



BALANCE ENERGÉTICO | 2015 *ENERGY BALANCE*

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 | 2015

SERIE HISTÓRICA 1965-2015

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

ENERGY BALANCE URUGUAY | 2015
HISTORICAL SERIES 1965-2015

*República Oriental del Uruguay
Ministry of Industry, Energy and Mining
Secretary of Energy*



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 de la Dirección Nacional de Energía (DNE). Esta publicación comprende la serie histórica 1965-2015 y se encuentra disponible en el sitio web: www.dne.gub.uy.

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 the Ministry of Industry, Energy and Mining

D. Eng. Guillermo Moncecchi

National Director of Energy

AE. Olga Otegui

The Ministry of Industry, Energy and Mining (MIEM) is responsible for the elaboration of the National Energy Balance. This task is carried out by the Planning, Statistics and Balance section of the Secretary of Energy (DNE). This publication is comprised of the historical series 1965-2015 and is available on the website: www.dne.gub.uy.

Ministry of Industry, Energy and Mining (MIEM)

www.miem.gub.uy

ISSN: 2393-6592

Traducción al inglés / *Traduction into english* by: Andrea Viglietti

TABLA DE CONTENIDOS / TABLE OF CONTENTS

	PRÓLOGO / <i>FOREWORD</i>	6/54
1.	INTRODUCCIÓN / <i>INTRODUCTION</i>	8/56
2.	SISTEMA ENERGÉTICO URUGUAYO / <i>URUGUAY'S ENERGY SYSTEM</i>	10/58
2.1.	Sector de transformación eléctrica / <i>Power transformation sector</i>	10/58
2.2.	Sector de hidrocarburos / <i>Hydrocarbon sector</i>	11/59
3.	OFERTA DE ENERGÍA / <i>ENERGY SUPPLY</i>	14/62
3.1.	Abastecimiento de energía / <i>Energy supply</i>	15/63
3.2.	Generación de energía eléctrica / <i>Electricity generation</i>	17/65
3.3.	Producción de derivados de petróleo / <i>Production of oil products</i>	20/67
4.	DEMANDA DE ENERGÍA / <i>ENERGY DEMAND</i>	22/70
4.1.	Consumo final energético por fuente / <i>Final energy consumption by source</i>	22/70
4.2.	Consumo final energético por sector / <i>Final energy consumption by sector</i>	24/72
5.	EMISIONES DE CO ₂ / <i>CO₂ EMISSIONS</i>	32/78
6.	INDICADORES / <i>INDICATORS</i>	34/80
6.1.	Consumo de energía por PIB / <i>Energy consumption by GDP</i>	34/80
6.2.	Consumo de energía y de electricidad per cápita / <i>Energy and electricity consumption per capita</i>	34/80
6.3.	Intensidad energética por sector / <i>Energy intensity by sector</i>	35/81
6.4.	Emisiones de CO ₂ por PIB y per cápita / <i>CO₂ Emissions per GDP and per capita</i>	36/82
6.5.	Factor de emisión de CO ₂ del SIN / <i>CO₂ Emission Factor of the SIN</i>	36/82
6.6.	Tasa de electrificación / <i>Electrification rate</i>	37/82
6.7.	Sendero energético / <i>Energy Path</i>	37/83
7.	METODOLOGÍA / <i>METHODOLOGY</i>	38/84
7.1.	Definiciones generales / <i>General definitions</i>	38/84
7.2.	Estructura / <i>Structure</i>	39/84
7.3.	Unidades / <i>Units</i>	46/92
7.4.	Comentarios particulares / <i>Special comments</i>	46/92

ANEXO I. TABLAS Y GRÁFICOS / <i>TABLES AND GRAPHICS</i>	100
1. Información complementaria / <i>Supplementary information</i>	102
2. Oferta de energía / <i>Energy supply</i>	109
3. Demanda de energía / <i>Energy demand</i>	124
4. Emisiones de CO ₂ / <i>CO₂ Emissions</i>	143
5. Indicadores / <i>Indicators</i>	147
ANEXO II. MATRICES	162
ANEXO III. DIAGRAMAS DE FLUJO / <i>FLOW CHARTS</i>	192

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 2015. 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.

El BEN 2015 constituye el Balance número 51 de la serie histórica 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 muy buena generación hidroeléctrica que se registró en el año 2015, que si bien fue menor al máximo histórico registrado en 2014, representó un 20% superior al promedio de los últimos 10 años.

En 2015 se concretó el tercer año consecutivo de no importación comercial de electricidad; esto es consecuencia de los lineamientos instrumentados desde el 2005 con el objetivo principal de independencia energética con diversificación de la matriz con fuentes renovables y autóctonas.

Otro hecho que avala este objetivo es que, a diciembre de 2015 (fecha de cierre del BEN 2015) el país contaba con 26 parques eólicos, de los cuales 19 fueron instalados en los últimos 2 años, teniendo como punto de partida el año 2005 con ningún parque eólico de gran porte. Esto representó una participación de 15% de energía eólica en la matriz de generación eléctrica en 2015.

Por su parte, se destaca el desarrollo de la energía solar fotovoltaica. Si bien es una fuente que se utiliza en el país hace muchos años, aún presenta valores pequeños respecto a otras fuentes de energía. Sin embargo, del total de potencia instalada a diciembre de 2015, el 90% entró en operación ese mismo año, mediante la instalación de dos nuevas plantas en el norte del país, así como de plantas de micro generación.

Otro hecho a destacar es que, la nueva industria de celulosa instalada a fines de 2013, operó a capacidad plena durante 2015 registrando un aumento cercano a 30% respecto al año anterior en el uso de residuos de biomasa como fuente energética, en un manejo sustentable de los mismos.

Todos estos aspectos mencionados nos permiten estar hoy por encima de la meta insignia de la Política energética, que establece para 2015 que al menos el 50% de la matriz de abastecimiento del país provenga de fuentes renovables; en 2015 se alcanzó el 57%.

Por su parte, en la presente publicación se incorporan mejoras en la estimación del consumo final energético desagregado por sector a través de la realización de la encuesta en el sector Industrial y de mejoras en los datos administrativos. A su vez, se incorpora en la matriz de resultados la generación de electricidad de centrales eléctricas desagregada por fuente de energía (desde 2010), así como la energía solar térmica (desde

2014). Por su parte, se ajusta la metodología para cuantificar tanto la energía eólica como solar fotovoltaica como fuentes de energía primarias, corrigiéndose las series históricas correspondientes.

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

A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized, overlapping loops and a long horizontal stroke extending to the right.

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, contándose con información desde el año 1965 a 2015. Es así que con el BEN 2015 se completan 51 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, se han producido variantes significativas en lo que respecta a la presentación de la información. A continuación, se citan las mejoras incorporadas en la última década:

2006 Se empezaron a contabilizar las pérdidas no técnicas del sector eléctrico en el consumo final energético: 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 agregaron nuevas fuentes de energía y centros de transformación:

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

Se incorporaron los resultados de la actualización del "Estudio de consumos y usos de la energía" al año 2008.

2012 Se comenzó a informar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) correspondientes a las industrias de la energía y sectores de consumo. Se incluyeron como partidas informativas las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales.

2013 Se comenzaron a realizar encuestas sectoriales utilizando la plataforma online de AGESIC.

Se empezó a informar el consumo final energético con una mayor desagregación sectorial:

- Residencial (Montevideo; interior);
- Comercial/Servicios/Sector público (alumbrado público; sector público; electricidad, gas y agua; resto);
- Transporte (carretero; ferroviario; aéreo; marítimo y fluvial);
- Industrial (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 (agro y minería; pesca).

Se presenta un nuevo formato de matriz, en la que se incorporan energéticos, centros de transformación y actividades de oferta, así como la mayor desagregación en los sectores finales de consumo energético.

2014 Se comenzó a incluir la energía solar fotovoltaica en la matriz de resultados.

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. Se comenzó a incluir la energía solar térmica en la matriz de resultados.

A efectos de hacer comparables las cifras correspondientes a las diferentes fuentes que componen la oferta energética, las cuales 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 a través del sector de transformación eléctrica y del sector de los hidrocarburos.

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 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 final del año 2015, Uruguay contó con una potencia total instalada de 3.989 MW, incluyendo los generadores conectados al SIN así como aquellos generadores de autoproducción aislados. La potencia estuvo compuesta por 1.538 MW de origen hidráulico, 1.530 MW térmicos (combustibles fósiles y biomasa), 857 MW de origen eólico y 64 MW de generadores solares fotovoltaicos. Considerando la potencia instalada por fuente, el 72% correspondió a energía renovable (hidráulica, biomasa, eólica y solar) mientras que el 28% restante constituyó 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 un 33%, pasando 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 95%, alcanzando un total de 3.989 MW hacia final de 2015. Este crecimiento estuvo influenciado por la incorporación de nuevas fuentes de energía, autóctonas del país, que permitieron la complementariedad con las fuentes tradicionales así como la diversificación de la matriz energética en los últimos años.

La evolución de capacidad instalada de centrales hidroeléctricas fue creciente hacia el principio del período 1990-2015, 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 1890 MW. Desde ese año, Uruguay colmó su capacidad instalada en energía hidráulica de gran porte, manteniéndose constante hasta la fecha. La participación de la energía hidráulica en la potencia total pasó de 76% (1990) a 39% (2015).

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, donde se incorporaron 600 MW correspondientes a turbinas y 179 MW a motores (de los cuales 100 MW son alquilados). Finalmente, entre 2014 y 2015 la potencia de generadores térmicos fósiles disminuyó 170 MW debido a la salida de operación la Sala B de Central Batlle, la turbina de Maldonado y los motores arrendados desde 2012. La potencia instalada de origen fósil fue de 22% en 1990 y creció a 28% en 2015.

Históricamente, la capacidad instalada de generadores térmicos a base de biomasa no superó los 22 MW hasta 2006, año en el cual 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 nueve 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 pasó de 1% en 1990 a 11% en 2015.

Por su parte, la energía eólica de gran porte comenzó a participar en el mix de generación eléctrica en 2008, con la puesta en operación de los primeros parques eólicos del país. Desde ese año, se ha concretado la incorporación de generadores eólicos tanto privados como públicos registrándose un desarrollo importante de dicha fuente de energía. En particular, se destaca que tan solo en los últimos dos años se concretó la puesta en marcha de 797 MW de potencia en parques eólicos, resultando en una participación de 21% en el total de potencia instalada de 2015.

Finalmente, se menciona la energía solar fotovoltaica, que si bien es una fuente que se utiliza en el país hace muchos años, aún presenta valores pequeños respecto a otras fuentes de energía. En particular se menciona la instalación de la planta fotovoltaica Asahi en el departamento de Salto en el año 2013 (480 kWp) y la gran incorporación de micro generación a lo largo de 2014. Durante 2015, entraron en operación dos nuevas plantas fotovoltaicas por un total de 58 MW. Esto resultó en un crecimiento significativo de potencia instalada para dicha fuente, acompañado también por la incorporación de capacidad de micro generación.

2.2. Sector de hidrocarburos

Relativo al sector de los hidrocarburos, Uruguay cuenta con una única refinería, propiedad de la empresa estatal ANCAP, ubicada en el departamento de Montevideo. Su capacidad de refinación es de 50.000 barriles por día y produce principalmente gasoil, fueloil, gasolinas, GLP (supergás y propano) y turbocombustibles, entre otros productos. El petróleo crudo ingresa al país en 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, Canelones, Colonia, Durazno, Paysandú y Treinta y Tres.

En 2015, como suele ocurrir en otros años, se debió recurrir a la importación de derivados, dado que la producción de la refinería no alcanzó para satisfacer el consumo 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.

2014, fue el primer año completo de operación de la planta desulfuradora 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 de 50 partes por millón (ppm) (gasoil 50S) y de 800 m³/día de gasolinas con una concentración máxima de 30 ppm de azufre (gasolina 30S). Finalmente, la planta de recuperación de azufre cuenta con una capacidad instalada de 30 toneladas/día, obteniéndose azufre líquido el cual es comercializado en el mercado interno.

Desde el año 2010, el país cuenta con producción de bioetanol y biodiésel, los cuales se utilizan principalmente en el sector transporte en mezclas con gasolinas y gasoil, respectivamente. En octubre de 2014 se inauguró una nueva planta de producción de etanol en el departamento de Paysandú, lo que permite disponer de una capacidad instalada de 96.000 m³/año para la producción de bioetanol, utilizando principalmente caña de azúcar y sorgo dulce. Por su parte, la capacidad instalada de biodiésel es de 80.000 m³/año producido a partir de soja, girasol, colza y sebo.

Finalmente, Uruguay realiza su abastecimiento de gas natural desde Argentina a través de dos gasoductos con una capacidad total de 6.000.000 m³/día, existiendo redes de distribución en el litoral suroeste y noroeste del país.



3. OFERTA DE ENERGÍA¹

La oferta bruta total de energía en el país fue de 5.470 ktep en 2015, aumentando 6% respecto al año anterior. Entre los principales energéticos que participaron en la oferta de energía en 2015 se menciona:

Petróleo y derivados:

En el año 2015, la oferta bruta de petróleo fue 1.920 ktep, a diferencia del año anterior que fue de 1.989 ktep. En el último año, la carga de refinería fue 3% menor a 2014.

Durante el año 2015, se importaron 2.038 ktep de petróleo, por lo que las importaciones excedieron el consumo, esto se refleja en la variación de inventario, en 2014 las importaciones fueron de 1.913 ktep.

Respecto a los derivados de petróleo, la oferta bruta aumentó en 2015 respecto a 2014. Esto se explica fundamentalmente por la mayor demanda para generación eléctrica, que pasó de 176 ktep (2014) a 226 ktep (2015). En los derivados de petróleo se dio una disminución tanto en la importación como producción de los mismos entre 2014 y 2015, de 13% y 1%, respectivamente.

Por su parte, en 2015 se registraron solamente exportaciones de asfaltos, mientras que las ventas a bunkers internacionales de derivados de petróleo disminuyeron 8% entre 2014 y 2015.

Gas natural:

La importación de gas natural en 2015 fue de 46 ktep, similar a 2014. La oferta bruta de gas natural en 2015 fue de 45 ktep y sigue siendo marginal. Esto se debe fundamentalmente a las restricciones a la importación desde Argentina (único proveedor de gas natural).

Hidroenergía:

La oferta de energía hidráulica es muy variada de un año a otro debido a la dependencia de las características hidrológicas del año. Particularmente, 2015 presentó muy buenos niveles de hidraulicidad, similares a 2010 y 2014, a diferencia con lo que se dio entre 2011 y 2013. La oferta bruta de hidroenergía disminuyó de 1.001 ktep (2010) a 585 ktep (2012), aumentó a 1.274 ktep (2014) y volvió a disminuir a 1.125 ktep (2015).

Energía eólica y solar:

Al igual que el año anterior, en 2015 la oferta bruta de energía eólica volvió a registrar un crecimiento destacable (180%), pasando de 63 ktep a 178 ktep, como resultado de la entrada en operación de una serie de parques eólicos a lo largo del año. En el caso de la energía solar,

1 En el Anexo I, a partir de la página 109, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a oferta de energía.

a partir de 2015 se incluye tanto la energía solar térmica como la fotovoltaica en la matriz de resultados, ajustando el resultado correspondiente a 2014 también. La oferta bruta de energía solar fue de 2,9 ktep en 2014 y aumentó a 7,1 ktep en 2015.

Biomasa:

La oferta bruta de biomasa creció 20% en 2015 respecto al año anterior. Para analizar el comportamiento de la biomasa es conveniente desagregar en las diferentes 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 2015 fue de 522 ktep mientras que para 2014 fue de 539 ktep, manteniendo los niveles que se vienen registrando en los últimos años. Respecto a los residuos de biomasa, la oferta bruta presentó un crecimiento de 28% en 2015 (1.441 ktep) respecto a 2014 (1.127 ktep), debido principalmente al crecimiento en el consumo de licor negro de la industria del papel y celulosa.

En el caso de la biomasa para la producción de biocombustibles, la oferta bruta para 2015 fue 115 ktep, representando un crecimiento de 58% respecto a 2014. En estos últimos años, se observa una clara tendencia al aumento en la oferta de fuentes de energía primarias involucradas en la producción de bioetanol y biodiésel.

Carbón y coque de carbón:

El consumo de estas fuentes sigue siendo marginal en el Uruguay, siendo 2,4 ktep de oferta bruta en 2015.

Electricidad importada:

En 2015, al igual que en 2014 no hubo importación de electricidad, hubo intercambio energético con Argentina, definido como “energía de devolución” sin costo asociado, ya que el mismo se encuentra dentro del marco del convenio de interconexión.

3.1. Abastecimiento de energía

La matriz de abastecimiento de energía del país, o también llamada matriz de energía primaria, ha tenido un crecimiento neto de 129% entre 1990 y 2015, registrando un valor récord en 2015 (5.230 ktep) y un aumento de 9% respecto al año anterior.

En 2015 la matriz de abastecimiento estuvo integrada principalmente por petróleo y derivados, seguido en importancia por la biomasa (leña, residuos de biomasa, biomasa para biocombustibles y carbón vegetal) y electricidad de origen hidráulico. En menor medida, se registraron participaciones de electricidad de origen eólico y gas natural. Se destaca que la producción de electricidad a partir de la energía solar fotovoltaica fue muy pequeña respecto al resto de las fuentes.

Petróleo y derivados han constituido históricamente las principales fuentes de abastecimiento del país, en especial por la importación de petróleo crudo para la producción de derivados en la refinería. La participación en la matriz ha sido variable, en función de las necesidades de derivados de petróleo para generación eléctrica, como complemento de la

energía eléctrica de origen renovable. Si bien entre 2014 y 2015, la participación de petróleo y derivados en la matriz de abastecimiento disminuyó de 44% a 42%, el abastecimiento de energía creció de 2.105 ktep a 2.208 ktep. Este aumento se debió a una mayor importación de petróleo crudo, mientras que las importaciones y las exportaciones de derivados fueron menores en el último año.

A partir de 2007, la segunda fuente en importancia en el abastecimiento energético de Uruguay pasó a ser la biomasa, considerando en conjunto la leña, residuos de biomasa, biomasa para la producción de biocombustibles y carbón vegetal. De esta manera se desplazó al tercer lugar a la electricidad de origen hidráulico que, al menos en los últimos 20 años, ocupaba el segundo lugar luego de petróleo y derivados. Entre 1990 y 2007, la biomasa presentó una participación relativamente constante, sin embargo, a partir de 2007 cobró cada vez más importancia. Este crecimiento importante de los últimos años, que se vio interrumpido entre 2010 y 2011, volvió a observarse desde 2012, pasando de 1.330 ktep (2010) a 2.081 ktep (2015). El abastecimiento de biomasa no solo creció 20% respecto al año anterior, sino que a su vez aumentó su participación porcentual de 36% (2014) a 40% (2015).

Cabe destacar que la segunda planta de celulosa que entró en operación en 2014, recién durante 2015 operó a capacidad plena, registrando un aumento importante en el consumo de licor negro. La fuente que siguió en orden de importancia en la participación porcentual fue la energía eléctrica de origen hidráulico. Uruguay presenta una oferta hidroeléctrica muy variable de un año a otro, que depende fuertemente de las condiciones climáticas. El año 2015 presentó buenos niveles de hidraulicidad, alcanzando una producción de hidroelectricidad de 711 ktep, comparable a los años 2010 y 2013 (14% inferior al máximo histórico registrado en 2014). Los 5 años de mayor producción de hidroelectricidad fueron 1998 (787 ktep), 2001 (791 ktep), 2002 (820 ktep), 2010 (723 ktep) y 2014 (830 ktep), constituyendo éste último el mejor de toda la serie. Se menciona que 2002 fue a su vez el año de mayor participación de la hidroelectricidad en la matriz de abastecimiento.

Es importante destacar la evolución que está teniendo la electricidad de origen eólico en la matriz, en particular, el gran crecimiento registrado en los últimos dos años. En 2008, primer año de incorporación de energía eólica de gran porte en el país, la producción de electricidad de origen eólico fue de 0,63 ktep y aumentó a 178 ktep en el año 2015. Aunque su participación sigue siendo pequeña en la matriz de abastecimiento (3%), esta fuente triplicó la energía abastecida 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 diez parques eólicos en 2014 y nueve durante 2015 por un total de 800 MW aproximadamente.

Las restantes fuentes que conformaron la matriz de abastecimiento de 2015 tuvieron una participación muy pequeña: gas natural (1%), electricidad de origen solar (<1%) y carbón y coque (<1%). En particular, el abastecimiento de gas natural fue de 46 ktep en el último año, manteniendo la menor participación de los últimos 10 años.

En 2015 y por tercer año consecutivo, Uruguay logró abastecer su demanda interna de electricidad a través de la producción nacional; como se mencionó anteriormente en este informe, se registró una pequeña importación en 2015, sin embargo, la misma se debió a "energía de devolución" (<1ktep).

3.1.1. Abastecimiento de energía por origen

En el año 2015, el abastecimiento de energía fue de 57% de origen local y 43% de origen importado. Teniendo en cuenta toda la serie, los 5 años con mayor participación de energía local en el abastecimiento fueron en orden de importancia: 2015 (57%), 2014 (55%), 2002 (52%), 2010 (50%) y 2013 (49%). 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 el año 2007, se ha registrado un crecimiento neto para alcanzar un valor de 2.972 ktep en 2015.

En lo que respecta al abastecimiento de energía de origen importado, la misma ha sido variable en todo el período, registrando un valor máximo de 3.025 ktep (2012) y un mínimo de 1.220 ktep (2002). En particular para 2015, se destaca un leve aumento respecto a 2014 en la importación de derivados de petróleo para generación de electricidad, consecuencia de la menor participación de la electricidad de origen hidráulico.

3.1.2. Abastecimiento de energía 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 2015, las fuentes de energía renovables (biomasa y electricidad de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaica) tuvieron una participación del 57% en la matriz de abastecimiento, mientras que el restante 43% correspondió a las fuentes no renovables (petróleo y derivados, gas natural, carbón mineral y coque).

Analizando toda la serie, los 5 años que presentaron mayores niveles de participación de origen renovable fueron: 2015 (57%), 2014 (55%), 2002 (52%), 2010 (50%) y 2013 (49%). Del mismo modo que lo mencionado en el análisis del abastecimiento por origen, se observa que el abastecimiento de energía renovable ha aumentado hacia el final de este período, duplicando el promedio registrado en los 20 años previos a 2010. En 2015, el abastecimiento de energía renovable fue 13% superior al año previo y 44% superior a 2010, lo que refleja el crecimiento significativo de las fuentes de energía eólica y biomasa, principalmente, en los últimos años. Cabe mencionar una vez más, que los niveles de hidráulicidad, y por lo tanto la cantidad de hidroelectricidad, influyen fuertemente en la participación de las diferentes fuentes en la matriz de abastecimiento, resultando 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, observando 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 2015 fue de 3.989 MW y estuvo compuesta por 38% de generadores hidráulicos, 39% de centrales térmicas, 21% de

generadores eólicos y 2% de generadores solares. En 2015, la demanda de energía eléctrica como se explicó antes se abasteció en su totalidad con producción local. Se generaron 1.181 ktep de electricidad (13.731 GWh), representando un aumento de 6% respecto al año anterior. La producción estuvo integrada por 1.043 ktep provenientes de centrales eléctricas de servicio público mientras que 138 ktep fueron generados por centrales eléctricas de autoproducción. Los crecimientos respecto a 2014 fueron de 3% y 25%, respectivamente.

Cabe mencionar que la exportación de energía eléctrica registró un aumento de 4% en el último año, alcanzando la máxima exportación de los últimos 13 años (114 ktep). Por su parte, el consumo final energético de 2015 (calculado como la producción menos la exportación, las pérdidas técnicas y el consumo propio) registró un aumento de 4% respecto a 2014. Se destaca que el consumo final energético que se abastece desde el SIN (sin considerar la electricidad generada por centrales eléctricas de autoproducción) permaneció prácticamente similar al año anterior, con un crecimiento de 1%. De esta manera, el crecimiento del consumo final eléctrico en 2015 se registró principalmente en el sector industrial, a partir de industrias que autogeneraron su propia electricidad, mientras que la electricidad que se entregó desde la red no registró prácticamente variación.

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

Otra de las particularidades que caracterizan a la generación eléctrica es la diversificación de fuentes que se ha registrado en los últimos años. Es así que desde el año 1965 hasta 2000 aproximadamente, el país contaba con tres fuentes de energía participando mayoritariamente en la matriz de generación: hidroenergía, fueloil y gasoil. Sin embargo, en los últimos años se comenzaron a utilizar nuevas fuentes de energía para generación de electricidad, algunas aún en forma marginal pero con una tendencia creciente en el consumo (biomasa -incluye leña y residuos de biomasa-, gas natural, energía eólica y solar).

En el caso de la biomasa, a partir del año 2008 empezó a tener mayor participación como materia prima para la producción eléctrica. Esta situación responde 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, se ha registrado un aumento importante en la generación de electricidad con biomasa lográndose triplicar su valor en 7 años y pasando a ser la segunda fuente de importancia en la matriz de generación eléctrica en 2014.

Respecto a la energía eólica, en el año 2010 comenzó a formar parte del mix de generación con un crecimiento lento en sus primeros años de desarrollo. Sin embargo, en los últimos 2 años se registró crecimiento muy importante en generación de electricidad, pasando de 144 GWh (2013) a 2.065 GWh (2015), logrando una participación de 15% en la matriz de electricidad.

Se aclara que la energía solar se comenzó a incluir en las matrices a partir de 2014 y dado que resulta en valores pequeños respecto al resto de las fuentes, no figura en los gráficos. Sin embargo, constituye un insumo para la generación de electricidad que en los últimos años ha empezado a tener cierta participación. En particular se destaca la incorporación de más de 60 MW de potencia instalada de paneles solares fotovoltaicos en 2015, correspondientes a dos plantas fotovoltaicas y una serie de instalaciones de micro generación.

La generación de electricidad, se puede analizar desde dos puntos de vista: por un lado considerar los insumos para generación y por otro lado 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 2015 se registró una eficiencia global de transformación de 78%, similar al año anterior.

3.2.1. Matriz de insumos para generación de electricidad

En el año 1965 el total de insumos para generación fue de 399 ktep y registró un crecimiento neto en toda la serie para alcanzar un consumo de 1.511 ktep en 2015, que representó un aumento de 5% 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 la diversificación de fuentes hacia el final del período, como se ha mencionado anteriormente. En 2015 la mayor participación en los insumos para generación correspondió a la hidroenergía (54%), seguido por la biomasa (19%) y con igual participación la energía eólica (12%) y el gasoil (12%).

3.2.2. Matriz de generación de electricidad por fuente

La energía eléctrica generada en 2015 provino principalmente de la energía hidráulica (61%), la cual presentó una disminución de 14% respecto a 2014. Por su parte, la producción de electricidad a partir de biomasa creció 26% en el último año, manteniendo el segundo lugar de importancia en la matriz de generación eléctrica (17%). Le siguió la electricidad producida a partir de energía eólica (15%) que también registró un destacable crecimiento en el último año, triplicando su valor. Por su parte, la generación de electricidad de origen fósil aumentó 32% respecto al año anterior, sin embargo mantuvo una participación similar. Cabe mencionar que la electricidad generada a partir de energía solar fue menor a 1%.

La evolución de la matriz de generación de electricidad por fuente también refleja las características antes mencionadas de variabilidad, complementariedad y diversificación de fuentes. Hasta la década de los 80, la generación de energía eléctrica provino principalmente

de combustibles fósiles, mientras que 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 en el año 2015, la generación de electricidad a partir de energía eólica fue el doble que la producción de energía eléctrica de origen fósil. Esto fue posible, no solo por el desarrollo logrado en el aprovechamiento del recurso eólico, sino también por la buena hidráulidad y crecimiento de la biomasa como insumos para la generación eléctrica, que resultaron en un menor consumo de combustibles fósiles para dicho fin. De esta manera, la matriz de generación eléctrica presentó una participación de 93% de fuentes de energía renovables.

3.3. Producción de derivados de petróleo

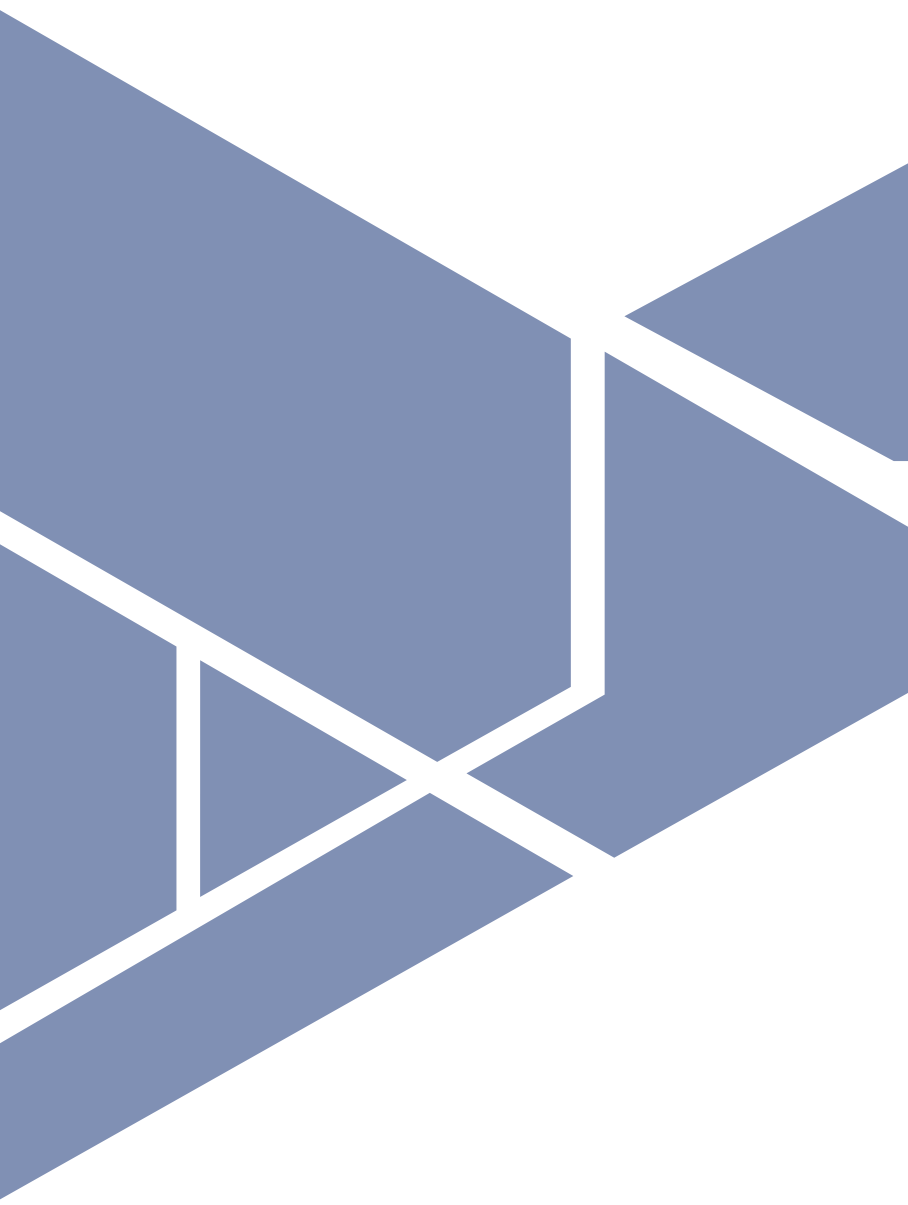
En el año 2015 la operación de la refinería fue similar a los años anteriores en lo que respecta a la estructura de producción. Se procesaron 1.919 ktep de petróleo crudo, resultando en niveles 3% inferiores al año previo.

Por su parte, se produjeron 1.915 ktep de derivados de petróleo resultando en 3,7 ktep de pérdidas de transformación. En el último año, el producto mayoritario fue el gasoil (761 ktep), seguido por las gasolinas automotoras (511 ktep) y el fueloil (305 ktep). En menor medida hubo producción de GLP (supergás y propano), queroseno y turbocombustible, entre otros productos.

En el proceso de refinación, se obtienen productos que son consumidos directamente en el mismo proceso. En el año 2015, se produjeron 67 ktep de gas fuel y 30 ktep de coque de petróleo. Estos consumos están contabilizados en la matriz de resultados bajo la denominación "consumo propio" del sector energético.

En 1993 comenzó la remodelación de la refinería, no habiendo producción en todo el año 1994. Por su parte, se han realizado paradas de mantenimiento en varias oportunidades, destacándose las realizadas entre setiembre 2002 y marzo 2003 y desde setiembre 2011 a enero 2012. Para dichos años, la refinería ha visto disminuido sus niveles anuales de procesamiento de crudo y producción de derivados.

La estructura de producción de la refinería ha presentado algunos cambios a lo largo de estos 50 años. Hasta los primeros años de la década del 80 la principal producción correspondió a fueloil, sin embargo, a partir de 1983 el principal producto elaborado fue gasoil (salvo algunos años particulares). Por su parte, históricamente las gasolinas automotoras han registrado el tercer lugar en términos de participación, mientras que a partir de 2011 la producción de gasolinas ha superado la de fueloil.



4. DEMANDA DE ENERGÍA²

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, 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, donde 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. Recién en el año 2007 se superaron los valores de consumo previos a la crisis, alcanzando el valor récord de 4.479 ktep en 2015.

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 registrada históricamente, dado que la década de mayor crecimiento anterior a esta fue la correspondiente a la década del 90, registrando una tasa promedio de 4%. En los años 2008 y 2015 se registraron aumentos en el consumo final total de 16% y 13% respectivamente, asociados principalmente al fuerte crecimiento de la industria de la celulosa.

En el año 2015, el consumo final no energético fue de 80 ktep, 7% superior al año anterior. Dado que el consumo final para usos no energéticos es tan solo el 2% del consumo final total, no amerita realizar un análisis por fuente. A continuación, se analiza 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 gas natural, biomasa, derivados de petróleo, biocombustibles y electricidad.

En el año 2015, la participación de la biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) igualó a la de derivados de petróleo en el consumo final energético por fuente (38%), seguidos en importancia por el consumo de electricidad (21%). La participación de gas natural y de biocombustibles fue muy pequeña en ambas fuentes. En 2015 la demanda final de energía del país estuvo constituida por un 39% de fuentes primarias y un 61% de fuentes secundarias.

² En el Anexo I, a partir de la página 124, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a demanda de energía.

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. 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 hasta el 2015 inclusive, alcanzando un valor de 4.399 ktep. En este último período, se registraron las tasas de crecimiento más altas de toda la serie (6% en promedio).

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, habiéndose afectado su consumo durante la crisis de principio de siglo, con tasas negativas hasta el año 2003. A partir de 2004, el consumo de derivados de petróleo volvió a crecer, con tasas de crecimiento comprendidas entre 1% y 8%. En el año 2015, el consumo fue similar al año anterior (1.691 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 disminución de principio de siglos 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%.

Por su parte, el consumo de biomasa (leña y residuos de biomasa) ha estado presente en toda la serie histórica, con la particularidad que en los últimos años ha aumentado su participación en la matriz y registró en 2015 el mismo nivel de consumo que los derivados de petróleo. Este comportamiento estuvo influenciado en mayor medida por el consumo de residuos de biomasa, dado que en el caso de la leña, la participación en el consumo final energético de los últimos 10 años se ha mantenido prácticamente constante (15% promedio).

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, se registró un aumento importante en el consumo de residuos en la industria de celulosa fundamentalmente licor negro. Para los años 2007 y 2008, las tasas de crecimiento en el consumo de residuos de biomasa fueron del 68% y 458%, respectivamente, situación que volvió a repetirse en 2013 y 2014 con tasas de crecimiento de 30% y 28%. Por su parte, en el año 2011 se registró una caída en el consumo (-4%) que se explica, por la disminución en el producto interno bruto en las industrias de papel y madera, ramas industriales que explican el 80% aproximadamente del consumo de residuos de biomasa del sector industrial.

El gas natural, si bien es una fuente relativamente nueva ya que hace 15 años que participa en la matriz energética, su penetración ha sido 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 la participación del gas natural en la matriz de consumo se ha mantenido en 1%, debido a las restricciones impuestas por el único proveedor (Argentina).

A partir del año 2010, se incorporaron dos nuevas fuentes secundarias como son el bioetanol y biodiésel³, agrupados en el término "biocombustibles", que en 2015 presentaron

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

una participación pequeña del 2% del consumo final energético. Se espera que en los próximos años la participación de biocombustibles aumente, debido a la incorporación de bioetanol y biodiésel en las gasolinas automotoras y gasoil, respectivamente.

En el presente BEN se incorpora la energía solar térmica a la matriz de resultados para los años 2014 y 2015. En el último año, el consumo final energético fue de 2.9 ktep, asociado a una superficie de colectores solares térmicos estimada de 52.250 m². Se menciona que la asignación sectorial del consumo final energético es teórica ya que se realiza considerando participaciones típicas de bibliografía: 85% residencial, 14,5% comercial/servicios/sector público y 0,5% industrial. Se aclara que esta información aún no se puede 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.

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 sector de principal consumo seguido de cerca por el sector residencial, hasta que en el año 2008 la estructura de consumo volvió a cambiar debido a un fuerte crecimiento del sector industrial.

Desde 2007-2008, el consumo del sector industrial comenzó a registrar un fuerte crecimiento llegando casi a duplicar su consumo en un solo año. En los últimos ocho años, el consumo final energético del sector industrial pasó de 614 ktep a 1.853 ktep, con dos períodos claros de crecimiento (2008-2010 y 2014-2015) debidos a la puesta en operación de las nuevas plantas de celulosa en el país.

Se destaca 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% del 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 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. Para otros casos, 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.

4.2.1. Sector Residencial

El consumo final energético del sector residencial fue 796 ktep en 2015, levemente superior al año anterior. Si bien existe una variedad importante de fuentes en el consumo del sector residencial, el mismo se distribuye mayoritariamente entre 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, los consumos de electricidad y GLP han ido ganando participación a lo largo de

los años, frente a un consumo constante para la leña y decreciente de queroseno. De esta manera, a partir del año 2010 el principal energético consumido en el sector residencial pasó a ser la electricidad, seguido por la biomasa (leña y residuos de biomasa) y el GLP.

En particular se menciona 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 técnicas⁴, que a partir de ese año se comienzan a incluir en los sectores finales de consumo.

Cabe destacar una vez más que los consumos de leña y de residuos de biomasa se relevan a partir de encuestas. De esta manera, se menciona que la caída que registró el consumo de biomasa a partir de 2006 no obedece a un cambio en las pautas de consumo sino a un cambio en la metodología de evaluación del consumo de dicho energético.

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 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, los mismos se incorporaron en 2006, información que surgió de la mencionada encuesta. 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 fueron el diésel, gasoil y fueloil fundamentalmente para calefacción y calentamiento de agua. A partir del año 2000, comenzó la utilización del gas natural en el sector residencial. Actualmente su participación es apenas del 3%, porcentaje levemente superior al que se venía dando desde el 2005 (2%). En cuanto al gas manufacturado utilizado en Montevideo, a partir de principios del 2005 fue totalmente sustituido por el gas natural.

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 2015, un tercio del consumo residencial correspondió al departamento de Montevideo, aproximadamente. Respecto a la electricidad y el GLP, 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, el principal energético consumido en los hogares fue leña, seguido por electricidad y en menor medida por GLP, residuos de biomasa y queroseno.

En el caso de los consumos de 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 biodiésel) 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 299 ktep en 2015, levemente inferior al año anterior.

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

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 energía secundaria y comenzara a figurar una mayor participación de energía primaria, fundamentalmente leña, dado que la participación de 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 ha constituido el principal energético de consumo con un crecimiento sostenido hasta 2013. Su participación ha pasado de 56% (1990) a 83% (2015).

En el último año el consumo eléctrico del sector fue de 246 ktep, 2% menor respecto al año anterior. En menor medida, se registró el consumo de leña que fue de 22 ktep en 2015. Este valor se ha mantenido constante en los últimos 3 años y corresponde al resultado de la encuesta sectorial 2013. Cabe señalar que los cambios bruscos que presenta el consumo de leña en la serie 1965-2015 responden a modificaciones en la metodología y no a cambios en los patrones de consumo.

Las restantes fuentes de energía consumidas actualmente en el sector (solar, gasoil, fueloil, GLP (supergás y propano), gasolinas, queroseno y gas natural), presentaron en conjunto una participación de 10% para 2015, habiendo disminuido un 3% respecto al año anterior.

Dentro del sector comercial/servicios/sector público, desde 2013 se comenzó a informar el consumo en cuatro subsectores: "Alumbrado público", "Sector público", "Electricidad, gas y agua" y "Resto".

La única fuente que se consumió en 2015 para alumbrado público fue la electricidad, representando el 9% del consumo de dicha fuente del total del sector. Por su parte, en 2015 el sector público registró el 32% del gasoil consumido en todo el sector, así como también el 52% del GLP, el 23% del fueloil, el 10% del consumo de leña 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 3% de la electricidad del sector comercial/servicios/sector público y apenas el 2% y 1% del consumo 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 cada fuente.

Se menciona que la apertura no se realiza para 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 2015, asociado a la categoría resto.

4.2.3. Sector Transporte

El consumo final energético del sector transporte fue 1.235 ktep en 2015, creciendo

4% respecto al año anterior. Correspondió en su totalidad a fuentes de energía secundarias, siendo el gasoil y las gasolinas automotoras las que predominaron.

Las participaciones de las distintas fuentes han tenido gran variación desde 1965 hasta 2015. A principios del período, la fuente de mayor consumo fue la gasolina automotora, sin embargo a partir de 1972, el comportamiento se revirtió pasando a ser el gasoil la fuente con más consumo en el sector. Esta situación se mantuvo hasta 1980-1981 en que prácticamente los consumos se igualaron. A partir de 1982, el crecimiento en el consumo de gasoil fue mayor que el de las gasolinas automotoras, por lo cual, la diferencia entre el consumo de las fuentes se acentuó. Junto con la crisis de 2002, ambos combustibles sufrieron una caída en su demanda, mayor en el caso de las gasolinas, situación que marcó aún más la diferencia en los consumos. A partir del año 2004, se retomó la tendencia creciente, siendo las gasolinas las fuentes que presentaron tasas de crecimiento mayores. Esto determinó que la diferencia entre gasolinas y gasoil sea cada vez menor.

Para 2015 el consumo final del sector transporte fue de 570 ktep de gasolinas y 592 ktep de gasoil, representando una participación de 46% y 48%, respectivamente. Se mantuvo la tendencia de los últimos años en que la participación de las gasolinas ha aumentado mientras que la del gasoil ha disminuido, haciendo cada vez menor la diferencia entre el consumo de estos energéticos. Se destaca en particular el comportamiento del gasoil en 2015, que registró un crecimiento de 1% respecto a 2014, luego de la caída de 4% registrada el año previo.

A partir de 2010, se incorporaron los biocombustibles (bioetanol y biodiésel) en la matriz de consumo final, cuya participación en el sector transporte ha crecido de 1% (2010) a 6% (2015). El consumo pasó de 7,2 ktep a 69 ktep en los 5 años, considerando ambos biocombustibles. Estas fuentes se consumen principalmente en mezclas con combustibles fósiles: gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel. En el año 2015, la mezcla promedio correspondió a 8% de bioetanol en las gasolinas automotoras y 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 son los turbocombustibles y gasolinas de aviación. Estas últimas están contabilizadas junto con las gasolinas automotoras. Por su parte se menciona 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, los cuales se incorporarán en la próxima publicación, dado que para 2015 es marginal su consumo.

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 representa 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 corresponden en su totalidad al transporte aéreo, mientras que el consumo de fueloil se registró por completo en el transporte marítimo y fluvial.

4.2.4. Sector Industrial

El consumo final energético del sector industrial fue 1.853 ktep en 2015, creciendo 16% respecto al año anterior. Cabe recordar que el sector industrial incluye la industria manufacturera y la construcción. La principal fuente consumida en el año 2015 correspondió a los residuos de biomasa, representando más del 60% del consumo total de la industria. Seguida en importancia, se encontraron la electricidad y la leña con participaciones de 15% y 10% respectivamente, y por último se encontró el fueloil el cual participó con un 8%.

El sector industrial ha presentado grandes fluctuaciones en los consumos energéticos de las diferentes fuentes en el período entre 1965 y 2015. 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, respectivamente), así como la complementariedad entre el consumo de fueloil y de leña a lo largo de todos los años. Respecto a los residuos de biomasa, históricamente han tenido un consumo bajo en la industria, con participaciones menores a 12% 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 el consumo 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 (646 ktep) ya superaba el consumo total del sector industrial del año 2007 (614 ktep). En los años posteriores, el consumo de dicha fuente continuó aumentando hasta alcanzar en 2015 un consumo de 1.150 ktep, representando un crecimiento de 29% 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 entre los años 2004 y 2006 (28%), descendiendo luego hasta un 15% en 2015. A pesar de este descenso porcentual, el consumo absoluto de electricidad se ha duplicado prácticamente en los últimos diez años, alcanzando 280 ktep en 2015. Cabe mencionar que a partir del 2006 se incorporaron como consumo final eléctrico, las pérdidas no técnicas del sector eléctrico.

Por su parte, el consumo de leña ha venido aumentando en los últimos años llegando a una participación del 29% en 2006 para luego bajar su participación en 2015 a 10%. Cabe aclarar que el consumo de leña en 2006 fue corregido en función al estudio de consumos y usos de energía de dicho año, mientras que para los años 2011, 2013, 2014 y 2015 se realizó una Encuesta de consumos en el sector. Si bien el consumo de leña fue 177 ktep en el último año, 10% menor respecto a 2014, se mantuvo en niveles similares al máximo registrado a fines de los "80" y principio de los "90".

El gas natural, introducido en el país a fines de 1998 alcanzó en 2004 una participación de 12% en el consumo industrial, bajando a 1% en 2010, porcentaje que se mantuvo hasta 2015. Esta baja se explica en parte por el decrecimiento del consumo del mismo y al 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 por la industria han sido el gasoil, coque de petróleo, GLP (supergás y propano). El consumo de coque de petróleo ha permanecido relativamente constante en los últimos años con una participación cercana al 3%. Por su parte, el propano ha registrado cierto aumento en su consumo en los últimos años, pero sigue siendo marginal respecto al consumo total del sector industrial.

