
80%
76%
miles de habitantes
100
80
60
40
20
0
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

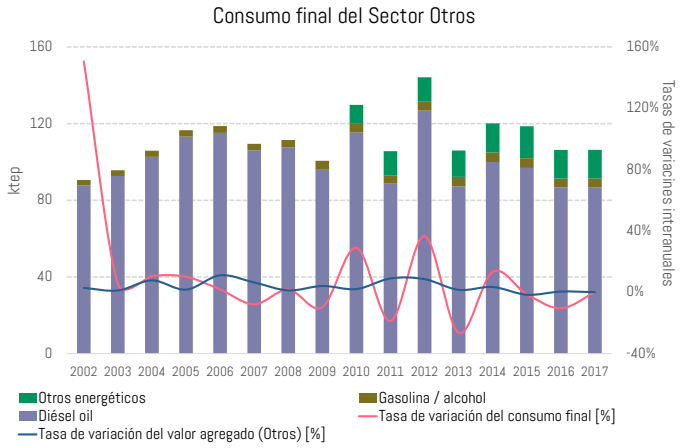

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
40
30
20
10
0
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
4%
0%
-4%
-8%
-12%
2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Leña

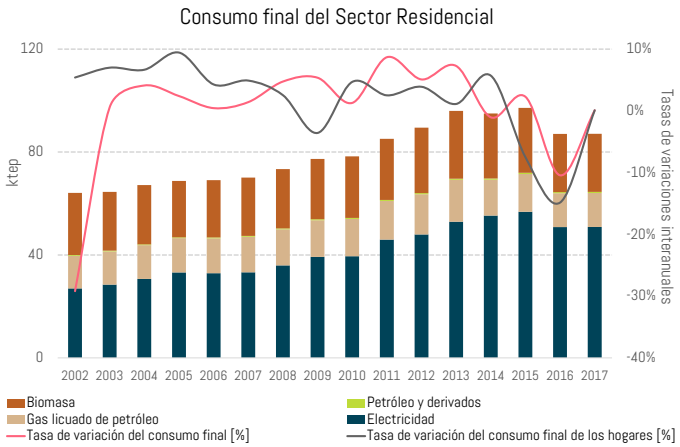

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
ktep
1,200
800
400
0
2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

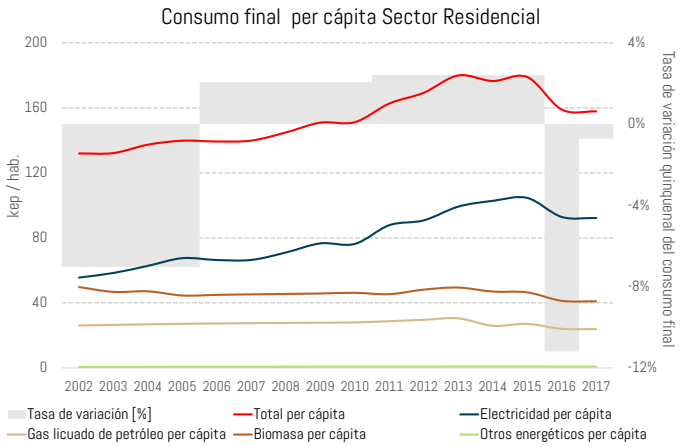

Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

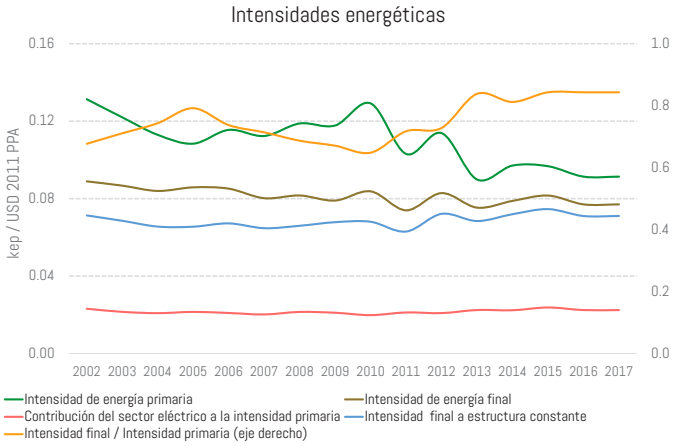

Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

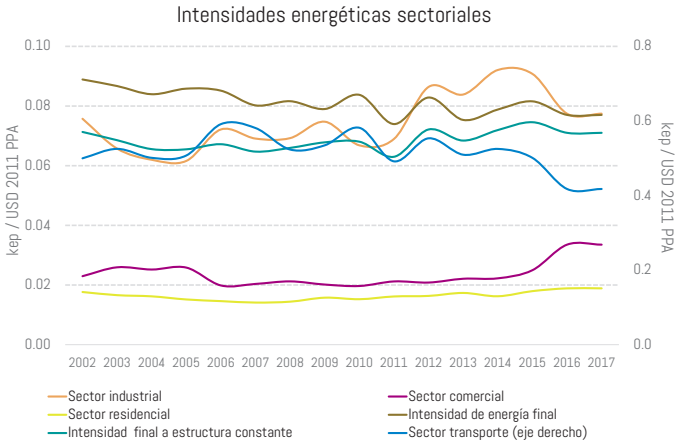

Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

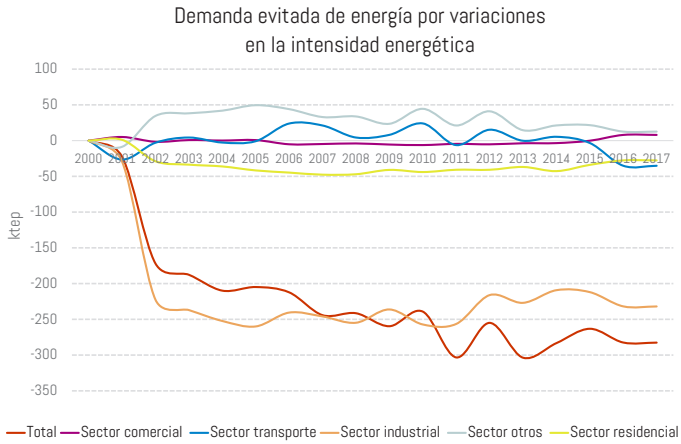

Consumo final del Sector Otros
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Otros energéticos
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]

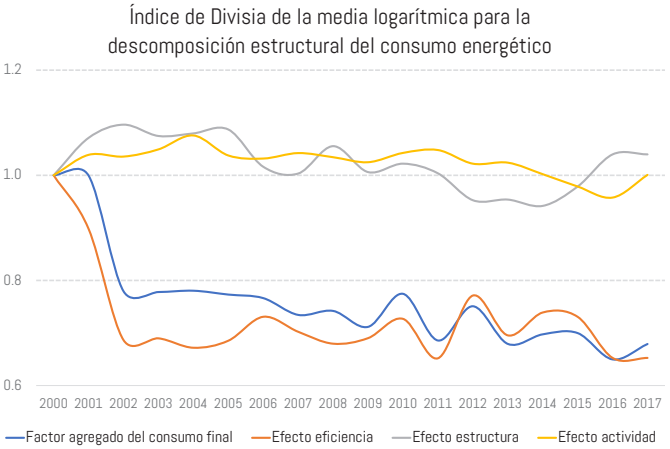

Consumo final del Sector Residencial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

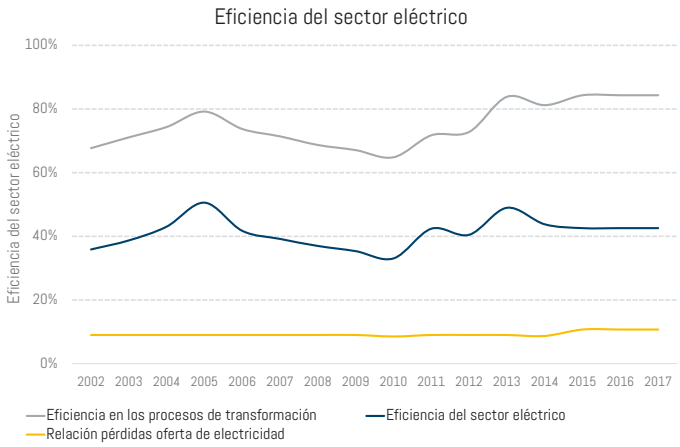

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita

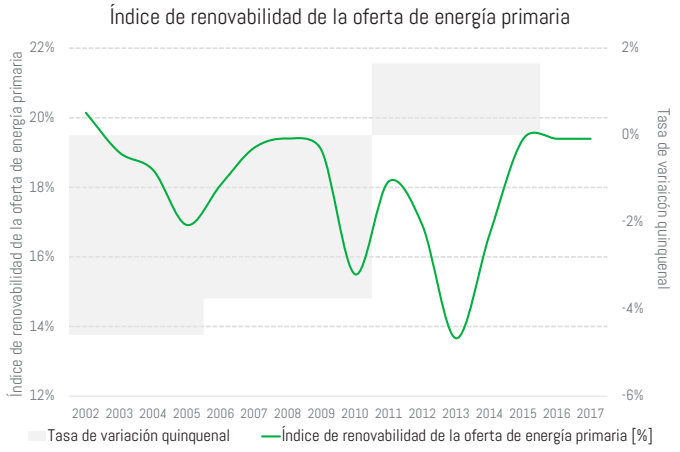

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

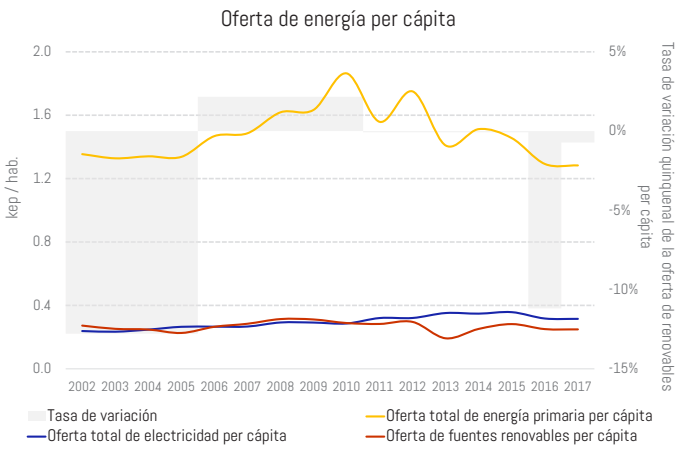

Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

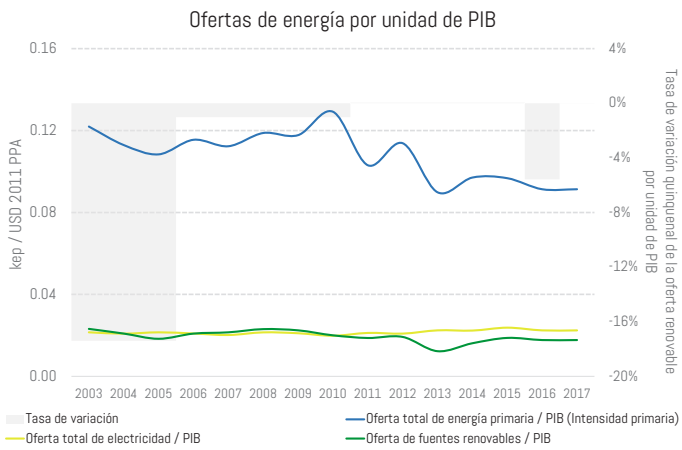

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

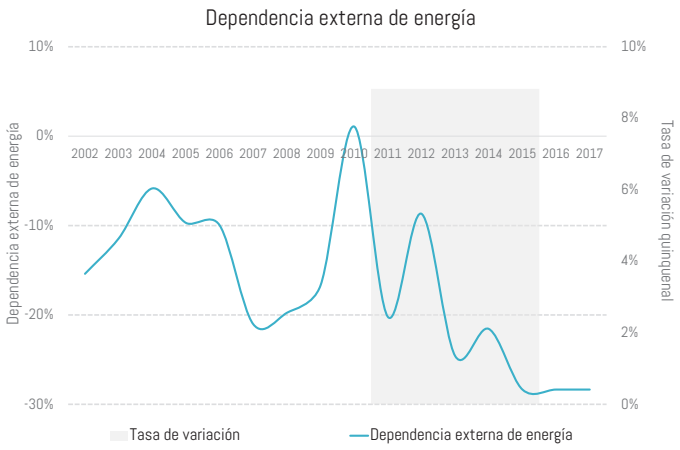

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
Factor agregado del consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad

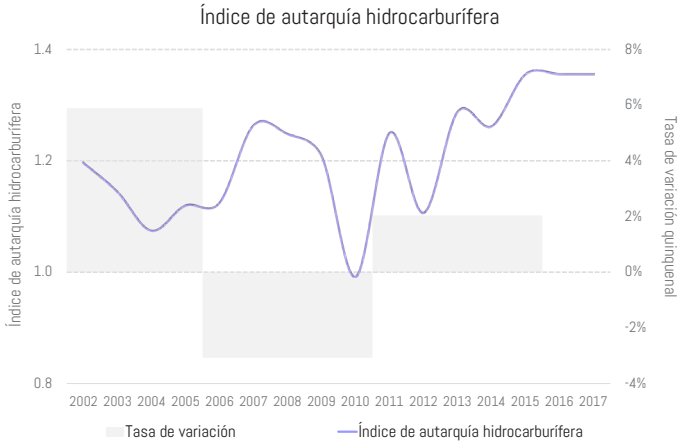

Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad

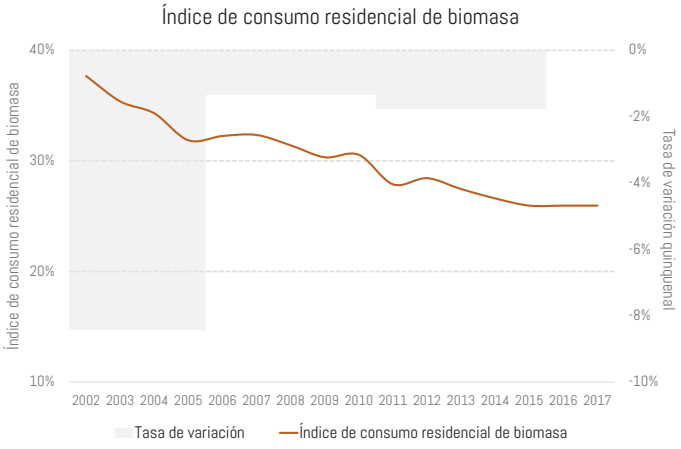

Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]

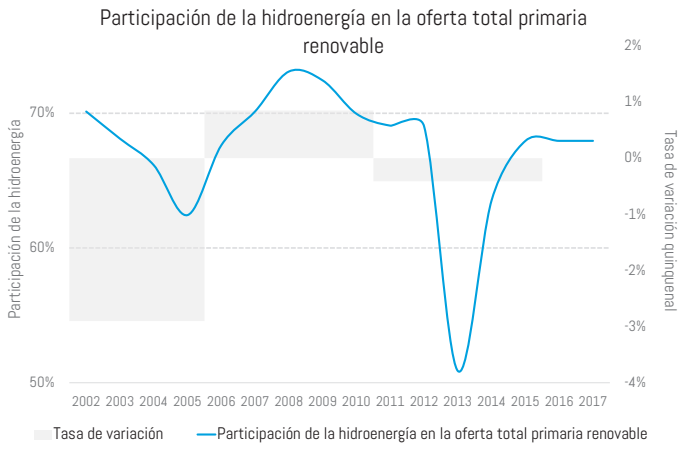

Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita


Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB

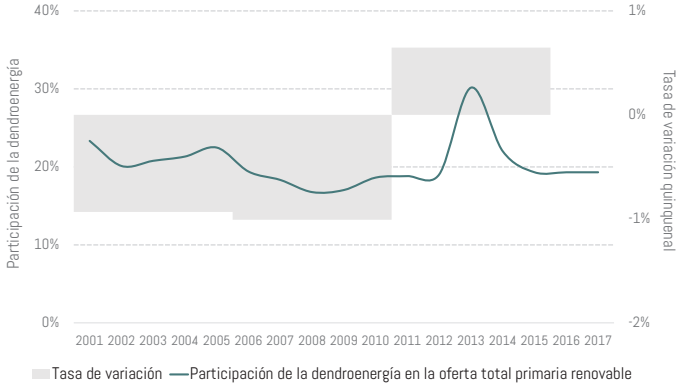

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía


Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera

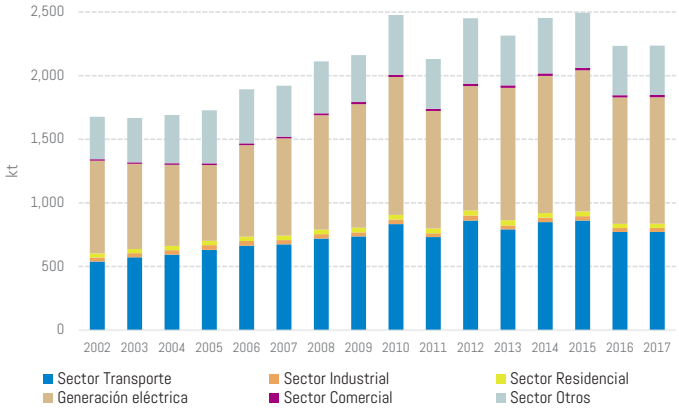

Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

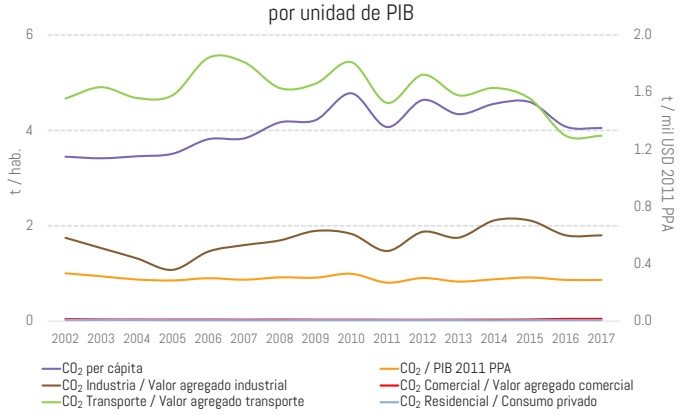
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



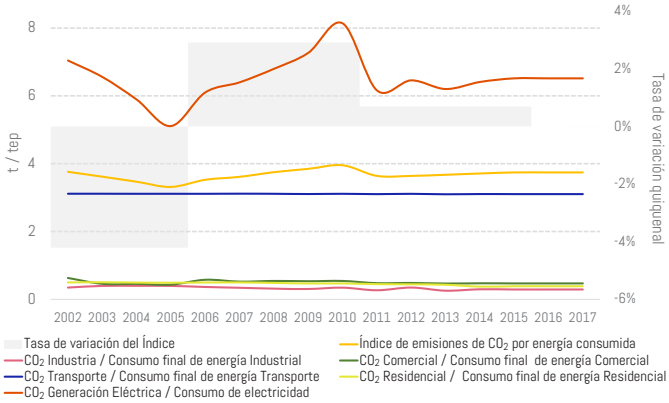
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



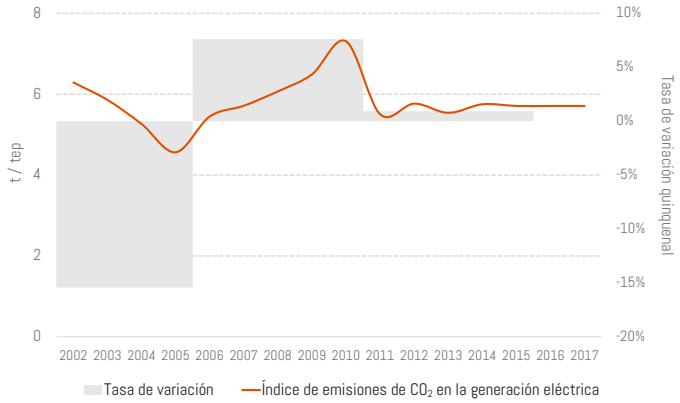
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

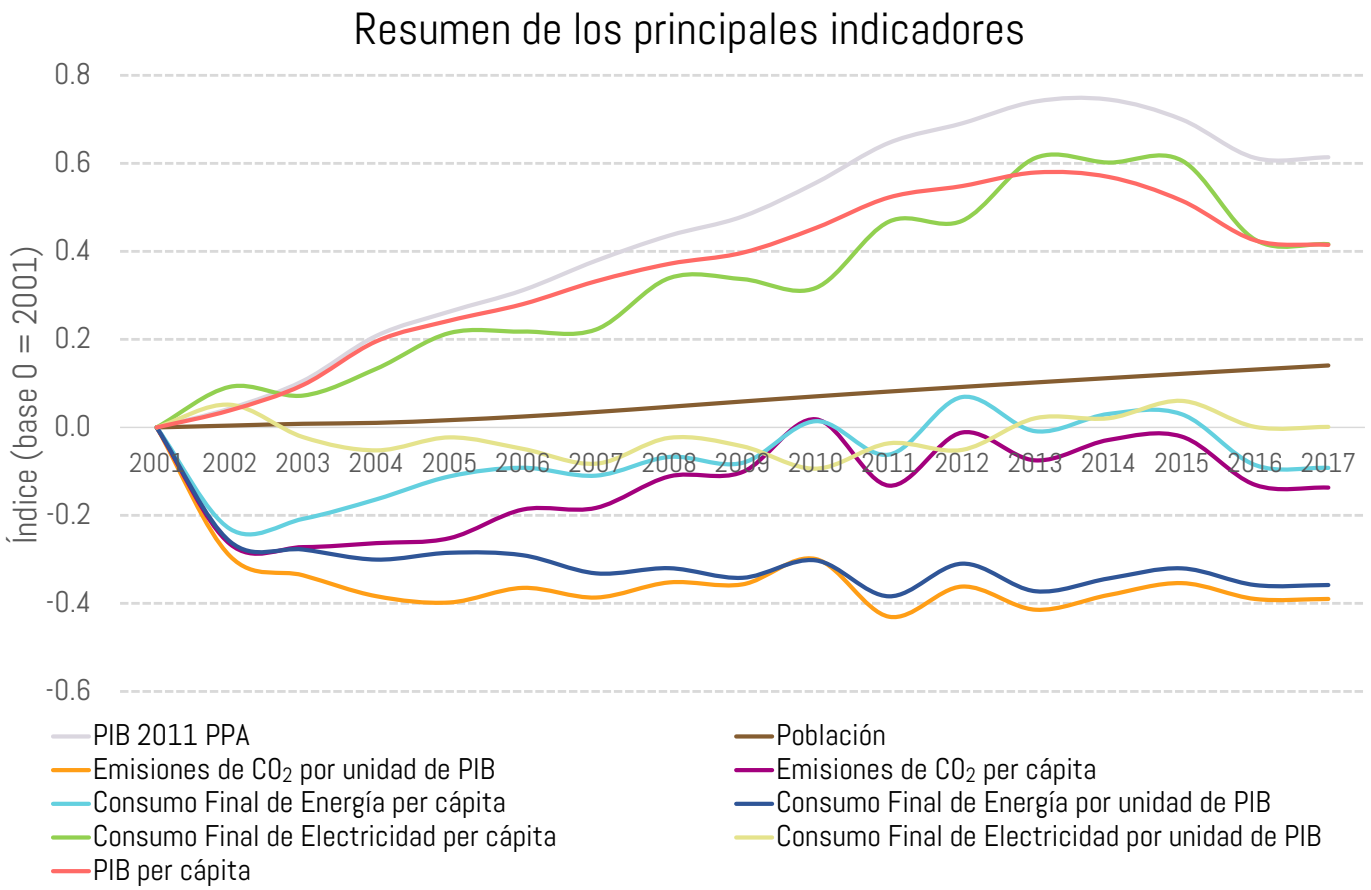


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica




Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
-0.2
-0.4
-0.6
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO2 por unidad de PIB
Emisiones de CO2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

TRINIDAD Y TOBAGO

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	1,369
Superficie (km^2)	5,130
Densidad de población (hab. / km^2)	267
Población urbana (%)	8
PIB USD 2010 (MUSD)	20,959
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	39,380
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	29

Sector Energético

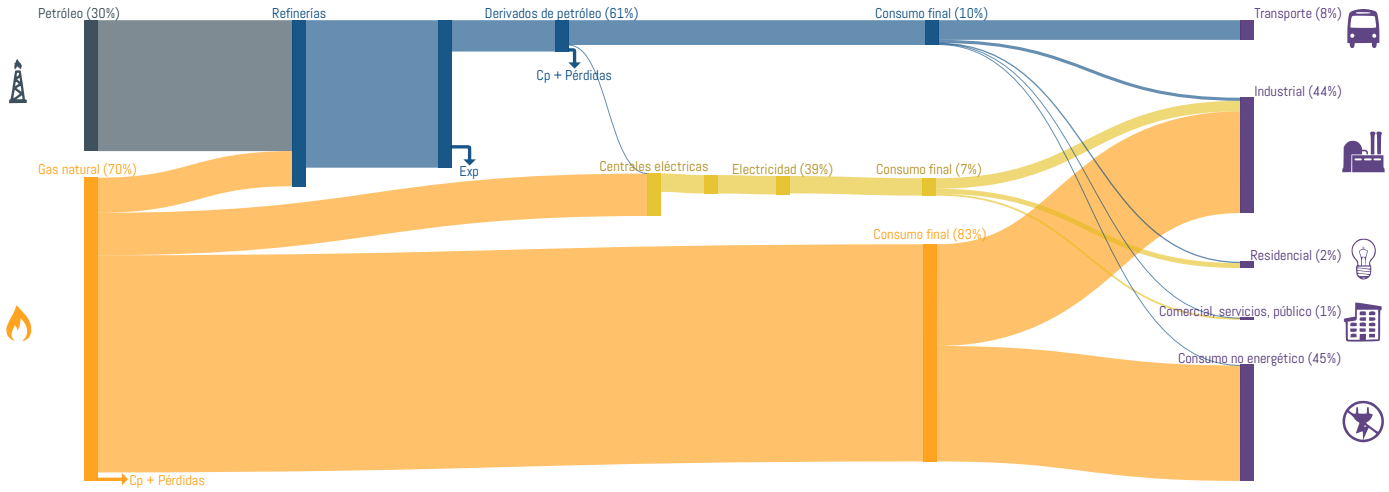
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.01
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 5.94
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.33
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.10
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 5.97

Mbbl	Gm^3	Mt
393	260	0
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

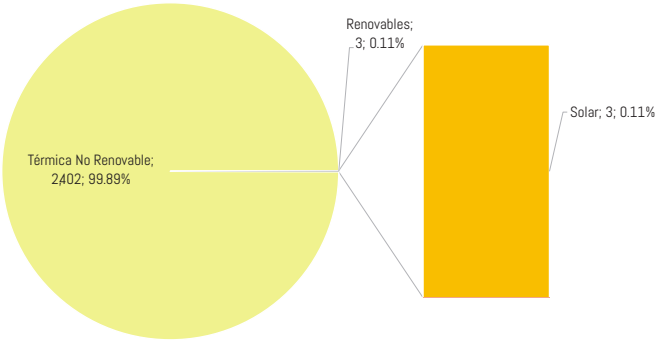
Nota: Datos de oferta y demanda 2017 estimados por OLADE.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
7,610	9.75	98.00	16.21	32.43	4.48	19.36	13.35	190	2.40	0.41 / 0.34
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

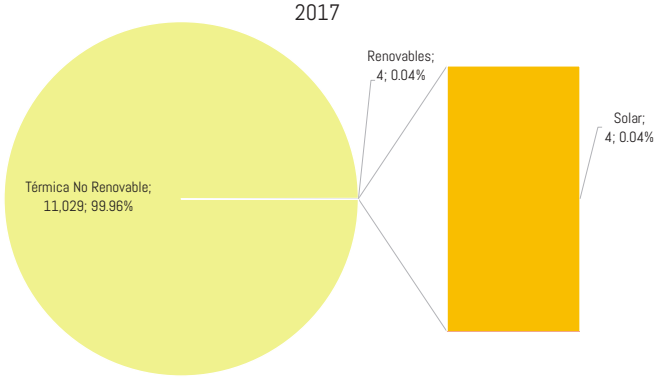
Balance energético resumido 2017



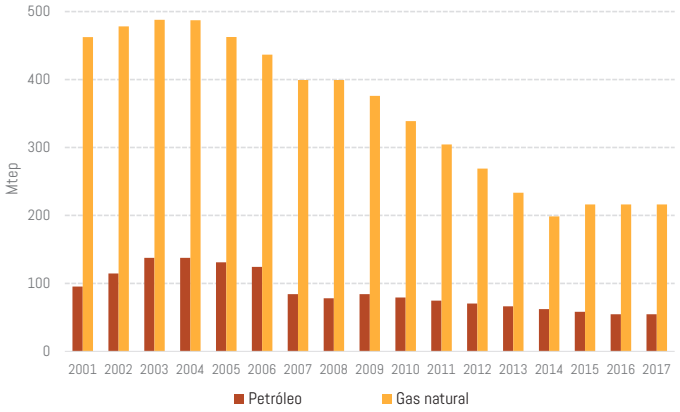
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2017



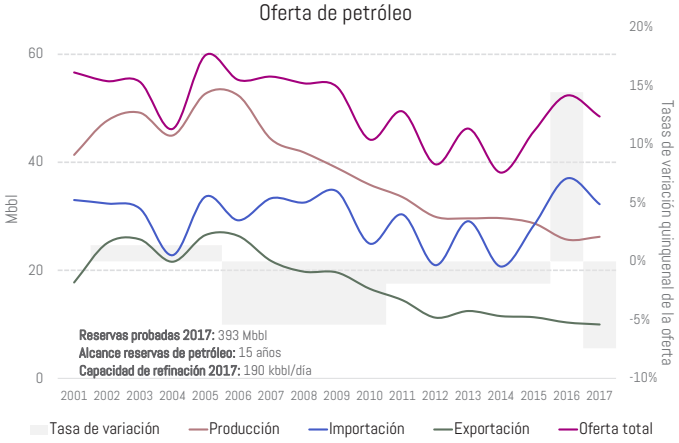
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2017



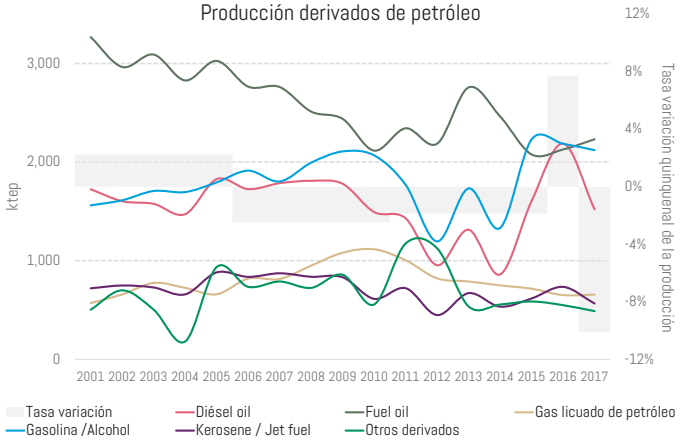
Reservas probadas de petróleo y gas natural



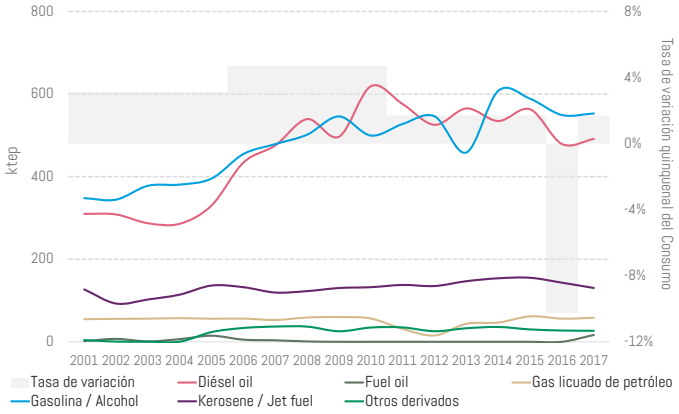
Oferta de petróleo

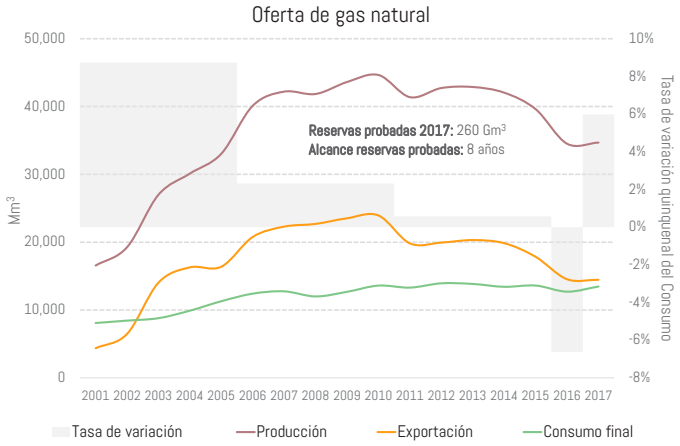


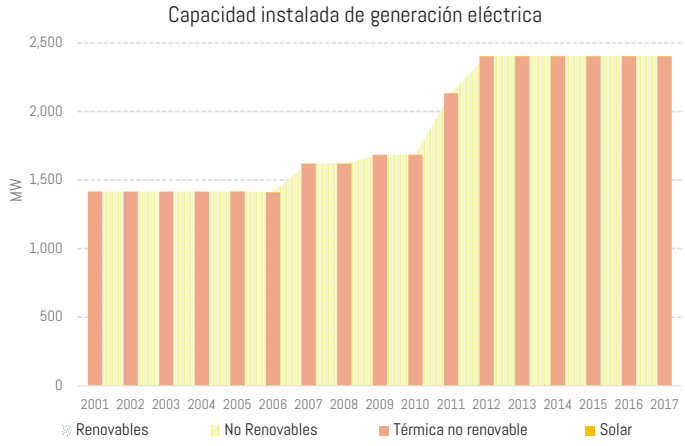
Producción derivados de petróleo

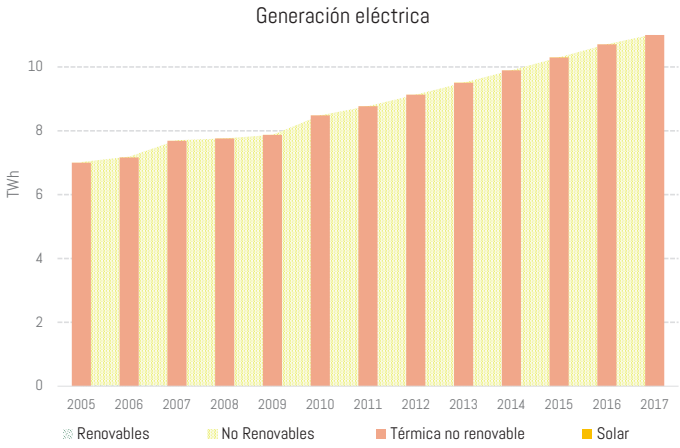


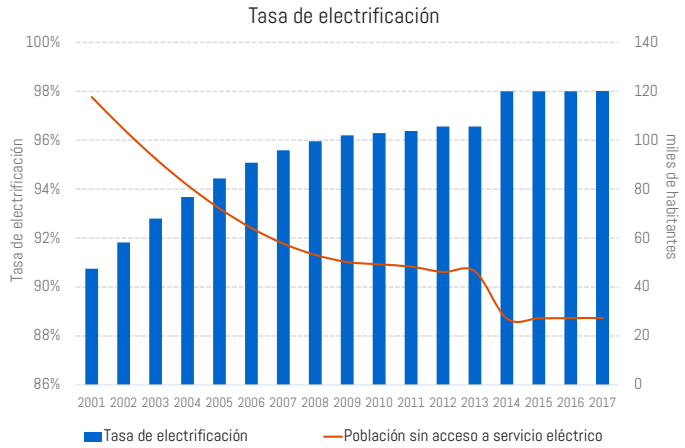
Consumo derivados de petróleo

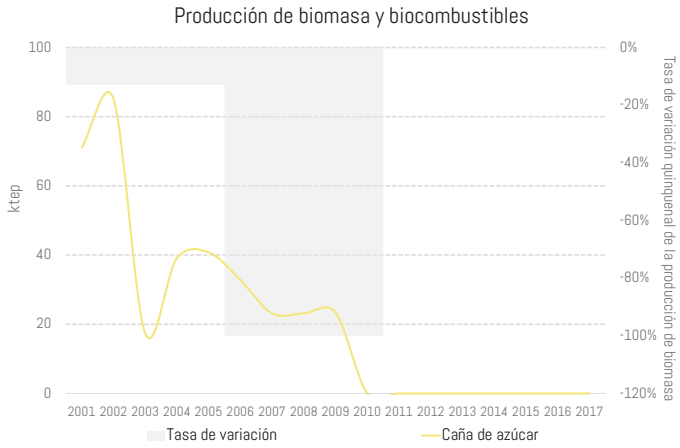


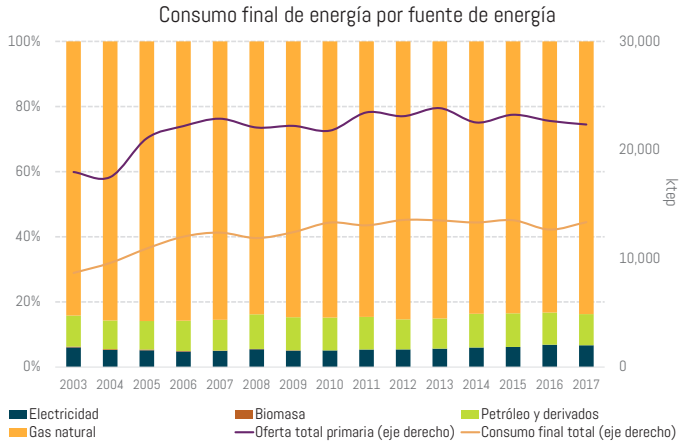

Oferta de gas natural
Reservas probadas 2017: 260 Gm³
Alcance reservas probadas: 8 años
Mm³
Tasa de variación quinquenal del Consumo
Tasa de variación
Producción
Exportación
Consumo final

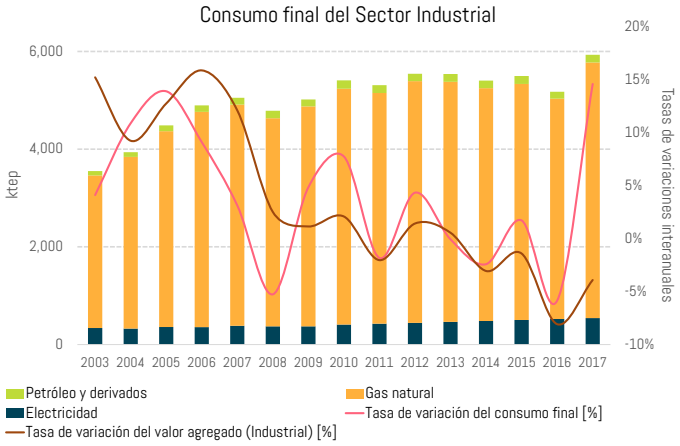

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
Renovables
No Renovables
Térmica no renovable
Solar

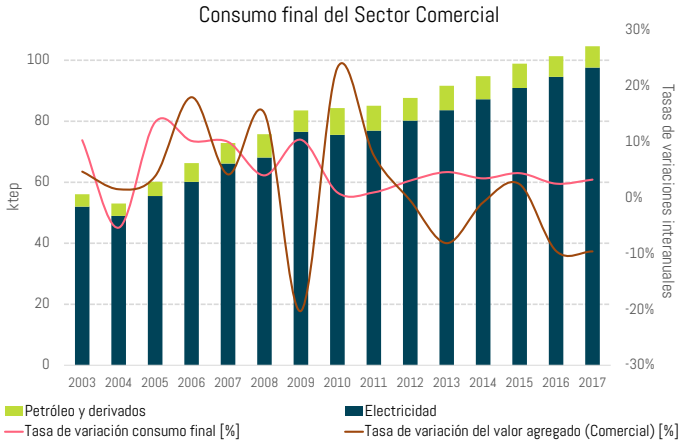

Generación eléctrica
TWh
Renovables
No Renovables
Térmica no renovable
Solar

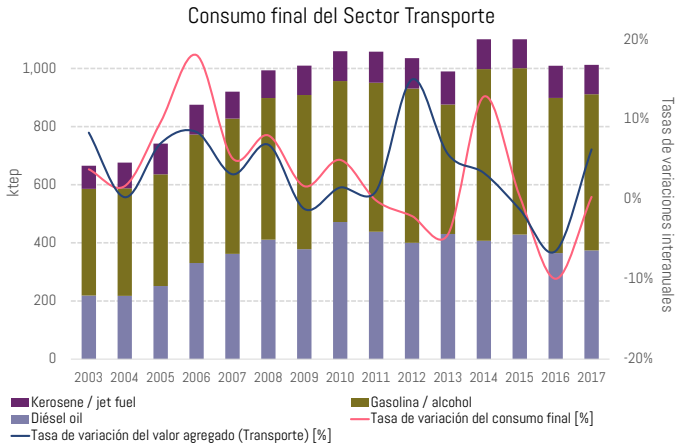

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

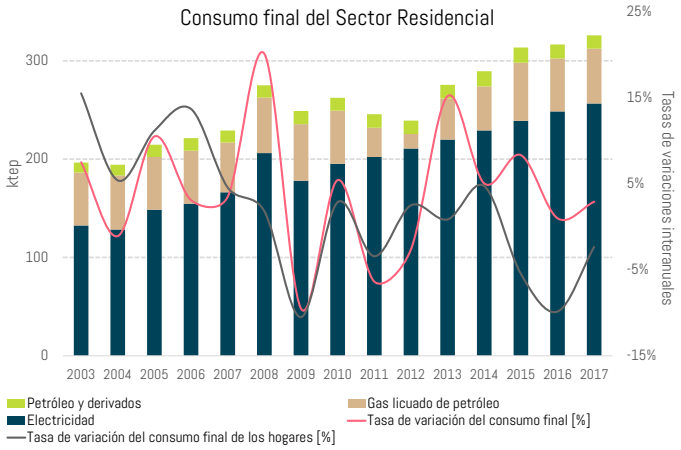

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Caña de azúcar

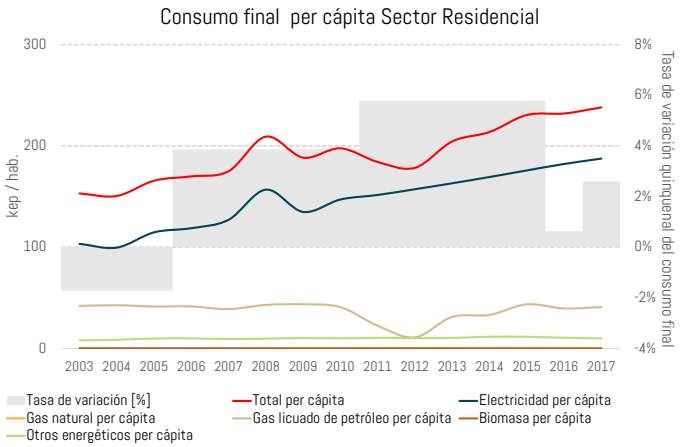

Consumo final de energía por fuente de energía
ktep
Electricidad
Biomasa
Petróleo y derivados
Gas natural
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

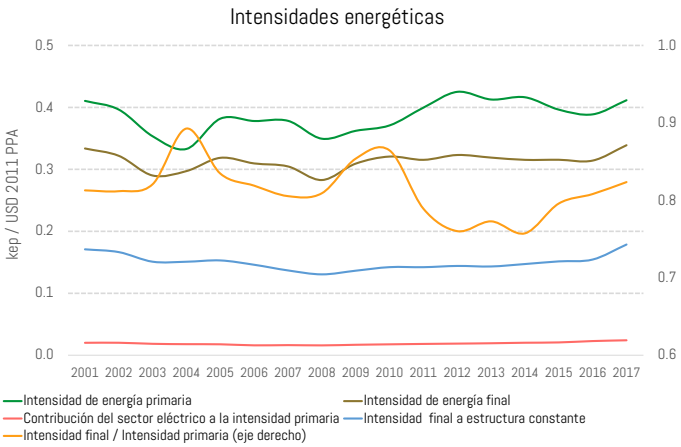

Consumo final del Sector Industrial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Petróleo y derivados
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]


Consumo final del Sector Comercial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Petróleo y derivados
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

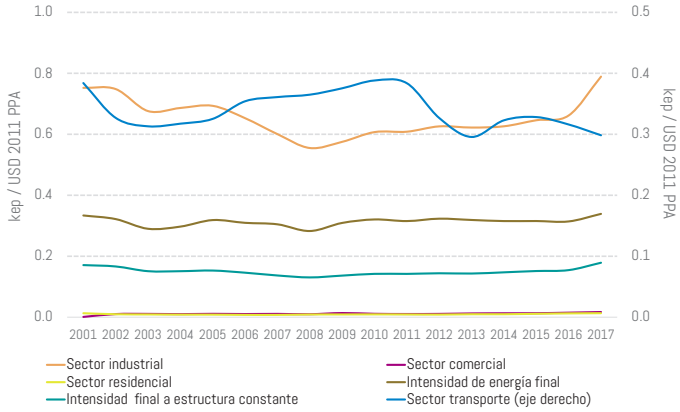

Consumo final del Sector Transporte
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diésel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]


Consumo final del Sector Residencial
ktep
Tasas de variaciones interanuales
Petróleo y derivados
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

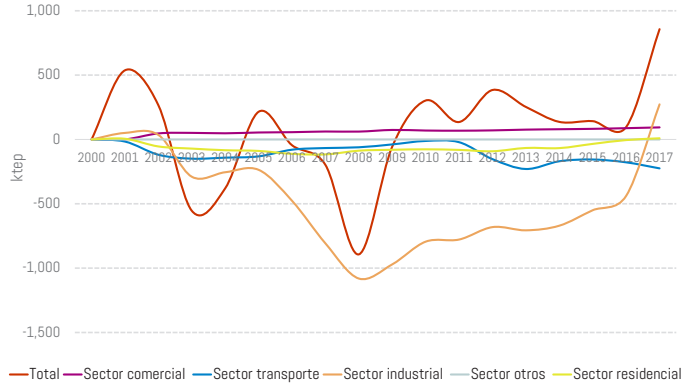

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita


Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
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)

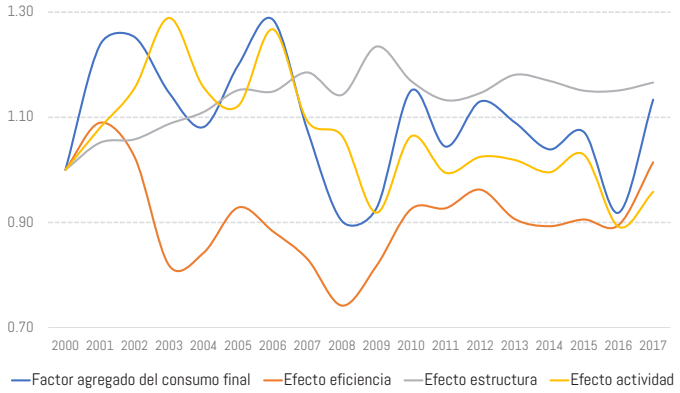
Intensidades energéticas sectoriales



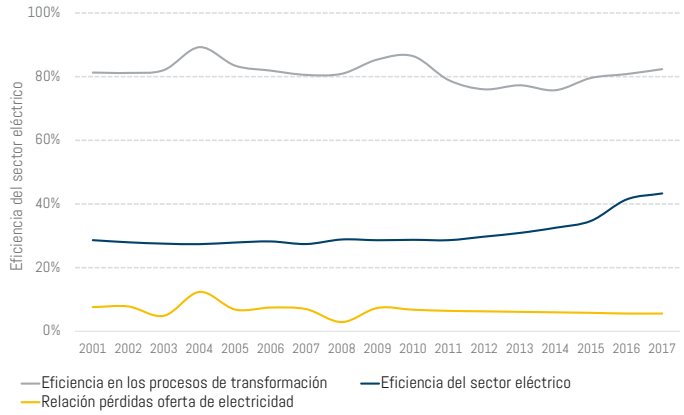
Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética



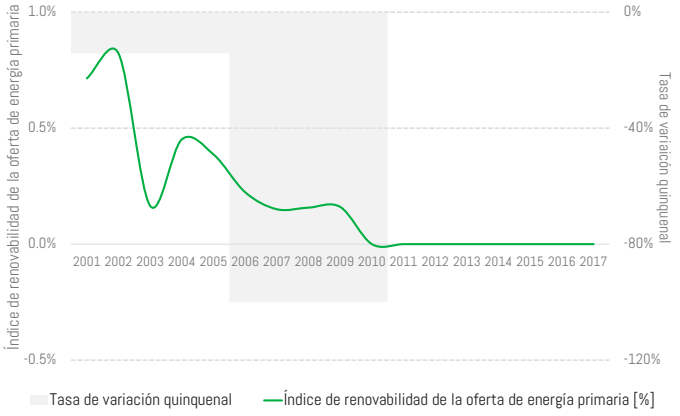
Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético



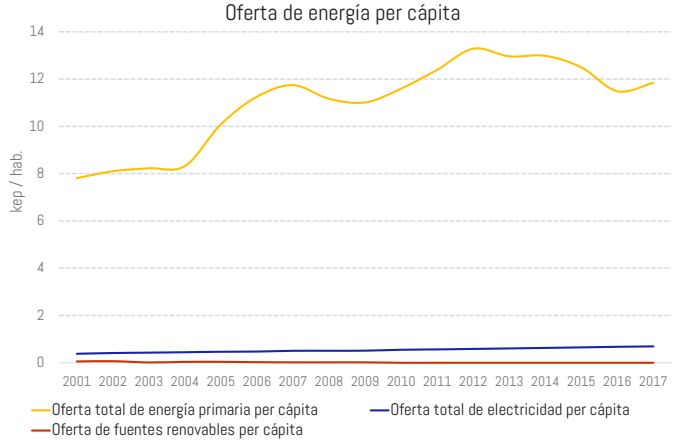
Eficiencia del sector eléctrico

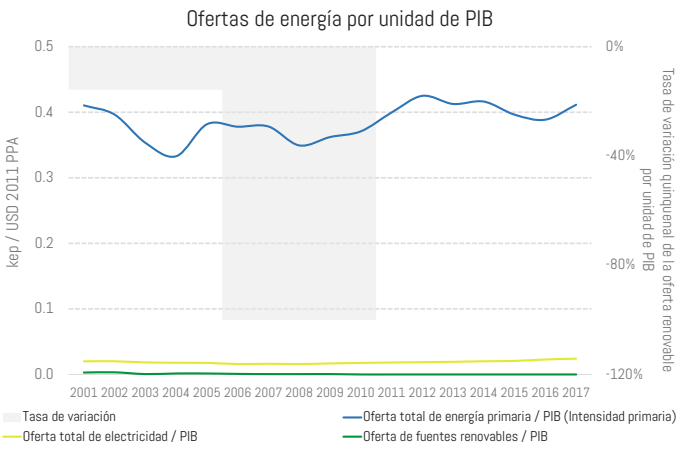


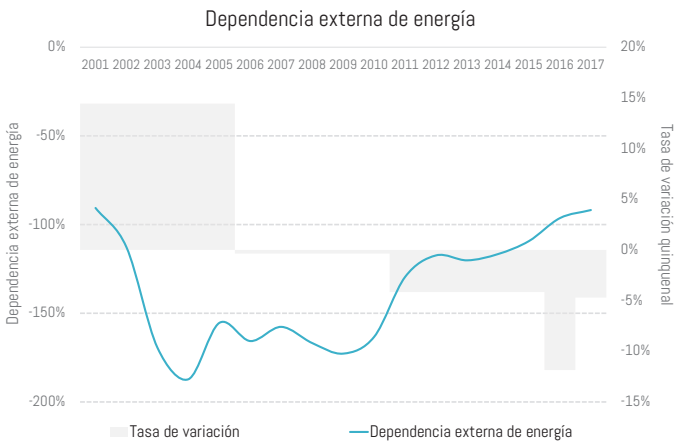
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria

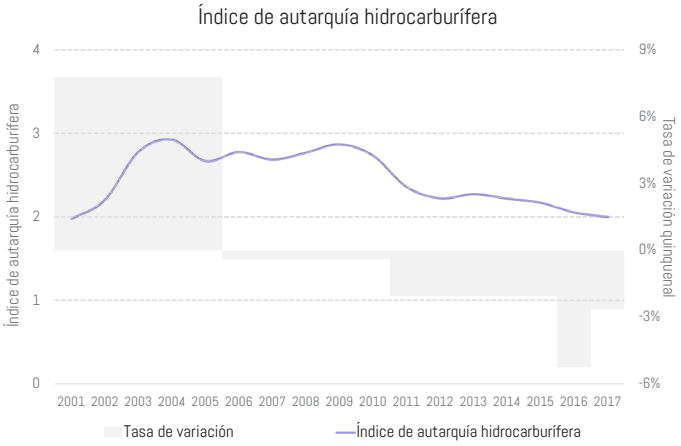


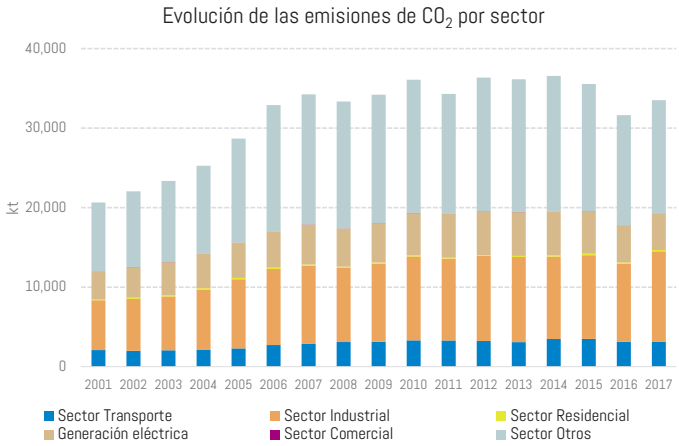
Oferta de energía per cápita

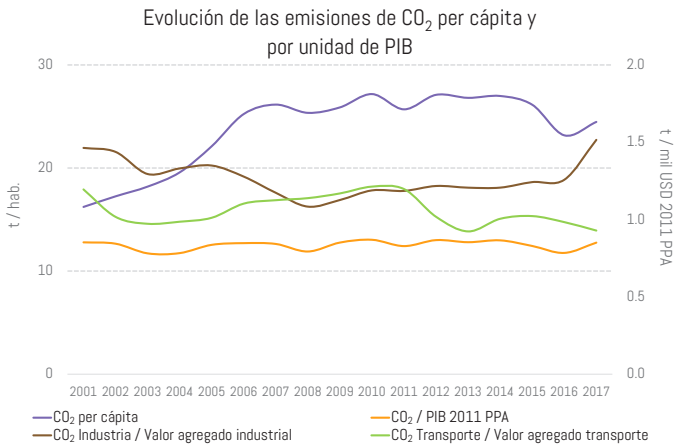


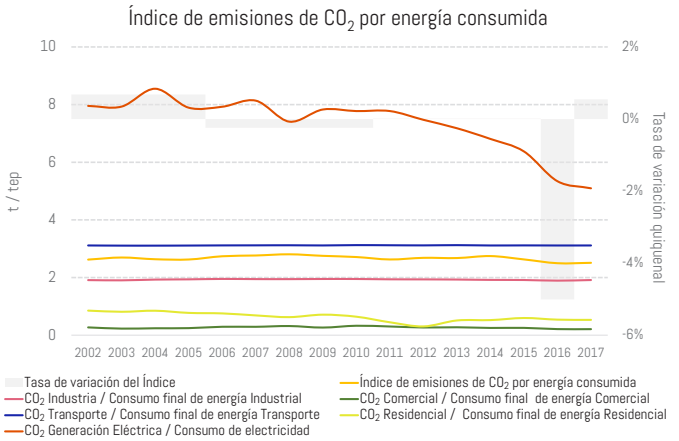

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB

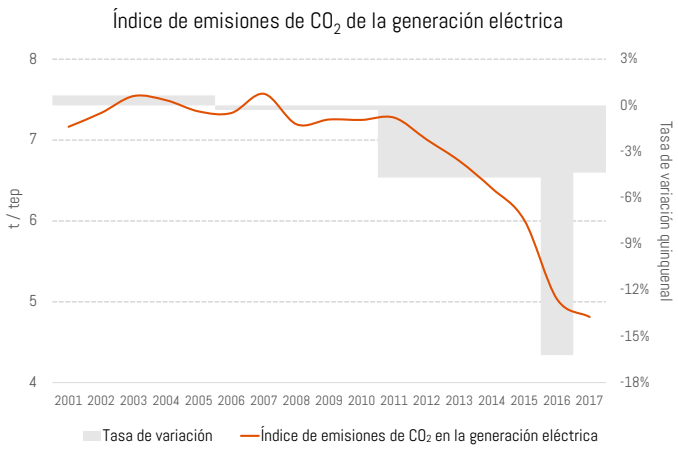

Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

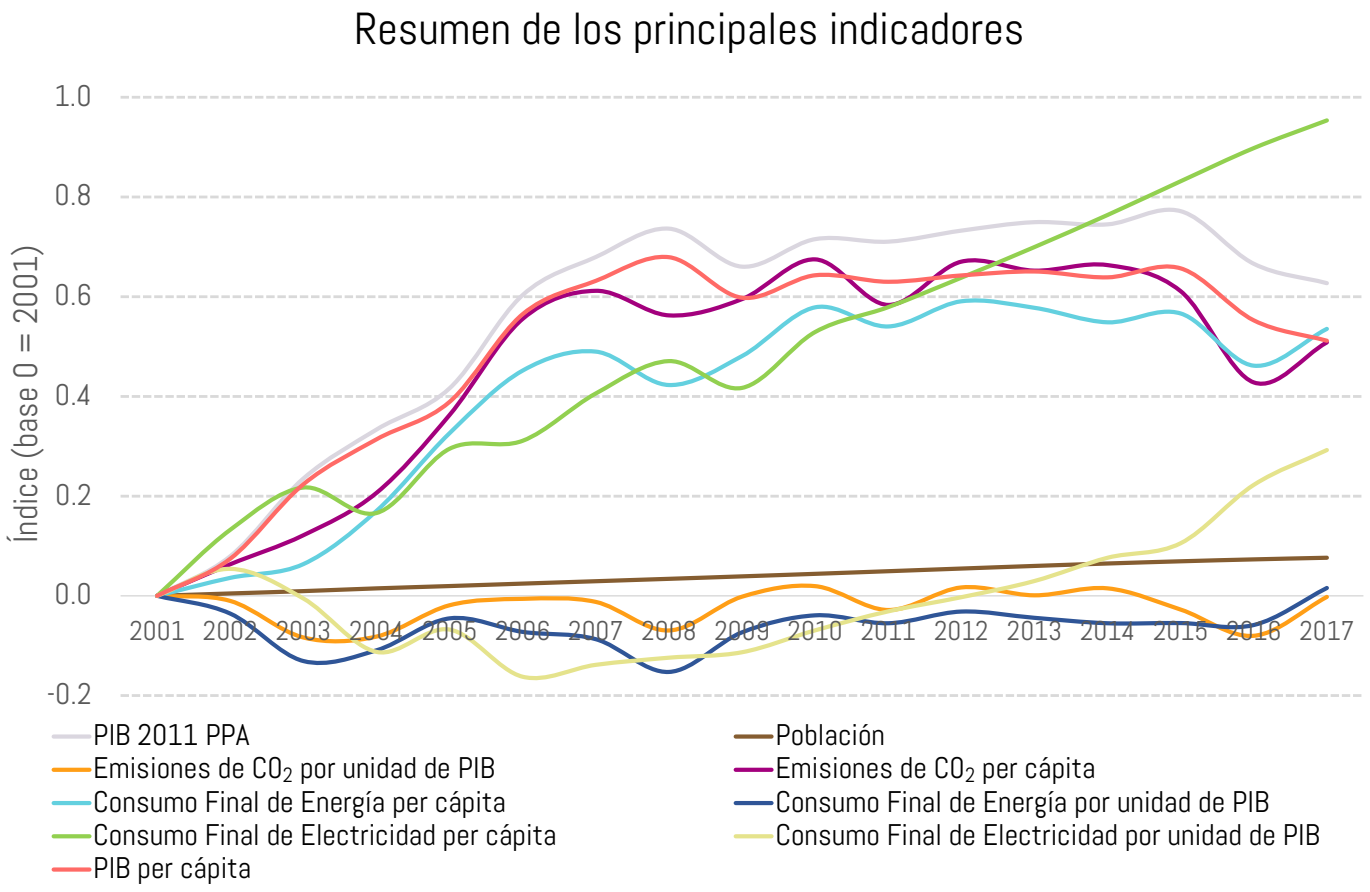

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera


Evolución de las emisiones de CO2 por sector
kt
Sector Transporte
Sector Industrial
Sector Residencial
Generación eléctrica
Sector Comercial
Sector Otros


Evolución de las emisiones de CO2 per cápita y por unidad de PIB
t / hab.
t / mil USD 2011 PPA
CO2 per cápita
CO2 / PIB 2011 PPA
CO2 Industria / Valor agregado industrial
CO2 Transporte / Valor agregado transporte


Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
t / dep
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación del Índice
Índice de emisiones de CO2 por energía consumida
CO2 Industria / Consumo final de energía Industrial
CO2 Comercial / Consumo final de energía Comercial
CO2 Transporte / Consumo final de energía Transporte
CO2 Residencial / Consumo final de energía Residencial
CO2 Generación Eléctrica / Consumo de electricidad

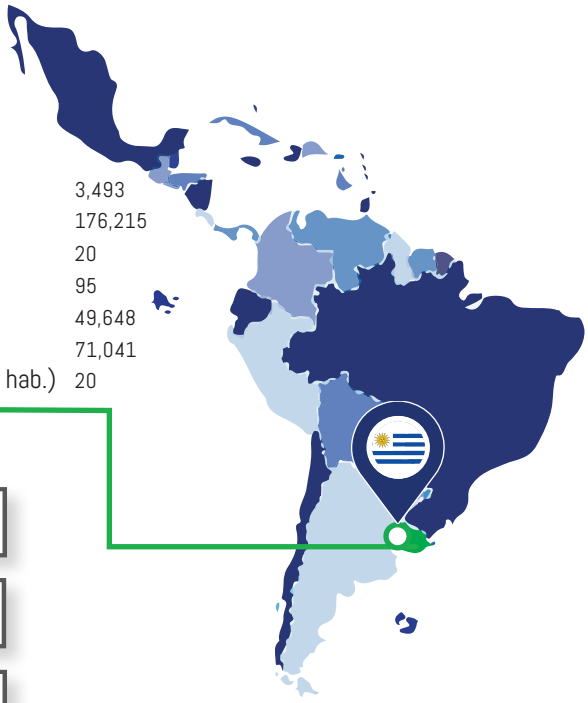

Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica
t / tep
Tasa de variación quinquenal
8
7
6
5
4
3%
0%
-3%
-6%
-9%
-12%
-15%
-18%
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Tasa de variación
Índice de emisiones de CO_2 en la generación eléctrica


Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
1.0
0.8
0.6
0.4
0.2
0.0
-0.2
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
PIB 2011 PPA
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Electricidad per cápita
PIB per cápita
Población
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB

URUGUAY

Datos Generales 2017

Población (mil hab.)	3,493
Superficie (km^2)	176,215
Densidad de población (hab. / km^2)	20
Población urbana (%)	95
PIB USD 2010 (MUSD)	49,648
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	71,041
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	20



Sector Energético

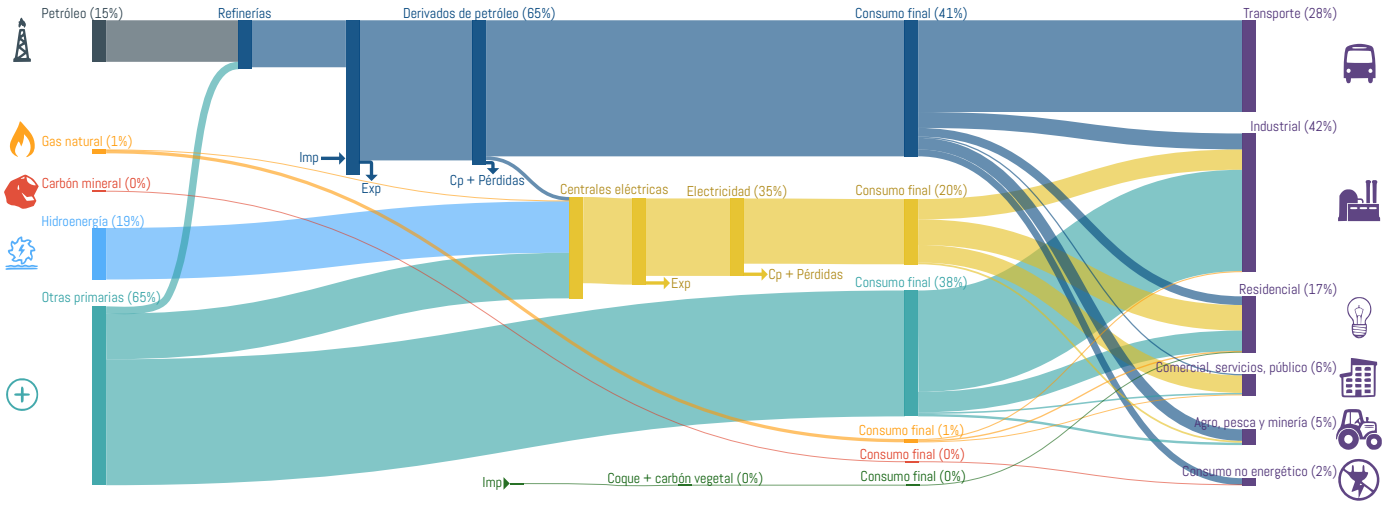
Consumo final en el Sector Transporte	Mtep 1.31
Consumo final en el Sector Industrial	Mtep 1.99
Consumo final en el Sector Residencial	Mtep 0.81
Consumo final en el Sector Comercial y Servicios	Mtep 0.30
Consumo final en el Sector Agricultura, Ganadería, Pesca, Minería, Otros y No Energético	Mtep 0.33

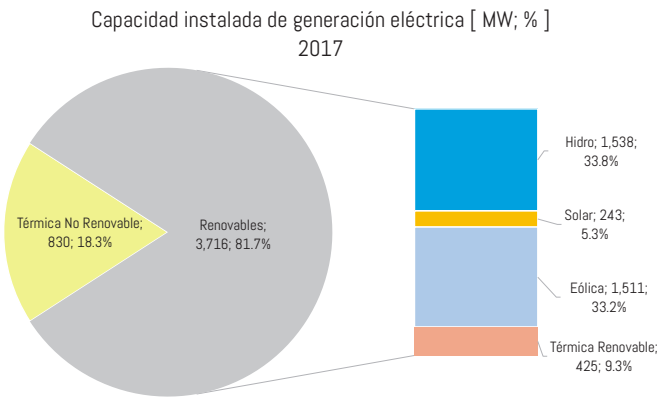
Mbbl	Gm^3	Mt
n.a.	n.a.	n.a.
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

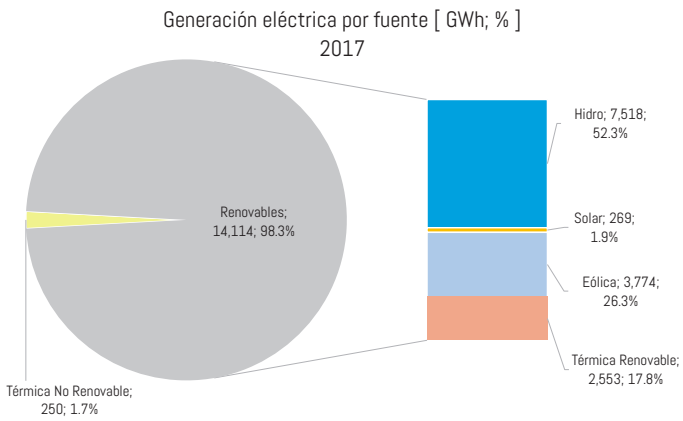
[1] Exportaciones incluye búnker internacional.
[2] Incluye consumo no energético.

