
República Oriental del Uruguay
Ministerio de Industria, Energía y Minería
Dirección Nacional de Energía

BALANCE ENERGÉTICO

2017

ENERGY BALANCE

BALANCE ENERGÉTICO 2017 *ENERGY BALANCE 2017*

SERIE HISTÓRICA 1965-2017
HISTORICAL SERIES 1965-2017



República Oriental del Uruguay

Ministerio de Industria, Energía y Minería
Dirección Nacional de Energía

*Ministry of Industry, Energy and Mining
Secretary of Energy*

Balance energético 2017. Serie histórica 1965-2017
Energy Balance 2017. Historical Series 1965-2017
ISSN: 2393-6592

Traducción al inglés / *Translation into English*
Lourdes Martino, MA.

Corrección de estilo del español / *Copyediting in Spanish*
Lic. Leticia Costa Delgado

Corrección de estilo del inglés / *Copyediting in English*
Mtra. Analía Costa

Diseño / *Design*
Agustín Sabatella - agustinsm.uy

Impreso en / *Printed in*
Taller Gráfico Ltda. - tallergrafico.com.uy

AUTORIDADES

Presidente de la República

Dr. Tabaré Vázquez

Ministra de Industria, Energía y Minería

Ing. Carolina Cosse

Subsecretario de Industria, Energía y Minería

Dr. Ing. Guillermo Moncecchi

Directora Nacional de Energía

Ing. Agr. Olga Otegui

La elaboración del Balance Energético Nacional es un cometido del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). El trabajo es realizado por el área de Planificación, Estadística y Balance (PEB) de la Dirección Nacional de Energía (DNE). Esta publicación comprende la serie histórica 1965-2017 y se encuentra disponible en el sitio web: www.miem.gub.uy/energia.

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)

www.miem.gub.uy

AUTHORITIES

President of the Republic

MD. Tabaré Vázquez

Minister of Industry, Energy and Mining

Eng. Carolina Cosse

Deputy Minister of Industry, Energy and Mining

PhD. Eng. Guillermo Moncecchi

National Director of Energy

AE. Olga Otegui

The Ministry of Industry, Energy and Mining (MIEM) is responsible for preparing the National Energy Balance. This is done by the Planning, Statistics and Balance Area (PEB) of the Secretary of Energy (DNE). This publication includes the historical series 1965-2017 and is available online: www.miem.gub.uy/energia.

Ministry of Industry, Energy and Mining (MIEM)

www.miem.gub.uy

TABLA DE CONTENIDOS

PRÓLOGO	9
1. INTRODUCCIÓN	11
2. SISTEMA ENERGÉTICO URUGUAYO	15
2.1. Sector de transformación eléctrica	15
2.2. Sector de hidrocarburos	17
2.3. Sector de biocombustibles	18
3. OFERTA DE ENERGÍA	19
3.1. Abastecimiento de energía	20
3.1.1. <i>Matriz primaria por fuente</i>	20
3.1.2. <i>Matriz primaria por origen</i>	21
3.1.3. <i>Matriz primaria por tipo</i>	22
3.2. Generación de energía eléctrica	22
3.2.1. <i>Matriz de insumos para generación de electricidad</i>	24
3.2.2. <i>Matriz de generación de electricidad por fuente</i>	24
3.3. Producción de derivados de petróleo	25
4. DEMANDA DE ENERGÍA	27
4.1. Consumo final energético por fuente	27
4.2. Consumo final energético por sector	28
4.2.1. <i>Sector Residencial</i>	29
4.2.2. <i>Sector Comercial/Servicios/Sector público</i>	30
4.2.3. <i>Sector Transporte</i>	31
4.2.4. <i>Sector Industrial</i>	32
4.2.5. <i>Sector Agro/Pesca/Minería</i>	34
5. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO	37
6. INDICADORES	41
6.1. Consumo de energía por PIB	41
6.2. Consumo de energía y de electricidad per cápita	41
6.3. Intensidad energética por sector	42
6.4. Emisiones de CO ₂ por PIB y per cápita	43
6.5. Factor de emisión de CO ₂ del SIN	43
6.6. Tasa de electrificación	44
6.7. Sendero energético	44
7. METODOLOGÍA	47
7.1. Definiciones generales	47
7.2. Estructura	47
7.2.1. <i>Balance de fuentes de energía primarias</i>	48
7.2.2. <i>Balance de centros de transformación</i>	50
7.2.3. <i>Balance de fuentes de energía secundarias</i>	50
7.2.4. <i>Oferta bruta y consumo</i>	51
7.2.5. <i>Distribución sectorial del consumo final energético</i>	52
7.3. Unidades y formato de datos	55

7.4. Comentarios particulares	55
7.4.1. <i>Energía hidroeléctrica</i>	55
7.4.2. <i>Energía eólica</i>	56
7.4.3. <i>Energía solar</i>	56
7.4.4. <i>Leña</i>	58
7.4.5. <i>Residuos de biomasa</i>	58
7.4.6. <i>Biomasa para biocombustibles</i>	58
7.4.7. <i>Biogás</i>	60
7.4.8. <i>Emisiones de CO₂</i>	60
7.4.9. <i>Matriz de energía primaria (abastecimiento)</i>	61
ANEXO I. TABLAS Y GRÁFICOS	111
1. Información complementaria	113
2. Oferta de energía	120
3. Demanda de energía	137
4. Emisiones de dióxido de carbono	154
5. Indicadores	160
ANEXO II. MATRICES	173
ANEXO III. DIAGRAMAS DE FLUJO	229

TABLE OF CONTENTS

FOREWORD	65
1. INTRODUCTION	67
2. URUGUAY'S ENERGY SYSTEM	71
2.1. Power transformation sector	71
2.2. Hydrocarbon sector	72
2.3. Biofuel sector	73
3. ENERGY SUPPLY	75
3.1. Energy supply	76
3.1.1. Primary matrix by source	76
3.1.2. Primary matrix by origin	77
3.1.3. Primary matrix by type	77
3.2. Electricity generation	78
3.2.1. Matrix of inputs for electricity generation	79
3.2.2. Matrix of electricity generation by source	80
3.3. Production of oil products	80
4. ENERGY DEMAND	81
4.1. Final energy consumption by source	81
4.2. Final energy consumption by sector	82
4.2.1. Residential Sector	83
4.2.2. Commercial/Services/Public Sector	84
4.2.3. Transport Sector	85
4.2.4. Industrial Sector	86
4.2.5. Agriculture/Fishing/Mining Sector	88
5. CO₂ EMISSIONS	89
6. INDICATORS	91
6.1. Energy consumption by GDP	91
6.2. Energy and electricity consumption per capita	91
6.3. Energy intensity by sector	92
6.4. CO ₂ emissions per GDP and per capita	92
6.5. CO ₂ emission factor of the SIN	93
6.6. Electrification rate	93
6.7. Energy Path	94
7. METHODOLOGY	95
7.1. General definitions	95
7.2. Structure	95
7.2.1. Balance of primary energy sources	96
7.2.2. Balance of transformation plants	97
7.2.3. Balance of secondary energy sources	98
7.2.4. Gross supply and consumption	99
7.2.5. Distribution of the final energy consumption by sector	99
7.3. Units and data format	102

7.4. Special comments	103
7.4.1. <i>Hydroelectric energy</i>	103
7.4.2. <i>Wind energy</i>	103
7.4.3. <i>Solar energy</i>	104
7.4.4. <i>Firewood</i>	105
7.4.5. <i>Biomass waste</i>	105
7.4.6. <i>Biomass for biofuels</i>	106
7.4.7. <i>Biogas</i>	107
7.4.8. <i>CO₂ emissions</i>	108
7.4.9. <i>Primary energy matrix (supply)</i>	108
ANNEX I. TABLES AND CHARTS	111
1. Supplementary information	113
2. Energy supply	120
3. Energy demand	137
4. CO₂ emissions	154
5. Indicators	160
ANNEX II. MATRICES	173
ANNEX III. FLOW CHARTS	229

PRÓLOGO

La Dirección Nacional de Energía presenta el Balance Energético Nacional (BEN), que reúne los principales resultados del sector energético a nivel nacional para el año 2017. El BEN tiene como objetivo brindar información a todos los organismos, empresas y personas vinculadas al proceso de planificación energética. Se espera que esta información pueda ser de utilidad para continuar mejorando las decisiones en esta materia.

Con el BEN 2017 se completan 53 años de serie histórica (1965-2017) que se publica en forma ininterrumpida desde el año 1981. Uruguay es el único país de América Latina y el Caribe en contar con una serie tan extensa.

Uno de los aspectos a destacar en el presente balance es la participación de la biomasa en la matriz primaria -o “matriz de abastecimiento”- que con un 43% superó, por segundo año consecutivo, la participación de “petróleo y derivados” (36%), que históricamente constituía la principal fuente. Esta situación no se debió a una sola causa; existen múltiples factores que la explican.

Las energías renovables han continuado creciendo en participación tanto a nivel de consumo final como en la generación eléctrica. Justamente en la generación eléctrica es donde se observa el crecimiento más fuerte de las renovables en detrimento de los derivados de petróleo. Si bien la generación eléctrica creció 3% en 2017 con respecto al año 2016, el consumo de combustibles fósiles para dicho fin disminuyó 46%, y su participación en la matriz de generación eléctrica pasó de 3% a 2% en el último año. Cabe mencionar que, por primera vez, en 2017 la generación eléctrica de origen solar fotovoltaico superó a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles; consolidando el desarrollo que viene presentando la energía solar en el país, que en el último año prácticamente triplicó su potencia instalada para generación.

En 2017 se concretó el quinto año consecutivo sin importación comercial de electricidad, ubicando a Uruguay como país netamente exportador de electricidad. Si bien se registró una importación marginal de electricidad, correspondió a pruebas de ensayo con la nueva interconexión con Brasil.

Otro hecho destacado de 2017 es que la refinería La Teja estuvo parada gran parte del año debido al mantenimiento programado de sus unidades (entre febrero y setiembre), lo que implicó una gran reducción en las importaciones de petróleo crudo, así como un importante aumento en las importaciones de derivados de petróleo para satisfacer la demanda interna.

Se suma a los aspectos a resaltar del BEN 2017 que el 49% de la electricidad consumida por el sector industrial fue generada a partir de la autoproducción; es decir, los establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron.

Por su parte, en relación a las ediciones anteriores del BEN, la presente publicación incorporó mejoras en la estimación del consumo final energético por sector, a través de la realización de la “Encuesta de consumos y usos de la energía en el sector industrial”. En particular se menciona: la mejora incorporada en la asignación del consumo de energía solar térmica en el sector industrial, la apertura sectorial del consumo eléctrico asociado a microgeneración solar fotovoltaica, así como la reclasificación del consumo de combustibles en actividades aeroagrícolas, que estaba siendo considerado en el sector transporte.

Finalmente, se desea agradecer a organismos oficiales e instituciones privadas la valiosa información suministrada, que ha hecho posible la ejecución de este trabajo.

Ing. Agr. Olga Otegui
Directora Nacional de Energía

1. INTRODUCCIÓN

El Balance Energético Nacional (BEN) resume la información relativa a producción, transformación y consumo de energía, expresada en una unidad común y referida a un año calendario. Es una herramienta necesaria para la planificación energética, ya que muestra la estructura de producción y consumo de energía en el país. Sin embargo, debe ser relacionado con otras variables socioeconómicas para obtener un instrumento suficiente para la planificación energética.

La Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) elabora y publica anualmente el BEN a través del área “Planificación, Estadística y Balance” (PEB), contándose con información desde el año 1965 a 2017. Es así que, con el BEN 2017, se completan 53 años de serie histórica. Uruguay es el único país de América Latina y el Caribe en contar con una serie tan extensa de BEN de forma ininterrumpida y pública. Esta publicación continúa una serie que se inició en el año 1981 con el “Balance Energético Nacional Serie Histórica 1965 - 1980”, realizada con el apoyo y la metodología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

A lo largo de los años ha habido variantes significativas en lo que respecta a la presentación de la información. A continuación, se citan las mejoras incorporadas desde 2006:

2006

Se empezaron a contabilizar las pérdidas no técnicas del sector eléctrico en el consumo final energético. Desde entonces, las pérdidas sociales se incorporan en el sector residencial y el resto de las pérdidas no técnicas se distribuyen en función del porcentaje de participación del consumo eléctrico del resto de los sectores.

2008

Se incorporaron nuevas fuentes de energía:

- Residuos forestales y de aserradero (aserrín, chips, etc.).
- Energía eólica utilizada por aerogeneradores de gran porte conectados a la red.

2010

Se incorporaron los resultados de la actualización del “Estudio de consumos y usos de la energía” al año 2008 y se agregaron nuevas fuentes de energía y centros de transformación:

- Biomasa para biocombustibles, bioetanol y biodiésel.
- Destilería de biomasa y plantas de biodiésel.

2012

Se comenzó a informar las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) correspondientes a las industrias de la energía y sectores de consumo. A su vez, fueron incluidas como partidas informativas las emisiones de CO_2 provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales.

2013

Se comenzaron a realizar encuestas sectoriales utilizando la plataforma online de la Agencia de Gobierno Electrónico (AGESIC) de Presidencia de la República. Además, se presentó un nuevo formato de matriz, en el que se incorporaron energéticos, centros de transformación y actividades de oferta, así como se realizó una mayor desagregación en los sectores finales de consumo energético, pasando de 5 a 24 subsectores.

Se empezó a informar el consumo final energético con una mayor desagregación entre los siguientes sectores:

- **Residencial:**
Discrimina Montevideo de interior.
- **Comercial/servicios/sector público:**
Incluye los subsectores “alumbrado público”, “administración pública y defensa”, “electricidad, gas y agua” y “resto”.
- **Transporte:**
Desagregado en “carretero”, “ferroviario”, “aéreo”, “marítimo y fluvial”.
- **Industrial:**
Integra los subsectores “frigoríficos”, “lácteos”, “molinos”, “otras alimenticias”, “bebidas y tabaco”, “textiles”, “cuero”, “madera”, “papel y celulosa”, “química, caucho y plástico”, “cemento”, “otras manufactureras” y “construcción”.
- **Agro/pesca/minería:**
Discriminado entre los subsectores de “agro y minería” y “pesca”.

2014

Se comenzó a incluir la energía solar fotovoltaica en la matriz de resultados y se agregaron nuevos indicadores:

- Factor de emisión de CO₂ del Sistema Interconectado Nacional.
- Tasa de electrificación urbana y rural.
- Sendero energético.

2015

Se comenzó a informar el consumo de centrales eléctricas de servicio público y de autoproducción por tipo de central: centrales térmicas (combustibles fósiles y biomasa) y generadores hidráulicos, eólicos y solares. Asimismo, se comenzó a incluir la energía solar térmica en la matriz de resultados.

2016

Se incorporó la información del estudio de consumo y usos de energía del sector industrial, lo que permitió realizar un ajuste a las series estadísticas referidas al consumo de este sector. El mismo año se incorporó la serie de emisiones de CO₂ por fuente desde 2006.

2017

Se registraron mejoras en las estimaciones de energía solar térmica: a través de la “Encuesta de consumo de energía en el sector industrial”, se logró cuantificar la superficie instalada de colectores solares térmicos en dicho sector y, a través de relevamientos, se accedió a la producción nacional de colectores solares, valor estimado para BEN anteriores. Por su parte, se realizó una reclasificación del consumo de combustibles para actividades agroagrícolas, que se venían considerando en “transporte” y se empiezan a considerar en el sector “agro”.

A efectos de hacer comparables las cifras correspondientes a las diferentes fuentes que componen la oferta energética, que poseen diferentes poderes caloríficos, los valores están expresados en ktep (miles de toneladas equivalentes de petróleo), en donde una tonelada equivalente de petróleo (tep) corresponde a 10 millones de kilocalorías. La conversión de las magnitudes correspondientes a cada fuente a su expresión en ktep, se realiza a través de su respectivo poder calorífico inferior (PCI).

2. SISTEMA ENERGÉTICO URUGUAYO

El sistema energético uruguayo puede caracterizarse en tres grandes sectores: “transformación eléctrica”, “hidrocarburos” y “biocombustibles”.

2.1. Sector de transformación eléctrica

El país cuenta con cuatro centrales hidroeléctricas, tres de las cuales se encuentran sobre el Río Negro y una sobre el Río Uruguay (compartida con Argentina). A su vez, se cuenta con centrales térmicas operadas por turbinas de vapor, turbinas de gas y motores a base de combustibles fósiles, así como por generadores privados que utilizan biomasa. En los últimos años, se ha concretado la incorporación de generadores eólicos y solares, tanto públicos como privados. Por su parte, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuenta con interconexiones con Argentina (2.000 MW) y con Brasil (570 MW).

Al finalizar el año 2017, Uruguay contaba con una potencia total instalada de 4.546 MW, incluyendo los generadores conectados al SIN y los generadores de autoproducción aislados. La potencia estaba compuesta por 1.538 MW de origen hidráulico, 1.511 MW de origen eólico; 830 MW térmicos fósiles; 425 MW térmicos biomasa y 243 MW de generadores solares fotovoltaicos. Considerando la potencia instalada por fuente, el 82% correspondió a energía renovable (hidráulica, biomasa, eólica y solar) mientras que el 18% restante se debió a energía no renovable (gasoil, fueloil y gas natural).

En los primeros años de la década del 90, la potencia total del parque de generación creció 33% y pasó de 1.571 MW (1990) a 2.085 MW (1995), debido principalmente a la incorporación de potencia de origen fósil e hidráulica. Luego, continuó un período donde prácticamente no se incorporaron nuevos generadores hasta que, a partir del año 2005, la potencia instalada total experimentó un crecimiento neto de 122% y, hacia final de 2017, alcanzó un total de 4.546 MW. Este crecimiento estuvo influenciado por la incorporación de nuevas fuentes de energía autóctonas, que permitieron la complementariedad con las fuentes tradicionales, así como la diversificación de la matriz energética. Cabe mencionar que, si bien el crecimiento fue neto en todo el período, el año 2016 fue el único donde la potencia instalada total disminuyó respecto al año anterior, debido a la retirada de plantas térmicas fósiles, como se detallará más adelante. Es así que, en 2017, la potencia instalada volvió a crecer y registró un nuevo valor histórico máximo, producido por la entrada en operación del ciclo combinado en Punta del Tigre y una serie de parques eólicos y plantas fotovoltaicas.

La evolución de la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas fue creciente hacia el principio del período 1990-2017, debido a la gradual incorporación de potencia de la central hidráulica de Salto Grande a Uruguay que, a partir de 1995, le correspondió el 50% de 1.890 MW. Desde ese año, Uruguay colmó su capacidad instalada en energía hidráulica de gran porte, la que se mantuvo constante hasta la fecha. La participación de las centrales hidráulicas en la potencia total pasó de 76% (1990) a 34% (2017).

Respecto a los generadores térmicos que operan con combustibles fósiles, la capacidad instalada pasó de 350 MW (1990) a 551 MW (1995) debido principalmente a la instalación de la central térmica de La Tablada. Desde ese año, la potencia instalada permaneció relativamente constante, para luego presentar un crecimiento importante entre 2005

y 2014, cuando se dio la incorporación de 600 MW correspondientes a turbinas y 179 MW correspondientes a motores (de los cuales 100 MW fueron alquilados). Fue en 2014 cuando se registró el valor máximo de potencia instalada de origen fósil y se constató un cambio en la tendencia; en los siguientes dos años se dio una reducción. Entre 2014 y 2015 la potencia de los generadores térmicos fósiles disminuyó 170 MW debido a la salida de operación de la Sala B de la Central Batlle, la turbina de Maldonado y los motores arrendados desde 2012; entre 2015 y 2016 la reducción fue de 405 MW por la salida de operación de las unidades 5ta. y 6ta. de la Central Batlle, así como de los equipos arrendados APR A y APR B. En el año 2017, entró en operación el ciclo combinado de Punta del Tigre (180 MW) lo que resultó en una participación de 18% de potencia instalada de origen fósil respecto al total de este último año.

Históricamente, la capacidad instalada de los generadores térmicos a base de biomasa no superó los 22 MW; esto fue así hasta 2006, año en el que comenzó a registrar un crecimiento importante. A partir de 2007, empezaron a entrar en vigencia los contratos de compra de electricidad entre UTE y generadores privados, que resultaron en un crecimiento de 410 MW de potencia instalada a partir de biomasa a lo largo de estos últimos once años. En particular, los aumentos registrados en 2007 y 2013 correspondieron a la instalación de las plantas de celulosa que operan actualmente en el país. La participación de la biomasa en la capacidad total de generación fue de 1% hasta 2006 y llegó a 9% en 2017.

Por su parte, en 2008 la energía eólica de gran porte comenzó a participar en el mix de generación eléctrica, con la puesta en operación de los primeros parques eólicos del país. Desde ese año, se ha concretado la incorporación de generadores eólicos tanto públicos como privados y se ha registrado un desarrollo importante de dicha fuente de energía, más que nada en la segunda mitad de esta década. Entre 2008 y 2013 se instalaron 59 MW de generadores eólicos, mientras que a partir de 2014 entraron en operación, cada año, entre 300 y 400 MW aproximadamente. De esta manera, a diciembre de 2017 se registró un total de 40 parques eólicos de gran escala conectados a la red que, considerados en conjunto con los microgeneradores y las plantas autónomas, totalizaron una potencia instalada de 1.511 MW y una participación de 33% en el total de potencia instalada.

Finalmente, se menciona la energía solar fotovoltaica, que si bien es una fuente que se utiliza en el país hace muchos años, ha presentado valores pequeños respecto a otras fuentes de energía. Se destaca el aumento de potencia instalada que se registró a partir de 2015, pasando de 4 MW (2014) a 243 MW (2017). En el último año entraron en operación 10 plantas fotovoltaicas por un total de 154 MW, lo que permitió que la energía solar tuviera una participación de 5% en la potencia instalada total del país. Por su parte, la generación solar fotovoltaica de micro escala también ha mostrado un desarrollo destacado en estos últimos años; para 2017 se registraron 471 instalaciones conectadas a la red con una potencia instalada total de 15 MW. La distribución sectorial fue la siguiente en orden de importancia: comercial/servicios (60%), agro (19%), industrial (17%) y residencial (4%).

2.2. Sector de hidrocarburos¹

En lo relativo al sector de los hidrocarburos, Uruguay cuenta con una única refinería, propiedad de la empresa estatal ANCAP, ubicada en el departamento de Montevideo. Actualmente, su capacidad de refinación es de 50.000 barriles por día y produce principalmente gasoil, gasolinas, fueloil, GLP (supergás y propano) y turbocombustibles, entre otros. El petróleo crudo ingresa al país por la Terminal Petrolera del Este, a través de una boya ubicada a 2 millas de la costa y es transportado a través de un oleoducto de 140 kilómetros hasta llegar a la refinería. Por su parte, los combustibles y demás productos derivados son transportados a todo el país por vía terrestre y marítima, utilizando las plantas de distribución ubicadas en los departamentos de Montevideo, Colonia, Durazno, Paysandú y Treinta y Tres.

La refinería se puso en operación en 1937 y, a lo largo de los años, fue transformándose en lo que tiene que ver con equipamiento y capacidad de procesamiento del petróleo. En particular, se destaca la remodelación que se llevó a cabo entre los años 1993 y 1995, no habiendo producción en todo el año 1994. En dicha oportunidad, fue instalada una nueva unidad de craqueo catalítico y una unidad de viscorreducción, así como también se impulsaron modificaciones de planta con el objetivo del aumento de la eficiencia energética de las unidades de destilación atmosférica y de vacío. La capacidad de procesamiento de la refinería luego de esta remodelación fue de 37.000 barriles por día.

En 1999 comenzó otro período importante de remodelación, con el objetivo de elaborar gasolinas de alto octanaje libres de plomo. Se instaló entonces una unidad de hidrotratamiento de gasolinas, una unidad de isomerización y una de reformación catalítica de regeneración continua; la capacidad de procesamiento de crudo se amplió a 50.000 barriles día. Entre setiembre 2002 y marzo 2003, así como entre setiembre 2011 y enero 2012, la refinería estuvo parada por tareas de mantenimiento programado.

2014 fue el primer año completo de operación de la planta desulfurizadora con el fin de producir gasoil y gasolinas de bajo contenido de azufre, en línea con las especificaciones de los combustibles a nivel internacional. La capacidad de la planta es de 2.800 m³/día de producción de gasoil 50S y de 800 m³/día de gasolina 30S, con una concentración máxima de 50 y 30 partes por millón de azufre, respectivamente. A su vez, se cuenta con una planta de recuperación de azufre con una capacidad instalada de 30 toneladas/día; a partir de ella se obtiene azufre líquido que es comercializado en el mercado interno como materia prima para fertilizantes.

En gran parte del año 2017 (entre febrero y setiembre) la refinería estuvo parada por tareas de mantenimiento programado de sus unidades. Como consecuencia, hubo una disminución de las importaciones de petróleo crudo y un aumento en la importación de derivados, de manera de satisfacer la demanda final. Cabe mencionar que los derivados de petróleo para generación eléctrica son importados, debido a las características técnicas y a las grandes cantidades requeridas en períodos de tiempo acotados.

Finalmente, en lo relativo al abastecimiento de gas natural, se realiza desde Argentina a través de dos gasoductos con una capacidad total de 6.000.000 m³/día; existen redes de distribución en el litoral suroeste y noroeste del país.

¹ Datos de la refinería extraídos de www.ancap.com.uy, setiembre 2018.

2.3. Sector de biocombustibles²

Desde el año 2010 se incluye en el BEN la producción y el uso de biocombustibles, los cuales se utilizan principalmente en el sector transporte en mezclas con gasolinas y gasoil. Mediante la Ley 18.195 (14/11/2007) y su decreto reglamentario 523/008 (27/10/2008), se estableció el marco legal para la producción, comercialización y utilización de agrocombustibles en el país.

Respecto a la **producción de bioetanol**, ALUR cuenta actualmente con dos plantas de elaboración ubicadas en el norte del país. En 2006, ALUR comenzó a gestionar el ingenio azucarero de la cooperativa CALNU en Bella Unión (departamento de Artigas), a partir de un proyecto energético y alimentario que implicó un plan de inversiones industriales para el montaje de una destilería para la producción de etanol, entre otras medidas. En dicho complejo agroenergético – alimentario se realiza la producción de bioetanol, azúcar, energía eléctrica y alimento animal, principalmente a partir de jugo y melaza de caña, así como de jugo de sorgo dulce, aunque en menor medida. La capacidad de la planta es de 120 m³/día de bioetanol y opera de mayo a octubre (6 meses). En varias oportunidades ha operado a capacidad mayor a la nominal (140-190 m³/día).

Por su parte, en octubre de 2014 fue inaugurada una nueva planta de producción de etanol en el departamento de Paysandú, con una capacidad instalada de 70.000 m³/año. La planta puede procesar sorgo granífero, maíz, trigo y cebada, funcionando de continuo a lo largo del año. Actualmente opera con sorgo BT y produce bioetanol y alimento animal. La tecnología seleccionada procede de la empresa Katzen de Estados Unidos. Se destaca por poseer un arreglo energético eficiente, que brinda la posibilidad de utilizar cultivos de verano y de invierno, además de ser una tecnología de bajo impacto ambiental.

En el caso de la **producción de biodiésel**, ALUR cuenta con dos complejos industriales ubicados en el departamento de Montevideo. La Planta N°1 se encuentra en Paso de la Arena y tiene una capacidad de producción de biodiésel de 18.000 m³/año, a partir de aceite refinado, aceite usado de frituras y sebo vacuno. Además, como coproducto, elabora glicerina. La Planta N°2 se encuentra ubicada en Capurro y posee una capacidad instalada de 62.000 m³/año de biodiésel, generado a partir de aceite vegetal, aceite usado de fritura y sebo vacuno. Los productos son biocombustible, oleína y glicerina.

Por otra parte, para asegurar la producción de biodiésel en forma eficiente, se llegó a un acuerdo con la empresa COUSA, que permite la utilización de su infraestructura, al tiempo que esta empresa privada aporta servicios de molienda de granos y producción de aceites, con lo cual abastece la materia prima de ambas plantas de biodiésel. Se recibe granos de soja y canola con el fin de producir aceite crudo desgomado y harinas proteicas.

En 2015 se obtuvo la certificación del proceso industrial de las plantas N°1 y 2 y del producto final, de acuerdo a la norma europea *International Sustainability and Carbon Certification* (ISCC), para la producción de biodiesel a partir de aceite de fritura y de sebo.

2 Datos extraídos de www.alur.com.uy, setiembre 2018, así como de contacto directo con la empresa.

3. OFERTA DE ENERGÍA³

La oferta bruta total de energía en el país fue de 5.733 ktep en 2017, similar respecto al año anterior. Entre los principales energéticos que participaron en la oferta de energía en 2017 se menciona:

- **Petróleo y derivados:** Como se mencionara anteriormente, el año 2017 fue muy particular para la refinería por su parada de mantenimiento; por lo tanto, los comportamientos en la oferta de petróleo y derivados se deben considerar con especial atención. La oferta bruta de petróleo registró una disminución de 72% respecto a 2016 y llegó a un valor de 597 ktep, muy diferente al promedio de los últimos 20 años (1.840 ktep). La carga a la refinería presentó un comportamiento similar al de la oferta bruta ya que registró una caída de 72% respecto al año previo. Durante el año 2017, se importaron 536 ktep de petróleo, 75% menos que el año anterior.

Respecto a los derivados de petróleo, si bien la oferta bruta disminuyó 7% entre 2016 y 2017, se dieron variaciones significativas en la importación, la cual aumentó de 228 ktep a 1.542 ktep (577%) entre dichos años. Esto se explica, en mayor medida, por la necesidad de satisfacer la demanda final con la refinería fuera de operación en la mayor parte del año. Similar comportamiento ocurrió en la producción de derivados, que registró un valor de 594 ktep en 2017 respecto a los 2.138 ktep de 2016.

Por su parte, la exportación de derivados de petróleo en 2017 correspondió solamente a asfalto, con un valor de 1 ktep. En el flujo de búnker internacional se dio una reducción de 16% en el último año, debido a menores ventas de fueloil intermedio.

- **Gas natural:** La importación de gas natural en 2017 fue de 59 ktep, 13% superior a la de 2016 y la mayor en los últimos seis años. De todas formas, la participación del gas natural en la matriz energética del país siguió siendo marginal.

- **Hidroenergía:** La oferta bruta de energía hidráulica es muy variada de un año a otro, debido a la dependencia de las características hidrológicas. En 2017 presentó un crecimiento de 9% respecto al año anterior, siendo un año de muy buena hidraulicidad (36% por encima del promedio de los últimos 20 años). La cantidad de agua vertida (no utilizada) creció un 42% respecto al año anterior, mientras que la oferta de hidroenergía, disminuyó un 6%, pasando de 782 ktep (2016) a 738 ktep (2017). Cabe aclarar que las estimaciones para la hidroenergía consideran las cotas del último día de cada mes como aproximación de cálculo.

- **Energía eólica y solar:** Al igual que el año anterior, en 2017 la oferta bruta de energía eólica volvió a registrar un crecimiento destacable (26%) ya que pasó de 257 ktep a 325 ktep, como resultado de la entrada en operación de seis parques eólicos a lo largo del año. En el caso de la energía solar, desde el año 2014, se incluye tanto la energía solar térmica como la fotovoltaica en la matriz de resultados. La oferta bruta de energía solar fue de 27 ktep en 2017 y registró un crecimiento de 63% (16 ktep en 2016).

- **Biomasa:** La oferta bruta de biomasa creció 3% en 2017 respecto al año anterior. Para analizar el comportamiento de la biomasa es conveniente desagregar en las diferentes

3 En el Anexo I, a partir de la página 120, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a oferta de energía.

fuentes que participan bajo esta denominación, teniendo así: leña, residuos de biomasa (cáscara de arroz, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera) y biomasa para la producción de biocombustibles..

La oferta bruta de leña para el año 2017 fue de 519 ktep, similar a la registrada en 2016 (521 ktep), con lo que se mantuvieron los niveles que se venían registrando en los últimos años. Respecto a los residuos de biomasa, la oferta bruta presentó un crecimiento de 4% en 2017 (1.587 ktep) respecto a 2016 (1.520 ktep). En el caso de la biomasa para la producción de biocombustibles, la oferta bruta para 2017 fue de 107 ktep, 6% menor con respecto a 2016 (114 ktep).

– **Carbón y coque de carbón:** En 2017 el consumo de estas fuentes fue levemente inferior al registrado en 2016, pasando de 3,5 ktep a 3,1 ktep, marginales en Uruguay.

– **Electricidad importada:** En 2017 se completó el quinto año consecutivo sin importación comercial de electricidad, lo que consolida a Uruguay como país netamente exportador de energía eléctrica. Si bien se registró una importación marginal de electricidad, correspondió a pruebas de ensayo con la nueva interconexión con Brasil.

3.1. Abastecimiento de energía

La matriz de energía primaria del país, también llamada “matriz de abastecimiento de energía”, ha tenido un crecimiento neto de 125% entre 1990 y 2017; registró un valor récord en 2016 (5.249 ktep) y luego disminuyó 2% hacia 2017 (5.146 ktep).

3.1.1. Matriz primaria por fuente

En 2017 la biomasa volvió a ocupar el primer lugar en la matriz primaria (43%), luego que en 2016 desplazara a “petróleo y derivados” que históricamente constituyó la principal fuente de abastecimiento del país. Para el último año, el abastecimiento de energía fue, en orden de importancia, el siguiente: biomasa (43%), petróleo y derivados (36%), electricidad de origen hidráulico (13%) y, en menor medida, electricidad de origen eólico (6%) y gas natural (1%). Se destaca que el abastecimiento de energía solar (incluyendo tanto energía solar térmica como electricidad a partir de la energía solar fotovoltaica) fue muy pequeño respecto al resto de las fuentes (<1%).

En los últimos años se registraron cambios importantes en la matriz primaria, debidos fundamentalmente a la diversificación y a una mayor participación de las fuentes de energía renovable. De estas, una de las que ha presentado cambios más significativos, no solo en la participación porcentual sino también en magnitud absoluta, ha sido la biomasa. Entre 1990 y 2007 la biomasa se comportó de forma relativamente constante; sin embargo, a partir de 2007, pasó a tener un rol más protagónico consolidándose como la segunda fuente en importancia en el abastecimiento energético de Uruguay. Este gran crecimiento se desaceleró entre 2010 y 2011 y retomó su fuerte crecimiento a partir de 2012, cuando pasó de 1.373 ktep (2012) a 2.214 ktep (2017) y alcanzó su mayor participación en la matriz primaria, como fuera comentado anteriormente.

El abastecimiento de petróleo y derivados incluye la importación de petróleo crudo para la producción de derivados en la refinera y el saldo neto del comercio exterior de derivados de petróleo. La participación de esta fuente en la matriz primaria ha sido va-

riable, principalmente en función de las necesidades de derivados de petróleo para la generación eléctrica. Entre 2016 y 2017, la participación de petróleo y derivados en la matriz disminuyó de 40% a 36%, así como también bajó en valor absoluto de 2.086 ktep a 1.872 ktep.

Por su parte, Uruguay presenta una oferta hidroeléctrica muy variable de un año a otro, que depende fuertemente de las condiciones climáticas, como se puede observar en la matriz de abastecimiento desde 1990 hasta el presente. Hasta 2007, la participación de la electricidad de origen hidráulico se alternó entre el segundo y tercer lugar; a partir de dicho año pasó a ser la tercera fuente en importancia en la matriz primaria. El año 2017 presentó buenos niveles de hidraulicidad, por encima de la media histórica, pero inferiores a los aportes registrados en los últimos cinco años.

Es importante destacar la evolución que está teniendo la electricidad de origen eólico en la matriz y, en particular, el gran crecimiento registrado en los últimos tres años. En 2008, primer año de incorporación de energía eólica de gran porte en Uruguay, la producción de electricidad de origen eólico fue de 0,63 ktep y aumentó a 325 ktep en el año 2017. Aunque su participación sigue siendo pequeña en la matriz de abastecimiento (6%), esta fuente aumentó 26% en el último año y presentó una participación destacable en la matriz de generación de energía eléctrica, como se verá más adelante. En particular, se menciona la puesta en operación de 34 parques eólicos entre 2014 y 2017, lo que permitió alcanzar un total de 1.511 MW de potencia instalada en el último año.

Las restantes fuentes que conformaron la matriz de abastecimiento de 2017 tuvieron una participación muy pequeña: gas natural (1%), solar (<1%) y carbón y coque (<1%). En particular, el abastecimiento de gas natural fue de 59 ktep en el último año.

Como fuera mencionado en el apartado anterior, en 2017 se completó el quinto año consecutivo sin importación comercial de electricidad a Uruguay, registrándose un pequeño intercambio de energía desde Brasil, principalmente en el primer cuatrimestre del año.

3.1.2. Matriz primaria por origen

En el año 2017 el abastecimiento de energía fue 62% de origen local y 38% de origen importado. Teniendo en cuenta toda la serie, los cinco años con mayor participación de energía local en el abastecimiento fueron, en orden de importancia, los siguientes: 2017 (62%), 2016 (59%), 2015 (57%), 2014 (55%) y 2002 (52%). En términos absolutos, cabe destacar que se registró un aumento neto en el abastecimiento de energía de origen local para los últimos años. En el período 1990 - 2006, el abastecimiento de energía de origen local se mantuvo en valores entre 913 ktep (2006) y 1.309 ktep (2002). Desde 2007 se ha registrado un crecimiento neto, hasta alcanzar un valor de 3.209 ktep en 2017.

El abastecimiento de energía de origen importado ha sido variable en todo el período; registró un valor máximo de 3.025 ktep (2012) y un mínimo de 1.220 ktep (2002). Para 2017 la energía importada fue 10% menor a 2016, debido principalmente a la situación particular de la refinería (parada por mantenimiento de sus unidades) y a la reducción en la importación de combustibles fósiles para generación de electricidad (más del 50%).

3.1.3. Matriz primaria por tipo

Desde el punto de vista del abastecimiento de energía, se realiza la clasificación de las fuentes según sean de origen renovable o no renovable. En 2017, las fuentes de energía renovables (biomasa, solar térmica y electricidad de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaica) tuvieron una participación del 62% en la matriz de abastecimiento, mientras que el restante 38% correspondió a las fuentes no renovables (petróleo y derivados, gas natural, carbón mineral y coque).

Analizando la serie desde 1990 se puede apreciar que los cinco años que presentaron mayores niveles de participación de origen renovable fueron: 2017 (62%), 2016 (59%), 2015 (57%), 2014 (55%) y 2002 (52%). Del mismo modo que lo mencionado en el análisis del abastecimiento por origen, se observa que el abastecimiento de energía renovable aumentó significativamente hacia el final de este período y prácticamente triplicó el promedio registrado en los 15 años anteriores a 2005. En 2017 el abastecimiento de energía renovable fue 3% superior al año previo, y 57% superior a 2010, lo que refleja el crecimiento significativo de las fuentes de energía eólica y biomasa en los últimos años. Cabe mencionar una vez más, que los niveles de hidráulica y, por lo tanto, la cantidad de hidroelectricidad, influyen fuertemente en la participación de las diferentes fuentes en la matriz de abastecimiento y redundan en variaciones importantes a lo largo de la serie.

Finalmente, se menciona la fuerte correlación que existe entre el origen de la energía y el tipo. Se observa que el abastecimiento de energía renovable tiene su principal origen en la producción nacional, y que para abastecer al país de fuentes no renovables se recurre a las importaciones.

3.2. Generación de energía eléctrica

La potencia instalada del sistema eléctrico al final de 2017 fue de 4.546 MW y estuvo compuesta por 34% de generadores hidráulicos, 33% de generadores eólicos, 18% de centrales térmicas (combustibles fósiles), 9% de centrales térmicas (biomasa) y 5% de generadores solares. En 2017 la demanda de energía eléctrica se abasteció, prácticamente en su totalidad, con producción local, como se explicó en apartados anteriores. Se generaron 1.235 ktep de electricidad (14.364 GWh), lo que representó un aumento de 3% respecto al año anterior. La producción estuvo integrada por 1.094 ktep provenientes de centrales eléctricas de servicio público, mientras que 141 ktep fueron generados por centrales eléctricas de autoproducción. Los crecimientos respecto a 2016 fueron de 4% y 2% respectivamente, para ambos tipos de generación.

En 2017 Uruguay exportó 126 ktep de energía eléctrica y registró un aumento de 88% respecto al año anterior y el máximo valor desde 2002. Teniendo en cuenta el destino, el 68% de las exportaciones de electricidad correspondieron a Brasil, mientras que el 32% restante a Argentina. En relación a esta última, a partir de octubre de 2017 comenzaron a registrarse exportaciones de electricidad de origen eólico por otros agentes generadores distintos a UTE, las que representaron el 2,4% respecto del total de exportación.

Por su parte, el consumo final energético de electricidad (calculado como la producción, más la importación, menos la exportación, menos las pérdidas técnicas y el consumo propio) registró una disminución de 2% respecto al año anterior. Se destaca que el consumo final energético que se abastece desde el SIN (sin considerar la electricidad

generada por centrales eléctricas de autoproducción) decreció 3% en el último año.

Históricamente, la energía hidráulica ha tenido un rol importante en la generación de electricidad del país. En particular, a partir de 1979 la participación de dicha fuente comenzó a aumentar en el mix de generación con la instalación de la central de Salto Grande en el río Uruguay. Recién en el año 1995 se alcanzó el derecho al 50% de la potencia y producción, en el marco del convenio acordado con Argentina.

Por otra parte, existe una complementariedad entre la disponibilidad de energía hidráulica y el consumo de combustibles fósiles para generación eléctrica. Es así que, en años de buena hidráulidad, como por ejemplo 1998, 2001, 2002, 2010, 2014 y 2015, se debió recurrir a menores cantidades de combustibles fósiles. En contrapartida, años con características de menor hidráulidad, como 1989, 2004, 2006 y 2008, obligaron al país a generar electricidad con mayores cantidades de combustibles fósiles.

Otra de las particularidades que caracterizan a la generación eléctrica es la diversificación de fuentes, como se ha registrado en los últimos años. Es así que, desde 1965 y hasta el año 2000 aproximadamente, el país contó con tres fuentes de energía que participaban mayoritariamente en la matriz de generación: hidroenergía, fueloil y gasoil. Sin embargo, en los últimos años comenzó a utilizar nuevas fuentes para generación de electricidad, algunas aún en forma marginal, pero con una tendencia creciente en el consumo (residuos de biomasa, energía eólica y solar). El gas natural, si bien ingresó en los últimos años, sigue manteniendo una participación marginal.

Respecto a la energía eólica, en el año 2008 comenzó a formar parte del mix de generación y tuvo un crecimiento lento en sus primeros años de desarrollo. Sin embargo, en los últimos cuatro años experimentó un aumento muy importante en su participación dentro de la generación de electricidad, pasando de 144 GWh (2013) a 3.774 GWh (2017). En 2016 en particular, la electricidad generada a partir de energía eólica pasó a ser la segunda fuente en la matriz de generación, y en 2017 continuó aumentando hasta registrar una participación de 26% en la matriz eléctrica.

En el caso de la biomasa, a partir de 2008 empezó a tener una mayor participación como insumo para la producción eléctrica. Esta situación respondió a la entrada en vigencia de los contratos de compra de electricidad a partir de biomasa por parte de UTE, con productores privados conectados al SIN, principalmente a partir del uso de residuos de biomasa para generación de electricidad en la industria de la pulpa de celulosa. A lo largo de estos últimos años, hubo un aumento importante en la generación de electricidad con biomasa al punto que, en nueve años, se logró triplicar su valor. De todas formas y si bien registró un crecimiento continuo, en 2016 la biomasa perdió el segundo lugar de participación en la matriz eléctrica (logrado en 2014) y fue desplazada por la eólica al tercer lugar.

La energía solar constituye un insumo para la generación de electricidad que, si bien en los últimos años ha tenido una participación muy pequeña respecto al resto de las fuentes, ha empezado a tener cada vez más importancia. Es de destacar que, por primera vez, en 2017 la generación eléctrica de origen solar fotovoltaico superó a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles; de esta manera, se consolida el desarrollo de la energía solar en el país, que en el último año prácticamente triplicó su potencia instalada para generación.

En el caso de la microgeneración fotovoltaica conectada a la red, en el último período se registró un aumento muy importante, ya que pasó de 2.058 MWh (2014) a 13.862 MWh (2017). Desde el punto de vista sectorial, para el último año la distribución fue la

siguiente, en orden de importancia: comercial y servicios (60,6 %), industrial (17,9%), agro (17,7%) y residencial (3,8%). A su vez, si se analiza la relación entre la electricidad entregada a la red o autoconsumida en 2017, se aprecia que en el sector comercial/servicios el 58% de la electricidad generada a partir de microgeneración fotovoltaica fue entregada a la red, mientras que el 42% fue autoconsumida por los propios establecimientos. En el caso del sector industrial la situación fue inversa, el 57% de la electricidad generada por paneles fotovoltaicos fue autoconsumida, mientras que el 43% restante fue entregada a la red. Para los sectores agro y residencial, el comportamiento fue similar: un poco más del 80% se entregó a la red, en tanto casi el 20% restante fue consumido por los propios microgeneradores.

La generación de electricidad se puede analizar desde dos puntos de vista: por un lado, considerando los insumos para generación y, por el otro lado, teniendo en cuenta la energía eléctrica generada por fuente. Cabe destacar que la matriz de generación eléctrica presenta una estructura diferente a la matriz de insumos para generación, ya que considera las eficiencias de transformación para las distintas fuentes. En el año 2017 se registró una eficiencia global de transformación de 85%, con un crecimiento de tres puntos porcentuales respecto al año anterior. Esta mejora en la eficiencia global se logró con una mayor participación de fuentes de energía renovables en el mix de generación.

3.2.1. Matriz de insumos para generación de electricidad

En el año 1965 el total de insumos para generación fue de 399 ktep, registrando un crecimiento neto en toda la serie hasta alcanzar un consumo de 1.452 ktep en 2017, que representó una reducción de 1% respecto al año anterior. El mínimo de la serie se registró en 1966 (315 ktep) y el máximo en 2012 (1.609 ktep).

La matriz de insumos para generación ha presentado fuertes variaciones a lo largo de los años, así como también experimentó la diversificación de las fuentes hacia el final del período, como se ha mencionado anteriormente. En 2017 la mayor participación en los insumos para generación correspondió a la hidroenergía (50%), seguida por la energía eólica (22%) y la biomasa (21%). En menor medida, se registraron participaciones de derivados de petróleo (4%: gasoil 3% y fueloil 1%), energía solar (2%) y gas natural (1%).

3.2.2. Matriz de generación de electricidad por fuente

La energía eléctrica generada en 2017 provino principalmente de la energía hidráulica (52%), que presentó una disminución de 4% (en términos absolutos) respecto a 2016. Por su parte, la producción de electricidad a partir de energía eólica volvió a registrar un crecimiento significativo (26%), lo que la consolidó como segunda fuente en importancia de la matriz de generación de 2017. La biomasa creció 5% en el último año y ocupó el tercer lugar. Como se mencionó anteriormente, la electricidad a partir de energía solar fotovoltaica presentó un gran crecimiento en el último año (77%) y superó a la electricidad a partir de combustibles fósiles, que prácticamente se redujo a la mitad respecto al año anterior.

La evolución de la matriz de generación de electricidad por fuente también reflejó las características antes mencionadas de variabilidad, complementariedad y diversificación. Hasta la década del ochenta la generación de energía eléctrica provino principalmente de combustibles fósiles; a partir del año 1979 la hidroelectricidad registró participaciones altas en el mix de generación. Por su parte, en los últimos años se ha registrado la

incorporación de nuevas fuentes de energía.

En particular, se menciona que si bien la hidroelectricidad en el año 2017 fue menor que en 2016, la energía eólica (con el gran desarrollo que continuó teniendo) junto con el aporte de la biomasa y la energía solar, tuvieron como resultado que la participación de las fuentes de energía renovable en la matriz de generación eléctrica fuera del 98%.

3.3. Producción de derivados de petróleo

El año 2017 fue muy particular para el sector de los hidrocarburos, ya que la refinería estuvo gran parte del tiempo parada por tareas de mantenimiento programado en sus unidades. Se procesaron 595 ktep de petróleo crudo, resultando en niveles 72% inferiores al año previo.

Por su parte, fueron producidos 594 ktep de derivados de petróleo con 1,5 ktep de pérdidas de transformación. En el último año, el producto mayoritario fue el gasoil (195 ktep), seguido por las gasolinas automotoras (178 ktep) y el fueloil (103 ktep). En menor medida, hubo producción de GLP (supergás y propano), queroseno y turbocombustible, entre otros productos.

Cada proceso de refinación genera productos que son consumidos en el mismo proceso. En el año 2017 se produjeron 23 ktep de gas fuel y 9 ktep de coque de petróleo. Estos consumos están contabilizados en la matriz de resultados bajo la denominación “consumo propio del sector energético”. En el caso del fuel gas, existe una cantidad que se reporta como “energía no aprovechada” y como “pérdidas”.

En 1993 comenzó la remodelación de la refinería, por lo que no hubo producción en todo el año 1994. Por su parte, en varias oportunidades hubo paradas de mantenimiento, como las realizadas entre setiembre 2002 y marzo 2003, desde setiembre 2011 a enero 2012 y, la última, entre febrero y setiembre de 2017. Para dichos años, la refinería ha visto disminuidos sus niveles anuales de procesamiento de crudo y producción de derivados.

La estructura de producción de la refinería experimentó algunos cambios a lo largo de estos 52 años. Hasta los primeros años de la década del ochenta la principal producción correspondió a fueloil; sin embargo, a partir de 1983, el principal producto elaborado fue gasoil (salvo algunos años particulares). En cuanto a las gasolinas automotoras, si bien históricamente registraron el tercer lugar en términos de participación, a partir de 2011 superaron al fueloil y pasaron al segundo lugar en la estructura de producción.

4. DEMANDA DE ENERGÍA⁴

Se entiende por “consumo final total de energía” al consumo de los siguientes sectores: residencial, comercial/servicios/sector público, transporte, industria, agro/pesca/minería. No incluye el consumo del sector energético utilizado para la producción o transformación de energía (consumo de energía de refinería, centrales eléctricas, etc.), también llamado “consumo propio” del sector (no es el insumo que se utiliza para transformación). A su vez, el consumo final de energía puede ser para usos energéticos (cocción, iluminación, calor de procesos, fuerza motriz, etc.) o para usos no energéticos (lubricación, limpieza, etc.).

El consumo final total creció desde 1.715 ktep en 1965 a 2.677 ktep en 1999. A partir de dicho año, el consumo final total comenzó a disminuir hasta el año 2003 inclusive, cuando alcanzó un mínimo relativo de 2.251 ktep, debido a la crisis económica que afectó a Uruguay en los primeros años del siglo XXI. A partir de 2004, esta tendencia a la baja se revirtió y comenzó a crecer nuevamente hasta superar, recién hacia 2007, los valores de consumo previos a la crisis. En el año 2017 se alcanzó el valor récord de 4.740 ktep, 1% superior a 2016.

Como se ha mencionado en el párrafo anterior, desde el año 2004 el consumo final total de energía mostró una tendencia creciente, a una tasa promedio de 6% anual. Este valor superó la tendencia histórica, dado que la década de mayor crecimiento anterior fue la correspondiente a los años noventa, cuando se registró una tasa promedio de 4%. En 2008 hubo un aumento en el consumo final total de 17%; este estuvo asociado principalmente al fuerte crecimiento de la industria de la celulosa.

En el año 2017 el consumo final no energético fue de 101 ktep, 17% superior al año anterior. Dado que el consumo final para usos no energéticos es tan solo del 2% del consumo final total, no amerita realizar un análisis por fuente. A continuación, se analizará el comportamiento del consumo final energético por fuente y por sector.

4.1. Consumo final energético por fuente

Las fuentes de energía consumidas en los diferentes sectores de actividad incluyen principalmente derivados de petróleo, biomasa, electricidad, biocombustibles y gas natural.

En el año 2017 la participación de la biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) superó, por primera vez, a la de los derivados de petróleo en el consumo final energético por fuente (39% y 38%, respectivamente), seguidos en importancia por el consumo de electricidad (20%). La participación de gas natural y de biocombustibles fue muy pequeña en ambas fuentes. Cabe señalar que el valor de consumo de leña que figura en el balance energético para los diferentes sectores se releva a partir de estudios estadísticos realizados por PEB.

El consumo final energético registró un crecimiento neto de 1.681 ktep (1965) a 2.562 ktep (1999), para luego disminuir a 2.201 ktep (2003) a causa de la crisis económica de principio de siglo XXI. A partir de 2004, asociado a un crecimiento de la economía, el consumo final energético experimentó un crecimiento sostenido, que se mantuvo hasta el 2017 inclusive, alcanzando un valor de 4.639 ktep. En este último período, se registraron las tasas de crecimiento más altas de toda la serie (5% en promedio).

4 En el Anexo I, a partir de la página 137, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a demanda de energía.

Respecto a los derivados de petróleo, históricamente han tenido la mayor participación en la matriz de consumo final energético. En los últimos 15 años presentaron un comportamiento muy similar a la electricidad aunque su consumo se vio afectado durante la crisis de principio de siglo, con tasas negativas hasta el año 2003. A partir de 2004, el consumo de los derivados de petróleo volvió a aumentar, con tasas de crecimiento anual comprendidas entre 1% y 8%. En el año 2017, el consumo fue similar al año anterior (1.773 ktep).

En cuanto al consumo de electricidad, desde 1965 ha presentado un crecimiento neto sostenido, a excepción de algunas leves disminuciones registradas en los años 1972, 1982, 1989 y la caída de principios de siglo, por los motivos ya explicados. Analizando los últimos 10 años de la serie, la tasa de crecimiento fue siempre positiva, con un promedio de 5%, salvo para el último año en el cual el consumo bajó 2% y alcanzó un valor de 934 ktep.

Por su parte, el consumo de biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) ha estado presente en toda la serie histórica, con la particularidad que en los últimos años aumentó su participación en la matriz y registró, en 2017, el mayor nivel de consumo. Este comportamiento estuvo determinado por el consumo de residuos de biomasa.

Los residuos de biomasa incluyen residuos forestales y de aserradero, licor negro, bagazo de caña, cáscara de arroz, cáscara de girasol, casullo de cebada y otros. A partir de 2007, ha habido un aumento importante en el consumo de residuos en la industria de celulosa, fundamentalmente de licor negro. Para los años 2007 y 2008, las tasas de crecimiento en el consumo de residuos de biomasa fueron del 91% y 447%, respectivamente, situación que volvió a repetirse en 2014 y 2015 con tasas de crecimiento de 30% y 28%. Por su parte, en el año 2011 se registró una caída en el consumo (-3%) que se explica por la disminución en el producto interno bruto en las industrias de papel y madera, ramas industriales que consumen aproximadamente el 80% de los residuos de biomasa del sector industrial.

El gas natural, si bien es una fuente que hace ya 20 años que participa en la matriz energética, ha tenido una penetración marginal desde su ingreso, en 1998. El mayor consumo se dio en el año 2006 (84 ktep) con una participación de 3% en la matriz de consumo final energético. Sin embargo, desde 2009 su participación en la matriz de consumo se ha mantenido en 1%, debido a las restricciones impuestas por el único proveedor (Argentina).

A partir de 2010 se incorporaron dos nuevas fuentes secundarias como son el bioetanol y el biodiésel⁵, agrupados en el término “biocombustibles”. Luego de presentar un consumo creciente desde su primer año, en 2017 tuvieron un descenso de 7%; sin embargo, mantuvieron la participación de 2% en el consumo final energético.

Desde 2014 se incluye la energía solar térmica en la matriz de resultados. En 2017, el consumo final energético creció 13% respecto al año anterior y resultó en un valor de 3,6 ktep, que estuvo asociado a una superficie de colectores solares térmicos estimada de 66.866 m².

4.2. Consumo final energético por sector

Históricamente, el consumo final energético se distribuyó con participaciones similares entre tres sectores (residencial, transporte e industrial), siendo el sector residencial el de mayor consumo. Sin embargo, a partir del año 1994 el sector transporte pasó a ser el principal seguido de cerca por el sector residencial, hasta que en 2008 la estructura de consumo volvió a cambiar, debido a un fuerte crecimiento del sector industrial.

⁵ Hasta el BEN 2012 se denominaron etanol carburante y B100, respectivamente.

Desde 2007-2008, el consumo del sector industrial comenzó a registrar un fuerte crecimiento llegando casi a duplicarse en un solo año. En los últimos diez años, el consumo final energético del sector industrial pasó de 626 ktep a 1.988 ktep, con dos periodos claros de crecimiento (2008-2010 y 2014-2015) explicados por la puesta en operación de las nuevas plantas de celulosa en el país.

Es de destacar que, si bien la entrada de las empresas de pulpa de celulosa tuvo un impacto significativo en la matriz energética, las mismas son autosuficientes ya que más del 90% de su consumo proviene de energéticos propios. A su vez, parte de la electricidad generada en las plantas es entregada al SIN.

Por su parte, se menciona que desde 2013 se informa el consumo final energético con una mayor desagregación por sector. Para aquellos consumos sectoriales menores a 1 ktep no se informa la apertura, por ser valores muy pequeños, salvo en aquellos casos que corresponda a un solo subsector. Para otros casos, tampoco se realiza la apertura, por corresponder a una sola empresa por sector (debiéndose informar el consumo agrupado) o por no disponer de información adecuada para su clasificación.

4.2.1. Sector Residencial

El consumo final energético del sector residencial fue 806 ktep en 2017, 4% inferior al año anterior. Si bien existe una variedad importante de fuentes que son consumidas en el sector residencial, la distribución se centra mayoritariamente en 3-4 energéticos. En los primeros años de la serie histórica el mayor consumo correspondió a leña, seguido por queroseno y, en menor medida, por electricidad y GLP (principalmente supergás). Sin embargo, la electricidad y GLP han ido ganando participación a lo largo de los años, frente a un consumo constante para la leña y decreciente para el queroseno. De esta manera, a partir del año 2010 el principal energético en el sector residencial pasó a ser la electricidad, seguido por la biomasa (leña y residuos de biomasa) y el GLP.

En particular es de mencionar que el aumento en el consumo de electricidad registrado en 2006 está asociado a un cambio de metodología en la evaluación de las pérdidas no técnicas⁶, que a partir de ese año se comenzaron a incluir en los sectores finales de consumo.

Cabe destacar una vez más que los consumos de leña y de residuos de biomasa se relevaron a partir de encuestas. En consecuencia, la caída que registró el consumo de biomasa a partir de 2006 no obedeció a un cambio en las pautas de consumo sino a un cambio en la metodología de evaluación. Para la leña, hasta el año 2005 se mantuvo el valor registrado en la Encuesta de 1988 (302 ktep), a partir del 2006 se incorporó el resultado correspondiente a la “Encuesta de consumos y usos de la energía” de ese año (295 ktep) y desde 2008 se consideró el consumo correspondiente a la actualización de dicho estudio (284 ktep). Para el caso de los residuos de biomasa, se incorporaron en 2006, con la información surgida en el mencionado relevamiento. Por su parte, en 2013 se realizó una nueva encuesta residencial, que dio como resultados un consumo de leña y de residuos de biomasa similares a los que se venían considerando.

Otras fuentes utilizadas en el sector residencial fueron gasoil y fueloil, fundamentalmente para calefacción y calentamiento de agua, cuyas participaciones en conjunto estuvieron entre 2% y 6% en todo el período de estudio; en 2017 registraron un consumo

⁶ Las pérdidas no técnicas están asociadas a consumos de electricidad no facturados.

de 5 ktep y 10 ktep respectivamente. A partir del año 2000 comenzó la utilización del gas natural en el sector residencial. Actualmente, su participación es apenas del 2% (20 ktep), porcentaje levemente inferior al que se dio en los últimos seis años previos a 2017 (3%). El gas manufacturado que se utilizaba en Montevideo fue totalmente sustituido por el gas natural a partir de principios de 2005.

Respecto a la apertura sectorial, implementada desde el año 2013, los consumos del sector residencial se informan para el departamento de Montevideo y el interior del país. En 2017, aproximadamente un tercio del consumo residencial correspondió al departamento de Montevideo. Respecto a la electricidad y el GLP (supergás y propano), los consumos fueron similares entre Montevideo y el resto del país, mientras que la mayoría del gas natural se consumió en la capital y el mayor consumo de leña se registró en el interior.

Desde el punto de vista regional, el consumo residencial de Montevideo fue más de la mitad de electricidad, seguido por leña, GLP, gas natural y finalmente queroseno. Respecto al interior del país, los principales energéticos consumidos en los hogares fueron leña y electricidad, seguidos en menor medida por GLP, residuos de biomasa y queroseno.

En el caso de los consumos de energía solar, gasoil, fueloil y carbón vegetal del sector residencial, no se realizó la apertura entre Montevideo e interior por no disponer de datos adecuados para su clasificación. Para otros energéticos (gasolinas y biocombustibles) no se realizó dicha apertura por resultar en consumos menores a 1 ktep.

4.2.2. Sector Comercial/Servicios/Sector público

El consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público fue de 304 ktep en 2017, 3% inferior al año anterior.

Previo al año 2006 el consumo final energético de este sector correspondió prácticamente a fuentes de energía secundaria, con participaciones que llegaron hasta 98%. A partir de 2006, se incorporó el consumo de leña que surgió de los resultados de la encuesta de consumos y usos de energía. Dicha modificación hizo que bajara la participación de la energía secundaria y comenzara a figurar una mayor participación de la energía primaria, fundamentalmente leña, dado que la participación del gas natural se mantuvo sin mayores variaciones. Se debe tener en cuenta que el consumo de leña que se contabiliza a partir de 2006 está asociado a un cambio de metodología (incorporación de una fuente que no estaba siendo considerada) y no a un cambio en patrones de consumo del sector.

Analizando el consumo global del sector comercial/servicios/sector público se destaca la importancia de la electricidad, que fue el principal energético, con un crecimiento neto sostenido hasta 2016, un consumo de 257 ktep y una participación de 82% para dicho año. En 2017 la situación fue diferente, ya que el consumo de electricidad disminuyó por primera vez (2%); sin embargo, la participación en el consumo final del sector aumentó a 83%, dado que el consumo final sectorial disminuyó en mayor proporción.

En menor medida, se registró el consumo de leña que fue de 22 ktep en 2017. Este valor se ha mantenido constante en los últimos cinco años y corresponde al resultado de la “Encuesta sobre consumo y uso de la energía en el sector comercial y servicios 2013”. Cabe señalar que los cambios bruscos que presenta el consumo de leña en la serie 1965-2017 responden a nuevos resultados de encuestas y no a cambios en los patrones de consumo.

