



BALANCE, ENERGÉTICO 2018



MIEM
MINISTERIO DE INDUSTRIA,
ENERGÍA Y MINERÍA



BEN
BALANCE ENERGÉTICO
NACIONAL URUGUAY

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

AUTORIDADES

Presidente de la República

Dr. Tabaré Vázquez

Ministro de Industria, Energía y Minería

Dr. Ing. Guillermo Moncecchi

Subsecretaria de Industria, Energía y Minería

Ing. Agr. Olga Otegui

Director Nacional de Energía

Ec. Ruben García

La elaboración del Balance Energético Nacional es un cometido del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). El trabajo es realizado por el área de Planificación, Estadística y Balance (PEB) de la Dirección Nacional de Energía (DNE). Esta publicación comprende la serie histórica 1965-2018 y se encuentra disponible en el sitio web: www.miem.gub.uy/energia.

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)

www.miem.gub.uy

TABLA DE CONTENIDOS

PRÓLOGO.....	4
1. INTRODUCCIÓN.....	6
2. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ENERGÉTICO URUGUAYO	8
2.1. Sector de transformación eléctrica	8
2.2. Sector de hidrocarburos	9
2.3. Sector de biocombustibles	11
3. OFERTA DE ENERGÍA	12
3.1. Abastecimiento de energía.....	13
3.1.1. Matriz primaria por fuente.....	13
3.1.2. Matriz primaria por origen	14
3.1.3. Matriz primaria por tipo.....	14
3.2. Generación de energía eléctrica	15
3.2.1. Matriz de insumos para generación de electricidad	16
3.2.2. Matriz de generación de electricidad por fuente	17
3.3. Producción de derivados de petróleo	17
4. DEMANDA DE ENERGÍA	19
4.1. Consumo final energético por fuente.....	19
4.2. Consumo final energético por sector	21
4.2.1. Sector Residencial	21
4.2.2. Sector Comercial/Servicios/Sector público	22
4.2.3. Sector Transporte.....	23
4.2.4. Sector Industrial	24
4.2.5. Sector Agro/Pesca/Minería	26
5. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO	27
6. INDICADORES.....	29
6.1. Intensidad energética final	29
6.2. Consumo de energía y de electricidad per cápita	29
6.3. Intensidad energética por sector	30
6.4. Emisiones de CO ₂ por PIB y per cápita.....	31
6.5. Factor de emisión de CO ₂ del SIN	31
6.6. Tasa de electrificación.....	32
6.7. Sendero energético.....	32
7. OBJETIVO DE DESARROLLO SOSTENIBLE 7 (ODS 7).....	34
8. METODOLOGÍA	35
8.1. Definiciones generales	35
8.2. Estructura.....	35
8.2.1. Balance de fuentes de energía primarias.....	36

8.2.2. Balance de centros de transformación	38
8.2.3. Balance de fuentes de energía secundarias.....	38
8.2.4. Oferta bruta y consumo	39
8.2.5. Distribución sectorial del consumo final energético.....	40
8.3. Unidades y formato de datos	42
8.4. Comentarios particulares	43
8.4.1. Energía hidroeléctrica	43
8.4.2. Energía eólica	43
8.4.3. Energía solar	44
8.4.4. Leña	45
8.4.5. Residuos de biomasa.....	45
8.4.6. Biomasa para biocombustibles	46
8.4.7. Biogás	48
8.4.8. Emisiones de CO ₂	48
8.4.9. Matriz de energía primaria (abastecimiento)	49

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 2018. El BEN tiene como objetivo brindar información para el diseño y revisión de políticas públicas, así como también para todo lo relacionado con el proceso de planificación energética. Está dirigido a todos los organismos, empresas y personas vinculadas al sector energético. Se espera que esta información pueda ser de utilidad para continuar mejorando la toma de decisiones en la materia.

Con el BEN 2018 se completan 54 años de serie histórica (1965-2018) que se publica en forma ininterrumpida desde el año 1981. Uruguay es uno de los pocos países de América Latina y el Caribe en contar con una serie tan extensa.

Uno de los aspectos a destacar en el presente Balance es la participación de la biomasa en la matriz primaria -o también llamada matriz de abastecimiento- (41%), que por tercer año consecutivo superó la participación de “petróleo y derivados” (39%) que históricamente constituía la principal fuente. Si bien el nivel de participación de las renovables disminuyó de 62% a 60% entre 2017 y 2018, se verifica un crecimiento neto en el abastecimiento de dichas fuentes. En particular, se destaca que el gran desarrollo que han tenido en el último tiempo las fuentes de energía eólica y solar, que ha permitido compensar la disminución del abastecimiento de la hidroelectricidad.

Este comportamiento se constata para los últimos cuatro años y se explica por los cambios registrados en la generación de electricidad. La participación de las renovables en la matriz de generación eléctrica fue de 97% en 2018; mientras que la hidroelectricidad ha venido disminuyendo desde 2014, el aumento sostenido registrado en la electricidad de fuentes renovables no tradicionales (eólica y solar) ha permitido contrarrestar tal situación. Cabe resaltar que en 2018 y por segunda vez consecutiva, la generación eléctrica de origen solar fotovoltaico superó a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles.

En lo que respecta a la infraestructura del sector energético, se menciona la puesta en operación en 2018 de 360 MW de generadores térmicos fósiles (ciclo combinado), que resultaron en un aumento de 8% en la potencia total instalada para generación eléctrica.

Por su parte, en 2018 la refinería La Teja retomó su operativa habitual, luego que en 2017 estuviera parada gran parte del año por mantenimiento programado de sus unidades (entre febrero y setiembre).

Otro aspecto a resaltar del BEN 2018 es que el 47% de la electricidad consumida por el sector industrial fue generada a partir de autoproducción; es decir, los propios establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron.

Por su parte, en relación a las ediciones anteriores del BEN, la presente publicación incorporó mejoras en la estimación del consumo final energético por sector a través de la realización de la encuesta de consumo y uso de la energía en el sector industrial y del censo sobre equipamiento solar a grandes establecimientos comerciales y de servicios. En particular, se menciona la mejora incorporada en la asignación del consumo de energía solar térmica en los sectores industrial y

comercial/servicios, así como la reclasificación del consumo de combustibles en actividades aero-agrícolas que estaba siendo considerado en el sector transporte.

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

Ec. Ruben García
Director Nacional de Energía

1. INTRODUCCIÓN

El Balance Energético Nacional (BEN) es un estudio estadístico que reúne la información de los diferentes flujos de energía. Comprende la oferta, transformación y consumo sectorial de energía (demanda), 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 toma de decisiones en la materia.

La Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) elabora y publica anualmente el BEN a través del área "Planificación, Estadística y Balance" (PEB), contándose con información desde el año 1965. Es así que, con el BEN 2018, se completan 54 años de serie histórica. Uruguay es uno de los pocos países de América Latina y el Caribe en contar con una serie tan extensa de BEN de forma ininterrumpida y pública. Esta publicación continúa una serie que se inició en el año 1981 con el "Balance Energético Nacional - Serie Histórica 1965-1980", realizada con el apoyo y la metodología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

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

- 2006** Se empezaron a contabilizar las pérdidas no técnicas del sector eléctrico en el consumo final energético. Desde entonces, las pérdidas sociales se incorporan en el sector residencial y el resto de las pérdidas no técnicas se distribuyen en función del porcentaje de participación del consumo eléctrico del resto de los sectores.
- 2008** Se incorporaron nuevas fuentes de energía:
- Residuos forestales y de aserradero (aserrín, chips, etc.).
 - Energía eólica utilizada por aerogeneradores de gran porte conectados a la red.
- 2010** Se incorporaron los resultados de la actualización del "Estudio de consumos y usos de la energía" al año 2008 y se agregaron nuevas fuentes de energía y centros de transformación:
- Biomasa para biocombustibles, bioetanol y biodiésel.
 - Destilería de biomasa y plantas de biodiésel.
- 2012** Se comenzó a informar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) correspondientes a las industrias de la energía y sectores de consumo. A su vez, fueron incluidas 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 la Agencia de Gobierno Electrónico (AGESIC) de Presidencia de la República. Además, se presentó un nuevo formato de matriz, en el que se incorporaron energéticos, centros de transformación y actividades de oferta, así como se realizó una mayor desagregación en los sectores finales de consumo energético, pasando de 5 a 24 subsectores.

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

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

2014 Se comenzó a incluir la energía solar fotovoltaica en la matriz de resultados y se agregaron nuevos indicadores:

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

2015 Se comenzó a informar el consumo de centrales eléctricas de servicio público y de autoproducción por tipo de central: centrales térmicas (combustibles fósiles y biomasa) y generadores hidráulicos, eólicos y solares. Asimismo, se comenzó a incluir la energía solar térmica en la matriz de resultados.

2016 Se incorporó la información del estudio de consumo y usos de energía del sector industrial, lo que permitió realizar un ajuste a las series estadísticas referidas al consumo de este sector. El mismo año se incorporó la serie de emisiones de CO₂ por fuente desde 2006.

2017 Se registraron mejoras en las estimaciones de energía solar térmica: a través de la “Encuesta de consumo de energía en el sector industrial”, se logró cuantificar la superficie instalada de colectores solares térmicos en dicho sector y, a través de relevamientos, se accedió a la producción nacional de colectores solares, valor estimado para BEN anteriores. Por su parte, se realizó una reclasificación del consumo de combustibles para actividades aero-agrícolas, que se venían considerando en “transporte” y se empiezan a considerar en el sector “agro”.

2018 Se continuó con la mejora en las estimaciones de energía solar térmica a nivel sectorial, a través del censo a principales consumidores comerciales y de servicios, así como también a partir de la encuesta industrial. Asimismo, en 2018 se logró un mejor relevamiento del consumo de combustibles para actividades aero-agrícolas, lo que permitió imputar el consumo del nuevo año y corregir los correspondientes a 2016 y 2017. Por su parte, se incorporó una mejora en el procesamiento de datos de bioetanol y gasolina automotora, que implicó una corrección del balance de dichos energéticos a partir del año 2010.

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

2. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ENERGÉTICO URUGUAYO

La infraestructura del sistema energético uruguayo puede caracterizarse a través de tres grandes sectores: “transformación eléctrica”, “hidrocarburos” y “biocombustibles”.

2.1. Sector de transformación eléctrica

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

Al finalizar el año 2018, Uruguay contaba con una potencia total instalada de 4.912 MW, incluyendo los generadores conectados al SIN y los generadores de autoproducción aislados. La potencia estuvo compuesta por 1.538 MW de origen hidráulico, 1.511 MW de origen eólico; 1.190 MW térmicos fósiles; 424 MW térmicos biomasa y 248 MW de generadores solares fotovoltaicos. Considerando la potencia instalada por fuente, el 76% correspondió a energía renovable (hidráulica, biomasa, eólica y solar) mientras que el 24% restante se debió a energía no renovable (gasoil, fueloil y gas natural).

En los primeros años de la década del 90, la potencia total del parque de generación creció 33% y pasó de 1.571 MW (1990) a 2.085 MW (1995), debido principalmente a la incorporación de potencia de origen fósil e hidráulica (Uruguay pasó a hacer uso del 50% de la potencia instalada de Salto Grande). 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 140% y, hacia final de 2018, alcanzó un total de 4.912 MW. Este crecimiento estuvo influenciado por la incorporación de nuevas fuentes de energía autóctonas, que permitieron la complementariedad con las fuentes tradicionales, así como la diversificación de la matriz energética. Cabe mencionar que, si bien el crecimiento fue neto en todo el período, el año 2016 fue el único donde la potencia instalada total disminuyó respecto al año anterior, debido a la retirada de plantas térmicas fósiles, como se detallará más adelante. Es así que en 2017, la potencia instalada volvió a crecer y registró un nuevo valor histórico máximo en 2018, producido por la entrada en operación del ciclo combinado en Punta del Tigre y una serie de parques eólicos y plantas fotovoltaicas.

La evolución de la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas fue creciente hacia el principio del período 1990-2018, debido a la gradual incorporación de potencia de la central hidráulica de Salto Grande a Uruguay que, a partir de 1995, le correspondió el 50% de 1.890 MW. Desde ese año, Uruguay colmó su capacidad instalada en energía hidráulica de gran porte, la que se mantuvo constante hasta la fecha. La participación de las centrales hidráulicas en la potencia total pasó de 76% (1990) a 31% (2018).

Respecto a los generadores térmicos que operan con combustibles fósiles, la capacidad instalada pasó de 350 MW (1990) a 551 MW (1995) debido principalmente a la instalación de la central térmica de La Tablada. Desde ese año, la potencia instalada permaneció relativamente constante, para luego presentar un crecimiento importante entre 2005 y 2014, cuando se dio la incorporación de 600 MW correspondientes a turbinas y 179 MW correspondientes a motores (de los cuales 100 MW fueron alquilados). Fue en 2013-2014 cuando se registró el valor máximo de potencia instalada de origen fósil y se constató un cambio en la tendencia; en los siguientes dos años se dio una reducción. Entre 2014 y 2015

la potencia de los generadores térmicos fósiles disminuyó 170 MW debido a la salida de operación de la Sala B de la Central Batlle, la turbina de Maldonado y los motores arrendados desde 2012. Entre 2015 y 2016 la reducción fue de 405 MW por la salida de operación de las unidades 5ta. y 6ta. de la Central Batlle, así como de los equipos arrendados APR A y APR B. Entre 2017 y 2018 entraron en operación las tres turbinas del ciclo combinado de Punta del Tigre B (540 MW), lo que implicó un nuevo aumento en la potencia instalada de origen fósil y resultó en una participación de 24% respecto a la potencia instalada total, en el último año. Esta nueva planta de Punta del Tigre se utiliza poco pero es imprescindible para dotar al sistema de la seguridad y confiabilidad necesarias, no solo en el abastecimiento de la demanda interna sino también como fuente de energía exportable a los países vecinos y es considerada el respaldo térmico para los próximos 30 años.¹

Históricamente, la capacidad instalada de los generadores térmicos a base de biomasa no superó los 22 MW; esto fue así hasta 2006, año en el que comenzó a registrar un crecimiento importante. A partir de 2007, empezaron a entrar en vigencia los contratos de compra de electricidad entre UTE y generadores privados, que resultaron en un crecimiento de 410 MW de potencia instalada a partir de biomasa a lo largo de estos últimos doce años. En particular, los aumentos registrados en 2007 y 2013 correspondieron a la instalación de las plantas de celulosa que operan actualmente en el país. La participación de la biomasa en la capacidad total de generación fue de 1% hasta 2006, alcanzó un máximo de 13% en 2013 y fue 9% en 2018.