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
3,110	1.36	99.77	5.23	3.80	2.14	0.33 [1]	4.74 [2]	50	4.55	0.07 / 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

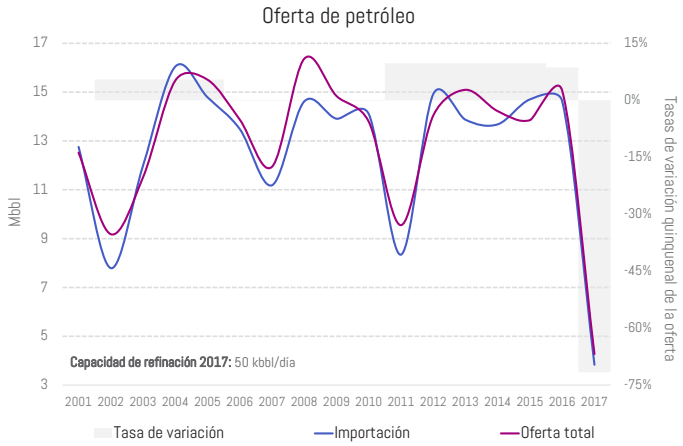
Balance energético resumido 2017



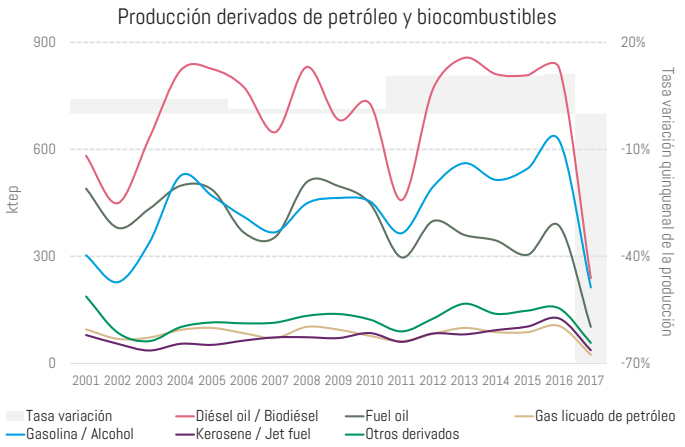


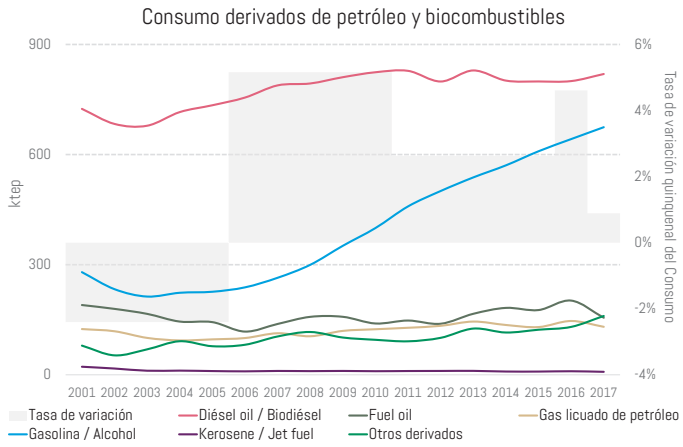


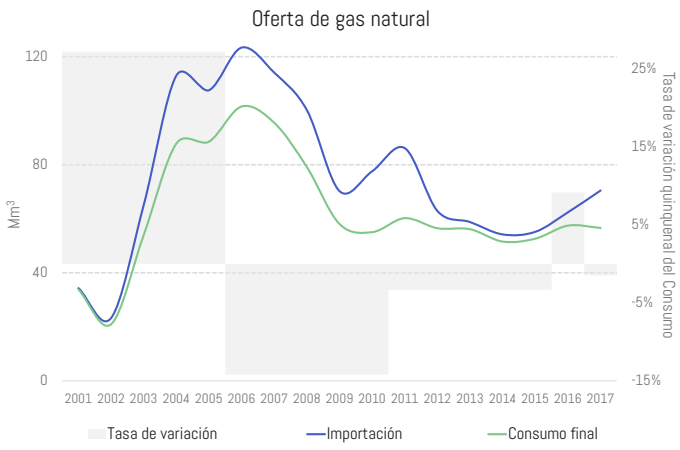
Entre el 20 de febrero y el 30 de septiembre de 2017, se llevó a cabo la parada técnica por mantenimiento de las Unidades en Refinería La Teja.

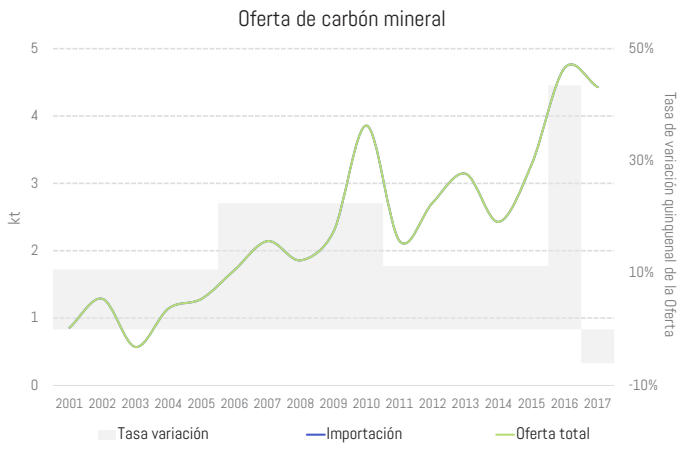


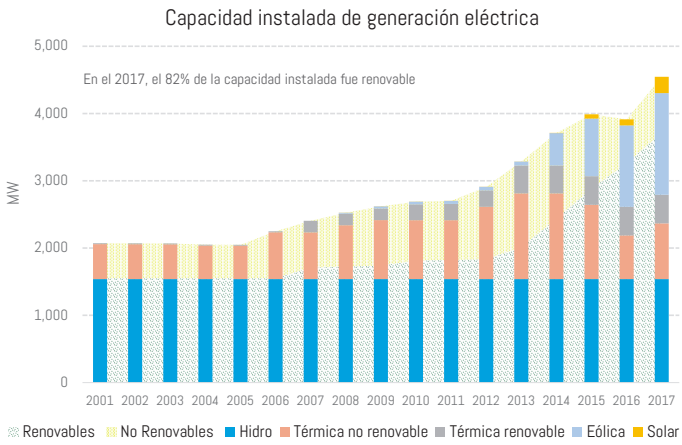
URUGUAY

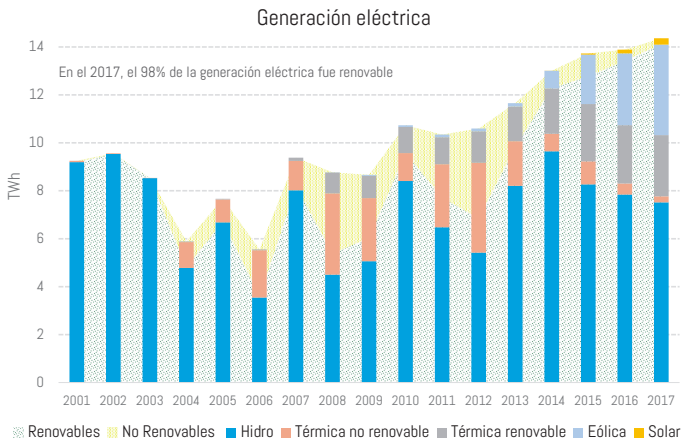


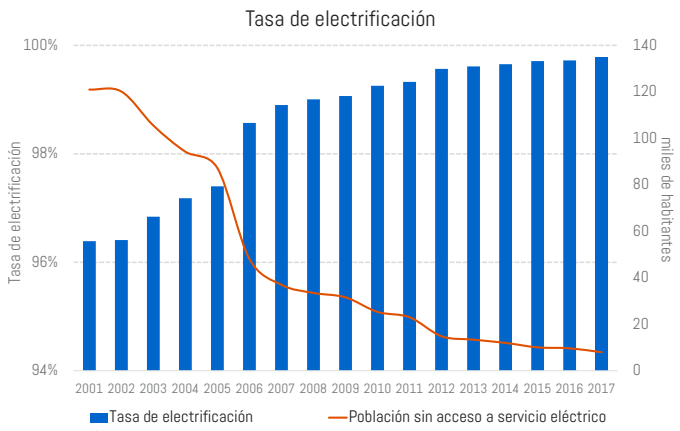




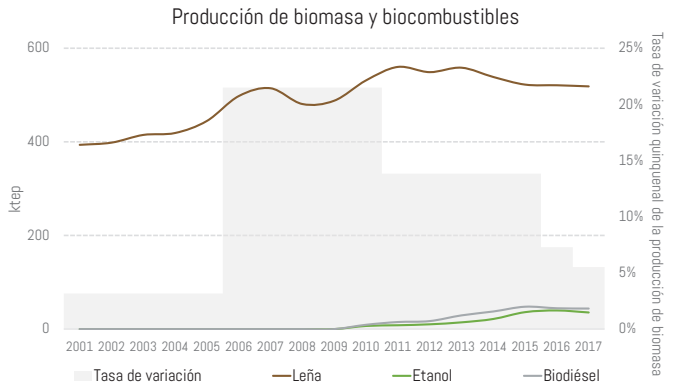




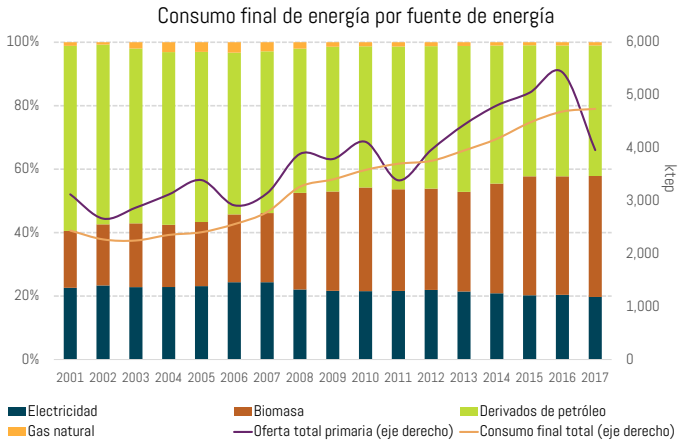


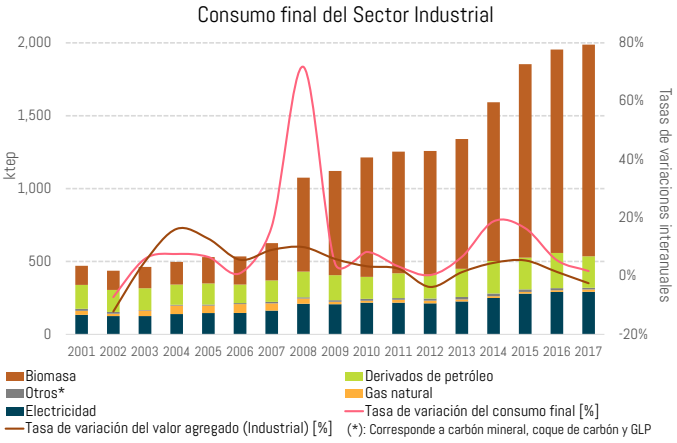


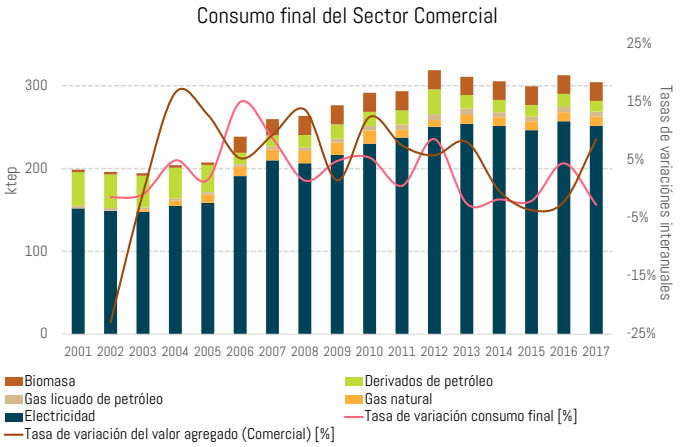
Nota: Los datos 2000-2005 fueron estimados por OLADE.

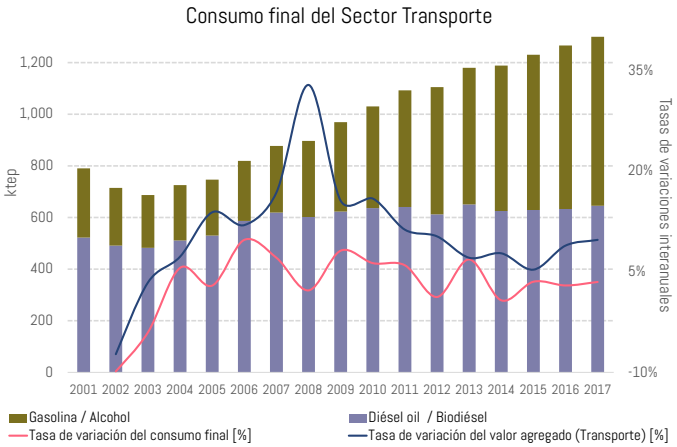


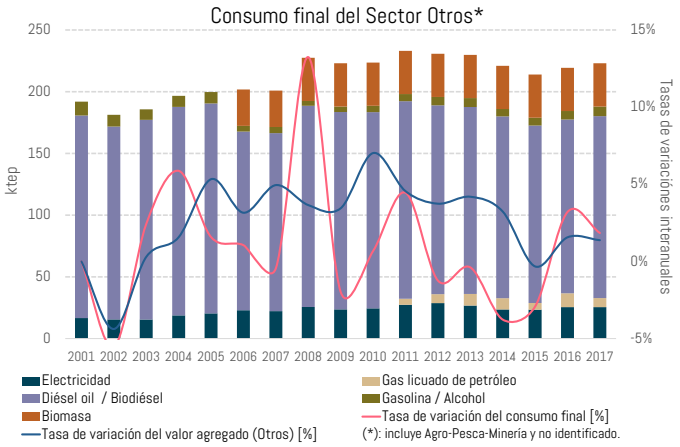
El gráfico no incluye "**Otra biomasa**" que considera, residuos de biomasa (cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera) y biomasa para producción de biocombustibles (caña de azúcar, sorgo dulce, soja, girasol, canola, sebo). Para el 2017 el valor de producción de esta fuente fue de 1,693 ktep.

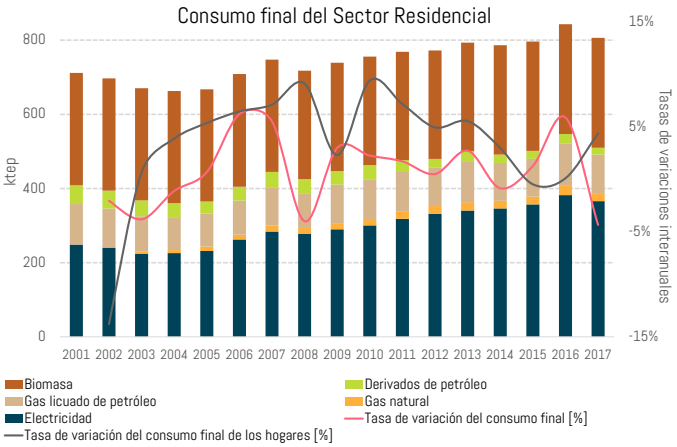

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
ktep
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Biomasa
Derivados de petróleo
Gas natural
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

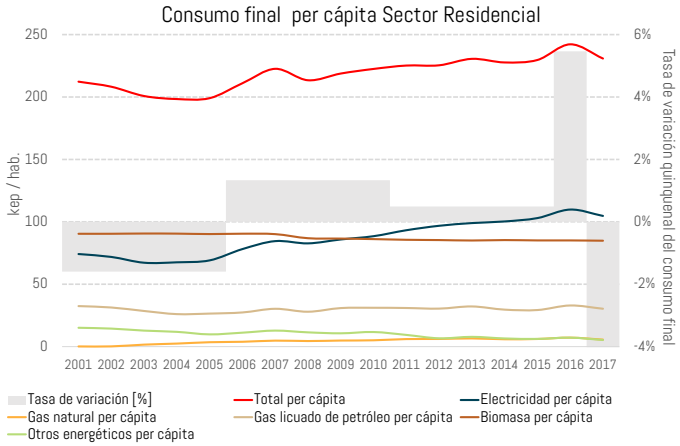

Consumo final del Sector Industrial
2,000
1,500
1,000
500
0
ktep
80%
60%
40%
20%
0%
-20%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Derivados de petróleo
Otros*
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]
(*): Corresponde a carbón mineral, coque de carbón y GLP

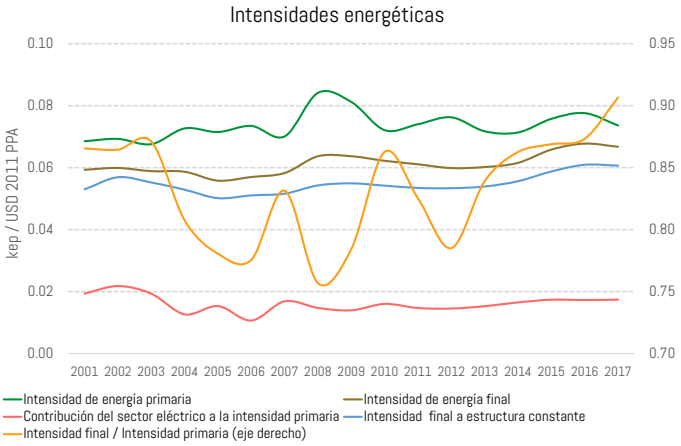

Consumo final del Sector Comercial
300
200
100
0
ktep
25%
15%
5%
-5%
-15%
-25%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Derivados de petróleo
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

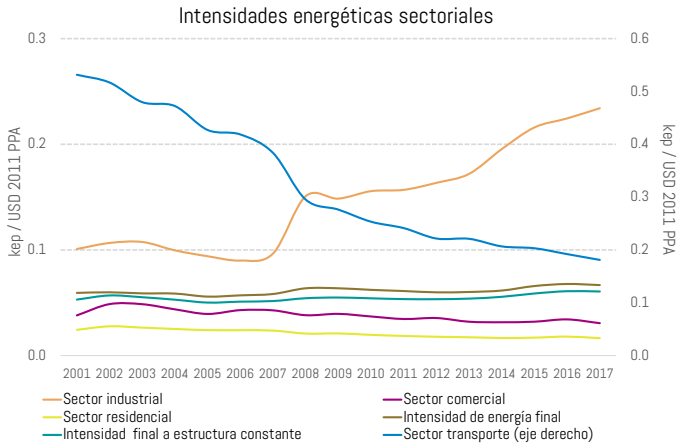

Consumo final del Sector Transporte
1,200
1,000
800
600
400
200
0
ktep
35%
20%
5%
-10%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Gasolina / Alcohol
Diésel oil / Biodiésel
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

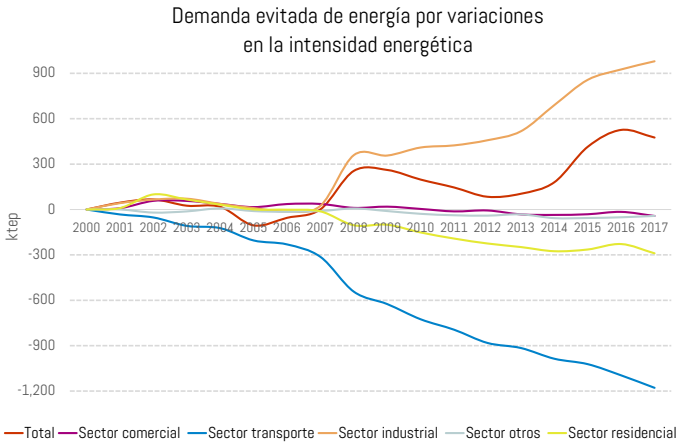

Consumo final del Sector Otros*
250
200
150
100
50
0
ktep
15%
10%
5%
0%
-5%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Electricidad
Gas licuado de petróleo
Diésel oil / Biodiésel
Gasolina / Alcohol
Biomasa
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Otros) [%]
(*): incluye Agro-Pesca-Minería y no identificado.

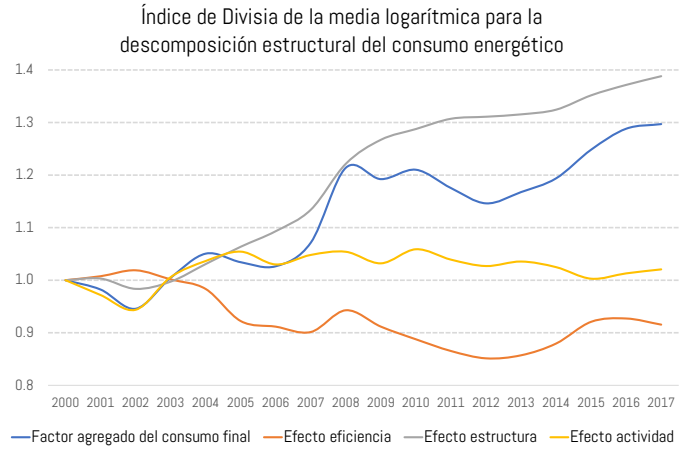

Consumo final del Sector Residencial
800
600
400
200
0
ktep
15%
5%
-5%
-15%
Tasas de variaciones interanuales
2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017
Biomasa
Derivados de petróleo
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

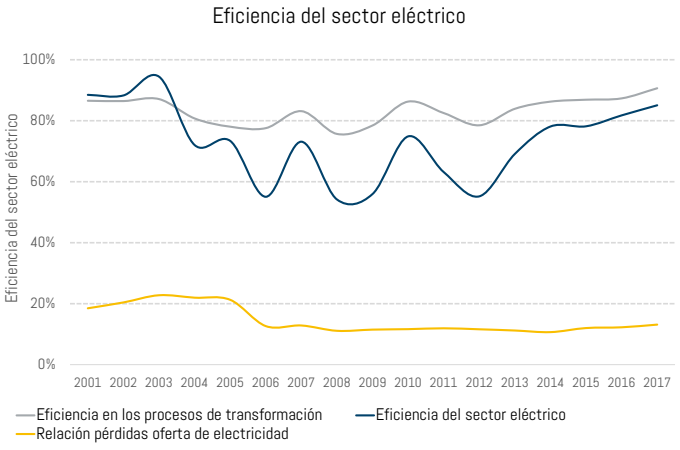

Consumo final per cápita Sector Residencial
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal del consumo final
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita

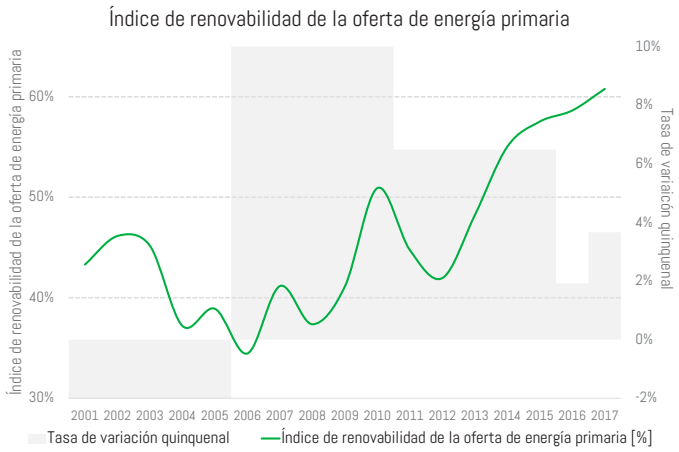

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

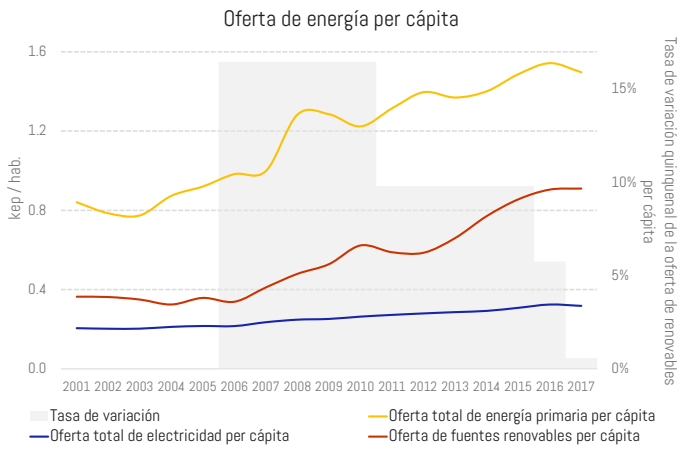

Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

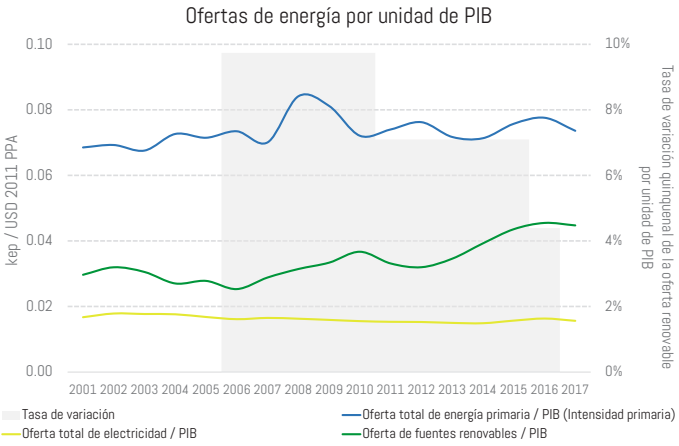

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

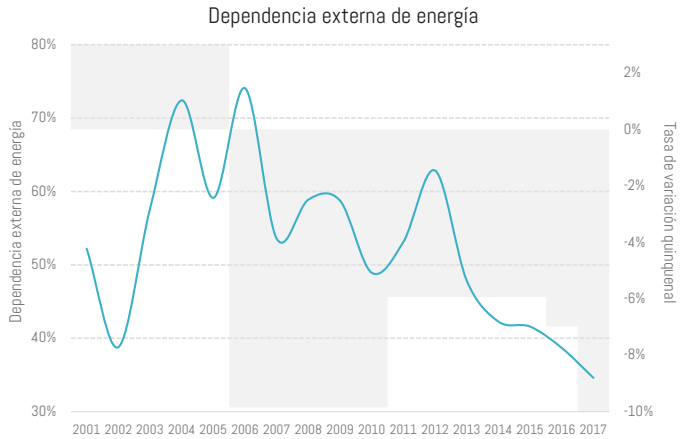

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
Factor agregado del consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad


Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad



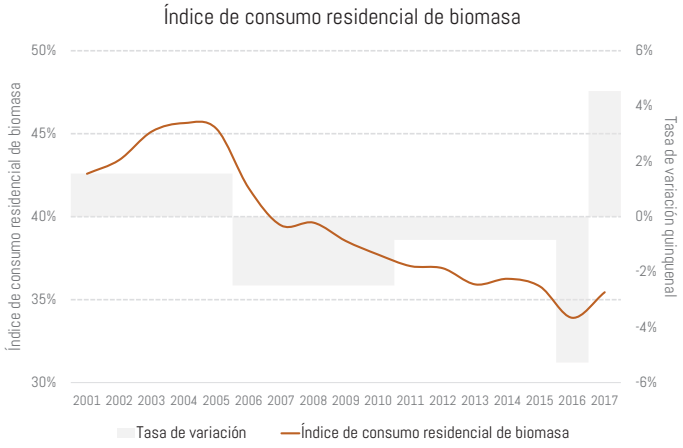




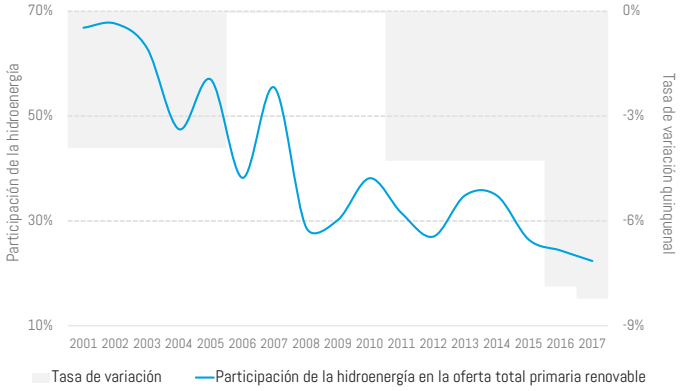


URUGUAY

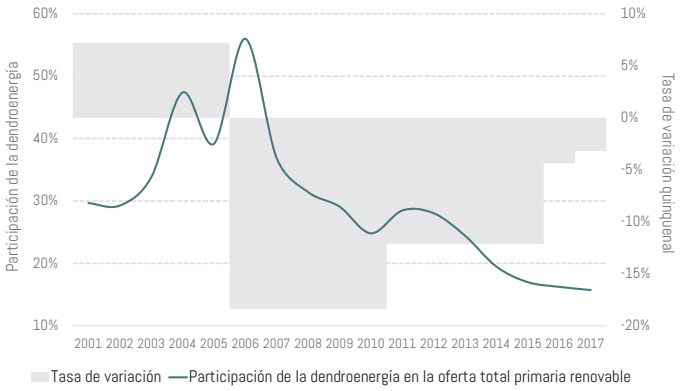
En el 2017 la generación eléctrica de origen solar fotovoltaico superó a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles.



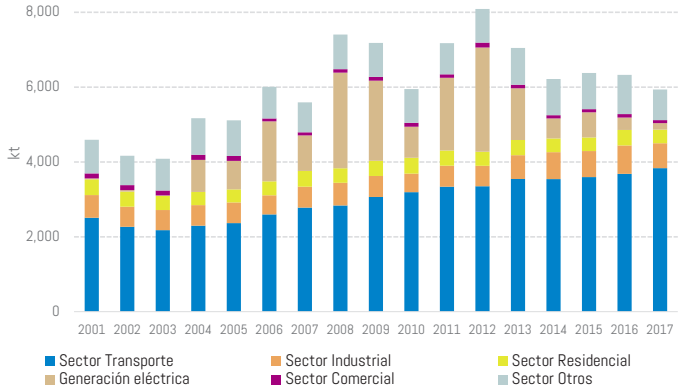
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable



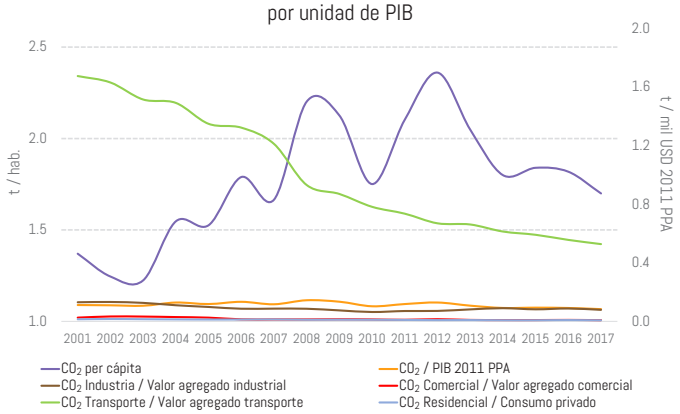
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



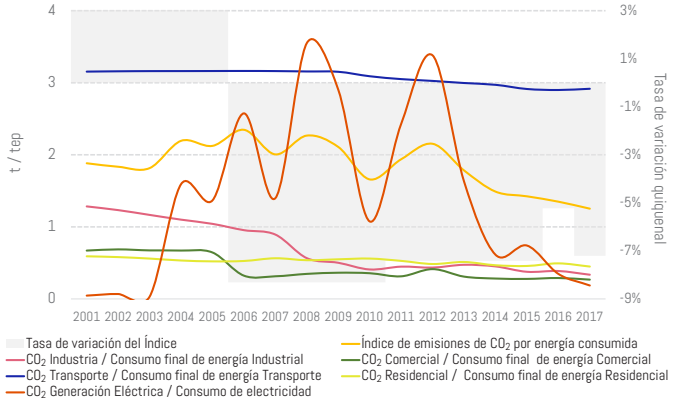
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



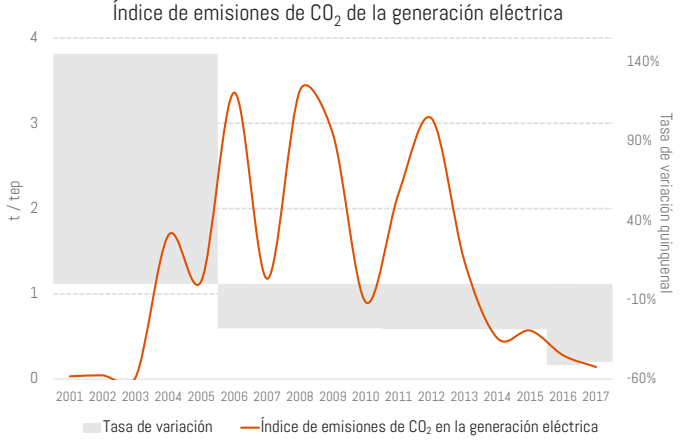
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

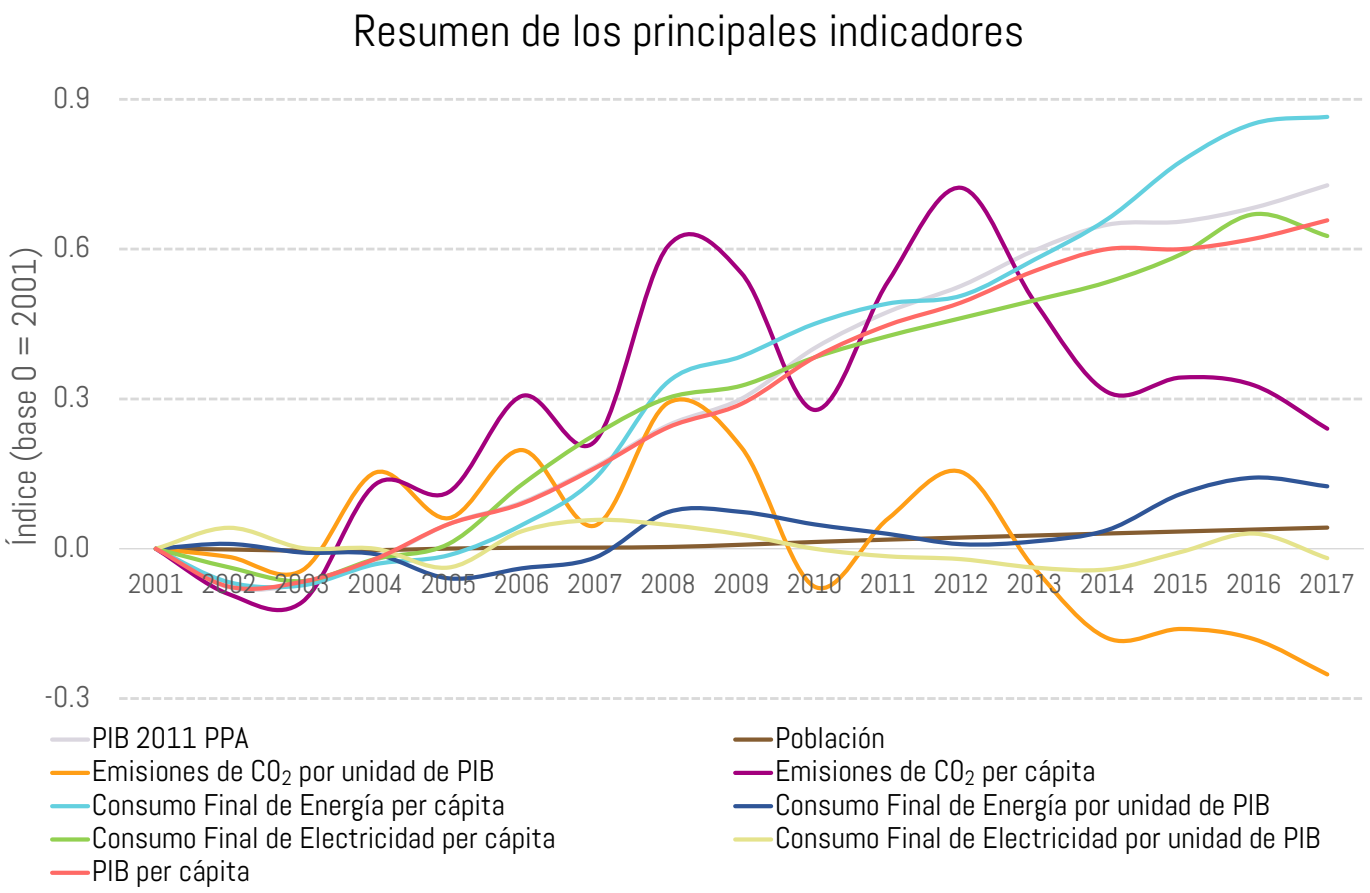


Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica




Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2001)
0.9
0.6
0.3
0.0
-0.3
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita

VENEZUELA

Datos Generales 2016

Población (mil hab.)	30,936
Superficie (km^2)	912,050
Densidad de población (hab. / km^2)	34
Población urbana (%)	89
PIB USD 2010 (MUSD)	218,679
PIB USD 2011 PPA (MUSD)	568,222
PIB per cápita (mil USD 2011 PPA / hab.)	18

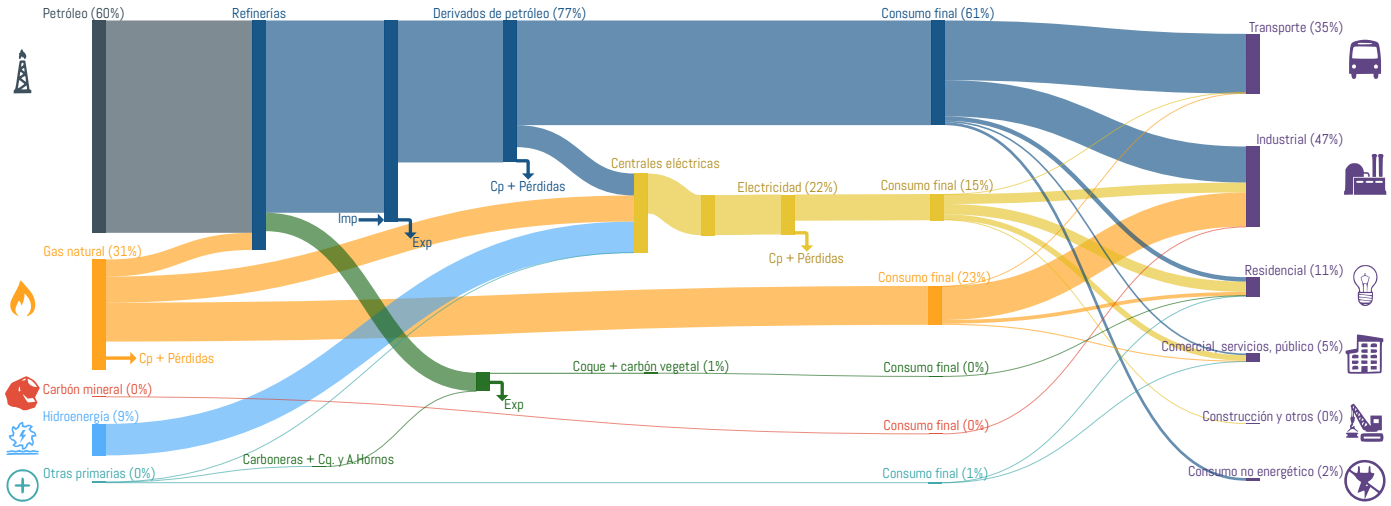
Sector Energético 2013

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

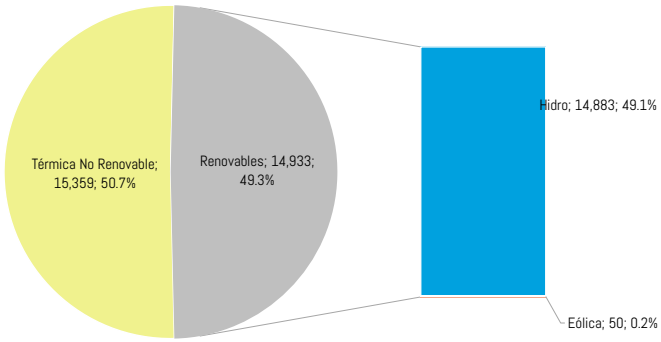
Mbbl	Gm^3	Mt
298,353	5,581	1,767
Reservas de petróleo	Reservas de gas natural	Reservas de carbón mineral

kWh / hab.	tep / hab.	%	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	Mtep	kbbl / día	GW	kep/USD 2011 PPA
2,918	1.61	98.90	79.43	191.17	5.29	123.82	47.95	1,303	30.29	0.19 / 0.09
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

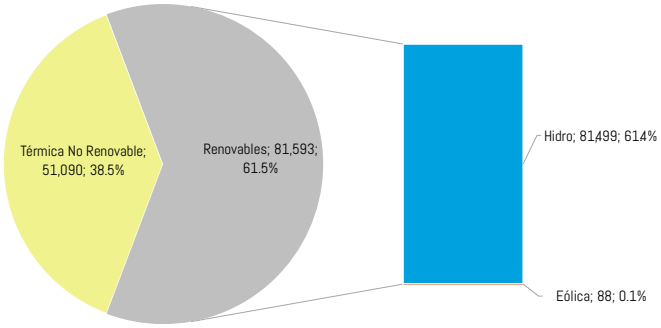
Balance energético resumido 2013



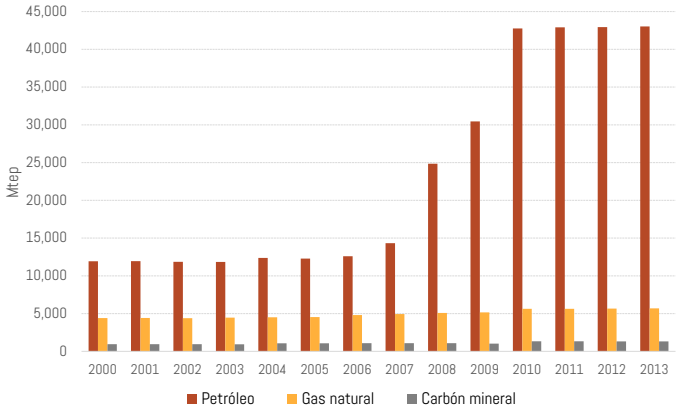
Capacidad instalada de generación eléctrica [MW; %]
2013



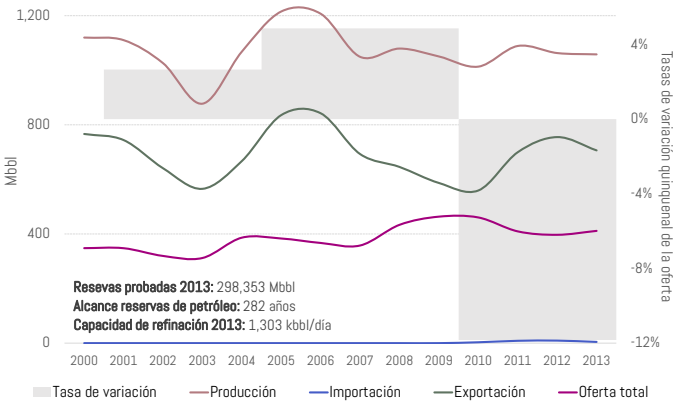
Generación eléctrica por fuente [GWh; %]
2013



Reservas probadas de petróleo, gas natural y carbón mineral

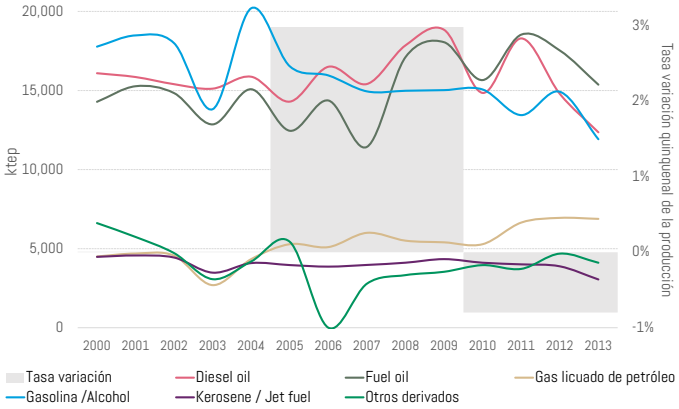


Oferta de petróleo

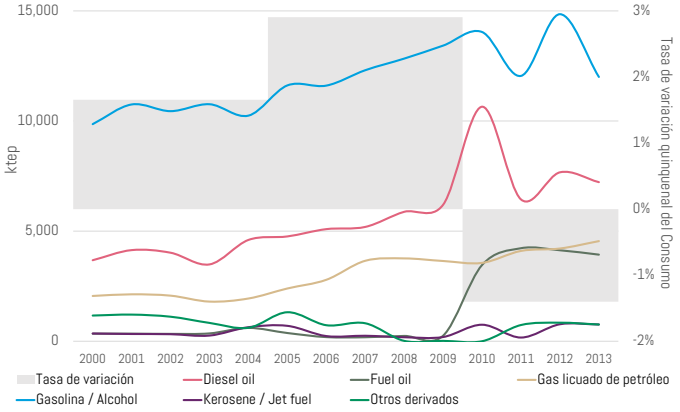


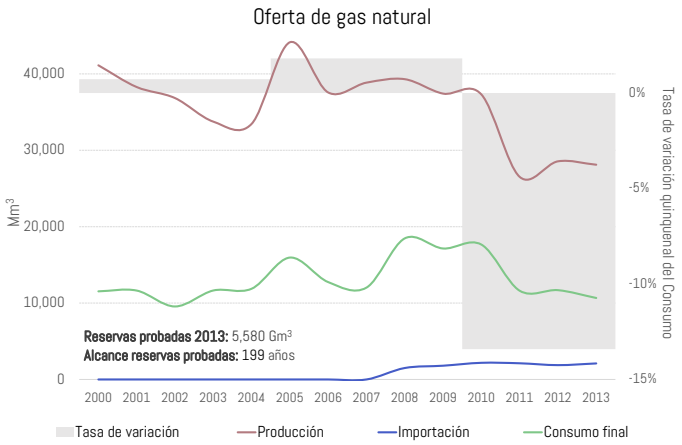
VENEZUELA

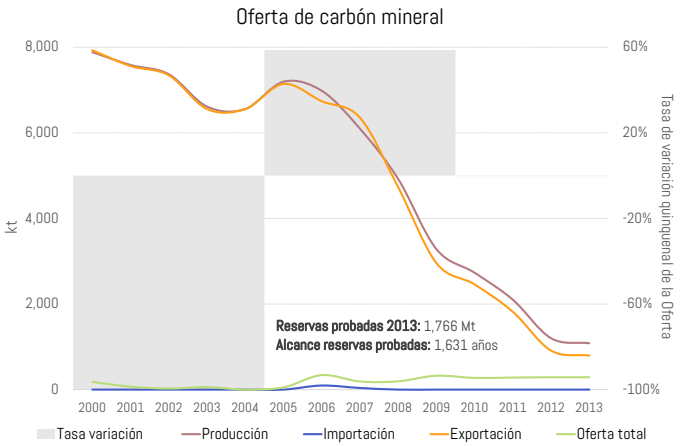
Producción derivados de petróleo

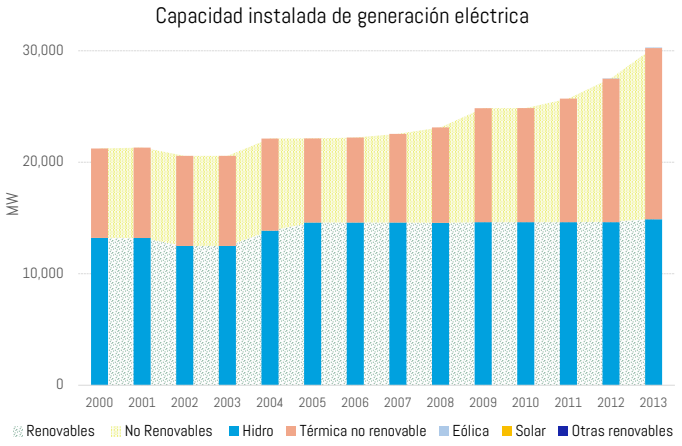


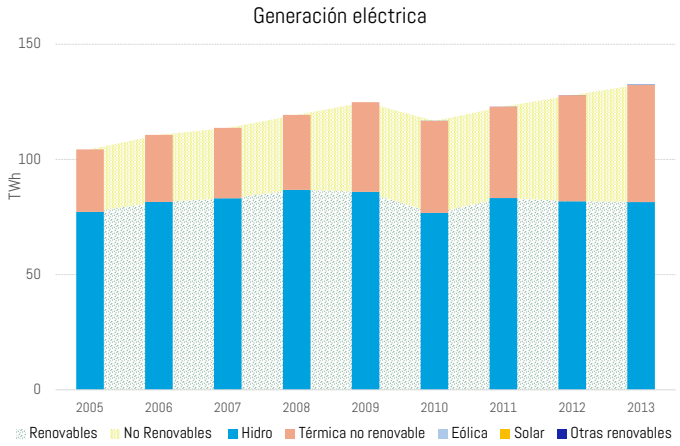
Consumo derivados de petróleo

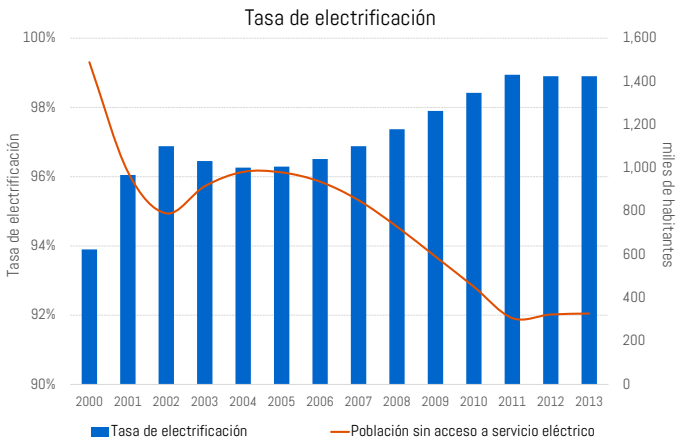


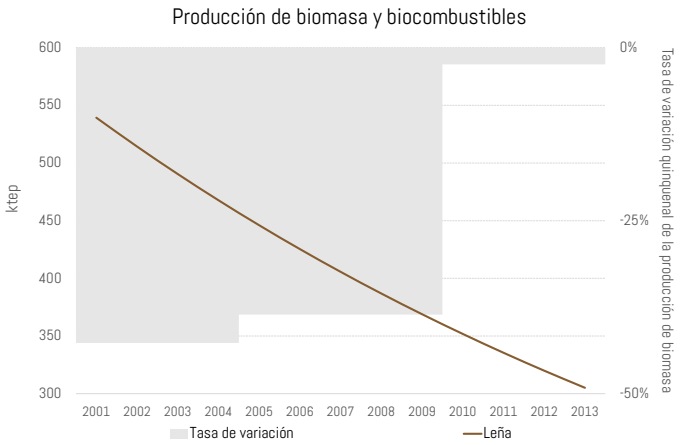

Oferta de gas natural
Mm³
Tasa de variación quinquenal del Consumo
Reservas probadas 2013: 5,580 Gm³
Alcance reservas probadas: 199 años
Tasa de variación
Producción
Importación
Consumo final

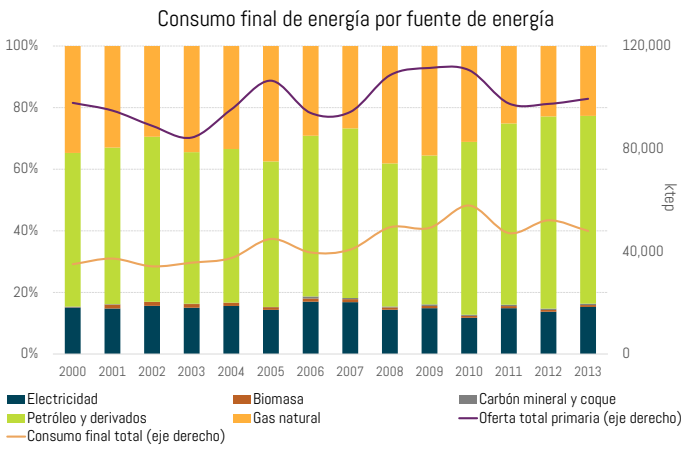

Oferta de carbón mineral
kt
Tasa de variación quinquenal de la Oferta
Reservas probadas 2013: 1,766 Mt
Alcance reservas probadas: 1,631 años
Tasa variación
Producción
Importación
Exportación
Oferta total

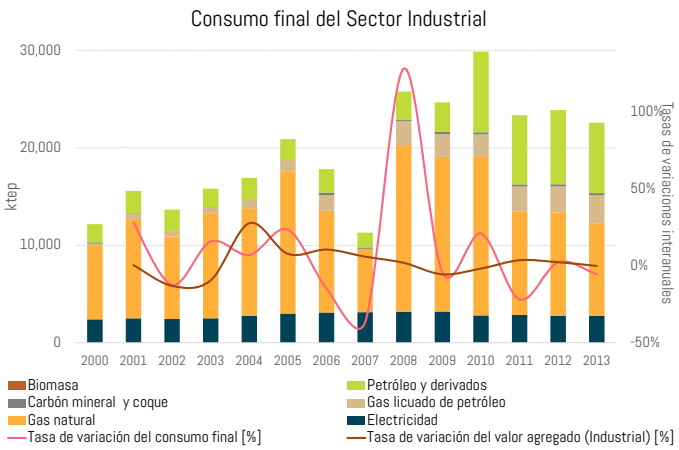

Capacidad instalada de generación eléctrica
MW
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Eólica
Solar
Otras renovables

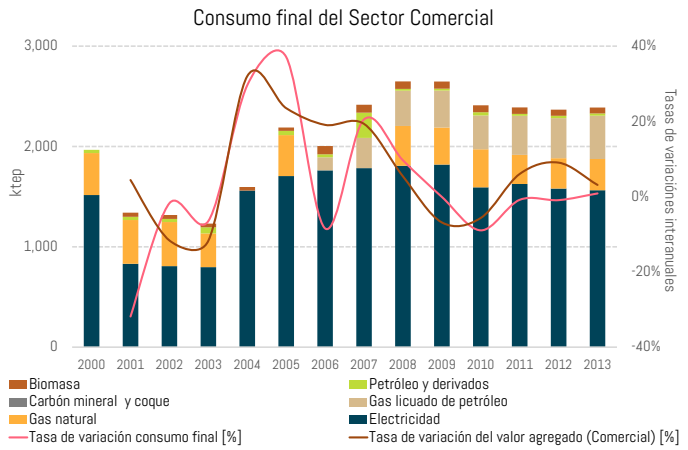

Generación eléctrica
TWh
Renovables
No Renovables
Hidro
Térmica no renovable
Eólica
Solar
Otras renovables

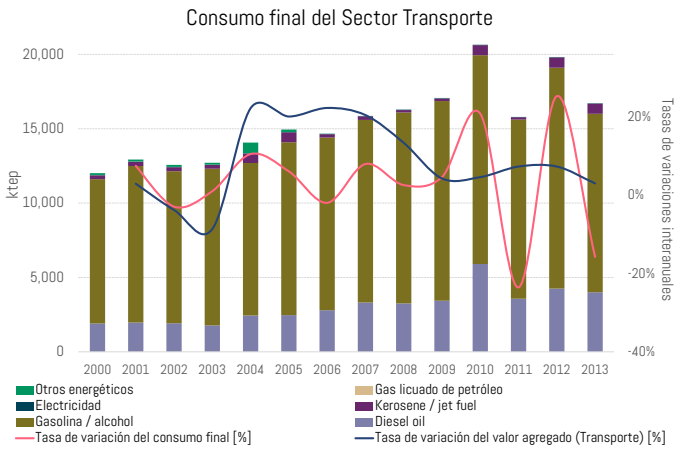

Tasa de electrificación
Tasa de electrificación
miles de habitantes
Tasa de electrificación
Población sin acceso a servicio eléctrico

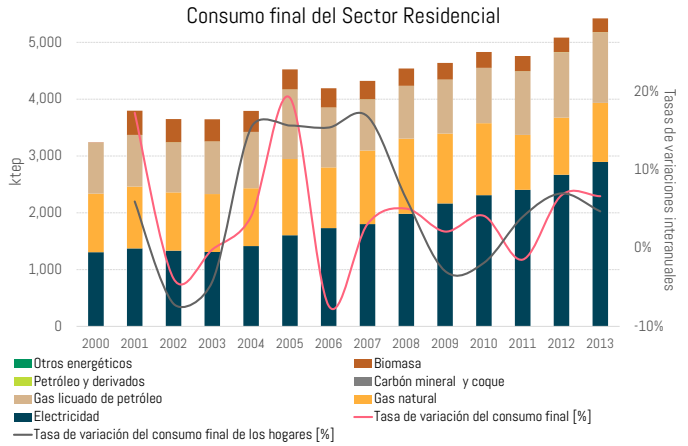

Producción de biomasa y biocombustibles
ktep
Tasa de variación quinquenal de la producción de biomasa
Tasa de variación
Leña

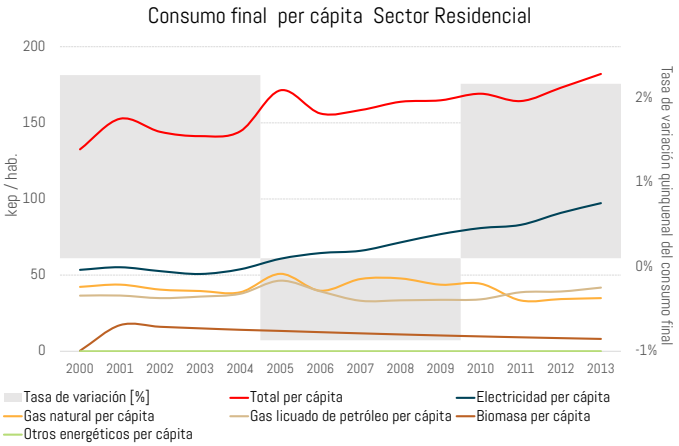

Consumo final de energía por fuente de energía
100%
80%
60%
40%
20%
0%
120,000
80,000
40,000
0
ktep
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Electricidad
Biomasa
Carbón mineral y coque
Petróleo y derivados
Gas natural
Oferta total primaria (eje derecho)
Consumo final total (eje derecho)

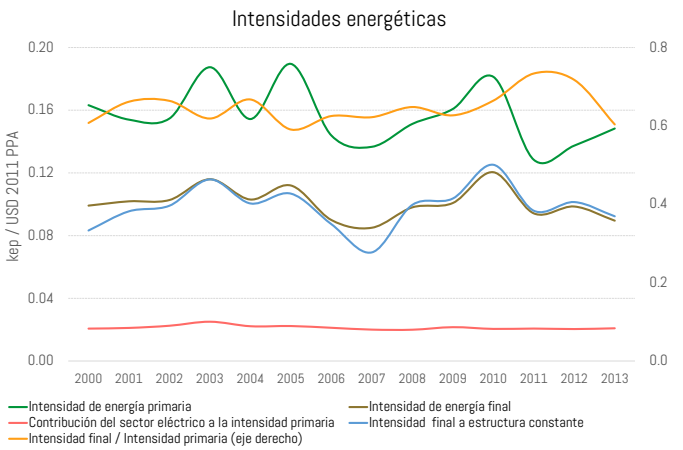

Consumo final del Sector Industrial
30,000
20,000
10,000
0
ktep
100%
50%
0%
-50%
Tasas de variaciones interanuales
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Industrial) [%]

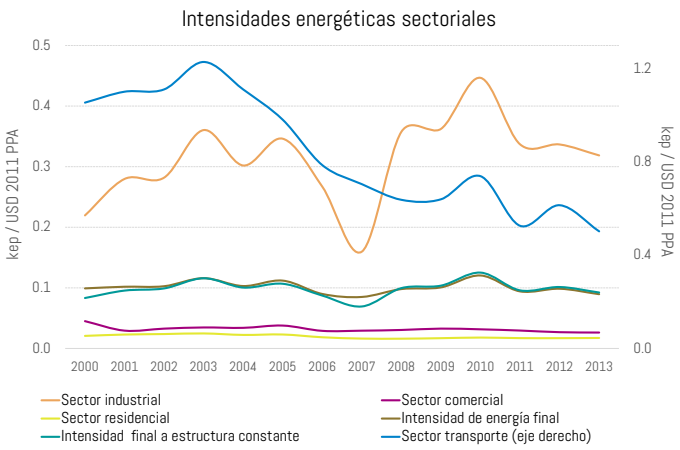

Consumo final del Sector Comercial
3,000
2,000
1,000
0
ktep
40%
20%
0%
-20%
-40%
Tasas de variaciones interanuales
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Comercial) [%]

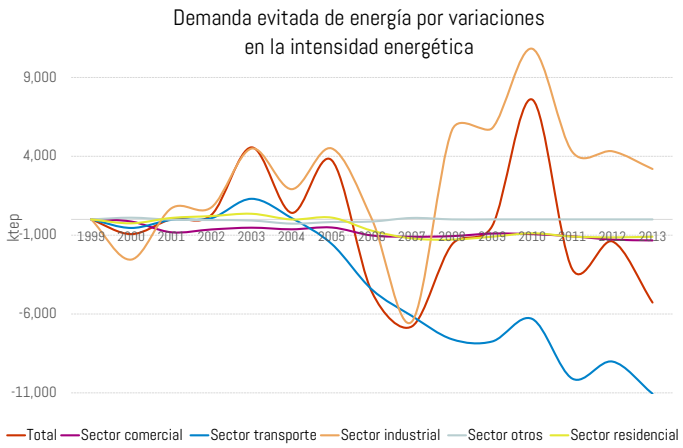

Consumo final del Sector Transporte
20,000
15,000
10,000
5,000
0
ktep
20%
0%
-20%
-40%
Tasas de variaciones interanuales
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Otros energéticos
Gas licuado de petróleo
Electricidad
Kerosene / jet fuel
Gasolina / alcohol
Diesel oil
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del valor agregado (Transporte) [%]

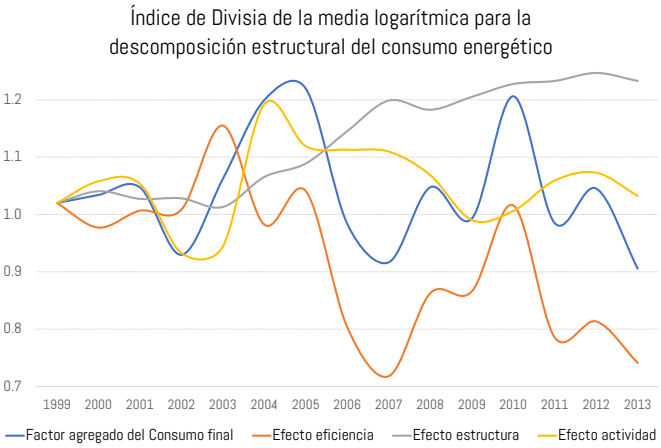

Consumo final del Sector Residencial
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0
ktep
20%
10%
0%
-10%
Tasas de variaciones interanuales
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Otros energéticos
Biomasa
Petróleo y derivados
Carbón mineral y coque
Gas licuado de petróleo
Gas natural
Electricidad
Tasa de variación del consumo final [%]
Tasa de variación del consumo final de los hogares [%]

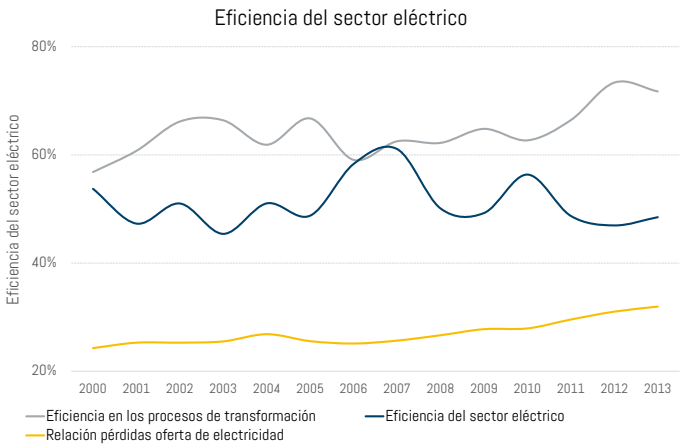

Consumo final per cápita Sector Residencial
200
150
100
50
0
kep / hab.
2%
1%
0%
-1%
Tasa de variación quinquenal del consumo final
2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013
Tasa de variación [%]
Total per cápita
Electricidad per cápita
Gas natural per cápita
Gas licuado de petróleo per cápita
Biomasa per cápita
Otros energéticos per cápita

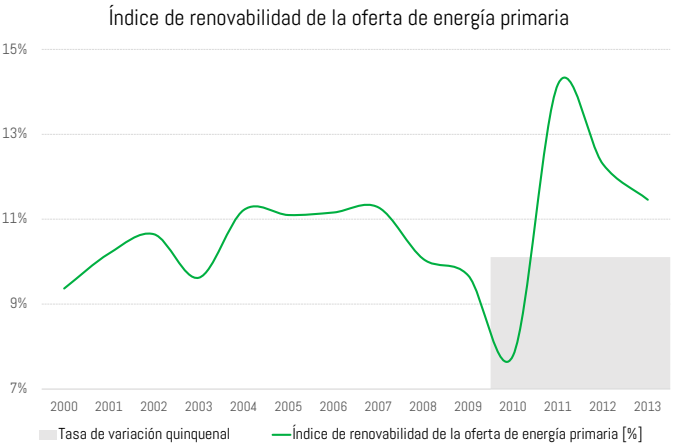

Intensidades energéticas
kep / USD 2011 PPA
Intensidad de energía primaria
Intensidad de energía final
Contribución del sector eléctrico a la intensidad primaria
Intensidad final a estructura constante
Intensidad final / Intensidad primaria (eje derecho)

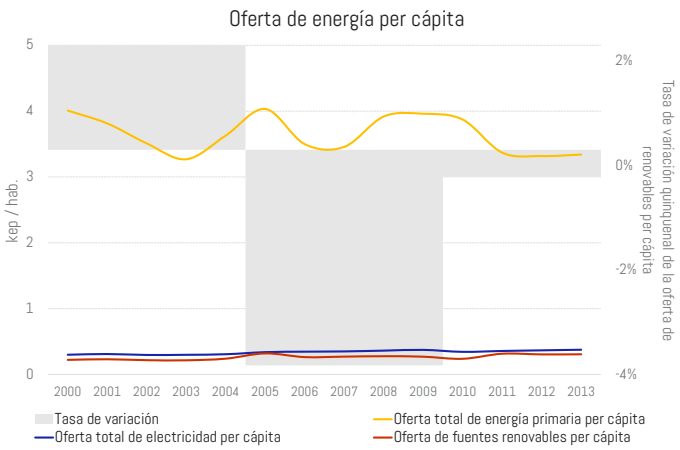

Intensidades energéticas sectoriales
kep / USD 2011 PPA
Sector industrial
Sector comercial
Sector residencial
Intensidad de energía final
Intensidad final a estructura constante
Sector transporte (eje derecho)

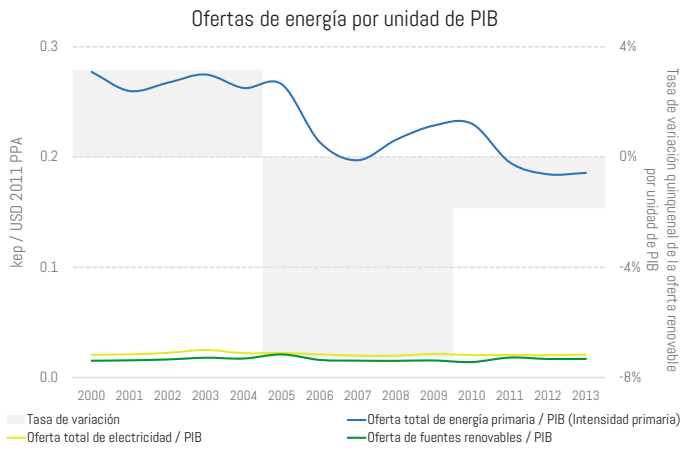

Demanda evitada de energía por variaciones en la intensidad energética
ktep
Total
Sector comercial
Sector transporte
Sector industrial
Sector otros
Sector residencial

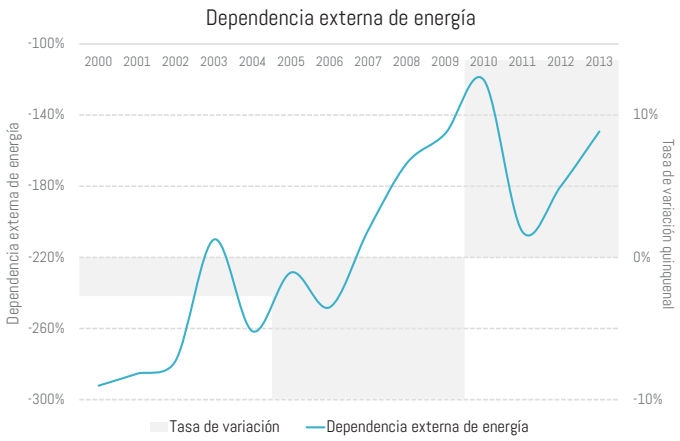

Índice de Divisia de la media logarítmica para la descomposición estructural del consumo energético
Factor agregado del Consumo final
Efecto eficiencia
Efecto estructura
Efecto actividad