Las restantes fuentes de energía consumidas actualmente en el sector (solar, gasoil, fueloil, GLP, gasolinas, queroseno y gas natural), presentaron en conjunto una participa-

ción de 10% para 2017 y disminuyeron 8% respecto al año anterior.

Dentro del sector comercial/servicios/sector público, desde 2013 se comenzó a informar el consumo en cuatro subsectores: “alumbrado público”, “administración pública y defensa”, “electricidad, gas y agua” y “resto”.

La única fuente que se consumió en 2017 para “alumbrado público” fue electricidad, lo que representó el 8% del consumo de dicha fuente del total del sector. Por su parte, en 2017 “administración pública y defensa” registró el 53% del GLP consumido en todo el sector, así como también el 20% del gasoil, el 19% del fueloil, el 10% del consumo de leña, el 9% del consumo de gasolina y finalmente el 7% de la electricidad total del sector. En lo que respecta a “electricidad, gas y agua”, dicho subsector fue responsable por el 4% de la electricidad del sector comercial/servicios/sector público y apenas el 2% de los consumos de leña y fueloil, respectivamente. Finalmente, dentro de la clasificación “resto” se agrupan todos los consumos energéticos que no correspondan a las categorías anteriores, representando más del 50% de los consumos para la mayoría de las fuentes.

La apertura no se realiza para energía solar, gasolina y queroseno por resultar en valores pequeños (menores a 1 ktep). Respecto al carbón vegetal, el consumo registrado en el sector comercial/servicios/sector público fue despreciable en 2017, asociado a la categoría “resto”.

4.2.3. Sector Transporte

El consumo final energético del sector transporte fue 1.314 ktep en 2017, lo que representa un crecimiento del 3% respecto al año anterior. Correspondió en su totalidad a fuentes de energía secundarias, siendo el gasoil y las gasolinas automotoras las que predominaron.

La participación de las distintas fuentes fue variando entre 1965 y 2017. A principios del período, la fuente de mayor consumo fue la gasolina automotora; sin embargo, a partir de 1972 el comportamiento se revirtió y el primer lugar lo pasó a ocupar el gasoil. Hacia 1980-1981 sus consumos prácticamente se igualaron, pero a partir de 1982 volvió a acentuarse la diferencia, de la mano de un mayor crecimiento del gasoil. Durante la crisis de 2002 ambos combustibles sufrieron una caída en su demanda, principalmente las gasolinas, situación que aumentó aún más la distancia entre sus consumos. Pero a partir del año 2004, en medio de una tendencia creciente para ambas fuentes, las gasolinas presentaron una tasa de crecimiento mayor, volviendo a hacer que la diferencia entre gasolinas y gasoil fuera cada vez menor.

Para 2017 el consumo final del sector transporte fue de 631 ktep de gasolinas y 610 ktep de gasoil, representando una participación de 48% y 46%, respectivamente. Se mantuvo la tendencia de los últimos años en que la participación de las gasolinas aumentó mientras que la del gasoil disminuyó, haciendo cada vez menor la diferencia entre el consumo de estos energéticos, hasta llegar prácticamente a igualarse en 2017.

A partir de 2010 se incorporaron los biocombustibles (bioetanol y biodiésel) en la matriz de consumo final, cuya participación en el sector transporte creció de 1% (2010) a 6% (2017). El consumo pasó de 7,2 ktep a 69,7 ktep en los siete años, considerando ambos biocombustibles. Estas fuentes se consumen principalmente en mezclas con combustibles fósiles: gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel. En el año 2017, la mezcla promedio correspondió a 7,9% de bioetanol en las gasolinas automotoras y 5,6% de biodiésel en el

gasoil, en términos de volumen y respecto al total de biocombustibles mezclados (no solo para transporte). La incorporación de biocombustibles permitió satisfacer la demanda junto con un descenso en el consumo de combustibles fósiles.

El resto de las fuentes utilizadas en el sector transporte han sido los turbocombustibles y gasolinas de aviación. Estas últimas están contabilizadas, junto con las gasolinas automotoras, bajo el término “gasolina”. En el BEN 2017 se incorporó una mejora en la estimación de los consumos de combustibles para actividades aeroagrícolas, a través de encuestas en dicha rama de actividad, por lo cual, se pudo realizar una reclasificación de consumos del sector transporte al sector agro. Este cambio se aplicó también para 2016. Si bien el valor absoluto del cambio ha sido pequeño (0,3 ktep), representa un porcentaje importante respecto al consumo final energético de cada combustible (10% para turbocombustible y 14% para gasolina aviación).

Por su parte, debe mencionarse la electricidad, que si bien en el BEN presentó consumos en el sector transporte hasta 1992, se utiliza actualmente en el transporte público, así como en la flota de vehículos de UTE y vehículos particulares. Estos consumos para 2017 fueron muy pequeños y están considerados dentro de los sectores residencial y comercial/servicios/sector público.

A partir del año 2013 se comenzó a informar el consumo del sector transporte desagregado por modo de transporte: “carretero”, “ferroviario”, “aéreo” y “marítimo y fluvial”. El consumo del transporte carretero representó casi la totalidad del consumo de todo el sector, a través de consumos de gasoil y gasolinas (incluyendo los biocombustibles). Por su parte, los consumos de turbocombustible y gasolina de aviación correspondieron en su totalidad al transporte aéreo, mientras que el consumo de fueloil se registró por completo en el transporte marítimo y fluvial. En el caso del transporte ferroviario el consumo correspondió a gasoil.

4.2.4. Sector Industrial

El consumo final energético del sector industrial fue 1.988 ktep en 2017, lo que significa un crecimiento de 2% respecto del año anterior. Cabe recordar que el sector industrial incluye la industria manufacturera y la construcción. La principal fuente consumida en el año 2017 correspondió a los residuos de biomasa y representó más del 60% del consumo total de la industria. El siguiente consumo en orden de importancia correspondió a electricidad (15%), seguido por leña (9%) y fueloil (7%).

El sector industrial presentó grandes fluctuaciones en los consumos energéticos de las diferentes fuentes en el período entre 1965 y 2017. En los primeros años de la serie, el principal energético de consumo en la industria fue el fueloil con participaciones de 70%. Se destacan los años donde la leña y la electricidad superaron los consumos de las otras fuentes (1986-1995 y 2003-2007), así como la complementariedad entre el consumo de fueloil y leña en todos los años.

Respecto a los residuos de biomasa, históricamente han tenido un consumo bajo en la industria, con participaciones menores a 14% hasta 2007 inclusive. En el año 2008, hubo un salto en el consumo de residuos de biomasa que se debió fundamentalmente al crecimiento del consumo de licor negro en la industria de celulosa. Asimismo, a partir del año 2008 se comenzó a registrar los consumos de residuos forestales y de aserradero, los cuales no estaban registrados en BEN anteriores. En el año 2010, solamente el consumo de

residuos de biomasa (638 ktep) ya superaba el consumo total del sector industrial del año 2007 (626 ktep). En los años posteriores, el consumo de dicha fuente continuó aumentando hasta alcanzar en 2017 un consumo de 1.275 ktep y representar un crecimiento de 5% respecto al año anterior, y el máximo absoluto a la fecha. Como ya se ha mencionado, este gran crecimiento que tuvieron los residuos de biomasa desde 2008, fue lo que determinó que el sector industrial pasara a ser el sector de mayor consumo energético.

La electricidad registró su máxima participación en el consumo industrial en el año 2002 (29%) y descendió luego hasta un 15% en 2017. A pesar de este descenso porcentual, el consumo absoluto de electricidad experimentó un crecimiento sostenido y alcanzó su máximo valor en 2017 (292 ktep). Cabe mencionar que a partir del 2006 se incorporaron, como consumo final eléctrico, las pérdidas no técnicas del sector eléctrico.

Es importante destacar que, en la última década, el sector industrial ha mostrado un gran desarrollo en la autoproducción de electricidad, entendiendo por esta a la electricidad generada por los propios establecimientos, sin ingresar a la red. Entre 1965 y 1980 la participación de la electricidad de autoproducción, respecto al consumo eléctrico industrial, se mantuvo entre 10% y 15%, para luego descender por casi 30 años a participaciones menores al 10%. A partir de 2008, la participación de la electricidad de autoproducción creció a niveles entre 30% y 35%, y desde 2014 alcanzó valores mayores a 40% del consumo eléctrico de la industria. De esta manera, en 2017 los establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron (49%).

Por su parte, el consumo de leña ha venido aumentando y llegó a una participación del 29% en 2006 para luego bajar a un 9% en 2017. Cabe aclarar que el consumo en 2006 fue corregido en función al estudio de consumos y usos de energía de dicho año, mientras que para 2011 y desde 2013 se realizaron encuestas para el sector. Si bien el consumo de leña fue 177 ktep en el último año, similar a 2015 y 2016 pero 19% inferior a 2011 (máximo histórico), se mantuvo en el orden del máximo registrado a fines de los años ochenta y principio de los años noventa.

Respecto al fueloil, su mayor consumo ha sido históricamente en el sector industrial, con participaciones mayores al 70%. Su consumo tuvo principal importancia en los primeros años de la serie, como fuera mencionado anteriormente, para situarse en participaciones menores a 10% desde 2010. En 2017, dada la situación particular de la refinería, que estuvo parada gran parte del año por mantenimiento programado, el 45% del fueloil consumido en la industria fue abastecido por un proveedor distinto a ANCAP (empresas ubicadas en zona franca).

El gas natural, introducido en el país a fines de 1998, alcanzó en 2004 una participación de 12% en el consumo industrial, que bajó a 1% en 2010, porcentaje mantenido hasta 2017. Esta baja se explica, en parte, por el decrecimiento de su consumo y el aumento del consumo total del sector. A su vez, se deben tener en cuenta las dificultades de abastecimiento de gas natural por Argentina (único proveedor de este energético), como ya se mencionó.

Otras fuentes energéticas consumidas en la industria han sido el gasoil, coque de petróleo y GLP (supergás y propano). El consumo de coque de petróleo ha permanecido relativamente constante en los últimos años con una participación de 3%; sin embargo, en el último año registró un crecimiento de 28% en términos absolutos. Por su parte, el propano ha registrado cierto aumento en su consumo en los últimos años, pero sigue siendo marginal respecto al total del sector industrial.

En el caso de la energía solar, en 2017 se logró estimar un consumo de 0,1 ktep asociado a una superficie instalada de 2.334 m² de colectores solares térmicos. Dicho valor fue relevado en la “Encuesta sobre consumo de energía en el sector industrial 2017” y se considera un valor preliminar, ya que la información respecto a la energía solar es difícil de relevar en encuestas sectoriales, dado que el tamaño de la muestra no logra captar la población que utiliza esta tecnología.

A partir del año 2013, el consumo del sector industrial se comenzó a informar desagregado por rama industrial. La industria de “papel y celulosa” representó en 2017 el principal consumo del sector (67%), seguida en menor medida por las industrias de “madera” y “química, caucho y plástico” (5% cada una) y las ramas de “cemento” (4%), “frigoríficos” (3%) y “molinos” (3%). Respecto a las fuentes consumidas, los residuos de biomasa han sido el energético de mayor consumo en el sector, principalmente el licor negro de la industria de la celulosa. En el caso de la electricidad, 34% fue consumido por la industria de “papel y celulosa”, seguida por la rama de la “química, caucho y plástico” (22%) y los “frigoríficos” (9%).

Por su parte, la leña representó el tercer energético consumido por el sector industrial, siendo las ramas más importantes en consumo las siguientes: “frigoríficos” (20%), “papel y celulosa” (18%), “química, caucho y plástico” (11%) y “lácteos” (11%). Para el caso del fueloil, el consumo industrial se repartió principalmente entre la industria de “papel y celulosa” (73%), “lácteos” (10%) y en menor medida “química, caucho y plástico” (3%).

El resto de los energéticos tuvieron participaciones menores en el consumo industrial. Se destaca que el consumo de coque de petróleo se dio en la industria de “cemento” y que, para gasolina, coque de carbón y biocombustibles, no se realizó la apertura, por resultar en valores muy pequeños (menores a 1 ktep).

4.2.5. Sector Agro/Pesca/Minería

El consumo final energético del sector agro/pesca/minería fue de 227 ktep en 2017, lo que representó un aumento de 2% respecto al año anterior. Gasoil fue el energético de mayor consumo (147 ktep) con una participación de 66%. A lo largo de toda la serie, dicha fuente presentó variaciones en el consumo y experimentó una disminución neta de 8% para los últimos seis años. Cabe destacar que desde el año 2010 el gasoil informado en este sector incluye el biodiésel mezclado.

La segunda fuente de consumo en 2017 correspondió a la leña (35 ktep), que se incorporó a partir de 2006, asociada principalmente a la generación de calor en la rama avícola. Una vez más, se aclara que esta modificación no se debió a un cambio en la estructura de consumo, sino a la incorporación de una nueva fuente que no se estaba teniendo en cuenta en este sector. El “Estudio de consumos y usos de la energía” de 2006 permitió, entre otras cosas, hacer este tipo de correcciones en el consumo final energético de los distintos sectores económicos.

Por su parte, el consumo de electricidad fue creciente hasta 2012, que tuvo una participación del 12% y disminuyó hacia 2015, que tuvo una participación de 11%. En 2017 tanto el consumo como la participación se mantuvieron similares al año anterior. Se destaca que desde el año 2006, se incluyó en este sector la corrección de las pérdidas no técnicas de electricidad como consumo final.

Desde el año 2011, se registra el consumo de gas propano para el sector agropecuario

y minería. En 2017 dicho consumo fue de 7 ktep y resultó en una disminución de 35% respecto al año anterior.

Respecto a las gasolinas automotoras, en el último año participaron con un 3% en el consumo sectorial, mientras que el fueloil presentó un consumo muy pequeño (1%). Se hace notar que, en este sector, no se registra consumo de queroseno desde 1993. Por su parte, en el presente BEN se incorporó una mejora en la asignación del consumo de combustibles para actividades aeroagrícolas. De esta manera, para 2016 y 2017 se realizó una reclasificación del consumo de gasolina de aviación y turbocombustible, que estaban siendo considerados en el sector transporte y, según la metodología aplicada, corresponden al sector agropecuario.

A partir del año 2013 se comenzó a informar la apertura del sector agro/pesca/minería, desagregando el consumo del sector pesca del correspondiente para agro y minería. De esta manera, en el último año se registró un consumo de gasoil de 15 ktep asociado a la pesca industrial, así como de 3,1 ktep de gasolina en la pesca artesanal. Se aclara que el gasoil marino utilizado en barcos no incluye biodiésel. Por su parte, todo el consumo de leña y propano del sector se registró en los sectores agro y minería.

5. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO⁷

En la publicación de BEN 2012 se incorporaron, por primera vez, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) provenientes de las actividades de quema de combustibles correspondientes a las industrias de la energía y los sectores de consumo. La serie comienza en 1990, año a partir del cual el país cuenta con publicaciones de los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (INGEI).

Las emisiones de CO₂ son calculadas siguiendo las directrices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión 2006. Cabe destacar que, según dicha metodología, las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de combustibles de la biomasa no se consideran en los totales, a pesar de estar frente a una clara actividad de quema con fines energéticos. La razón es que, paralelamente a la ocurrencia de emisiones de este gas (cuando se quema biomasa), existe un proceso de absorción del mismo (a través de la fotosíntesis) que realizan las especies vegetales durante su crecimiento y que resulta conveniente evaluar conjuntamente, para no extraer conclusiones engañosas a partir de resultados parciales. Por lo tanto, el cálculo relativo a la emisión y absorción de CO₂ a partir de biomasa, se contabiliza en el sector de la “agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra” (AFOLU, por sus siglas en inglés) del mencionado INGEI. Sin embargo, resulta interesante estimar las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa (leña, residuos de biomasa, biocombustibles, etc.), las cuales se presentan como partidas informativas en el sector energético (sin sumarmas en los totales, como se ha explicado anteriormente).

Para el año 2017 las emisiones totales de CO₂ fueron 5.838 Gg⁸ provenientes de las siguientes categorías en orden decreciente de importancia: transporte (3.734 Gg), industrial (821 Gg), agro/pesca/minería (486 Gg), residencial (383 Gg), centrales eléctricas de servicio público (183 Gg), consumo propio (148 Gg) y finalmente comercial/servicios/sector público (82 Gg).

Es así que, en 2017, el 6% de las emisiones de CO₂ provinieron de las industrias de la energía (generación de energía eléctrica y consumo propio del sector energético) y el 94% correspondió a las actividades de quema de combustibles en los distintos sectores de consumo.

Si se considera todo el período en estudio, las emisiones de CO₂ aumentaron desde 3.641 Gg en 1990 hasta 6.449 Gg en 1999, año a partir del cual comenzaron a disminuir hasta un valor de 4.052 Gg en 2003. Esta caída en las emisiones coincidió con la disminución de la demanda de energía provocada por la crisis que enfrentó el país a principios de siglo. Desde 2004 las emisiones volvieron a presentar una tendencia neta creciente, hasta llegar en 2012 a los niveles máximos del período (8.199 Gg) y volver a disminuir hacia 2017. Se verifica que, en los tres últimos años, la disminución en las emisiones totales de CO₂ del sector energía se debieron principalmente a las industrias de la energía, ya que las emisiones provenientes de los sectores de consumo se mantuvieron crecientes, como se detallará más adelante.

Respecto a las industrias de la energía, las emisiones provenientes de las centrales eléc-

7 En el Anexo I, a partir de la página 154, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a emisiones de CO₂.

8 1 Gg (mil millones de gramos) equivale a 1 kton (mil toneladas)

tricas de generación de electricidad presentan una gran variación ya que están fuertemente asociadas a las condiciones de hidraulicidad que existan en el país. Para años secos con participaciones bajas de hidroelectricidad, el consumo de derivados de petróleo en centrales eléctricas es alto, con su consiguiente contribución a las emisiones totales de CO₂. En los últimos 10 años, los mayores registros correspondieron a 2008, 2009 y 2012, con participaciones de 36%, 31% y 36% en el total de emisiones, respectivamente. Del mismo modo, se destacaron el año 2010 y los que siguieron a 2013 con buenos aportes hidráulicos para la generación de electricidad, y su consecuente menor consumo de derivados. En particular, en los últimos tres años, la hidroelectricidad ha ido disminuyendo; mientras que el gran aumento que se registró en la electricidad de origen eólico resultó en un consumo menor de derivados de petróleo. Las emisiones de CO₂ asociadas a la quema de gasoil y fueloil para producir electricidad fueron la mitad en comparación con 2016 para cada energético, mientras que se registraron emisiones de CO₂ a partir de quema de gas natural (en 2016 no hubo).

Merece especial destaque el hecho de que en el último año se registraron las menores emisiones de CO₂ por centrales eléctricas de los últimos 14 años.

Por su parte, se menciona que las emisiones provenientes del consumo propio del sector energético se deben principalmente a la operación de la refinería. Las mismas se han mantenido relativamente constantes a lo largo de la serie, con participaciones entre 5-8% de las emisiones de CO₂ totales. En particular, es de mencionar la disminución de 46% en las emisiones para el último año, que se debió a la parada de la refinería por mantenimiento.

En cuanto a las emisiones provenientes de los sectores de consumo, la principal categoría ha sido históricamente el sector transporte, con una participación promedio de 60% respecto a las emisiones sectoriales y de 48% respecto al total. La evolución en las emisiones acompañó la tendencia del consumo energético en este sector, con un crecimiento sostenido hasta 1999, una posterior caída durante cuatro años y nuevamente un aumento hasta 2017 inclusive. En los últimos 10 años, el incremento de emisiones de CO₂ en el sector transporte estuvo marcado principalmente por las emisiones asociadas al consumo de gasolina, que aumentaron 114%, mientras que para el gasoil las emisiones de CO₂ se mantuvieron prácticamente constante.

Las emisiones de CO₂ de los demás sectores de consumo (considerados en conjunto) fueron similares a las provenientes del transporte en 1990, mientras que el crecimiento fue mucho menor a lo largo del tiempo. En 2017, alcanzaron el 30% de las emisiones de CO₂ totales y fueron la mitad respecto a las correspondientes del transporte. Es de destacar el comportamiento del sector industrial, que si bien fue relativamente constante a lo largo de la serie, en los últimos siete años sus emisiones de CO₂ crecieron de 583 Gg (2010) a 877 Gg (2016), debido principalmente a un mayor consumo de fueloil y coque de petróleo en la industria. Sin embargo, en 2017 dichas emisiones descendieron a niveles similares a 2015 (821 Gg) por un menor consumo de fueloil. Para los sectores residencial, comercial/ servicios/ sector público y agro/ pesca/ minería las emisiones de CO₂ han sido pequeñas respecto al resto de los sectores y se han mantenido relativamente constantes a lo largo de los años.

Finalmente, se presentan como partidas informativas las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales, ya que no se consideran en los totales de acuerdo a la metodología aplicada. En 2017, las emisiones de la quema de bio-

masa correspondieron a 9.070 Gg de CO₂, lo que representó un aumento de 3% respecto al año anterior. En cuanto a los combustibles, los residuos de biomasa fueron los que tuvieron la mayor participación (71%), seguidos por la leña (27%) y en menor proporción por los biocombustibles (3%) y el carbón vegetal (<1%).

En la categoría “bunkers internacionales” se informan las emisiones de CO₂ procedentes de la navegación marítima y fluvial, así como de la aviación, incluyendo los viajes que salen de un país y llegan a otro. Para 2017, las emisiones de bunkers internacionales fueron 629 Gg de CO₂, lo que representó una disminución de 17% desde 2016. El 52% de estas emisiones se originaron en el transporte marítimo, a través del consumo de derivados de petróleo, mientras que el 48% restante correspondió al transporte aéreo, principalmente por consumo de turbocombustible.

6. INDICADORES⁹

6.1. Consumo de energía por PIB

La evolución del producto interno bruto (PIB) y del consumo final de energía se presenta para la serie 1997-2017 y toma como base igual a 100 los valores de ambas variables para el año 1997. La serie del PIB corresponde a precios constantes de 2005 por empalme, publicada por el Banco Central del Uruguay (BCU).

Ambas series han presentado comportamientos similares en lo que respecta a las tendencias de crecimiento. Entre los años 1999 y 2003 registraron disminuciones de 4% como promedio anual mientras que, a partir de 2004, mostraron una tendencia creciente. Desde 2006 el consumo de energía fue mayor al del PIB para el período 2006-2009. Es de destacar el gran crecimiento del consumo final del sector industrial en el año 2008 (67% respecto a 2007), que provocó un cambio en la estructura de consumo del país y repercutió directamente en este indicador. En los años 2010, 2011 y 2012 se dio una tendencia opuesta, ya que, si bien el consumo energético creció y el PIB también, el consumo final energético evolucionó a tasas menores. Por su parte, a partir del año 2013, el consumo final energético presentó aumentos anuales crecientes, mientras que el PIB creció a tasas positivas pero menores año a año. Para 2017 el consumo final creció 1,1% respecto al año anterior, mientras que el PIB lo hizo con una tasa mayor (2,7%).

De esta manera, la intensidad energética por unidad de PIB presentó un crecimiento neto en todo el período de estudio; registró el mínimo histórico en 2005 (5,7 tep/M\$ 2005) y el máximo en 2016 (6,9 tep/M\$ 2005). En el último año la intensidad energética fue de 6,8 tep/M\$ 2005.

6.2. Consumo de energía y de electricidad per cápita

Se presenta la evolución del **consumo de energía per cápita** expresado en tep/1.000 hab. (toneladas equivalentes de petróleo por cada mil habitantes) obtenido como el cociente entre el consumo final total de energía y la cantidad de habitantes.

Entre 1990 y 1999 dicho indicador tuvo un crecimiento sostenido; el mismo se vio interrumpido durante la crisis económica de comienzos del siglo XXI, pero a partir de 2004 comenzó nuevamente la tendencia creciente, que se mantuvo hasta 2017. En 2007 el pico de consumo anterior (que se había dado en 1999, antes de la crisis) fue superado. Para el año 2017, el consumo final de energía per cápita fue de 1.357 tep cada mil habitantes; mantuvo su tendencia creciente y alcanzó su valor máximo de toda la serie.

Al igual que el indicador anterior, el **consumo de electricidad per cápita** se obtiene del cociente entre la energía eléctrica consumida y la cantidad de habitantes. A lo largo de toda la serie, el consumo de electricidad per cápita presentó, en general, una tendencia creciente, salvo en determinados puntos donde se dio un decrecimiento. La crisis repercutió en el consumo de electricidad per cápita, al igual que en el resto de los indicadores.

El consumo eléctrico per cápita aumentó desde 512 kWh/hab. (1965) hasta un máximo de 1.917 kWh/hab. (2000), para luego bajar hasta un mínimo de 1.788 kWh/hab. (2003). A partir de ese año, se revirtió nuevamente la tendencia y volvió a crecer, para alcanzar en

⁹ En el Anexo I, a partir de la página 160, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a indicadores.

2016 un consumo máximo histórico de 3.193 kWh/hab. En 2017 se registró un descenso de 3% en el consumo eléctrico per cápita, con un valor de 3.110 kWh/hab.

6.3. Intensidad energética por sector

Se entiende por intensidad energética al cociente entre el consumo energético de un determinado sector y el valor agregado de dicho sector; representa la cantidad de energía necesaria para generar una unidad de valor agregado. Si, en vez de analizar el consumo de energía en forma global comparado con el PIB, se analiza el consumo de energía por sector en relación al valor agregado, se obtienen comportamientos diferentes según los sectores. Es importante tener en cuenta que para este indicador fue utilizada la serie de precios constantes de 2005, al igual que en el resto de los indicadores.

En la serie industria/agro/pesca/minería se puede observar, claramente, el impacto que generó el ingreso al mercado de las nuevas industrias de celulosa, que provocaron un salto en la intensidad energética en los años 2008 y 2014. A partir de 2008 la intensidad energética mantuvo una tendencia creciente, salvo para los años 2009, 2011 y 2012, cuando se dio una pequeña baja asociada a un menor crecimiento del consumo energético del sector industrial respecto al mayor crecimiento económico; en 2012 el consumo energético disminuyó respecto al año anterior. En 2013, tanto el consumo energético como el valor agregado registraron crecimientos, lo que reflejó un aumento en la intensidad energética. Para los últimos cinco años, el gran crecimiento en el consumo energético junto con el crecimiento del valor agregado del sector (salvo para el último año que disminuyó), repercutieron en un destacado crecimiento de la intensidad energética del sector industrial/agro/pesca/minería (8% de tasa media anual).

Por su parte, la serie de intensidad energética del sector transporte alcanzó su mínimo histórico en 2008 y registró un comportamiento variable en los años posteriores, en los que alternó tasas de crecimiento positivas y negativas. El crecimiento (8%) que se dio en la intensidad energética entre 2008 y 2009 puede haber sido consecuencia de la crisis internacional, dado que el valor agregado generado en el transporte fue apenas superior al año anterior, mientras que el consumo energético mantuvo el crecimiento histórico. Son de destacar los años 2015 y 2016 ya que, como consecuencia de los crecimientos en el consumo energético y las disminuciones en el valor agregado, resultaron en crecimientos de 15% y 12% en la intensidad energética del sector transporte. Para 2017, la intensidad energética volvió a decrecer (3%), ya que el valor agregado del sector transporte creció más que el consumo energético.

Finalmente, en cuanto a la intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público, la serie no ofreció mayores variaciones, siendo relativamente constante en el período en estudio 1997-2017, con un descenso neto mantenido. En el año 2007 alcanzó el valor máximo y, a partir de 2008, mostró una tendencia decreciente, a pesar de que en dichos años crecieron tanto el consumo energético como el valor agregado del sector. Esto se explica porque el consumo energético presentó una tasa de crecimiento menor que la del valor agregado, lo cual podría ser resultado de la incorporación de medidas de eficiencia energética. En los últimos tres años se registraron los menores valores históricos de intensidad energética en el sector comercial/ servicios/ sector público (0,72 ktep/M\$ 2005 en 2017).

6.4. Emisiones de CO₂ por PIB y per cápita

Se presenta la evolución del PIB y de las emisiones de CO₂ de las actividades de quema de combustibles, para los años 1997-2017, tomando como base igual a 100 los valores de ambas variables para el año 1997. La serie del PIB corresponde a precios constantes de 2005 por empalme, publicada por el Banco Central del Uruguay (BCU).

Las emisiones de CO₂ han presentado cierta variabilidad a lo largo de toda la serie, pero han acompañado la evolución del PIB. Las grandes variaciones que se dieron en las emisiones de CO₂ totales estuvieron fuertemente asociadas a las variaciones en las emisiones de las centrales térmicas de generación de electricidad, por consumo de derivados de petróleo para generación eléctrica, como complemento de la hidroelectricidad.

En el año 2017 se dio un comportamiento similar a los años 2007, 2010, 2014 y 2015, en cuanto a la buena disponibilidad de energía hidráulica, lo cual se vio reflejado en menores emisiones de CO₂ respecto a otros años con características de crónicas secas y sus correspondientes mayores consumos de derivados de petróleo para generación eléctrica. Si bien en 2017 la hidroelectricidad fue la inferior en los últimos cinco años, el gran aumento que se dio en la electricidad de origen eólico resultó en un consumo menor de derivados de petróleo.

En cuanto a la intensidad de emisiones de CO₂ por unidad de PIB, presentó cierta variabilidad en la serie 1997-2017, en línea con lo mencionado para los indicadores anteriores. Los años con mayores niveles de intensidad de emisiones correspondieron a 1999 y 2008 (15 t/ M\$ 2005¹⁰), mientras que en los últimos cuatro años se alcanzaron los valores más bajos desde 1997 (8-9 t/ M\$ 2005).

Respecto a las emisiones de CO₂ per cápita, se observó un crecimiento neto para todo el período 1990-2017, el cual presentó una variabilidad importante. Este comportamiento, que alternó máximos y mínimos, se correlaciona con la variación que presentó el consumo de combustibles fósiles en centrales térmicas.

En el año 2003 se registró el mínimo de emisiones de CO₂ per cápita (1,2 t/hab.), mientras que en 2012 las emisiones alcanzaron sus niveles máximos (2,4 t/hab.). Entre 2014 y 2016 las emisiones de CO₂ per cápita se mantuvieron constantes (1,8 t/hab.) y disminuyeron en el último año a 1,7 t/hab.

6.5. Factor de emisión de CO₂ del SIN

El factor de emisión del SIN representa la cantidad de CO₂ que se genera por GWh de electricidad producida que se entrega a la red de energía eléctrica. Se determina como el cociente entre las emisiones de CO₂ provenientes de las centrales eléctricas de servicio público, y la electricidad generada por dichos generadores y entregada al SIN. El factor de emisión varía de un año a otro, de acuerdo con la mezcla de combustibles empleados en la generación de electricidad entregada a la red.

El factor de emisión ha presentado gran variabilidad a lo largo de toda la serie. Este efecto está asociado a la gran influencia que tiene el nivel de hidraulicidad en la generación eléctrica del país, y a la consecuente cantidad de combustibles fósiles utilizados para generación, como fuera mencionado en los apartados anteriores. En los últimos años, Uruguay ha registrado también grandes crecimientos en la generación de electricidad

¹⁰ Toneladas de CO₂ por millones de pesos constantes 2005

de origen renovable, principalmente energía eólica, lo que hace pensar que, junto con la hidroelectricidad, haya permitido el uso de menores cantidades de combustibles fósiles.

Cabe destacar que el máximo factor de emisión del SIN fue registrado en 2008, con un valor de 335 t CO₂/GWh, seguido en importancia por los años 2006 (304 t CO₂/GWh) y 2012 (301 t CO₂/GWh). Por su parte, los mínimos se dieron entre 2001-2003, con valores menores a 3 t CO₂/GWh, cuando prácticamente el 100% de la electricidad se generó a partir de energía hidráulica. Para el año 2017, el factor de emisión del SIN fue de 14 t CO₂/GWh, lo que representó el menor valor en los últimos 14 años y el quinto desde 1990.

6.6. Tasa de electrificación

La tasa de electrificación expresa el porcentaje de viviendas que disponen de electricidad respecto al total de viviendas ocupadas. Este indicador se elabora para el medio urbano, rural y total país.

La tasa de electrificación total ha pasado de 79,0% a 99,8% entre 1975 y 2017. Al analizar el indicador desagregado por medio urbano y rural, se puede observar una evolución más acentuada para la tasa de electrificación rural, que aumentó de 25,1% en 1975 hasta 98,4% en 2017. Por su parte, la tasa de electrificación urbana pasó de 89,0% a 99,8% en dicho período.

Visto de otra manera, del total de viviendas ocupadas en 2017 solo el 0,2% no tuvo suministro de electricidad, ya sea de UTE o propio (grupo electrógeno y/o cargador de baterías a través de un generador eólico o solar); la cifra correspondió a 2.800 viviendas. La distribución fue de 1.800 viviendas en el medio urbano (0,2%) y 1.000 en el medio rural (1,6%).

6.7. Sendero energético

El sendero energético constituye una representación gráfica que relaciona dos indicadores: intensidad energética y PIB per cápita. A continuación, se analizará la evolución del sendero para el período 1997-2017 incluyendo la intensidad energética, expresada en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos constantes del año 2005 (tep/millones\$2005), y el PIB per cápita, expresado en miles de pesos constantes del año 2005 por habitante (miles\$2005/hab.). A su vez, se representará el consumo final total per cápita constante a través de curvas isocuantas.

La evolución del comportamiento de los indicadores evidencia las etapas atravesadas por el país en el período en estudio. A través del retroceso del sendero energético, marcado por una disminución del PIB per cápita, es posible identificar la crisis económica que se produjo a principios de siglo. Luego de esta etapa, se registró un período de crecimiento económico sin aumento del consumo energético, debido a que el crecimiento económico estuvo asociado, en mayor medida, al crecimiento del sector comercial/servicios que no es un sector “energó intensivo”.

A partir de los años 2005 y 2006 el crecimiento económico se explica por el crecimiento del sector comercial/servicios, así como también por el aumento de la actividad industrial; es en esa etapa donde se comienza a visualizar un mayor aumento del consumo energético con respecto al crecimiento económico. Esto correspondió a una etapa de industrialización del país y, por lo tanto, estuvo asociado a un cambio estructural de la economía.

Por su parte, en el año 2009 la situación volvió a cambiar y hubo una tendencia decre-

ciente en intensidad energética y creciente en PIB per cápita. Para 2013 y 2014, ambos indicadores presentaron tendencias crecientes respecto al año anterior. En los años 2015 y 2016 los comportamientos fueron similares respecto al año anterior: la intensidad energética creció 7% y 3% respectivamente, mientras que el PIB per cápita permaneció prácticamente constante. Finalmente, en 2017 la intensidad energética disminuyó 2% mientras que el PIB per cápita aumentó 2% respecto al año previo.

7. METODOLOGÍA

7.1. Definiciones generales

- **Fuente de energía primaria:** Es la fuente de energía provista por la naturaleza, ya sea en forma directa como la hidráulica y la eólica; después de atravesar un proceso minero, como los hidrocarburos, el gas natural y el carbón mineral; o a través de la fotosíntesis, como en el caso de la leña y los residuos de biomasa (originados en las actividades urbana, agropecuaria y agroindustrial).
- **Fuente de energía secundaria:** Es aquella obtenida a partir de una fuente primaria (o de otra secundaria), después de someterla a un proceso físico, químico o bioquímico que modifica sus características iniciales.
- **Energía bruta:** Es aquella energía, primaria o secundaria, a la cual no se le han deducido las pérdidas de transformación, transmisión, transporte, distribución y almacenamiento, ni aquella cantidad de energía que no haya sido utilizada.
- **Energía neta:** Es aquella energía, primaria o secundaria, cuyo destino es el consumo, y a la que se le han deducido las pérdidas anteriormente mencionadas y la energía no utilizada.
- **Energía final:** Es aquella energía (primaria o secundaria) que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos. Es la que entra al sector de consumo y se diferencia de la anterior por el consumo propio del sector energético. Incluye al consumo energético y al no energético.
- **Centro de transformación:** Es la instalación donde la energía primaria o secundaria es sometida a procesos que modifican sus propiedades o su naturaleza original, mediante cambios físicos, químicos y/o bioquímicos, y cuyo objetivo es convertirla en otra forma de energía más adecuada para el consumo. Se clasifican en: “primarios”, si solamente procesan fuentes primarias y “secundarios”, si al centro de transformación ingresan fuentes primarias y/o secundarias.
- **Sector de consumo:** Es aquella parte de la actividad socioeconómica que recibe la energía final para su utilización. El consumo propio se considera en forma independiente y corresponde a la energía consumida por el sector energético para la producción, transformación, transporte y distribución de energía (no incluye la utilizada como insumo para la transformación a otro tipo de energía).

7.2. Estructura

El Balance Energético Nacional (BEN) brinda una representación de la estructura y funcionamiento del sistema energético. Lo hace en una forma organizada y sistemática, sintetizando la información en una “matriz resumen general”, o también denominada “matriz consolidada”. En ella se pueden analizar todos los procesos y transformaciones que sufre una determinada fuente a través de todo el sistema, así como para cada rubro (las magnitudes correspondientes a cada fuente). La “matriz resumen general” está compuesta por las siguientes cinco sub-matrices:

- Balance de energía primaria
- Balance de centros de transformación (primarios y secundarios)
- Balance de energía secundaria
- Oferta bruta y consumo neto
- Distribución sectorial del consumo final energético

En la siguiente figura se muestra en forma esquemática cómo se encuentran ubicadas en la “matriz resumen”. Seguidamente, se presenta un análisis de cada una de estas submatrices.

Balance Energético	Fuentes Primarias	Fuentes Secundarias	Pérdidas	TOTAL
Energía primaria	(1)			
Centros de transformación		(2)		
Energía secundaria		(3)		
Oferta bruta y consumo neto		(4)		(4)
Consumo final de energía		(5)		(5)

Notas:

- (1) Balance de energía primaria
 (2) Balance de centros de transformación
 (3) Balance de energía secundaria
 (4) Oferta bruta y consumo neto
 (5) Distribución sectorial del consumo final energético

La matriz resumen tiene un formato común para todos los años de la serie histórica; sin embargo, se modifica a medida que surgen nuevas fuentes de energía, o se cuenta con una mayor desagregación de la información, ocultando o dejando visibles los campos que corresponden. En particular, es de mencionar la mayor desagregación en los sectores de consumo, implementada a partir de 2013, y la apertura por fuente para las centrales eléctricas de servicio público y autoproducción, realizada desde 2010.

7.2.1. Balance de fuentes de energía primarias

Corresponde al abastecimiento de fuentes de energía primaria. En la presente edición del BEN se incluyen como tales: petróleo crudo, carbón mineral, gas natural, hidroenergía, energía eólica, energía solar, leña, residuos de biomasa y biomasa para biocombustibles.

A continuación, se detallan ciertas aclaraciones para algunas de las fuentes primarias:

- **Carbón mineral:** Incluye antracita, turba, alquitranes de hulla y brea.
- **Gas natural:** Los datos están considerados en condiciones estándar (1 atm y 15°C).
- **Hidroenergía:** En las matrices resumen se tiene en cuenta el equivalente teórico. Sin embargo, en la sección “información complementaria” se incluye un cuadro de hidroenergía en el que se considera el equivalente térmico.
- **Energía solar:** Incluye energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.

- **Residuos de biomasa:** Incluye cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera.
- **Biomasa para producción de biocombustibles:** Incluye caña de azúcar, sorgo dulce, soja, girasol, canola, sebo, etc.

El balance de energía primaria está integrado por ocho rubros: producción, importación, exportación, pérdidas, variación de inventario, no utilizada, ajustes y oferta. En virtud de que los rubros corresponden también al balance de energía secundaria, se dan a continuación las definiciones para ambos casos:

- **Producción:** Es la cantidad de energía primaria extraída de la naturaleza o la cantidad de energía secundaria originada en un centro de transformación.
- **Importación:** Es la energía primaria o secundaria proveniente del exterior del país.
- **Exportación:** Es la energía primaria o secundaria enviada al exterior del país. Las exportaciones a zona franca no se consideran exportaciones como tales, sino que se incluyen en el consumo final como ventas en el mercado interno.
- **Pérdidas:** Son las pérdidas de energía originadas durante el transporte, almacenamiento, transmisión y distribución (pérdidas técnicas). Hasta 2005 se computaron las pérdidas no técnicas del sector eléctrico como “pérdidas”, a partir de 2006 estas se contabilizan en “consumo final”, considerando las pérdidas sociales dentro del sector residencial y el resto de las pérdidas no técnicas se distribuyen en función del porcentaje de participación del consumo eléctrico del resto de los sectores.
- **Variación de inventario:** Es la diferencia entre las existencias de una fuente energética al 31 de diciembre del año $i+1$ y al 31 de diciembre del año i .
- **Energía no utilizada:** Es la cantidad de energía que, por la naturaleza técnica y/o económica de su explotación, no se utiliza.
- **Ajustes:** Ajuste estadístico que permite compatibilizar los datos de oferta y consumo, así como las diferencias por redondeo de cifras.
- **Oferta:** Es el total de energía disponible efectivamente para el consumo. Se obtiene como resultado de la siguiente ecuación:

$$\text{Oferta} = \text{Producción} + \text{Importación} - \text{Exportación} - \text{Pérdidas} + \text{Variación de inventario} - \text{Energía no utilizada} + \text{Ajustes}.$$

Observación: en las matrices resumen, los valores de “exportación”, “pérdidas” y “energía no utilizada” aparecen con signo negativo, por lo que el valor de “oferta” se obtiene sumando algebraicamente estos valores con los de “producción”, “importación”, “variación de inventario” y “ajustes”.

7.2.2. Balance de centros de transformación

Refleja la actividad de los centros de transformación tanto primarios como secundarios. Los signos negativos indican los ingresos (insumos) y los positivos los egresos (productos). Como consecuencia de los procesos que en ellos se desarrollan, tienen lugar las pérdidas de transformación, que se obtienen como resultado de la suma algebraica de ingresos y egresos.

Se incluyen como centros de transformación:

- **Refinería:** Instalación industrial donde se somete al petróleo crudo a procesos físicos y de transformación química para la obtención de compuestos y derivados de mayor valor de mercado.
- **Centrales eléctricas de servicio público:** Incluyen centrales que vuelcan a la red la energía eléctrica generada, como las centrales hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicas y termoeléctricas.
- **Centrales eléctricas de autoproducción:** Incluyen centrales cuya electricidad producida se destina para consumo de un establecimiento productivo excluyendo la entregada a la red.
- **Destilerías de biomasa:** Planta industrial de elaboración de bioetanol.
- **Plantas de biodiesel:** Planta industrial de elaboración de biodiesel.
- **Carboneras:** Centro de transformación para la producción de carbón vegetal a partir de leña.
- **Plantas de gas:** Centro de transformación en el que se produce gas manufacturado a partir de naftas livianas.
- **Coquerías:** Centro de transformación donde se produce coque de carbón.

Las centrales de cogeneración tienen una eficiencia global de entre 70% y 85%. Dicha eficiencia depende del tipo de tecnología utilizada y del uso que se le dé a la energía en el proceso. La “eficiencia global” se define como la relación de la energía total producida por el sistema (electricidad y calor) versus la energía que se consume.

7.2.3. Balance de fuentes de energía secundarias

Corresponde al abastecimiento de fuentes de energía secundaria. En la presente edición del BEN, se incluyen como tales: supergás, propano, gasolina automotora, gasolina de aviación, queroseno, turbocombustible, gasoil, fueloil, coque de petróleo, productos no energéticos, gas fuel, bioetanol, biodiésel, coque de carbón, carbón vegetal y electricidad. Existen otras fuentes secundarias como la nafta liviana, el diésel oil y el gas manufacturado; si bien actualmente no se utilizan en el país, fueron incluidos en los años de la serie histórica en los que sí fueron utilizados.

A continuación, se realizan ciertas aclaraciones para algunas de las fuentes secundarias:

- **Propano:** Hasta el año 2010 (inclusive) el consumo de agro/minería está incluido en el sector industrial. A partir de 2011, el consumo de propano asociado a la actividad agropecuaria y minería se contabiliza en el sector “agro/pesca/minería”.
- **GLP:** Agrupa supergás y propano.

- **Gasolina automotora:** No incluye bioetanol, el cual se informa de manera separada.
- **Gasoil:** No incluye biodiésel, el cual se informa de manera separada.
- **Coque de petróleo:** Incluye coque de petróleo calcinado, sin calcinar y coque de refinería. Hasta BEN 2012 inclusive, se denominaba “otros energéticos”.
- **Productos no energéticos:** Incluye solventes, lubricantes, aceites. Desde 2013, con la puesta en operación de la planta desulfurizadora se incluye el “azufre líquido” como nuevo producto no energético.
- **Gas fuel:** Hasta 2012 inclusive la producción se consideró igual al consumo propio. A partir de 2013 se incluyó un volumen “no utilizado” y unas “pérdidas”, por lo cual la producción es mayor al consumo propio de la refinería. Este cambio en la metodología se comienza a aplicar desde 2013.
- **Coque de carbón:** Corresponde a coque de hulla. Hasta BEN 2012 se denominaba “coque”.
- **Electricidad:** El consumo eléctrico asociado al transporte en los últimos años es muy pequeño y está incluido dentro de los sectores residencial y comercial/servicios/sector público.

Los rubros que corresponden al balance de energía secundaria son los mismos que los descriptos anteriormente para el balance de energía primaria, con la excepción de un nuevo rubro que se incorpora en esta sub-matriz en BEN2013 denominado “búnker internacional”. Hasta 2012 inclusive las ventas de combustibles a bunkers internacionales se incluyeron junto con las exportaciones, pero a partir de 2013 se han informado de manera separada. Cabe mencionar que en el “análisis del comercio exterior de derivados” (cuadro 2.3 Comercio exterior de energía secundaria) las ventas a bunkers internacionales se consideran como exportaciones.

7.2.4. Oferta bruta y consumo

En esta sub-matriz se presentan la oferta bruta de energía y el consumo neto total, así como la desagregación de este último en los rubros que lo integran.

- **Oferta bruta:** Es la oferta de cada fuente energética tal como se encuentra en el balance correspondiente, a la cual se le agregan las pérdidas y la cantidad no utilizada que aparece en el mismo.

Contrariamente a lo que sucede con las demás filas de la matriz, la oferta bruta total no se obtiene como suma de la primaria y la secundaria; de realizarse así se incurriría en duplicaciones, pues se estaría sumando la producción de fuentes secundarias con las fuentes primarias de las cuales se obtienen. La forma correcta de calcularla es, entonces, deduciendo de la suma la producción de fuentes secundarias.

- **Consumo neto total:** Está integrado por el consumo final total más el consumo propio del sector energético.
- **Consumo propio:** Constituye la cantidad de energía primaria y/o secundaria que el sector energético utiliza para su funcionamiento, incluyendo la producción, transforma-

ción, transporte y distribución de energía. No incluye la energía utilizada como insumo para la transformación a otro tipo de energía en los centros de transformación. El consumo propio es exclusivamente de electricidad y combustibles.

– **Consumo final total:** Se compone de la suma del consumo final energético más el no energético.

7.2.5. Distribución sectorial del consumo final energético

En esta última parte de la matriz consolidada, se indica la manera en la que se distribuye el consumo final energético entre los diversos sectores de la actividad socioeconómica. A partir de la elaboración del BEN 2013 se mejoró la recopilación de información de consumo, y esto se logró a través de nuevas encuestas sectoriales. La tradicional “Encuesta de leña y residuos de biomasa” pasó a formar parte de la “Encuesta sobre consumo de energía en el sector industrial”, que abarca otras fuentes energéticas y fue realizada para los años 2011, 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017. A su vez, hubo encuestas de consumos energéticos en el sector residencial en 2013 y en el sector comercial/servicios/sector público en 2013, 2014 y 2015. Cabe mencionar que los resultados de esta última se incorporarán en la publicación del próximo año.

Se destaca el apoyo recibido por la División Tecnología-Desarrollo de Soluciones de la Agencia de Gobierno Electrónico (AGESIC) de la Presidencia de la República, que puso a disposición su plataforma online de formularios electrónicos con la herramienta Orbeon y brindó apoyo y asesoramiento en el armado de los formularios. Dicha herramienta permitió la disminución de los costos y tiempos de ejecución de las encuestas, así como la mejora en la calidad de la información a través de una comunicación directa con el encuestado, mediante el uso de los avances tecnológicos.

Por su parte, a partir de BEN 2013 se comenzó a informar el consumo final energético con una mayor desagregación por sector. Para aquellos consumos sectoriales menores a 1ktep no se informa la apertura, por ser valores muy pequeños, salvo en aquellos casos que corresponda a un solo subsector. Tampoco se realiza la apertura por corresponder una sola empresa por sector, debiéndose informar el consumo agrupado, o por no disponer de información adecuada para su clasificación.

La desagregación sectorial y sub-sectorial adoptada ha sido la siguiente:

– **Sector residencial:** Incluye los consumos de las familias rurales y urbanas, de tipo calórico, eléctrico y mecánico para satisfacer las necesidades energéticas de los hogares. No incluye el consumo del transporte personal, que se informa dentro del sector transporte.

A partir de 2013 los consumos pasan a ser informados con la siguiente apertura:

Sector residencial
Montevideo
Interior

Para el caso de la leña y GLP, la apertura se realiza a partir de los resultados de la “Encuesta sobre consumo y usos de la energía en el sector residencial 2013”, mientras que para energía eléctrica, queroseno y gas natural se utilizan datos administrativos. En el caso de los residuos de biomasa, se asocia todo el consumo al interior del país. Para el resto

de los energéticos no se realiza la apertura desde 2013 por falta de información para su adecuada clasificación (solar, gasoil, fueloil, carbón vegetal).

– **Sector comercial/servicios/sector público:** Nuclea las actividades del sector terciario tales como escuelas, hospitales, comercios, hoteles, restaurantes, alumbrado público, administración pública, etc. Incluye las secciones desde D hasta U según la “Clasificación Industrial Internacional Uniforme” revisión 4 (CIIU Rev.4) y alumbrado público.

A partir de 2013, los consumos pasan a ser informados con la siguiente apertura:

Sector comercial/servicios/sector público	CIIU Revisión 4 asociada
Alumbrado público	-
Administración pública y defensa	Sección O
Electricidad, gas y agua	Secciones D y E
Resto	Secciones G, H*, I, J, K, L, M, N, P, Q, R, S, T y U

Nota:

* incluye sólo los consumos dentro de los establecimientos.

– **Sector transporte:** Comprende la movilización individual y colectiva de personas y cargas por medios aéreos, terrestres y fluviales. No incluye el transporte interno dentro de los establecimientos comprendidos en el resto de los sectores. Tampoco incluye el transporte aéreo y fluvial de bandera extranjera, cuyos consumos se contabilizan dentro de exportaciones hasta 2012 y dentro de “búnker internacional” a partir de 2013.

Desde 2013 se informan los consumos con la siguiente apertura:

Sector transporte
Carretero
Ferrovionario
Aéreo
Marítimo y fluvial

Para el caso de los vehículos particulares, se consideraron los resultados obtenidos en las encuestas de consumos del sector residencial e industrial para 2013, en las cuales se pudo relevar información al respecto. Lo mismo ocurrirá cuando finalice la encuesta correspondiente al sector comercial/servicios/sector público a través de la cual se relevará el consumo de vehículos particulares, que según la metodología se computa en el sector transporte.

– **Sector industrial:** Incluye la industria manufacturera y la construcción, correspondientes a las secciones C y F de la clasificación industrial CIIU Rev.4, respectivamente. Cabe aclarar que las agroindustrias y la industria pesquera están consideradas dentro de este sector.

A partir de 2013 se comienza a informar los consumos con la siguiente apertura:

Sector industrial	CIU Revisión 4 asociada
Frigoríficos	Grupo 101
Lácteos	Grupo 105
Molinos	Clase 1061
Otras alimenticias	Grupos 102, 103, 104, 107 y 108
Bebidas y tabaco	Divisiones 11 y 12
Textiles	Divisiones 13 y 14
Cuero	División 15
Madera	División 16
Papel y celulosa	Divisiones 17 y 18
Química, caucho y plástico	Divisiones 19*, 20, 21 y 22
Cemento	Clases 2394 y 2395
Otras manufactureras y Construcción	División 23** / Divisiones de 24 a 33 / Sección F

Notas:

* excluye la refinería, cuyo consumo se considera en “consumo propio”.

** incluye todas las clases de la división 23 salvo las correspondientes a la rama “cemento”.

– **Sector agropecuario, pesca y minería:** Se refiere a la producción agrícola, pecuaria y de extracción forestal más la pesca comercial de altura, litoral, costera y en estuarios, incluida la que efectúan los barcosfactoría y las flotas que se dedican a la pesca y a su elaboración. A su vez, incluye la actividad minera.

A partir de 2013 se comienza a informar el consumo de este sector con la siguiente apertura:

Sector agro/pesca/minería
Agro y minería
Pesca

En particular, se destaca que las estimaciones obtenidas para la pesca industrial (a partir de datos administrativos de ventas de combustibles) se han contrastado contra los volúmenes declarados en los registros de la Dirección Nacional de Recursos Acuáticos (DINARA) del Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP), a través de un análisis por muestreo de los registros del año 2013. En el caso de la pesca artesanal, desde el año 2014 se utilizan los datos administrativos del registro general de pesca, así como del convenio vigente de exoneración de impuestos del combustible comprado.

En la presente publicación, se incluye una mejora en la asignación del consumo de combustibles de aviación en actividades aeroagrícolas, que se venía informando en el sector transporte y ahora se comienza a informar en el sector agro. Incluye consumos de gasolina de aviación y turbocombustible. Esta mejora fue posible mediante la realización de una encuesta a empresas del rubro y se realizó también para el año 2016. Los datos se consideran con carácter preliminar, ya que, al no lograrse el 100% de las respuestas, los mismos pueden estar sub-evaluados. En futuras ediciones se espera poder confirmar los resultados para la serie histórica.

– **No identificado:** Sexta categoría en la cual se incluyen aquellos consumos a los que no se les ha identificado el sector en que se realizaron.

7.3. Unidades y formato de datos

La unidad adoptada para expresar los flujos energéticos que componen el Balance Energético Nacional, es el ktep (miles de toneladas equivalentes de petróleo).

$$\begin{aligned} 1 \text{ ktep} &= 1.000 \text{ tep} \\ 1 \text{ tep} &= 10.000.000 \text{ kcal} \end{aligned}$$

La conversión de las magnitudes correspondientes a cada fuente a su expresión en tep, se realiza a través de su respectivo Poder Calorífico Inferior (PCI). En el caso de la electricidad se aplica el criterio técnico de 0,086 tep/MWh. Se aclara que las posibles diferencias de decimales entre los valores informados en cuadros, gráficos y texto se deben al redondeo de las cifras. A su vez, la adición de subtotales puede no reproducir exactamente el total, por la misma razón.

Finalmente, se menciona que cuando se representa un valor como “0” (cero), significa que existe el valor y que es muy chico (menor a 0,1). En los casos que la celda aparece vacía, significa que dicho flujo no corresponde para Uruguay, o se debe a falta de información para cuantificar su magnitud.

7.4. Comentarios particulares

7.4.1. Energía hidroeléctrica

Para evaluar la hidroenergía, se pueden adoptar dos criterios: el equivalente teórico y el equivalente térmico. En el primer caso, se toma el caudal turbinado, para determinar la energía que ingresa a los centros de transformación primarios (centrales hidroeléctricas).

La producción de hidroenergía se calcula de la siguiente manera:

$$E_{\text{hidro}} = k \times \beta \times g \times t \times h \times Q$$

Siendo:

E_{hidro} : Producción de hidroenergía (kWh/año)

k : Coeficiente para transformación de unidades

β : Densidad del agua (kg/m³)

g : Aceleración de la gravedad (m/s²)

t : Tiempo de operación de la central (horas/año)

h : Altura media de caída (m); se consideran las cotas del último día de cada mes

Q : Caudal turbinado (m³/s)

El otro criterio (criterio del equivalente térmico), evalúa la producción de hidroenergía a partir de la electricidad generada en las centrales hidroeléctricas, teniendo en cuenta la cantidad de hidrocarburos que sería necesaria para producirla en una central térmica convencional. El rendimiento de esta central térmica ficticia se toma igual al rendimiento promedio del parque térmico existente y funcionando en condiciones normales.

En la “matriz resumen general” se utiliza el método de equivalente teórico.

Para BEN 2014 se realizó una corrección de la serie de energía hidráulica para el período 1981-1994, ya que se ajustó al porcentaje real del convenio entre Argentina y Uruguay para la represa de Salto Grande. Esto implicó una corrección de una serie de cuadros de análisis entre los que se encuentra: “Abastecimiento por fuente”; “Oferta de fuentes primarias”; “Generación de electricidad por planta y por fuente”; “Insumos para generación”; “Electricidad”; entre otras planillas. A su vez, se completó la serie para la hidroenergía por central; hasta BEN 2013 se publicaba solamente información para el año en cuestión.

7.4.2. Energía eólica

Las publicaciones de BEN de los años previos al 2008 no incluyeron valores para la energía eólica puesto que las estimaciones existentes del número de molinos de viento y aerogeneradores variaban considerablemente según las distintas fuentes. Sin embargo, a partir de 2008 entraron en funcionamiento los primeros parques eólicos del país conectados a la red. Es por esto que, desde ese año, se incorpora la energía eólica a la matriz de balance, en la que se contabiliza únicamente la correspondiente a los aerogeneradores de gran porte.

En BEN 2015 se cambió el criterio para determinar la energía eólica, asumiendo la metodología aplicada por OLADE y otros organismos internacionales. La estimación de la energía eólica para aerogeneradores de gran escala se realiza a partir de la generación de electricidad de cada parque/aerogenerador, considerando como “energía eólica producida” el mismo valor que la electricidad generada. Con esta nueva metodología, se corrige toda la serie desde 2008.

Hasta el BEN 2014, se consideraba la energía eléctrica generada en el año (E_e) por cada parque/aerogenerador obtenida del medidor, así como el coeficiente de potencia (C_p) de las máquinas que componían el parque.

7.4.3. Energía solar

A partir de BEN 2015 se comienzan a incluir estimaciones de energía solar térmica en la matriz de resultados, junto con la energía solar fotovoltaica. Ambas fuentes de energía se informan desde el año 2014 tanto en la matriz consolidada como en los cuadros auxiliares.

– **Energía solar térmica:** Para realizar las estimaciones correspondientes a energía solar térmica se obtiene el área de apertura total de equipos importados y se considera la no existencia de stock por más de pocos meses, afirmando entonces que lo importado un año es prácticamente instalado ese mismo año.

En el año 2017 se realizó un relevamiento de fabricantes locales con el fin de determinar la producción nacional de colectores solares térmicos, por lo que, a partir de 2017 se informa el área realmente instalada de fabricación nacional. Hasta 2016 inclusive la participación de los fabricantes nacionales es estimada como el 20% del total. Tanto para equipos importados como de fabricación nacional se considera una vida útil de 15 años, de manera de determinar el acumulado de equipos instalados.

La energía generada se calcula a partir de la “irradiancia media anual en plano horizontal” y el área instalada y se considera una eficiencia global de 40%:

$$E_{\text{solar térmica}} = Ef \times H_o \times A \times \frac{0,086 \left(\frac{tep}{MWh} \right)}{1.000.000}$$

Siendo:

$E_{\text{solar térmica}}$: Producción de energía solar térmica (ktep/año)

Ef : Eficiencia global (0,40)

H_o : Irradiancia media anual en plano horizontal (kWh/m²-año)

A : Área de apertura de colectores/calentadores solares térmicos (m²)

La energía solar térmica generada corresponde a energía disponible para calentamiento de agua. Desde el punto de vista del balance, se puede interpretar como un potencial, ya que no es realmente la energía consumida, sino la energía captada por el equipo. En la práctica puede que no se consuma toda esa energía.

Hasta el año 2016 inclusive, la asignación sectorial del consumo final energético es teórica ya que se realiza considerando participaciones típicas de bibliografía: 85% sector residencial, 14,5% sector comercial/servicios/sector público y 0,5% sector industrial. Se aclara que esta información es difícil de relevar en las encuestas sectoriales que se realizan de manera periódica, dado que el tamaño de muestra no logra captar la población que utiliza esta tecnología. Sin embargo, en el año 2017 se logró incorporar una mejora en la asignación de la industria, a través de datos de la encuesta industrial 2017 y de años previos. Por esta razón, se estimó un valor de consumo industrial asociado a la superficie relevada en dichas encuestas, se mantuvo la participación teórica para el sector comercial/servicios/sector público y se cerró el balance con el sector residencial.

– **Energía solar fotovoltaica:** En BEN 2015 se cambió el criterio para determinar la energía solar fotovoltaica, asumiendo la metodología aplicada por OLADE y otros organismos internacionales, que consideran como “energía fotovoltaica producida” el mismo valor que la electricidad generada por los paneles fotovoltaicos. Con esta nueva metodología se corrige la serie histórica desde el año 2014. La generación de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos se determina de cuatro formas, dependiendo del tipo de productores:

- Para el caso de las plantas solares conectadas a la red, se contabilizan los datos mensuales suministrados por UTE.
- En el caso de los pequeños productores que vuelcan energía a la red, se utilizan los datos de micro generación anuales que envía UTE.
- En el caso de los pequeños productores autónomos que no vuelcan a la red, se utiliza la misma relación de energía generada y potencia instalada que los que productores que entregan a la red y cuyos datos son conocidos.
- En el caso de productores autónomos que no vuelcan a la red, con potencias instaladas superiores a 150 kW, los datos de generación se obtienen de encuestas.

7.4.4. Leña

En el caso de la leña, se considera como producción el total del consumo energético de leña más la leña utilizada en los siguientes centros de transformación: centrales eléctricas de servicio público, centrales eléctricas de autoproducción y carboneras.

Para el sector industrial el consumo de leña se estima en base a encuestas realizadas anualmente por PEB. Para el resto de los sectores este relevamiento no es anual. En los años donde no hay relevamiento se mantiene el valor de consumo del último estudio realizado.

La leña que ingresa a centrales eléctricas de servicio público y centrales eléctricas de autoproducción, se estima en base al censo realizado anualmente por PEB. Por otra parte, la leña que ingresa a carboneras se estima en base al carbón vegetal no importado, situación que no ocurre desde 2004.

7.4.5. Residuos de biomasa

En años anteriores, la producción de residuos de biomasa se estimaba teniendo en cuenta la producción anual de los cultivos que los generaban (Ej. arroz, girasol, cebada) y la proporción de su residuo dentro del peso total, tomando como fuente de información los anuarios estadísticos de DIEA (Estadísticas Agropecuarias) del MGAP. Con este criterio, la producción era sensiblemente mayor al consumo de estos energéticos.