A partir del año 2013, el consumo del sector industrial se comenzó a informar desagregado por rama industrial. La industria del papel y celulosa representó en 2015 más del 60% del consumo del sector, seguida en importancia por la industria de la madera y del cemento, con participaciones muy menores (5%). 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, el 34% fue consumido por la industria del papel y celulosa, seguida por la rama de la química, caucho y plástico (24%) 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 (24%), papel y celulosa (15%) y lácteos (14%). Para el caso del fueloil, el consumo industrial se repartió principalmente entre la industria del papel y celulosa (56%), cemento (12%), lácteos (11%) y química, caucho y plástico (4%).

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 del cemento, y que para gasolina, coque de carbón y biodiesel 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 216 ktep en 2015, disminuyendo 3% respecto al año anterior. Gasoil fue el energético de mayor consumo (144 ktep) con una participación de 66%. A lo largo de toda la serie, dicha fuente ha presentado variaciones en el consumo, experimentando una disminución neta de 10% para los últimos 5 años. Cabe destacar que desde el año 2010 el gasoil informado en este sector incluye el biodiésel mezclado.

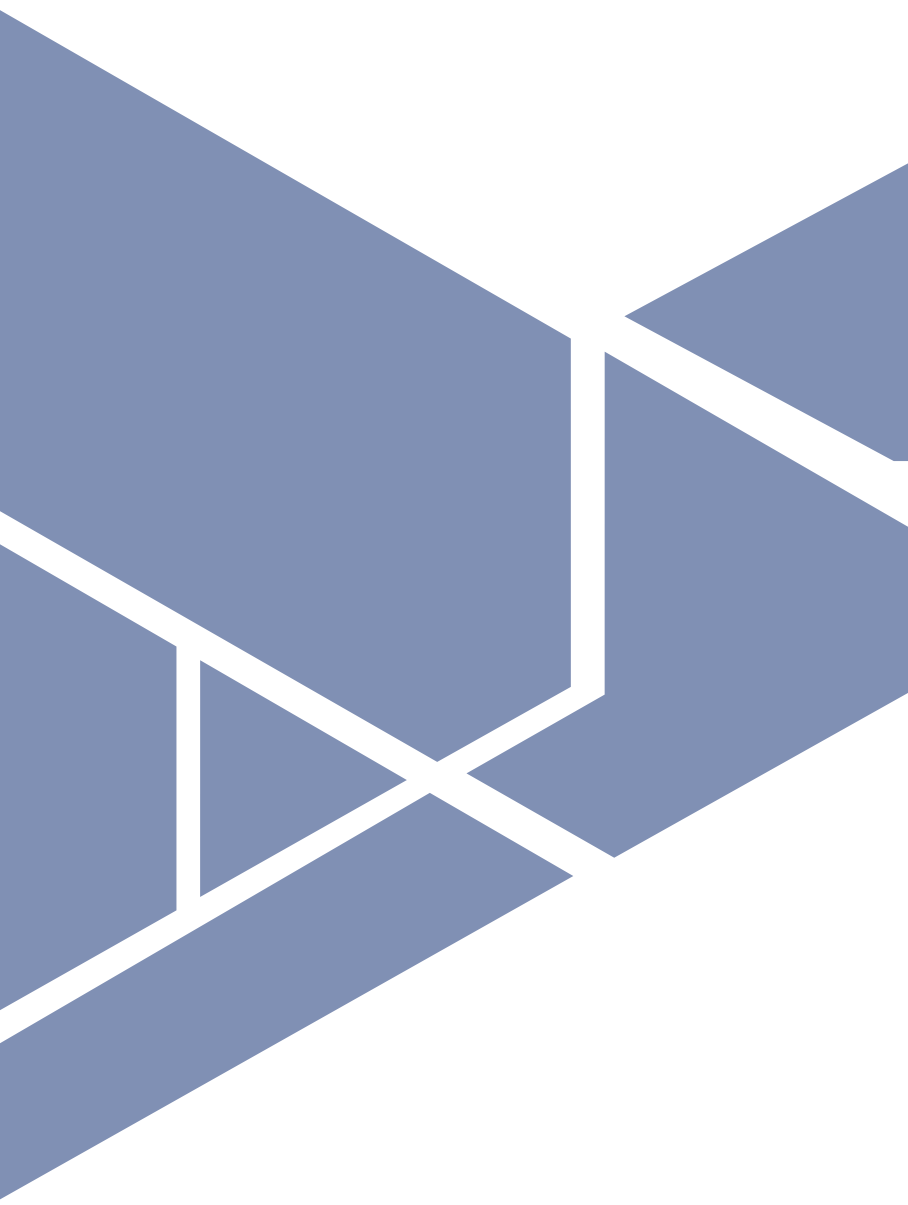
La segunda fuente de consumo en 2015 correspondió a la leña (35 ktep), que se incorporó a partir de 2006, asociada principalmente a la generación de calor en la rama avícola. Una vez más, se aclara que esta modificación no se debió a un cambio en la estructura de consumo, sino a la incorporación de una 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 ha venido creciendo, alcanzando en 2012 una participación del 13% y volviendo a disminuir hacia 2015 con una participación de 11%. 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 2015 dicho consumo fue 5,4 ktep y resultó en una disminución de 41% 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 el año 1993.

A partir del año 2013, se comenzó a informar la apertura del sector agro/pesca/minería, desagregando el sector pesca de correspondiente para agro y minería. De esta manera, en el último año se registró un consumo de gasoil de 14 ktep asociado a la pesca industrial, así como de 2,3 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 CO₂⁵

En la publicación de BEN 2012, se incorporan por primera vez las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) provenientes de las actividades de quema de los 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 la metodología de Nivel 1 de las Directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión 1996 revisada y 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 evaluarlos 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 Cambio en el Uso de la Tierra y Silvicultura (CUTS) del 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 sumarlas en los totales, como se ha explicado anteriormente).

Para el año 2015, las emisiones totales de CO₂ fueron 6.358 Gg⁶ provenientes de las siguientes categorías en orden decreciente de importancia: Transporte (3.502 Gg), Industrial (821 Gg), Centrales eléctricas de servicio público (700 Gg), Agro/ Pesca/ Minería (459 Gg), Consumo propio (408 Gg), Residencial (385 Gg) y finalmente Comercial/ Servicios/ Sector público (83 Gg).

Es así que en 2015, el 17% de las emisiones de CO₂ provinieron de las industrias de la energía (generación de energía eléctrica y consumo propio del sector energético) y el 83% 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 coincide con la disminución de la demanda de energía provocada por la crisis que enfrentó el país a principios de siglo. Desde el año 2004, las emisiones volvieron a presentar una tendencia neta creciente hasta llegar en 2012 a los niveles máximos del período (8.199 Gg), volviendo a disminuir hacia 2015.

5 En el Anexo I, a partir de la página 143, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a emisiones de CO₂

6 1 Gg (mil millones de gramos) equivale a 1kton (mil toneladas)

Respecto a las industrias de la energía, las emisiones provenientes de las centrales eléctricas de generación de electricidad presentan una gran variación que ya que las mismas están fuertemente asociadas a las condiciones de hidraulicidad que existan en el país. Se verifica que 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 destacan los años 2005, 2007, 2010 y 2014 con buenos aportes hidráulicos para generación de electricidad y su consecuente menor consumo de derivados para dicho fin. En 2014 y 2015, se registraron las menores emisiones de CO₂ por centrales eléctricas de los últimos 10 años.

Por su parte, se menciona que las emisiones provenientes del consumo propio del sector energético, se deben principalmente por 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 cuanto a las emisiones provenientes de los sectores de consumo, se destaca que la principal categoría de emisiones de CO₂ ha sido históricamente el sector transporte, con una participación promedio de 47% en toda la serie. La evolución en las emisiones ha acompañado la tendencia del consumo energético en dicho sector, con un crecimiento sostenido hasta 1999, una posterior caída durante 4 años y nuevamente un aumento en las emisiones hasta 2015 inclusive. En el caso de los demás sectores de consumo, las emisiones han permanecido relativamente constantes a lo largo de la serie.

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 2015, las emisiones de la quema de biomasa correspondieron a 8.497 Gg de CO₂, representando un aumento de 17% respecto al año anterior. En cuanto a los combustibles, los residuos de biomasa son los que tuvieron la mayor participación (68%), seguidos de la leña (29%) y en menor proporción por los biocombustibles (3%) y carbón vegetal (<1%).

En la categoría bunkers internacionales se informan las emisiones de CO₂ procedentes de tanques de combustible internacional, ya sea de la navegación marítima y fluvial como de la aviación, incluyendo los viajes que salen de un país y llegan a otro. Para 2015, las emisiones de bunkers internacionales fueron 845 Gg de CO₂, habiendo disminuido 8% desde 2014. El 66% de estas emisiones se originaron en el transporte marítimo a través del consumo de derivados de petróleo, mientras que el 34% restante correspondió al transporte aéreo por consumo de turbocombustible principalmente.

6. INDICADORES⁷

6.1. Consumo de energía por PIB

La evolución del PIB y del consumo final de energía para la serie 1997-2015 se presenta 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).

Ambas series han presentado comportamientos similares en lo que respecta a tendencias de crecimiento. Entre los años 1999 y 2003 se registraron disminuciones de -4% como promedio anual, mientras que a partir de 2004 ambas series presentaron una tendencia creciente. Desde 2006 el consumo de energía fue mayor al del PIB, para el período 2006-2009. En particular se destaca el gran crecimiento del consumo final del sector industrial en el año 2008 (67% respecto a 2007), lo 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 a lo que se venía dando, 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 año a año menores.

De esta manera, la intensidad energética por unidad de PIB ha presentado un crecimiento neto en todo el período de estudio, registrando el mínimo histórico en 2005 (5,7 tep/M\$2005) y el máximo en 2015 (6,6 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 1.000 habitantes) obtenido como el cociente entre el consumo final total de energía y la cantidad de habitantes.

Desde 1990 a 1999 dicho indicador tuvo un crecimiento que se vio interrumpido por la crisis, situación que se revirtió a partir de 2004 donde comenzó nuevamente la tendencia creciente la cual se mantiene hasta hoy, siendo en 2007 superado el pico de consumo anterior que había sido en 1999 previo a la crisis. Para el año 2015, el consumo final de energía per cápita fue de 1.292 tep cada mil habitantes, manteniendo su tendencia creciente de los últimos años y alcanzando 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

⁷ En el Anexo I, a partir de la página 147, se pueden consultar las tablas y gráficos asociados a indicadores.

creciente, salvo en determinados puntos donde se dio un decrecimiento. La crisis económica de principios de siglo XXI 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), decreciendo posteriormente unos años hasta alcanzar un mínimo de 1.788 kWh/hab (2003), año en que se revirtió nuevamente la tendencia, volviendo a ser creciente y alcanzando en 2015 un consumo de 3.039 kWh/hab.

6.3. Intensidad energética por sector

Se entiende por “contenido energético” el cociente entre el consumo energético de un determinado sector y el valor agregado de dicho sector, representando 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 de dicho sector, se obtienen comportamientos diferentes según los sectores. Es importante tener en cuenta que para este indicador se utilizó la serie de precios constantes de 2005, al igual que en el indicador anterior.

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, provocando un salto en el contenido energético en los años 2008 y 2014. A partir de 2008, el contenido energético mantuvo una tendencia creciente, salvo para los años 2011 y 2012 donde se dio una pequeña baja asociada a un menor crecimiento del consumo energético del sector industrial respecto al mayor crecimiento económico. En 2013, tanto el consumo energético y el valor agregado registraron crecimientos, reflejando una recuperación en el contenido energético. Para los últimos dos años, el gran crecimiento en el consumo energético junto con el crecimiento del valor agregado del sector, repercutieron en un destacado crecimiento del contenido energético del sector industrial/agro/pesca/minería (12% en cada año).

Por su parte, la serie del contenido energético del sector transporte alcanzó su mínimo histórico en 2008, registrando un comportamiento variable en los años posteriores alternando años con tasas de crecimiento positivas y otros negativas. El crecimiento (8%) que se dio en el contenido energético entre 2008 y 2009 puede ser 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. Se destaca el año 2015 con un crecimiento de 14% en el contenido energético del sector transporte, como consecuencia de un crecimiento del consumo energético (4%) y una disminución en el valor agregado (-9%) con respecto al año anterior.

Finalmente, en cuanto al contenido energético del sector comercial/servicios/sector público, la serie no ofrece mayores variaciones, siendo relativamente constante en el período en estudio 1997-2015. En el año 2007 se alcanzó el valor máximo y a partir de 2008 se observa una tendencia decreciente a pesar de que tanto el consumo energético como el valor agregado del sector hayan crecido en dichos años. Esto se explica porque el consumo energético del sector ha presentado una tasa de crecimiento menor que la del valor agregado, lo cual podría ser resultado de la incorporación de medidas de eficiencia energética en el sector. En particular se destaca el año 2015 con un descenso en el consumo energético

respecto al año anterior que, acompañado por un creciente valor agregado, resultó en un contenido energético menor respecto a 2014.

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 1997-2015, 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, sin embargo, han acompañado la evolución del PIB. Las grandes variaciones que se dieron en las emisiones de CO₂ totales están 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 2015, se dio un comportamiento similar a los años 2007, 2010 y 2014 en cuanto a la buena disponibilidad de energía hidráulica, lo cual se ve 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.

Respecto a las emisiones de CO₂ per cápita, se observa un crecimiento neto para todo el período 1990-2015, presentando una variabilidad importante. Este comportamiento, que alterna máximos y mínimos, se correlaciona con la variación que presenta el consumo de combustibles fósiles en centrales térmicas, como se mencionara anteriormente.

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), volviendo a disminuir alcanzando en 2015 a un valor de 1,8 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 para la red de energía eléctrica. Se determina como el cociente de 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 hidráulicidad en la generación eléctrica del país y su consecuente cantidad de combustibles fósiles utilizados para generación, como fuera mencionado en los apartados anteriores. Cabe destacar que el máximo factor de emisión del SIN se registró en 2008 con un valor de 335 kg CO₂/MWh, seguido en importancia por los años 2006 (304 kg CO₂/MWh) y 2012 (301 kg CO₂/MWh). Por su parte, los mínimos se dieron entre 2001-2003 con valores menores a 3 kg CO₂/MWh, donde prácticamente el 100% de la electricidad se generó a partir de energía hidráulica. Para el año 2015 el factor de emisión del SIN fue de 58 kg CO₂/MWh.

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 pasó de 79,0% a 99,7% entre 1975 y 2015. Al analizar el indicador desagregado por medio urbano y rural, se observa una evolución más acentuada para la tasa de electrificación rural, la cual aumentó de 25,1% en 1975 hasta 97,9% en 2015. Por su parte, la tasa de electrificación urbana pasó de 89,0% a 99,8% en los 40 años.

6.7. Sendero energético

El sendero energético constituye una representación gráfica que relaciona dos indicadores: intensidad energética y PIB per cápita. Se analiza la evolución del sendero para el período 1997-2015, donde se incluye la intensidad energética expresada en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos contantes del año 2005 (tep/millones\$2005) y el PIB per cápita expresado en miles de pesos contantes del año 2005 por habitante (miles\$2005/hab).

A su vez se representa el consumo final total per cápita constante a través de curvas isocuantas.

La evolución del comportamiento de los indicadores evidencia las etapas por las cuales ha atravesado el país en el período en estudio. Es posible identificar la crisis económica que atravesó el país a principios de siglo a través del retroceso del sendero energético, marcado por una disminución del PIB per cápita. Luego de esta etapa, se registró un período de crecimiento económico sin aumento del consumo energético debido a que el crecimiento económico está asociado en mayor medida al crecimiento del sector comercial/servicios que no es un sector "energo 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 y es en esta etapa donde se comienza a visualizar un mayor aumento del consumo energético con respecto al crecimiento económico, como ya se explicó. Esto corresponde a una etapa de industrialización del país y por lo tanto está asociado a un cambio estructural de la economía.

Por su parte, en el año 2009 la situación vuelve a cambiar, registrándose una tendencia decreciente en intensidad energética y creciente en PIB per cápita. Entre 2013 y 2014, ambos indicadores presentaron tendencias crecientes respecto al año anterior. Finalmente hacia el año 2015, la intensidad energética creció 6% mientras que el PIB per cápita permaneció prácticamente constante.

7. METODOLOGÍA

7.1. Definiciones generales

Fuente de energía primaria: es la fuente de energía provista por la naturaleza, 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; y a través de la fotosíntesis como 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 u 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 hubiera sido utilizada.

Energía neta: es aquella energía, primaria o secundaria, cuyo destino es el consumo, y a la cual 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 energía tal cual entra al sector 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; Secundarios, si al centro de transformación ingresan fuentes primarias y/o secundarias.

Sector de consumo: es aquella parte de la actividad socioeconómica donde converge la energía final para su utilización. En forma independiente se considera el consumo propio, que corresponde a la energía consumida por el sector energético para la producción, transformación, transporte y distribución de energía (no incluye la energía 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 estas se encuentran ubicadas en la matriz resumen. Seguidamente, se presenta un análisis de cada una de estas submatrices.

<i>Balance Energético</i>	<i>Fuentes Primarias</i>	<i>Fuentes Secundarias</i>	<i>Pérdidas</i>	<i>Total</i>
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

Cabe señalar que en BEN 2013 se comenzó a utilizar un nuevo formato de matriz, en la que se incorporan energéticos, centros de transformación y actividades de oferta, así como una mayor desagregación en los sectores de consumo. Por su parte, desde BEN 2015 se incorpora la apertura por fuente para las centrales eléctricas de servicio público y autoproducción. De esta manera, se utiliza un formato común de matriz para todos los años, ocultándose las filas y/o columnas que no correspondan para el año que se esté informando.

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 (reincorporado en 2008), energía solar, leña, residuos de biomasa y biomasa para biocombustibles. Estas dos últimas fuentes se agrupan en "otra biomasa".

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

- **Carbón mineral:** Incluye antracita, turba, alquitranes de hulla y brea.
- **Hidroenergía:** En las matrices resumen se considera el equivalente teórico. Sin embargo, en la sección información complementaria se incluye un cuadro de hidroenergía considerando 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 para el 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. Hasta el 2005, se computaron las pérdidas no técnicas del sector eléctrico como pérdidas, a partir del 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 al 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, actualmente no está siendo utilizada.

- **Ajustes:** ajuste estadístico que permite compatibilizar los datos de oferta y consumo, así como diferencias por redondeo de cifras.

- **Oferta:** es el total de energía disponible efectivamente para el consumo. Se obtiene como resultado de la siguiente ecuación:

$$OFERTA = Producción + Importación - Exportación - Pérdidas + Variación de inventario - Energía no utilizada + Ajustes$$

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, las que se obtienen como resultado de la suma algebraica de ingresos y egresos.

Se incluyen como centros de transformación:

- Refinerías
- **Centrales eléctricas de servicio público** (incluyen centrales que vuelcan la energía eléctrica generada a la red, por ejemplo 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).
- Destilería de biomasa
- Planta de biodiésel
- Carboneras
- Plantas de gas
- Coquerías

Como se ha comentado anteriormente, en el BEN 2013 se realizaron mejoras en la presentación de la información. En este caso, los centros de transformación se unificaron en un mismo bloque tanto los centros de transformación primarios como los secundarios. A su vez, se agruparon como "centrales eléctricas de servicio público" todas las centrales que

producen electricidad para volcar a la red. Hasta el BEN 2012, la información se desagregaba en “centrales hidráulicas y eólicas de servicio público” y “centrales térmicas de servicio público” por separado. A su vez, en la presente publicación se incorpora la apertura por fuente energética para dichas centrales.

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, nafta liviana, gasolina de aviación, queroseno, turbocombustible, diésel oil, gasoil, fueloil, coque de petróleo, productos no energéticos, gas fuel, gas manufacturado, bioetanol, biodiésel, coque de carbón, carbón vegetal y electricidad.

A continuación se detallan 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 su 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 desulfuradora 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 incluye 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 en adelante.
- **Coque de carbón:** Corresponde a coque de hulla. Hasta BEN 2012 se denominaba “coque”.

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 búnker internacionales se incluyen

junto con las exportaciones, mientras que a partir de 2013 se comienzan a informar 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 búnker internacional 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.

La *oferta bruta* de cada fuente energética proviene de agregarle a la oferta de cada una, tal cual se encuentra en el balance correspondiente, 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 obtiene. La forma correcta de calcularla es, entonces, deduciendo de la suma la producción de fuentes secundarias.

El *consumo neto total* está integrado por el consumo final total más el consumo propio del sector energético.

El *consumo propio* constituye la cantidad de energía primaria y/o secundaria que el propio sector energético utiliza para su funcionamiento, incluyendo la producción, transformación, 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.

El *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 cual se distribuye el consumo final energético entre los diversos sectores de la actividad socioeconómica. A partir de la elaboración del BEN 2013 se mejora la recopilación de información de consumo a través de nuevas encuestas sectoriales. La tradicional encuesta de consumos de leña y residuos de biomasa pasó a formar parte de la encuesta industrial (que abarca otras fuentes energéticas) habiéndose realizado para los años 2011, 2013, 2014 y 2015. A su vez, se realizaron encuestas de consumos energéticos en los sectores Residencial 2013 y Comercial/Servicios/Sector público 2013, 2014 y 2015. Cabe mencionar que esta última encuesta aún está en curso a la fecha de cierre del Balance, razón por la cual, sus resultados 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. Para otros casos, 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 es 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 se incluye el consumo del transporte personal el cual se informa dentro del sector Transporte. A partir de 2013, se comienzan a informar los consumos con la siguiente apertura:

<i>Sector residencial</i>
Montevideo
Interior

Para el caso de la leña y GLP, la apertura se realiza a partir de los resultados de la encuesta de consumos en el sector residencial para 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 en 2013, 2014 y 2015 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" (CIIU) revisión 4 y alumbrado público. A partir de 2013, se comienzan a informar los consumos con la siguiente apertura:

<i>Sector comercial/servicios/sector público</i>	<i>CIIU Revisión 4 asociada</i>
Alumbrado público	-
Sector público	Secciones 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

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 comienzan a informar los consumos con la siguiente apertura:

<i>Sector transporte</i>
Carretero
Ferroviario
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 consumo de vehículos particulares, que según la metodología se computan 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:

<i>Sector Industrial</i>	<i>CIIU Revisión 4 asociada</i>
Frigoríficos	Grupo 101
Lácteos	Grupo 105
Molinos	Clase 1061
Resto	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	División 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 barcos factoría y las flotas que se dedican a la pesca y a la elaboración del producto de la misma. A su vez, se incluye la actividad minera. A partir del año 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.

No identificado:

A los sectores de consumo se agrega una 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

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.

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:

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

Siendo:

- E_{hidro} : Producción de hidroenergía (kWh/año)
- k : Coeficiente para transformación de unidades
- β : Densidad del agua (kg/m^3)
- g : Aceleración de la gravedad (m/s^2)
- t : Tiempo de operación de la central (horas/año)
- h : Altura media de caída (m)
- Q : Caudal turbinado (m^3/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.

Se menciona que 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 1997-2014 para la hidroenergía por central, que hasta BEN 2013 se publicaba solamente información para el año en cuestión.

7.4.2. Energía eólica

En las publicaciones de BEN de los años previos al 2008 no se incluyeron valores para la energía eólica puesto que las estimaciones existentes del número de molinos de viento y aerogeneradores varían 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 entregada a la red por 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 anterior, 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 comienza a incluir estimaciones de energía solar térmica en la matriz de resultados junto con la energía solar fotovoltaica. Ambas fuentes de energía se informan para los años 2014 y 2015 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. La participación de los fabricantes nacionales es estimada como el 20% del total y se considera una vida útil de 15 años en los equipos, de manera 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, considerando una eficiencia global de 40%:

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

Siendo:

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

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 aún no se puede 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.

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 considera como energía fotovoltaica producida el mismo valor que la electricidad generada por los paneles fotovoltaicos. Con esta nueva metodología, se corrige a su vez la serie histórica, que incluye solamente al año 2014. Para el año 2015 la generación de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos se determinó de tres 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 productores autónomos que no vuelcan a la red, se utilizó la misma relación de energía generada y potencia instalada que los que productores que entregan a la red y cuyos datos son conocidos.

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.

En el caso del sector industrial se estima en base a encuestas realizadas anualmente por el MIEM a una muestra que alcanza aproximadamente el medio centenar de empresas, las que representan aproximadamente la mitad del consumo sectorial. En lo que respecta a Residencial y Comercial/Servicios/Sector público, se incorporan los resultados de la Encuesta de consumos de energía 2013 realizada para ambos sectores, asumiendo que el consumo de leña se mantiene constante de un año al otro. Finalmente, tanto para Comercial/Servicios/Sector público y Agro/Pesca/Minería, se incluyen los resultados del “Estudio de consumos y usos de la energía” a partir de 2006 a la fecha.

La leña que ingresa a centrales eléctricas de servicio público y centrales eléctricas de autoproducción se estima en base a encuestas realizadas anualmente por el MIEM. En cuanto a la leña que ingresa a carboneras se estima en base al carbón vegetal no importado, situación que no se da 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 generan (Ej. arroz, girasol, cebada) y la proporción del 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 contabiliza 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.

A partir del año 2008, se incluye dentro de esta categoría los residuos forestales y de aserradero (chips, aserrín, etc.), los cuales 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 en base a encuestas realizadas anualmente por el MIEM 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.

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:	$C_6H_{12}O_6$	-----	$2 CH_3CH_2OH$	+	$2 CO_2$
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 m ³ bioetanol / tonelada azúcar				

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

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

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 para el año 2015, 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 2015 se procesó un 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 2015, la producción de biodiésel fue principalmente a partir de soja, seguido por colza y en menor cantidad girasol. También se considera 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 un 20% de soja, al no disponerse de datos específicos de composición, resultando en un valor de 8.527 kcal/kg.

7.4.7. Biogás

La electricidad generada con el biogás producido a partir de residuos urbanos en la planta de Las Rosas en Maldonado (a partir del año 2005) no se encontraba contabilizada dentro del valor correspondiente a la oferta de electricidad hasta el año 2007. A partir del año 2008 sí está incluida dentro de la producción de electricidad en "centrales eléctricas de servicio público". En el año 2014, ingresa 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 de BEN 2012, se incorporan 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. Se incluyen también emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales, las cuales se presentan como partidas informativas ya que no se consideran en los totales. La serie abarca el período 1990-2015.

Las emisiones de CO₂ son calculadas siguiendo la metodología de Nivel 1 de las Directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, versión 1996 revisada y 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.

7.4.9. Matriz de abastecimiento

En la matriz de abastecimiento se representa el aprovisionamiento de energía al país con la siguiente apertura: Electricidad, 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 y exportación).

En el caso de la electricidad, se considera la producción de energía eléctrica de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaico, así como su importación de países vecinos. Cabe mencionar que de existir importación para tránsito la misma debe ser descontada de la importación total para el año en cuestión. A partir de la presente publicación, se comienza a informar en la matriz de resultados 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.

Para la biomasa, se considera la producción de leña, residuos de biomasa y 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. 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; biomasa
- *No renovable* Electricidad importada; gas natural; petróleo y derivados; carbón y coque

FOREWORD

The Secretary of Energy presents the National Energy Balance (BEN) which gathers the main results of the national energy sector for the year 2015. The BEN aims at providing information to all the bodies, companies and people who are involved in the energy planning process. This information is expected to be useful in order to continue improving the decisions made in this area.

The BEN 2015 is the 51st balance in the historical series, which have been continuously published since 1981. Uruguay is the only country in Latin America and the Caribbean to count on such an extensive record.

One of the aspects worth noting about this Balance is the very good hydroelectric production recorded in 2015, which, despite being lower than the maximum recorded in history in 2014, it was 20% higher than the average of the last 10 years.

2015 was the third consecutive year with no commercial import of electricity. This is the result of the guidelines that have been implemented since 2005 aiming mainly at achieving energy independence, and diversifying the energy matrix with renewable and local sources.

Another fact that supports this goal is that, by December 2015 (closing date of the BEN 2015), the country had 26 wind farms, 19 of which were installed over the last two years. The kick-off year was 2005 when there was no large-sized wind farm. This represented a 15% share of wind energy in the electricity generation matrix in 2015.

The development of photovoltaic solar energy was also important. Despite being a source that has been used in the country for many years, it still represents small values compared to other energy sources. However, 90% of the total installed capacity by December 2015 was running that same year, through the installation of two new plants in the north of the country, as well as the installation of microgeneration plants.

It is also worth noting that the new cellulose industry installed by the end of 2013, operated at full capacity during 2015; recording an increase in nearly 30% of the use of biomass waste as energy source compared to the previous year, with a sustainable management of said waste.

All of the above enable us to exceed the main target of the Energy Policy, which stated that for 2015 at least 50% of the supply matrix of the country should come from renewable sources. In 2015 this percentage was 57%.

Furthermore, this publication introduces improvements to the estimation of the final energy consumption disaggregated by sector through the Industrial sector survey, and improvements to the administrative data. The matrix of results also incorporates the results of electricity generation in power plants, which have been disaggregated by energy source (since 2010), as well as the thermal solar energy (since 2014). Additionally, there is an adjustment to the methodology for quantifying both the wind and the photovoltaic solar energy as primary energy sources, thus correcting the corresponding

historical series.

Finally, we would like to acknowledge the official bodies, and private and industrial institutions, for the valuable information they have provided, which made possible the execution of this work.

A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized, overlapping loops and a long horizontal stroke extending to the right.

*AE. 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 the energy production and consumption in the country. However, it must be related to other socioeconomic variables in order to obtain a proper instrument for energy planning.

The Secretary of Energy (DNE) of the Ministry of Industry, Energy and Mining (MIEM) prepares and publishes the annual BEN, gathering information from 1965 to 2015. This is how the BEN 2015 comes to complete 51 years of historical series. Uruguay is the only country in Latin America and the Caribbean to count on such an extensive series of national energy balances in an uninterrupted and public way. This publication is the continuation of a series that started back in 1981 with the "National Energy Balance Historical Series 1965 1980", which was made with the support and methodology of the Latin American Energy Organization (OLADE).

The presentation of the information has significantly varied throughout the years. The improvements introduced over the last decade include:

2006 The non-technical losses of the electricity sector began to be recorded in the final energy consumption: the social losses were incorporated to the residential sector, and the rest of the non-technical losses were distributed according to the percentage of its share in the consumption of electricity of the rest of the sectors.

2008 New energy sources were incorporated:

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

2010 New energy sources and transformation plants were incorporated:

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

The results of the "Consumption study and energy uses" updated to 2008 were incorporated.

2012 The carbon dioxide (CO₂) emissions of the energy industries and the consumption sectors began to be reported. The CO₂ emission from biomass combustion and international bunkers were included as memo items.

2013 Sectorial surveys began to be conducted using the online platform of AGESIC.

The 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, beverage and tobacco, textile, leather, wood, paper and cellulose, chemical industry, rubber and plastic, cement, other manufacturing industries and the construction industry);*
- *Agriculture/Fishing/Mining (agriculture and mining, fishing).*

A new matrix format is presented, which incorporates energy sources, transformation plants and supply activities, as well as a wider breakdown of final energy consumption by sector.

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 the autogeneration by plant type: thermal power plants (fossil fuels and biomass) and hydraulic, wind and solar generators. Thermal solar energy began to be included in the matrix of results.

For the purposes of comparing the figures corresponding to the different sources that form 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 millions of kilocalories. The conversion of the magnitudes corresponding to each source to its expression in ktoe is done through its respective Lower Heating Value (LHV).

2. URUGUAY'S ENERGY SYSTEM

Uruguay's energy system can be characterized by the power transformation and the hydrocarbon sectors.

2.1. Power transformation sector

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

By the end of 2015, Uruguay had a total installed capacity of 3,989 MW, including the generators connected to the SIN and the isolated autoproduction generators. This capacity was comprised of 1,538 MW from hydropower, 1,530 MW thermal (fossil fuel and biomass), 857 MW from wind and 64 MW from photovoltaic solar generators. Taking into account the installed capacity by source, 72% corresponded to renewable energy (hydropower, biomass, wind and solar) while the remaining 28% corresponded to non-renewable energy (gas oil, fuel oil and natural gas).

In the early 90's, 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 the incorporation of capacity from fossil and hydropower sources. After that, there followed a period when there was almost no incorporation of new generators until 2005, when the total installed capacity experienced a net growth of 95%, reaching a total of 3,989 MW by the end of 2015. This growth was influenced by the incorporation of new local energy sources which complemented the traditional sources, and diversified the energy matrix over the last years.

The evolution of the installed capacity in hydroelectric power plants was increasing until the beginning of the period 1990-2015, due to the gradual incorporation of power from the "Salto Grande"'s hydropower plant into Uruguay. From 1995 50% of 1890 MW corresponded to it. Ever since that year, Uruguay has fulfilled its installed capacity in large-sized hydraulic energy, which has remained constant to this date. The share of hydraulic energy in the total capacity went from 76% (in 1990) to 39% (in 2015).

With regard to the thermal generators that run on fossil fuel, the installed capacity went from 350 MW (in 1990) to 551 MW (in 1995). This was mainly due to the installation of the thermal power plant "La Tablada". Ever since that year, the installed capacity has remained relatively constant, and has experienced an important growth later on, between 2005 and 2014, when 600 MW corresponding to turbines and 179 MW corresponding to engines were incorporated (of which 100 MW are rented). Finally, between 2014 and

2015 the capacity of the thermal fossil generators decreased 170 MW because "Sala B" of "Central Batlle", the turbine of Maldonado and the engines that had been rented since 2012 were not operating. The installed capacity of fossil origin was 22% in 1990 and increased up to 28% in 2015.

Historically, the installed capacity of the thermal generators that use biomass did not exceed the 22 MW until 2006, when an important growth began to be recorded. The electricity purchase contracts between "UTE" and private generators, entered into force as of 2007, and resulted in an increase of 410 MW in the installed capacity using biomass over the last nine 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 capacity of generation went from 1% in 1990 to 11% in 2015.

On the other hand, large-sized 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. Ever since that year, the incorporation of both private and public wind turbines has been confirmed, recording an important development for this energy source. In particular, it is worth noting that the start-up of the 797 MW of power in the wind farms was confirmed only in the last two years. This led to a 21% share in the total installed capacity of 2015.

Finally, the photovoltaic solar energy must be mentioned, which despite being a source that has been used in the country for many years, it still represents small values compared to other energy sources. In particular, both the installation of the Asahi photovoltaic plant in the Department of Salto in 2013 (480 kWp), and the great incorporation of micro generation throughout 2014 should be mentioned. During 2015, two new photovoltaic plants began to operate with a total of 58 MW. This resulted in a significant growth of installed capacity for this source, along with the incorporation of the capacity in micro generation.

2.2. Hydrocarbon sector

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

In 2015, as it has happened in other years, the country had to resort to the importation of derivatives because the production of the refinery did not suffice for the final consumption. It should be mentioned that oil products are important for energy generation because of their technical characteristics and due to the great amounts required in short periods of time.

2014 was the first year of complete operation of the desulfurization plant with the goal of producing gas oil and gasoline with low content of sulfur, 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 of 2010, the country has a production of bioethanol and biodiesel that is mainly used in the transport sector mixed with gasoline and gas oil, respectively. In October 2014, a new ethanol production plant was inaugurated in the Department of Paysandu, making it possible to resort to an installed capacity of 96,000 m³/year for the production of bioethanol, using mainly sugar cane and sweet sorghum. The installed capacity of biodiesel is 80,000 m³/year and it is produced from soy, sunflower, rapeseed and fat.

Finally, Uruguay receives its supply of natural gas from Argentina through two gas pipelines which have a total capacity of 6,000,000 m³/day. There are distribution networks at both southwest and northwest littoral regions of the country.



3. ENERGY SUPPLY¹

The total gross energy supply in the country in 2015 was 5,470 ktoe, having increased a 6% compared to the previous year. The main fuels that participated in the energy supply in 2015 included:

Oil and oil products:

In 2015, the gross supply of oil was 1,920 ktoe, unlike the previous year's 1,989 ktoe. Over the last year, the refinery load was 3% lower than 2014. During 2015, 2,038 ktoe of oil were imported, so imports exceeded consumption. This was reflected in the stock change. In 2014 imports reached 1,913 ktoe.

As per oil products, the gross supply increased in 2015 compared to 2014. This can be explained mainly due to the higher demand of energy generation, which went from 176 ktoe (2014) to 226 ktoe (2015). Between 2014 and 2015, oil products experienced a decreased in both import and production, of 13% and 1%, respectively.

In 2015, only exports of asphalt were recorded, while the sales of oil products to international bunkers decreased 8% between 2014 and 2015.

Natural gas:

The import of natural gas in 2015 was 46 ktoe, similar to 2014. The gross supply of natural gas in 2015 was 45 ktoe and continues to be marginal. This is mainly due to the import restrictions from Argentina (the only supplier of natural gas).

Hydropower:

Hydraulic energy supply varies a lot from year to year as it depends on the hydrological characteristics of the year. In particular, 2015 presented very good levels of rainfall, similar to those in 2010 and 2014, unlike what happened between 2011 and 2013. Hydropower gross supply decreased from 1,001 ktoe (2010) to 585 ktoe (2012), then it increased to 1,274 ktoe (2014), and decreased again to 1,125 ktoe (2015).

Wind and solar energy:

Similarly to the previous year, in 2015 the gross supply of wind energy experienced once again a remarkable growth (180%), going from 63 ktoe to 178 ktoe, as a result of the start-up of a group of wind farms throughout the country. In the case of solar energy, both thermal solar and photovoltaic energy have been included in the matrix of results since 2015; and the corresponding result to 2014 has also been adjusted. The solar energy gross supply was 2.9 ktoe in 2014 and increased up to 7.1 ktoe in 2015.

¹ Tables and graphics related to energy supply are available in Annex I, page 109.

Biomass:

The gross biomass supply increased 20% in 2015 compared to the previous year. In order to analyze the behavior of the biomass, it is convenient to disaggregate the different sources existing 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.

The gross firewood supply for 2015 was 522 ktoe and 539 ktoe for 2014, maintaining the levels recorded over the last years. As per the biomass waste, the gross supply experienced a 28% increase in 2015 (1,441 ktoe) compared to 2014 (1,127 ktoe). This was mainly due to the increased consumption of black liquor by the paper and cellulose industry.

In the case of biomass for biofuels production, the gross supply for 2015 was 115 ktoe, which represented a 58% increase compared to 2014. Over the last years, a clear trend towards the increase in primary energy sources can be seen. These are involved in the production of bioethanol and biodiesel.

Coal and coke of coal:

The consumption of these sources continues to be marginal in Uruguay with a gross supply of 2.4 ktoe in 2015.

Imported electricity:

In 2014 and 2015, there was no importation of electricity. There was an exchange of energy with Argentina that was defined as "return energy", and it had no cost because it is part of an interconnection agreement.

3.1. Energy supply

The country's matrix of energy supply (also referred to as primary energy matrix) has experienced a 129% net growth between 1990 and 2015, registering a record in 2015 (5,230 ktoe) and a 9% increase compared to the previous year.

In 2015 the matrix of supply was mainly composed of oil and oil products, followed in importance by biomass (firewood, biomass waste, biomass for biofuels and charcoal) and hydroelectricity. To a lesser extent, the share of wind origin electricity and natural gas were also recorded. It must be noted that electricity generation with photovoltaic solar energy is very little compared to the rest of the sources.

Historically, oil and oil products have been the main sources of supply in the country, especially due to the importation of crude oil for the production of oil products in the refinery. Their share in the matrix has varied according to the need of oil products for electricity generation, as a way of complementing the electric energy of renewable sources.

Even though between 2014 and 2015 the share of oil and oil products in the matrix of supply decreased from 44% to 42%, the energy supply increased from 2,105 ktoe to 2,208 ktoe. This increase was due to greater crude oil imports, while there were less imports and exports of oil products over the last year.

As of 2007, considering firewood, biomass waste, biomass for biofuel production and

charcoal as a whole, biomass became the second main source of energy supply in Uruguay. In this manner hydroelectricity, which was the second main source after oil and oil products at least over the last 20 years, was moved to third place. Between 1990 and 2007 biomass had a relative steady share; however, it began to gain more relevance in 2007.

This important growth over the last years was interrupted between 2010 and 2011 and was seen again as of 2012, going from 1,330 ktoe (2010) to 2,081 ktoe (2015). Not only did the biomass supply grow a 20% compared to the previous year, but it also increased its percentage share from 36% (2014) to 40% (2015). It is worth noting that the second cellulose plant that started up operations in 2014, was operating at full capacity by 2015, thus registering an important consumption of black liquor.

The next source that followed in order of importance for its percentage share was hydroelectricity. Uruguay has a hydroelectric supply that varies from year to year and heavily depends on weather conditions. In 2015 there were good levels of rainfall, reaching a hydroelectricity production of 711 ktoe, comparable to 2010 and 2013 (14% lower than the maximum historical record of 2014). The five years of higher hydroelectricity production were 1998 (787 ktoe), 2001 (791 ktoe), 2002 (820 ktoe), 2010 (723 ktoe), 2014 (830 ktoe), being the latter the best of the whole period. 2002 was also the year when hydroelectricity had the highest share in the matrix of supply.

It is important to highlight the evolution that wind electricity is experiencing in the matrix, in particular the great increase registered over the last two years. In 2008 (the first year of incorporation of large-sized wind energy in the country), the production of wind electricity was 0.63 ktoe and increased to 178 ktoe in 2015. Although its share in the matrix of supply continues to be marginal (3%), this source has tripled the energy supplied in the last year and had a remarkable share in the matrix of electricity generation as will be seen further on. In particular, ten wind farms started up operations in 2014 and nine did in 2015, resulting in total of about 800 MW.

The rest of the sources that comprised the matrix of supply in 2015 had very little share: natural gas (1%), solar electricity (< 1%), and coal and coke (< 1%). In particular, the natural gas supply was 46 ktoe over the last year, thus maintaining the smallest share of the last 10 years.

In 2015, by third consecutive year, Uruguay was able to supply for its domestic electricity demand with national production. As mentioned above in this report, a small import was recorded in 2015 but it was due to "return energy" (< 1 ktoe).

3.1.1. Energy supply by origin

In 2015 energy supply was 57% local and 43% imported. Taking into account the whole period, the 5 years with most share of local energy in the supply in order of importance were: 2015 (57%), 2014 (55%), 2002 (52%), 2010 (50%) and 2013 (49%). In absolute terms, it is important to note that a net increase in local energy supply was registered for the last years. In the 1990-2006 period, local energy supply remained in values between 913 ktoe (2006) and 1,309 ktoe (2002). Since 2007 a net increase has been registered, which reached a value of 2,972 ktoe in 2015.

Imported energy supply has varied during the period, registering a maximum value of 3,025 ktoe (2012) and a minimum of 1,220 ktoe (2002). In particular for 2015, there was a slight increase compared to 2014 in the import of oil products for electricity generation, this was due to the lesser share of hydroelectricity.

3.1.2. Energy supply by type

With regard to energy supply, sources are classified according to their origin, whether they are renewable or not. In 2015, renewable sources of energy (biomass and hydroelectricity, wind energy and photovoltaic solar energy) had a share of 57% in the matrix of supply, while the other 43% corresponded to non-renewable sources (oil and oil products, natural gas, coal and coke).

Analyzing all the whole series, the 5 years with the highest levels of share of renewable sources of energy were: 2015 (57%), 2014 (55%), 2002 (52%), 2010 (50%) and 2013 (49%). Similarly to what was mentioned in the analysis of energy supply by origin, it is noted that the renewable energy supply has increased by the end of this period, doubling the average recorded over the 20 years prior to 2010. In 2015, renewable energy supply was 13% higher than the previous year and 44% higher than 2010, which mainly reflects the significant growth of the solar and biomass energy sources over the last years. It is important to mention once again that rainfall levels and the amount of hydroelectricity have a strong influence on the share of the different sources in the matrix of supply, thus resulting in important variations throughout the series.

Finally, the strong correlation existing between energy origin and energy type must be mentioned, taking into account that renewable energy supply comes mainly from the national production, and the country resorts to imports in order to be supplied with non-renewable sources.

3.2. Electricity generation

The installed capacity of the electric grid by the end of 2015 was 3,989 MW and consisted of 38% hydro generators, 39% thermal power plants, 21% wind turbines, and 2% solar generators. In 2015, as explained above, energy demand was completely supplied by local production. 1,181 ktoe of electricity were generated (13,731 GWh), representing a 6% increase compared to the previous year. The production consisted of 1,043 ktoe from power plants for public service, while 138 ktoe were generated by autoproduction power plants. Compared to 2014 these represented a 3% and a 25% increase, respectively.

It must be noted that electricity exports registered a 4% increase over the last year, the maximum exports of the last 13 years (114 ktoe). The final energy consumption of 2015 (calculated as production minus exports, technical losses and own use), registered a 4% increase in comparison with 2014. It must be noted that the final energy consumption supplied from the SIN (without considering the electricity generated by autoproduction power plants), remained very similar to the previous year, with a 1% increase. In this manner, the growth of final energy consumption in 2015 was registered mainly in the industrial sector, in industries that autogenerated their own electricity, whereas the

electricity supplied by the grid registered almost no variation.

Historically, hydraulic energy has had an important role in the generation of electricity in the country. In particular, as of 1979 the share of said source began to increase in the matrix of generation with the installation of the power plant "Salto Grande", at the river Uruguay. It was not until the year 1995 that the entitlement to 50% of the power and production was conferred by a convention agreed with Argentina.

There is also a complementarity between the availability of hydraulic energy and the consumption of fossil fuels for generation. That is why for years of good rainfall, such as 1998, 2001, 2002, 2010, 2014 and 2015, lower amounts of fossil fuels were used for electricity generation. On the other hand, during years with characteristics of less rainfall, such as 1989, 2004, 2006 and 2008, the country had to generate electricity with higher amounts of fossil fuels in order to meet domestic demand.

Another characteristic of energy generation is the diversification of sources that has been registered over the last years. That is why from 1965 to 2000 approximately, the country had three energy sources with a major share in the matrix of generation: hydropower, fuel oil and gas oil. However, over the last years, new energy sources started to be used for electricity generation, some of which are still marginal but present a growing trend in consumption (biomass (including firewood and biomass waste), natural gas, wind and solar energy).

In the case of biomass, it started to have a higher share in 2008 as a raw material for energy 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 production in the cellulose pulp industry. Over the last years, an important increase in energy generation with biomass has been registered, tripling its value in 7 years and becoming the second main source in the matrix of electricity generation in 2014. As per wind energy, it started to be part of the matrix of generation in 2010 and had a slow increase during its first years of development. However, in the last 2 years, a very important growth in electricity generation was registered, going from 144 GWh (2013) to 2,065 GWh (2015), reaching a 15% share in the electricity matrix.