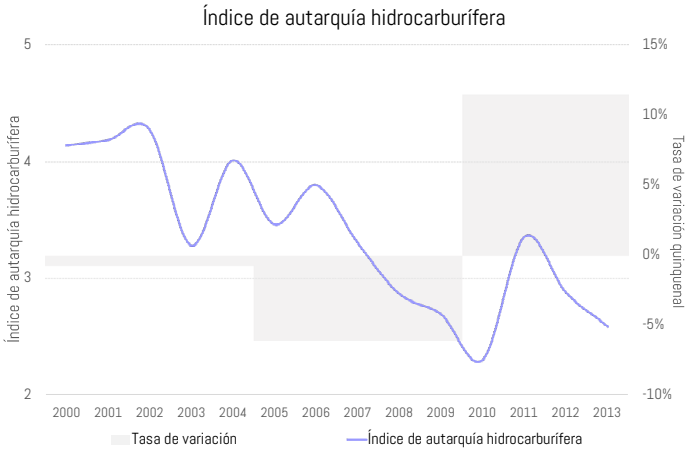

Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia del sector eléctrico
Eficiencia en los procesos de transformación
Eficiencia del sector eléctrico
Relación pérdidas oferta de electricidad


Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria
Tasa de variación quinquenal
Índice de renovabilidad de la oferta de energía primaria [%]

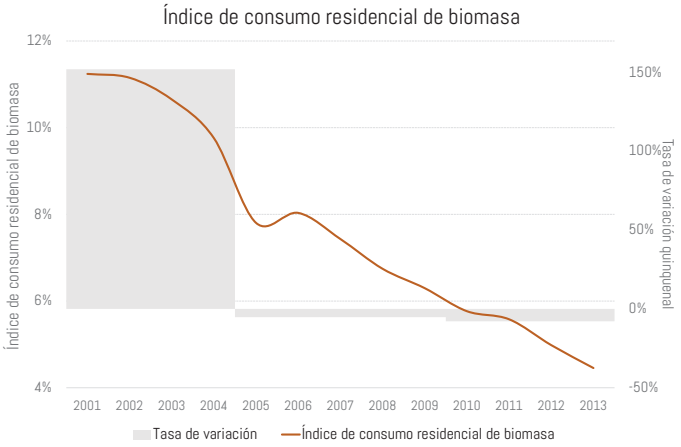

Oferta de energía per cápita
kep / hab.
Tasa de variación quinquenal de la oferta de renovables per cápita
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria per cápita
Oferta total de electricidad per cápita
Oferta de fuentes renovables per cápita

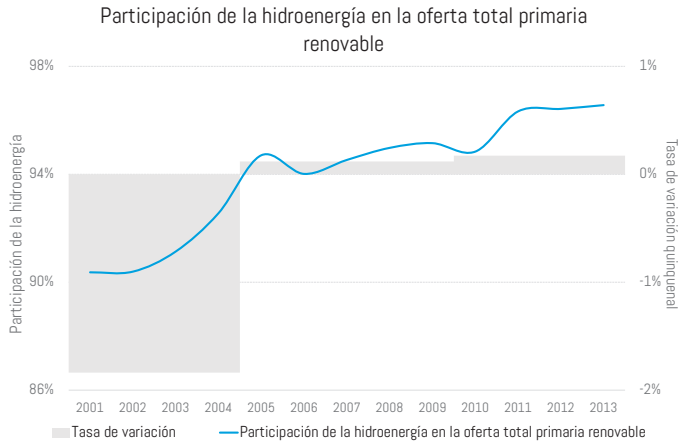

Ofertas de energía por unidad de PIB
kep / USD 2011 PPA
Tasa de variación quinquenal de la oferta renovable por unidad de PIB
Tasa de variación
Oferta total de energía primaria / PIB (Intensidad primaria)
Oferta total de electricidad / PIB
Oferta de fuentes renovables / PIB


Dependencia externa de energía
Dependencia externa de energía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Dependencia externa de energía

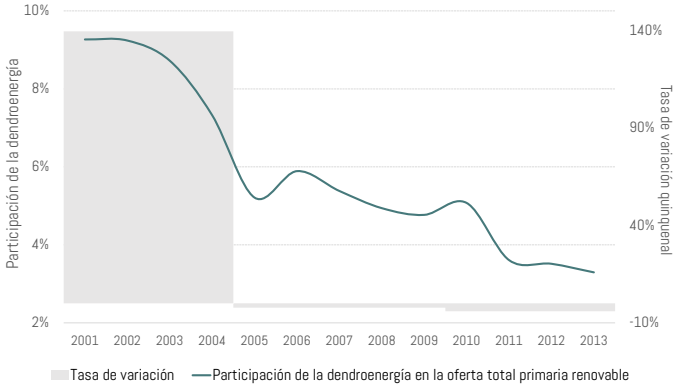

Índice de autarquía hidrocarburífera
Índice de autarquía hidrocarburífera
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de autarquía hidrocarburífera

VENEZUELA

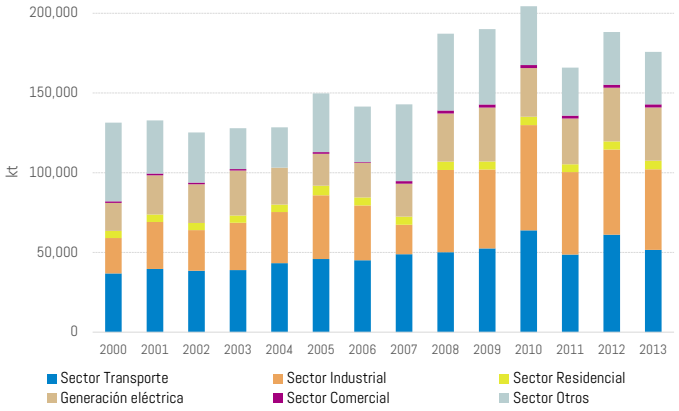

Índice de consumo residencial de biomasa
Índice de consumo residencial de biomasa
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Índice de consumo residencial de biomasa


Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable
Participación de la hidroenergía
Tasa de variación quinquenal
Tasa de variación
Participación de la hidroenergía en la oferta total primaria renovable

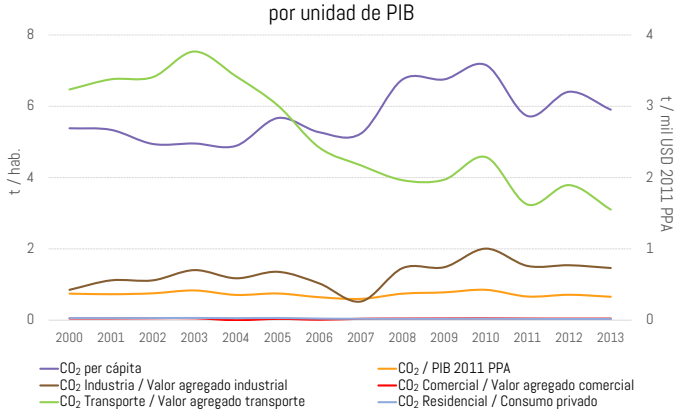
Participación de la dendroenergía en la oferta primaria renovable



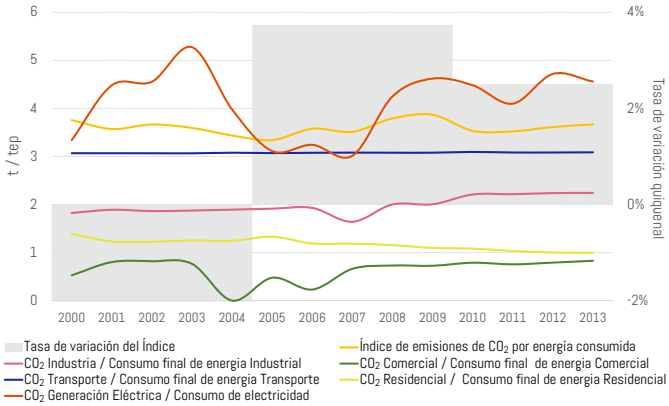
Evolución de las emisiones de CO_2 por sector



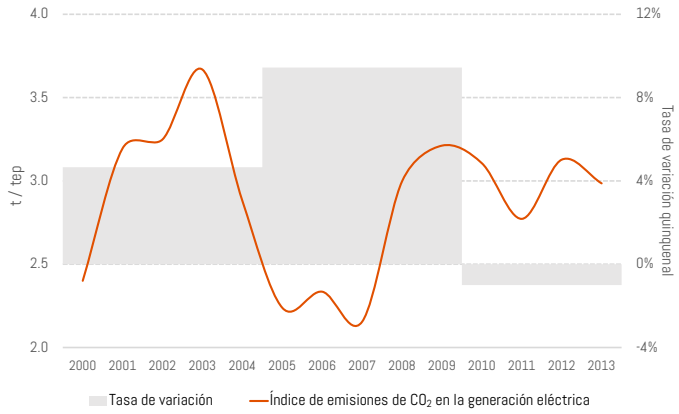
Evolución de las emisiones de CO_2 per cápita y por unidad de PIB

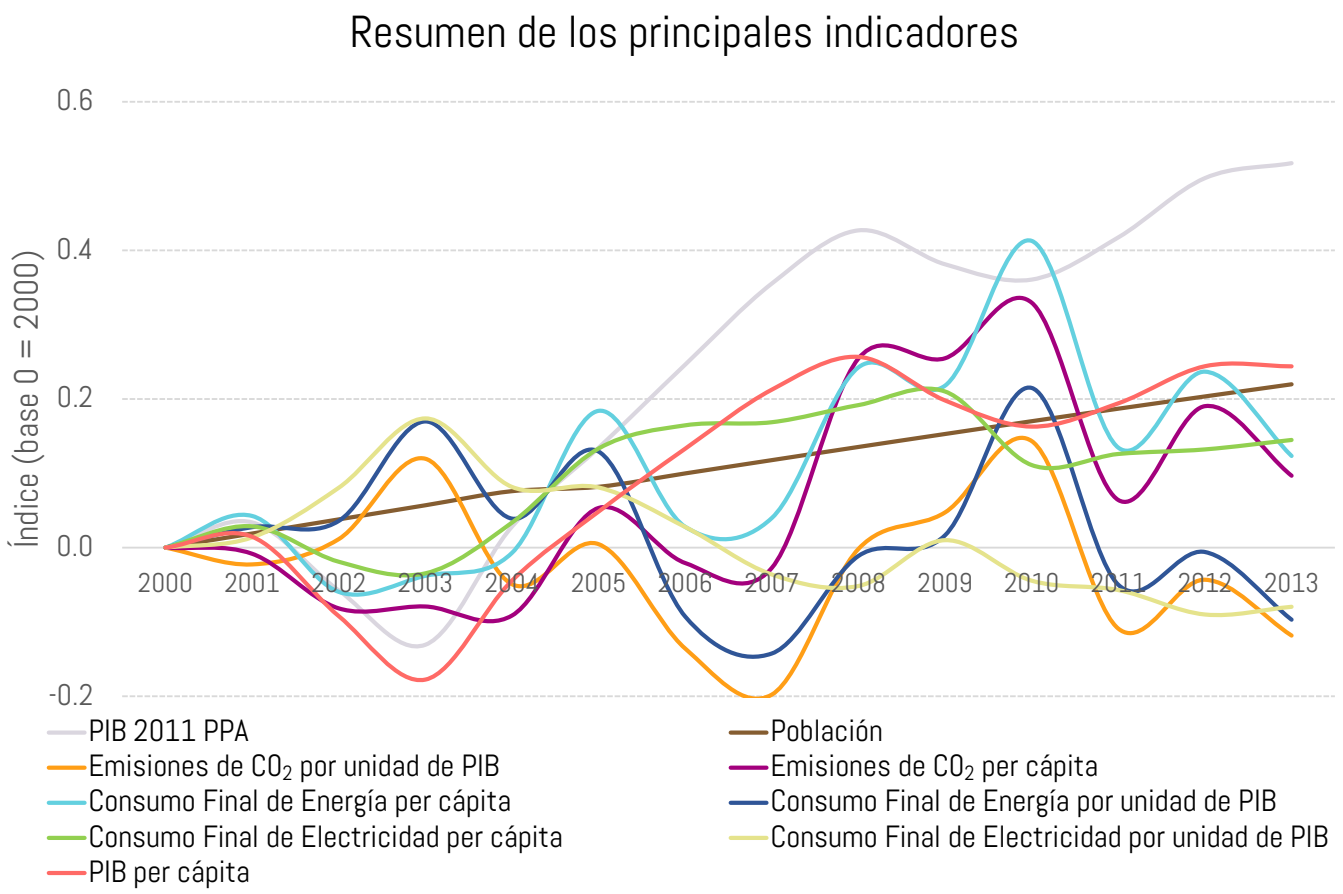


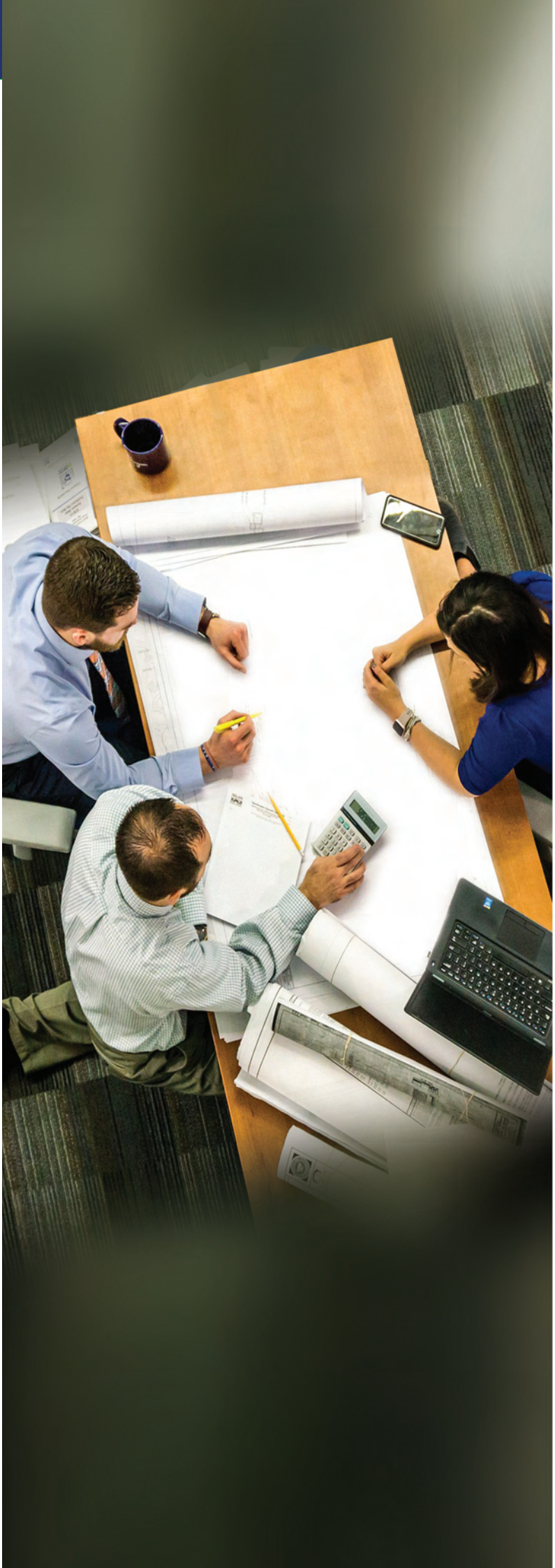
Índice de emisiones de CO_2 por energía consumida



Índice de emisiones de CO_2 de la generación eléctrica




Resumen de los principales indicadores
Índice (base 0 = 2000)
0.6
0.4
0.2
0.0
-0.2
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
PIB 2011 PPA
Población
Emisiones de CO_2 por unidad de PIB
Emisiones de CO_2 per cápita
Consumo Final de Energía per cápita
Consumo Final de Energía por unidad de PIB
Consumo Final de Electricidad per cápita
Consumo Final de Electricidad por unidad de PIB
PIB per cápita



Legislación, regulación y política energética

Legislación, regulación y política energética 2017

1. *INSTITUCIONAL*

Aprobación de políticas, planes, programas y creación de instituciones

Argentina creó el Consejo Federal de la Energía (CFE), concebido como órgano consultivo sobre desarrollo energético a nivel nacional, presidido por el Ministro de esta cartera de Estado, e integrado por un representante de cada una de las jurisdicciones y los presidentes y vicepresidentes de las Comisiones de Energía de ambas Cámaras del Congreso Nacional, con la coordinación de una Secretaría Ejecutiva. El CFE es competente para actuar como consejo asesor del Poder Ejecutivo Nacional y de las provincias, incluyendo el desarrollo de programas específicos para impulsar energías alternativas y eficiencia energética, coordinación tarifaria, proyectos de inversión de interés nacional o provincial, velar por el normal funcionamiento de los entes reguladores energéticos, etc. Adicionalmente, se oficializó el Acuerdo Federal Energético entre el Gobierno Nacional, 20 provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dirigido a promover la implementación de políticas energéticas que garanticen la seguridad de abastecimiento a nivel nacional. El referido instrumento establece compromisos en materia de coordinación, formulación y ejecución de la política energética con miras al logro de un sector energético más confiable, inclusivo, competitivo y ambientalmente sostenible. Por otra parte, y con el propósito de racionalizar y tornar más eficiente la gestión pública del sector de la energía, limitando la participación del Estado a aquellas obras y servicios que no puedan ser asumidos adecuadamente por el sector privado, se aprobó la conformación de la Integración Energética **Argentina** S.A., con la fusión por absorción de EBISA por parte de ENARSA. La sociedad absorbente asumirá las funciones de comercialización de la energía eléctrica proveniente de las centrales hidroeléctricas binacionales Salto Grande y Yacyretá, y de las interconexiones con Uruguay, Brasil y Paraguay. Asimismo, quedarán bajo la órbita de la nueva sociedad las actividades de exploración y explotación de Yacimientos de Hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, y distribución, comercialización e industrialización de sus productos y derivados. Adicionalmente, la normativa instruye al Ministerio de Energía y Minería a desprenderse de las participaciones accionarias de determinadas centrales de generación eléctrica.

Con el objetivo de cumplir las metas planteadas en la Constitución Política del Estado en materia de desarrollo energético, **Bolivia** creó el Ministerio de Energías separado del Ministerio de Hidrocarburos. La nueva cartera está enfocada en el desarrollo de las energías alternativas y renovables, a tales efectos su estructura jerárquica está integrada por dos viceministerios: Altas tecnologías Energéticas (litio, energía nuclear) y Electricidad y Energías Alternativas. La referida medida implica la reorganización estructural del Ministerio de Hidrocarburos. También se creó la Empresa Pública Nacional Estratégica de Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB), bajo tuición del Ministerio de Energías, en sustitución de la Gerencia Nacional de Recursos Evaporíticos. YLB, responsable de realizar las actividades de toda de la cadena productiva: prospección, exploración, explotación, beneficio o concentración, instalación, implementación, puesta en marcha, operación y administración de recursos evaporíticos, complejos de química inorgánica, industrialización y comercialización; desarrollará además los procesos de química básica de sus recursos evaporíticos con una participación 100% estatal para la producción y comercialización. Adicionalmente se declara al litio y al potasio como elementos estratégicos, cuyo desarrollo se realizará por Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB). Por otra parte, se realizaron modificaciones a la Ley de Hidrocarburos en materia de estructura y atribuciones de YPFB, instituyendo al Presidente Ejecutivo como máxima autoridad ejecutiva y determinando que la Presidencia del Directorio será ejercida por el Ministro de Hidrocarburos.

Brasil aprobó la Política Nacional de Biocombustibles (RenovaBio), enfocada en un triple objetivo: crear herramientas para cumplir con los compromisos fijados en el Acuerdo de París; promover la expansión de la producción de biocombustibles y asegurar la predictibilidad del suministro. RenovaBio traza una estrategia que reconoce el papel de todos los tipos de biocombustibles (etanol, biodiésel, biometano, bioqueroseno, etc.) en la matriz energética brasileña, crea un certificado individual para el productor, diseñado para destacar cuánto contribuye cada miembro de la industria a reducir las emisiones de GEI e instituye los llamados Créditos de Descarbonización (Crédito de Descarbonización ó CBIO), en calidad de activo financiero, sujeto de negociación en la bolsa de valores y emitido por productores a partir de las ventas de biocombustibles.

Con el objeto de adaptar su gobernanza a los estándares internacionales en lo que respecta a las exigencias en el área de la dirección y gestión para empresas públicas, **Chile** aprobó el establecimiento de una nueva estructura de gobierno corporativo para la Empresa Nacional del Petróleo, que implica el nombramiento de dos directores por parte del Presidente de la República, además de, otros cuatro directores que serán elegidos por Alta Dirección Pública. Adicionalmente, los trabajadores de la estatal petrolera propondrán un puesto en el directorio. Por otra parte, se aprobó el reglamento que establece las condiciones, características, plazos, etapas y el procedimiento por el que se regirá la planificación energética de largo plazo que debe desarrollar el Ministerio de Energía, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de planificación de al menos treinta años. Asimismo, en cumplimiento a lo establecido en los ejes de desarrollo de recursos energéticos que integran la Política Energética Nacional, específicamente en lo que respecta a contribuir al uso eficiente y sostenible de la leña, con enfoque en la zona centro sur del país, se estableció, la Tabla de Conversión de Energía de la Leña que contiene, en un formato accesible para los comerciantes de leña y el público en general, los indicadores respecto de la energía calórica entregada por la leña según especie, porcentaje de humedad y formato de venta.

Colombia aprobó "El Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural" que incluye la construcción de la Planta de Regasificación del Pacífico, el Gasoducto Buenaventura-Yumbo, la Bidireccionalidad Yumbo-Mariquita, el Loop 10" Mariquita-Guandalay, la Bidireccionalidad Barrancabermeja-Ballena, la Bidireccionalidad Barranquilla-Ballena y Compresores El Cerrito-Popayán. Las referidas obras entrarán en operación entre el 2020 y el 2021.

Costa Rica aprobó una reforma integral del Reglamento de Organización del Subsector Energía, vigente desde 2010, dirigida a garantizar su adecuación a los cambios establecidos en la normativa relacionada con la organización del Poder Ejecutivo, la legislación de electrificación rural y servicios públicos municipales, la nueva integración del Subsector Energía y las disposiciones de la Contraloría General de la República acerca de la eficacia y eficiencia en la asignación de fuentes de energía para la generación eléctrica. Por otra parte, se aprobó el Reglamento operativo de la Secretaría de Planificación Sectorial de Ambiente, Energía, Mares y Ordenamiento Territorial (SEPLASA), órgano adscrito de apoyo y asesoría técnica al Ministro Rector y a las autoridades sectoriales en la conducción eficiente y eficaz del sector, bajo los principios de competitividad, sostenibilidad y equidad.

Honduras creó la Secretaría del Estado en el Despacho de Energía (SEN), adscrita al Gabinete Sectorial de Desarrollo Económico, en calidad de institución rectora del sector energético nacional y de la integración energética regional e internacional, teniendo a su cargo proponer al Consejo Nacional de Energía la Estrategia Energética Nacional y las políticas relacionadas con el desarrollo integral y sostenible del sector energético; así como formular, planificar, coordinar, ejecutar y evaluar las estrategias y políticas del sector energético. A tales efectos se suprimieron la Dirección General de Energía y sus dependencias adscritas a la Subsecretaría de Energía de la Secretaría de Estado en los Despachos de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas.

México aprobó los Estatutos Orgánicos que establecen la estructura, organización básica y funciones de las distintas áreas que integran Pemex Etileno y Pemex Exploración y Producción, ambas empresas productivas del Estado Subsidiarias de Petróleos Mexicanos, con personalidad jurídica y patrimonio propios, sujetas a la conducción central, dirección estratégica y coordinación de Petróleos Mexicanos, que tienen como finalidad generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano mediante la producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno, por cuenta propia o de terceros, y mediante la exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero, respectivamente. También se aprobó el Estatuto Orgánico que establece la estructura, organización básica y funciones de las distintas áreas que integran la Comisión Federal de Electricidad, empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, autonomía técnica, operativa y de gestión, que tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales, relacionadas con el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario. Adicionalmente se aprobó el Reglamento interno que define la estructura y establece la organización y funcionamiento de la Comisión Reguladora de Energía, dependencia de la Administración Pública Federal centralizada, con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, creada por mandato constitucional al tenor de las reformas aprobadas en 2013 y dotada de autonomía

técnica, operativa y de gestión y personalidad jurídica propia para el ejercicio de las atribuciones y el despacho de los asuntos que le encomiendan la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, a fin de fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

En aras de promover la implantación y el uso generalizado y reforzado de las energías renovables con el objeto de lograr un desarrollo sostenible, **Paraguay** aprobó el estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), adoptado en Bonn en enero de 2009. Por otra parte, creó, el Comité paraguayo del Consejo Mundial de Energía, a cargo de ejercer la representación nacional ante la WEC (por sus siglas en inglés), estudiar el potencial de recursos energéticos nacionales, realizar estudios acerca del consumo de energía, etc.

Con la publicación de la Ley de organización y funciones del Ministerio de Energía y Minas, **Perú** oficializó la creación del Viceministerio de Hidrocarburos, a cargo de formular, coordinar, ejecutar y supervisar la política de desarrollo sostenible en esa materia. La referida legislación determina que la estructura básica del Ministerio de Energía y Minas estará compuesta por una Alta Dirección, conformada por el ministro, el viceministro de Electricidad, el viceministro de Hidrocarburos, el viceministro de Minas y el secretario general. Adicionalmente y valorando la necesidad de optimizar el desarrollo eficiente del mercado eléctrico peruano mediante la correspondiente revisión y ajuste del diseño regulatorio vigente, se aprobó la creación de un Grupo de Trabajo Multisectorial, dependiente del Ministerio de Energía y Minas, a cargo de formular propuestas para mejorar el marco normativo del sub sector electricidad. También se aprobó vía decreto, el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente, en el cual se establece la nueva estructura orgánica y las funciones de la entidad. La medida responde a la necesidad de suplir limitaciones de orden administrativo y funcional, que presentaba el reglamento aprobado en 2008, por desfase respecto a los dispositivos legales aprobados con posterioridad.

En consonancia con el proceso de reforma y modernización del Estado, **República Dominicana** aprobó nueva estructura organizativa del Ministerio de Energía y Minas, adecuada a los cambios del entorno y dirigida a cumplir con eficiencia y eficacia su misión y el importante rol que le corresponde en la ejecución del Plan Nacional de Desarrollo del Estado.

Uruguay aprobó vía decreto las directrices nacionales de ordenamiento territorial y desarrollo sostenible que constituyen orientaciones vinculantes para las instituciones públicas que ejerzan competencias con incidencia territorial. Los referidos lineamientos están dirigidos a promover la diversificación de la matriz energética orientando y regulando la localización de los usos e infraestructuras derivadas, universalizando el acceso y atendiendo a su compatibilidad con actividades productivas y culturales. Asimismo, se estableció la jerarquización del aprovechamiento de energías renovables en suelo categoría urbana y suelo categoría suburbana, mediante generación eléctrica en pequeña y mediana escala y aprovechamiento térmico entre otras. Entre los lineamientos para el uso no agropecuario en suelo categoría rural, se incluye la promoción de las energías autóctonas, especialmente las renovables y la generación de energía con mínimo impacto ambiental. A tales efectos se deberá promover la localización ordenada de actividades productivas y las de generación de energía en áreas de uso preferente, considerando la compatibilidad con otras actividades. Se determina que la explotación de los recursos naturales no renovables del subsuelo se deberá realizar racionalmente en función de sus características estratégicas para el desarrollo económico local y regional con responsabilidad social y ambiental.

2. *ELECTRICIDAD*

2.1 Generación, transmisión y distribución

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad en **Argentina** aprobó la Guía de Contenidos Mínimos del Sistema de Seguridad Pública de las Empresas Transportistas de Energía Eléctrica, que especifica los requisitos para satisfacer las exigencias que aseguren niveles de riesgos compatibles con las normas y reglamentaciones aplicables, a efectos de garantizar que las empresas objeto de la presente disposición cumplan con su obligación de instalar, operar y mantener sus instalaciones eléctricas en correspondencia con el resguardo de la seguridad pública.

Bolivia aprobó reformas a la ley de electricidad vigente desde 1994; al tenor de las modificaciones se incorpora una nueva causal de declaratoria de caducidad y revocatoria de concesiones y renovación de licencias cuando la intervención administrativa a la empresa eléctrica de distribución, establezca que el sistema intervenido no cuenta con las condiciones para garantizar la continuidad del suministro, por afectación del derecho fundamental de acceso al servicio de electricidad, entre otras medidas destinadas a garantizar la continuidad del servicio en óptimas condiciones.

Brasil aprobó la ley que dispone sobre el cálculo del valor agregado de energía hidroeléctrica para fines de reparto del producto de la recaudación del impuesto sobre la circulación de mercancías y servicios perteneciente a los Municipios. Adicionalmente, modificó las regulaciones para la prórroga de concesiones de generación de energía termoeléctrica establecidas en 2013. Las reformas determinan que los plazos de las referidas concesiones podrán ser prorrogados por una vez, por un plazo de hasta 20 años. Asimismo, estableció regulaciones para las prórrogas de concesiones y de autorizaciones de generación de energía hidroeléctrica establecidas en 2013, a cuyos efectos los otorgamientos de concesión y autorización para aprovechamiento de potencial hidráulico con capacidad instalada superior a 5 MW e inferior o igual a 50 MW podrán ser prorrogadas por una vez. La prórroga se concederá por el plazo de treinta años. También se aprobaron nuevas disposiciones en materia de licitación de concesiones de distribución y de transmisión asociadas a transferencias de control de persona jurídica prestadora del servicio público de energía eléctrica, establecidas en 2013. Por otro lado se realizaron reformas a la concesión y la comercialización de energía eléctrica, relacionadas con: especificación de los importes necesarios para la atención de sus consumidores potencialmente libres y los que se encuadran como consumidores especiales en las declaraciones relativas a las subastas, promoción por parte de ANEEL de la licitación en la modalidad de subasta para la contratación de energía eléctrica por los agentes de distribución del SIN, importe de reposición y recuperación de mercado, cálculo de tensión inversa máxima, etc. Además, se modificó el reglamento de la Ley que dispone sobre el servicio de energía eléctrica de los Sistemas Aislados y las instalaciones de transmisión de interconexiones internacionales del Sistema Interconectado Nacional. En el marco de las reformas los agentes de distribución de energía eléctrica deberán someter a la aprobación del Ministerio de Minas y Energía anualmente la planificación de la atención de los mercados en los Sistemas Aislados, para el horizonte de cinco años. Para participar en la licitación, los agentes vendedores deberán presentar propuestas de solución de suministro de energía y potencia, que serán técnicamente habilitadas de forma previa por la Empresa de Investigación Energética (EPE). La licitación deberá buscar la reducción del costo total de la generación en los Sistemas Aislados y de la necesidad del reembolso por la Cuenta de Consumo de Combustibles (CCC).

Chile reformó el Reglamento sobre Licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía. Las modificaciones se refieren básicamente a los plazos establecidos para las distintas etapas asociadas al diseño y coordinación de los procesos de licitación, con miras a garantizar que su desarrollo guarde correspondencia con los demás procesos tarifarios establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Por otra parte, a efectos de garantizar que, sin perjuicio de las sanciones correspondientes, todo evento o falla, ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, que provoque a usuarios finales las indisponibilidades de suministro generen las compensaciones correspondientes, se aprobó el Reglamento que regula la determinación y pago que deberán efectuar las empresas generadoras, transmisoras o las que operen instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía, a los usuarios finales sometidos o no a regulación de precios, afectados por la respectiva falla o evento que provoque indisponibilidad de suministro. Adicionalmente, vía resolución, se establecieron los términos y condiciones de aplicación del Régimen de acceso abierto, mecanismo instaurado por la Ley General de Servicios Eléctricos con el objeto de garantizar el acceso al sistema de transmisión a los distintos usuarios interesados en transportar energía y potencia por las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración correspondiente.

Ecuador emitió la regulación que establece el procedimiento administrativo para la imposición de sanciones por infracciones tipificadas en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica de aplicación por parte de la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) a las empresas eléctricas, al Operador Nacional de Electricidad (CENACE), a los consumidores y a los terceros. La imposición de estas sanciones no excluye de las

acciones de carácter penal o de responsabilidad civil que correspondan. Por otra parte, se emitió la regulación que fija los aportes anuales de las empresas participantes del sector eléctrico para el funcionamiento del Operador Nacional de Electricidad, CENACE. El referido instrumento determina los aspectos a considerarse para el cálculo de los aportes de las empresas participantes del sector eléctrico sujetas de aportaciones para el funcionamiento del CENACE. Los ingresos de las empresas participantes del sector eléctrico sujetas de aportaciones para el funcionamiento del CENACE, a ser considerados para el cálculo de los aportes, corresponden a: ingresos por venta de energía en contratos regulados; venta de energía renovable no convencional; venta de energía a través de contratos bilaterales; y, transacciones de corto plazo; ingresos por tarifa de trasmisión, ingresos por venta de excedentes de energía en contratos regulados; venta de excedentes de energía renovable no convencional; venta de excedentes a través de contratos bilaterales; ingresos por venta de energía a los usuarios finales asociados al costo de distribución; peajes a grandes consumidores; peajes a consumos propios de las empresas de autogeneración; venta de energía producida por centrales de generación embebidas; y, venta de energía por el servicio de alumbrado público general.

El Salvador realizó reformas a la Ley General de Electricidad, dirigidas a resolver la declaración parcial de inconstitucionalidad presentada en 2008 con el objetivo de fortalecer la supervisión pública y fiscalización estatal estableciendo que dado el carácter público de los bienes aprovechados la potestad de concesionar una actividad que tiene como soporte físico e ineludible la explotación de un bien demanial requiere autorización parlamentaria, continuando la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) como entidad encargada de supervisar y vigilar la ejecución y cumplimiento de las condiciones de las concesiones para la explotación de los recursos hidráulicos y geotérmicos.

Con el objetivo de fomentar la generación distribuida **Nicaragua** aprobó reformas a la ley de la industria eléctrica. Sobre la base de las modificaciones se autoriza a los generadores de energía eléctrica para autoconsumo a vender sus excedentes a Disnorte–Dissur y al mismo tiempo se autoriza a la distribuidora a comprar esta energía. Adicionalmente, se establece que los agentes económicos dedicados a la distribución podrán suscribir contratos de compra-venta de energía eléctrica con el Generador, Generador Distribuido y Gran Consumidor, así mismo, podrán comprar en el mercado de ocasión e importar energía eléctrica. En el marco de las reformas y adiciones se sustentará el uso de medidores bidireccionales que permiten que el Generador Distribuido inyecte a la red de distribución el exceso de energía y tenga la posibilidad de pagar solamente la diferencia por el consumo.

Paraguay, vía decreto, aprobó el Plan Maestro de generación, transmisión, distribución y telemática de corto y mediano plazo de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), previsto para el período 2016-2025. El referido documento presenta una síntesis de los estudios técnicos de planificación realizados con miras a determinar el conjunto de obras necesarias en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para la generación de energía eléctrica promoviendo la soberanía energética. Los proyectos están dirigidos a acompañar el crecimiento de la demanda, para proveer un servicio en condiciones técnicamente aceptables de acuerdo a los criterios y premisas de planificación adoptados.

Valorando las nuevas características del actual escenario energético del país, **Uruguay** suspendió la exhortación realizada a UTE en 2015, para la realización de un procedimiento competitivo de contratación a los efectos de adjudicar un único contrato especial de compra-venta de energía eléctrica asociado a una central generadora que la produzca a partir de biomasa en el territorio nacional. A tales efectos se establece que podrán participar en el procedimiento competitivo únicamente quienes ofrezcan instalar centrales generadoras de energía eléctrica que utilicen biomasa como fuente primaria de energía.

2.2 Comercialización, consumo y subsidios

Argentina publicó ley que garantiza el suministro permanente y gratuito de energía eléctrica a las personas electrodependientes, quienes necesitan suministro de energía eléctrica constante y en niveles de tensión adecuados para el funcionamiento de su equipamiento médico para evitar riesgos en su vida o su salud, o para mantener la cadena de frío de sus medicamentos. A tales efectos la empresa distribuidora entregará al electrodependiente un grupo electrógeno o el equipamiento adecuado sin cargo, incluyendo los costos de funcionamiento asociados.

Bolivia aprobó modificaciones y adiciones a las disposiciones vigentes al tenor de las cuales se dispone el pago mensual de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista

(MEM), de un monto equivalente al 60% por concepto de compra de electricidad de acuerdo a Documentos de Transacciones Económicas, el que será aplicado gradualmente; en tal sentido se modifica el Reglamento de Precios y Tarifas determinando que el monto del peaje atribuible a los consumos se calculará como la diferencia entre el valor del peaje total y el monto del peaje atribuible a los generadores, al cual se adicionará el peaje atribuible a los generadores que sean empresas filiales y subsidiarias de ENDE Corporación incluida ENDE Matriz.

Valorando la necesidad de actualizar los requisitos, condiciones y calificación de los Grandes Consumidores, y con el objeto de armonizar su participación con los principios definidos en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, **Ecuador** expidió nueva regulación de características y procedimientos para la calificación de Grandes Consumidores en el sector eléctrico nacional, incluyendo sus obligaciones y responsabilidades. La referida regulación es de cumplimiento obligatorio para el CENACE, las empresas eléctricas de distribución, el transmisor y los grandes consumidores.

México publicó en el diario oficial el Manual de Costos de Oportunidad, instrumento de prácticas de mercado que tiene como propósito establecer los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y los procedimientos que deberán observar los Participantes del Mercado y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para la determinación de los Costos de Oportunidad relacionados con los Recursos de Energía Limitada.

Valorando que las proyecciones financieras de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), indican la necesidad de: contar con tarifas adecuadas que permitan cubrir los costos de explotación del servicio (incluyendo las demás obligaciones financieras de la empresa), resolver la insuficiencia de rentabilidad que ha afectado la calidad del servicio de energía eléctrica por falta de inversión y; considerando que los niveles tarifarios del pliego vigente desde el año 2002, no reflejan la estructura de costos actuales generando distorsiones económicas, **Paraguay** aprobó el Decreto mediante el cual se autoriza a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) a realizar el rebalanceo de las tarifas para el servicio de energía eléctrica. Adicionalmente, se aprobaron las Tarifas de Energía Eléctrica a ser aplicadas por la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) a las Industrias Electrointensivas, con niveles de tensión de abastecimiento de 220 kV y 66 kV. Las referidas tarifas se estructuraron valorando que la planificación de la expansión del sistema eléctrico estableció la conveniencia de la alimentación para las Industrias Electrointensivas en los niveles de tensión determinados desde el punto de vista técnico – económico, lo que hace necesario actualizar la estructura tarifaria definida en 2011, y 2016, teniendo en cuenta las condiciones actuales del Sistema Interconectado Nacional, el Mercado de Energía Eléctrica, el Plan Maestro de Generación y Transmisión y la contratación de potencia y energía.

Perú publicó la ley que elimina el cobro por Cargo por Afianzamiento de Seguridad Energética (CASE) que venía afectando el costo del servicio eléctrico y ordenó la devolución del referido importe a los usuarios del servicio energético, en el marco de la terminación del contrato del Gasoducto Sur Peruano; de esta manera, se deja sin efecto este cobro, además de la aplicación del Cargo por Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (Tarifario SISE) y la Tarifa Regulada de Seguridad (TRS) fijados en 2016.

Con el objetivo de continuar incentivando el consumo eficiente de energía en la industria, valorando la presencia de condiciones para instrumentar un programa similar al promovido en 2015, y dada la existencia de importantes sectores industriales de la economía nacional con un ratio de gasto de energía eléctrica sobre VBP (Valor Bruto de Producción) que no alcanza el 5% establecido en la medida promocional, pero con un gasto importante de energía eléctrica en su estructura de costos, **Uruguay** vía Decreto exhortó a la Administración Nacional de usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas o establecimientos industriales con al menos un año de operación a la fecha de aprobación del decreto, consistente en un descuento mensual al cargo por energía sin IVA, asociado al mantenimiento o aumento de la producción física. Por otro lado, valorando la conveniencia de promover el apoyo a la cadena productiva láctea, aprovechando la disponibilidad energética y reconociendo la vital importancia de este sector para la capacidad productiva del país, **Uruguay** vía Decreto exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), a instrumentar un programa de beneficios comerciales para productores de leche y empresas o unidades de la cadena productiva láctea, en el que se incluye un descuento mensual en el cargo por energía sin IVA. El referido programa incluye 4 niveles de aplicación de descuentos en el cargo por energía equivalente.

2.3 Electrificación Rural o Universalización de la electricidad

Valorando la necesidad de la adopción urgente de normas tendientes a promover la electrificación de las zonas rurales del país, especialmente las más afectadas por el conflicto armado, necesaria para asegurar y facilitar la implementación real del Acuerdo Final en orden a obtener la realización efectiva del derecho a la paz, **Colombia** determinó, vía Decreto, disposiciones para el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), el que deberá tener en cuenta las diferentes soluciones aplicables en materia energética, las necesidades reportadas por las entidades territoriales y las comunidades, y las condiciones socioambientales de los hogares, así como alternativas de electrificación individual o colectiva. Al tenor del referido instrumento jurídico se determina la elaboración y adopción cada dos años de un Plan Nacional de Electrificación Rural para las Zonas No Interconectadas (ZNI) y para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que permita la administración, operación y mantenimiento sostenible de las soluciones energéticas que se construyan para su uso.

Costa Rica, vía decreto, oficializó y declaró de interés público el Plan intersectorial para la aplicación de mecanismos de apoyo a grupos sociales vulnerables desde el sector eléctrico, instrumento que constituye el marco para contribuir de manera efectiva con las políticas generales para mitigar la pobreza, mediante el establecimiento de una tarifa eléctrica preferencial focalizada para grupos sociales vulnerables que se encuentren debidamente identificados y localizados mediante los programas de reducción de pobreza desarrollado por el Instituto Mixto de Ayuda Social (IMAS).

3. HIDROCARBUROS

3.1 Exploración, explotación y transformación

Argentina incluyó en las funciones establecidas para el Consejo Federal de Energía, el acompañamiento a la política petrolera diseñada por el Poder Ejecutivo Nacional, favoreciendo el desarrollo de procedimientos de control de las inversiones comprometidas y criterios para evaluar periódicamente la continuidad de la explotación, promoviendo y coordinando con las provincias el desarrollo sustentable de los recursos hidrocarburíferos por técnicas no convencionales, siguiendo principios de transparencia de información, optimización logística, competencia y cuidado del medio ambiente, e impulsando el desarrollo del potencial hidrocarburífero en el mar continental mediante un plan específico que aliente la exploración y eventualmente la producción offshore.

Bolivia, aprobó nuevo Reglamento de Contrataciones para Operaciones Petroleras en el marco de los Contratos de Servicios Petroleros, respondiendo a la necesidad de actualizar, complementar y ampliar el alcance establecido al efecto en la reglamentación aprobada en el año 2009. La nueva reglamentación está dirigida a garantizar el desarrollo de los proyectos de generación termoeléctrica, hidroeléctrica, de energías alternativas y de expansión de la transmisión previstos en el "Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020 en el marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien", de ejecución obligatoria para el Órgano Ejecutivo y sus empresas públicas.

Brasil aprobó modificaciones en materia del tratamiento tributario que instituyen un régimen especial para las actividades de exploración, de desarrollo y de producción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos. Las reformas están dirigidas a asegurar el mantenimiento de las normas tributarias vigentes en la 14ª ronda de licitaciones en el régimen de concesión y en las 2ª y 3ª rondas de producción compartida, realizadas por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), así como a garantizar un ambiente legal seguro para las futuras inversiones en el país. La nueva legislación incorpora parcialmente las enmiendas propuestas por el Congreso Nacional en materia de deducción de la base de cálculo del Impuesto sobre la Renta de Persona Jurídica (IRPJ) y Contribución Social sobre Beneficio Neto (CSLL) de inversiones realizadas en las fases de exploración y producción de petróleo y gas natural, permitiendo así que las inversiones realizadas en exploración y producción sean inmediatamente deducibles en el mismo ejercicio de su realización. Adicionalmente se aprobó reglamentación que dispone sobre el derecho de preferencia de Petróleo Brasileño S.A. (Petrobras) para actuar como operadora de los consorcios formados para exploración y producción de bloques a ser contratados bajo el régimen de producción compartida.

Colombia reglamentó y adicionó las disposiciones tributarias relacionadas con el incentivo para el incremento de las inversiones en hidrocarburos y minería. Al tenor de las nuevas regulaciones se establecen los lineamientos,

criterios y parámetros de elegibilidad para el otorgamiento del Certificado de Reembolso Tributario (CERT) correspondiente a un porcentaje del valor del incremento. Asimismo, con el fin de fomentar un desarrollo seguro y responsable del sector, se establecieron los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera, de observancia obligatoria para todos los operadores que, en el marco de un contrato o convenio suscrito con Ecopetrol S. A. o con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), o quien haga sus veces, para la exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera, adelanten actividades de perforación de pozos estratigráficos, exploratorios o de delimitación, incluyendo el desarrollo de pruebas o de otras técnicas que permitan confirmar la presencia de hidrocarburos bajo el lecho marino en aguas someras, profundas o ultra profundas del territorio colombiano. Adicionalmente, para asegurar el desarrollo normativo del Acuerdo Final mediante la implementación de incentivos tributarios dirigidos a cerrar las brechas de desigualdad socio-económica en las zonas más afectadas por el conflicto armado ZOMAC, se aprobaron modificaciones a la ley de reforma tributaria de 2016, a efectos de incluir a las empresas dedicadas a la minería y a la explotación de hidrocarburos en la forma de pago de obras por impuestos, con prioridad para los proyectos que se ejecuten en los municipios ubicados en las ZOMAC que sean coincidentes con aquellos donde se desarrollen Planes de Desarrollo con Enfoque Territorial (PDT). El pago por obras corresponde a un mecanismo de obras por impuesto concebido como una forma de extinción de las obligaciones tributarias, que permite pagar una parte del impuesto sobre la renta y complementarios mediante un aporte para el desarrollo de proyectos viabilizados y prioritarios de trascendencia social.

Con el objetivo de estandarizar la información que entregan las Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Públicas y Privadas a la Secretaría de Hidrocarburos, basados en la metodología "Petroleum Resources Management System" (Sistema de Manejo de Recursos Petroleros), **Ecuador** expidió vía resolución el Instructivo para la entrega de Información de Reservas y Recursos Hidrocarburíferos aplicable a todas las empresas de exploración y explotación públicas y privadas que realicen actividades hidrocarburíferas en el país.

Considerando que en la Reunión N° 171 de la OPEP celebrada en Viena en noviembre de 2016, se decidió ajustar la producción de petróleo crudo de sus países miembros a 32,500 kbbl / día a partir del 1 de enero de 2017 con una duración de seis meses prorrogables, tomando en cuenta las condiciones prevalecientes en el mercado petrolero internacional, **Venezuela** resolvió ajustar la producción de petróleo crudo a una reducción de 95 kbbl / día de petróleo crudo entre PDVSA S.A., sus filiales y empresas mixtas. La referida resolución es de obligatorio cumplimiento para quienes realizan actividades primarias de hidrocarburos en el país.

3.2 Almacenaje, transporte, comercialización y consumo

Con el objetivo de optimizar la utilización del parque refinador local y sostener la producción del petróleo crudo de origen nacional, **Argentina** creó, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, el Registro de operaciones de importación de petróleo crudo y sus derivados, a cargo de inventariar las operaciones de importación de petróleo crudo y sus derivados sujetas a autorización tales como: aceites crudos de petróleo, aceites crudos de mineral bituminoso, gasolinas de aviación, gasolinas (excepto las de aviación) y gasóleo (gasoil). La metodología para la determinación de los volúmenes autorizados, se sustentará en la insuficiente oferta de petróleo crudo de origen nacional de similares características a las de aquellos que solicita importar la empresa interesada; la insuficiente capacidad de procesamiento adicional de las refinerías locales con crudos de origen nacional; y la insuficiente oferta de derivados objeto del registro. Con el objetivo de asegurar el abastecimiento de combustibles a las centrales eléctricas de manera ininterrumpida, se exceptúan de la obligación de registro las importaciones efectuadas por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) destinadas al abastecimiento de las centrales eléctricas cuya función principal sea el despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A fin de garantizar que los márgenes para los productos refinados, se determinen con métodos analíticos y criterios que aseguren la continuidad del servicio, permitiendo a los operadores, bajo una administración racional, prudente y eficiente, percibir los ingresos suficientes para cubrir sus costos operativos y obtener un rendimiento adecuado y razonable, además de incentivar la expansión de las unidades de proceso y de servicios para garantizar la seguridad energética, **Bolivia** derogó la disposición que determinaba el mecanismo de ajustes de ingreso por concepto de comercialización de crudo reconstituido y gasolinas blancas, calculado por el Ente Regulador, creado con el objetivo de equilibrar los ingresos de las refinerías con capacidad de procesamiento

menor o igual a 5 kbbl /día, por considerar que no cumplía la función para la que fue creado. Por otro lado, y a fines de adecuar la regulación energética vigente al nuevo rol estatal en el control de la cadena productiva hidrocarburífera, se aprobó el nuevo Reglamento que establece las condiciones técnicas y legales para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de plantas de almacenaje de hidrocarburos líquidos. El nuevo cuerpo reglamentario se adapta a las condiciones técnicas, operativas y de seguridad actuales, tomando en cuenta que la actividad de almacenaje de hidrocarburos líquidos se constituye en un servicio público dirigido a contribuir a la satisfacción de las necesidades energéticas de la población y de la industria orientada al desarrollo nacional.

Brasil realizó modificaciones dirigidas a reducir las alícuotas de contribución para el Programa de Integración Social (PIS) y el Programa de Desarrollo de Activos Empleado Público (PASEP), así como de la Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social (COFINS) incidentes sobre la importación y la comercialización de gasolina, óleo diésel, GLP, querosene de aviación y alcohol.

A fines de garantizar el abastecimiento de combustibles en zona de frontera, así como la implementación de las estrategias con la Fuerza Pública y demás Instituciones para el adecuado control en la distribución de estos derivados, **Colombia** estableció, vía resolución, la metodología aplicable para la determinación de volúmenes máximos de combustibles líquidos, excluidos de IVA y exentos de arancel e impuesto nacional a la gasolina y al ACPM en los municipios reconocidos como zona de frontera y su distribución a las estaciones de servicio registradas en el Sistema de Información de Combustibles (Sicom). También se aprobó el Código de Medida de Combustibles Líquidos dirigido a garantizar la medición de cantidad y la trazabilidad de los parámetros de calidad en las entregas y recibos que realicen los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos hasta el consumidor final. El referido código aplica a los combustibles líquidos derivados del petróleo, biocombustibles y sus mezclas; y como parte de la medición y trazabilidad determina las normas y los reglamentos que deben aplicarse a los instrumentos técnicos y metrológicos utilizados en la cadena de distribución.

Ecuador reformó la estructura tarifaria de terminales petroleros en materia de practicaje de tráfico internacional y cabotaje por toneladas de registro bruto TRB de la nave y por cada maniobra en la que participa el práctico, correspondiente a cada caso en particular, según se indique en la estructura y niveles tarifarios. A los efectos de esta tarifa, se considerará como tarifa general por maniobra cada una de las siguientes: fondeo, atraque, desatraque, abarloamiento, desabarloamiento, zarpe, amarre y desamarre a muelles, boyas o monoboyas según sea el caso. Para los efectos de esta tarifa, cualquiera de las maniobras indicadas, no incluye el costo de transporte terrestre del Práctico desde su residencia u oficina hasta el muelle, ni el costo del transporte marítimo desde el muelle hasta el sitio de embarque y viceversa. Pero si comprende la totalidad del resto de los servicios tales como comunicaciones telefónicas o radiofónicas y trámites administrativos. Asimismo, se devenga por la utilización del fondeadero para operaciones no comerciales en áreas destinadas por la Superintendencia, a toda nave en tráfico internacional y de cabotaje que no se encuentren realizando operaciones comerciales y en los siguientes casos: cuando un daño de la nave obligue una reparación cuya permanencia en puerto sea superior a 5 días, cuando los embarcadores o consignatarios así lo soliciten y la nave no efectúe carga, descarga o transferencia de hidrocarburos, durante su permanencia en el terminal, cuando se encuentre legalmente impedido de operar, cuando el buque solicite el aprovisionamiento de suministros, repuestos, materiales y agua de manera adicional y cuando un buque que toma combustible para sus máquinas solicite la autorización de ingreso o salida de personal al buque.

México realizó modificaciones y adiciones al Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Al tenor de la reforma la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHPC) queda facultada para establecer los valores mínimos y, en su caso, máximo de las variables de adjudicación de los contratos, a efectos de maximizar los ingresos que perciba el Estado en el tiempo que se realicen las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo, la SHCP podrá establecer que la divulgación de los valores se haga en el acto de presentación y apertura de propuestas, guardando los correspondientes valores en sobre cerrado, en presencia de fedatario público y bajo la más estricta reserva. No obstante, la SHCP podrá divulgar los valores con antelación al acto de presentación y apertura de propuestas, para que éstos sean divulgados en los medios electrónicos correspondientes a más tardar 10 días hábiles antes de la fecha que se establezca en la licitación para el acto de presentación y apertura de propuestas.

Valorando la necesidad de considerar una política de liberalización gradual del mercado de combustibles, derivados del petróleo, **Paraguay** aprobó modificaciones y ampliaciones al Decreto por el cual se fija el precio de venta al público de la nafta hasta 85 octanos, y del gasoil diésel tipo III (tipo C), y estableció restricciones a la importación de la nafta virgen y la nafta hasta 85 octanos y del gasoil diésel de más de 50 ppm de azufre. A tales efectos se establece la restricción a la importación del Diésel/Gasoil Tipo 1 (Tipo A) y del Diésel/Gasoil Tipo 111 (Tipo C). Se establece como producto de libre importación y comercialización en el territorio nacional la Nafta virgen y las Naftas en todas sus variedades o especificaciones. Se determina la libre comercialización en el territorio nacional, de conformidad a las normas legales y reglamentarias, del Diésel/Gasoil Tipo I (Tipo A) y del Diésel/Gasoil Tipo 111 (Tipo C), a importarse de conformidad a lo previsto en el referido decreto. Se estipula que, del total de las importaciones del producto, el 36% como mínimo deberá ser importado por Petróleos Paraguayos (PETROPAR). Se prohíbe la comercialización en el territorio nacional, del Diésel/Gasoil con más de 50 ppm de azufre, quedándose establecidos dos tipos de Diésel/Gasoil para importación y comercialización: 1) Tipo I (Tipo A), hasta 1 ppm de azufre, y 2) Tipo 111 (Tipo C), desde 11 y hasta 50 ppm de azufre. Se instituye la obligación para todas las Empresas Distribuidoras de Combustibles, de contar con al menos una boca de expendio de nafta de hasta 85 octanos, en la totalidad de las estaciones de servicios que operen bajo su emblema; así como la obligación, para todas las Empresas Distribuidoras, de contar con al menos una boca de expendio de Diésel/Gasoil tipo III (Tipo C), en la totalidad de las estaciones de servicio que operen bajo su emblema.

Perú aprobó modificaciones al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos vigente desde 2007. Las reformas están enfocadas a considerar la posibilidad de que, ante la terminación de una concesión de transporte de hidrocarburos por ductos, la nueva subasta pública pueda llevarse a cabo a través de alguna entidad especializada del Estado, en cuyo caso los plazos para la designación de la entidad consultora que efectúe la valorización de la concesión, así como para la elaboración de la misma sean los de la propia entidad especializada.

3.3 Petróleo y derivados

Dada la necesidad de mantener las condiciones del parámetro T95 con el fin de fortalecer la confiabilidad en el suministro de diésel a nivel nacional, así como actualizar los parámetros de viscosidad y de contenido de poliaromáticos sobre la base de referentes internacionales, **Colombia** modificó los criterios de calidad del combustible diésel (ACPM) y los biocombustibles para su uso en motores diésel como componente de la mezcla de procesos de combustión.

Ecuador aprobó el reglamento que establece las disposiciones y procedimientos necesarios para obtener 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. Por otra parte y valorando la necesidad de creación de un marco legal específico que simplifique los procedimientos para regular las actividades de comercialización de Aceite Agrícola (Spray Oil), en razón de que, EP PETROECUADOR ha dejado de elaborar el producto en mención, y su uso resulta de vital importancia para los diversos actores del sector agrícola, se expidió el Reglamento para autorización de actividades de elaboración, importación y comercialización (almacenamiento y transporte) de aceite agrícola (Spray Oil). También se realizaron reformas al reglamento de regulación de precios de derivados del petróleo vigente desde 2005. Las modificaciones establecen que el precio de venta en terminal del Jet Fuel será calculado mensualmente por la EP PETROECUADOR, en base al costo promedio ponderado más los costos de transporte, almacenamiento, comercialización, un margen que podrá definir la indicada empresa pública y los tributos que fueren aplicables. En caso de no contar con el precio de importación del Jet Fuel será calculado en base al marcador internacional utilizado para este producto, más el flete, el seguro y los demás costos que hubiera ocasionado la importación. El referido precio de venta será comparado con los precios de venta al consumidor final de los aeropuertos internacionales de los países fronterizos, definidos por la EP PETROECUADOR, y se fijará como precio el más alto.

Con el objetivo de garantizar el cumplimiento de características, especificaciones y estándares de calidad de los combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos; **Perú**, vía decreto, estableció el cumplimiento obligatorio de diversas Normas Técnicas Peruanas relacionadas con otros productos derivados de los hidrocarburos, entre las que se incluyen las relacionadas con la industria petroquímica.

3.4 Gas Natural

Para lograr mayor celeridad y eficiencia en la gestión, **Argentina** aprobó el Decreto que faculta al Ministerio de Energía y Minería a otorgar autorizaciones de exportación de gas natural. Al tenor del referido decreto, los acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, u otras alternativas de transporte, serán aprobados por el Ministerio de Energía y Minería, previa intervención del Ente. Asimismo, las autorizaciones que emita el Ministerio de Energía y Minería podrán prever la exportación de excedentes de Gas a las cantidades establecidas en las mismas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno. En este supuesto no será necesario obtener la aprobación de cada operación de exportación excedente en la autorización, debiéndose únicamente presentar ante el Ente, al solo efecto informativo, el respectivo contrato del cual deberá surgir la condición de interrumpibilidad y la ausencia de indemnización en caso de tal interrupción. Por otra parte y con el objetivo de tender a la racionalización y eficiencia en el consumo, y alcanzar la equidad entre los usuarios de distintos servicios públicos, en particular los de distribución de gas natural por redes, se realizaron ajustes al esquema de tarifa social al servicio de gas por redes de modo tal que los beneficiarios de dicha tarifa accedan a un descuento en la liquidación final del servicio equivalente al 100% del precio del gas sobre un bloque de consumo máximo determinado –bloque de consumo base-, y un descuento equivalente al 75% del precio del gas sobre un bloque de consumo excedente de hasta el mismo volumen del bloque de consumo base. Asimismo, se instruyó a las prestadoras del servicio de distribución a implementar una bonificación del 10% en el precio del Gas Natural por redes y del Gas Propano Indiluido por redes para todas las categorías de usuarios Residenciales que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 20% con respecto al mismo período del año 2015. Adicionalmente, a efectos de incentivar las inversiones necesarias para incrementar las reservas de gas y los niveles de producción local, así como el desarrollo de la infraestructura de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, y mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y el mantenimiento del servicio público de distribución de gas natural por redes, se aprobó el procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciban de sus usuarios, como producto de: la aplicación de beneficios y/o bonificaciones a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia tarifaria del servicio de distribución de gas natural por redes y los mayores costos del GNNC respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas. El referido procedimiento de compensación será aplicable también a las Subdistribuidoras que adquieran el gas natural directamente a los productores y/o comercializadores de gas natural.

Respondiendo a la necesidad de fortalecer los programas de conversión y mantenimiento de equipos para GNV, y recalificación y reposición de cilindros de GNV ejecutados por la EEC-GNV, **Bolivia** realizó modificaciones al Decreto Supremo de 2010 que creó la Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular – EEC-GNV, como institución pública desconcentrada bajo dependencia del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, actual Ministerio de Hidrocarburos. Las reformas están dirigidas al establecimiento de acciones de verificación y restricción para el correcto uso de los equipos de conversión a GNV y cilindros para GNV; la implementación de los programas de conversión y mantenimiento de equipos para GNV, y de recalificación y reposición de cilindros para GNV. Por otra parte, valorando que el precio de Gas Natural para la Planta de Amoniaco - Urea no se encontraba contemplado en la normativa vigente, se incluyeron criterios para la determinación de los precios de Gas Natural para su comercialización en el mercado interno. Sobre la base de las adiciones, el precio del Gas Natural para su uso durante las etapas de pre-comisionado, comisionado y puesta en marcha hasta el inicio de la operación comercial de la Planta de Amoniaco - Urea, será igual al precio más bajo establecido para consumidores directos; el Precio del Gas Natural para uso como combustible de la Planta de Amoniaco - Urea, será igual al precio más bajo establecido para consumidores directos y; el Precio del Gas Natural consumido como materia prima (Gas de Industrialización), para el proceso en la Planta de Amoniaco - Urea, será establecido en base a la metodología aprobada por el Ministerio de Hidrocarburos, contemplando una indexación directa a precios internacionales de los productos a comercializar y/o a productos similares o sustitutos; correlación con precios internacionales de las materias primas que intervienen en los diferentes procesos productivos; límite máximo del precio del Gas Natural para el mercado interno establecido por la Ley de Hidrocarburos; límite inferior igual de hasta el precio más bajo establecido para consumidores directos. Se hace constar que el aporte de cada campo para atender la demanda de Gas Natural en el mercado interno, que comprende todo el gas natural que se utiliza dentro del territorio nacional sin distinción alguna, será determinada por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) de manera directa.

Chile aprobó modificaciones a la Ley de Servicios de Gas, dirigidas al establecimiento de procedimientos y metodologías para la valorización de las instalaciones de gas, la determinación de la tasa de costo de capital (TCC), y la fijación de tarifas y mecanismos de indexación para el servicio de gas; contemplando instancias de participación de agentes del mercado, públicos y privados. Adicionalmente se incluye al Panel de Expertos, como tribunal técnico-especial para la resolución de conflictos entre las empresas y los organismos públicos involucrados, que surjan por discrepancias relativas a la metodología y cálculo de la TCC, los resultados correspondientes a la rentabilidad anual de las empresas, etc. En materia de composición tarifaria, la reforma determina que esta resultará de la suma entre el Valor del Gas al Ingreso del Sistema de Distribución (VGISD), considerando los precios del contrato de compra de gas, más el valor de los demás costos para transportar el gas hasta las instalaciones de distribución; y del Valor Agregado de Distribución (VAD), que comprende los gastos indispensables para que la empresa concesionaria pueda proveer de forma eficiente el servicio de gas. Asimismo, se introduce la potestad para que la empresa concesionaria de distribución, sujeta a régimen regulado de tarifas, pueda accionar ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia solicitando que se declare la existencia de condiciones de competencia, para que se restablezca el régimen de libertad de precios. Por otra parte se reduce el margen de rentabilidad máxima permitida para las empresas concesionarias de distribución de cinco a tres puntos porcentuales, cuyo piso mínimo sigue siendo de 6%, calculado en base a la TCC. También, se establecieron las normas procedimentales necesarias para implementar el derecho de los clientes y consumidores con servicio de gas residencial a cambiar de empresa distribuidora de gas. A los efectos de las referidas disposiciones las empresas distribuidoras deberán entregar en los plazos señalados toda la información necesaria para efectuar el cambio de empresa distribuidora de gas, ya sea entre las mismas empresas, como respecto a los clientes y consumidores. Asimismo, deberán resguardar que en el procedimiento de cambio no se afecte la calidad del servicio de gas ni las condiciones de seguridad necesarias para evitar peligros para las personas o cosas.

Sobre la base de la obligatoriedad del Sistema Único de Información Conjunta (SUIC), para los vehículos convertidos o dedicados a Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV) y valorando la importancia de mantener un control eficiente sobre los agentes de la cadena de distribución de Gas Natural Vehicular (GNV); **Colombia** aprobó la implementación del módulo de información de GNCV en el Sistema de Información de Combustibles (SICOM), y determinó los agentes y actores que intervienen, así como sus obligaciones en cuanto al reporte de información. Adicionalmente, en cumplimiento a los mecanismos establecidos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural se publicó vía resolución la información correspondiente a la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2017-2026 certificada por los productores y comercializadores, analizada, ajustada y consolidada por el Ministerio de Minas y Energía. Por otra parte, y valorando que por motivos de seguridad es necesario ajustar la reglamentación vigente a los estándares internacionales y demás exigencias técnicas, a efectos de garantizar la adecuada prestación del servicio de distribución de gas natural comprimido, se expidió el Reglamento Técnico aplicable a las estaciones de servicio que suministran gas natural comprimido para uso vehicular.

3.5 GLP

Ecuador realizó modificaciones al reglamento de actividades de comercialización de GLP, al tenor de las cuales se incluyen como causales de suspensión de operación del sujeto de control, sus instalaciones y/o medios de transporte de ser el caso, la verificación de infracciones a la Ley de Hidrocarburos y sus Reglamentos; en los casos de alteración del peso del GLP envasado, alteración del precio oficial, en el expendio de GLP, venta de GLP a domicilio por parte de depósitos de distribución ubicados en centros de acopio, incumplimiento del origen - destino, señalado en la guía de remisión, de los medios de transporte de GLP que cuenten con permisos de operación de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH), cobro de valores por intercambio de cilindros para GLP doméstico de distinta marca.

Dada la necesidad de reglamentar el proceso de importación del GLP, a los efectos de garantizar adecuadamente al consumidor y a todos los que intervienen en el proceso de importación, las condiciones mínimas de calidad que debe reunir, **Paraguay** aprobó el Decreto por el cual se modifica y se amplían las disposiciones que declaran la obligatoriedad de la aplicación de las Normas Técnicas Paraguayas INTN referentes al fraccionamiento, distribución, transporte y comercialización de GLP, estableciendo además el régimen de licencia previa para la importación y sus condiciones mínimas de calidad.

Con el objetivo de adaptar toda la normativa relacionada con las actividades de comercialización mayorista, transporte, envasado, recarga y distribución de GLP a las nuevas disposiciones del Reglamento de Ratios Mínimos y Fondo de Reposición de envases de GLP, **Uruguay** aprobó modificaciones al Decreto que regula las exigencias de los envases reutilizables para GLP. Las reformas están dirigidas a contribuir al adecuado y regular funcionamiento del mercado de GLP, mediante la disposición de la infraestructura necesaria que otorgue garantías de seguridad de suministro, permitiendo evaluar la cantidad de vehículos que realizarán la distribución de los recipientes y la cantidad instalada de almacenamiento en los centros de acopio.

4. *FUENTES RENOVABLES*

Incentivos

Entró en vigencia en **Argentina** la Ley que aprueba y declara de interés nacional el Régimen de Fomento a la Generación distribuida de energía renovable con destino al autoconsumo integrada a la red eléctrica pública, considerando como objetivos la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad. A tales efectos, todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida hasta una potencia equivalente a la que tiene contratada con el distribuidor para su demanda. A los efectos de aplicación de la ley, todo proyecto de construcción de edificios públicos nacionales deberá contemplar la utilización de algún sistema de generación distribuida proveniente de fuentes renovables, conforme al aprovechamiento que pueda realizarse en la zona donde se ubique, previo estudio de impacto ambiental si corresponde. Asimismo, a los efectos de la implementación de Régimen de Fomento a la Generación distribuida, se crea el Régimen de fomento de la industria nacional para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables, FANSIGED, en la órbita del Ministerio de Producción, de aplicación a nivel nacional con vigencia de 10 años prorrogables por igual término. El referido régimen incluye entre sus actividades la investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación para la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables; y está integrado por incentivos y beneficios, entre los que se incluyen el certificado de crédito fiscal sobre la inversión en investigación y desarrollo, diseño, bienes de capital, certificación para empresas fabricantes; la amortización acelerada del impuesto a las ganancias, por la adquisición de bienes de capital para la fabricación de equipos e insumos destinados a la generación distribuida; la devolución anticipada del impuesto al valor agregado por la adquisición de los referidos bienes; acceso a financiamiento entre otros. Adicionalmente, en el marco de la Ley que aprueba el Régimen de Fomento a la Generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública, se creó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS) conformado como un fideicomiso de administración y financiero, dirigido a la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables. Se designa al Estado nacional, a través de la autoridad de aplicación, como fiduciante y fideicomisario del Fondo y el banco público seleccionado por el fiduciante como fiduciario. También, mediante la creación del Consejo Federal de Energía se establecieron medidas para el impulso del desarrollo integral del potencial hidroeléctrico del país y la investigación y desarrollo de otras fuentes de energía como geotérmica, mareomotriz, hidrógeno y otras, que pueden convertirse en alternativas para diversificar la matriz y mitigar el cambio climático. Finalmente para simplificar la verificación del cumplimiento de las obligaciones legales establecidas, en el reglamento de la ley que establece el "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica", para los Grandes Usuarios en lo que respecta a cumplir con un porcentaje del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de fuentes renovables, se sustituyó la obligación de acreditar la suscripción de contratos o presentar proyectos de autogeneración o cogeneración a la Autoridad de Aplicación por la verificación del consumo efectivo de energía renovable.