Por su parte, en 2008 la energía eólica de gran porte comenzó a participar en el mix de generación eléctrica, con la puesta en operación de los primeros parques eólicos del país. Desde ese año, se ha concretado la incorporación de generadores eólicos tanto públicos como privados y se ha registrado un desarrollo importante de dicha fuente de energía, más que nada en la segunda mitad de esta década. Entre 2008 y 2013 se instalaron 59 MW de generadores eólicos, mientras que a partir de 2014 entraron en operación, cada año, entre 300 y 400 MW aproximadamente. De esta manera, a diciembre de 2017 se registró un total de 40 parques eólicos de gran escala conectados a la red que, considerados en conjunto con los microgeneradores y las plantas autónomas, totalizaron una potencia instalada de 1.511 MW. Se menciona que en 2018 no se registró ninguna nueva instalación de generadores eólicos. La participación de generadores eólicos en 2018 fue de 31% en el total de potencia instalada.

Finalmente, se menciona la energía solar fotovoltaica, que si bien es una fuente que se utiliza en el país hace muchos años, ha presentado valores pequeños respecto a otras fuentes de energía. Se destaca el aumento de potencia instalada que se registró a partir de 2015, pasando de 4 MW (2014) a 248 MW (2018). Entre 2017 y 2018 entraron en operación 13 plantas fotovoltaicas por un total de 150 MW, lo que permitió que la energía solar tuviera una participación de 5% en la potencia instalada total del país. Por su parte, la generación solar fotovoltaica de micro escala también ha mostrado un desarrollo destacado en estos últimos años; para 2018 se registraron 549 instalaciones conectadas a la red con una potencia instalada total de 18 MW. La distribución sectorial fue la siguiente en orden de importancia: comercial/servicios (60%), industrial (18%), agro (17%) y residencial (5%).

2.2. Sector de hidrocarburos²

En lo relativo al sector de los hidrocarburos, Uruguay cuenta con una única refinería, propiedad de la empresa estatal ANCAP, ubicada en el departamento de Montevideo. Actualmente, su capacidad de refinación es de 50.000 barriles por día (8.000 m³/día) y produce principalmente gasoil, gasolinas, fueloil, GLP (supergás y propano) y turbocombustibles, entre otros. El petróleo crudo ingresa al país por

¹ <https://portal.ute.com.uy/noticias/ciclo-combinado-respaldo-menor-coste>, noviembre 2019.

² Datos extraídos de www.ancap.com.uy y www.gasoductocruzdelsur.com.uy, noviembre 2019.

la Terminal Petrolera del Este, a través de una boya ubicada a 3.600 metros de la costa y es transportado a través de un oleoducto de 180 kilómetros hasta llegar a la refinería. Por su parte, los combustibles y demás productos derivados son transportados a todo el país por vía terrestre y marítima, utilizando las plantas de distribución ubicadas en los departamentos de Montevideo, Colonia, Durazno, Paysandú y Treinta y Tres.

La refinería se puso en operación en 1937 y, a lo largo de los años, fue transformándose en lo que tiene que ver con equipamiento y capacidad de procesamiento del petróleo. En particular, se destaca la remodelación que se llevó a cabo entre los años 1993 y 1995, no habiendo producción en todo el año 1994. En dicha oportunidad, fue instalada una nueva unidad de craqueo catalítico y una unidad de viscorreducción, así como también se impulsaron modificaciones de planta con el objetivo del aumento de la eficiencia energética de las unidades de destilación atmosférica y de vacío. La capacidad de procesamiento de la refinería luego de esta remodelación fue de 37.000 barriles por día (5.900 m³/d).

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

2014 fue el primer año completo de operación de la planta 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 50S y de 800 m³/día de gasolina 30S, con una concentración máxima de 50 y 30 partes por millón de azufre, respectivamente. A su vez, se cuenta con una planta de recuperación de azufre con una capacidad instalada de 30 toneladas/día; a partir de ella se obtiene azufre líquido que es comercializado en el mercado interno como materia prima para fertilizantes.

En gran parte del año 2017 (entre febrero y setiembre) la refinería estuvo parada por tareas de mantenimiento programado de sus unidades. Como consecuencia, hubo una disminución de las importaciones de petróleo crudo y un aumento en la importación de derivados, de manera de satisfacer la demanda final. En 2018, la refinería retomó su operativa habitual, con un nivel de procesamiento de petróleo crudo similar a 2016 (2% superior).

Finalmente, en lo relativo al abastecimiento de gas natural, se realiza desde Argentina a través de dos gasoductos con una capacidad total de 6.000.000 m³/día. En la región noroeste del país se ubica el gasoducto del litoral, operado por ANCAP. Se inauguró en octubre de 1998 y su tendido se inicia en Entre Ríos (Argentina) y finaliza en la ciudad de Paysandú. Cuenta con un recorrido total de 27.200 metros de cañería (incluye ramales de distribución en Uruguay y el tramo sobre el Puente Internacional) y abastece a la red de distribución local.

Por su parte, el segundo gasoducto se encuentra en operación desde noviembre 2002 en la zona suroeste del país y es operado por Gasoducto Cruz del Sur (GCDS). El sistema se extiende desde Punta Lara (Argentina) hasta la ciudad de Montevideo y sus alrededores, pasando por los departamentos de Colonia, San José y Canelones. Está formado por dos gasoductos troncales, uno subfluvial para el cruce del Río de la Plata (57 km aprox.) y otro terrestre (145 km aprox.) entre Colonia y Montevideo, así como varios gasoductos laterales que alimentan las distintas localidades (200 km en total aprox.).

2.3. Sector de biocombustibles³

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

A su vez, en los últimos años, se conquistó el mercado chileno para la exportación de bioetanol así como el mercado holandés para la exportación de biodiésel producido a partir de reciclado de aceite de fritura.

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

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

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

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

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

³ Datos extraídos de www.alur.com.uy, noviembre 2019, así como de contacto directo con la empresa.

3. OFERTA DE ENERGÍA

La oferta bruta total de energía en el país fue de 5.501 ktep en 2018, 4% inferior respecto al año anterior. Entre los principales energéticos que participaron en la oferta de energía en 2018 se menciona:

- **Petróleo y derivados:** Como se mencionara anteriormente, en el año 2018 la refinería retomó su operativa habitual, luego que gran parte de 2017 estuviera parada por tareas de mantenimiento. Por esta razón, la comparación de la oferta de petróleo y derivados entre dichos años se debe considerar con especial atención.

En 2018, la oferta bruta de petróleo fue de 2.202 ktep y si bien registró un aumento de 270% respecto a 2017, fue tan solo 2% superior a 2016. La carga a la refinería presentó un comportamiento similar al de la oferta bruta. Durante el año 2018, se importó un total de 2.176 ktep de petróleo (2.521 miles de m³), cuatro veces más que el año anterior y 3% superior que en 2016.