A partir del año 2008, la producción de residuos de biomasa se pasó a contabilizar como la suma del consumo energético y de los insumos de centros de transformación, debido a que no se cuenta con información para estimar la producción no utilizada de otros tipos de residuos de biomasa, como los residuos forestales. Se debe tener en cuenta que este criterio es muy utilizado en otros países.

Desde 2008 se incluyen dentro de esta categoría los residuos forestales y de aserradero (chips, aserrín, etc.), que no estaban incluidos en BEN anteriores.

En el caso del sector industrial y de las centrales eléctricas de servicio público y autoproducción, el consumo de residuos de biomasa se estima a base de estudios de relevamiento de información, realizados anualmente por PEB a las empresas que utilizan esta fuente como energético. En lo que respecta al sector residencial, para los últimos años se utiliza el resultado del “Estudio de consumos y usos de la energía” del año 2006 así como de la “Encuesta residencial 2013”.

7.4.6. Biomasa para biocombustibles

El ítem referido a “biomasa para biocombustibles”, que es incorporado a la matriz a partir del año 2010, recoge los consumos de fuentes de energía primaria (granos, aceites crudos, jugo de caña, etc.) asociados a la elaboración de biocombustibles.

Cabe mencionar que estos consumos de biomasa para biocombustibles, son tomados como valores estimativos, a los efectos de poder incluir los biocombustibles en la matriz energética. Estos valores diferirán, en cierta medida, de valores que puedan ser el resultado de la aplicación de otro tipo de metodología no descrita en este documento.

– **Biomasa para la producción de bioetanol:** Se considera la producción de bioetanol de las plantas de Bella Unión y Paysandú.

Ingenio Bella Unión:

Al no disponerse de valores confiables del consumo de azúcares en el jugo de caña discriminado en los consumos efectivos de cada proceso, la cantidad de fuente primaria utilizada para bioetanol se estima a partir de los datos de producción de bioetanol/azúcar, teniendo en cuenta el rendimiento medio combinado de fermentación y destilación del Ingenio sucro-alcoholero, así como otros factores (estequiométricos, densidad, poder calorífico, etc.).

La estimación de biomasa para la producción de bioetanol a partir de caña de azúcar se realiza a partir de la siguiente ecuación (Ec.1):

$$\text{Biomasa para bioetanol (ktep)} = \frac{\text{Prod. bioetanol (m}^3\text{)}}{(\text{RT} \times \text{RI} \times \text{REM})} \times \frac{\text{PCI azúcar (kcal/kg)}}{10.000.000}$$

Donde:

RT: Rendimiento teórico (m³ bioetanol / t azúcar)

RI: Rendimiento medio del Ingenio Sucro-alcoholero (fermentación + destilación)

REM: Rendimiento de extracción-molienda

PCI azúcar: Poder calorífico inferior de azúcares reductores. Se toma valor de 4.000 kcal/kg (dato de bibliografía)

Determinación del rendimiento teórico de obtención de etanol (RT):

Se considera la reacción química de obtención de etanol a partir de azúcares reductores y su relación estequiométrica. Luego, a partir de la densidad del etanol, se determina el RT en las unidades adecuadas para su uso en la ecuación anterior.

Reacción química: $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 \text{ ----- } 2 \text{ CH}_3\text{CH}_2\text{OH} + 2 \text{ CO}_2$

Relación estequiométrica: 180 g 92 g 88 g

Rendimiento teórico (RT): 92 g bioetanol producido cada 180 g azúcar consumido

Densidad de bioetanol: 0,7915 kg/l

Rendimiento teórico (RT): 0,6457 m³ bioetanol / tonelada azúcar

De esta manera, la Ec.1 resulta en la siguiente ecuación simplificada (Ec.2):

$$\text{Biomasa para bioetanol (ktep)} = \frac{[4 \times \text{Producción bioetanol (m}^3\text{)}]}{[\text{RI} \times \text{REM} \times 6.457]}$$

Se aclara que la producción de bioetanol, el rendimiento medio del ingenio y el rendimiento de extracción-molienda son datos reportados por el complejo sucro-alcoholero. A su vez, se destaca que en los últimos años, la cantidad de sorgo dulce utilizada para la producción de bioetanol fue despreciable respecto al total de caña de azúcar, por lo cual, se considera con similares características que la caña.

Ingenio Paysandú:

El consumo de fuente primaria para producir bioetanol a partir de granos se estima

directamente a partir de la cantidad real de granos procesada, considerando la humedad promedio y el poder calorífico para dicha materia prima. Tanto el consumo de grano como la humedad promedio son proporcionados por el ingenio, mientras que se supone un valor de poder calorífico de 4.000 kcal/kg para el grano (dato de bibliografía). En 2017 se procesó sorgo grano.

– **Biomasa para la producción de biodiésel:** En el caso de biodiésel, para la estimación de las fuentes primarias, se considera el tipo de grano utilizado y valores de poder calorífico de bibliografía. En 2017 la producción de biodiésel fue principalmente a partir de soja y colza, y no se utilizó girasol. También se ha considerado el sebo como fuente primaria para la elaboración de biodiésel, así como también el aceite crudo y de frituras. Los valores de referencia empleados para los poderes caloríficos son los siguientes:

- Soja: 2.050 kcal/kg
- Girasol: 5.189 kcal/kg
- Sebo: 9.200 kcal/kg
- Colza: se estima teniendo en cuenta un contenido de aceite en la semilla de 44% y un poder calorífico del aceite de 8.811 kcal/kg (datos de bibliografía).
- Otros aceites: se considera el poder calorífico de una mezcla 80% de aceite de girasol y 20% de soja, al no disponerse de datos específicos de composición, lo que resulta en un valor de 8.527 kcal/kg.

7.4.7. Biogás

La electricidad generada desde 2005 con el biogás producido a partir de residuos urbanos, en la planta de Las Rosas (Maldonado) no fue contabilizada dentro del valor correspondiente a la oferta de electricidad hasta el año 2007. A partir de 2008 sí ha estado incluida dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas de servicio público”. En el año 2014, ingresó un segundo generador de electricidad a base de biogás, producido a partir del tratamiento de efluentes de una planta de lavadero de lanas. Este generador también está incluido dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas de servicio público”. En ambos casos, no se contabiliza al biogás como fuente primaria de donde se obtiene dicha electricidad. De cualquier manera, estos valores son muy pequeños con respecto al total (del orden de 0,1 ktep).

7.4.8. Emisiones de CO₂

A partir del BEN 2012 se han incorporado emisiones de dióxido de carbono (CO₂) correspondientes a las actividades de quema de combustibles en las industrias de la energía y los sectores de consumo. Son incluidas también las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales, las que se presentan como partidas informativas ya que no se consideran en los totales. La serie comienza en 1990.

Las emisiones de CO₂ son calculadas siguiendo las directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero versión 2006.

A continuación, se detallan las categorías informadas:

– **Industrias de la energía:** Se consideran las emisiones de los siguientes centros de transformación secundarios, así como del consumo propio del sector energético. Se destaca que las emisiones de CO₂ provenientes de las centrales eléctricas de autoproducción son incluidas en el sector industrial, según la metodología empleada.

- Centrales eléctricas de servicio público
- Consumo propio

– **Sectores de consumo:** Se consideran los mismos sectores incluidos en el BEN y detallados en el apartado denominado “estructura” de la presente descripción metodológica.

- Residencial
- Comercial/Servicios/Sector público
- Transporte
- Industrial
- Agro/Pesca/Minería
- No identificado

– **Partidas informativas:** Se presentan en forma separada sin incluirse en los totales las emisiones de CO₂ de las siguientes categorías:

- Quema de biomasa: Incluye leña, residuos de biomasa, carbón vegetal para toda la serie, y biocombustibles a partir de 2010. Las emisiones de esta categoría corresponden a la quema de biomasa en centrales eléctricas de servicio público, centrales eléctricas de autoproducción y en los distintos sectores de actividad.
- Bunkers internacionales: Corresponde a emisiones provenientes de bunkers internacionales tanto marítimo como aéreo.

Para la estimación de las emisiones se utilizan los factores de emisiones (FE) de CO₂ por defecto para la combustión, presentados en el Cuadro 1.4 de las Directrices del IPCC de 2006. Volumen 2: Energía.

Desde el BEN 2016 se incorpora la serie de emisiones de CO₂ por fuente desde el año 2006.

7.4.9. Matriz de energía primaria (abastecimiento)

En la “matriz primaria”, o también llamada “matriz de abastecimiento”, se representa el aprovisionamiento de energía al país con la siguiente apertura: “electricidad”, “solar”, “petróleo y derivados”, “gas natural”, “biomasa” y “carbón/coque”. Para su elaboración se consideran las actividades de oferta que correspondan para cada energético (producción, importación, exportación y búnker internacional).

En el caso de la electricidad, se considera la producción de energía eléctrica de origen hidráulico y eólico y solar fotovoltaico, así como su importación de países vecinos. Cabe mencionar que, de existir importación para tránsito, debe ser descontada de la importación total para el año en cuestión. En la matriz de resultados se incluye la electricidad generada de las centrales eléctricas, desagregada por fuente desde el año 2010.

Respecto a los hidrocarburos, se computa la importación de crudo y gas natural, así como el saldo neto de comercio exterior de los derivados de petróleo, calculado como la diferencia entre importaciones y exportaciones (incluyendo búnker internacional).

Para la biomasa se consideran la producción de leña, los residuos de biomasa y la biomasa para biocombustibles, así como la importación neta de carbón vegetal. Finalmente, para cuantificar el abastecimiento de carbón y coque se contabiliza la importación de carbón mineral y coque de carbón.

A partir de 2017 se comienza a informar la energía solar térmica en la matriz primaria y se considera su producción junto con la electricidad de origen solar fotovoltaico. Ambas fuentes se agrupan en el término “solar”.

En el análisis del abastecimiento de energía por fuente, se presenta la matriz según dos clasificaciones adicionales:

– **Por origen:**

- Local: Producción nacional.
- Importada: Importaciones netas.

– **Por tipo:**

- Renovable: Electricidad de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaico; biomasa; solar térmica.
- No renovable: Electricidad importada; gas natural; petróleo y derivados; carbón y coque.

ENERGY BALANCE 2017

ENGLISH VERSION

FOREWORD

The Secretary of Energy presents the National Energy Balance (BEN), which includes the main results in the national energy sector for the year 2017. The BEN aims at providing information to all the bodies, companies and people involved in the energy planning process, hopefully becoming a useful tool in order to continue improving the decisions made in this area.

The BEN 2017 is the 53rd balance in the historical series (1965-2017), which has been published without interruption since 1981. Uruguay is the only country in Latin America and the Caribbean to have such an extensive series.

One of the most relevant facts in this balance is the share of biomass in the primary matrix, also called matrix of supply (43%), which, for the second year in a row, has beaten oil and oil products (36%) and their historical first place. Rather than having a single cause, this situation was created by several factors that explain this behavior.

The share of renewable energies has grown steadily both in final consumption and electricity generation. Electricity generation reports the most significant growth within renewable energies, to the detriment of oil products. Though electricity generation grew 3% in 2017 compared to 2016, consumption of fossil fuels for that end fell 46%, and its share in the electricity generation matrix went from 3% to 2% in the last year. It was in 2017 that electricity generation from photovoltaic solar energy surpassed the electricity generated from fossil fuels for the first time. This marked the consolidation of solar energy in Uruguay, which in the last year virtually tripled its installed generating capacity.

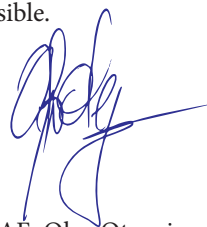
2017 was the fifth consecutive year with no commercial importation of electricity, making Uruguay a country that mainly exports electricity. Although some electricity was imported, it was to cover trial tests with the new interconnection with Brazil.

Another highlight in 2017 was the shutdown of the La Teja refinery for most of the year because of scheduled maintenance of its units (between February and September). This entailed a large reduction in crude oil imports, as well as a significant increase in oil products imports to meet domestic demand.

Another landmark in the BEN 2017 is that 49% of the electricity consumed by the industrial sector was generated from autoproduction; that is, the industrial establishments themselves generated almost half the electricity consumed.

In turn, this publication includes improved estimations of final energy consumption, disaggregated by sector according to data from the energy use and consumption surveys conducted in the industrial sector. It includes the improved allocation of the consumption of solar thermal energy in the industrial sector, the breakdown by sectors of electricity consumption associated with photovoltaic solar microgeneration, as well as the reclassification of the consumption of fuels by agricultural aircrafts, which was being considered in the transport sector.

Finally, it is important to acknowledge the official bodies and private institutions for the valuable information they provided, which made this work possible.



A.E. Olga Otegui
National Director of Energy

1. INTRODUCTION

The National Energy Balance (BEN) summarizes all the information concerning the production, transformation and consumption of energy, which is expressed in a common unit and corresponds to one calendar year. It is a necessary tool for energy planning as it shows the structure of energy production and consumption in the country. However, it must be related to other socioeconomic variables to be an efficient instrument for energy planning.

The Secretary of Energy (DNE) of the Ministry of Industry, Energy and Mining (MIEM) prepares and publishes the annual BEN through the Planning, Statistics and Balance Area (PEB), compiling information from 1965 to 2017. This is how the BEN 2017 comes to complete 53 years of the historical series. Uruguay is the only country in Latin America and the Caribbean to have such an extensive series of national energy balances in an uninterrupted and public way. This publication continues a series that started in 1981 with the “National Energy Balance - Historical Series 1965-1980”, which was compiled with the support and methodology of the Latin American Energy Organization (OLADE).

The presentation of the information has significantly varied over the years. The improvements introduced since 2006 are listed below:

2006

The non-technical losses of the electricity sector began to be recorded in the final energy consumption: the social losses were included in the residential sector, and the rest of the non-technical losses were distributed according to the share in the consumption of electricity of the rest of the sectors.

2008

New energy sources were included:

- Forestry and sawmill waste (sawdust, chips, etc.);
- Wind energy used by the large windmills connected to the network.

2010

New energy sources and transformation plants were included:

- Biomass for biofuels, bioethanol and biodiesel.
- Biomass distillery and biodiesel plants.

The results of the 2006 Energy Use and Consumption Survey, updated to 2008, were included.

2012

The carbon dioxide (CO₂) emissions of the energy industries and the consumption sectors began to be reported. CO₂ emissions from biomass combustion and international bunkers were included as memo items.

2013

Surveys by sector began to be conducted using AGESIC's online platform. Final energy consumption began to be reported with a wider breakdown of sectors:

- **Residential** (Montevideo; rest of the country);
- **Commercial/Services/Public sector** (public lighting, public sector, electricity, gas and water, others);
- **Transport** (road, rail, air, sea and river);
- **Industrial** (slaughterhouses, dairy industry, windmill, other food industries, beverages and tobacco, textile, leather, paper and cellulose, chemical industry, rubber and plastic, cement, other manufacturing industries and construction);
- **Agriculture/Fishing/Mining** (agriculture and mining, fishing).

A new matrix format is presented, which includes energy sources, transformation plants and supply activities, as well as a wider breakdown of final energy consumption by sector, going from 5 to 24 subsectors.

2014

Photovoltaic solar energy began to be included in the matrix of results. New indicators were added:

- CO₂ Emission Factor of the National Interconnected System;
- Household and rural electrification rate;
- Energy Path.

2015

The consumption of power plants for public service began to be reported as well as autoproduction by plant type: thermal power plants (fossil fuels and biomass) and hydraulic, wind and solar generators.

Solar thermal energy began to be included in the matrix of results.

2016

The information from the energy use and consumption survey of the industrial sector is included, making it possible to adjust the statistical series on the consumption of this sector.

The series of CO₂ emissions by source has been included as of 2006.

2017

Estimations of solar thermal energy are improved: the installed area of solar thermal collectors in this sector was estimated through industry surveys, which also made it possible to access the national production of solar collectors, a value that had been estimated for past BEN editions.

Consumption of fuels by agricultural aircrafts is reclassified: they were considered in transport and are now included in the agricultural sector.

To compare the figures corresponding to the different sources that make up the energy supply—which have different heating values—the values are expressed in ktoe (kilotonnes of oil equivalent), so one tonne of oil equivalent (toe) corresponds to 10 million kilocalories. The conversion of the magnitudes corresponding to each source to its expression in ktoe is done through the corresponding Lower Heating Value (LHV).

2. URUGUAY'S ENERGY SYSTEM

Uruguay's energy system can be described through the following sectors: power transformation, hydrocarbons and biofuels.

2.1. Power transformation sector

The country has four hydroelectric power plants, three of which are located on the Río Negro and one on the Río Uruguay (shared with Argentina). There are also thermal power plants operated by steam turbines, gas turbines and engines run on fossil fuels, as well as private generators that use biomass. Both public and private wind and solar generators have been added over the last few years. The National Interconnected System (SIN) has interconnections with Argentina (2,000 MW) and Brazil (570 MW).

By the end of 2017, Uruguay had a total installed capacity of 4,546 MW, including the generators connected to the SIN and the isolated autoproduction generators. This capacity included 1,538 MW from hydropower, 1,511 MW from wind, 830 MW from thermal power (fossil fuels), 425 MW from thermal biomass and 243 MW from photovoltaic solar generators. Considering the installed capacity by source, 82% corresponded to renewable energy (hydropower, biomass, wind and solar), while the remaining 18% corresponded to non-renewable energy (gas oil, fuel oil and natural gas).

In the early 1990s, the total capacity of the generation park increased 33%: from 1,571 MW (in 1990) to 2,085 MW (in 1995). This was mainly due to added capacity from fossil and hydropower sources. Then followed a period when almost no new generators were included until 2005, when the total installed capacity had a net growth of 122%, reaching a total of 4,546 MW towards the end of 2017. This growth was influenced by new local energy sources, which complemented the traditional sources, as well as by the diversification of the energy matrix over the last few years. Although the growth was net in the entire period, 2016 was the only year when the total installed capacity declined compared to the previous year, as fewer thermal plants operated, as detailed below. Thus, in 2017, installed capacity started to grow again, reporting a new historical maximum value caused by the operational start-up of the combined cycle in Punta del Tigre and a series of wind farms and photovoltaic plants.

The evolution of the installed capacity in hydroelectric power increased until the beginning of the 1990-2017 period given the gradual addition of power from the Salto Grande hydropower plant into Uruguay. From 1995, 50% of 1,890 MW corresponded to it. Since that year, Uruguay completed its installed capacity in large-sized hydraulic energy, which remains constant to this date. The share of hydraulic plants in the total capacity went from 76% (in 1990) to 34% (in 2017).

Regarding thermal generators that run on fossil fuel, the installed capacity went from 350 MW (1990) to 551 MW (1995). This was mainly due to the installation of the thermal power plant La Tablada. Since that year, the installed capacity remained relatively constant, increasing significantly later on, between 2005 and 2014, when 600 MW corresponding to turbines and 179 MW corresponding to engines were incorporated (100 MW of which are rented). In 2014, the maximum value of installed capacity from fossil fuels was reported. Then the trend changed, and the value decreased in the following two years.

Between 2014 and 2015, the capacity of thermal fossil generators decreased 170 MW because Sala B at Central Batlle, the turbine in Maldonado and the rented engines (since 2012) ceased to operate. Between 2015 and 2016, the reduction was 405 MW because the 5th and 6th units of Central Batlle and the rented equipment APR A and APR B ceased to operate. In 2017, the combined cycle started operating in Punta del Tigre (180 MW), which resulted in an 18% share of installed capacity from fossil fuels compared to the total of this past year.

Historically, the installed capacity of the thermal generators using biomass did not exceed 22 MW until 2006, when a significant growth began to be recorded. The electricity purchase contracts between UTE and private generators began to enter into force in 2007. As a result, there was a 410 MW growth in the installed capacity from biomass over the last eleven years. In particular, the increases recorded in 2007 and 2013 corresponded to the installation of cellulose plants that are still operating in the country. The share of biomass in the total generation capacity went from 1% until 2006 to 9% in 2017.

In turn, largesized wind energy began to participate in the mix of energy generation in 2008, with the start-up of the first wind farms in the country. Since that year, both private and public wind turbines have been included. This energy source has recorded a significant development in the second half of this decade. Between 2008 and 2013, 59 MW of wind generators was installed, and as of 2014, approximately between 300 and 400 MW came into operation each year. In this way, in December 2017 there were 40 large-scale wind farms connected to the network. Considered jointly with microgenerators and autonomous plants, their total installed capacity was 1,511 MW and a share of 33% of the total installed capacity.

Finally, photovoltaic solar energy must be mentioned. Although it has been used as a source in the country for many years, it still reports small values compared to other energy sources. Another highlight is the increase in installed capacity recorded from 2015, going from 4 MW (2014) to 243 MW (2017). In the last year, ten photovoltaic plants started operating for a total of 154 MW, which meant that solar energy had a 5% share in the total installed capacity in Uruguay. In turn, small-scale photovoltaic generation has also shown a remarkable development in recent years, with 471 facilities connected to the network and a total installed capacity of 15 MW for 2017. This was the sectoral distribution in order of importance: commercial/services (60%), agriculture (19%), industrial (17%) and residential (4%).

2.2. Hydrocarbon sector¹

Regarding the hydrocarbon sector, Uruguay has only one refinery that belongs to ANCAP, the state oil company, located in Montevideo. It has a refining capacity of 50,000 barrels per day and, among other products, it produces mainly gas oil, gasoline, fuel oil, LPG (LP gas and propane) and jet fuels. Crude oil enters the country at Terminal Petrolera del Este, through a buoy located 2 miles from the coast; it is transported to the refinery through a 140-km oil pipeline. Fuels and other oil products are transported to the whole country by road and by sea, using the distribution plants located in Montevideo, Canelones, Colonia, Durazno, Paysandú and Treinta y Tres.

¹ Refinery data taken from www.ancap.com.uy, September 2018.

The refinery started operating in 1937, its equipment and oil-processing capacity have evolved over the years. The highlight of this evolution was the remodeling that took place between 1993 and 1995; there was no production throughout 1994. At that time, a new catalytic cracking unit and a new visbreaking unit were installed. Additionally, changes were promoted around the plant to increase the energy efficiency of the atmospheric distillation and vacuum units. After this remodeling, the refinery had a processing capacity of 37,000 barrels a day.

In 1999, another major remodeling period began, whose objective was to produce high-octane unleaded fuels. A gasoline hydrotreating unit, an isomerisation unit and a continuous catalytic reforming unit were installed, expanding the crude-processing capacity to 50,000 barrels a day. Between September 2002 and March 2003, as well as between September 2011 and January 2012, the refinery was shut down for scheduled maintenance.

The desulfurization plant was in full operation in 2014 for the first time. It aimed at producing gas oil and gasoline with low sulfur content, in line with international fuel specifications. The capacity of the plant is 2,800 m³/day of gas oil production of 50 parts per million (ppm) (gas oil 50S) and 800 m³/day of gasoline with a maximum concentration of 30 ppm of sulfur (gasoline 30S). Finally, the sulfur recovery plant has an installed capacity of 30 tonnes/day, obtaining liquid sulfur that is commercialized in the domestic market as raw material for fertilizers.

The refinery was shut down for the greater part of 2017 for unit maintenance activities (between February and September). As a result, there was a decrease in crude oil imports and an increase in the import of oil products in order to meet demand. Oil products are imported for electricity generation because of their technical characteristics and the large amounts required in short periods.

Finally, regarding natural gas supply, it is obtained from Argentina through two gas pipelines, which have a total capacity of 6,000,000 m³/day. There are distribution networks in the southwest and northwest littoral regions.

2.3. Biofuel sector²

As of 2010, the BEN has included the production and use of biofuels, which are mainly used in the transport sector mixed with gasolines and gas oil. Law 18.195 (14/Nov/2007) and its Regulatory Decree 523/008 (27/Oct/2008) established the legal framework for the production, marketing and use of agrofuels in Uruguay.

Regard **bioethanol production**, ALUR currently has two production plants located in the north of the country. In 2006, ALUR began to manage the sugar factory belonging to cooperative CALNU in Bella Unión (Artigas) starting from an energy and food project that involved an industrial investment plan to set up a distillery to produce ethanol, among other measures. This agroenergy-food complex produces bioethanol, sugar, electricity and animal feed, mainly from sugar cane juice and molasses, as well as sweet sorghum juice, to a lesser extent. The capacity of the plant is 120 m³/day for bioethanol, operating from May to October (6 months). It has operated at higher than nominal capacity (140-190 m³/day) on many occasions.

² Data taken from www.alur.com.uy, September 2018, as well as from a direct source at the company.

In October 2014, a new ethanol production plant was opened in the department of Paysandú, with an installed capacity of 70,000 m³/year. The plant can process grain sorghum, maize, wheat and barley, running non-stop throughout the year. Currently it operates with low-tannin sorghum and produces bioethanol and animal feed. The selected technology is from the Katzen company, from the United States. It stands out for being energy-efficient, offering the possibility to use summer and winter crops, and having a low environmental impact.

Regarding **biodiesel production**, ALUR features two industrial complexes located in Montevideo. Plant N°1 is located in Paso de la Arena and has a biodiesel production capacity of 18,000 m³/year from refined oil, used oil for frying and beef fat. In addition, glycerin is produced as a byproduct. Plant N°2 is located in Capurro and has a biodiesel installed capacity of 62,000 m³/year from vegetable oil, used oil for frying and beef fat. The products are biofuel itself, olein and glycerin.

To ensure the efficient production of biodiesel, an agreement was reached with the company COUSA, whereby its infrastructure can be used and, in turn, the private company provides grain milling and oil production services, supplying the raw material for both biodiesel plants. Soybeans and canola seeds are received to produce crude degummed oil and protein meal.

In 2015, the industrial process of plants N°1 and 2 and the final product were certified according to European Standard International Sustainability and Carbon Certification (ISCC) for the production of biodiesel from frying oil and fat.

3. ENERGY SUPPLY³

The total gross energy supply in the country in 2017 was 5,733 ktoe, which was similar to the 2016 figure. The main fuels included in the energy supply in 2017 were:

- **Oil and oil products:** As mentioned above, 2017 was a special year for the refinery due to its maintenance shutdown. Therefore, the supply of oil and oil products must be considered with special attention. Gross oil supply decreased 72% compared to 2016, reporting a value of 597 ktoe, which is very different from the average of the past 20 years (1,840 ktoe). The load of the refinery was similar to the gross supply, with a 72% decrease compared to 2016. In 2017, 536 ktoe of oil were imported (75% less than the previous year).

Regarding oil products, although gross supply decreased 7% between 2016 and 2017, there were significant variations in import activities, which increased from 228 ktoe to 1,542 ktoe (577%) in that period. This is largely explained by the need to satisfy the demand, as the refinery was not in operation throughout most of the year. Something similar happened with the production of oil products, which recorded a value of 594 ktoe in 2017, compared to 2,138 ktoe in 2016.

In turn, the export of oil products in 2017 corresponded only to asphalt, with a value of 1 ktoe. As for the flow in the international bunker, there was a 16% reduction in the last year due to lower gas oil sales.

- **Natural gas:** In 2017, 59 ktoe of natural gas were imported, 13% higher than 2016 and the highest in the last six years. In any case, the share of natural gas in the energy matrix remains marginal.

- **Hydropower:** Hydraulic energy gross supply varies a lot from year to year, as it depends on the hydrological characteristics of the year. In 2017, there was a 9% growth compared to the previous year, marking a year of good hydrological characteristics (36% above the average of the last 20 years). The volume of water dumped (not used) grew 42% compared to the previous year, while there was a 4% reduction in the supply of hydropower, going from 782 ktoe (2016) to 738 ktoe (2017). It should be noted that hydropower estimations consider the water levels of the last day of each month as an approximation.

- **Wind and solar energy:** As in 2016, in 2017 the gross supply of wind energy grew significantly once again (26%), going from 257 ktoe to 325 ktoe, because of the start-up of a series of wind farms throughout the country.

As for solar energy, both solar thermal and photovoltaic energy have been included in the matrix of results as of 2014. The solar energy gross supply was 27 ktoe in 2017; it increased 63% (16 ktoe in 2016).

- **Biomass:** The gross biomass supply increased 3% in 2017 compared to the previous year. To analyze the behavior of the biomass, it is necessary to disaggregate the different sources under this denomination: firewood, biomass waste (rice husk, sugar cane bagasse, black liquor, odorous gases, methanol, barley husk and waste from the timber industry) and biomass for the production of biofuels.

³ Tables and charts related to energy supply are available in Annex I, as of page 120.

The gross firewood supply for 2017 was 519 ktoe, similar to the 2016 records (521 ktoe), thus maintaining the figures seen over the last few years. Regarding biomass waste, the gross supply increased 4% in 2017 (1,587 ktoe) compared to 2016 (1,520 ktoe). In the case of biomass for biofuel production, the gross supply for 2017 was 107 ktoe, 6% lower than 2016 (114 ktoe).

- **Coal and coke of coal:** In 2017, consumption of these sources was slightly lower than in 2016, going from 3.5 ktoe to 3.1 ktoe, remaining marginal in Uruguay.
- **Imported electricity:** 2017 was the fifth consecutive year with no commercial imports of electricity, which consolidates Uruguay's position as a country that mainly exports electricity. Although some electricity was imported, it was to cover trial tests with the new interconnection with Brazil.

3.1. Energy supply

The country's primary energy matrix—also referred to as matrix of energy supply—has sustained a 125% net growth between 1990 and 2017, reaching a record value in 2016 (5,249 ktoe), and then decreasing 2% in 2017 (5,146 ktoe).

3.1.1. Primary matrix by source

In 2017 and for the first time, biomass took the first place in the primary matrix (43%), after it displaced oil and oil products in 2016, which have historically been the main supply source in the country. For the last year, energy supply was as follows, in order of importance: biomass (43%), oil and oil products (36%), electricity from hydraulic energy (13%) and to a lesser extent, electricity from wind power (6%) and natural gas (1%). It must be noted that solar energy supply (including solar thermal energy such as electricity from photovoltaic solar energy) was low compared to the other sources (<1%).

Over the last few years, there have been major changes in the primary matrix, mainly due to diversification and to a higher share of renewable energy sources. Biomass is one of the sources that has changed the most, not only in share but also in absolute magnitude. Between 1990 and 2007, biomass had a relatively constant share, but from 2007, it started to have a more important role, strengthening its position as the second source in importance in Uruguay's energy supply. This significant growth slowed down between 2010 and 2011, and recovered as of 2012, going from 1,373 ktoe (2012) to 2,214 ktoe (2017), thus achieving the greatest share in the primary matrix, as discussed above.

The supply of oil and oil products includes the imports of crude oil to produce oil products in the refinery and the net balance of foreign trade of oil products. The share of this source in the primary matrix has varied, mainly according to the demand for oil products for energy generation. Between 2016 and 2017, the share of oil and oil products in the matrix of supply decreased from 40% to 36%. The absolute value decreased as well from 2,086 ktoe to 1,872 ktoe.

In turn, Uruguay has a highly variable hydroelectric supply from one year to the next, which depends heavily on the weather conditions, as can be seen in the matrix of supply from 1990 to date. Until 2007, electricity from hydraulic energy alternated between the second and third place, while from that year it became the third largest source in the

primary matrix. 2017 had good rainfall levels: above the historical average but lower than the precipitation recorded in the last three years.

Wind electricity is evolving significantly within the matrix, in particular given its major increase over the last three years. In 2008, the first year the country had large-sized wind energy, the generation of wind electricity was 0.63 ktoe and increased to 325 ktoe in 2017. Although its share in the matrix of supply is still low (6%), this source had a 26% increase in the last year, as well as a remarkable share in the matrix of electricity generation, as will be seen further on. Thirty-four wind farms began to operate between 2014 and 2017, reaching 1,511 MW of installed capacity in the last year.

The rest of the sources that comprised the matrix of supply in 2017 had a small share: natural gas (1%), solar (1%), and coal and coke (<1%). In particular, natural gas supply was 59 ktoe in the last year.

As mentioned in the previous paragraph, 2017 marked the fifth consecutive year with no commercial imports of electricity to Uruguay, with a small exchange of energy from Brazil, mainly in the first four months of the year.

3.1.2. Primary matrix by origin

In 2017, energy supply was 62% from local sources and 38% from imported sources. Considering the whole series, the five years with largest shares of local energy in the supply in order of importance were 2017 (62%), 2016 (59%), 2015 (57%), 2014 (55%) and 2002 (52%). In absolute terms, it is important to note the net increase in local origin energy supply that occurred over the last few years. In the 1990-2006 period, local origin energy supply remained in values between 913 ktoe (2006) and 1,309 ktoe (2002). Since 2007, there has been a net increase, which reached a value of 3,209 ktoe in 2017.

Imported energy supply has varied during the period, reaching a maximum value of 3,025 ktoe (2012) and a minimum value of 1,220 ktoe (2002). In particular, for 2017, imported energy was 10% less than in 2016, mainly due to the special situation of the refinery (unit maintenance shutdown) and to lower imports of fossil fuels for electricity generation (more than 50%).

3.1.3. Primary matrix by type

Regarding energy supply, sources are classified according to their being renewable or not. In 2017, renewable energy sources (biomass, solar thermal energy, hydropower, wind electricity and photovoltaic solar energy) had a 62% share in the matrix of supply, while the other 38% corresponded to non-renewable sources (oil and oil products, natural gas, coal and coke).

Analyzing the series since 1990, the five years with the highest share levels for renewable energy sources were 2017 (62%), 2016 (59%), 2015 (57%), 2014 (55%) and 2002 (52%). Similarly to the analysis of energy supply by origin, renewable energy supply has increased significantly towards the end of this period, increasing almost threefold the average recorded over the 15 years prior to 2005. In 2017, renewable energy supply was 3% higher than in the previous year and 57% higher than 2010, which reflects the significant growth of the wind and biomass energy sources, mainly over the last few years. Once again, rainfall levels and the amount of hydroelectricity have a strong influence

on the share of the different sources in the matrix of supply, which results in significant variations throughout the series.

Finally, the strong correlation between energy origin and energy type must be mentioned, considering that renewable energy supply comes mainly from national production, and that the country resorts to importing to cover the supply of non-renewable sources.

3.2. Electricity generation

The installed capacity of the electric grid by the end of 2017 was 4,546 MW and consisted of 34% hydraulic generators, 33% wind turbines, 18% thermal power plants (fossil fuels), 9% thermal power plants (biomass) and 5% solar generators. In 2017, electricity demand was fully covered with local production, as already explained above. A total of 1,235 ktoe of electricity were generated (14,364 GWh), representing a 3% increase compared to the previous year. This generation included 1,094 ktoe from power plants for public service, while 141 ktoe were generated in autoproduction power plants. Compared to 2016, this represented a 4% and 2% increase respectively for both types of generation.

It is important to mention that in 2017, 126 ktoe of electricity were exported, representing an 88% increase compared to the previous year and reaching the highest value since 2002. Regarding export destination, 68% of the electricity was exported to Brazil, while the remaining 32% to Argentina. In the case of Argentina, October 2017 marked the beginning of exports of electricity from wind power by generating agents other than UTE, representing 2.4% of the total exports.

Additionally, final electricity consumption (calculated as generation plus imports minus exports, technical losses and own use) reported a 2% decrease compared to the previous year. The final energy consumption supplied from the SIN (without considering the electricity generated in autoproduction power plants) decreased 3% in the last year.

Historically, hydraulic energy has had a major role in the generation of electricity in Uruguay. In particular, as of 1979, the share of said source began to increase in the matrix of generation with the installation of the Salto Grande plant on the Río Uruguay. It was not until 1995 that the right to 50% of the power and production was granted as per convention agreed with Argentina.

There is also a complementarity between the availability of hydraulic energy and the consumption of fossil fuels for generation. Therefore, in years with good rainfall such as 1998, 2001, 2002, 2010, 2014 and 2015, lower amounts of fossil fuels were used to generate electricity. In turn, in years with lower rainfall, such as 1989, 2004, 2006 and 2008, the country had to generate electricity with higher amounts of fossil fuels.

Another characteristic of energy generation is the diversification of sources, which has occurred over the last few years. Therefore, from 1965 to 2000 approximately, the country had three energy sources with a major stake in the matrix of generation: hydropower, fuel oil and gas oil. However, over the last few years, new energy sources started to be used for electricity generation, some of which are still marginal but show a growing trend in consumption (biomass waste, wind and solar energy). Though natural gas appeared in the last few years, its share has been marginal.

Regarding wind energy, it became part of the matrix of generation in 2008 and had a slow increase during the first years of its development. However, in the last four years there has been a major increase in electricity generation: from 144 GWh (2013) to 3,774

GWh (2017). In 2016 in particular, electricity generated from wind energy became the second source in the matrix of generation, and in 2017, it continued to increase until it reported a 26% share in the matrix.

Regarding biomass, it became more relevant in 2008 as a raw material for electricity production. This situation is associated with the effective date of the purchase contracts of energy supply between UTE and private producers connected to the SIN, mainly with the use of biomass waste for electricity generation in the cellulose pulp industry. Over the last few years, electricity generation with biomass has increased significantly, tripling its value in nine years. Despite this steady growth, in 2016, biomass lost its 2014 second place in the energy matrix, being displaced to the third position by wind energy.

Solar energy is an input for electricity generation that has gained momentum despite having a small share over the last few years compared to other sources. It should be noted that for the first time in 2017, photovoltaic solar electricity generation surpassed the amount of electricity generated from fossil fuels, thus consolidating the development of solar energy in the country, which in the last year virtually tripled its installed generating capacity.

Photovoltaic microgeneration connected to the network has increased significantly in recent years: from 2,058 MWh (2014) to 13,862 MWh (2017). There follows the distribution according to sectors in order of importance for the last year: commercial and services (60.6%), industrial (17.9%), agriculture (17.7%) and residential (3.8%). In turn, analyzing the relation between electricity delivered to the grid and electricity for own use, in 2017, in the commercial/services sector, 58% of electricity from photovoltaic microgeneration was delivered to the grid, while 42% was consumed by the facilities themselves. The industrial sector reported the opposite situation: 57% of the electricity generated with photovoltaic panels was for own use, while the remaining 43% was delivered to the grid. Something similar happened in the agriculture and residential sectors: just over 80% was delivered to the grid, while nearly 20% was used by the microgenerators themselves.

Electricity generation can be analyzed with two different approaches: one is to consider the inputs for generation and the other is to consider the electricity generated by source. It is important to point out that electricity generation has a different structure than the matrix of inputs for generation, since it considers transformation efficiency for the different sources. In 2017, a global transformation efficiency of 85% was recorded, with a growth of three percentage points compared to the previous year. This improvement in overall efficiency was achieved with a greater contribution of renewable energy sources in the matrix of generation.

3.2.1. Matrix of inputs for electricity generation

In 1965, the total amount of inputs for generation was 399 ktoe, and, for the whole series, it reported a net growth that reached a consumption of 1,452 ktoe in 2017, representing a 1% reduction compared to the previous year. The minimum was recorded in 1966 (315 ktoe) and the maximum in 2012 (1,609 ktoe).

The matrix of inputs for generation has had major variations throughout the years, as well as the diversification of sources towards the end of the period, as already mentioned. In 2017, hydropower had the highest share in inputs for generation (50%), followed by wind energy (22%), and biomass (21%). To a lesser extent, the following were also present: oil products (4%: gas oil 3% and fuel oil 1%), solar energy (2%) and natural gas (1%).

3.2.2. Matrix of electricity generation by source

The electricity generated in 2017 came mainly from hydraulic energy (52%), which reported a 4% decrease (in absolute terms) compared to 2016. In turn, electricity generation from wind energy reported a new significant growth (26%), consolidating its position as the second most important source in the 2017 matrix of generation. Biomass grew 5% in the last year and came in third. As mentioned above, electricity from photovoltaic solar energy grew significantly in the last year (77%), surpassing electricity from fossil fuels, which practically halved compared to the previous year.

The evolution of the matrix of generation of electricity by source also reflects the characteristics mentioned above: variability, complementarity and diversification of sources. Until the 1980s, electricity generation came mainly from fossil fuels, and as of 1979, hydroelectricity had high shares in the matrix of generation. Over the last few years, new energy sources have been included.

Although hydroelectricity had a smaller share in 2017 than in 2016, the great development that wind energy continued to have, along with the input of biomass and solar energy, resulted in a 98% share for renewable energy sources in the matrix of generation.

3.3. Production of oil products

2017 was a special year in the hydrocarbons sector, since the refinery was shut down for the greater part of the year for scheduled unit maintenance activities. A total of 595 ktoe of crude oil were processed, resulting in levels 72% lower than the previous year.

Furthermore, 594 ktoe of oil products were produced, resulting in 1.5 ktoe of transformation losses. In the last year, the main product was gas oil (195 ktoe), followed by motor gasolines (178 ktoe) and fuel oil (103 ktoe). To a lesser extent, there was production of LPG (LP gas and propane), kerosene and jet fuel, among other products.

The refining process provides products that are directly consumed in the process itself. In 2017, 23 ktoe of fuel gas and 9 ktoe of petcoke were produced. This consumption is recorded in the matrix of results under “own use”, in the energy sector. In the case of fuel gas, there is an amount of energy that is reported as “not used” and recorded as “losses”.

The remodeling of the refinery began in 1993. There was no production during 1994. Additionally, there have been several maintenance shutdowns. The most important ones took place from September 2002 to March 2003, from September 2011 to January 2012, and the latest one from February to September 2017. The annual levels of crude processing and production of oil products decreased in the refinery during these years.

The structure of the refinery production has changed over these 52 years. Until the early 1980s, the main production corresponded to fuel oil. However, as of 1983, gas oil was the main manufactured product (except for specific years). In turn, motor gasolines have come in third in terms of share, while the production of gasolines has exceeded the production of fuel oil since 2011, moving to second place in the structure of production.

4. ENERGY DEMAND⁴

Total final consumption is understood as the consumption of the following sectors: Residential, Commercial/Services/Public sector, Transport, Industrial, Agriculture/Fishing/Mining. It does not include the consumption of the energy sector used for energy generation or transformation (energy consumption of refineries, power plants, etc.), also called “Own use” of the sector (it is not the input for transformation). Final energy consumption can be used for energy uses (cooking, lighting, process heat, driving force, etc.) or for non-energy uses (lubrication, cleaning, etc.).

Total final consumption increased from 1,715 ktoe in 1965 to 2,677 ktoe in 1999. As of that year, total final consumption started to decrease until and including 2003, when it reached a relative minimum of 2,251 ktoe due to the economic crisis that affected Uruguay at the beginning of the 21st century. This downward trend was reversed in 2004, when it started to grow again; the consumption values prevailing before the crisis were only surpassed in 2007. In 2017, there was a record value of 4,740 ktoe, 1% higher than 2016.

As mentioned above, since 2004, the total final energy consumption has had an upward trend, with an annual average rate of 6%. This value exceeded the historical trend, as the decade with the highest increase, before this one, was the 1990s, with an average rate of 4%. In 2008, there was a 17% increase in total final consumption, mainly associated with the significant growth of the cellulose industry.

In 2017, non-energy final consumption was 101 ktoe, 17% higher than the previous year. As final consumption for non-energy uses is only 2% of the total final consumption, it is not worth conducting an analysis by source. There follows the analysis of the behavior of final energy consumption by source and by sector.

4.1. Final energy consumption by source

The energy sources consumed in the different activity sectors mainly include oil products, biomass, electricity, biofuels and natural gas.

In 2017, the share of biomass (firewood, charcoal and biomass waste) surpassed that of oil products for the first time in the final energy consumption by source (39% and 38% respectively), followed by electricity consumption (20%). Natural gas and biofuels had limited shares for both sources. It should be stressed that the consumption value of firewood that appears in the energy balance for the different sectors is obtained from statistical studies conducted by the PEB.

Final consumption saw a net increase from 1,681 ktoe (1965) to 2,562 ktoe (1999), and then it decreased to 2,201 ktoe (2003) due to the economic crisis that affected Uruguay at the beginning of the 21st century. Since 2004, and associated with the growth of the economy, final energy consumption has increased steadily until and including 2017, reaching a value of 4,639 ktoe. Over this last period, the highest growth rates were reported (5% on average) for the full series.

As per oil products, historically they have had the highest share in the matrix of final energy consumption. Over the last 15 years, they have behaved in a way similar to electricity. Their consumption was affected during the crisis at the beginning of the century,

4 Tables and charts related to energy demand are available in Annex I, as of page 137.

with negative rates until 2003. As of 2004, the consumption of oil products increased again, with growth rates between 1% and 8%. In 2017, consumption was similar to that of the previous year (1,773 ktoe).

As per electricity consumption, it has experienced a steady net increase since 1965, except for a slight decrease in 1972, 1982, 1989, and the decrease at the beginning of the century for reasons already explained. Analyzing the last ten years of the series, the growth rate was always positive, with an average of 5%, except for the last year, in which consumption decreased by 2%, reaching a value of 934 ktoe.

In turn, biomass consumption (firewood, charcoal and biomass waste) has been present in the full historical series, and, over the last few years, it has increased its share in the matrix. In 2017, it reported the highest consumption level. This was determined by the consumption of biomass waste.

Biomass waste includes forestry and sawmill waste, black liquor, sugar cane bagasse, rice husk, sunflower husk, barley husk and others. As of 2007, there was a significant increase in the consumption of waste in the cellulose industry, mainly black liquor. For 2007 and 2008, the increase rates in biomass waste consumption were 91% and 447%, respectively. This happened again in 2014 and 2015, with increase rates of 30% and 28%. Furthermore, in 2011, consumption fell (-3%), which can be explained by the decrease in the gross domestic product in the paper and timber industries, which are responsible for about 80% of the biomass waste consumption in the industrial sector.

Even though natural gas is relatively new as a source (it has been part of the energy matrix for almost 20 years), its penetration has been marginal since 1998. The highest consumption was recorded in 2006 (84 ktoe) with a 3% share in the matrix of final energy consumption. However, since 2009, the share of natural gas in the matrix of consumption has remained in 1% given the restrictions imposed by the only supplier (Argentina).

From 2010, two new secondary sources were included: bioethanol and biodiesel⁵, grouped under the term “biofuels”. After reporting a growing consumption from the first year, in 2017 there was a 7% decline. However, biofuels maintained their 2% share in the final energy consumption.

Solar thermal energy has been included in the matrix of results since 2014. In 2017, final energy consumption grew by 13% compared to the previous year, resulting in a value of 3.6 ktoe, which is associated with a surface of solar thermal collectors covering approximately 66,866 m².

4.2. Final energy consumption by sector

Historically, final energy consumption has been distributed among the three sectors with similar shares (residential, transport and industrial), with the residential sector recording the highest consumption. However, in 1994, the transport sector became the main consumption sector, closely followed by the residential sector until 2008, when the consumption structure changed again with the significant growth of the industrial sector.

Since 2007-2008, the consumption of the industrial sector began to grow exponentially, almost doubling its consumption in only one year. Over the last ten years, the final energy consumption of the industrial sector went from 626 ktoe to 1,988 ktoe, with

⁵ Until BEN 2012, they were called fuel ethanol and B100, respectively.

two clear growth periods (2008-2010 and 2014-2015) due to the start-up of the cellulose plants in the country.

It is noted that, although the start-up of the cellulose plants had a significant impact on the energy matrix, these plants are self-sufficient as more than 90% of their consumption comes from their own energy sources. In turn, part of the electricity generated in these plants is delivered to the SIN.

Additionally, as of 2013, final energy consumption has been reported with a wider breakdown of sectors. Sector consumptions lower than 1 ktoe are not reported, since they represent marginal values, except when they correspond only to one subsector. In other cases, there is no breakdown if the data correspond only to one company by sector (the group consumption must then be reported) or if there is no adequate information for its classification.

4.2.1. Residential Sector

The final energy consumption of the residential sector was 806 ktoe in 2017, 4% lower than the previous year. Although the consumption of the residential sector includes a wide variety of sources, the main ones are three or four. In the first years of the historical series, the highest consumption corresponded to firewood, which was followed by kerosene and, to a lesser extent, electricity and LPG (mainly LP gas). However, electricity and LPG consumption has increased throughout the years, along with a constant consumption of firewood and a decreasing consumption of kerosene. In this way, as of 2010, the main energy source consumed in the residential sector has been electricity, followed by biomass (firewood and biomass waste) and LPG.

In particular, it is noted that the increase in electricity consumption of 2006 is associated with a change in the methodology of evaluation of the non-technical losses⁶, which have been included in the final consumption sectors since that year.

It is worth noting, once again, that firewood and biomass waste consumption are evaluated through surveys. Therefore, the drop in biomass consumption reported since 2006 is not connected to a change in the consumption patterns, but rather to a change in the evaluation methodology used for said energy source. In the case of firewood and until 2005, the value recorded in the 1988 survey (302 ktoe) was maintained. As of 2006, the results of the Energy Use and Consumption Survey (295 ktoe) were included, and as of 2008, the consumption included in the updated version of the survey was also considered (284 ktoe). Biomass waste was included in 2006, considering data from the survey mentioned above. In turn, a new residential survey was conducted in 2013, which reported results for firewood and biomass waste consumption that were similar to previous years.

Other sources used in the sector were gas oil and fuel oil, primarily for heating and water heating. Their shares have been between 2% and 6% throughout the period surveyed, with a consumption of 5 ktoe and 10 ktoe respectively in 2017. Natural gas began to be used in the residential sector in 2000. Currently, its share is barely 2% (20 ktoe), a percentage slightly lower than in the six years before 2017 (3%). In early 2005, the manufactured gas used in Montevideo was completely replaced by natural gas.

As per the breakdown implemented in 2013, the residential consumption is informed

6 Non-technical losses are associated with consumption of electricity that is not billed.

for Montevideo and for the rest of the country. In 2017, about one third of the residential consumption corresponded to Montevideo. Regarding electricity and LPG, consumption was similar in Montevideo and in the rest of the country, while most of the natural gas was consumed in the capital and most of the firewood consumption was reported outside the capital.

From a regional standpoint, over half the residential consumption in Montevideo was electricity, followed by firewood, LPG, natural gas and finally kerosene. Regarding the rest of the country, the main energy source used in households was firewood, followed by electricity and, to a lesser extent, LPG, biomass waste and kerosene.

In the case of solar, gas oil, fuel oil and charcoal consumption of the residential sector, there was no breakdown between Montevideo and the rest of the country as data were insufficient for this classification. For other energy sources (such as gasoline and biodiesel), there was no breakdown because their consumption was lower than 1 ktoe.

4.2.2. Commercial/Services/Public Sector

The final energy consumption of the commercial/services/public sector was 304 ktoe in 2017, 3% lower than in 2016.

Before 2006, the final energy consumption of this sector corresponded mainly to secondary energy sources, reaching shares of 98%. In 2006, firewood consumption arising from the results of the Energy Use and Consumption Survey was included. Because of this modification, the share of secondary energy decreased, whereas the share of primary energy grew, mainly firewood, as natural gas had no major variations. It must be noted that firewood consumption has been recorded since 2006, and it is associated with a change of methodology (inclusion of a source not being considered) and not with a change in the consumption patterns of the sector.

Electricity is very important when analyzing the global consumption of the commercial/services/public sector: it has been the main consumption energy, presenting a steady net increase until 2016, reporting a consumption of 257 ktoe and a share of 82% for that year. In 2017, the situation changed, since electricity consumption fell for the first time (2%). However, its share in the sector's final consumption increased to 83%, as the final consumption in the sector decreased at a higher rate.

To a lesser extent, firewood consumption was 22 ktoe in 2017. This value has remained constant over the last five years, and corresponds to the results arising from the 2013 survey by sector. It is worth noting that sudden changes in firewood consumption in the 1965-2017 series respond to modifications in the methodology and not to changes in the consumption pattern.

The other energy sources currently consumed in the sector (solar, gas oil, fuel oil, LPG (LP gas and propane), gasolines, kerosene and natural gas), had, as a whole, a 10% share in 2017, 8% lower than the previous year.

Consumption has been reported in four subsectors within the commercial/ services/public sector as of 2013: "Public lighting", "Public administration and defense", "Electricity, gas and water", and "Others".

The only source consumed for public lighting in 2017 was electricity, representing 8% of the total sector's consumption of said source. In turn, in 2017, public administration and defense reported 53% of the LPG consumed by the whole sector, as well as 20% of

gas oil, 19% of fuel oil, 10% of firewood consumption, 9% of gasoline consumption, and finally, 7% of the electricity of the sector's total consumption. Regarding electricity, gas and water, this subsector was responsible for 4% of the electricity of the commercial/services/public sector, and only 2% of firewood and fuel oil consumption, respectively. Finally, all the energy consumption that does not correspond to the categories above are grouped under "Others", representing 50% of the consumption for most of the sources.

It is important to mention that there is no breakdown for solar, gasoline and kerosene due to their small values (less than 1 ktoe). Charcoal consumption in the commercial/services/public sector was negligible in 2017, thus included in the "Others" category.

4.2.3. Transport sector

The final energy consumption of the transport sector was 1,314 ktoe in 2017: 3% higher than the previous year. It corresponded entirely to secondary energy sources, mainly gas oil and motor gasolines.

The share of the different energy sources has varied greatly from 1965 to 2017. At the beginning of the period, the source with the highest consumption was motor gasoline. However, this has changed since 1972, and gas oil has become the most consumed source in the sector. This situation remained constant until 1980-1981, when both consumptions were almost equal. Gas oil consumption has grown more than that of motor gasolines since 1982, increasing the gap in the consumption of both sources. With the 2002 crisis, the demand for both fuels dropped, more significantly in the case of gasoline. This situation set a clearer difference in the consumption of both sources. As of 2004, the upward trend resumed and gasoline was the source with the highest growth rates. This reduced the difference between gasoline and gas oil.

In 2017, the transport sector's final consumption was 631 ktoe of gasoline and 610 ktoe of gas oil: shares of 48% and 46% respectively. The trend seen in the last few years, in which the share of gasoline has increased and the share of gas oil has decreased, remained stable, thus reducing the difference between the consumption of these energy sources, until they were almost equal in 2017.

Biofuels (bioethanol and biodiesel) have been included in the final consumption matrix since 2010. Their share in the transport sector has increased from 1% (2010) to 6% (2017). Considering both biofuels, consumption went from 7.2 ktoe to 69.7 ktoe in these seven years. These sources are mainly consumed in mixtures with fossil fuels: gasoline-bioethanol and gas oil-biodiesel. In terms of volume and the total of mixed biofuels (not only for transport), in 2017, the average mixture corresponded to 7.9% bioethanol in motor gasolines and 5.6% biodiesel in gas oil. Including biofuels made it possible to meet the demand and to reduce fossil fuel consumption.

The rest of the sources used in the transport sector are jet fuel and aviation gasoline. The latter are recorded along with motor gasolines, under the term "gasoline". BEN 2017 includes improved estimations of the consumption of fuels for agricultural aircrafts through surveys conducted in the field. Therefore, it was possible to reclassify consumption from the transport sector to the agricultural sector. This change was implemented also for 2016. Although the absolute value of the change is small (0.3 ktoe), it is a significant percentage regarding the final energy consumption of each fuel (10% for jet fuel and 14% for aviation gasoline).

Electricity is also mentioned. Although the BEN presented consumption of electricity in the transport sector until 1992, it is currently used for public transport, by UTE's fleet of vehicles, and private vehicles. This consumption is very small for 2017 and is considered within the residential and the commercial/services/public sector.

Consumption in the transport sector has been reported since 2013, with a breakdown by means of transportation: "Road", "Rail", "Air" and "Sea and river". Road transport consumption represents nearly all the consumption of the sector, through the consumption of gas oil and gasoline (including biofuels). Furthermore, jet fuel and aviation gasoline consumption corresponds entirely to air transportation, while the rest of the consumption of fuel oil was reported for sea and river transportation. In the case of rail transport, consumption corresponded to gas oil.

4.2.4. Industrial Sector

The final energy consumption of the industrial sector was 1,988 ktoe in 2017: 2% higher than the previous year. Note that the industrial sector includes the manufacturing industry and the construction sector. The main source consumed in 2017 corresponded to biomass waste, representing over 60% of the total industry's consumption. The following consumption in order of importance corresponded to electricity (15%), followed by firewood (9%) and fuel oil (7%).

In the 1965-2017 period, the industrial sector recorded a significant fluctuation in its energy consumption of the different sources. In the first years of this period, fuel oil was the most widely used energy source by the industry, with a 70% share. The years when the consumption of firewood and electricity exceeded the consumption of other sources must be noted (1986-1995 and 2003-2007, respectively), as well as the complementarity between fuel oil and firewood consumption throughout the years.

Historically, biomass waste has had a low consumption in the industry, with shares below 14% until and including 2007. In 2008, there was a peak in biomass waste consumption, mainly due to the growth of black liquor consumption in the cellulose industry. Likewise, as of 2008, the consumption of forestry and sawmill waste, which was not recorded in previous BEN editions, started to be recorded. In 2010, the consumption of biomass waste alone (638 ktoe) already exceeded the total consumption of the industrial sector in 2007 (626 ktoe). In later years, the consumption of said source continued to increase until it reached 1,275 ktoe in 2017, representing a 5% growth compared to the previous year and the absolute maximum to date. As already mentioned, this significant growth experienced by biomass waste since 2008 has transformed the industrial sector into the main sector of energy consumption.

Electricity reported its maximum share in industrial consumption in 2002 (29%), and then it decreased to 15% in 2017. Despite this percentage decrease, absolute electricity consumption has grown steadily, reaching its maximum value in 2017 (292 ktoe). Non-technical losses of the energy sector have been included as final consumption since 2006.

It is important to note that in the last decade, electricity autoproduction has developed significantly in the industrial sector; this is the electricity generated by the establishments themselves, without joining the grid. Between 1965 and 1980, the share of electricity from autoproduction remained between 10% and 15% compared to industrial electricity consumption, then fell to shares lower than 10% for almost 30 years. From 2008, the share

of electricity from autoproduction grew between 30% and 35%, and from 2014 to values greater than 40% of the electricity consumption in the industry. In this way, in 2017 the industrial establishments generated almost half the electricity they consumed (49%).

Firewood consumption has increased over the last few years, reaching a share of 29% in 2006 and decreasing to 9% in 2017. It is important to point out that firewood consumption in 2006 was corrected according to the energy use and consumption survey of said year. A consumption survey in the sector was conducted for 2011 and as of 2013. Though firewood consumption was 177 ktce in the last year, similar to 2015 and 2016, but 19% lower than 2011 (record high), it remained at levels similar to the maximum reported at the end of the 1980s and beginning of the 1990s.

Regarding fuel oil, historically its greatest consumption has been in the industrial sector, with shares higher than 70%. Within this sector, its consumption has been especially significant in the first years of the series, as mentioned above, with shares lower than 10% from 2010. In 2017, given the special situation of the refinery, which was shut down for most of the year because of scheduled maintenance, 45% of the fuel oil consumed in the industry was supplied by a different provider to ANCAP, corresponding to companies located in the free trade zone.

Natural gas was introduced in Uruguay at the end of 1998. In 2004, it had a 12% share in the industrial consumption, decreasing to 1% in 2010. This percentage remained the same until 2017. This reduction can be partly explained by the decrease in its consumption and the increase in the total consumption of the sector. As already mentioned, it is also important to consider the difficulties of natural gas supply from Argentina (sole supplier of this source).

Other energy sources consumed by the industry have been gas oil, petcoke, LPG (LP gas and propane). The consumption of petcoke has remained relatively constant in recent years, with a 3% share. However, in the last year, it grew 28% in absolute terms. In turn, propane consumption has increased in the last few years, but it continues to be marginal in relation to the total consumption of the industrial sector.

In the case of solar energy, in 2017 it was possible to estimate a consumption of 0.1 ktce corresponding to an installed area of solar thermal collectors covering 2,334 m². This value was observed in the 2017 industrial survey and is considered preliminary, as in the case of solar energy, information is difficult to collect in sectoral surveys because the size of the sample fails to capture the population that uses this technology.

Since 2013, consumption in the industrial sector has been reported with a breakdown by industrial area. The paper and cellulose industry represented the main consumption sector (67%) in 2017, followed to a lesser extent by the wood industry and the chemical rubber and plastic industry (5% each) and then cement (4%), slaughterhouses (3%), and mills (3%). As per the sources consumed, biomass waste has been the source of greatest consumption in the sector, mainly black liquor in the cellulose industry. In the case of electricity, 34% was consumed by the paper and cellulose industry, followed by the chemical, rubber and plastic sector (22%) and slaughterhouses (9%).

Firewood represented the third energy source consumed by the industrial sector, and the following are the main consumption sectors: slaughterhouses (20%), paper and cellulose (18%), chemical, rubber and plastic sector (11%) and dairy (11%). In the case of fuel oil, the industrial consumption was mainly distributed between the paper and cellulose in-

dustry (73%), dairy (10%) and to a lesser extent, chemical, rubber and plastic sector (3%).

The rest of the energy sources had a smaller share in the industrial consumption. It is important to mention that the consumption of petcoke came from the cement industry, and there was no breakdown of gasoline, coke of coal or biodiesel due to their small values (less than 1 ktoe).

4.2.5. Agriculture/Fishing/Mining Sector

The final energy consumption of the agriculture/fishing/mining sector was 227 ktoe in 2017: 2% higher than the previous year. The most consumed source was gas oil (147 ktoe), with a share of 66%. Throughout the whole series, this source has had variations in consumption, experiencing an 8% net decrease over the last six years. It must be noted that, since 2010, the gas oil reported in this sector has included mixed biodiesel.

The second most consumed source in 2017 was firewood (35 ktoe), included since 2006, and mainly associated with heating in the poultry sector. Once again, the modification was not due to a change in the consumption structure, but to the incorporation of a new source that was not being considered in this sector. The 2006 Energy Use and Consumption Study allowed for this kind of corrections to be made in the final energy consumption of the different economic sectors, among other things.

Electricity consumption has been increasing, reaching a share of 12% in 2012 and decreasing again to 11% in 2015. In 2017, consumption and share remained similar to the 2016 figures. The correction of the non-technical losses of electricity as final consumption has been included in this sector since 2006.

The consumption of propane gas in the agriculture and mining sector has been recorded since 2011. In 2017, said consumption was 7 ktoe, entailing a 35% reduction compared to the previous year.

Motor gasolines had a 3% share in the consumption of the sector in the last year, while fuel oil reported a very low consumption (1%). There has not been any record of kerosene consumption in this sector since 1993. In turn, this BEN edition included an improvement in the allocation of fuel consumption for agricultural aircrafts. In this way, the 2016 and 2017 consumption of aviation gasoline and jet fuel was reclassified: they had been included in the transport sector, and now, according to the methodology applied, they correspond to the agricultural sector.