A fines de garantizar la total aplicación de la ley que Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales **Chile** aprobó el reglamento que determina los requisitos que deberán cumplir los usuarios o clientes finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de

generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas, a través de los respectivos empalmes, cuya Capacidad Instalada no supere los 100 kW y cumplan los demás requisitos establecidos. El referido reglamento incluye además las medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones; el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red; y la capacidad instalada permitida por cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta. Por otra parte, se estableció el procedimiento para el registro de plantas de biogás nuevas y en operación. La referida disposición aplica para toda planta de biogás, donde se realizan procesos de digestión anaeróbica de residuos orgánicos, desde la etapa de recepción y manejo del sustrato hasta el uso, consumo o quema del biogás producido, incluyendo los artefactos que combustionan el referido gas; toda planta que utiliza, consume o quema biogás proveniente de rellenos sanitarios u otros sistemas de disposición de residuos orgánicos; toda planta de biogás que suministra a redes de transporte y/o distribución de gas por red; y toda planta de biogás donde dicho combustible se utiliza como suministro en plantas de generación y/o cogeneración de energía. También se aprobó el reglamento que establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las plantas de biogás, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones, en las que se realizarán indistintamente las actividades de recepción, preparación y almacenamiento de sustrato; producción, almacenamiento, transferencia, tratamiento, suministro, uso o consumo de biogás, y demás actividades relacionadas, así como las obligaciones de las personas naturales y jurídicas que intervienen en dichas actividades a objeto de desarrollarlas en forma segura. El referido cuerpo normativo implicó modificaciones al Reglamento de Instaladores de Gas.

Se firmó en **Cuba** el Decreto-Ley No 345, "Del Desarrollo de las Fuentes Renovables y el Uso Eficiente de la Energía", con el objetivo de elevar la participación de las fuentes renovables de energía en la generación de electricidad hasta un 24% para el año 2030, y avanzar en la sustitución progresiva de los combustibles fósiles, y la estimulación de la inversión a la producción de energía de fuentes renovables mediante el establecimiento de incentivos. El referido decreto, prevé exenciones arancelarias para la importación de componentes y equipos necesarios para la realización de los proyectos. A los efectos de aplicación del decreto, la eléctrica local Unión Eléctrica comprará todo el excedente de energía de los generadores de fuentes renovables que no sea auto consumida bajo un esquema de medición neta.

A efectos de garantizar el aprovechamiento racional y eficiente de los recursos energéticos, promoviendo la adopción de tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica **Nicaragua** dictó la normativa de generación distribuida renovable para autoconsumo, que establece los requisitos, criterios, procedimientos, metodologías y responsabilidades administrativas, técnicas y comerciales que deben cumplir las empresas distribuidoras de energía eléctrica y las personas naturales o jurídicas que tengan o proyecten la instalación de generación de energética eléctrica del tipo renovable para autoconsumo conectadas a un sistema de distribución. La referida normativa establece un mecanismo de remuneración del excedente de la energía inyectada a la red de cada unidad de generación distribuida. Asimismo, valorando que uno de los pilares fundamentales para el desarrollo socioeconómico del país es el cambio de la matriz energética mediante la promoción de programas, proyectos y acciones dirigidas a garantizar el incremento de la generación de energía eléctrica con fuentes renovables y a efectos de garantizar una política que marque las pautas en los precios de compra y venta de energía y potencia en este tipo de generación **Nicaragua** aprobó la banda de precios máximos sin indexación de referencia para el desarrollo de proyectos de generación con fuentes renovables.

Uruguay, vía Decreto, exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas a admitir los certificados de componente nacional de la inversión expedidos por la Cámara de Industriales del Uruguay, vinculados a contratos de compraventa de energía de fuente renovables que no se encuentren incluidos en el marco de exhortaciones realizadas por el Poder Ejecutivo sobre la base de lo establecido en el Decreto N° 78 de 2016.

Paraguay modificó el Decreto que reglamenta la ley de fomento de los biocombustibles dada la necesidad de establecer ajustes en relación a los controles de calidad del biodiesel comercializado y avanzar en la acreditación, por parte del Organismo Nacional de Acreditación (ONA), de los laboratorios que realizan los ensayos para biodiésel establecido en la correspondiente norma paraguaya.

En virtud de los principios de economía procesal, celeridad y simplificación de trámites dirigidos a garantizar una administración pública ágil y eficaz, **Panamá** actualizó el procedimiento para obtener la certificación que reconoce el uso de los incentivos fiscales establecidos por ley para las personas naturales o jurídicas que construyan, operen o mantengan centrales y/o instalaciones solares para generación de electricidad o calor o adquieran equipos o partes para su funcionamiento.

5. *ENERGÍA Y AMBIENTE*

Contaminación, emisiones y cambio climático

En cumplimiento del precepto legal de aduanas que determina que no se permitirá la importación o ingreso a territorio nacional de mercancías nocivas para el medio ambiente, la salud y vida, **Bolivia** realizó modificaciones e incorporaciones al Reglamento para la Importación de Vehículos Automotores, Aplicación del Arrepentimiento Eficaz y la Política de Incentivos y Desincentivos, mediante la aplicación del Impuesto a los Consumos Específicos (ICE), vigente desde 2006, dirigidas a enfrentar la generación de prácticas de modificación y alteración de las características originales de los vehículos automotores, con la finalidad de adecuarlas a subpartidas no afectadas por la prohibición o por el pago del ICE, mediante la complementación de las subpartidas sujetas al referido impuesto, así como de las restricciones establecidas a la importación de vehículos automotores, incluidos los chasis con motor incorporado.

Con el objetivo de garantizar seguridad y transparencia, así como aportar insumos a la toma de decisión en las acciones gubernamentales relativas al cambio climático, **Brasil**, vía decreto, constituyó el Sistema de Registro Nacional de Emisiones (Sirene), para garantizar la disponibilidad de los resultados del Inventario Brasileño de Emisiones Antrópicas por Fuentes y Eliminaciones por Sumideros de Gases de Efecto Invernadero no Controlados por el Protocolo de Montreal y de otras iniciativas de contabilización de emisiones, tales como las estimaciones anuales de emisiones de gases de efecto invernadero en Brasil.

Con el objeto de reducir las emisiones provenientes de fuente emisora de contaminantes, principalmente de material particulado fino (MP2,5) tanto de manera directa como por sus precursores (NOx y SO_2), que influyen negativamente en la salud de las personas, **Chile** realizó modificaciones a las normas de emisión de contaminantes aplicables a los vehículos motorizados y fijó procedimientos para su control. Adicionalmente, vía resolución fijó el Programa de fiscalización ambiental para la aplicación del impuesto que grava las emisiones al aire de material particulado, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y dióxido de carbono conforme a lo dispuesto en la correspondiente legislación tributaria.

Ecuador expidió el Código Orgánico del Ambiente, dirigido a garantizar el derecho de las personas a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, así como proteger los derechos de la naturaleza para la realización del buen vivir o sumak kawsay. Las disposiciones del referido instrumento jurídico regulan los derechos, deberes y garantías ambientales contenidos en la Constitución, así como los instrumentos que fortalecen su ejercicio, los que deberán asegurar la sostenibilidad, conservación, protección y restauración del ambiente, sin perjuicio de lo que establezcan otras leyes sobre la materia que garanticen los mismos fines. Las normas contenidas en este Código, así como las reglamentarias y demás disposiciones técnicas vinculadas a esta materia, son de cumplimiento obligatorio para todas las entidades, organismos y dependencias que comprenden el sector público, personas naturales y jurídicas, comunas, comunidades, pueblos, nacionalidades y colectivos, que se encuentren permanente o temporalmente en el territorio nacional. La regulación del aprovechamiento de los recursos naturales no renovables y de todas las actividades productivas que se rigen por sus respectivas leyes, deberán observar y cumplir con las disposiciones de este nuevo cuerpo normativo en lo que respecta a la gestión ambiental. Se deroga la codificación de la ley de gestión ambiental.

México aprobó el Reglamento de la Ley de Transición energética, que establece las disposiciones para regular los mecanismos y procedimientos dirigidos a garantizar la instrumentación de la Ley en materia de Aprovechamiento Sustentable de la Energía, Energías Limpias y reducción de Emisiones Contaminantes de la Industria Eléctrica.

Perú aprobó el Reglamento de Protección Ambiental para el Sector Transporte que tiene por objeto regular la gestión ambiental de las actividades, proyectos y/o servicios de competencia del Sector Transportes de

conformidad con la finalidad de asegurar que estas se ejecuten salvaguardando el derecho de las personas a vivir en un ambiente equilibrado y adecuado, conforme lo establece la Constitución Política del Perú y de acuerdo los criterios y principios de la gestión ambiental establecidos en la Ley General del Ambiente y su Reglamento. Adicionalmente, se aprobó la reglamentación parcial de la Ley de Gestión Ambiental en lo referente a delitos contra los recursos naturales, tipificados en el Código Penal, determinando el procedimiento referente a informe fundamentado y autoridad competente para su elaboración.

En **Uruguay** entró en vigencia la ley que prohíbe por un período de 4 años el uso del procedimiento de fractura hidráulica (fracking) para la explotación de hidrocarburos no convencionales. Durante el período de la prohibición se dispone reunir y analizar el conocimiento existente sobre las posibles reservas de hidrocarburos no convencionales, sobre el procedimiento de fracking y perforación horizontal evaluando sus posibilidades y consecuencias según lo establecido en el precepto constitucional relacionado con la protección ambiental. Para tales fines se crea en el ámbito del Ministerio de Industria, Energía y Minería una Comisión Nacional de Evaluación Científica y Técnica (CNECT). La referida comisión en su accionar deberá tomar en cuenta los compromisos internacionales asumidos por Uruguay en materia de política energética, ambiental y de cambio climático.

6. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Valorando la relevancia del consumo energético de los sistemas motrices, el Ministerio de Energía de **Chile** fijó un estándar mínimo de eficiencia energética para Motores Eléctricos de Inducción Trifásicos, elaborando un Informe Técnico preliminar con una propuesta de estándar mínimo de eficiencia energética y un cronograma para su implementación. La referida normativa fija un plazo de 12 meses para la implementación del estándar mínimo de eficiencia y un plazo de 36 meses desde el cumplimiento de plazo anterior para evaluar los resultados del estándar y analizar su eventual modificación. Asimismo, con el objetivo de ofrecer al usuario, la opción para comparar electrodomésticos de similares características, en lo referente a los consumos de energía y otros parámetros relacionados, favoreciendo así la adquisición de equipos eficientes, se estableció la elaboración y determinó la estructura de etiquetas de consumo energético para la comercialización de secadoras de ropa, televisores y lavavajillas. Adicionalmente, se aprobaron, vía resolución, las especificaciones técnicas definitivas de la etiqueta de consumo energético de artefactos de producción instantánea de agua caliente, para uso doméstico, que utilizan combustibles gaseosos (calefones).

Colombia aprobó vía Decreto el procedimiento para la aplicación de la tarifa diferencial del 5% en la adquisición de neveras nuevas para sustitución por el adquirente. La referida tarifa diferencial se aplica en todo el territorio nacional a las personas naturales o jurídicas que importen, produzcan o comercialicen neveras en el territorio nacional y gestionen la sustitución de neveras de uso doméstico para la refrigeración y/o congelación de alimentos. También será aplicable a todos los adquirentes de neveras nuevas pertenecientes a un hogar cuya vivienda sea de estrato 1, 2 o 3, de conformidad con lo establecido en el Estatuto Tributario. La medida a más de proteger el medio ambiente, está enfocada a reducir una parte importante del consumo del subsidio de energía de los estratos bajos por concepto de refrigeración. A efectos de otorgar una transición que garantice su efectiva aplicación, se realizaron modificaciones y aclaraciones al Reglamento Técnico de Etiquetado RETIQ. Al tenor de las reformas se exceptúan de la aplicación del referido reglamento a determinados equipos para refrigeración doméstica y comercial importados o fabricados con anterioridad a la aprobación del RETIQ y se toman disposiciones relacionadas con capacitación a vendedores e impulsadores, entre otras medidas relacionadas con el proceso de etiquetado de eficiencia energética a nivel nacional.

A efectos de garantizar a los consumidores el acceso a productos que cumplan con las características técnicas y de eficiencia energética que permitan aportar significativamente al logro de las metas nacionales de carbono neutralidad establecidas para el 2021 y valorando que los equipos de refrigeración representan el 34,4% del consumo de energía eléctrica de un hogar, **Costa Rica** aprobó el Reglamento Técnico, que establece los valores máximos de consumo de energía eléctrica de los refrigeradores, congeladores electrodomésticos operados por motocompresor hermético que se fabriquen, importen, utilicen y comercialicen en territorio nacional, dirigido a asegurar el cumplimiento de los límites establecidos solicitando la demostración de la conformidad de estos productos mediante la presentación de certificados. Se prohíbe la importación y comercialización de los refrigeradores que sobrepasen estos límites.

A fines de formalizar y dar sostenibilidad a iniciativas de eficiencia energética mediante la implementación de políticas, directrices, lineamientos y procedimientos en general, dirigidos a reconocer e incentivar, a las personas naturales o jurídicas productoras e importadoras, a introducir en el mercado equipos eléctricos con los mejores niveles de eficiencia energética, **Ecuador** expidió el esquema del Distintivo de Máxima Eficiencia Energética (DMEE) y estableció las directrices y lineamiento para su otorgamiento, a todos aquellos equipos eléctricos que luego de un proceso de evaluación de la conformidad cumplan con los requisitos establecidos para el efecto. Las disposiciones contenidas en el referido instrumento son de aplicación general y obligatoria para las y los servidores/as del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable que participen en la ejecución y desarrollo de la Iniciativa DMEE, y para las personas naturales o jurídicas productoras y/o importadoras de equipos que consuman energía eléctrica, que demuestren los mejores y más altos niveles de eficiencia energética, y que de manera voluntaria postulen para la obtención del Distintivo de Máxima Eficiencia Energética (DMEE). El DMEE, es una orientación de compra para el usuario, que ayuda a reconocer de manera ágil y comprensible, los equipos que presentan el menor consumo de energía. Los equipos acreedores al DMEE deberán superar el 70% del puntaje de evaluación especificado en el documento Base. El DMEE constituirá una herramienta para incentivar la eficiencia energética estimulando la transformación del mercado hacia la comercialización de equipos eficientes.

En **México** entró en vigencia la norma oficial, Eficiencia Energética y requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto, que establece las especificaciones y los métodos de prueba de la Relación de Eficiencia Energética Combinada (REEC) y modo de espera, así como las especificaciones de seguridad al usuario y los métodos de prueba aplicables para verificación. El referido cuerpo normativo también determina el tipo de información que se debe incluir en la etiqueta de Eficiencia Energética, que adicionalmente al marcado, deben de llevar los aparatos objeto de esta disposición, que aplica a los acondicionadores de aire tipo cuarto nuevos, con o sin calefacción, con condensador enfriado por aire y con capacidades de enfriamiento hasta de 10,600 Wt, nacionales y extranjeros que se comercialicen a nivel nacional. Para los acondicionadores de aire tipo cuarto que operen con el modo de calefacción y sin calefacción en un mismo aparato (ciclo inverso), sólo aplican las especificaciones de la REEC para su modo de enfriamiento. No aplica para acondicionadores de aire tipo cuarto divididos conocidos por mini-split. Asimismo, entró en vigencia la norma oficial que establece los límites mínimos de eficacia de las lámparas de uso general destinadas para iluminación de los sectores residencial, comercial, servicios, industrial y alumbrado público, tales como: incandescentes, incandescentes con halógeno, fluorescentes lineales, de descarga en alta intensidad y luz mixta; que se importen, se fabriquen, y/o se comercialicen dentro del territorio nacional. Se excluyen del campo de aplicación de esta Norma Oficial Mexicana a las lámparas para iluminación que cuenten con una Norma Oficial Mexicana específica en materia de eficiencia energética, y otras de características específicas como las de luz negra, anti-insectos, infrarrojas entre otras. Adicionalmente, entró en vigencia la norma oficial que establece los valores mínimos de eficiencia energética en operación, los límites máximos de potencia eléctrica en modo de no carga o vacío, los métodos de prueba para su evaluación y las especificaciones de la información mínima a marcar de las fuentes de alimentación externas (FAE) que se destinan para convertir la tensión eléctrica de línea de corriente alterna (CA) a un solo nivel de tensión eléctrica de salida fija en corriente continua (CC) a la vez y con una potencia máxima de salida menor o igual que 250 W, así como a las que cuenten con un interruptor que permita al usuario elegir manualmente entre diversos niveles de tensión eléctrica de salida; estando físicamente determinado por diseño y que sean independientes del producto; que se importen, fabriquen, comercialicen, así como las que se distribuyan o suministren con fines promocionales; ya sea de forma individual o como parte de un producto de uso final, dentro del territorio nacional.

Dando cumplimiento a uno de los ejes estratégicos de la Política Energética Nacional, entro en vigencia en **Nicaragua**, la Ley de Eficiencia Energética que establece el marco legal para promover el uso racional y eficiente de la energía, a fin de garantizar el suministro energético, fomentar la competitividad de la economía nacional, proteger y mejorar la calidad de vida de la población, contribuyendo al mismo tiempo a la protección del medio ambiente. La referida legislación declara de interés nacional el uso racional y eficiente de la energía, por ser elemento indispensable para el desarrollo sostenible de la Nación y de vital importancia para la implementación de la Política de Eficiencia Energética del país.

A fin de cumplir con los tratados, leyes y reglamentaciones que regulan la materia, **Panamá** aprobó el Reglamento Técnico que establece el nivel mínimo de la Relación de Eficiencia Energética Estacional (REEE) que deben cumplir los acondicionadores de aire tipo dividido con flujo de refrigerante variable, descarga libre y sin ductos

de aire, definiendo los requisitos que se deben incluir en la etiqueta de información al público. Se incluye el procedimiento para evaluar la conformidad de los referidos equipos y las sanciones para el incumplimiento de lo establecido. Adicionalmente se aprobaron los reglamentos técnicos de Eficiencia Energética para acondicionadores de aire tipo cuarto, central, paquete o dividido que fija los correspondientes índices mínimos, disposiciones para etiquetado y métodos de prueba.

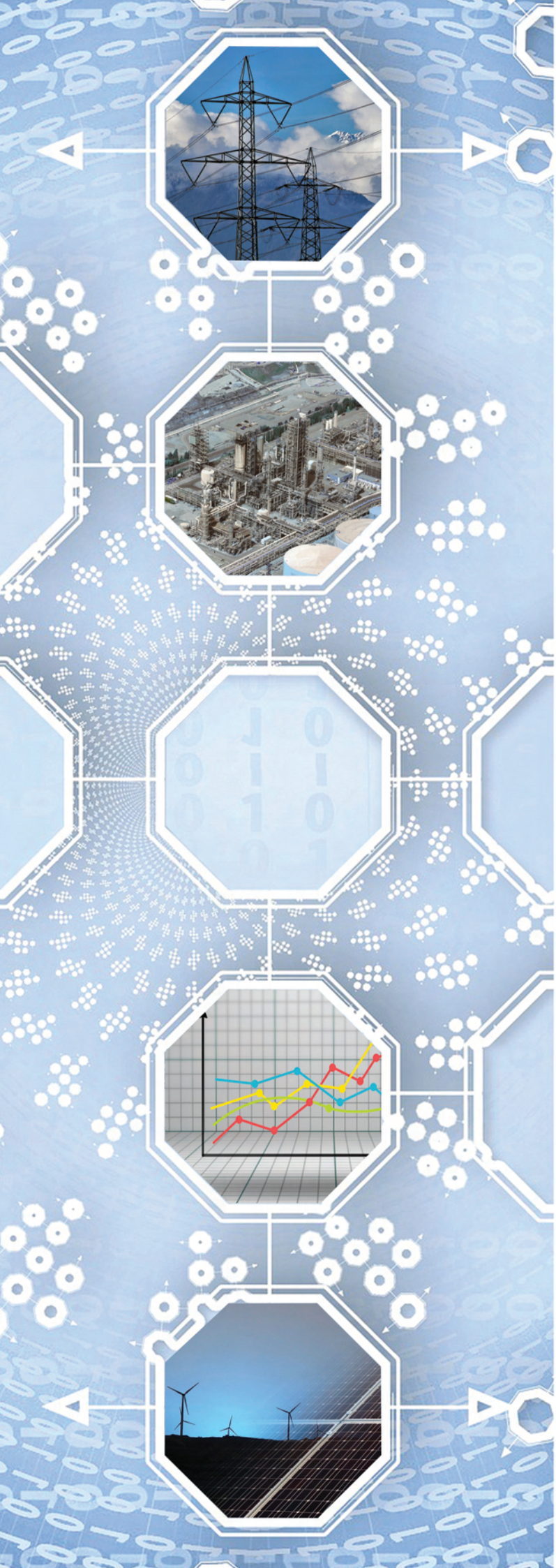
7. CONVENIOS INTERNACIONALES, INTEGRACIÓN E INTERCONEXIONES

Bolivia ratificó el Acuerdo Marco suscrito en agosto de 2015 con el gobierno de la República del Paraguay para la Provisión de Gas Natural, Gas Natural Licuado, Gas Licuado de Petróleo y otros derivados de Petróleo, con el objeto de promover la exportación de estos hidrocarburos y derivados, en el marco de lo dispuesto en el artículo 367 de su Constitución Política del Estado en cuanto a la prioridad en la satisfacción de la demanda interna y el cumplimiento de sus demás compromisos contractuales. Por su parte el Gobierno de la República del Paraguay promoverá la importación de excedentes de Gas Natural (GN), Gas Natural Licuado (GNL), Gas Licuado de Petróleo (GLP) y otros derivados de Petróleo, desde el Estado Plurinacional de Bolivia. Las operaciones de compra y venta objeto del acuerdo, serán ejecutadas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y Petróleos Paraguayos (PETROPAR). El Acuerdo Marco tendrá una duración de 20 años, pudiendo prorrogarse por el mismo plazo.

Chile promulgó el acuerdo suscrito con la República Federal de Alemania sobre el proyecto "Reducción de emisiones mediante la utilización de plantas de cogeneración en los sectores comercial e industrial en Chile", enfocado a contribuir a la protección del clima y al desarrollo sostenible en la República de Chile a través del fomento de medidas para la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero y adoptado en el marco del Convenio Básico de Cooperación Técnica y Económica, suscrito entre las mismas Partes en el año 1995. En el mismo marco de cooperación se promulgó el acuerdo suscrito con la República Federal de Alemania sobre el proyecto "Energías renovables para el autoconsumo en Chile", adoptado por notas reversales en 2017. Por otra parte, se aprobó, vía Decreto, el Reglamento que fija los requisitos y el procedimiento aplicable a las solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos. El referido instrumento determina que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá solicitar permisos de intercambio, para cuyos efectos deberá presentar una solicitud al Ministerio de Energía. Entre otras disposiciones se establece que las condiciones de operación establecidas en el permiso de intercambio deberán asegurar la operación más económica del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad del servicio eléctrico.

El Congreso de **Colombia** aprobó el Acuerdo de París adoptado en diciembre de 2015 en el marco de la Conferencia de los Estados Parte de la Convención de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP 21).

Ecuador ratificó el Acuerdo de París adoptado en diciembre de 2015 en el marco de la Conferencia de los Estados Parte de la Convención de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP 21), suscrito por el gobierno nacional el 26 de julio de 2016.



Prospectiva energética global y regional 2016 - 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*

Como parte de su programa de trabajo habitual, OLADE ha venido trabajando en temas de planificación y prospectiva energética a través de la creación de herramientas y mecanismos que contribuyan a la toma de decisiones de sus Países Miembros; este tema es uno de los ejes prioritarios de la actual gestión.

En ese sentido, desde la Dirección de Estudios, Proyectos e Información, se ha considerado relevante identificar cómo los diferentes organismos internacionales y otras instituciones de relevancia, a través del desarrollo de Estudios Prospectivos (ó Outlooks), prevén el futuro del sector energético con miras a promover la planificación sectorial.

El texto que se presenta a continuación recopila y armoniza los resultados de varios estudios prospectivos con el fin de brindar información comparable acerca del comportamiento y evolución histórica de indicadores relacionados con la oferta y demanda de energía para el período 2016 – 2040 a nivel mundial desagregados por quinquenios. Se ha compilado y procesado la información que han publicado varios organismos e instituciones incluida la OLADE.

A modo de resumen, se comentan algunos resultados derivados de este trabajo de compilación que se realizó tanto con información publicada a nivel mundial como regional. En términos globales, la tasa de variación media acumulada del **consumo de energía primaria** entre 2016 y 2040 de los 12 estudios prospectivos analizados es 1.12% por año, pasando de 13,993 Mtep en 2016 a 18,030 Mtep en 2040. Los combustibles fósiles continuarán teniendo un rol relevante en la demanda de energía primaria en 2040, a pesar de que la nuclear, hidráulica y renovables crecen más rápido. Como resultado, las participaciones del petróleo y carbón disminuyen mientras que aumentan las del gas natural y las energías renovables.

En el caso del **consumo final de energía**, la electricidad tiene la tasa de variación acumulada más alta entre las fuentes de energía final entre 2016 y 2040 seguida del gas natural, mientras que el carbón tiene el valor más bajo. La **generación eléctrica** registra una tasa de variación promedio de 1.98% para los 6 estudios prospectivos, pasando de 24,732 Mtep a 39,052 Mtep. Considerando las emisiones de CO_2, 6 estudios prospectivos indican que se incrementará hasta 2030 en un promedio de 1.03% por año, y sólo 2 de ellos (Exxon Mobil, 2018; EQUINOR, 2018) predicen que las emisiones disminuirán de a poco a partir del 2030 (**Figura 4.19**) en aproximadamente -0.05% por año. A pesar de ello, la tasa de crecimiento es mucho menor que la de los últimos 25 años a medida que aumenta la eficiencia energética y se utilizan combustibles bajos en carbono, como el gas natural y las energías renovables. La tasa de variación promedio de los 6 estudios prospectivos analizados es 0.88% p.a.

Para la región de **América Latina y el Caribe** (ALC), la tasa de variación promedio del **consumo de energía primaria** entre 2016 y 2040 de 7 estudios prospectivos es de 1.93% por año, pasando de 755 Mtep a 1,172 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 5 estudios prospectivos es de 2.06% por año, pasando de 563 Mtep en el 2016 a 899 Mtep en el 2040, mientras que la de la **generación eléctrica** crecerá a una tasa media acumulada de 2.73% por año, pasando de 1,430 TWh en 2016 a 2,658 TWh en 2040.

2. PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN

2.1 Recopilación de Estudios Prospectivos

Para comparar las prospectivas energéticas elaboradas por las diferentes organizaciones, primero se recopilaron todos los estudios disponibles, identificando la periodicidad y temas que abordan; finalizado este proceso se los clasificó en 5 categorías: (i) Estudios con prospectiva energética mundial (24); (ii) Estudios con prospectiva energética regional (46); (iii) Estudios con proyecciones de combustibles (28); (iv) Estudios prospectivos que incluyen variables de desarrollo sostenible y cambio climático (9) y (v) Estudios realizados por institutos de investigación (2).

En total se recopilaron 109 Estudios Prospectivos (ó Outlooks), a los cuales se aplicaron criterios de selección:

a) Relacionados con el año base; se tomó como referencia el año 2016 con la finalidad de reflejar la situación más actual que sea posible.
b) Similitud de variables que puedan ser analizadas.

Sobre esta base, se seleccionaron 13 estudios prospectivos para la presente investigación, los cuales se detallan a continuación:

1. World Energy Outlook 2017, Agencia Internacional de Energía (AIE, 2017)
2. International Energy Outlook 2017, U.S. Energy Information Administration (DOE – EIA, 2017)
3. 2018 Outlook for Energy, Exxon Mobil (2018)
4. IEEJ Outlook 2018, Instituto de Economía Energética de Japón (IEEJ, 2017)
5. BP Energy Outlook 2018 (BP, 2018)
6. World Oil Outlook 2017, Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP, 2017)
7. GECF Global Gas Outlook 2017 – Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG, 2017)
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 2016, Instituto Tecnológico de Massachusetts (Chen, H. y Ejaz Qudsia, 2016)
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)
   Es una 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.[1]
2. U.S. Energy Information Administration (EIA)
   Es un organismo de estadística y de análisis de Estados Unidos. La EIA recopila, analiza y difunde información de energía para promover la formulación de políticas.[2]
3. ExxonMobil Corporation
   Es una 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.[3]
4. Instituto de Economía Energética de Japón (IEEJ)
   Fue creado para llevar a cabo actividades de investigación en el área de la economía del medio ambiente y la energía.[4]

1. https://es.wikipedia.org/wiki/Agencia_Internacional_de_la_Energ%C3%ADa
2. https://es.wikipedia.org/wiki/Energy_Information_Administration
3. https://es.wikipedia.org/wiki/ExxonMobil
4. https://eneken.ieej.or.jp/en/about/purpose.html

5. British Petroleum (BP)
   Es una 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.[5]
6. Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)
   Es un organismo internacional fundado en Bagdad, Irak en 1960 dedicada al mercado petrolero.[6]
7. Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG)
   Es una organización intergubernamental de 11 de los principales productores mundiales de gas natural; controla más del 70% de las reservas mundiales de gas natural.[7]
8. Consejo mundial de Energía (WEC)
   Es un organismo con sede en Londres, su misión es la de promover el suministro y la utilización sostenible de la energía.[8]
9. Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT)
   Es una universidad privada localizada en Cambridge, Massachusetts (Estados Unidos), dedicada principalmente a la enseñanza e investigación.[9]
10. Instituto de Investigación Energética de la Academia de Ciencias de Rusia (ERIRAS)
    Es un 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]
11. Greenpeace
    Es una ONG ambientalista fundada en 1971 en Vancouver, Canadá, y el objetivo es proteger y defender el medio ambiente.[11]
12. 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.[12]

2.2 Búsqueda de variables comunes

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

- 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
- Eficiencia Energética
- Capacidad instalada para generación eléctrica

Para definir las variables a analizar, se estableció 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 2.1.

5. https://es.wikipedia.org/wiki/BP
6. https://es.wikipedia.org/wiki/Organizaci%C3%B3n_de_Pa%C3%ADses_Exportadores_de_Petr%C3%B3leo
7. https://es.wikipedia.org/wiki/Foro_de_Pa%C3%ADses_Exportadores_de_Gas
8. https://es.wikipedia.org/wiki/Consejo_Mundial_de_Energ%C3%ADa
9. https://es.wikipedia.org/wiki/Instituto_Tecnol%C3%B3gico_de_Massachusetts
10. https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_Research_Institute_of_Russian_Academy_of_Sciences
11. https://es.wikipedia.org/wiki/Greenpeace

Tabla 2.1 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: 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 2016 – 2040, se extrapolaron los valores por quinquenios, 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 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 (2017)	2016 – 2040	Current Policy	3.4	0.9
DOE - EIA (2017)	2015 – 2050	Reference	2.8	0.8
ExxonMobil (2018)	2016 – 2040	Baseline	2.8	*0.95
IEEJ (2017)	2015 – 2050	Reference	2.7	0.8
BP (2018)	2016 – 2040	**ET	3.25	*0.89
OPEP (2017)	2015 – 2040	Reference	3.5	0.7
FPEG (2017)	2016 – 2040	Reference	3.4	*0.89
WEC (2017)	2015 – 2060	**Modern jazz	3.3	0.7
MIT (2016)	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)	2015 – 2050	**Rivalry	1.9	*0.82

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.
** Estimaciones propias*
*** ET – the Evolving Transition scenario.*
Modern jazz – Supone el mundo 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 (2017)	2016 – 2040	2.8	0.7
ExxonMobil (2018)	2016 – 2040	2.8	**
IEEJ (2017)	2015 – 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 organización 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	2016	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	13,760	14,690	15,690	16,886	18,182	19,298
EIA	14,563	15,120	15,873	16,578	17,430	18,410
ExxonMobil	13,806	14,469	15,335	16,063	16,630	17,025
IEEJ	13,829	14,608	15,656	16,558	17,537	18,369
BP	13,276	14,278	15,375	16,317	17,160	17,983
OPEP	14,244	15,105	16,224	17,202	18,069	18,818
FPEG	14,185	14,965	15,802	16,574	17,186	17,734
WEC	14,088	14,794	15,482	16,086	16,360	16,650
MIT	12,696	13,109	14,140	15,141	16,052	16,948
ERIRAS	14,067	14,680	15,507	16,252	16,949	17,576
GREENPEACE	14,774	15,740	16,920	18,130	19,298	20,300
EQUINOR	13,913	14,781	15,950	16,700	16,966	17,248

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.
Definición: AIE, ExxonMobil, OPEP, FPEG, GREENPEACE, EQUINOR _ demanda de energía primara
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 de todo el período 2016 – 2040 (%)					
AIE	EIA	EXXON	IEEJ	BP	OPEP
40.25	2641	23.31	32.83	3546	32.11
FPEG	WEC	MIT	ERIRAS	GREENPEACE	EQUINOR
25.02	18.18	3349	24.94	3740	23.97
Tasa de variación media anual acumulada 2016 – 2040 (%)					
AIE	EIA	EXXON	IEEJ	BP	OPEP
148	1.02	0.92	1.24	1.33	1.22
FPEG	WEC	MIT	ERIRAS	GREENPEACE	EQUINOR
0.98	0.73	1.26	0.97	1.39	0.94

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.

La tasa de variación media acumulada entre 2016 y 2040 de los 12 estudios prospectivos es 1.12% por año, pasando de 13,933 Mtep a 18,030 Mtep en 2040. El valor más alto registrado de esta tasa es de 1.48% correspondiente a la AIE y la más baja, de 0.73% del 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 0.97% del IEEJ y la más baja, de 0.40% correspondiente al estudio de ERIRAS y la tasa promedio de 0.71% por año de los 12 estudios prospectivos.

La mayor parte del aumento del consumo de petróleo se deberá a países no miembros de la OCDE principalmente China e India debido al incremento de la población y la industria. Por ejemplo, ExxonMobil indica que crecerá el sector transporte comercial y productos químicos y que "Asia Pacífico representará cerca del 65 % del aumento de la demanda global de líquidos en el 2040, superando la demanda combinada de líquidos de Norteamérica y Europa hasta el 2050" (ExxonMobil, 2018, p. 34).

Todos los estudios prospectivos predicen que el petróleo seguirá teniendo la mayor participación entre todos los combustibles hasta 2040 (**Figura 4.2**), mientras que todos los gráficos excepto EQUINOR muestran que la participación de petróleo disminuye. IEEJ predice que "su participación en el consumo primario de energía caerá debido al cambio de combustible a gas natural y al progreso en la eficiencia energética en el sector del transporte" (IEEJ, 2017, p. 33).

Gas natural

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 1.94% de AIE y la más baja es 0.93% de EQUINOR y la tasa promedio de 1.62% por año de los doce estudios.

El gas natural contribuye más al crecimiento del consumo de energía primaria en casi todos los outlooks excepto BP (BP espera que la contribución de la energía renovable sea mayor, **Figura 4.5**). La OPEP espera que, a nivel mundial, la mayor contribución a la demanda futura de energía proyectada provenga del gas natural. Esto se debe a que el gas natural es una fuente alternativa clave para menos emisiones de CO_2 y útil en todos los sectores.

Hay varias razones más por las que crece el porcentaje de gas natural. Por ejemplo, BP espera que "el gas natural crezca fuertemente, apoyado por una demanda de base amplia, fuertes aumentos en los suministros de bajo costo y la continua expansión de los suministros de gas natural licuado (GNL) aumentando la disponibilidad de gas a nivel mundial" (BP, 2018, p. 81). También FPEG señala que "una creciente población urbana requerirá más electricidad a gas y una creciente extracción de reservas de gas natural no convencionales en Estados Unidos y China aumentará drásticamente la demanda de gas natural" (FPEG, 2017, p. 45).

Carbón mineral

La tasa de variación media anual acumulada más alta registrada es 1.50% de correspondiente a GREENPEACE y la más baja es -0.96% del WEC y la tasa promedio de 0.33% por año de los doce estudios.

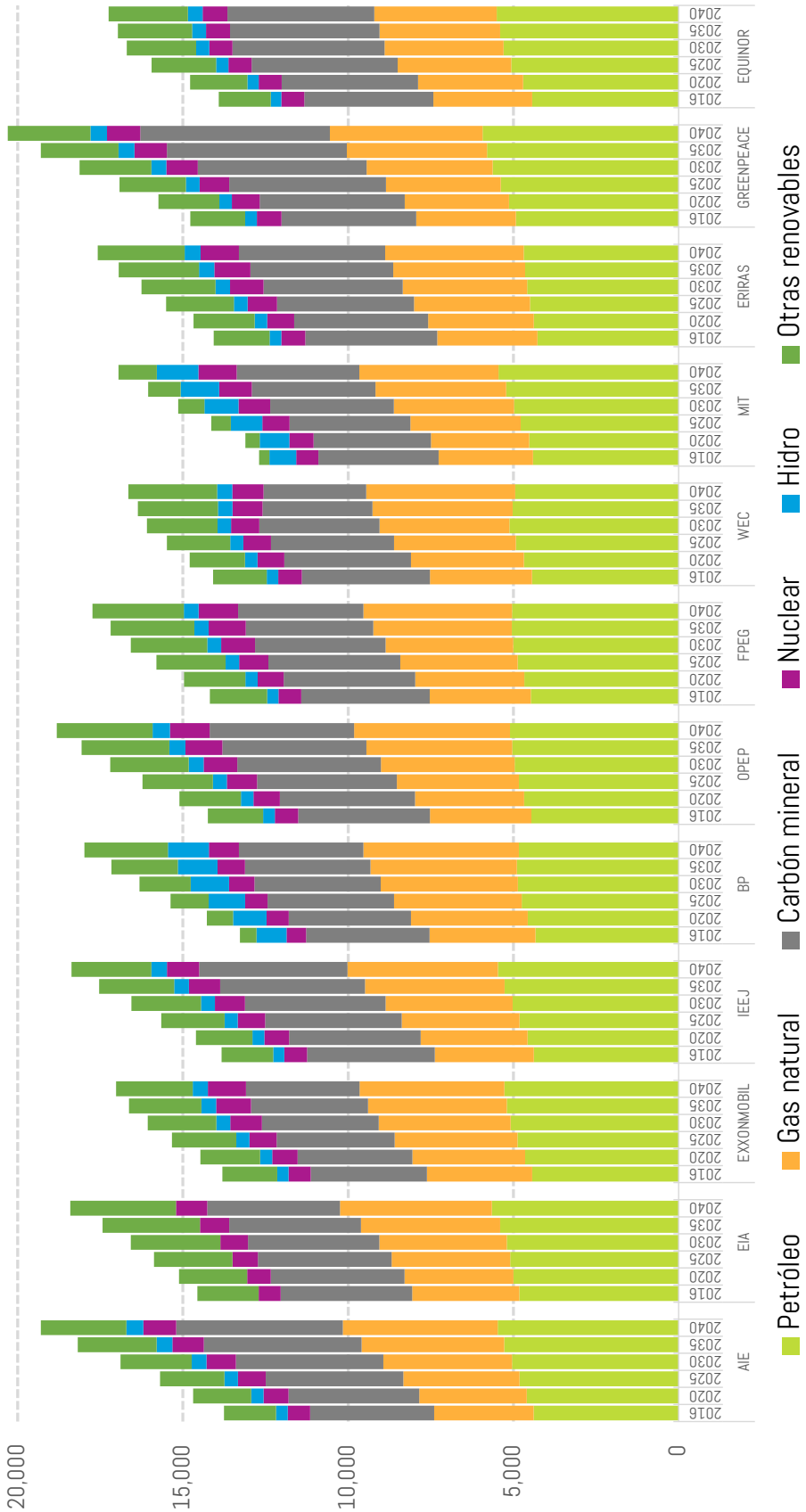
El carbón mineral fue el segundo combustible más consumido en el 2016; esta tendencia cambia gradualmente dado que el carbón mineral será sustituido por el gas natural y las energías renovables. Sin embargo, sigue siendo significativo al año 2040 también. La participación de carbón disminuye gradualmente en todos los outlooks excepto GREENPEACE (**Figura 4.2**).

La AIE muestra la tasa de variación más alta en el consumo de energía primaria. Al mismo tiempo, indica una predicción optimista sobre el futuro del carbón, que es diferente de las predicciones de otros outlooks. La participación del carbón el 2016 fue de 27.3% y presenta una leve reducción al 26.1% en 2040, mientras que el consumo primario de carbón aumenta continuamente.

En contraste, EIA predice que "el consumo mundial de carbón sigue siendo aproximadamente el mismo entre 2015 y 2040 con el consumo decreciente en China y Estados Unidos compensando el crecimiento en India" (DOE – EIA, 2017 P. 64).

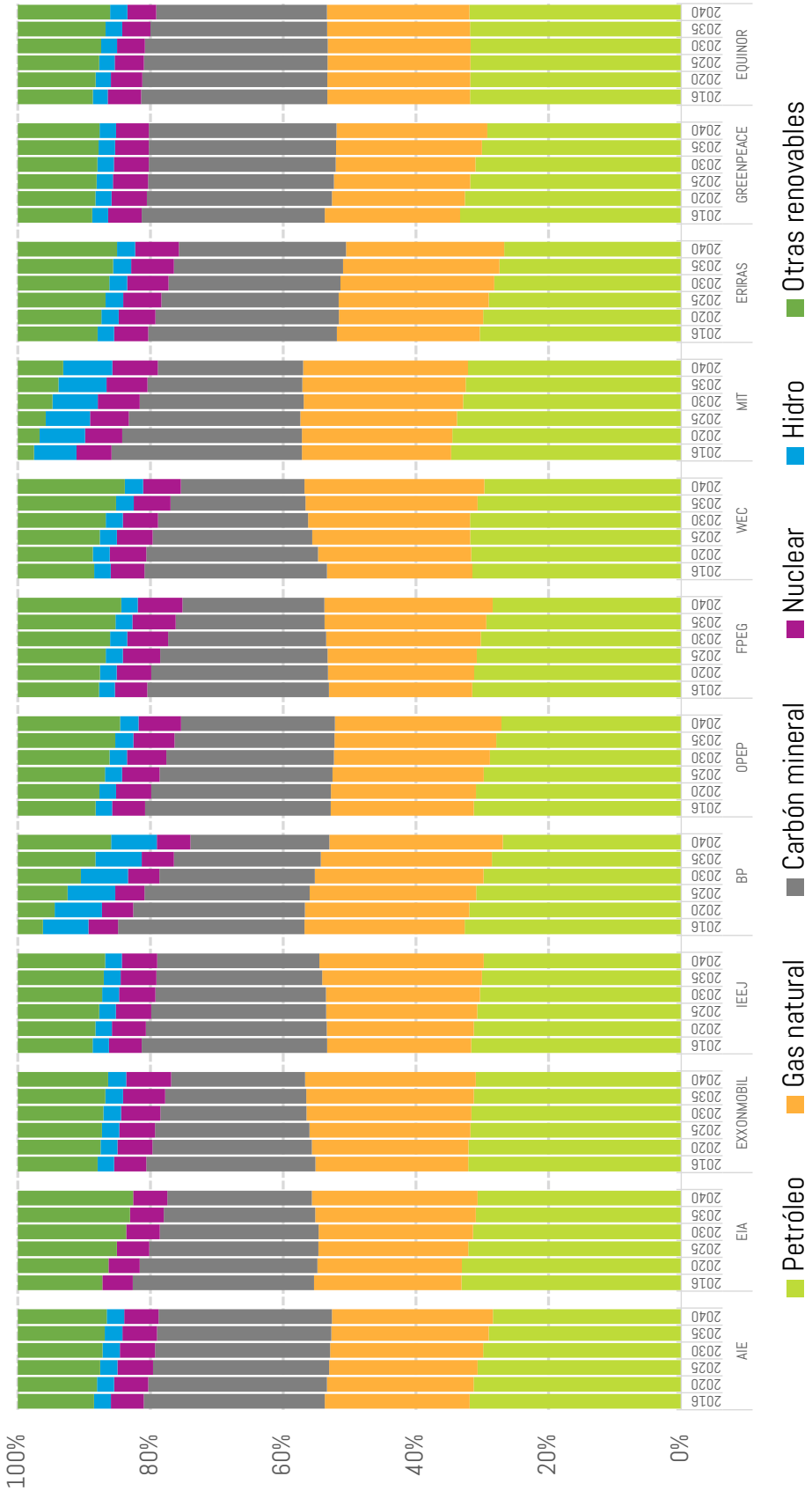
En algunos estudios prospectivos como ExxonMobil, FPEG y WEC, se espera que la cantidad de carbón como fuente de energía primaria en 2040 sería menor que la de 2016. En el caso de WEC de la **Figura 4.3**, se muestra sobre la declinación en comparación con otros outlooks. Sobre este punto de vista, WEC pronostica que "esto se debe a que la producción de carbón está dominada por China e India a lo largo del período. Los picos del carbón en 2020 de China será de 2,080 Mtep y declinarán en un índice de 2.4% de 2020 a 2060. Para el 2060, el carbón mineral disminuirá en más de 1,000 Mtep en la energía primaria y las continuas declinaciones en Norteamérica, Europa y el resto de Asia, conllevarán a una reducción global del carbón del 2.3% por año para el período 2030 – 2060" (WEC, 2016, p. 49).

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



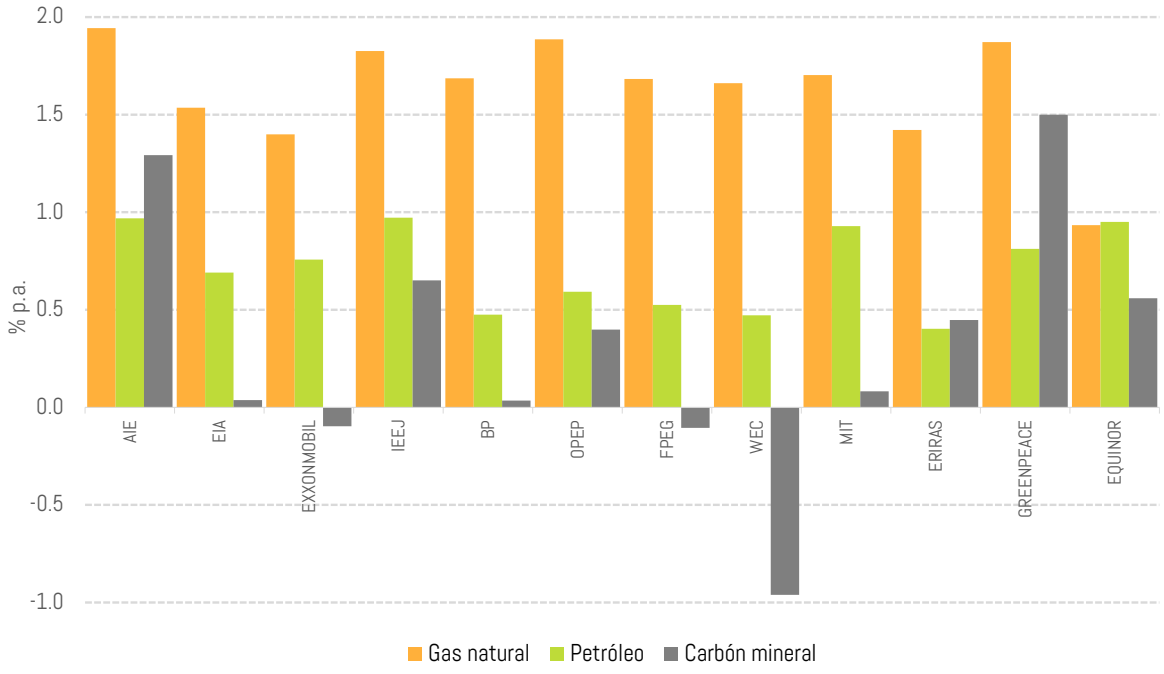
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales
Definición: AIE, ExxonMobil, OPEP, FPEG, GREENPEACE, EQUINOR _ demanda de energía primaria
EIA, IEEJ, BP, ERIRAS _ consumo de energía primaria (BP excluye la biomasa tradicional)
WEC _ suministro de energía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

Figura 4.3 Tasa de variación del consumo mundial de energía primaria (combustibles fósiles 2016 – 2040)



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

Hidroenergía

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 1.90% de MIT y la más baja es 1.18% de FPEG y la tasa promedio de 1.47% por año de los once estudios prospectivos.

Para el período 2016 – 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.

La energía hidroeléctrica tiene más restricciones sobre los problemas medioambientales en comparación con otras fuentes. Cuando se trata del crecimiento de la energía hidroeléctrica, BP menciona que "se basa más ampliamente en las economías en desarrollo. China contribuye con el mayor aumento sostenido por el crecimiento tanto en América del Sur como en Centroamérica y África" (BP, 2018, p. 101).

Nuclear

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 2.42% de MIT y la más baja es 0.31% de EQUINOR y la tasa promedio de 1.72% por año de los doce estudios.

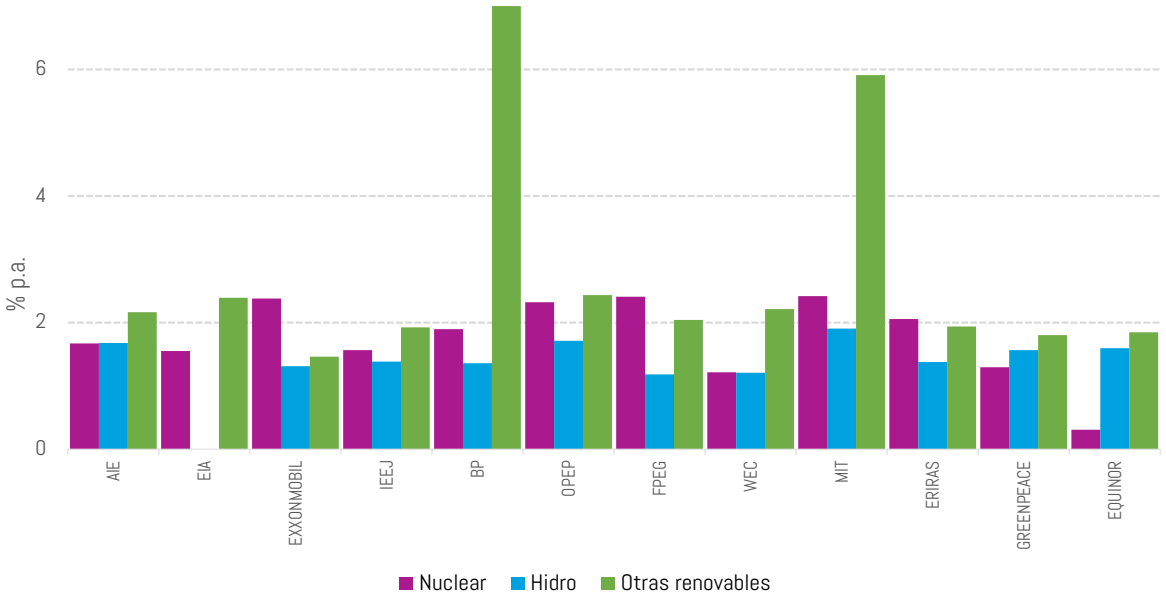
IEEJ pronostica que "el crecimiento de la generación de energía nuclear se centrará en los países emergentes que requieren una cantidad masiva de electricidad para mantener su crecimiento económico estable" (IEEJ, 2017, p. 39). EQUINOR también menciona que "actualmente existe un ligero resurgimiento de las inversiones en capacidad de generación nuclear, impulsadas en gran medida por las promesas del gobierno para reducir las emisiones de CO_2, además de las preocupaciones por la seguridad energética" (EQUINOR, 2018, p. 54).

Otras renovables

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 7.28% de BP y la más baja es 1.46% de ExxonMobil, y la tasa promedio de 2.76% por año de los doce estudios.

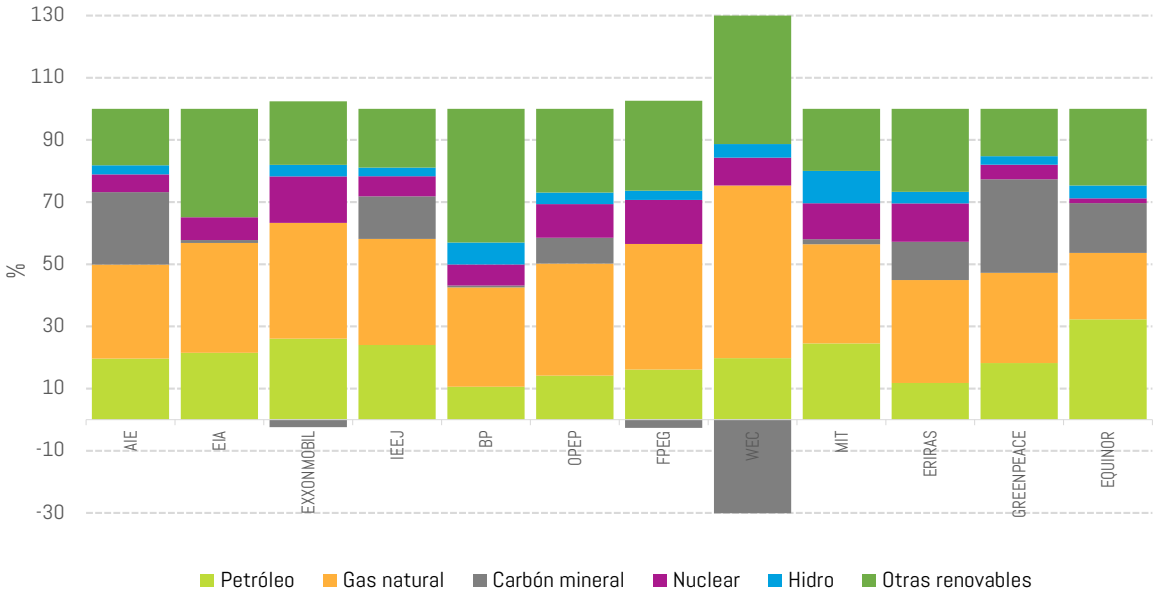
En BP (2018) se afirma que "la energía renovable será la fuente de energía de más rápido crecimiento, lo que representa el 40% de aumento en el consumo de energía primaria". Las fuentes de energía empleadas en el 2040 presentan la mayor diversificación jamás vista (**Figura 4.4**). Al mismo tiempo, el estudio prospectivo menciona que "esto es posible por la creciente competitividad de la energía eólica y solar y con la ayuda de un aumento gradual de los precios del carbono y una reglamentación continua que apoya un cambio en la reducción de la energía del carbono" (BP, 2018, p. 95).

Figura 4.4 Tasa de variación del consumo mundial de energía primaria (combustibles no fósiles 2016 – 2040)



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

Figura 4.5 Contribución al crecimiento del consumo de energía primaria (2016 – 2040)



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

4.2 Consumo final de energía

IEEJ indica que "entre 1990 y 2015, el crecimiento anual del consumo final de energía llegó al 1.6% frente a la tasa anual real de crecimiento del PIB del 2.8%. En los países no OCDE, el consumo final de energía creció a una tasa anual de 2.4% debido principalmente a un crecimiento económico anual más alto del 4.7%, aumentando la producción en industrias intensivas en energía y el crecimiento de la población" (IEEJ, 2017, p. 41).

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	2016	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	9,486	10,184	10,943	11,789	12,664	13,419
IEEJ	9,509	10,035	10,741	11,346	12,032	12,617
WEC	9,841	10,554	11,179	11,713	12,054	12,359
GREENPEACE	9,379	9,999	10,799	11,597	12,327	12,954

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.

4.2.1 Por tipo de combustible

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

Petróleo y derivados

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 1.20% de AIE y la más baja es 0.51% de WEC y la tasa promedio de 0.95% por año para los 4 estudios; los derivados de petróleo son los combustibles más utilizados para el consumo final de energía en 2016 y esta tendencia se mantiene hasta 2040 en todos los outlooks. La participación de estos energéticos entre los combustibles es la mayor, a pesar de que disminuirá poco a poco con un aumento del gas natural y la electricidad.

IEEJ indica que "el consumo de petróleo y derivados aumentará como resultado del crecimiento en los sectores de transporte y uso no energético en los países no OCDE. La propiedad de los vehículos se expandirá rápidamente, principalmente en China, India y otros países asiáticos no miembros de la OCDE, ya que la motorización progresa en línea con el crecimiento de los ingresos" (IEEJ, 2017, p. 44).

Gas natural

La tasa de variación media anual acumulada más alta es 2.15% de AIE y la más baja es 1.50% de WEC y la tasa promedio de 1.74% por año para los 4 estudios prospectivos.

El uso de gas natural para el consumo final de energía aumentará gradualmente hasta 2040, mostrando la segunda mayor tasa de variación entre cinco combustibles. Su participación también aumentará, pero permanecerá dentro del 15% a 19% durante el período de investigación.

Según **IEEJ**, "el consumo de gas natural se expandirá sustancialmente en el sector residencial de China y en el sector de la industria de Medio Oriente. El sector residencial chino todavía utiliza carbón y biomasa incluyendo leña y los cambiará a gas de ciudad, en consideración de problemas de la contaminación atmosférica. Medio Oriente promoverá la utilización de gas natural nacional para obtener divisas extranjeras a partir de las exportaciones de petróleo y expandirá las plantas petroquímicas utilizando esta fuente de energía para generar empleos" (IEEJ, 2017, ps. 44 – 45).

Carbón mineral

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 0.78% de AIE y la más baja es 0.09% de WEC, y la tasa promedio de 0.49% por año para los 4 estudios.

El carbón tiene la menor participación entre los combustibles utilizados para el consumo final de energía y permanecerá relativamente constante dentro entre 8% y 12% en cada estudio hasta 2040. Su tasa de variación es la más baja también, comparado con otras fuentes.

Electricidad

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.43% de AIE y la más baja, de 1.92% de WEC y la tasa promedio de 2.21% por año para los 4 estudios.

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 36.2%.

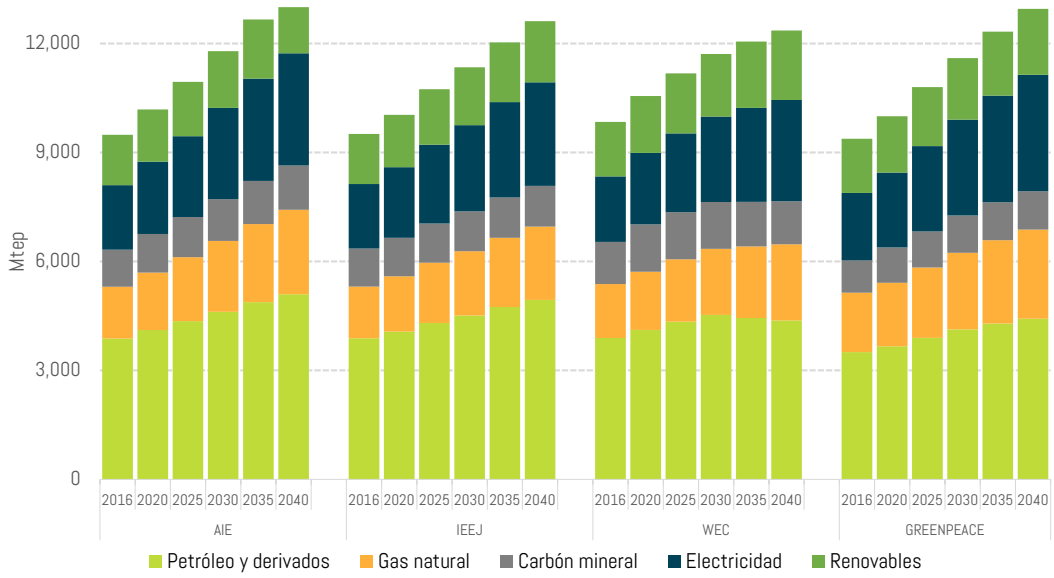
A medida que la economía crece, las necesidades de electricidad también crecen; bajo este punto de vista, IEEJ analiza que «Asia impulsará el crecimiento del consumo de electricidad, incluyendo China, India y la ASEAN, así como el Medio Oriente y países emergentes como Brasil. En cualquier país o región, el desarrollo de la infraestructura eléctrica tanto en las zonas rurales como urbanas y en la penetración de aparatos electrodomésticos como los acondicionadores de aire y los televisores con un ingreso creciente incluirá el crecimiento del consumo de electricidad» (IEEJ, 2017, p. 45).

Renovables

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.06% de WEC y la más baja, de 0.86% de GREENPEACE y la tasa promedio de 0.91% por año para los 4 estudios.

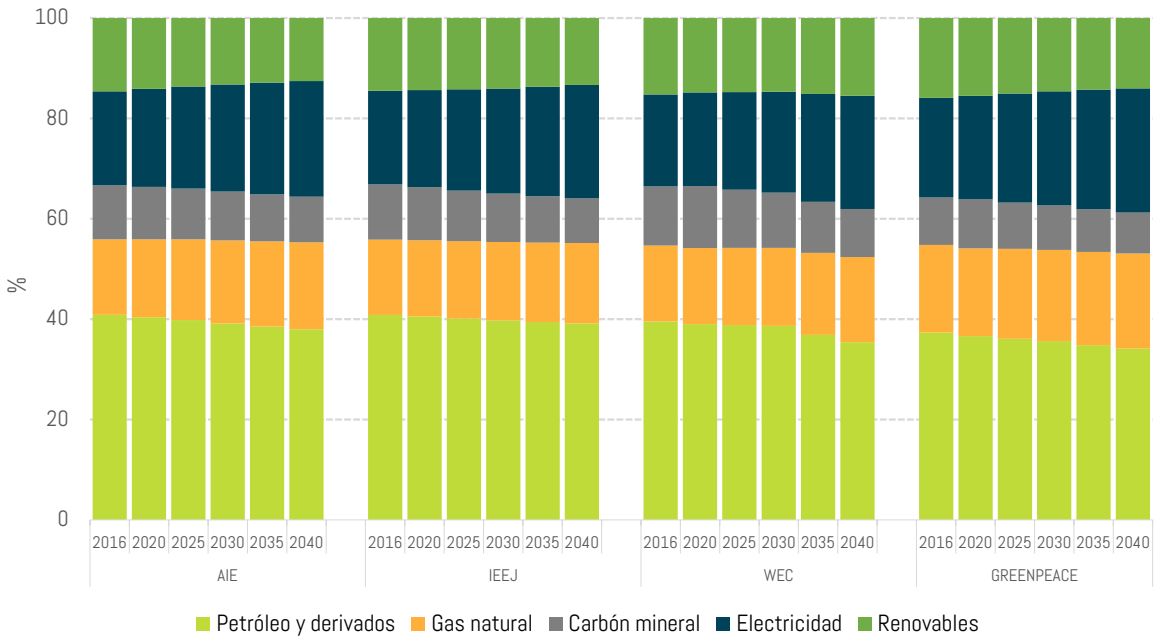
Según la AIE, "la contribución de las energías renovables directas e indirectas al consumo total de energía final aumentará de 9% en 2016 a 13% en 2040, aproximadamente, 900 Mtep. Casi la mitad del aumento, viene en forma de calor, mientras que la parte renovable de los combustibles de transporte solo se incrementará de 3% a 4% hasta 2040" (AIE, 2017, p. 298).

Figura 4.6 Consumo final mundial de energía por tipo de combustible



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales
Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE) calor, hidrógeno y otros (IEEJ) calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE)

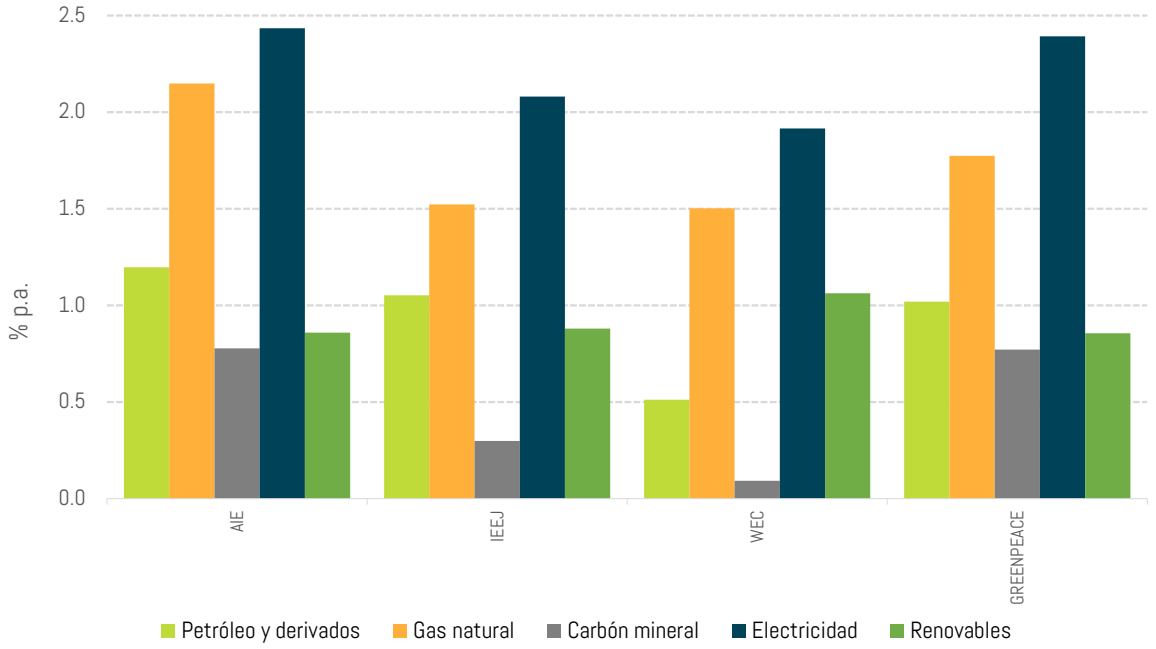
Figura 4.7 Participación del consumo final mundial de energía por combustible



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales
Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE) calor, hidrógeno y otros (IEEJ) calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE)

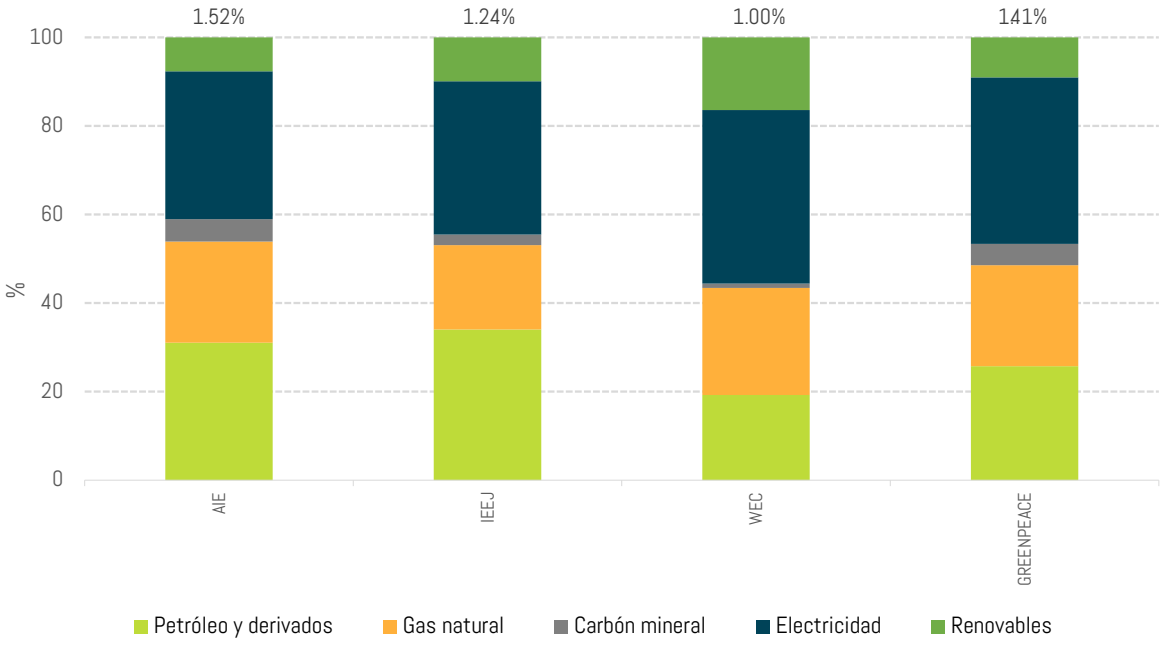
Los estudios prospectivos muestran tendencias similares; por ejemplo, la electricidad tiene la tasa de variación más alta entre las fuentes de energía seguida de gas natural, mientras que el carbón tiene el valor más bajo entre 2016 y 2040 (**Figura 4.8**).