Respecto a los derivados de petróleo, en 2018 la oferta bruta aumentó 8% respecto al año anterior y fue similar a 2016. La producción de derivados fue de 2.189 ktep en el último año y se retomó el nivel de producción habitual con la refinería operando durante todo el año. Las importaciones de derivados disminuyeron 88% respecto al año anterior con el fin de satisfacer la demanda final.

Por su parte, la exportación de derivados de petróleo en 2018 correspondió a asfalto, con un valor de 1 ktep. En el flujo de bunker internacional se dio un aumento de 23% en el último año, debido a mayores ventas de fueloil y gasoil.

- **Gas natural:** La importación de gas natural en 2018 fue de 55 ktep, 6% inferior a la de 2017 y similar al promedio de los últimos diez años. De todas formas, la participación del gas natural en la matriz energética del país siguió siendo marginal.
- **Hidroenergía:** La oferta bruta de energía hidráulica es muy variada de un año a otro, debido a la dependencia de las características hidrológicas. En 2018 presentó una disminución de 40% respecto al año anterior; no fue un año de buena hidraulicidad (10% por debajo del promedio de los últimos 15 años). La cantidad de agua vertida (no utilizada) disminuyó 72% respecto al año anterior, mientras que el consumo de hidroenergía en centrales eléctricas disminuyó 18%, pasando de 738 ktep (2017) a 605 ktep (2018). Cabe aclarar que las estimaciones para la hidroenergía consideran las cotas del último día de cada mes como aproximación de cálculo.
- **Energía eólica y solar:** Al igual que el año anterior, en 2018 la oferta bruta de energía eólica volvió a registrar un crecimiento destacable (25%) ya que pasó de 325 ktep a 407 ktep, sin haber variado la potencia instalada en el último año. En el caso de la energía solar, desde el año 2014, se incluye tanto la energía solar térmica como la fotovoltaica en la matriz de resultados. La oferta bruta de energía solar fue de 40 ktep en 2018 y registró un crecimiento de 50% (27 ktep en 2017).
- **Biomasa:** La oferta bruta de biomasa fue similar en 2018 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 2018 fue de 534 ktep, 3% superior a la registrada en 2017 (519 ktep), con lo que se mantuvieron los niveles que se venían registrando en los últimos años. Respecto a los residuos de biomasa, la oferta bruta presentó una disminución de 1% en 2018 (1.564 ktep) respecto a 2017 (1.589 ktep). En el caso de la biomasa para la producción de biocombustibles, la oferta bruta para 2018 fue de 115 ktep, 8% mayor con respecto a 2017 (107 ktep).

- **Carbón y coque de carbón:** En 2018 el consumo de carbón mineral fue similar que en 2017 (3,1 ktep), mientras que no se registró consumo de coque de carbón.
- **Electricidad importada/exportada:** En 2018 se registró importación de electricidad desde Argentina en modalidad “contingente”, con costo asociado. Desde Brasil, si bien se registró una importación marginal de electricidad, correspondió a pruebas de ensayo con la nueva interconexión al igual que en los últimos años.

Por su parte, en los últimos cinco años se ha registrado un nivel de exportación de electricidad mayor que el promedio de los últimos 20 años; lo que consolida a Uruguay como país netamente exportador de energía eléctrica.

3.1. Abastecimiento de energía

La matriz de energía primaria del país, también llamada “matriz de abastecimiento de energía”, ha tenido un crecimiento neto de 136% entre 1990 y 2018; registró un valor récord en el último año (5.396 ktep), 5% superior a 2017.

3.1.1. Matriz primaria por fuente

En 2018 y por tercer año consecutivo, la biomasa volvió a ocupar el primer lugar en la matriz primaria (41%), luego que en 2016 desplazara a “petróleo y derivados” que históricamente constituyó la principal fuente de abastecimiento del país. Para el último año, el abastecimiento de energía fue, en orden de importancia, el siguiente: biomasa (41%), petróleo y derivados (39%), electricidad de origen hidráulico (10%), electricidad de origen eólico (8%) y, en menor medida, gas natural (1%) y solar (1%). Se destaca que el abastecimiento de energía solar incluye tanto energía solar térmica como electricidad a partir de la energía solar fotovoltaica.

En los últimos años se registraron cambios importantes en la matriz primaria, debidos fundamentalmente a la diversificación y a una mayor participación de las fuentes de energía renovable. De estas, una de las que ha presentado cambios más significativos, no solo en la participación porcentual sino también en magnitud absoluta, ha sido la biomasa. Entre 1990 y 2007 la biomasa se comportó de forma relativamente constante; sin embargo, a partir de 2007, pasó a tener un rol más protagónico consolidándose como la segunda fuente en importancia en el abastecimiento energético de Uruguay. Este gran crecimiento se desaceleró entre 2010 y 2011 y retomó su fuerte crecimiento a partir de 2012, cuando pasó de 1.373 ktep (2012) a 2.214 ktep (2017) y alcanzó su mayor participación en la matriz primaria, como fuera comentado anteriormente. Entre 2017 y 2018, el abastecimiento de biomasa permaneció constante.

En el caso de “petróleo y derivados”, al abastecimiento incluye la importación de petróleo crudo para la producción de derivados en la refinería y el saldo neto del comercio exterior de derivados de petróleo. La participación de esta fuente en la matriz primaria ha sido variable, principalmente en función

de las necesidades de derivados de petróleo para la generación eléctrica. Entre 2017 y 2018, la participación de petróleo y derivados en la matriz aumentó de 36% a 39%, y el abastecimiento pasó de 1.872 ktep (2017) a 2.112 ktep (2018).

Por su parte, Uruguay presenta una oferta hidroeléctrica muy variable de un año a otro, que depende fuertemente de las condiciones climáticas, como se puede observar en la matriz de abastecimiento desde 1990 hasta el presente. Hasta 2007, la participación de la electricidad de origen hidráulico se alternó entre el segundo y tercer lugar; a partir de dicho año se consolidó como la tercera fuente en importancia en la matriz primaria. El año 2018 presentó niveles de hidráulicidad similares a la media histórica, pero inferiores a los aportes registrados en los últimos seis años.

Es importante destacar la evolución que está teniendo la electricidad de origen eólico en la matriz y, en particular, el gran crecimiento registrado en los últimos tres años. En 2008, primer año de incorporación de energía eólica de gran porte en Uruguay, la producción de electricidad de origen eólico fue de 0,63 ktep y aumentó a 407 ktep en el año 2018. Aunque su participación sigue siendo pequeña en la matriz de abastecimiento (8%), esta fuente aumentó 25% en el último año y presentó una participación destacable en la matriz de generación de energía eléctrica, como se verá más adelante. En particular, se menciona la puesta en operación de 34 parques eólicos entre 2014 y 2017, lo que permitió alcanzar un total de 1.511 MW de potencia instalada.

Las restantes fuentes que conformaron la matriz de abastecimiento de 2018 tuvieron una participación muy pequeña: gas natural (1%), solar (1%) y carbón y coque (<1%). En particular, el abastecimiento de gas natural fue de 55 ktep en el último año.