It is clarified that solar energy started to be part of the matrices in 2014 and, given its small values compared to the other sources, it is not represented in the graphics. However, it represents an input for electricity generation that started to have some share over the last years. In particular, the incorporation of more than 60 MW of installed capacity from photovoltaic solar panels in 2015 is highlighted. This corresponds to two photovoltaic plants and a group of premises of micro generation.

Electricity generation can be analyzed with two different approaches: one is to consider the inputs for generation and another one is to consider the electricity generated by source. It is important to point out that matrix of electricity generation has a different structure than the matrix of inputs for generation, because it takes into account the transformation efficiency for the different sources. In 2015, a global transformation efficiency of 78% was registered, similar to the previous year.

3.2.1. Matrix of inputs for electricity generation

In 1965 the total amount of inputs for generation was 399 ktoe and registered, for the whole series, a net growth that reached a consumption of 1,511 ktoe in 2015, representing a 5% increase compared to the previous year. The minimum was registered in 1966 (315 ktoe) and the maximum in 2012 (1,609 ktoe).

The matrix of inputs for generation has experienced important variations throughout the years, as well as the diversification of sources towards the end of the period, as already mentioned. In 2015, hydropower had the highest share of inputs for generation (54%), followed by biomass (19%), wind energy (12%), and gas oil (12%).

3.2.2. Matrix of electricity generation by source

The electricity generated in 2015 came mainly from hydraulic energy (61%), which experienced a 14% decrease compared to 2014. On the other hand, electricity production from biomass increased 26% over the last year, remaining as the second most important source in the matrix of electricity generation (17%). It was followed by electricity from wind energy (15%) which also registered a remarkable increase over the last year, tripling its value. Fossil origin electricity generation increased 32% compared to the previous year; however, it continued to have a similar share. It is important to mention that the electricity generated from solar energy was less than 1%.

The evolution of the matrix of electricity generation by source also reflects the characteristics mentioned above: variability, complementarity and diversification of sources. Until the decade of the 80's, electricity generation came mainly from fossil fuels, and as of 1979, hydropower registered high shares in the matrix of generation. Over the last years, the incorporation of new energy sources has been registered.

In particular, it is mentioned that in 2015, electricity generation from wind energy was twice as much as the fossil origin electricity. This was possible not only due to the development achieved in the use of wind resources, but also due to the good rainfall and the increase in biomass as input for electricity generation, which resulted in a lower consumption of fossil fuels for said end. In this manner, renewable sources of energy had a share of 93% in the matrix of electricity generation.

3.3. Production of oil products

With regard to its production structure, the operation of the refinery in 2015 was similar to the one in previous years. 1,919 ktoe of crude oil were processed resulting in levels 3% lower than the previous year.

1,915 ktoe of oil products were produced resulting in 3.7 ktoe of transformation losses. Over the last year, the main product was gas oil (761 ktoe), followed by motor gasoline (511 ktoe) and fuel oil (305 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 said process. In 2015, 67 ktoe of fuel gas and 30 ktoe of petcoke were produced. This consumption is

recorded in the matrix of results under the denomination "own use" of the energy sector.

The remodeling of the refinery began in 1993. There was no production during 1994. Maintenance stops have taken place in several opportunities. The most important ones took place between September 2002 and March 2003, and from September 2011 to January 2012. 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 had some changes over the past 50 years. Until the early 80's the main production corresponded to fuel oil. However, as of 1983 gas oil was the main manufactured product (except for the last years). On the other hand, motor gasolines have registered the third place in terms of share, while the production of gasolines has exceeded the production of fuel oil since 2011.



4. ENERGY DEMAND²

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 the production or transformation of energy (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, lightening, 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, the 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 during the first years of the XXI century. Since 2004 this downward trend has reversed. It was not until 2007 that the consumption values previous to the crisis were exceeded, reaching a record of 4,479 ktoe in 2015.

As already mentioned in the paragraph above, since 2004 the total final energy consumption has had an upturn trend with an annual average rate of 6%. This value exceeded the trend historically registered because, before this one, the decade of highest increase was the 90's, registering an average rate of 4%. In 2008 and 2015, increase in the total final consumption of 16% and 13% respectively were registered. These were mainly associated with the important growth of the cellulose industry.

In 2015, the non-final energy consumption was 80 ktoe, 7% higher than the previous year. Given the fact that final consumption for non-energy uses is only 2% of the total final consumption, it is not worth it to carry out an analysis by source. There follows the analysis of the behavior of the final energy consumption by source and by sector.

4.1. Final energy consumption by source

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

In 2015, the share of biomass (firewood, charcoal and biomass waste) equaled the one of oil products in the final energy consumption by source (38%); followed by electricity consumption (21%). The share of natural gas and biofuels was very small for both sources. In 2015 the country's energy final demand consisted of 39% primary sources and 61% secondary sources.

It is worth mentioning that the consumption value of firewood that appears in the energy balance for the different sectors is obtained from statistical studies.

² Tables and graphics related to energy demand are available in Annex I, page 124.

Final energy consumption recorded 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 at the beginning of the XXI century. Since 2004, and associated with the growth of the economy, final energy consumption has experienced a steady increase until and including 2015, reaching a value of 4,399 ktoe. Over this last period, the highest rates of increase in the historical series were registered (an average of 6%).

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 had a behavior that is very similar to electricity. Their consumption was affected during the crisis at the beginning of the century, having negative rates until 2003. As of 2004, oil products' consumption grew again, with increase rates between 1% and 8%. In 2015, consumption was similar to the previous year (1,691 ktoe).

As per electricity consumption, it has experienced a steady net increase since 1965, with the exception of some slight decrease registered in 1972, 1982, 1989 and the decrease that took place at the beginning of the century for reasons already explained. Analyzing the last 10 years of the series, the growth rate has always been positive, with an average of 5%.

Biomass consumption (firewood and biomass waste) has always been present in the historical series, and, over the last years, it has increased its share in the matrix. In 2015, it registered the same consumption level as the oil products. This behavior was mainly influenced by the consumption of biomass waste because, in the case of the firewood, the share in the final energy consumption of the last 10 years has been practically constant (an average of 15%).

Biomass waste includes forestry and sawmill waste, black liquor, sugar cane bagasse, rice husk, sunflower husk, barley husk and others. As of 2007, an important increase in the consumption of waste was registered in the cellulose industry, mainly black liquor. For 2007 and 2008, the increase rates in biomass waste consumption were 68% and 458%, respectively. This situation repeated itself in 2013 and 2014, with increase rates of 30% and 28%. In 2011 there was a drop in the consumption (-4%) that 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 a source relatively new (it has participated in the energy matrix for 15 years), its penetration has been marginal since the beginning in 1998. The highest consumption was registered in 2006 (84 ktoe) with a share of 3% in the matrix of final energy consumption. However, since 2009 the share of natural gas in the matrix of consumption has remained in 1% due to the restrictions imposed by the only supplier (Argentina).

As of 2010, two new secondary sources were incorporated: bioethanol and biodiesel³. These were grouped under the denomination "biofuels" which, in 2015, had a small share of 2% in the final energy consumption. It is expected that, during the next couple of years, the share of biofuels will increase due to the incorporation of bioethanol and biodiesel in the motor gasolines and gas oil, respectively.

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

In this BEN thermal solar energy is incorporated into the matrix of results for the years 2014 and 2015. Over the last year, final energy consumption was 2.9 ktoe and was associated to an estimated surface of 52,250 m² of thermal solar collectors. It is noted that the sector allocation of the final energy consumption is theoretic as it is done considering the typical shares of the literature: 85% residential, 14.5% commercial/services/public sector and 0.5% industrial. It is clarified that this information cannot be yet ratified by the periodic sectorial surveys because the size of the sample does not reflect the population that actually uses this technology.

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). The residential sector is the one with 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 due to an important growth of the industrial sector.

As of 2007-2008, the consumption of the industrial sector began to register an important growth, almost doubling its consumption in only one year. Over the past eight years, the final energy consumption of the industrial sector went from 614 ktoe to 1,853 ktoe, with clear growth periods (2008-2010 and 2014-2015) due to the start up of the cellulose plants in the country.

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

It is also mentioned that, starting with BEN 2013, the final energy consumption began to be reported with a wider breakdown of sectors. Those consumption sectors that were lower than 1 ktoe are not reported because they represent marginal values, except when they correspond only to one subsector. In other cases, there is no breakdown if the data corresponds 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 796 ktoe in 2015, slightly superior in comparison to the previous year. Even though there is a wide variety of consumption sources in the residential sector, this sector is distributed mainly between 3-4 energy sources. During 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 have been gaining share throughout the years, along with a constant consumption of firewood and a decreasing consumption of kerosene. In this manner, as of 2010, the main energy source consumed by the residential sector was electricity, followed by biomass (firewood and biomass waste) and LPG.

In particular, it is noted that the increase in electricity consumption registered in 2006 is associated with a change in the methodology of evaluation of the non-technical losses⁴, which have begun to be recorded in the final consumption sectors since that year.

It is worth noting once again, that firewood and biomass waste consumption are evaluated from surveys. In this manner, it is noted that the drop in biomass consumption registered in 2006, has nothing to do with a change in the consumption patterns but with a change in the methodology of evaluation used for said energy source. In the case of firewood and until 2005, the value recorded in the Survey of 1988 (302 ktoe) was maintained. As of 2006, the results of the Use and Consumption Survey of that year (295 ktoe) were incorporated, and as of 2008, the consumption corresponding to the update of said study was also considered (284 ktoe). The information regarding biomass waste resulting from said survey was included in 2006. In 2013, a new Residential Survey was carried out showing firewood and biomass waste consumption similar to the ones being considered until then.

Other sources used in the sector were diesel, gas oil and fuel oil, mainly for heating and water heating. In 2000, natural gas began to be used in the residential sector. Nowadays, its share is barely 3%, a percentage slightly superior to the one seen since 2005 (2%). Regarding the manufactured gas used in Montevideo, since early 2005 it has been completely substituted by natural gas.

As per the breakdown implemented in 2013, the residential consumption is informed for the department of Montevideo and for the rest of the country. In 2015, about one third of the residential consumption corresponded to the department of Montevideo. As per electricity and LPG, their consumption was similar in Montevideo and in the rest of the country, whereas most of the natural gas was consumed in the capital and most of the firewood consumption was registered in the rest of the country.

From a regional stand point, more than half of the residential consumption in Montevideo was electricity, followed by firewood, LPG, natural gas and finally kerosene. With regard to the rest of the country, the main energy source consumed 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 there was no adequate data for their classification. For other energy sources (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 in 2015 was 299 ktoe, slightly inferior to the previous year.

Before 2006, the final energy consumption of this sector corresponded mainly to secondary energy sources, reaching shares of 98%. In 2006, the firewood consumption from the results of the Energy Use and Consumption Survey was incorporated. Because of this modification the share of secondary energy decreased, whereas primary energy

4 The non-technical losses are associated with non-invoiced electricity consumption.

began to have a higher share, mainly firewood, as the share of natural gas had no major variations. It must be taken into account that firewood consumption has been recorded since 2006, and it is associated with a change of methodology (incorporation of a source not being considered) and not with a change in the consumption patterns of the sector.

Analyzing the global consumption of the commercial/services/public sector the importance of electricity must be highlighted as it has been the most consumed energy source, presenting a steady growth until 2013. Its share has gone from 56% (1990) to 83% (2015). Over the last year, the energy consumption of the sector was 246 ktoe, 2% lower than the previous year.

To a lesser extent, firewood consumption registered 22 ktoe in 2015. This value has remained constant over the last 3 years and corresponds to the results of the sectorial survey of 2013. It is worth noting that sudden changes in the firewood consumption in the period 1965-2015 respond to modifications in the methodology and not to changes in the consumption pattern.

The rest of the energy sources currently being consumed by the sector (solar, gas oil, fuel oil, LPG (LP gas and propane), gasoline, kerosene and natural gas), presented, as a whole, a 10% share in 2015, 3% less than the previous year.

Starting in 2013, consumption began to be reported in four sub-sectors within the commercial/services/public sector: "Public lighting", "Public sector", "Electricity, gas and water", and "Others". The only source consumed for public lighting in 2015 was electricity, representing 9% of the total sector's consumption of said source. On the other hand, in 2015, the public sector registered 32% of the gas oil consumed by the whole sector, as well as 52% of LPG, 23% of fuel oil, 10% of firewood consumption, and finally, 7% of the electricity of the sector's total consumption. With regard to Electricity, gas and water, this sub-sector was responsible for 3% of the electricity of the commercial/services/public sector, and barely for 2% and 1% of firewood and fuel oil consumption, respectively. Finally, all energy consumption that does not correspond to the previous categories is grouped as "Others", representing 50% of the consumption of each source.

It is important to mention that there is no breakdown for solar, gasoline and kerosene due to their small values (less than 1 ktoe). As per charcoal, the consumption registered in the commercial/services/public sector was negligible in 2015, associated to the category "Others".

4.2.3. Transport Sector

The final energy consumption of the transport sector was 1,235 ktoe in 2015, increasing 4% in comparison to 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 2015. At the beginning of the period, the source of major consumption was motor gasoline. However, since 1972, the behavior has changed and gas oil has started to be the source most consumed in the sector. This situation remained until 1980-1981 when the consumption of both sources was almost the same. As of 1982, the growth in gas oil consumption was bigger than the motor gasoline, thus increasing the difference in the consumption of both

sources. With the 2002 crisis both fuels suffered a drop in demand, which was bigger in the case of gasoline. This situation set an even clearer difference between both consumptions. As of 2004, the upturn trend resumed and gasoline was the source that presented higher increase rates. This caused the difference between gasoline and gas oil to decrease.

In 2015, the transport sector's final consumption was 570 ktoe of gasoline and 592 ktoe of gas oil, representing a share of 46% and 48%, respectively. The trend seen over the last years, in which the share of gasoline has increased and the share of gas oil has decreased, remained, thus diminishing the difference between the consumption of these energy sources. The behavior of gas oil in 2015 must be particularly noted as it registered a 1% increase compared to 2014, after the drop of 4% registered in the previous year.

Biofuels (bioethanol and biodiesel) have been incorporated into the final consumption matrix since 2010. Its share in the transport sector has increased from 1% (2010) to 6% (2015). Taking into account both biofuels, consumption went from 7.2 ktoe to 69 ktoe during this 5 years. These sources are mainly consumed in mixtures with fossil fuels: gasoline-bioethanol and gas oil-biodiesel. In terms of volume and with respect to the total of mixed biofuels (not only for transport), in 2015, the average mixture corresponded to 8% bioethanol in motor gasolines and 6% biodiesel in gas oil. The incorporation of biofuels allowed the demand to be met along with a decrease in the fossil fuel consumption.

The rest of the sources used in the transport sector are jet fuel and aviation gasoline. The latter is recorded along with motor gasolines. Electricity is also mentioned. Even though the BEN presented consumption of electricity in the transport sector until 1992, it is currently used for public transport, and by UTE's fleet of vehicles, which -because of their marginal consumption in 2015- will be incorporated in the next publication.

The transport sector's consumption began to be reported in 2013 with a breakdown by means of transport: "Road", "Rail", "Air" and "Sea and river". Road transport's consumption represents nearly all the consumption of the whole sector, through the consumption of gas oil and gasoline (including biofuels). On the other hand, jet fuel and aviation gasoline consumption correspond entirely to air transport, while the rest of the consumption of fuel oil was completely registered by the sea and river transport.

4.2.4. Industrial Sector

The final energy consumption of the industrial sector was 1,853 ktoe in 2015, increasing 16% in comparison to the previous year. It is worth remembering that the industrial sector includes the manufacturing industry and the construction. The main source consumed in 2015 corresponded to biomass waste, representing more than 60% of the total industry's consumption. This was followed in importance by electricity and firewood, with shares of 15% and 10%, respectively, and finally fuel oil with an 8% share.

During the period 1965-2015, the industrial sector has presented great fluctuations in the energy consumption of the different sources. In the early years of this period the energy source mainly consumed by the industry was fuel oil, with a share of 70%. 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.

With regard to biomass waste, historically it has had a low consumption in the industry, with shares below 12% until and including 2007. In 2008, there was a peak in the consumption of biomass waste mainly due to the growth of black liquor consumption by the cellulose industry. Likewise, as of 2008, the consumption of forestry and sawmill waste, which was not recorded in previous editions of the BEN, started to be registered. In 2010, the consumption of biomass waste alone (646 ktoe) already exceeded the total consumption of the industrial sector in 2007 (614 ktoe). In later years, the consumption of said source continued to increase until it reached 1,150 ktoe in 2015, representing a 29% growth compared to the previous year and the absolute maximum to date. As already mentioned, this great growth experienced by biomass waste since 2008, has been what determined the industrial sector to become the major sector of energy consumption.

Electricity registered its maximum share in industrial consumption between 2004 and 2006 (28%), and then it decreased to 15% in 2015. Despite this percentage decrease, the absolute consumption of electricity has practically doubled over the last ten years, reaching 280 ktoe in 2015. It is noted that the non-technical losses of the energy sector have been incorporated as final consumption since 2006.

Firewood consumption has increased over the last years, reaching a share of 29% in 2006 and decreasing to 10% in 2015. It is important to point out that firewood consumption in 2006 was corrected according to the study of energy use and consumption of said year. A Consumption survey in the sector was carried out for 2011, 2013, 2014 and 2015. Though firewood consumption was 177 ktoe during the last year, 10% lower than in 2014, it remained at levels similar to the maximum registered at the end of the 80's and the beginning of the 90's.

Natural gas was introduced in the country at the end of 1998. In 2004, it had a share in the industrial consumption that reached 12%, thus decreasing 1% in 2010. This percentage remained the same until 2015. 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 take into account the difficulties faced regarding natural gas supply from Argentina (only supplier of this source).

Other energy sources consumed by the industry have been gas oil, petcoke, LPG (LP gas and propane). Petcoke consumption has remained relatively constant over the last years, with a share of about 3%. On the other hand, the consumption of propane has registered some increase over the last years, but it continues to be marginal in relation to the total consumption of the industrial sector.

In 2013, the consumption of the industrial sector began to be reported with a breakdown by industrial sector. In 2015, the cellulose and paper industry represented more than 60% of the sector's consumption, followed by the wood industry and the cement industry, which had smaller shares (5%). As per the sources consumed, biomass waste has been the source of greatest consumption in the sector, mainly black liquor consumed by 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 (24%) and slaughterhouses (9%).

Firewood represented the third energy source consumed by the industrial sector, and the following are the most important consuming sectors: slaughterhouses (24%), paper

and cellulose (15%) and dairy (14%). In the case of fuel oil, the industrial consumption was mainly distributed between the paper and cellulose industry (56%), cement (12%), dairy (11%) and chemical, rubber and plastic (4%).

The rest of the energy sources had lower shares in the industrial consumption. It is important to mention that the consumption of petcoke came from the cement industry, and there was no breakdown for 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 216 ktoe in 2015, decreasing 3% in comparison to the previous year. The most consumed source was gas oil (144 ktoe), with a share of 66%. Throughout the whole period, this source has had variations in its consumption, experiencing a 10% net decrease over the last 5 years. It must be noted that, since 2010, the gas oil reported in this sector has included mixed biodiesel.

The second source consumed in 2015 corresponded to firewood (35 ktoe), which was incorporated as of 2006, and is mainly associated with the generation of heat in the poultry sector. Once again, it is clarified that the modification was not due to a change in the consumption structure, but to the incorporation of a new source which was not being considered in this sector. The "Energy use and consumption study" of 2006 allowed, among other things, for this kind of corrections to be made in the final energy consumption of the different economic sectors.

Electricity consumption has been increasing, reaching a share of 13% in 2012 and decreasing again to 11% towards 2015. It is worth mentioning that 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 2015, said consumption was 5.4 ktoe, resulting in a 41% decrease in comparison to the previous year.

Motor gasolines had a 3% share in the consumption of the sector in the last year, while fuel oil presented a very low consumption (< 1%). It is noted that there has not been any record of kerosene consumption in this sector since 1993.

In 2013, the agriculture/fishing/mining sector began to be reported separating the breakdown of the fishing sector from the agriculture and mining sectors. In this manner and during the last year, a gas oil consumption of 14 ktoe was registered which was associated to industrial fishing, as well as 2.3 ktoe of gasoline in non-industrial fishing. It is clarified that the marine gas oil used in ships does not include biodiesel. All firewood and propane consumption of this sector is registered in the agriculture and mining sectors.

5. CO₂ EMISSIONS⁵

The publication of BEN 2012 incorporated for the first time the carbon dioxide emissions (CO₂) coming from the fuel combustion activities of the energy industries and the consumption sectors. The period starts in 1990, year from which the country has publications of the National greenhouse gas inventories (INGEI).

CO₂ emissions are calculated following the methodology of Level 1 according to the IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories, revised version 1996 and version 2006. It is worth noting that, according to said methodology, CO₂ emissions from fuel combustion of biomass are not considered in the totals, despite being a clear combustion activity with energetic purposes. The reason for this is that, simultaneously with the occurrence of emissions of this gas (when biomass is burned), there is a process for its absorption (through photosynthesis) carried out by the plant species during its growth. It is convenient to evaluate both things at the same time in order to avoid drawing misleading conclusions from partial results. Therefore, the calculation about the emission and absorption of CO₂ from biomass is recorded in the Land Use, Land-Use Change and Forestry (LULUCF) of the National greenhouse gas inventories (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 previous explained).

The total CO₂ emissions in 2015 were 6,358 Gg⁶ from the following categories in decreasing order of importance: Transport (3,502 Gg), Industrial (821 Gg), Power plants for public service (700 Gg), Agriculture/Fishing/Mining (459 Gg), Own use (408 Gg), Residential (385 Gg) and finally Commercial/Services/Public sector (83 Gg).

In 2015, 17% of CO₂ emissions came from energy industries (electricity generation and own use of the energy sector) and 83% 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 presented an increase net trend until they reached the maximum levels of the period in 2012 (8,199 Gg) and they decreased again towards 2015.

With regard to energy industries, the emissions from electricity generation power plants presented great variations since they are strongly associated to the country's rainfall conditions. It is verified that for dry years with low shares of hydroelectricity, the consumption of oil products in power plants is high, thus contributing to the total CO₂ emissions. Over

5 Tables and graphics related to CO₂ emissions are available in Annex I, page 143.

6 1Gg (gigagram) equals to 1 ktonnes (kilotonnes)

the last 10 years, the greatest records corresponded to the years 2008, 2009 and 2012, with shares of 36%, 31% and 36% in the total of emissions, respectively. Similarly, the years 2005, 2007, 2010 and 2014 are noted as years that had good hydropower contributions for the generation of electricity, with a subsequent lower consumption of derivatives for that end. The lowest CO₂ emissions from power plants of the past 10 years were registered in 2014 and 2015.

On the other hand, it is mentioned that emissions from the energy sector's own use are mainly caused by refinery operations. These have remained relatively constant throughout the period, with shares between 5-8% in the CO₂ total emissions.

With regard to 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 47% in the whole period. The evolution of emissions has accompanied the trend of energy consumption in said sector, with a steady growth until 1999, a later drop for 4 years and a new increase in emissions until and including 2015. In the case of the other consumption sectors, emissions have remained relatively constant throughout the period.

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 2015, emissions from biomass combustion corresponded to 8,497 Gg of CO₂, representing a 17% increase compared to the previous year. As per fuels, biomass waste had the highest share (68%), followed by firewood (29%) and, to a lesser extent, biofuels (3%), and charcoal (<1%).

In the international bunkers category, CO₂ emissions from international fuel tanks are informed either from sea/river navigation or from aviation, and include inbound and outbound trips to the country. In 2015, emissions from international bunkers were 845 Gg of CO₂, having decreased 8% since 2014. 66% of these emissions were originated in sea transport through the consumption of oil products, whereas the remaining 34% corresponded to air transport mainly through the consumption of jet fuel.

6. INDICATORS⁷

6.1. Energy consumption by GDP

The evolution of GDP and the final energy consumption for the period 1997-2015 is presented taking as a base equal to 100 the values of both variables for the year 1997. The GDP series corresponds to constant 2005 prices 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 registered as annual average, whereas since 2004, both series have presented an increasing trend. Since 2006 energy consumption has been higher than GDP for the period 2006-2009. In particular the great growth of final consumption of the industrial sector is noted in 2008 (67% compared to 2007). This caused a change in the consumption structure of the country and directly impacted this indicator. In 2010, 2011 and 2012, there was an opposite trend: although the energy consumption increased and the GDP as well, the final energy consumption evolved at lower rates. On the other hand, as of 2013, the final energy consumption presented annual increase, whereas GDP increased at positive rates that were lower year after year.

In this manner, the energy intensity by unit of GDP has presented a net growth during the whole period being studied, registering a minimum record in 2005 (5.7 toe/M\$2005) and a maximum in 2015 (6.6 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 inhab. (tonnes of equivalent oil per 1,000 inhabitants) obtained as the quotient between total final consumption and number of inhabitants.

From 1990 to 1999 said indicator had a growth that was interrupted by the crisis. This situation has changed since 2004, when the increasing trend that remains to date began. In 2007 the consumption peak of 1999, which was previous to the crisis, was exceeded. In 2015, the final energy consumption per capita was 1,292 toe per one thousand inhabitants, maintaining the increasing trend seen over the last years and reaching its maximum for the whole period.

Like the previous indicator, electricity consumption per capita is obtained from the quotient between the electricity consumed and the number of inhabitants. Throughout the whole period, electricity consumption per capita presented, in general, an increasing trend, except for certain points where there was a decrease. The economic crisis at the beginning

⁷ Tables and graphics related to indicators are available in Annex I, page 147.

of the XXI century impacted the electricity consumption per capita, as well as the rest of the indicators.

Electricity consumption per capita went from 512 kWh/inhab (1965) to a maximum of 1,917 kWh/inhab (2000). In the following years it decreased until it reached a minimum of 1,788 kWh/inhab (2003). The trend changed in 2003 and it grew again until it reached a consumption of 3,039 kWh/inhab in 2015.

6.3. Energy intensity by sector

“Energy content” means the quotient between the energy consumption of certain 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 behaviors are observed depending on the sector. It is important to note that for this and the previous indicator, the 2005 series of constant prices was used.

In the series of Industry/Agriculture/Fishing/Mining the impact generated by the new cellulose industries entering the market can be clearly seen. This also caused a leap in the energy content of the years 2008 and 2014. Since 2008, the energy content has maintained an increasing trend, except for the years 2011 and 2012 when there was a small reduction associated with a lower growth of energy consumption in the industrial sector compared to the economic growth. In 2013, both the energy consumption and the added value registered a growth, reflecting a recovery of the energy content. For the past two years, the great growth in energy consumption along with the added value of the sector resulted in a remarkable growth of the energy content of the industrial/agriculture/fishing/mining sector (12% each year).

On the other hand, the series for energy content of the transport sector reached a minimum record in 2008, registering a variable behavior in later years, alternating years with positive and negative growth rates. The growth (8%) registered in energy content between 2008 and 2009 can be the consequence of the international crisis, because the added value generated in transport was barely superior to the previous year, while the energy consumption maintained an historical growth. The year 2015 is noted for a 14% growth in the energy content of the transport sector, as a consequence of the growth in energy consumption (4%) and a decrease in the added value (-9%) compared to the previous year.

Finally, regarding the energy content of the commercial/services/public sector, the series does not present major variations, and is relatively constant in the period of study 1997-2015. The maximum value was reached in 2007, and since 2008 there has been a decreasing trend despite the fact that both the energy consumption and the added value of the sector have grown in said years. This can be explained because the energy consumption of the sector has presented a growth rate that is lower than the rate of the added value, which could be the result of the incorporation of energy efficiency measures in the sector. The year 2015 is noted in particular for a decrease in energy consumption compared to the previous year, which, accompanied by a growing added value, resulted in a lower energy content compared to 2014.

6.4. CO₂ Emissions per GDP and per capita

The evolution of GDP and the CO₂ emissions from fuel combustion activities for 1997–2015 is presented taking as a base equal to 100 the values of both variables for the year 1997. The GDP series corresponds to constant prices of 2005 by merge published by the Central Bank of Uruguay (CBU).

CO₂ emissions have presented some variability throughout the period; however, they have accompanied the evolution of GDP. 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 the electricity generation as a complement to hydroelectricity.

Similarly to the years 2007, 2010 and 2014, in 2015 there was good availability of hydraulic energy, which was reflected in lower CO₂ emissions compared to other years with chronic drought characteristics and their corresponding higher consumption of oil products for energy generation.

Regarding CO₂ emissions per capita, there was a net growth for the whole 1990–2015 period, presenting an important variability. This behavior, that alternates maximum and minimum records, is correlated with a variation that presents the consumption of fossil fuels in thermal power plants, as already mentioned. The minimum record of CO₂ emissions per capita was registered in 2003 (1.2 t/inhab), whereas in 2012 emissions reached their maximum levels (2.4 t/inhab), and decreased again in 2015, reaching a level of 1.8 t/inhab.

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 quotient 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 that are 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 for the country, and the consequent amount of fossil fuels used for generation, as already mentioned in paragraphs above. It is important to mention that the maximum emission factor of the SIN was registered in 2008, with a value of 335 kg CO₂/MWh, followed in importance by the years 2006 (304 kg CO₂/MWh) and 2012 (301 kg CO₂/MWh). The minimum records took place between 2001 and 2003 with values lower than 3 kg CO₂/MWh, when almost 100% of the electricity was generated from hydraulic energy. In 2015, the emission factor of the SIN was 58 kg CO₂/MWh.

6.6. Electrification rate

The electrification rate expresses the percentage of households that have electricity

compared to the total of households with dwellers. This indicator is elaborated for urban area, rural area and total of the country. The total electrification rate went from 79.0% to 99.7% between 1975 and 2015. When analyzing the indicator separated by urban and rural area, the most remarkable evolution is observed in the rural electrification rate, which has increased from 25.1% in 1975 to 97.9% in 2015. As per the urban electrification rate it went from 89.0% to 99.8% over 40 years.

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 period 1997-2015. 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/inhab). Likewise, the constant final energy consumption per capita is represented by isoquant curves.

The evolution of the indicators' behavior reflects the stages that the country has gone through in the period of study. Through the setback of the energy path it is possible to identify the economic crisis that the country faced at the beginning of the century, 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 economic growth is mainly associated with the growth of the commercial/services sector, which is not an "intensive energy" 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. 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 therefore it is associated with a change in the structure of the economy. On the other hand, in 2009, the situation changed again, registering a decreasing trend in the energy intensity and an increasing one in GDP per capita. Between 2013 and 2014, both indicators presented increasing trends compared to the previous year. Finally, towards 2015, energy intensity grew 6%, whereas GDP per capita remained almost constant.

7. METHODOLOGY

7.1. General definitions

Primary energy source: is the 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 (originated in urban, agricultural and agro-industrial activities).

Secondary energy source: is the one obtained from a primary source or from another secondary source, after being subject to a physical, chemical or biochemical process that modifies its original characteristics.

Gross energy: is the primary or secondary energy to which the following deductions have not been applied: losses caused by transformation, transmission, transport, distribution and storage, and amount of unused energy.

Net energy: is the primary or secondary energy for consumption purposes, after deducting the losses and the unused energy mentioned above.

Final energy: is the primary or secondary energy directly used by socio-economic sectors. It is the energy as it enters the consumption sector and is different from the previous one because of the energy sector's own use. It includes the energy and non-energy consumption.

Transformation plant: it refers to the premises where primary or secondary energy is subject to processes that modify its properties or their original nature, either 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 in: Primary, if they only process primary sources; and Secondary, if primary and/or secondary sources enter the transformation plant.

Consumption sector: is the part of the socio-economic activity where the final energy converges for its use. Own use is considered separately, and it corresponds to the energy consumed by the energy sector for the production, transformation, transport and distribution of energy (it does not include the energy used as input for transformation to 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 enables the analysis of all the processes and transformations to which a specific source is subject through the whole system, plus the analysis of each category, and the magnitude corresponding to each source. The general summary matrix consists of 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 table shows in a schematic way how these sub-matrices are located in the summary matrix. Below the table there is an analysis of each submatrix.

Energy Balance	Primary Sources	Secondary Sources	Losse	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) Transformation plants' balance
- (3) Secondary energy balance
- (4) Gross supply and net consumption
- (5) Distribution of the final energy consumption by sector

It is important to note that a new matrix format began to be used in BEN 2013, which incorporated energy sources, transformation plants and supply activities, as well as a more detailed breakdown of the consumption sectors. Then, this edition of the BEN incorporates the breakdown of sources per power plants for public service and for auto production plants. In this manner, a common format is used for the matrix for all years, hiding the rows and/or columns that may not correspond to the year being informed.

7.2.1. Balance of primary energy sources

It corresponds to the supply of primary energy sources. In this edition of the BEN the following are included as such: crude oil, coal, natural gas, hydropower, wind energy (reincorporated in 2008), solar energy, firewood, biomass waste and biomass for biofuels. The last two sources are grouped as "other biomass".

Clarification for some of the primary sources is presented below:

- **Coal:** It includes anthracite, peat, soft coal tar and pitch.
- **Hydropower:** In the summary matrices the theoretical equivalent is considered. However, in the "supplementary information" section it includes a table of hydropower considering the thermal equivalent.
- **Solar energy:** It includes photovoltaic solar energy and thermal solar energy.
- **Biomass waste:** It includes rice husk, 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 consists of eight areas: production, import, export, losses, stock change, not used, adjustments and supply. Since the areas 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 originated in 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 transport, storage, transmission and distribution. 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 percentage of share in the consumption of electricity of the rest of the sectors.
- **Stock change:** is the difference between the stock of an energy source by December 31st of the year $i-1$ and December 31st of the year i .
- **Energy not used:** is the amount of energy that due to the technical and/or economic nature of its exploitation is not currently being used.
- **Adjustments:** statistical adjustment that enables to make 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. It is obtained as a result of

the following equation:

$$\text{SUPPLY} = \text{Production} + \text{Import} - \text{Export} - \text{Losses} + \text{Stock change} - \text{Energy not used} + \text{Adjustments}$$

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 by 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). As a consequence of the processes carried out in these plants, there are transformation losses, which are obtained by algebraically adding the income to the expenditure.

Transformation plants include:

- **Refineries**
- **Power plants for public service** (they include power plants that deliver the electricity generated to the grid, for example: hydroelectric, 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**
- **Biodiesel plant**
- **Coal plants**
- **Gas plants**
- **Coke-oven plants**

As previously mentioned, the presentation of the information was improved in BEN 2013. In this case, both primary and secondary transformation plants were included in the same category. Likewise, all plants producing electricity to be delivered to the grid were grouped as "power plants for public service". Until BEN 2012 information was disaggregated by "hydraulic and wind plants for public service" and "thermal power plants for public service". Similarly, this publication incorporates a breakdown by energy source for said power plants.

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, light naphtha, aviation gasoline, kerosene, jet fuel, diesel oil, gas oil, fuel oil, petcoke, non-

energy products, fuel gas, manufactured gas, bioethanol, biodiesel, coke of coal, charcoal and electricity.

Clarification for some of the secondary sources is presented below:

- **Propane:** Until and including 2010, the consumption of agriculture/mining was included in the industrial sector. Since 2011, the propane consumption associated with the agriculture and mining activities has been recorded within its sector "Agriculture/Fishing/Mining".

- **LPG:** It includes LP gas and propane.

- **Motor gasoline:** it does not include bioethanol, which 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 the BEN 2012, it was referred to as "other energy sources".

- **Non-energy products:** It includes solvents, lubricants, oils. "Liquid sulfur" was included as a new non-energy product in 2013, with the start-up of the desulfurization plant.

- **Fuel gas:** Until and including 2012, the production was considered equal to the own use. The "unused" volume and the "losses" have been included since 2013. As a result, the production is bigger than the own use of the refinery. This change in methodology began to be applied from 2013 onwards.

- **Coke of coal:** It corresponds to coke of soft coal. Until BEN 2012, it was referred to as "coke".

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 that is incorporated in this sub-matrix in BEN 2013 called international bunker. Until and including 2012, fuel sales to international bunkers were included along with exports. They began to be separately informed in 2013. It is important to mention that in the analysis of foreign trade of derivatives (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, including a breakdown of components of the latter.

The gross supply of each energy source is obtained by adding the supply of each source, exactly as it appears in the corresponding balance, the losses and the unused amount appearing thereto.

Unlike other rows in the matrix, the total gross supply is not obtained by adding the primary and the secondary energy sources, 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. The total net consumption is formed by the total final consumption plus the energy sector's own use.

Own use constitutes the amount of primary and/or secondary energy that the energy sector uses for its own operation, including the production, transformation, transport and distribution of energy. It does not include the energy used as input for the transformation to other kind of energy at the transformation plants. Own use is exclusively of electricity and fuels.

The total final consumption is composed of 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 socio-economic activity. Since the elaboration of the BEN 2013, the gathering of consumption data has been improved through sectorial surveys. The traditional survey about firewood and biomass waste consumption became part of the industrial survey (which covers other energy sources). It was carried out in 2011, 2013, 2014 and 2015. Energy consumption surveys were also carried out in the Residential sector in 2013, and in the Commercial/Services/Public sector in 2013, 2014 and 2015. It must be noted that, by the closing date of the Balance, the 2015 survey was still in progress. That is why, the results will be incorporated in next year's publication.

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), who lent its online platform of electronic forms with the tool Orbeon, providing support and counseling for the elaboration of the forms. This tool enabled the reduction of costs and time for the execution of the surveys, as well as an improvement in the quality of the information via direct communication with the respondent through the use of technological advances.

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

The classification adopted for sectors and sub-sectors 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 transport 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 is used. As per biomass waste, the whole consumption is associated with the countryside. The rest of the energy sources were not reported in 2013, 2014 and 2015 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 sections D to 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	ISIC Revision 4 associated
Public lighting	-
Public sector	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

Transport Sector:

It is comprised of individual and public transport of people and cargo carried by air, road or fluvial. It does not include internal transport within the establishments that are included in the other sectors. Foreign-flagged air and fluvial transport is not included, their consumption is registered within 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 fluvial

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 ends, enabling the evaluation of private vehicles' consumption, which, according to the methodology, shall be

registered in the Transport sector.

Industrial Sector:

It includes the manufacturing industry and the construction industry, corresponding to Sections C and F in the industrial classification ISIC Rev. 4, respectively. It is important to mention that agroindustries and the fishing industry are considered with in this sector. This sector's consumption began to be reported in 2013 with the following criteria:

Industrial Sector	ISIC Revision 4 associated
Slaughterhouses	Group 101
Dairy products	Group 105
Mills	Class 1061
Other food industries	Groups 102, 103, 104, 107 y 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 in Own use.

** including all the classes of the 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 deep-sea, littoral, coastal and estuary fishing, including the one carried out by factory ships and fleets dedicated to fishing and manufacturing the product from this activities. 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 records of 2013.

Non-identified:

A sixth category is added to the consumption sector, which includes the cases of consumption coming from sectors not identified.

7.3. Units

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). For electricity, the technical criterion applied is the rate 0.086 toe/MWh. It is clarified that the possible decimal differences between the values informed in tables, graphics and text, are the result of the rounding of numbers. The addition of subtotals may not reproduce the exact total, for the same reason.

7.4. Special comments

7.4.1. Hydroelectric energy

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

Q : Turbine flow (m^3/s)

The other approach (thermal-equivalent approach), evaluates hydropower production from the electricity generated at the hydroelectric power plants, taking into account 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. It is mentioned that for BEN 2014 the hydraulic energy series were corrected for the period 1981-1994, 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; and Electricity, among other spreadsheets. The period 1997-2014 was completed for hydropower by plant. Until BEN 2013, only the information pertaining to the particular year was published.

7.4.2. Wind energy

The publications of the BEN corresponding to years previous to 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 started up operations. This is why, ever since that year, wind energy has been incorporated to the balance matrix, in which only the one corresponding to large-sized wind turbines is recorded.

In BEN 2015 the criterion for determining wind energy was changed and the methodology applied by OLADE and other international bodies was used. The estimation of wind energy for large-sized wind turbines was carried out 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. With this new methodology, the whole period since 2008 has been corrected.

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

7.4.3. Solar energy

In BEN 2015 estimations of thermal solar energy began to be included in the matrix of results along with the photovoltaic solar energy. Both energy sources are reported for 2014 and 2015, both in the consolidated matrix and the auxiliary tables.

Thermal solar energy:

To make estimates of thermal solar energy the total opening area of the imported equipment and its lack of stock for a few months are considered, thus affirming that what was imported in one year is practically installed during the same year. The share of national producers is estimated to be 20% of the total, and the shelf life of the equipment is estimated to be 15 years, in a way to determine the cumulative equipments 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%:

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

Being:

- $E_{\text{thermal solar}}$: Production of thermal solar energy (ktoe/year)
- E_f : Global efficiency (0.40)
- H_o : Annual average irradiance on a horizontal plane (kWh/m²-year)
- A : Opening area of thermal solar collectors/heaters (m²)

The thermal solar energy generated corresponds to energy available for the heating of 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 all this energy may not be consumed.

The sectorial allocation of the final energy consumption is theoretic as it is done considering the typical shares of the literature: 85% residential sector, 14.5% commercial/services/public sector and 0.5% industrial sector. It is clarified that this information can not be yet collected in the periodic surveys by sector because the size of the sample does not reflect the population that uses this technology.

Photovoltaic solar energy:

In BEN 2015 the criterion for determining photovoltaic solar energy was changed, and the methodology applied by OLADE and other international bodies was used. This methodology considers as photovoltaic energy produced, the same value as the electricity generated by photovoltaic panels. With this new methodology, the historical series is also corrected, which only includes the year 2014. In 2015, electricity generation with photovoltaic panels was determined in three ways depending on the producer type:

- For solar plants connected to the grid the monthly data provided by UTE is recorded.
- For small producers who deliver energy to the grid, the annual micro-generation data provided by UTE is used.
- In the case of 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 is known, was used.

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.

In the case of the industrial sector it is estimated according to annual surveys carried out by the MIEM, a sample that reaches almost a hundred companies, which represent about half of the consumption in the sector. Regarding the Residential and Commercial/Services/Public sector sectors, the results of the Energy Consumption Survey 2013 for both sectors, were incorporated, assuming that firewood consumption remains constant from one year to the other. Finally, for both the Commercial/Services/Public sector and the Agriculture/Fishing/Mining, the results of the "Consumption study and energy uses" are included from 2006 to this date.

Firewood entering power plants for public service and autoproduction power plants is estimated based on the surveys carried out by the MIEM each year. However, the firewood that enters the coal plants, is estimated based on the non-imported charcoal, this situation has not happened since 2004.

7.4.5. Biomass waste

In previous years, the production of biomass waste was estimated taking into account 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 criterion, the production was significantly higher than the consumption of this energy sources.

Since 2008, the production of biomass waste has been 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 criterion is very much used in other countries.

Likewise, as of 2008, the consumption of forestry and sawmill waste (chips, sawdust, etc.), which was not recorded in previous editions of the BEN, started to be registered.

In the case of the industrial sector, the power plants for public service and autoproduction power plants, the consumption of biomass waste is estimated based on the surveys carried out by the MIEM each year, surveying the companies that use this energy source. The results of the "Consumption study and energy uses" of 2006 are used for the residential sector for the last years.

7.4.6. Biomass for biofuels

The item that refers to "Biomass for biofuels", which was incorporated to the matrix in 2010, gathers 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 estimative values 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 type of methodology not described in these presents.

Biomass for bioethanol production:

The production of bioethanol considered corresponds to the plants of "Bella Unión" and "Paysandú".

- "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 Sugar-alcohol 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):

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

Where:

TP: Theoretical Performance (m³ bioethanol/t sugar)

FP: 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/kg (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, from the ethanol's density the TP is determined in the adequate units for its use in the previous equation.

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

In this manner Eq. 1 results in the following simplified equation (Eq.2):

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

Note: the data corresponding to the production of ethanol, the average performance of the sugar factory, and the extraction-milling performance ratio were reported by the sugar-alcohol sector. It is also important to note that in 2015, the amount of sweet sorghum used for the production of bioethanol was negligible compared to the total amount of sugar cane. As a result, it is considered as having similar characteristics as the cane.

- "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 2015.

Biomass for biodiesel production:

In the case of biodiesel, for the estimation of the primary sources, the kind of used grain and the heating values of the literature are considered. In 2015, biodiesel production

was mainly from soy, followed by rapeseed and, to a lesser extent, sunflower. 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 an oil content in the seed of 44% 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 is 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 the year 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 recorded as the primary source from which said electricity is obtained. These values are very small compared to the total anyway (around 0.1 ktoe).

7.4.8. CO₂ Emissions

The publication of BEN 2012 incorporated, for the first time, the carbon dioxide emissions (CO₂) coming from the fuel combustion activities of the energy industries and the consumption sectors. The CO₂ emission from biomass combustion and international bunkers were also included but as memo items because they are not considered in the totals. The series covers the period 1990-2015.

CO₂ emissions are calculated following the methodology of Level 1, according to the IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories, revised version 1996 and version 2006.

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 emission 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 in a separate way 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 activities' sectors.*
- *International bunkers: It corresponds to the emissions from international bunkers, both sea and air.*

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

7.4.9. Matrix of supply

In the matrix of supply the provision of energy to the country is presented with the following breakdown: Electricity, Oil and oil products, Natural gas, Biomass and Coal/coke. For its elaboration the supply activities corresponding to each energy source are considered (production, import and export).

In the case of electricity, the production of electricity of hydraulic, wind and photovoltaic solar origin are considered, as well as their importation from neighboring countries. It is important to mention that, if there is any import for transit it must be discounted from the total imports for that year. From the date of this publication, the matrix of results has begun to include information about the electricity generated in the power plants disaggregated by source since 2010.

With regard to hydrocarbon, the imports of oil and natural gas are registered as well as the net balance of foreign trade of oil products, which is calculated as the difference between imports and exports.

For 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.