Figura 4.8 Tasa de variación del consumo final mundial de energía por tipo de combustible (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales
Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE) calor, hidrógeno y otros (IEEJ) calor, biomasa, biocombustible y otros (WEC) solar, biomasa, geotérmico, hidrógeno y otros (GREENPEACE)

Figura 4.9 Contribución al crecimiento del consumo final mundial de energía (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE) 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 significan una tasa de variación media acumulada del consumo total de energía pronosticado en cada estudio prospectivo.

4.2.2 Por sector

Cada institución 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, 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.

Con los 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 la industria como siguiente: 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 combustibles del transporte como la carretera, el ferrocarril, la aviación, la 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, lubircantes, betún, etc. (GREENPEACE, 2015, p. 311).

En el 2016, los 4 estudios prospectivos muestran que el consumo en el sector residencial superará al del transporte. Sin embargo, en el 2040, IEEJ pronostica que el sector transporte será el de mayor consumo.

El consumo final de energía muestra una tendencia diferente en los países de la OCDE y los no miembros de la OCDE. IEEJ también menciona que "del 2015 al 2050, el consumo final de energía mantendrá la tendencia a la baja en la OCDE con un ligero aumento en los sectores de edificios y de la industria, compensando por una caída que acompaña las mejoras en la eficiencia del combustible utilizado en el sector del transporte. En la no OCDE, el consumo final de energía aumentará rápidamente en cada uno de los sectores residencial, industrial y transporte. " (IEEJ, 2017, p. 43).

Industria

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.70% de AIE y la más baja, de 1.07% de IEEJ y la tasa promedio de 1.40% por año de los 4 estudios prospectivos.

La mayor parte del crecimiento del sector de la industria provendrá de los países en desarrollo. Por ejemplo, IEEJ espera el crecimiento "ya que muchos países no miembros de la OCDE logran un alto crecimiento económico y cambian de la agricultura y otras industrias primarias a las industrias manufactureras" (IEEJ, 2017, p. 43).

Transporte

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.54% de AIE y la más baja, de 0.91% de WEC y la tasa promedio de 1.27% por año para los 4 estudios.

Los combustibles para el transporte se diversificarán con el desarrollo de tecnología como los vehículos eléctricos (EVs). IEEJ indica que "el consumo de energía del sector de transporte disminuirá en 0.5% por año, en la OCDE debido a las mejoras en la eficiencia de combustible del vehículo, mientras que el aumento de 1.9% p.a. en la no OCDE a medida que los efectos de la expansión de la propiedad del vehículo superan las mejoras en la eficiencia del combustible" (IEEJ, 2017, p. 44).

Otros

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.39% correspondiente al IEEJ y la más baja, de 0.66% de WEC y la tasa promedio de 1.16% por año para los 4 estudios.

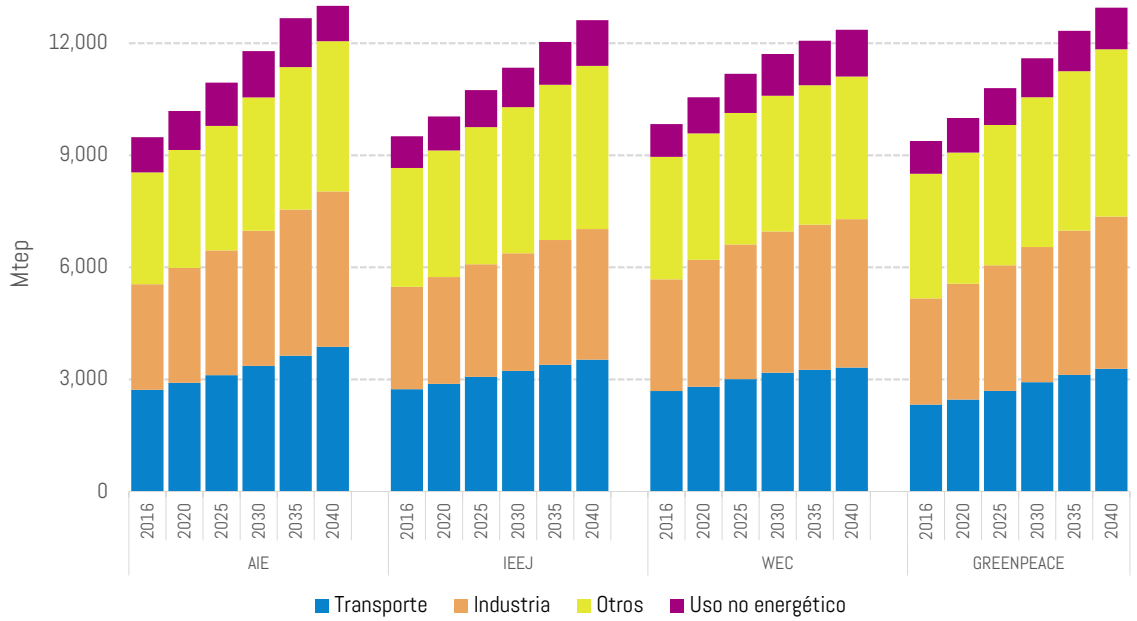
Este sector normalmente incluye el consumo residencial y comercial. WEC informa que "la creciente disponibilidad de redes, medidores y dispositivos inteligentes brinda a los consumidores más información y autonomía para hacer más con menos energía y cuantifica el valor de la inversión. Como resultado,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

Uso no energético

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.61% de la IEA y la más baja, de 1.06% correspondiente a GREENPEACE y la tasa promedio es de 1.45% por año para los 4 estudios.

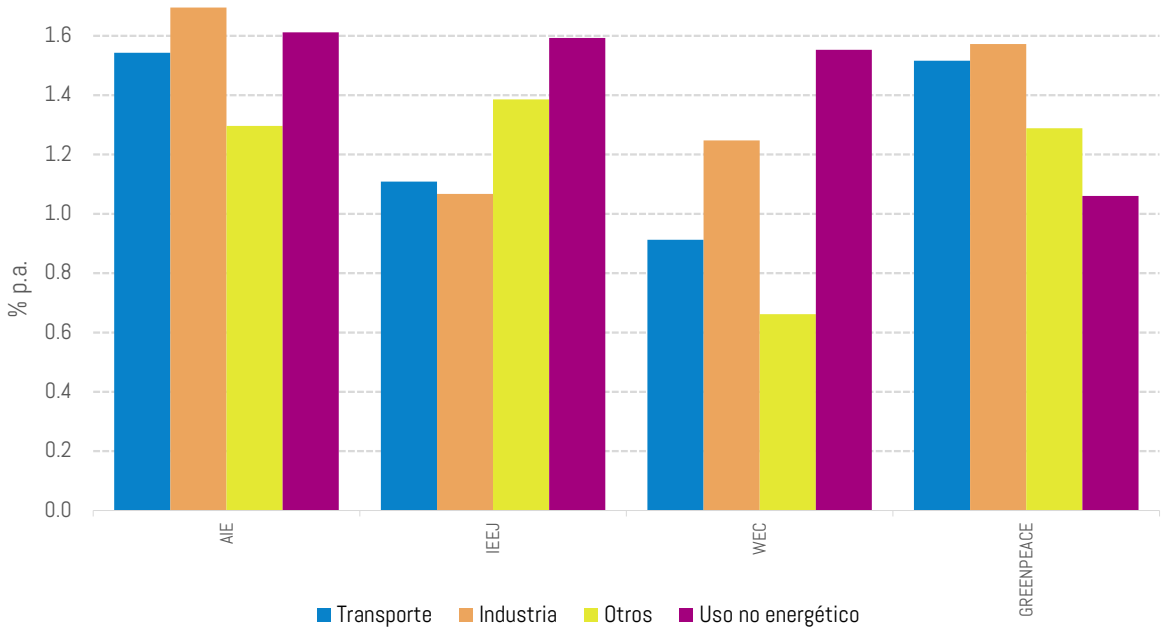
El crecimiento proviene de la demanda de mercados de productos químicos en desarrollo como China e India (WEC, 2016, p. 45).

Figura 4.10 Consumo final mundial de energía por sector



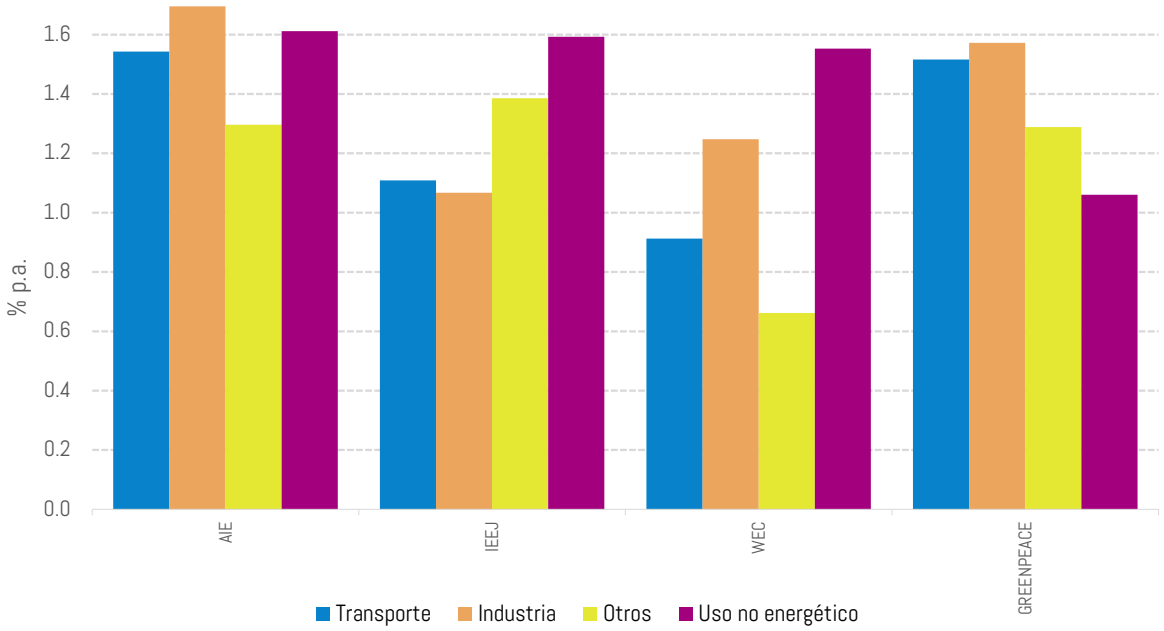
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para AIE, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE

Figura 4.11 Participación del consumo final mundial de energía por sector



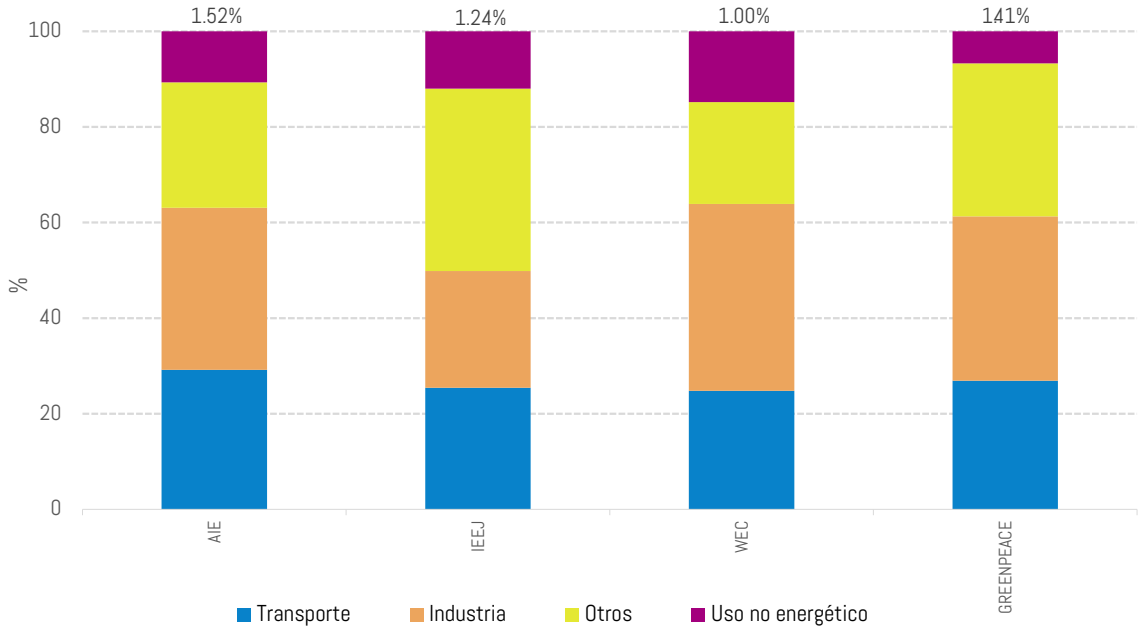
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para AIE, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE

Figura 4.12 Tasa de variación del consumo final mundial de energía (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones 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 (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones 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 significan una tasa de variación media acumulada del consumo total de energía pronosticado en cada outlook.

4.3 Generación eléctrica

Seis estudios (AIE, IEEJ, WEC, MIT, ERIRAS, GREENPEACE) ofrecen información sobre la generación de energía por fuente. La tasa de variación promedio entre 2016 y 2040 es de 1.98% para los 6 estudios, pasando de 24,732 TWh en el 2016 a 39,052 TWh en 2040.

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

Tabla 4.4 Generación eléctrica mundial

TWh	2016	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	24,765	27,523	30,724	34,583	38,667	42,322
IEEJ	24,764	26,966	30,099	32,963	36,195	39,096
WEC	24,982	27,124	29,578	32,151	34,886	37,724
MIT	22,913	24,508	26,967	29,406	31,675	33,947
ERIRAS	25,219	27,424	30,215	32,791	35,125	37,216
GREENPEACE	25,749	28,492	32,374	36,256	40,353	44,008

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.

4.3.1 Por fuente de energía

Cada estudio pronostica que la generación total de electricidad aumentará en aproximadamente 1.99% por año, para el periodo 2016 – 2040. A pesar de que cada estudio muestra una tendencia diferente cuando se trata de los combustibles, el principal crecimiento se concentra en los países en desarrollo de Asia, África, y Medio Oriente.

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 0.71% correspondiente al estudio del MIT y la más baja, de -3.12% del WEC; la tasa promedio es de -1.48% por año de los 6 estudios prospectivos.

La mayor parte de outlooks excepto el MIT pronostican que el uso de petróleo y derivados para la generación de electricidad disminuirá también, así como su participación (**Figura 4.15**). IEEJ indica que "la participación del petróleo y derivados mantendrá una tendencia a la baja en los países desarrollados, así como en el Medio Oriente, rico en petróleo y derivados" (IEEJ, 2017, p. 61).

Gas natural

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.27% del WEC y la más baja, de 2.40% de ERIRAS y la tasa promedio de 2.71% por año de los 6 estudios.

El gas natural seguirá siendo el segundo combustible más utilizado para la generación eléctrica hasta el 2040. También tiene la segunda tasa de variación más alta entre 6 combustibles. Tres outlooks (IEEJ, MIT, ERIRAS) predicen que el gas natural contribuirá más al crecimiento de la generación eléctrica hasta 2040, con un promedio de 33.8% comparando los 6 estudios.

IEEJ espera que "a medida que el desarrollo tecnológico permita que las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT) se difundan, con turbinas de gas usadas para adaptarse a la generación de energía renovable variable, un cambio al gas natural para la generación eléctrica progresará" (IEEJ, 2017, p. 60). Sin embargo, "el papel del gas en la generación de electricidad diferirá en gran medida en las regiones del mundo, debido a su precio regional que afecta a la competitividad de la generación con gas" (ERIRAS, 2016, p. 46).

Carbón mineral

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.41% correspondiente a GREENPEACE y la más baja, de -1.08% de WEC; la tasa promedio es de 0.92% por año para los 6 estudios prospectivos.

WEC pronostica que el uso de carbón mineral para la generación eléctrica disminuirá gradualmente porque será sustituido por otras fuentes de energía como el gas natural y las energías renovables. Los otros estudios predicen que el carbón mineral mantendrá su papel principal a nivel mundial para el final del período del pronóstico, aunque la participación del carbón disminuirá.

Según IEEJ, "en la no OCDE, la participación del carbón en la generación total de electricidad seguirá siendo la más grande", mientras que "la de energía renovable en 2030 será superior al 30%, reemplazando la cuota de gas natural como la más grande de la OCDE" (IEEJ, 2017, p. 61).

Hidroenergía

EIA y GREENPEACE no incluyen información sobre hidroenergía.

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.65%, del MIT y la más baja es 1.21% de WEC y la tasa promedio es de 1.41% por año para los 4 estudios prospectivos.

"El número de centrales hidroeléctricas crecerá a una tasa muy restringida y su participación global disminuirá ligeramente" (ERIRAS, 2016, p. 46). Sin embargo, EIA predice que "la participación de la energía hidroeléctrica en la generación renovable cae del 71% en 2015 a 53% en 2040, ya que la disponibilidad de recursos en los países de la OCDE y las preocupaciones medioambientales en muchos países limitan el número de nuevos proyectos hidroeléctricos a mediana y gran escala" (DOE – EIA, 2017, p. 82).

Nuclear

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.05% de ERIRAS y la más baja, de 1.24% de WEC; la tasa promedio es de 1.63% por año para los 6 estudios.

IEEJ indica que "la construcción de centrales nucleares progresará como una medida para asegurar la seguridad energética y mitigar el cambio climático. Sin embargo, el crecimiento de la generación de energía nuclear no superará el crecimiento de la demanda eléctrica hasta el 2050 en tanto que la participación de la generación con este recurso caerá" (IEEJ, 2017, p. 61).

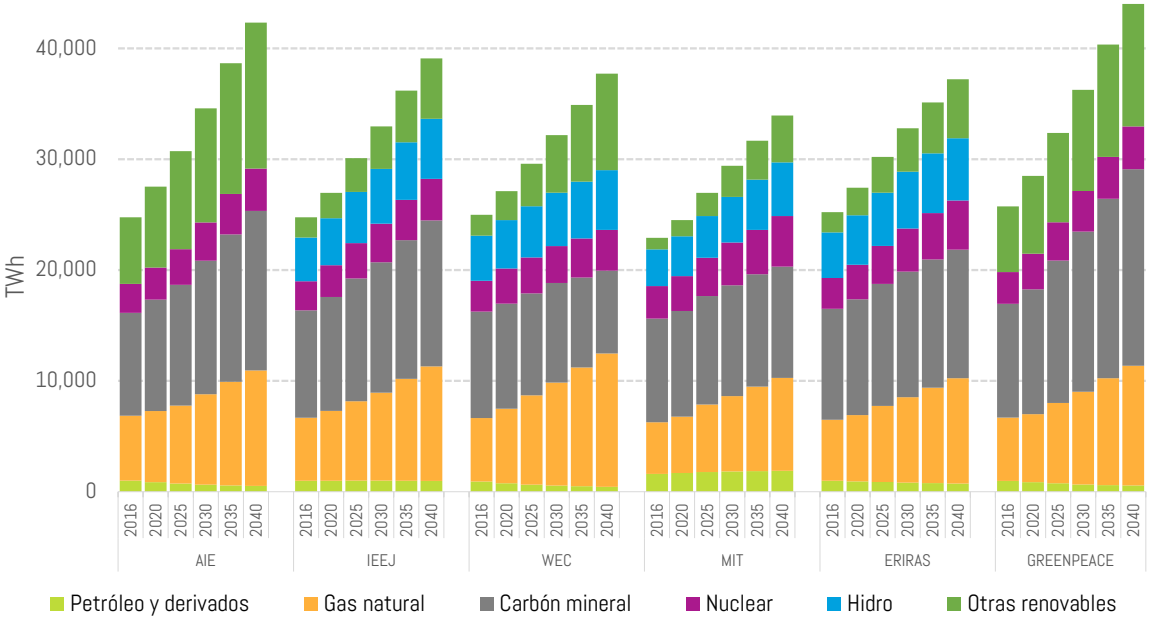
Renovables

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 6.91% de WEC y la más baja, de 2.74% de GREENPEACE; la tasa promedio es de 4.84% por año para los 6 estudios.

En todos los outlooks, las renovables muestran la tasa de variación más rápida (**Figura 4.16**) "a medida que las mejoras tecnológicas y los incentivos gubernamentales en muchos países apoyan su mayor uso" (DOE – EIA, 2017, p. 80). La participación total de las renovables casi se duplica en 2040 en comparación con 2016 en todos los outlooks.

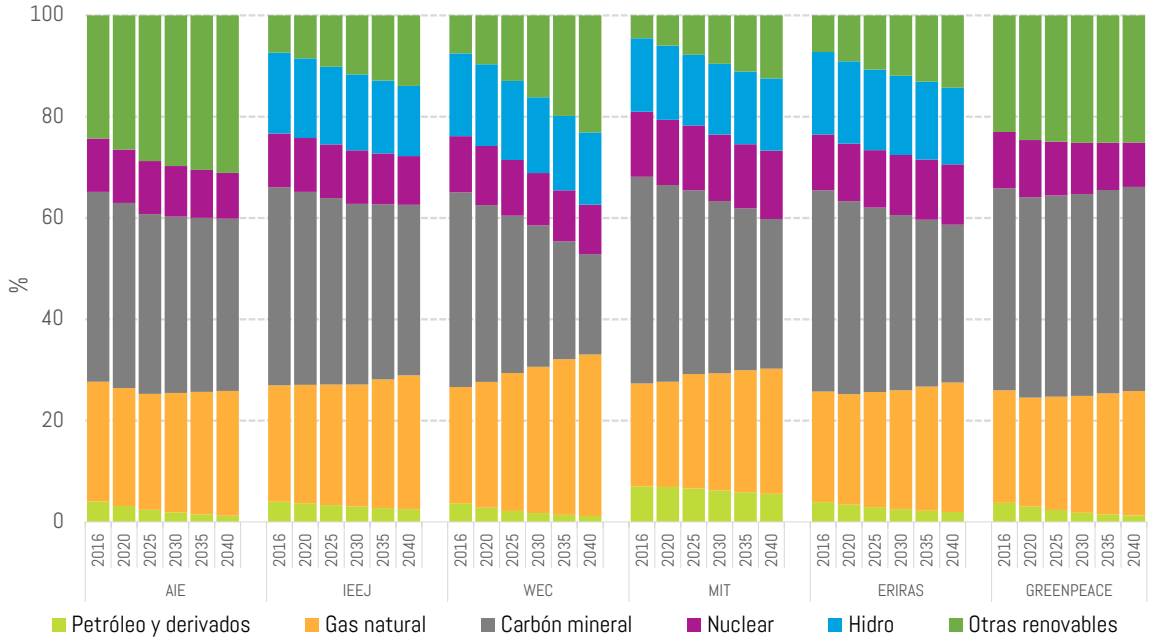
La cuota de energía solar y eólica aumenta como combustibles para la generación de electricidad, ya que "estas tecnologías se vuelven más competitivas en el tiempo" (DOE – EIA, 2017, p. 82).

Figura 4.14 Generación eléctrica mundial por fuente de energía



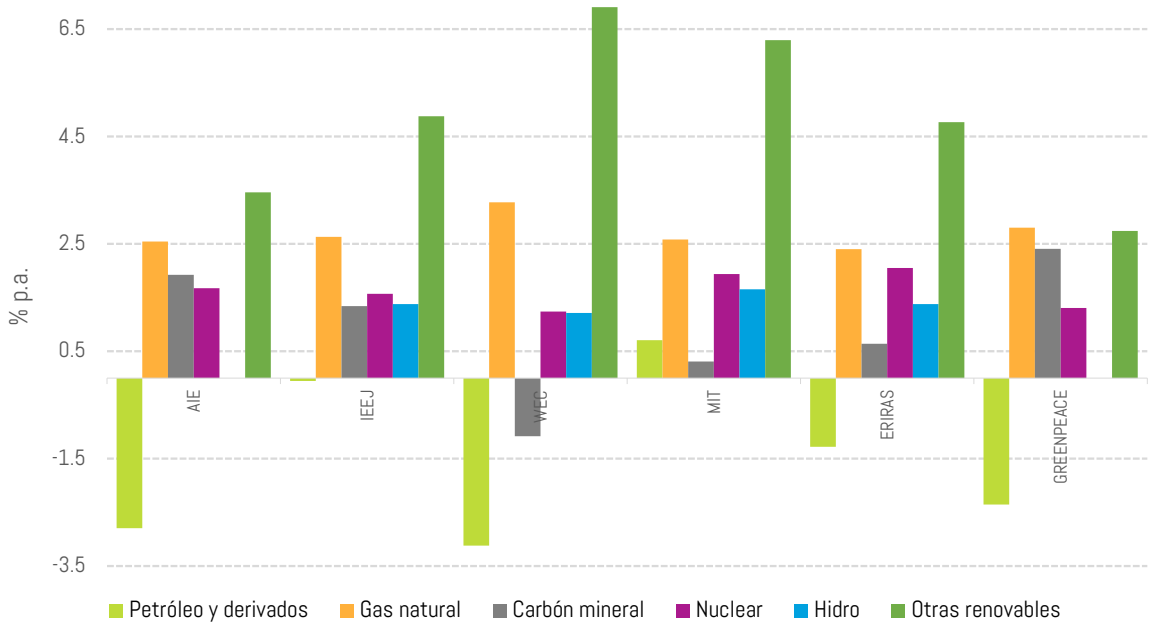
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.

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



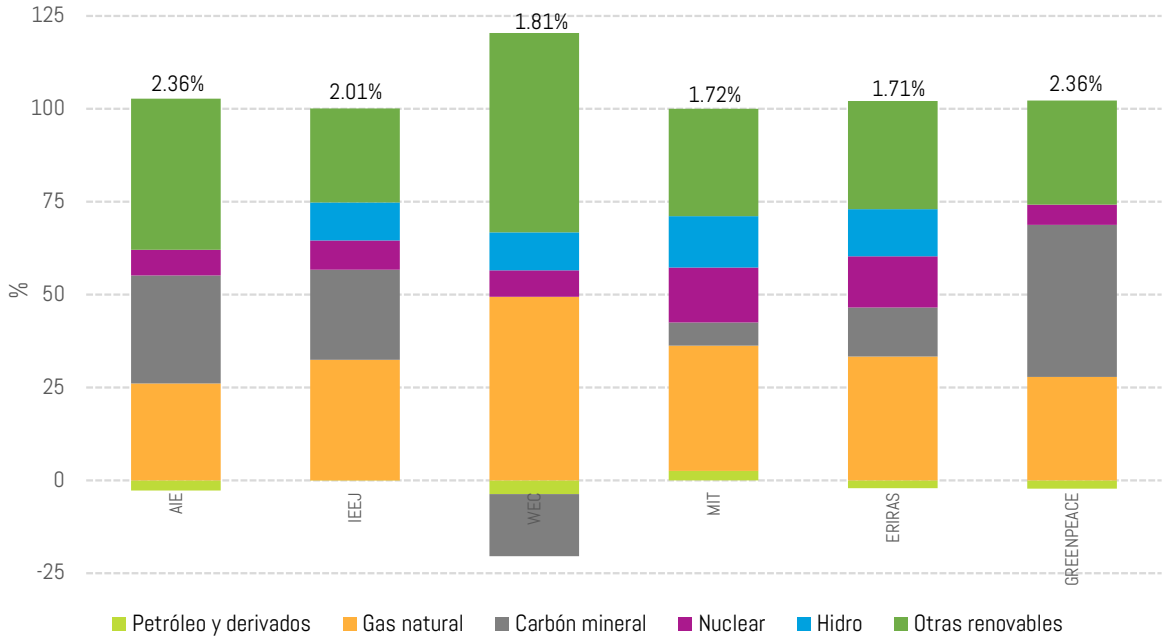
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.

Figura 4.16 Tasa de variación de la generación eléctrica mundial (2016 – 2040)



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

Figura 4.17 Contribución al crecimiento de la generación eléctrica mundial (2016 – 2040)



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

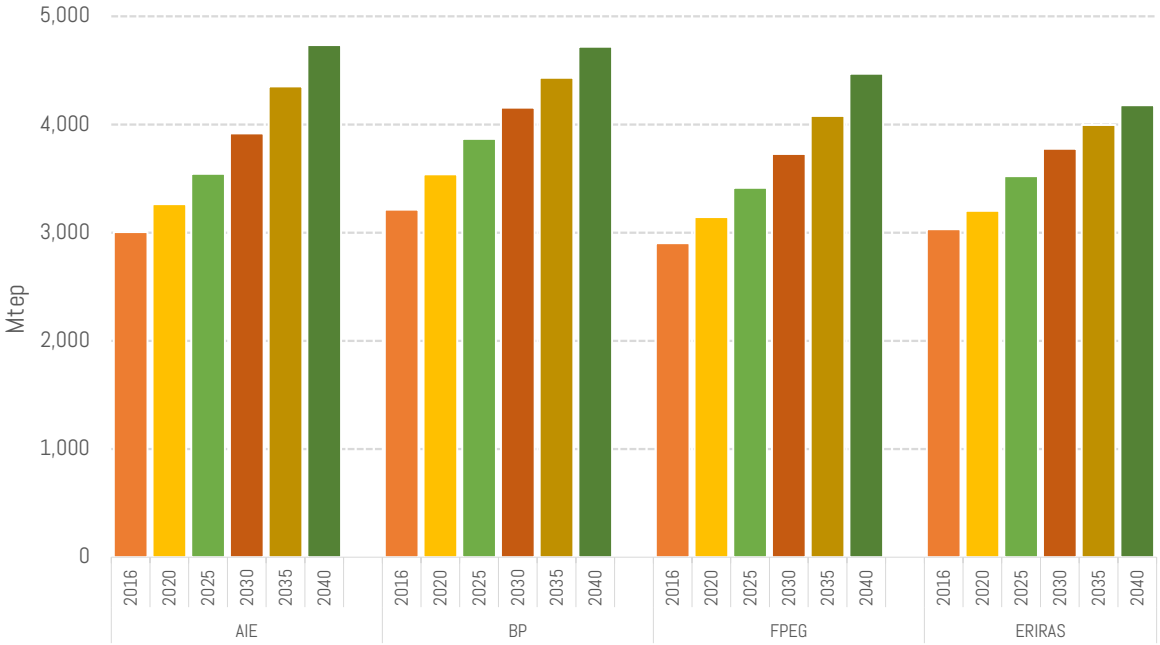
4.4 Producción de gas natural

La producción de gas natural sigue aumentando debido a sus menores emisiones de carbón respecto a otros combustibles. AIE predice que "la producción de gas natural se expandirá globalmente por 1,685 bcm en los próximos 25 años, alcanzando más de 5,300 bcm en 2040. Los Estados Unidos, Rusia e Irán son los tres mayores productores de gas actualmente, un ranking que permanece inalterado durante el periodo de estudio, aunque China se acerca a la de Irán hasta el 2040" (AIE, 2017, p. 346).

BP señala que "Estados Unidos y el Medio Oriente (Qatar e Irán) contribuyen con más de la mitad de la producción. En 2040, EE.UU representa casi un cuarto de la producción mundial de gas, por delante de Medio Oriente y CIS (cada uno de los cuales representa alrededor del 20%)" (BP, 2018, p. 81).

ERIRAS indica que "el crecimiento más rápido en la producción de gas de esquisto será en el período de 2025 - 2029. 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 sobrepasará su pico, convirtiéndose Estados Unidos en el país con mayores reservas de gas de esquisto en la región. 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).

Figura 4.18 Producción mundial de gas natural



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

4.5 Emisiones de CO_2

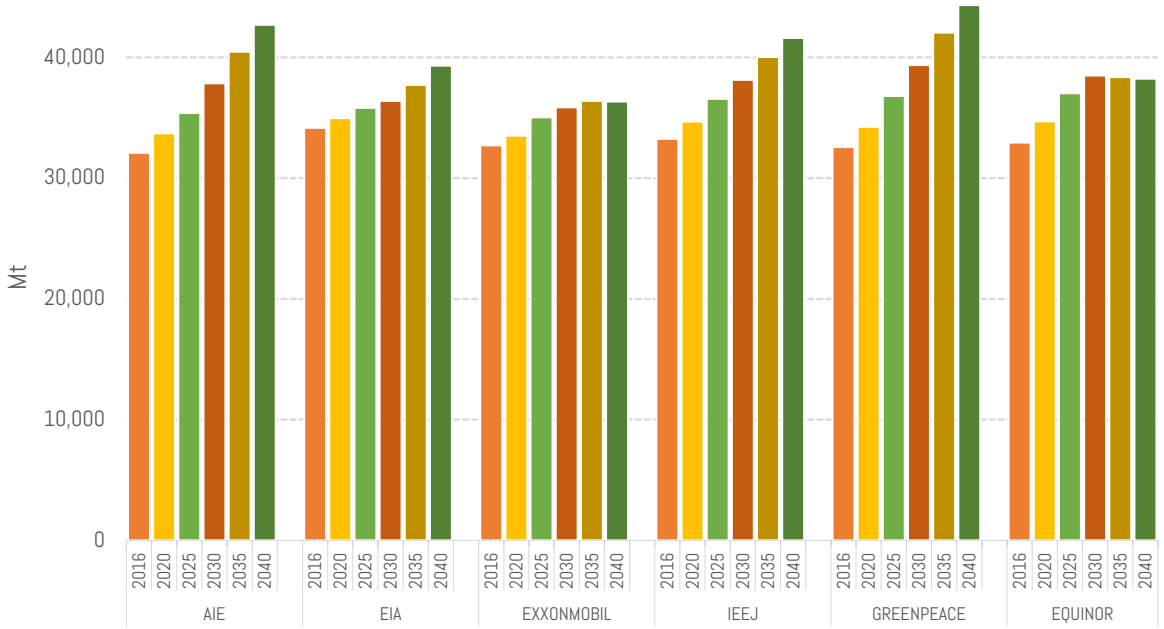
Los estudios prospectivos muestran que las emisiones globales de CO_2 aumentarán en 1.03% hasta 2030 y sólo dos de ellos (ExxonMobil, EQUINOR) predicen que las emisiones disminuirán poco a poco después de 2030 (**Figura 4.19**). Sin embargo, la tasa de variación es mucho menor que la de los últimos 25 años a medida que aumenta la eficiencia energética y aumentan otros combustibles con menos carbono, como el gas natural y las renovables.

ExxonMobil, muestra la tasa de variación más baja e indica que "es probable que las emisiones globales de CO_2 alcanzarán aproximadamente un 10% en el 2040, por encima de los niveles del 2016. Las emisiones de CO_2 combinadas en Europa y Norteamérica caen alrededor del 15% en 2040 versus 2016. China aportó alrededor del 60% del crecimiento de las emisiones de 2000 a 2016. Las emisiones fuera de Norteamérica, Europa y China aumentarán alrededor del 35% en el período 2016 - 2040 en tanto que las emisiones globales alcanzarán el 50% hasta el 2040" (ExxonMobil, 2018, p. 30).

Existen predicciones optimistas sobre el futuro de las emisiones de CO_2. Por ejemplo, la AIE espera una menor proyección que la del Outlook del año pasado. "Esta reducción se debe en gran medida a nuevos impulsos de política en la India y China" (AIE, 2017, p. 79). EIA también menciona que "las emisiones de CO_2 del gas natural, un combustible fósil de emisión relativamente más bajo utilizado en muchas aplicaciones, crecen en todas las regiones entre 2015 y 2040, a medida que los precios del gas natural permanecen relativamente bajos durante el período de proyección" (AIE, 2017, p. 140).

ExxonMobil indica que "la mejora de la eficiencia energética en las economías (consumo de energía por unidad del PIB) ayudó a reducir el crecimiento de las emisiones, mientras que la intensidad de CO_2 del uso de energía permanecerá constante. A medida que el crecimiento económico siga impulsando las emisiones de CO_2 hasta el 2040, las ganancias de eficiencia y el cambio a una energía menos intensiva de CO_2 ayudarán a que las emisiones de CO_2 sean moderadas" (ExxonMobil, 2018, p. 31).

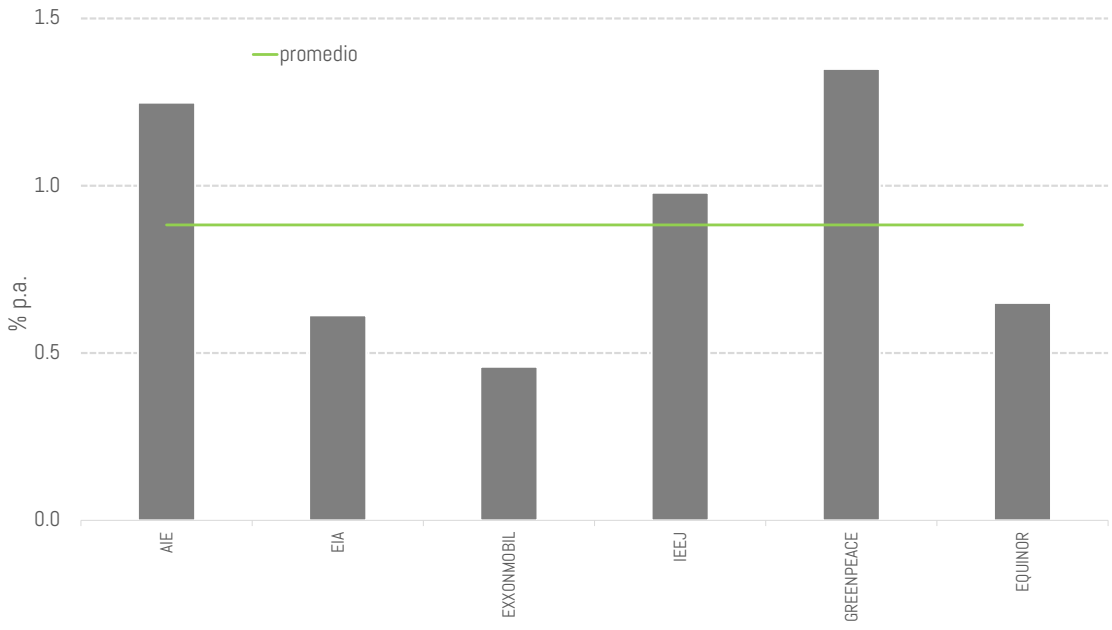
Figura 4.19 Emisiones mundiales de CO2



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

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 1.35% de GREENPEACE y la más baja, de 0.46% de ExxonMobil; la tasa promedio es de 0.88% por año para los 6 estudios (**ver Figura 4.20**).

Figura 4.20 Tasa de variación de las emisiones mundiales de CO_2 (2016 – 2040)



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

5. RESULTADOS COMPARABLES CORRESPONDIENTES A AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

5.1 Consumo de energía primaria

Según el informe del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), "las 6 economías más importantes de la región (Brasil, México, Argentina, Venezuela, Chile y Colombia) continuarán dominando la tendencia del consumo energético de la región. Más del 83% del incremento total del consumo de energía primaria para el 2040 se espera que provenga de estos países" (BID, 2016, p. 22).

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 2016 y 2040 es 1.93% para los 7 estudios, pasando de 755 Mtep a 1,172 Mtep.

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	2016	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	664	706	752	823	916	1,000
ExxonMobil	695	742	798	862	927	990
IEEJ	865	928	1,014	1,091	1,182	1,262
WEC	728	780	853	918	1,001	1,076
ERIRAS	708	737	792	855	919	977
GREENPEACE	754	813	898	983	1,067	1,142
OLADE	870	952	1095	1261	1486	1757

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.

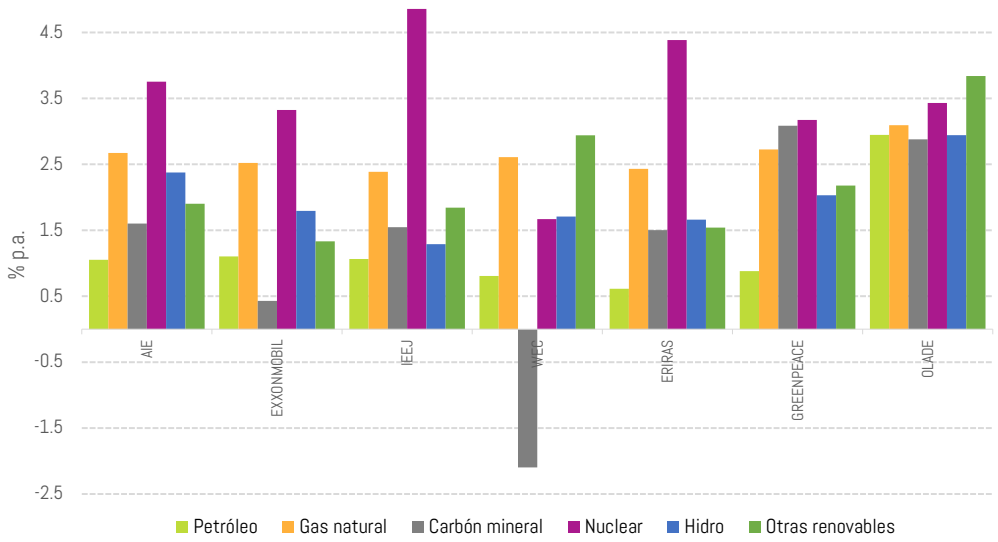
A continuación, se realiza una descripción de la situación del consumo de energía por fuente:

Petróleo

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.94% de OLADE y la más baja, de 0.61% de ERIRAS y la tasa promedio de 1.21% por año para los 7 estudios.

En el 2040 todavía el petróleo mantendrá su papel en el consumo de energía primaria, pero la tasa de variación promedio entre los combustibles es la más baja (**Figura 5.1**) y la participación disminuye continuamente en todos los estudios. Sin embargo, tiene una contribución importante en el crecimiento del consumo de energía primaria en ALC, manteniendo su segundo o tercer lugar entre los combustibles.

Figura 5.1 ALC tasa de variación del consumo de energía primaria (2016 – 2040)



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

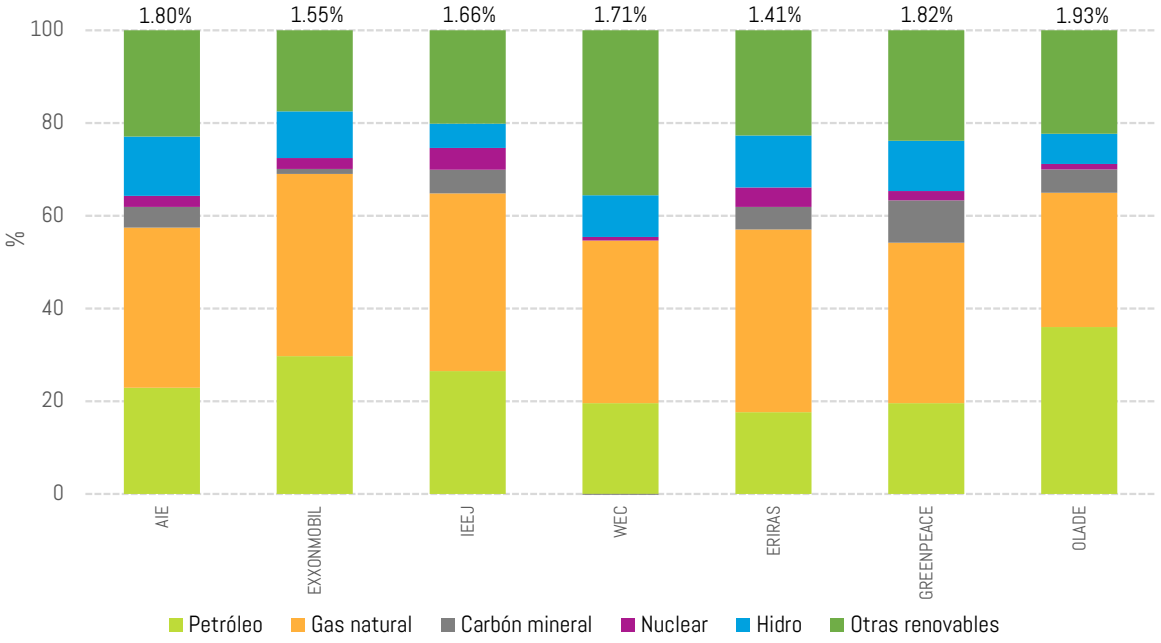
Gas natural

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.85% de OLADE y la más baja, de 2.39% de IEEJ y la tasa promedio de 2.60% por año de los 7 estudios.

El gas natural continuará siendo la fuente de energía con la mayor contribución al crecimiento del consumo de energía primaria en ALC. 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 segunda más alta entre las fuentes

de energía en seis estudios (excepto GREENPEACE). El primer lugar es nuclear, pero teniendo en cuenta que su cantidad absoluta es muy leve en comparación con la del gas natural, podemos concluir que el gas natural será la fuente con mayor contribución al crecimiento del consumo de energía primaria en la región.

Figura 5.2 ALC contribución al crecimiento del consumo de energía primaria (2016 – 2040)



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

Carbón mineral

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.09% correspondiente a GREENPEACE y la más baja, de -2.10% de WEC; la tasa promedio es de 1.28% por año para los 7 estudios prospectivos.

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

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.27% correspondiente a OLADE y la más baja, de 1.29% de IEEJ y la tasa promedio es de 2.01% por año para los 7 estudios.

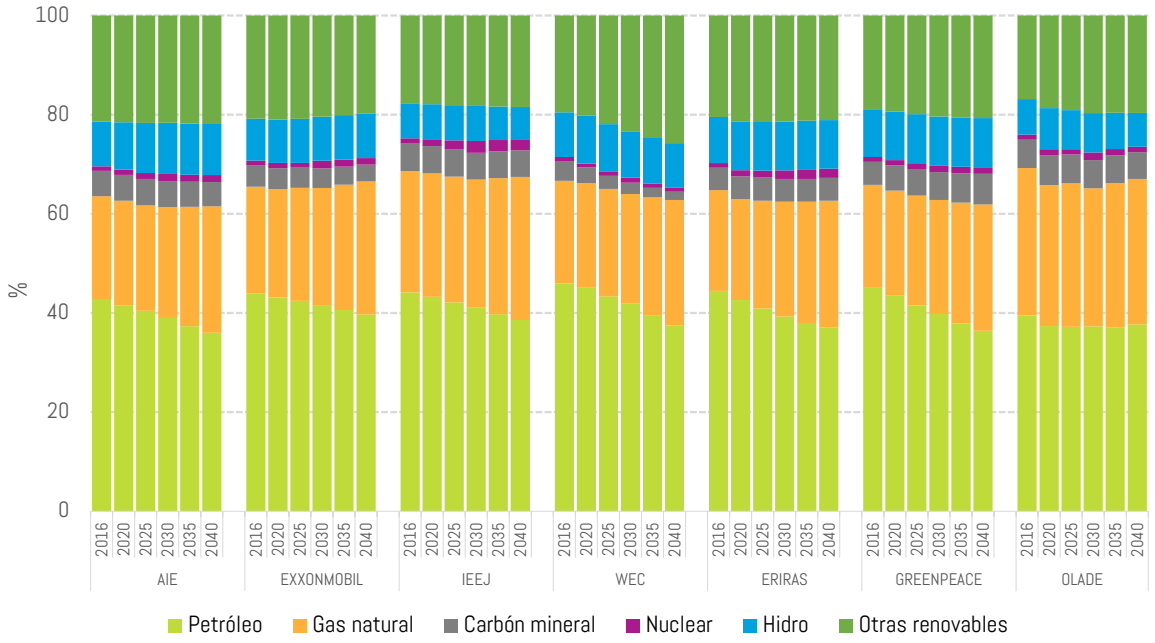
La hidroenergía en el consumo de energía primaria ocupa el cuarto lugar en importancia de participación y como se muestra en la **Figura 4.24**, durante el período de estudio habrá un mayor incremento, sin embargo, su participación disminuirá por una mayor penetración del gas natural especialmente en el 2040 según WEC.

Nuclear

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.86% de IEEJ y la más baja, de 1.67% de WEC; la tasa promedio es de 3.51% por año para los 7 estudios.

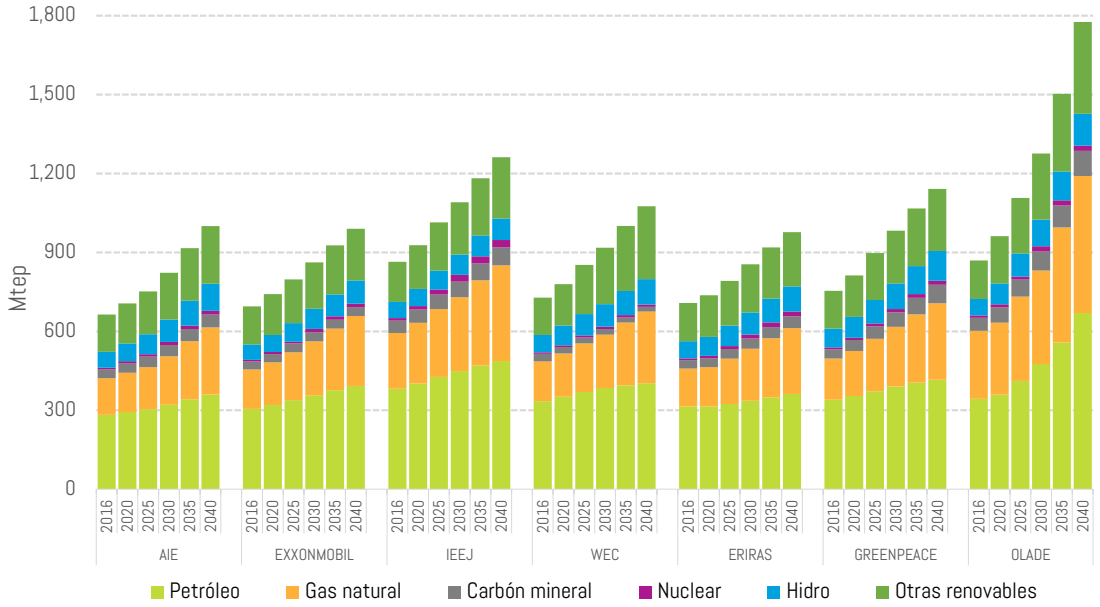
La energía nuclear tiene un papel muy limitado en la región de ALC en 2016 y esta tendencia se mantiene hasta el 2040. La participación de la energía nuclear en el consumo de energía primaria es baja para todo el período de estudio (**Figura 5.3**).

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 organizaciones internacionales.

Figura 5.4 ALC consumo de energía primaria por fuente de energía



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

Renovables

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.94% de WEC y la más baja, de 1.33% de ExxonMobil; la tasa promedio es de 2.22% por año para los 7 estudios.

WEC pronostica que las fuentes renovables contribuirán más al crecimiento del consumo primario de energía en ALC y los otros outlooks predicen también una contribución significativa, con un promedio de 24.29%. En el caso de WEC, se prevé que la participación de renovables superará la del gas natural en 2040 en tanto que otros outlooks indican que su participación se mantendrá en un rango comprendido del 18% al 22%.

La biomasa tiene un papel importante en ALC especialmente en Brasil. Por ejemplo, WEC predice que "la demanda de biomasa superará la de petróleo para ser la mayor fuente de energía primaria en Brasil para el 2050" (WEC, 2017, p. 37).

5.2 Consumo final de energía final

"Aunque un mayor crecimiento económico, abundantes y baratos suministros de energía impulsan el aumento del consumo energético final, los países de ALC continúan diversificando sus economías más allá de las exportaciones de productos básicos y creando sectores de manufactura y servicios. Las tecnologías también hacen que la actividad industrial sea más eficiente, mientras que la creciente penetración de las energías renovables ayuda a lograr una conversión más eficiente" (WEC, 2017, p. 33).

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	2016	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	496	532	572	624	691	751
IEEJ	620	663	722	773	837	892
WEC	545	582	639	690	745	794
GREENPEACE	529	590	658	726	771	847
OLADE	625	688	782	898	1,040	1,213

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.

5 estudios (AIE, IEEJ, WEC, GREENPEACE y OLADE) ofrecen información sobre el consumo de final energía de ALC por combustible o sector. La tasa de variación promedio entre 2016 y 2040 es 2.06%, pasando de 563.0 Mtep a 899.4 Mtep.

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

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.96% de OLADE y la más baja, de 0.75% de WEC; la tasa promedio es de 1.54% por año para los 5 estudios prospectivos.

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, 2 estudios (AIE, IEEJ) predicen que contribuirá significativamente al crecimiento del consumo final de energía hasta 2040.

Gas natural

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.40% correspondiente al WEC y la más baja, de 1.81% de IEEJ; la tasa promedio de 2.66% por año para los 5 estudios.

El gas natural tiene la segunda magnitud más pequeña, entre cinco combustibles para el consumo final de energía. Sin embargo, WEC, muestra la tasa de variación más alta entre las fuentes, para el período de 2016

– 2040. Adicionalmente, en el mismo estudio se prevé que el gas natural contribuirá más al crecimiento del consumo final de energía en el mismo período. Por lo tanto, se espera que la participación del gas natural será mayor que la de la electricidad después de 2040, según los datos de WEC.

Carbón mineral

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.26% de GREENPEACE y la más baja, de -0.34% de WEC; la tasa promedio es de 1.98% por año para los 5 estudios.

En ALC la participación del carbón mineral en el consumo final no están alta como otras fuentes (gas natural, derivados de petróleo, electricidad, etc.). Por ejemplo, la participación promedio de carbón mineral entre cinco combustibles en 2016 fue sólo 2.20% y será 2.35% en 2040, un aumento muy leve. WEC prevé que el uso de carbón mineral para el consumo final de energía disminuirá mientras GREENPEACE predice lo contrario, 4.26% del crecimiento por año. Sin embargo, la cantidad absoluta de carbón mineral es demasiado pequeña, en otras palabras, la contribución al crecimiento es muy leve.

Electricidad

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.78% de OLADE y la más baja, de 2.33% de WEC; la tasa promedio de 2.86% por año para los 5 estudios.

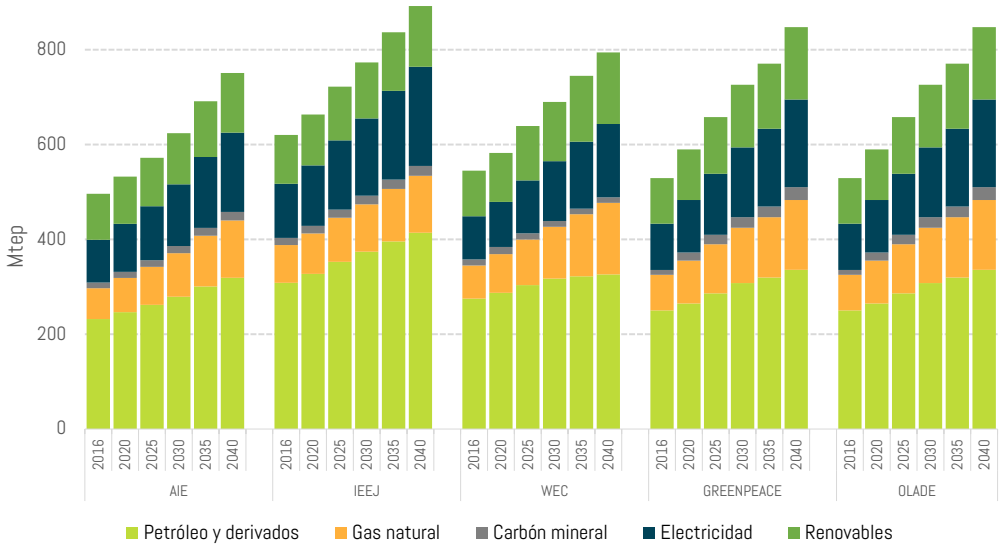
GREENPEACE indica que "debido al crecimiento económico, el aumento de los niveles de vida y la electrificación del sector del transporte, se prevé que la demanda general de electricidad aumentará a pesar de las ganancias de eficiencia en todos los sectores. La electricidad se convertirá en la principal energía "primaria" renovable, no sólo para uso directo de diversos propósitos sino también para la generación de combustibles sintéticos para la sustitución de combustibles fósiles" (GREENPEACE, 2015, p. 104).

Renovables

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.18% de OLADE y la más baja, de 0.95% de IEEJ; la tasa promedio es de 1.65% por año para los 5 estudios.

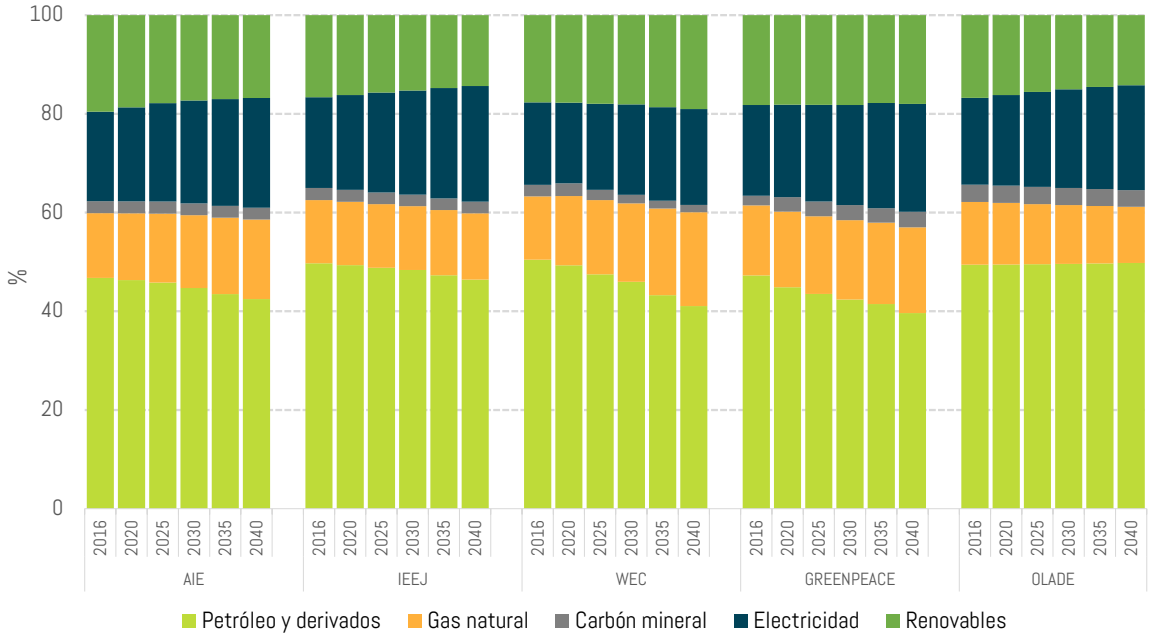
Según la AIE, en Brasil, "la participación de fuentes renovables en el consumo final de energía aumentará del 39% en el 2016 al 45% en 2040, en comparación con una progresión global del 9% al 16% en el mismo período" (AIE, 2017, p. 24).

Figura 5.5 ALC consumo final de energía por combustible



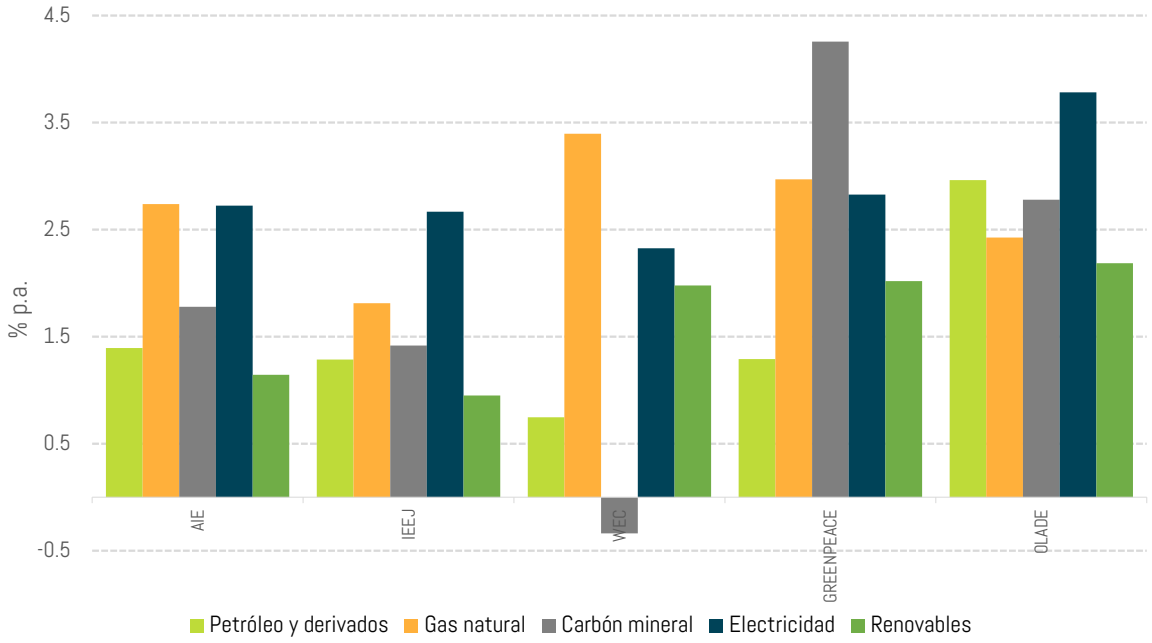
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE); calor, hidrógeno y otros (IEEJ); calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE).

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



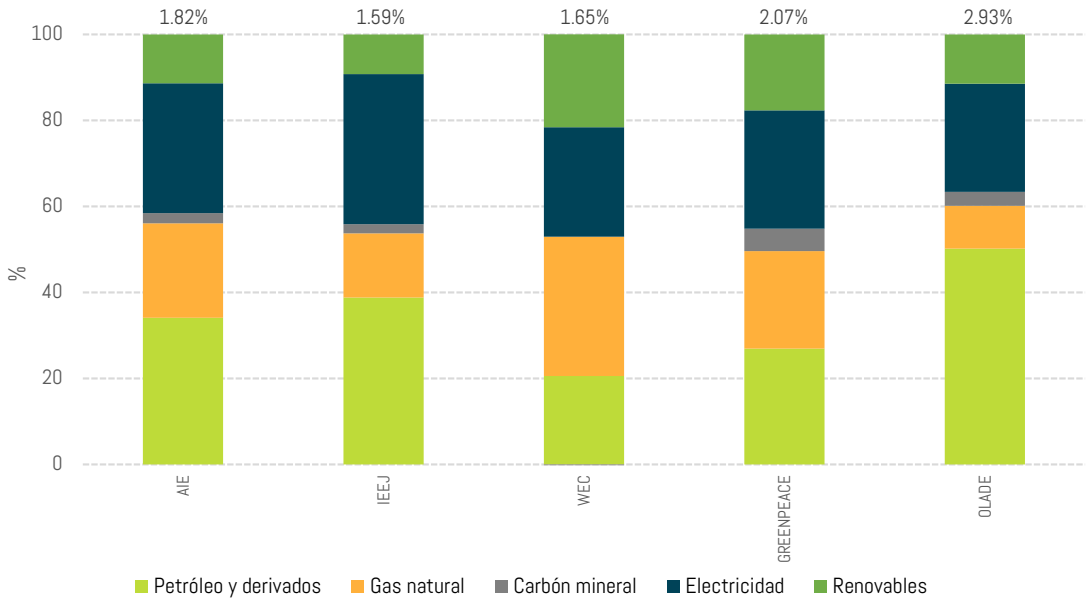
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE); calor, hidrógeno y otros (IEEJ); calor, biomasa, biocombustibles y otros (WEC) solar, biomasa, geotermia, hidrógeno y otros (GREENPEACE)

Figura 5.7 ALC Tasa de variación del consumo final de energía por tipo de combustible (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE); 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 (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Renovables incluyen: Bioenergía, calor y otros (AIE); 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 significan una tasa de variación anual promedio del consumo final de energía de LAC pronosticado en cada Outlook.

5.2.2 Por sector

En un escenario de Greenpeace, se espera que "como resultado de la renovación relacionada con la energía de las existencias en edificios residenciales, la introducción de estándares de energía baja y 'climatización pasiva' para los nuevos edificios, así como el aire altamente eficiente en los sistemas de acondicionamiento, brindando misma comodidad y los servicios energéticos estarán acompañados de una demanda energética mucho más baja" (GREENPEACE, 2015, p. 104).

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

Transporte

La tasa de variación media anual acumulada más alta registrada es de 3.33% correspondiente a OLADE y la más baja, de 1.29% de WEC; la tasa promedio es de 1.91% por año para los 5 estudios.

Según un informe de IRENA, "el transporte representa una mayor participación en América Latina que en la OCDE, debido principalmente a una flota de vehículos menos eficiente y a una composición modal diferente (por ejemplo, una baja participación del transporte ferroviario)" (IRENA, 2016, p. 36).

"Debido al aumento de la población, el crecimiento del PIB y los niveles de vida más altos, se prevé que la demanda de energía del sector del transporte aumente en el escenario de referencia en alrededor de 61% a 11,030 PJ/a (264 Mtep) en 2050" (GREENPEACE, 2015, p. 111).

Industria

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.68% de OLADE y la más baja, de 1.52% de IEEJ y la tasa promedio es de 2% por año para los 5 estudios prospectivos.

La industria es el segundo sector económico con mayor participación en el consumo final de energía pasando de 713.38 Mtep en 2016 a 1,083.83 Mtep en 2040 con un incremento de 51.93%. Cuatro de los 5 estudios (AIE, WEC, GREENPEACE y OLADE) esperan que la industria contribuya más al crecimiento del consumo final de energía.

Otros

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.83% (OLADE) y la más baja, de 1.65% (WEC); la tasa promedio de 2.09% por año para los 5 estudios prospectivos.

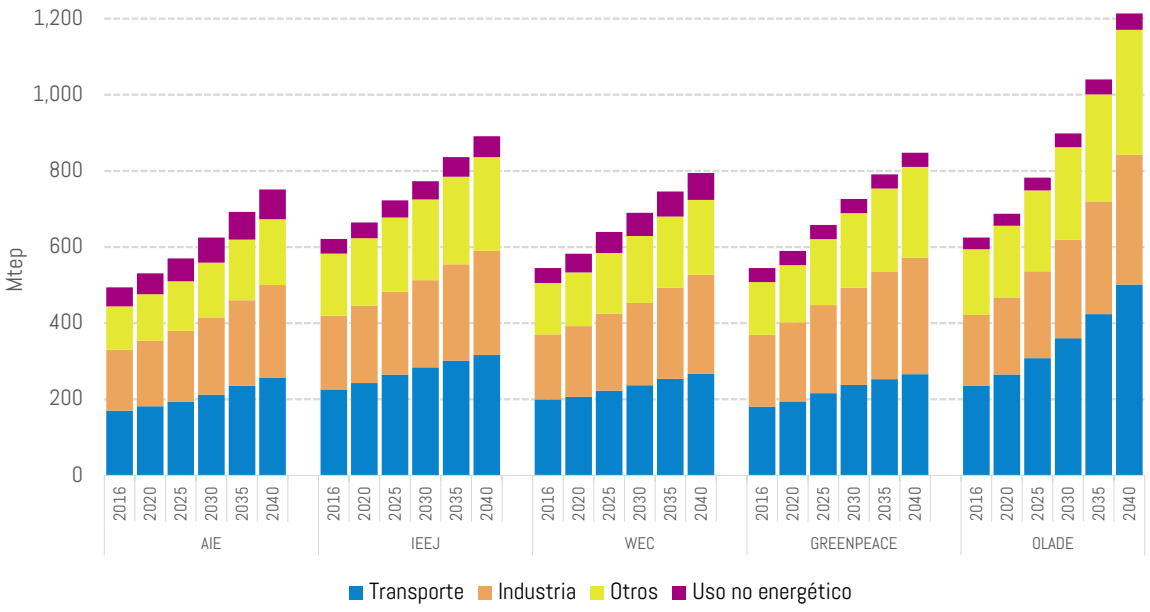
Este sector es el tercer sector económico con mayor participación en el consumo final de energía pasando de 550.81 Mtep en 2016 a 853.65 Mtep en 2040 con un incremento de 54.98%. GREENPEACE señala que este sector tiene la tasa de variación más alta entre los sectores de consumo final de energía.

Uso no energético

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 2.59% de WEC y la más baja, de 0.07% de GREENPEACE; la tasa promedio es de 1.53% por año para los 5 estudios.