3.1.2. *Matriz primaria por origen*

En el año 2018, el abastecimiento de energía fue 60% de origen local y 40% de origen importado. Teniendo en cuenta toda la serie, en los últimos cinco años se dieron las mayores participaciones de energía local en el abastecimiento; en orden de importancia fueron los siguientes: 2017 (62%), 2018 (60%), 2016 (59%), 2015 (57%), 2014 (55%). En términos absolutos, cabe destacar que se registró un aumento neto en el abastecimiento de energía de origen local para los últimos años. En el período 1990 - 2006, el abastecimiento de energía de origen local se mantuvo en valores entre 913 ktep (2006) y 1.309 ktep (2002). Desde 2007 se ha registrado un crecimiento neto, hasta alcanzar un valor de 3.222 ktep en 2018.

El abastecimiento de energía de origen importado ha sido variable en todo el período; registró un valor máximo de 3.025 ktep (2012) y un mínimo de 1.220 ktep (2002). Para 2018 la energía importada fue 12% mayor a 2017.

3.1.3. *Matriz primaria por tipo*

Desde el punto de vista del abastecimiento de energía, también se realiza la clasificación de las fuentes según sean de origen renovable o no renovable. En 2018, las fuentes de energía renovables (biomasa, solar térmica y electricidad de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaico) tuvieron una participación del 60% en la matriz de abastecimiento, mientras que el restante 40% correspondió a las fuentes no renovables (petróleo y derivados, gas natural, carbón mineral y coque).

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

De esta manera, se observa que el abastecimiento de energía renovable aumentó significativamente hacia el final de este período y prácticamente triplicó el promedio registrado en los 15 años anteriores a 2005. Si bien la participación de fuentes renovables disminuyó hacia el último año, el abastecimiento creció en valor absoluto y registró un máximo histórico para 2018 (3.225 ktep). Cabe mencionar una vez más, que los niveles de hidraulicidad y, por lo tanto, la cantidad de hidroelectricidad, influyen fuertemente en la participación de las diferentes fuentes en la matriz de abastecimiento y redundan en variaciones importantes a lo largo de la serie.

3.2. Generación de energía eléctrica

La potencia instalada del sistema eléctrico al final de 2018 fue de 4.912 MW y estuvo compuesta por 31% de generadores hidráulicos, 31% de generadores eólicos, 24% de centrales térmicas (combustibles fósiles), 9% de centrales térmicas (biomasa) y 5% de generadores solares. En 2018 la demanda de energía eléctrica se abasteció, prácticamente en su totalidad, con producción local, como se explicó en apartados anteriores. Se generaron 1.258 ktep de electricidad (14.627 GWh), lo que representó un aumento de 2% respecto al año anterior. La producción estuvo integrada por 1.107 ktep provenientes de centrales eléctricas de servicio público, mientras que 151 ktep fueron generados por centrales eléctricas de autoproducción. Los crecimientos respecto a 2017 fueron de 1% y 7% respectivamente, para ambos tipos de generación.

En 2018 Uruguay exportó 103 ktep de energía eléctrica, 18% menor al año anterior. Sin embargo, en los últimos cinco años se ha registrado un nivel de exportación de electricidad mayor que el promedio de los últimos 20 años. Teniendo en cuenta el destino, en el último año el 73% de las exportaciones de electricidad correspondieron a Brasil, mientras que el 27% restante a Argentina. En relación a esta última, a partir de octubre de 2017 comenzaron a registrarse exportaciones de electricidad de origen eólico por otros agentes generadores distintos a UTE; las mismas representaron el 13% respecto del total de exportación para 2018.

Por su parte, el consumo final energético de electricidad (calculado como la producción, más la importación, menos la exportación, menos las pérdidas técnicas y el consumo propio) registró un aumento de 6% respecto al año anterior. Se destaca que el consumo final energético que se abastece desde el SIN (sin considerar la electricidad generada por centrales eléctricas de autoproducción) creció 5% en el último año.

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

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

Otra de las particularidades que caracterizan a la generación eléctrica es la diversificación de fuentes, como se ha registrado en los últimos años. Es así que, desde 1965 y hasta el año 2000 aproximadamente, el país contó con tres fuentes de energía que participaban mayoritariamente en la matriz de generación: hidroenergía, fueloil y gasoil. Sin embargo, en los últimos años comenzó a utilizar nuevas

fuentes para generación de electricidad, algunas aún en forma marginal, pero con una tendencia creciente en el consumo (residuos de biomasa, energía eólica y solar). El gas natural, si bien ingresó en los últimos años, sigue manteniendo una participación marginal.

Respecto a la energía eólica, en el año 2008 comenzó a formar parte del mix de generación y tuvo un crecimiento lento en sus primeros años de desarrollo. Sin embargo, en los últimos cinco años experimentó un aumento muy importante en su participación dentro de la generación de electricidad, pasando de 144 GWh (2013) a 4.732 GWh (2018). En 2016 en particular, la electricidad generada a partir de energía eólica pasó a ser la segunda fuente en la matriz de generación y continuó aumentando hasta registrar en 2018 una participación de 32% en la matriz eléctrica. Es de destacar que, si bien en 2018 no se incorporó potencia instalada de generadores eólicos, la generación a partir de dicha fuente creció 25% respecto al año previo.

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

La energía solar constituye un insumo para la generación de electricidad que, si bien en los últimos años ha tenido una participación muy pequeña respecto al resto de las fuentes, ha empezado a tener cada vez más importancia. Es de destacar que, por segunda vez consecutiva, en 2018 la generación eléctrica de origen solar fotovoltaico superó a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles; de esta manera, se consolida el desarrollo de la energía solar en el país, que en los últimos dos años prácticamente triplicó su potencia instalada para generación.

En el caso de la microgeneración fotovoltaica conectada a la red, en el último período se registró un aumento muy importante, ya que pasó de 2.110 MWh (2014) a 21.266 MWh (2018). Desde el punto de vista sectorial, para el último año la distribución fue la siguiente en orden de importancia: comercial y servicios (59%), residencial (17%), industrial (12%) y agro (12%). A su vez, si se analiza la relación entre la electricidad entregada a la red o autoconsumida en 2018, se aprecia que en todos los sectores la mayor parte de la electricidad generada a partir de microgeneración fotovoltaica fue entregada a la red: comercial/servicios (73%), agro (69%), industrial (66%) y residencial (60%). Por su parte, el resto de la electricidad generada fue consumida por los propios generadores: comercial/servicios (27%), agro (31%), industrial (34%) y residencial (40%).

La generación de electricidad se puede analizar desde dos puntos de vista: por un lado, considerando los insumos para generación y, por el otro lado, teniendo en cuenta la energía eléctrica generada por fuente. Cabe destacar que la matriz de generación eléctrica presenta una estructura diferente a la matriz de insumos para generación, ya que considera las eficiencias de transformación para las distintas fuentes. En el año 2018 se registró una eficiencia global de transformación de 86%, con un crecimiento de un punto porcentual respecto al año anterior. Esta mejora en la eficiencia global se logró con una mayor participación de fuentes de energía renovables en el mix de generación.