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

By origin:

- **Local** *National production*
- **Imported** *Net importations*

By type:

- **Renewable** *Electricity of hydraulic, wind, solar and biomass origins.*
- **Non-renewable** *Imported electricity, natural gas, oil and oil products, coal and coke.*

ANEXO I. TABLAS Y GRÁFICOS

ANNEX I. TABLES AND GRAPHICS



MIEM
MINISTERIO DE INDUSTRIA,
ENERGÍA Y MINERÍA



BEN
BALANCE ENERGÉTICO
NACIONAL URUGUAY

ANEXO I. TABLAS Y GRÁFICOS / TABLES AND GRAPHICS

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 / peak (p)

Coefficientes de conversión entre unidades de energía / Conversion ratios between energy units:

2) en/in:	TJ	kcal	ktep / ktoe	MWh
1) Para convertir de To convert from:		3) Multiplicar por / Multiply by:		
Terajulio (TJ)	1	238.845.897	2,4E-02	277,8
Kilocaloría (kcal)	4,1868E-09	1	1E-10	1,16E-06
ktep / ktoe	41.868	1E+10	1	11.630
Megavatio hora (MWh)	3,6E-03	859.845	8,6E-05	1

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>
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	<i>Central Bank of Uruguay</i>
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
ISIC	<i>International Standard Industrial Classification</i>
CO₂	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
EF	<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 <i>Kilocalorie</i>
kWh	Kilovatio hora <i>Kilowatt-hour</i>
kWp	Kilovatio pico <i>Kilowatt peak</i>
ktep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
ktoe	<i>Kilotonnes of oil equivalent</i>
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería <i>Ministry of Industry, Energy and Mining</i>
MGAP	Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca <i>Ministry of Livestock, Agriculture and Fisheries</i>

MW	Megavatio <i>Megawatt</i>
MWh	Megavatio hora <i>Megawatt-hour</i>
M\$ 2005	Millones de pesos a precios constantes de 2005 <i>Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices</i>
m³	Metro cúbico <i>Cubic meter</i>
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía <i>Latin American Energy Organization</i>
PCI	Poder Calorífico Inferior
LHV	<i>Lower Heating Value</i>
PCS	Poder Calorífico Superior
HHV	<i>Higher Heating Value</i>
PIB	Producto Interno Bruto
GDP	<i>Gross Domestic Product</i>
ppm	Partes por millón <i>Parts per million</i>
SIN	Sistema Interconectado Nacional <i>National Interconnected System</i>
t	Tonelada <i>Tonnes</i>
tep	Tonelada equivalente de petróleo
toe	<i>Tonnes of oil equivalent</i>
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas <i>National Administration of Power Plants and Electrical Transmissions</i>

1.3. Factores de Conversión (en base al PCI) / Conversion Factors (based on the LHV)
Valores constantes en la serie histórica / Constant values in historical series

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

Valores variables en la serie histórica / Variable values in historical series

tep / toe	unidad/ unit	2011	2012	2013	2014	2015
Aserrín, chips, res. forestales ^(*)	tep/t	0,240	0,237	0,240	0,244	0,222
<i>Sawdust, chips, forest wastes</i>						
Biomasa para biodiésel ^(*)	tep/t	0,308	0,269	0,309	0,333	0,254
<i>Biomass for biodiesel</i>						
Biomasa para bioetanol ^(*)	tep/t	0,400	0,400	0,400	0,385	0,364
<i>Biomass for bioethanol</i>						
Butano desodorizado	tep/m ³	0,541	0,615	0,615	0,620	0,614
<i>Deodorized butane</i>	tep/t	1,047	1,095	1,097	1,096	1,096
Electricidad (equivalente térmico)	tep/ MWh	0,249	0,248	0,247	0,255	0,240
<i>Electricity (thermal equivalent)</i>						
Fueloil calefacción	tep/m ³	0,958	0,954	0,959	0,951	0,938
<i>Fuel oil</i>	tep/t	0,966	0,962	0,963	0,969	0,976
Fueloil intermedio ^(*)	tep/m ³	0,946	0,955	0,953	0,947	0,946
<i>Fuel oil</i>	tep/t	0,968	0,977	0,969	0,972	0,976
Fueloil pesado	tep/m ³	0,964	0,950	0,964	0,959	0,960
<i>Fuel oil</i>	tep/t	0,971	0,957	0,966	0,966	0,969
Gasoil 10S	tep/m ³				0,857	0,858
<i>Gas oil</i>	tep/t				1,025	1,025
Gasoil 50S	tep/m ³		0,855	0,859	0,865	0,870
<i>Gas oil</i>	tep/t		1,026	1,025	1,018	1,021
Gasoil marino	tep/m ³	0,866	0,875	0,873	0,878	0,880
<i>Gas oil</i>	tep/t	1,016	1,026	1,017	1,011	1,016

* Nota / Note:
 Promedio ponderado
 Weighted average

tep / toe	unidad/ unit	2011	2012	2013	2014	2015
Gasolina aviación 100/130	tep/m ³	0,747	0,743	0,758	0,756	0,758
<i>Gasoline</i>	tep/t	1,057	1,052	1,055	1,055	1,055
Gasolina premium 97 30S	tep/m ³				0,800	0,802
<i>Gasoline</i>	tep/t				1,043	1,043
Gasolina super 95 30S	tep/m ³				0,795	0,797
<i>Gasoline</i>	tep/t				1,044	1,044
Licor negro ^(*)	tep/t	0,300	0,300	0,300	0,301	0,302
<i>Black liquor</i>						
Petróleo crudo	tep/m ³	0,888	0,874	0,875	0,880	0,872
<i>Crude oil</i>	tep/t	1,014	1,008	1,007	1,017	1,016
Propano	tep/m ³	0,562	0,558	0,568	0,568	0,513
<i>Propane</i>	tep/t	1,106	1,098	1,100	1,090	1,005
Queroseno	tep/m ³	0,830	0,828	0,827	0,832	0,828
<i>Kerosene</i>	tep/t	1,032	1,030	1,034	1,032	1,035
Solventes ^(*)	tep/m ³	0,794	0,795	0,801	0,799	0,794
<i>Solvents</i>	tep/t	1,042	1,040	1,043	1,043	1,045
Supergás	tep/m ³	0,590	0,588	0,606	0,589	0,596
<i>LP gas</i>	tep/t	1,091	1,089	1,088	1,091	1,093
Turbocombustible jet A1	tep/m ³	0,844	0,849	0,839	0,839	0,838
<i>Jet fuel</i>	tep/t	1,030	1,036	1,031	1,032	1,031

Valores variables en la serie histórica / Variable values in historical series

Productos discontinuados / Discontinued products		2011	2012	2013	2014	-
	unidad/ Unit					
Diésel oil	tep/m ³	0,894	0,891	0,869		
<i>Diesel oil</i>	tep/t	1,002	0,999	1,017		
Gasoil	tep/m ³	0,858	0,855	0,869		
<i>Gas oil</i>	tep/t	1,020	1,017	1,020		
Gasolina especial 87 SP	tep/m ³	0,768	0,761			
<i>Gasoline</i>	tep/t	1,052	1,042			
Gasolina premium 97 SP	tep/m ³	0,800	0,797	0,801	0,800	
<i>Gasoline</i>	tep/t	1,043	1,040	1,043	1,043	
Gasolina super 95 SP	tep/m ³	0,789	0,789	0,794	0,795	
<i>Gasoline</i>	tep/t	1,046	1,046	1,045	1,044	
Turbocombustible jet B	tep/m ³	0,815	0,815			
<i>Jet fuel</i>	tep/t	1,039	1,039			

1.4. 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	Biogasolina	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, Table 1.4: "Default CO₂ emission factors for combustion"

**2. Oferta de energía / Energy supply
POTENCIA INSTALADA POR FUENTE / INSTALLED CAPACITY BY SOURCE**

MW	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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	255,0	255,0	255,0	255,0	205,0
Turbinas de gas / Gas turbines	54,7	249,7	249,7	235,7	435,7	435,7	535,7	535,7	535,7	535,7	635,7	835,7	835,7	815,7
Motores / Engines	38,8	44,4	46,0	5,5	5,8	4,1	9,8	87,6	85,0	85,0	185,0	184,2	184,2	84,2
Total Fósil / Fossil	350,0	550,6	552,2	496,2	696,5	694,8	800,5	878,3	875,7	875,7	1.075,7	1.274,9	1.274,9	1.104,9
Biomasa / Biomass														
Turbinas de vapor / Steam turbines	21,6	14,9	13,7	13,5	13,5	171,6	171,6	171,6	234,6	242,1	243,0	413,0	413,0	423,0
Motores / Engines				1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,6	1,6
Total Biomasa / Biomass	21,6	14,9	13,7	14,5	14,5	172,6	172,6	172,6	235,6	243,1	244,0	414,0	414,6	424,6
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	1.538,0	1.538,0
Eólica / Wind														
Total Eólica / Wind						14,6	30,6	40,6	43,6	59,4	52,6	59,4	481,3	856,8
Solar														
Total Solar				0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,6	1,6	3,7	64,5
TOTAL	1.570,6	2.084,5	2.104,0	2.048,6	2.248,9	2.405,4	2.525,8	2.619,6	2.690,0	2.700,8	2.911,0	3.287,9	3.712,5	3.988,7
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

GRÁFICO 1. POTENCIA INSTALADA TOTAL POR FUENTE / INSTALLED CAPACITY BY SOURCE

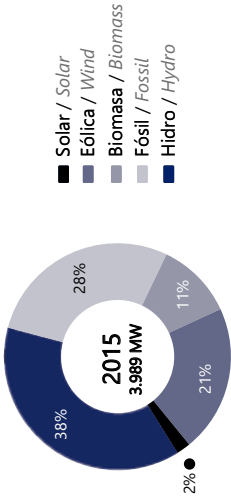
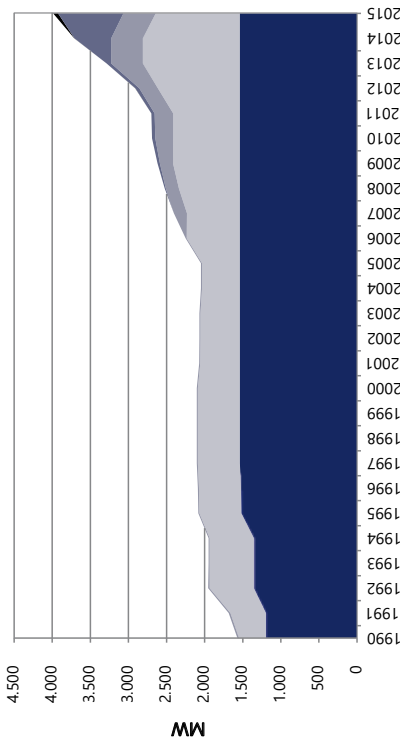
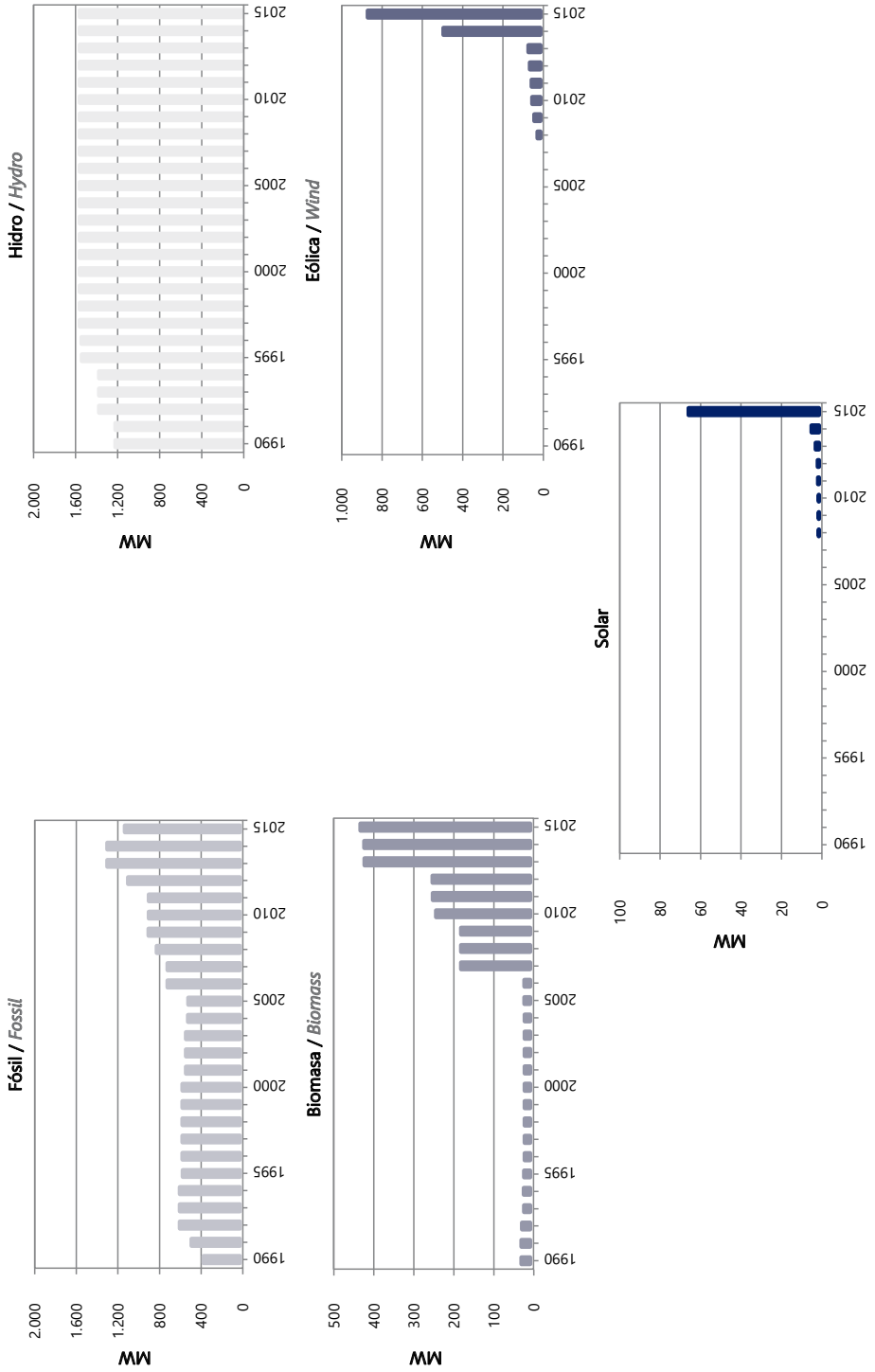


GRÁFICO 2. POTENCIA INSTALADA DE CADA FUENTE / INSTALLED CAPACITY OF EACH SOURCE



ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA POR FUENTE / ENERGY SUPPLY BY SOURCE

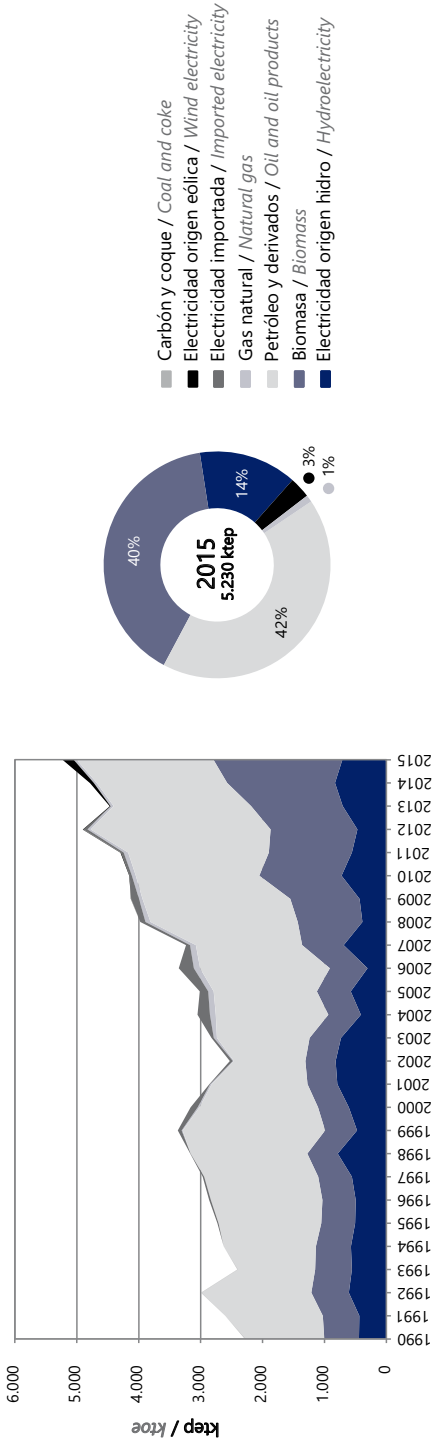
ktep / ktoe	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Electricidad importada	4,4	16,2	114,2	136,3	243,8	65,2	82,8	126,3	33,3	41,0	63,8	(1)	(1)	0,2
<i>Imported electricity</i>	0%	1%	4%	5%	7%	2%	2%	3%	1%	1%	1%			0%
Electricidad origen hidro	443,1	503,5	606,4	574,8	304,9	689,8	387,1	435,1	723,0	557,2	466,2	705,7	829,8	710,9
<i>Hydroelectricity</i>	19%	18%	19%	19%	9%	21%	10%	11%	17%	13%	10%	16%	17%	14%
Electricidad origen eólica							0,6	3,6	6,0	9,6	9,7	12,4	63,0	177,6
<i>Wind electricity</i>							0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%
Electricidad origen solar													0,3	4,2
<i>Solar electricity</i>														0%
Gas natural			30,6	89,3	102,4	94,7	83,2	58,5	64,4	71,5	52,2	48,8	45,0	45,8
<i>Natural gas</i>			1%	3%	3%	3%	2%	1%	2%	2%	1%	1%	1%	1%
Petróleo y derivados	1.275,4	1.661,0	1.910,8	1.666,9	2.092,6	1.715,2	2.375,5	2.382,9	1.991,7	2.270,6	2.905,1	2.218,9	2.105,4	2.207,8
<i>Oil and oil products</i>	56%	61%	60%	55%	62%	53%	60%	58%	48%	53%	59%	50%	44%	42%
Carbón y coque	0,7	0,5	0,5	1,9	2,2	2,7	1,3	1,9	3,0	1,8	2,1	2,4	1,8	2,4
<i>Coal and coke</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomasa	558,3	546,7	499,2	546,9	608,5	670,3	1.044,5	1.118,4	1.330,1	1.342,0	1.402,4	1.478,6	1.740,4	2.080,6
<i>Biomass</i>	24%	20%	16%	18%	18%	21%	26%	27%	32%	31%	29%	33%	36%	40%
TOTAL	2.281,9	2.727,9	3.161,7	3.016,1	3.354,4	3.237,9	3.975,0	4.126,7	4.151,5	4.293,7	4.901,5	4.466,8	4.785,7	5.229,5
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota / Note:

En los últimos 3 años no hubo importación de electricidad. En 2015, se registró un intercambio de energía con Argentina, correspondiendo a "energía de devolución" sin costo asociado.

There was no importation of electricity in the last 3 years. In 2015, an energy exchange with Argentina was recorded, which corresponds to "return of energy" at no cost.

GRÁFICO 3. ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA POR FUENTE / ENERGY SUPPLY BY SOURCE



Nota / Note:

La electricidad de origen solar no se representa ya que resulta en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.
 Solar origin electricity is not represented since it results in small values compared to the rest of the sources.

GRÁFICO 4. ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA POR ORIGEN / ENERGY SUPPLY BY ORIGIN

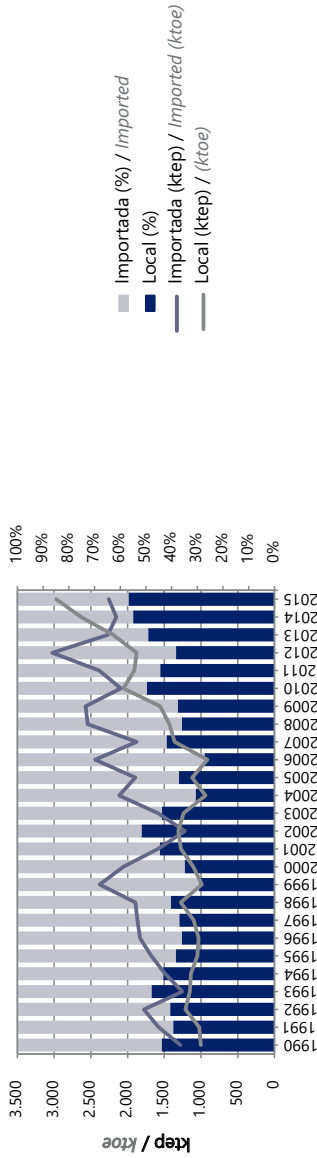


GRÁFICO 5. ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA POR TIPO / ENERGY SUPPLY BY TYPE

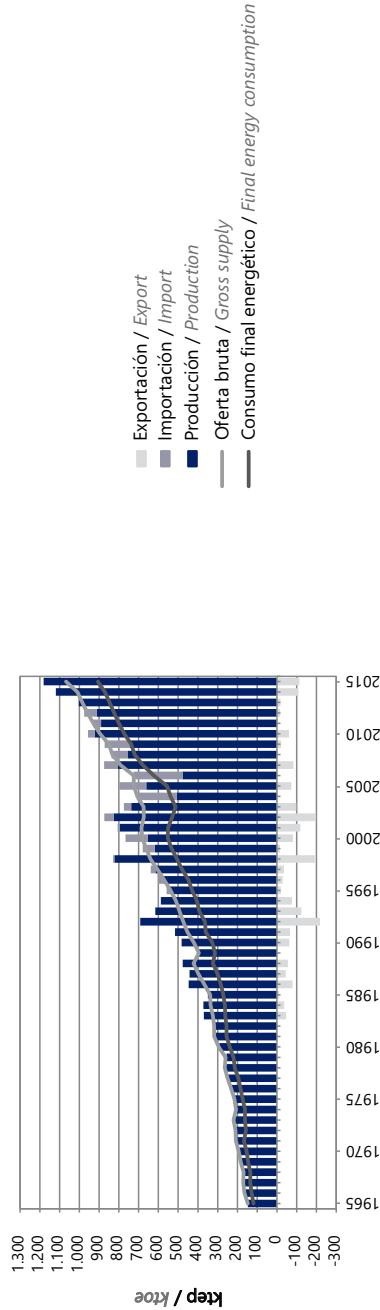


ELECTRICIDAD / ELECTRICITY

ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Centrales eléctricas servicio público <i>Power plants for public service</i>	141,8	183,4	204,1	283,2	342,5	473,2	536,3	649,0	657,1	851,7	820,0	836,7	922,7	1.008,6	1.043,0
Centrales eléctricas autoproducción <i>Autoproduction power plants</i>	5,7	7,4	9,1	9,4	6,8	7,3	6,0	3,6	3,6	71,3	69,6	74,5	79,8	110,1	137,9
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TRANSFORMATION PLANTS	147,5	190,8	213,2	292,6	349,3	480,5	542,3	652,6	660,7	923,0	889,6	911,2	1.002,5	1.118,7	1.180,9
Producción <i>Production</i>	147,5	190,8	213,2	292,6	349,3	480,5	542,3	652,6	660,7	923,0	889,6	911,2	1.002,5	1.118,7	1.180,9
Importación <i>Import</i>	0,1	2,4	2,0	2,9	0,0	4,4	16,2	114,2	136,3	33,3	41,0	63,8			0,2
Exportación <i>Export</i>	-0,1	0,0	-0,1	-0,0	-11,8	-63,0	-20,0	-81,0	-72,3	-61,1	-1,6	-16,7	-17,8	-108,9	-113,6
Búnker internacional <i>International bunker</i>															
Pérdidas <i>Losses</i>	-21,9	-32,5	-32,6	-47,3	-60,4	-89,1	-100,9	-120,9	-154,1	-104,2	-110,7	-111,1	-110,2	-107,7	-128,1
Variación inventario <i>Stock change</i>															
No utilizada <i>Not used</i>															
Ajustes <i>Adjustments</i>						-1,5	-0,1	-3,6	-0,4	-0,1	0,1	0,9	0,6	0,3	-0,1
OFERTA BRUTA GROSS SUPPLY	125,6	160,7	182,5	248,2	277,1	331,3	437,5	561,3	570,2	790,9	818,4	848,1	875,1	902,4	939,3
OFERTA BRUTA GROSS SUPPLY	147,5	193,2	215,1	295,5	337,5	420,4	538,4	682,2	724,3	895,5	929,1	959,2	985,3	1.010,1	1.067,4
CONSUMO NETO TOTAL TOTAL NET CONSUMPTION	125,6	160,7	182,5	248,2	277,1	331,3	437,5	561,3	570,2	790,9	818,4	848,1	875,1	902,4	939,3
Consumo propio <i>Own use</i>	7,1	7,4	8,8	9,2	6,0	4,0	7,7	9,1	13,5	18,2	18,1	24,3	27,9	31,1	33,1
CONSUMO FINAL TOTAL TOTAL FINAL CONSUMPTION	118,5	153,3	173,7	239,0	271,1	327,3	429,8	552,2	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2

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, the 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 the electricity consumption of the different sectors.

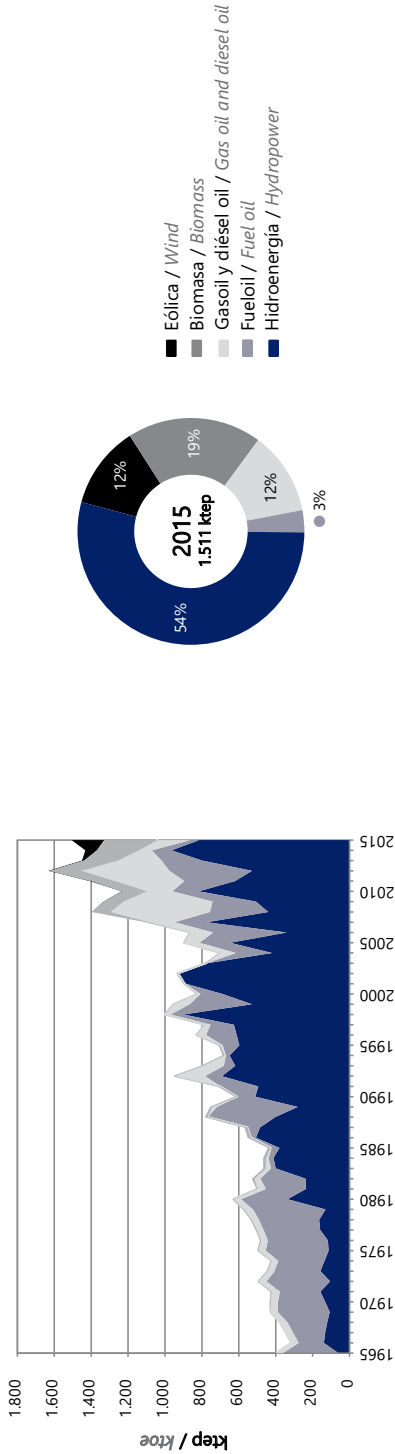
GRÁFICO 6. ELECTRICIDAD / ELECTRICITY



INSUMOS PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD / INPUTS FOR ELECTRICITY GENERATION

ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hydroenergía	60,2	131,5	113,7	335,9	379,8	511,1	596,4	688,3	647,2	817,2	619,9	529,3	798,3	964,9	814,0
Hydropower	15%	30%	23%	53%	86%	82%	84%	83%	72%	66%	44%	32%	55%	67%	54%
Eólica										6,0	9,6	9,7	12,4	63,0	177,6
Wind										0%	1%	1%	1%	4%	12%
Solar														0,3	4,2
														0%	0%
Leña					5,0	6,1	5,0	0,8	0,8	8,6	1,8	7,0	9,9	2,0	4,8
Firewood					1%	1%	1%	0%	0%	1%	0%	0%	1%	0%	0%
Residuos de biomasa	0,4	4,8	4,8	5,0	10,0	5,1	1,8	2,7	2,0	122,6	124,1	161,2	171,8	226,1	283,8
Biomass wastes	0%	1%	1%	1%	2%	1%	0%	0%	0%	10%	9%	10%	12%	16%	19%
Diésel oil y gasoil	37,3	40,2	39,5	41,2	5,1	5,6	14,6	16,2	84,3	119,7	356,6	475,9	236,7	69,3	178,9
Diesel oil and gas oil	9%	9%	8%	6%	1%	1%	2%	2%	9%	10%	25%	29%	16%	5%	12%
Fueloil	301,1	256,3	340,8	252,3	42,6	93,9	91,5	119,6	165,3	143,3	276,7	446,9	221,2	106,6	47,5
Fuel oil	75%	59%	68%	40%	10%	15%	13%	14%	18%	12%	20%	27%	15%	7%	3%
Gas natural									0,6	17,1	19,5	1,7	0,2	0,2	0,0
Natural gas									0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%
TOTAL	399,0	432,8	498,8	634,4	442,5	621,8	709,3	827,6	900,2	1.234,5	1.408,2	1.631,7	1.450,5	1.432,4	1.510,8
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

GRÁFICO 7. INSUMOS PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD / INPUTS FOR ELECTRICITY GENERATION



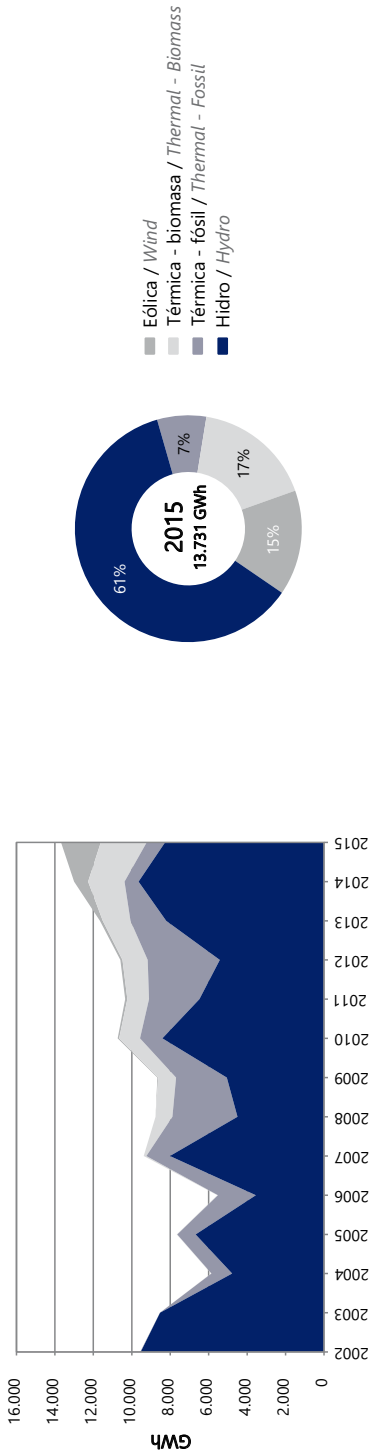
Nota / Note:

El gas natural y la energía solar no se representan ya que resultan en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.
 Natural gas and solar energy are not represented since they result in small values compared to the rest of the sources.

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTE / ELECTRICITY GENERATION BY SOURCE

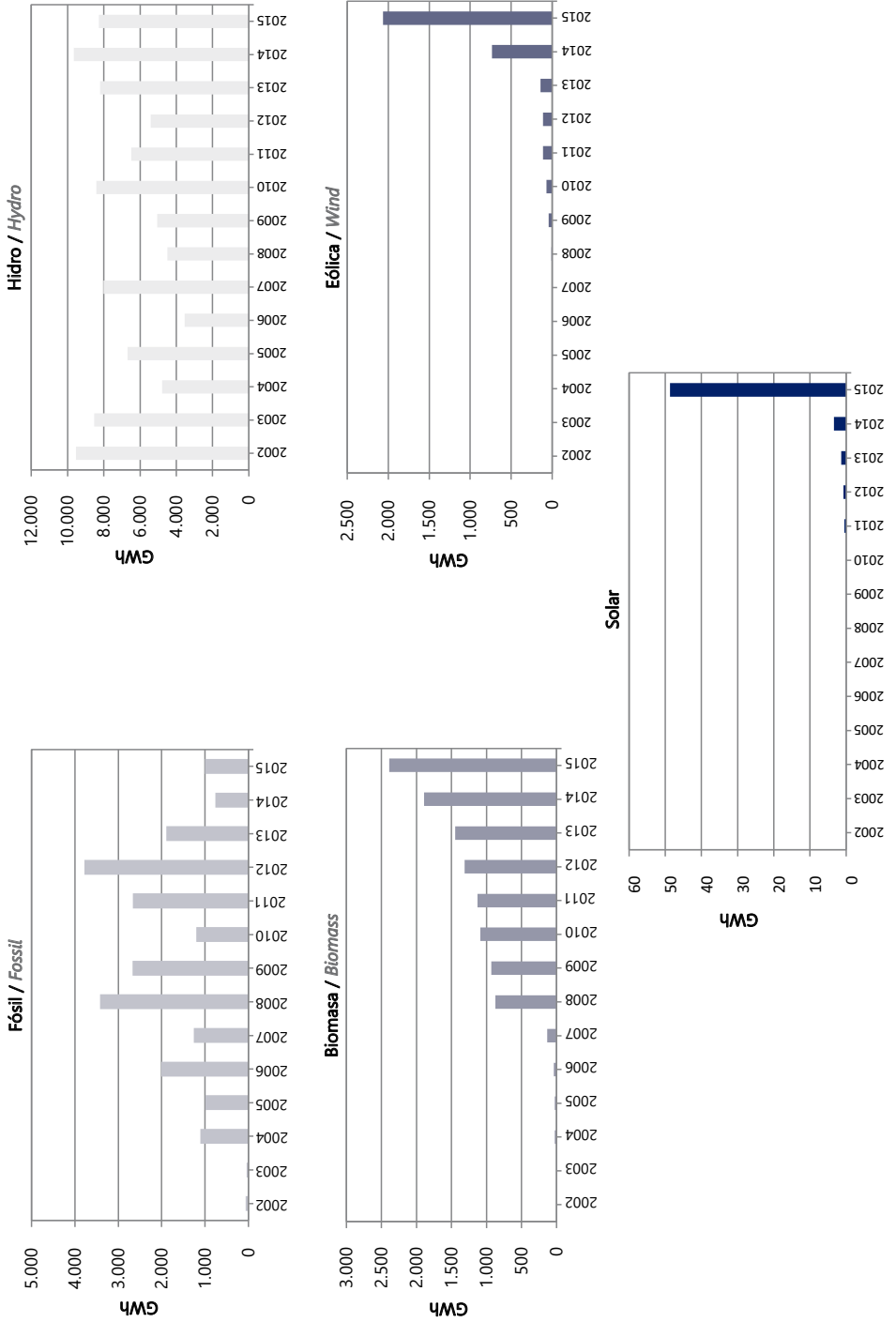
GWh	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Térmica (fósil)	26,4	6,6	1.076,8	956,3	1.971,2	1.224,6	3.388,7	2.634,0	1.165,0	2.627,1	3.748,6	1.859,5	729,8	962,7
<i>Thermal (fossil)</i>	0%	0%	18%	12%	35%	13%	39%	30%	11%	25%	35%	16%	6%	7%
Térmica (biomasa)	0,0	0,0	27,3	24,5	38,6	134,1	872,4	929,9	1.089,8	1.127,5	1.313,4	1.448,0	1.893,3	2.388,4
<i>Thermal (biomass)</i>	0%	0%	0%	0%	1%	1%	10%	11%	10%	11%	12%	12%	15%	17%
Hidráulica	9.535,3	8.529,5	4.780,7	6.683,6	3.545,1	8.021,1	4.500,7	5.059,8	8.407,2	6.478,9	5.420,9	8.205,9	9.649,1	8.266,0
<i>Hydropower</i>	100%	100%	81%	87%	64%	86%	51%	58%	78%	63%	51%	70%	74%	60%
Eólica							7,3	42,1	69,9	111,3	112,5	144,1	732,7	2.065,1
<i>Wind</i>							0%	0%	1%	1%	1%	1%	6%	15%
Solar													3,4	48,7
													0%	0%
TOTAL	9.561,7	8.536,2	5.884,8	7.664,4	5.554,9	9.379,8	8.769,2	8.665,8	10.732,0	10.344,9	10.595,4	11.657,5	13.008,3	13.730,8
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

GRÁFICO 8. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTE / ELECTRICITY GENERATION BY SOURCE



Nota / Note:
 La energía solar no se representa ya que resulta en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.
 Solar energy is not represented because of its marginal value compared to the rest of the sources.

GRÁFICO 9. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE CADA FUENTE / ELECTRICITY GENERATION BY EACH SOURCE



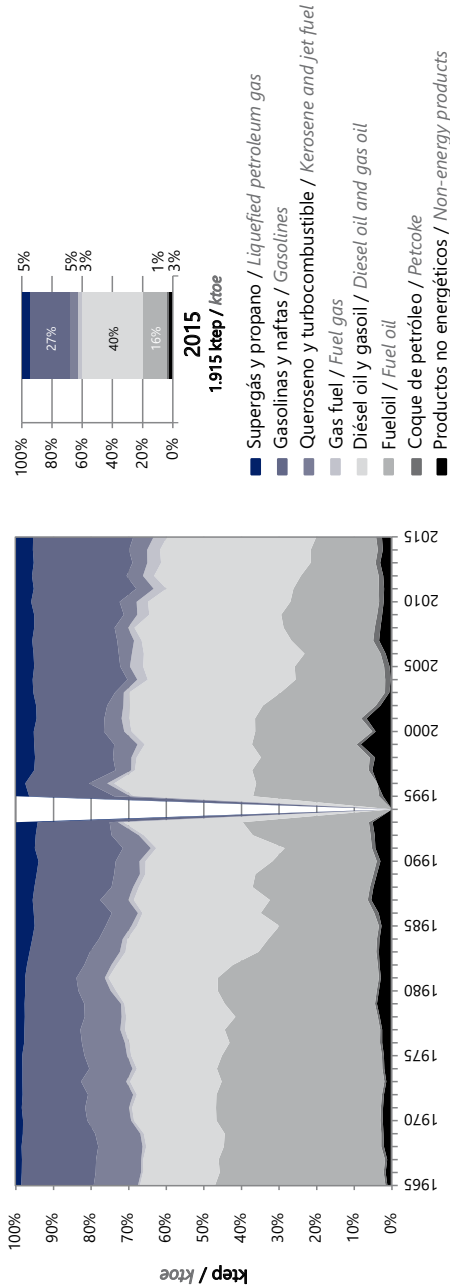
PRODUCCIÓN DE LA REFINERÍA / REFINERY PRODUCTION

ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Supergás y propano	21,1	32,0	29,5	44,4	52,4	72,2	46,8	92,5	99,4	77,1	62,2	82,9	99,4	87,6	87,6
<i>Liquefied petroleum gas</i>	1%	2%	2%	2%	5%	6%	4%	4%	5%	4%	5%	4%	5%	5%	5%
Gasolinas y naftas	290,7	285,4	294,7	254,8	199,8	244,4	301,9	361,2	469,6	447,8	356,9	485,4	547,3	493,1	510,7
<i>Gasolines</i>	19%	17%	17%	14%	19%	20%	23%	19%	23%	24%	27%	25%	26%	26%	27%
Queroseno y turbocombustible	177,9	194,4	201,0	154,5	72,2	75,3	57,0	103,7	51,9	85,0	60,3	83,8	81,3	93,3	103,4
<i>Kerosene and jet fuel</i>	12%	12%	11%	9%	7%	6%	4%	4%	5%	4%	5%	4%	4%	5%	5%
Diésel oil y gasoil	301,2	365,8	429,1	485,9	400,6	402,0	422,7	636,3	825,9	719,2	442,9	753,5	828,0	773,7	760,7
<i>Diesel oil and gas oil</i>	20%	22%	24%	27%	38%	34%	32%	33%	40%	38%	34%	39%	40%	40%	40%
Fueloil	683,2	727,9	756,5	760,9	279,1	330,4	446,8	602,2	486,8	448,7	297,2	399,4	360,0	344,5	304,6
<i>Fuel oil</i>	45%	44%	43%	42%	26%	28%	33%	31%	24%	24%	23%	21%	17%	18%	16%
Coque de petróleo	7,5	10,6	8,5	10,8	7,6	11,9	14,1	16,9	29,7	22,8	18,6	23,9	26,0	25,9	29,9
<i>Petcoke</i>	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%
Productos no energéticos	18,6	40,6	38,6	62,2	29,3	36,7	31,5	84,6	12,6	41,9	27,1	44,6	64,7	47,0	50,8
<i>Non-energy products</i>	1%	2%	2%	3%	3%	3%	2%	4%	2%	2%	2%	2%	3%	2%	3%
Gas fuel	7,3	12,1	20,0	26,0	15,8	19,5	13,0	38,3	72,6	58,1	43,9	57,2	76,7	66,0	67,3
<i>Fuel gas</i>	0%	1%	1%	1%	1%	2%	1%	2%	4%	3%	3%	3%	4%	3%	4%
TOTAL	1.507,5	1.668,8	1.777,9	1.799,5	1.056,8	1.192,4	1.333,8	1.935,7	2.048,5	1.900,6	1.309,1	1.930,7	2.083,4	1.931,1	1.915,0
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Notas / Notes:

- 1) La refinería La Teja tiene una capacidad de refinación diaria de 50.000 barriles de petróleo.
- 2) Entre 1993 y 1994, se llevó a cabo la remodelación de la refinería. Desde setiembre 2002 a marzo 2003 y desde setiembre 2011 a enero 2012 la refinería estuvo parada por mantenimiento.
- 1) "La Teja" refinery has a daily refining capacity of 50,000 barrels of oil.
- 2) The refinery was remodeled between 1993 and 1994. From September 2002 to March 2003 and from September 2011 to January 2012 the refinery was in maintenance stop.

GRÁFICO 10. ESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN DE LA REFINERÍA / REFINERY PRODUCTION'S STRUCTURE



Notas / Notes:

- 1) La refinería La Teja tiene una capacidad de refinación diaria de 50.000 barriles de petróleo.
- 2) Entre 1993 y 1994, se llevó a cabo la remodelación de la refinería. Desde setiembre 2002 a marzo 2003 y desde setiembre 2011 a enero 2012 la refinería estuvo parada por mantenimiento.
- 1) "La Teja" refinery has a daily refining capacity of 50,000 barrels of oil.
- 2) The refinery was remodeled between 1993 and 1994. From September 2002 to March 2003 and from September 2011 to January 2012 the refinery was in maintenance stop.