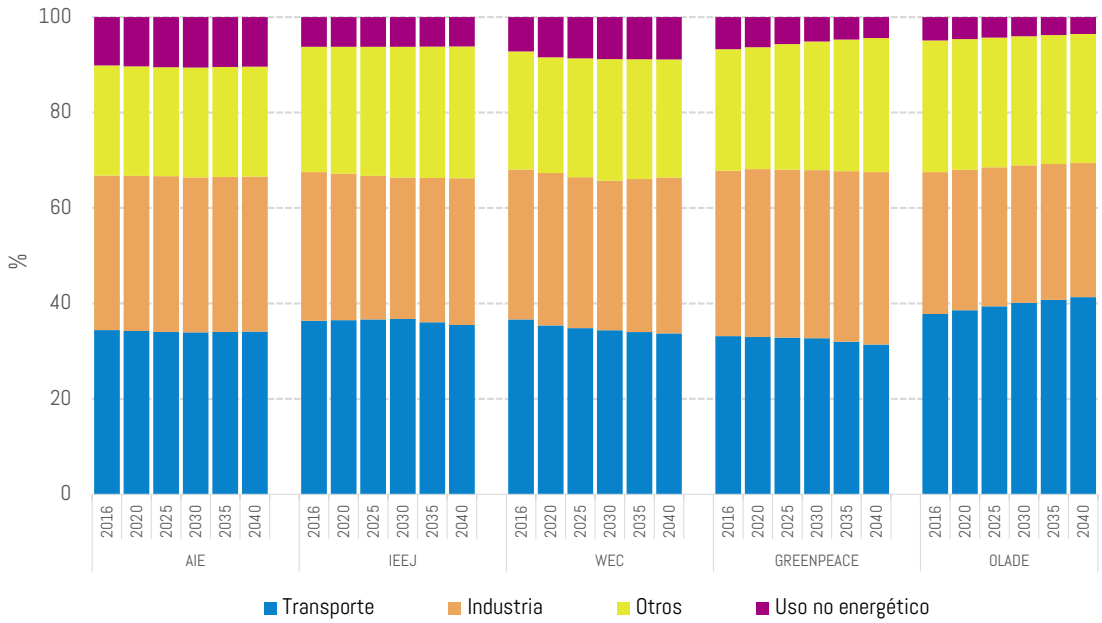
Uso no energético es el sector económico más pequeño en el consumo final de energía pasando de 164.49 Mtep en 2016 a 240.81 Mtep en 2040 con un incremento de 46.40%.

Figura 5.9 ALC consumo final de energía por sector



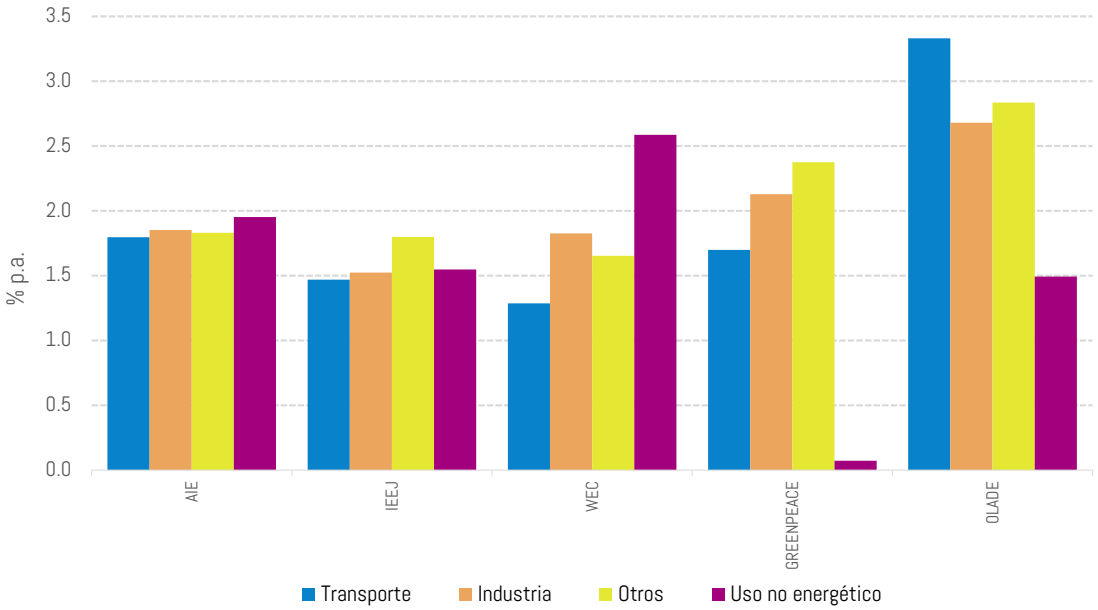
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para IEA, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE.

Figura 5.10 ALC participación del consumo final de energía por sector



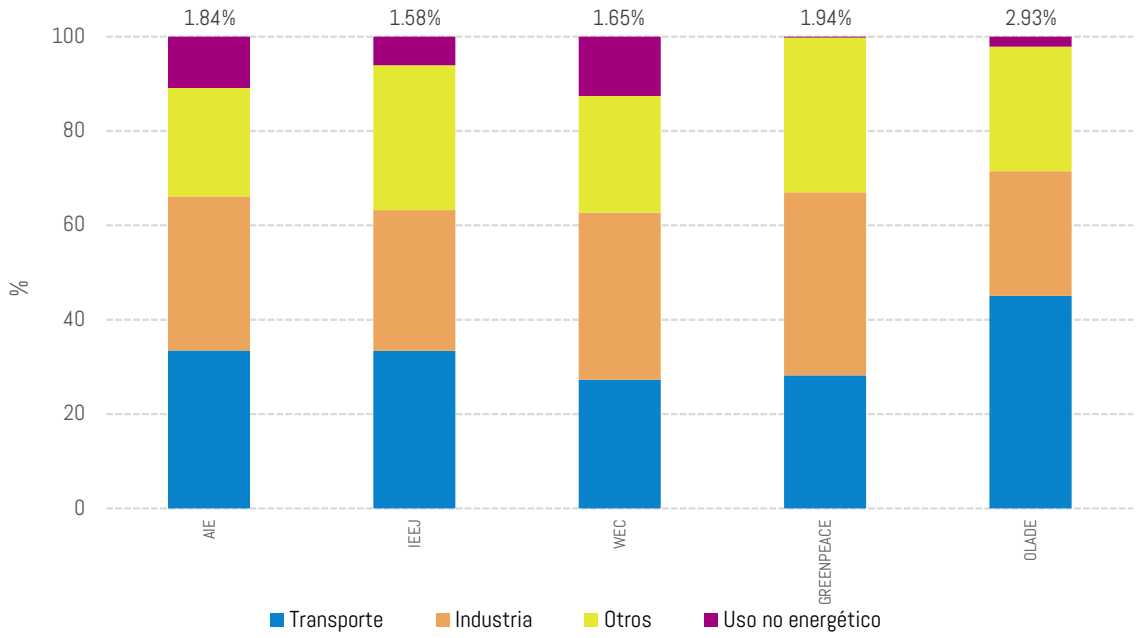
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Otros incluyen: Edificios (residencial, comercial) para IEA, IEEJ, WEC; agricultura, silvicultura, pesca, residencial, comercial y servicio público para GREENPEACE

Figura 5.11 ALC Tasa de variación del consumo final de energía por sector (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones 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 (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones 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 significan una tasa de variación anual promedio del consumo final de energía de ALC pronosticado en cada Outlook.

5.3 Generación eléctrica

Los 6 estudios prospectivos (AIE, IEEJ, WEC, ERIRAS, GREENPEACE y OLADE) ofrecen información sobre la generación eléctrica de ALC. La tasa de variación promedio entre 2016 y 2040 es de 2.73%, pasando de 1,398 TWh a 2,437 TWh. En la tabla 5.3 se presenta la generación eléctrica para ALC.

TWh	2016	2020	2025	2030	2035	2040
AIE	1,299	1,448	1,630	1,869	2,138	2,387
IEEJ	1,635	1,808	2,066	2,314	2,616	2,906
WEC	1,332	1,425	1,637	1,870	2,062	2,245
ERIRAS	1,325	1,411	1,577	1,747	1,914	2,072
GREENPEACE	1,401	1,567	1,818	2,067	2,332	2,574
OLADE	1,586	1842	2,196	2,623	3,141	3,761

Fuente: Datos reportados por cada organización internacional.

Según el BID, "se espera que más del 80% del crecimiento proyectado provenga de las 6 economías más grandes de la región. Brasil (37%) y México (19%) solo representarían más de la mitad de las necesidades de electricidad de la región en 2040. Los requisitos totales de electricidad en Brasil aumentarían en un 96%, mientras que las necesidades de México aumentarían en un 87%" (BID, 2016, p. 26).

5.3.1 Por tipo de combustible

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

Hidroenergía

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.28% (OLADE) y la más baja, de 1.29% (IEEJ); la tasa promedio es de 1.98% por año para los 4 estudios prospectivos.

Solo 4 estudios (IEEJ, WEC, ERIRAS y OLADE) ofrecen la información sobre la participación de hidro en la generación de electricidad. La hidroenergía es el combustible más dominante para la generación eléctrica en ALC y esto es igual en 2040 según WEC y ERIRAS.

Sin embargo, la tasa de variación de la hidroenergía es menor que las de nuclear, gas natural y renovables. Según WEC: "la contribución de la hidroenergía a la nueva generación de electricidad se retrasará debido a las preocupaciones ambientales y sociales, por lo que su participación disminuirá después de 2030" (WEC, 2017, p. 63).

Gas natural

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.44% correspondiente al estudio de GREENPEACE y la más baja es de 3.01% de ERIRAS; la tasa promedio es de 3.75% por año para los 5 estudios prospectivos.

El gas natural muestra la segunda mayor participación entre seis combustibles para la generación eléctrica en ALC. 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 34.85% para los 6 estudios prospectivos.

"Aunque el gas natural desempeña un papel transitorio para satisfacer el crecimiento de la demanda de electricidad, la cuota de combustible fósil de la electricidad disminuirá de 37% en el 2016 a 23% en el 2040." (WEC, 2017, p. 35).

Renovables

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 8.64% de OLADE y la más baja, de 2.48% de GREENPEACE; la tasa promedio es de 5.17% por año para los 6 estudios prospectivos.

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 electricidad. WEC pronostica que "más allá de 2030, el nuevo crecimiento de la generación eléctrica en ALC será dominado por el viento/solar/otros y así que la parte de la generación de electricidad aumentará drásticamente de 2% en 2014 a 19% – 29% en 2060" (WEC, 2017, p. 63). También Bloomberg New Energy Finance (BNEF) espera que "el viento y la energía solar representan alrededor del 4% de la capacidad de generación. Se espera que esto llegue a 37% en el 2040, por lo que alrededor del 90% de la electricidad de la región provendrá de nuevas fuentes de energía – incluyendo grandes hidroeléctricas y nucleares, así como solar y eólica" (BNEF, 2017).

Un informe realizado por el BID y el Consejo Atlántico pronostica un futuro brillante de las energías renovables en ALC. "Si bien las nuevas tecnologías que reducen el costo de la extracción de gas natural pueden permitir una segunda ola de producción de energía, el crecimiento del sector de las energías renovables, promovido principalmente por las economías del Cono Sur, podría permitir que el sector energético de América Latina y el Caribe sea impulsado principalmente por fuentes renovables por 2040" (BID, 2016b, p. 142).

Petróleo y derivados

La tasa de variación media anual acumulada más alta (en valor absoluto) es de de -3.37% de WEC y la más baja de -0.69% de IEEJ; la tasa promedio de -2.12% por año para los 6 estudios prospectivos.

Seis estudios pronostican que el uso de petróleo y derivados para la generación eléctrica disminuirá gradualmente en promedio de 160.6 Mtep en 2016 a 100.4 Mtep en 2040, debido al aumento de gas natural y fuentes renovables para la generación eléctrica. La parte del petróleo y derivados también disminuye en todos los estudios prospectivos, en promedio de 11.47% en 2016 a 4.05% en 2040.

Carbón mineral

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 3.70% de GREENPEACE y la más baja, de -3.36% de WEC; la tasa promedio es de 1.27% por año para los 6 estudios.

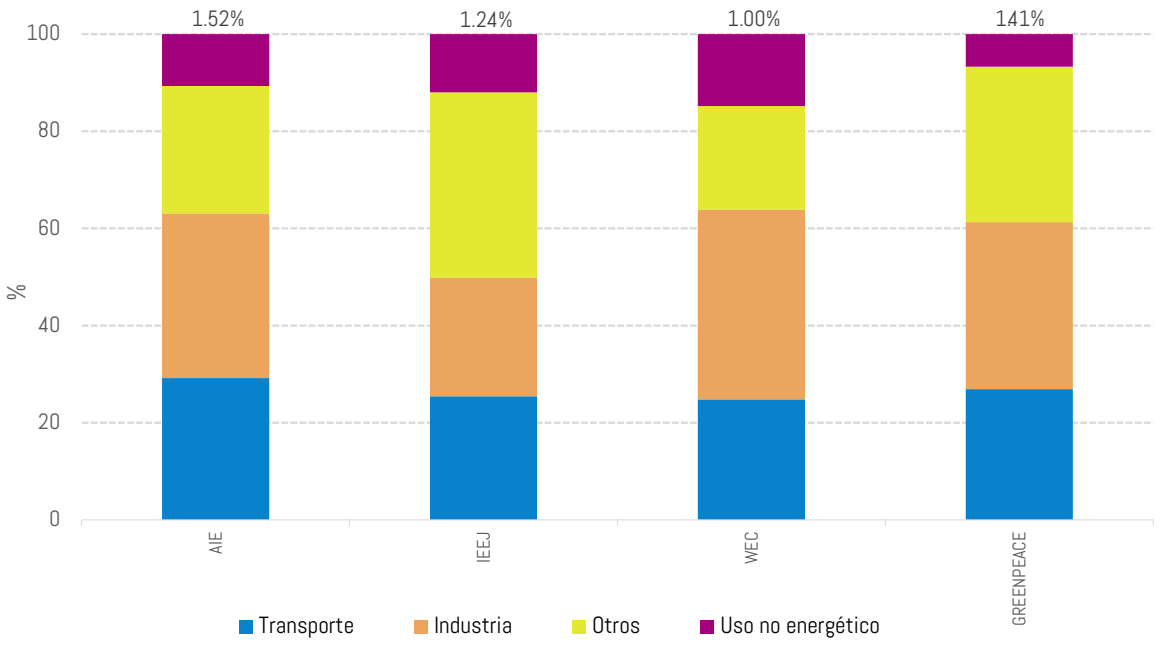
En ALC la participación del carbón mineral para la generación de electricidad no es tan alta en comparación con otras fuentes como la hidroenergía, gas natural y los derivados de petróleo. Por ejemplo, la proporción promedio de carbón mineral entre 6 combustibles en 2016 fue de sólo 5.02% y se reducirá a 4.09% en 2040. WEC y ERIRAS prevén que el uso del carbón mineral para la generación eléctrica disminuirá mientras GREENPEACE predice lo contrario, 3.70% del crecimiento por año. Sin embargo, la cantidad absoluta de carbón mineral es demasiado pequeña, en otras palabras, la contribución al crecimiento es muy leve.

Nuclear

La tasa de variación media anual acumulada más alta es de 4.97% de IEEJ y la más baja, de 1.68% de WEC; la tasa promedio anual es de 3.52% para los 6 estudios prospectivos.

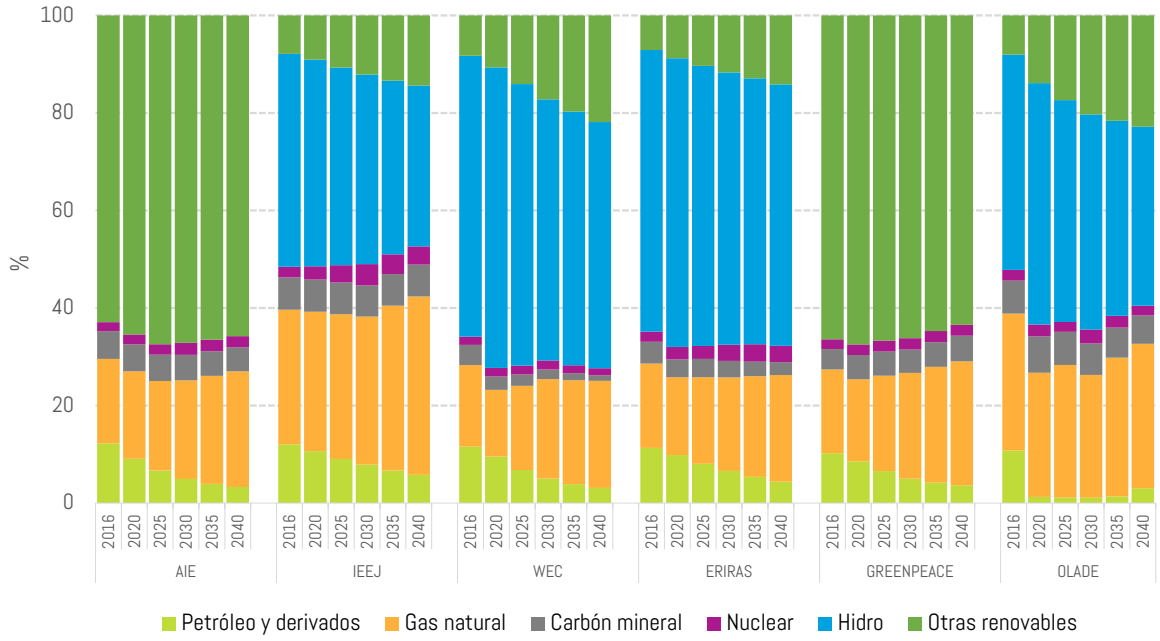
La parte de la energía nuclear para la generación eléctrica sigue siendo la más baja en todas las perspectivas y en todo el período. Comparando con la escala global (**Figura 4.14**), podemos ver que Latinoamérica no desarrolla mucho la planta nuclear. Esto se debe a que los países de América Latina ya cuentan con abundantes recursos naturales, como combustibles fósiles y energía hidroeléctrica. Así, los países de ALC no tienen una fuerte motivación para desarrollar la energía nuclear.

Figura 5.13 ALC generación eléctrica por fuente de energía



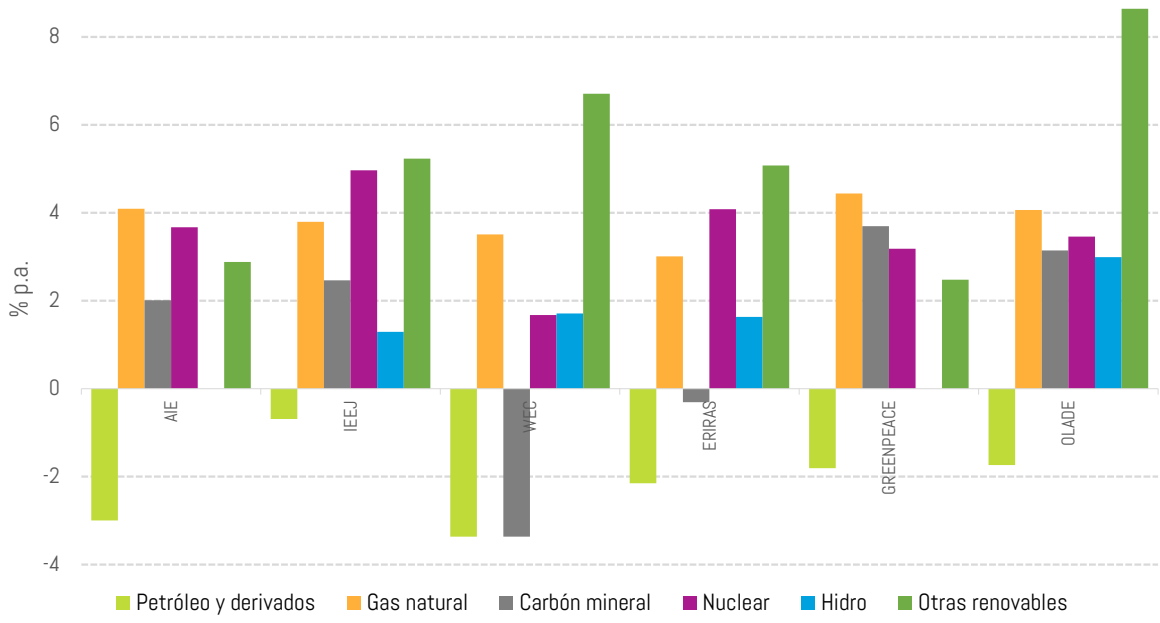
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Los números por encima de las barras significan una tasa de variación media anual de crecimiento de la generación eléctrica por sector pronosticada en cada oulook.

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



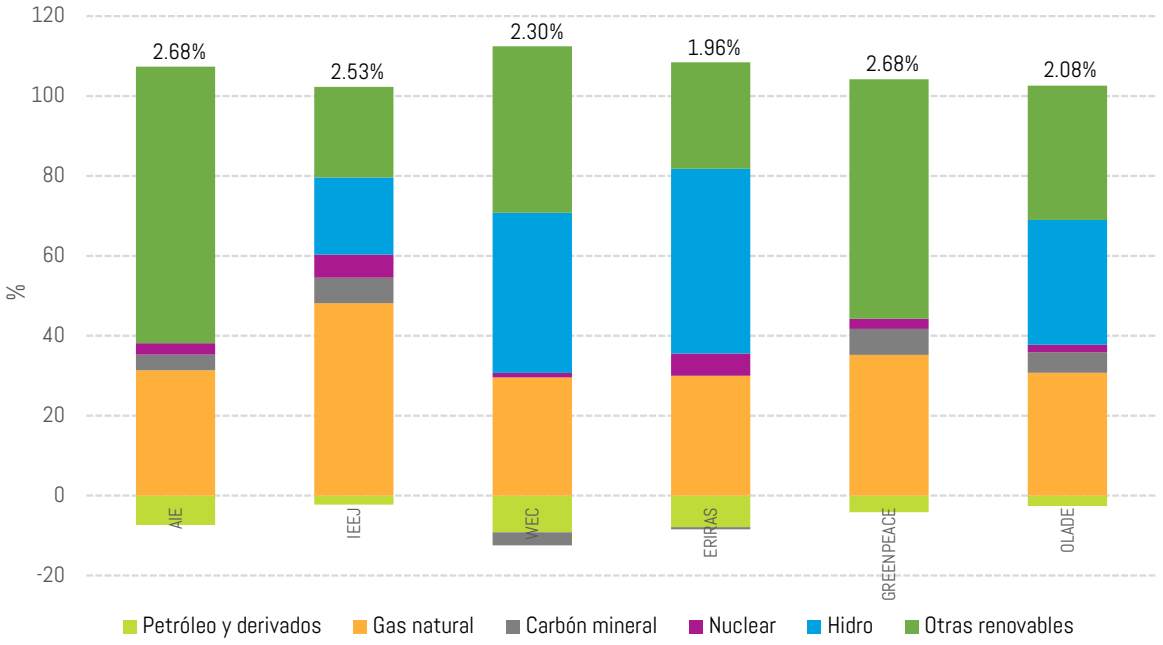
Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.

Figura 5.15 ALC tasa de variación de la generación eléctrica por fuente de energía (2016 – 2040)



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

Figura 5.16 ALC contribución al crecimiento de la generación eléctrica por fuente de energía (2016 – 2040)



Fuente: Elaboración propia de OLADE con base en datos reportados por organizaciones internacionales.
Los números por encima de las barras significan una tasa de variación media anual crecimiento de la generación eléctrica de ALC pronosticada en cada outlook.

6. COMENTARIOS FINALES

El ejercicio realizado a lo largo de este trabajo tuvo por finalidad agrupar los resultados de varios estudios prospectivos publicados recientemente con el fin de poder compararlos entre sí y disponer de un cuadro de situación en el que se conozcan, al menos en una primera aproximación, los márgenes de variabilidad planteados por estos estudios analizados en conjunto.

Ciertamente, el ejercicio planteado presenta algunas serias limitaciones que no deben perderse de vista a la hora de considerar los resultados obtenidos. Cada uno de los estudios analizados parte de un conjunto de hipótesis tecno - económicas particular, se basan en la utilización de modelos de simulación diferentes algunos de los cuáles pueden ser de optimización, otros de simulación, de equilibrio parcial o general, sectoriales o integrados o, simplemente, econométricos. Incluso los modelos utilizados por cada institución pueden estar calibrados con variables exógenas diferentes o estar alimentados por información energética proveniente de fuentes distintas. No deben perderse de vista estas consideraciones que, como se asevera, plantea serios límites a la comparabilidad que se pretende aquí realizar.

No obstante, consideramos que, el hecho de poder visualizar los resultados generales y comunes de varios estudios que proyectan hacia el futuro un conjunto de variables similares, resulta de gran utilidad para estimar, aunque sea cualitativamente, los términos que cada estudio plantea en la presentación de sus resultados, poniéndolos a disposición de la comunidad energética en un encuadre cuantitativo común, de fácil comparabilidad y acceso. Esto facilita la posibilidad de generar una visión de conjunto, general y robusta acerca de las tendencias proyectadas de la evolución futura del mundo y de América Latina y el Caribe.

Prospectiva energética de América Latina y el Caribe

Prospectiva Energética de América Latina y el Caribe (2016-2040)

1. INTRODUCCIÓN

A continuación se presentan los principales resultados del estudio de prospectiva del sector energético de ALC, elaborado por OLADE, para el período 2016-2040, considerando un escenario de Políticas Actuales (EPA), el cual corresponde a la evolución de la matriz energética de diferentes subregiones de ALC y de la región en su conjunto, de acuerdo con las políticas oficiales de desarrollo energético, de los 27 Países Miembros de OLADE, reflejadas en los planes de expansión elaborados y publicados por las entidades nacionales, responsables de la planificación energética en cada uno de estos países. El presente estudio puede considerarse una actualización de la prospectiva energética regional elaborada para el período 2015-2030, elaborado por OLADE con el apoyo financiero de EUEI PDF, publicado en el documento "Política Energética y NDCs en América Latina y El Caribe" en noviembre del 2018 (OLADE, 2018).

Para efecto del estudio, la región de ALC se ha dividido en 4 subregiones y 2 países analizados individualmente. Esta división se detalla a continuación:

- Brasil
- México
- América Central (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)

Como herramienta informática para el estudio de prospectiva, se utilizó el Modelo de Simulación y Análisis de la Matriz Energética (SAME), desarrollado por OLADE y cuya descripción se detalla en el Anexo III.

Cabe mencionar que para el presente estudio se utilizó información que estaba disponible en el sieLAC durante el primer trimestre del 2018, por lo que los datos que se presentan a continuación para el período 2005 - 2016 pueden diferir de los presentados en el capítulo en el que se muestran los perfiles energéticos de los países. En este último caso, la información fue actualizada durante el 3er. y 4to. trimestre del 2018.

2. PREMISAS GENERALES DEL ESCENARIO DE POLÍTICAS ACTUALES (EPA)

Las premisas generales utilizadas para la construcción del Escenario de Políticas Actuales (EPA) son las siguientes:

- Para la proyección del consumo final de energía, de las diferentes fuentes energéticas y en los diferentes sectores socio-económicos, se utilizaron las tasas promedio de crecimiento anual presentadas en los planes de expansión del sector energético disponibles en los países, o en su defecto, obtenidas por regresiones logarítmicas lineales de series históricas de los últimos 10 años (2005-2015), obtenidas del Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (sieLAC).

- Para los casos en que los planes de expansión contemplan más de un escenario de proyección del consumo, se consideró el definido como escenario medio, recomendado o de referencia.

- La oferta de electricidad se proyecta sobre la base en los cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada, presentados en los planes de expansión de los países, mediante una simulación

de despacho por orden de mérito de la capacidad disponible de cada tecnología, en cada año del período de proyección. Para los años de este período que sobrepasan el horizonte considerado en los planes de expansión, se extendieron los cronogramas conservando las tendencias de instalación identificadas en dichos planes.

- 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. Es decir, las tecnologías que generalmente ocupan la base de las curvas monótonas de carga[1] , como son la nuclear, la geotérmica y la hidroeléctrica, tienen los primeros puestos en el orden de despacho. Luego, por un criterio ambiental, se da prioridad a la eólica, la solar y la biomasa, de manera que estas tecnologías, con fuentes renovables, puedan ser aprovechadas a su máxima capacidad disponible; posteriormente, se da paso a las tecnologías potenciadas con fuentes fósiles, en orden de costos operativos: centrales a carbón mineral, a gas natural y a diésel y fuel oil. Finalmente, el despacho se cierra con importaciones de electricidad, con excepción de Brasil, donde la importación de electricidad producida por el componente paraguayo de la Central Hidroeléctrica Binacional Itaipú, se considera energía de base.

- Para el resto de fuentes de energía, el despacho de los diferentes componentes de la oferta, se la realiza con base a los coeficientes técnicos, calculados por el Modelo SAME a partir del balance energético del año base (2016).

3. PRINCIPALES RESULTADOS DEL ESTUDIO DE PROSPECTIVA ENERGÉTICA (2016 - 2040), ESCENARIO EPA.

3.1 Brasil

3.1.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 3.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil (Mtep)

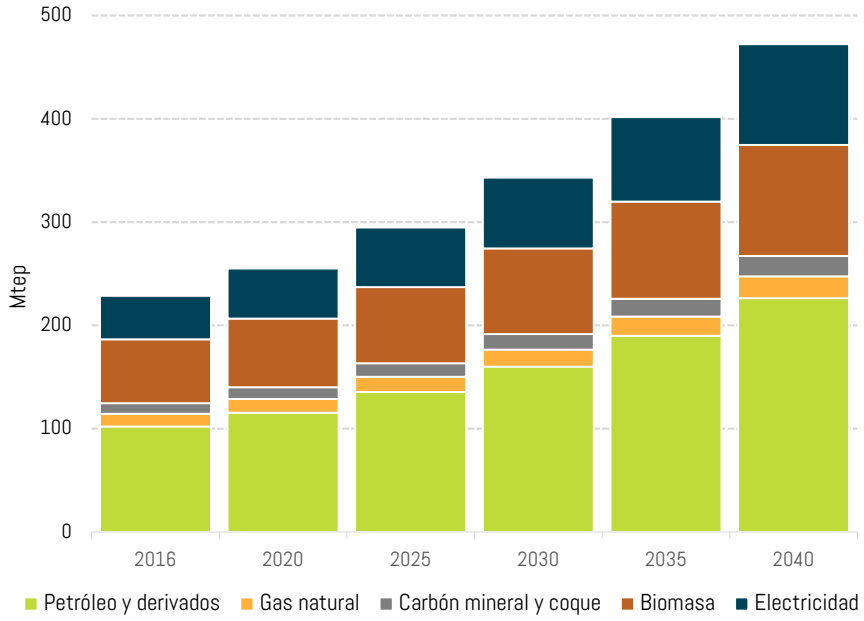
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	102	115	136	160	190	226	3.4%
Gas natural	12	13	15	16	19	21	2.3%
Carbón mineral y coque	10	12	13	15	17	20	2.7%
Biomasa	62	66	74	83	94	107	2.3%
Electricidad	42	48	58	69	82	97	3.6%
TOTAL	229	255	295	343	402	472	3.1%

Fuente: Proyección con base en el Plan decenal de expansión de energía 2016-2026 (PDE 2026)

La evolución de la matriz de consumo final de Brasil en términos estructurales para el escenario EPA, refleja una mayor participación de los petrolíferos, sin embargo, se destaca también un incremento en el uso de la electricidad **(Figura 3.2)**, siendo la fuente con mayor tasa de crecimiento promedio anual durante el período de proyección (3.6%).

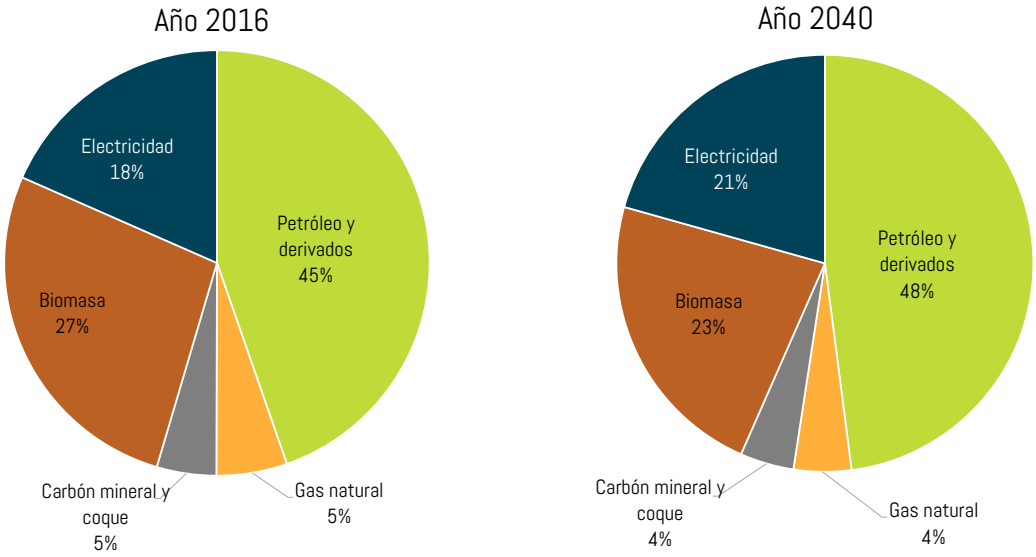
1. La monótona de carga es una curva que presenta, para un período determinado, la distribución de la demanda de potencia en el tiempo, ordenada de mayor a menor; y se usa para caracterizar la carga y establecer la política de despacho de la generación eléctrica.

Figura 3.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil



Fuente: Proyección con base en el Plan decenal de expansión de energía 2016- 2026 (PDE 2026)

Figura 3.2. Evolución de la matriz de consumo final de energía en Brasil



Fuente: Proyección con base en el Plan decenal de expansión de energía 2016 - 2026 (PDE 2026)

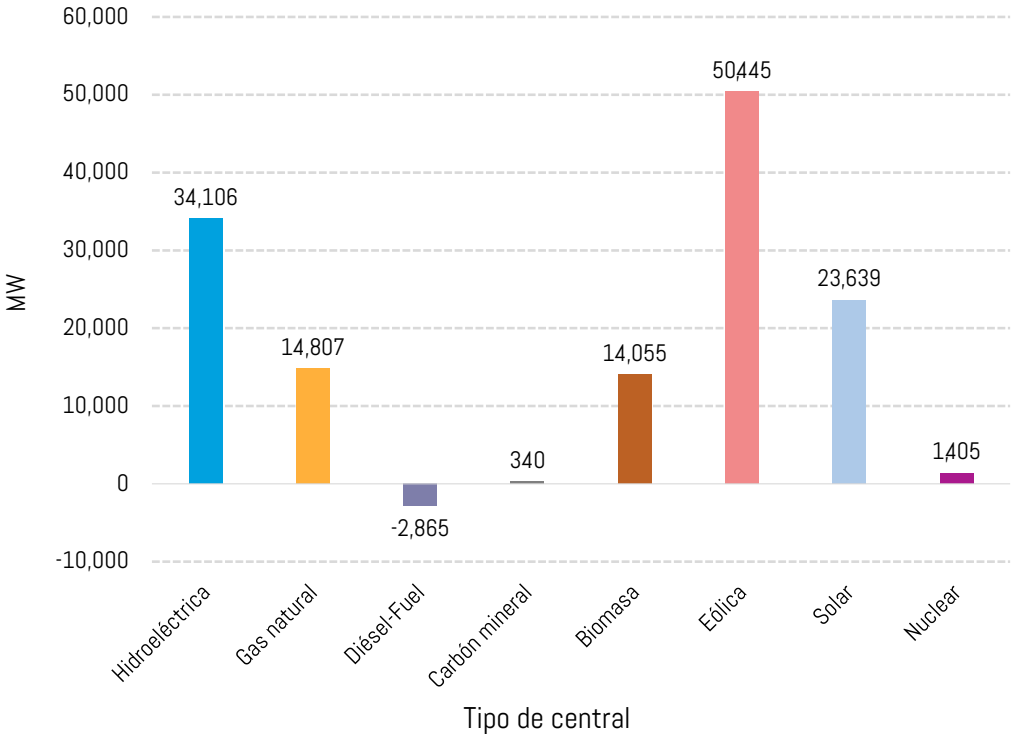
Tabla 3.2. Proyección de la demanda interna de electricidad en Brasil (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Consumo final	489,456	562,485	669,615	797,589	950,536	1,133,418	3.6%
Consumo propio	29,378	33,748	40,175	47,853	57,030	68,002	3.6%
Pérdidas	99,434	114,245	136,004	161,996	193,061	230,205	3.6%
Total demanda interna	618,268	710,477	845,794	1,007,438	1,200,626	1,431,626	3.6%

Fuente: Proyección con base en el Plan decenal de expansión de energía 2016-2026 (PDE 2026)

3.1.2 Proyección de la generación eléctrica

Figura 3.3. Capacidad instalada adicional en Brasil durante el período de proyección



Fuente: Proyección con base en el "Plan Decenal de Energía de Brasil 2016-2026"

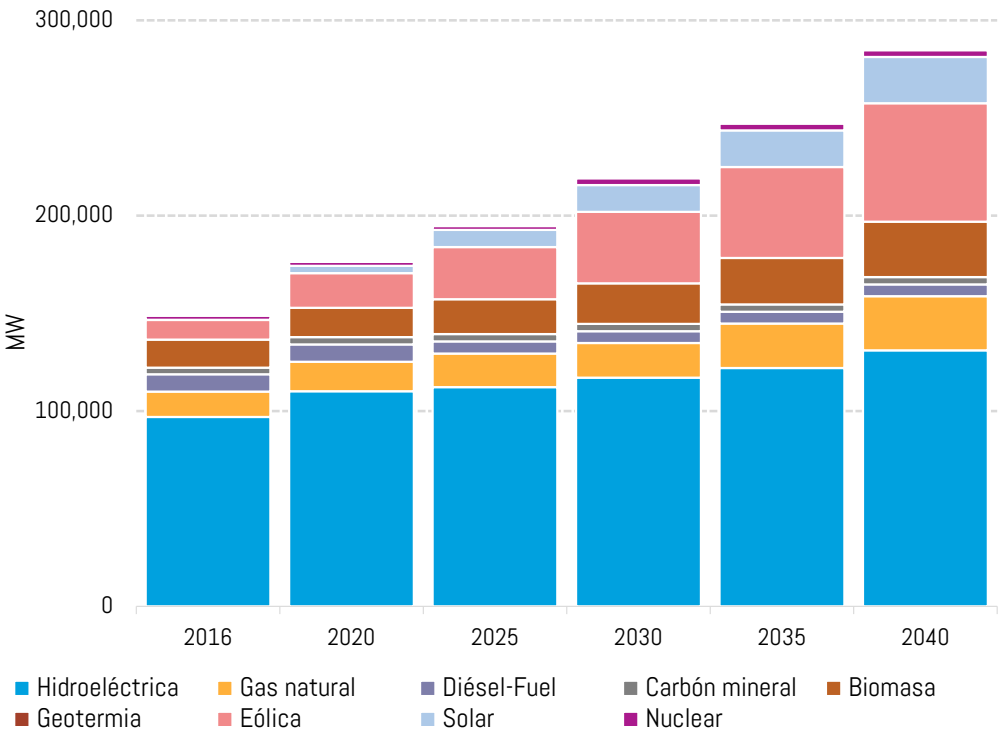
Durante el período de proyección (2016-2040), en Brasil es necesario instalar 135.9 GW de capacidad adicional de generación eléctrica, de los cuales la mayor fracción corresponde a centrales eólicas e hidroeléctricas, como se observa en la **Figura 3.3.**

Tabla 3.3. Proyección de la capacidad instalada en Brasil (MW)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	96,930	110,079	112,208	117,037	122,037	131,037
Gas natural	12,965	15,105	17,189	17,772	22,772	27,772
Diésel-Fuel	8,889	8,889	6,230	6,024	6,024	6,024
Carbón mineral	3,389	3,729	3,729	3,729	3,729	3,729
Biomasa	14,337	15,033	17,824	20,792	23,792	28,392
Eólica	10,129	17,749	26,770	36,574	46,574	60,574
Solar	85	3,724	8,724	13,724	18,724	23,724
Nuclear	1,990	1,990	1,990	3,395	3,395	3,395
TOTAL	148,715	176,298	194,664	219,047	247,047	284,647

Fuente: Proyección con base en el "Plan Decenal de Energía de Brasil 2016-2026"

Figura 3.4. Proyección de la capacidad instalada en Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

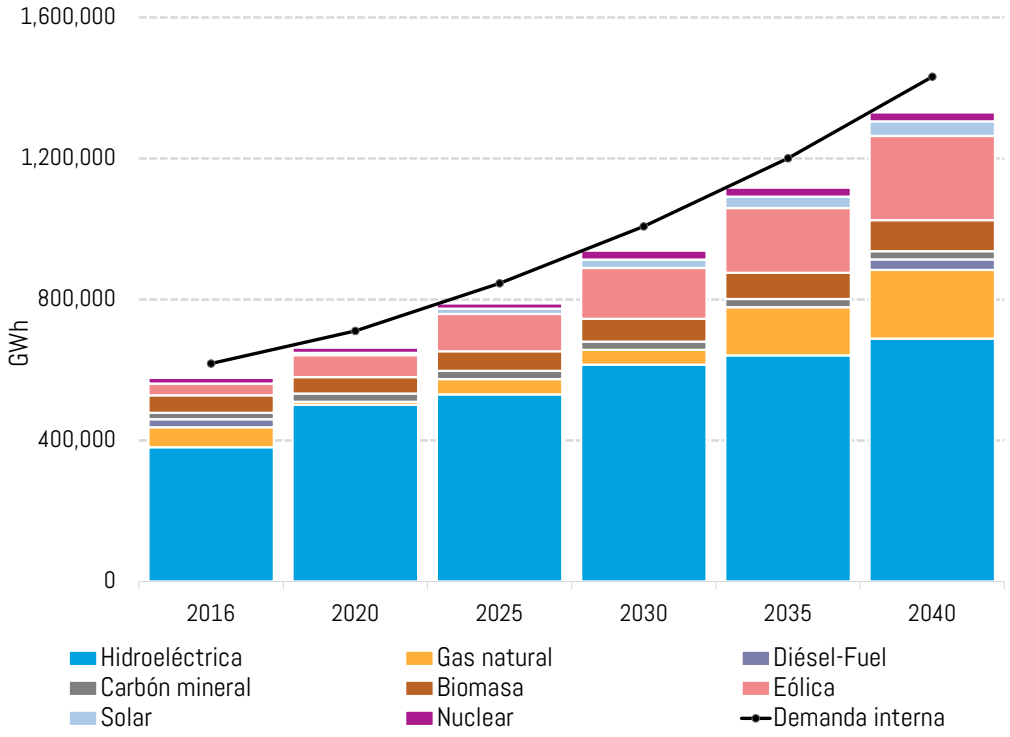
De acuerdo al cronograma de instalación/retiro implementado, la capacidad instalada de generación eléctrica en Brasil se incrementa en un 91%, durante el período de proyección, con una evidente penetración de las ERNC (Biomasa, eólica y solar), al pasar de un 17% en el año base a cerca del 40% en el año 2040.

Tabla 3.4. Proyección de la generación de electricidad en Brasil (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	380,963	501,430	530,786	615,144	641,424	688,728
Gas natural	56,493	8,208	43,554	41,873	136,822	195,192
Diésel-Fuel	22,946	0	0	0	0	29,548
Carbón mineral	18,046	23,258	23,258	23,258	23,258	23,258
Biomasa	49,651	46,756	55,437	64,668	73,998	88,305
Eólica	33,493	62,193	105,528	144,175	183,595	238,783
Solar	85	6,525	15,285	24,045	32,805	41,565
Nuclear	15,867	14,744	14,744	25,153	25,153	25,153
GENERACIÓN TOTAL	577,543	663,113	788,591	938,315	1,117,055	1,330,532

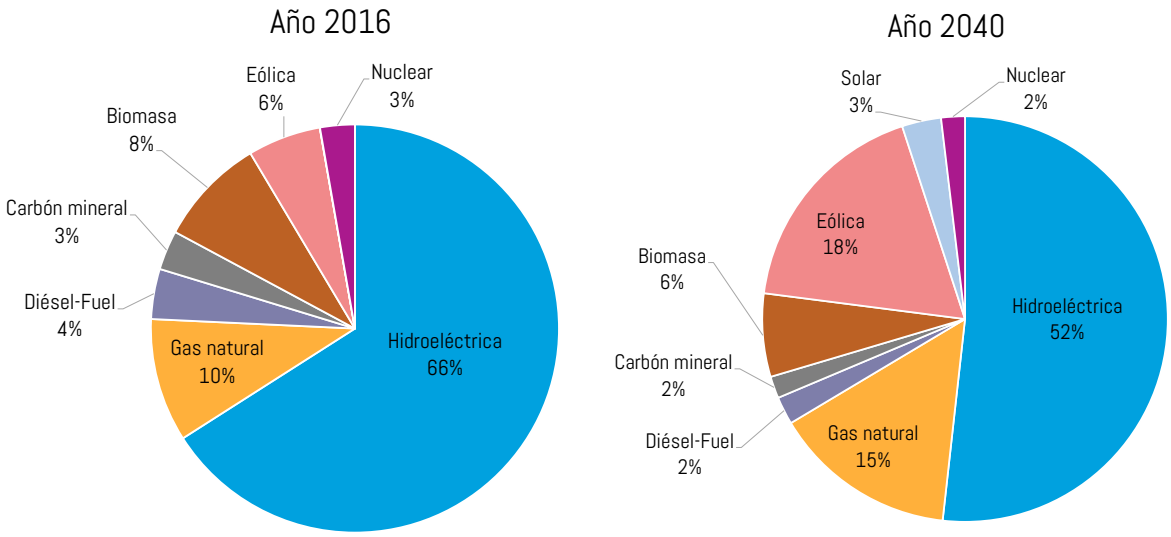
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.5. Proyección de la generación eléctrica en Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.6. Evolución de la estructura de la matriz de generación eléctrica en Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

Como se observa en la **Figura 3.5**, Brasil continúa siendo importador neto de electricidad durante todo el período de proyección, manteniendo importaciones principalmente de la generación de la Central Binacional de Itaipú, perteneciente a Paraguay, aunque podría también recibir energía de Bolivia, Perú, Argentina y Uruguay.

La **Figura 3.6**, permite evidenciar la gran relevancia que toma en el horizonte del estudio, la energía eólica, al convertirse en el segundo recurso en importancia, para la generación eléctrica, después de la hidroenergía.

3.1.3 Proyección de la oferta total de energía

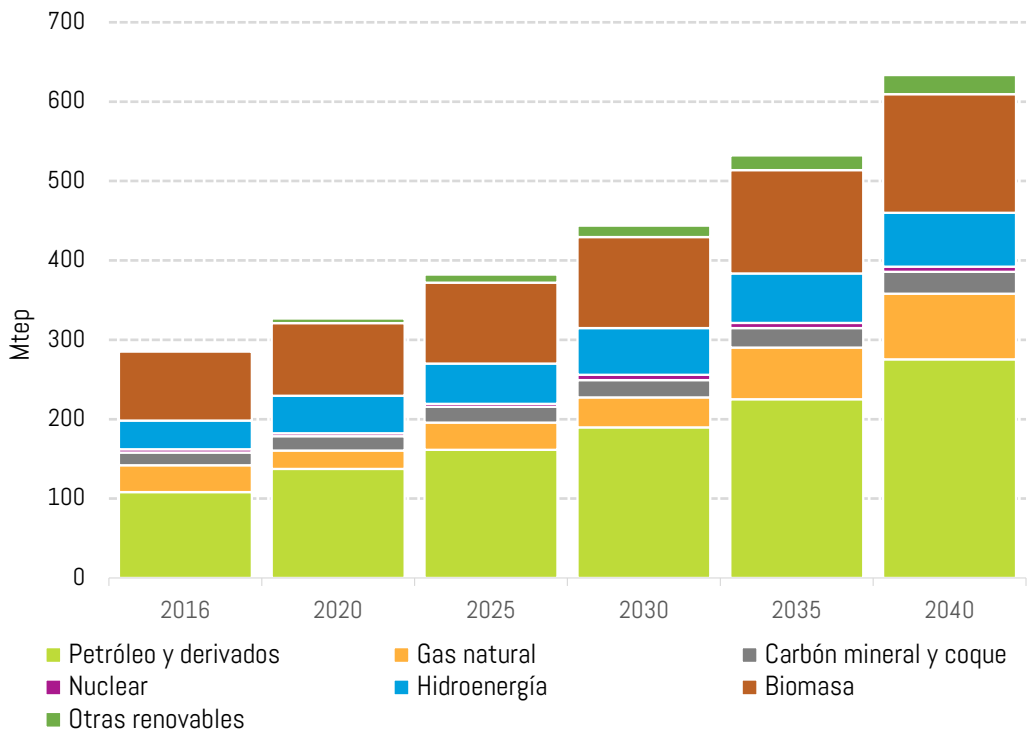
Tabla 3.5. Proyección de la oferta total de energía en Brasil (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	108	137	161	190	225	275	4.0%
Gas natural	34	23	34	38	65	83	3.8%
Carbón mineral y coque	16	18	20	22	24	28	2.3%
Nuclear	4	4	4	7	7	7	1.9%
Hidroenergía	36	47	51	59	62	68	2.6%
Biomasa	87	91	102	115	130	149	2.3%
Otras renovables	0	6	10	14	19	24	7.3%
TOTAL	285	327	382	444	532	634	3.4%

Fuente: Resultados de la simulación

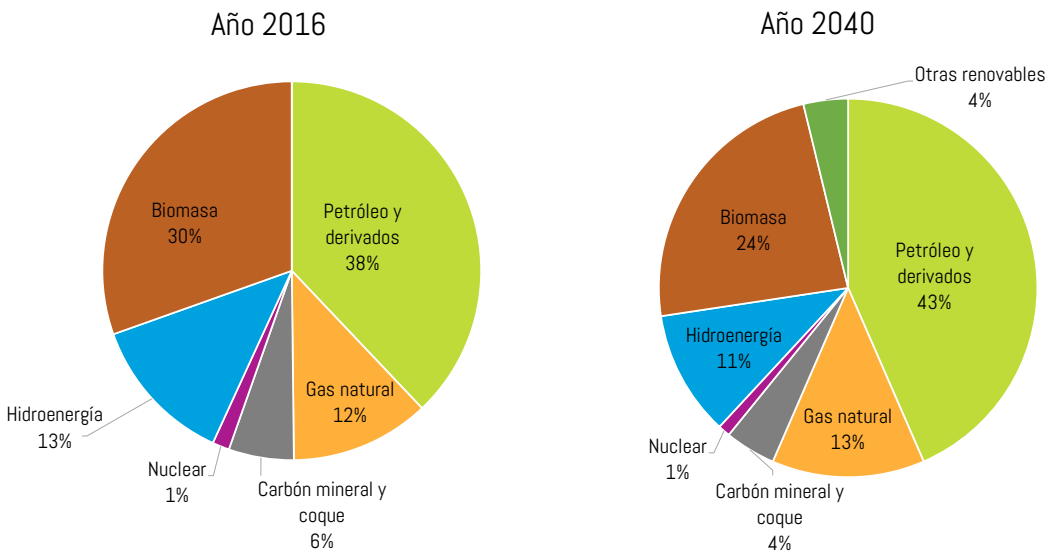
Con un 3.4% de crecimiento promedio anual, la oferta total de energía durante el período de proyección en Brasil, supera el 100% de incremento total respecto al año base (ver **Tabla 3.5**).

Figura 3.7. Proyección de la oferta total de energía en Brasil



Fuente: Resultados de la simulación, Escenario EPA

Figura 3.8. Evolución de la matriz de oferta total de energía en Brasil



Como se puede apreciar en la **Figura 3.8**, la matriz de oferta total de energía no sufre cambios estructurales importantes a lo largo del período de proyección, ya que continua el predominio de los hidrocarburos (petrolíferos y gas natural) y la biomasa. Aunque el incremento de la participación de ERNC como la eólica y solar (otras renovables) es muy importante en la matriz de generación eléctrica, su participación es marginal, en la matriz de oferta total de energía, incluso a finales del período de proyección, alcanzando apenas cerca de un 4%.

3.2 México

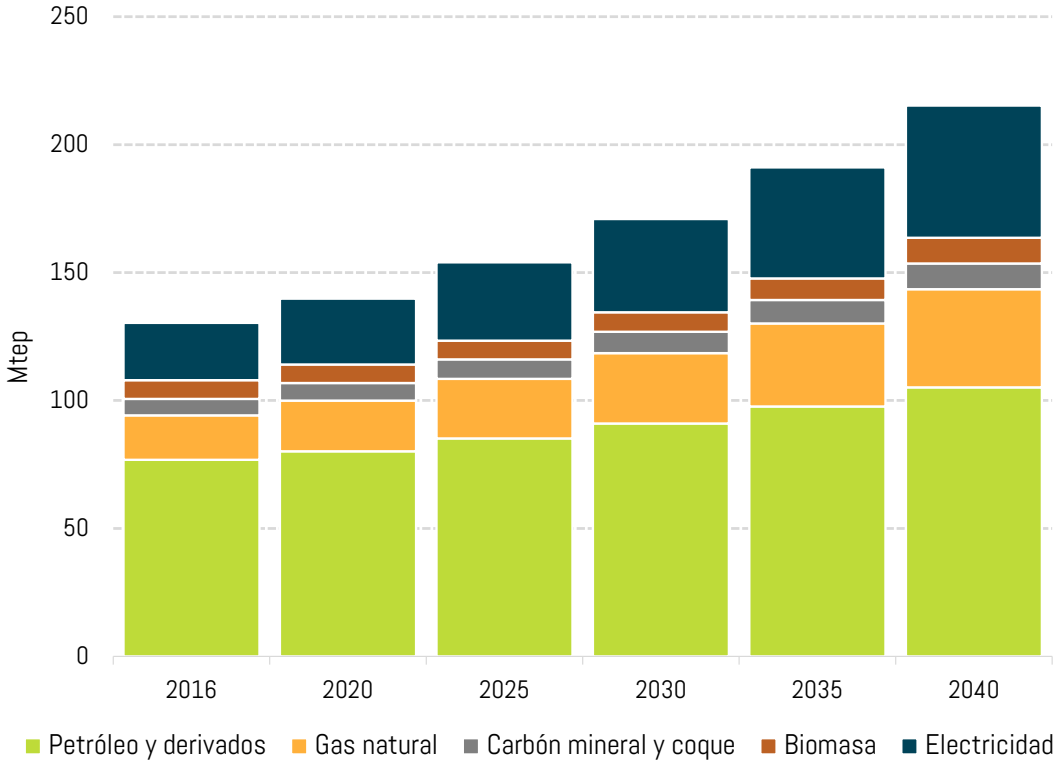
3.2.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 3.6. Proyección del consumo final de energía en México (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	77	80	85	91	98	105	1.3%
Gas natural	17	20	23	27	32	38	3.4%
Carbón mineral y coque	6	7	8	8	9	10	1.9%
Biomasa	7	7	7	8	8	10	1.3%
Electricidad	22	26	31	36	43	52	3.5%
TOTAL	130	140	154	171	191	215	2.1%

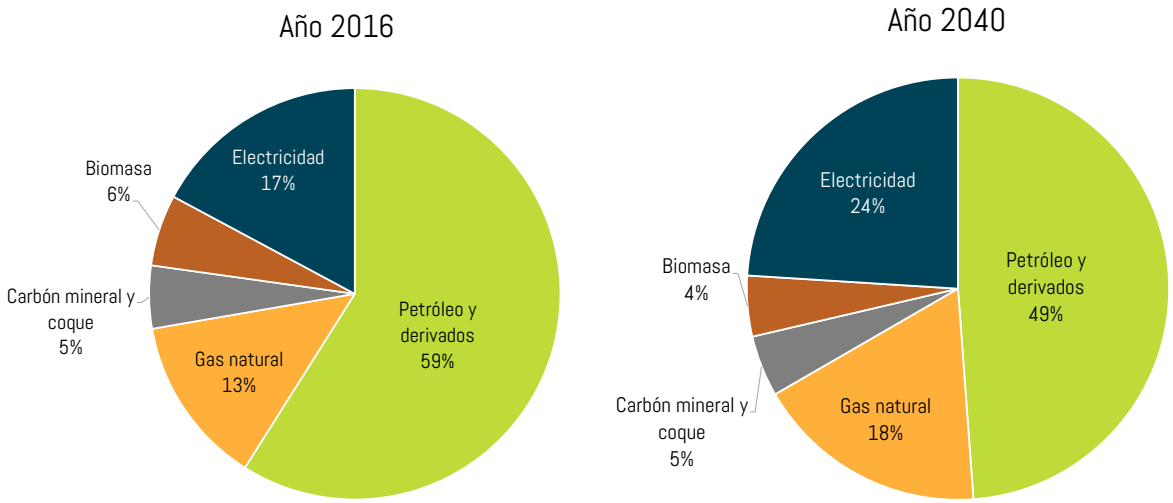
Fuente: Proyección con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Figura 3.9. Proyección del consumo final de energía en México



Fuente: Proyección con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Figura 3.10. Evolución de la matriz de consumo final de energía de México



Fuente: Proyección con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Al ser la electricidad y el gas natural las fuentes de más rápido crecimiento en el consumo final de energía, ganan participación porcentual en la matriz, mientras que los petrolíferos, pierden terreno, como se observa en la Figura **3.10.**

Tabla 3.7. Proyección de la demanda interna de electricidad de México (GWh)

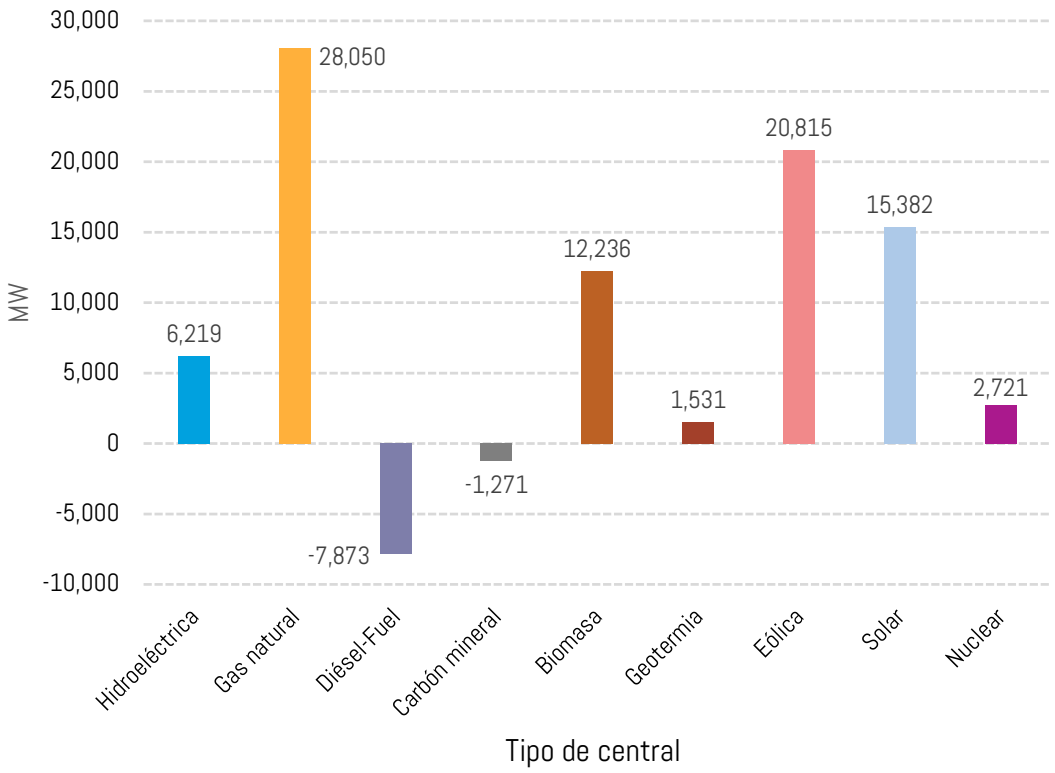
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Consumo final	260,226	299,093	355,993	423,788	504,571	600,842	3.5%
Consumo propio	14,774	16,965	20,192	24,037	28,619	34,080	3.5%
Pérdidas	40,406	46,435	55,269	65,795	78,337	93,283	3.5%
Total demanda interna	315,405	362,493	431,455	513,620	611,527	728,205	3.5%

Fuente: Proyección con base en el plan de expansión del sector eléctrico de México

La demanda interna de electricidad en México es impulsada principalmente por los sectores industrial y residencial. Con una tasa de crecimiento promedio anual del 3.5%, dicho consumo se incrementa un total de 131% respecto al año base durante el período de proyección.

3.2.2 Proyección de la generación eléctrica

Figura 3.11. Capacidad instalada adicional en México durante el período de proyección



Fuente: Proyección con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

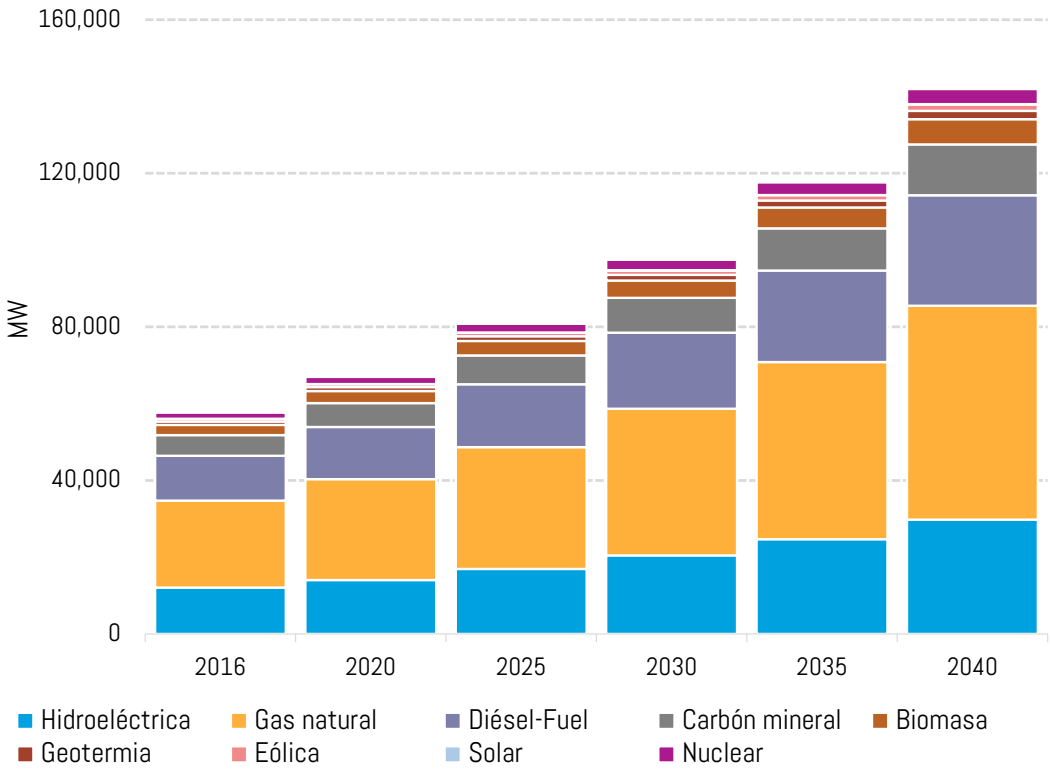
Se estima que México instalará 77,810 MW adicionales de generación eléctrica durante el período de proyección. Los planes de expansión del país muestran un fuerte impulso a la generación eléctrica con el uso del gas natural, adicionándose un total de 28,050 MW de esta tecnología durante el período de proyección (ver **Figura 3.11**). De la misma manera se observa también un gran incremento en la capacidad instalada de ERNC, especialmente la eólica, seguida por la solar y biomasa.

Tabla 3.8. Proyección de la capacidad instalada en México (MW)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	12,092	12,174	13,044	14,111	15,811	18,311
Gas natural	22,625	30,295	33,696	40,675	45,675	50,675
Diésel-Fuel	11,695	7,135	3,866	3,822	3,822	3,822
Carbón mineral	5,378	5,507	5,507	4,107	4,107	4,107
Biomasa	2,676	4,522	7,081	9,912	12,412	14,912
Geotermia	874	854	1,183	1,685	1,905	2,405
Eólica	699	4,888	8,439	13,226	17,156	21,514
Solar	6	5,432	6,586	7,192	8,388	15,388
Nuclear	1,608	1,608	1,608	4,329	4,329	4,329
TOTAL	57,653	72,415	81,010	99,059	113,605	135,463

Fuente: Proyección con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Figura 3.12. Proyección de la capacidad instalada en México



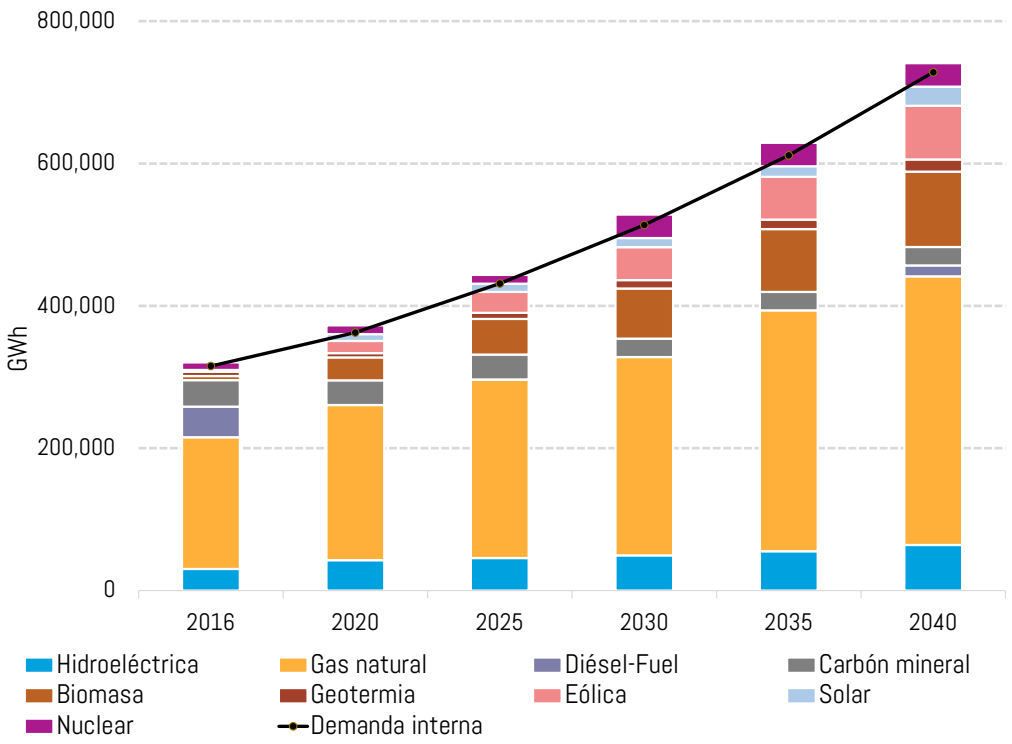
Fuente: Resultados de la simulación

Tabla 3.9. Proyección de la generación de electricidad en México (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	30,387	42,659	45,707	49,446	55,403	64,163
Gas natural	185,066	218,051	250,898	278,594	338,387	377,324
Diésel-Fuel	43,082	0	171	0	0	15,402
Carbón mineral	37,074	34,736	34,736	25,906	25,906	25,906
Biomasa	5,861	32,086	50,244	70,332	88,071	105,810
Geotermia	6,034	6,057	8,391	11,953	13,514	17,062
Eólica	2,462	17,128	29,571	46,344	60,115	75,386
Solar	13	9,517	11,539	12,600	14,696	26,960
Nuclear	10,569	12,255	12,255	32,992	32,992	32,992
Generación total	320,546	372,489	443,513	528,168	629,084	741,004

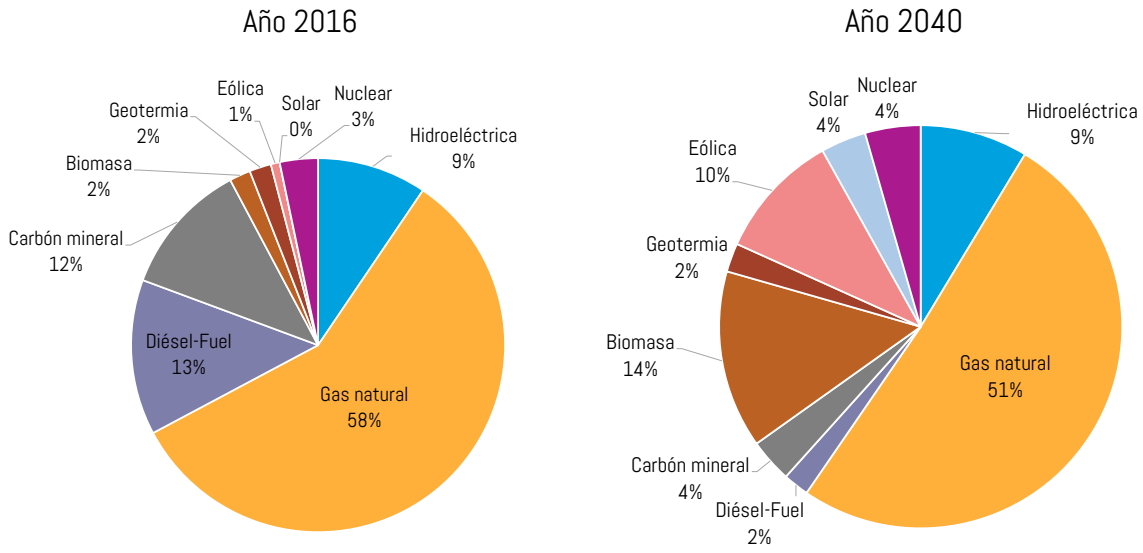
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.13. Proyección de la generación eléctrica en México



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.14. Evolución de la estructura de la matriz de generación eléctrica en México



Fuente: Resultados de la simulación, Escenario EPA

Como se puede observar en la **Figura 3.13**, México tiene la capacidad de generación suficiente para autoabastecer su demanda interna de energía (consumo final + consumo propio + pérdidas), e incluso se advierte una ligera sobre oferta, la cual refleja la capacidad de exportación de México hacia sus países vecinos, especialmente de la subregión de América Central como Belice y Guatemala.