The agriculture/fishing/mining sector has been reported with the breakdown since 2013, separating the fishing sector from the agriculture and mining sectors. Therefore, and during the last year, a gas oil consumption of 15 ktoe was reported, which was associated to industrial fishing, as well as 3.1 ktoe of gasoline in non-industrial fishing. Marine gas oil used in ships does not include biodiesel. All the firewood and propane consumption in this sector is reported in the agriculture and mining sectors.

5. CO₂ EMISSIONS⁷

The publication of BEN 2012 included, for the first time, the carbon dioxide emissions (CO₂) coming from the fuel combustion activities of the energy industries and the consumption sectors. The series starts in 1990, when Uruguay started to have data from the National Greenhouse Gas Inventories (INGEI).

CO₂ emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. According to said methodology, CO₂ emissions from fuel combustion of biomass are not considered in the totals, despite clearly being a combustion activity with energy purposes. The reason for this is that, simultaneously with these gas emissions (when biomass is burned), there is a process of absorption (through photosynthesis) in plant species during their growth. It is necessary to evaluate both things at the same time to avoid drawing misleading conclusions from partial results. Therefore, the calculation of the emission and absorption of CO₂ from biomass is recorded in the Agriculture, Forestry, and Other Land Use sector (AFOLU) of the INGEI. However, it is interesting to estimate CO₂ emissions from biomass combustion (firewood, biomass waste, biofuels. etc.), which are presented as memo items in the energy sector (without adding them up in the totals, as explained above).

The total CO₂ emissions in 2017 were 5,838 Gg⁸ from the following categories in decreasing order of importance: transport (3,734 Gg), industrial (821 Gg), agriculture/fishing/mining (486 Gg), residential (383 Gg), power plants for public service (183 Gg), own use (148 Gg) and finally commercial/services/public sector (82 Gg).

This is how, in 2017, 6% of CO₂ emissions came from energy industries (electricity generation and own use of the energy sector) and 94% corresponded to fuel combustion activities in the different consumption sectors.

If the whole period under study is considered, CO₂ emissions increased from 3,641 Gg in 1990 to 6,449 Gg in 1999, year from which they started to decrease until they reached a value of 4,052 Gg in 2003. This drop coincides with the decrease in energy demand caused by the crisis faced by the country at the beginning of the century. In 2004, emissions once again reported a net upward trend, until they reached the maximum levels of the period in 2012 (8,199 Gg), decreasing again until 2017. In the last three years, the decrease in total CO₂ emissions in the energy sector was mainly due to the energy industries, since the emissions from the consumption sectors kept growing, as detailed below.

Regarding energy industries, the emissions from electricity generation power plants presented great variations since they depend largely on the country's rainfall conditions. It is observed that for dry years with low hydroelectricity figures, the consumption of oil products in power plants is high, thus contributing to the total CO₂ emissions. Over the last ten years, the greatest records corresponded to 2008, 2009 and 2012, with shares of 36%, 31% and 36% in the total emissions, respectively. Similarly, in 2010 and as of 2013, there were good hydropower contributions for electricity generation, with a subsequent lower consumption of oil products to that end. Hydroelectricity has been decreasing, particularly in the last three years, while the significant increase in electricity from wind

⁷ Tables and charts related to CO₂ emissions are available in Annex I, as of page 154.

⁸ 1 Gg (gigagram) equals 1 ktonne (one thousand tonnes)

power led to a lower consumption of oil products. CO₂ emissions associated with the combustion of gas oil and fuel oil to generate electricity were 50% lower than in 2016 for each energy source, while CO₂ emissions from combustion of natural gas were recorded, unlike in 2016, when there were none. The lowest CO₂ emissions from power plants in the last 14 years were reported in the last year.

In turn, emissions from the energy sector's own use come mainly from refinery operations. These have remained relatively constant throughout the period, with shares between 5-8% in the total CO₂ emissions. There was a significant decrease of 46% in emissions for the last year, which was due to the maintenance shutdown of the refinery.

Regarding emissions from consumption sectors, it is noted that the main category of CO₂ emissions has historically been the transport sector, with an average share of 60% in the whole period regarding sector emissions, and 48% regarding total emissions in the full series. The evolution of emissions has accompanied the trend of energy consumption in said sector, with a steady growth until 1999, a subsequent drop for four years, and a new increase in emissions until and including 2017. In the last ten years, the increase in CO₂ emissions in the transport sector was mainly caused by increasing emissions due to gasoline consumption, with an increase of 114%, while gas oil CO₂ emissions have remained steady.

CO₂ emissions in the rest of the consumption sectors as a whole were similar to those coming from transport in 1990, but the growth was much lower over time. In 2017, they accounted for 30% of the total CO₂ emissions, and were 50% of the total in the transport sector. Although the behavior of the industrial sector has been relatively constant throughout the period, it is important to note that, over the last seven years, CO₂ emissions grew from 583 Gg (2010) to 877 Gg (2016), mainly because of a greater consumption of fuel oil and petcoke in the industry. In 2017, these emissions fell to levels similar to 2015 (821 Gg) because of a lower consumption of fuel oil. CO₂ emissions from the residential, commercial/services/public, agriculture/fishing/mining sectors have been low compared to the rest of the sectors, and have remained relatively constant throughout the years.

Finally, CO₂ emission from biomass combustion and international bunkers were included as memo items because, according to the methodology applied, they are not considered in the totals. In 2017, emissions from biomass combustion corresponded to 9,070 Gg of CO₂, representing a 3% increase compared to the previous year. As per fuels, biomass waste had the highest share (71%), followed by firewood (27%) and, to a lesser extent, biofuels (3%), and charcoal (<1%).

The international bunkers category reports CO₂ emissions either from sea/river navigation or from aviation, including inbound and outbound trips to the country. In 2017, emissions from international bunkers were 629 Gg of CO₂, having decreased 17% since 2016. Of these emissions, 52% came from sea transportation through the consumption of oil products, while the remaining 48% corresponded to air transportation, mainly through jet fuel.

6. INDICATORS⁹

6.1. Energy consumption by GDP

The evolution of GDP and the final energy consumption for the 1997-2017 series is presented taking as a base equal to 100 the values of both variables for 1997. The GDP series corresponds to constant prices of 2005 by merge, published by the Central Bank of Uruguay (CBU).

Both series have presented similar behaviors regarding growth trends. Between 1999 and 2003, a 4% decrease was reported as annual average, whereas since 2004, both series have seen an increasing trend. As of 2006, energy consumption was higher than GDP for the 2006-2009 period. In particular, final consumption in the industrial sector grew significantly in 2008 (67% compared to 2007). This changed the consumption structure of the country and directly influenced this indicator. In 2010, 2011 and 2012, there was an opposite trend: although both energy consumption and GDP increased, final energy consumption evolved at lower rates. Furthermore, as of 2013, final energy consumption increased each year, whereas GDP increased at positive rates, but they were lower year after year. In particular, for 2017, final consumption grew 1.1% compared to the previous year, while GDP did so at a higher rate (2.7%).

Therefore, the energy intensity by GDP unit has reported a net growth during the whole period studied, with a minimum record in 2005 (5.7 toe/M\$2005) and a maximum in 2016 (6.9 toe/M\$2005). In the last year, the energy intensity was 6.8 toe/M\$ 2005.

6.2. Energy and electricity consumption per capita

The evolution of energy consumption per capita is presented expressed in toe/1,000 inh. (tonnes of oil equivalent per 1,000 inhabitants) obtained as the ratio between total final consumption and number of inhabitants.

From 1990 to 1999, said indicator grew, growth which was interrupted by the crisis. This situation has changed since 2004, when the upward trend that remains today began. In 2007, the consumption peak of 1999, which took place before the crisis, was exceeded. In 2017, final energy consumption per capita was 1,357 toe per one thousand inhabitants, maintaining the upward trend of recent years and reaching its maximum for the whole series.

Like the previous indicator, electricity consumption per capita is obtained from the ratio between the electricity consumed and the number of inhabitants. Throughout the whole period, electricity consumption per capita presented, in general, an upward trend, except for certain points where there was a decrease. The economic crisis at the beginning of the 21st century affected electricity consumption per capita, as well as the rest of the indicators.

Electricity consumption per capita increased from 512 kWh/inh (1965) to a maximum of 1,917 kWh/inh (2000), subsequently decreasing for a few years until reaching a minimum of 1,788 kWh/inh (2003). From that year onwards, the trend was reversed again, increasing and reaching a maximum historical consumption of 3,193 kWh/inh in 2016. In 2017, there was a 3% decrease in electricity consumption per capita, with a value of 3,110 kWh/inh.

⁹ Tables and charts related to indicators are available in Annex I, as of page 160.

6.3. Energy intensity by sector

“Energy intensity” means the ratio between the energy consumption of a sector and the added value of said sector, thus representing the amount of energy required to generate a unit of added value. If, instead of analyzing the energy consumption in a global way compared to GDP, it is analyzed by sector in relation to the added value of that sector, different patterns are observed depending on the sector. It is important to consider that for this indicator and the previous one, the 2005 series of constant prices was used.

The series industry/agriculture/fishing/mining clearly shows the impact of the new cellulose industries entering the market. This also caused a surge in the energy intensity in 2008 and 2014. Since 2008, energy intensity has reported an upward trend, except for the years 2009, 2011 and 2012, which reported a small reduction associated with a lower growth of energy consumption in the industrial sector compared to the economic growth. The year 2012 was an exception, as energy consumption decreased compared to the previous year. In 2013, both energy consumption and added value increased, reflecting a recovery of the energy intensity. In the last five years, the significant growth in energy consumption along with the added value of the sector (except for last year, which reported a decrease), resulted in a remarkable growth of the energy intensity of the industrial/agriculture/fishing/mining sector (an 8% annual average rate).

In turn, the series for energy intensity of the transport sector reached a minimum record in 2008, reporting a variable behavior in later years, alternating years with positive and negative growth rates. The growth (8%) recorded in energy intensity between 2008 and 2009 may have been caused by the international crisis, because the added value generated in transportation was barely higher than the previous year, while energy consumption maintained an historical growth. The last two years were relevant because, as a consequence of the growth in energy consumption and the decrease in added value, they resulted in growths of 15% and 12% in the energy intensity of the transport sector. In 2017, energy intensity decreased again (3%), since the added value of the transport sector grew at a higher rate than energy consumption.

Finally, regarding energy intensity in the commercial/services/public sector, the series does not present major variations, and is relatively constant in the period studied (1997-2017), with a net decrease throughout the series. The maximum value was reached in 2007, and since 2008, there has been a downward trend, although both energy consumption and added value of the sector increased in said years. This explains why the energy consumption of the sector has presented a growth rate that is lower than the added value, which could be the result of implementing energy efficiency measures in the sector. The last three years have reported the lowest historical values of energy intensity in the commercial/services/public sector (0.72 ktoe/M\$ 2005 in 2017).

6.4. CO₂ emissions per GDP and per capita

The evolution of GDP and the CO₂ emissions from fuel combustion activities for 1997-2017 is presented, taking as a base equal to 100 the values of both variables for 1997. The GDP series corresponds to constant prices of 2005 by merge, published by the Central Bank of Uruguay (CBU).

Although CO₂ emissions have presented some variability throughout the series,

they have accompanied GDP evolution. The great variations in the total CO₂ emissions are strongly associated with the variation of emissions from thermal power plants for electricity generation, due to the consumption of oil products for electricity generation to complement hydroelectricity.

Similarly to 2007, 2010, 2014 and 2015, in 2017 there was good availability of hydraulic energy, resulting in lower CO₂ emissions compared to other years with chronic drought characteristics and their corresponding higher consumption of oil products for energy generation. Although in 2017 hydroelectricity was at its lowest in the last five years, the significant increase in electricity from wind power led to a lower consumption of oil products.

Regarding the intensity of CO₂ emissions per GDP unit, it has shown some variability in the 1997-2017 series in line with what was mentioned for previous indexes. The years with the highest levels of intensity in emissions were 1999 and 2008 (15 t/M\$ 200510), while the lowest records since 1997 were reported in the last four years (8-9 t / M\$ 2005).

Regarding CO₂ emissions per capita, there was a net growth for the whole 1990-2017 period, with considerable variability. This behavior, which alternates maximum and minimum records, is correlated with a variation in the consumption of fossil fuels in thermal power plants.

The minimum record of CO₂ emissions per capita was recorded in 2003 (1.2 t/inh), while in 2012, emissions reached their maximum levels (2.4 t/inh). Between 2014 and 2016, CO₂ emissions per capita remained constant (1.8 t/inh) and declined in the last year to 1.7 t/inh.

6.5. CO₂ emission factor of the SIN

The emission factor of the SIN represents the amount of CO₂ that is generated by GWh of electricity produced for the electricity grid. It is determined as the ratio of CO₂ emissions coming from power plants for public service and the electricity generated by said generators and delivered to the SIN. The emission factor varies from one year to the other according to the mix of fuels used for electricity generation delivered to the grid.

The emission factor has presented great variability throughout the whole period. This effect is associated with the great influence that the levels of rainfall have on the generation of electricity in the country, and the consequent amount of fossil fuels used, as mentioned above. In recent years, generation of electricity from renewable sources has increased significantly, in particular for wind energy. This seems to indicate that wind power, jointly with hydroelectricity, have reduced the use of fossil fuels for such purpose.

It should be noted that the maximum emission factor at the SIN was reported in 2008, with a value of 335 t CO₂/GWh, followed in importance by 2006 (304 t CO₂/GWh) and 2012 (301 t CO₂/GWh). The minimum records took place between 2001 and 2003, with values lower than 3 t CO₂ /GWh, when almost 100% of the electricity was generated from hydraulic energy. For 2017, the emission factor at the SIN was 14 t CO₂/GWh, representing the lowest value in the last 14 years and the fifth since 1990.

6.6. Electrification rate

The electrification rate expresses the percentage of households that have electricity

10 Tonnes of CO₂ per millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

compared to the total of households with dwellers. This indicator is developed for urban areas, rural areas and the country total.

The total electrification rate went from 79.0% to 99.8% between 1975 and 2017. When analyzing the indicator separated by urban and rural areas, the most remarkable evolution is observed in the rural electrification rate, which has increased from 25.1% in 1975 to 98.4% in 2017. The urban electrification rate went from 89.0% to 99.8% during those 42 years.

That is to say, of the total number of occupied households in 2017, only 0.2% did not have electricity, either provided by UTE or its own (generator and/or battery charger via a wind or solar generator), corresponding to 2,800 homes. The distribution was 1,800 housing units in the urban environment (0.2%) and 1,000 in rural areas (1.6%).

6.7. Energy Path

The energy path is a graphic representation that relates two indicators: energy intensity and GDP per capita. The evolution of the energy path is analyzed for the 1997-2017 period. The energy intensity is included and expressed in tonnes of oil equivalent per millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices (toe/millions \$ 2005) and the GDP per capita is expressed in thousands of Uruguayan pesos at constant 2005 prices per inhabitant (thousands \$ 2005/inh). Likewise, the constant final energy consumption per capita is represented with isoquant curves.

The evolution of the indicators' behavior reflects the stages that the country has gone through in the period of study. It is possible to identify the economic crisis that the country faced at the beginning of the century through the setback of the energy path, which was marked by a decrease in GDP per capita. After this stage, there was a period of economic growth with no increase in energy consumption because it was mainly associated with the growth of the commercial/services sector, which is not an energy-intensive sector.

As of 2005 and 2006, economic growth is explained by the growth of the commercial/services sector, as well as by the increase in industrial activity, and in this stage, a higher increase in energy consumption is observed in comparison with the economic growth, as already explained. This corresponds to an industrialization stage in the country, and is therefore associated with a change in the structure of the economy.

In 2009, the situation changed again, reporting a downward trend in the energy intensity and an increasing one in GDP per capita. In 2013 and 2014, both indicators presented increasing trends compared to the previous year. In 2015 and 2016, behaviors were similar to the previous year: energy intensity grew 7% and 3%, respectively, whereas GDP per capita remained almost constant. Finally, in 2017, energy intensity decreased by 2% while GDP per capita increased 2% compared to the previous year.

7. METHODOLOGY

7.1. General definitions

- **Primary energy source:** energy source provided by nature in a direct way, like hydraulic and wind energy; after going through a mining process like hydrocarbon, natural gas and coal; and through photosynthesis like firewood and biomass waste (from urban, agricultural and agro-industrial activities).
- **Secondary energy source:** energy obtained from a primary source or from another secondary source, after undergoing a physical, chemical or biochemical process that modifies its original characteristics.
- **Gross energy:** primary or secondary energy to which the following deductions have not been applied: losses caused by transformation, transmission, transportation, distribution or storage, and amount of unused energy.
- **Net energy:** primary or secondary energy for consumption purposes, from which the losses mentioned above have been deducted, and the unused energy.
- **Final energy:** primary or secondary energy directly used by socioeconomic sectors. It is the energy that enters the consumption sector and is different from the previous one because of the energy sector's own use. It includes energy and non-energy consumption.
- **Transformation plant:** premises where primary or secondary energy undergoes processes that modify their properties or their original nature, through physical, chemical and/or biochemical changes, aiming at its transformation into a different kind of energy that is more suitable for consumption. They are classified into primary, if they only process primary sources, and secondary, if primary and/or secondary sources enter the transformation plant.
- **Consumption sector:** part of the socioeconomic activity where final energy for its use converges. Own use is considered separately, and it corresponds to the energy consumed by the energy sector for production, transformation, transportation and distribution of energy (it does not include the energy used as input for transformation into other kind of energy).

7.2. Structure

The National Energy Balance (BEN) provides a representation of the structure and functioning of the energy system. It does it in an organized and systematic manner, summarizing the information in a general summary matrix, also called consolidated matrix. This matrix makes it possible to analyze all the processes and transformations of a specific source throughout the whole system, as well as each category, and the magnitude corresponding to each source. The general summary matrix includes the following five sub-matrices:

- Primary energy balance
- Balance of transformation plants (primary and secondary)

- Secondary energy balance
- Gross supply and net consumption
- Distribution of the final energy consumption by sector

The following image shows how these sub-matrices are located in the summary matrix. There follows an analysis of each one of them.

Energy Balance	Primary Sources	Secondary Sources	Losses	TOTAL
Primary energy	(1)			
Transformation plants	(2)			
Secondary energy		(3)		
Gross supply and net consumption	(4)			(4)
Final energy consumption	(5)			(5)

Notes:

- (1) Primary energy balance
- (2) Balance of transformation plants
- (3) Secondary energy balance
- (4) Gross supply and net consumption
- (5) Distribution of the final energy consumption by sector

The matrix summary has the same format for all the years of the historical series; however, it is modified as new energy sources appear or when more detailed information is available, hiding or showing the relevant fields. It is important to mention the greater disaggregation in the consumption sectors from 2013, and the breakdown by source for power plants for public service and autoproduction from 2010.

7.2.1. Balance of primary energy sources

It corresponds to the supply of primary energy source. This edition of BEN includes crude oil, coal, natural gas, hydropower, wind energy, solar energy, firewood, biomass waste and biomass for biofuels.

There follows additional information about some of the primary sources:

- **Coal:** It includes anthracite, peat, soft coal tar and pitch.
- **Natural gas:** the data are considered under standard conditions (1 atm and 15°C).
- **Hydropower:** The summary matrices include the theoretical equivalent. However, the “supplementary information” section includes a table of hydropower considering the thermal equivalent.
- **Solar energy:** It includes photovoltaic solar energy and solar thermal energy.
- **Biomass waste:** It includes rice and sunflower husk, sugar cane bagasse, black liquor, odorous gases, methanol, barley husk and timber industry’s waste.
- **Biomass for biofuels production:** It includes sugar cane, sweet sorghum, soy, sunflower, canola, fat, etc.

The primary energy balance includes eight categories: production, import, export, losses, stock change, not used, adjustments and supply. Since the categories also apply to

the secondary energy balance, the definitions for both cases are listed below:

- **Production:** is the amount of primary energy extracted from nature or the amount of secondary energy coming from a transformation center.
- **Import:** is the primary or secondary energy that comes from abroad.
- **Export:** is the primary or secondary energy that is sent abroad. Exports to free trade zone are not considered exports as such; they are included in the final consumption as sales in the domestic market.
- **Losses:** these are the energy losses caused by transportation, storage, transmission and distribution (technical losses). Until 2005, non-technical losses in the electricity sector were counted as losses. Since 2006, these losses have been recorded in the final consumption, considering the social losses within the residential sector, and the rest of the non-technical losses have been distributed according to the share percentage in the consumption of electricity of the other sectors.
- **Stock change:** is the difference between the stock of an energy source by December 31 of year $i+1$ and December 31 of year i .
- **Energy not used:** is the amount of energy that is not currently being used given the technical and/or economic nature of its exploitation.
- **Adjustments:** statistical adjustment that makes supply and consumption data compatible, as well as the differences due to the rounding of figures.
- **Supply:** is the total energy really available for consumption. As a result, the following equation is obtained:

$$\begin{aligned} \text{Supply} = & \text{Production} + \text{Import} - \text{Export} - \text{Losses} + \text{Stock exchange} \\ & - \text{Energy not used} + \text{Adjustments.} \end{aligned}$$

Note: in the summary matrices, the values Export, Losses and Energy not used appear with a negative sign, so the value of the Supply is obtained algebraically adding these values to the ones corresponding to Production, Import, Stock change and Adjustments.

7.2.2. Balance of transformation plants

It reflects the activity of both primary and secondary transformation plants. Negative signs indicate income (inputs) and positive signs indicate expenditure (products). Because of the processes carried out in these plants, there are transformation losses that are obtained by algebraically adding the income to the expenditure.

Transformation plants include:

- **Refinery:** industrial facilities where crude oil undergoes physical and chemical transformation processes to obtain compounds and products of greater market value.
- **Power plants for public service:** they include power plants that deliver the electricity generated to the grid, for example: hydroelectric power plants, wind, photovoltaic solar and thermoelectric plants.
- **Autoproduction power plants:** they include power plants where the electricity produced is intended for the consumption of a production establishment, excluding the delivery to the grid.

- **Biomass distilleries:** industrial plant where bioethanol is produced.
- **Biodiesel plants:** industrial plant where biodiesel is produced.
- **Coal plants:** transformation plant where charcoal is produced from firewood.
- **Gas plants:** transformation plant where gas is produced from light naphtha.
- **Coke-oven plants:** transformation plant where coke of coal is produced.

Cogeneration plants have a global efficiency of between 70% and 85%. Such efficiency depends on the type of technology used and on how the energy is used in the process. Global efficiency is defined as the ratio of the total energy produced by the system (electricity and heat) versus the energy consumed.

7.2.3. Balance of secondary energy sources

It corresponds to the supply of secondary energy source. The following secondary energy sources are included in this edition of BEN: LP gas, propane, motor gasoline, aviation gasoline, kerosene, jet fuel, gas oil, fuel oil, petcoke, non-energy products, fuel gas, bioethanol, biodiesel, coke of coal, charcoal and electricity. Other secondary sources are light naphtha, diesel oil and manufactured gas, which, though not currently used in the country, are included in the years of the historical series when applicable.

There follows additional information about some of the secondary sources:

- **Propane:** Until and including 2010, the consumption of agriculture/mining was included in the industrial sector. As of 2011, propane consumption associated with agriculture and mining activities has been recorded under its sector: Agriculture/Fishing/Mining.
- **LPG:** It includes LP gas and propane.
- **Motor gasoline:** Bioethanol is not included. It is informed separately.
- **Gas oil:** Biodiesel is not included. It is informed separately.
- **Petroleum coke:** It includes scorched and non-scorched petroleum coke, and refinery coke. Until and including BEN 2012, it was referred to as “other energy products”.
- **Non-energy products:** It includes solvents, lubricants, and oils. “Liquid sulfur” has been included as a new non-energy product since 2013, with the start-up of the desulfurization plant.
- **Fuel gas:** Until and including 2012, production was considered equal to own use. The “unused” volume and the “losses” have been included since 2013; as a result, production is greater than the own use of the refinery. This change in methodology has been applied since 2013.
- **Coke of coal:** It corresponds to coke of soft coal. Until BEN 2012, it was referred to as “coke”.
- **Electricity:** Electric consumption related to transport over the last few years is very low, and included in the residential and commercial/services/public sectors.

The categories that correspond to the secondary energy balance are the same as the ones previously described for primary energy, except for a new category included in this sub-matrix in BEN 2013 called international bunker. Until and including 2012, fuel sales to international bunkers were included along with exports, whereas they began to be separately informed in 2013. It is important to mention that in the analysis of foreign trade of oil products (table 2.3 Foreign trade of secondary energy), sales to international bunkers are considered as exports.

7.2.4. Gross supply and consumption

This sub-matrix presents the energy gross supply, and the total net consumption with the itemization of its components.

- **Gross supply:** the supply of each energy source exactly as found in the corresponding balance, plus the losses and amounts not used (reported in the same balance).

Unlike other rows in the matrix, the total gross supply is not obtained by adding the primary and the secondary energy sources, as such, an addition would result in duplicates: the production of secondary sources plus the primary sources from which they were obtained. Therefore, the correct way to calculate it is by deducting the production of secondary sources from the addition.

- **Total net consumption:** formed by the total final consumption plus the energy sector's own use.

- **Own use:** the amount of primary and/or secondary energy that the energy sector uses for its own operation, including the production, transformation, transportation and distribution of energy. It does not include the energy used as input for the transformation into another kind of energy at transformation plants. Own use applies only to electricity and fuels.

- **Total final consumption:** the addition of the final energy consumption and the non-energy consumption.

7.2.5. Distribution of the final energy consumption by sector

This last part of the consolidated matrix indicates the distribution of the final energy consumption among the different sectors of the socioeconomic activity. Since the compilation of BEN 2013, the collection of consumption data has been improved through sector surveys. The traditional survey on firewood and biomass waste consumption became part of the industrial survey (which covers other energy sources). It was conducted in 2011, 2013, 2014, 2015, 2016 and 2017. Energy consumption surveys were also conducted in the residential sector in 2013 and the commercial/services/public sector in 2013, 2014 and 2015. It is worth mentioning that the results of the last survey will be included in next year's edition.

It is important to highlight the support received from the Technology and Solutions Development Section of the National Agency for the Development of e-Government and Information Society (AGESIC). They provided their online platform of electronic forms with the tool Orbeon, thus offering support and advice on the preparation of forms. This tool made it possible to reduce costs and time for the execution of the surveys, and to

improve the quality of the information via direct communication with the respondent with technological advances.

Starting with BEN 2013, final energy consumption began to be reported with a wider breakdown of sectors. Sector consumptions lower than 1 ktoe are not reported since they represent marginal values, except when they correspond only to one subsector. In other cases, data are not disaggregated if they correspond only to one company by sector or if there is no adequate information for classification.

The classification adopted for sectors and subsectors is the following:

– **Residential Sector:** It includes the consumption of rural and urban families, of caloric, electric and mechanic kind, in order to meet the energy needs of households. The consumption from personal transportation is not included here but in the transport sector.

This sector's consumption began to be reported in 2013 with the following criteria:

Residential sector
Montevideo
Rest of the country

In the case of firewood and LPG, the information is disaggregated according to the results of the consumption survey in the sector in 2013, whereas for electricity, kerosene and natural gas administrative data are used. As per biomass waste, the whole consumption is associated with the rest of the country. For the rest of the energy sources, the disaggregation has not been reported since 2013, because there was no information for its adequate classification (solar, gas oil, fuel oil, charcoal).

– **Commercial/Services/Public Sector:** It gathers activities of the tertiary sector such as schools, hospitals, stores, hotels, restaurants, public lighting, public administration, etc. It includes section D to section U according to the International Standard Industrial Classification (ISIC) revision 4 and public lighting.

This sector's consumption began to be reported in 2013 with the following criteria:

Commercial/Services/Public Sector	Associated ISIC Revision 4
Public lighting	-
Public administration and defense	Section O
Electricity, gas and water	Sections D and E
Others	Sections G, H*, I, J, K, L, M, N, P, Q, R, S, T and U

Note:

* This includes only consumption within the establishments.

– **Transport sector:** It includes public transportation of people and cargo carried by air, road or water. It does not include internal transportation within the establishments that are included in the other sectors. Foreign-flagged air and fluvial transportation is not included. Their consumption was recorded under exports until 2012 and within international bunkers as of 2013.

This sector's consumption began to be reported in 2013 with the following criteria:

Transport sector
Road
Rail
Air
Sea and river

Private vehicles are considered in the results obtained from the consumption surveys in the residential and industrial sectors in 2013, which collected this information. The same will happen when the survey for the commercial/services/public sector is completed, making it possible to evaluate the consumption of private vehicles, which, according to the methodology, shall be recorded in the transport sector.

– **Industrial sector:** It includes the manufacturing industry and construction, corresponding to Sections C and F in the industrial classification ISIC Rev. 4, respectively. It is important to mention that agro industries and the fishing industry are considered within this sector.

This sector's consumption began to be reported in 2013 with the following criteria:

Industrial sector	Associated ISIC Revision 4
Slaughterhouses	Group 101
Dairy products	Group 105
Mills	Class 1061
Other food industries	Groups 102, 103, 104, 107 and 108
Beverages and tobacco	Divisions 11 y 12
Textile	Divisions 13 y 14
Leather	Division 15
Wood	Division 16
Paper and cellulose	Divisions 17 and 18
Chemical, rubber and plastic	Divisions 19*, 20, 21 and 22
Cement	Classes 2394 and 2395
Other manufacturing industries and Construction	Division 23** / Divisions 24 to 33 / Section F

Notes:

* Excluding refinery; its consumption is considered under "Own use".

** Including all the classes of division 23 except for the ones corresponding to the "Cement" section.

– **Agriculture/Fishing/Mining Sector:** It corresponds to the production of agriculture, cattle and timber extraction plus commercial deepsea, littoral, coastal and estuary fishing, including the one carried out by factory ships and fleets devoted to fishing and to manufacturing the resulting products. Mining is also included.

This sector's consumption began to be reported in 2013, with the following breakdown:

Agriculture/Fishing/Mining Sector
Agriculture and mining
Fishing

In particular, the estimations obtained for industrial fishing are highlighted (obtained from administrative data of fuel sales). They have been compared to the volume declared in the registries of the National Directorate for Water Resources (DINARA) of the Ministry of Livestock, Agriculture and Fisheries (MGAP), through a sample analysis of the 2013 records. In the case of nonindustrial fishing, as of 2014, the administrative data used come from the General Registry of Fishing, as well as from the existing agreement of tax exemption to purchase fuel.

This publication includes the improved classification of consumption of fuels by agricultural aircrafts: they were considered under “transport” and are now included in the agricultural sector. It includes consumption of aviation gasoline and jet fuel. This improvement was possible after conducting a company survey in 2017, which also included 2016 data. The data are considered preliminary, as the survey did not elicit responses from 100% of respondents, so the data might be underrepresenting reality. It is hoped that future editions will make it possible to confirm the results for the historical series.

– **Not identified:** A sixth category is added to the consumption sectors. This category includes consumption coming from sectors not identified.

7.3. Units and data format

The unit adopted to express the energy flows which comprise the National Energy Balance is the ktoe (thousands of tonnes of oil equivalent).

$$\begin{aligned} 1 \text{ ktoe} &= 1,000 \text{ toe} \\ 1 \text{ toe} &= 10,000,000 \text{ kcal} \end{aligned}$$

The conversion of the magnitudes corresponding to each source to its expression in toe is done through its respective Lower Heating Value (LHV). In the case of electricity, the 0.086 toe/MWh technical criterion is applied.

Please note that the possible decimal differences between the values informed in tables, charts and text are the result of the rounding of numbers. In turn, the addition of subtotals may not reproduce the exact total, for the same reason.

Finally, when a value is represented as “0” (zero), it means that the value exists and that it is very small (less than 0.1). When the cell appears empty, it means that the flow does not correspond to Uruguay, or that the information necessary to quantify the magnitude is not available.

7.4. Special comments

7.4.1. Hydroelectric energy

Two approaches can be used to evaluate hydropower: the theoretical equivalent and the thermal equivalent. In the first case, turbine flow is considered to determine the energy that enters the primary transformation plants (hydroelectric power plants).

Hydropower production is calculated as follows:

$$E_{\text{hydro}} = k \times \beta \times g \times t \times h \times Q$$

Being:

E_{hydro} : Hydropower production (kWh/year)

k : Ratio for the transformation of units

β : Water density (kg/m^3)

g : Gravity acceleration (m/s^2)

t : Operational time of the plant (hours/year)

h : Average water fall height (m); water levels of the last day of each month are considered.

Q : Turbine flow (m^3/s)

The other approach (thermal-equivalent approach), evaluates hydropower production from the electricity generated at the hydroelectric power plants, considering the amount of hydrocarbon that would be needed to produce it at a conventional thermal power plant. The performance of this fictitious thermal power plant is considered as equal to the average performance of the existing thermal power plant, which is operating in normal conditions.

The theoretical equivalent approach is used in the “general summary” matrix.

In BEN 2014, the hydraulic energy series for the 1981-1994 period was corrected, adjusting the real percentage of the agreement between Argentina and Uruguay for the Salto Grande dam. This implied the correction of a series of analysis tables, which include: Supply by source; Supply of primary sources; Electricity generation by plant and by source; Inputs for generation; Electricity, among other spreadsheets. The series was completed for hydropower by plant. Until BEN 2013, only the information pertaining to the relevant year was published.

7.4.2. Wind energy

BEN publications before 2008 did not include values for wind energy because the existing estimations about the number of windmills and wind turbines vary greatly depending on the different sources. However, in 2008, many wind farms connected to the country's grid began to operate. Therefore, wind energy has been included in the balance matrix since that year, in which only the one corresponding to large-sized wind turbines is recorded.

For BEN 2015, the rationale to determine wind energy was changed: the methodology applied by OLADE and other international bodies was adopted. Wind energy for large-sized wind turbines was estimated from the generation of electricity delivered to the grid by each farm/wind turbine, considering as wind energy produced the same value as the electricity generated. This new methodology rectifies the whole period since 2008.

Until BEN 2014, the electricity considered was the one generated in the year (E_e) by each farm/wind turbine, which was obtained from the meter as well as the power coefficient (C_p) of the machines comprising the farm.

7.4.3. Solar energy

BEN 2015 started to include estimations of solar thermal energy in the matrix of results along with the photovoltaic solar energy. These two energy sources have been reported since 2014 in both the consolidated matrix and the auxiliary charts.

– **Solar thermal energy:** The total aperture area of the imported equipment and the lack of stock for a few months are considered to estimate the solar thermal energy. Therefore, what was imported in one year is installed practically in the same year. In 2017, local manufacturers were surveyed in order to determine the national production of solar thermal collectors. Therefore, since 2017, the area of domestic production actually installed is reported. Up to 2016, the share of national producers is estimated to be 20% of the total. The shelf life of imported and nationally-made equipment is estimated to be 15 years, in order to determine the cumulative equipment installed.

The energy generated is calculated from the annual average irradiance on a horizontal plane and the installed area, considering a global efficiency of 40%:

$$E_{\text{solar thermal}} = E_f \times H_o \times A \times \frac{0.086 \left(\frac{\text{toe}}{\text{MWh}} \right)}{1,000,000}$$

Being:

$E_{\text{solar thermal}}$: Production of solar thermal energy (ktoe/year)

E_f : Global efficiency (0.40)

H_o : Annual average irradiance on a horizontal plane (kWh/m²-year)

A : Aperture area of solar thermal collectors/heaters (m²)

The solar thermal energy generated corresponds to energy available for heating water. From the balance standpoint, it can be interpreted as a “potential” since it is not really the energy consumed but the energy captured by the equipment. In practice, not all this energy may be consumed.

Until 2016, the sector allocation of the final energy consumption is theoretical, as it considers the typical shares in the literature: 85% residential sector, 14.5% commercial/services/public sector and 0.5% industrial sector. This information cannot be yet collected in the periodic surveys by sector because the size of the sample does not reflect the population that uses this technology. However, in 2017, the energy allocation of the industry was improved through the 2017 Industrial Survey and the editions conducted in previous years. Therefore, a value of industrial consumption associated with the surface studied in these surveys was estimated, the theoretical share for the commercial/services/public sector was maintained, and the balance was closed with the residential sector.

– **Photovoltaic solar energy:** In BEN 2015, the rationale to determine photovoltaic solar energy was changed, and the methodology applied by OLADE and other international bodies was adopted. This methodology considers as photovoltaic energy produced the

same as the electricity generated by photovoltaic panels. This new methodology rectifies the whole historical series since 2014.

The generation of electricity with photovoltaic panels is determined in four ways depending on the producer type:

- For solar plants connected to the grid, the monthly data provided by UTE are recorded.
- For small producers who deliver energy to the grid, the annual microgeneration data provided by UTE are used.
- For autonomous producers who do not deliver to the grid, the same relation between energy generated and installed capacity of the producers who do deliver to the grid, and whose data are known is used.
- In the case of autonomous producers that do not deliver to the grid, with installed capacities greater than 150 kW, the generation data are obtained from surveys.

7.4.4. Firewood

Regarding firewood, production is considered as the total energy consumption of firewood plus the firewood used in the following transformation plants: power plants for public service, autoproduction power plants and coal plants.

For the industrial sector, firewood consumption is estimated based on surveys conducted annually by the PEB. For the rest of the sectors, this survey is not annual. In years with no survey, the consumption value of the previous survey is maintained.

Firewood entering power plants for public service and autoproduction power plants is estimated based on the censuses conducted by the PEB each year. Regarding the firewood that enters the coal plants, it is estimated based on the non-imported charcoal, which has not happened again since 2004.

7.4.5. Biomass waste

In previous years, the production of biomass waste was estimated considering the annual production of the crops that generate them (i.e.: rice, sunflower, barley) and the proportion of waste within the total weight, taking as source of information the Agricultural Statistics Office (DIEA) statistical yearbooks of the MGAP. With this rationale, the production was significantly higher than the consumption of these energy sources.

Since 2008, the production of biomass waste is registered as the addition of energy consumption and the inputs of the transformation plants, as there is no information to estimate the unused production of other kinds of biomass waste, such as forestry waste. It must be noted that this rationale is regularly used in other countries.

As of 2008, consumption of forestry and sawmill waste (chips, sawdust, etc.) has been recorded, which was not in previous BEN editions.

In the case of the industrial sector and power plants for public service and autoproduction, consumption of biomass waste is estimated based on data-collection surveys administered annually by the PEB to companies that use this source as energy. As for the residential sector, in the last few years the results of the 2006 Energy Use and Consumption Survey and of the 2013 Residential Survey have been used.

7.4.6. Biomass for biofuels

The item that refers to “Biomass for biofuels”, which was included in the matrix in 2010, includes the consumption of primary energy sources (grains, crude oils, sugarcane juice, etc.) that are associated with the production of biofuels.

It is worth mentioning that the consumption of biomass for biofuels is taken as an estimation in order to include biofuels in the energy matrix. These values will be somewhat different from the values that can be obtained with the application of other types of methodology not described in this document.

– **Biomass for bioethanol production:** The production of bioethanol considered corresponds to the Bella Unión and Paysandú plants.

Bella Unión sugar factory:

Without reliable values of sugar consumption in the sugarcane juice with a breakdown of the real consumption of each process, the amount of primary source used for bioethanol is estimated using the production data of bioethanol/sugar, taking into account the average performance of the sugaralcohol factory (fermentation + distillation), as well as other factors (stoichiometric factors, density, heating value, etc.).

Biomass estimation for the production of bioethanol from sugar cane is made using the equation below (Eq. 1):

$$\text{Biomass for bioethanol (ktoe)} = \frac{\text{Bioethanol prod. (m}^3\text{)}}{(\text{TP} \times \text{AFP} \times \text{EMP})} \times \frac{\text{LHV}_{\text{sugar}} (\text{kcal/kg})}{10,000,000}$$

Where:

TP: Theoretical performance (m³ bioethanol / sugar tonne)

AFP: Average performance of the sugar-alcohol factory (fermentation + distillation)

EMP: Extraction-milling performance ratio

LHV sugar: Lower heating value of reducing sugars. Taking the value of 4,000 kcal/g (data from the literature)

Determination of the theoretical performance of ethanol production (TP):

The chemical reaction of ethanol production is considered from the reducing sugars and their stoichiometric ratio. Then, the TP is determined from ethanol density in the adequate units for its use in the equation above.

Chemical reaction:	$\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 \text{ ----- } 2 \text{ CH}_3\text{CH}_2\text{OH} + 2 \text{ CO}_2$
Stoichiometric ratio:	180 g 92 g 88 g
Theoretical performance (TP):	92 g of produced ethanol every 180 g of consumed sugar
Bioethanol density:	0.7915 kg/l
Theoretical performance (TP):	0.6457 m ³ bioethanol / sugar tonne

Therefore, Eq. 1 results in the following simplified equation (Eq.2):

$$\text{Biomass for bioethanol (ktoe)} = \frac{[4 \times \text{Bioethanol production (m}^3\text{)}]}{[\text{AFP} \times \text{EMP} \times 6,457]}$$

The data corresponding to the production of ethanol, the average performance of the sugar factory, and the extraction-milling performance ratio are reported by the sugar-alcohol sector. Additionally, in recent years, the amount of sweet sorghum used for bioethanol production was negligible compared to the total amount of sugar cane, so it is considered as similar to it.

Paysandú sugar factory:

Primary source consumption for the production of bioethanol from grains is directly estimated using the real amount of grains processed, considering the average humidity and the heating value for this raw material. Both grain consumption and average humidity are provided by the sugar factory, while a heating value of 4,000 kcal/kg is considered for grains (data from the literature). Grain of sorghum was processed in 2017.

– **Biomass for biodiesel production:** In the case of biodiesel, the kind of grain and the heating values included in the literature are considered to estimate the primary sources. In 2017, biodiesel production was mainly from soy and rapeseed, and sunflower was not used. Fat is also considered as a primary source for biodiesel production, as well as crude oil and cooking oil. The reference values used for the heating values are the following:

- Soy: 2,050 kcal/kg
- Sunflower: 5,189 kcal/kg
- Fat: 9,200 kcal/kg
- Rapeseed: it is calculated considering a 44% oil content in the seed, and an oil heating value of 8,811 kcal (data from the literature).
- Other oils: not having specific composition data, the heating value of a mix 80% of sunflower oil and 20% of soy was considered, thus resulting in a value of 8,527 kcal.

7.4.7. Biogas

The electricity generated with biogas produced from urban waste in Las Rosas plant, in Maldonado (since 2005), was not recorded in the value corresponding to the electricity supply until 2007. Starting in 2008, it was included within the electricity production at power plants for public service. In 2004, a second generator of electricity produced from biogas was included. It was produced from the treatment of effluents of a wool washing plant. This generator was also included within the electricity production at power plants for public service. In both cases, biogas is not accounted for as the primary source from which said electricity is obtained. In any case, these values are very small compared to the total (around 0.1 ktoe).

7.4.8. CO₂ emissions

BEN 2012 included, for the first time, carbon dioxide emissions from the fuel combustion activities of the energy industries and the consumption sectors. CO₂ emissions from biomass combustion and international bunkers were also included but as memo items, since they are not considered in the totals. The series begins in 1990.

CO₂ emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

These are the categories reported:

- **Energy industries:** The emissions of the following secondary transformation plants are considered, as well as the energy sector's own use. CO₂ emissions from autoproduction power plants are included in the industrial sector, according to the methodology applied.

- Power plants for public service

- Own use

- **Sectors of Consumption:** The same sectors included in the BEN and detailed in the "Structure" section of this description of methodology are considered.

- Residential

- Commercial/Services/Public Sector

- Transport

- Industrial

- Agriculture/Fishing/Mining

- Not identified

- **Memo Items:** They are presented separately and are not included in the total CO₂ emissions of the following categories:

- Biomass combustion: It includes firewood, biomass waste, and charcoal for the whole period and biofuels as of 2010. The emissions of this category correspond to biomass combustion in power plants for public service, autoproduction power plants, and in the different activity sectors.

- International bunkers: It corresponds to the emissions from international bunkers, both sea and air bunkers.

Default CO₂ emission factors (EF) for combustion are used to estimate the emissions. They are presented in Chart 1.4 of the 2006 IPCC Guidelines. Volume 2: Energy.

The series of CO₂ emissions by source since 2006 has been included since BEN 2016.

7.4.9. Primary energy matrix (supply)

In the primary matrix (also called matrix of supply), the provision of energy to the country is presented with the following breakdown: Electricity, Solar energy, Oil and oil products, Natural gas, Biomass and Coal/coke. To prepare the matrix, the supply activities corresponding to each energy source are considered (production, import, export and international bunker).

In the case of electricity, the production of electricity of hydraulic, wind and photovoltaic solar origin is considered, as well as its importation from neighboring countries. If there is any import for transit, it must be deducted from the total imports for that year. Since 2010, the matrix of results includes the electricity generated from power plants, disaggregated by source.

Regarding hydrocarbon, the imports of oil and natural gas are reported as well as the net balance of foreign trade of oil products, which is calculated as the difference between imports and exports (including international bunker).

In the case of biomass, the production of firewood, biomass waste and biomass for biofuels is considered, as well as the net imports of charcoal. Finally, in order to quantify coal and coke supply, the import of mineral coal and coke of coal is recorded.

Solar thermal energy has been reported in the primary matrix since 2017, considering its production, along with photovoltaic solar electricity. Both sources are grouped under the term “solar”.

In the analysis of energy supply by source, the matrix is presented according to two additional classifications:

- **By origin:**
 - Local: National production.
 - Imported: Net imports.
- **By type:**
 - Renewable: Electricity from hydraulic, wind and photovoltaic, biomass and solar thermal energy.
 - Non-renewable: Imported electricity, natural gas, oil and oil products, coal and coke.



BALANCE ENERGÉTICO 2017

ANEXO I. TABLAS Y GRÁFICOS
ANNEX I. TABLES AND CHARTS

ANEXO I. TABLAS Y GRÁFICOS / ANNEX I. TABLES AND CHARTS

Se presenta una selección de la información más representativa de la publicación del Balance Energético Nacional 2017 en formato de tablas y gráficos. En líneas generales, para los gráficos se incluye la serie histórica, mientras que en las tablas solo se representan algunos de los años. La serie completa de 53 años se encuentra disponible en el sitio web: www.miem.gub.uy/energia.

This is a selection of the most representative information included in the National Energy Balance 2017 presented in tables and charts. In general, charts include the historical series, while tables represent only some of the years. The complete 53-year series is available on www.miem.gub.uy/energia.

1. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA / SUPPLEMENTARY INFORMATION

1.1. Conversión de unidades / Unit conversions

Prefijos más comunes para múltiplos y submúltiplos.

Most common prefixes for multiple and submultiple units.

Múltiplo / Multiple	Submúltiplo / Submultiple
10 ³ kilo (k)	10 ⁻³ mili / milli (m)
10 ⁶ mega (M)	10 ⁻⁶ micro (μ)
10 ⁹ giga (G)	10 ⁻⁹ nano (n)
10 ¹² tera (T)	10 ⁻¹² pico (p)

Coefficientes de conversión entre unidades de energía.

Conversion ratios between energy units.

A	B			
	En / Into			
Para convertir de To convert from	TJ	kcal	ktep / ktoe	MWh
	C Multiplicar por / Multiply by			
Terajulio / Terajoule (TJ)	1	238.845.897	2,4 E-02	277,8
Kilocaloría / Kilocalorie (kcal)	4,1868 E-09	1	1 E+10	1,16 E-06
ktep / ktoe	41,868	1 E+10	1	11.630
Megavatio hora / Megawatt hours (MWh)	3,6 E-03	859.845	8,6 E-05	1

Nota / Note:

El “punto” representa el separador de miles y la “coma” el separador de decimales.

The “dot” represents the thousands separator and the “comma” the decimal separator.

1.2. Siglas / Acronyms

AGESIC	Agencia de Gobierno Electrónico y Sociedad de la Información <i>National Agency for the Development of e-Government and the Information Society</i>
ALUR	Alcoholes del Uruguay <i>Alcohols of Uruguay</i>
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland <i>National Administration of Fuels, Alcohol, and Portland</i>
BEN	Balance Energético Nacional <i>National Energy Balance</i>
BCU	Banco Central del Uruguay
CBU	Central Bank of Uruguay
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
ISIC	International Standard Industrial Classification
CO ₂	Dióxido de carbono <i>Carbon dioxide</i>
DIEA	Dirección de Estadísticas Agropecuarias <i>Agricultural Statistics Office</i>
DNE	Dirección Nacional de Energía <i>Secretary of Energy</i>
FE	Factor de emisión de CO ₂ <i>CO₂ emission factor</i>
Gg	Mil millones de gramos <i>Gigagram</i>
GLP	Gas licuado de petróleo
LPG	<i>Liquefied petroleum gas</i>
hab.	Habitantes
inh.	<i>Inhabitants</i>
INGEI	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero <i>National greenhouse gas inventories</i>
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
kcal	Kilocaloría Kilocalorie
kWh	Kilovatio hora <i>Kilowatt-hour</i>

<i>kWp</i>	Kilovatio pico <i>Kilowatt peak</i>
<i>ktep</i> <i>ktoe</i>	Miles de toneladas equivalentes de petróleo Kilotonnes of oil equivalent
<i>MIEM</i>	Ministerio de Industria, Energía y Minería <i>Ministry of Industry, Energy and Mining</i>
<i>MGAP</i>	Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca <i>Ministry of Livestock, Agriculture and Fisheries</i>
<i>MW</i>	Megavatio <i>Megawatt</i>
<i>MWh</i>	Megavatio hora <i>Megawatt-hour</i>
<i>M\$ 2005</i>	Millones de pesos a precios constantes de 2005 <i>Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices</i>
<i>m³</i>	Metro cúbico <i>Cubic meter</i>
<i>OLADE</i>	Organización Latinoamericana de Energía <i>Latin American Energy Organization</i>
<i>PCI</i> <i>LHV</i>	Poder Calorífico Inferior <i>Lower Heating Value</i>
<i>PCS</i> <i>HHV</i>	Poder Calorífico Superior <i>Higher Heating Value</i>
<i>PEB</i>	Planificación, Estadística y Balance (Área de la DNE) <i>Planning, Statistics and Balance Area (at DNE)</i>
<i>PIB</i> <i>GDP</i>	Producto Interno Bruto <i>Gross Domestic Product</i>
<i>ppm</i>	Partes por millón <i>Parts per million</i>
<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional <i>National Interconnected System</i>
<i>t</i>	Tonelada <i>Tonne</i>
<i>tep</i> <i>toe</i>	Tonelada equivalente de petróleo <i>Tonne of oil equivalent</i>
<i>UTE</i>	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas <i>National Administration of Power Plants and Electrical Transmissions</i>

1. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA / SUPPLEMENTARY INFORMATION

1.3. Factores de conversión (en base al PCI) / Conversion factors (based on the LHV)

TABLA 1. Factores de conversión constantes en la serie histórica / Constant conversion factors in historical series

tep / toe	unidad / unit	valor / value
Asfaltos / Asphalts	tep/t	0,964
Azufre líquido / Sulphur	tep/m ³	0,393
Bagazo / Bagasse	tep/t	0,235
Biodiésel / Biodiesel	tep/m ³	0,831
	tep/t	0,950
Bioetanol / Bioethanol	tep/m ³	0,507
	tep/t	0,640
Coque de petróleo / Petcoke	tep/t	0,939
Coque de petróleo importado / Imported petcoke	tep/t	0,800
Carbón mineral / Coal	tep/t	0,700
Carbón vegetal / Charcoal	tep/t	0,750
Cáscara de arroz / Rice husk	tep/t	0,270
Cáscara de girasol / Sunflower husk	tep/t	0,380
Casullo de cebada / Barley husk	tep/t	0,371
Coque de carbón / Coke of coal	tep/t	0,680
Electricidad (equivalente teórico) / Electricity (theoretical equivalent)	tep/MWh	0,086
Gas fuel / Fuel gas	tep/km ³	1,100
Gas natural / Natural gas	tep/km ³	0,830
Gases olorosos / Odorous gases	tep/m ³	0,240
Leña / Firewood	tep/t	0,270
Lubricantes / Lubricants	tep/m ³	0,909
	tep/t	1,010
Metanol / Methanol	tep/t	0,360

Nota / Note:
Para el gas natural, los datos están considerados en condiciones estándar (1 atm y 15°C).
Natural gas: the data are considered under standard conditions (1 atm and 15°C).

TABLA 2. Factores de conversión variables en la serie histórica / Variable conversion factors in historical series

tep / toe	unidad unit	2013	2014	2015	2016	2017
Aserrín, chips, res. forestales ⁽¹⁾ Sawdust, chips, forest wastes	tep/t	0,240	0,244	0,222	0,222	0,230
Biomasa para biodiésel ⁽¹⁾ Biomass for biodiesel	tep/t	0,309	0,333	0,254	0,350	0,316
Biomasa para bioetanol ⁽¹⁾ Biomass for bioethanol	tep/t	0,400	0,385	0,364	0,360	0,361
Butano desodorizado Deodorized butane	tep/m ³ tep/t	0,615 1,097	0,620 1,096	0,614 1,096	0,611 1,095	0,620 1,096
Electricidad (equivalente térmico) Electricity (thermal equivalent)	tep/MWh	0,247	0,255	0,240	0,248	0,224
Fueloil calefacción / Fuel oil	tep/m ³ tep/t	0,959 0,963	0,951 0,969	0,938 0,976	1,095 1,145	0,955 0,973
Fueloil intermedio ⁽¹⁾ / Fuel oil	tep/m ³ tep/t	0,953 0,969	0,947 0,972	0,946 0,976	1,082 1,124	0,950 0,976
Fueloil pesado / Fuel oil	tep/m ³ tep/t	0,964 0,966	0,959 0,966	0,960 0,969	1,147 1,168	0,960 0,966
Fueloil zona franca / Fuel oil	tep/m ³ tep/t					0,942 0,986
Gasoil 105 / Gas oil	tep/m ³ tep/t		0,857	0,858	0,856	0,857
Gasoil 50S / Gas oil	tep/m ³ tep/t	0,859 1,025	0,865 1,018	0,870 1,021	0,871 1,021	0,868 1,021
Gasoil marino / Gas oil	tep/m ³ tep/t	0,873 1,017	0,878 1,011	0,880 1,016	0,887 1,025	0,882 1,016

tep / toe	unidad unit	2013	2014	2015	2016	2017
Gasolina aviación 100/130 Gasoline	tep/m ³ tep/t	0,758 1,055	0,756 1,055	0,758 1,055	0,758 1,055	0,756 1,055
Gasolina premium 97 305 Gasoline	tep/m ³ tep/t		0,800 1,043	0,802 1,043	0,803 1,043	0,800 1,043
Gasolina super 95 305 Gasoline	tep/m ³ tep/t		0,795 1,044	0,797 1,044	0,792 1,046	0,795 1,045
Licor negro ⁽¹⁾ / Black liquor	tep/t	0,300	0,301	0,302	0,302	0,302
Petróleo crudo / Crude oil	tep/m ³ tep/t	0,875 1,007	0,880 1,017	0,872 1,016	0,905 1,059	0,880 1,017
Propano / Propane	tep/m ³ tep/t	0,568 1,100	0,568 1,090	0,513 1,005	0,568 1,099	0,568 1,090
Queroseno / Kerosene	tep/m ³ tep/t	0,827 1,034	0,832 1,032	0,828 1,035	0,836 1,038	0,833 1,033
Solventes ⁽¹⁾ / Solvents	tep/m ³ tep/t	0,801 1,043	0,799 1,043	0,794 1,045	0,794 1,044	0,803 1,042
Supergás / LP gas	tep/m ³ tep/t	0,606 1,088	0,589 1,091	0,596 1,093	0,601 1,093	0,589 1,091
Turbocombustible jet A1 Jet fuel	tep/m ³ tep/t	0,839 1,031	0,839 1,032	0,838 1,031	0,844 1,041	0,839 1,032

Continúa en página siguiente / Continued on next page

Notas / Notes

- 1) Promedio ponderado.
- 2) Los datos de los productos gaseosos se obtienen por estimación (ASTM D3588), en condiciones de presión atmosférica y 15,6 °C.
- 1) Weighted average
- 2) Data on gaseous products are estimated (ASTM D3588) under atmospheric pressure conditions and at 15,6 °C.