3. Demanda de energía / Energy demand
 CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA / TOTAL FINAL ENERGY CONSUMPTION

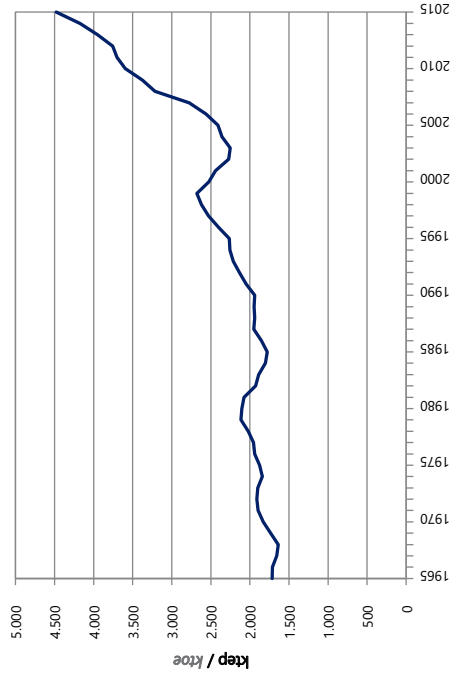
Año / Year	ktep / ktoe
1965	1.715,0
1966	1.709,8
1967	1.656,2
1968	1.636,7
1969	1.734,2
1970	1.827,9
1971	1.895,1
1972	1.912,6
1973	1.898,1
1974	1.840,1
1975	1.875,0
1976	1.936,3
1977	1.953,3
1978	2.020,7
1979	2.116,0
1980	2.101,2
1981	2.075,6
1982	1.925,7
1983	1.889,1
1984	1.802,2
1985	1.778,4

Año / Year	ktep / ktoe
1986	1.850,6
1987	1.950,4
1988	1.936,8
1989	1.947,4
1990	1.939,7
1991	2.048,9
1992	2.132,7
1993	2.211,5
1994	2.255,3
1995	2.263,0
1996	2.399,9
1997	2.528,7
1998	2.619,5
1999	2.676,8
2000	2.527,2
2001	2.438,9
2002	2.272,0
2003	2.251,0
2004	2.355,9
2005	2.407,7
2006	2.559,8

Año / Year	ktep / ktoe
2007	2.777,4
2008	3.213,8
2009	3.374,5
2010	3.593,5
2011	3.700,9

Año / Year	ktep / ktoe
2012	3.756,6
2013	3.952,7
2014	4.173,0
2015	4.479,2

GRÁFICO 11. CONSUMO FINAL TOTAL / TOTAL FINAL CONSUMPTION



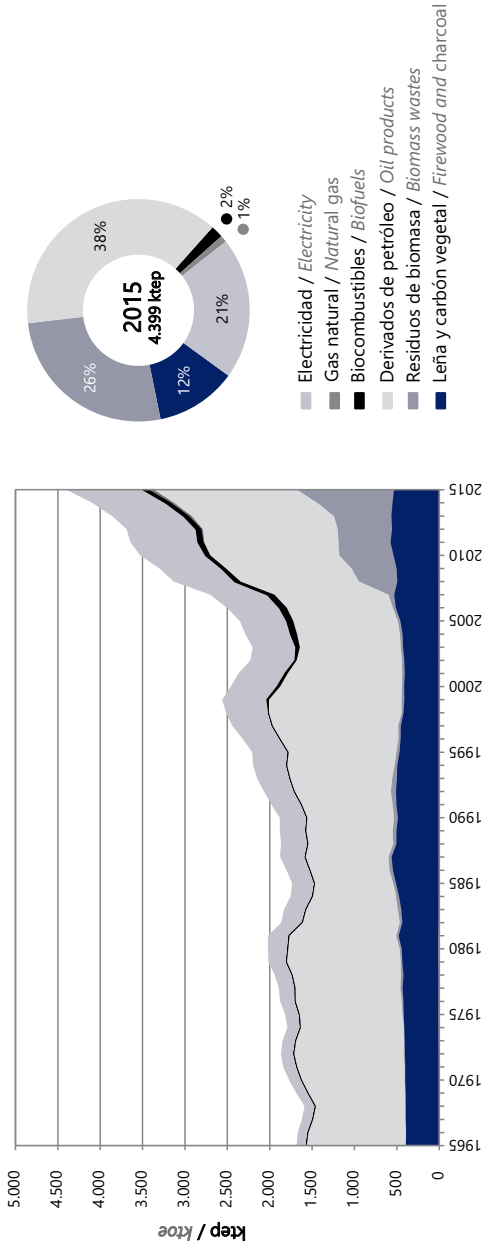
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR FUENTE / FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SOURCE

ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Leña y carbón vegetal	355,8	368,4	389,4	424,4	495,8	473,4	456,1	403,0	444,5	524,2	559,3	543,3	549,9	538,2	519,0
<i>Firewood and charcoal</i>	21%	21%	21%	21%	29%	25%	21%	16%	19%	15%	15%	15%	14%	13%	12%
Residuos de biomasa	15,1	17,2	27,2	35,6	46,2	58,4	46,0	35,0	41,5	653,7	628,5	655,8	690,7	900,9	1157,6
<i>Biomass wastes</i>	1%	1%	1%	2%	3%	3%	2%	1%	2%	19%	17%	18%	18%	22%	26%
Carbón mineral	5,1	1,5	1,2	2,7	0,3	0,4	0,3	0,4	0,9						
<i>Coal</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%						
Derivados del petróleo	1.164,1	1.209,8	1.209,3	1.312,9	920,4	1.022,0	1.274,5	1.438,5	1.234,5	1.521,0	1.582,2	1.589,0	1.680,6	1.689,6	1.690,9
<i>Oil products</i>	69%	68%	67%	65%	53%	54%	58%	58%	52%	43%	43%	43%	44%	41%	39%
Biocombustibles										8,8	22,0	29,4	43,8	52,8	76,8
<i>Biofuels</i>										0%	1%	1%	1%	1%	2%
Gas natural								30,2	73,5	45,7	50,0	46,9	46,6	42,8	43,7
<i>Natural gas</i>								1%	3%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Derivados del carbón	22,6	21,0	16,7	4,7	0,9	0,3	0,2	0,1	0,9	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
<i>Coal products</i>	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Electricidad	118,5	153,3	173,7	239,0	271,1	327,3	429,8	552,2	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2
<i>Electricity</i>	7%	9%	10%	12%	16%	17%	19%	22%	24%	22%	22%	22%	22%	21%	21%
Solar														2,6	2,9
														0%	0%
TOTAL	1681,2	1771,2	1817,5	2019,3	1734,7	1881,8	2206,9	2.459,4	2.352,5	3.526,4	3.642,6	3.688,4	3.859,0	4.098,3	4.399,2
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	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 derivatives until 1977, and has been included in oil products since 1978. As of 2005 it is completely substituted by natural gas.*

GRÁFICO 12. CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR FUENTE / FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SOURCE



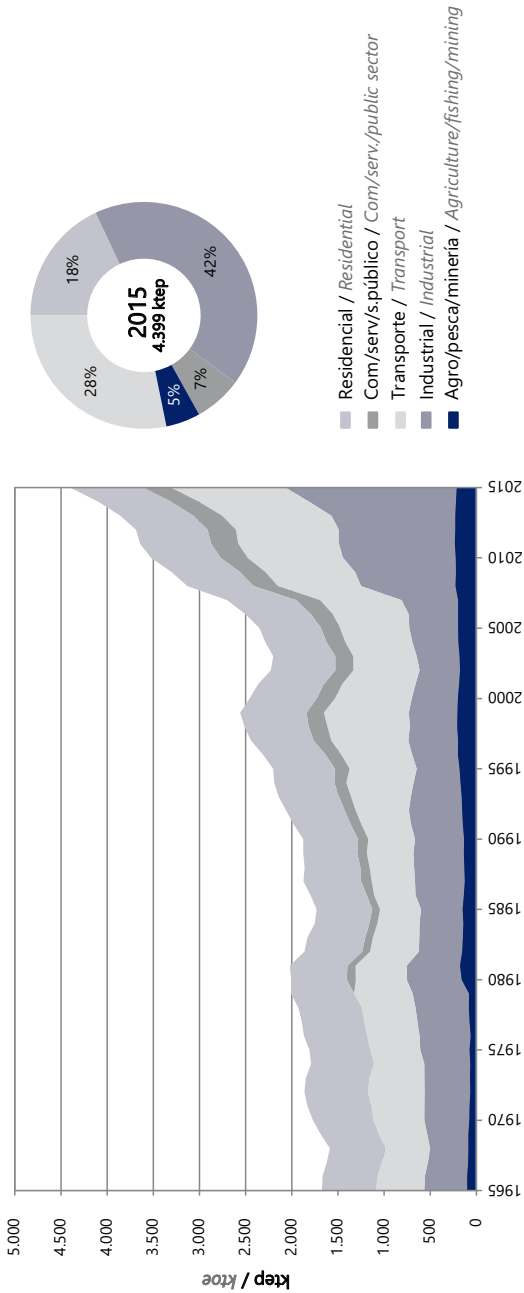
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR SECTOR / FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR

ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Residencial	589,3	653,6	660,0	601,7	602,6	596,6	666,1	724,5	667,3	755,7	768,5	777,1	793,2	786,4	791,5
Residential	35%	37%	36%	30%	35%	32%	30%	29%	28%	21%	21%	21%	21%	19%	18%
Comercial/servicios/sector público	*	*	*	99,3	84,5	110,9	160,8	200,0	207,4	291,6	293,4	305,4	310,9	305,4	299,3
Commercial/services/public sector				5%	5%	6%	7%	8%	9%	8%	8%	8%	8%	7%	7%
Transporte	518,8	551,9	542,4	550,9	443,5	504,0	724,7	832,3	748,2	1.032,8	1.089,8	1.116,1	1.182,6	1.192,7	1.240,0
Transport	31%	31%	30%	27%	26%	27%	33%	34%	32%	29%	30%	30%	31%	29%	28%
Industrial	463,6	486,3	533,1	594,4	452,1	530,1	465,5	499,7	529,9	1.221,8	1.256,4	1.260,4	1.341,6	1.591,8	1.852,9
Industrial	28%	27%	29%	29%	26%	28%	21%	20%	23%	35%	34%	34%	35%	39%	42%
Agro/pesca/minería	102,1	78,2	74,8	160,4	149,3	135,4	182,5	200,3	197,9	224,5	234,5	229,2	230,5	221,7	215,5
Agriculture/fishing/mining	6%	4%	4%	8%	9%	7%	8%	8%	8%	6%	6%	6%	6%	5%	5%
No identificado	7,3	1,2	7,1	12,5	2,7	4,8	7,3	2,6	1,8	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3	0,0
Non-specified	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TOTAL	1.681,1	1.771,2	1.817,4	2.019,2	1.734,7	1.881,8	2.206,9	2.459,4	2.352,5	3.526,4	3.642,6	3.688,4	3.859,0	4.098,3	4.399,2
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	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 13. 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.

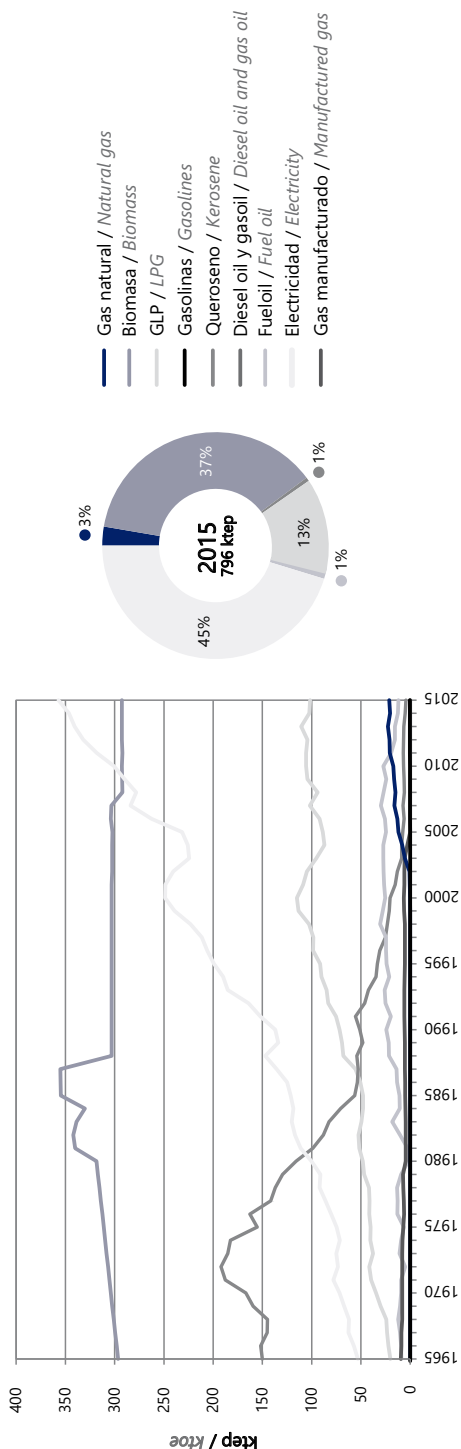
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO - SECTOR RESIDENCIAL / FINAL ENERGY CONSUMPTION - RESIDENTIAL SECTOR

ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gas natural								0,1	11,8	17,2	20,6	21,0	22,6	20,3	21,2
Natural gas								0%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%
Solar														2,2	2,5
														0%	0%
Leña y carbón vegetal	296,5	303,8	311,1	318,3	354,6	303,0	303,0	303,0	302,3	285,0	284,5	284,9	284,9	285,1	285,0
Firewood and charcoal	54%	51%	51%	53%	59%	51%	45%	42%	45%	38%	37%	37%	36%	36%	36%
Residuos de biomasa										7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Biomass wastes										1%	1%	1%	1%	1%	1%
Supergás	20,1	34,6	40,2	48,2	47,9	71,8	91,5	112,4	88,1	103,9	103,6	102,1	108,2	100,1	99,6
LP gas	4%	6%	7%	8%	8%	12%	14%	16%	13%	14%	13%	13%	14%	13%	13%
Propano								2,6	0,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,2	2,0
Propane								0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gasolinas y naftas										0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gasolines										0%	0%	0%	0%	0%	0%
Queroseno	150,2	166,9	155,2	115,7	56,2	51,2	33,4	20,4	7,4	6,7	7,1	6,6	6,3	5,1	4,3
Kerosene	27%	28%	26%	19%	9%	9%	5%	3%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Diésel oil y gasoil	13,5	6,1	11,3	13,1	6,8	3,7	9,5	5,4	0,9	5,5	5,3	5,1	4,9	4,8	4,8
Diesel oil and gas oil	2%	1%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Gas manufacturado	8,9	9,2	6,4	1,9	10,7	24,3	24,1	25,3	24,6	27,3	19,3	15,6	15,4	12,4	12,0
Manufactured gas	2%	2%	1%	0%	2%	4%	4%	3%	4%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fueloil	9,5	8,1	7,1	4,5	5,0	5,7	5,4	6,4	0,0						
Fuel oil	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%						

CONSUMO FINAL ENERGÉTICO - SECTOR RESIDENCIAL / FINAL ENERGY CONSUMPTION - RESIDENTIAL SECTOR

ktep / ktce	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Electricidad	53,1	71,7	74,8	100,1	121,4	136,9	199,2	248,9	231,6	300,5	318,2	331,7	340,5	346,3	357,0
Electricity	10%	12%	12%	17%	20%	23%	30%	34%	35%	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
TOTAL	551,8	600,4	606,1	601,8	602,6	596,6	666,1	724,5	667,3	755,7	768,5	777,1	793,2	786,4	796,3
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

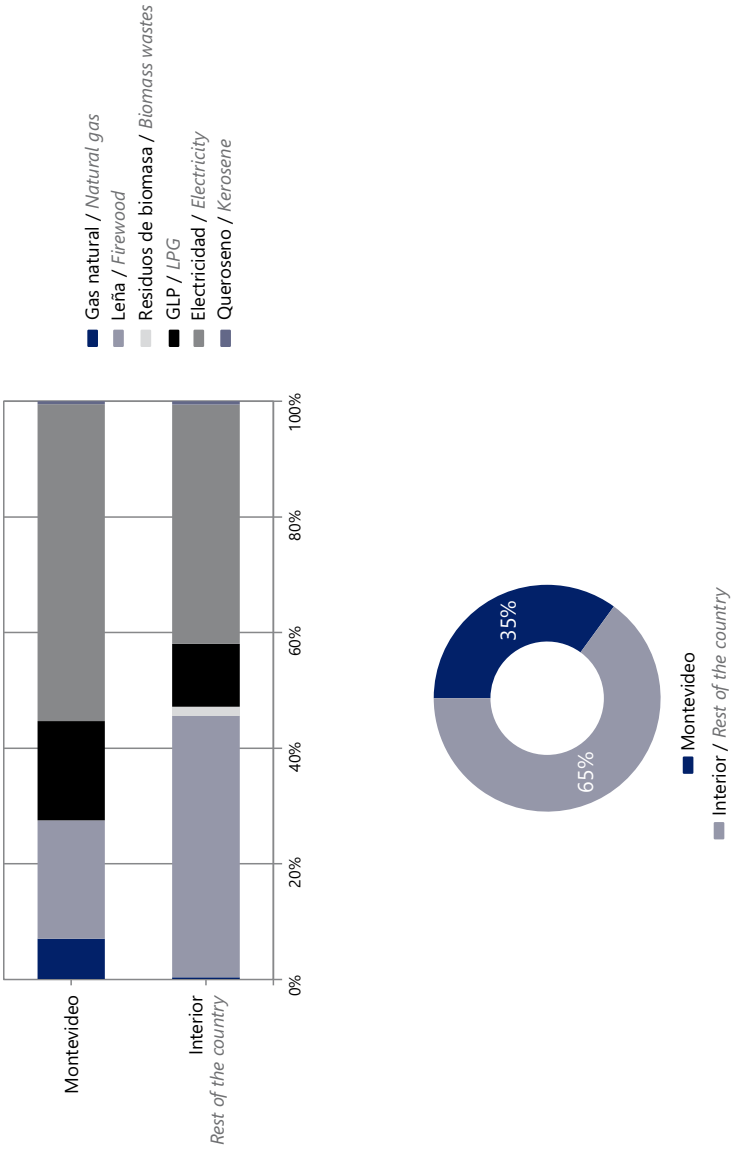
GRÁFICO 14. CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR FUENTE - SECTOR RESIDENCIAL /
 FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SOURCE - RESIDENTIAL SECTOR



Notas / Notes:

- Desde 1965 a 1979 los consumos de queroseno, diésel oil, gasoil, fueloil y gas manufacturado del sector comercial/servicios están incluidos en el sector residencial.
- A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel.
- From 1965 to 1979 the consumption of kerosene, diesel oil, gas oil, fuel oil and manufactured gas of the commercial/services sector was included in the residential sector.
- As of 2010, gas oil includes biodiesel.

**GRÁFICO 15. APERTURA DE CONSUMO EN SECTOR RESIDENCIAL - 2015 /
 BREAKDOWN OF CONSUMPTION IN THE RESIDENTIAL SECTOR - 2015**



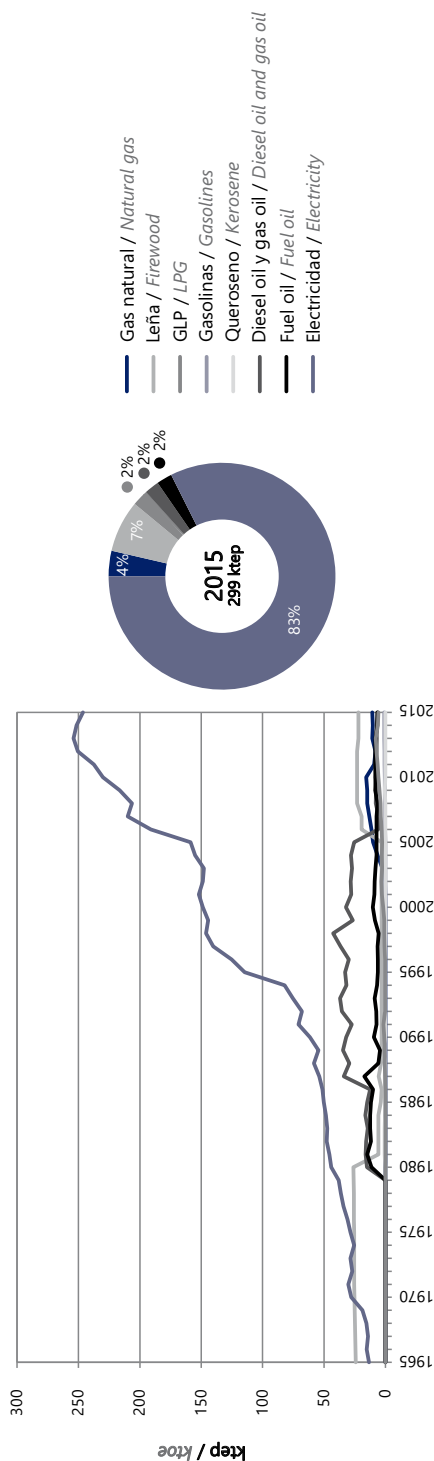
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO - SECTOR COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBLICO
FINAL ENERGY CONSUMPTION - COMMERCIAL/SERVICES/PUBLIC SECTOR

ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gas natural								0,0	10,1	15,7	9,2	8,1	10,7	10,3	10,8
<i>Natural gas</i>								0%	5%	5%	3%	3%	3%	3%	4%
Solar														0,4	0,4
														0%	0%
Leña y carbón vegetal	24,2	25,3	25,4	26,1	3,8	3,1	3,1	3,1	3,1	23,1	23,1	23,1	22,1	22,1	22,1
<i>Firewood and charcoal</i>	64%	48%	47%	26%	4%	3%	2%	2%	1%	8%	8%	8%	7%	7%	7%
Supergás						0,9	0,3	0,2	0,2	0,7	0,7	0,5	0,3	0,3	0,3
<i>LP gas</i>						1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Propano						1,7	2,6	5,0	5,7	6,8	7,6	7,6	7,6	5,9	5,5
<i>Propane</i>						1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Gasolinas y naftas								0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
<i>Gasolines</i>								0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Queroseno	*	*	*	0,0	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>Kerosene</i>				0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diésel oil y gasoil	*	*	*	15,0	14,9	31,9	32,8	32,2	25,4	8,6	8,1	7,3	7,1	7,2	6,2
<i>Diesel oil and gas oil</i>				15%	18%	29%	20%	16%	12%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Fueloil	*	*	*	11,3	11,8	9,4	6,2	10,3	7,3	7,7	8,3	8,3	8,1	6,7	6,6
<i>Fuel oil</i>				11%	14%	8%	4%	5%	4%	3%	3%	3%	3%	2%	2%
Gas manufacturado	*	*	*	2,7	3,2	3,6	3,4	3,5	0,0						
<i>Manufactured gas</i>				3%	4%	3%	2%	2%	0%						
Electricidad	13,4	27,9	28,6	44,1	50,2	61,6	114,7	148,8	158,6	230,1	237,5	250,4	254,0	251,5	246,3
<i>Electricity</i>	36%	52%	53%	44%	59%	56%	71%	74%	76%	79%	81%	82%	82%	82%	82%

CONSUMO FINAL ENERGÉTICO - SECTOR COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBLICO
FINAL ENERGY CONSUMPTION - COMMERCIAL/SERVICES/PUBLIC SECTOR

ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
TOTAL	37,6	53,2	54,0	99,2	84,5	110,9	160,8	200,0	207,4	291,6	293,4	305,4	310,9	305,4	299,3
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

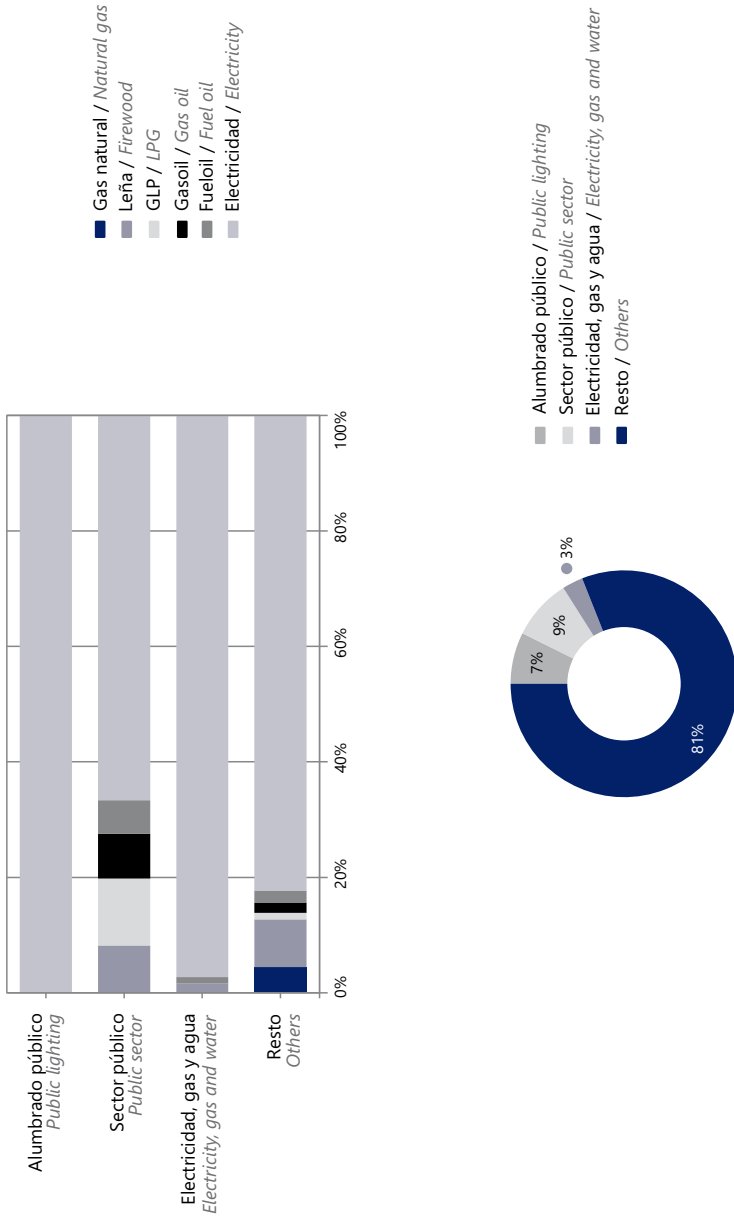
GRÁFICO 16. CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR FUENTE - SECTOR COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBLICO /
FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SOURCE - COMMERCIAL/SERVICES/PUBLIC SECTOR



Notas / Notes:

- Desde 1965 hasta 1979 los consumos de queroseno, diésel oil, gasoil fueloil y gas manufacturado del sector comercial/servicios/sector público están incluidos en sector residencial.
 - A partir del año 2010 el gasoil incluye biodiésel.
- 1) From 1965 to 1979, the consumption of kerosene, diesel oil, gas oil, fuel oil and manufactures gas of the commercial/services/public sector was included in the residential sector.
 2) As of 2010, gas oil includes biodiesel.

**GRÁFICO 17. APERTURA DE CONSUMO EN SECTOR COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBLICO - 2015 /
 BREAKDOWN OF CONSUMPTION IN THE COMMERCIAL/SERVICES/PUBLIC SECTOR - 2015**



CONSUMO FINAL ENERGÉTICO - SECTOR TRANSPORTE / FINAL ENERGY CONSUMPTION - TRANSPORT SECTOR

ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gasolinas y naftas	260,5	255,6	206,4	241,7	185,5	228,4	323,8	309,8	216,8	392,7	439,9	480,3	513,6	545,9	570,4
<i>Gasolines</i>	50%	46%	38%	44%	42%	45%	45%	37%	29%	38%	40%	43%	43%	46%	46%
Bioetanol										0,9	7,5	12,6	15,8	17,6	31,0
<i>Bioethanol</i>										0%	1%	1%	1%	1%	3%
Diésel oil y gasoil	175,3	234,6	272,2	258,1	215,1	253,9	388,1	517,5	530,0	630,3	629,2	607,2	627,4	597,7	592,1
<i>Diesel oil and gas oil</i>	34%	43%	50%	47%	49%	50%	54%	62%	71%	61%	58%	54%	53%	50%	48%
Biodiésel										6,3	11,5	13,4	22,3	28,0	38,2
<i>Biodiesel</i>										1%	1%	1%	2%	2%	3%
Turbocombustible	3,4	9,1	6,4	15,6	7,5	7,9	12,0	4,7	1,4	1,7	1,7	2,4	2,9	2,2	2,7
<i>Jet fuel</i>	1%	2%	1%	3%	2%	2%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fueloil	77,5	51,1	56,0	34,0	33,9	12,3	0,8	0,3		0,9	0,0	0,2	0,6	1,3	0,8
<i>Fuel oil</i>	15%	9%	10%	6%	8%	2%	0%	0%		0%	0%	0%	0%	0%	0%
Electricidad	2,1	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5									
<i>Electricity</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%									
TOTAL	518,8	552,0	542,5	550,9	443,5	504,0	724,7	832,3	748,2	1.032,8	1.089,8	1.116,1	1.182,6	1.192,7	1.235,2
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

GRÁFICO 18. CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR FUENTE - SECTOR TRANSPORTE /
 FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SOURCE - TRANSPORT SECTOR

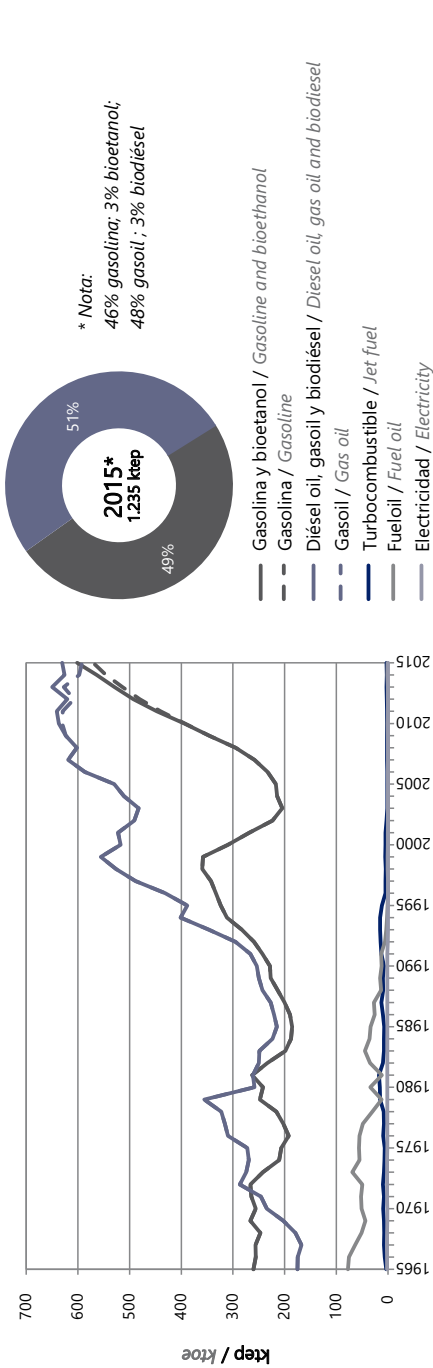
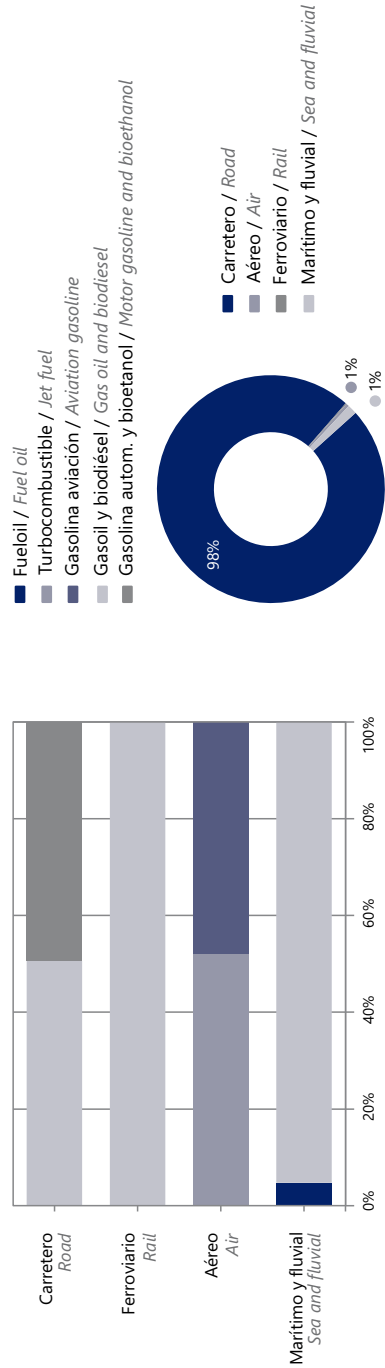


GRÁFICO 19. APERTURA DE CONSUMO EN SECTOR TRANSPORTE - 2015 /
 BREAKDOWN OF CONSUMPTION IN THE TRANSPORT SECTOR - 2015



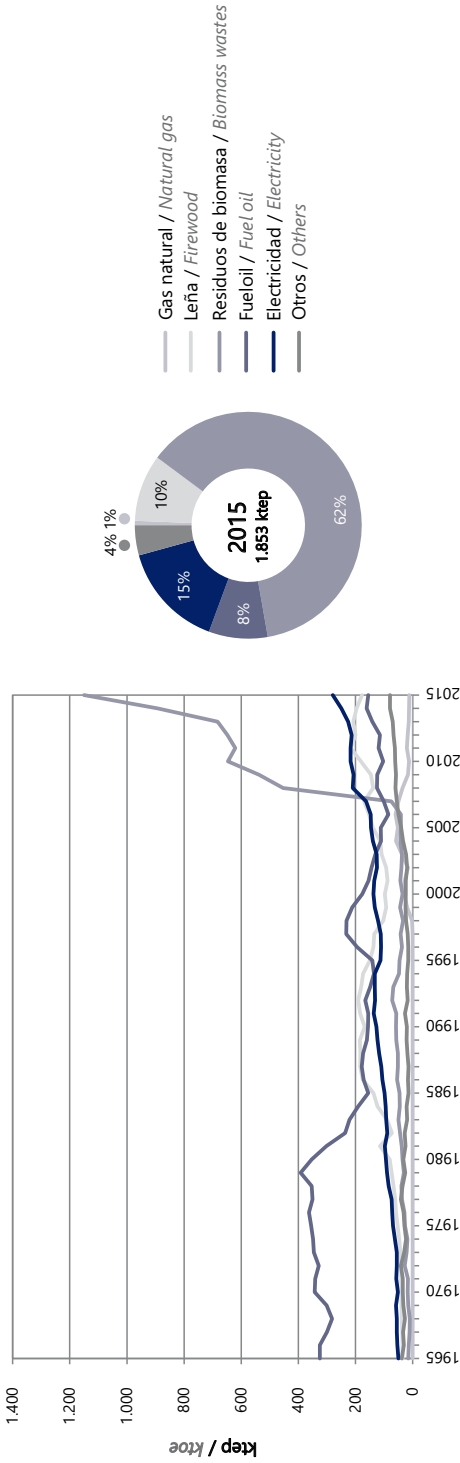
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO - SECTOR INDUSTRIAL / FINAL ENERGY CONSUMPTION - INDUSTRIAL SECTOR

ktep / ktbe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Carbón mineral	5,1	1,5	1,2	2,7	0,3	0,4	0,3	0,4	0,9						
Coal	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%						
Gas natural								30,1	51,6	12,8	20,2	17,8	13,3	12,2	11,7
Natural gas								6%	10%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Solar														0,0	0,0
														0%	0%
Leña y carbón vegetal	35,1	39,3	52,9	80,0	137,4	167,3	150,0	96,9	139,1	181,1	216,7	200,3	207,9	196,0	176,9
Firewood and charcoal	8%	8%	10%	13%	30%	32%	32%	19%	26%	13%	15%	16%	15%	12%	10%
Residuos de biomasa	15,1	17,2	27,2	35,6	46,2	58,4	46,0	35,0	41,5	64,6,1	620,9	648,2	683,1	893,3	1.150,0
Biomass wastes	3%	4%	5%	6%	10%	11%	10%	7%	8%	53%	51%	51%	51%	56%	62%
Supergás	0,6	1,0	1,2	1,4	1,9	5,0	1,6	1,3	1,1	3,3	3,5	3,5	1,5	2,6	4,9
LP gas	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Propano								11,6	4,0	9,5	7,8	11,1	15,6	15,6	12,4
Propane								2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Gasolinas y naftas	5,6	7,1	4,5	4,7	1,0	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3
Gasolines	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Queroseno	7,0	5,7	6,0	3,2	0,3	0,4	1,4	1,4	0,9						
Kerosene	2%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%						
Diésel oil y gasoil	7,3	6,2	6,3	14,8	9,6	12,6	9,6	8,0	8,2	15,2	14,5	15,8	16,5	17,0	14,6
Diesel oil and gas oil	2%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%
Fueloil	324,7	343,2	355,3	352,9	155,5	156,6	141,4	176,5	111,7	103,1	118,9	114,2	141,3	161,0	155,5
Fuel oil	70%	71%	67%	59%	34%	30%	30%	35%	21%	9%	9%	9%	11%	10%	8%

ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Coque de petróleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	0,2	23,7	32,5	36,1	36,1	36,0	43,9	47,0
Petcoke	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Gas manufacturado	0,6	0,7	0,8	1,0	1,0	1,3	1,4	0,9	0,0						
Manufactured gas	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%						
Coque de carbón	12,5	12,2	8,8	4,7	0,9	0,3	0,2	0,1	0,9	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Coke of coal	3%	3%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Electricidad	49,9	52,1	68,8	93,3	98,0	127,3	112,6	137,1	146,1	217,6	217,2	213,0	226,0	249,9	279,5
Electricity	11%	11%	13%	16%	22%	24%	24%	27%	28%	18%	18%	17%	17%	16%	15%
TOTAL	463,5	486,2	533,0	594,3	452,1	530,1	465,5	499,7	529,9	1.221,8	1.256,4	1.260,4	1.341,6	1.591,8	1.852,9
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota / Note:
 A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel.
 As of 2010, gas oil includes biodiesel.

**GRÁFICO 20. CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR FUENTE - SECTOR INDUSTRIAL /
 FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SOURCE - INDUSTRIAL SECTOR**



Notas / Notes:

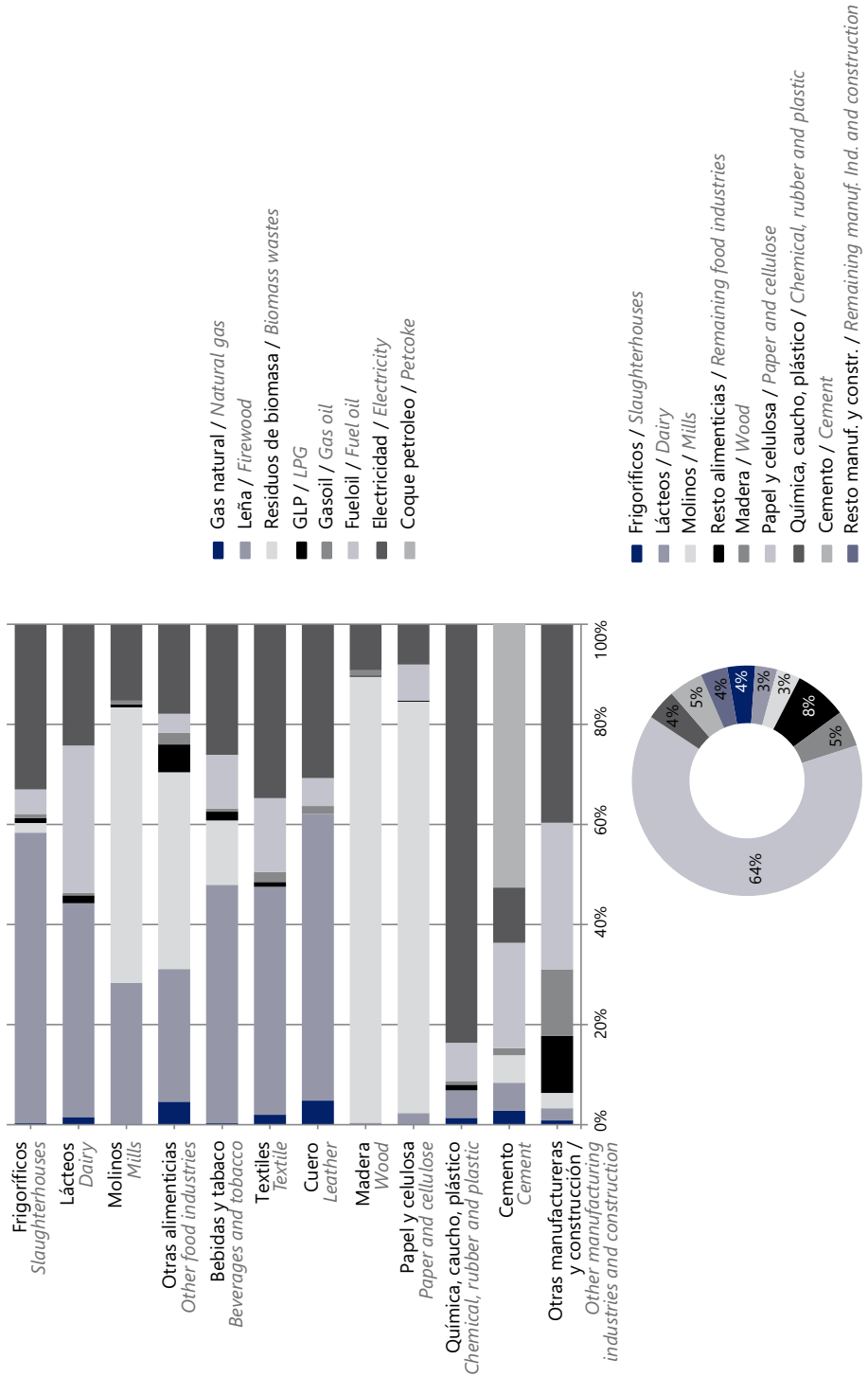
1) "Otros" incluye gasoil, coque de petróleo, GLP (supergás y propano).

2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel.

1) "Others" include gas oil, petcoke, LPG (LP gas and propane).

2) As of 2010, gas oil includes biodiesel.

GRÁFICO 21. APERTURA DE CONSUMO EN SECTOR INDUSTRIAL - 2015 /
 BREAKDOWN OF CONSUMPTION IN THE INDUSTRIAL SECTOR - 2015



CONSUMO FINAL ENERGÉTICO - SECTOR AGRO/PESCA/MINERÍA / FINAL ENERGY CONSUMPTION - AGRICULTURE/FISHING/MINING SECTOR

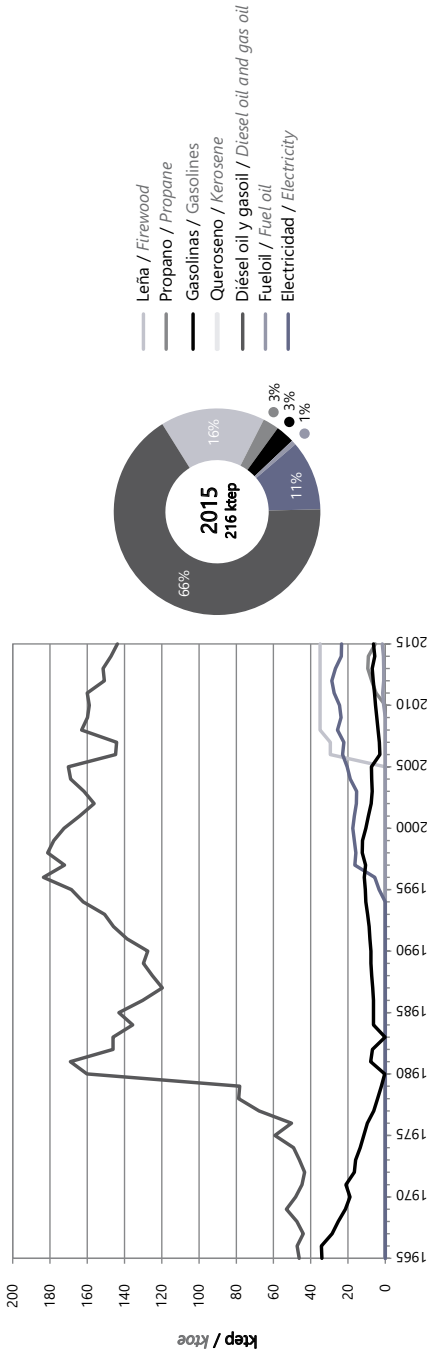
ktep / ktoe	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Leña										35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Firewood										16%	15%	15%	15%	16%	16%
Propano										4,9	7,3	9,4	9,4	9,1	5,4
Propane										2%	3%	4%	4%	4%	3%
Gasolinas y naftas	34,0	19,0	11,5	0,3	6,3	7,7	10,7	10,5	7,4	5,2	5,8	6,5	7,0	5,7	6,3
Gasolines	33%	24%	15%	0%	4%	6%	6%	5%	4%	2%	2%	3%	3%	3%	3%
Queroseno	22,0	11,1	4,1		0,0	0,2									
Kerosene	22%	14%	5%		0%	0%									
Diésel oil y gasoil	46,2	48,1	59,2	160,1	143,0	127,5	168,5	172,4	170,1	158,9	160,0	150,8	151,5	147,3	143,8
Diesel oil and gas oil	45%	62%	79%	100%	96%	94%	92%	86%	86%	71%	68%	66%	66%	66%	67%
Fueloil										0,9	1,4	0,9	0,9	1,0	1,6
Fuel oil										0%	1%	0%	0%	0%	1%
Electricidad					0,0	0,0	3,3	17,4	20,4	24,5	27,4	28,7	26,7	23,6	23,4
Electricity					0%	0%	2%	9%	10%	11%	12%	13%	12%	11%	11%
TOTAL	102,2	78,2	74,8	160,4	149,3	135,4	182,5	200,3	197,9	224,5	234,5	229,2	230,5	221,7	215,5
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota / Note:

A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel.

As of 2010 gas oil includes biodiesel.

GRÁFICO 22. CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR FUENTE - SECTOR AGROPECSCA/MINERÍA /
 FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SOURCE - AGRICULTURE/FISHING/MINING SECTOR



Nota / Note:
 A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel.
 As of 2010 gas oil includes biodiesel.

4. Emisiones de CO₂ / CO₂ Emissions

Gg	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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%
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 5%	403,8 7%	408,2 6%
Subtotal industrias de la energía	507,4	557,4	721,2	1.193,8	1.221,3	2.302,5	3.263,1	1.836,1	948,4	1.108,2
Energy industries subtotal	14%	13%	14%	23%	20%	32%	40%	26%	15%	17%
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%
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%
Transporte <i>Transport</i>	1.513,6 42%	2.181,6 49%	2.518,8 49%	2.276,8 44%	3.102,1 52%	3.232,7 45%	3.284,4 40%	3.446,5 49%	3.448,3 56%	3.501,9 55%
Industrial <i>Industrial</i>	592,2 16%	530,2 12%	720,3 14%	633,3 12%	582,6 10%	660,2 9%	649,4 8%	734,4 10%	844,9 14%	821,3 13%
Agro/pesca/minería <i>Agriculture/fishing/mining</i>	418,3 11%	553,6 12%	565,1 11%	549,0 11%	506,7 8%	522,7 7%	500,0 6%	503,3 7%	482,3 8%	458,8 7%
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%	0,0 0%
Subtotal sectores de consumo	3.134,0	3.887,6	4.444,9	3.964,8	4.742,4	4.936,2	4.935,8	5.211,0	5.251,3	5.249,9
Sectors of consumption subtotal	86%	87%	86%	77%	80%	68%	60%	74%	85%	83%
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%	7.047,0 100%	6.199,7 100%	6.358,1 100%

Gg	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Partidas informativas (% respecto al total) / Memo items (% with respect to total) :										
Quema de biomasa	2.511,3	2.359,3	2.048,7	2.267,3	5.657,0	5.731,9	5.975,5	6.242,5	7.246,5	8.496,7
<i>Biomass combustion</i>	69%	53%	40%	44%	95%	79%	73%	89%	117%	134%
Bunkers internacionales	426,4	1.278,3	1.205,4	1.417,6	1.659,9	1.469,0	1.178,3	943,9	917,4	844,5
<i>International bunkers</i>	12%	29%	23%	27%	28%	20%	14%	13%	15%	13%

Notas / Notes:

1) Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (versión 1996 revisada y versión 2006), metodología según Nivel 1.

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.

1) CO₂ emissions are estimated according to the IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories (revised version 1996 and version 2006), methodology of Level 1.

2) CO₂ emissions from biomass combustion and from international bunkers (sea and air) are not recorded in the totals of the energy sector, they are represented separately for information purposes.