Por otra parte, en la **Figura 3.14**, se puede apreciar la evolución de la matriz de generación eléctrica mexicana en el período de proyección, donde se destaca la sustitución de la tecnología termoeléctrica diésel-fuel, por la mayor penetración de ERNC, como eólica, biomasa y solar. También vale la pena resaltar que México le apuesta a la expansión de su parque termonuclear, para los últimos años del período de proyección, lo que se refleja en el incremento en la participación porcentual de esta tecnología en la matriz de producción eléctrica.

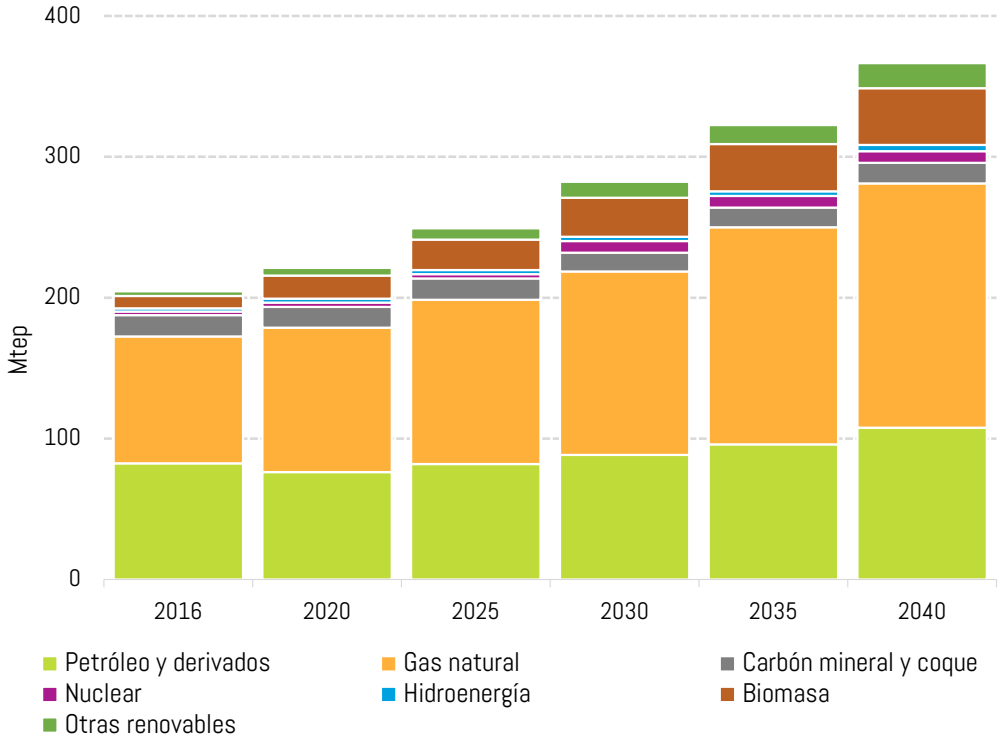
3.2.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 3.10. Proyección de la oferta total energía en México (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	82	76	82	88	96	108	1.1%
Gas natural	90	103	117	130	154	173	2.8%
Carbón mineral y coque	15	15	15	13	14	15	-0.1%
Nuclear	3	3	3	8	8	8	4.9%
Hidroenergía	2	3	3	3	3	4	3.0%
Biomasa	9	16	22	28	34	40	6.5%
Otras renovables	3	6	8	11	14	18	7.3%
TOTAL	205	221	249	282	323	366	2.5%

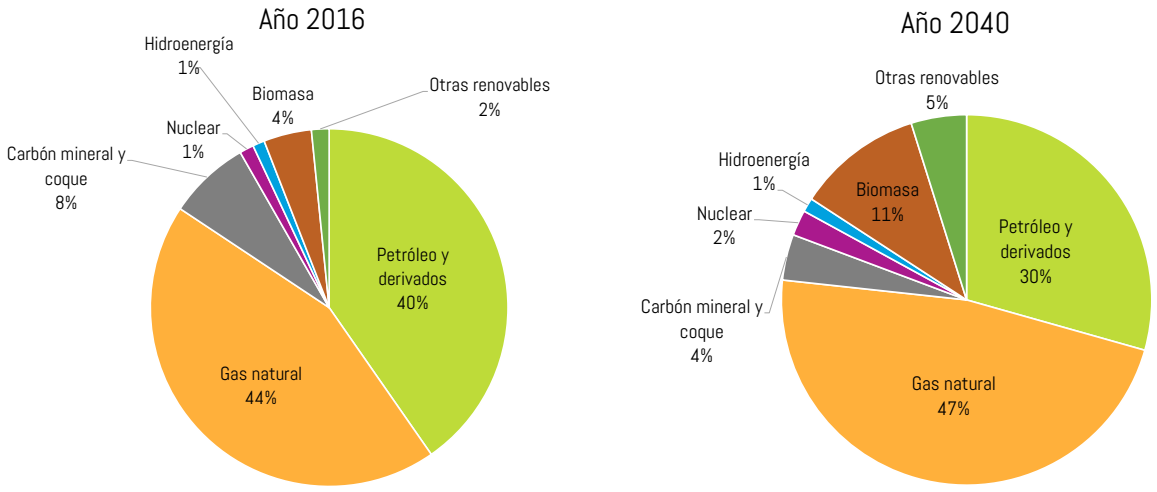
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.15. Proyección de la oferta total de energía en México, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.16. Evolución de la matriz de oferta total de energía en México



Fuente: Resultados de la simulación

En cuanto a la evolución de la oferta total de energía, presentada en la **Figura 3.16**, se observa la mayor penetración del gas natural a lo largo del período de proyección, consolidándose como la fuente de energía predominante en la matriz de oferta total de energía de México. Las ERNC, específicamente la energía eólica, la energía solar y la geotermia, presentan un avance importantísimo en la oferta primaria de energía gracias a su incremento de participación en la generación eléctrica.

3.3 América Central

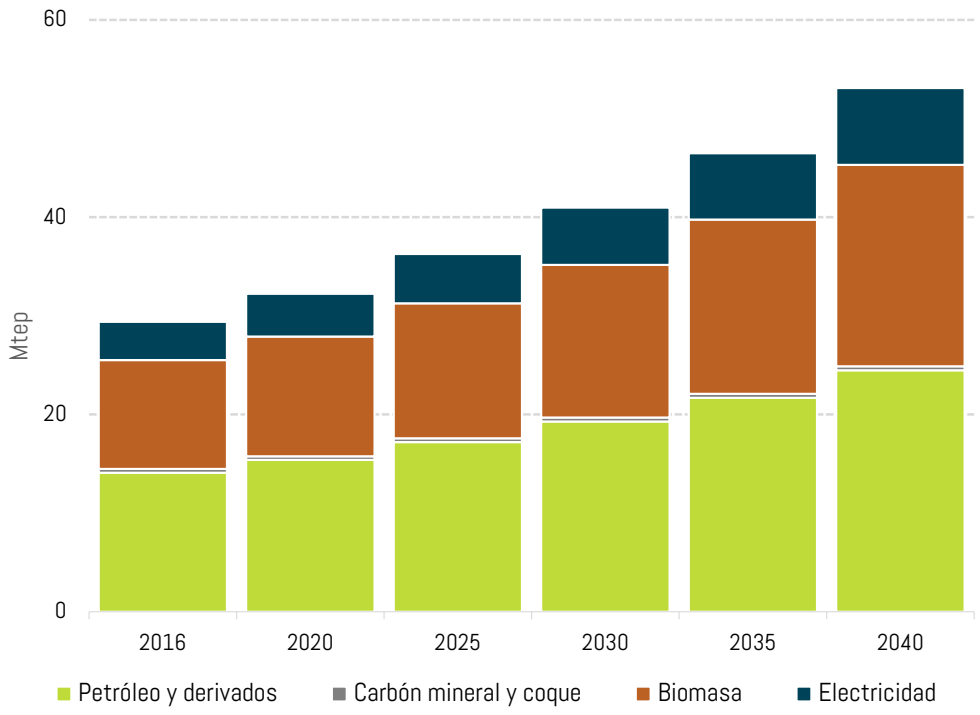
3.3.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 3.11. Proyección del consumo final de energía en América Central (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	14	15	17	19	22	24	2.30%
Carbón mineral y coque	0,37	0,38	0,39	0,40	0,40	0,41	0.40%
Biomasa	11	12	14	15	18	20	2.60%
Electricidad	4	4	5	6	7	8	3.00%
TOTAL	29	32	36	41	46	53	2.50%

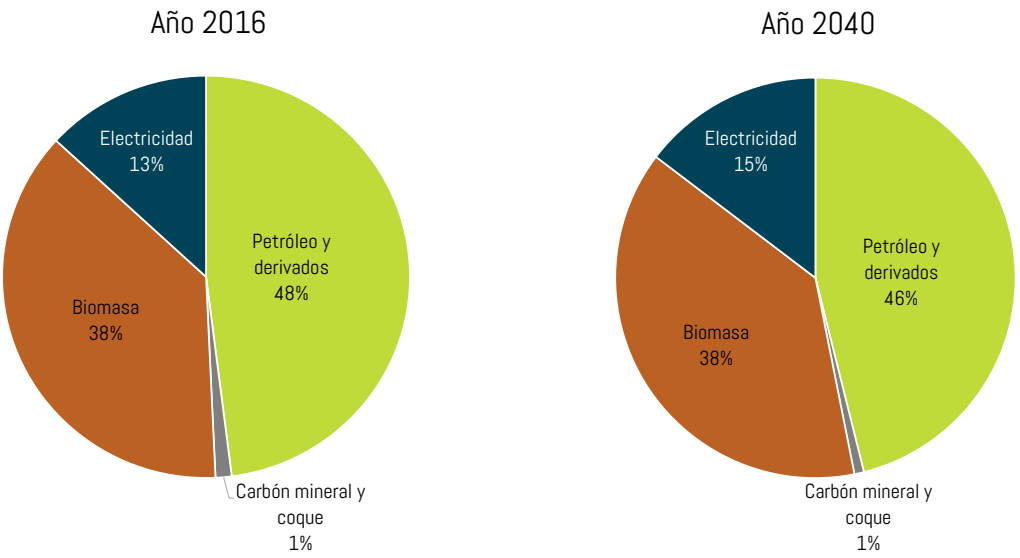
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países centroamericanos

Figura 3.17. Proyección del consumo final de energía en América Central



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países centroamericanos

Figura 3.18. Evolución de la matriz de consumo final de energía en América Central



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países centroamericanos

En el escenario EPA, la matriz de consumo final de la subregión de América Central, sigue dominada por el consumo de petrolíferos y biomasa durante todo el período de proyección, sin embargo, la electricidad gana terreno al ser la fuente con mayor tasa de crecimiento promedio anual como se observa en la **Tabla 3.11.**

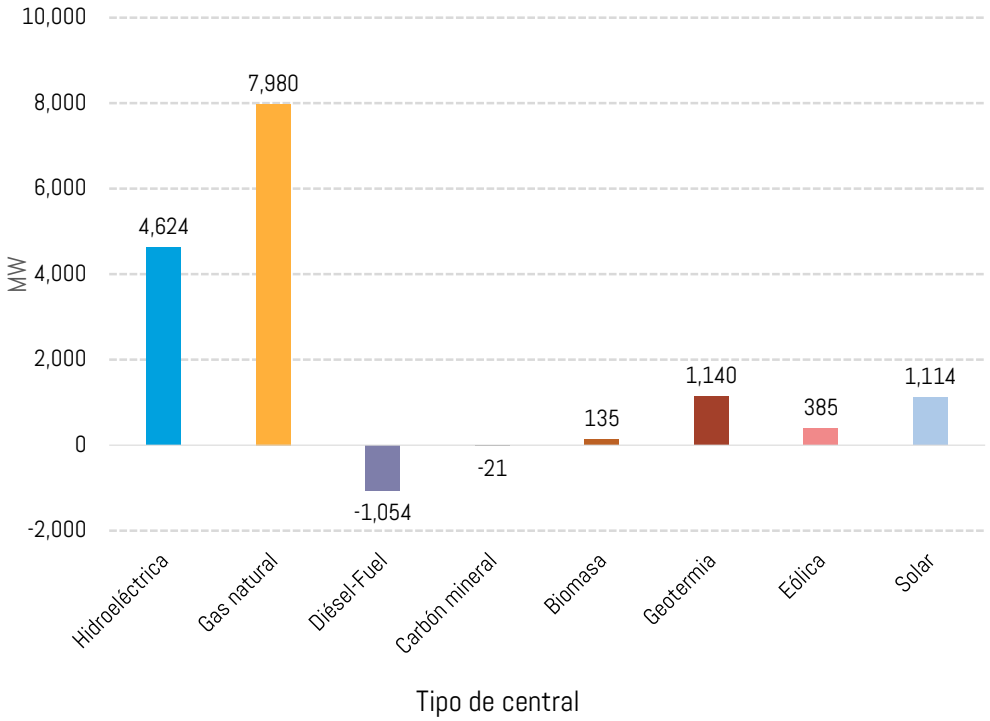
Tabla 3.12. Proyección de la demanda interna de electricidad, América Central (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Consumo final	44,954	50,434	58,292	67,444	78,113	90,556	3.0%
Consumo propio	2,106	2,362	2,729	3,158	3,658	4,240	3.0%
Pérdidas	7,332	8,226	9,507	11,000	12,740	14,769	3.0%
Total demanda interna	54,391	61,021	70,528	81,602	94,510	109,566	3.0%

Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países centroamericanos

3.3.2 Proyección de la generación eléctrica

Figura 3.19. Capacidad instalada adicional en América Central durante el período de proyección



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países centroamericanos

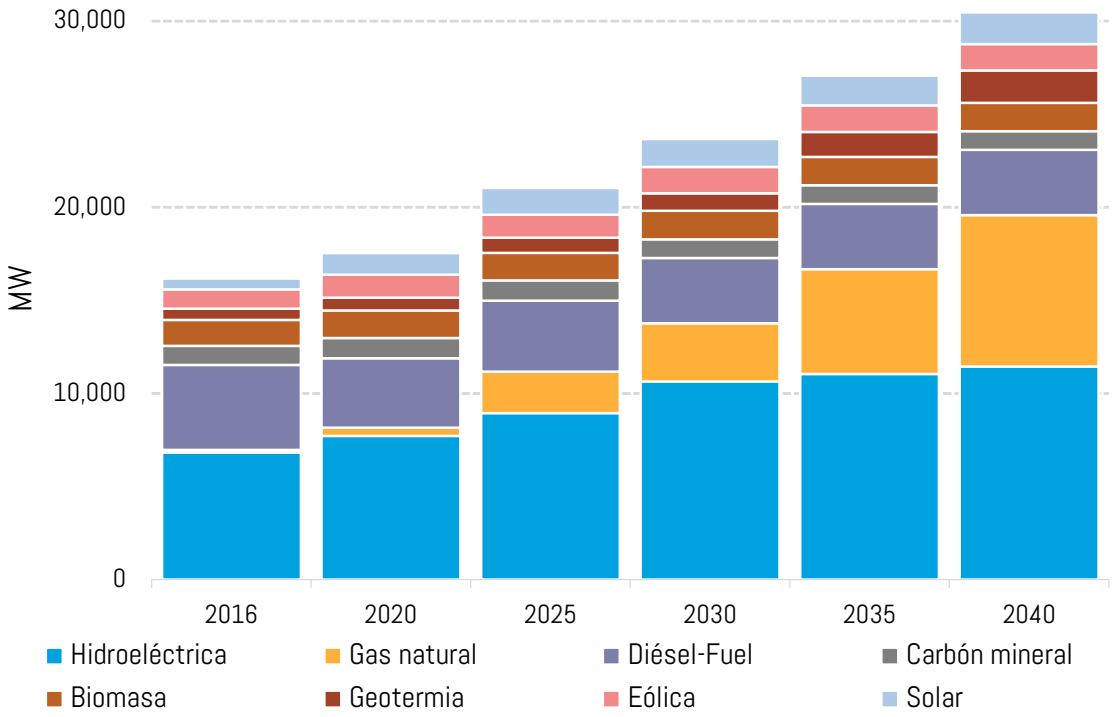
En cuanto a la oferta de electricidad, los países centroamericanos, continuarán expandiendo su parque generador hidroeléctrico, complementándolo con centrales a gas natural y aprovechamientos de ERNC como biomasa, geotermia, eólica y solar (ver **Figura 3.19**). Los países que planean hacer uso de gas natural para la generación eléctrica, son El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá, mediante proyectos, principalmente de ciclo combinado, cuyo insumo será gas importado en forma de GNL. Durante el período de proyección, se estima la instalación de una capacidad adicional neta de generación eléctrica de 14,303 MW en la subregión centroamericana.

Tabla 3.13. Proyección de la capacidad instalada en América Central (MW)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	6,823	7,710	8,941	10,643	11,045	11,447
Gas natural	147	447	2,227	3,127	5,627	8,127
Diésel-Fuel	4,562	3,730	3,813	3,508	3,508	3,508
Carbón mineral	1,023	1,092	1,092	1,002	1,002	1,002
Biomasa	1,391	1,471	1,482	1,526	1,526	1,526
Geotermia	599	689	809	939	1,339	1,739
Eólica	1,035	1,235	1,235	1,420	1,420	1,420
Solar	584	1,165	1,435	1,500	1,599	1,698
TOTAL	16,165	17,540	21,034	23,666	27,067	30,468

Resultados de la simulación con base en los planes de expansión del sector eléctrico

Figura 3.20. Proyección de la capacidad instalada en América Central



Fuente: Resultados de la simulación con base en los cronogramas de instalación/retiro

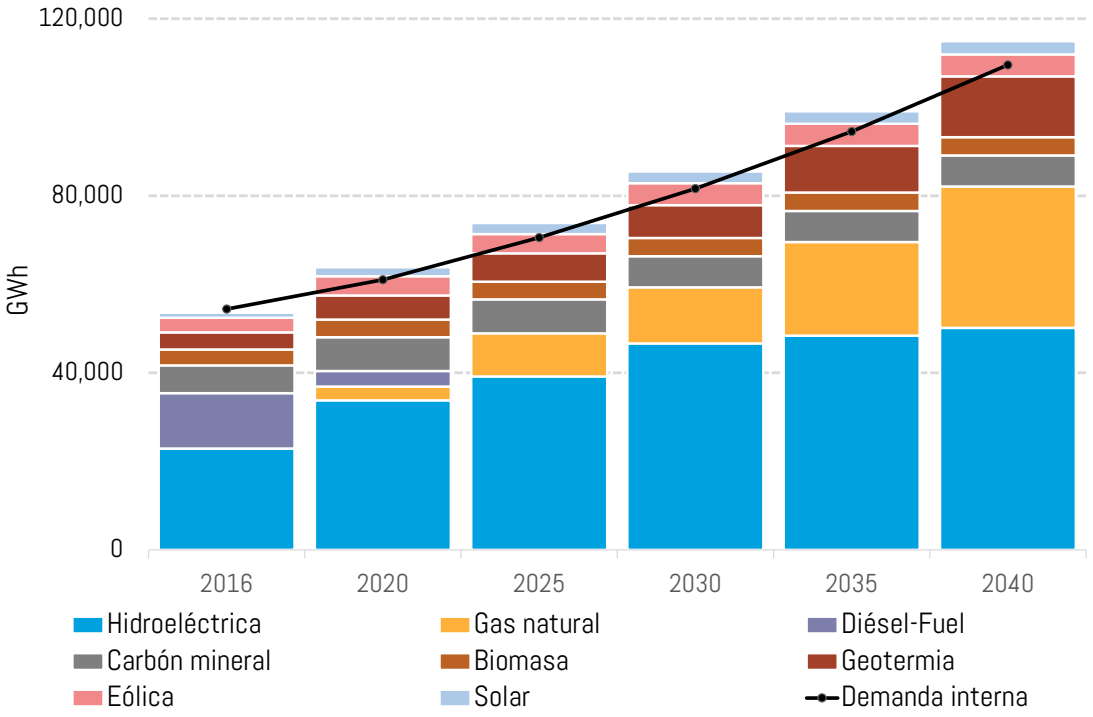
Con los cronogramas de "instalación/retiro" considerados para la subregión centroamericana, la capacidad total de generación eléctrica se incrementa en un 88% durante el período de proyección, siendo oportuno desatacar que la tecnología con gas natural, de tener participación casi nula en el año base, pasa a ser la segunda tecnología más importante en el año 2040, luego de la hidroeléctrica aportando con cerca del 27% de la capacidad instalada total en ese año **(Figura 3.20)**.

Tabla 3.14. Proyección de la generación de electricidad en América Central (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	22,864	33,772	39,161	46,616	48,377	50,139
Gas natural	9	3,133	9,769	12,682	21,176	31,942
Diésel-Fuel	12,537	3,483	0	0	0	0
Carbón mineral	6,271	7,653	7,653	7,022	7,022	7,022
Biomasa	3,597	3,994	4,024	4,144	4,144	4,144
Geotermia	3,842	5,435	6,381	7,406	10,559	13,713
Eólica	3,291	4,329	4,329	4,977	4,977	4,977
Solar	1,158	2,042	2,514	2,629	2,802	2,976
Generación total	53,570	63,838	73,830	85,475	99,059	114,913

Fuente: Resultados de la simulación

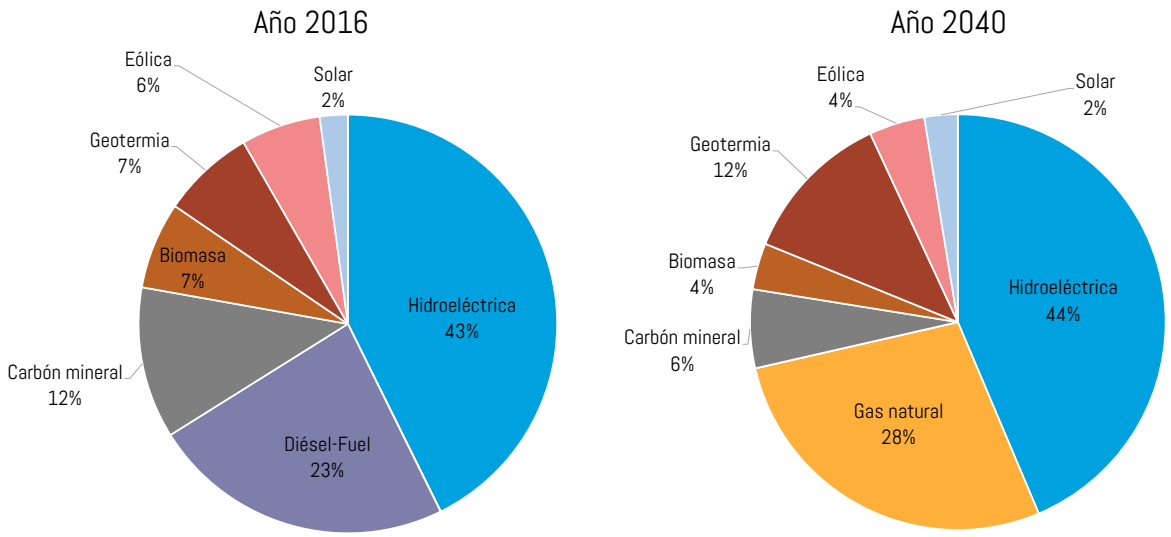
Figura 3.21. Proyección de la generación eléctrica en América Central



Fuente: Resultados de la simulación

Se puede observar que América Central como subregión es autosuficiente en la producción de electricidad durante todo el período de estudio. Si bien en el año base existe importación de electricidad de Belice proveniente de México, en el período de proyección esa importación desaparece, puesto que dicha energía podría ser perfectamente suministrada por países integrantes de la subregión, e incluso desarrollar cierta capacidad exportadora de energía que podría tener como destino América del Norte o América del Sur.

Figura 3.22. Evolución de la matriz de generación eléctrica en América Central



Fuente: Resultados de la simulación

Acorde a la evolución de la capacidad instalada, se puede observar en los gráficos de la **Figura 3.22**, que el gas natural se convierte en el año 2040 en la segunda fuente en importancia en la matriz de generación eléctrica de la subregión centroamericana, desplazando a los petrolíferos, mientras que fuentes renovables, como la hidroenergía y la geotermia, incrementan su participación porcentual en dicha matriz.

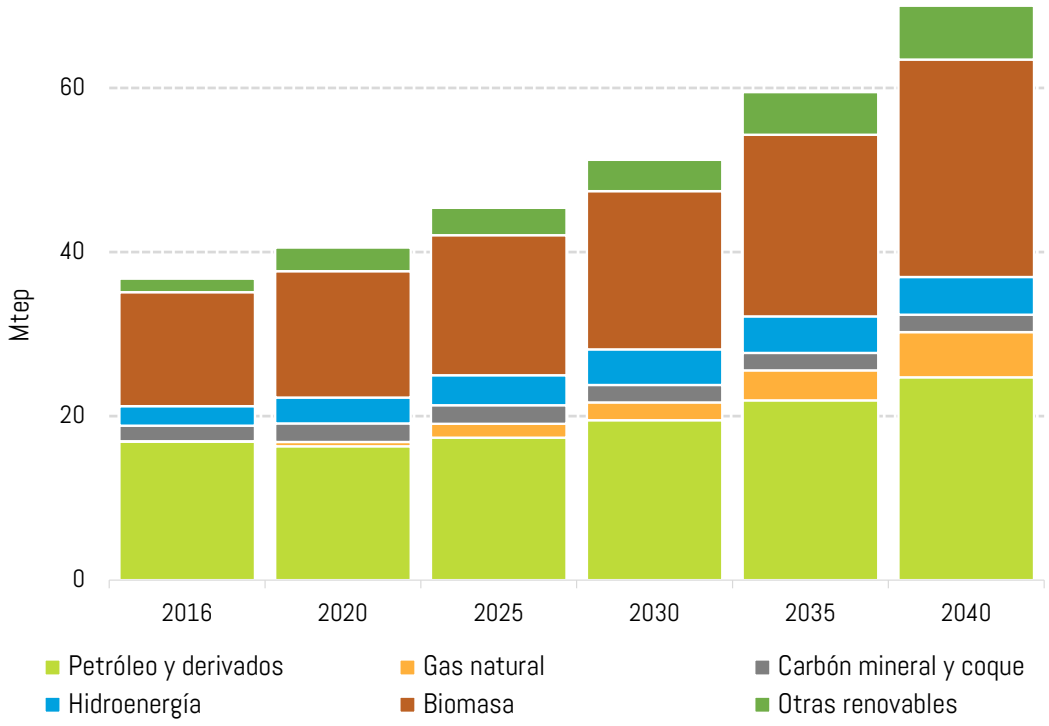
3.3.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 3.15. Proyección de la oferta total energía en América Central (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	17	16	17	19	22	25	1.6%
Gas natural	0	1	2	2	4	5	38.2%
Carbón mineral y coque	2	2	2	2	2	2	0.5%
Hidroenergía	2	3	4	4	4	5	2.8%
Biomasa	14	15	17	19	22	27	2.7%
Otras renovables	2	3	3	4	5	7	5.9%
TOTAL	37	41	45	51	59	70	2.7%

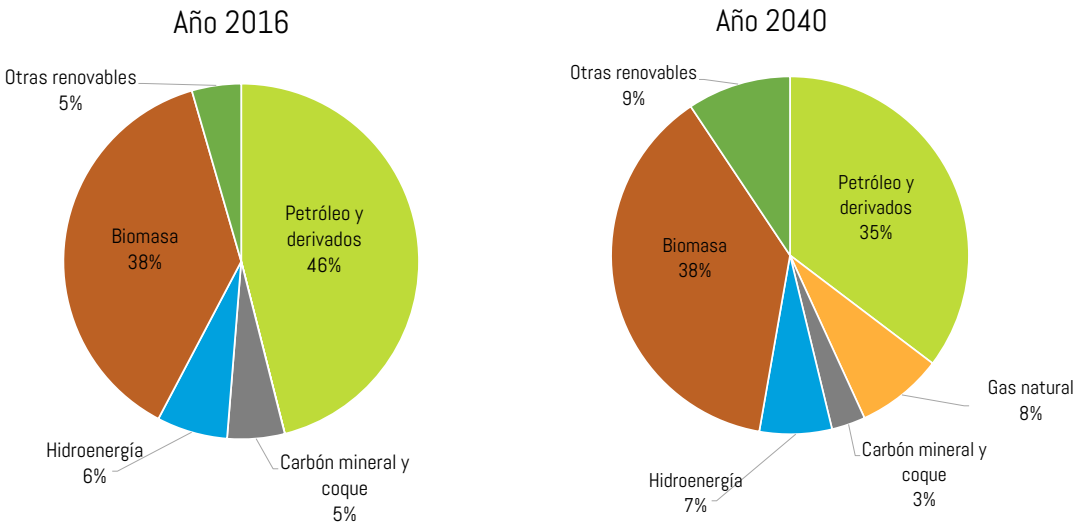
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.23. Proyección de la oferta total de energía en América Central



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.24. Evolución de la matriz de oferta total de energía en América Central



Fuente: Resultados de la simulación

La evolución de la oferta total de energía que se presenta en la **Figura 3.24**, muestra que los petrolíferos y la biomasa siguen predominando en el horizonte de proyección, sin embargo, el gas natural, la hidroenergía y otras renovables (geotermia, eólica y solar) desplazan una parte de los petrolíferos y el carbón mineral.

3.4 Zona Andina

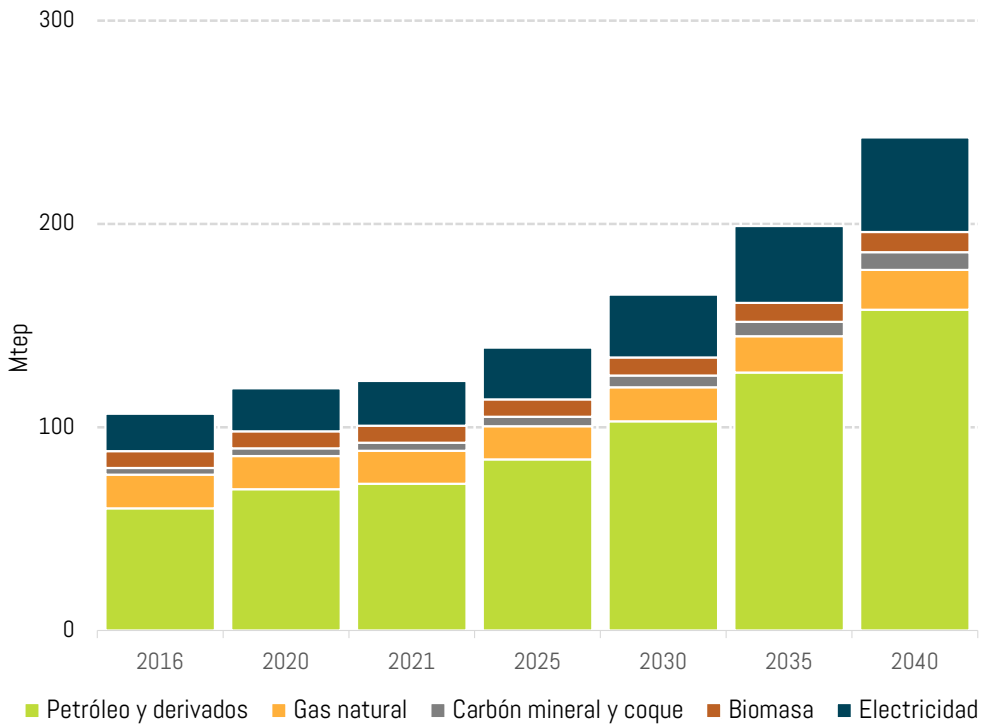
3.4.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 3.16. Proyección del consumo final de energía en la Zona Andina (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	60	70	84	103	127	158	4.1%
Gas natural	17	16	16	17	18	20	0.7%
Carbón mineral y coque	3	4	5	6	7	9	4.2%
Biomasa	8	8	9	9	9	10	0.7%
Electricidad	18	21	25	31	38	46	4.0%
TOTAL	107	119	139	165	199	243	3.5%

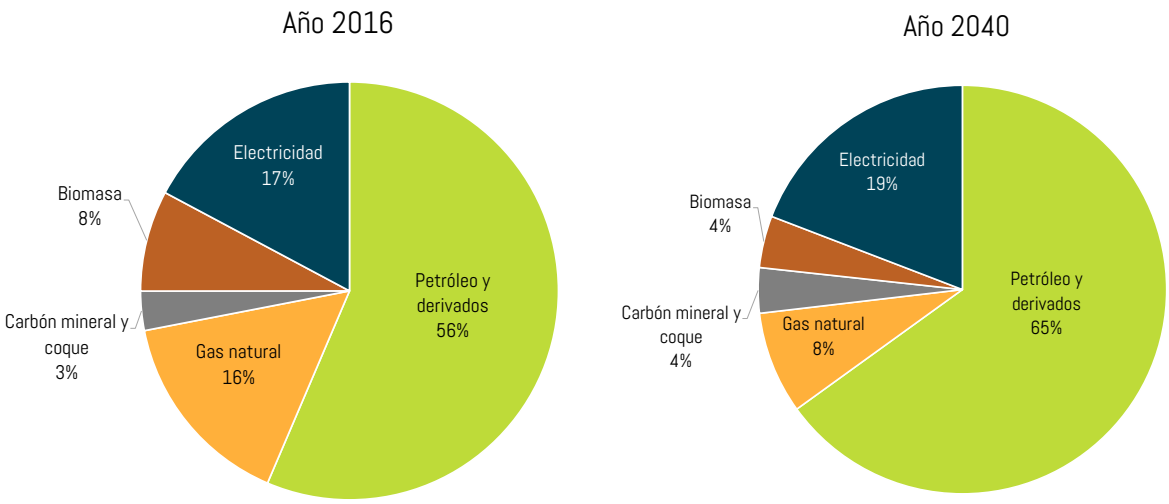
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países andinos

Figura 3.25. Proyección del consumo final de energía en la Zona Andina



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países andinos

Figura 3.26. Evolución de la matriz de consumo final de energía en la Zona Andina



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países andinos

En la evolución de la matriz de consumo final en el escenario EPA, los petrolíferos y la electricidad, presentan tasas altas de crecimiento promedio anual, que les permite ganar mayor participación porcentual en dicha matriz, a costa de una reducción en la participación del gas natural y la biomasa **(Figura 3.26)**.

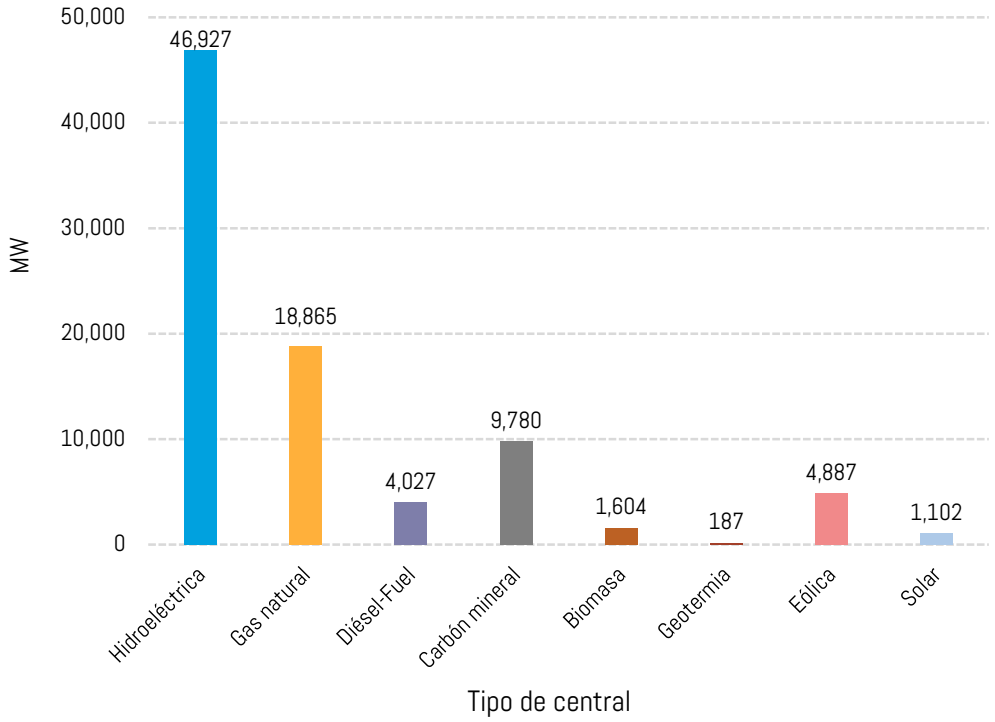
Tabla 3.17. Proyección de la demanda interna de electricidad en la Zona Andina (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Consumo final	213,265	246,111	296,469	359,802	439,701	540,784	4.0%
Consumo propio	8,189	9,465	11,401	13,837	16,909	20,797	4.0%
Pérdidas	53,750	62,028	74,720	90,682	110,819	136,295	4.0%
Total demanda interna	275,204	317,604	382,590	464,320	567,430	697,876	4.0%

Fuente: Proyección con base en los planes de expansión del sector eléctrico de los países andinos

3.4.2 Proyección de la generación eléctrica

Figura 3.27. Capacidad instalada adicional en la Zona Andina, durante el período de proyección



Fuente: Proyección con base en los planes de expansión del sector eléctrico de los países andinos

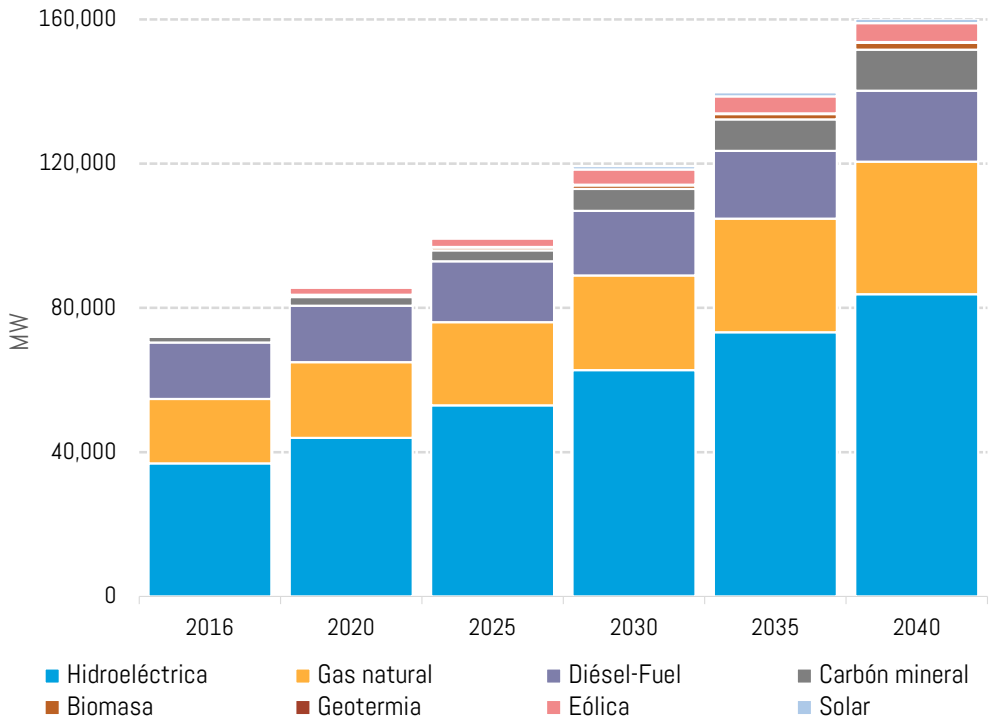
De la simulación del escenario EPA, para la Zona Andina, se obtiene un incremento total de capacidad instalada durante el período de proyección de 87,378 MW, destacándose el gran interés por incrementar el uso del recurso hídrico, del cual esta subregión dispone de un alto potencial aun no aprovechado, complementándose dicha expansión principalmente con centrales a gas natural y carbón mineral. Del grupo de la ERNC, sobresalen la eólica y la biomasa, como se pude observar en la **Figura 3.27**.

Tabla 3.18. Proyección de la capacidad instalada en la Zona Andina (MW)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	36,874	43,941	52,971	62,741	73,271	83,801
Gas natural	17,890	21,032	23,057	26,240	31,498	36,755
Diésel-Fuel	15,625	15,629	16,898	17,919	18,786	19,653
Carbón mineral	1,604	2,399	3,051	6,090	8,737	11,384
Biomasa	341	613	761	1,001	1,472	1,944
Geotermia	0	51	180	187	187	187
Eólica	362	1,976	2,327	4,194	4,721	5,248
Solar	129	550	619	963	1,097	1,231
TOTAL	72,825	86,191	99,865	119,335	139,769	160,203

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.28. Proyección de la capacidad instalada en la Zona Andina



Fuente: Resultados de la simulación

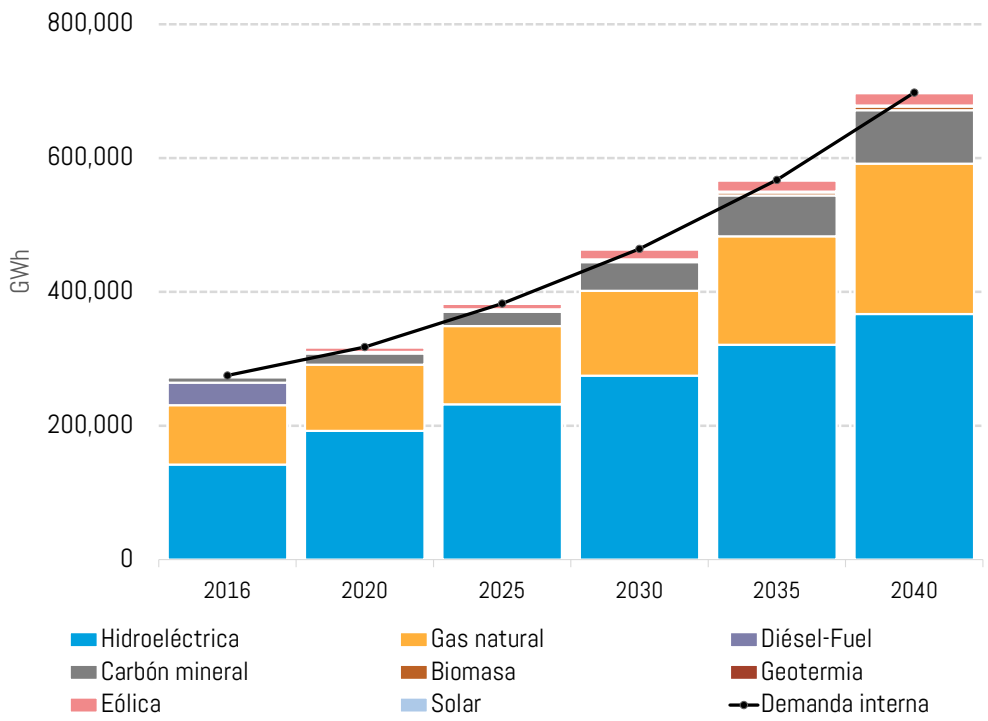
De manera general, la capacidad total de generación eléctrica para la subregión se incrementa en un 120% en el periodo de proyección, destacándose un incremento en la participación de fuentes de ERNC, principalmente la eólica, como se puede observar en la **Figura 3.28**.

Tabla 3.19. Proyección de la generación de electricidad en la Zona Andina (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	141,955	192,463	232,012	274,806	320,927	367,048
Gas natural	88,680	98,828	117,025	126,936	162,126	224,709
Diésel-Fuel	33,887	0	0	0	0	0
Carbón mineral	7,952	16,814	21,384	42,677	61,229	79,781
Biomasa	1,198	1,771	2,201	2,893	4,257	5,621
Geotermia	0	404	1,418	1,474	1,474	1,474
Eólica	1,244	6,925	8,155	14,696	16,543	18,390
Solar	279	964	1,085	1,686	1,921	2,156
Generación total	275,196	318,169	383,279	465,167	568,477	699,178

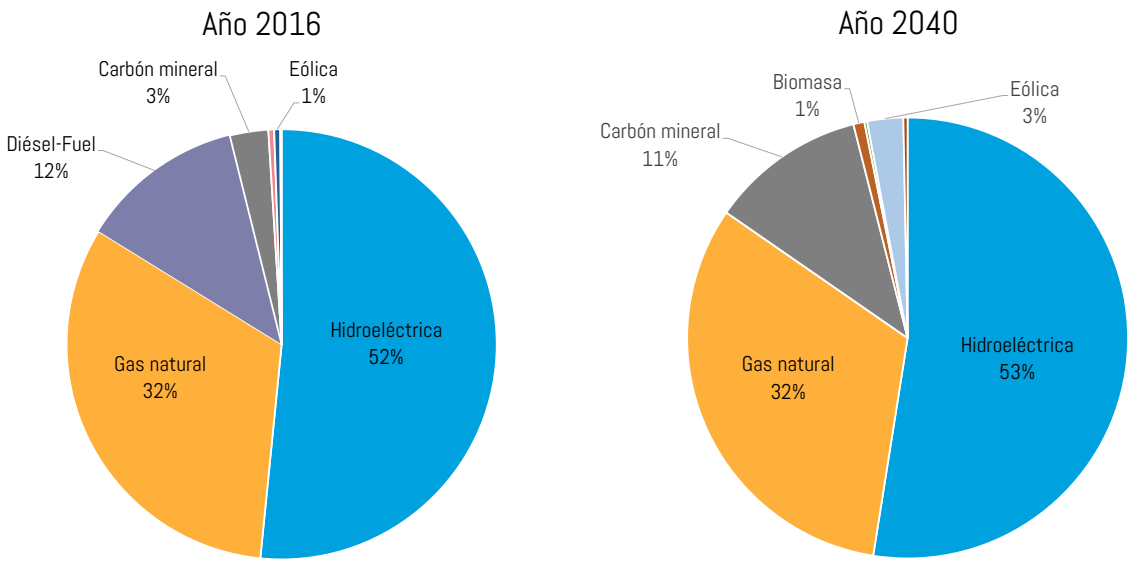
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.29. Proyección de la generación eléctrica en la Zona Andina



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.30. Evolución de la matriz de generación eléctrica en la Zona Andina



Fuente: Resultados de la simulación

El alto potencial hidroeléctrico de la Zona Andina, sumado a la expansión del uso de gas natural y las ERNC, garantizan la autosuficiencia en la producción de electricidad durante todo el periodo de estudio de la subregión **(Figura 3.29)**.

Como se puede apreciar en la **Figura 3.30**, al año 2040 el carbón mineral se convierte en la tercera fuente más importante de la matriz eléctrica de la subregión, desplazando al uso de petrolíferos (Diésel-fuel), mientras que la hidroenergía aumenta su participación en la matriz y el gas natural se mantiene con una participación similar a la del año 2016.

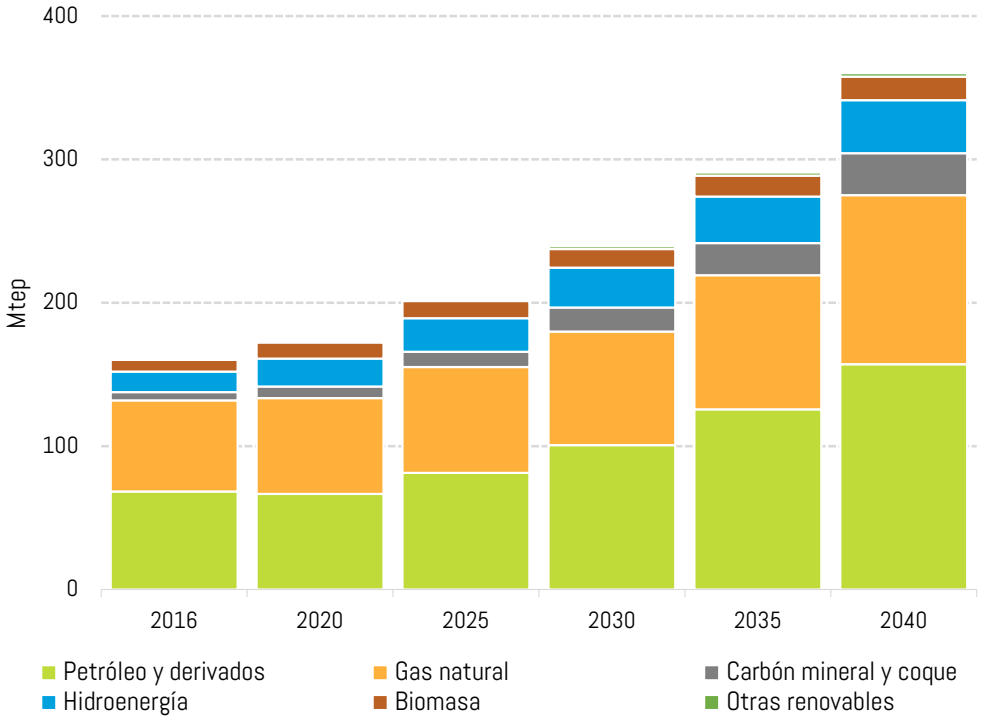
3.4.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 3.20. Proyección de la oferta total energía en la Zona Andina (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	68	67	81	101	126	157	3.5%
Gas natural	64	67	74	79	94	118	2.6%
Carbón mineral y coque	6	8	11	17	22	29	7.0%
Hidroenergía	14	19	23	28	32	37	4.0%
Biomasa	8	11	12	13	15	16	2.9%
Otras renovables	0	1	1	2	2	2	11.1%
TOTAL	161	173	203	239	291	360	3.4%

Fuente: Resultados de la simulación

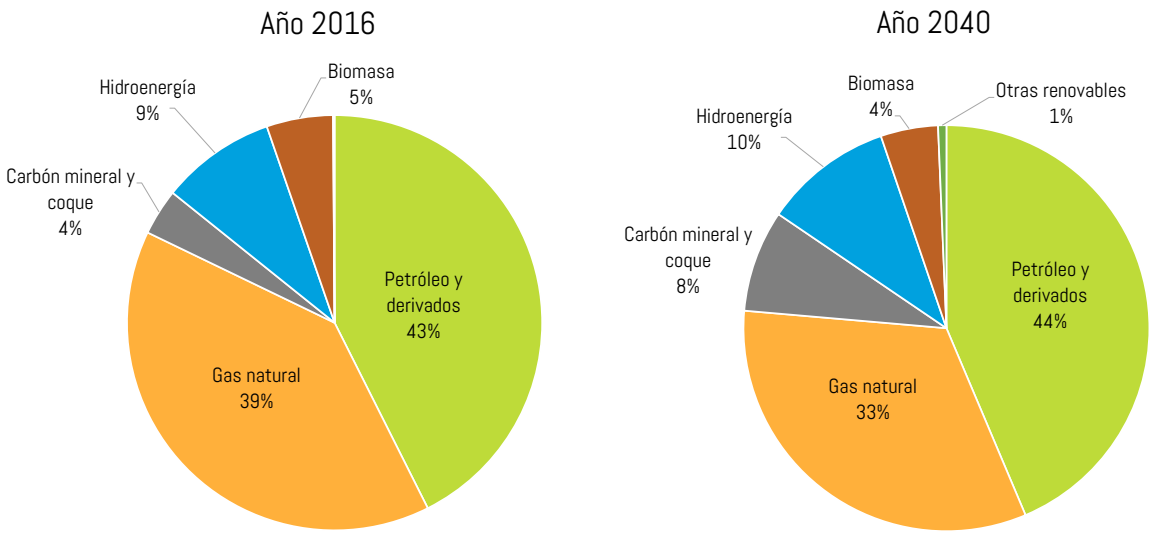
Figura 3.31. Proyección de la oferta total de energía en la Zona Andina



Fuente: Resultados de la simulación

En cuanto a la oferta total de energía, como se puede observar en la **Tabla 3.20** y en la **Figura 3.31**, tanto el petróleo y sus derivados como el gas natural, se mantienen como los energéticos predominantes en la subregión a lo largo de todo el período de proyección, mientras que se observa un crecimiento paulatino de la hidroenergía y de otras renovables, entre las que se incluye a la biomasa. La oferta total de energía en la Zona Andina crece en un 124% con respecto al año 2016, a una tasa de incremento promedio anual de 3.4%.

Figura 3.32. Evolución de la matriz de oferta total de energía en la Zona Andina



Fuente: Resultados de la simulación

Como se observa en la **Figura 3.32**, la participación de los petrolíferos en la matriz de oferta total de energía casi se mantiene, mientras que la hidroenergía y el carbón mineral le ganan terreno al gas natural.

3.5 Cono Sur

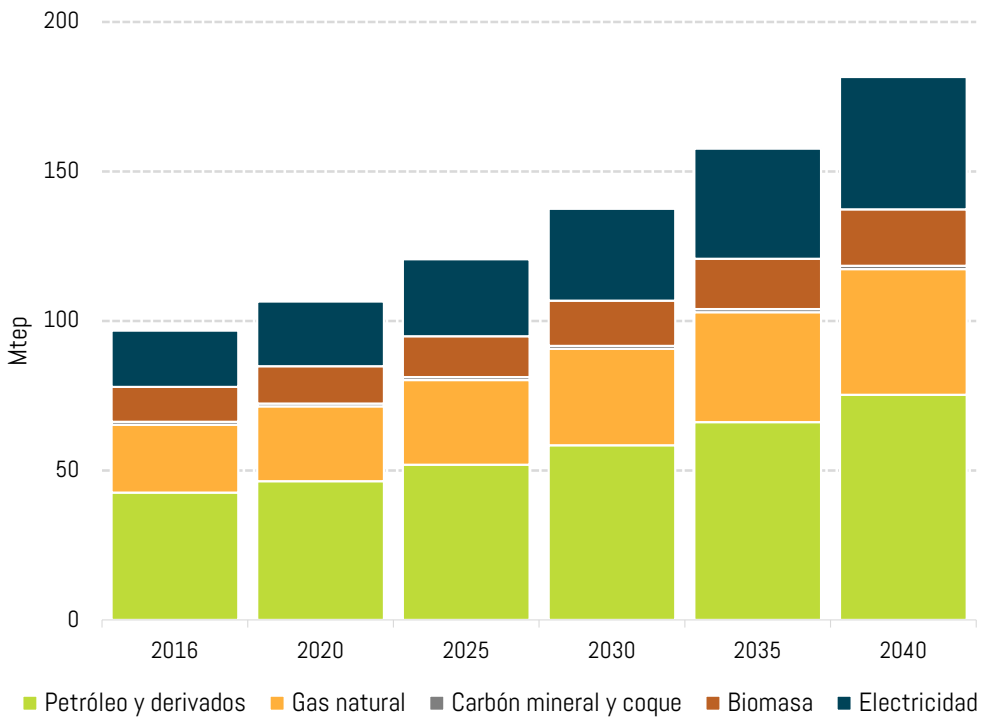
3.5.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 3.21. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	43	46	52	58	66	75	2.4%
Gas natural	23	25	28	32	37	42	2.6%
Carbón mineral y coque	1	1	1	1	1	1	0.7%
Biomasa	12	12	14	15	17	19	2.0%
Electricidad	19	22	26	31	37	44	3.6%
TOTAL	97	106	121	138	158	182	2.7%

Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países del Cono Sur

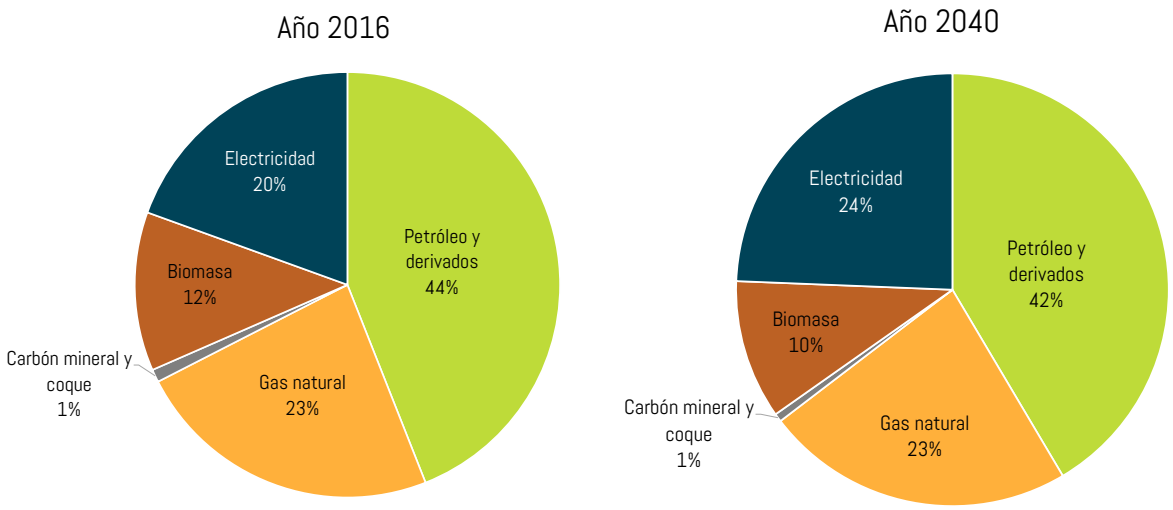
Figura 3.33. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países del Cono Sur

La matriz de consumo final de energía del Cono Sur, durante el período de estudio, es dominada porcentualmente por el petróleo y derivados (ver **Figura 3.34**). Sin embargo, la mayor penetración de electricidad, desplaza ligeramente la participación de los petrolíferos. La electricidad gana participación porcentual al pasar del 20% en el año base al 24% en el año 2040.

Figura 3.34. Evolución de la matriz de consumo final de energía en el Cono Sur



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países del Cono Sur

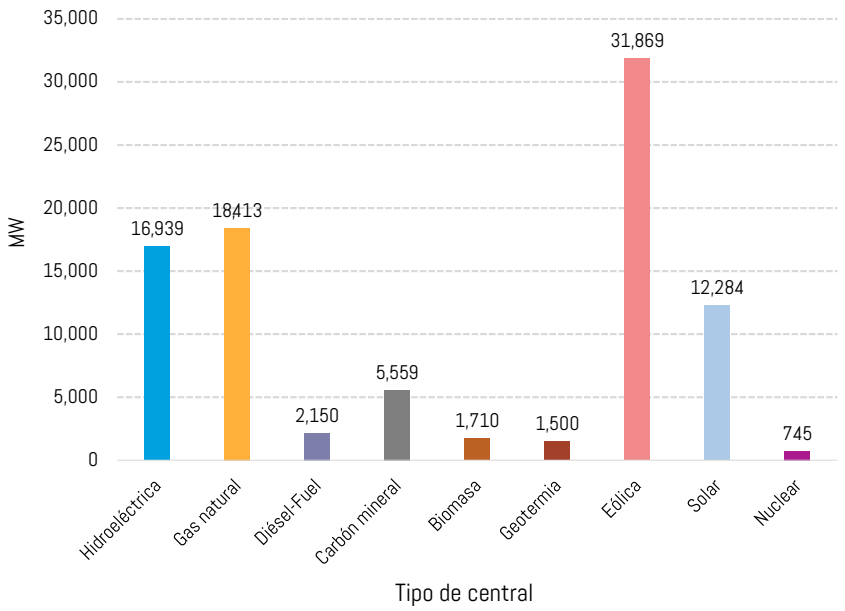
Tabla 3.22. Proyección de la demanda interna de electricidad en el Cono Sur (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Consumo final	219,205	251,603	299,555	357,598	428,197	514,562	3.6%
Consumo propio	9,109	10,462	12,456	14,870	17,806	21,397	3.6%
Pérdidas	31,366	36,007	42,870	51,176	61,280	73,639	3.6%
Total demanda interna	259,680	298,072	354,881	423,644	507,282	609,598	3.6%

Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países del Cono Sur

3.5.2 Proyección de la generación eléctrica

Figura 3.35. Capacidad instalada adicional 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

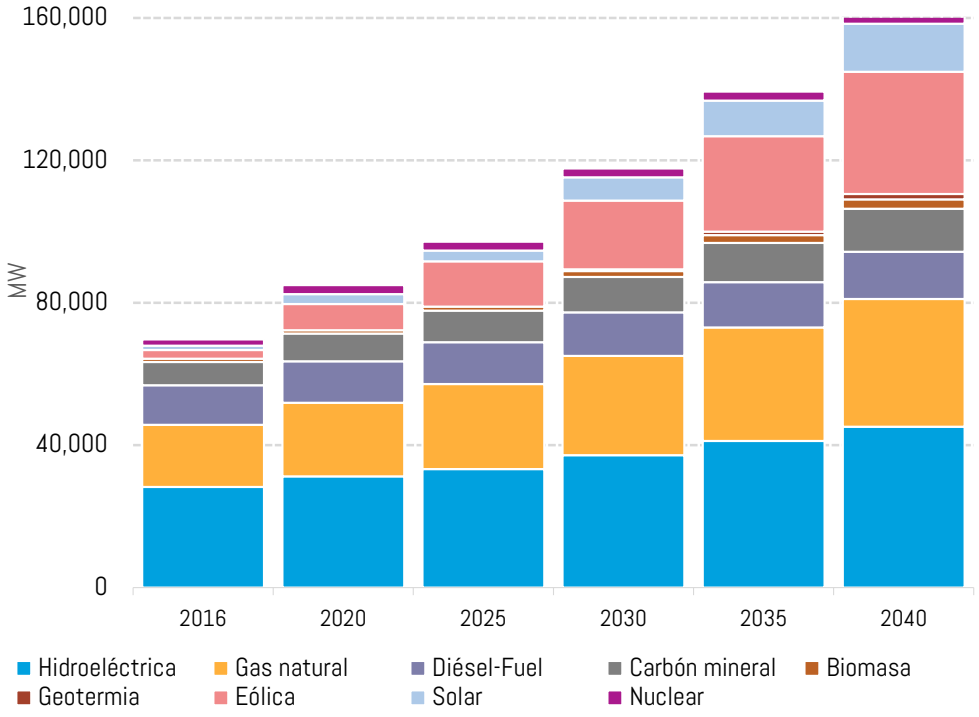
Durante el período de proyección, la capacidad instalada de generación eléctrica en el Cono Sur, experimenta un incremento total de 91,169 MW, siendo el recurso con mayor expansión el eólico, como se puede observar en la **Figura 3.25**. También tiene relevancia la capacidad adicional de hidroeléctricas y centrales a gas natural.

Tabla 3.23. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur (MW)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	28,246	31,254	33,285	37,185	41,185	45,185
Gas natural	17,480	20,673	23,893	27,893	31,893	35,893
Diésel-Fuel	11,088	11,638	11,738	12,238	12,738	13,238
Carbón mineral	6,540	7,779	8,859	9,939	11,019	12,099
Biomasa	941	951	1,151	1,651	2,151	2,651
Geotermia	0	0	0	500	1,000	1,500
Eólica	2,440	7,379	12,709	19,309	26,809	34,309
Solar	1,231	2,775	3,015	6,515	10,015	13,515
Nuclear	1,755	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
TOTAL	69,722	84,950	97,151	117,731	139,311	160,891

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.36. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur



Fuente: Resultados de la simulación

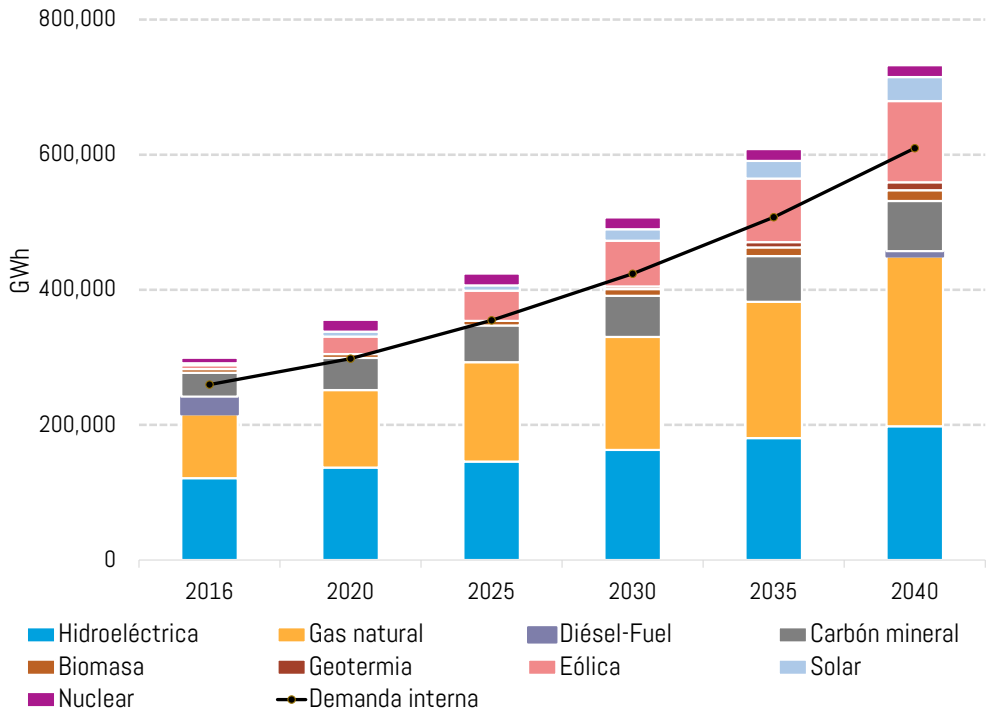
Entre el 2016 y el 2040, la capacidad de generación de la subregión del Cono Sur se incrementa en un 131%. Cabe destacar que la energía eólica en el año 2040 tendrá la tercera capacidad instalada más importante después de la hidráulica y las térmicas a gas natural (ver **Figura 3.36**), mereciendo también la pena mencionar el importante incremento en la capacidad fotovoltaica, principalmente en países como Chile y Argentina.