TABLA 2. Factores de conversión variables en la serie histórica / Variable conversion factors in historical series

Viene de página anterior / Continued from previous page

Productos discontinuados <i>Discontinued products</i>	unidad / unit	2013	2014	...	...	...
Diésel oil / Diesel oil	tep/m ³	0,869				
	tep/t	1,017				
Gasoil / Gas oil	tep/m ³	0,869				
	tep/t	1,020				
Gasolina premium 97 SP / Gasoline	tep/m ³	0,801	0,800			
	tep/t	1,043	1,043			
Gasolina super 95 SP / Gasoline	tep/m ³	0,794	0,795			
	tep/t	1,045	1,044			

1.4. Factores de emisión de CO₂ / CO₂ emission factors

TABLA 3. Factores de emisión de CO₂ / CO₂ emission factors

Energético según BEN <i>Fuel by Energy Balance</i>	Energético asociado según IPCC <i>Fuel by IPCC</i>	FE CO ₂ (kg/TJ)
Biodiésel / Biodiesel	Biodiésel	70.800
Bioetanol / Bioethanol	Biogolina	70.800
Carbón vegetal / Charcoal	Carbón vegetal	112.000
Coque de carbón / Coke of coal	Coque para horno de coque	107.000
Coque de petróleo / Petcoke	Coque de petróleo	97.500
Diésel oil / Diesel oil	Gas/diésel oil	74.100
Fueloil / Fuel oil	Fuelóleo residual	77.400
Gas fuel / Fuel gas	Gas de refinería	57.600
Gas manufacturado / Manufactured gas	Otros productos del petróleo	73.300
Gas natural / Natural gas	Gas natural	56.100
Gasoil / Gas oil	Gas/diésel oil	74.100
Leña / Firewood	Madera	112.000
Gasolina automotora / Motor gasoline	Gasolina para motores	69.300
Gasolina aviación / Aviation gasoline	Gasolina para la aviación	70.000
Nafta liviana / Naphtha	Nafta	73.300
Propano / Propane	Gases licuados de petróleo	63.100
Queroseno / Kerosene	Otro queroseno	71.900
Residuos de biomasa / Biomass wastes	Otra biomasa sólida primaria	100.000
Supergás / LP gas	Gases licuados de petróleo	63.100
Turbocombustible / Jet fuel	Queroseno para motor a reacción	71.500

Nota / Note:
Factor de emisión de CO₂ eficaz (kg/TJ) / Effective CO₂ emission factor (kg/TJ)

Fuente / Source:
Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Volumen 2: Energía, Cuadro 1.4: "Factores de emisión de CO₂ por defecto para la combustión"
2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy, Chart 1.4: "Default CO₂ emission factors for combustion"

2. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

TABLA 4. Potencia instalada por fuente / Installed capacity by source

MW	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fósil / Fossil												
Turbinas de vapor / Steam turbines	256,5	256,5	256,5	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	205,0		
Turbinas de gas / Gas turbines	54,7	249,7	249,7	235,7	535,7	535,7	635,7	835,7	835,7	815,7	565,7	745,7
Motores / Engines	38,8	44,4	46,0	5,5	85,0	85,0	185,0	184,2	184,2	84,2	84,2	84,2
Total Fósil / Fossil	350,0	550,6	552,2	496,2	875,7	875,7	1.075,7	1.274,9	1.274,9	1.104,9	649,9	829,9
	22%	26%	26%	24%	33%	32%	37%	39%	34%	28%	17%	18%
Biomasa / Biomass												
Turbinas de vapor / Steam turbines	21,6	14,9	13,7	13,5	234,6	242,1	243,0	413,0	413,0	423,0	423,0	423,0
Motores / Engines				1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6
Total Biomasa / Biomass	21,6	14,9	13,7	14,5	235,6	243,1	244,0	414,0	414,6	424,6	424,6	424,6
	1%	1%	1%	1%	9%	9%	8%	13%	11%	11%	11%	9%
Hidro / Hydro												
Total Hidro / Hydro	1.199,0	1.519,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0
	76%	73%	73%	75%	57%	57%	53%	47%	41%	39%	39%	34%
Eólica / Wind												
Total Eólica / Wind					40,6	43,6	52,6	59,4	481,3	856,8	1.211,5	1.510,7
					2%	2%	2%	2%	13%	21%	31%	33%
Solar												
Total Solar					0,1	0,4	0,6	1,6	3,7	64,5	88,9	242,6
					0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	5%
TOTAL	1.570,6	2.084,5	2.104,0	2.048,6	2.690,0	2.700,8	2.911,0	3.287,9	3.712,5	3.988,7	3.912,9	4.545,7
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

GRÁFICO 1. Potencia instalada por fuente / *Installed capacity by source*

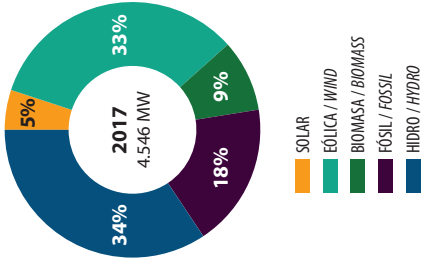
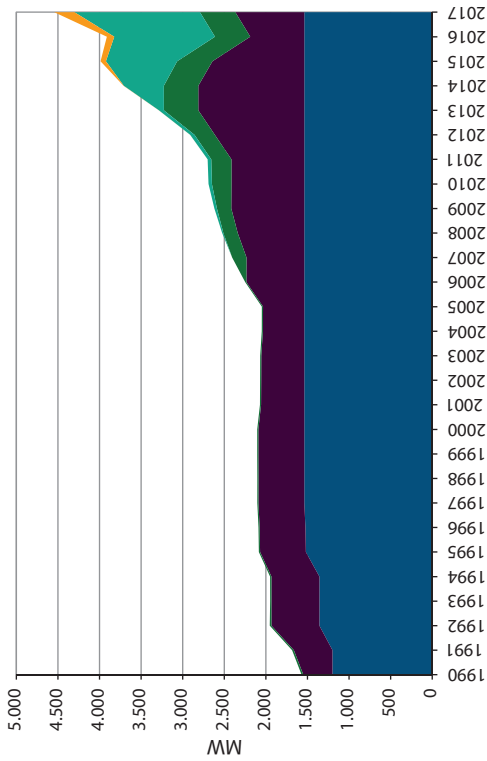


GRÁFICO 2. Potencia instalada de cada fuente / Installed capacity of each source

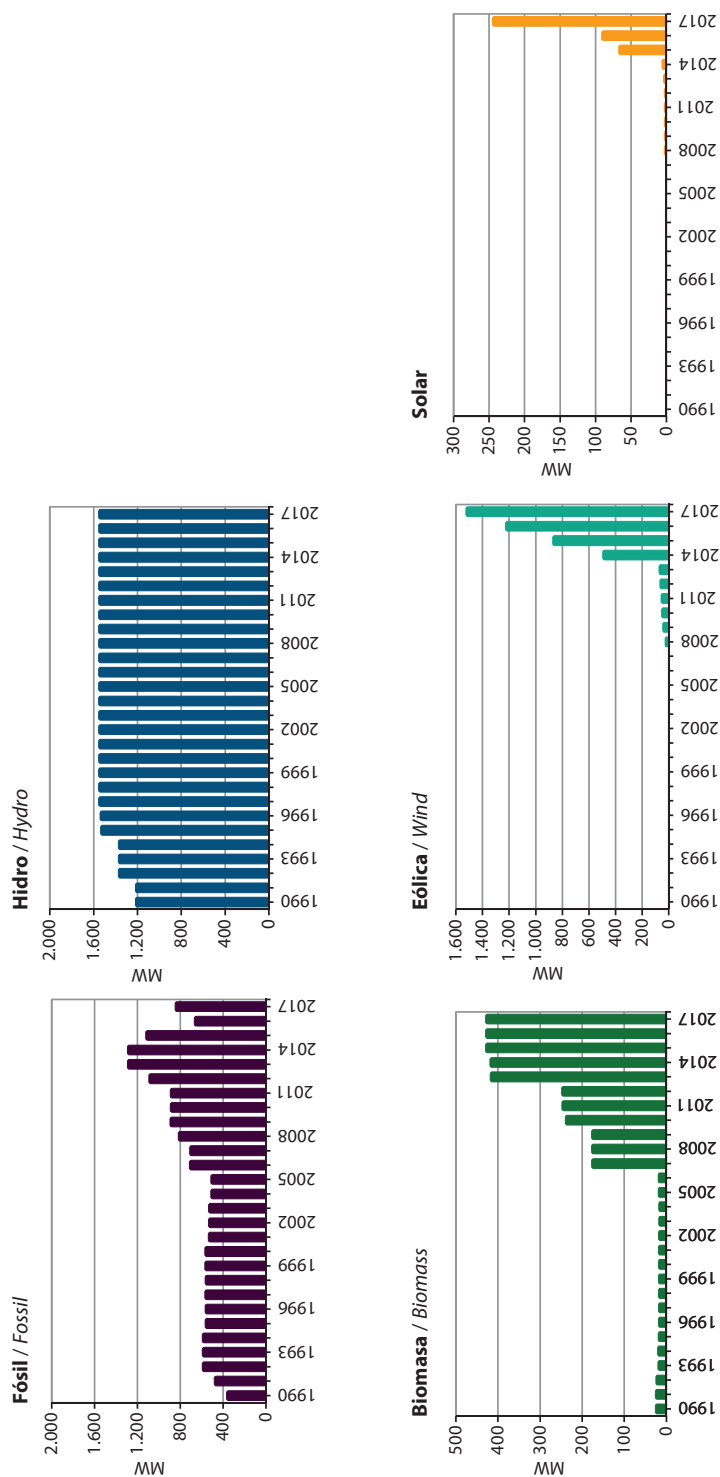


TABLA 5. Potencia instalada de microgeneración solar / Installed capacity of solar microgeneration

kW	2014	2015	2016	2017
Residencial / Residential	138 5%	169 3%	413 4%	576 4%
Comercial / Commercial	1.202 45%	2.910 54%	5.133 55%	9.308 60%
Industrial	473 18%	756 14%	1.469 16%	2.667 17%
Agro / Agriculture	875 33%	1.558 29%	2.313 25%	2.896 19%
TOTAL	2.689 100%	5.393 100%	9.326 100%	15.446 100%

GRÁFICO 3. Potencia instalada de microgeneración solar por sector / Installed capacity of solar microgeneration by sector

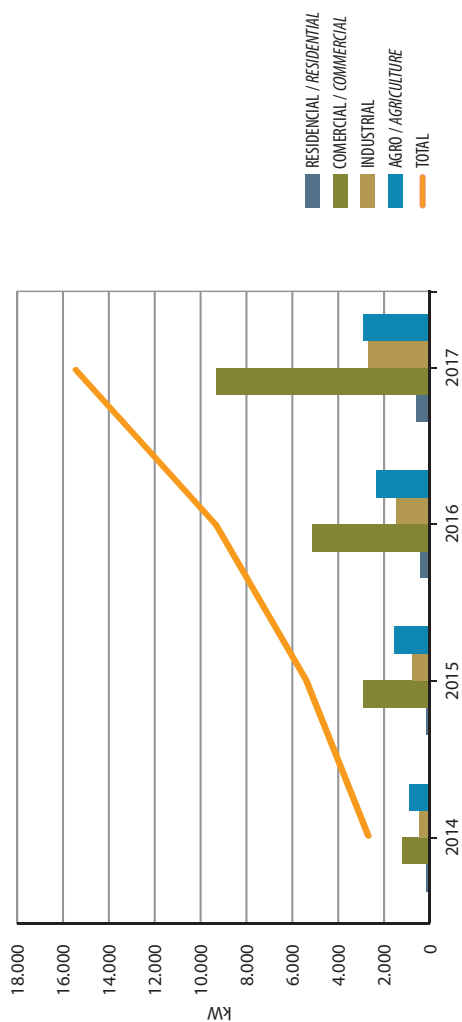


TABLA 6. Abastecimiento de energía por fuente (Matriz primaria) / Energy supply by source (Primary matrix)

ktep / ktoe	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Electricidad importada <i>Imported electricity</i>	4,4 0%	16,2 1%	114,2 4%	136,3 5%	33,3 1%	41,0 1%	63,8 1%	(*)	(*)	0,2 0%	2,1 0%	0,3 0%
Electricidad origen hidro <i>Hydroelectricity</i>	443,1 19%	503,5 18%	606,4 19%	574,8 19%	723,0 17%	557,2 13%	466,2 10%	705,7 16%	829,8 17%	710,9 14%	674,4 13%	646,5 13%
Electricidad origen eólica <i>Wind electricity</i>					6,0 0%	9,6 0%	9,7 0%	12,4 0%	63,0 1%	177,6 3%	257,5 5%	324,6 6%
Solar									2,9 0%	7,1 0%	16,4 0%	26,8 1%
Gas natural <i>Natural gas</i>			30,6 1%	89,3 3%	64,4 2%	71,5 2%	52,2 1%	48,8 1%	45,0 1%	45,8 1%	51,8 1%	58,5 1%
Petróleo y derivados <i>Oil and oil products</i>	1.275,4 56%	1.661,0 61%	1.910,8 60%	1.666,9 55%	1.991,7 48%	2.270,6 53%	2.905,1 60%	2.218,9 50%	2.105,4 44%	2.207,8 42%	2.086,3 40%	1.871,8 36%
Carbón y coque <i>Coal and coke</i>	0,7 0%	0,5 0%	0,5 0%	1,9 0%	3,0 0%	1,8 0%	2,1 0%	2,4 0%	1,8 0%	2,4 0%	3,5 0%	3,1 0%
Biomasa <i>Biomass</i>	558,3 24%	546,7 20%	499,2 16%	546,9 18%	1.320,3 32%	1.339,2 31%	1.373,4 28%	1.478,5 33%	1.740,4 36%	2.080,5 40%	2.157,3 41%	2.213,9 43%
TOTAL	2.281,9 100%	2.727,9 100%	3.161,7 100%	3.016,1 100%	4.141,7 100%	4.290,9 100%	4.872,5 100%	4.466,7 100%	4.788,3 100%	5.232,3 100%	5.249,3 100%	5.145,5 100%

Notas / Notes:

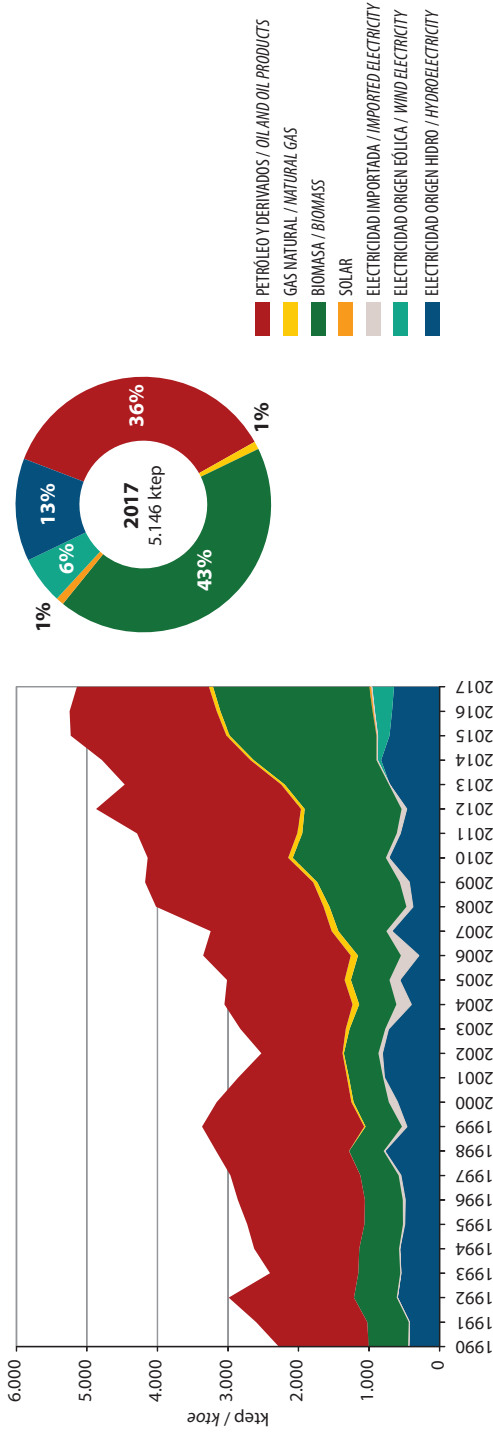
1) En los años 2013 y 2014, no hubo importación de electricidad. En 2015 y 2016, existió un intercambio con Argentina considerado "energía de devolución". A su vez en 2016 y 2017, se realizaron pruebas de ensayos de la nueva interconexión con Brasil.

2) El abastecimiento de energía solar incluye la energía solar térmica y la electricidad de origen solar fotovoltaico.

1) In 2013 and 2014, no electricity was imported. In 2015 and 2016, there was an energy exchange with Argentina considered a "return of energy". In turn, in 2016 and 2017, there were trial tests with the new interconnection with Brazil.

2) Solar energy supply includes solar thermal energy and photovoltaic solar electricity.

GRÁFICO 4. Abastecimiento de energía por fuente / Energy supply by source



Nota / Note:

El abastecimiento de carbón y coque no se representa ya que resulta en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.
The supply of coal and coke is not represented as it is a small value compared to the rest of the sources.

GRÁFICO 5. Abastecimiento de energía por origen / Energy supply by origin

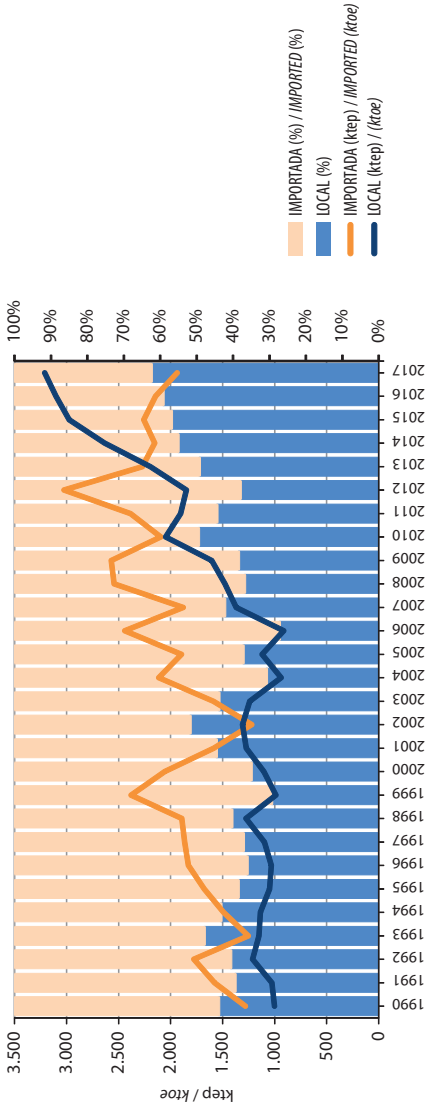


GRÁFICO 6. Abastecimiento de energía por tipo / Energy supply by type

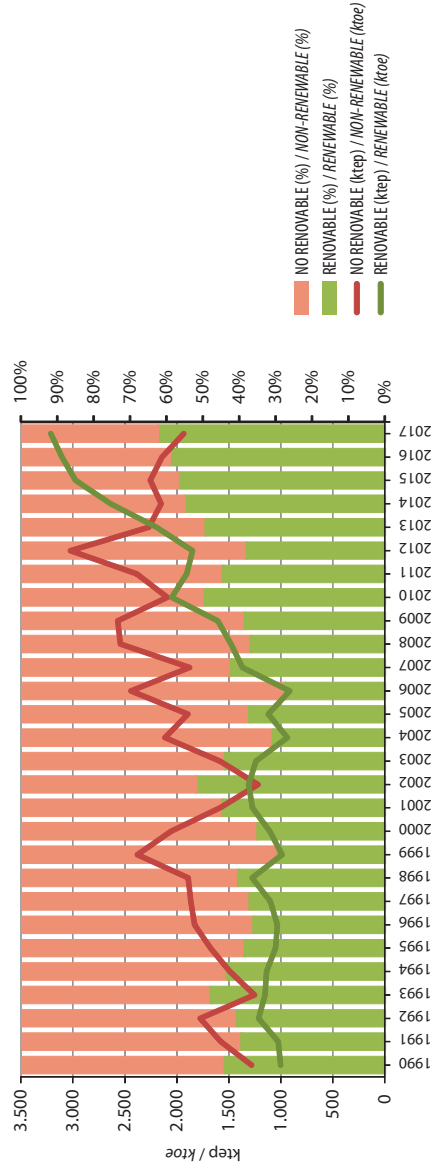


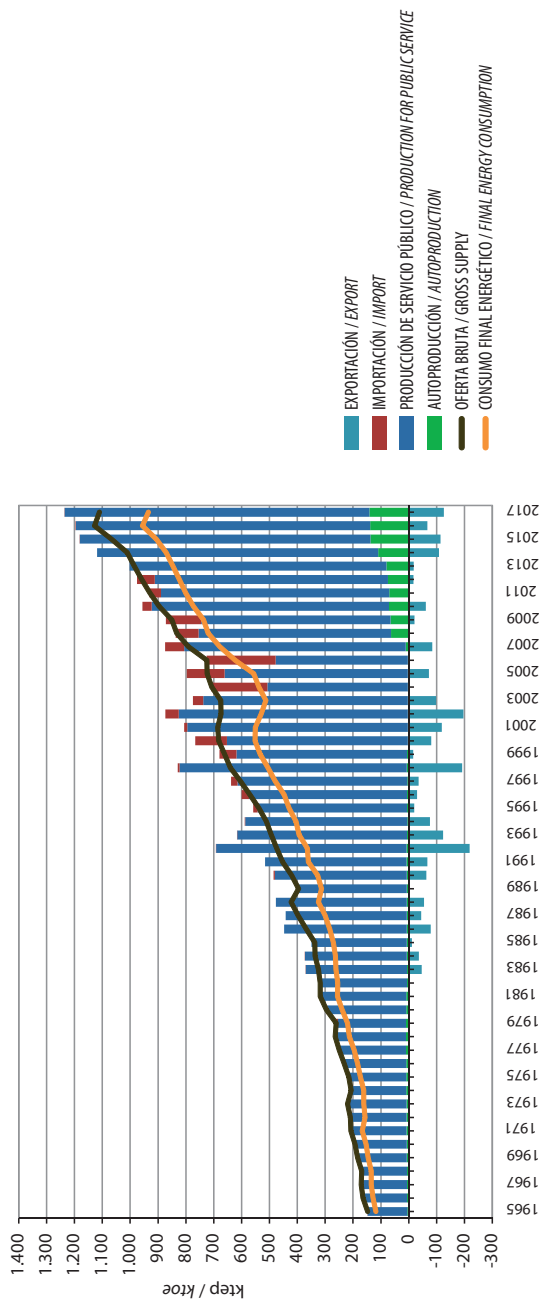
TABLA 7. Electricidad / Electricity

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Centrales eléctricas servicio público <i>Power plants for public service</i>	141,8	204,1	342,5	536,3	649,0	657,1	851,7	820,0	836,7	922,7	1.008,6	1.043,0	1.055,6	1.094,4
Centrales eléctricas autoproducción <i>Autoproduction power plants</i>	5,7	9,1	6,8	6,0	3,6	3,6	71,3	69,6	74,5	79,8	110,1	137,9	138,6	140,9
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN <i>TRANSFORMATION PLANTS</i>	147,5	213,2	349,3	542,3	652,6	660,7	923,0	889,6	911,2	1.002,5	1.118,7	1.180,9	1.194,2	1.235,3
Producción <i>Production</i>	147,5	213,2	349,3	542,3	652,6	660,7	923,0	889,6	911,2	1.002,5	1.118,7	1.180,9	1.194,2	1.235,3
Importación <i>Import</i>	0,1	2,0	0,0	16,2	114,2	136,3	33,3	41,0	63,8			0,2	2,1	0,3
Exportación <i>Export</i>	-0,1	-0,1	-11,8	-20,0	-81,0	-72,3	-61,1	-1,6	-16,7	-17,8	-108,9	-113,6	-67,0	-125,7
Búnker internacional <i>International bunker</i>														
Pérdidas <i>Losses</i>	-21,9	-32,6	-60,4	-100,9	-120,9	-154,1	-104,2	-110,7	-111,1	-110,2	-107,7	-128,1	-138,3	-145,7
Variación inventario <i>Stock change</i>														
No utilizada <i>Not used</i>														
Ajustes <i>Adjustments</i>				-0,1	-3,6	-0,4	-0,1	0,1	0,9	0,6	0,3	-0,1	-1,5	0,2
OFERTA BRUTA <i>SUPPLY</i>	125,6	182,5	277,1	437,5	561,3	570,2	790,9	818,4	848,1	875,1	902,4	939,3	989,5	964,4
OFERTA BRUTA <i>GROSS SUPPLY</i>	147,5	215,1	337,5	538,4	682,2	724,3	895,5	929,1	959,2	985,3	1.010,1	1.067,4	1.127,8	1.110,1
CONSUMO NETO TOTAL <i>TOTAL NET CONSUMPTION</i>	125,6	182,5	277,1	437,5	561,3	570,2	790,9	818,4	848,1	875,1	902,4	939,3	989,5	964,4
Consumo propio <i>Own use</i>	7,1	8,8	6,0	7,7	9,1	13,5	18,2	18,1	24,3	27,9	31,1	33,1	33,8	30,1
CONSUMO FINAL TOTAL <i>TOTAL FINAL CONSUMPTION</i>	118,5	173,7	271,1	429,8	552,2	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2	955,7	934,3

Nota / Note:
Las "pérdidas" incluyen pérdidas técnicas y no técnicas hasta 2005 inclusive. A partir del año 2006, las pérdidas no técnicas se consideran como consumo final energético. Las pérdidas sociales se incluyen en el sector residencial y el resto se distribuye en proporción de consumo.
"Losses" include technical and non-technical losses until and including 2005. Starting in 2006, non-technical losses are considered as final energy consumption. Social losses are included in the residential sector and the rest are distributed proportionally according to electricity consumption.

2. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

GRÁFICO 7. Electricidad / Electricity



Notas / Notes:

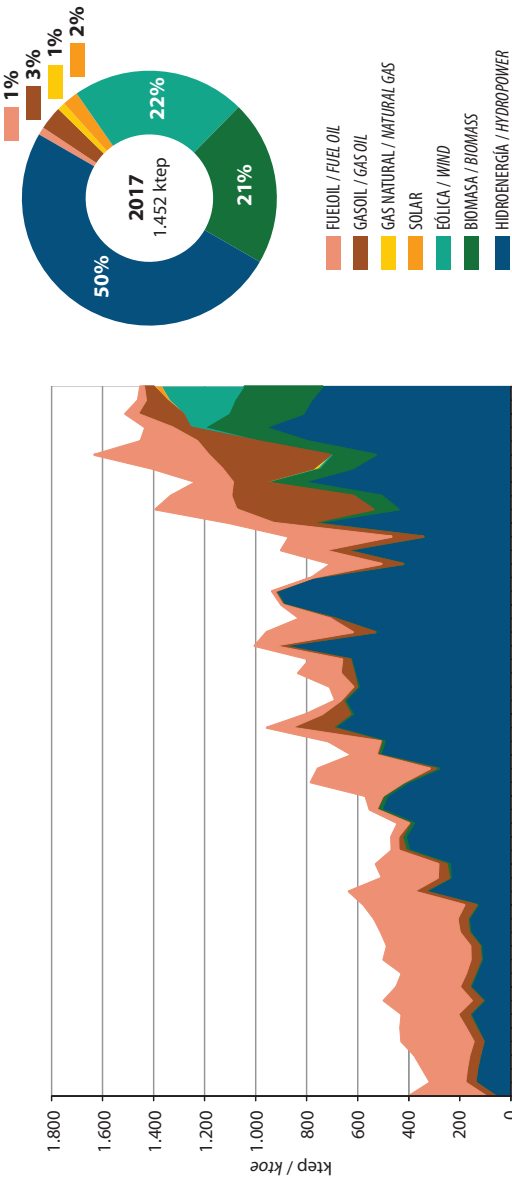
- 1) "Producción de servicio público" corresponde a la electricidad entregada al SIN.
- 2) "Autoproducción" corresponde a la electricidad producida por los establecimientos que no ingresa a la red.
- 1) "Public service generation" corresponds to the electricity delivered to the SIN.
- 2) "Autoproduction" corresponds to the electricity generated by establishments that is not delivered to the grid.

TABLA 8. Insumos para generación de electricidad / Inputs for electricity generation

ktpc / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hydroenergía <i>Hydropower</i>	60,2 15%	113,7 23%	379,8 86%	596,4 84%	688,3 83%	647,2 72%	817,2 66%	619,9 44%	529,3 32%	798,3 55%	964,9 67%	814,0 54%	782,4 54%	738,4 50%
Eólica <i>Wind</i>							6,0 0%	9,6 1%	9,7 1%	12,4 1%	63,0 4%	177,6 12%	257,5 18%	324,6 22%
Solar											0,3 0%	4,2 0%	13,1 1%	23,1 2%
Leña <i>Firewood</i>			5,0 1%	5,0 1%	0,8 0%	0,8 0%	8,6 1%	1,8 0%	7,0 0%	9,9 1%	2,0 0%	4,8 0%	4,2 0%	1,3 0%
Residuos de biomasa <i>Biomass wastes</i>	0,4 0%	4,8 1%	10,0 2%	1,8 0%	2,7 0%	2,0 0%	121,1 10%	124,3 9%	161,3 10%	171,8 12%	226,1 16%	283,8 19%	292,3 20%	303,6 21%
Gasoil <i>Gas oil</i>	37,3 9%	39,5 8%	5,1 1%	14,6 2%	16,2 2%	84,3 9%	119,7 10%	356,6 25%	475,9 29%	236,7 16%	69,3 5%	178,9 12%	81,3 6%	38,8 3%
Fueloil <i>Fuel oil</i>	301,1 75%	340,8 68%	42,6 10%	91,5 13%	119,6 14%	165,3 18%	143,3 12%	276,7 20%	446,9 27%	221,2 15%	106,6 7%	47,5 3%	30,1 2%	13,7 1%
Gas natural <i>Natural gas</i>						0,6 0%	17,1 1%	19,5 1%	1,7 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,0 0%		8,7 1%
TOTAL	399,0 100%	498,8 100%	442,5 100%	709,3 100%	827,6 100%	900,2 100%	1.233,0 100%	1.408,4 100%	1.631,8 100%	1.450,5 100%	1.432,4 100%	1.510,8 100%	1.460,9 100%	1.452,2 100%

Nota / Note:
El gasoil incluye diésel oil hasta 2003 inclusive.
Gas oil includes diesel oil until and including 2003.

GRÁFICO 8. Insumos para generación de electricidad / Inputs for electricity generation



Nota / Note:
El gasoil incluye diésel oil hasta 2003 inclusive.
Gas oil includes diesel oil until and including 2003.

TABLA 9. Generación de electricidad por fuente / *Electricity generation by source*

GWh	2002	2003	2004	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Térmica (fósil) <i>Thermal (fossil)</i>	26,4 0%	6,6 0%	1.076,8 18%	956,3 12%	1.165,1 11%	2.627,2 25%	3.748,3 35%	1.859,5 16%	729,8 6%	962,6 7%	464,4 3%	249,9 2%
Térmica (biomasa) <i>Thermal (biomass)</i>	0,0 0%	0,0 0%	27,3 0%	24,5 0%	1.089,8 10%	1.127,5 11%	1.313,8 12%	1.448,0 12%	1.893,3 15%	2.388,4 17%	2.432,7 18%	2.553,1 18%
Hidráulica <i>Hydropower</i>	9.535,3 100%	8.529,5 100%	4.780,7 81%	6.683,6 87%	8.407,2 78%	6.478,9 63%	5.420,9 51%	8.205,9 70%	9.649,1 74%	8.266,0 60%	7.842,2 56%	7.517,9 52%
Eólica <i>Wind</i>					69,9 1%	111,3 1%	112,5 1%	144,1 1%	732,7 6%	2.065,1 15%	2.994,3 22%	3.774,5 26%
Solar									3,4 0%	48,7 0%	151,9 1%	268,6 2%
TOTAL	9.561,7 100%	8.536,2 100%	5.884,8 100%	7.664,4 100%	10.732,0 100%	10.344,9 100%	10.595,4 100%	11.657,5 100%	13.008,3 100%	13.730,8 100%	13.885,6 100%	14.363,9 100%

2. OFERTA DE ENERGÍA / ENERGY SUPPLY

GRÁFICO 9. Generación de electricidad por fuente / Electricity generation by source

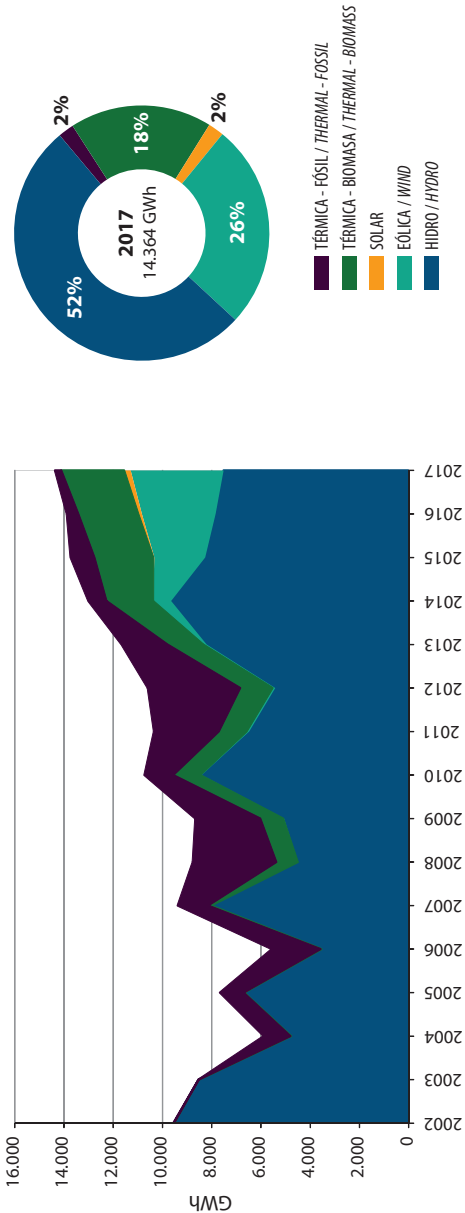


GRÁFICO 10. Generación de electricidad a partir de cada fuente / Electricity generation from each source

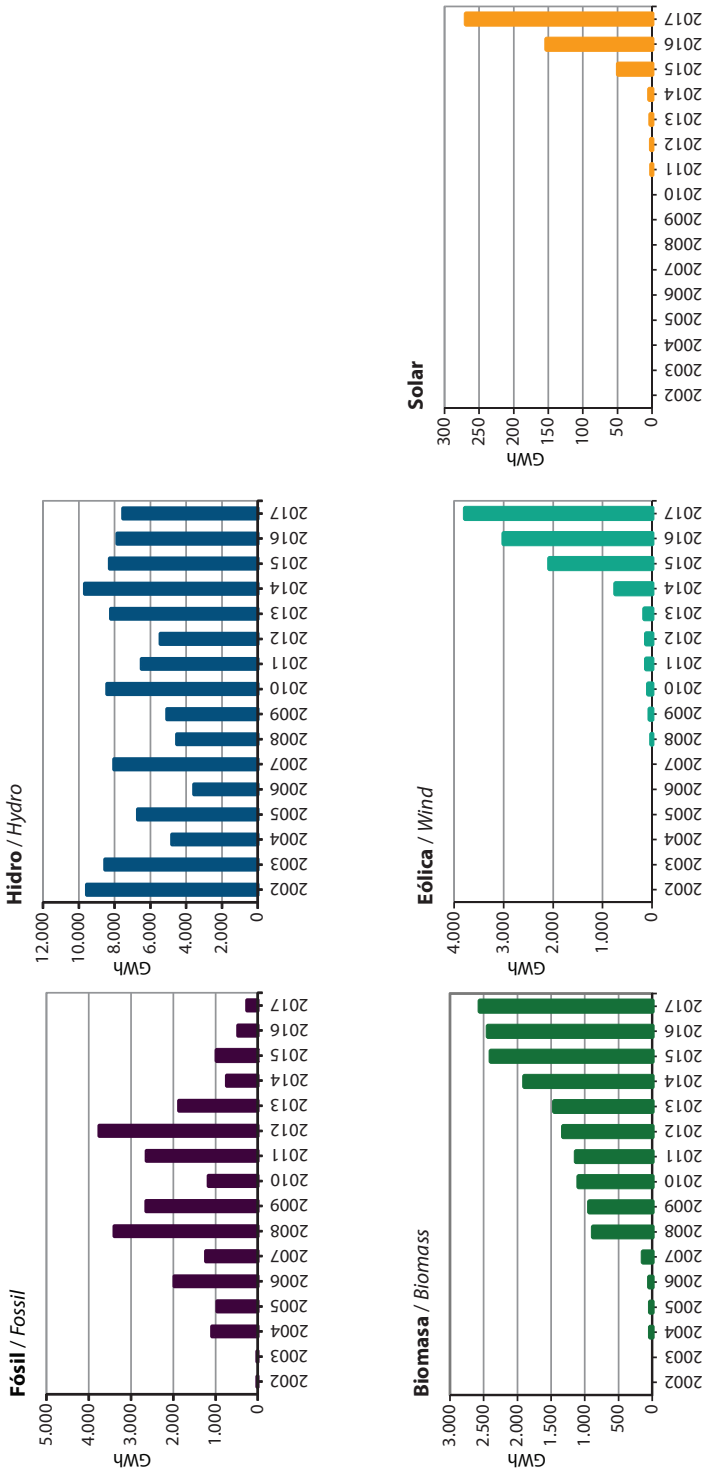


TABLA 10. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar / Microgeneration of electricity from solar energy

MWh	2014	2015	2016	2017
Residencial / Residential	EER EDG	94	151	352
	EA EOU	28	50	92
	GT TG	122	202	402
Comercial / Commercial	EER EDG	393	1.386	3.051
	EA EOU	634	1.347	2.222
	GT TG	1.027	2.734	5.274
Industrial	EER EDG	122	321	708
	EA EOU	19	487	948
	GT TG	141	808	1.656
Agro / Agriculture	EER EDG	612	1.184	2.076
	EA EOU	207	373	414
	GT TG	820	1.557	2.490
TOTAL	EER EDG	1.222	3.043	6.187
	EA EOU	889	2.258	3.635
	GT TG	2.110	5.300	9.821

Nota / Note:
EER: Electricidad entregada a la red;
EA: Electricidad autoconsumida;
GT: Generación total
EDG: Electricity delivered to the grid;
EOU: Electricity for own use;
TG Total generation

GRÁFICO 11. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar por sector / Microgeneration of electricity from solar energy by sector

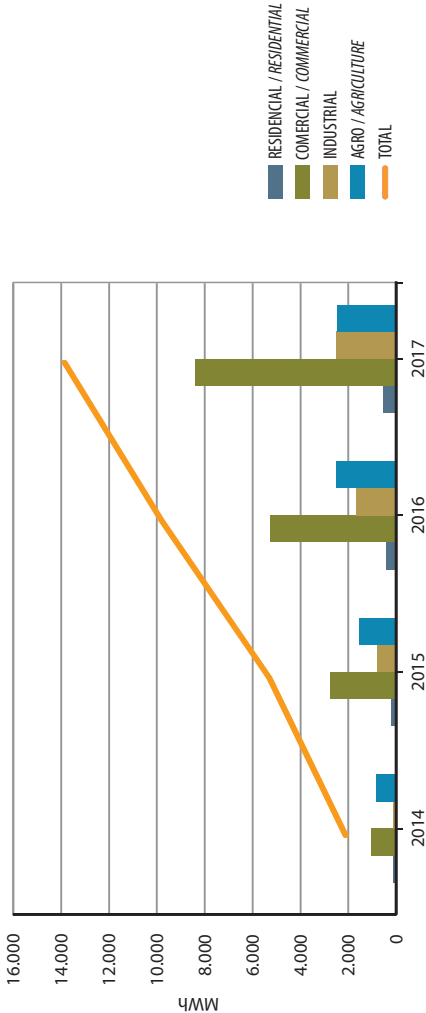


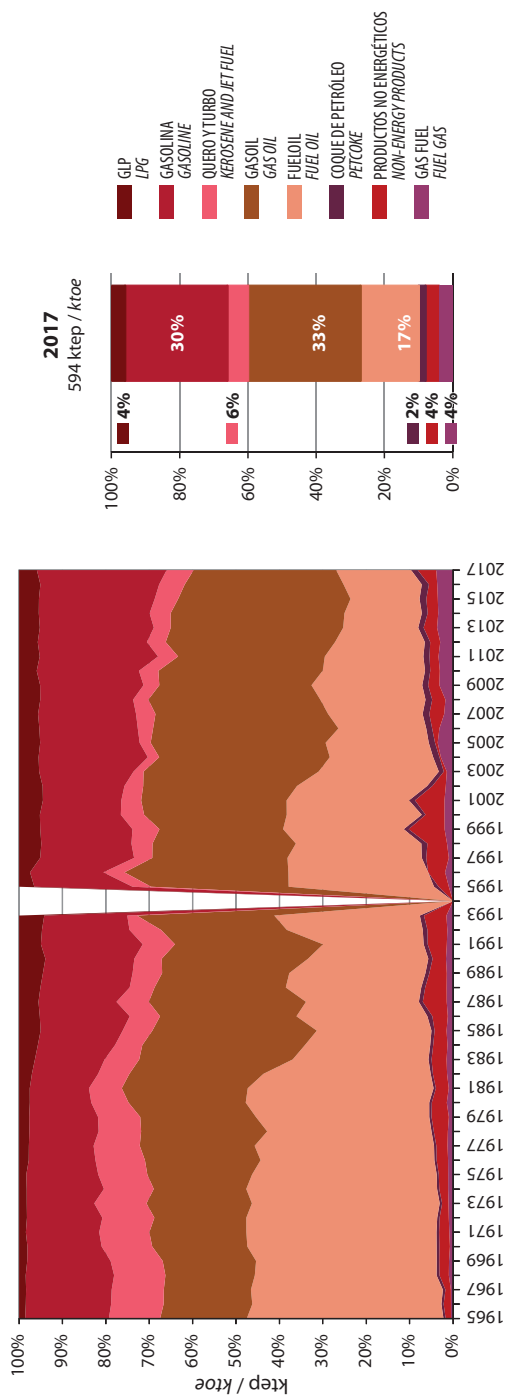
TABLA 11. Producción de la refinería / Refinery production

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP <i>Liquefied petroleum gas</i>	21,1 1%	29,5 2%	52,4 5%	46,8 4%	92,5 5%	99,4 5%	77,1 4%	62,2 5%	82,9 4%	99,4 5%	87,6 5%	87,6 5%	104,8 5%	24,3 4%
Gasolina <i>Gasoline</i>	290,7 19%	294,7 17%	199,8 19%	301,9 23%	361,2 19%	469,6 23%	447,8 24%	356,9 27%	485,4 25%	547,3 26%	493,1 26%	510,7 27%	585,1 27%	177,6 30%
Quero y turbo <i>Kerosene and jet fuel</i>	177,9 12%	201,0 11%	72,2 7%	57,0 4%	103,7 5%	51,9 3%	85,0 4%	60,3 5%	83,8 4%	81,3 4%	93,3 5%	103,4 5%	125,8 6%	36,9 6%
Gasoil <i>Gas oil</i>	301,2 20%	429,1 24%	400,6 38%	422,7 32%	636,3 33%	825,9 40%	719,2 38%	442,9 34%	753,5 39%	828,0 40%	773,7 40%	760,7 40%	783,0 36%	195,1 33%
Fueloil <i>Fuel oil</i>	683,2 45%	756,5 43%	279,1 26%	446,8 33%	602,2 31%	486,8 24%	448,7 24%	297,2 23%	399,4 21%	360,0 17%	344,5 18%	304,6 16%	385,3 18%	102,5 17%
Coque de petróleo <i>Petcoke</i>	7,5 0%	8,5 0%	7,6 1%	14,1 1%	16,9 1%	29,7 1%	22,8 1%	18,6 1%	23,9 1%	26,0 1%	25,9 1%	29,9 2%	35,2 2%	9,0 2%
Productos no energéticos <i>Non-energy products</i>	18,6 1%	38,6 2%	29,3 3%	31,5 2%	84,6 4%	12,6 1%	41,9 2%	27,1 2%	44,6 2%	64,7 3%	47,0 2%	50,8 3%	40,9 2%	25,5 4%
Gas fuel <i>Fuel gas</i>	7,3 0%	20,0 1%	15,8 1%	13,0 1%	38,3 2%	72,6 4%	58,1 3%	43,9 3%	57,2 3%	76,7 4%	66,0 3%	67,3 4%	78,1 4%	23,0 4%
TOTAL	1.507,5 100%	1.777,9 100%	1.056,8 100%	1.333,8 100%	1.935,7 100%	2.048,5 100%	1.900,6 100%	1.309,1 100%	1.930,7 100%	2.083,4 100%	1.931,1 100%	1.915,0 100%	2.138,2 100%	593,9 100%

Notas / Notes

- 1) La refinería La Teja tiene una capacidad de refinación diaria de 50.000 barriles de petróleo.
- 2) En 1993 comenzó la remodelación de la refinería, no habiendo producción en 1994. Desde setiembre 2002 a marzo 2003 y desde setiembre 2011 a enero 2012 la refinería estuvo parada por mantenimiento.
- 3) La refinería estuvo parada gran parte del año 2017 por mantenimiento programado de sus unidades (entre febrero y setiembre).
- 4) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012. Desde 2013 en adelante no hubo más producción de diésel oil.
- 1) La Teja refinery has a daily refining capacity of 50,000 oil barrels.
- 2) The remodelling of the refinery began in 1993. There was no production during 1994. From September 2002 to March 2003, and from September 2011 to January 2012, the refinery was in maintenance shutdown.
- 3) The refinery was shut down for most of 2017 because of scheduled maintenance of its units (between February and September).
- 4) Gas oil includes diesel oil until 2012. Diesel oil has not been produced since 2013.

GRÁFICO 12. Estructura de producción de la refinería / Refinery production structure



Notas / Notes:

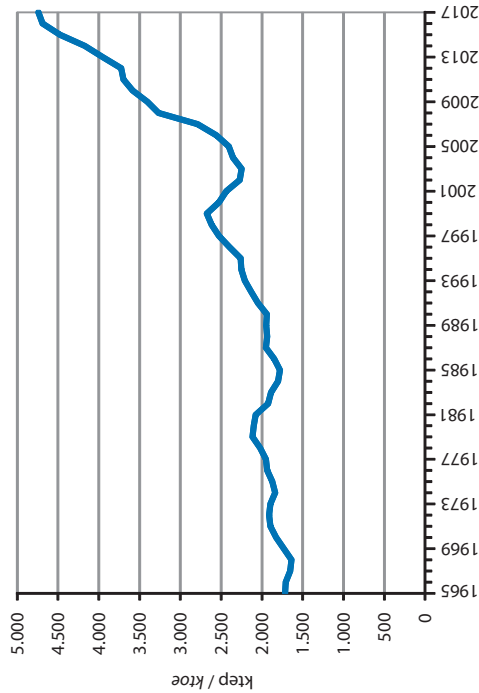
- 1) La refinería La Teja tiene una capacidad de refinación diaria de 50.000 barriles de petróleo.
 - 2) En 1993 comenzó la remodelación de la refinería, no habiendo producción en 1994. Desde setiembre 2002 a marzo 2003 y desde setiembre 2011 a enero 2012 la refinería estuvo parada por mantenimiento.
 - 3) La refinería estuvo parada gran parte del año 2017 por mantenimiento programado de sus unidades (entre febrero y setiembre).
 - 4) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012. Desde 2013 en adelante no hubo más producción de diésel oil.
- 1) La Teja refinery has a daily refining capacity of 50,000 oil barrels.
2) The remodelling of the refinery began in 1993. There was no production during 1994. From September 2002 to March 2003, and from September 2011 to January 2012, the refinery was in maintenance shutdown.
3) The refinery was shut down for most of 2017 because of scheduled maintenance of its units (between February and September).
4) Gas oil includes diesel oil until 2012. Diesel oil has not been produced since 2013.

3. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

TABLA 12. Consumo final total de energía / Total final energy consumption

Año / Year	ktep / ktce	Año / Year	ktep / ktce
1965	1.715,0	1992	2.132,7
1966	1.709,8	1993	2.211,5
1967	1.656,2	1994	2.255,3
1968	1.636,7	1995	2.263,0
1969	1.734,2	1996	2.399,9
1970	1.827,9	1997	2.528,7
1971	1.895,1	1998	2.619,5
1972	1.912,6	1999	2.676,8
1973	1.898,1	2000	2.527,2
1974	1.840,1	2001	2.438,9
1975	1.875,0	2002	2.272,0
1976	1.936,3	2003	2.251,0
1977	1.953,3	2004	2.355,9
1978	2.020,7	2005	2.407,7
1979	2.116,0	2006	2.559,8
1980	2.101,2	2007	2.788,6
1981	2.075,6	2008	3.266,2
1982	1.925,7	2009	3.405,2
1983	1.889,1	2010	3.585,4
1984	1.802,2	2011	3.698,2
1985	1.778,4	2012	3.727,6
1986	1.850,6	2013	3.952,7
1987	1.950,4	2014	4.172,9
1988	1.936,8	2015	4.479,1
1989	1.947,4	2016	4.689,2
1990	1.939,7	2017	4.740,3
1991	2.048,9		

GRÁFICO 13. Consumo final total / Total final consumption



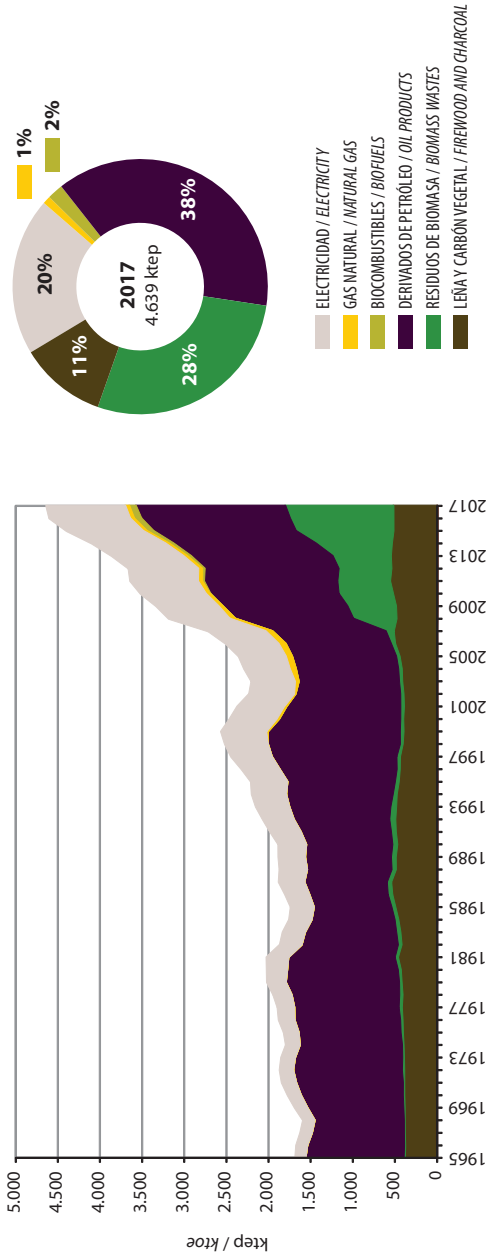
3. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

TABLA 13. Consumo final energético por fuente / Final energy consumption by source

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Leña y carbón vegetal <i>Firewood and charcoal</i>	355,8 21%	389,4 21%	495,8 29%	456,1 21%	403,0 16%	444,5 19%	524,2 15%	559,3 15%	543,3 15%	549,9 14%	538,2 13%	519,0 12%	519,0 11%	519,5 11%
Residuos de biomasa <i>Biomass wastes</i>	15,1 1%	27,2 1%	46,2 3%	46,0 2%	35,0 1%	41,5 2%	645,6 18%	625,8 17%	626,8 17%	690,7 18%	900,9 22%	1.157,6 26%	1.227,5 27%	1.283,0 28%
Carbón mineral <i>Coal</i>	5,1 0%	1,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,4 0%	0,9 0%								
Derivados del petróleo <i>Oil/products</i>	1.164,1 69%	1.209,3 67%	920,4 53%	1.274,5 58%	1.438,5 58%	1.234,5 52%	1.521,0 43%	1.582,2 43%	1.589,0 43%	1.680,4 44%	1.689,4 41%	1.690,2 38%	1.764,2 38%	1.772,8 38%
Biocombustibles <i>Biofuels</i>							8,8 0%	22,0 1%	29,4 1%	43,8 1%	52,8 1%	78,8 2%	85,2 2%	79,1 2%
Gas natural <i>Natural gas</i>					30,2 1%	73,5 3%	45,7 1%	50,0 1%	46,9 1%	46,6 1%	42,8 1%	43,7 1%	47,7 1%	47,0 1%
Derivados del carbón <i>Coal/products</i>	22,6 1%	16,7 1%	0,9 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,9 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,2 0%	0,0 0%
Electricidad <i>Electricity</i>	118,5 7%	173,7 10%	271,1 16%	429,8 19%	552,2 22%	556,7 24%	772,7 22%	800,3 22%	823,8 23%	847,2 22%	871,3 21%	906,2 21%	955,7 21%	934,3 20%
Solar											2,5 0%	2,8 0%	3,2 0%	3,6 0%
TOTAL	1681,2 100%	1817,5 100%	1734,7 100%	2206,9 100%	2.459,4 100%	2.352,5 100%	3.518,3 100%	3.639,9 100%	3.659,4 100%	3.858,8 100%	4.098,0 100%	4.398,4 100%	4.602,7 100%	4.639,3 100%

Nota / Note:
El gas manufacturado está incluido en derivados del carbón hasta 1977 y en derivados de petróleo desde 1978. A partir de 2005 se sustituye completamente por gas natural.
Manufactured gas is included in coal products until 1977, and has been included in oil products since 1978. As of 2005, it has been fully replaced by natural gas.

GRÁFICO 14. Consumo final energético por fuente / Final energy consumption by source



Nota / Note:

No se incluye el consumo final energético de carbón mineral, derivados de carbón y solar por resultar en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.
Final energy consumption of coal, coal products and solar energy is not included because the values are small compared to the other sources.

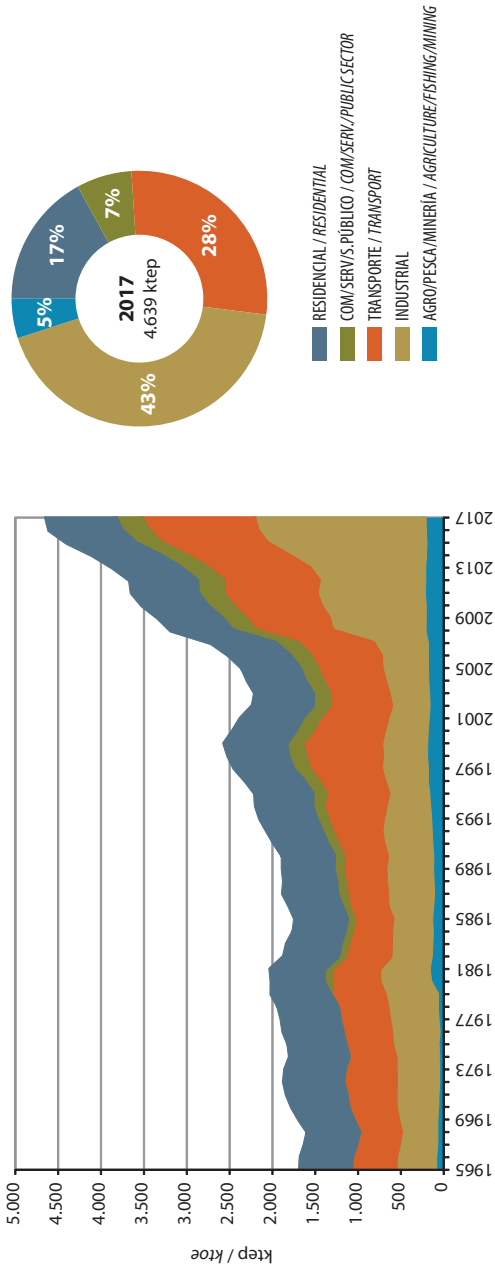
3. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

TABLA 14. Consumo final energético por sector / Final energy consumption by sector

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial <i>Residential</i>	589,3 35%	660,0 36%	602,6 35%	666,1 30%	724,5 29%	667,3 28%	755,7 21%	768,5 21%	777,1 21%	793,2 21%	786,3 19%	796,2 18%	842,9 18%	806,3 17%
Comercial/servicios/sector público <i>Commercial/services/public sector</i>	*	*	84,5 5%	160,8 7%	200,0 8%	207,4 9%	291,6 8%	293,4 8%	305,4 8%	310,9 8%	305,4 7%	299,3 7%	312,7 7%	304,3 7%
Transporte <i>Transport</i>	518,8 31%	542,4 30%	443,5 26%	724,7 33%	832,3 34%	748,2 32%	1.032,8 29%	1.089,8 30%	1.116,1 30%	1.183,4 31%	1.192,1 29%	1.233,9 28%	1.270,3 28%	1.314,4 28%
Industrial	463,6 28%	533,1 29%	452,1 26%	465,5 21%	499,7 20%	529,9 23%	1.213,7 34%	1.253,7 34%	1.231,4 34%	1.340,6 35%	1.592,2 39%	1.853,5 42%	1.954,4 42%	1.987,8 43%
Agro/pesca/minería <i>Agriculture/fishing/mining</i>	102,1 6%	74,8 4%	149,3 9%	182,5 8%	200,3 8%	197,9 8%	224,5 6%	234,5 6%	229,2 6%	230,5 6%	221,7 5%	215,5 5%	222,4 5%	226,5 5%
No identificado <i>Non-specified</i>	7,3 0%	7,1 0%	2,7 0%	7,3 0%	2,6 0%	1,8 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%			
TOTAL	1.681,1 100%	1.817,4 100%	1.734,7 100%	2.206,9 100%	2.459,4 100%	2.352,5 100%	3.518,3 100%	3.639,9 100%	3.659,4 100%	3.858,8 100%	4.098,0 100%	4.398,4 100%	4.602,7 100%	4.639,3 100%

Nota / Note:
Entre los años 1965 y 1979, el consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público está incluido en sector residencial.
Between 1965 and 1979, the final energy consumption of the commercial/services/public sector was included in the residential sector.

GRÁFICO 15. Consumo final energético por sector / Final energy consumption by sector



Nota / Note:
Entre los años 1965 y 1979, el consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público está incluido en sector residencial.
Between 1965 and 1979, the final energy consumption of the commercial/services/public sector was included in the residential sector.

3. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

TABLA 15. Consumo final energético – sector residencial / Final energy consumption – residential sector

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gas natural <i>Natural gas</i>					0,1	11,8	17,2	20,6	21,0	22,6	20,3	21,2	25,0	19,6
					0%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%
Solar											2,1	2,4	2,7	3,0
											0%	0%	0%	0%
Leña y carbón vegetal <i>Firewood and charcoal</i>	296,5	311,1	354,6	303,0	303,0	302,3	285,0	284,5	284,9	284,9	285,1	285,0	285,8	285,8
	54%	51%	59%	45%	42%	45%	38%	37%	37%	36%	36%	36%	34%	35%
Residuos de biomasa <i>Biomass wastes</i>							7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
							1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Supergás <i>LP gas</i>	20,1	40,2	47,9	91,5	112,4	88,1	103,9	103,6	102,1	108,2	100,1	99,6	112,4	104,1
	4%	7%	8%	14%	16%	13%	14%	13%	13%	14%	13%	13%	13%	13%
Propano <i>Propane</i>					2,6	0,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,2	2,0	2,3	1,9
					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gasolina <i>Gasoline</i>							0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
							0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Queroseno <i>Kerosene</i>	150,2	155,2	56,2	33,4	20,4	7,4	6,7	7,1	6,6	6,3	5,1	4,3	5,2	3,5
	27%	26%	9%	5%	3%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%
Gasoil <i>Gas oil</i>	13,5	11,3	6,8	9,5	5,4	0,9	5,5	5,3	5,1	4,9	4,8	4,8	4,8	4,9
	2%	2%	1%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Fueloil <i>Fuel oil</i>	8,9	6,4	10,7	24,1	25,3	24,6	27,3	19,3	15,6	15,4	12,4	12,0	14,6	9,7
	2%	1%	2%	4%	3%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	1%
Gas manufacturado <i>Manufactured gas</i>	9,5	7,1	5,0	5,4	6,4	0,0								
	2%	1%	1%	1%	1%	0%								
Electricidad <i>Electricity</i>	53,1	74,8	121,4	199,2	248,9	231,6	300,5	318,2	331,7	340,5	346,3	357,0	382,1	365,8
	10%	12%	20%	30%	34%	35%	40%	41%	43%	43%	44%	45%	45%	45%
TOTAL	551,8	606,1	602,6	666,1	724,5	667,3	755,7	768,5	777,1	793,2	786,3	796,2	842,9	806,3
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

GRÁFICO 16. Consumo final energético – sector residencial / Final energy consumption by source – residential sector

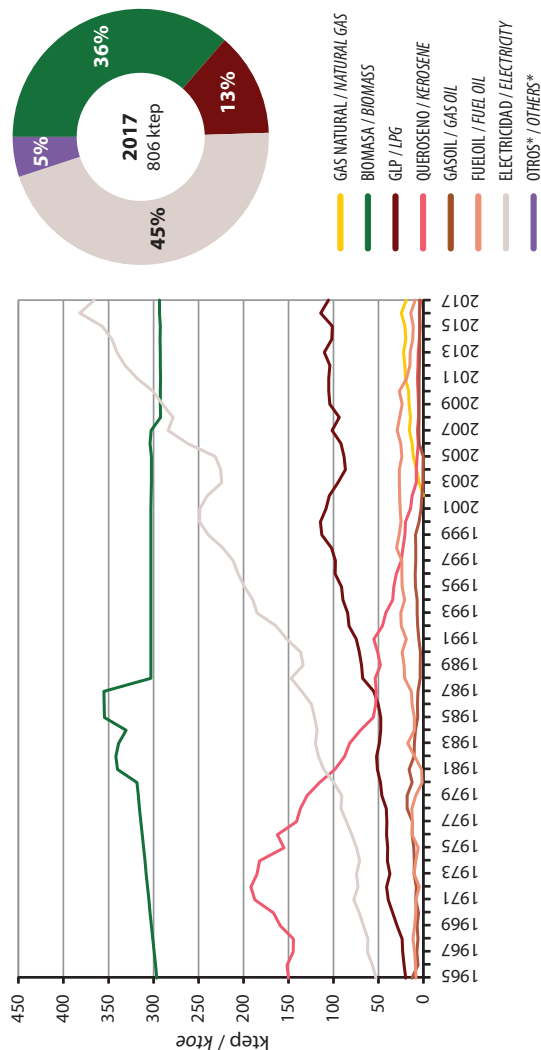


GRÁFICO 17. Apertura de consumo en sector residencial – 2017 / Breakdown of consumption in the residential sector – 2017

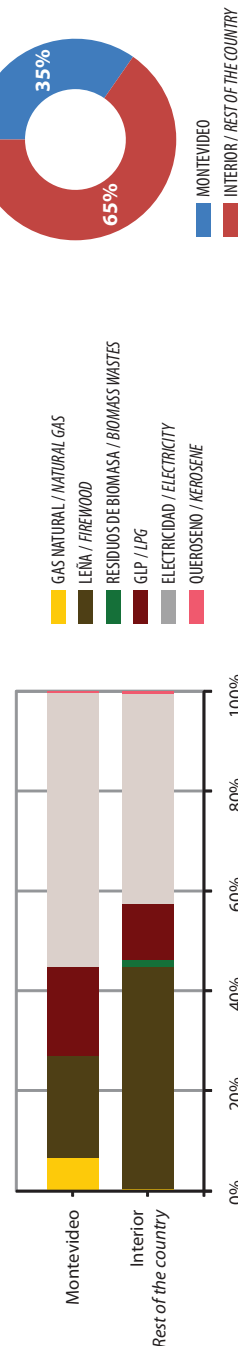


TABLA 16. Consumo final energético – sector comercial/servicios/sector público / Final energy consumption – commercial/services/public sector

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gas natural <i>Natural gas</i>					0,0 0%	10,1 5%	15,7 5%	9,2 3%	8,1 3%	10,7 3%	10,3 3%	10,8 4%	11,0 4%	11,4 4%
Solar											0,4 0%	0,4 0%	0,5 0%	0,5 0%
Leña y carbón vegetal <i>Firewood and charcoal</i>	24,2 64%	25,4 47%	3,8 4%	3,1 2%	3,1 2%	3,1 1%	23,1 8%	23,1 8%	23,1 8%	22,1 7%	22,1 7%	22,1 7%	22,1 7%	22,1 7%
Supergás <i>LP gas</i>				0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,7 0%	0,7 0%	0,5 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,4 0%	0,4 0%
Propano <i>Propane</i>					1,7 1%	2,6 1%	5,0 2%	5,7 2%	6,8 2%	7,6 2%	5,9 2%	5,5 2%	5,9 2%	5,6 2%
Gasolina <i>Gasoline</i>							0,6 0%	0,7 0%	0,8 0%	0,9 0%	0,9 0%	1,0 0%	1,0 0%	1,1 0%
Queroseno <i>Kerosene</i>	*	*	0,6 1%	0,3 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%
Gasoil <i>Gas oil</i>	*	*	14,9 18%	32,8 20%	32,2 16%	25,4 12%	8,6 3%	8,1 3%	7,3 2%	7,1 2%	7,2 2%	6,2 2%	5,9 2%	5,9 2%
Fueloil <i>Fuel oil</i>	*	*	11,8 14%	6,2 4%	10,3 5%	7,3 4%	7,7 3%	8,3 3%	8,3 3%	8,1 3%	6,7 2%	6,6 2%	8,7 3%	5,7 2%
Gas manufacturado <i>Manufactured gas</i>	*	*	3,2 4%	3,4 2%	3,5 2%	0,0 0%								
Electricidad <i>Electricity</i>	13,4 36%	28,6 53%	50,2 59%	114,7 71%	148,8 74%	158,6 76%	230,1 79%	237,5 81%	250,4 82%	254,0 82%	251,5 82%	246,3 82%	257,1 82%	251,5 83%
TOTAL	37,6 100%	54,0 100%	84,5 100%	160,8 100%	200,0 100%	207,4 100%	291,6 100%	293,4 100%	305,4 100%	310,9 100%	305,4 100%	299,3 100%	312,7 100%	304,3 100%

GRÁFICO 18.
Consumo final energético por fuente – sector comercial/servicios/sector público / Final energy consumption by source – commercial/services/public sector

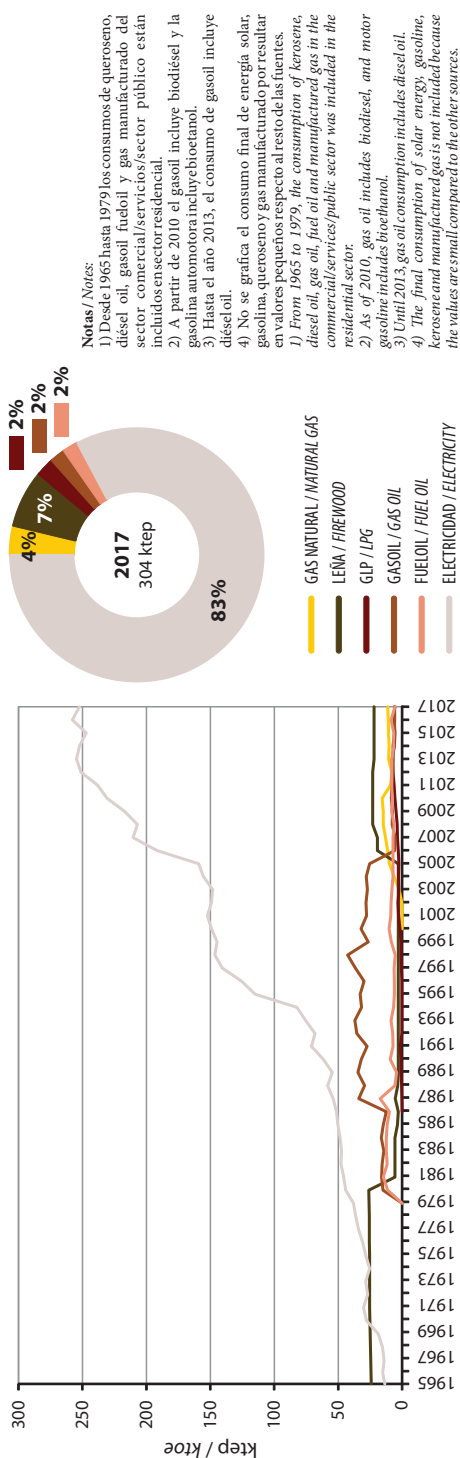
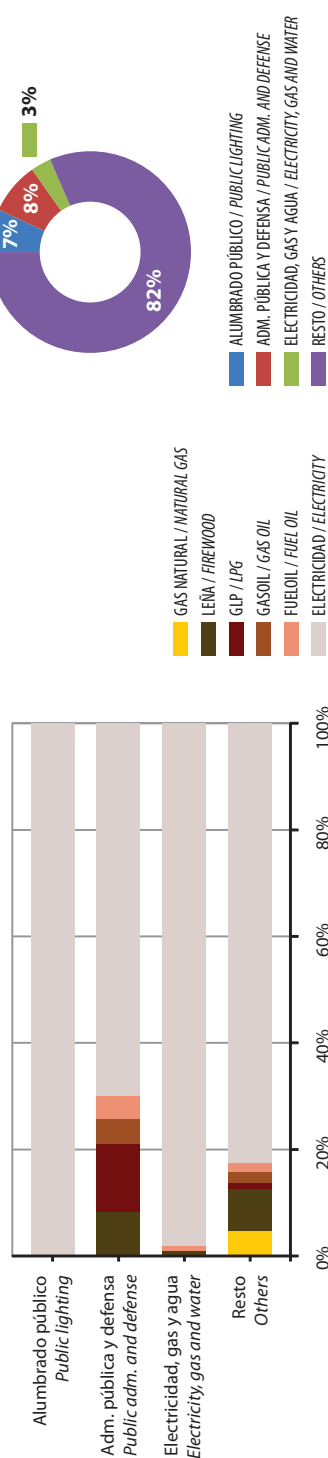


GRÁFICO 19.
Apertura de consumo en sector comercial/servicios/sector público – 2017 / Breakdown of consumption in the commercial/services/public sector – 2017



3. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

TABLA 17. Consumo final energético – sector transporte / Final energy consumption – transport sector

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasolina Gasoline	260,5 50%	206,4 38%	185,5 42%	323,8 45%	309,8 37%	216,8 29%	392,7 38%	439,9 40%	480,3 43%	513,6 43%	545,9 46%	570,4 46%	594,0 47%	630,6 48%
Bioetanol Bioethanol							0,9 0%	7,5 1%	12,6 1%	15,8 1%	17,6 1%	31,0 3%	39,6 3%	34,2 3%
Gasoil Gas oil	175,3 34%	272,2 50%	215,1 49%	388,1 54%	517,5 62%	530,0 71%	630,3 61%	629,2 58%	607,2 54%	628,1 53%	597,1 50%	590,9 48%	596,5 47%	610,2 46%
Biodiésel Biodiesel							6,3 1%	11,5 1%	13,4 1%	22,4 2%	28,0 2%	38,1 3%	36,3 3%	35,5 3%
Turbocombustible Jet fuel	3,4 1%	6,4 1%	7,5 2%	12,0 2%	4,7 1%	1,4 0%	1,7 0%	1,7 0%	2,4 0%	2,9 0%	2,2 0%	2,7 0%	2,4 0%	2,6 0%
Fueloil Fuel oil	77,5 15%	56,0 10%	33,9 8%	0,8 0%	0,3 0%		0,9 0%	0,0 0%	0,2 0%	0,6 0%	1,3 0%	0,8 0%	1,5 0%	1,3 0%
Electricidad Electricity	2,1 0%	1,5 0%	1,5 0%											
TOTAL	518,8 100%	542,5 100%	443,5 100%	724,7 100%	832,3 100%	748,2 100%	1.032,8 100%	1.089,8 100%	1.116,1 100%	1.183,4 100%	1.192,1 100%	1.233,9 100%	1.270,3 100%	1.314,4 100%

Notas / Notes:

- 1) Hasta el año 2013 inclusive, el consumo de gasoil incluye diésel oil.
- 2) El consumo eléctrico asociado al transporte en los últimos años es muy pequeño y está incluido dentro de los sectores residencial y comercial/servicios/sector público.
- 1) Until including 2013, gas oil consumption includes diesel oil.
- 2) Electric consumption related to transport over the last few years is very small and is included within the residential and commercial/services/public sectors.