GRÁFICO 23. EMISIONES DE CO₂: INDUSTRIAS DE LA ENERGÍA Y SECTORES DE CONSUMO /
CO₂ EMISSIONS: ENERGY INDUSTRIES AND CONSUMPTION SECTORS

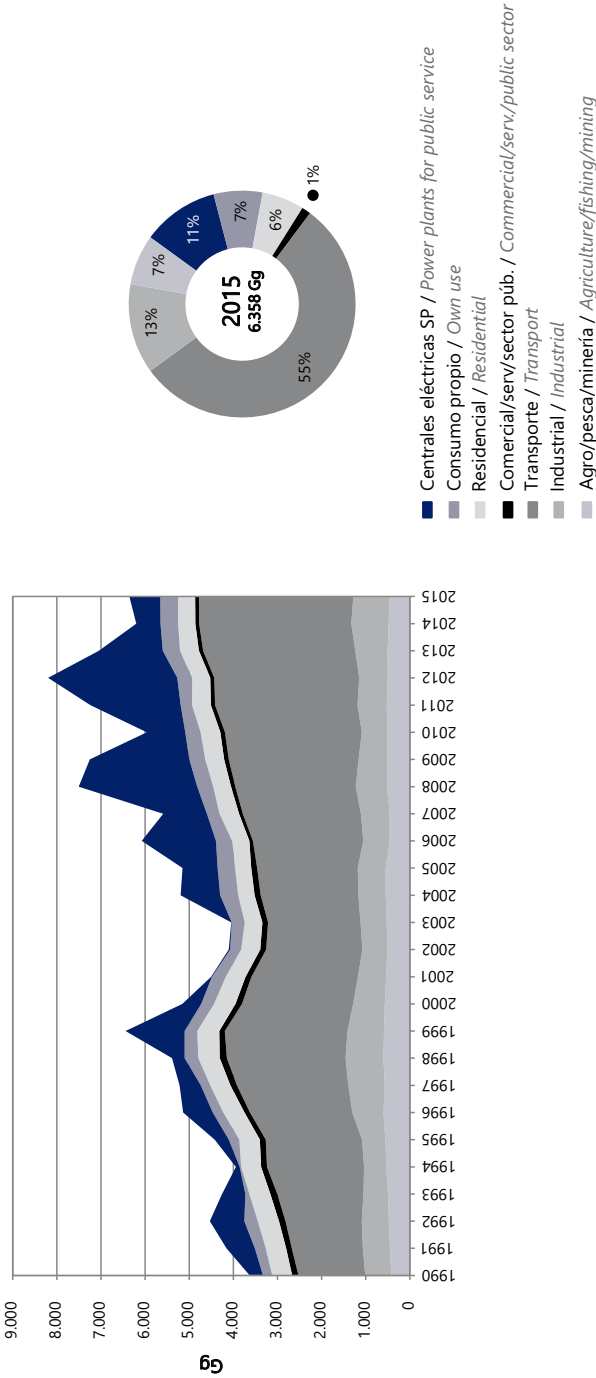
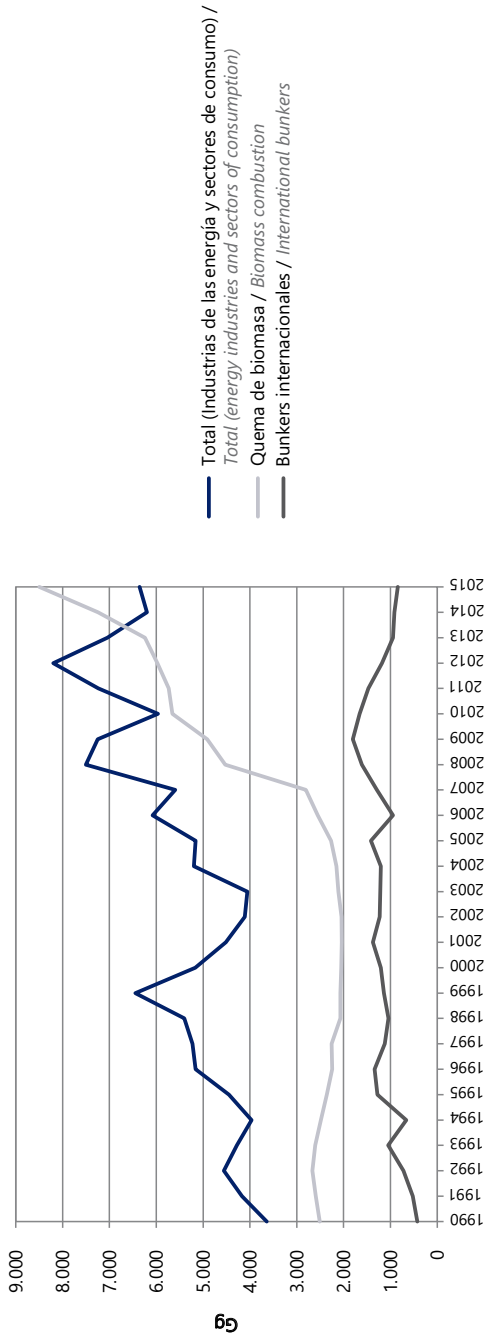


GRÁFICO 24. EMISIONES DE CO₂: PARTIDAS INFORMATIVAS / CO₂ EMISSIONS: MEMO ITEMS



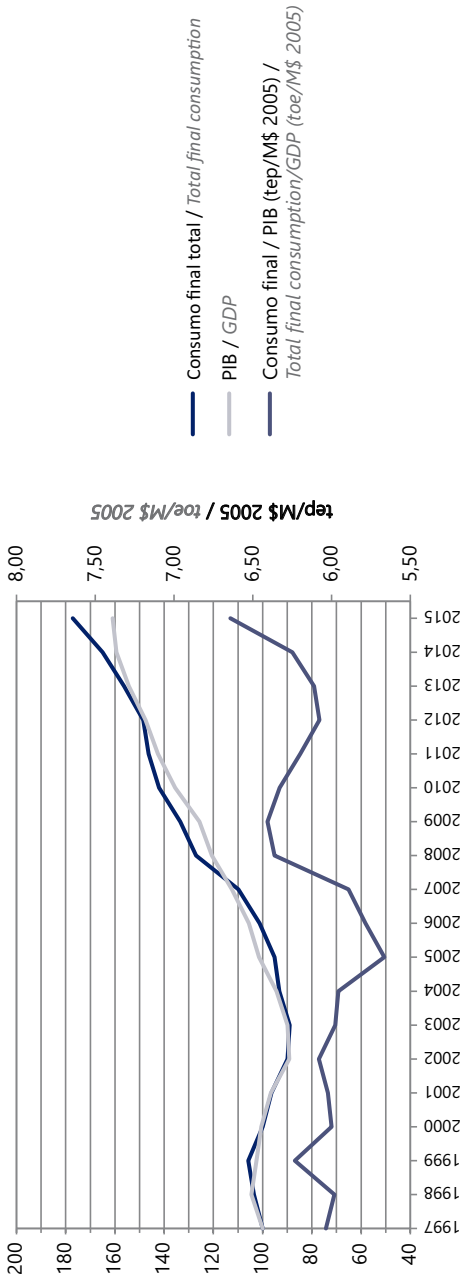
5. Indicadores / Indicators
CONSUMO FINAL TOTAL Y PIB / TOTAL FINAL CONSUMPTION AND GDP

	1997	1998	1999	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Consumo final total (ktep)	2.529	2.620	2.677	2.527	2.408	3.594	3.701	3.757	3.953	4.173	4.479
<i>Total final consumption (ktep)</i>											
PIB (M\$ 2005)	419.003	437.937	429.445	421.157	425.018	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	674.352
<i>GDP (M\$ 2005) (*)</i>											
Consumo final total/PIB (tep/M\$ 2005)	6,0	6,0	6,2	6,0	5,7	6,3	6,2	6,1	6,1	6,2	6,6
Total final consumption/GDP (toe/M\$ 2005)											

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 25. CONSUMO FINAL TOTAL Y PIB / TOTAL FINAL CONSUMPTION AND GDP



CONSUMO DE ENERGÍA Y ELECTRICIDAD PER CÁPITA / ENERGY AND ELECTRICITY CONSUMPTION PER CAPITA

	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Población (miles de habitantes) (*) <i>Population (thousands of inhabitants)</i>	2.693	2.808	2.829	2.914	3.009	3.106	3.218	3.349	3.352	3.397	3.413	3.427	3.440	3.454	3.467
Consumo final total (ktep) <i>Total final consumption (kteo)</i>	1.715	1.828	1.875	2.101	1.778	1.940	2.263	2.527	2.408	3.594	3.701	3.757	3.953	4.173	4.479
Consumo per cápita (tep/1.000 hab) Consumption per capita (toe/1,000 inh)	637	651	663	721	591	625	703	755	718	1.058	1.084	1.096	1.149	1.208	1.292
Consumo final electricidad (ktep) <i>Final electricity consumption (kteo)</i>	118,5	153,3	173,7	239,0	271,1	327,3	429,8	552,2	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2
Consumo electricidad per cápita (tep/1.000 hab) <i>Electricity consumption per capita (toe/1,000 inh)</i>	44	55	61	82	90	105	134	165	166	227	235	240	246	252	261
Consumo electricidad per cápita (kWh/hab) Electricity consumption per capita (kWh/inh)	512	635	714	954	1.048	1.225	1.553	1.917	1.931	2.645	2.727	2.796	2.864	2.933	3.039

Fuente / Source:

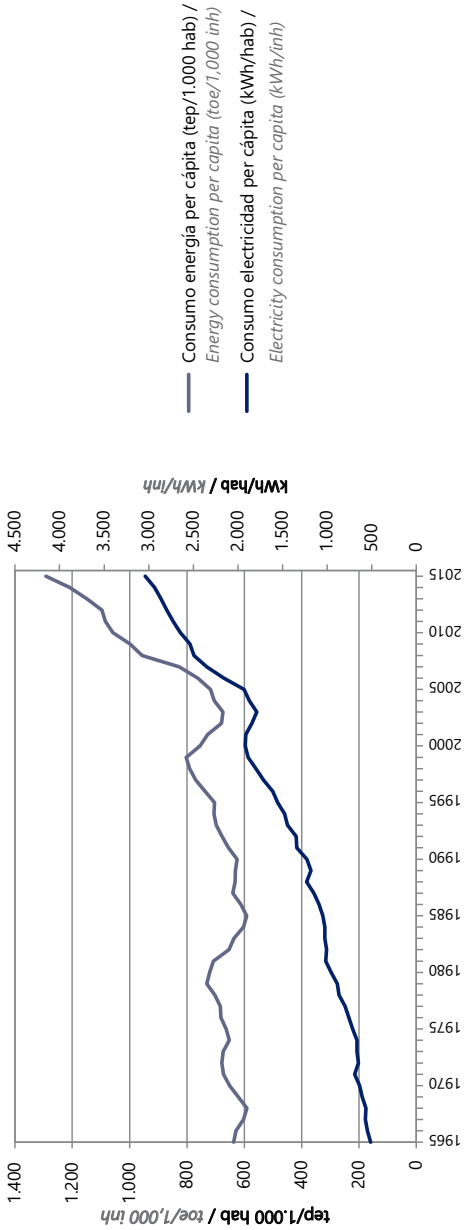
(*) Instituto Nacional de Estadística (INE). Población total proyectada (revisión 2013).

(*) 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 series to avoid generating leaps.

GRÁFICO 26. CONSUMO DE ENERGÍA Y ELECTRICIDAD PER CÁPITA / ENERGY AND ELECTRICITY CONSUMPTION PER CAPITA



INTENSIDAD ENERGÉTICA POR SECTOR / ENERGY INTENSITY BY SECTOR

	1997	1998	1999	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
E	737,3	723,1	732,5	700,0	727,8	1.446,2	1.490,9	1.489,6	1.572,1	1.813,5	2.068,4
VA	116.714	119.945	117.180	112.268	119.057	143.386	150.267	152.530	154.319	158.327	161.079
I	6,32	6,03	6,25	6,24	6,11	10,09	9,92	9,77	10,19	11,45	12,84
E	835,5	891,1	919,8	832,3	748,2	1.032,8	1.089,8	1.116,1	1.182,6	1.192,7	1.235,2
VA	23.811	24.507	25.150	24.866	21.576	29.509	30.318	32.337	32.085	32.019	29.037
I	35,09	36,36	36,57	33,47	34,68	35,00	35,95	34,52	36,86	37,25	42,54
E	190,8	201,8	187,2	200,0	207,4	291,6	293,4	305,4	310,9	305,4	299,3
VA	232.969	246.521	242.586	241.637	232.787	316.082	333.314	348.525	373.860	389.676	395.841
I	0,82	0,82	0,77	0,83	0,89	0,92	0,88	0,88	0,83	0,78	0,76

Fuente / Source:

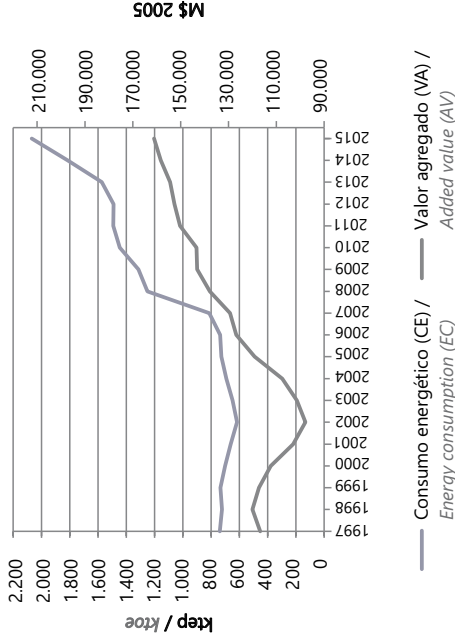
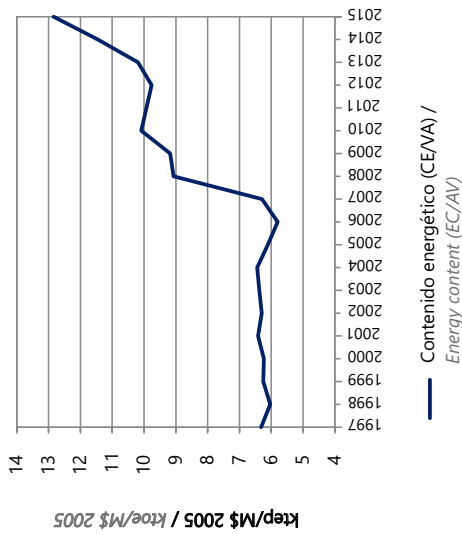
Banco Central del Uruguay (BCU). Producto Interno Bruto por Industrias. Serie anual, precios constantes referencia 2005 por empalme. "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

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

Nota / Note:

E: Energía (ktep) / Energy (ktep); VA: Valor agregado (M\$ 2005) / Added value-AV (M\$ 2005); I=E/VA.

**GRÁFICO 27. CONTENIDO ENERGÉTICO DEL SECTOR INDUSTRIAL/AGRO/PESCA/MINERÍA /
 ENERGY CONTENT OF THE INDUSTRIAL/AGRICULTURE/FISHING/MINING SECTOR**

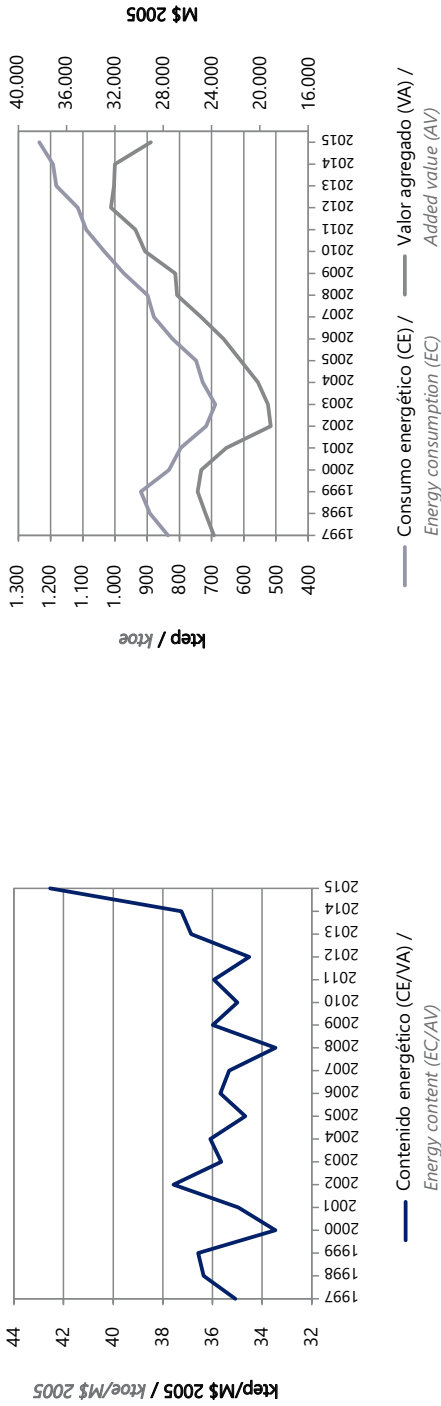


Nota / Note:

"M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005.

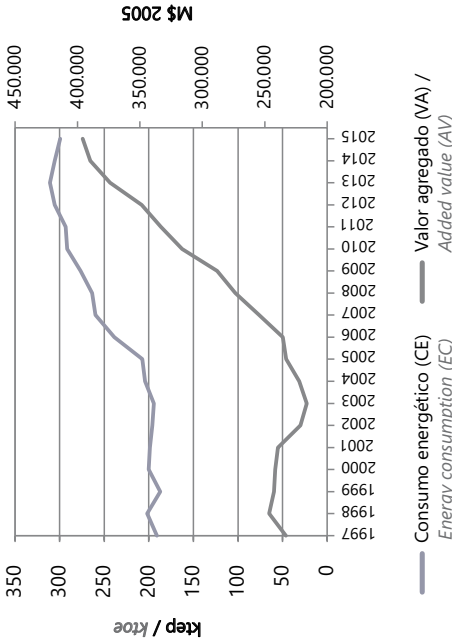
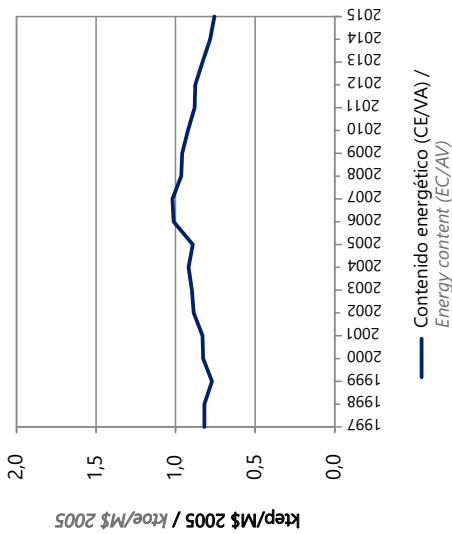
"M\$ 2005" corresponds to Millions of Uruguayan pesos at constant 2005 prices.

GRÁFICO 28. CONTENIDO ENERGÉTICO DEL SECTOR TRANSPORTE / TRANSPORT SECTOR'S ENERGY CONTENT



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 29. CONTENIDO ENERGÉTICO DEL SECTOR COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBLICO /
 ENERGY CONTENT 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.

EMISIONES DE CO₂ POR PIB Y PER CÁPITA / CO₂ EMISSIONS BY GDP AND PER CAPITA

	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Emisiones CO ₂ totales (Gg)	3.693	4.497	5.216	5.159	6.079	5.598	7.505	7.252	5.964	7.239	8.199	7.047	6.200	6.358
Total CO ₂ emissions (Gg)														
PIB (M\$ 2005) ⁽¹⁾			421.157	425.018	442.438	471.380	505.207	526.646	567.742	597.050	618.174	646.842	667.792	674.352
GDP (M\$ 2005)														
Emisiones CO₂/PIB (t/M\$ 2005)			12,4	12,1	13,7	11,9	14,9	13,8	10,5	12,1	13,3	10,9	9,3	9,4
CO₂ emissions/GDP (t/M\$ 2005)														
Población (miles de habitantes) ⁽²⁾	3.106	3.218	3.349,2	3.352,4	3.358,0	3.358,8	3.363,1	3.378,1	3.396,7	3.412,6	3.426,5	3.440,2	3.453,7	3.467,1
Population (thousands of inhabitants)														
Emisiones CO₂ per cápita (t/hab)	1,2	1,4	1,6	1,5	1,8	1,7	2,2	2,1	1,8	2,1	2,4	2,0	1,8	1,8
CO₂ emissions per capita (t/tnh)														

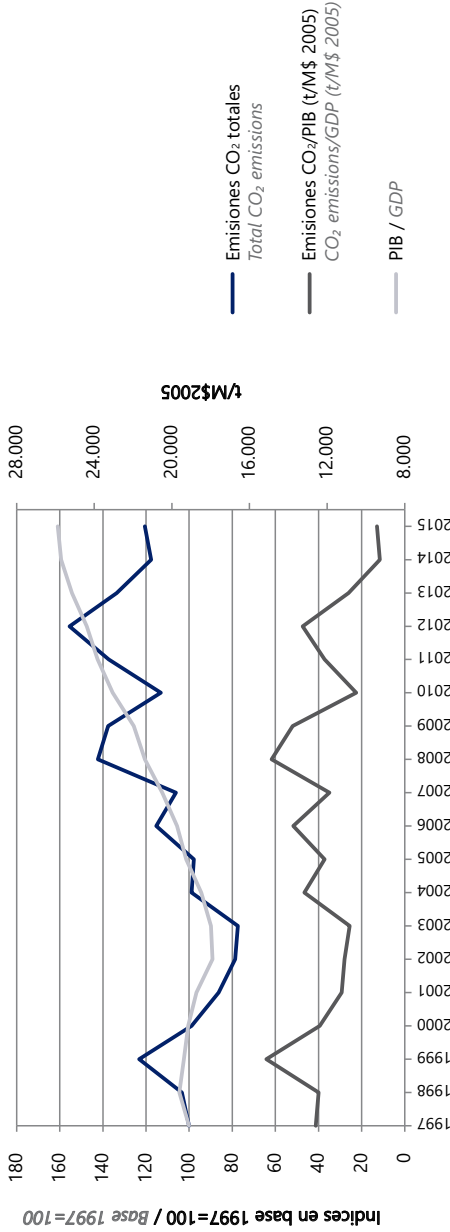
Fuentes / Sources:

- 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 contabilizada 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 series to avoid generating leaps.

GRÁFICO 30. EMISIONES DE CO₂ TOTALES Y PIB / TOTAL CO₂ EMISSIONS AND GDP

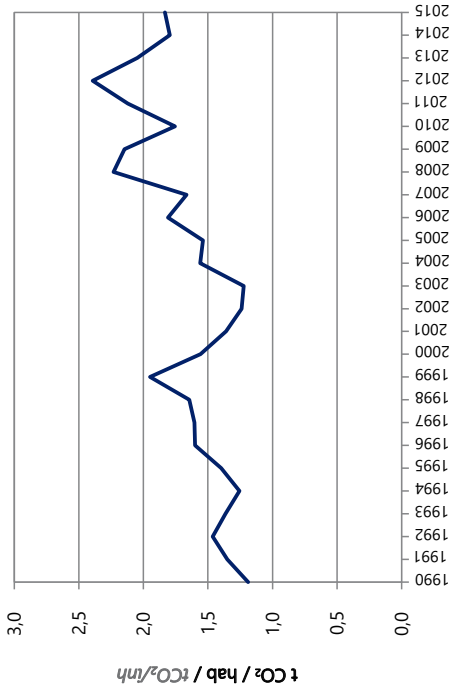


Nota / Note:

"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 31. EMISIONES DE CO₂ PER CÁPITA / CO₂ EMISSIONS PER CAPITA



FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) / CO₂ GRID EMISSION FACTOR

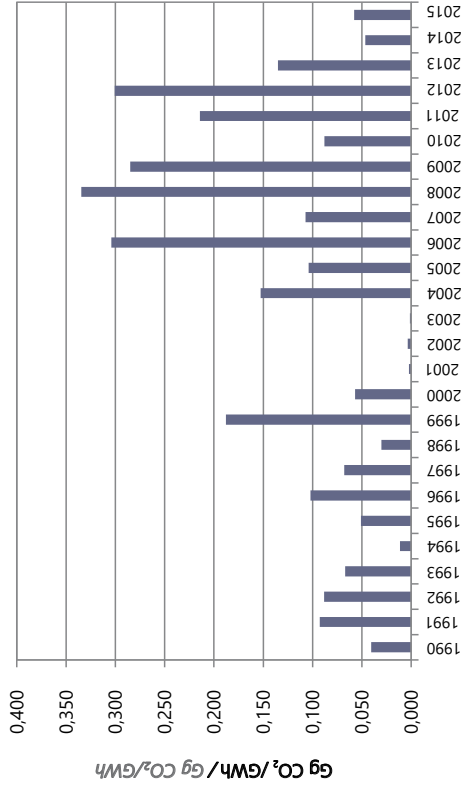
	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Emisiones de CO ₂ por centrales eléctricas servicio público (Gg CO ₂)	298,7	318,1	429,3	795,0	1.676,7	990,7	2.686,6	2.251,6	872,2	2.043,8	2.925,2	1.448,5	544,5	700,0
CO ₂ emissions from power plants for public service (Gg CO ₂)														
Electricidad generada y entregada al S.I.N. (GWh)	7.358	6.236	7.547	7.641	5.515	9.258	8.030	7.903	9.903	9.535	9.729	10.729	11.728	12.128
Electricity generated and supplied to the national grid (GWh)														
Factor de emisión del SIN (Gg CO₂/GWh)	0,041	0,051	0,057	0,104	0,304	0,107	0,335	0,285	0,088	0,214	0,301	0,135	0,046	0,058
Grid emission factor (Gg CO₂ /GWh)														

Nota / Note:

Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (versión 1996 revisada y versión 2006), metodología según Nivel 1.

CO₂ emissions are estimated according to the IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories (revised version 1996 and version 2006), methodology according to Level 1.

GRÁFICO 32. FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SIN / CO₂ EMISSION FACTOR OF THE SIN



TASA DE ELECTRIFICACIÓN / ELECTRIFICATION RATE

U=Urbano/Urban; R=Rural; T=TOTAL		1975	1985	1986	1996	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Viviendas ocupadas (miles)	U	632,4	719,0	855,2	1.050,2	1.098,0	1.099,8	1.099,2	1.098,6	1.100,6	1.099,2	1.112,9	1.149,3	1.155,3	
Occupied households (thousands)	R	117,5	104,1	83,6	67,7	56,5	56,2	56,3	56,2	56,1	56,3	61,3	63,4	63,8	
	T	749,9	823,1	938,8	1.117,9	1.154,5	1.156,0	1.155,5	1.154,8	1.156,7	1.155,5	1.174,2	1.212,7	1.219,1	
Viviendas ocupadas con electricidad (miles)	U	562,9	669,2	838,1	1.043,3	1.091,2	1.094,0	1.093,2	1.093,9	1.096,4	1.096,8	1.110,1	1.146,7	1.153,1	
Occupied households with electricity (thousands)	R	29,5	58,0	61,9	58,6	50,6	50,5	51,5	52,3	52,5	53,7	59,5	61,8	62,5	
	T	592,4	727,2	900,0	1.101,9	1.141,8	1.144,5	1.144,7	1.146,2	1.148,9	1.150,5	1.169,6	1.208,5	1.215,5	
Tasa de electrificación (%)	U	89,0%	93,1%	98,0%	99,3%	99,4%	99,5%	99,5%	99,6%	99,6%	99,6%	99,8%	99,7%	99,8%	99,8%
Electrification rate (%)	R	25,1%	55,7%	74,0%	86,6%	89,6%	89,9%	91,5%	93,1%	93,6%	95,4%	97,1%	97,5%	97,9%	97,9%
	T	79,0%	88,3%	95,9%	98,6%	98,9%	99,0%	99,1%	99,3%	99,3%	99,6%	99,6%	99,7%	99,7%	99,7%

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 electrógenos propios y cargador de baterías (solar, eólicos).
 - 1) The information of the years 1975, 1985, 1996 and 2011 corresponds to the Population and Housing National Census. For the rest of the years the information comes from the Continuous Household Survey. (Source: INE and estimations of the DNE).
 - 2) The data of 1975 corresponds only to the electrification of UTE.
 - 3) From 1975 to 1996 corresponds to houses occupied by dwellers.
 - 4) From 2006 onwards it includes own power generator sets and battery chargers (solar, wind).

GRÁFICO 33. TASA DE ELECTRIFICACIÓN / ELECTRIFICATION RATE

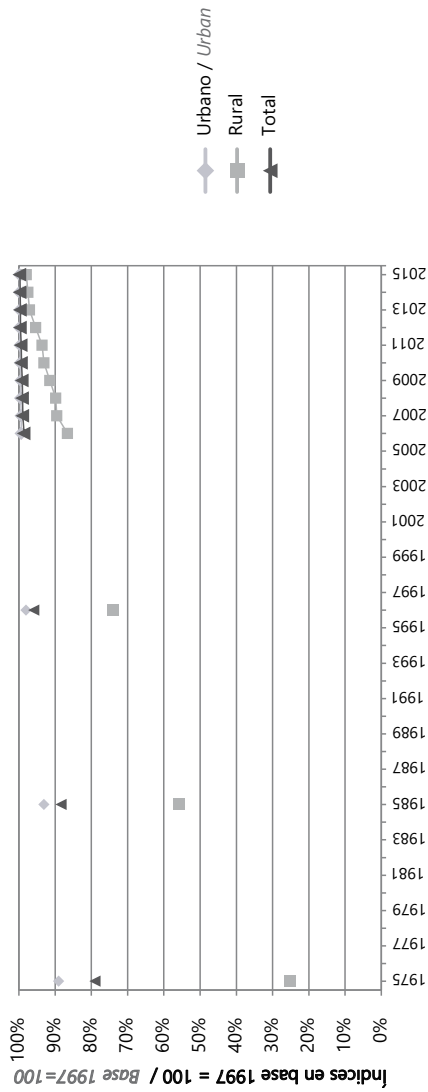
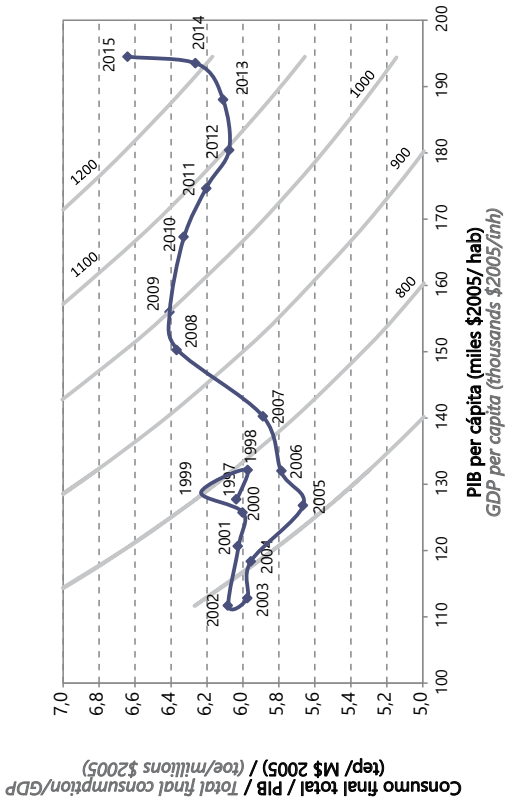


GRÁFICO 34. SENDERO ENERGÉTICO / ENERGY PATH



Notas / Notes:

"\$2005" corresponde a pesos a precios constantes de 2005.

"\$ 2005" corresponds to pesos at constant 2005 prices.

Isocuantas: consumo final total per cápita (tep/miles hab)

isoquants; total final consumption per capita (toe/thousands inh)

ANEXO II. MATRICES

ANNEX II. MATRICES



ANEXO II. MATRICES AÑOS 1965 A 2015

OBSERVACIONES GENERALES

1. Se presentan las matrices para los años 1965, 1970, 1975, 1980, 1985, 1990, 1995, 2000 y desde el año 2005 de manera consecutiva. La serie completa de 51 años se encuentra disponible en el sitio web: www.dne.gub.uy.

2. Los flujos energéticos se expresan en ktep (miles de toneladas equivalentes de petróleo).

1 ktep = 1.000 tep

1 tep = 10.000.000 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.
- **Hidroenergía:** Se considera equivalente teórico.
- **Otra biomasa:** Incluye:
 - a) **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.
 - b) **Biomasa para producción de biocombustibles:** Incluye caña de azúcar, sorgo dulce, soja, girasol, canola, sebo, etc.
- **GLP:** Incluye: a) **Supergás;** b) **Propano.**
- **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.

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, 1970 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. Los consumos del sector "Comercial/Servicios/Sector público" se encuentran incluidos en el sector "Residencial", para queroseno, gasoil, fueloil y gas manufacturado.

AÑO 1980

9. **Queroseno:** Incluye queroseno y turbocombustible.

AÑO 2006

10. **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

11. **Residuos de biomasa:** Se agregan fuentes de energía: residuos forestales y de aserradero (aserrín, chips, etc.).
12. **Eólica:** Se incorpora la energía eólica utilizada por los aerogeneradores de gran porte conectados a la red.

AÑO 2010

13. **Biomasa para biocombustibles, Bioetanol y Biodiésel:** Se comienzan a informar los biocombustibles y la biomasa para su producción.

AÑOS 2011 y 2012

14. Si bien existió producción de propano, no se comercializó como tal, sino como supergás.
15. Desde setiembre 2011 hasta enero 2012 la refinería estuvo parada por mantenimiento.

AÑO 2013

16. Con la puesta en marcha de la planta desulfuradora, se incluye el azufre líquido como nuevo producto dentro de la denominación "no energético".
17. No hubo importación de electricidad durante 2013.

18. 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".

19. 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

20. **Solar:** Se comienza a informar la energía solar fotovoltaica y solar térmica en la matriz de resultados.

21. No hubo importación de electricidad durante 2014.

AÑO 2015

22. Se comienza a informar la apertura por tipo de fuente energética para las centrales eléctricas de servicio público y de autoproducción. Se completa la serie desde el año 2010, la cual se encuentra disponible en el sitio web: www.dne.gub.uy.

23. No hubo importación de electricidad durante 2015. Se registró un intercambio de energía con Argentina, correspondiente a "energía de devolución".

ANNEX II. MATRICES YEARS 1965 TO 2015

GENERAL COMMENTS

1. The matrices for 1965, 1970, 1975, 1980, 1985, 1990, 1995, 2000, and as of 2005 are consecutively presented. The complete historical series corresponding to 51 years are available on the web site: www.dne.gub.uy.

2. Energy flows are expressed in ktoe (kilotonnes of oil equivalent).

1 ktoe = 1,000 toe

1 toe = 10,000,000 kcal

3. The clarification for the denomination of some primary and secondary sources included in the matrices is presented below.

- **Coal:** It includes anthracite, peat, soft coal tar and pitch.
- **Hydropower:** The theoretical equivalent is considered.
- **Other biomass:** It includes:
 - a) **Biomass waste:** It includes rice husk and sunflower husk, sugar cane bagasse, black liquor, odorous gases, methanol, barley husk and timber industry's waste.
 - b) **Biomass for biofuels production:** It includes sugar cane, sweet sorghum, soy, sunflower, canola, fat, etc.
- **LPG:** It includes: a) **LP gas;** b) **Propane.**
- **Motor gasoline:** Bioethanol is not included. It is informed separately. Exports correspond to isomerate, reformate 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 sources".
- **Non-energy products:** It includes solvents, lubricants, oils and liquid sulfur.
- **Coke of coal:** It corresponds to coke of soft coal.

4. A common matrix format is adopted for all years. In some cases there are energy sources and transformation plants that are not recorded since they do not correspond to the particular year being reported.

SPECIAL COMMENTS

YEARS 1965, 1970 and 1975

5. **Motor gasoline:** It includes motor gasolines and jet fuel.

6. **Kerosene:** It includes kerosene and jet fuel.

7. **Gas oil:** It includes gas oil and diesel oil.

8. The "Commercial/Services/Public sector" consumption of kerosene, gas oil, fuel oil and manufactured gas is included in the "Residential" sector.

YEAR 1980

9. **Kerosene:** It includes kerosene and jet fuel.

YEAR 2006

10. **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.

YEAR 2008

11. **Biomass waste:** Sources of energy are incorporated: forestry and sawmill waste (sawdust, chips, etc.).

12. **Wind energy:** The wind energy used by the large windmills connected to the network is incorporated.

YEAR 2010

13. **Biomass for biofuels, Bioethanol and Biodiesel:** Biofuels and biomass for production began to be reported.

YEARS 2011 and 2012

14. Even though there was propane production, it was not commercialized as such but as LP gas.

15. From September 2011 to January 2012 the refinery was in maintenance stop.

YEAR 2013

16. With the start-up of the desulfurization plant, "liquid sulfur" was included as a new product in the category of "non-energy product".

17. There was no importation of electricity during 2013.

18. For secondary sources, the sales to international bunkers began to be reported separated

from the exports. Until and including 2012, this item was included under the denomination "exports".

19. The final energy consumption began to be reported with a wider breakdown of sectors. Those sector consumptions that are 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 corresponds only to one company by sector or if there is no adequate information for its classification.

YEAR 2014

*20. **Solar energy:** Photovoltaic solar energy and thermal solar energy began to be informed in the matrix of results.*

21. There was no importation of electricity during 2014.

YEAR 2015

22. Information by energy source type for power plants for public service and for autoproduction plants began to be reported separately. The historical series have been completed since 2010, and are available on the web site: www.dne.gub.uy.

23. There was no importation of electricity during 2015. An energy exchange with Argentina was recorded, which corresponds to "return of energy".

1965 ktep	energía primaria						energía secundaria										pérdidas transfer.	total							
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	supergrás	glp	gasolina automot.	queroseno	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel			gas manuf.	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total		
producción			60,2	357,2	24,0	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	15,5	2.072,3																		
refinerías	-1.607,8						-1.607,8	21,1	21,1	290,7	177,9	301,2	683,2	7,5	18,6	7,3					1.507,5		-100,3		
centrales eléctricas servicio público			-60,2				-60,2					-32,7	-280,1							141,8	-171,0		-231,2		
centrales eléctricas autoproducción					-0,4	-0,4	-0,4					-4,6	-21,0							5,7	-19,9		-20,3		
carboneras				-1,4			-1,4											0,7			0,7		-0,7		
plantas de gas		-26,5					-26,5									11,2	10,2				21,4		-5,1		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.607,8	-26,5	-60,2	-1,4	-0,4	-0,4	-1.696,3	21,1	21,1	290,7	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		
producción								21,1	21,1	290,7	177,9	301,2	683,2	7,5	18,6	7,3	11,2	10,2	0,7	147,5	1.677,1				
importación										16,5	6,1	8,8	111,1		13,6			2,2		0,1	158,4				
exportación										-1,6	-4,1	-24,3	-71,5							-0,1	-101,6				
pérdidas										-0,8	-0,5	-0,8	-1,9		0,0	-1,1				-21,9	-27,0				
variación inventario								-0,4	-0,4	-0,8	-0,9	-5,8	26,9		0,8		1,3				21,1				
no utilizada								-0,1	-0,1					-7,5		-1,1					-8,7				
ajustes								0,1	0,1	-0,1	7,6	0,4	-5,8		0,1		0,2				2,5				
OFERTA								20,7	20,7	303,9	186,1	279,5	742,0	0,0	33,1	6,2	10,1	13,9	0,7	125,6	1.721,8				
OFERTA BRUTA	1.649,4	31,6	60,2	357,2	24,0	24,0	2.122,4	20,8	20,8	304,7	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	
CONSUMO NETO TOTAL		5,1		355,8	15,1	15,1	376,0	20,7	20,7	303,9	186,1	242,3	441,0		33,1	6,2	10,1	13,9	0,7	125,6	1.383,6			1.759,6	
consumo propio												29,9			6,2	0,0	1,4		7,1		44,6			44,6	
CONSUMO FINAL TOTAL		5,1		355,8	15,1	15,1	376,0	20,7	20,7	303,9	186,1	242,3	411,1		33,1		10,1	12,5	0,7	118,5	1.339,0			1.715,0	
consumo final no energético															33,1			0,7			33,8			33,8	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		5,1		355,8	15,1	15,1	376,0	20,7	20,7	303,9	186,1	242,3	411,1			10,1	12,5		118,5		1.305,2			1.681,2	
residencial				296,5			296,5	20,1	20,1		150,2	13,5	8,9			9,5				53,1	255,3			551,8	
comercial/servicios/sector público				24,2			24,2													13,4	13,4			37,6	
transporte										260,5	3,4	175,3	77,5							2,1	518,8			518,8	
industrial		5,1		35,1	15,1	15,1	55,3	0,6	0,6	5,6	7,0	7,3	324,7			0,6	12,5		49,9	408,2			463,5		
agro/pesca/minería										34,0	22,0	46,2									102,2			102,2	
no identificado										3,8	3,5										7,3			7,3	

1970 ktep	energía primaria						energía secundaria												pérdidas transfor.	total						
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	superpurgs	glp	gasolina automot.	queroseno	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manuf.	coque de carbón			carbón vegetal	electricidad	total			
producción			142,8	369,2	31,3	31,3	543,3																			
importación	1.769,3	25,9					1.795,2																			
exportación																										
pérdidas	-36,8						-36,8																			
variación inventario	42,8	-8,0					34,8																			
no utilizada			-11,3		-9,3	-9,3	-20,6																			
ajustes	-11,6	8,4					-3,2																			
OFERTA	1.763,7	26,3	131,5	369,2	22,0	22,0	2.312,7																			
refinerías	-1.763,7						-1.763,7	32,0	32,0	285,4	194,4	365,8	727,9	10,6	40,6	12,1						1.668,8		-94,9		
centrales eléctricas servicio público			-131,5				-131,5					-34,3	-229,5								183,4	-80,4		-211,9		
centrales eléctricas autoproducción					-4,8	-4,8	-4,8					-5,9	-26,8								7,4	-25,3		-30,1		
carboneras				-0,8			-0,8												0,4			0,4		-0,4		
plantas de gas		-24,8					-24,8						-1,9			10,1	9,9					18,1		-6,7		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.763,7	-24,8	-131,5	-0,8	-4,8	-4,8	-1.925,6	32,0	32,0	285,4	194,4	325,6	469,7	10,6	40,6	12,1	10,1	9,9	0,4	190,8	1.581,6		-344,0			
producción								32,0	32,0	285,4	194,4	365,8	727,9	10,6	40,6	12,1	10,1	9,9	0,4	190,8	1.880,0					
importación								4,1	4,1	4,4	7,6	11,6	99,6		17,5			3,0		2,4		150,2				
exportación										-0,3	-11,9	-26,3	-46,3									-84,8				
pérdidas										-0,8	-0,6	-1,0	-1,9		0,0		-1,3			-32,5		-38,1				
variación inventario								0,6	0,6	-5,7	3,4	-14,6	-63,4					-0,8				-80,5				
no utilizada								-0,1	-0,1						-10,6		-1,9					-12,6				
ajustes								-1,0	-1,0	-0,1	-0,1	-0,4	-10,6		-1,8	-0,1		0,1				-14,0				
OFERTA								35,6	35,6	282,9	192,8	335,1	705,3	0,0	56,3	10,3	8,8	12,2	0,4	160,7	1.800,4					
OFERTA BRUTA	1.800,4	26,3	142,8	369,2	31,3	31,3	2.370,0	35,7	35,7	283,7	193,4	336,1	707,2	10,6	56,3	12,2	10,1	12,2	0,4	193,2	1.851,1			2.341,0		
CONSUMO NETO TOTAL		1,5	368,4	17,2	17,2		387,1	35,6	35,6	282,9	192,8	294,9	447,1		56,3	10,3	8,8	12,2	0,4	160,7	1.502,0			1.889,1		
consumo propio													43,6		10,3	0,0			7,4		61,3			61,3		
CONSUMO FINAL TOTAL		1,5	368,4	17,2	17,2		387,1	35,6	35,6	282,9	192,8	294,9	403,5		56,3		8,8	12,2	0,4	153,3	1.440,7			1.827,8		
consumo final no energético															56,3				0,4		56,7			56,7		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,5	368,4	17,2	17,2		387,1	35,6	35,6	282,9	192,8	294,9	403,5				8,8	12,2		153,3	1.384,0			1.771,1		
residencial				303,8			303,8	34,6	34,6		166,9	6,1	9,2			8,1				71,7	296,6			600,4		
comercial/servicios/sector público				25,3			25,3													27,9	27,9			53,2		
transporte										255,6	9,1	234,5	51,1							1,6	551,9			551,9		
industrial		1,5		39,3	17,2	17,2	58,0	1,0	1,0	7,1	5,7	6,2	343,2			0,7	12,2		52,1	428,2			486,2			
agro/pesca/minería										19,0	11,1	48,1									78,2			78,2		
no identificado											1,2										1,2			1,2		

1975 ktep	energía primaria						energía secundaria													pérdidas transfor.	total						
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	superpérgas	glp	gasolina automot.	queroseno	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manuf.	coque de carbón	carbón vegetal			electricidad	total				
producción			113,7	391,4	44,4	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	32,0	2.428,0																				
refinerías	-1.868,2						-1.868,2	29,5	29,5	294,7	201,0	429,1	756,5	8,5	38,6	20,0					1.777,9					-90,3	
centrales eléctricas servicio público			-113,7				-113,7					-29,7	-309,0							204,1	-134,6					-248,3	
centrales eléctricas autoproducción					-4,8	-4,8	-4,8					-9,8	-31,8							9,1	-32,5					-37,3	
carboneras				-2,0			-2,0											1,0			1,0					-1,0	
plantas de gas		-21,5					-21,5						-1,9			9,2	5,7				13,0					-8,5	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.868,2	-21,5	-113,7	-2,0	-4,8	-4,8	-2.010,2	29,5	29,5	294,7	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	
producción								29,5	29,5	294,7	201,0	429,1	756,5	8,5	38,6	20,0	9,2	5,7	1,0	213,2	2.007,0						
importación								11,3	11,3	6,2			66,0		19,0			2,8		2,0	107,3						
exportación										-88,0	-13,9	-17,6	-42,1							-0,1	-161,7						
pérdidas										-1,5	-1,2	-1,2	-0,2		-0,3		-1,3			-32,6	-38,3						
variación inventario								-0,1	-0,1	12,6	-8,5	-9,8	20,3		-1,4		0,3				13,4						
no utilizada								-0,1	-0,1				-8,5		-3,0						-11,6						
ajustes								0,8	0,8	5,5	-5,8	-12,0	-10,7		0,6	0,1					-21,5						
OFERTA								41,4	41,4	229,5	171,6	388,5	789,8	0,0	56,5	17,1	7,9	8,8	1,0	182,5	1.894,6						
OFERTA BRUTA	1.909,9	22,7	113,7	391,4	44,4	44,4	2.482,1	41,5	41,5	231,0	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	
CONSUMO NETO TOTAL		1,2		389,4	27,2	27,2	417,8	41,4	41,4	229,5	171,6	349,0	447,1		56,5	17,1	7,9	8,8	1,0	182,5	1.512,4					1.930,2	
consumo propio												29,4			17,1	0,0				8,8	55,3					55,3	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,2		389,4	27,2	27,2	417,8	41,4	41,4	229,5	171,6	349,0	417,7		56,5	7,9	8,8	1,0	173,7	1.457,1						1.874,9	
consumo final no energético															56,5				1,0		57,5					57,5	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,2		389,4	27,2	27,2	417,8	41,4	41,4	229,5	171,6	349,0	417,7			7,9	8,8		173,7	1.399,6						1.817,4	
residencial				311,1			311,1	40,2	40,2		155,1	11,3	6,4			7,1				74,8	294,9					606,0	
comercial/servicios/sector público				25,4			25,4													28,6	28,6					54,0	
transporte										206,4	6,4	272,2	56,0							1,5	542,5					542,5	
industrial		1,2		52,9	27,2	27,2	81,3	1,2	1,2	4,5	6,0	6,3	355,3			0,8	8,8		68,8	451,7					533,0		
agro/pesca/minería										11,5	4,1	59,2									74,8					74,8	
no identificado										7,1																7,1	