Tabla 3.24. Proyección de la generación de electricidad en el Cono Sur (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	121,284	136,892	145,788	162,870	180,390	197,910
Gas natural	94,415	114,600	147,122	167,267	201,945	251,542
Diésel-Fuel	26,202	0	0	0	0	7,854
Carbón mineral	35,326	47,703	54,325	60,948	67,571	74,193
Biomasa	5,489	5,663	6,855	9,833	12,811	15,790
Geotermia	0	0	0	3,942	7,884	11,826
Eólica	5,792	25,857	44,533	67,660	93,940	120,220
Solar	2,721	7,293	7,924	17,122	26,320	35,518
Nuclear	8,176	17,520	17,520	17,520	17,520	17,520
Generación total	299,405	355,528	424,067	507,162	608,380	732,372

Fuente: Resultados de la simulación

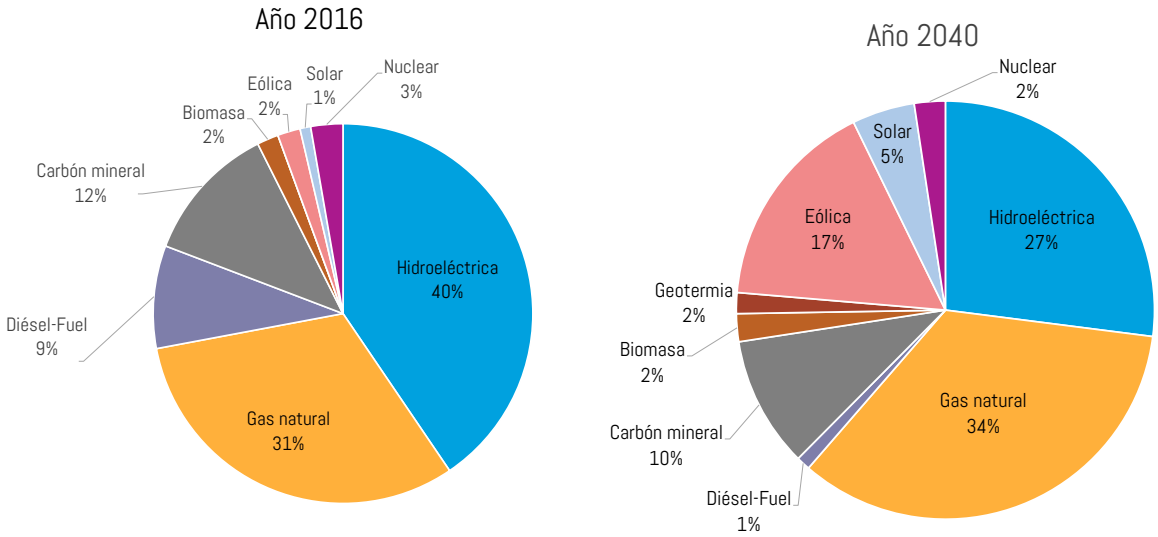
Figura 3.37. Proyección de la generación eléctrica en el Cono Sur



Fuente: Resultados de la simulación

Como se puede observar en la **Figura 3.37**, la subregión mejora su condición de exportadora neta de electricidad, pudiendo adicionar mayor cantidad de energía exportable al mercado externo natural de la subregión que lo constituye Brasil.

Figura 3.38. Evolución de la matriz de generación eléctrica en el Cono Sur, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

De acuerdo al cronograma de expansión simulado, la matriz de generación eléctrica del Cono Sur, evoluciona hacia una mayor participación de las ERNC como la eólica, la solar, la biomasa y la geotermia, que en conjunto llegan a representar un importante 26% de la generación total en el año 2040, frente a un 5% del año base (**Figura 3.38**). Cabe anotar que el aporte en geotermia le correspondería a Chile, que es el primer país suramericano que ha iniciado ya la explotación de este recurso renovable.

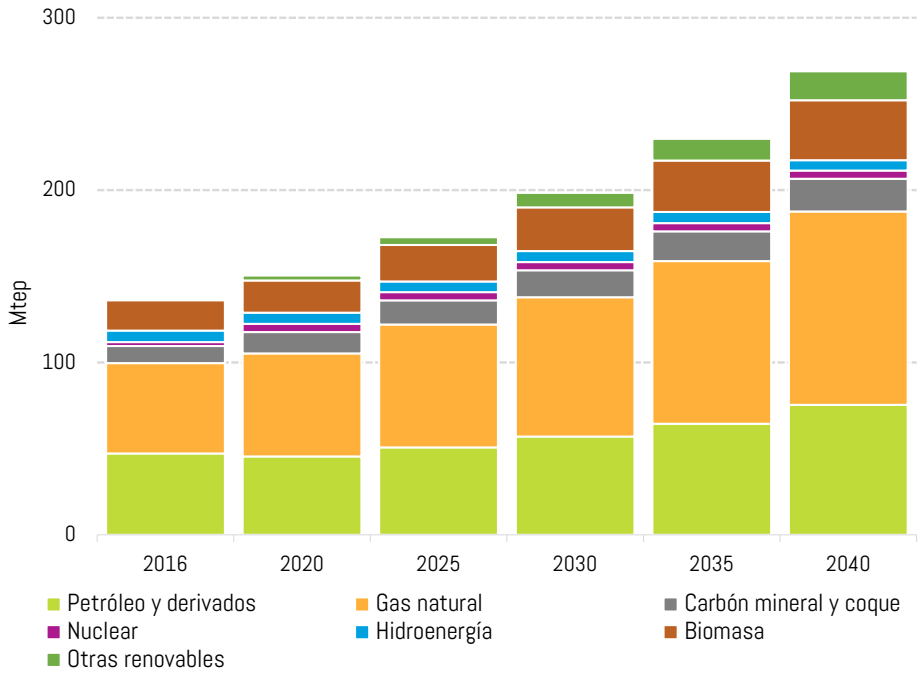
3.5.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 3.25. Proyección de la oferta total energía en el Cono Sur (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	47	45	51	57	64	75	2.0%
Gas natural	52	60	71	81	94	112	3.2%
Carbón mineral y coque	10	12	14	16	17	19	2.7%
Nuclear	2	5	5	5	5	5	3.2%
Hidroenergía	7	7	6	6	6	6	-0.5%
Biomasa	18	19	21	25	30	35	2.9%
Otras renovables	0	3	5	8	13	17	36.0%
TOTAL	136	150	173	198	230	269	2.9%

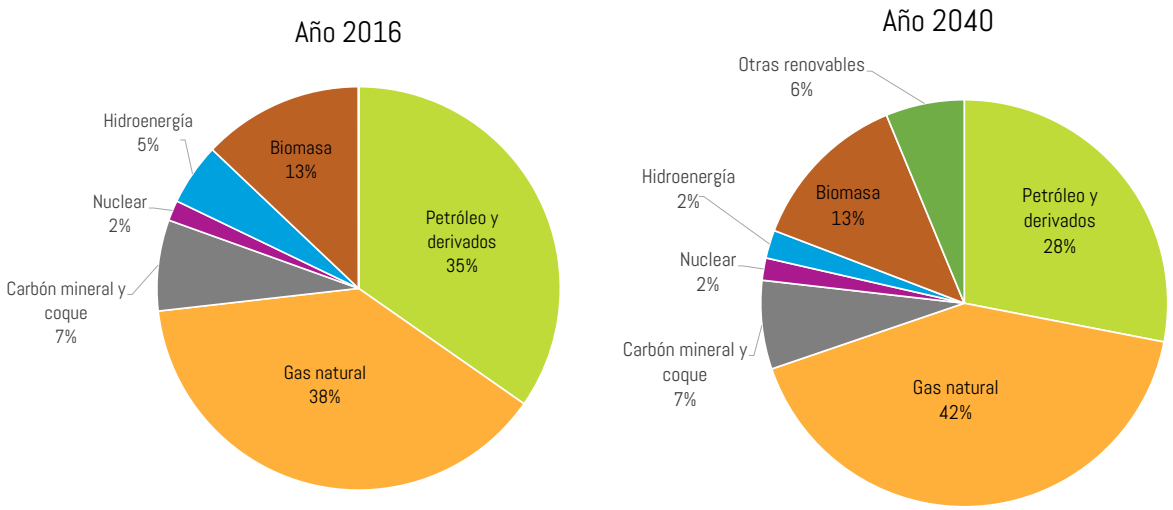
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.39. Proyección de la oferta total de energía en el Cono Sur



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.40. Evolución de la matriz de oferta total de energía en el Cono Sur



Fuente: Resultados de la simulación

La evolución de la oferta total de energía, muestra la importancia del gas natural en la subregión superando inclusive al petróleo y derivados durante todo el período de estudio. La serie "Otras renovables" que agrupa a la energía eólica, geotérmica y solar, tiene la tasa de crecimiento promedio anual más alta (36%), y aunque su participación continúa siendo marginal respecto a la de las fuentes convencionales, experimenta un importante crecimiento al pasar de tener 0.01% en año base a 6% en el año 2040.

3.6 El Caribe

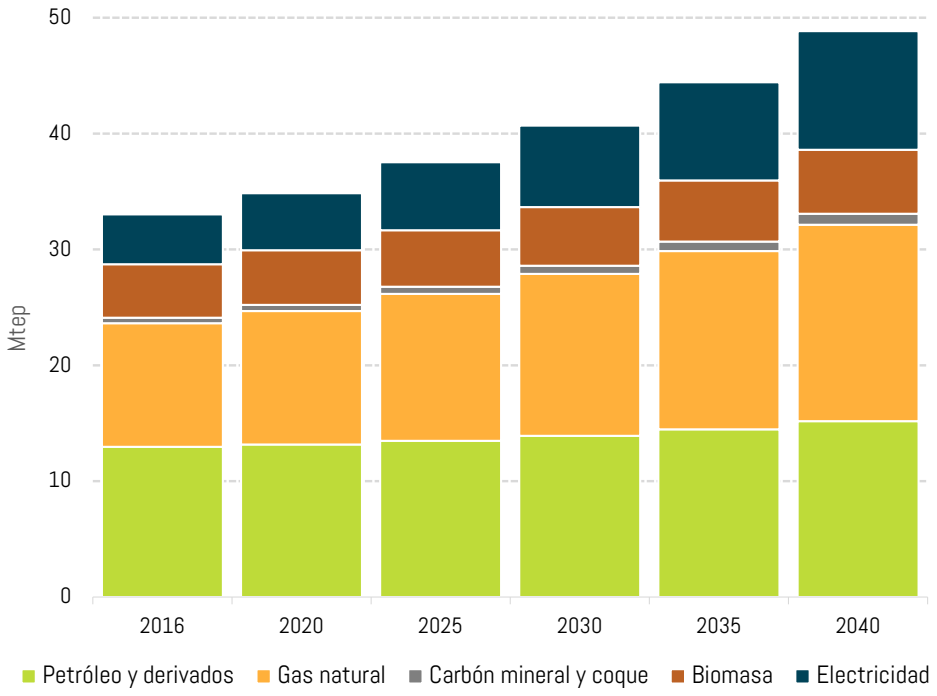
3.6.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 3.26. Proyección del consumo final de energía en El Caribe (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	13	13	13	14	14	15	0.7%
Gas natural	11	12	13	14	15	17	1.9%
Carbón mineral y coque	0	1	1	1	1	1	3.0%
Biomasa	5	5	5	5	5	6	0.7%
Electricidad	4	5	6	7	8	10	3.7%
TOTAL	33	35	38	41	44	49	1.6%

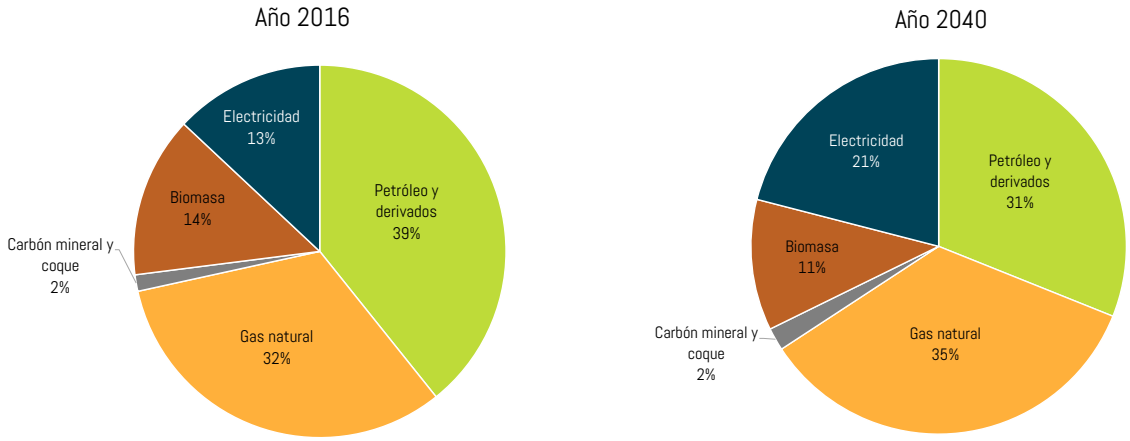
Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

Figura 3.41. Proyección del consumo final de energía en El Caribe



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

Figura 3.42. Evolución de la matriz de consumo final de energía en El Caribe



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

En la matriz de consumo final en El Caribe, la electricidad y el gas natural, incrementan su participación porcentual en la matriz de consumo final, ganándole terreno a los petrolíferos y a la biomasa, como se puede observar en la **Figura 3.42**.

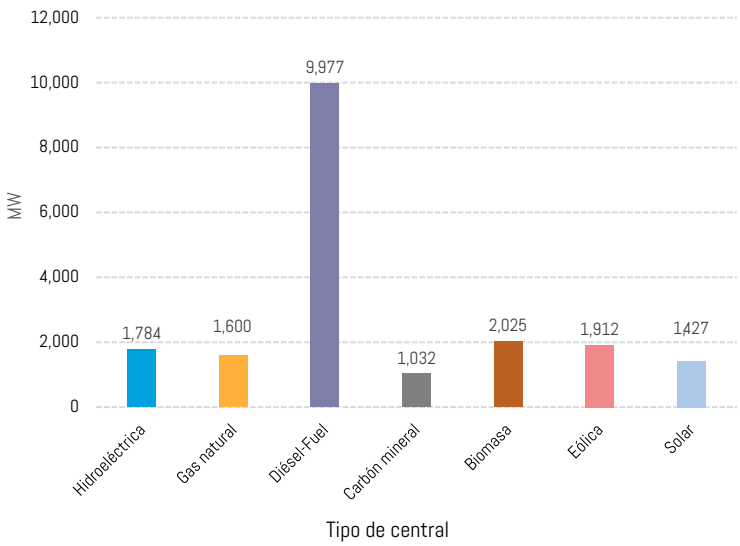
Tabla 3.27. Proyección de la demanda interna de electricidad en El Caribe (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Consumo final	49,990	57,292	68,269	81,779	98,464	119,135	3.7%
Consumo propio	1,918	2,201	2,623	3,142	3,783	4,578	3.7%
Pérdidas	8,304	9,517	11,340	13,584	16,355	19,789	3.7%
Total demanda interna	60,213	69,010	82,232	98,505	118,603	143,502	3.7%

Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

3.6.2 Proyección de la generación eléctrica

Figura 3.43. Capacidad instalada adicional en El Caribe, durante el período de proyección



En los cronogramas de expansión de la capacidad de generación eléctrica de la mayoría de los países de El Caribe, tienen todavía relevancia los proyectos térmicos convencionales a diésel-fuel, es por esto que de los 19,757 MW adicionales a instalar en el período de proyección, cerca del 50% corresponde a dicho tipo de centrales. Sin embargo, República Dominicana y Trinidad y Tobago, apuestan por grandes proyectos de carbón mineral y gas natural, para sustentar el abastecimiento en el período de proyección. Tal es el caso de República Dominicana, donde el proyecto de generación eléctrica más importante en su cronograma, corresponde a la central carboeléctrica de Punta Catalina, que con sus dos fases programadas para entrar en operación en el 2018 y 2019, suma 832 MW adicionales a su parque generador. Esta central se abastecerá de carbón mineral importado desde Colombia. Trinidad y Tobago por su parte, planea instalar 1,000 MW adicionales de centrales a gas natural durante el período de estudio.

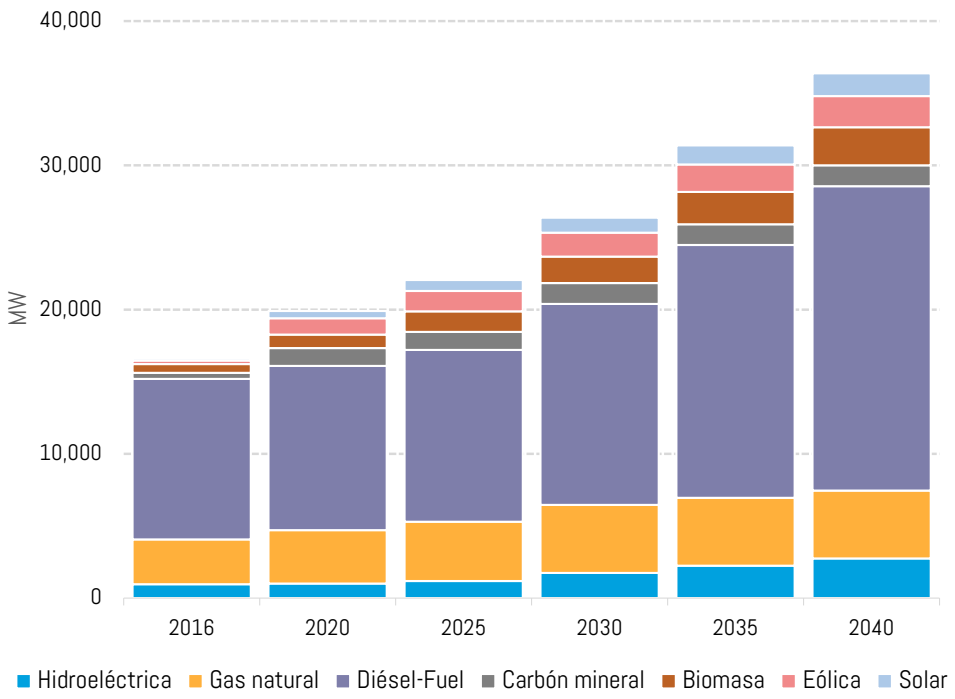
En cuanto a ERNC, las adiciones de capacidad más importantes en la subregión, corresponden a biomasa, eólica y solar, destacándose Cuba por su mayor orientación hacia estas tecnologías **(Figura 3.43)**.

Tabla 3.28. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe (MW)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	963	1,004	1,189	1,747	2,247	2,747
Gas natural	3,110	3,710	4,110	4,710	4,710	4,710
Diésel-Fuel	11,124	11,376	11,902	13,931	17,516	21,101
Carbón mineral	415	1,247	1,247	1,447	1,447	1,447
Biomasa	609	934	1,434	1,834	2,234	2,634
Eólica	247	1,123	1,409	1,659	1,909	2,159
Solar	150	508	758	1,047	1,312	1,577
TOTAL	16,618	19,902	22,049	26,375	31,375	36,375

Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

Figura 3.44. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe



Fuente: Proyección con base en los planes referenciales de expansión de los países de El Caribe

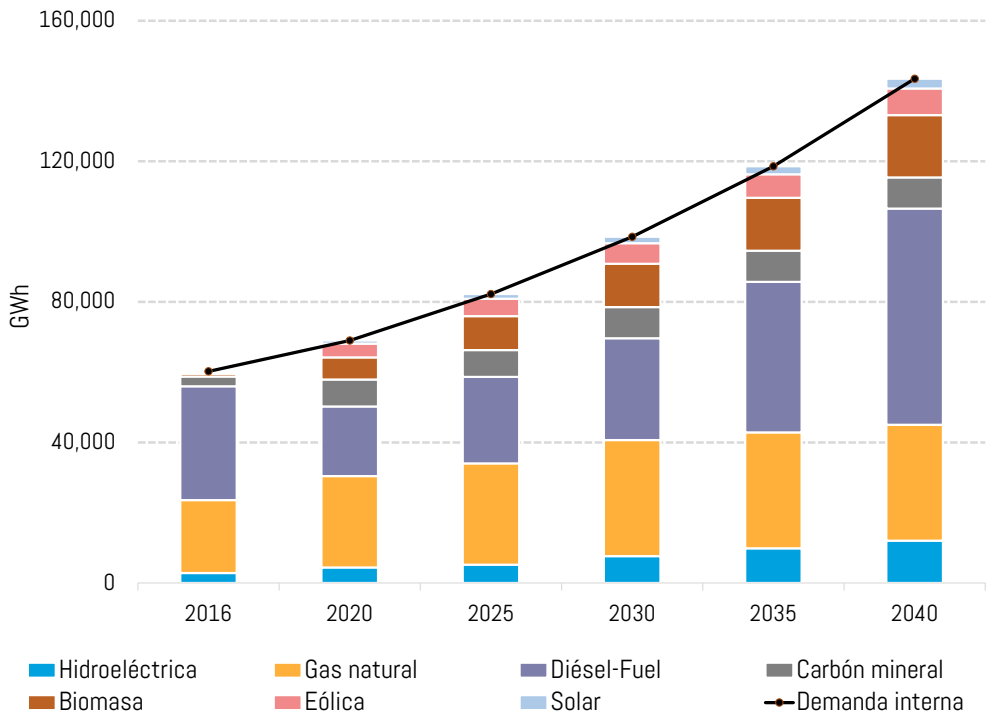
De acuerdo a los cronogramas de instalación/retiro de centrales eléctricas planteados por los países de El Caribe, la capacidad de generación eléctrica en la subregión se incrementaría hasta el año 2040, en un 119%. Cabe mencionar también, que mientras en el año base la ERNC participaban en la subregión con un modesto 6% de la capacidad total, esta participación alcanza el 18% en el año 2040.

Tabla 3.29. Proyección de la generación de electricidad en El Caribe (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	2,838	4,398	5,208	7,653	9,843	12,033
Gas natural	20,721	26,001	28,804	33,009	33,009	33,009
Diésel-Fuel	32,423	19,845	24,643	28,963	42,835	61,507
Carbón mineral	2,764	7,645	7,645	8,872	8,872	8,872
Biomasa	814	6,292	9,661	12,356	15,051	17,747
Eólica	547	3,936	4,938	5,814	6,690	7,566
Solar	105	890	1,328	1,834	2,299	2,763
Generación total	60,211	69,007	82,228	98,501	118,598	143,496

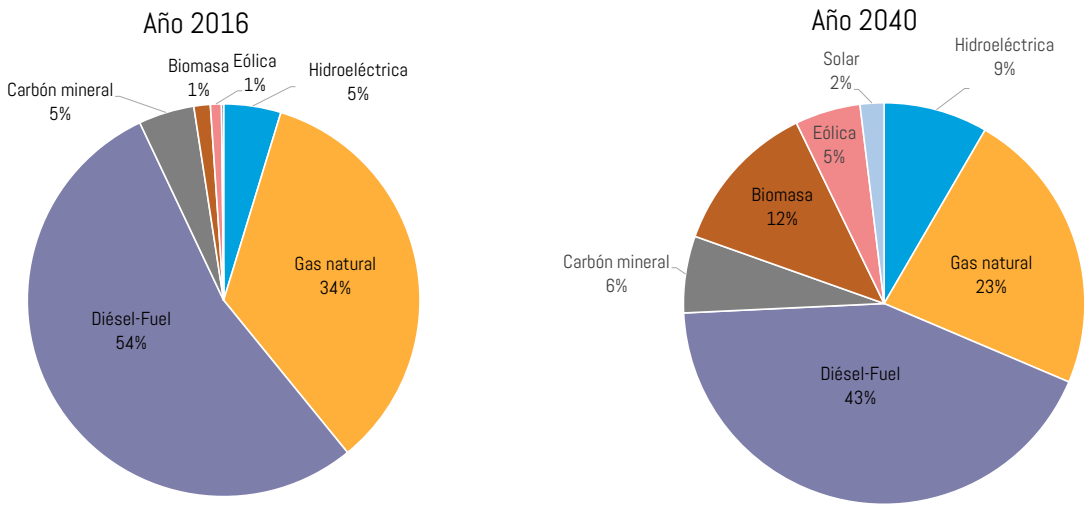
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.45. Proyección de la generación eléctrica en El Caribe



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.46. Evolución de la matriz de generación eléctrica en El Caribe



Fuente: Resultados de la simulación

De la simulación realizada en el período de estudio, con base en la demanda de electricidad proyectada y a la disponibilidad de capacidad instalada para cada año, se obtiene la evolución de la generación eléctrica que se muestra en la **Figura 3.46.** Como se puede observar, ERNC como la biomasa, la eólica y la solar, ganan relevancia en la matriz de generación, desplazando a los hidrocarburos. El carbón mineral también adquiere mayor participación debido al proyecto de Punta Catalina en República Dominicana. La fracción renovable de la matriz de generación eléctrica, mejora significativamente al pasar de un 7% en el año base al 28% en el año 2040.

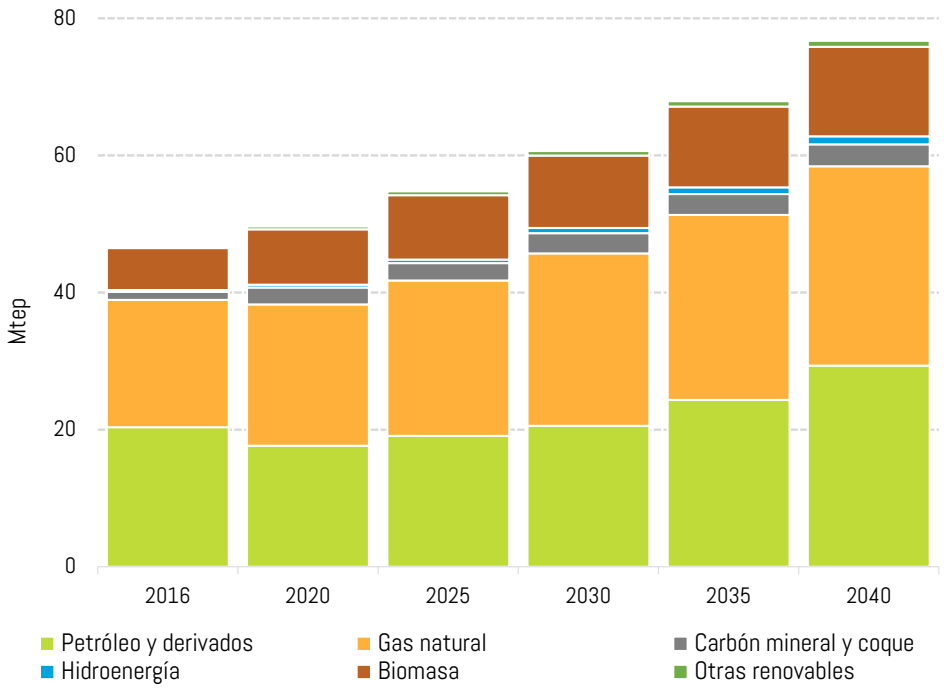
3.6.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 3.30. Proyección de la oferta total energía en El Caribe (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	20	18	19	21	24	29	1.5%
Gas natural	19	21	23	25	27	29	1.9%
Carbón mineral y coque	1	2	3	3	3	3	4.3%
Hidroenergía	0	0	1	1	1	1	6.2%
Biomasa	6	8	9	11	12	13	3.2%
Otras renovables	0	0	1	1	1	1	11.4%
TOTAL	47	50	55	61	68	77	2.1%

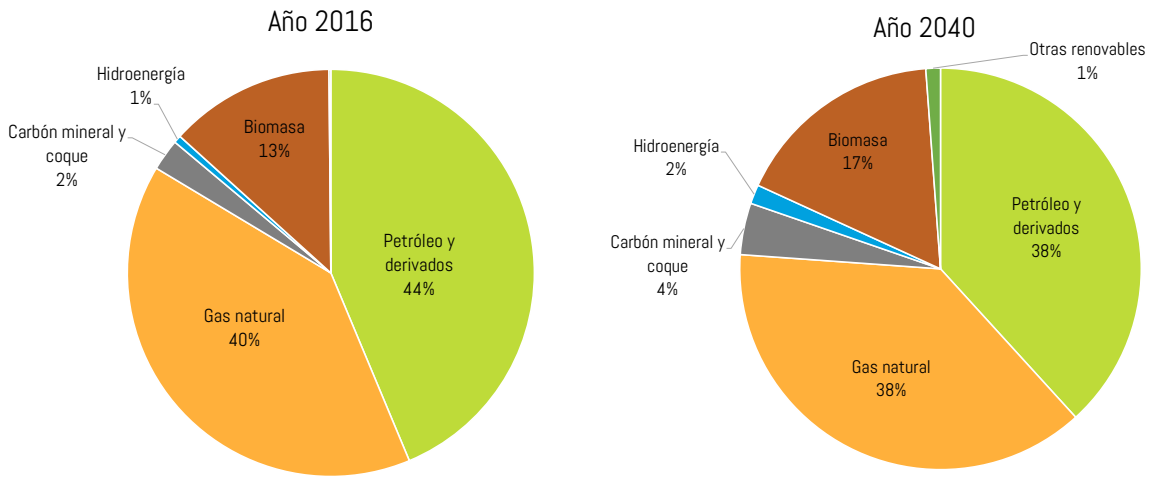
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.47. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.48. Evolución de la matriz de oferta total de energía en El Caribe, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

De forma muy similar a lo que ocurre con la matriz de generación eléctrica, en la evolución de la oferta total de energía para la subregión de El Caribe, se observa la sustitución parcial del uso de petróleo y sus derivados, por carbón mineral y fuentes renovables, donde predomina la mayor oferta de biomasa. Respecto a la hidroenergía, esta fuente mantiene una participación muy marginal en la matriz de oferta energética durante todo el período de estudio.

3.7 América Latina y el Caribe (ALC)

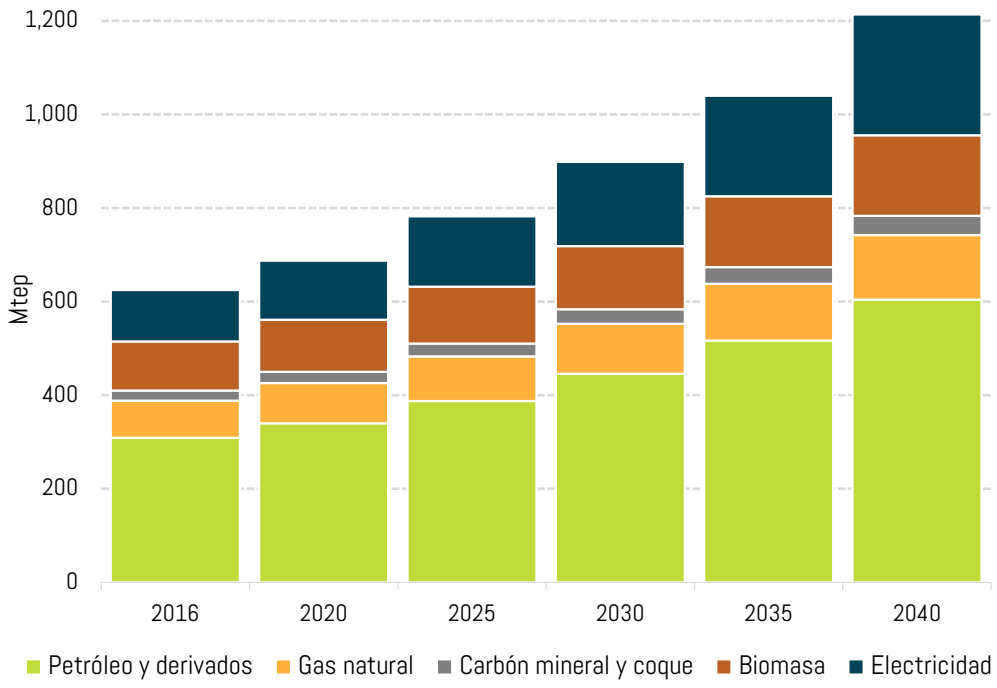
3.7.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 3.31. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario EPA (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	309	340	387	446	517	604	2.8%
Gas natural	80	86	95	107	121	138	2.3%
Carbón mineral y coque	22	24	27	31	36	41	2.7%
Biomasa	105	111	122	135	151	172	2.1%
Electricidad	110	126	150	180	215	258	3.6%
TOTAL	625	688	782	898	1,040	1,213	2.8%

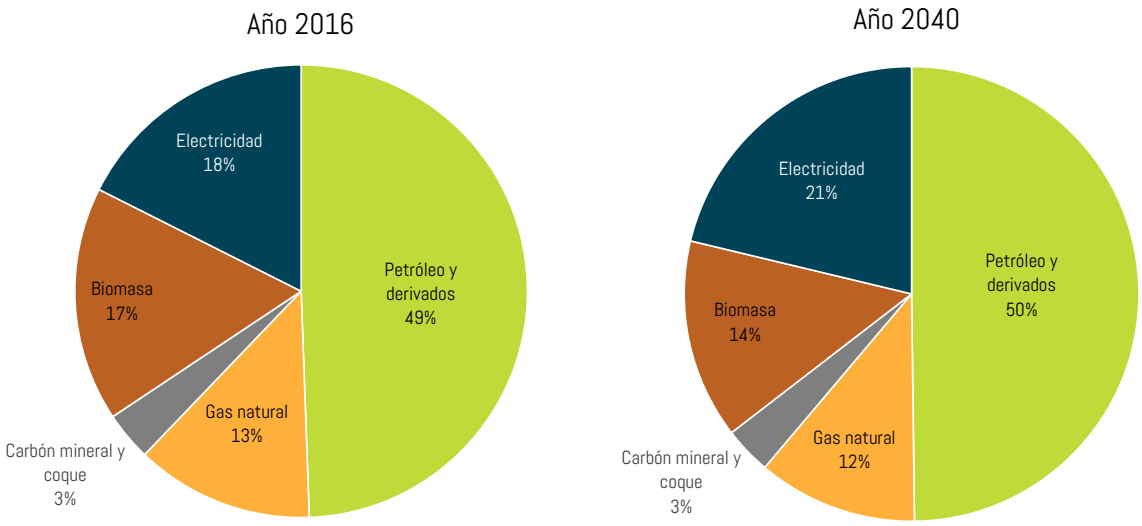
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.49. Proyección del consumo final de energía en ALC



Fuente: Resultado de la simulación

Figura 3.50. Evolución de la matriz de consumo final de energía en ALC, escenario EPA



Fuente: Resultado de la simulación

En la evolución de la matriz de consumo final de ALC, se destaca, la mayor penetración de la electricidad y petrolíferos, desplazando el consumo de biomasa, que corresponde principalmente al consumo residencial de leña **(Figura 3.50)**.

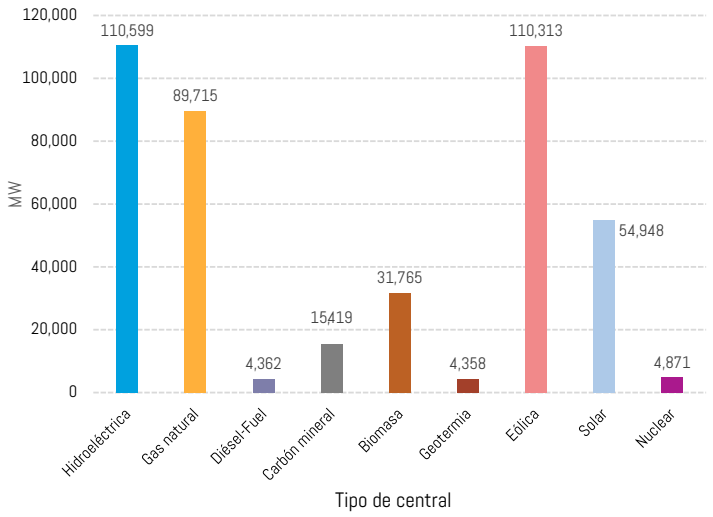
Tabla 3.32. Proyección de la demanda interna de electricidad en ALC (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Consumo final	1,277,096	1,467,018	1,748,193	2,088,000	2,499,582	2,999,297	3.6%
Consumo propio	65,474	75,202	89,577	106,898	127,805	153,094	3.6%
Pérdidas	240,591	276,457	329,709	394,233	472,591	567,981	3.6%
Total demanda interna	1,583,161	1,818,678	2,167,480	2,589,130	3,099,979	3,720,372	3.6%

Fuente: Resultados de la simulación

3.7.2 Proyección de la generación eléctrica

Figura 3.51. Capacidad instalada adicional en ALC, durante el período de proyección



Fuente: Resultados de la simulación

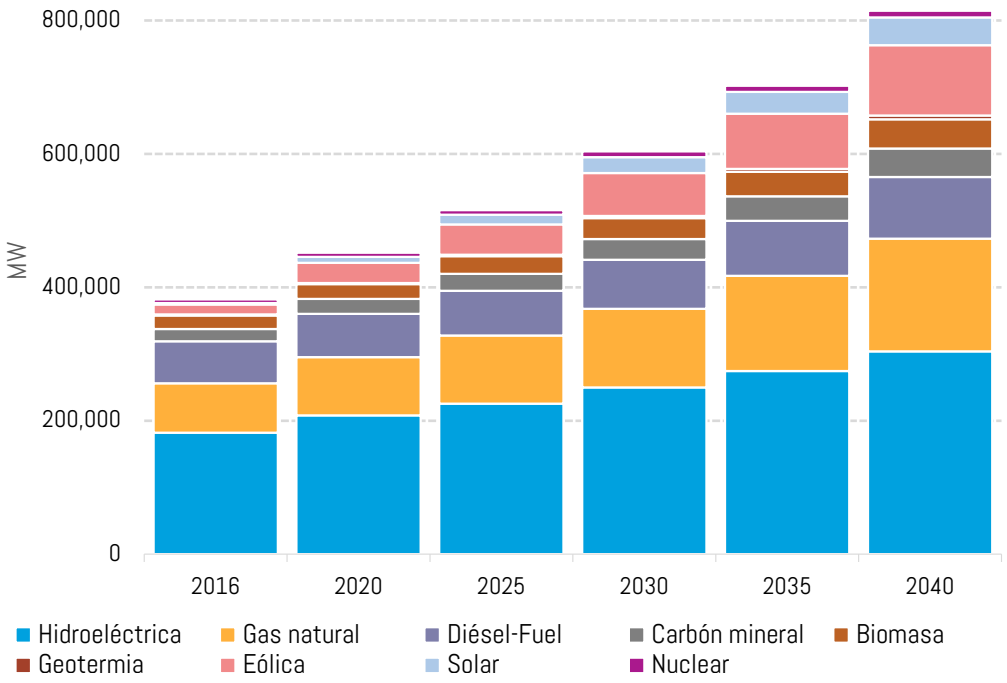
Como se observa en la **Figura 3.51**, las tecnologías de generación eléctrica que predominarán en el cronograma de instalación de nueva capacidad durante el período de estudio para ALC, serán las hidráulicas, las eólicas y las centrales a gas natural.

Tabla 3.33. Proyección de la capacidad instalada en ALC (MW)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	181,929	206,163	221,638	243,464	265,596	292,528
Gas natural	74,217	91,262	104,172	120,417	142,175	163,932
Diésel-Fuel	62,984	58,397	54447	57,442	62,394	67,346
Carbón mineral	18,350	21,754	23,486	26,315	30,042	33,769
Biomasa	20,294	23,523	29,733	36,715	43,587	52,059
Geotermia	1,473	1,594	2,172	3,311	4,431	5,831
Eólica	14,913	34,351	52,890	76,383	98,590	125,225
Solar	2,185	14,155	21,137	30,941	41,135	57,133
Nuclear	5,353	6,098	6,098	10,224	10,224	10,224
TOTAL	381,698	457,296	515,774	605,213	698,174	808,047

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.52. Proyección de la capacidad instalada en ALC



Fuente: Resultados de la simulación

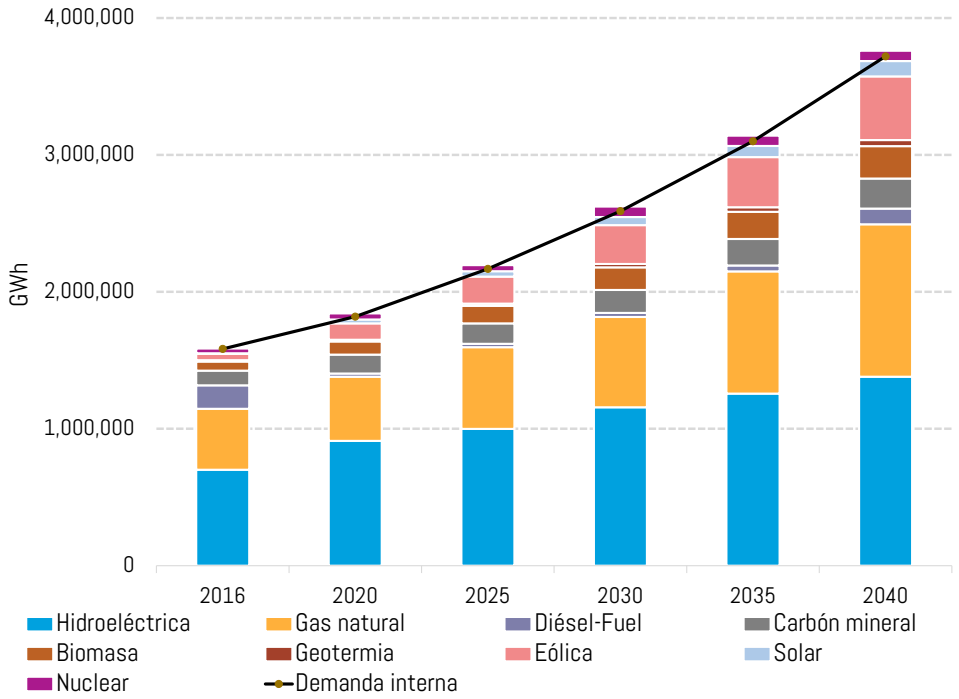
Como muestran la **Tabla 3.33** y la **Figura 3.52,** la capacidad instalada de generación eléctrica en ALC, mantendrá una mayor fracción hidráulica durante todo el período de estudio. Sin embargo, es evidente el incremento en la importancia del gas natural y de las ERNC como la eólica, la biomasa y la solar.

Tabla 3.34. Proyección de la generación de electricidad en ALC (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroeléctrica	700,291	911,614	998,663	1,156,534	1,256,364	1,380,020
Gas natural	445,384	468,819	597,171	660,359	893,464	1,113,717
Diésel-Fuel	171,077	23,328	24,815	28,963	42,835	114,310
Carbón mineral	107,432	137,810	149,002	168,683	193,858	219,032
Biomasa	66,609	96,562	128,421	164,225	198,333	237,417
Geotermia	9,876	11,895	16,190	24,775	33,431	44,075
Eólica	46,829	120,368	197,054	283,667	365,860	465,321
Solar	4,361	27,230	39,674	59,916	80,842	111,937
Nuclear	34,611	44,518	44,518	75,665	75,665	75,665
Generación total	1,586,470	1,842,144	2,195,508	2,622,788	3,140,652	3,761,494

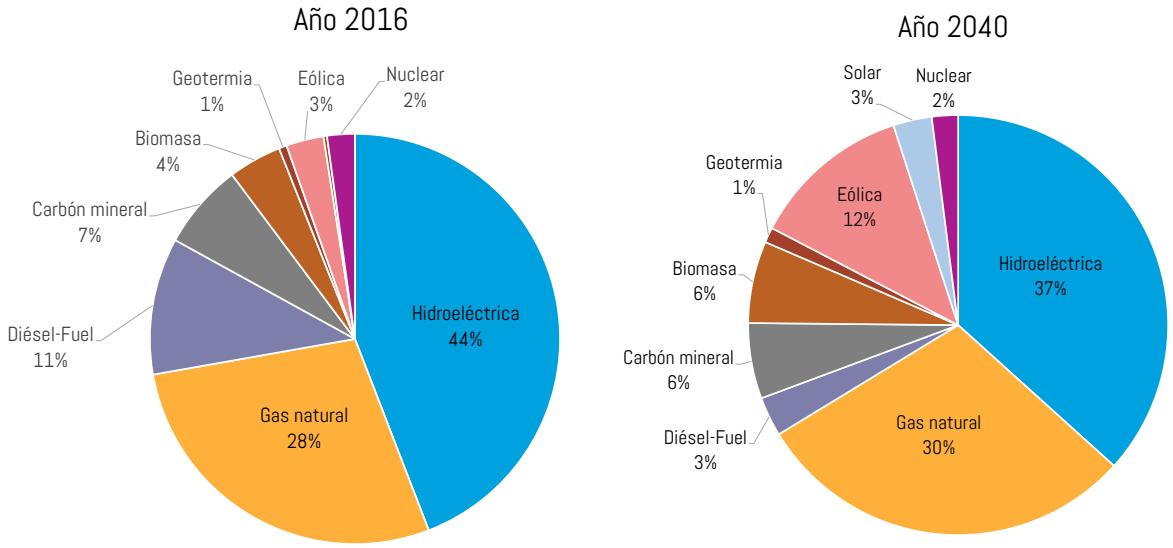
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.53. Proyección de la generación eléctrica en ALC



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.54. Evolución de la matriz de generación eléctrica en ALC, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

La generación eléctrica en ALC, continuará siendo dependiente principalmente de la hidroenergía y el gas natural, sin embargo, el aspecto más relevante en la evolución de la matriz, es el evidente incremento de participación de las ERNC, lo que contribuye a mejorar su índice de renovabilidad al pasar del 52% en el año base al 59% en el año 2030 (ver **Figura 3.54**).

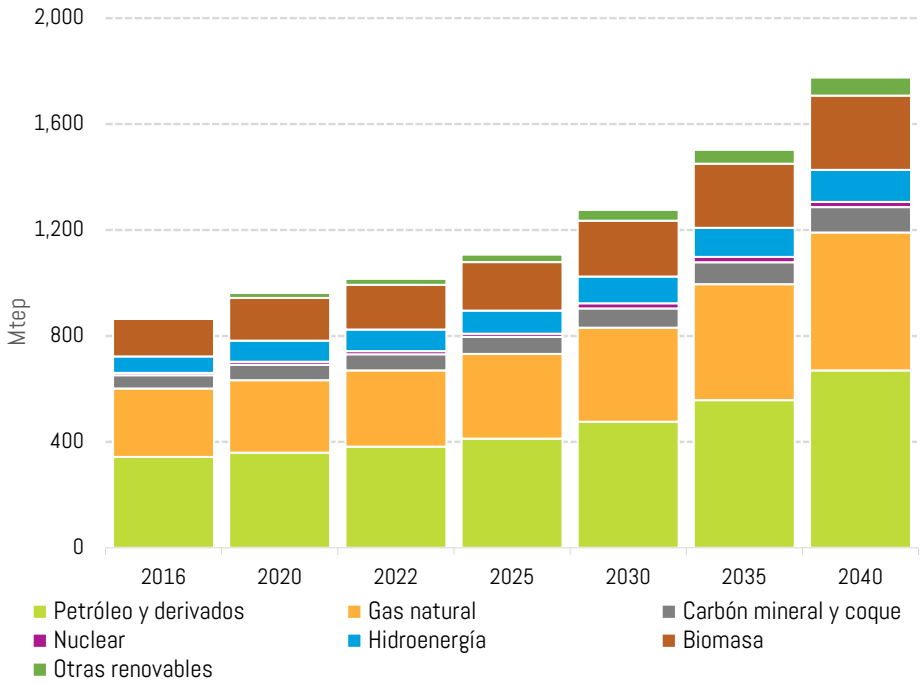
3.7.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 3.35. Proyección de la oferta total energía en ALC (Mtep)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	t.p.a.
Petróleo y derivados	343	359	412	476	557	670	2.8%
Gas natural	258	274	320	355	438	521	3.0%
Carbón mineral y coque	50	58	64	73	83	96	2.8%
Nuclear	9	12	12	20	20	20	3.3%
Hidroenergía	62	80	87	101	110	121	2.8%
Biomasa	142	161	183	211	242	280	2.9%
Otras renovables	5	19	28	41	53	68	11.4%
TOTAL	870	962	1,107	1,276	1,503	1,776	3.0%

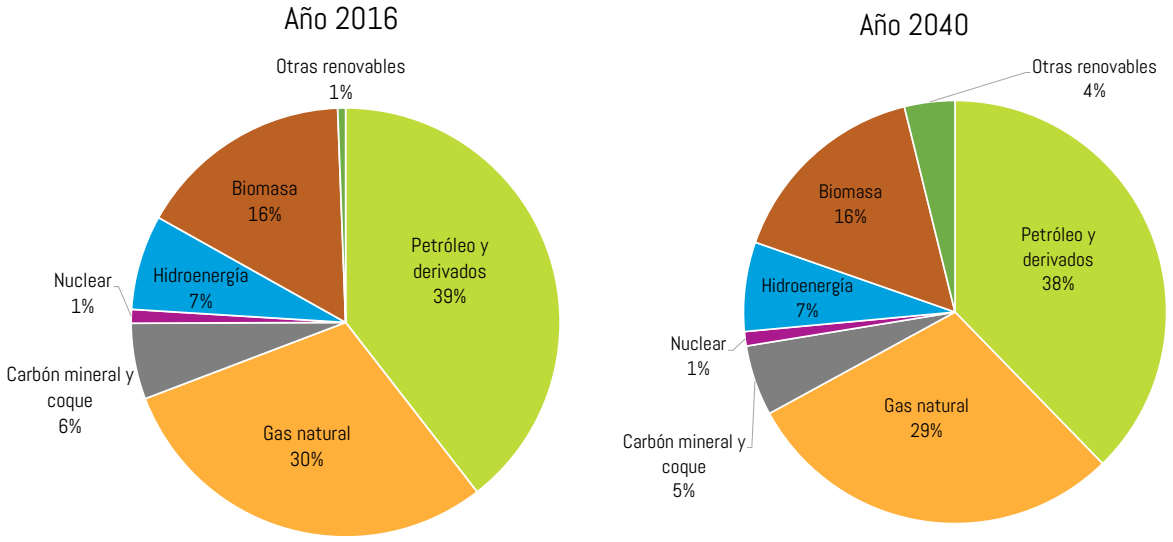
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.55. Proyección de la oferta total de energía en ALC



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 3.56. Evolución de la matriz de oferta total de energía en ALC



Fuente: Resultados de la simulación

La matriz de oferta total de energía de ALC, presenta muy poca variación durante el período de proyección, en lo que a fuentes convencionales se refiere. Se mantiene el predominio de los hidrocarburos y de la biomasa. Sin embargo, se puede notar el incremento en la participación de "Otras fuentes renovables", gracias a la penetración en la generación eléctrica de tecnologías tales como la eólica, la solar y la geotermia **(Figura 3.56)**.

4. CONCLUSIONES

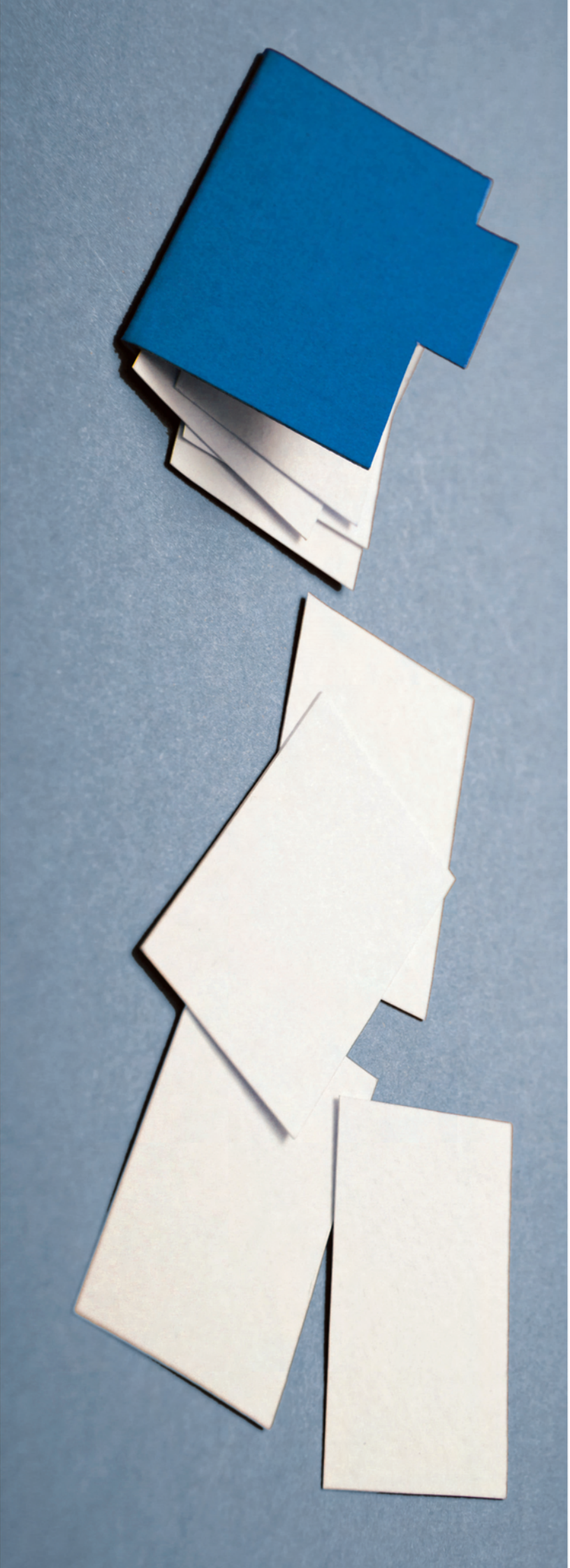
El ejercicio de prospectiva energética realizado para las diferentes subregiones de ALC, para el período 2016 - 2040, bajo las premisas del escenario de Políticas Actuales (EPA), permite obtener las siguientes conclusiones principales:

- La fuente que presenta el crecimiento más acelerado de su consumo final, en las diferentes subregiones, con excepción solamente de la Zona Andina, es la electricidad. Este crecimiento es impulsado, principalmente por el incremento de la cobertura del servicio eléctrico y el desarrollo económico de los países, que permiten una mejora en el índice de desarrollo humano de la población.

- La evolución de las matrices de generación eléctrica, tanto subregionales, como la regional, se caracteriza por una clara tendencia al mayor uso de fuentes renovables, aprovechando principalmente, los cuantiosos potenciales existentes en la región de hidroenergía, energía eólica, biomas y energía solar.

- Aunque la penetración de ERNC, en la matriz de generación eléctrica, es muy evidente en la mayoría de las subregiones analizadas, todavía su participación a nivel de matriz de oferta total de energía es muy marginal, manteniéndose el predominio de los hidrocarburos, sobre todo, del petróleo y sus derivados.

- Aunque las fuentes energéticas alternativas, son cada vez más competitivas económicamente y van abriéndose camino de manera contundente en algunos países, de la región, todavía un plazo de 24 años, parece resultar muy corto, como para que puedan desplazar las fuentes fósiles de una manera significativa.



Anexos y bibliografía

ACPM	Aceite Combustible para Motores
ACRF	Centro Analítico para el Gobierno de la Federación de Rusia
AIE	Agencia Internacional de Energía
ALC	América Latina y el Caribe
AMCHAM	Cámara Americana de Comercio (Nicaragua)
ANARSE	Autoridad Nacional de Regulación del Sector de la Energía
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de la Electricidad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BP	Petróleo Británico (British Petroleum)
BPTT	Propagación hacia atrás a través del tiempo (Trinidad y Tobago)
CA	Corriente Alterna
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad
CASE	Cargo por Afianzamiento de Seguridad Energética
CC	Corriente Continua
CCC	Cuenta de Consumo de Combustibles
CCUS	Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2
CDEC	Centros de Despacho Económico de Carga
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CEMCCUS	Centro Mexicano de Captura, Uso y Almacenamiento de Dióxido de Carbono o CO_2

CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CERT	Certificado de Reembolso Tributario
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNECT	Comisión Nacional de Evaluación Científica y Técnica
COFINS	Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
COP	Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático
CSLL	Contribución Social sobre Beneficio Neto
DMEE	Distintivo de Máxima Eficiencia Energética
DPD	Dominican Power Partner
DQO	Operaciones Comerciales
EAU	Emiratos Árabes Unidos
EBISA	Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.
EEC-GNV	Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular
EGPPA	Enel Green Power Panamá
EIA	Administración de la Información energética (Energy Information Administration)
EITI	Transparencia de las Industrias Extractivas
EMEP	Programa de Gestión y Eficiencia Energética
ENARSA	Energía Argentina S.A.
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad (Bolivia)
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EPE	Empresa de Investigación Energética
EPN	Escuela Politécnica Nacional
ERIRAS	Instituto de investigación energético de la Academia de Ciencias de Rusia (The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences)
ESER	Empresa de Servicios Eléctricos Rurales
ESPOL	Escuela Politécnica del Litoral

ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
EV	Vehículos Eléctricos
FAE	Fuentes de Alimentación Externas
FANSIGED	Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida
FODIS	Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida
GEA	Agencia de Energía (Guyana)
FEPG	Foro de Países Exportadores de Gas (Gas Exporting Countries Forum)
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IEEJ	Instituto de Economía de la Energía, Japón (The Institute of Energy Economics, Japan)
IMAS	Instituto Mixto de Ayuda Social
INER	Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables
INTN	Instituto Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología (Paraguay)
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency)
IRPJ	Impuesto sobre la Renta de Persona Jurídica
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEM	Ministerio de Energía y Minas (República Dominicana)
MER	Mercado Eléctrico Regional
MIT	Instituto Tecnológico de Massachusetts (Massachusetts Institute of Technology)
MoE	Ministerio de Educación
MoIP	Ministerio de Asuntos de los Pueblos Indígenas
MSET	Ministry of Science, Energy and Technology
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONA	Organismo Nacional de Acreditación
ONG	Organización No Gubernamental
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo

PASEP	Programa de Desarrollo de Activos Empleado Público
PCJ	Petroleum Corporation of Jamaica
PDT	Planes de Desarrollo con Enfoque Territorial
PDVSA	Petróleos de Venezuela, S.A.
PETROPAR	Petróleos Paraguayos
PIS	Programa de Integración Social
PLANEE	Plan Nacional de Eficiencia Energética
PME	Plan Maestro de Electricidad
PNER	Plan Nacional de Electrificación Rural
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PSA	Acuerdo de participación en la producción
PSR	Planta Satélite de Regasificación
REEC	Relación de Eficiencia Energética Combinada
REEE	Relación de Eficiencia Energética Estacional
RETIQ	Reglamento Técnico de Etiquetado
RSC	Responsabilidad Social Corporativa
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SAME	Modelo para la Simulación y Análisis de la Matriz Energética (OLADE)
SEDESOL	Secretarías de Desarrollo Social
SEN	Secretaría del Estado en el Despacho de Energía(Honduras)
SENER	Secretaría de Energía
SEP	Suministro de Energía Primaria
SEPLASA	Secretaría de Planificación Sectorial de Ambiente, Energía, Mares y Ordenamiento Territorial
SHPC	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIC	Sistema Interconectado Central
SICOM	Sistema de Información de Combustibles

SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
sieLAC	Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
simLAC	Herramientas para Planificación Energética para América Latina y el Caribe
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SIRENE	Sistema de Registro Nacional de Emisiones
SNE	Secretaría Nacional de Energía
SUIC	Sistema Único de Información Conjunta
TCC	Tasa de Costo de Capital
TRB	Toneladas de Registro Bruto
TRS	Tarifa Regulada de Seguridad
UCN	Universidad Central de Nicaragua
UERS	Unidad de Electrificación Rural y Sub-Urbana
UNIDO	Agencia de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VAD	Valor Agregado de Distribución
VBP	Valor Bruto de la Producción
VGISD	Valor del Gas al Ingreso del Sistema de Distribución
WEC	Consejo Mundial de la Energía (World Energy Council)
YLB	Yacimientos de Litio Bolivianos
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
ZNI	Zonas No Interconectadas
ZOMAC	Zonas más Afectadas por el Conflicto Armado

bbl	Barriles americanos
bcm	Millones de metros cúbicos (Billion cubic meter)
CO_2	Dióxido de carbono
CO_2e	Dióxido de carbono equivalente
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
Gm^3	Miles de millones de metros cúbicos
GN	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
GNCV	Gas Natural Comprimido Vehicular
GNL	Gas Natural Licuado
GNV	Gas Natural Vehicular
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
GWh / año	Gigavatio hora por año
hab.	Habitantes
hab. / km^2	Habitantes por kilómetro cuadrado
kbbl	Miles de barriles americanos
kbbl / día	Miles de barriles por día
kbep	Miles de barriles equivalentes de petróleo
kep	Kilogramo equivalente de petróleo
kep / hab.	Kilogramo equivalente de petróleo por habitante
kep / USD	Kilogramo equivalente de petróleo por dólar estadounidense
kep / USD 2011 PPA	Kilogramo equivalente de petróleo por dólares del PIB Paridad de Poder Adquisitivo a precios constantes 2011
km	kilómetros
km^2	kilómetros cuadrados

kt	Mil toneladas métricas
ktep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
kWh / hab.	Kilovatio hora por habitante
kWh / mes	Kilovatio hora por mes
kWh / m^2	kilovatio hora por metro cuadrado
m	Metro
m.s.n.m.	Metros sobre el nivel del mar
m^3	Metros cúbicos
Mbbl	Millones de barriles americanos
Mbbl / día	Millones de barriles por día
Mbep	Millones de barriles equivalentes de petróleo
Mbep / día	Millones de barriles equivalentes de petróleo por día
mil USD 2011 PPA / hab.	Miles de dólares del PIB Paridad de Poder Adquisitivo a precios constantes 2011 por habitante
Mm^3	Millones de metros cúbicos
Mm^3 / día	Millones de metros cúbicos por día
MP2	Material particulado fino
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

NOx	Óxidos de nitrógeno
SO_2	Dióxido de azufre
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
tep / hab.	Tonelada equivalente de petróleo por habitante
TWh	Teravatio hora
USD / kW	Dólares por kilovatio
W	Vatio
Wt	Peso

FACTORES DE CONVERSIÓN USADOS POR PAÍSES MIEMBROS DE OLADE (AÑO 2017)

Unidades Originales	kbbl	Mm^3	kt	GWh	GWh	kg	kt	GWh	kbbl	kbbl	kbbl	kbbl	kbbl	kt	kt	kbbl
A: bep x 10^3	Petróleo	Gas natural	Carbón Mineral	Hidroenergía	Geotermia	Nuclear	Leña	Electricidad	GLP	Gasolina	Kerosene/Jet	Diésel Oil	Fuel Oil	Coque	Carbón vegetal	Alcohol
Argentina	1.0196	6.2127	5.1881	0.6197		110.1888	1.4916	0.6197	0.7010	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	5.0440	0.9096
Barbados	1.0015	5.9806						0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304			
Belice	1.0660	6.6084		0.6196			3.2033	0.6196	0.6976	0.9530	1.0286	1.0598	1.1491		4.9718	
Bolivia	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6693	0.8935	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	4.9718	
Brasil	1.0366	6.1815	3.4573	0.6181		71.6957	2.2282	0.6181	0.6983	0.9000	0.9206	0.9691	1.0718	4.9596	4.6433	0.6424
Chile	1.0551	6.6721	5.0440	0.6197			2.4002	0.6197	0.7624	0.9366	1.0300	1.0300	1.0300	5.0000		
Colombia	1.0476	6.1400	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	0.9937		5.2630	0.6200	0.6200		3.0999	0.6200	0.6992	0.8938	0.9438	0.9937	1.0660	4.6138	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		4.9718	
Grenada							2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015			4.9718	
Guatemala	0.9929	5.9806	5.0439	0.6196	0.6196		2.5940	0.6196	0.6701	0.8913	0.9453	0.9929	1.0685	4.8998	4.9718	
Guyana							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	0.7558			2.5940	0.6196	0.6701	0.8711	0.9583	1.0087	1.0462	4.8998	4.9718	
Jamaica	1.0015	5.9806	5.0439	0.6196			2.5940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304		4.9718	
México	1.0543	7.4907	5.0520	0.6196	0.6196	566.0843	2.4948	0.6196	0.7147	0.9240	1.0182	1.0397	1.1306	5.2132		
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			5.2690	0.6196			2.6940	0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304	4.9100	4.8926	
Paraguay			5.0201	0.6197			2.5940	0.6196	0.6899	0.8901	0.9451	0.9920	1.0689		4.9719	0.5957
Perú	0.9973	6.9749	5.0439	0.6197			2.5940	0.6197	0.6845	0.8791	0.9584	0.9944	1.0593	4.6115	4.7016	
República Dominicana	1.0015	5.9805	5.0439	0.6196			2.5939	0.6196	0.6843	0.8930	0.9583	1.0015	1.0304	4.8998	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						0.6196	0.6701	0.8934	0.9583	1.0015	1.0304			
Uruguay	1.0076	5.9816	5.0440	0.6196			1.9456	0.6196	0.6629	0.8357	0.9599	0.9963	1.0997	4.8998	5.4042	0.5804
Venezuela	1.0391	7.3453	5.4029	0.6072			2.5219	0.6072	0.7361	0.9990	1.0850	1.1408	1.2058	5.0621	5.6252	

IMPORTACIÓN CARBÓN MINERAL

Argentina	10^3 ton =	5.1881	10^3 bep		
Brasil	10^3 ton =	3.4573	10^3 bep		
Perú	10^3 ton =	5.2601	10^3 bep		
	10^6 m^3	Gas de Refinería =		7.9261	10^3 bep
	10^6 m^3	Gas de Coquería =		3.0263	10^3 bep
Otros	10^6 m^3	Gas de Alto Horno =		0.6485	10^3 bep
	10^6 m^3	Gas de Ciudad =		2.8820	10^3 bep
	10^6 m^3	Biogás =		3.9630	10^3 bep
	10^6 m^3	Bagazo =		1.3114	10^3 bep

TABLA DE CONVERSIONES PARA UNIDADES ENERGÉTICAS

	bep	tep	tec	Tcal	TJ	10^3 BTU	MWh	kg GLP	m^3 Gas nat.	pc Gas nat.
bep	1	0.13878	0.1982593	0.00139	0.00581	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 muy versátil en el método de proyección pudiéndose generar de manera muy ágil escenarios tendenciales, evolutivos o de ruptura, permitiendo simular políticas de diversificación de la matriz de consumo final y de oferta de energía, medidas de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y programas de eficiencia energética.

Proporciona como parámetro de comparación entre los escenarios desarrollados, diversos indicadores energéticos, económicos y ambientales, como los siguientes:

a) Índice de renovabilidad de la oferta de energía
b) Índice de autarquía o suficiencia energética
c) Factor medio de emisiones de GEI de la matriz energética integral
d) Factor medio de emisiones de GEI de la matriz de generación eléctrica
e) Costo nivelado de energía eléctrica
f) Estructura del consumo de energía
g) Estructura de la oferta total de energía
h) Estructura de la matriz de generación eléctrica
i) Balances energéticos proyectados
j) Prospectiva de emisiones de GEI
k) Prospectiva de la capacidad instalada de generación eléctrica y otra infraestructura de oferta energética
l) Alcance de las reservas probadas de fuentes fósiles de energía
m) Nivel de aprovechamiento de los potenciales de fuentes renovables de energía
n) Proyección de los índices de eficiencia energética por uso final de la energía

Utilidad del Modelo

Entre otras aplicaciones del Modelo SAME se puede mencionar las siguientes:

- ⇨ Es ideal para diseñar y afinar políticas de desarrollo energético sostenible.
- ⇨ Permite actualizar estudios de prospectiva energética ante el cambio de premisas o de coyuntura exógena y endógena.
- ⇨ Construir escenarios exploratorios de futuros coherentes del sector energético.
- ⇨ Construir escenarios tipo roadmap o de anticipación.
- ⇨ Elaborar planes nacionales de desarrollo energético, tanto integrales como sectoriales.

AIE (2017), *World Energy Outlook – 2017*, Agencia Internacional de Energía, OCDE/AIE, Paris, https://www.iea.org/weo2017/.

ANDE (2016), *Plan Maestro de Generación - Periodo: 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 (2018), BP *Energy Outlook – 2018 edition*, BP, London, https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.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 (2012), Plan indicativo regional de expansión de la generación periodo 2012-2027, Consejo de Electrificación de América Central, http://www.ceaconline.org/documentos/Plan_Indicativo_Regional_de_Expansin_de_la_Generacin_2012_7.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 (2017), *International Energy Outlook – 2017, US Department of Energy* / Energy Information Administration, Washington, DC.,
https://www.eia.gov/outlooks/archive/ieo17/

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 (2018) *Energy Perspectives 2018*, Equinor, Stavanger, Norway,
https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/energy-perspectives/energy-perspectives-2018.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 (2018), *2018 Outlook for Energy: A View to 2040*, Exxon Mobil Corporation, Texas,
https://cdn.exxonmobil.com/~/media/global/files/outlook-for-energy/2018/2018-outlook-for-energy.pdf.

GECF (2017), *Global Gas Outlook 2017*, Gas Exporting Countries Forum, Doha,
https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-global-gas-outlook-2040---2017-edition/gecf-2017-outlook-14122017.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 Periodo 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 (2017), *The 42th Forum on Research Work, IEEJ Outlook 2018 – Prospects and challenges until 2050*, The Institute of Energy Economics, Japan, Tokyo,
https://eneken.ieej.or.jp/data/7748.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 (2017), *Plan Decenal de Expansión de energía 2026*, 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 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 (2016), *Food, Water, Energy, Climate Outlook Perspective from 2016*, 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 (2018a), Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe – sieLAC: http://sielac.olade.org/.

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 paraundebatenecesario,*http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0414.pdf*

OPEP (2017), *World Oil Outlook 2040*, OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), Viena, https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%20%202017.pdf.

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 (2016), *Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios*, Secretaría de Energía, México, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/182202/20161110_1300h_Estrategia_CCTE-1.pdf.

SENER (2017a), *Sistema de Información Energética – SIE*, Secretaría de Energía, México, http://sie.energia.gob.mx/.

SENER (2017b), *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 – 2031*, Secretaría de Energía, México, http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.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)

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernández Sálvador
Edificio Olade, Sector San Carlos

Casilla 17-11-6413
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: 978-9978-70-130-0
9 789978 701300