GRÁFICO 20. Consumo final energético por fuente – sector transporte / Final energy consumption by source – transport sector

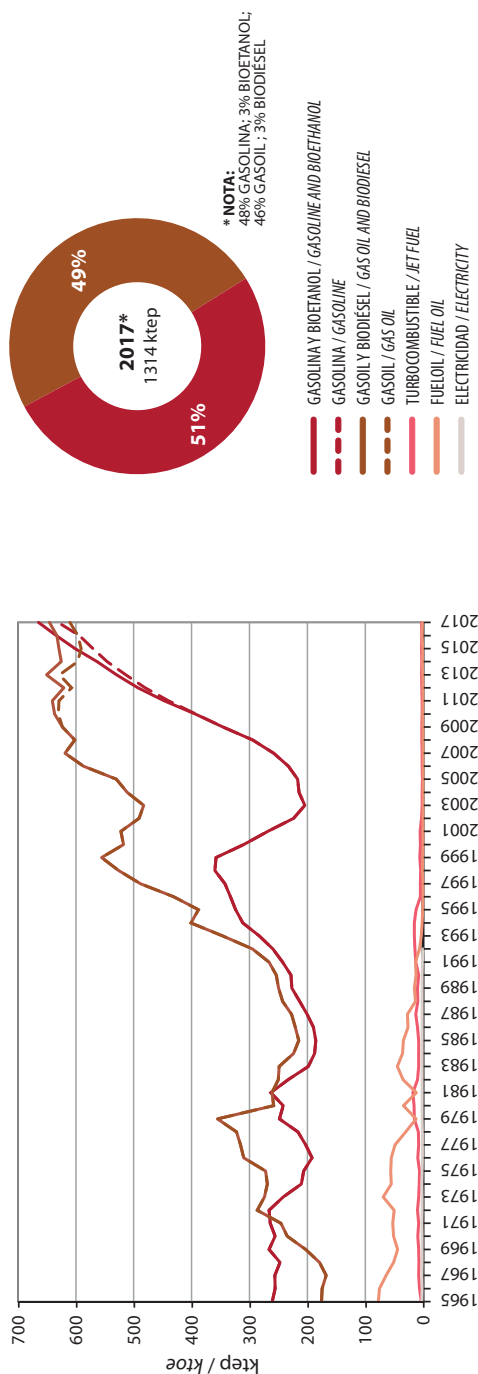
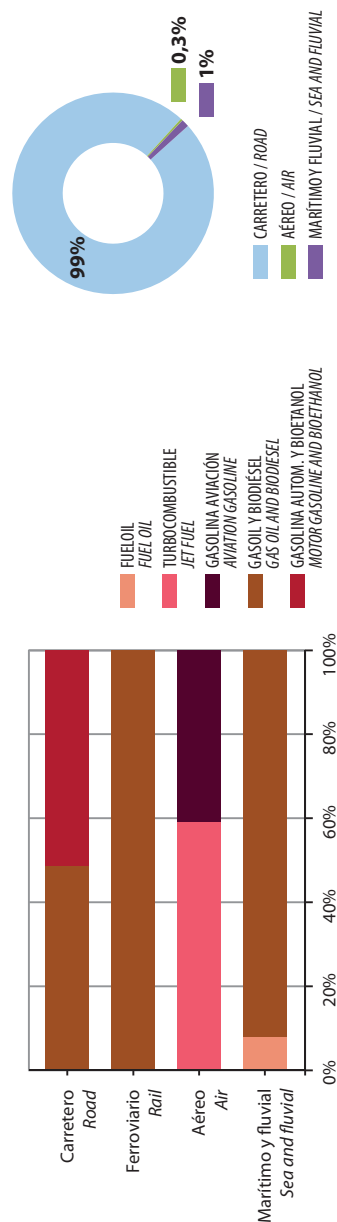


GRÁFICO 21. Apertura de consumo en sector transporte – 2017 / Breakdown of consumption in the transport sector



3. DEMANDA DE ENERGÍA / ENERGY DEMAND

TABLA 18. Consumo final energético – sector industrial / Final energy consumption – industrial sector

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Carbón mineral <i>Coal</i>	5,1 1%	1,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,4 0%	0,9 0%								
Gas natural <i>Natural gas</i>					30,1 6%	51,6 10%	12,8 1%	20,2 2%	17,8 1%	13,3 1%	12,2 1%	11,7 1%	11,7 1%	16,0 1%
Solar											0,0 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,1 0%
Leña y carbón vegetal <i>Firewood and charcoal</i>	35,1 8%	52,9 10%	137,4 30%	150,0 32%	96,9 19%	139,1 26%	181,1 15%	216,7 17%	200,3 16%	207,9 16%	196,0 12%	176,9 10%	176,1 9%	176,6 9%
Residuos de biomasa <i>Biomass wastes</i>	15,1 3%	27,2 5%	46,2 10%	46,0 10%	35,0 7%	41,5 8%	638,0 53%	618,2 49%	619,2 50%	683,1 51%	893,3 56%	1.150,0 62%	1.219,9 62%	1.275,4 64%
Supergás <i>LP gas</i>	0,6 0%	1,2 0%	1,9 0%	1,6 0%	1,3 0%	1,1 0%	3,3 0%	3,5 0%	3,5 0%	1,5 0%	2,6 0%	4,9 0%	2,2 0%	1,6 0%
Propano <i>Propane</i>					11,6 2%	4,0 1%	9,5 1%	7,8 1%	11,1 1%	15,6 1%	15,6 1%	12,4 1%	12,3 1%	9,9 0%
Gasolina <i>Gasoline</i>	5,6 1%	4,5 1%	1,0 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,3 0%
Queroseno <i>Kerosene</i>	7,0 2%	6,0 1%	0,3 0%	1,4 0%	1,4 0%	0,9 0%								
Gasoil <i>Gas oil</i>	7,3 2%	6,3 1%	9,6 2%	9,6 2%	8,0 2%	8,2 2%	15,2 1%	14,5 1%	15,8 1%	15,7 1%	17,6 1%	15,9 1%	16,4 1%	16,1 1%
Fueloil <i>Fuel oil</i>	324,7 70%	355,3 67%	155,5 34%	141,4 30%	176,5 35%	111,7 21%	103,1 8%	118,9 9%	114,2 9%	141,1 11%	160,8 10%	154,8 8%	173,6 9%	135,5 7%
Coque de petróleo <i>Petroleum coke</i>	0,0 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,8 0%	0,2 0%	23,7 4%	32,5 3%	36,1 3%	36,1 3%	36,0 3%	43,9 3%	47,0 3%	50,8 3%	64,8 3%

Continúa en página siguiente / Continued on next page

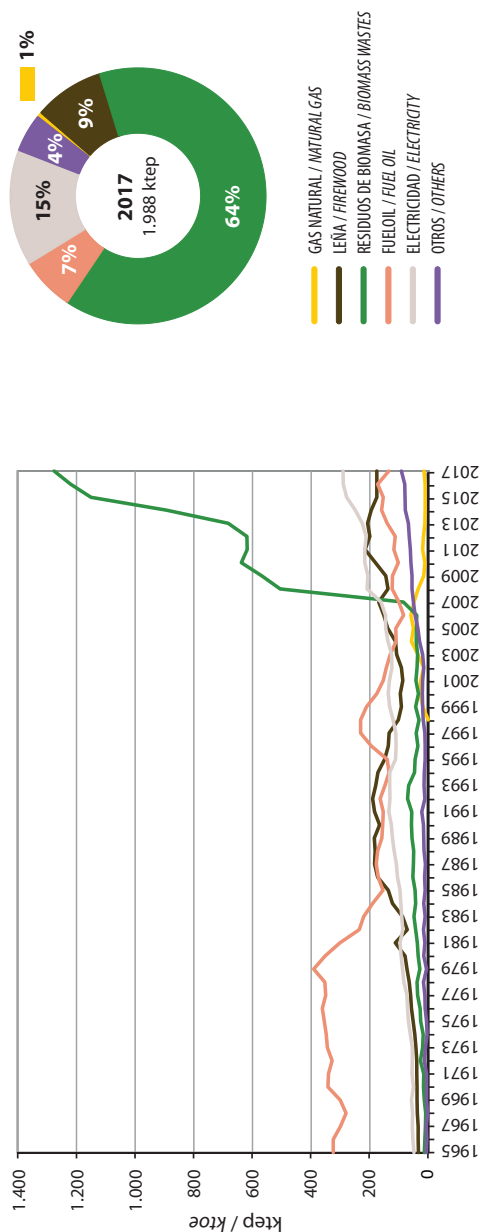
Viene de página anterior / Continued from previous page

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gas manufacturado Manufactured gas	0,6 0%	0,8 0%	1,0 0%	1,4 0%	0,9 0%	0,0 0%								
Coque de carbón Coke of coal	12,5 3%	8,8 2%	0,9 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,9 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,2 0%	0,0 0%
Electricidad Electricity	49,9 11%	68,8 13%	98,0 22%	112,6 24%	137,1 27%	146,1 28%	217,6 18%	217,2 17%	213,0 17%	226,0 17%	249,9 16%	279,5 15%	291,0 15%	291,5 15%
TOTAL	463,5 100%	533,0 100%	452,1 100%	465,5 100%	499,7 100%	529,9 100%	1.213,7 100%	1.253,7 100%	1.231,4 100%	1.340,6 100%	1.592,2 100%	1.853,5 100%	1.954,4 100%	1.987,8 100%

Notas / Notes:

- 1) A partir de 2010 la gasolina automotora incluye bioetanol.
 2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y hasta 2013 incluye diésel oil.
 1) As of 2010, motor gasoline includes bioethanol.
 2) As of 2010, gas oil includes biodiesel, and until 2013, it includes diesel oil.

GRÁFICO 22. Consumo final energético – sector industrial / Final energy consumption by source – industrial sector



Notas / Notes:

- 1) A partir de 2010 la gasolina automotora incluye bioetanol.
 - 2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y hasta 2013 incluye diésel oil.
 - 3) "Otros" incluye gasoil, coque de petróleo, supergas y propano.
 - 4) No se grafica el consumo final de energía solar, gasolina, queroseno, gas manufacturado, carbón mineral y coque de carbón por resultar en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.
- 1) As of 2010, motor gasoline includes bioethanol.
2) As of 2010, gas oil includes biodiesel, and until 2013, it includes diesel oil.
3) "Others" include gas oil, petcoke, LP gas and propane.
4) The final consumption of solar energy, gasoline, kerosene, manufactured gas, coal and coke of coal is not included because the values are small compared to the other sources.

GRÁFICO 23. Apertura de consumo en sector industrial – 2017 / Breakdown of consumption in the industrial sector – 2017

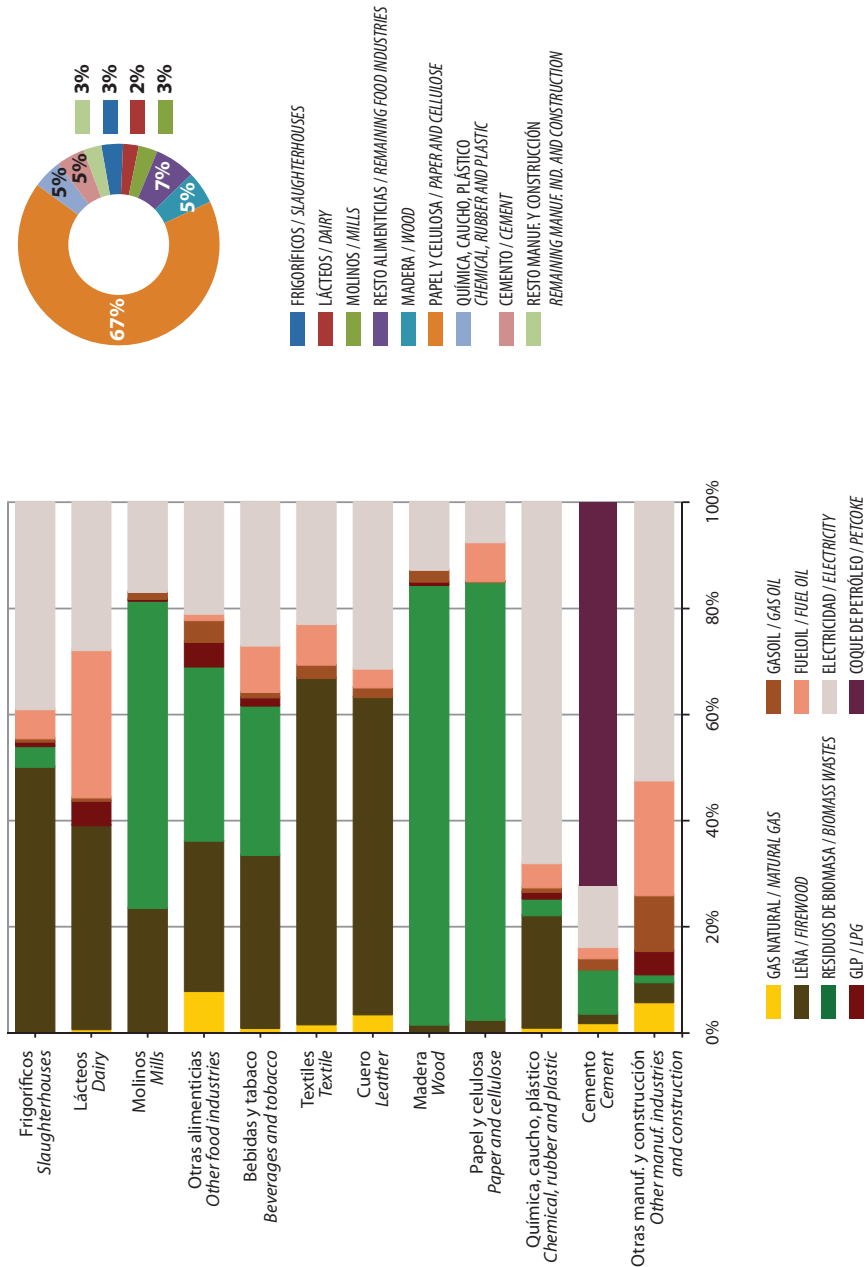


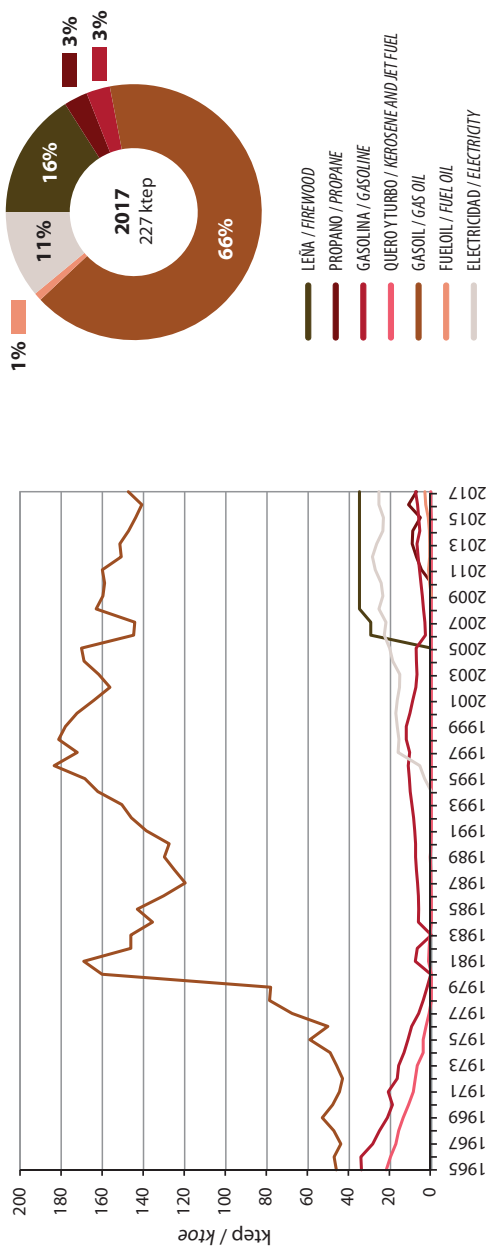
TABLA 19. Consumo final energético – sector agro/pesca/minería / Final energy consumption – agriculture/fishing/mining sector

ktep / ktce	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Leña <i>Firewood</i>							35,0 16%	35,0 15%	35,0 15%	35,0 15%	35,0 16%	35,0 16%	35,0 16%	35,0 16%
Propano <i>Propane</i>								4,9 2%	7,3 3%	9,4 4%	9,1 4%	5,4 3%	11,2 5%	7,3 3%
Gasolina <i>Gasoline</i>	34,0 33%	11,5 15%	6,3 4%	10,7 6%	10,5 5%	7,4 4%	5,2 2%	5,8 2%	6,5 3%	7,0 3%	5,7 3%	6,3 3%	6,8 3%	7,8 3%
Quero y turbo <i>Kerosene and jet fuel</i>	22,0 22%	4,1 5%	0,0 0%										0,3 0%	0,3 0%
Gasoil <i>Gas oil</i>	46,2 45%	59,2 79%	143,0 96%	168,5 92%	172,4 86%	170,1 86%	158,9 71%	160,0 68%	150,8 66%	151,5 66%	147,3 66%	143,8 67%	140,8 63%	147,4 66%
Fueloil <i>Fuel oil</i>							0,9 0%	1,4 1%	0,9 0%	0,9 0%	1,0 0%	1,6 1%	2,8 1%	3,2 1%
Electricidad <i>Electricity</i>			0,0 0%	3,3 2%	17,4 9%	20,4 10%	24,5 11%	27,4 12%	28,7 13%	26,7 12%	23,6 11%	23,4 11%	25,5 11%	25,5 11%
TOTAL	102,2 100%	74,8 100%	149,3 100%	182,5 100%	200,3 100%	197,9 100%	224,5 100%	234,5 100%	229,2 100%	230,5 100%	221,7 100%	215,5 100%	222,4 100%	226,5 100%

Nota / Note:

- 1) A partir de 2010 la gasolina automotora incluye bioetanol.
2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y hasta 2013 incluye diésel oil.
1) As of 2010, motor gasoline includes bioethanol.
2) As of 2010, gas oil includes biodiesel, and until 2013, it includes diesel oil.

GRÁFICO 24. Consumo final energético – sector agro/pesca/minería / Final energy consumption by source - agriculture/fishing/mining sector



Notas / Notes:

- 1) A partir de 2010 la gasolina automotora incluye bioetanol.
- 2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y hasta 2013 incluye diésel oil.
- 1) As of 2010, motor gasoline includes bioethanol.
- 2) As of 2010, gas oil includes biodiesel, and until 2013, it includes diesel oil.

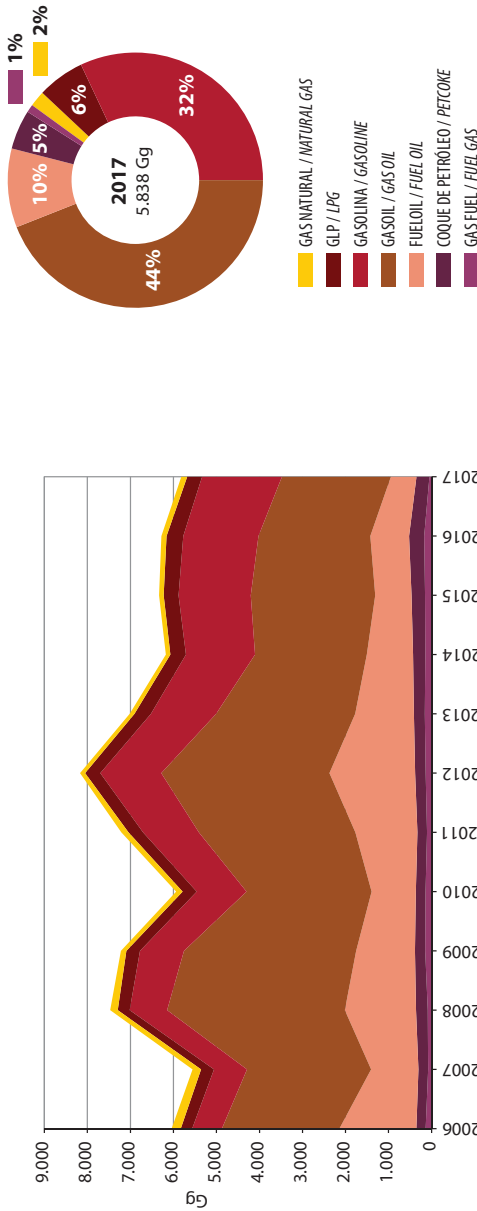
4. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO / CO₂ EMISSIONS

TABLA 20. Emisiones de CO₂ por fuente / CO₂ emissions by source

Gg	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gas natural <i>Natural gas</i>	212,6 3%	197,8 4%	175,9 2%	127,1 2%	149,9 3%	166,1 2%	118,4 1%	111,6 2%	105,5 2%	107,3 2%	120,0 2%	137,4 2%
GLP (supergás y propano) <i>LPG (Liquefied petroleum gas)</i>	264,8 4%	300,8 5%	277,5 4%	316,1 4%	328,0 5%	338,5 5%	352,5 4%	383,1 5%	361,5 6%	345,6 5%	388,9 6%	345,6 6%
Gasolina automotora <i>Motor gasoline</i>	684,7 11%	759,3 14%	861,7 11%	1.014,9 14%	1.150,4 19%	1.290,3 18%	1.408,7 17%	1.507,0 21%	1.598,4 26%	1.671,0 26%	1.740,9 28%	1.850,3 32%
Gasolina aviación <i>Aviation gasoline</i>	6,5 0%	7,9 0%	7,9 0%	7,6 0%	7,6 0%	7,0 0%	8,5 0%	8,5 0%	7,3 0%	7,3 0%	6,5 0%	6,2 0%
Queroseno <i>Kerosene</i>	22,3 0%	24,7 0%	22,3 0%	24,1 0%	20,5 0%	21,7 0%	20,2 0%	19,3 0%	15,7 0%	13,2 0%	16,0 0%	10,8 0%
Turbocombustible <i>Jet fuel</i>	4,8 0%	5,7 0%	6,3 0%	6,3 0%	5,1 0%	5,1 0%	7,2 0%	8,7 0%	6,6 0%	8,1 0%	8,1 0%	8,7 0%
Gasoil <i>Gas oil</i>	2.730,5 45%	2.884,0 52%	4.130,6 55%	4.001,3 55%	2.906,6 49%	3.637,2 50%	3.908,5 48%	3.231,6 46%	2.597,7 42%	2.892,3 46%	2.598,7 42%	2.531,7 44%
Fueloil <i>Fuel oil</i>	1.789,3 29%	1.100,0 20%	1.654,6 22%	1.367,6 19%	1.028,4 17%	1.442,4 20%	1.991,1 24%	1.364,7 19%	1.075,1 17%	844,1 13%	901,1 14%	595,4 10%
Coque de petróleo <i>Petcoke</i>	216,0 4%	225,4 4%	272,4 4%	237,7 3%	225,8 4%	223,4 3%	245,0 3%	253,2 4%	285,0 5%	314,0 5%	351,2 6%	301,4 5%
Gas fuel <i>Fuel gas</i>	137,9 2%	80,5 1%	89,4 1%	148,5 2%	140,0 2%	105,8 1%	137,9 2%	157,9 2%	145,8 2%	152,3 2%	172,6 3%	50,1 1%
Carbón mineral y coque de carbón <i>Coal and coke of coal</i>	9,4 0%	11,6 0%	6,7 0%	0,9 0%	1,3 0%	1,3 0%	0,9 0%	0,9 0%	0,5 0%	0,5 0%	0,9 0%	0,0 0%
TOTAL	6.078,7 100%	5.597,6 100%	7.505,2 100%	7.251,9 100%	5.963,6 100%	7.238,8 100%	8.198,8 100%	7.046,4 100%	6.199,0 100%	6.355,8 100%	6.304,8 100%	5.837,5 100%

- Notas / Notes:**
- 1) Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006.
 - 2) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012 inclusive.
 - 1) CO₂ emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
 - 2) Gas oil includes diesel oil until and including 2012.

GRÁFICO 25. Emisiones CO₂ por fuente / CO₂ emissions by source



- Nota / Note:**
- 1) No se grafican las emisiones asociadas a la quema de queroseno, turbocombustible, carbón mineral y coque de carbón por resultar en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.
 - 1) Emissions from the combustion of kerosene, jet fuel, coal and coke of coal are not included because the values are small compared to the other sources.

4. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO / CO₂ EMISSIONS

TABLA 21. Emisiones de CO₂ por sector / CO₂ emissions by sector

Gg	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Centrales eléctricas servicio público <i>Power plants for public service</i>	298,7 8%	318,1 7%	429,3 8%	795,0 15%	872,2 15%	2.043,8 28%	2.925,2 36%	1.448,5 21%	544,5 9%	700,0 11%	340,6 5%	183,3 3%
Consumo propio <i>Own use</i>	208,7 6%	239,4 5%	292,0 6%	398,8 8%	349,1 6%	258,7 4%	337,9 4%	387,6 6%	403,8 7%	408,2 6%	482,1 8%	147,8 3%
Subtotal industrias de la energía <i>Energy industries subtotal</i>	507,4 14%	557,4 13%	721,2 14%	1.193,8 23%	1.221,3 20%	2.302,5 32%	3.263,1 40%	1.836,1 26%	948,4 15%	1.108,2 17%	822,7 13%	331,1 6%
Residencial <i>Residential</i>	451,3 12%	466,2 10%	483,6 9%	366,7 7%	445,7 7%	428,1 6%	411,5 5%	429,7 6%	388,5 6%	384,7 6%	439,6 7%	383,3 7%
Comercial/servicios/sector público <i>Commercial/services/public sector</i>	144,0 4%	133,9 3%	149,6 3%	133,8 3%	105,3 2%	92,5 1%	89,8 1%	96,5 1%	86,6 1%	83,3 1%	91,2 1%	81,7 1%
Transporte <i>Transport</i>	1.513,6 42%	2.181,6 49%	2.518,8 49%	2.276,8 44%	3.102,1 52%	3.233,0 45%	3.285,0 40%	3.449,2 49%	3.447,0 56%	3.499,0 55%	3.585,3 57%	3.734,0 64%
Industrial	592,2 16%	530,2 12%	720,3 14%	633,3 12%	582,6 10%	660,2 9%	649,4 8%	731,6 10%	846,1 14%	822,7 13%	894,1 14%	821,3 14%
Agro/pesca/minería <i>Agriculture/fishing/mining</i>	418,3 11%	553,6 12%	565,1 11%	549,0 11%	506,7 8%	522,4 7%	499,4 6%	502,7 7%	481,7 8%	458,0 7%	471,8 8%	486,2 8%
No identificado <i>Non-specified</i>	14,5 0%	22,1 0%	7,5 0%	5,2 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,6 0%	0,6 0%	0,9 0%	0,9 0%	0,9 0%	0,9 0%
Subtotal sectores de consumo <i>Sectors of consumption subtotal</i>	3.134,0 86%	3.887,6 87%	4.444,9 86%	3.964,8 77%	4.742,4 80%	4.936,2 68%	4.935,8 60%	5.210,3 74%	5.250,7 85%	5.247,6 83%	5.482,0 87%	5.506,4 94%
TOTAL	3.641,4 100%	4.445,1 100%	5.166,1 100%	5.158,6 100%	5.963,6 100%	7.238,8 100%	8.198,8 100%	7.046,4 100%	6.199,0 100%	6.355,8 100%	6.304,8 100%	5.837,5 100%

Nota / Note:
Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006.
CO₂ emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

GRÁFICO 26. Emisiones CO₂ por sector / CO₂ emissions by sector

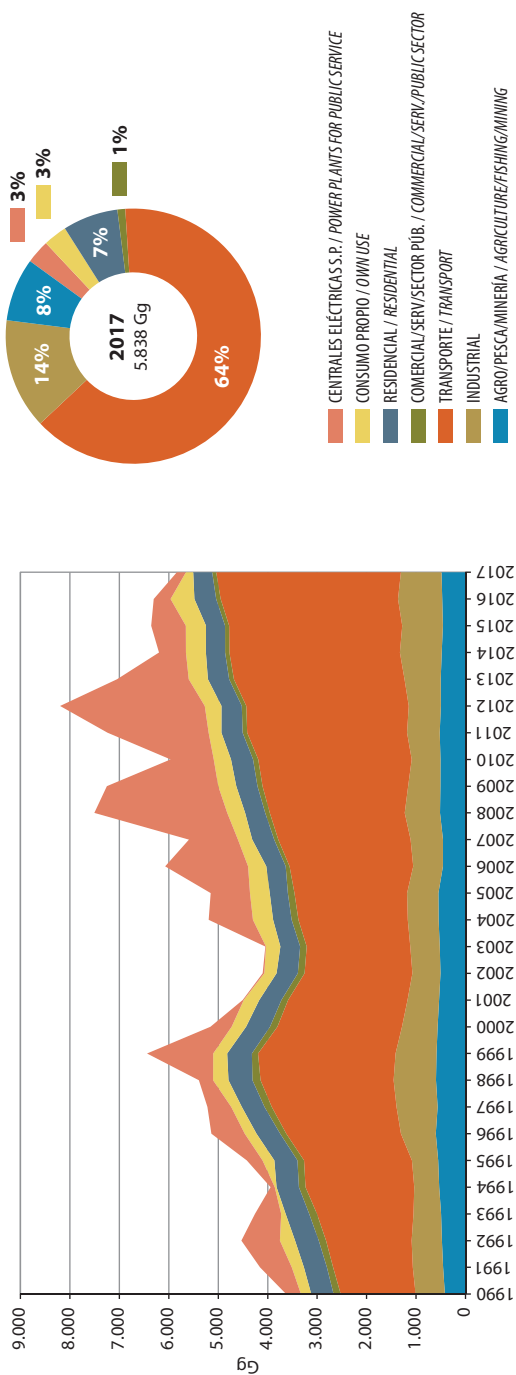


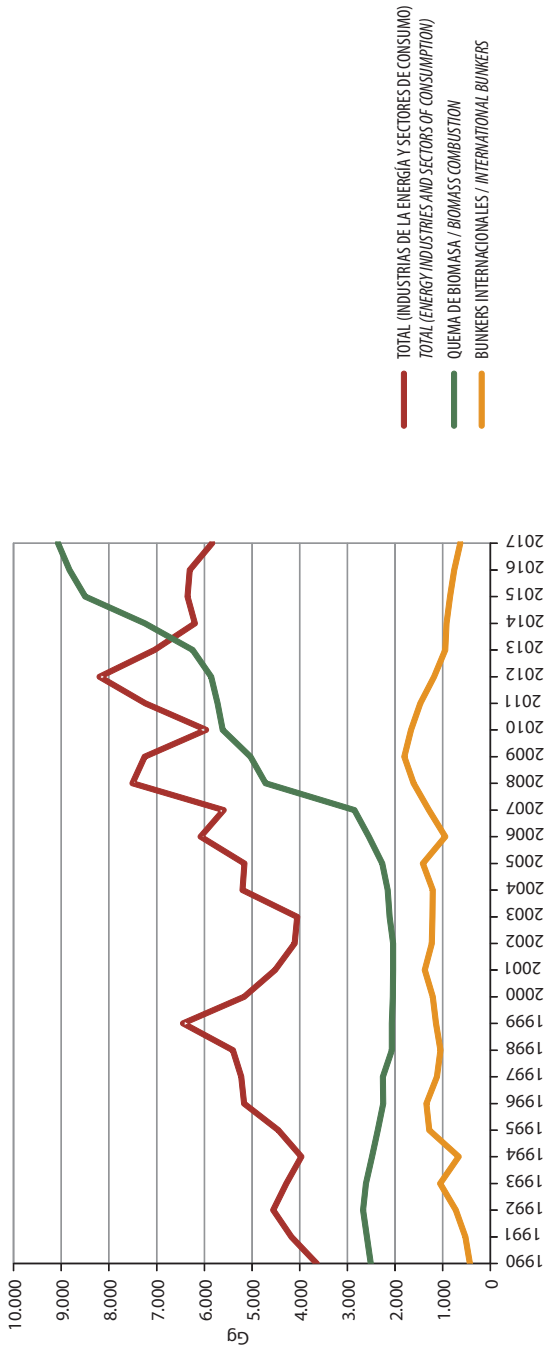
TABLA 22. Partidas informativas de emisiones de CO₂ / Memo items of CO₂ emissions

Gg	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Quema de biomasa <i>Biomass combustion</i>	2.511,3 69%	2.359,3 53%	2.045,3 40%	2.267,3 44%	5.616,3 94%	5.720,3 79%	5.854,4 71%	6.242,3 89%	7.246,5 117%	8.496,7 134%	8.831,1 140%	9.069,7 155%
Bunkers internacionales <i>International bunkers</i>	426,4 12%	1.278,3 29%	1.205,3 23%	1.417,6 27%	1.660,8 28%	1.469,0 20%	1.178,3 14%	943,9 13%	917,4 15%	844,5 13%	758,5 12%	629,2 11%

Notas / Notes:

- 1) Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006.
 - 2) Las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales (marítimo y aéreo) no se contabilizan en los totales del sector energía, sino que se presentan aparte a modo informativo.
 - 3) Se representa el porcentaje respecto al total de emisiones de CO₂ del sector energía.
- 1) CO₂ emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
- 2) CO₂ emissions from biomass combustion and international bunkers (sea and air) are not accounted for in the totals of the energy sector; they are represented separately for information purposes.
- 3) The percentage shows the total CO₂ emissions of the energy sector.

GRÁFICO 27. Partidas informativas de emisiones de CO₂ / *Memo items of CO₂ emissions*



5. INDICADORES / INDICATORS

TABLA 23. Consumo final total y PIB / Total final consumption and GDP

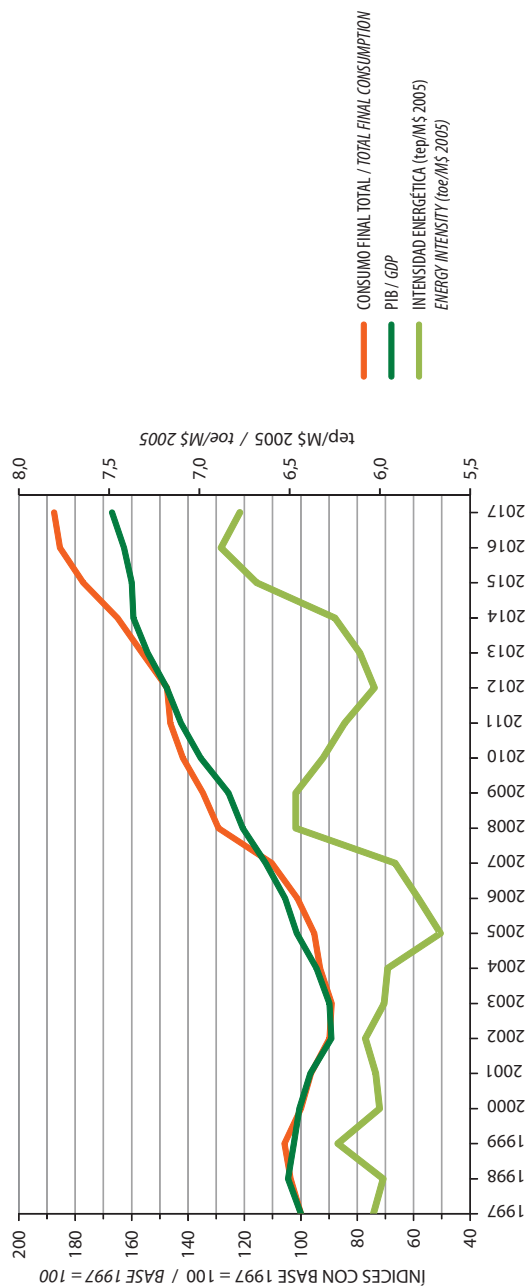
	1997	1998	1999	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Consumo final total (ktep) Total final consumption (ktep)	2.529	2.620	2.677	2.527	2.408	3.585	3.698	3.728	3.953	4.173	4.479	4.689	4.740
PIB (M\$ 2005) * GDP (M\$ 2005)	419.003	437.937	429.445	421.157	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	699.702
Consumo final total/PIB (tep/M\$ 2005) Total final consumption/GDP (toe/M\$ 2005)	6,0	6,0	6,2	6,0	5,7	6,3	6,2	6,0	6,1	6,2	6,7	6,9	6,8

Fuente / Source:

(*) Banco Central del Uruguay (BCU). Producto Interno Bruto, Serie anual a precios constantes referencia 2005. "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

(*) Central Bank of Uruguay (CBU). Gross Domestic Product. Annual series at constant prices reference 2005. "M\$ 2005" corresponds to Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

GRÁFICO 28. Consumo final total y PIB / Total final consumption and GDP



Nota / Note:
"M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.
"M\$ 2005" corresponds to Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

TABLA 24. Consumo de energía y electricidad per cápita / Energy and electricity consumption per capita

	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Población (miles de habitantes) * Population (thousands of inhabitants)	2.693	2.829	3.009	3.218	3.349	3.352	3.397	3.413	3.427	3.440	3.454	3.467	3.480	3.493
Consumo final total (ktep) Total final consumption (ktep)	1.715	1.875	1.778	2.263	2.527	2.408	3.585	3.698	3.728	3.953	4.173	4.479	4.689	4.740
Consumo per cápita (tep/1.000 hab) Consumption per capita (toe/1,000 inh)	637	663	591	703	755	718	1.056	1.084	1.088	1.149	1.208	1.292	1.347	1.357
Consumo final electricidad (ktep) Final electricity consumption (ktep)	118,5	173,7	271,1	429,8	552,2	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2	955,7	934,3
Consumo electricidad per cápita (tep/1.000 hab) Electricity consumption per capita (toe/1,000 inh)	44	61	90	134	165	166	227	235	240	246	252	261	275	267
Consumo electricidad per cápita (kWh/hab) Electricity consumption per capita (kWh/inh)	512	714	1.048	1.553	1.917	1.931	2.645	2.727	2.796	2.864	2.933	3.039	3.193	3.110

Fuente / Source:

(*) Instituto Nacional de Estadística (INE). Población total proyectada (revisión 2013).

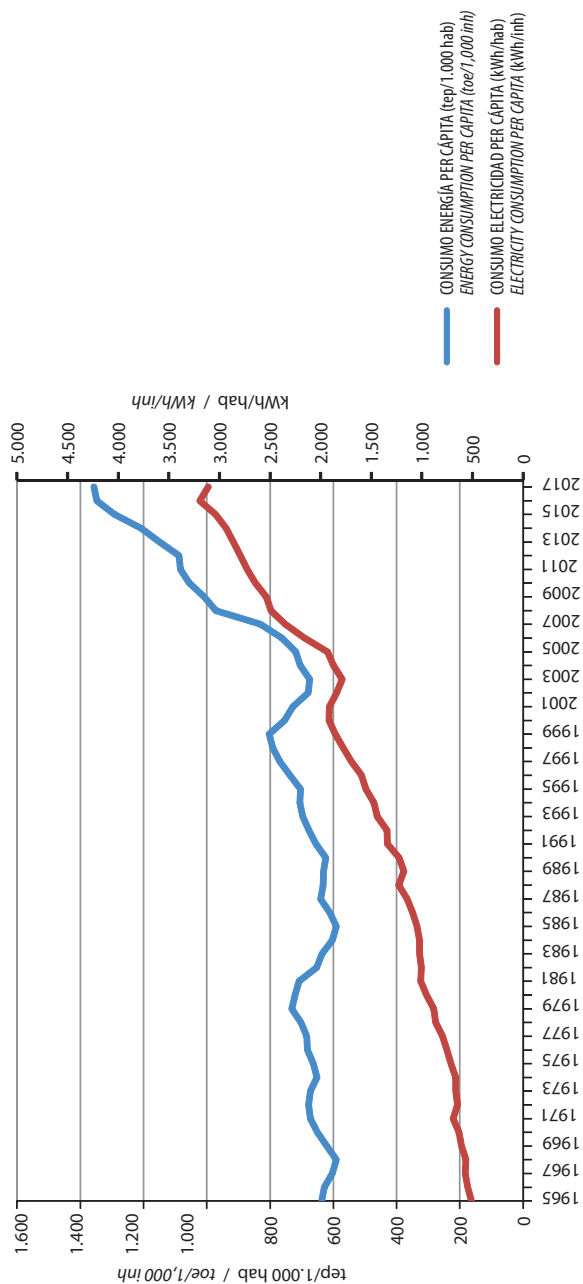
(*) National Statistics Institute (INE). Total projected population (revision 2013).

Nota / Note:

La población total contabilizada según el censo 2011 fue de 3.286.314 habitantes. No se utiliza este valor en la serie para no generar saltos.

The total population recorded according to the 2011 census was 3,286,314 inhabitants. This value is not used in the official record in order not to create gaps.

GRÁFICO 29. Consumo de energía y de electricidad per cápita / *Energy and electricity consumption per capita*



5. INDICADORES / INDICATORS

TABLA 25. Intensidad energética por sector / Energy intensity by sector

	1997	1998	1999	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
E	737,3	723,1	732,5	700,0	727,8	1.438,2	1.488,2	1.460,6	1.571,1	1.813,9	2.069,0	2.176,8	2.214,3
VA (*)	116.714	119.945	117.180	112.268	119.057	143.386	150.267	152.530	154.319	158.327	159.176	159.721	157.308
I	6,32	6,03	6,25	6,24	6,11	10,03	9,90	9,58	10,18	11,46	13,00	13,63	14,08
E	835,5	891,1	919,8	832,3	748,2	1.032,8	1.089,8	1.116,1	1.183,4	1.192,1	1.233,9	1.270,3	1.314,4
VA (*)	23.811	24.507	25.150	24.866	21.576	29.509	30.318	32.337	32.085	32.019	28.853	26.533	28.229
I	35,09	36,36	36,57	33,47	34,68	35,00	35,95	34,52	36,88	37,23	42,77	47,88	46,56
E	190,8	201,8	187,2	200,0	207,4	291,6	293,4	305,4	310,9	305,4	299,3	312,7	304,3
VA (*)	232.969	246.521	242.586	241.637	232.787	316.082	333.314	348.525	373.860	389.676	396.366	407.551	421.571
I	0,82	0,82	0,77	0,83	0,89	0,92	0,88	0,88	0,83	0,78	0,76	0,77	0,72

Fuente / Source:

(*) Banco Central del Uruguay (BCU). Producto Interno Bruto por Industrias, Serie anual, precios constantes referencia 2005 por empalme.

(*) Central Bank of Uruguay (CBU). Gross Domestic Product by industries. Annual series and constant prices reference 2005 by merge.

Notas / Notes:

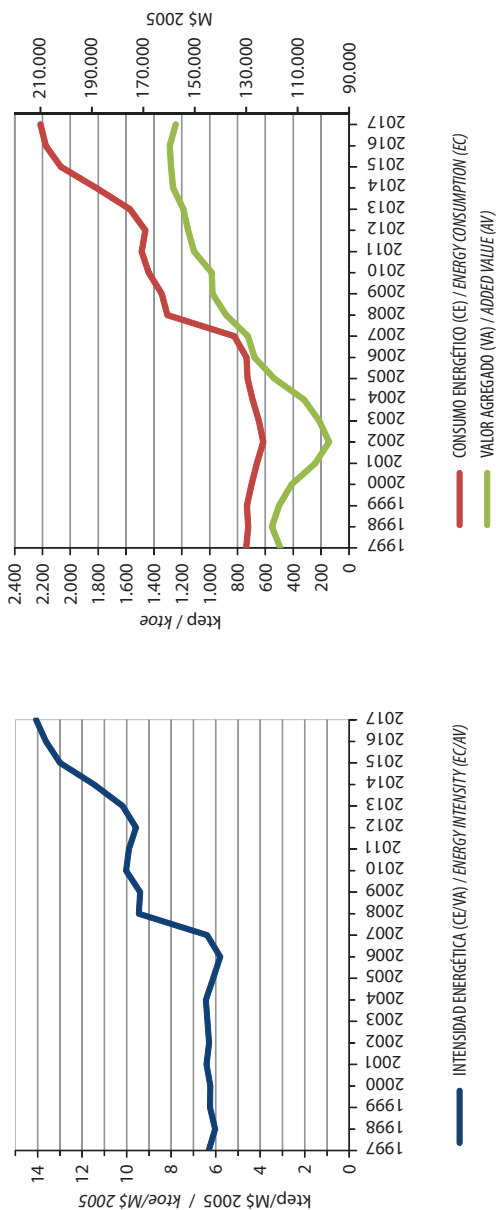
1) E: Energía (ktep); VA: Valor agregado (M\$ 2005); I=E/VA.

2) "MS 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

1) E: Energy (ktoe); VA: Added value-AV (M\$ 2005); I=E/VA.

2) "MS 2005" corresponds to Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

GRÁFICO 30. Intensidad energética del sector industria/agro/pesca/minería / Energy intensity of the industrial/agriculture/fishing/mining sector

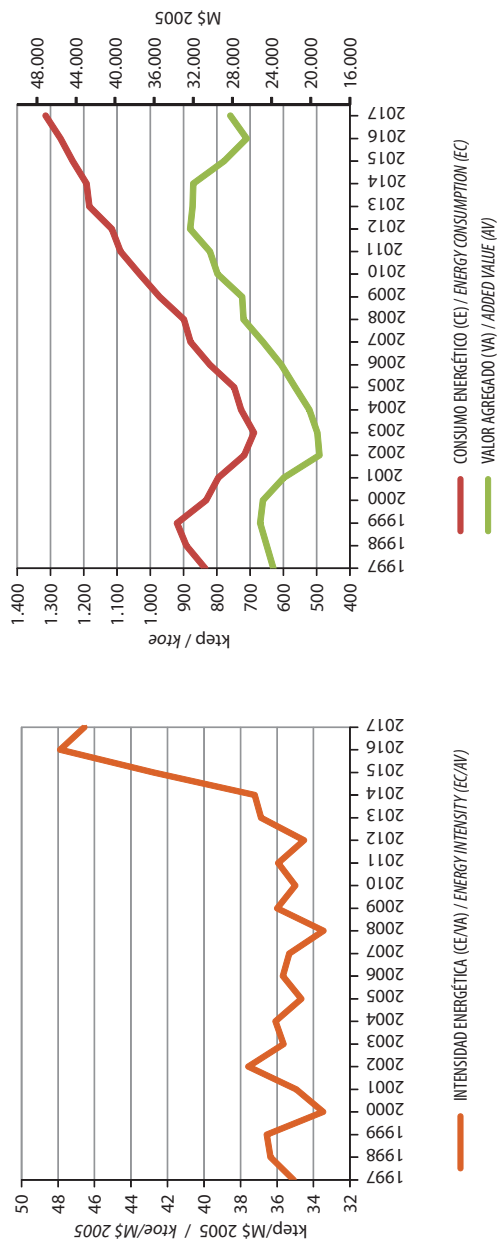


Nota / Note:

"M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

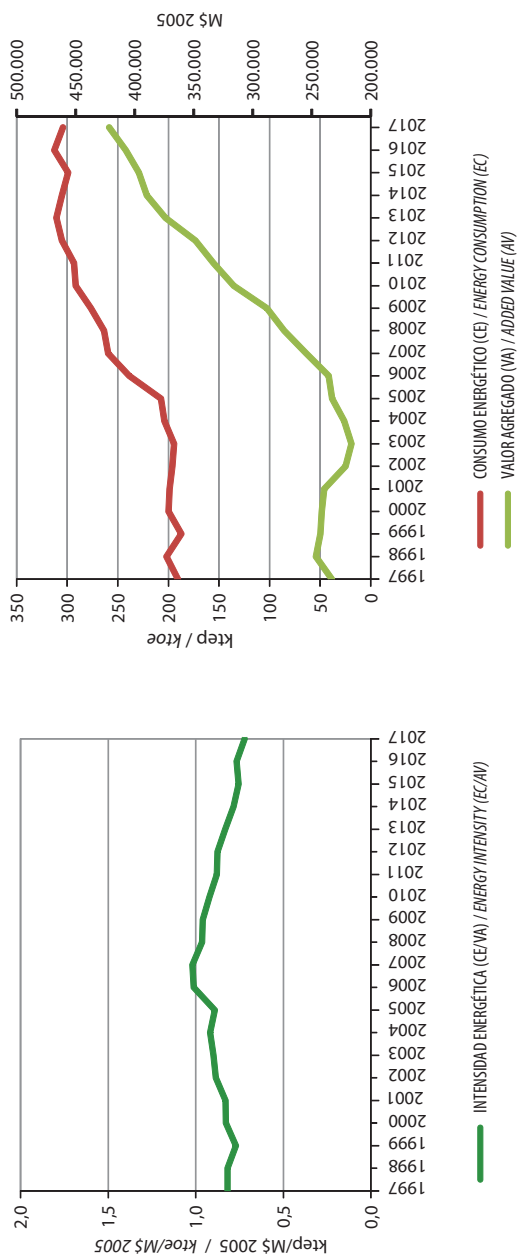
"M\$ 2005" corresponds to Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

GRÁFICO 31. Intensidad energética del sector transporte / Energy intensity of the transport sector



Nota / Note:
 "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.
 "M\$ 2005" corresponds to Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

GRÁFICO 32. Intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público / Energy intensity of the commercial/services/public sector



Nota / Note:
"M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.
"M\$ 2005" corresponds to Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

TABLA 26. Emisiones de CO₂ por PIB y per cápita / CO₂ emissions by GDP and per capita

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Emisiones CO ₂ totales (Gg) Total CO ₂ emissions (Gg)	3.641	4.445	5.166	5.159	5.964	7.239	8.199	7.046	6.199	6.356	6.305	5.838
PIB (M\$ 2005) ⁽¹⁾ GDP (M\$ 2005)			421.157	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	670.268	681.594	699.702
Emisiones CO₂ / PIB (t/M\$ 2005) CO₂ emissions/GDP (t/M\$ 2005)			12,3	12,1	10,5	12,1	13,3	10,9	9,3	9,5	9,3	8,3
Población (miles de habitantes) ⁽²⁾ Population (thousands of inhabitants)	3.106	3.218	3.349,2	3.352,4	3.396,7	3.412,6	3.426,5	3.440,2	3.453,7	3.467,1	3.480,2	3.493,2
Emisiones CO₂ per cápita (t/hab) CO₂ emissions per capita (t/inh)	1,2	1,4	1,5	1,5	1,8	2,1	2,4	2,0	1,8	1,8	1,8	1,7

Fuentes / Sources:

1) Banco Central del Uruguay (BCU). Producto Interno Bruto, Serie anual a precios constantes referencia 2005.

2) Instituto Nacional de Estadística (INE). Población total proyectada (revisión 2013).

1) Central Bank of Uruguay (CBU). Gross Domestic Product. Annual series at constant prices reference 2005.

2) National Statistics Institute (INE). Total projected population (revision 2013).

Notas / Notes:

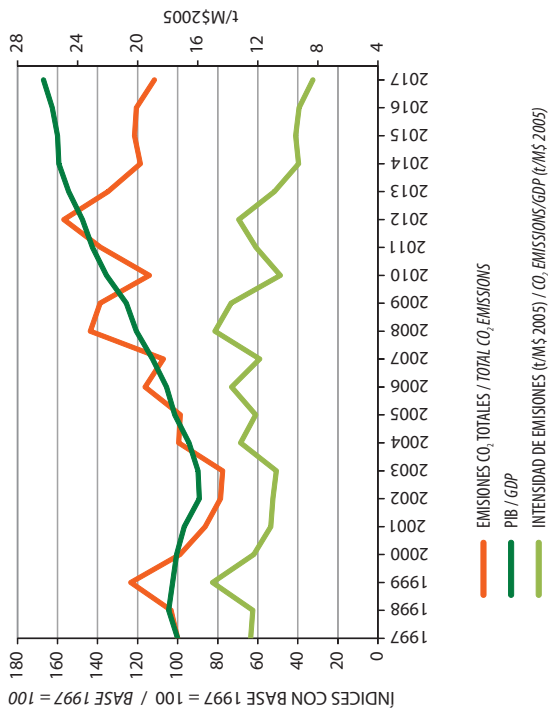
1) "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

2) La población total conibalizada según el censo 2011 fue de 3.286.314 habitantes. No se utiliza este valor en la serie para no generar saltos.

1) "M\$ 2005" corresponds to Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

2) The total population recorded according to the 2011 census was 3,286,314 inhabitants. This value is not used in the official record in order not to create gaps.

GRÁFICO 33. Emisiones CO₂ totales y PIB / Total CO₂ emissions and GDP



Nota / Note:
"M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.
"M\$ 2005" corresponds to Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

GRÁFICO 34. Emisiones CO₂ per cápita / CO₂ emissions per capita

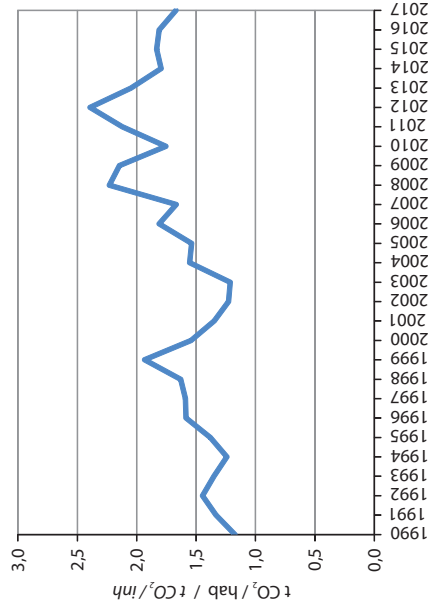


TABLA 27. Factor de emisión de CO₂ del sistema interconectado nacional (SIN) / CO₂ emission factor of the national interconnected system (SIN)

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Emisiones de CO ₂ por centrales eléctricas servicio público (Gg CO ₂) CO ₂ emissions from power plants for public service (Gg CO ₂)	298,7	318,1	429,3	795,0	872,2	2.043,8	2.925,2	1.448,5	544,5	700,0	340,6	183,3
Electricidad generada y entregada al S.I.N. (GWh) Electricity generated and supplied to the national grid (GWh)	7.358	6.236	7.547	7.641	9.903	9.535	9.729	10.729	11.728	12.128	12.274	12.726
Factor de Emisión del SIN (t CO₂/GWh) Grid emission factor (t CO₂/GWh)	41	51	57	104	88	214	301	135	46	58	28	14

Nota / Note:
Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006.
CO₂ emissions are calculated according to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

GRÁFICO 35. Factor de emisión de CO₂ del SIN / CO₂ emission factor of the SIN

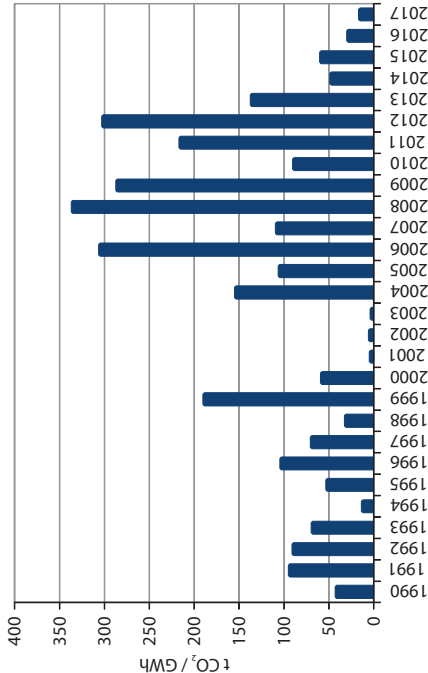
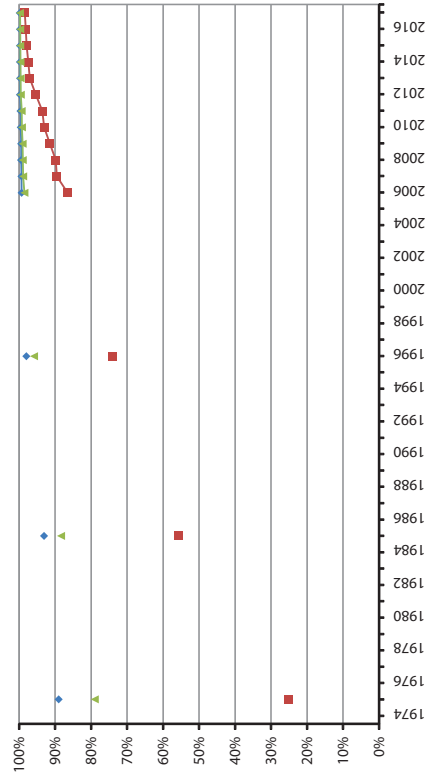


TABLA 28. Tasa de electrificación / Electrification rate

U=Urbano/Urban; R=Rural; T=TOTAL		1975	1985	1996	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Viviendas ocupadas (miles) Occupied households (thousands)	U	632,4	719,0	855,2	1.050,2	1.098,6	1.100,6	1.099,2	1.121,7	1.149,3	1.155,3	1.161,6	1.166,6
	R	117,5	104,1	83,6	67,7	56,2	56,1	56,3	61,5	63,4	63,8	64,1	64,5
	T	749,9	823,1	938,8	1.117,9	1.154,8	1.156,7	1.155,5	1.183,2	1.212,7	1.219,1	1.225,7	1.231,1
Viviendas ocupadas con electricidad (miles) Occupied households with electricity (thousands)	U	562,9	669,2	838,1	1.043,3	1.093,9	1.096,4	1.096,8	1.118,9	1.146,7	1.153,1	1.159,4	1.164,8
	R	29,5	58,0	61,9	58,6	52,3	52,5	53,7	59,7	61,8	62,5	62,9	63,5
	T	592,4	727,2	900,0	1.101,9	1.146,2	1.148,9	1.150,5	1.178,6	1.208,5	1.215,5	1.222,3	1.228,3
Tasa de electrificación (%) Electrification rate (%)	U	89,0%	93,1%	98,0%	99,3%	99,6%	99,6%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
	R	25,1%	55,7%	74,0%	86,6%	93,1%	93,6%	95,4%	97,0%	97,5%	97,9%	98,2%	98,4%
	T	79,0%	88,3%	95,9%	98,6%	99,3%	99,3%	99,6%	99,6%	99,7%	99,7%	99,7%	99,8%

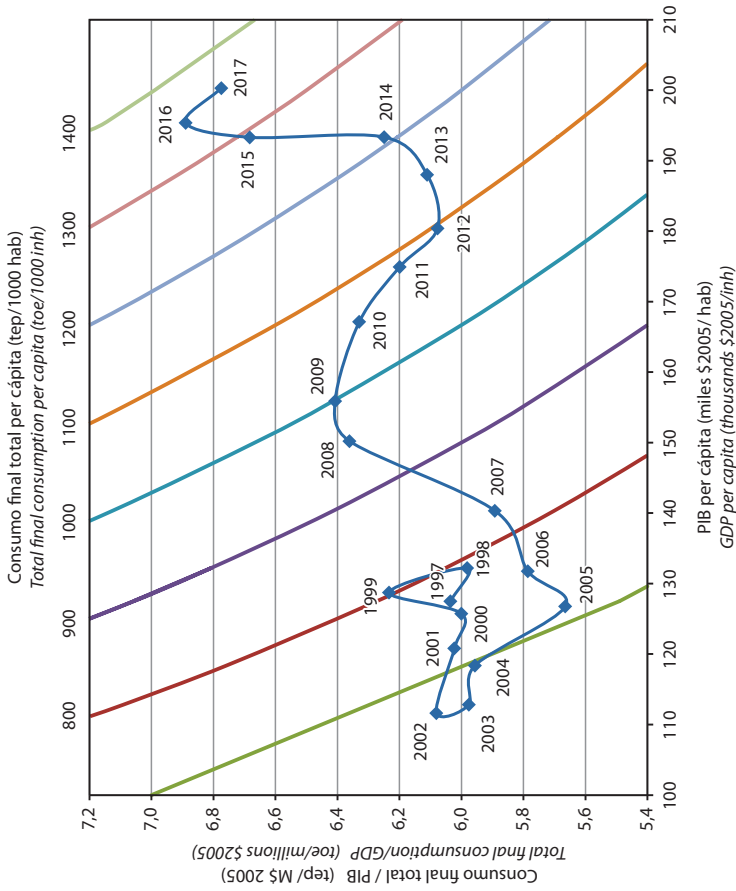
GRÁFICO 36. Tasa de electrificación / Electrification rate



Notas / Notes:

- 1) La información de los años 1975, 1985, 1996 y 2011 corresponde a Censos Nacionales de población y vivienda. Para el resto de los años, la información proviene de la Encuesta Continua de Hogares. (Fuente: INE, y estimaciones propias de DNE).
 - 2) Los datos del año 1975 corresponden a electrificación de UTE solamente.
 - 3) De 1975 a 1996 se trata de viviendas ocupadas con morador presente.
 - 4) De 2006 en adelante se incluyen grupos electrodomésticos propios y cargadores de baterías (solar, eólicos).
- 1) The information for 1975, 1985, 1996 and 2011 is taken from the national population and housing censuses. For the rest of the years, the information comes from the continuous household surveys.
(Source: INE and DNE's own estimates)
- 2) The data for 1975 correspond only to UTE's electrification rate.
- 3) From 1975 to 1996, these are housing units with dwellers present.
- 4) From 2006 onwards, own generators and battery chargers (solar, wind) are included.