1980 ktep	energía primaria						energía secundaria														pérdidas transfer.	total				
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	supergrás	glp	gasolina automot.	nafta liviana	gasolina aviación	queroseno	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manuf.			coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total
producción			381,0	426,5	54,7	54,7	862,2																			
importación	1.899,9	2,5					1.902,4																			
exportación																										
pérdidas	-6,2						-6,2																			
variación inventario	-16,4	0,2					-16,2																			
no utilizada			-45,1		-14,1	-14,1	-59,2																			
ajustes	-31,6						-31,6																			
OFERTA	1.845,7	2,7	335,9	426,5	40,6	40,6	2.651,4																			
refinerías	-1.845,7						-1.845,7	44,4	44,4	240,8	13,1	0,9	154,5	88,8	397,1	760,9	10,8	62,2	26,0					1.799,5	-46,2	
centrales eléctricas servicio público			-335,9				-335,9							-23,3	-14,0	-217,8						283,2		28,1	-307,8	
centrales eléctricas autoproducción					-5,0	-5,0	-5,0								-3,9	-34,5						9,4		-29,0	-34,0	
carboneras				-2,1			-2,1																1,1	1,1	-1,0	
plantas de gas										-12,8									8,8						-4,0	-4,0
coquerías																-5,3							4,2	-1,1	-1,1	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.845,7	-335,9	-2,1	-5,0	-5,0	-5,0	-2.188,7	44,4	44,4	240,8	0,4	0,9	154,5	65,5	379,2	508,6	5,5	62,2	26,0	8,8	4,2	1,1	292,6	1.794,7	-394,0	
producción								44,4	44,4	240,8	13,1	0,9	154,5	88,8	397,1	760,9	10,8	62,2	26,0	8,8	4,2	1,1	292,6	2.106,2		
importación								4,7	4,7		2,3	4,1	4,1	78,7	65,3	5,3	26,0				0,5			2,9	189,8	
exportación										-1,6	-2,0		-17,7	-38,5	-5,3	-32,8								-0,0	-97,9	
pérdidas										-1,0	0,0		-0,6	-0,7	-0,1					-0,6				-47,3	-50,6	
variación inventario								0,5	0,5	17,0	1,8	1,7	3,2	-2,8	-17,5	-54,2								-9,3	-59,6	
no utilizada								-0,2	-0,2							-10,8			-3,9						-14,9	
ajustes								0,2	0,2	-6,6	-0,1	1,5	-6,2	-3,1	7,2	-42,3			2,2						-47,2	
OFERTA								49,6	49,6	248,6	12,8	6,4	137,3	44,4	459,5	696,8	5,3	80,8	22,1	8,2	4,7	1,1	248,2	2.025,8		
OFERTA BRUTA	1.851,9	2,7	381,0	426,5	54,7	54,7	2.716,8	49,8	49,8	249,6	12,8	6,4	137,9	44,4	460,2	696,9	16,1	81,1	26,0	8,2	4,7	1,1	295,5	2.090,7		2.701,9
CONSUMO NETO TOTAL		2,7		424,4	35,6	35,6	462,7	49,6	49,6	248,6		6,4	137,3	21,1	441,5	444,5		80,8	22,1	8,2	4,7	1,1	248,2	1.714,1		2.176,8
consumo propio																44,4			22,1	0,0			9,2	75,7		75,7
CONSUMO FINAL TOTAL		2,7		424,4	35,6	35,6	462,7	49,6	49,6	248,6		6,4	137,3	21,1	441,5	400,1		80,8		8,2	4,7	1,1	239,0	1.638,4		2.101,1
consumo final no energético																		80,8				1,1		81,9		81,9
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		2,7		424,4	35,6	35,6	462,7	49,6	49,6	248,6		6,4	137,3	21,1	441,5	400,1				8,2	4,7		239,0	1.556,5		2.019,2
residencial				318,3			318,3	48,2	48,2				115,6	2,5	10,6	1,9				4,5			100,1	283,4		601,7
comercial/servicios/sector público				26,1			26,1							0,8	14,2	11,3				2,7			44,1	73,1		99,2
transporte										235,4	6,4	15,6	14,4	243,8	34,0								1,5	551,1		551,1
industrial		2,7		80,0	35,6	35,6	118,3	1,4	1,4	4,7		3,2	3,4	11,4	352,9				1,0	4,7		93,3	476,0		594,3	
agro/pesca/minería															160,1									160,4		160,4
no identificado																								12,5		12,5

1985 ktep	energía primaria						energía secundaria														pérdidas transfor.	total				
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	supergrás	glp	gasolina a automot.	nafta liviana	gasolina a aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel			gas manuf.	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad
producción			546,3	503,4	75,3	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	-19,1	-185,6																			
ajustes																										
OFERTA	1.125,4	0,3	379,8	503,4	56,2	56,2	2.065,1																			
refinerías	-1.125,4						-1.125,4	52,4	52,4	187,6	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
centrales eléctricas servicio público			-379,8				-379,8																	342,5	310,9	-68,9
centrales eléctricas autoproducción				-5,0	-10,0	-10,0	-15,0																	6,8	-9,3	-24,3
carboneras				-4,1			-4,1																		2,3	-1,8
plantas de gas										-13,7											9,4				-4,3	-4,3
coquerías																		-0,8							0,5	-0,3
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.125,4		-379,8	-9,1	-10,0	-10,0	-1.524,3	52,4	52,4	187,6	-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
producción								52,4	52,4	187,6	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	
importación											2,0															50,6
exportación																										-11,8
pérdidas											-1,3	0,0	-0,2	-0,4	-0,2	-0,2	-1,5	-0,8								-60,4
variación inventario								2,2	2,2	4,4	2,6	0,6	7,3	0,6	0,2	45,2	25,9	0,0	3,9			0,0				92,9
no utilizada								-4,7	-4,7									-7,6		-3,2						-15,5
ajustes								-0,1	-0,1																	-0,3
OFERTA								49,8	49,8	190,7	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	
OFERTA BRUTA	1.125,4	0,3	546,3	503,4	75,3	75,3	2.250,7	54,5	54,5	192,0	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
CONSUMO NETO TOTAL		0,3		494,3	46,2	46,2	540,8	49,8	49,8	190,7		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
consumo propio																	28,2			12,6	0,0			6,0	46,8	46,8
CONSUMO FINAL TOTAL		0,3		494,3	46,2	46,2	540,8	49,8	49,8	190,7		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
consumo final no energético																			42,9				0,8		43,7	43,7
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,3		494,3	46,2	46,2	540,8	49,8	49,8	190,7		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
residencial				354,3			354,3	47,9	47,9				56,2		2,5	4,3	10,7				5,0		0,3	121,4	248,3	602,6
comercial/servicios/sector público				3,8			3,8						0,6			14,9	11,8				3,2			50,2	80,7	84,5
transporte										182,0		3,5	7,5	5,0	210,1	33,9								1,5	443,5	443,5
industrial		0,3		136,2	46,2	46,2	182,7	1,9	1,9	1,0			0,3		2,1	7,5	155,5			1,0	0,9	1,2	98,0	269,4	452,1	
agro/pesca/minería										6,3						143,0									149,3	149,3
no identificado										1,4						1,3									2,7	2,7

1990 ktep	energía primaria						energía secundaria																pérdidas transfer.	total		
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	supergrás	glp	gasolina automot.	nafta liviana	gasolina aviación	queroseno	turbo comb.	diesel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel	gas manuf.	coque de carbón			carbón vegetal	electricidad
producción			751,2	482,5	75,8	75,8	1.309,5																			
importación	1.177,9	0,4					1.178,3																			
exportación																										
pérdidas																										
variación inventario	82,1	0,0					82,1																			
no utilizada			-240,1		-12,3	-12,3	-252,4																			
ajustes																										
OFERTA	1.260,0	0,4	511,1	482,5	63,5	63,5	2.317,5																			
refinerías	-1.260,0						-1.260,0	72,2	72,2	227,0	16,1	1,3	51,7	23,6	21,7	380,3	330,4	11,9	36,7	19,5					1.192,4	-67,6
centrales eléctricas servicio público			-511,1				-511,1									-0,2	-5,3	-87,0						473,2	380,7	-130,4
centrales eléctricas autoproducción					-6,1	-5,1	-11,2									0,0	-0,1	-6,9							0,3	-10,9
carboneras					-5,2		-5,2																3,1		3,1	-2,1
plantas de gas											-16,7									11,4					-5,3	-5,3
coquerías																		0,0			0,0				0,0	0,0
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.260,0		-511,1	-11,3	-5,1	-5,1	-1.787,5	72,2	72,2	227,0	-0,6	1,3	51,7	23,6	21,5	374,9	236,5	11,9	36,7	19,5	11,4	0,0	3,1	480,5	1.571,2	-216,3
producción								72,2	72,2	227,0	16,1	1,3	51,7	23,6	21,7	380,3	330,4	11,9	36,7	19,5	11,4	0,0	3,1	480,5	1.687,4	
importación																131,0	83,2	0,2	19,3			0,3			4,4	238,4
exportación																-18,0	-11,5	-63,1	-43,6						-63,0	-199,2
pérdidas								-0,7	-0,7	-0,9	-0,1		-0,1			-0,7	-0,6				-0,8				-89,1	-93,0
variación inventario								-0,3	-0,3	9,2	0,7	1,7	0,6	2,3	-3,3	-16,3	-35,4	0,0	1,1		0,0					-39,7
no utilizada								-2,2	-2,2											-3,6						-5,8
ajustes								8,7	8,7																	7,2
OFERTA								77,7	77,7	235,3	16,7	3,0	52,2	7,9	6,9	431,2	334,1	12,1	57,0	15,9	10,6	0,3	3,1	331,3	1.595,3	
OFERTA BRUTA	1.260,0	0,4	751,2	482,5	75,8	75,8	2.569,9	80,6	80,6	236,2	16,8	3,0	52,3	7,9	6,9	431,9	334,7	12,1	57,0	19,5	11,4	0,3	3,1	420,4	1.694,1	2.576,6
CONSUMO NETO TOTAL		0,4	471,2	58,4	58,4		530,0	77,7	77,7	235,3		3,0	52,2	7,9	6,7	425,8	240,2	12,1	57,0	15,9	10,6	0,3	3,1	331,3	1.479,1	2.009,1
consumo propio																	37,6	11,9		15,9	0,0			4,0	69,4	69,4
CONSUMO FINAL TOTAL		0,4	471,2	58,4	58,4		530,0	77,7	77,7	235,3		3,0	52,2	7,9	6,7	425,8	202,6	0,2	57,0		10,6	0,3	3,1	327,3	1.409,7	1.939,7
consumo final no energético																			57,0				0,9		57,9	57,9
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,4	471,2	58,4	58,4		530,0	77,7	77,7	235,3		3,0	52,2	7,9	6,7	425,8	202,6	0,2			10,6	0,3	2,2	327,3	1.351,8	1.881,8
residencial				301,7			301,7	71,8	71,8				51,2		0,3	3,4	24,3				5,7		1,3	136,9	294,9	596,6
comercial/servicios/sector público				3,1			3,1	0,9	0,9				0,4		0,3	31,6	9,4				3,6			61,6	107,8	110,9
transporte										225,4	3,0			7,9	2,4	251,5	12,3							1,5	504,0	504,0
industrial		0,4	166,4	58,4	58,4		225,2	5,0	5,0	0,3			0,4		1,5	11,1	156,6	0,2			1,3	0,3	0,9	127,3	304,9	530,1
agro/pesca/minería										7,7			0,2		2,2	125,3									135,4	135,4
no identificado											1,9					2,9									4,8	4,8

1995 ktep	energía primaria						energía secundaria														pérdidas transfor.	total				
	petróleo	carbón mineral	hidroenergía	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	supergrás	glp	gasolina automot.	nafta liviana	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel			gas manuf.	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad
producción			624,7	461,8	84,5	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	-36,5	-64,8																			
ajustes																										
OFERTA	1.372,3	0,3	596,4	461,8	48,0	48,0	2.478,8																			
refinerías	-1.372,3						-1.372,3	46,8	46,8	283,7	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	
centrales eléctricas servicio público			-596,4				-596,4									-14,3	-84,5						536,3	437,5	-158,9	
centrales eléctricas autoproducción				-5,0	-1,8	-1,8	-6,8								0,0	-0,3	-7,0						6,0	-1,3	-8,1	
carboneras				-2,6			-2,6																1,5	1,5	-1,1	
plantas de gas																					12,2			-4,7	-4,7	
coquerías																										
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.372,3		-596,4	-7,6	-1,8	-1,8	-1.978,1	46,8	46,8	283,7	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	
producción								46,8	46,8	283,7	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		
importación								47,9	47,9	97,6	4,3	3,2	7,4	1,8	330,4	92,2	0,8	25,7			0,2	0,4	16,2	628,1		
exportación										-49,6	-0,3		-19,9	-9,4	-99,7	-271,8		-0,4					-20,0	-471,1		
pérdidas								-0,5	-0,5	-1,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,7	-0,7		-0,1		-2,0		-100,9	-106,3			
variación inventario								1,1	1,1	3,7	-1,2	-0,8	0,8	-0,8	-1,1	-12,4	40,1		-1,6					27,8		
no utilizada								-1,4	-1,4										-0,0					-1,4		
ajustes																							-0,1	-0,1		
OFERTA								93,9	93,9	334,4	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	
OFERTA BRUTA	1.372,3	0,3	624,7	461,8	84,5	84,5	2.543,6	95,8	95,8	335,4	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	
CONSUMO NETO TOTAL		0,3	454,2	46,2	46,2		500,7	93,9	93,9	334,4		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	
consumo propio								0,5	0,5				0,0		2,8	0,8	42,6	14,1	0,0	13,0	0,0			7,7	81,5	
CONSUMO FINAL TOTAL		0,3	454,2	46,2	46,2		500,7	93,4	93,4	334,4		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	
consumo final no energético		0,0		0,2	0,2		0,2			0,2			0,4			0,2			55,1			0,0	0,0		55,9	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,3	454,2	46,0	46,0		500,5	93,4	93,4	334,2		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	
residencial			301,7				301,7	91,5	91,5				33,4		2,8	6,7	24,1				5,4	1,3	199,2	364,4	666,1	
comercial/servicios/sector público			3,1				3,1	0,3	0,3				0,3		0,9	31,9	6,2				3,4		114,7	157,7	160,8	
transporte										320,6	3,2			12,0	0,6	387,5	0,8							724,7	724,7	
industrial		0,3	149,4	46,0	46,0		195,7	1,6	1,6	0,2			1,4		2,5	7,1	141,4	0,8			1,4	0,2	0,6	112,6	269,8	
agro/pesca/minería										10,7						0,0	168,5							3,3	182,5	
no identificado										2,7						4,6								7,3	7,3	

2000 ktep	energía primaria							energía secundaria														pérdidas transfor.	total					
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	supergrás	propano	glp	gasolina automot.	nafta liviana	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético			gas fuel	gas manuf.	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad
producción				907,7	403,5	94,8	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	-57,0	-276,4																				
ajustes	0,1							0,1																				
OFERTA	2.163,6	0,4	30,6	688,3	403,5	37,8	37,8	3.324,2																				
refinerías	-2.163,6							-2.163,6	83,4	9,1	92,5	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	
centrales eléctricas servicio público				-688,3				-688,3									0,0	-15,9	-117,3							649,0	515,8	-172,5
centrales eléctricas autoproducción					-0,8	-2,7	-2,7	-3,5										-0,3	-2,3							3,6	1,0	-2,5
carboneras					-1,3			-1,3																	0,7		0,7	-0,6
plantas de gas										-3,7	-3,7		-13,1												12,2		-4,6	-4,6
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.163,6			-688,3	-2,1	-2,7	-2,7	-2.856,7	83,4	5,4	88,8	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	
producción									83,4	9,1	92,5	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		
importación									30,4	11,2	41,6		3,9				229,0		0,2	9,2		0,1	0,9	114,2		399,1		
exportación												-9,0			-6,6	-72,1	-13,8	-94,5	-201,8		-31,2				-81,0		-510,0	
búnker internacional																												
pérdidas									-1,2	-0,8	-2,0	-2,3	-0,2			-0,4	-1,7	-1,0				-1,3			-120,9		-129,8	
variación inventario									2,0	0,1	2,1	-11,5	-5,0	-0,6	-0,4	2,5	-1,9	-0,1	-29,0		4,3						-39,6	
no utilizada																												
ajustes									-0,1		-0,1						0,1					-0,1			-3,6		-3,7	
OFERTA									114,5	19,6	134,1	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	
OFERTA BRUTA	2.168,9	0,4	30,6	907,7	403,5	94,8	94,8	3.605,9	115,7	20,4	136,1	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	
CONSUMO NETO TOTAL		0,4	30,6	401,4	35,1	35,1		467,5	114,5	15,9	130,4	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	
consumo propio			0,4					0,4	0,6	0,0	0,6	0,0			0,0		0,0	1,2	38,4	16,9	0,0	38,3	0,0			9,1	104,5	
CONSUMO FINAL TOTAL		0,4	30,2	401,4	35,1	35,1		467,1	113,9	15,9	129,8	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	
consumo final no energético		0,0			0,1	0,1		0,1	0,0	0,0	0,3				0,4			0,1			66,9					67,7	67,8	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,4	30,2	401,4	35,0	35,0		467,0	113,9	15,9	129,8	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	
residencial			0,1	301,7				301,8	112,4	2,6	115,0				20,4		2,3	3,1	25,3			6,4		1,3	248,9	422,7	724,5	
comercial/servicios/sector público			0,0	3,1				3,1	0,2	1,7	1,9				0,2		0,9	31,3	10,3			3,5			148,8	196,9	200,0	
transporte											306,5	3,3			4,7		0,0	517,5	0,3							832,3	832,3	
industrial		0,4	30,1	96,6	35,0	35,0		162,1	1,3	11,6	12,9	0,2			1,4		0,7	7,3	176,5	0,2		0,9	0,1	0,3	137,1	337,6	499,7	
agro/pesca/minería												10,5						172,4								17,4	200,3	200,3
no identificado												2,6														2,6	2,6	2,6

2005 ktep	energía primaria						total	energía secundaria														total	pérdidas transfor.	total				
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	leña	residuos biomasa		otra biomasa	supergas	propano	glp	gasolina automot.	nafta liviana	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético				gas fuel	gas manuf.	coque de carbón	carbón vegetal
producción			831,7	444,7	101,6	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	-58,0	-242,5																					
ajustes																												
OFERTA	2.167,4	0,9	78,4	647,2	444,7	43,6	43,6	3.382,2																				
refinerías	-2.167,4						-2.167,4	89,2	10,2	99,4	469,4	0,2	9,2	42,7	16,4	809,5	486,8	29,7	12,6	72,6					657,1	2.048,5	-118,9	
centrales eléctricas servicio público				-647,2			-647,2										-84,0	-165,0							657,1	408,1	-239,1	
centrales eléctricas autoproducción			-0,6		-0,8	-2,0	-2,0	-3,4								-0,3	-0,3							3,6	3,0	-0,4		
plantas de gas											-0,1									0,0					-0,1	-0,1		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.167,4	-0,6	-647,2	-0,8	-2,0	-2,0	-2.818,0	89,2	10,2	99,4	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			
producción								89,2	10,2	99,4	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					
importación								0,1	2,4	2,5	76,1	2,0				139,6	100,5	0,6	44,1		1,0	0,6	136,3	503,3				
exportación								-2,0	-4,8	-6,8	-311,0				-42,2	-13,1	-126,7	-264,8				0,0	-72,3	-837,5				
pérdidas								-0,2	-0,2	-0,7	0,0	0,0			0,0				-0,6				-154,1	-157,3				
variación inventario								2,0	-0,3	1,7	-9,6	0,1	0,0	-0,4	1,0	-1,9	-3,4	15,4	23,1	-1,3				24,7				
no utilizada																												
ajustes								0,1	-0,1						-0,1								-0,4	-0,5				
OFERTA								89,4	7,2	96,6	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		
OFERTA BRUTA	2.167,4	0,9	89,3	831,7	444,7	101,6	101,6	3.635,6	89,4	7,4	96,8	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
CONSUMO NETO TOTAL		0,9	77,8	443,9	41,6	41,6	564,2	89,4	7,2	96,6	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	
consumo propio			4,3				4,3				0,0		0,0			1,3	27,3	29,7		72,6				13,5	144,4	148,7		
CONSUMO FINAL TOTAL		0,9	73,5	443,9	41,6	41,6	559,9	89,4	7,2	96,6	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	
consumo final no energético		0,0			0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2			0,4			0,2			54,2		0,1				55,1	55,2	55,2	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		0,9	73,5	443,9	41,5	41,5	559,8	89,4	7,2	96,6	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	
residencial			11,8		301,7		313,5	88,1	0,6	88,7			7,4		0,8	0,1	24,6				0,0		0,6	231,6	353,8	667,3		
comercial/servicios/sector público			10,1		3,1		13,2	0,2	2,6	2,8				0,1		0,3	25,1	7,3			0,0			158,6	194,2	207,4		
transporte										214,6		2,2			1,4	0,1	529,9							748,2	748,2	748,2		
industrial		0,9	51,6		139,1	41,5	41,5	233,1	1,1	4,0	5,1	0,2		0,9		0,2	8,0	111,7	23,7		0,0	0,9		146,1	296,8	529,9		
agro/pesca/minería										7,4						170,1								20,4	197,9	197,9		
no identificado										1,8														1,8	1,8	1,8	1,8	

2006 ktep	energía primaria							energía secundaria														pérdidas transfor.	total				
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	superlags	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel			coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total
producción				341,3	497,8	110,1	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	-58,4	-59,7																			
ajustes																											
OFERTA	1.922,2	1,2	90,5	340,0	497,8	51,7	51,7	2.903,4																			
refinerías	-1.922,2							-1.922,2	75,8	8,9	84,7	411,4	0,2	8,6	55,3	8,3	766,8	367,2	24,7	30,4	57,2			474,3	1.814,8	-107,4	
centrales eléctricas servicio público				-340,0				-340,0									-123,6	-399,3						474,3	-48,6	-388,6	
centrales eléctricas autoproducción			-0,7		-1,1	-2,5	-2,5	-4,3									-0,4	-0,3						3,5	2,8	-1,5	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.922,2	-0,7	-340,0	-1,1	-2,5	-2,5	-2,5	-2.266,5	75,8	8,9	84,7	411,4	0,2	8,6	55,3	8,3	642,8	-32,4	24,7	30,4	57,2			477,8	1.769,0	-497,5	
producción									75,8	8,9	84,7	411,4	0,2	8,6	55,3	8,3	766,8	367,2	24,7	30,4	57,2			477,8	2.292,6		
importación									15,9	4,2	20,1	64,7	2,4		4,1		250,4	341,8	53,5	23,4		1,0	0,6	248,2	1.010,2		
exportación										-5,3	-5,3	-229,4	-0,3		-56,1	-6,0	-93,1	-145,7		-1,5			0,0	-1,4	-538,8		
pérdidas										-0,3	-0,3	-0,5	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4		-3,3		-0,2				-91,6	-96,7		
variación inventario									1,2	-0,1	1,1	-9,9	0,0	-0,6	-1,5	-0,7	-44,5	-7,7	-25,3	1,6					-87,5		
no utilizada																											
ajustes												-0,1	-0,1	-0,1			0,1						0,2				
OFERTA									92,9	7,4	100,3	236,2	2,2	7,8	1,6	1,1	879,6	552,4	52,9	53,7	57,2	1,0	0,6	633,2	2.579,8		
OFERTA BRUTA	1.923,1	1,2	102,4	341,3	497,8	110,1	110,1	2.975,9	92,9	7,7	100,6	236,7	2,3	7,9	1,8	1,5	879,6	555,7	52,9	53,9	57,2	1,0	0,6	724,8	2.676,5	3.359,8	
CONSUMO NETO TOTAL		1,2	89,8	496,7	49,2	49,2	49,2	636,9	92,9	7,4	100,3	236,2	2,2	7,8	1,6	1,1	755,6	152,8	52,9	53,7	57,2	1,0	0,6	633,2	2.056,2	2.693,1	
consumo propio			5,5					5,5	0,1		0,1	0,0		0,0		0,9	35,0	24,7		57,2			9,9	127,8	133,3		
CONSUMO FINAL TOTAL		1,2	84,3	496,7	49,2	49,2	49,2	631,4	92,8	7,4	100,2	236,2	2,2	7,8	1,6	1,1	754,7	117,8	28,2	53,7		1,0	0,6	623,3	1.928,4	2.559,8	
consumo final no energético		0,0			0,1	0,1	0,1	0,1	0,0		0,0	0,2		0,4		0,2			53,7		0,1			54,6	54,7		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,2	84,3	496,7	49,1	49,1	49,1	631,3	92,8	7,4	100,2	236,0	2,2	7,4	1,6	1,1	754,5	117,8	28,2		0,9	0,6	623,3	1.873,8	2.505,1		
residencial			13,0		295,0	8,2	8,2	316,2	91,2	0,7	91,9	0,1		6,2		0,6	4,9	25,7					0,6	262,4	392,4	708,6	
comercial/servicios/sector público			11,3		19,5			30,8	0,3	2,9	3,2	0,4		0,1		0,2	5,8	7,2					190,9	207,8	238,6		
transporte												230,6	2,2		1,6	0,1	586,6	0,0						821,1	821,1		
industrial		1,2	60,0		152,7	40,9	40,9	254,8	1,3	3,8	5,1	0,3		1,1		0,2	12,4	84,9	28,2		0,9		147,1	280,2	535,0		
agro/pesca/minería					29,5			29,5				2,9					144,8						22,9	170,6	200,1		
no identificado												1,7												1,7	1,7		

2007 ktep	energía primaria							energía secundaria													pérdidas transfer.	total					
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	superpérgas	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético			gas fuel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total
producción				967,8	514,5	155,6	155,6	1.637,9																			
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	-58,5	-251,8																			
ajustes				0,1				0,1																			
OFERTA	1.651,8	1,5	84,2	774,6	514,5	97,1	97,1	3.123,7																			
refinerías	-1.651,8							-1.651,8	63,3	7,9	71,2	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		
centrales eléctricas servicio público				-774,6		-2,3	-2,3	-776,9									-139,6	-172,2					796,2		484,4	-292,5	
centrales eléctricas autoproducción			-0,5		-0,9	-12,1	-12,1	-13,5									-0,5	-1,0					10,4		8,9	-4,6	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.651,8		-0,5	-774,6	-0,9	-14,4	-14,4	-2.442,2	63,3	7,9	71,2	367,9	0,2	9,7	63,3	5,8	502,8	181,7	25,1	55,9	33,4		806,6		2.123,6	-318,6	
producción									63,3	7,9	71,2	367,9	0,2	9,7	63,3	5,8	642,9	354,9	25,1	55,9	33,4		806,6		2.436,9		
importación									38,9	8,1	47,0	45,6	3,0		9,8		409,4	201,0	23,6	21,1		1,2	0,1	67,8		829,6	
exportación										-4,1	-4,1	-180,5			-68,0	-6,1	-116,2	-217,6		-0,5			-84,0		-677,0		
pérdidas										-0,3	-0,3	-0,9		-0,3	-0,2	-0,2	-29,1	-0,8		-0,1			-101,5		-133,4		
variación inventario									0,6	-0,6	0,0	29,8	-0,5	-0,8	-3,1	1,9	21,9	2,1	6,5	-1,9					55,9		
no utilizada																											
ajustes									0,1		0,1					0,1	-0,1			-0,1			0,7		0,7		
OFERTA									102,9	11,0	113,9	261,9	2,7	8,6	1,9	1,3	928,9	339,6	55,2	74,4	33,4	1,2	0,1	689,6		2.512,7	
OFERTA BRUTA	1.652,6	1,5	94,7	967,9	514,5	155,6	155,6	3.386,8	102,9	11,3	114,2	262,8	2,7	8,9	2,1	1,5	958,0	340,4	55,2	74,5	33,4	1,2	0,1	791,1		2.646,1	
CONSUMO NETO TOTAL		1,5	83,7		513,6	82,7	82,7	681,5	102,9	11,0	113,9	261,9	2,7	8,6	1,9	1,3	788,8	166,4	55,2	74,4	33,4	1,2	0,1	689,6		2.199,4	
consumo propio			4,4					4,4	0,6		0,6	0,1		0,0			1,1	27,8	25,1	0,0	33,4			11,0		99,1	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,5	79,3		513,6	82,7	82,7	677,1	102,3	11,0	113,3	261,8	2,7	8,6	1,9	1,3	787,7	138,6	30,1	74,4		1,2	0,1	678,6		2.100,3	
consumo final no energético		0,0							0,0		0,0	0,2		0,4			0,2			74,4		0,1			75,3		75,3
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,5	79,3		513,6	82,7	82,7	677,1	102,3	11,0	113,3	261,6	2,7	8,2	1,9	1,3	787,5	138,6	30,1			1,1	0,1	678,6		2.025,0	
residencial			16,1		295,0	8,2	8,2	319,3	100,9	0,9	101,8	0,2		7,3		0,7	5,1	29,8					0,1	283,9		428,9	
comercial/servicios/sector público			13,2		19,5			32,7	0,3	3,4	3,7	0,5		0,1		0,3	5,2	7,3						209,9		227,0	
transporte												255,6	2,7		1,9	0,0	619,0									879,2	
industrial		1,5	50,0		169,6	74,5	74,5	295,6	1,1	6,7	7,8	0,3		0,8		0,3	14,0	101,5	30,1			1,1		162,6		318,5	
agro/pesca/minería					29,5			29,5				3,2					144,2							22,2		169,6	
no identificado												1,8													1,8		1,8

2008 ktep	energía primaria								energía secundaria														pérdidas transfor.	total			
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	supergás	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel			coque de carbón	carbón vegetal	electricidad
producción				484,3	0,6	480,8	562,7	562,7	1.528,4																		
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					-43,8																		
ajustes																											
OFERTA	2.267,5	1,3	74,9	440,5	0,6	480,8	562,7	562,7	3.828,3																		
refinerías	-2.267,5								-2.267,5	90,5	12,0	102,5	449,0		6,7	66,6	4,8	826,9	508,9	32,4	63,9	37,1			2.098,8	-168,7	
centrales eléctricas servicio público			-1,2	-440,5	-0,2		-15,9	-15,9	-457,8									-536,4	-315,0					690,6		-160,8	-618,6
centrales eléctricas autoproducción			-0,2		-0,4	-0,8	-85,5	-85,5	-86,9									-0,4	-1,5					63,6		61,7	-25,2
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.267,5		-1,4	-440,5	-0,6	-0,8	-101,4	-101,4	-2.812,2	90,5	12,0	102,5	449,0		6,7	66,6	4,8	290,1	192,4	32,4	63,9	37,1		754,2	1.999,7	-812,5	
producción										90,5	12,0	102,5	449,0		6,7	66,6	4,8	826,9	508,9	32,4	63,9	37,1		754,2	2.853,0		
importación										3,7	2,1	5,8	118,7	3,2				604,8	317,7	47,8	17,2		0,3	1,0	82,8	1.199,3	
exportación										-2,2	-3,6	-5,8	-256,7	-0,2	-66,1	-5,7	-109,2	-325,3			-0,4			-2,5	-771,9		
pérdidas										-0,2	-0,2	-0,2	0,0	-0,1	-0,1						-0,1			-92,6	-93,3		
variación inventario										2,6	0,2	2,8	-13,6	-0,3	1,2	1,8	1,9	8,8	9,5	-13,6	1,9				0,4		
no utilizada																											
ajustes												-0,1								0,1	-0,1		0,1	-1,4	-1,4		
OFERTA										94,6	10,5	105,1	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	
OFERTA BRUTA	2.272,5	1,3	83,2	484,3	0,6	480,8	562,7	562,7	3.885,4	94,6	10,7	105,3	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	4.311,9
CONSUMO NETO TOTAL		1,3	73,5			480,0	461,3	461,3	1.016,1	94,6	10,5	105,1	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	3.348,9
consumo propio			7,8						7,8				0,1	0,1	0,0			1,2	36,3	32,4		37,1	0,0	20,1	127,3	135,1	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,3	65,7			480,0	461,3	461,3	1.008,3	94,6	10,5	105,1	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	3.213,8
consumo final no energético										0,0		0,3		0,5				0,2			82,4		0,1	0,1	83,6	83,6	83,6
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		1,3	65,7			480,0	461,3	461,3	1.008,3	94,6	10,5	105,1	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	3.130,2	
residencial			15,0			283,5	7,6	7,6	306,1	92,9	1,1	94,0	0,2		6,0		0,6	4,7	26,9					1,0	278,2	411,6	717,7
comercial/servicios/sector público			14,8			23,1			37,9	0,3	3,8	4,1	0,5		0,1		0,2	7,8	6,5					206,5	225,7	263,6	
transporte												292,0		2,6		2,1	0,0	602,0							898,7	898,7	898,7
industrial		1,3	35,9			138,4	453,7	453,7	629,3	1,4	5,6	7,0	0,3		1,3		0,1	15,6	124,6	34,3		0,2		210,0	393,4	1.022,7	
agro/pesca/minería						35,0			35,0				3,9					163,0						25,6	192,5	227,5	227,5
no identificado													0,0												0,0	0,0	0,0

2009 ktep	energía primaria								energía secundaria														pérdidas transfer.	total				
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	otra biomasa	total	supergas	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel			coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total
producción				773,1	3,6	487,9	649,5	649,5	1.914,1																			
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					-266,2																			
ajustes																												
OFERTA	2.050,0	1,6	54,1	506,9	3,6	487,9	649,5	649,5	3.753,6																			
refinerías	-2.050,0								-2.050,0	83,1	11,4	94,5	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		
centrales eléctricas servicio público			-4,1	-506,9	-3,6		-19,4	-19,4	-534,0									-477,7	-234,8						679,7	-32,8	-566,8	
centrales eléctricas autoproducción						-0,6	-84,2	-84,2	-84,8									-0,4	-0,7						65,6	64,5	-20,3	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.050,0	-4,1	-506,9	-3,6	-0,6	-103,6	-103,6		-2.668,8	83,1	11,4	94,5	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	-688,2		
producción										83,1	11,4	94,5	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		
importación										21,8	7,7	29,5	39,3	1,8		5,8		745,1	305,5	23,3	22,0		0,3	1,3	126,3	1.300,2		
exportación											-3,2	-3,2	-143,6			-66,2	-5,3	-120,8	-374,8		-0,2				-20,9	-735,0		
pérdidas											-0,8	-0,8	-2,9	-0,1			-0,1	-0,4			-0,2				-97,7	-102,2		
variación inventario											-0,3	-0,3	-6,8	0,6	0,7	-0,7	-0,7	-10,5	-4,7	8,4	-2,0					-16,0		
no utilizada																												
ajustes											-0,1	0,1	-0,1						0,2							0,1		
OFERTA										104,5	15,2	119,7	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		
OFERTA BRUTA	2.053,3	1,6	58,3	773,1	3,6	487,9	649,5	649,5	4.027,3	104,5	16,0	120,5	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	4.576,6	
CONSUMO NETO TOTAL		1,6	50,0			487,3	545,9	545,9	1.084,8	104,5	15,2	119,7	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	3.512,4	
consumo propio			1,8						1,8				0,7					1,3	30,0	26,6					15,9	136,1	137,9	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,6	48,2			487,3	545,9	545,9	1.083,0	104,5	15,2	119,7	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	3.374,5	
consumo final no energético		1,6							1,6									0,4	1,4	0,1	69,9		0,1			72,3	73,9	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			48,2			487,3	545,9	545,9	1.081,4	104,5	15,2	119,7	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	3.300,6	
residencial			16,4			283,5	7,6	7,6	307,5	102,8	1,5	104,3	0,2		6,1		0,6	4,8	24,3					1,3	290,0	431,6	739,1	
comercial/servicios/sector público			14,9			23,1			38,0	0,5	4,4	4,9	0,6		0,6		0,2	7,5	8,3						216,4	238,5	276,5	
transporte													343,5	2,6			2,1	0,5	622,7	0,4						971,8	971,8	
industrial			16,9			145,7	538,3	538,3	700,9	1,2	9,3	10,5	0,3		1,3		0,2	14,6	123,7	31,6			0,2		206,9	389,3	1.090,2	
agro/pesca/minería						35,0			35,0										159,8							23,7	188,0	223,0
no identificado																										0,0	0,0	0,0

2010 ktep	energía primaria								energía secundaria														pérdidas transfor.	total									
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	otra biomasa	total	superpurgas	propano	glp	gasolina automat.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético			gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total		
producción				1.001,4	6,0	531,3	776,3	20,8	797,1	2.335,8																							
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	776,3	20,8	797,1	4.123,5																							
refinerías	-1.905,4									-1.905,4	66,0	11,1	77,1	447,8		8,6	76,4	5,3	713,9	448,7	22,8	41,9	58,1								1.900,6	-4,8	
centrales eléctricas servicio público			-16,9	-817,2	-6,0	-7,0	-30,5		-30,5	-877,6																					851,7	589,6	-288,0
centrales eléctricas autoproducción			-0,2			-1,6	-92,1		-92,1	-93,9																					71,3	70,4	-23,5
destilerías de biomasa									-9,0	-9,0															6,7						6,7	-2,3	
plantas de biodiésel									-11,8	-11,8																9,2					9,2	-2,6	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.905,4	-17,1	-817,2	-6,0	-8,6	-122,6	-20,8	-143,4		-2.897,7	66,0	11,1	77,1	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	-321,2		
producción											66,0	11,1	77,1	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			
importación											48,4	11,1	59,5	122,1	3,8		4,2		326,5	177,6	48,6	19,5				0,3	1,5	33,3		796,9			
exportación											-3,1	-5,4	-8,5	-188,9	-0,2		-76,6	-1,8	-111,2	-333,6		-0,1							-61,1		-782,0		
pérdidas											-1,7	-0,7	-2,4	-1,3	-0,1	-0,1			-0,5	-0,5		-3,3		-0,1	-0,1				-104,2		-112,6		
variación inventario											-1,7	0,2	-1,5	17,0	-0,9	-0,4	-2,3	-2,1	7,2	25,3	-16,0	4,7		-5,6	-1,2						24,2		
no utilizada																																	
ajustes																																	
OFERTA											107,9	16,3	124,2	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				
OFERTA BRUTA	1.907,2	2,7	64,4	1.001,4	6,0	531,3	776,3	20,8	797,1	4.310,1	109,6	17,0	126,6	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			4.349,1	
CONSUMO NETO TOTAL		2,7	46,7			522,7	653,7		653,7	1.225,8	107,9	16,3	124,2	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			3.728,7	
consumo propio			1,0							1,0				0,1					0,7	34,3	22,8		58,1				18,2	134,2			135,2		
CONSUMO FINAL TOTAL		2,7	45,7			522,7	653,7		653,7	1.224,8	107,9	16,3	124,2	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			3.593,5	
consumo final no energético		2,7								2,7				0,2		1,3						0,1	62,8					64,4			67,1		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			45,7			522,7	653,7		653,7	1.222,1	107,9	16,3	124,2	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			3.526,4	
residencial			17,2			283,5	7,6		7,6	308,3	103,9	1,8	105,7	0,2		6,7		0,6	4,9	27,3					0,0		1,5	300,5	447,4			755,7	
comercial/servicios/sector público			15,7			23,1				38,8	0,7	5,0	5,7	0,6		0,1		0,2	8,3	7,7					0,1			230,1	252,8			291,6	
transporte						390,1	2,6									1,7	0,5	629,8	0,9					0,9	6,3			1.032,8			1.032,8		
industrial			12,8			181,1	646,1		646,1	840,0	3,3	9,5	12,8	0,3		0,0		0,1	14,9	103,1	32,5				0,2	0,3	217,6	381,8			1.221,8		
agro/pesca/minería						35,0				35,0									157,6	0,9						1,3		24,5	189,5			224,5	
no identificado																													0,0			0,0	

2011 ktep	energía primaria									energía secundaria													pérdidas transfer.	total								
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	otra biomasa	total	superpés	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético			gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total	
producción				630,4	9,6	560,1	752,6	28,1	780,7	1.980,8																						
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	752,6	28,1	780,7	3.390,2																						
refinerías	-1.347,7									-1.347,7	62,2	62,2	356,9		8,4	51,9	2,8	440,1	297,2	18,6	27,1	43,9							1.309,1	-38,6		
centrales eléctricas servicio público			-19,5	-619,9	-9,6	-1,2	-36,0		-36,0	-686,2																			820,0	188,0	-498,2	
centrales eléctricas autoproducción						-0,7	-88,1		-88,1	-88,8																			69,6	68,3	-20,5	
destilerías de biomasa								-11,2	-11,2	-11,2														8,2					8,2	8,2	-3,0	
plantas de biodiésel									-16,9	-16,9															15,1				15,1	15,1	-1,8	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.347,7	-19,5	-619,9	-9,6	-1,8	-124,1	-28,1	-152,2		-2.150,7	62,2	62,2	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	-562,0			
producción											62,2	62,2	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				
importación											45,8	23,6	69,4	172,2	1,5		49,6		899,0	367,1	24,6	28,1				0,3	1,0	41,0	1.653,8			
exportación											-0,9	-1,7	-2,6	-49,8	-0,1		-94,9	-1,8	-119,7	-249,4								-1,6	-519,9			
pérdidas											-2,0	-0,5	-2,5	-3,4		-0,1	-0,4	-0,3	-0,6	-2,2		-0,3			-0,1		-110,7	-120,6				
variación inventario											2,7	-0,9	1,8	-31,0	1,0	0,3	-4,5	0,6	-47,1	32,7	11,6	0,2		-0,7	-0,5			-35,6				
no utilizada																																
ajustes												-0,1	-0,1															0,1	-0,2			
OFERTA											107,8	20,4	128,2	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			
OFERTA BRUTA	1.348,1	1,5	71,3	630,4	9,6	560,1	752,6	28,1	780,7	3.401,7	109,8	20,9	130,7	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			4.499,8
CONSUMO NETO TOTAL		1,5	51,2			558,3	628,5		628,5	1.239,5	107,8	20,4	128,2	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			3.805,7
consumo propio			1,2							1,2				0,1					2,2	20,7	18,6		43,9				18,1	103,6			104,8	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,5	50,0			558,3	628,5		628,5	1.238,3	107,8	20,4	128,2	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			3.700,9
consumo final no energético		1,5								1,5				0,2		1,4				0,1	55,1						56,8	56,8			58,3	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			50,0			558,3	628,5		628,5	1.236,8	107,8	20,4	128,2	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			3.642,6
residencial			20,6			283,5	7,6		7,6	311,7	103,6	2,0	105,6	0,3		7,1		0,4	4,8	19,3				0,1		1,0	318,2	456,8			768,5	
comercial/servicios/sector público			9,2			23,1				32,3	0,7	5,7	6,4	0,7		0,1		0,2	7,8	8,3				0,1		0,0	237,5	261,1			293,4	
transporte														437,5	2,4		1,7	0,6	628,6	0,0				7,5	11,5			1.089,8	1.089,8			1.089,8
industrial			20,2			216,7	620,9		620,9	857,8	3,5	7,8	11,3	0,3			0,1	14,1	118,9	36,1				0,3	0,3		217,2	398,6			1.256,4	
agro/pesca/minería						35,0				35,0			4,9	4,9	5,8				157,5	1,4							27,4	199,5			234,5	
no identificado														0,0														0,0	0,0			0,0

2012 ktep	energía primaria									energía secundaria														pérdidas transfor.	total						
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	otra biomasa	total	superpurgis	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbo.comb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel			bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total
producción				585,3	9,7	548,9	817,1	35,0	852,1	1.996,0																					
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	-0,2																				
OFERTA	1.949,2	1,9	50,4	529,3	9,7	548,9	817,0	34,9	851,9	3.941,3																					
refinerías	-1.949,2									-1.949,2	82,9	82,9	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	
centrales eléctricas servicio público			-1,7	-529,3	-9,6	-5,2	-66,9		-66,9	-612,7																			836,7	-85,4	-698,1
centrales eléctricas autoproducción					-0,1	-1,8	-94,3		-94,3	-96,2									-0,5	-0,2									74,5	73,8	-22,4
destilerías de biomasa								-13,9	-13,9	-13,9														10,2						10,2	-3,7
plantas de biodiésel								-21,0	-21,0	-21,0																17,1				17,1	-3,9
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.949,2	-1,7	-529,3	-9,7	-7,0	-161,2	-34,9	-196,1	-2.693,0	82,9	82,9	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	-746,5	
producción											82,9	82,9	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	
importación											25,9	27,4	53,3	85,3	3,3		22,1		678,3	397,1	32,1	22,6					0,2	1,4	63,8	1.359,5	
exportación														-85,0	-0,1		-94,8	-4,8	-122,8	-153,9							0,0	-16,7	-478,4		
pérdidas											-2,2	-0,9	-3,1	-2,3	-0,1	-0,3	-0,2		-2,8	-2,4		-0,1	-0,2	0,0				-111,1	-122,6		
variación inventario											-0,6	0,9	0,3	2,3	-0,2	-0,7	0,6	-3,5	-37,5	-25,5	4,0	-2,2		2,7	-0,3				-60,0		
no utilizada																															
ajustes											0,1		0,1									0,1			-0,1				0,9	0,9	
OFERTA											106,1	27,4	133,5	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		
OFERTA BRUTA	1.950,4	1,9	52,2	585,3	9,7	548,9	817,0	34,9	851,9	4.000,3	108,3	28,3	136,6	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	4.822,3	
CONSUMO NETO TOTAL		1,9	48,7			541,9	655,8		655,8	1.248,3	106,1	27,4	133,5	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	3.894,2	
consumo propio			1,8							1,8				0,1					0,1	1,6	28,6	23,9						24,3	135,8	137,6	
CONSUMO FINAL TOTAL		1,9	46,9			541,9	655,8		655,8	1.246,5	106,1	27,4	133,5	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	3.756,6	
consumo final no energético		1,9								1,9				0,2		1,4					0,1	64,6							66,3	68,2	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			46,9			541,9	655,8		655,8	1.244,6	106,1	27,4	133,5	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	3.688,4	
residencial			21,0			283,5	7,6		7,6	312,1	102,1	2,2	104,3	0,3		6,6		0,3	4,7	15,6				0,1		1,4	331,7	465,0	777,1		
comercial/servicios/sector público			8,1			23,1				31,2	0,5	6,8	7,3	0,8		0,1		0,2	6,9	8,3				0,2		0,0	250,4	274,2	305,4		
transporte														477,4	2,9			2,4	0,1	607,1	0,2			12,6	13,4				1.116,1	1.116,1	
industrial			17,8			200,3	648,2		648,2	866,3	3,5	11,1	14,6	0,2				0,0	15,5	114,2	36,1			0,3	0,2		213,0	394,1	1.260,4		
agro/pesca/minería						35,0				35,0			7,3	7,3	6,5					148,0	0,9							28,7	194,2	229,2	
no identificado														0,2															0,2	0,2	0,2