3.2.1. *Matriz de insumos para generación de electricidad*

La serie de insumos para generación registró un crecimiento neto en todo el período pasando de 399 ktep (1965) a 1.459 ktep (2018). El menor consumo se registró en 1966 (315 ktep) y el máximo en 2012 (1.632 ktep).

La matriz de insumos para generación ha presentado fuertes variaciones a lo largo de los años, así como también experimentó una diversificación de las fuentes de energía hacia el final del período, como se ha mencionado anteriormente. En 2018 la mayor participación en los insumos para generación correspondió a la hidroenergía (42%), seguida por la energía eólica (28%) y la biomasa (21%). En menor medida, se registraron participaciones de derivados de petróleo (7%: gasoil 5% y fueloil 2%), energía solar (2%) y gas natural (<1%).

3.2.2. *Matriz de generación de electricidad por fuente*

La energía eléctrica generada en 2018 provino principalmente de la energía hidráulica (45%), que presentó una disminución de 13% (en términos absolutos) respecto a 2017. Por su parte, la producción de electricidad a partir de energía eólica volvió a registrar un crecimiento significativo de 25%, lo que la consolidó como segunda fuente en importancia de la matriz de generación de 2018 (32%). La biomasa decreció 1% en el último año y ocupó el tercer lugar (17%). Como se mencionó anteriormente, la electricidad a partir de energía solar fotovoltaica presentó un gran crecimiento en el último año (55%) y superó a la electricidad a partir de combustibles fósiles, que creció 57% respecto al año previo. Para estas últimas 2 fuentes, la participación en la matriz eléctrica fue de 3% para cada una.

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

En particular, se menciona que la disminución que se ha registrado en la hidroelectricidad en los últimos cuatro años, se ha logrado compensar año a año con el crecimiento en la electricidad de origen eólico y solar fotovoltaico. A su vez, se destaca que en 2018 la electricidad generada con fuentes renovables no tradicionales (eólica, solar fotovoltaica y biomasa) superó por primera vez la generación de electricidad de origen hidráulico. Consideradas en conjunto, las renovables participaron con un 97% en la matriz de generación eléctrica en 2018; si bien la participación fue algo menor que el año previo, en 2018 se registró un nuevo máximo absoluto para la electricidad generada a partir de este tipo de fuentes de energía (14.234 GWh).

3.3. Producción de derivados de petróleo

En el año 2018 la refinería retomó su operativa habitual, luego que durante 2017 estuviera gran parte del tiempo parada por tareas de mantenimiento programado en sus unidades. Se procesaron 2.202 ktep de petróleo crudo, que si bien resultó en niveles 270% superiores al año previo, fue tan solo 2% mayor que en 2016.

Por su parte, se produjeron 2.189 ktep de derivados de petróleo con 12,4 ktep de pérdidas de transformación. En el último año, el producto mayoritario fue gasoil (902 ktep), seguido por gasolinas automotoras (615 ktep) y fueloil (236 ktep). En menor medida, hubo producción de GLP (supergás y propano), queroseno y turbocombustible, entre otros productos.

Cada proceso de refinación genera productos que son consumidos en el mismo proceso. En el año 2018 se produjeron 72 ktep de gas fuel y 34 ktep de coque de petróleo. Estos consumos están contabilizados en la matriz de resultados bajo la denominación “consumo propio del sector energético”. En el caso del fuel gas, existe una cantidad que se reporta como “energía no aprovechada” y como “pérdidas”.

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

La estructura de producción de la refinería experimentó algunos cambios a lo largo de estos 54 años. Hasta los primeros años de la década del ochenta la principal producción correspondió a fueloil; sin embargo, a partir de 1983, el principal producto elaborado fue gasoil (salvo algunos años particulares). En cuanto a las gasolinas automotoras, si bien históricamente registraron el tercer lugar en términos de participación, a partir de 2011 superaron al fueloil y pasaron al segundo lugar en la estructura de producción.

4. DEMANDA DE ENERGÍA

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

El consumo final total creció desde 1.715 ktep en 1965 a 2.677 ktep en 1999. A partir de dicho año, el consumo final total comenzó a disminuir hasta el año 2003 inclusive, cuando alcanzó un mínimo relativo de 2.251 ktep, debido a la crisis económica que afectó a Uruguay en los primeros años del siglo XXI. A partir de 2004, esta tendencia a la baja se revirtió y comenzó a crecer nuevamente hasta superar, recién hacia 2007, los valores de consumo previos a la crisis. En el año 2018 se alcanzó el valor récord de 4.783 ktep, 1% superior a 2017.

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

En el año 2018 el consumo final no energético fue de 122 ktep, 21% superior al año anterior. Dado que el consumo final para usos no energéticos es tan solo el 3% del consumo final total, no amerita realizar un análisis por fuente. A continuación, se analizará el comportamiento del consumo final energético y su desagregación por fuente y por sector.

De manera similar al consumo final total, el consumo final energético registró un crecimiento neto entre 1965 (1.681 ktep) y 1999 (2.562 ktep), para luego disminuir hasta 2003 (2.201 ktep) a causa de la crisis económica de principio de siglo XXI. A partir de 2004, asociado a un crecimiento de la economía, el consumo final energético experimentó un crecimiento sostenido, que se mantuvo hasta el 2018 inclusive, alcanzando un valor de 4.661 ktep. En este último período, se registraron las tasas de crecimiento más altas de toda la serie (5% en promedio).

4.1. Consumo final energético por fuente

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

En 2018 y por cuarto año consecutivo, el consumo final energético de biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) superó al de los derivados de petróleo (1.791 ktep y 1.753 ktep, respectivamente, con participaciones de 38% para ambas fuentes. En tercer lugar se registró el consumo de electricidad (988 ktep, 21%), mientras que la participación de gas natural y de biocombustibles fue muy pequeña en ambas fuentes. Cabe señalar que el valor de consumo de leña que figura en el balance energético para los diferentes sectores se releva a partir de estudios estadísticos realizados por DNE-MIEM.

Respecto a los derivados de petróleo, históricamente han tenido la mayor participación en la matriz de consumo final energético. En los últimos 18 años presentaron un comportamiento muy similar a la electricidad aunque su consumo se vio afectado durante la crisis de principio de siglo, con tasas negativas hasta el año 2003. A partir de 2004, el consumo de los derivados de petróleo volvió a aumentar, con tasas de crecimiento anual comprendidas entre 0,4% y 8%. En el año 2018, el consumo fue similar al año anterior (1.754 ktep).

En cuanto al consumo de electricidad, desde 1965 ha presentado un crecimiento neto sostenido, a excepción de algunas leves disminuciones registradas en los años 1972, 1982, 1989 y la caída de principios de siglo, por los motivos ya explicados. Analizando los últimos 10 años de la serie, la tasa de crecimiento fue siempre positiva, con un promedio de 4%, salvo para 2017, año en el cual el consumo eléctrico bajó 2% respecto a 2016. Hacia 2018 volvió a aumentar y alcanzó un nuevo valor máximo de 988 ktep. 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 comenzaron a incluir en los sectores finales de consumo: 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.