GRÁFICO 37. Sendero energético / Energy path



Nota / Note:
"\$2005" corresponde a pesos a precios constantes de 2005.
"\$2005" corresponds to Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

**BALANCE
ENERGÉTICO**
2017
ENERGY BALANCE

ANEXO II. MATRICES
ANNEX II. MATRICES

Observaciones generales

Años 1965 a 2017

1) Se presentan las matrices para los años 1965, 1975, 1985, 1995, 2000 y desde el año 2005 de manera consecutiva. La serie completa de 53 años se encuentra disponible en el sitio web: www.miem.gub.uy/energia.

2) Los flujos energéticos se expresan en ktep (miles de toneladas equivalentes de petróleo)

$$1 \text{ ktep} = 1.000 \text{ tep}$$

$$1 \text{ tep} = 10.000.000 \text{ kcal}$$

3) A continuación, se detallan algunas aclaraciones para ciertas denominaciones de fuentes primarias y secundarias que se incluyen en las matrices:

- **Carbón mineral:** Incluye antracita, turba, alquitranes de hulla y brea.
- **Gas natural:** Los datos están considerados en condiciones estándar (1 atm y 15°C).
- **Hidroenergía:** Se considera equivalente teórico.
- **Solar:** Incluye energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.
- **Residuos de biomasa:** Incluye cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera.
- **Biomasa para producción de biocombustibles:** Incluye caña de azúcar, sorgo dulce, soja, girasol, canola, sebo, etc.
- **Gasolina automotora:** No incluye bioetanol, que se informa de manera separada. Las exportaciones corresponden a isomeratos, reformados y nafta petroquímica.
- **Gasoil:** No incluye biodiésel, que se informa de manera separada.
- **Coque de petróleo:** Incluye coque de petróleo calcinado, sin calcinar y coque de refinería. Hasta BEN2012 se denominaba “otros energéticos”.
- **No energético:** Incluye solventes, lubricantes, aceites y azufre líquido.
- **Coque de carbón:** Corresponde a coque de hulla.
- **Electricidad:** El consumo eléctrico asociado al transporte en los últimos años es muy pequeño y está incluido dentro de los sectores residencial y comercial/servicios/sector público.

4) Se adopta un formato de matriz común para todos los años. En algunos casos, existen fuentes energéticas y centros de transformación que no figuran por no corresponder al año particular que se esté informando.

Observaciones particulares

Años 1965 y 1975

- 5) **Gasolina automotora:** Incluye gasolinas automotoras y de aviación.
- 6) **Queroseno:** Incluye queroseno y turbocombustible.
- 7) **Gasoil:** Incluye gasoil y diésel oil.
- 8) **Queroseno, gasoil, fueloil y gas manufacturado:** Los consumos del sector comercial/servicios/sector público se encuentran incluidos en el sector residencial.

Año 2006

- 9) **Electricidad:** Se empiezan a considerar las pérdidas no técnicas en el consumo final. Las pérdidas sociales se incluyen en el sector residencial y el resto se distribuyen en proporción al consumo de electricidad de los distintos sectores.

Año 2008

- 10) **Residuos de biomasa:** Se agregan fuentes de energía: residuos forestales y de aserradero (aserrín, chips, etc.).
- 11) **Eólica:** Se incorpora la energía eólica utilizada por los aerogeneradores de gran porte conectados a la red.

Año 2010

- 12) **Biomasa para biocombustibles, Bioetanol y Biodiésel:** Se comienzan a informar los biocombustibles y la biomasa para su producción.

Años 2011 y 2012

- 13) **Propano y supergás:** Si bien existió producción de propano, no se comercializó como tal, sino como supergás.
- 14) **Producción de derivados de petróleo:** Desde setiembre 2011 hasta enero 2012 la refinería estuvo parada por mantenimiento.

Año 2013

- 15) **Productos no energéticos:** Con la puesta en marcha de la planta desulfurizadora, se incluye el azufre líquido como nuevo producto dentro de la denominación “no energético”.
- 16) **Electricidad:** No hubo importación durante 2013.
- 17) **Búnker internacional:** Para las fuentes secundarias, se comienza a informar las ventas a búnker internacional de manera separada a las exportaciones. Hasta el año 2012 inclusive este ítem está incluido bajo la denominación “exportación”.
- 18) **Consumo final energético:** Se comienza a informar el consumo final energético con

una mayor desagregación por sector. Para aquellos consumos sectoriales menores a 1 ktep no se informa la apertura por ser valores muy pequeños, salvo en aquellos casos que corresponda a un solo subsector. Para otros casos, tampoco se realiza la apertura por corresponder una sola empresa por sector o por no disponer de información adecuada para su clasificación.

Año 2014

19) Solar: Se comienza a informar la energía solar fotovoltaica y solar térmica en la matriz de resultados.

20) Electricidad: No hubo importación durante 2014.

Año 2015

21) Centrales eléctricas de servicio público y de autoproducción: Se comienza a informar la apertura por tipo de fuente energética. Se completa la serie desde el año 2010, la cual se encuentra disponible en el sitio web: www.miem.gub.uy/energia.

22) Electricidad: No hubo importación durante 2015. Se registró un intercambio de energía con Argentina, correspondiente a “energía de devolución”.

Año 2016

23) Electricidad: No hubo importación 2016. Existió intercambio con Argentina considerado “energía de devolución” y pruebas de ensayo con la nueva interconexión con Brasil.

24) Gasolina aviación y turbocombustible: Se comienza a cuantificar el consumo de combustibles de aviación en actividades aeroagrícolas. Hasta el año 2015 inclusive dicho consumo está incluido en el sector transporte.

Año 2017

25) Producción de derivados de petróleo: La refinería estuvo parada gran parte del año 2017 por mantenimiento programado de sus unidades (entre febrero y setiembre).

26) Fueloil: El consumo en centrales eléctricas de autoproducción y la electricidad generada asociada, se informan en conjunto con las centrales eléctricas de servicio público, por secreto estadístico.

27) Electricidad: No hubo importación durante 2017. Se registró un intercambio de energía eléctrica con Brasil sin costo asociado.

ANNEX II. MATRICES

General comments

1965 to 2017

1) The matrices for 1965, 1975, 1985, 1995, and 2000 and since 2005 are consecutively presented. The complete 53-year series is available on www.miem.gub.uy/energia.

2) Energy flows are expressed in ktoe (kilotonnes of oil equivalent).

$$1 \text{ ktoe} = 1,000 \text{ toe}$$

$$1 \text{ toe} = 10,000,000 \text{ kcal}$$

3) There follows additional information about the denomination of some primary and secondary sources included in the matrices.

- **Coal:** It includes anthracite, peat, soft coal tar and pitch.
- **Natural gas:** The data are considered under standard conditions (1 atm and 15°C).
- **Hydropower:** The theoretical equivalent is considered.
- **Solar energy:** It includes photovoltaic solar energy and solar thermal energy.
- **Biomass waste:** It includes rice and sunflower husk, sugar cane bagasse, black liquor, odorous gases, methanol, barley husk and timber industry's waste.
- **Biomass for biofuels production:** It includes sugar cane, sweet sorghum, soy, sunflower, canola, fat, etc.
- **Motor gasoline:** Bioethanol is not included. It is informed separately. Exports correspond to isomerate, reformat and petrochemical naphtha.
- **Gas oil:** Biodiesel is not included. It is informed separately.
- **Petroleum coke:** It includes scorched and non-scorched petroleum coke, and refinery coke. Until BEN 2012, it was referred to as "other energy products".
- **Non-energy products:** It includes solvents, lubricants, oils and liquid sulfur.
- **Coke of coal:** It corresponds to coke of soft coal.
- **Electricity:** Electric consumption related to transport over the last few years is very low, and included in the residential and commercial/services/public sectors.

4) A common matrix format is adopted for all years. In some cases, energy sources and transformation plants are not recorded since they do not correspond to the year being reported.

Special comments

1965 and 1975

5) **Motor gasoline:** It includes motor gasolines and aviation gasoline.

6) **Kerosene:** It includes kerosene and jet fuel.

7) **Gas oil:** It includes gas oil and diesel oil.

8) The commercial/services/public sector's consumption of kerosene, gas oil, fuel oil and manufactured gas is included in the residential sector.

2006

9) **Electricity:** Non-technical losses began to be considered in the final consumption. Social losses are included in the residential sector and the rest are distributed proportionally according to the electricity consumption of the different sectors.

2008

10) **Biomass waste:** Energy sources are added: forestry and sawmill waste (sawdust, chips, etc.)

11) **Wind energy:** Wind energy used by the large windmills connected to the network is included.

2010

12) **Biomass for biofuels, bioethanol and biodiesel:** Biofuels and biomass for production began to be reported.

2011 and 2012

13) Although there was propane production, it was not commercialized as such but as LP gas.

14) From September 2011 to January 2012, the refinery was in maintenance shutdown.

2013

15) Liquid sulfur was included as a new product with the start-up of the desulfurization plant under "non-energy products".

16) No electricity was imported during 2013.

17) For secondary sources, sales to international bunkers began to be reported separated from export activities. Until and including 2012, this item was included under "exports".

18) The final energy consumption began to be reported with a wider breakdown of sectors. Sector consumptions lower than 1 ktoe are not reported, since they represent marginal values, except when they correspond only to one subsector. In other cases, data are not disaggregated if they correspond only to one company by sector or if there is no adequate information for their classification.

2014

19) **Solar energy:** Photovoltaic solar energy and solar thermal energy began to be reported in the matrix of results.

20) No electricity was imported during 2014.

2015

21) Information by energy source type for power plants for public service and for auto-production plants began to be reported separately. The series from 2010 is completed and available on www.miem.gub.uy/energia.

22) No electricity was imported during 2015. An energy exchange with Argentina was recorded, which corresponds to “return of energy”.

2016

23) No electricity was imported during 2016. There was an exchange with Argentina considered a “return of energy” and trial tests with the new interconnection with Brazil.

24) **Aviation gasoline and jet fuel:** Consumption of fuels by agricultural aircrafts is now quantified. Until and including 2015, this consumption was included in the transport sector.

2017

25) The refinery was shut down for most of the year because of scheduled maintenance of its units (between February and September).

26) The consumption of fuel oil in autoproduction power plants and associated electricity generated are reported jointly with the power plants for public service because of statistical confidentiality.

27) No electricity was imported. There was an exchange of electricity with Brazil without associated costs.

1965 (ktep)	energía primaria							
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	supergás	gasolina automot.
producción			60,2	357,2	24,0	441,4		
importación	1.712,9	32,6				1.745,5		
exportación								
pérdidas	-41,7					-41,7		
variación inventario	-53,5	-1,0				-54,5		
no utilizada					-8,5	-8,5		
ajustes	-9,9					-9,9		
OFERTA	1.607,8	31,6	60,2	357,2	15,5	2.072,3		
refinerías	-1.607,8					-1.607,8	21,1	290,7
centrales eléctricas servicio público			-60,2			-60,2		
centrales eléctricas autoproducción					-0,4	-0,4		
carboneras				-1,4		-1,4		
plantas de gas		-26,5				-26,5		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.607,8	-26,5	-60,2	-1,4	-0,4	-1.696,3	21,1	290,7
producción							21,1	290,7
importación								16,5
exportación								-1,6
pérdidas								-0,8
variación inventario							-0,4	-0,8
no utilizada							-0,1	
ajustes							0,1	-0,1
OFERTA							20,7	303,9
OFERTA BRUTA	1.649,4	31,6	60,2	357,2	24,0	2.122,4	20,8	304,7
CONSUMO NETO TOTAL		5,1		355,8	15,1	376,0	20,7	303,9
consumo propio								
CONSUMO FINAL TOTAL		5,1		355,8	15,1	376,0	20,7	303,9
consumo final no energético								
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		5,1		355,8	15,1	376,0	20,7	303,9
residencial				296,5		296,5	20,1	
comercial/servicios/sector público				24,2		24,2		
transporte								260,5
industrial		5,1		35,1	15,1	55,3	0,6	5,6
agro/pesca/minería								34,0
no identificado								3,8

<i>energía secundaria</i>										pérdidas transformación	total
queroseno	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manufacturado	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
										total	
177,9	301,2	683,2	7,5	18,6	7,3					1.507,5	-100,3
	-32,7	-280,1							141,8	-171,0	-231,2
	-4,6	-21,0							5,7	-19,9	-20,3
								0,7		0,7	-0,7
						11,2	10,2			21,4	-5,1
177,9	263,9	392,1	7,5	18,6	7,3	11,2	10,2	0,7	147,5	1.348,7	-347,6
177,9	301,2	683,2	7,5	18,6	7,3	11,2	10,2	0,7	147,5	1.677,1	
6,1	8,8	111,1		13,6			2,2		0,1	158,4	
-4,1	-24,3	-71,5							-0,1	-101,6	
-0,5	-0,8	-1,9		0,0		-1,1			-21,9	-27,0	
-0,9	-5,8	26,9		0,8			1,3			21,1	
			-7,5		-1,1					-8,7	
7,6	0,4	-5,8		0,1			0,2			2,5	
186,1	279,5	742,0	0,0	33,1	6,2	10,1	13,9	0,7	125,6	1.721,8	
186,6	280,3	743,9	7,5	33,1	7,3	11,2	13,9	0,7	147,5	1.757,5	2.202,9
186,1	242,3	441,0		33,1	6,2	10,1	13,9	0,7	125,6	1.383,6	1.759,6
		29,9			6,2	0,0	1,4		7,1	44,6	44,6
186,1	242,3	411,1		33,1		10,1	12,5	0,7	118,5	1.339,0	1.715,0
				33,1				0,7		33,8	33,8
186,1	242,3	411,1				10,1	12,5		118,5	1.305,2	1.681,2
150,2	13,5	8,9				9,5			53,1	255,3	551,8
									13,4	13,4	37,6
3,4	175,3	77,5							2,1	518,8	518,8
7,0	7,3	324,7				0,6	12,5		49,9	408,2	463,5
22,0	46,2									102,2	102,2
3,5										7,3	7,3

1975 (ktep)	energía primaria						super gás		gasolina automot.
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total			
producción			113,7	391,4	44,4	549,5			
importación	1.870,8	25,9				1.896,7			
exportación									
pérdidas	-41,7					-41,7			
variación inventario	-10,1	-3,5				-13,6			
no utilizada					-12,4	-12,4			
ajustes	49,2	0,3				49,5			
OFERTA	1.868,2	22,7	113,7	391,4	32,0	2.428,0			
refinerías	-1.868,2					-1.868,2	29,5	294,7	
centrales eléctricas servicio público			-113,7			-113,7			
centrales eléctricas autoproducción					-4,8	-4,8			
carboneras				-2,0		-2,0			
plantas de gas		-21,5				-21,5			
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.868,2	-21,5	-113,7	-2,0	-4,8	-2.010,2	29,5	294,7	
producción							29,5	294,7	
importación							11,3	6,2	
exportación								-88,0	
pérdidas								-1,5	
variación inventario							-0,1	12,6	
no utilizada							-0,1		
ajustes							0,8	5,5	
OFERTA							41,4	229,5	
OFERTA BRUTA	1.909,9	22,7	113,7	391,4	44,4	2.482,1	41,5	231,0	
CONSUMO NETO TOTAL		1,2		389,4	27,2	417,8	41,4	229,5	
consumo propio									
CONSUMO FINAL TOTAL		1,2		389,4	27,2	417,8	41,4	229,5	
consumo final no energético									
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,2		389,4	27,2	417,8	41,4	229,5	
residencial				311,1		311,1	40,2		
comercial/servicios/sector público				25,4		25,4			
transporte								206,4	
industrial		1,2		52,9	27,2	81,3	1,2	4,5	
agro/pesca/minería								11,5	
no identificado								7,1	

<i>energía secundaria</i>										pérdidas transformación	total
queroseno	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manufacturado	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
										total	
201,0	429,1	756,5	8,5	38,6	20,0					1.777,9	-90,3
	-29,7	-309,0							204,1	-134,6	-248,3
	-9,8	-31,8							9,1	-32,5	-37,3
								1,0		1,0	-1,0
		-1,9				9,2	5,7			13,0	-8,5
201,0	389,6	413,8	8,5	38,6	20,0	9,2	5,7	1,0	213,2	1.624,8	-385,4
201,0	429,1	756,5	8,5	38,6	20,0	9,2	5,7	1,0	213,2	2.007,0	
		66,0		19,0			2,8		2,0	107,3	
-13,9	-17,6	-42,1							-0,1	-161,7	
-1,2	-1,2	-0,2		-0,3		-1,3			-32,6	-38,3	
-8,5	-9,8	20,3		-1,4			0,3			13,4	
			-8,5		-3,0					-11,6	
-5,8	-12,0	-10,7		0,6	0,1					-21,5	
171,6	388,5	789,8	0,0	56,5	17,1	7,9	8,8	1,0	182,5	1.894,6	
172,8	389,7	790,0	8,5	56,8	20,1	9,2	8,8	1,0	215,1	1.944,5	2.419,6
171,6	349,0	447,1		56,5	17,1	7,9	8,8	1,0	182,5	1.512,4	1.930,2
		29,4			17,1	0,0			8,8	55,3	55,3
171,6	349,0	417,7		56,5		7,9	8,8	1,0	173,7	1.457,1	1.874,9
				56,5				1,0		57,5	57,5
171,6	349,0	417,7				7,9	8,8		173,7	1.399,6	1.817,4
155,1	11,3	6,4				7,1			74,8	294,9	606,0
									28,6	28,6	54,0
6,4	272,2	56,0							1,5	542,5	542,5
6,0	6,3	355,3				0,8	8,8		68,8	451,7	533,0
4,1	59,2									74,8	74,8
										7,1	7,1

1985 (ktep)	energía primaria							
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	supergás	gasolina automot.
producción			546,3	503,4	75,3	1.125,0		
importación	1.117,8	0,3				1.118,1		
exportación								
pérdidas								
variación inventario	7,6	0,0				7,6		
no utilizada			-166,5		-19,1	-185,6		
ajustes								
OFERTA	1.125,4	0,3	379,8	503,4	56,2	2.065,1		
refinerías	-1.125,4					-1.125,4	52,4	187,6
centrales eléctricas servicio público			-379,8			-379,8		
centrales eléctricas autoproducción				-5,0	-10,0	-15,0		
carboneras				-4,1		-4,1		
plantas de gas								
coquerías								
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.125,4		-379,8	-9,1	-10,0	-1.524,3	52,4	187,6
producción							52,4	187,6
importación								
exportación								
pérdidas								-1,3
variación inventario							2,2	4,4
no utilizada							-4,7	
ajustes							-0,1	
OFERTA							49,8	190,7
OFERTA BRUTA	1.125,4	0,3	546,3	503,4	75,3	2.250,7	54,5	192,0
CONSUMO NETO TOTAL		0,3		494,3	46,2	540,8	49,8	190,7
consumo propio								
CONSUMO FINAL TOTAL		0,3		494,3	46,2	540,8	49,8	190,7
consumo final no energético								
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,3		494,3	46,2	540,8	49,8	190,7
residencial				354,3		354,3	47,9	
comercial/servicios/sector público				3,8		3,8		
transporte								182,0
industrial		0,3		136,2	46,2	182,7	1,9	1,0
agro/pesca/minería								6,3
no identificado								1,4

<i>energía secundaria</i>														pérdidas transformación	total
nafta liviana	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manufacturado	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
													total		
11,1	1,1	50,2	22,0	34,0	366,6	279,1	7,6	29,3	15,8					1.056,8	-68,6
				-0,1	-4,0	-27,5							342,5	310,9	-68,9
				-0,6	-0,4	-15,1							6,8	-9,3	-24,3
												2,3		2,3	-1,8
-13,7										9,4				-4,3	-4,3
							-0,8				0,5			-0,3	-0,3
-2,6	1,1	50,2	22,0	33,3	362,2	236,5	6,8	29,3	15,8	9,4	0,5	2,3	349,3	1.356,1	-168,2
11,1	1,1	50,2	22,0	34,0	366,6	279,1	7,6	29,3	15,8	9,4	0,5	2,3	349,3	1.418,3	
	2,0					37,5	0,8	9,9			0,4			50,6	
			-14,8	-23,7	-24,7	-59,0							-11,8	-134,0	
0,0	-0,2	-0,4	-0,2	-0,2	-1,5	-0,8		-0,2		-0,2			-60,4	-65,4	
2,6	0,6	7,3	0,6	0,2	45,2	25,9	0,0	3,9			0,0			92,9	
							-7,6		-3,2					-15,5	
			-0,1		-0,1									-0,3	
13,7	3,5	57,1	7,5	10,3	385,5	282,7	0,8	42,9	12,6	9,2	0,9	2,3	277,1	1.346,6	
13,7	3,7	57,5	7,7	10,5	387,0	283,5	8,4	43,1	15,8	9,4	0,9	2,3	337,5	1.427,5	2.259,9
	3,5	57,1	7,5	9,6	381,1	240,1		42,9	12,6	9,2	0,9	2,3	277,1	1.284,4	1.825,2
						28,2			12,6	0,0			6,0	46,8	46,8
	3,5	57,1	7,5	9,6	381,1	211,9		42,9		9,2	0,9	2,3	271,1	1.237,6	1.778,4
								42,9				0,8		43,7	43,7
	3,5	57,1	7,5	9,6	381,1	211,9				9,2	0,9	1,5	271,1	1.193,9	1.734,7
		56,2		2,5	4,3	10,7				5,0		0,3	121,4	248,3	602,6
		0,6			14,9	11,8				3,2			50,2	80,7	84,5
	3,5		7,5	5,0	210,1	33,9							1,5	443,5	443,5
		0,3		2,1	7,5	155,5				1,0	0,9	1,2	98,0	269,4	452,1
					143,0									149,3	149,3
						1,3								2,7	2,7

1995 (ktep)	energía primaria						supergás gasolina automot.	
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total		
producción			624,7	461,8	84,5	1.171,0		
importación	1.500,8	0,3				1.501,1		
exportación								
pérdidas								
variación inventario	-128,5					-128,5		
no utilizada			-28,3		-36,5	-64,8		
ajustes								
OFERTA	1.372,3	0,3	596,4	461,8	48,0	2.478,8		
refinerías	-1.372,3					-1.372,3	46,8	283,7
centrales eléctricas servicio público			-596,4			-596,4		
centrales eléctricas autoproducción				-5,0	-1,8	-6,8		
carboneras				-2,6		-2,6		
plantas de gas								
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.372,3		-596,4	-7,6	-1,8	-1.978,1	46,8	283,7
producción							46,8	283,7
importación							47,9	97,6
exportación								-49,6
pérdidas							-0,5	-1,0
variación inventario							1,1	3,7
no utilizada							-1,4	
ajustes								
OFERTA							93,9	334,4
OFERTA BRUTA	1.372,3	0,3	624,7	461,8	84,5	2.543,6	95,8	335,4
CONSUMO NETO TOTAL		0,3		454,2	46,2	500,7	93,9	334,4
consumo propio							0,5	
CONSUMO FINAL TOTAL		0,3		454,2	46,2	500,7	93,4	334,4
consumo final no energético		0,0			0,2	0,2		0,2
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,3		454,2	46,0	500,5	93,4	334,2
residencial				301,7		301,7	91,5	
comercial/servicios/sector público				3,1		3,1	0,3	
transporte								320,6
industrial		0,3		149,4	46,0	195,7	1,6	0,2
agro/pesca/minería								10,7
no identificado								2,7

energía secundaria														pérdidas transformación	total
nafta liviana	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manufacturado	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
18,2	0,0	31,6	25,4	18,4	404,3	446,8	14,1	31,5	13,0					1.333,8	-38,5
					-14,3	-84,5							536,3	437,5	-158,9
				0,0	-0,3	-7,0							6,0	-1,3	-8,1
												1,5		1,5	-1,1
-16,9										12,2				-4,7	-4,7
1,3	0,0	31,6	25,4	18,4	389,7	355,3	14,1	31,5	13,0	12,2		1,5	542,3	1.766,8	-211,3
18,2	0,0	31,6	25,4	18,4	404,3	446,8	14,1	31,5	13,0	12,2		1,5	542,3	1.889,8	
	4,3	3,2	7,4	1,8	330,4	92,2	0,8	25,7			0,2	0,4	16,2	628,1	
	-0,3		-19,9	-9,4	-99,7	-271,8		-0,4					-20,0	-471,1	
-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,7	-0,7		-0,1		-2,0			-100,9	-106,3	
-1,2	-0,8	0,8	-0,8	-1,1	-12,4	40,1		-1,6						27,8	
									-0,0					-1,4	
													-0,1	-0,1	
16,9	3,2	35,5	12,0	9,6	621,9	306,6	14,9	55,1	13,0	10,2	0,2	1,9	437,5	1.966,8	
17,0	3,2	35,6	12,1	9,7	622,6	307,3	14,9	55,2	13,0	12,2	0,2	1,9	538,4	2.074,5	2.728,3
	3,2	35,5	12,0	9,6	607,3	215,1	14,9	55,1	13,0	10,2	0,2	1,9	437,5	1.843,8	2.344,5
		0,0		2,8	0,8	42,6	14,1	0,0	13,0	0,0			7,7	81,5	81,5
	3,2	35,5	12,0	6,8	606,5	172,5	0,8	55,1		10,2	0,2	1,9	429,8	1.762,3	2.263,0
		0,4			0,2			55,1			0,0	0,0		55,9	56,1
	3,2	35,1	12,0	6,8	606,3	172,5	0,8			10,2	0,2	1,9	429,8	1.706,4	2.206,9
		33,4		2,8	6,7	24,1				5,4		1,3	199,2	364,4	666,1
		0,3		0,9	31,9	6,2				3,4			114,7	157,7	160,8
	3,2		12,0	0,6	387,5	0,8								724,7	724,7
		1,4		2,5	7,1	141,4	0,8			1,4	0,2	0,6	112,6	269,8	465,5
				0,0	168,5								3,3	182,5	182,5
					4,6									7,3	7,3

2000 (ktep)	energía primaria								
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	supergás	propano
producción				907,7	403,5	94,8	1.406,0		
importación	2.055,9	0,4	30,6				2.086,9		
exportación									
pérdidas	-5,3						-5,3		
variación inventario	112,9						112,9		
no utilizada				-219,4		-57,0	-276,4		
ajustes	0,1						0,1		
OFERTA	2.163,6	0,4	30,6	688,3	403,5	37,8	3.324,2		
refinerías	-2.163,6						-2.163,6	83,4	9,1
centrales eléctricas servicio público				-688,3			-688,3		
centrales eléctricas autoproducción					-0,8	-2,7	-3,5		
carboneras					-1,3		-1,3		
plantas de gas									-3,7
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.163,6			-688,3	-2,1	-2,7	-2.856,7	83,4	5,4
producción								83,4	9,1
importación								30,4	11,2
exportación									
búnker internacional									
pérdidas								-1,2	-0,8
variación inventario								2,0	0,1
no utilizada									
ajustes								-0,1	
OFERTA								114,5	19,6
OFERTA BRUTA	2.168,9	0,4	30,6	907,7	403,5	94,8	3.605,9	115,7	20,4
CONSUMO NETO TOTAL		0,4	30,6		401,4	35,1	467,5	114,5	15,9
consumo propio			0,4				0,4	0,6	0,0
CONSUMO FINAL TOTAL		0,4	30,2		401,4	35,1	467,1	113,9	15,9
consumo final no energético		0,0				0,1	0,1	0,0	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,4	30,2		401,4	35,0	467,0	113,9	15,9
residencial			0,1		301,7		301,8	112,4	2,6
comercial/servicios/sector público			0,0		3,1		3,1	0,2	1,7
transporte									
industrial		0,4	30,1		96,6	35,0	162,1	1,3	11,6
agro/pesca/minería									
no identificado									

energía secundaria															pérdidas transformación	total
gasolina automot.	nafta liviana	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manufacturado	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
															total	
342,9	18,1	0,2	29,4	74,3	20,0	616,3	602,2	16,9	84,6	38,3					1.935,7	-227,9
					0,0	-15,9	-117,3							649,0	515,8	-172,5
						-0,3	-2,3							3,6	1,0	-2,5
													0,7		0,7	-0,6
	-13,1										12,2				-4,6	-4,6
342,9	5,0	0,2	29,4	74,3	20,0	600,1	482,6	16,9	84,6	38,3	12,2		0,7	652,6	2.448,6	-408,1
342,9	18,1	0,2	29,4	74,3	20,0	616,3	602,2	16,9	84,6	38,3	12,2		0,7	652,6	2.601,2	
		3,9				229,0		0,2	9,2			0,1	0,9	114,2	399,1	
-9,0			-6,6	-72,1	-13,8	-94,5	-201,8		-31,2					-81,0	-510,0	
-2,3		-0,2			-0,4	-1,7	-1,0				-1,3			-120,9	-129,8	
-11,5	-5,0	-0,6	-0,4	2,5	-1,9	-0,1	-29,0		4,3						-39,6	
						0,1					-0,1			-3,6	-3,7	
320,1	13,1	3,3	22,4	4,7	3,9	749,1	370,4	17,1	66,9	38,3	10,8	0,1	1,6	561,3	2.317,2	
322,4	13,1	3,5	22,4	4,7	4,3	750,8	371,4	17,1	66,9	38,3	12,1	0,1	1,6	682,2	2.447,0	3.451,7
320,1		3,3	22,4	4,7	3,9	732,9	250,8	17,1	66,9	38,3	10,8	0,1	1,6	561,3	2.164,6	2.632,1
0,0			0,0		0,0	1,2	38,4	16,9	0,0	38,3	0,0			9,1	104,5	104,9
320,1		3,3	22,4	4,7	3,9	731,7	212,4	0,2	66,9		10,8	0,1	1,6	552,2	2.060,1	2.527,2
0,3			0,4			0,1			66,9						67,7	67,8
319,8		3,3	22,0	4,7	3,9	731,6	212,4	0,2			10,8	0,1	1,6	552,2	1.992,4	2.459,4
			20,4		2,3	3,1	25,3				6,4		1,3	248,9	422,7	724,5
			0,2		0,9	31,3	10,3				3,5			148,8	196,9	200,0
306,5		3,3		4,7	0,0	517,5	0,3								832,3	832,3
0,2			1,4		0,7	7,3	176,5	0,2			0,9	0,1	0,3	137,1	337,6	499,7
10,5						172,4								17,4	200,3	200,3
2,6															2,6	2,6

2005 (ktep)	energía primaria								
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	supergás	propano
producción				831,7	444,7	101,6	1.378,0		
importación	2.066,7	0,9	89,3				2.156,9		
exportación									
pérdidas			-10,9				-10,9		
variación inventario	100,7						100,7		
no utilizada				-184,5		-58,0	-242,5		
ajustes									
OFERTA	2.167,4	0,9	78,4	647,2	444,7	43,6	3.382,2		
refinerías	-2.167,4						-2.167,4	89,2	10,2
centrales eléctricas servicio público				-647,2			-647,2		
centrales eléctricas autoproducción			-0,6		-0,8	-2,0	-3,4		
plantas de gas									
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.167,4		-0,6	-647,2	-0,8	-2,0	-2.818,0	89,2	10,2
producción								89,2	10,2
importación								0,1	2,4
exportación								-2,0	-4,8
pérdidas									-0,2
variación inventario								2,0	-0,3
no utilizada									
ajustes								0,1	-0,1
OFERTA								89,4	7,2
OFERTA BRUTA	2.167,4	0,9	89,3	831,7	444,7	101,6	3.635,6	89,4	7,4
CONSUMO NETO TOTAL		0,9	77,8		443,9	41,6	564,2	89,4	7,2
consumo propio			4,3				4,3		
CONSUMO FINAL TOTAL		0,9	73,5		443,9	41,6	559,9	89,4	7,2
consumo final no energético		0,0				0,1	0,1	0,0	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,9	73,5		443,9	41,5	559,8	89,4	7,2
residencial			11,8		301,7		313,5	88,1	0,6
comercial/servicios/sector público			10,1		3,1		13,2	0,2	2,6
transporte									
industrial		0,9	51,6		139,1	41,5	233,1	1,1	4,0
agro/pesca/minería									
no identificado									

energía secundaria															pérdidas transformación	total
gasolina automot.	nafta liviana	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manufacturado	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
469,4		0,2	9,2	42,7	16,4	809,5	486,8	29,7	12,6	72,6					2.048,5	-118,9
						-84,0	-165,0							657,1	408,1	-239,1
						-0,3	-0,3							3,6	3,0	-0,4
-0,1											0,0				-0,1	-0,1
469,4	-0,1	0,2	9,2	42,7	16,4	725,2	321,5	29,7	12,6	72,6	0,0			660,7	2.459,5	-358,5
469,4		0,2	9,2	42,7	16,4	809,5	486,8	29,7	12,6	72,6	0,0			660,7	2.709,2	
76,1		2,0				139,6	100,5	0,6	44,1			1,0	0,6	136,3	503,3	
-311,0				-42,2	-13,1	-126,7	-264,8		-0,6				0,0	-72,3	-837,5	
-0,7	0,0	0,0		0,0			-1,7		-0,6					-154,1	-157,3	
-9,6	0,1	0,0	-0,4	1,0	-1,9	-3,4	15,4	23,1	-1,3						24,7	
				-0,1										-0,4	-0,5	
224,2	0,1	2,2	8,8	1,4	1,4	819,0	336,2	53,4	54,2	72,6	0,0	1,0	0,6	570,2	2.241,9	
224,9	0,1	2,2	8,8	1,4	1,4	819,0	337,9	53,4	54,8	72,6	0,0	1,0	0,6	724,3	2.399,2	3.325,6
224,2		2,2	8,8	1,4	1,4	734,7	170,9	53,4	54,2	72,6	0,0	1,0	0,6	570,2	1.992,2	2.556,4
0,0			0,0			1,3	27,3	29,7		72,6				13,5	144,4	148,7
224,2		2,2	8,8	1,4	1,4	733,4	143,6	23,7	54,2		0,0	1,0	0,6	556,7	1.847,8	2.407,7
0,2			0,4			0,2			54,2			0,1			55,1	55,2
224,0		2,2	8,4	1,4	1,4	733,2	143,6	23,7			0,0	0,9	0,6	556,7	1.792,7	2.352,5
			7,4		0,8	0,1	24,6				0,0		0,6	231,6	353,8	667,3
			0,1		0,3	25,1	7,3				0,0			158,6	194,2	207,4
214,6		2,2		1,4	0,1	529,9									748,2	748,2
0,2			0,9		0,2	8,0	111,7	23,7			0,0	0,9		146,1	296,8	529,9
7,4						170,1								20,4	197,9	197,9
1,8															1,8	1,8

2006 (ktep)	energía primaria								
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	supergás	propano
producción				341,3	497,8	110,1	949,2		
importación	1.869,6	1,2	102,4				1.973,2		
exportación		0,0							
pérdidas	-0,9		-11,9				-12,8		
variación inventario	53,5						53,5		
no utilizada				-1,3		-58,4	-59,7		
ajustes									
OFERTA	1.922,2	1,2	90,5	340,0	497,8	51,7	2.903,4		
refinerías	-1.922,2						-1.922,2	75,8	8,9
centrales eléctricas servicio público				-340,0			-340,0		
centrales eléctricas autoproducción			-0,7		-1,1	-2,5	-4,3		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.922,2		-0,7	-340,0	-1,1	-2,5	-2.266,5	75,8	8,9
producción								75,8	8,9
importación								15,9	4,2
exportación									-5,3
pérdidas									-0,3
variación inventario								1,2	-0,1
no utilizada									
ajustes									
OFERTA								92,9	7,4
OFERTA BRUTA	1.923,1	1,2	102,4	341,3	497,8	110,1	2.975,9	92,9	7,7
CONSUMO NETO TOTAL		1,2	89,8		496,7	49,2	636,9	92,9	7,4
consumo propio			5,5				5,5	0,1	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,2	84,3		496,7	49,2	631,4	92,8	7,4
consumo final no energético		0,0				0,1	0,1	0,0	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,2	84,3		496,7	49,1	631,3	92,8	7,4
residencial			13,0	8,2	295,0		316,2	91,2	0,7
comercial/servicios/sector público			11,3		19,5		30,8	0,3	2,9
transporte									
industrial		1,2	60,0		152,7	40,9	254,8	1,3	3,8
agro/pesca/minería					29,5		29,5		
no identificado									

[illegible]

2007 (ktep)	energía primaria								
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	leña	residuos biomasa	total	supergás	propano
producción				967,8	514,5	166,2	1.648,5		
importación	1.547,7	1,5	94,7				1.643,9		
exportación									
pérdidas	-0,8		-10,5				-11,3		
variación inventario	104,9						104,9		
no utilizada				-193,3		-58,5	-251,8		
ajustes				0,1			0,1		
OFERTA	1.651,8	1,5	84,2	774,6	514,5	107,7	3.134,3		
refinerías	-1.651,8						-1.651,8	63,3	7,9
centrales eléctricas servicio público				-774,6		-2,5	-777,1		
centrales eléctricas autoproducción			-0,5		-0,9	-11,3	-12,7		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.651,8		-0,5	-774,6	-0,9	-13,8	-2.441,6	63,3	7,9
producción								63,3	7,9
importación								38,9	8,1
exportación									-4,1
pérdidas									-0,3
variación inventario								0,6	-0,6
no utilizada									
ajustes								0,1	
OFERTA								102,9	11,0
OFERTA BRUTA	1.652,6	1,5	94,7	967,9	514,5	166,2	3.397,4	102,9	11,3
CONSUMO NETO TOTAL		1,5	83,7		513,6	93,9	692,7	102,9	11,0
consumo propio			4,4				4,4	0,6	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,5	79,3		513,6	93,9	688,3	102,3	11,0
consumo final no energético		0,0				0,0	0,0	0,0	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,5	79,3		513,6	93,9	688,3	102,3	11,0
residencial			16,1		295,0	7,6	318,7	100,9	0,9
comercial/servicios/sector público			13,2		19,5		32,7	0,3	3,4
transporte									
industrial		1,5	50,0		169,6	86,3	307,4	1,1	6,7
agro/pesca/minería					29,5		29,5		
no identificado									

<i>energía secundaria</i>													pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
												total		
367,9	0,2	9,7	63,3	5,8	642,9	354,9	25,1	55,9	33,4			1.630,3	-21,5	
					-139,6	-172,2						484,4	-292,7	
					-0,5	-1,0						8,9	-3,8	
367,9	0,2	9,7	63,3	5,8	502,8	181,7	25,1	55,9	33,4			2.123,6	-318,0	
367,9	0,2	9,7	63,3	5,8	642,9	354,9	25,1	55,9	33,4			2.436,9		
45,6	3,0		9,8		409,4	201,0	23,6	21,1		1,2	0,1	829,6		
-180,5			-68,0	-6,1	-116,2	-217,6		-0,5				-677,0		
-0,9		-0,3	-0,2	-0,2	-29,1	-0,8		-0,1				-133,4		
29,8	-0,5	-0,8	-3,1	1,9	21,9	2,1	6,5	-1,9				55,9		
			0,1	-0,1				-0,1				0,7		
261,9	2,7	8,6	1,9	1,3	928,9	339,6	55,2	74,4	33,4	1,2	0,1	2.512,7		
262,8	2,7	8,9	2,1	1,5	958,0	340,4	55,2	74,5	33,4	1,2	0,1	2.646,1		3.606,6
261,9	2,7	8,6	1,9	1,3	788,8	166,4	55,2	74,4	33,4	1,2	0,1	2.199,4		2.892,1
0,1		0,0			1,1	27,8	25,1	0,0	33,4			99,1		103,5
261,8	2,7	8,6	1,9	1,3	787,7	138,6	30,1	74,4		1,2	0,1	2.100,3		2.788,6
0,2		0,4			0,2			74,4		0,1		75,3		75,3
261,6	2,7	8,2	1,9	1,3	787,5	138,6	30,1			1,1	0,1	2.025,0		2.713,3
0,2		7,3		0,7	5,1	29,8					0,1	428,9		747,6
0,5		0,1		0,3	5,2	7,3						227,0		259,7
255,6	2,7		1,9	0,0	619,0							879,2		879,2
0,3		0,8		0,3	14,0	101,5	30,1			1,1		318,5		625,9
3,2					144,2							169,6		199,1
1,8												1,8		1,8

2008 (ktep)	energía primaria									
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	total	supergás	propano
producción				484,3	0,6	480,8	609,3	1.575,0		
importación	2.029,8	1,3	83,2					2.114,3		
exportación										
pérdidas	-5,0		-8,3					-13,3		
variación inventario	242,8							242,8		
no utilizada				-43,8			0,0	-43,8		
ajustes										
OFERTA	2.267,5	1,3	74,9	440,5	0,6	480,8	609,3	3.874,9		
refinerías	-2.267,5							-2.267,5	90,5	12,0
centrales eléctricas servicio público			-1,2	-440,5	-0,2		-15,1	-457,0		
centrales eléctricas autoproducción			-0,2		-0,4	-0,8	-80,5	-81,9		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.267,5		-1,4	-440,5	-0,6	-0,8	-95,6	-2.806,4	90,5	12,0
producción									90,5	12,0
importación									3,7	2,1
exportación									-2,2	-3,6
pérdidas										-0,2
variación inventario									2,6	0,2
no utilizada										
ajustes										
OFERTA									94,6	10,5
OFERTA BRUTA	2.272,5	1,3	83,2	484,3	0,6	480,8	562,7	3.885,4	94,6	10,7
CONSUMO NETO TOTAL		1,3	73,5			480,0	513,7	1.068,5	94,6	10,5
consumo propio			7,8					7,8		
CONSUMO FINAL TOTAL		1,3	65,7			480,0	513,7	1.060,7	94,6	10,5
consumo final no energético						0,0		0,0	0,0	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,3	65,7			480,0	513,7	1.060,7	94,6	10,5
residencial			15,0			283,5	7,6	306,1	92,9	1,1
comercial/servicios/sector público			14,8			23,1		37,9	0,3	3,8
transporte										
industrial		1,3	35,9			138,4	506,1	681,7	1,4	5,6
agro/pesca/minería						35,0		35,0		
no identificado										

energía secundaria													pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
												total		
449,0	6,7	66,6	4,8	826,9	508,9	32,4	63,9	37,1				2.098,8	-168,7	
				-536,4	-315,0						690,6	-160,8	-617,8	
				-0,4	-1,5						63,6	61,7	-20,2	
449,0	6,7	66,6	4,8	290,1	192,4	32,4	63,9	37,1				754,2	1.999,7	-806,7
449,0	6,7	66,6	4,8	826,9	508,9	32,4	63,9	37,1				754,2	2.853,0	
118,7	3,2			604,8	317,7	47,8	17,2		0,3	1,0	82,8	1.199,3		
-256,7	-0,2	-66,1	-5,7	-109,2	-325,3		-0,4				-2,5	-771,9		
-0,2	0,0	-0,1	-0,1				-0,1				-92,6	-93,3		
-13,6	-0,3	1,2	1,8	1,9	8,8	9,5	-13,6	1,9				0,4		
-0,1							0,1	-0,1			0,1	-1,4	-1,4	
297,3	2,7	7,9	2,1	0,9	1.331,3	510,8	66,7	82,4	37,1	0,3	1,1	740,5	3.186,2	
297,5	2,7	7,9	2,2	1,0	1.331,3	510,8	66,7	82,5	37,1	0,3	1,1	833,0	3.279,4	4.358,5
297,3	2,7	7,9	2,1	0,9	794,5	194,3	66,7	82,4	37,1	0,3	1,1	740,4	2.332,8	3.401,3
0,1	0,1	0,0			1,2	36,3	32,4		37,1	0,0		20,1	127,3	135,1
297,2	2,6	7,9	2,1	0,9	793,3	158,0	34,3	82,4		0,3	1,1	720,3	2.205,5	3.266,2
0,3		0,5			0,2			82,4		0,1	0,1		83,6	83,6
296,9	2,6	7,4	2,1	0,9	793,1	158,0	34,3			0,2	1,0	720,3	2.121,9	3.182,6
0,2		6,0		0,6	4,7	26,9					1,0	278,2	411,6	717,7
0,5		0,1		0,2	7,8	6,5						206,5	225,7	263,6
292,0	2,6		2,1	0,0	602,0								898,7	898,7
0,3		1,3		0,1	15,6	124,6	34,3			0,2		210,0	393,4	1.075,1
3,9					163,0							25,6	192,5	227,5
0,0													0,0	0,0

2009 (ktep)	energía primaria									
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	total	supergás	propano
producción				773,1	3,6	487,9	679,8	1.944,4		
importación	1.924,7	1,6	58,3					1.984,6		
exportación										
pérdidas	-3,3		-4,2					-7,5		
variación inventario	128,6							128,6		
no utilizada				-266,2			0,0	-266,2		
ajustes										
OFERTA	2.050,0	1,6	54,1	506,9	3,6	487,9	679,8	3.783,9		
refinerías	-2.050,0							-2.050,0	83,1	11,4
centrales eléctricas servicio público			-4,1	-506,9	-3,6		-19,0	-533,6		
centrales eléctricas autoproducción						-0,6	-84,2	-84,8		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.050,0		-4,1	-506,9	-3,6	-0,6	-103,2	-2.668,4	83,1	11,4
producción									83,1	11,4
importación									21,8	7,7
exportación									-3,2	
pérdidas									-0,8	
variación inventario									-0,3	
no utilizada										
ajustes									-0,1	0,1
OFERTA									104,5	15,2
OFERTA BRUTA	2.053,3	1,6	58,3	773,1	3,6	487,9	629,2	4.007,0	104,5	16,0
CONSUMO NETO TOTAL		1,6	50,0			487,3	576,6	1.115,5	104,5	15,2
consumo propio			1,8					1,8		
CONSUMO FINAL TOTAL		1,6	48,2			487,3	576,6	1.113,7	104,5	15,2
consumo final no energético		1,6					0,0	1,6		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			48,2			487,3	576,6	1.112,1	104,5	15,2
residencial			16,4			283,5	7,6	307,5	102,8	1,5
comercial/servicios/sector público			14,9			23,1		38,0	0,5	4,4
transporte										
industrial			16,9			145,7	569,0	731,6	1,2	9,3
agro/pesca/minería						35,0		35,0		
no identificado										

<i>energía secundaria</i>													pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
												total		
463,9	0,3	7,7	63,2	7,6	675,8	497,4	26,6	50,3	61,6			1.948,9	-101,1	
					-477,7	-234,8						679,7	-32,8	-566,4
					-0,4	-0,7						65,6	64,5	-20,3
463,9	0,3	7,7	63,2	7,6	197,7	261,9	26,6	50,3	61,6			745,3	1.980,6	-687,8
463,9	0,3	7,7	63,2	7,6	675,8	497,4	26,6	50,3	61,6			745,3	2.694,2	
39,3	1,8		5,8		745,1	305,5	23,3	22,0		0,3	1,3	126,3	1.300,2	
-143,6			-66,2	-5,3	-120,8	-374,8		-0,2				-20,9	-735,0	
-2,9	-0,1			-0,1	-0,4			-0,2				-97,7	-102,2	
-6,8	0,6	0,7	-0,7	-0,7	-10,5	-4,7	8,4	-2,0					-16,0	
-0,1						0,2							0,1	
349,8	2,6	8,4	2,1	1,5	1.289,2	423,6	58,3	69,9	61,6	0,3	1,3	753,0	3.141,3	
352,7	2,7	8,4	2,1	1,6	1.289,6	423,6	58,3	70,1	61,6	0,3	1,3	850,6	3.243,4	4.606,9
349,8	2,6	8,4	2,1	1,5	811,1	188,1	58,3	69,9	61,6	0,3	1,3	752,9	2.427,6	3.543,1
0,7					1,3	30,0	26,6		61,6			15,9	136,1	137,9
349,1	2,6	8,4	2,1	1,5	809,8	158,1	31,7	69,9		0,3	1,3	737,0	2.291,5	3.405,2
		0,4			0,4	1,4	0,1	69,9		0,1			72,3	73,9
349,1	2,6	8,0	2,1	1,5	809,4	156,7	31,6			0,2	1,3	737,0	2.219,2	3.331,3
0,2		6,1		0,6	4,8	24,3					1,3	290,0	431,6	739,1
0,6		0,6		0,2	7,5	8,3						216,4	238,5	276,5
343,5	2,6		2,1	0,5	622,7	0,4							971,8	971,8
0,3		1,3		0,2	14,6	123,7	31,6			0,2		206,9	389,3	1.120,9
4,5					159,8							23,7	188,0	223,0
0,0													0,0	0,0

2010 (ktep)	energía primaria										
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	supergás	propano
producción				1.001,4	6,0	531,3	766,7	20,8	2.326,2		
importación	1.950,9	2,7	64,4						2.018,0		
exportación											
pérdidas	-1,8		-0,6						-2,4		
variación inventario	-43,7								-43,7		
no utilizada				-184,2					-184,2		
ajustes											
OFERTA	1.905,4	2,7	63,8	817,2	6,0	531,3	766,7	20,8	4.113,9		
refinerías	-1.905,4								-1.905,4	66,0	11,1
centrales eléctricas servicio público			-16,9	-817,2	-6,0	-7,0	-30,7		-877,8		
centrales eléctricas autoproducción			-0,2			-1,6	-90,4		-92,2		
destilerías de biomasa								-9,0	-9,0		
plantas de biodiésel								-11,8	-11,8		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.905,4		-17,1	-817,2	-6,0	-8,6	-121,1	-20,8	-2.896,2	66,0	11,1
producción										66,0	11,1
importación										48,4	11,1
exportación										-3,1	-5,4
pérdidas										-1,7	-0,7
variación inventario										-1,7	0,2
no utilizada											
ajustes											
OFERTA										107,9	16,3
OFERTA BRUTA	1.907,2	2,7	64,4	1.001,4	6,0	531,3	766,7	20,8	4.300,5	109,6	17,0
CONSUMO NETO TOTAL		2,7	46,7			522,7	645,6		1.217,7	107,9	16,3
consumo propio			1,0						1,0		
CONSUMO FINAL TOTAL		2,7	45,7			522,7	645,6		1.216,7	107,9	16,3
consumo final no energético		2,7							2,7		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			45,7			522,7	645,6		1.214,0	107,9	16,3
residencial			17,2			283,5	7,6		308,3	103,9	1,8
comercial/servicios/sector público			15,7			23,1			38,8	0,7	5,0
transporte											
industrial			12,8			181,1	638,0		831,9	3,3	9,5
agro/pesca/minería						35,0			35,0		
no identificado											

energía secundaria															pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
447,8		8,6	76,4	5,3	713,9	448,7	22,8	41,9	58,1						1.900,6	-4,8
					-119,2	-142,9								851,7	589,6	-288,2
					-0,5	-0,4								71,3	70,4	-21,8
										6,7					6,7	-2,3
											9,2				9,2	-2,6
447,8		8,6	76,4	5,3	594,2	305,4	22,8	41,9	58,1	6,7	9,2			923,0	2.576,5	-319,7
447,8		8,6	76,4	5,3	713,9	448,7	22,8	41,9	58,1	6,7	9,2			923,0	2.839,5	
122,1	3,8		4,2		326,5	177,6	48,6	19,5				0,3	1,5	33,3	796,9	
-188,9	-0,2		-76,6	-1,8	-111,2	-333,6		-0,1						-61,1	-782,0	
-1,3	-0,1	-0,1			-0,5	-0,5		-3,3		-0,1	-0,1			-104,2	-112,6	
17,0	-0,9	-0,4	-2,3	-2,1	7,2	25,3	-16,0	4,7		-5,6	-1,2				24,2	
								0,1		-0,1				-0,1	-0,1	
396,7	2,6	8,1	1,7	1,4	935,9	317,5	55,4	62,8	58,1	0,9	7,9	0,3	1,5	790,9	2.765,9	
398,0	2,7	8,2	1,7	1,4	936,4	318,0	55,4	66,1	58,1	1,0	8,0	0,3	1,5	895,1	2.878,5	4.339,5
396,7	2,6	8,1	1,7	1,4	816,2	174,2	55,4	62,8	58,1	0,9	7,9	0,3	1,5	790,9	2.502,9	3.720,6
0,1					0,7	34,3	22,8		58,1					18,2	134,2	135,2
396,6	2,6	8,1	1,7	1,4	815,5	139,9	32,6	62,8		0,9	7,9	0,3	1,5	772,7	2.368,7	3.585,4
0,2		1,3					0,1	62,8							64,4	67,1
396,4	2,6	6,8	1,7	1,4	815,5	139,9	32,5			0,9	7,9	0,3	1,5	772,7	2.304,3	3.518,3
0,2		6,7		0,6	4,9	27,3				0,0	0,0		1,5	300,5	447,4	755,7
0,6		0,1		0,2	8,3	7,7				0,0	0,1			230,1	252,8	291,6
390,1	2,6		1,7	0,5	629,8	0,9				0,9	6,3				1.032,8	1.032,8
0,3		0,0		0,1	14,9	103,1	32,5			0,0	0,2	0,3		217,6	381,8	1.213,7
5,2					157,6	0,9				0,0	1,3			24,5	189,5	224,5
0,0										0,0					0,0	0,0

2011 (ktep)	energía primaria										
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	supergás	propano
producción				630,4	9,6	560,1	750,0	28,1	1.978,2		
importación	1.177,4	1,5	71,5						1.250,4		
exportación											
pérdidas	-0,4		-0,6						-1,0		
variación inventario	170,7								170,7		
no utilizada				-10,5					-10,5		
ajustes			-0,2						-0,2		
OFERTA	1.347,7	1,5	70,7	619,9	9,6	560,1	750,0	28,1	3.387,6		
refinerías	-1.347,7								-1.347,7	62,2	
centrales eléctricas servicio público			-19,5	-619,9	-9,6	-1,2	-35,4		-685,6		
centrales eléctricas autoproducción						-0,7	-88,8		-89,5		
destilerías de biomasa								-11,2	-11,2		
plantas de biodiésel								-16,9	-16,9		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.347,7		-19,5	-619,9	-9,6	-1,8	-124,2	-28,1	-2.150,8	62,2	
producción										62,2	
importación										45,8	23,6
exportación										-0,9	-1,7
pérdidas										-2,0	-0,5
variación inventario										2,7	-0,9
no utilizada											
ajustes											-0,1
OFERTA										107,8	20,4
OFERTA BRUTA	1.348,1	1,5	71,3	630,4	9,6	560,1	750,0	28,1	3.399,1	109,8	20,9
CONSUMO NETO TOTAL		1,5	51,2			558,3	625,8		1.236,8	107,8	20,4
consumo propio			1,2						1,2		
CONSUMO FINAL TOTAL		1,5	50,0			558,3	625,8		1.235,6	107,8	20,4
consumo final no energético		1,5					0,0		1,5		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			50,0			558,3	625,8		1.234,1	107,8	20,4
residencial			20,6			283,5	7,6		311,7	103,6	2,0
comercial/servicios/sector público			9,2			23,1			32,3	0,7	5,7
transporte											
industrial			20,2			216,7	618,2		855,1	3,5	7,8
agro/pesca/minería						35,0			35,0		4,9
no identificado											

energía secundaria															pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
356,9		8,4	51,9	2,8	440,1	297,2	18,6	27,1	43,9						1.309,1	-38,6
					-356,1	-275,9								820,0	188,0	-497,6
					-0,5	-0,8								69,6	68,3	-21,2
										8,2					8,2	-3,0
											15,1				15,1	-1,8
356,9		8,4	51,9	2,8	83,5	20,5	18,6	27,1	43,9	8,2	15,1			889,6	1.588,7	-562,1
356,9		8,4	51,9	2,8	440,1	297,2	18,6	27,1	43,9	8,2	15,1			889,6	2.222,0	
172,2	1,5		49,6		899,0	367,1	24,6	28,1				0,3	1,0	41,0	1.653,8	
-49,8	-0,1		-94,9	-1,8	-119,7	-249,4								-1,6	-519,9	
-3,4		-0,1	-0,4	-0,3	-0,6	-2,2		-0,3			-0,1			-110,7	-120,6	
-31,0	1,0	0,3	-4,5	0,6	-47,1	32,7	11,6	0,2		-0,7	-0,5				-35,6	
					-0,1	-0,1								0,1	-0,2	
444,9	2,4	8,6	1,7	1,3	1.171,6	445,3	54,8	55,1	43,9	7,5	14,5	0,3	1,0	818,4	3.199,5	
448,3	2,4	8,7	2,1	1,6	1.172,2	447,5	54,8	55,4	43,9	7,5	14,6	0,3	1,0	929,1	3.320,1	4.497,2
444,9	2,4	8,6	1,7	1,3	815,0	168,6	54,8	55,1	43,9	7,5	14,5	0,3	1,0	818,4	2.566,2	3.803,0
0,1					2,2	20,7	18,6		43,9					18,1	103,6	104,8
444,8	2,4	8,6	1,7	1,3	812,8	147,9	36,2	55,1		7,5	14,5	0,3	1,0	800,3	2.462,6	3.698,2
0,2		1,4					0,1	55,1							56,8	58,3
444,6	2,4	7,2	1,7	1,3	812,8	147,9	36,1			7,5	14,5	0,3	1,0	800,3	2.405,8	3.639,9
0,3		7,1		0,4	4,8	19,3				0,0	0,1		1,0	318,2	456,8	768,5
0,7		0,1		0,2	7,8	8,3				0,0	0,1		0,0	237,5	261,1	293,4
437,6	2,4		1,7	0,6	628,6	0,0				7,4	11,5				1.089,8	1.089,8
0,3				0,1	14,1	118,9	36,1			0,0	0,3	0,3		217,2	398,6	1.253,7
5,7					157,5	1,4				0,1	2,5			27,4	199,5	234,5
0,0										0,0					0,0	0,0

2012 (ktep)	energía primaria								total	supergás propano	
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles			
producción				585,3	9,7	548,9	788,1	35,0	1.967,0		
importación	2.072,7	1,9	52,2						2.126,8		
exportación											
pérdidas	-1,2		-1,8						-3,0		
variación inventario	-122,3								-122,3		
no utilizada				-56,0					-56,0		
ajustes								-0,1	-0,1		
OFERTA	1.949,2	1,9	50,4	529,3	9,7	548,9	788,1	34,9	3.912,4		
refinerías	-1.949,2								-1.949,2	82,9	
centrales eléctricas servicio público			-1,7	-529,3	-9,6	-5,2	-64,7		-610,5		
centrales eléctricas autoproducción					-0,1	-1,8	-96,6		-98,5		
destilerías de biomasa								-13,9	-13,9		
plantas de biodiésel								-21,0	-21,0		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.949,2		-1,7	-529,3	-9,7	-7,0	-161,3	-34,9	-2.693,1	82,9	
producción										82,9	
importación										25,9	27,4
exportación											
pérdidas										-2,2	-0,9
variación inventario										-0,6	0,9
no utilizada											
ajustes										0,1	
OFERTA										106,1	27,4
OFERTA BRUTA	1.950,4	1,9	52,2	585,3	9,7	548,9	788,0	34,9	3.971,3	108,3	28,3
CONSUMO NETO TOTAL		1,9	48,7			541,9	626,8		1.219,3	106,1	27,4
consumo propio			1,8						1,8		
CONSUMO FINAL TOTAL		1,9	46,9			541,9	626,8		1.217,5	106,1	27,4
consumo final no energético		1,9							1,9		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			46,9			541,9	626,8		1.215,6	106,1	27,4
residencial			21,0			283,5	7,6		312,1	102,1	2,2
comercial/servicios/sector público			8,1			23,1			31,2	0,5	6,8
transporte											
industrial			17,8			200,3	619,2		837,3	3,5	11,1
agro/pesca/minería						35,0			35,0		7,3
no identificado											