2013 ktep	energía primaria								energía secundaria														pérdidas transfor.	total								
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	otra biomasa	total	superpurgas	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético			gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total	
producción				837,9	12,4	558,4	862,6	56,2	918,8	2.327,5																						
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		-0,1	-0,2																						
OFERTA	2.097,9	2,2	47,5	798,3	12,4	558,4	862,5	56,2	918,7	4.435,4																						
refinerías	-2.097,9									-2.097,9	90,9	8,5	99,4	547,3		7,6	73,7		828,0	360,0	26,0	64,7	76,7							2.083,4	-14,5	
centrales eléctricas servicio público			-0,2	-798,3	-12,0	-6,3	-70,5		-70,5	-887,3																				922,7	465,6	-421,7
centrales eléctricas autoproducción					-0,4	-3,6	-101,3		-101,3	-105,3																				79,8	79,0	-26,3
destilerías de biomasa									-21,1	-21,1															14,4					14,4	-6,7	
plantas de biodiésel									-35,1	-35,1																29,3				29,3	-5,8	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.097,9	-0,2	-798,3	-12,4	-9,9	-171,8	-56,2	-228,0		-3.146,7	90,9	8,5	99,4	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		
producción											90,9	8,5	99,4	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	
importación											21,3	27,7	49,0	15,7		3,1			324,9	171,7	24,6	25,7				0,2	1,4				616,3	
exportación																																
búnker internacional																																
pérdidas																																
variación inventario																																
no utilizada																																
ajustes																																
OFERTA											110,0	35,1	145,1	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		
OFERTA BRUTA	2.099,9	2,2	48,7	837,9	12,4	558,4	862,5	56,2	918,7	4.478,2	110,7	36,1	146,8	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		
CONSUMO NETO TOTAL		2,2	47,3			548,5	690,7		690,7	1.288,7	110,0	35,1	145,1	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		
consumo propio			0,7							0,7				0,1							3,7	34,0	26,0		65,5				27,9	157,2		
CONSUMO FINAL TOTAL		2,2	46,6			548,5	690,7		690,7	1.288,0	110,0	35,1	145,1	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		
consumo final no energético		2,2								2,2				0,1		1,4						0,0	90,0							91,5		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			46,6			548,5	690,7		690,7	1.285,8	110,0	35,1	145,1	519,3		2,9	6,4	2,9	0,0	801,7	166,3	36,0			15,8	28,0	0,2	1,4	847,2	2.573,2		
residencial			22,6			283,5	7,6		7,6	313,7	108,2	2,5	110,7	0,3		6,3		0,0	4,7	15,4					0,2	1,4		340,5	479,5			
comercial/servicios/sector público			10,7			22,1				32,8	0,3	7,6	7,9	0,9		0,1		0,0	6,9	8,1					0,2	0,0		254,0	278,1			
transporte														510,7		2,9		2,9		627,4	0,6				15,8	22,3			1.182,6	1.182,6		
industrial			13,3			207,9	683,1		683,1	904,3	1,5	15,6	17,1	0,2				0,0	15,9	141,3	36,0				0,6	0,2		226,0	437,3			
agro/pesca/minería						35,0				35,0		9,4	9,4	7,0					146,8	0,9					4,7			26,7	195,5			
no identificado														0,2															0,2	0,2		

APERTURA SECTORIAL

2013 ktep	energía primaria							energía secundaria														pérdidas transfor.	total						
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	leña	residuos biomasa	biocombustibles	otra biomasa	total	superpés	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo			no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		46,6		548,5	690,7	690,7	1.285,8		110,0	35,1	145,1	519,3	2,9	6,4	2,9	0,0	801,7	166,3	36,0			15,8	28,0	0,2	1,4	847,2	2.573,2		3.859,0
residencial		22,6		283,5	7,6	7,6	313,7		108,2	2,5	110,7	0,3		6,3		0,0	4,7	15,4						0,2	1,4	340,5	479,5		793,2
Montevideo		20,5		55,5			76,0				50,7			2,0													144,6		
interior		2,1		228,0	7,6	7,6	237,7				60,0			4,3													195,9		
comercial/servicios/sector público		10,7		22,1			32,8		0,3	7,6	7,9	0,9		0,1		0,0	6,9	8,1						0,2	0,0	254,0	278,1		310,9
alumbrado público																											23,0		
sector público				2,1			2,1										2,8	1,6									17,8		
electricidad, gas y agua				0,1			0,1										0,0	0,1									21,9		
resto		10,7		19,9			30,6										4,1	6,4							0,0	191,3			
transporte											510,7	2,9		2,9			627,4	0,6				15,8	22,3				1.182,6		1.182,6
carretero											510,7						613,7					15,8	22,2				1.162,4		1.162,4
ferroviario																	2,6							0,1		2,7		2,7	
aéreo													2,9	2,9												5,8		5,8	
marítimo y fluvial																	11,1	0,6								11,7		11,7	
industrial		13,3		207,9	683,1	683,1	904,3		1,5	15,6	17,1	0,2				0,0	15,9	141,3	36,0			0,6	0,2			226,0	437,3		1.341,6
frigoríficos		0,8		47,6	0,0	0,0	48,4		0,1	0,4	0,5						1,6	3,3								24,3			
lácteos				33,0			33,0		0,0	0,6	0,6						0,5	16,7								9,8			
molinos				16,7	5,6	5,6	22,3		0,1	0,1	0,2						0,3									8,6			
otras alimenticias		5,6		18,9	88,3	88,3	112,8		0,7	3,8	4,5						1,6	6,8								15,3			
bebidas y tabaco		0,2		17,5	4,4	4,4	22,1		0,0	0,3	0,3						0,3	4,4								8,1			
textiles		0,3		5,9			6,2		0,0	0,1	0,1						0,8	1,6								3,6			
cuero		1,9		10,1			12,0		0,0	0,0	0,0						0,4	1,0								4,9			
madera				1,8	61,2	61,2	63,0		0,0	0,4	0,4						2,4									8,6			
papel y celulosa		1,2		38,8	517,2	517,2	557,2		0,2	2,6	2,8						0,9	62,6								83,8			
química, caucho y plástico		0,7		6,1			6,8		0,1	3,0	3,1						0,7	6,7								33,0			
cemento		2,2		7,9	6,2	6,2	16,3		0,0	0,0	0,0						1,5	26,4	36,0							8,3			
otras manufactureras y construcción		0,4		3,6	0,2	0,2	4,2		0,3	4,3	4,6						4,9	11,8					0,2			17,7			
agro/pesca/minería				35,0			35,0		9,4	9,4	7,0						146,8	0,9				4,7				26,7	195,5		230,5
agro y minería				35,0			35,0		9,4	9,4	3,5						129,8					4,7				26,2	173,6		208,6
pesca											3,5						17,0	0,9								0,5	21,9		21,9
no identificado												0,2														0,2		0,2	

2014 ktep	energía primaria										energía secundaria													pérdidas transfor.	total							
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	otra biomasa	total	supergrás	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético			gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total
producción				1.273,6	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	1.200,2	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	1.200,2	4.796,9																					
refinerías	-1.980,7										-1.980,7	83,7	3,9	87,6	493,1		6,8	86,5		773,7	344,5	25,9	47,0	66,0						1.931,1	-49,6	
centrales eléctricas servicio público			-0,2	-964,9	-62,6	-0,2	0,0	-88,4	-88,4		-1.116,3																			1.008,6	837,7	-278,6
centrales eléctricas autoproducción				-0,4	-0,1	-2,0	-137,7	-137,7			-140,2																			110,1	105,1	-35,1
destilerías de biomasa								-29,5	-29,5		-29,5														21,6					21,6	-7,9	
plantas de biodiésel								-43,7	-43,7		-43,7															37,6				37,6	-6,1	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.980,7	-0,2	-964,9	-63,0	-0,3	-2,0	-226,1	-73,2	-299,3	-3.310,4	83,7	3,9	87,6	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		
producción												83,7	3,9	87,6	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		
importación												18,8	29,4	48,2	52,7	3,1				201,8	102,8	75,7	26,1				0,1	1,6		512,1		
exportación														-23,6																-108,9	-132,9	
búnker internacional																-0,5	-80,6			-110,7	-102,3									-294,1		
pérdidas													-0,7	-0,7	0,0	0,0	-0,1	-0,7	-0,4		-3,5	-0,3	-0,6	-0,4					-107,7	-114,4		
variación inventario												1,6	0,1	1,7	28,8	-0,1	0,0	-2,9	0,4	-27,1	-9,4	-30,8	-2,1		-3,5	-2,4				-47,4		
no utilizada																									-4,9						-4,9	
ajustes													0,1	0,1			-0,1						0,1	-0,1					0,3	0,3		
OFERTA												104,1	32,8	136,9	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		
OFERTA BRUTA	1.988,5	1,7	44,9	1.273,6	63,0	2,9	538,6	1.127,0	73,2	1.200,2	5.113,4	104,1	33,5	137,6	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	
CONSUMO NETO TOTAL		1,7	44,7			2,6	536,6	900,9	900,9		1.486,5	104,1	32,8	136,9	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	
consumo propio			1,9								1,9	1,1	1,1	0,1					1,6	43,1	25,9		60,5					31,1	163,4	165,3		
CONSUMO FINAL TOTAL		1,7	42,8			2,6	536,6	900,9	900,9		1.484,6	103,0	32,8	135,8	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	4.173,0		
consumo final no energético		1,7									1,7			0,1		1,5					1,0	70,4							73,0	74,7		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			42,8			2,6	536,6	900,9	900,9		1.482,9	103,0	32,8	135,8	550,8	2,5	5,2	2,2		766,8	182,4	43,9		17,6	35,2	0,1	1,6	871,3	2.615,4	4.098,3		
residencial			20,3			2,2	283,5	7,6	7,6		313,6	100,1	2,2	102,3	0,3		5,1			4,6	12,4			0,2	1,6	346,3		472,8	786,4			
comercial/servicios/sector público			10,3			0,4	22,1				32,8	0,3	5,9	6,2	0,9		0,1			6,9	6,7			0,3	0,0	251,5		272,6	305,4			
transporte														543,4		2,5		2,2		597,7	1,3			17,6	28,0				1.192,7	1.192,7		
industrial			12,2			0,0	196,0	893,3	893,3		1.101,5	2,6	15,6	18,2	0,2				16,2	161,0	43,9			0,8	0,1		249,9	490,3	1.591,8			
agro/pesca/minería							35,0				35,0		9,1	9,1	5,7				141,4	1,0				5,9			23,6	186,7	221,7			
no identificado															0,3														0,3	0,3		

APERTURA SECTORIAL

2014 ktep	energía primaria							energía secundaria														total	pérdidas transfor.	total						
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	otra biomasa	total	superpérgas	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	diésel oil	gasoil	fueloil				coque de petróleo	no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO		42,8		2,6	536,6	900,9	900,9	1.482,9			103,0	32,8	135,8	550,8	2,5	5,2	2,2	766,8	182,4	43,9				17,6	35,2	0,1	1,6	871,3	2.615,4	4.098,3
residencial		20,3		2,2	283,5	7,6	7,6	313,6			100,1	2,2	102,3	0,3		5,1		4,6	12,4						0,2	1,6	346,3	472,8	786,4	
Montevideo		18,4			55,5			73,9					46,9		1,5													145,6		
interior		1,9			228,0	7,6	7,6	237,5					55,4		3,6													200,7		
comercial/servicios/sector público		10,3		0,4	22,1			32,8			0,3	5,9	6,2	0,9		0,1		6,9	6,7						0,3	0,0	251,5	272,6	305,4	
alumbrado público																											22,2			
sector público						2,1		2,1				2,8	3,1					2,9	1,6								17,6			
electricidad, gas y agua						0,1		0,1				0,0	0,0					0,0	0,1								19,8			
resto		10,3			19,9			30,2				3,1	3,1					4,0	5,0							0,0	191,9			
transporte													543,4	2,5		2,2		597,7	1,3				17,6	28,0				1.192,7	1.192,7	
carretero													543,4					584,0					17,6	27,9				1.172,9	1.172,9	
ferroviario																		2,2							0,1		2,3		2,3	
aéreo															2,5	2,2											4,7		4,7	
marítimo y fluvial																		11,5	1,3								12,8		12,8	
industrial		12,2		0,0	196,0	893,3	893,3	1.101,5			2,6	15,6	18,2	0,2				16,2	161,0	43,9			0,8	0,1			249,9	490,3	1.591,8	
frigoríficos		0,1			52,8	3,6	3,6	56,5			0,1	0,5	0,6					0,7	5,4								24,1			
lácteos		0,1			26,5			26,6			0,0	0,7	0,7					0,5	11,1								10,1			
molinos					17,9	32,6	32,6	50,5			0,2	0,1	0,3					0,7									8,4			
otras alimenticias		5,6			22,1	45,8	45,8	73,5			0,8	4,2	5,0					1,7	6,9								20,8			
bebidas y tabaco		0,2			23,0	4,4	4,4	27,6			0,2	0,4	0,6					0,5	0,0								13,1			
textiles		0,2			4,7			4,9			0,0	0,1	0,1					0,3	2,2								4,1			
cuero		0,9			7,9			8,8			0,0	0,0	0,0					0,3	0,8								3,6			
madera					2,0	93,4	93,4	95,4			0,0	0,3	0,3					2,3									8,5			
papel y celulosa		0,9			25,0	709,4	709,4	735,3			0,2	1,9	2,1					0,2	98,1								75,5			
química, caucho y plástico		1,4			4,3	0,0	0,0	5,7			0,2	2,0	2,2					1,0	12,6								49,1			
cemento		2,0			5,7	3,4	3,4	11,1			0,0	0,0	0,0					1,4	12,7	43,9							8,5			
otras manufactureras y construcción		0,8			4,1	0,7	0,7	5,6			0,9	5,4	6,3					6,6	11,2						0,1		24,1			
agro/pesca/minería					35,0			35,0			9,1	9,1	5,7					141,4	1,0				5,9				23,6	186,7	221,7	
agro y minería					35,0			35,0			9,1	9,1	3,7					124,1					5,9				23,1	165,9	200,9	
pesca													2,0					17,3	1,0								0,5	20,8	20,8	
no identificado													0,3														0,3		0,3	

2015 ktep	energía primaria										energía secundaria													pérdidas transfor.	total							
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	otra biomasa	total	superpurgas	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	gasoil	fueloil	coque de petróleo	no energético	gas fuel			bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad	total	
producción				1.124,6	177,6	7,1	522,3	1.441,5	115,3	1.556,8	3.388,4																					
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								-0,1																					
OFERTA	1.918,7	2,3	45,7	814,0	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	1.556,7	5.044,4																					
refinerías	-1.918,7										-1.918,7	87,3	0,3	87,6	510,7		6,1	97,3	760,7	304,6	29,9	50,8	67,3						1.915,0		-3,7	
centrales eléctricas servicio público			0,0	-814,0	-177,0	-4,0	-2,7	-107,3		-107,3	-1.105,0																		1.043,0		819,3	-285,7
centrales eléctricas autoproducción					-0,6	-0,2	-2,1	-176,5		-176,5	-179,4																		137,9		135,2	-44,2
destilerías de biomasa									-55,1	-55,1	-55,1													36,2					36,2		-18,9	
plantas de biodiésel									-60,2	-60,2	-60,2															47,8			47,8		-12,4	
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-1.918,7		0,0	-814,0	-177,6	-4,2	-4,8	-283,8	-115,3	-399,1	-3.318,4	87,3	0,3	87,6	510,7		6,1	97,3	581,8	257,1	29,9	50,8	67,3	36,2	47,8		1.180,9	2.953,5		-364,9		
producción												87,3	0,3	87,6	510,7		6,1	97,3	760,7	304,6	29,9	50,8	67,3	36,2	47,8		1.180,9	3.179,9				
importación												19,0	24,7	43,7	55,9	3,0			254,0	8,1	53,2	24,5				0,1	1,5	0,2	444,2			
exportación																																
búnker internacional																-0,1		-95,3	-95,3	-81,3												
pérdidas												-0,6	-0,4	-1,0	-0,2	-0,1	-0,2	-0,3	-4,1	-7,0		-0,2		-0,6								
variación inventario												-0,1	0,6	0,5	9,4	-0,4	0,2	0,9	17,3	36,9	-5,6	0,4		-4,6	0,0							
no utilizada																																
ajustes													0,1	0,1	0,2	0,1		0,1	0,1						0,1	0,1						
OFERTA												105,6	25,3	130,9	576,0	2,5	6,1	2,7	932,7	261,3	77,5	75,3	63,2	31,0	47,8	0,1	1,5	939,3	3.147,9			
OFERTA BRUTA	1.920,2	2,3	45,7	1.124,6	177,6	7,1	522,3	1.441,4	115,3	1.556,7	5.356,5	106,2	25,7	131,9	576,2	2,6	6,3	3,0	936,8	268,3	77,5	75,5	67,3	31,6	47,8	0,1	1,5	1.067,4	3.293,8		5.470,4	
CONSUMO NETO TOTAL		2,3	45,7			2,9	517,5	1.157,6		1.157,6	1.726,0	105,6	25,3	130,9	576,0	2,5	6,1	2,7	753,8	213,8	77,5	75,3	63,2	31,0	47,8	0,1	1,5	939,3	2.921,5		4.647,5	
consumo propio			2,0								2,0	0,8		0,8	0,1				1,9	37,3	29,9	0,0	63,2				33,1	166,3		168,3		
CONSUMO FINAL TOTAL		2,3	43,7			2,9	517,5	1.157,6		1.157,6	1.724,0	104,8	25,3	130,1	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		4.479,2	
consumo final no energético		2,3									2,3			0,1			1,7				0,6	75,3						77,7		80,0		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			43,7			2,9	517,5	1.157,6		1.157,6	1.721,7	104,8	25,3	130,1	575,8	2,5	4,4	2,7	751,9	176,5	47,0			31,0	47,8	0,1	1,5	906,2	2.677,5		4.399,2	
residencial			21,2			2,5	283,5	7,6		7,6	314,8	99,6	2,0	101,6	0,3		4,3		4,5	12,0				0,3	1,5	357,0	481,5		796,3			
comercial/servicios/sector público			10,8			0,4	22,1				33,3	0,3	5,5	5,8	1,0		0,1		5,8	6,6				0,4	0,0	246,3	266,0		299,3			
transporte														567,9	2,5		2,7	592,1	0,8					31,0	38,2			1.235,2		1.235,2		
industrial			11,7			0,0	176,9	1.150,0		1.150,0	1.338,6	4,9	12,4	17,3	0,3				13,7	155,5	47,0			0,9	0,1		279,5	514,3		1.852,9		
agro/pesca/minería							35,0				35,0		5,4	5,4	6,3				135,8	1,6				8,0			23,4	180,5		215,5		
no identificado																																

APERTURA SECTORIAL

2015 ktep	energía primaria							energía secundaria														pérdidas transfer.	total							
	petróleo	carbón mineral	gas natural	hidroenergía	eólica	solar	leña	residuos biomasa	biocombustibles	otra biomasa	total	supergás	propano	glp	gasolina automot.	gasolina aviación	queroseno	turbocomb.	gasoil	fueloil	coque de petróleo			no energético	gas fuel	bioetanol	biodiésel	coque de carbón	carbón vegetal	electricidad
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			43,7			2,9	517,5	1.157,6		1.157,6	1.721,7	104,8	25,3	130,1	575,8	2,5	4,4	2,7	751,9	176,5	47,0			31,0	47,8	0,1	1,5	906,2	2.677,5	4.399,2
residencial			21,2			2,5	283,5	7,6		7,6	314,8	99,6	2,0	101,6	0,3		4,3		4,5	12,0					0,3	1,5	357,0	481,5	796,3	
Montevideo			19,2				55,5				74,7			46,6			1,3											148,7		
interior			2,0				228,0	7,6		7,6	237,6			55,0			3,0											208,3		
comercial/servicios/sector público			10,8			0,4	22,1				33,3	0,3	5,5	5,8	1,0		0,1		5,8	6,6					0,4	0,0	246,3	266,0	299,3	
alumbrado público																											21,9			
sector público							2,1				2,1		2,7	3,0					1,9	1,5							17,2			
electricidad, gas y agua							0,1				0,1		0,0	0,0					0,0	0,1							8,6			
resto			10,8				19,9				30,7		2,8	2,8					3,9	5,0						0,0	198,6			
transporte														567,9	2,5		2,7	592,1		0,8				31,0	38,2			1.235,2	1.235,2	
carretero														567,9				574,4						31,0	38,1			1.211,4	1.211,4	
ferroviario																			1,7						0,1		1,8	1,8		
aéreo															2,5		2,7										5,2	5,2		
marítimo y fluvial																		16,0	0,8								16,8	16,8		
industrial			11,7			0,0	176,9	1.150,0		1.150,0	1.338,6	4,9	12,4	17,3	0,3				13,7	155,5	47,0			0,9	0,1		279,5	514,3	1.852,9	
frigoríficos			0,2				42,0	1,4		1,4	43,6	0,3	0,4	0,7					0,6	3,6							23,8			
lácteos			0,9				24,6				25,5	0,1	0,8	0,9					0,3	17,0							13,9			
molinos			0,0				17,4	33,8		33,8	51,2	0,3	0,1	0,4					0,5								9,3			
otras alimenticias			4,7				27,3	40,4		40,4	72,4	1,8	3,9	5,7					2,4	4,0							18,3			
bebidas y tabaco			0,1				16,3	4,4		4,4	20,8	0,2	0,4	0,6					0,2	3,7							8,9			
textiles			0,2				4,6				4,8	0,0	0,1	0,1					0,2	1,5							3,5			
cuero			0,6				7,1				7,7	0,0	0,0	0,0					0,2	0,7							3,8			
madera			0,0				0,4	84,1		84,1	84,5	0,0	0,2	0,2					1,2								8,5			
papel y celulosa			1,0				26,7	979,6		979,6	1.007,3	0,6	2,0	2,6					0,1	86,7							94,6			
química, caucho y plástico			1,1				4,4	0,0		0,0	5,5	0,3	0,6	0,9					0,6	6,1							66,9			
cemento			2,5				5,0	4,9		4,9	12,4	0,0		0,0					1,3	18,8	47,0						9,9			
otras manufactureras y construcción			0,4				1,1	1,4		1,4	2,9	1,3	3,9	5,2					6,1	13,4					0,1		18,1			
agro/pesca/minería							35,0				35,0	5,4	5,4	6,3					135,8	1,6				8,0			23,4	180,5	215,5	
agro y minería							35,0				35,0	5,4	5,4	4,0					121,6	0,7				8,0			22,9	162,6	197,6	
pesca														2,3					14,2	0,9							0,5	17,9	17,9	
no identificado																														

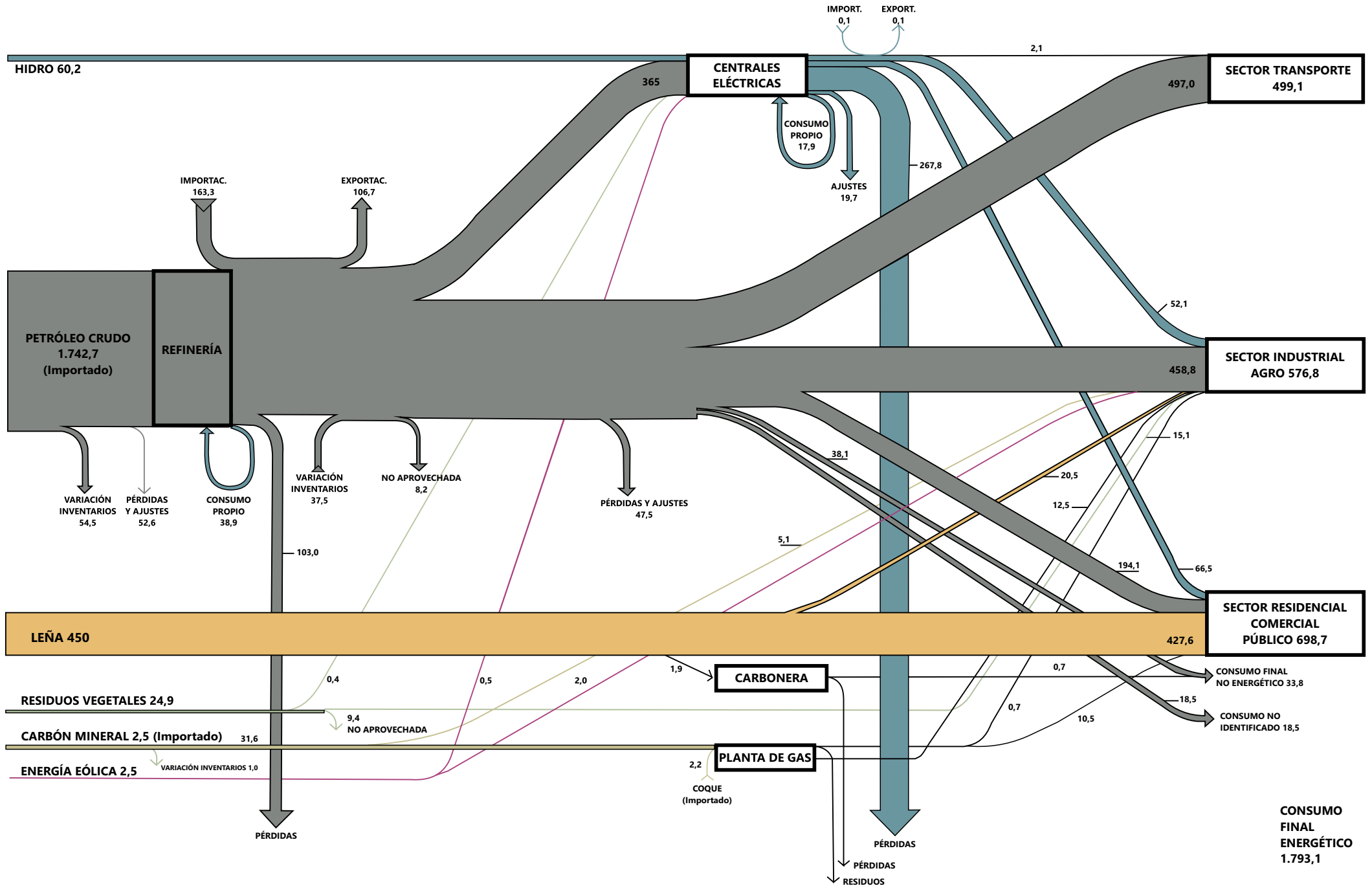
ANEXO III. DIAGRAMAS DE FLUJO

ANNEX III. FLOW CHARTS



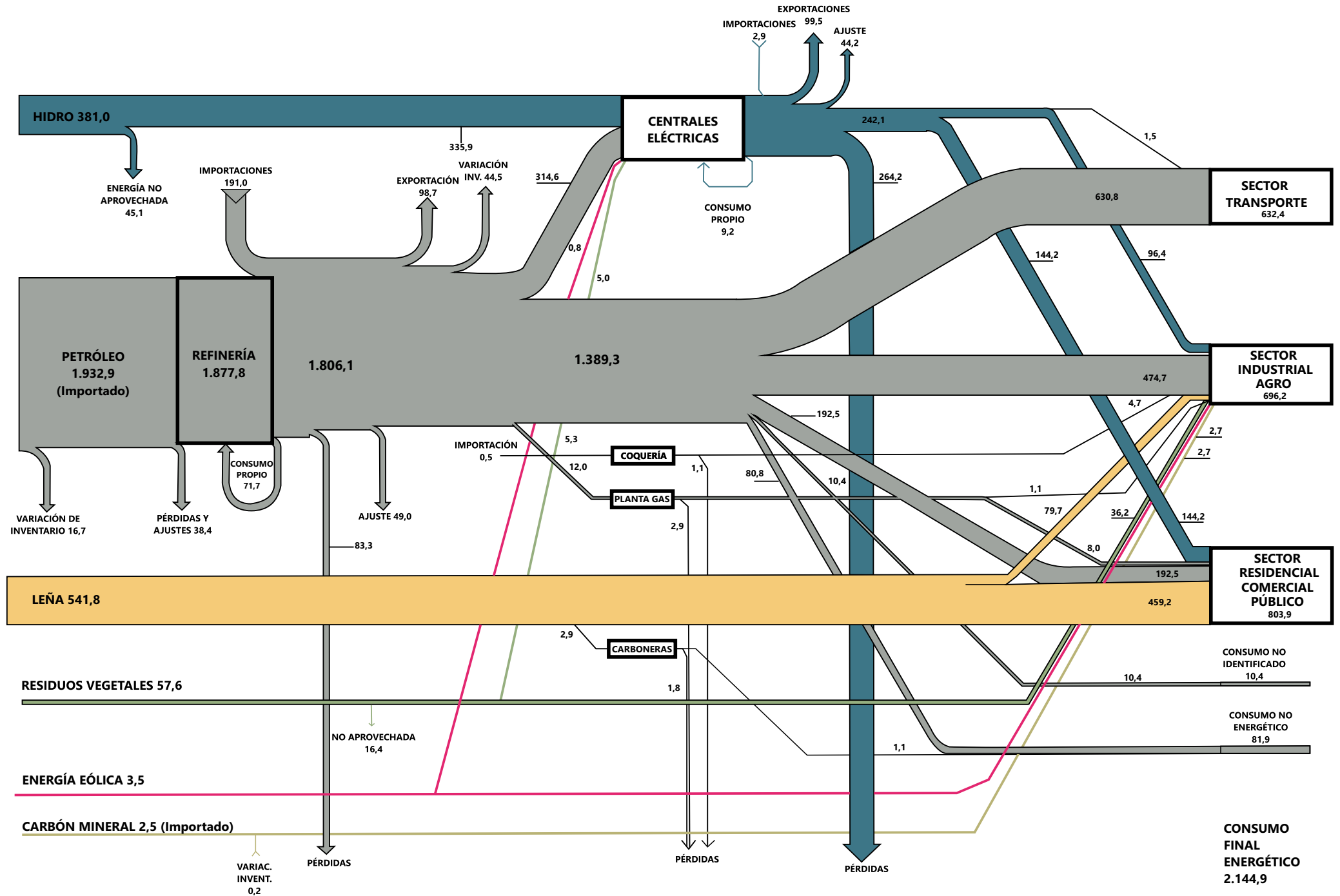
FLUJO DE ENERGÍA AÑO 1965

UNIDAD 10³ TEP



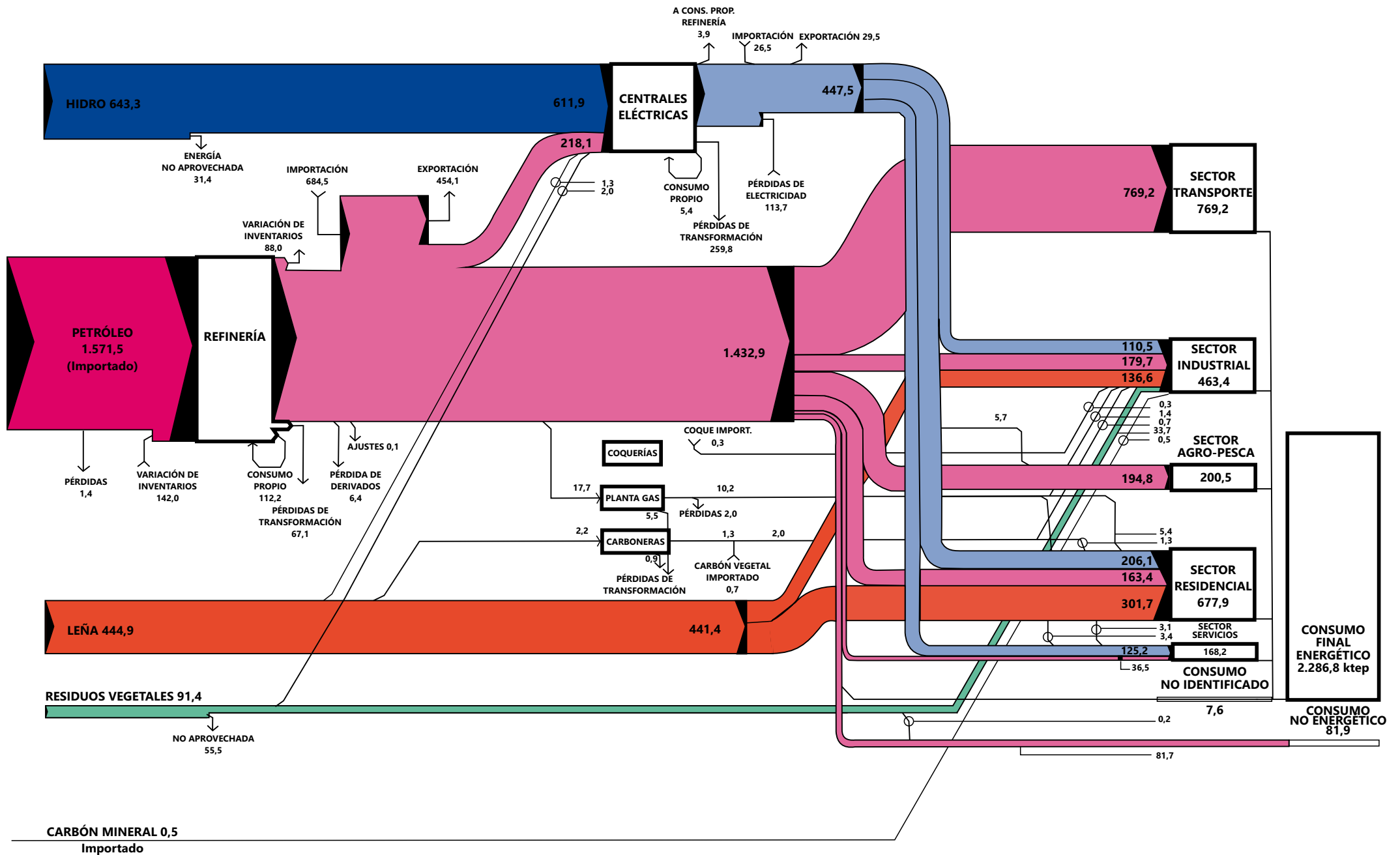
FLUJO DE ENERGÍA AÑO 1980

UNIDAD 10³ TEP



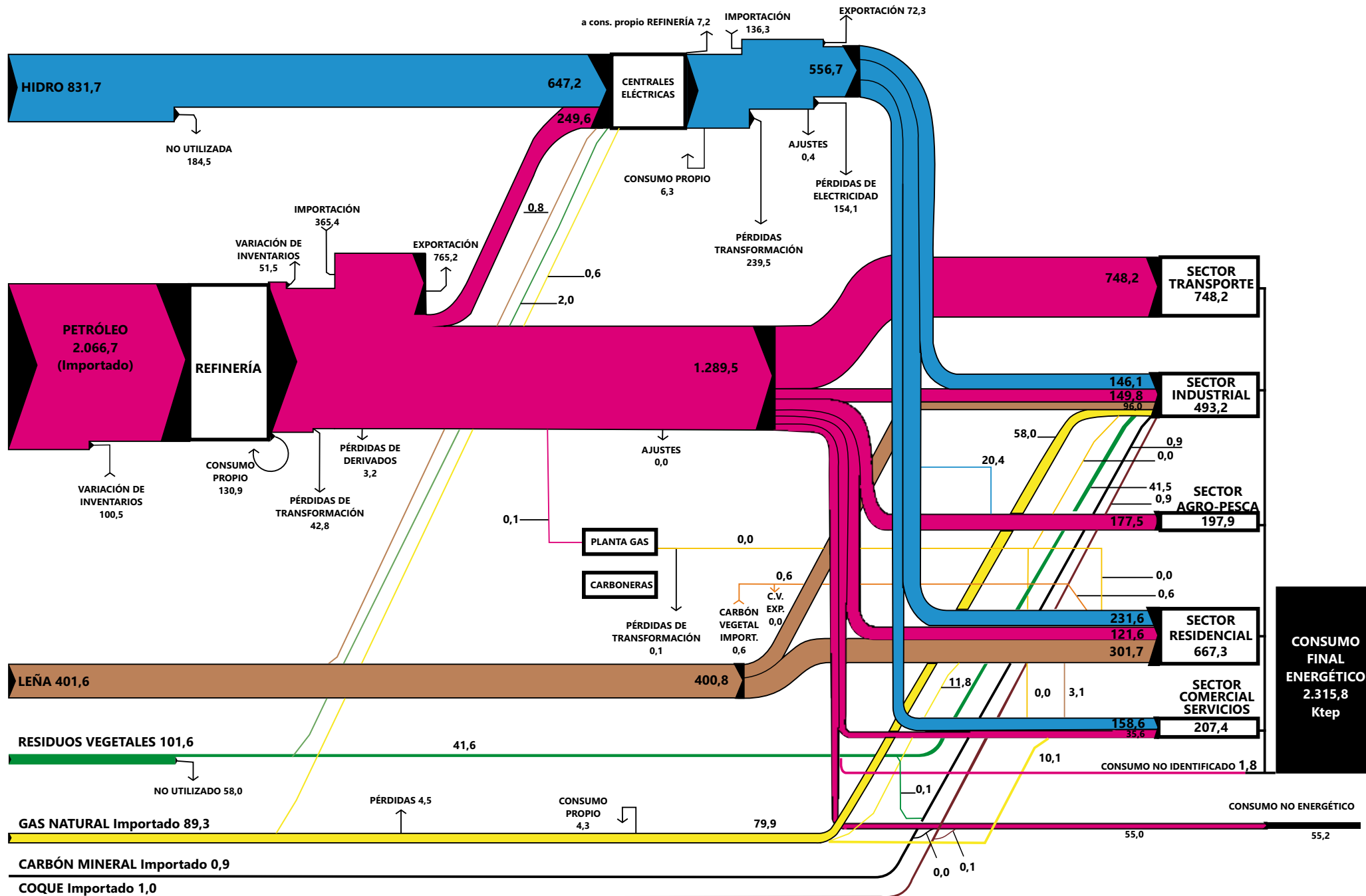
FLUJO DE ENERGÍA AÑO 1996

ktep



FLUJO DE ENERGÍA AÑO 2005

ktep



FLUJO DE ENERGÍA AÑO 2010

ktep

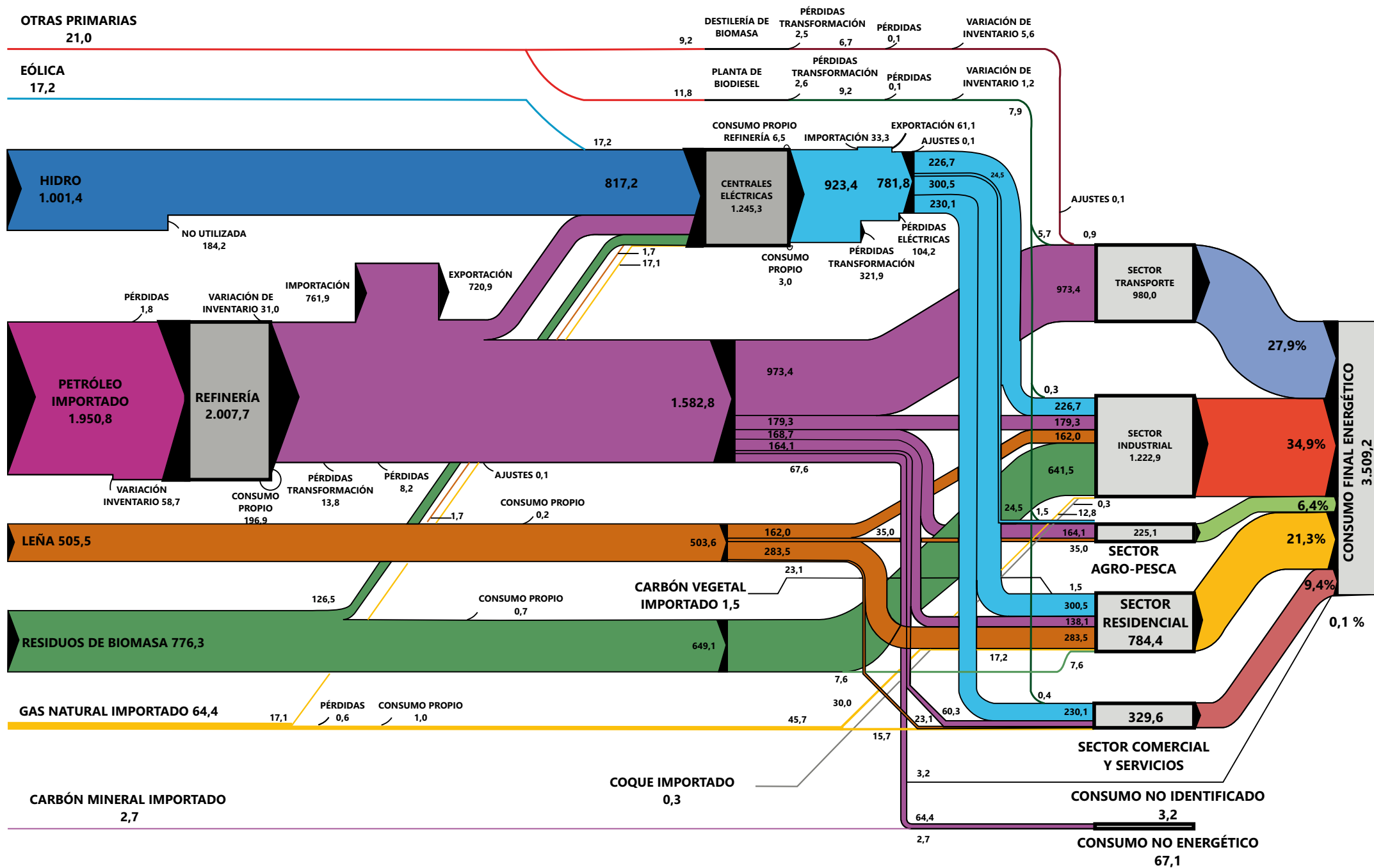
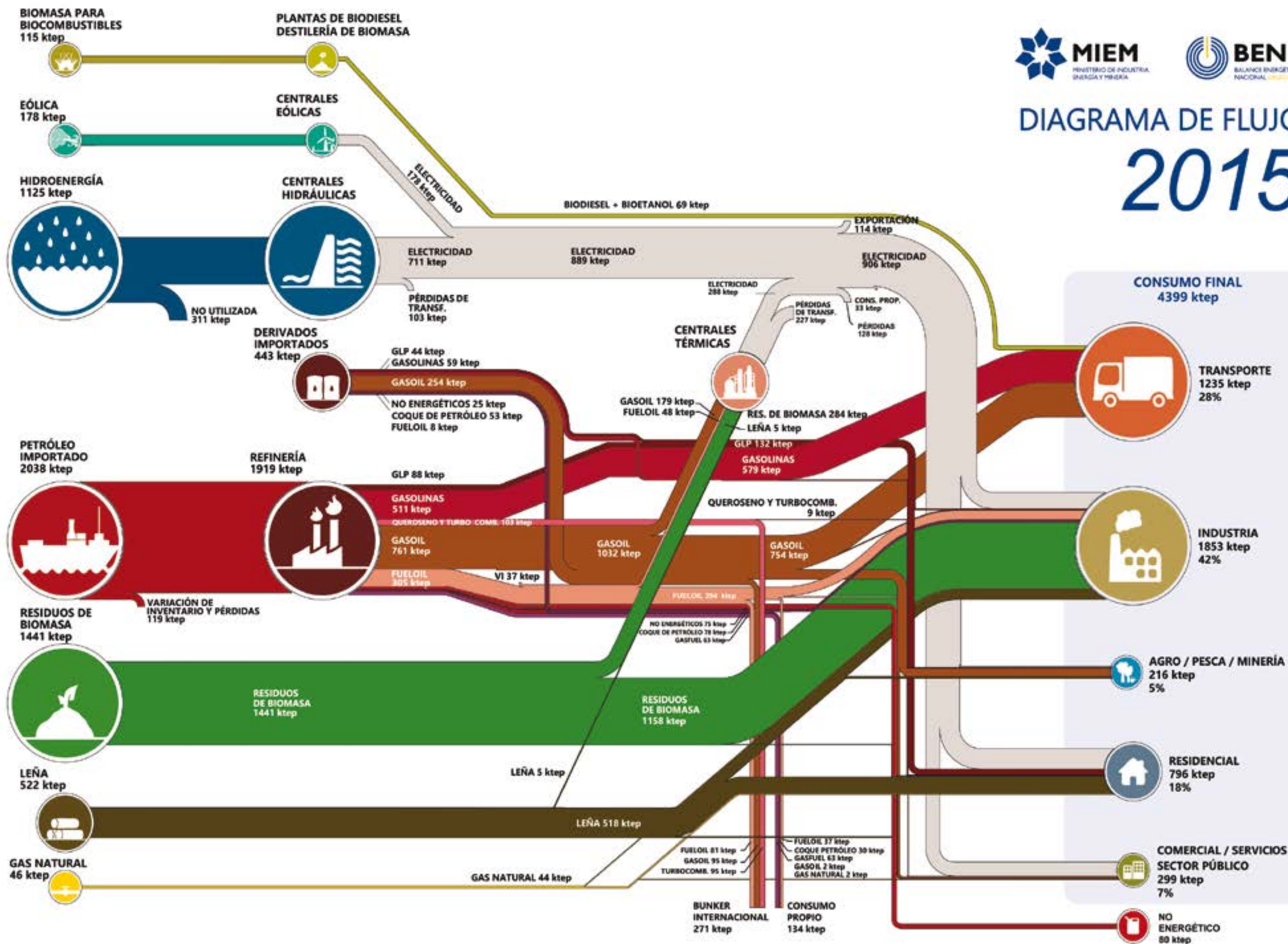


DIAGRAMA DE FLUJO 2015





MIEM
MINISTERIO DE INDUSTRIA,
ENERGÍA Y MINERÍA



BEN
BALANCE ENERGÉTICO
NACIONAL URUGUAY

Dirección Nacional de Energía
Planificación, Estadística y Balance

*Secretary of Energy
Planinning, Staticstics and Balance*

info.estadistica@miem.gub.uy
www.dne.gub.uy