Por su parte, el consumo de biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) ha estado presente en toda la serie histórica, con la particularidad que en los últimos años aumentó su participación en la matriz y registró, en 2017, el mayor nivel de consumo (en 2018 fue levemente inferior). Este comportamiento estuvo determinado por el consumo de residuos de biomasa.

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

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

A partir de 2010 se incorporaron dos nuevas fuentes de energía secundarias como son el bioetanol y el biodiésel⁵, agrupadas en el término “biocombustibles”. Luego de presentar un consumo creciente desde su primer año, en 2016 registraron un consumo máximo (85 ktep), el cual disminuyó en los dos últimos años (74 ktep, 2018). Sin embargo, los biocombustibles mantuvieron una participación de 2% en el consumo final energético para los últimos cuatro años. Estas fuentes se consumen principalmente en mezclas con combustibles fósiles: gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel. En el año 2018, la mezcla promedio correspondió a 8,3% de bioetanol en las gasolinas automotoras y 5,0% de biodiésel en el gasoil, en términos de volumen. La incorporación de biocombustibles permitió satisfacer la demanda junto con un descenso en el consumo de combustibles fósiles.

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

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

Desde 2014 se incluye la energía solar térmica en la matriz de resultados. En 2018, el consumo final energético creció 17% respecto al año anterior y resultó en un valor de 4,2 ktep, que estuvo asociado a una superficie de colectores solares térmicos estimada de 76.000 m².

4.2. Consumo final energético por sector

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

Desde 2007-2008, el consumo del sector industrial comenzó a registrar un fuerte crecimiento llegando casi a duplicarse en un solo año. En los últimos doce años, el consumo final energético del sector industrial pasó de 626 ktep (2007) a 2.019 ktep (2018), con dos períodos claros de crecimiento (2008-2010 y 2014-2015) explicados por la puesta en operación de las nuevas plantas de celulosa en el país.

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

Por su parte, se menciona que desde 2013 se informa el consumo final energético con una mayor desagregación por sector. Para aquellos consumos sectoriales menores a 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 a una sola empresa por sector (debiéndose informar el consumo agrupado) o por no disponer de información adecuada para su clasificación.

4.2.1. Sector Residencial

El consumo final energético del sector residencial fue 822 ktep en 2018, 2% superior al año anterior. Si bien existe una variedad importante de fuentes que son consumidas en el sector residencial, la distribución se centra mayoritariamente en 3-4 energéticos. En los primeros años de la serie histórica el mayor consumo correspondió a leña, seguido por queroseno y, en menor medida, por electricidad y GLP (principalmente supergás). Sin embargo, la electricidad y GLP han ido ganando participación a lo largo de los años, frente a un consumo constante para la leña y decreciente para el queroseno. De esta manera, a partir del año 2010 el principal energético en el sector residencial pasó a ser la electricidad, seguido por la biomasa (leña y residuos de biomasa) y el GLP.

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

Otras fuentes utilizadas en el sector residencial fueron gasoil y fueloil, fundamentalmente para calefacción y calentamiento de agua, cuyas participaciones en conjunto estuvieron entre 2% y 6% en todo el período de estudio; en 2018 registraron un consumo de 5 ktep y 9 ktep respectivamente. A partir del año 2000 comenzó la utilización del gas natural en el sector residencial. Actualmente, su participación es apenas del 3% (20 ktep), porcentaje similar al que se dio en los últimos seis años previos a 2017. El gas manufacturado que se utilizaba en Montevideo fue totalmente sustituido por el gas natural a partir de principios de 2005.

Respecto a la apertura sectorial, implementada desde el año 2013, los consumos del sector residencial se informan para el departamento de Montevideo y el interior del país. En 2018, aproximadamente un tercio del consumo residencial correspondió al departamento de Montevideo. Respecto a la electricidad y el GLP (supergás y propano), los consumos fueron repartidos entre Montevideo y el resto del país (mayores a 40% y menores a 60%, respectivamente), mientras que la mayoría del gas natural se consumió en la capital (91%) y el mayor consumo de leña y queroseno se registró en el interior (80% y 73%).

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

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

4.2.2. Sector Comercial/Servicios/Sector público

El consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público fue de 319 ktep en 2018, 5% superior al año anterior.

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

Analizando el consumo global del sector comercial/servicios/sector público se destaca la importancia de la electricidad, que ha sido históricamente el principal energético, con un crecimiento neto y sostenido en toda la serie. En 2018 se registró un consumo de 266 ktep y una participación de 83%. En los últimos 15 años, el consumo de electricidad presentó tasas de crecimiento promedio de 4% anual, si bien se registraron unos pocos años donde se reportaron disminuciones de hasta 2% anual. Desde 2006 la participación de la electricidad en el consumo final del sector ha permanecido en valores superiores a 80%.

En menor medida, se registró el consumo de leña que fue de 22 ktep en 2018. Este valor se ha mantenido constante en los últimos seis años y corresponde al resultado de la “Encuesta sobre consumo y uso de la energía en el sector comercial y servicios 2013”. Cabe señalar que los cambios bruscos que

presenta el consumo de leña en la serie 1965-2017 responden a nuevos resultados de encuestas y no a cambios en los patrones de consumo.

Las restantes fuentes de energía consumidas actualmente en el sector (solar, gasoil, fueloil, GLP, gasolinas, queroseno y gas natural), presentaron en conjunto una participación de 10% para 2018 y disminuyeron 4% respecto al año anterior.

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

La única fuente que se consumió en 2018 para “alumbrado público” fue electricidad, lo que representó el 7% del consumo de dicha fuente del total del sector. Por su parte, en 2018 “administración pública y defensa” registró el 56% del GLP consumido en todo el sector, así como también el 25% del fueloil, el 19% del gasoil, el 10% del consumo de leña, el 9% del consumo de gasolina y finalmente el 7% de la electricidad total del sector. En lo que respecta a “electricidad, gas y agua”, dicho subsector fue responsable por el 4% de la electricidad del sector comercial/servicios/sector público y apenas el 2% del consumo de fueloil. Finalmente, dentro de la clasificación “resto” se agrupan todos los consumos energéticos que no correspondan a las categorías anteriores, representando más del 50% de los consumos para la mayoría de las fuentes.

La apertura no se realiza para energía solar 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 2018, asociado a la categoría “resto”.

4.2.3. Sector Transporte

El consumo final energético del sector transporte fue 1.274 ktep en 2018, lo que representó una disminución de 2% respecto al año anterior. Correspondió en su totalidad a fuentes de energía secundarias, siendo el gasoil y las gasolinas automotoras las que predominaron.

La participación de las distintas fuentes fue variando entre 1965 y 2018. A principios del período, la fuente de mayor consumo fue la gasolina automotora; sin embargo, a partir de 1972 el comportamiento se revirtió y el primer lugar lo pasó a ocupar el gasoil. Hacia 1980-1981 sus consumos prácticamente se igualaron, pero a partir de 1982 volvió a acentuarse la diferencia, de la mano de un mayor crecimiento del gasoil. Durante la crisis de 2002 ambos combustibles sufrieron una caída en su demanda, principalmente las gasolinas, situación que aumentó aún más la distancia entre sus consumos. Pero a partir del año 2004, en medio de una tendencia creciente para ambas fuentes, las gasolinas presentaron una tasa de crecimiento mayor, volviendo a hacer que la diferencia entre gasolinas y gasoil fuera cada vez menor.