<i>energía secundaria</i>															pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
															total	
485,4	0,0	9,1	74,7	9,1	744,5	399,4	23,9	44,6	57,2						1.930,8	-18,4
					-475,4	-446,7								836,7	-85,4	-695,9
					-0,5	-0,2								74,5	73,8	-24,7
										10,2					10,2	-3,7
											17,1				17,1	-3,9
485,4	0,0	9,1	74,7	9,1	268,6	-47,5	23,9	44,6	57,2	10,2	17,1			911,2	1.946,5	-746,6
485,4	0,0	9,1	74,7	9,1	744,5	399,4	23,9	44,6	57,2	10,2	17,1			911,2	2.869,3	
85,3	3,3		22,1		678,3	397,1	32,1	22,6				0,2	1,4	63,8	1.359,5	
-85,0	-0,1		-94,8	-4,8	-122,8	-153,9		-0,3					0,0	-16,7	-478,4	
-2,3	-0,1	-0,3	-0,2		-2,8	-2,4		-0,1		-0,2	0,0			-111,1	-122,6	
2,3	-0,2	-0,7	0,6	-3,5	-37,5	-25,5	4,0	-2,2		2,7	-0,3				-60,0	
				-0,1			0,1			-0,1				0,9	0,9	
485,7	2,9	8,1	2,4	0,7	1.259,7	614,7	60,1	64,6	57,2	12,6	16,8	0,2	1,4	848,1	3.568,7	
488,0	3,0	8,4	2,6	0,7	1.262,5	617,1	60,1	64,7	57,2	12,8	16,8	0,2	1,4	959,2	3.691,3	4.793,4
485,7	2,9	8,1	2,4	0,7	783,8	167,8	60,1	64,6	57,2	12,6	16,8	0,2	1,4	848,1	2.645,9	3.865,2
0,1				0,1	1,6	28,6	23,9		57,2					24,3	135,8	137,6
485,6	2,9	8,1	2,4	0,6	782,2	139,2	36,2	64,6		12,6	16,8	0,2	1,4	823,8	2.510,1	3.727,6
0,2		1,4					0,1	64,6							66,3	68,2
485,4	2,9	6,7	2,4	0,6	782,2	139,2	36,1			12,6	16,8	0,2	1,4	823,8	2.443,8	3.659,4
0,3		6,6		0,3	4,7	15,6				0,0	0,1		1,4	331,7	465,0	777,1
0,8		0,1		0,2	6,9	8,3				0,0	0,2		0,0	250,4	274,2	305,4
477,6	2,9		2,4	0,1	607,1	0,2				12,4	13,4				1.116,1	1.116,1
0,2				0,0	15,5	114,2	36,1			0,0	0,3	0,2		213,0	394,1	1.231,4
6,3					148,0	0,9				0,2	2,8			28,7	194,2	229,2
0,2										0,0					0,2	0,2

2013 (ktep)	energía primaria										
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	supergás	propano
producción				837,9	12,4	558,4	862,5	56,2	2.327,4		
importación	1.929,3	2,2	48,8						1.980,3		
exportación											
pérdidas	-2,0		-1,2						-3,2		
variación inventario	170,6								170,6		
no utilizada				-39,6					-39,6		
ajustes			-0,1						-0,1		
OFERTA	2.097,9	2,2	47,5	798,3	12,4	558,4	862,5	56,2	4.435,4		
refinerías	-2.097,9								-2.097,9	90,9	8,5
centrales eléctricas servicio público			-0,2	-798,3	-12,0	-6,3	-70,5		-887,3		
centrales eléctricas autoproducción					-0,4	-3,6	-101,3		-105,3		
destilerías de biomasa								-21,1	-21,1		
plantas de biodiésel								-35,1	-35,1		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.097,9		-0,2	-798,3	-12,4	-9,9	-171,8	-56,2	-3.146,7	90,9	8,5
producción										90,9	8,5
importación										21,3	27,7
exportación											
búnker internacional											
pérdidas										-0,7	-1,0
variación inventario										-1,5	-0,2
no utilizada											
ajustes											0,1
OFERTA										110,0	35,1
OFERTA BRUTA	2.099,9	2,2	48,7	837,9	12,4	558,4	862,5	56,2	4.478,2	110,7	36,1
CONSUMO NETO TOTAL		2,2	47,3			548,5	690,7		1.288,7	110,0	35,1
consumo propio			0,7						0,7		
CONSUMO FINAL TOTAL		2,2	46,6			548,5	690,7		1.288,0	110,0	35,1
consumo final no energético		2,2							2,2		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			46,6			548,5	690,7		1.285,8	110,0	35,1
residencial			22,6			283,5	7,6		313,7	108,2	2,5
comercial/servicios/sector público			10,7			22,1			32,8	0,3	7,6
transporte											
industrial			13,3			207,9	683,1		904,3	1,5	15,6
agro/pesca/minería						35,0			35,0		9,4
no identificado											

<i>energía secundaria</i>															total	pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad			
547,3	7,6	73,7			828,0	360,0	26,0	64,7	76,7						2.083,4	-14,5	
					-236,2	-220,9								922,7	465,6	-421,7	
					-0,5	-0,3								79,8	79,0	-26,3	
										14,4					14,4	-6,7	
											29,3				29,3	-5,8	
547,3	7,6	73,7			591,3	138,8	26,0	64,7	76,7	14,4	29,3			1.002,5	2.671,7	-475,0	
547,3	7,6	73,7			828,0	360,0	26,0	64,7	76,7	14,4	29,3			1.002,5	3.129,6		
15,7	3,1				324,9	171,7	24,6	25,7				0,2	1,4		616,3		
-23,3							0,0	-0,2					0,0	-17,8	-41,3		
	-0,1		-72,4		-110,3	-118,8									-301,6		
-2,4	-0,1	-0,1	-1,1	-0,2	-0,5	-2,5		-0,2	-2,8	-0,4	-0,1			-110,2	-122,3		
-17,8		0,3	2,7	0,2	0,0	11,1	11,5	0,0		1,8	-1,3				6,8		
									-8,4						-8,4		
							-0,1				0,1			0,6	0,7		
519,5	2,9	7,8	2,9	0,0	1.042,1	421,5	62,0	90,0	65,5	15,8	28,0	0,2	1,4	875,1	3.279,8		
521,9	3,0	7,9	4,0	0,0	1.042,6	424,0	62,0	90,2	76,7	16,2	28,1	0,2	1,4	985,3	3.410,3		4.759,1
519,5	2,9	7,8	2,9	0,0	805,4	200,3	62,0	90,0	65,5	15,8	28,0	0,2	1,4	875,1	2.821,9		4.110,6
0,1					3,7	34,0	26,0		65,5					27,9	157,2		157,9
519,4	2,9	7,8	2,9	0,0	801,7	166,3	36,0	90,0		15,8	28,0	0,2	1,4	847,2	2.664,7		3.952,7
0,1		1,4				0,2	0,0	90,0							91,7		93,9
519,3	2,9	6,4	2,9	0,0	801,7	166,1	36,0			15,8	28,0	0,2	1,4	847,2	2.573,0		3.858,8
0,3		6,3		0,0	4,7	15,4				0,0	0,2		1,4	340,5	479,5		793,2
0,9		0,1		0,0	6,9	8,1				0,0	0,2		0,0	254,0	278,1		310,9
510,9	2,9		2,9		628,1	0,6				15,6	22,4				1.183,4		1.183,4
0,2				0,0	15,2	141,1	36,0			0,0	0,5	0,2		226,0	436,3		1.340,6
6,8					146,8	0,9				0,2	4,7			26,7	195,5		230,5
0,2										0,0					0,2		0,2

APERTURA SECTORIAL

2013 (ktep)	energía primaria								
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			46,6			548,5	690,7		1.285,8
residencial			22,6			283,5	7,6		313,7
Montevideo			20,5			55,5			76,0
interior			2,1			228,0	7,6		237,7
comercial/servicios/sector público			10,7			22,1			32,8
alumbrado público									
adm. pública y defensa						2,1			2,1
electricidad, gas y agua						0,1			0,1
resto			10,7			19,9			30,6
transporte									
carretero									
ferroviario									
aéreo									
marítimo y fluvial									
industrial			13,3			207,9	683,1		904,3
frigoríficos			0,8			47,6	0,0		48,4
lácteos						33,0			33,0
molinos						16,7	5,6		22,3
otras alimenticias			5,6			18,9	88,3		112,8
bebidas y tabaco			0,2			17,5	4,4		22,1
textiles			0,3			5,9			6,2
cuero			1,9			10,1			12,0
madera						1,8	61,2		63,0
papel y celulosa			1,2			38,8	517,2		557,2
química, caucho y plástico			0,7			6,1			6,8
cemento			2,2			7,9	6,2		16,3
otras manufactureras y construcción			0,4			3,6	0,2		4,2
agro/pesca/minería						35,0			35,0
agro y minería						35,0			35,0
pesca									
no identificado									

energía secundaria																	pérdidas transformación	total	
supergás	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad			total
110,0	35,1	519,3	2,9	6,4	2,9	0,0	801,7	166,1	36,0			15,8	28,0	0,2	1,4	847,2	2.573,0		3.858,8
108,2	2,5	0,3		6,3		0,0	4,7	15,4				0,0	0,2		1,4	340,5	479,5		793,2
				2,0												144,6			
				4,3												195,9			
0,3	7,6	0,9		0,1		0,0	6,9	8,1				0,0	0,2		0,0	254,0	278,1		310,9
																23,0			
							2,6	1,6								17,8			
							0,0	0,1								21,9			
							4,3	6,4							0,0	191,3			
		510,9	2,9		2,9		628,1	0,6				15,6	22,4				1.183,4		1.183,4
		510,9					614,4					15,6	22,3				1.163,2		1.163,2
							2,6						0,1				2,7		2,7
			2,9		2,9												5,8		5,8
							11,1	0,6									11,7		11,7
1,5	15,6	0,2				0,0	15,2	141,1	36,0			0,0	0,5	0,2		226,0	436,3		1.340,6
0,1	0,4						1,2	6,9								24,3			
0,0	0,6						0,5	20,5								9,8			
0,1	0,1						0,4									8,6			
0,7	3,8						1,6	1,4								15,3			
0,0	0,3						0,3	4,5								8,1			
0,0	0,1						0,8	1,6								3,6			
0,0	0,0						0,4	1,0								4,9			
0,0	0,4						2,4									8,6			
0,2	2,6						0,3	60,9								83,8			
0,1	3,0						0,8	6,4								33,0			
0,0	0,0						1,5	26,9	36,0							8,3			
0,3	4,3						5,0	11,0						0,2		17,7			
	9,4	6,8					146,8	0,9				0,2	4,7			26,7	195,5		230,5
	9,4	3,4					129,8						4,7			26,2			
		3,4					17,0	0,9								0,5			
		0,2										0,0					0,2		0,2

2014 (ktep)	energía primaria											
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	supergás	propano
producción				1.273,6	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	3.078,3		
importación	1.913,1	1,7	45,0							1.959,8		
exportación												
pérdidas	-7,8		0,0							-7,8		
variación inventario	75,4									75,4		
no utilizada				-308,7						-308,7		
ajustes		-0,1								-0,1		
OFERTA	1.980,7	1,7	44,9	964,9	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	4.796,9		
refinerías	-1.980,7									-1.980,7	83,7	3,9
centrales eléctricas servicio público		-0,2	-964,9	-62,6	-0,2	0,0	-88,4			-1.116,3		
centrales eléctricas autoproducción				-0,4	-0,1	-2,0	-137,7			-140,2		
destilerías de biomasa								-29,5		-29,5		
plantas de biodiésel								-43,7		-43,7		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.980,7	-0,2	-964,9	-63,0	-0,3	-2,0	-226,1	-73,2		-3.310,4	83,7	3,9
producción											83,7	3,9
importación											18,8	29,4
exportación												
búnker internacional												
pérdidas											-0,7	
variación inventario											1,6	0,1
no utilizada												
ajustes											0,1	
OFERTA											104,1	32,8
OFERTA BRUTA	1.988,5	1,7	44,9	1.273,6	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	5.113,4	104,1	33,5
CONSUMO NETO TOTAL		1,7	44,7			2,6	536,6	900,9		1.486,5	104,1	32,8
consumo propio			1,9			0,1				2,0	1,1	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,7	42,8			2,5	536,6	900,9		1.484,5	103,0	32,8
consumo final no energético		1,7								1,7		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			42,8			2,5	536,6	900,9		1.482,8	103,0	32,8
residencial			20,3			2,1	283,5	7,6		313,5	100,1	2,2
comercial/servicios/sector público			10,3			0,4	22,1			32,8	0,3	5,9
transporte												
industrial			12,2			0,0	196,0	893,3		1.101,5	2,6	15,6
agro/pesca/minería							35,0			35,0		9,1
no identificado												

energía secundaria															pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
493,1		6,8	86,5		773,7	344,5	25,9	47,0	66,0						1.931,1	-49,6
					-68,8	-102,1								1.008,6	837,7	-278,6
					-0,5	-4,5								110,1	105,1	-35,1
										21,6					21,6	-7,9
											37,6				37,6	-6,1
493,1		6,8	86,5		704,4	237,9	25,9	47,0	66,0	21,6	37,6			1.118,7	2.933,1	-377,3
493,1		6,8	86,5		773,7	344,5	25,9	47,0	66,0	21,6	37,6			1.118,7	3.109,0	
52,7	3,1				201,8	102,8	75,7	26,1				0,1	1,6		512,1	
-23,6								-0,4						-108,9	-132,9	
	-0,5		-80,6		-110,7	-102,3									-294,1	
0,0	0,0	-0,1	-0,7	-0,4		-3,5		-0,3	-0,6	-0,4				-107,7	-114,4	
28,8	-0,1	0,0	-2,9	0,4	-27,1	-9,4	-30,8	-2,1		-3,5	-2,4				-47,4	
									-4,9						-4,9	
			-0,1					0,1		-0,1				0,3	0,3	
551,0	2,5	6,7	2,2		837,7	332,1	70,8	70,4	60,5	17,6	35,2	0,1	1,6	902,4	3.027,7	
551,0	2,5	6,8	2,9	0,4	837,7	335,6	70,8	70,7	66,0	18,0	35,2	0,1	1,6	1.010,1	3.147,0	5.151,4
551,0	2,5	6,7	2,2		768,4	225,5	70,8	70,4	60,5	17,6	35,2	0,1	1,6	902,4	2.851,8	4.338,3
0,1					1,6	43,1	25,9		60,5					31,1	163,4	165,4
550,9	2,5	6,7	2,2		766,8	182,4	44,9	70,4		17,6	35,2	0,1	1,6	871,3	2.688,4	4.172,9
0,1		1,5				0,2	1,0	70,4							73,2	74,9
550,8	2,5	5,2	2,2		766,8	182,2	43,9			17,6	35,2	0,1	1,6	871,3	2.615,2	4.098,0
0,3		5,1			4,6	12,4				0,0	0,2		1,6	346,3	472,8	786,3
0,9		0,1			6,9	6,7				0,0	0,3		0,0	251,5	272,6	305,4
543,6	2,5		2,2		597,1	1,3				17,4	28,0				1.192,1	1.192,1
0,2					16,8	160,8	43,9			0,0	0,8	0,1		249,9	490,7	1.592,2
5,5					141,4	1,0				0,2	5,9			23,6	186,7	221,7
0,3										0,0					0,3	0,3

APERTURA SECTORIAL

2014 (ktep)	energía primaria									
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			42,8			2,5	536,6	900,9		1.482,8
residencial			20,3			2,1	283,5	7,6		313,5
<i>Montevideo</i>			18,4				55,5			73,9
<i>interior</i>			1,9				228,0	7,6		237,5
comercial/servicios/sector público			10,3			0,4	22,1			32,8
<i>alumbrado público</i>										
<i>adm. pública y defensa</i>							2,1			2,1
<i>electricidad, gas y agua</i>							0,1			0,1
<i>resto</i>			10,3				19,9			30,2
transporte										
<i>carretero</i>										
<i>ferroviario</i>										
<i>aéreo</i>										
<i>marítimo y fluvial</i>										
industrial			12,2			0,0	196,0	893,3		1.101,5
<i>frigoríficos</i>			0,1				52,8	3,6		56,5
<i>lácteos</i>			0,1				26,5			26,6
<i>molinos</i>							17,9	32,6		50,5
<i>otras alimenticias</i>			5,6				22,1	45,8		73,5
<i>bebidas y tabaco</i>			0,2				23,0	4,4		27,6
<i>textiles</i>			0,2				4,7			4,9
<i>cuero</i>			0,9				7,9			8,8
<i>madera</i>							2,0	93,4		95,4
<i>papel y celulosa</i>			0,9				25,0	709,4		735,3
<i>química, caucho y plástico</i>			1,4				4,3	0,0		5,7
<i>cemento</i>			2,0				5,7	3,4		11,1
<i>otras manufactureras y construcción</i>			0,8				4,1	0,7		5,6
agro/pesca/minería							35,0			35,0
<i>agro y minería</i>							35,0			35,0
<i>pesca</i>										
no identificado										

energía secundaria																	pérdidas transformación	total		
supergás	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad			total	
103,0	32,8	550,8	2,5	5,2	2,2		766,8	182,2	43,9			17,6	35,2	0,1	1,6	871,3	2.615,2		4.098,0	
100,1	2,2	0,3		5,1			4,6	12,4				0,0	0,2		1,6	346,3	472,8		786,3	
				1,5												145,6				
				3,6												200,7				
0,3	5,9	0,9		0,1			6,9	6,7				0,0	0,3		0,0	251,5	272,6			305,4
																	22,2			
	2,8						2,9	1,4									17,6			
0,0							0,0	0,1									19,8			
3,1							4,0	5,2							0,0	191,9				
		543,6	2,5		2,2		597,1	1,3				17,4	28,0				1.192,1			1.192,1
		543,6					583,4					17,4	27,9				1.172,3			1.172,3
							2,2						0,1				2,3		2,3	
			2,5		2,2												4,7		4,7	
							11,5	1,3									12,8		12,8	
2,6	15,6	0,2					16,8	160,8	43,9			0,0	0,8	0,1		249,9	490,7		1.592,2	
0,1	0,5						0,7	7,2								24,1				
0,0	0,7						0,5	20,5								10,1				
0,2	0,1						0,4									8,4				
0,8	4,2						1,7	2,2								20,8				
0,2	0,4						0,4	4,0								13,1				
0,0	0,1						0,3	2,3								4,1				
0,0	0,0						0,3	0,9								3,6				
0,0	0,3						2,3									8,5				
0,2	1,9						1,4	95,0								75,5				
0,2	2,0						0,9	6,8								49,1				
0,0	0,0						1,4	12,8	43,9							8,5				
0,9	5,4						6,5	9,1						0,1		24,1				
	9,1	5,5					141,4	1,0				0,2	5,9			23,6	186,7		221,7	
	9,1	3,6					124,1						5,9			23,1				
		1,9					17,3	1,0								0,5				
		0,3										0,0					0,3		0,3	

2015 (ktep)	energía primaria											
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	supergás	propano
producción				1.124,6	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	3.388,3		
importación	2.037,6	2,3	45,8							2.085,7		
exportación												
pérdidas	-1,5		0,0							-1,5		
variación inventario	-117,5									-117,5		
no utilizada				-310,6						-310,6		
ajustes	0,1		-0,1									
OFERTA	1.918,7	2,3	45,7	814,0	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	5.044,4		
refinerías	-1.918,7									-1.918,7	87,3	0,3
centrales eléctricas servicio público			0,0	-814,0	-177,0	-4,0	-2,7	-107,3		-1.105,0		
centrales eléctricas autoproducción					-0,6	-0,2	-2,1	-176,5		-179,4		
destilerías de biomasa									-55,1	-55,1		
plantas de biodiésel									-60,2	-60,2		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.918,7		0,0	-814,0	-177,6	-4,2	-4,8	-283,8	-115,3	-3.318,4	87,3	0,3
producción											87,3	0,3
importación											19,0	24,7
exportación												
búnker internacional												
pérdidas											-0,6	-0,4
variación inventario											-0,1	0,6
no utilizada												
ajustes												0,1
OFERTA											105,6	25,3
OFERTA BRUTA	1.920,2	2,3	45,7	1.124,6	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	5.356,5	106,2	25,7
CONSUMO NETO TOTAL		2,3	45,7			2,9	517,5	1.157,6		1.726,0	105,6	25,3
consumo propio			2,0			0,1				2,1	0,8	
CONSUMO FINAL TOTAL		2,3	43,7			2,8	517,5	1.157,6		1.723,9	104,8	25,3
consumo final no energético		2,3								2,3		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			43,7			2,8	517,5	1.157,6		1.721,6	104,8	25,3
residencial			21,2			2,4	283,5	7,6		314,7	99,6	2,0
comercial/servicios/sector público			10,8			0,4	22,1			33,3	0,3	5,5
transporte												
industrial			11,7			0,0	176,9	1.150,0		1.338,6	4,9	12,4
agro/pesca/minería							35,0			35,0		5,4
no identificado												

energía secundaria														pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
														total	
510,7	6,1	97,3	760,7	304,6	29,9	50,8		67,3						1.915,0	-3,7
			-178,3	-45,4									1.043,0	819,3	-285,7
			-0,6	-2,1									137,9	135,2	-44,2
								36,2						36,2	-18,9
									47,8					47,8	-12,4
510,7	6,1	97,3	581,8	257,1	29,9	50,8		67,3	47,8				1.180,9	2.953,5	-364,9
510,7	6,1	97,3	760,7	304,6	29,9	50,8		67,3	47,8				1.180,9	3.179,9	
55,9	3,0		254,0	8,1	53,2	24,5				0,1	1,5	0,2		444,2	
						-0,2		-0,1	-0,1				-113,6	-114,0	
	-0,1		-95,3	-95,3	-81,3									-272,0	
-0,2	-0,1	-0,2	-0,3	-4,1	-7,0	-0,2		-0,6					-128,1	-141,8	
9,4	-0,4	0,2	0,9	17,3	36,9	-5,6	0,4	-4,6	0,0					55,0	
								-4,1						-4,1	
0,2	0,1		0,1	0,1				0,1	0,1				-0,1	0,7	
576,0	2,5	6,1	2,7	932,7	261,3	77,5	75,3	632,0	47,8	0,1	1,5	939,3		3.147,9	
576,2	2,6	6,3	3,0	936,8	268,3	77,5	75,5	633,6	47,8	0,1	1,5	1.067,4		3.293,8	5.470,4
576,0	2,5	6,1	2,7	753,8	213,8	77,5	75,3	632,0	47,8	0,1	1,5	939,3		2.921,5	4.647,5
0,1			1,9	37,3	29,9	0,0		63,2				33,1		166,3	168,4
575,9	2,5	6,1	2,7	751,9	176,5	47,6	75,3	31,0	47,8	0,1	1,5	906,2		2.755,2	4.479,1
0,1		1,7			0,7	0,6	75,3							78,4	80,7
575,8	2,5	4,4	2,7	751,9	175,8	47,0		31,0	47,8	0,1	1,5	906,2		2.676,8	4.398,4
0,3		4,3		4,5	12,0			0,0	0,3		1,5	357,0		481,5	796,2
1,0		0,1		5,8	6,6			0,0	0,4		0,0	246,3		266,0	299,3
568,2	2,5		2,7	590,9	0,8			30,7	38,1					1.233,9	1.233,9
0,3				14,9	154,8	47,0		0,0	1,0	0,1		279,5		514,9	1.853,5
6,0				135,8	1,6			0,3	8,0			23,4		180,5	215,5

APERTURA SECTORIAL

2015 <i>(ktep)</i>	<i>energía primaria</i>									
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			43,7			2,8	517,5	1.157,6		1.721,6
residencial			21,2			2,4	283,5	7,6		314,7
<i>Montevideo</i>			19,2				55,5			74,7
<i>interior</i>			2,0				228,0	7,6		237,6
comercial/servicios/sector público			10,8			0,4	22,1			33,3
<i>alumbrado público</i>										
<i>adm. pública y defensa</i>							2,1			2,1
<i>electricidad, gas y agua</i>							0,1			0,1
<i>resto</i>			10,8				19,9			30,7
transporte										
<i>carretero</i>										
<i>ferroviario</i>										
<i>aéreo</i>										
<i>marítimo y fluvial</i>										
industrial			11,7			0,0	176,9	1.150,0		1.338,6
<i>frigoríficos</i>			0,2				42,0	1,4		43,6
<i>lácteos</i>			0,9				24,6			25,5
<i>molinos</i>			0,0				17,4	33,8		51,2
<i>otras alimenticias</i>			4,7				27,3	40,4		72,4
<i>bebidas y tabaco</i>			0,1				16,3	4,4		20,8
<i>textiles</i>			0,2				4,6			4,8
<i>cuero</i>			0,6				7,1			7,7
<i>madera</i>			0,0				0,4	84,1		84,5
<i>papel y celulosa</i>			1,0				26,7	979,6		1.007,3
<i>química, caucho y plástico</i>			1,1				4,4	0,0		5,5
<i>cemento</i>			2,5				5,0	4,9		12,4
<i>otras manufactureras y construcción</i>			0,4				1,1	1,4		2,9
agro/pesca/minería							35,0			35,0
<i>agro y minería</i>							35,0			35,0
<i>pesca</i>										
no identificado										

energía secundaria															pérdidas transformación	total
supergás	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal		
104,8	25,3	575,8	2,5	4,4	2,7	751,9	175,8	47,0		31,0	47,8	0,1	1,5	906,2	2.676,8	4.398,4
99,6	2,0	0,3		4,3		4,5	12,0			0,0	0,3		1,5	357,0	481,5	796,2
				1,3										148,7		
				3,0										208,3		
0,3	5,5	1,0		0,1		5,8	6,6			0,0	0,4		0,0	246,3	266,0	299,3
														21,9		
	2,7					1,7	1,4							17,2		
0,0						0,0	0,1							8,6		
2,8						4,1	5,1						0,0	198,6		
		568,2	2,5		2,7	590,9	0,8			30,7	38,1				1.233,9	1.233,9
		568,2				573,1				30,7	38,0				1.210,0	1.210,0
						1,7					0,1				1,8	1,8
			2,5		2,7										5,2	5,2
						16,1	0,8								16,9	16,9
4,9	12,4	0,3				14,9	154,8	47,0		0,0	1,0	0,1		279,5	514,9	1.853,5
0,3	0,4					0,7	5,7							23,8		
0,1	0,8					0,4	17,2							13,9		
0,3	0,1					0,3								9,3		
1,8	3,9					2,4	2,3							18,3		
0,2	0,4					0,3	3,8							8,9		
0,0	0,1					0,2	1,5							3,5		
0,0	0,0					0,2	0,7							3,8		
0,0	0,2					1,2								8,5		
0,6	2,0					1,6	90,9							94,6		
0,3	0,6					0,7	6,4							66,9		
0,0						1,3	19,0	47,0						9,9		
1,3	3,9					5,6	7,3					0,1		18,1		
	5,4	6,0				135,8	1,6			0,3	8,0			23,4	180,5	215,5
	5,4	3,8				121,6	0,7				8,0			22,9		
		2,2				14,2	0,9							0,5		

2016 (ktep)	energía primaria											
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	supergás	propano
producción				1.136,3	257,5	16,4	520,9	1.520,1	114,0	3.565,2		
importación	2.103,2	3,3	51,8					0,2		2.158,5		
exportación								-0,2		-0,2		
pérdidas	-1,5		-0,7							-2,2		
variación inventario	62,0							-0,3		61,7		
no utilizada				-353,9						-353,9		
ajustes	-0,1									-0,1		
OFERTA	2.163,6	3,3	51,1	782,4	257,5	16,4	520,9	1.519,8	114,0	5.429,0		
refinerías	-2.163,6									-2.163,6	95,5	9,3
centrales eléctricas servicio público				-782,4	-257,0	-12,8	-3,2	-113,6		-1.169,0		
centrales eléctricas autoproducción					-0,5	-0,3	-1,0	-178,7		-180,5		
destilerías de biomasa								-63,4		-63,4		
plantas de biodiésel								-50,6		-50,6		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.163,6			-782,4	-257,5	-13,1	-4,2	-292,3	-114,0	-3.627,1	95,5	9,3
producción											95,5	9,3
importación											19,5	22,6
exportación												
búnker internacional												
pérdidas												
variación inventario											0,6	-0,2
no utilizada												
ajustes												
OFERTA											115,6	31,7
OFERTA BRUTA	2.165,1	3,3	51,8	1.136,3	257,5	16,4	520,9	1.519,8	114,0	5.785,1	115,6	31,7
CONSUMO NETO TOTAL		3,3	51,1			3,3	516,7	1.227,5		1.801,9	115,6	31,7
consumo propio			3,4			0,1				3,5	0,6	
CONSUMO FINAL TOTAL		3,3	47,7			3,2	516,7	1.227,5		1.798,4	115,0	31,7
consumo final no energético		3,3								3,3		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			47,7			3,2	516,7	1.227,5		1.795,1	115,0	31,7
residencial			25,0			2,7	283,5	7,6		318,8	112,4	2,3
comercial/servicios/sector público			11,0			0,5	22,1			33,6	0,4	5,9
transporte												
industrial			11,7			0,0	176,1	1.219,9		1.407,7	2,2	12,3
agro/pesca/minería							35,0			35,0		11,2
no identificado												

energía secundaria														pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
														total	
585,1	7,2	118,6	783,0	385,3	35,2	40,9	78,1							2.138,2	-25,4
			-80,8	-27,8									1.055,6	947,0	-222,0
			-0,5	-2,3									138,6	135,8	-44,7
								39,8						39,8	-23,6
									44,5					44,5	-6,1
585,1	7,2	118,6	701,7	355,2	35,2	40,9	78,1	39,8	44,5				1.194,2	3.305,3	-321,8
585,1	7,2	118,6	783,0	385,3	35,2	40,9	78,1	39,8	44,5				1.194,2	3.416,7	
14,1	1,5		77,4	10,8	48,1	33,7				0,2	2,3		2,1	232,3	
						-0,2		-1,3	-0,3				-67,0	-68,8	
	-0,1	-99,4	-63,3	-81,6										-244,4	
0,0	-0,1	-0,1	0,0	-21,1		-0,2	-1,4	-0,9					-138,3	-162,1	
0,7	0,9	0,0	-16,5	40,8	-14,2	3,7	4,7	2,8	1,1					24,4	
							-5,1							-5,1	
0,2	-0,1		0,1	0,1	-0,1								-1,5	-1,3	
600,1	2,2	7,0	2,7	838,0	279,3	86,9	78,9	71,6	40,4	45,3	0,2	2,3	989,5	3.191,7	
600,1	2,3	7,1	2,7	838,0	300,4	86,9	79,1	78,1	41,3	45,3	0,2	2,3	1.127,8	3.358,9	5.727,3
600,1	2,2	7,0	2,7	756,7	249,2	86,9	78,9	71,6	40,4	45,3	0,2	2,3	989,5	3.080,3	4.882,2
0,1	0,0		1,3	46,9	35,2	0,0	71,6						33,8	189,5	193,0
600,0	2,2	7,0	2,7	755,4	202,3	51,7	78,9		40,4	45,3	0,2	2,3	955,7	2.890,8	4.689,2
0,1	1,7			1,1	0,9	78,9		0,5						83,2	86,5
599,9	2,2	5,3	2,7	755,4	201,2	50,8			39,9	45,3	0,2	2,3	955,7	2.807,6	4.602,7
0,4	5,2		4,5	14,6					0,0	0,3		2,3	382,1	524,1	842,9
1,0	0,1		5,6	8,7					0,0	0,3		0,0	257,1	279,1	312,7
592,1	1,9		2,4	596,5	1,5				39,6	36,3				1.270,3	1.270,3
0,2				15,5	173,6	50,8			0,0	0,9	0,2		291,0	546,7	1.954,4
6,2	0,3		0,3	133,3	2,8				0,3	7,5			25,5	187,4	222,4

APERTURA SECTORIAL

2016 (ktep)	energía primaria									
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			47,7			3,2	516,7	1.227,5		1.795,1
residencial			25,0			2,7	283,5	7,6		318,8
Montevideo			22,8				55,5			78,3
interior			2,2				228,0	7,6		237,8
comercial/servicios/sector público			11,0			0,5	22,1			33,6
alumbrado público										
adm. pública y defensa							2,1			2,1
electricidad, gas y agua							0,1			0,1
resto			11,0				19,9			30,9
transporte										
carretero										
ferroviario										
aéreo										
marítimo y fluvial										
industrial			11,7			0,0	176,1	1.219,9		1.407,7
frigoríficos			0,1				43,0	1,8		44,9
lácteos			0,7				23,0			23,7
molinos			0,0				13,5	39,2		52,7
otras alimenticias			5,2				23,9	38,7		67,8
bebidas y tabaco			0,1				13,5	10,2		23,8
textiles			0,2				4,1			4,3
cuero			0,5				6,4			6,9
madera			0,0				1,8	88,3		90,1
papel y celulosa			1,3				38,2	1.034,1		1.073,6
química, caucho y plástico			1,0				4,0	1,4		6,4
cemento			2,0				3,4	5,9		11,3
otras manufactureras y construcción			0,6				1,3	0,3		2,2
agro/pesca/minería							35,0			35,0
agro y minería							35,0			35,0
pesca										
no identificado										

energía secundaria																pérdidas transformación	total
supergás	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total	
115,0	31,7	599,9	2,2	5,3	2,7	755,4	201,2	50,8			39,9	45,3	0,2	2,3	955,7	2.807,6	4.602,7
112,4	2,3	0,4		5,2		4,5	14,6				0,0	0,3		2,3	382,1	524,1	842,9
				1,6											159,2		
				3,6											222,9		
0,4	5,9	1,0		0,1		5,6	8,7				0,0	0,3		0,0	257,1	279,1	312,7
															21,7		
	2,9					1,3	1,6								18,0		
0,0						0,0	0,1								9,4		
3,0						4,3	7,0							0,0	208,0		
		592,1	1,9		2,4	596,5	1,5				39,6	36,3				1.270,3	1.270,3
		592,1				582,7					39,6	36,2				1.250,6	1.250,6
						0,9						0,1				1,0	1,0
			1,9		2,4											4,3	4,3
						12,9	1,5									14,4	14,4
2,2	12,3	0,2				15,5	173,6	50,8			0,0	0,9	0,2		291,0	546,7	1.954,4
0,1	0,5					0,5	4,6								26,1		
0,2	1,4					0,4	19,2								13,3		
0,1	0,1					0,4									10,0		
0,9	4,3					3,9	2,8								18,6		
0,0	0,6					0,4	4,7								9,8		
0,0	0,0					0,3	1,3								3,1		
0,0	0,0					0,3	0,7								3,9		
0,0	0,5					2,0									12,2		
0,2	1,4					1,4	112,2								102,6		
0,2	0,7					0,8	7,3								65,6		
0,0	0,0					1,1	12,0	50,8							6,5		
0,5	2,8					4,0	8,8						0,2		19,3		
	11,2	6,2	0,3		0,3	133,3	2,8				0,3	7,5			25,5	187,4	222,4
	11,2	4,0	0,3		0,3	122,3	1,8					7,5			25,0		
		2,2				11,0	1,0								0,5		

2017 (ktep)	energía primaria											
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	total	supergás	propano
producción				1.239,4	324,6	26,8	518,5	1.586,5	106,6	3.802,4		
importación	535,7	3,1	58,5					0,6		597,9		
exportación								-0,3		-0,3		
pérdidas	-1,6		-0,4							-2,0		
variación inventario	61,3							-0,1		61,2		
no utilizada				-501,0						-501,0		
ajustes		0,4						-0,1		0,3		
OFERTA	595,4	3,1	58,5	738,4	324,6	26,8	518,5	1.586,6	106,6	3.958,5		
refinerías	-595,4									-595,4	19,2	5,1
centrales eléctricas servicio público		-8,7	-738,4	-323,9	-22,5	-0,8	-119,9			-1.214,2		
centrales eléctricas autoproducción				-0,7	-0,6	-0,5	-183,7			-185,5		
destilerías de biomasa								-56,2		-56,2		
plantas de biodiésel								-50,4		-50,4		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-595,4	-8,7	-738,4	-324,6	-23,1	-1,3	-303,6	-106,6		-2.101,7	19,2	5,1
producción											19,2	5,1
importación											83,2	20,9
exportación												
búnker internacional												
pérdidas											-0,1	-0,7
variación inventario											3,8	-0,6
no utilizada												
ajustes											0,1	
OFERTA											106,2	24,7
OFERTA BRUTA	597,0	3,1	58,9	1.239,4	324,6	26,8	518,5	1.586,6	106,6	4.461,5	106,3	25,4
CONSUMO NETO TOTAL		3,1	49,8			3,7	517,2	1.283,0		1.856,8	106,2	24,7
consumo propio			2,8			0,1				2,9	0,1	
CONSUMO FINAL TOTAL		3,1	47,0			3,6	517,2	1.283,0		1.853,9	106,1	24,7
consumo final no energético		3,1								3,1		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			47,0			3,6	517,2	1.283,0		1.850,8	106,1	24,7
residencial			19,6			3,0	283,5	7,6		313,7	104,1	1,9
comercial/servicios/sector público			11,4			0,5	22,1			34,0	0,4	5,6
transporte												
industrial			16,0			0,1	176,6	1.275,4		1.468,1	1,6	9,9
agro/pesca/minería							35,0			35,0		7,3
no identificado												

energía secundaria														pérdidas transformación	total
gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
														total	
177,6	5,2	31,7	195,1	102,5	9,0	25,5	23,0							593,9	-1,5
			-38,2	-13,7									1.094,4	1.042,5	-171,7
			-0,6										140,9	140,3	-45,2
									35,5					35,5	-20,7
										43,9				43,9	-6,5
177,6	5,2	31,7	156,3	88,8	9,0	25,5	23,0	35,5	43,9				1.235,3	1.856,1	-245,6
177,6	5,2	31,7	195,1	102,5	9,0	25,5	23,0	35,5	43,9				1.235,3	1.908,6	
449,0	2,9		57,6	713,3	61,1	83,2	71,2				0,0	2,3	0,3	1.545,0	
							-1,4		-1,2	-0,2			-125,7	-128,5	
	-0,1		-100,5	-70,8	-33,5									-204,9	
-1,4	-0,3	0,0	-0,7	-0,2	-9,8		-0,1	-0,4	-2,2	-0,5			-145,7	-162,1	
12,7	-0,4	0,1	14,9	-21,1	63,7	-17,6	-0,4		3,0	1,2				59,3	
							-1,8							-1,8	
-0,1	-0,1	-0,1	0,1	-0,1	0,1	-0,1			0,1				0,2	0,1	
637,8	2,1	5,2	2,9	816,4	183,9	74,7	94,7	20,8	35,2	44,4	0,0	2,3	964,4	3.015,7	
639,2	2,4	5,2	3,6	816,6	193,7	74,7	94,8	23,0	37,4	44,9	0,0	2,3	1.110,1	3.179,6	5.732,5
637,8	2,1	5,2	2,9	777,6	170,2	74,7	94,7	20,8	35,2	44,4	0,0	2,3	964,4	2.963,2	4.820,0
0,1	0,0		2,0	14,7	9,0	0,0	20,8						30,1	76,8	79,7
637,7	2,1	5,2	2,9	775,6	155,5	65,7	94,7		35,2	44,4	0,0	2,3	934,3	2.886,4	4.740,3
0,1	1,6			0,1	0,9	94,7			0,5					97,9	101,0
637,6	2,1	3,6	2,9	775,6	155,4	64,8			34,7	44,4	0,0	2,3	934,3	2.788,5	4.639,3
0,4	3,5		4,6	9,7					0,0	0,3		2,3	365,8	492,6	806,3
1,0	0,1		5,6	5,7					0,1	0,3		0,0	251,5	270,3	304,3
628,8	1,8		2,6	610,2	1,3				34,2	35,5				1.314,4	1.314,4
0,3			15,2	135,5	64,8				0,0	0,9	0,0		291,5	519,7	1.987,8
7,1	0,3		0,3	140,0	3,2				0,4	7,4			25,5	191,5	226,5

APERTURA SECTORIAL

2017 (ktep)	energía primaria									total
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			47,0			3,6	517,2	1.283,0		1.850,8
residencial			19,6			3,0	283,5	7,6		313,7
<i>Montevideo</i>			17,8				55,5			73,3
<i>interior</i>			1,8				228,0	7,6		237,4
comercial/servicios/sector público			11,4			0,5	22,1			34,0
<i>alumbrado público</i>										
<i>adm. pública y defensa</i>							2,1			2,1
<i>electricidad, gas y agua</i>							0,1			0,1
<i>resto</i>			11,4				19,9			31,3
transporte										
<i>carretero</i>										
<i>ferroviario</i>										
<i>aéreo</i>										
<i>marítimo y fluvial</i>										
industrial			16,0			0,1	176,6	1.275,4		1.468,1
<i>frigoríficos</i>			0,1				34,6	2,7		37,4
<i>lácteos</i>			0,4				19,1			19,5
<i>molinos</i>			0,0				14,3	35,1		49,4
<i>otras alimenticias</i>			7,2				25,6	29,7		62,5
<i>bebidas y tabaco</i>			0,4				12,7	11,0		24,1
<i>textiles</i>			0,2				7,7			7,9
<i>cuero</i>			0,4				6,7			7,1
<i>madera</i>			0,0				1,7	87,0		88,7
<i>papel y celulosa</i>			2,6				31,3	1.098,9		1.132,8
<i>química, caucho y plástico</i>			1,0				20,0	3,0		24,0
<i>cemento</i>			1,7				1,6	7,5		10,8
<i>otras manufactureras y construcción</i>			2,0				1,3	0,5		3,8
agro/pesca/minería							35,0			35,0
<i>agro y minería</i>							35,0			35,0
<i>pesca</i>										
no identificado										

energía secundaria																pérdidas transformación	total
supergás	propano	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocombustible	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad		
106,1	24,7	637,6	2,1	3,6	2,9	775,6	155,4	64,8			34,7	44,4	0,0	2,3	934,3	2.788,5	4.639,3
104,1	1,9	0,4		3,5		4,6	9,7				0,0	0,3		2,3	365,8	492,6	806,3
				1,0											149,7		
				2,5											216,1		
0,4	5,6	1,0		0,1		5,6	5,7				0,1	0,3		0,0	251,5	270,3	304,3
															21,0		
	2,9					1,1	1,1								17,6		
	0,0					0,0	0,1								9,7		
	2,7					4,5	4,5							0,0	203,2		
		628,8	1,8		2,6	610,2	1,3				34,2	35,5				1.314,4	1.314,4
		628,8				595,2					34,2	35,5				1.293,7	1.293,7
						0,1						0,0				0,1	0,1
			1,8		2,6											4,4	4,4
						14,9	1,3									16,2	16,2
1,6	9,9	0,3				15,2	135,5	64,8			0,0	0,9	0,0		291,5	519,7	1.987,8
0,1	0,5					0,4	3,8								26,9		
0,3	2,0					0,3	13,8								13,8		
0,1	0,1					0,7									10,2		
0,6	3,6					3,5	1,1								18,9		
0,0	0,6					0,4	3,4								10,5		
0,0	0,0					0,3	0,9								2,7		
0,0	0,0					0,2	0,4								3,5		
0,0	0,7					2,2									13,3		
0,0	0,2					1,3	98,5								99,2		
0,1	1,1					0,7	4,3								64,2		
0,0						1,8	1,9	64,8							10,4		
0,4	1,1					3,4	7,4						0,0		17,9		
	7,3	7,1	0,3		0,3	140,0	3,2				0,4	7,4			25,5	191,5	226,5
	7,3	4,2	0,3		0,3	125,5	2,1					7,4			25,0		
		2,9				14,5	1,1								0,5		

**BALANCE
ENERGÉTICO**
2017
ENERGY BALANCE

ANEXO III. DIAGRAMAS DE FLUJO
ANNEX III. FLOW CHARTS

DIAGRAMA DE FLUJO / FLOW CHART

1965

10³ tep / toe

Nota / Note:

Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.

This flow chart is the original version and does not include the corrections made later on.

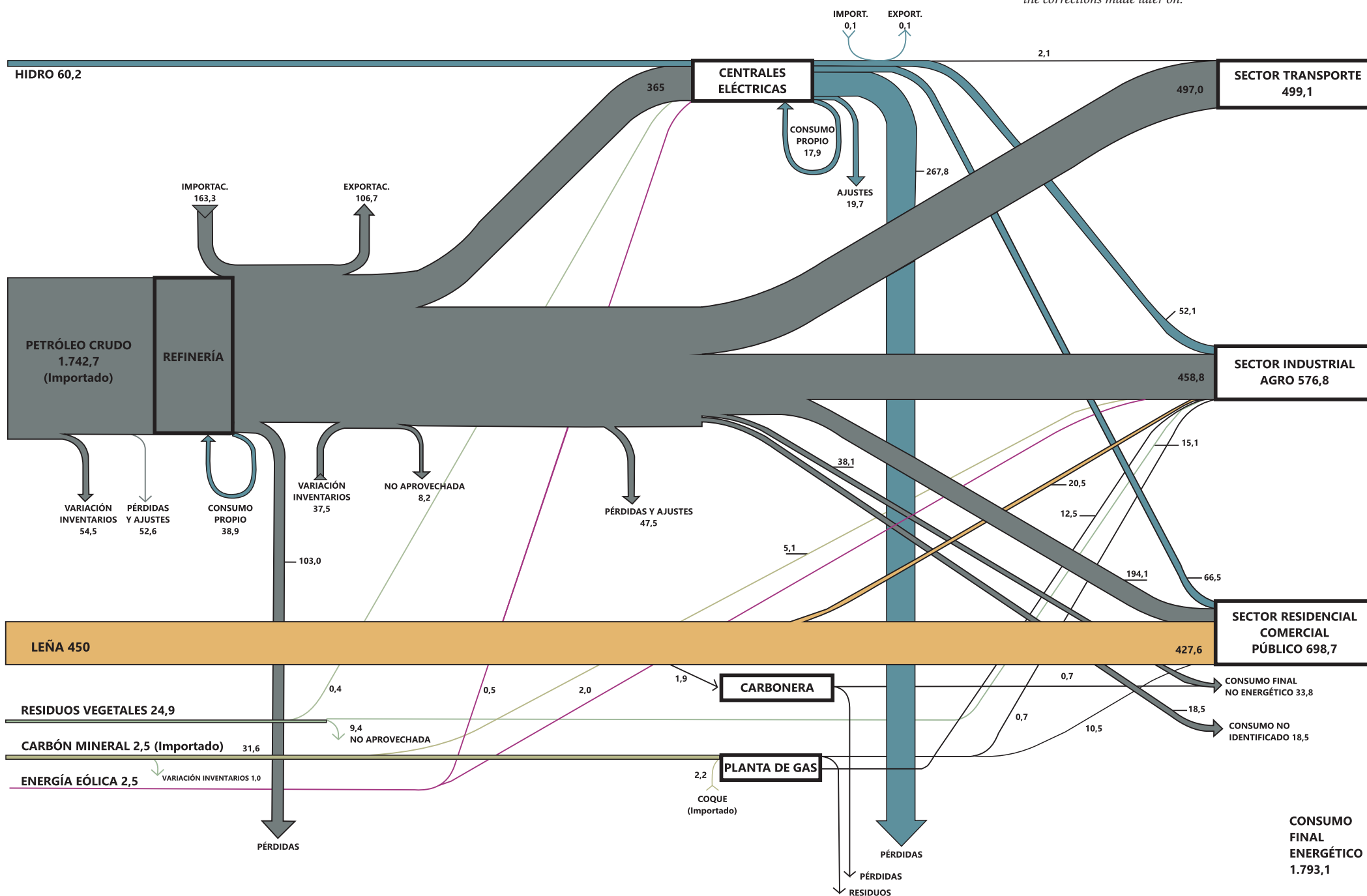


DIAGRAMA DE FLUJO / FLOW CHART

1980

10³ tep / toe

Nota / Note:

Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.

This flow chart is the original version and does not include the corrections made later on.

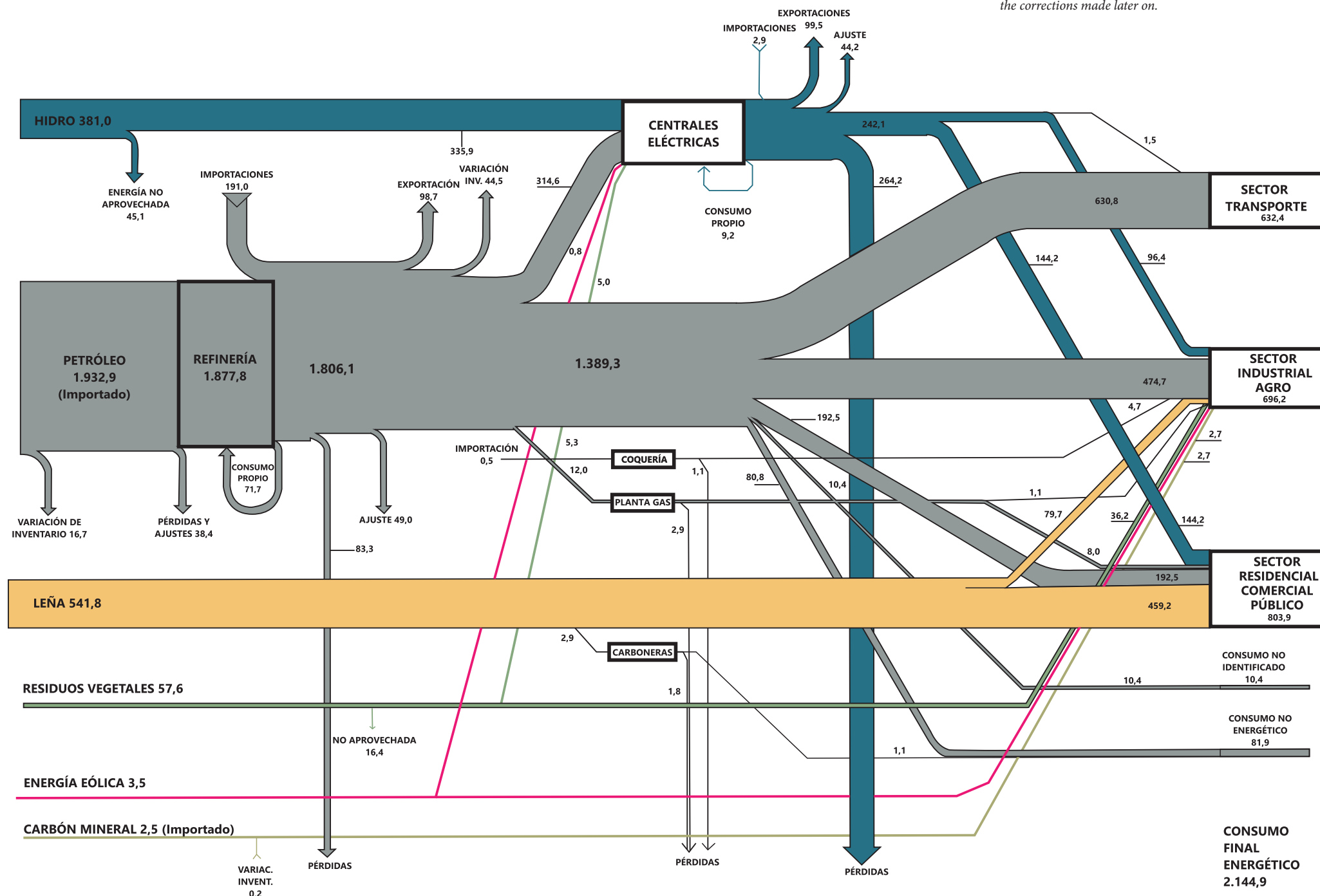


DIAGRAMA DE FLUJO / FLOW CHART

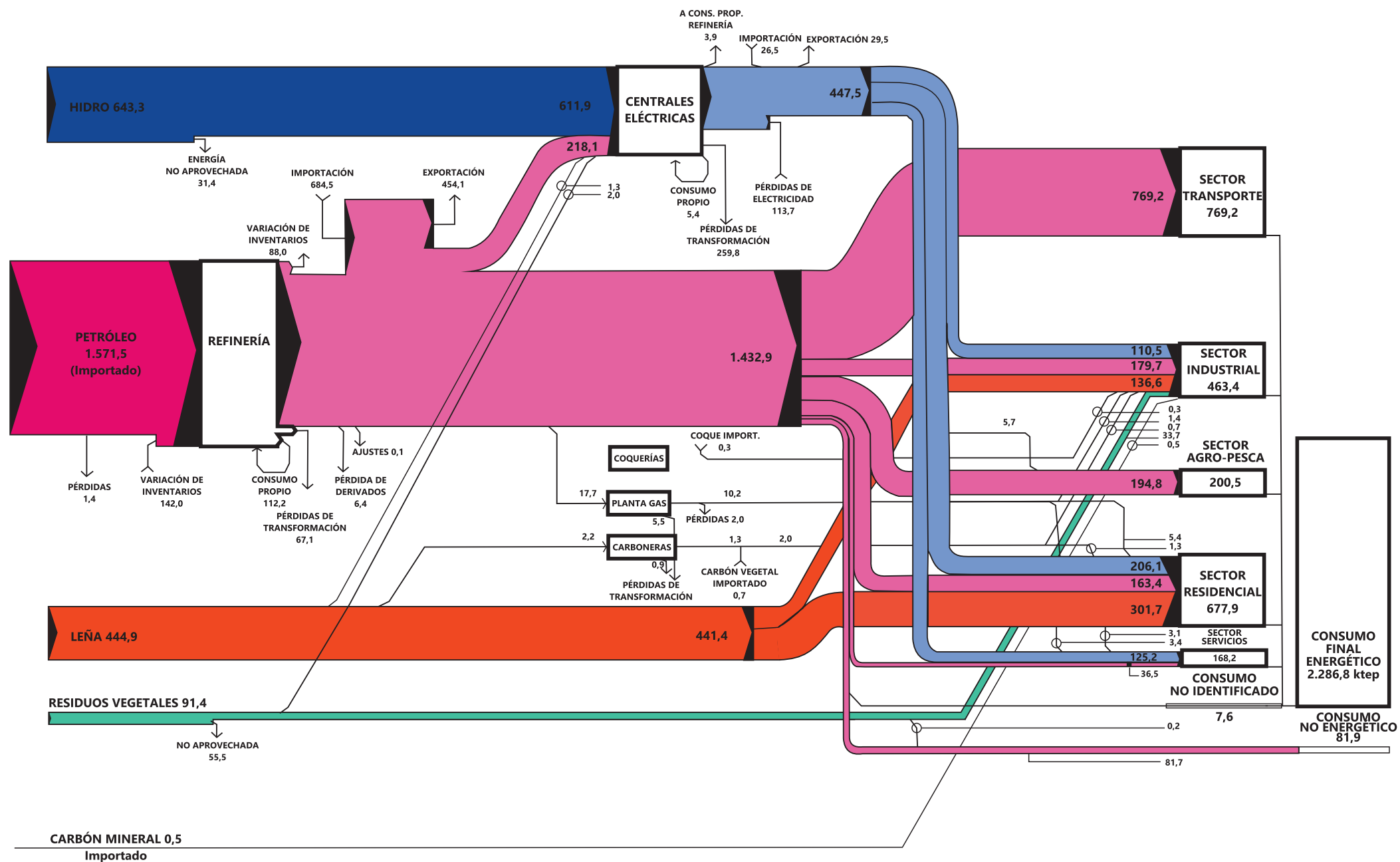
1996

ktep /ktoe

Nota / Note:

Este diagrama de flujo es el original y no incorpora las correcciones que se dieron posteriormente.

This flow chart is the original version and does not include the corrections made later on.



2005

Nota / Note:

This flow chart is the original version and does not include the corrections made later on.

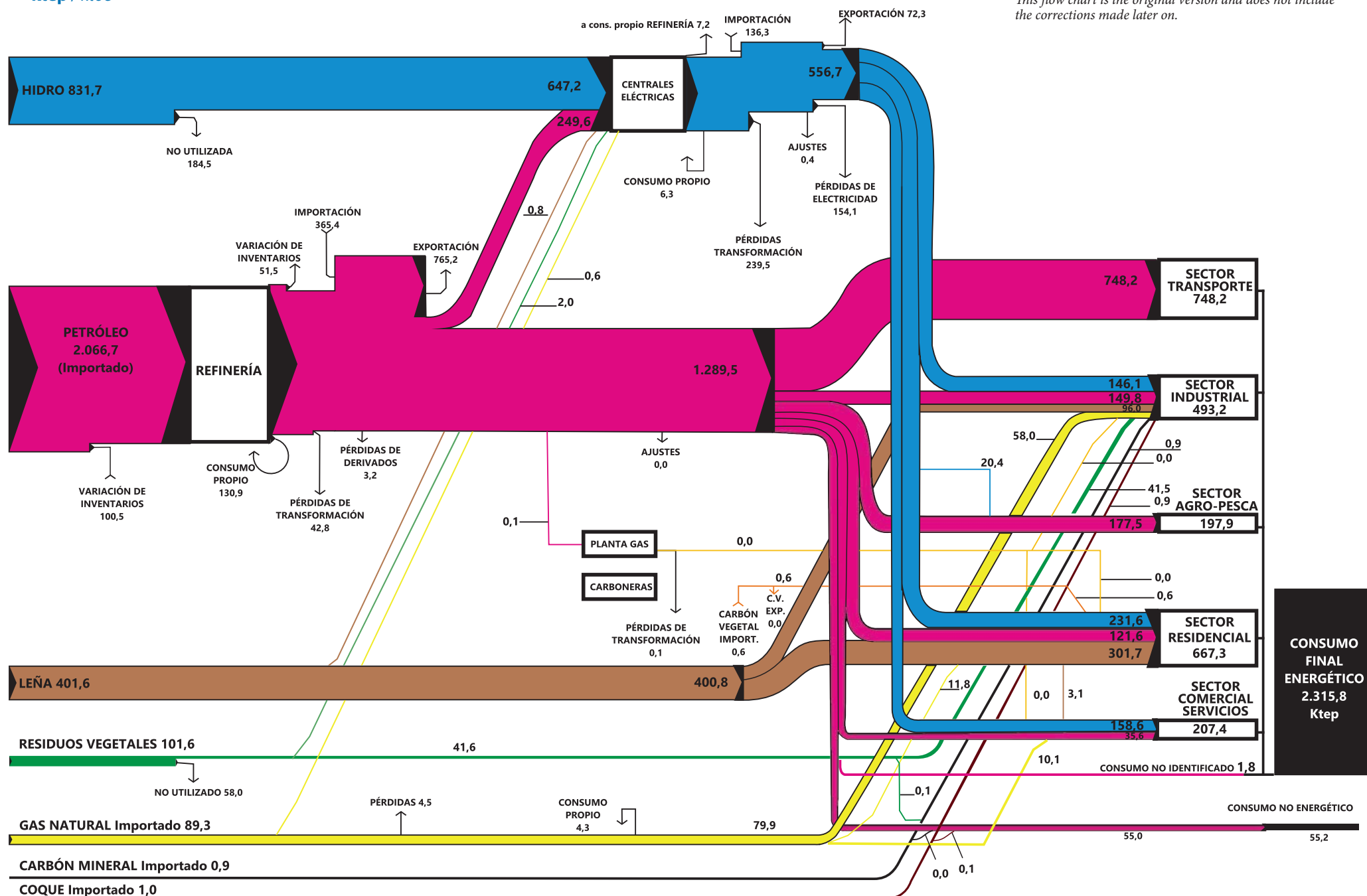


DIAGRAMA DE FLUJO / FLOW CHART

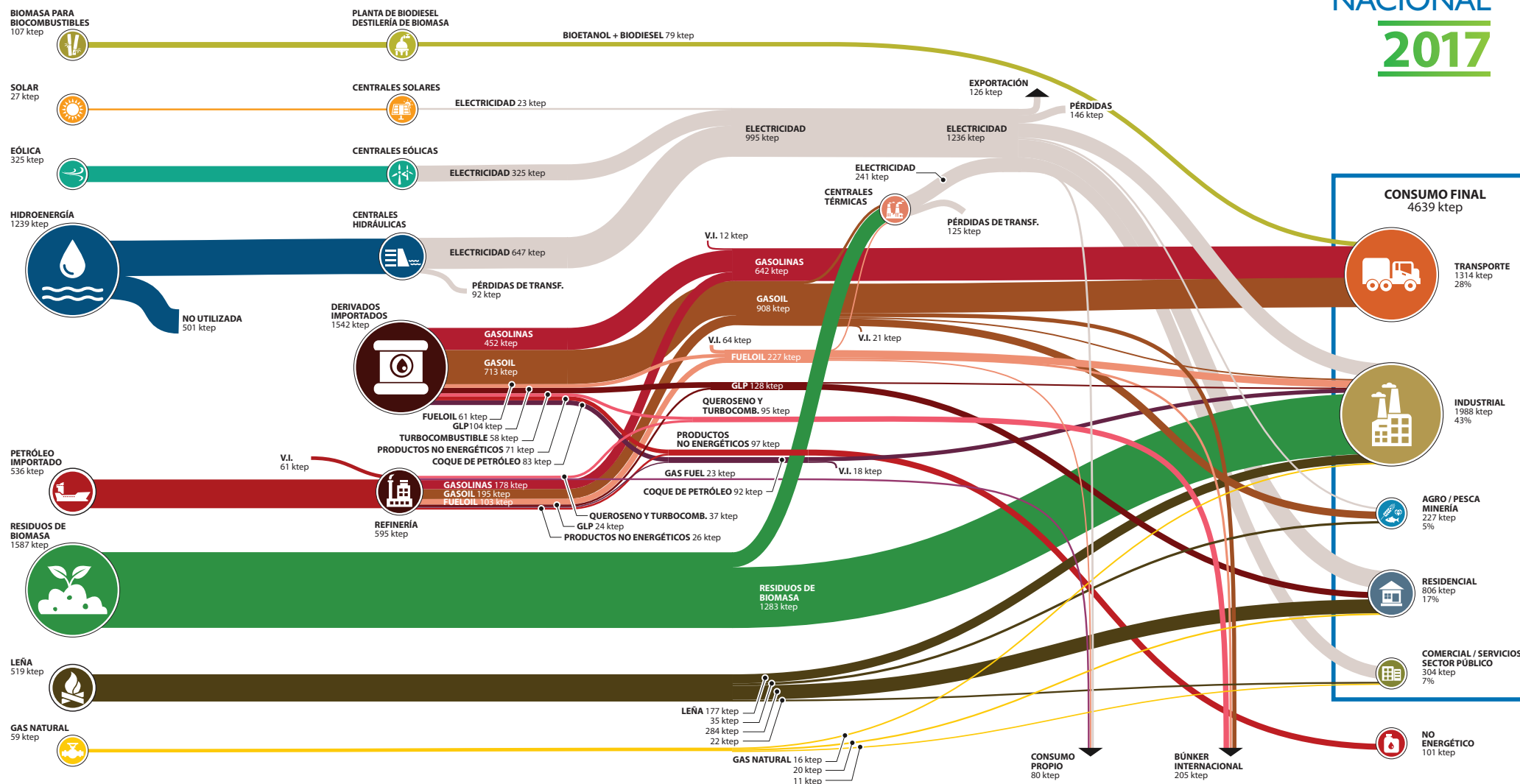
2017

ktep / ktoe



BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL

2017



NOTA: SE REPRESENTAN LOS PRINCIPALES FLUJOS ENERGÉTICOS

Balance Energético 2017
Energy Balance 2017

Dirección Nacional de Energía
Planificación, Estadística y Balance

info.estadistica@miem.gub.uy

www.miem.gub.uy/energia