A partir de 2010, se incorporaron los biocombustibles (bioetanol y biodiésel) en la matriz de consumo final, cuya participación en el sector transporte creció de 1% (2010) a 6% (2018). El consumo pasó de 7,2 ktep a 65,6 ktep en los ocho años, considerando ambos biocombustibles en conjunto. Como fuera mencionado anteriormente, estas fuentes se consumen principalmente en mezclas con combustibles fósiles, gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel, lo que permitió satisfacer la demanda junto con un descenso en el consumo de combustibles fósiles.

Para 2018 el consumo final del sector transporte fue de 606 ktep de gasolina (principalmente gasolina automotora) y 601 ktep de gasoil, representando una participación de 47% para cada fuente. Si bien el consumo de gasoil ya había presentado aumentos y caídas en la serie, 2018 fue el primer año que el consumo de gasolina disminuyó luego de 14 años de crecimiento continuo. La tendencia de los últimos

años hizo que en 2017 el consumo de ambos combustibles se igualara y se mantuviera con una leve variación hacia 2018. Este mismo comportamiento se verifica si se consideran los combustibles fósiles en mezcla con los biocombustibles (gasolina-bioetanol y gasoil-biodiésel).

El resto de las fuentes utilizadas en el sector transporte han sido los turbocombustibles y gasolinas de aviación. Estas últimas están contabilizadas, junto con las gasolinas automotoras, bajo el término “gasolina”. En el BEN 2018 se incorporó una mejora en la estimación de los consumos de combustibles para actividades aero-agrícolas (ya incluida en el BEN 2017) a través de encuestas en dicha rama de actividad, por lo cual, se pudo realizar una reclasificación y corrección de consumos del sector transporte al sector agro. Este cambio se aplicó también para 2016. Si bien el valor absoluto del cambio ha sido pequeño (1 ktep aprox.), representa un porcentaje importante respecto al consumo final energético de cada combustible (20% para turbocombustible y 50% para gasolina aviación).

Por su parte, debe mencionarse la electricidad, que si bien en el BEN presentó consumos en el sector transporte hasta 1992, se utiliza actualmente en el transporte público, así como en la flota de vehículos de UTE y vehículos particulares. Si bien resulta en consumos aún pequeños, en el presente BEN 2018 se comienzan a incluir para la serie 2016, 2017 y 2018. En BEN anteriores, estos consumos estaban considerados dentro del sector residencial y comercial/servicios/sector público.

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

4.2.4. Sector Industrial

El consumo final energético del sector industrial fue 2.019 ktep en 2018, lo que significa un crecimiento de 2% respecto del año anterior. Cabe recordar que el sector industrial incluye la industria manufacturera y la construcción. La principal fuente consumida en el año 2018 correspondió a los residuos de biomasa y representó más del 60% del consumo total de la industria. El siguiente consumo en orden de importancia correspondió a electricidad (16%), seguido por leña (9%) y fueloil (7%).

El sector industrial presentó grandes fluctuaciones en los consumos energéticos de las diferentes fuentes en el período entre 1965 y 2018. En los primeros años de la serie, el principal energético de consumo en la industria fue el fueloil con participaciones de 70%. Se destacan los años donde la leña y la electricidad superaron los consumos de las otras fuentes (1986-1995 y 2003-2007), así como la complementariedad entre el consumo de fueloil y leña en todos los años.

Respecto a los residuos de biomasa, históricamente han tenido un consumo bajo en la industria, con participaciones menores a 14% hasta 2007 inclusive. En el año 2008, hubo un salto en el consumo de residuos de biomasa que se debió fundamentalmente al crecimiento del consumo de licor negro en la industria de celulosa. Asimismo, a partir del año 2008 se comenzó a registrar los consumos de residuos forestales y de aserradero, los cuales no estaban registrados en BEN anteriores. En el año 2010, solamente el consumo de residuos de biomasa (638 ktep) ya superaba el consumo total del sector industrial del año 2007 (626 ktep). En los años posteriores, el consumo de dicha fuente continuó aumentando hasta alcanzar en 2017 un consumo máximo de 1.275 ktep y luego disminuyó a 1.250 ktep en 2018. Como ya se ha mencionado, este gran crecimiento que tuvieron los residuos de biomasa desde 2008, fue lo que determinó que el sector industrial pasara a ser el sector de mayor consumo energético.

La electricidad registró su máxima participación en el consumo industrial en el año 2002 (29%) y descendió luego hasta un 15-16% en los últimos 5 años. A pesar de este descenso porcentual, el consumo absoluto de electricidad experimentó un crecimiento sostenido y alcanzó su máximo valor en 2018 (319 ktep).

Es importante destacar que, en la última década, el sector industrial ha mostrado un gran desarrollo en la autoproducción de electricidad, entendiendo por esta a la electricidad generada por los propios establecimientos, sin ingresar a la red. Entre 1965 y 1980 la participación de la electricidad de autoproducción, respecto al consumo eléctrico industrial, se mantuvo entre 10% y 15%, para luego descender por casi 30 años a participaciones menores al 10%. A partir de 2008, la participación de la electricidad de autoproducción creció a niveles entre 30% y 35%, y desde 2014 alcanzó valores mayores a 40% del consumo eléctrico de la industria. De esta manera, en 2018 los establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron (47%).

Por su parte, el consumo de leña ha venido aumentando y llegó a una participación de 29% en 2006 para luego bajar a 9% en 2018. Si bien el consumo de leña fue 191 ktep en el último año, 12% inferior a 2011 (máximo histórico), se mantuvo en el orden del máximo registrado a fines de los años ochenta y principio de los años noventa.

Respecto al fueloil, su mayor consumo ha sido históricamente en el sector industrial, con participaciones mayores al 70%. Su consumo tuvo principal importancia en los primeros años de la serie, como fuera mencionado anteriormente, para situarse en participaciones menores a 10% desde 2010. En 2018, el 39% del fueloil consumido en la industria fue abastecido por un proveedor distinto a ANCAP (empresas ubicadas en zona franca).

El gas natural, introducido en el país a fines de 1998, alcanzó en 2004 una participación de 12% en el consumo industrial y bajó a 1% en 2010, porcentaje que se mantuvo hasta 2018. Esta baja se explica, en parte, por el decrecimiento de su consumo y el aumento del consumo total del sector. A su vez, se deben tener en cuenta las dificultades de abastecimiento de gas natural por Argentina (único proveedor de este energético), como ya se mencionó.

Otras fuentes energéticas consumidas en la industria han sido el gasoil, coque de petróleo y GLP (superpérgas y propano). El consumo de coque de petróleo ha permanecido relativamente constante en los últimos años con una participación de 3%; sin embargo, en los últimos cinco años llegó a duplicarse en valor absoluto y pasó de 36 ktep (2013) a 71 ktep (2018). Por su parte, el propano ha registrado cierto aumento en su consumo en los últimos años, pero sigue siendo marginal respecto al total del sector industrial.

En el caso de la energía solar, en 2018 se logró estimar un consumo de 0,1 ktep asociado a una superficie instalada de 2.353 m² de colectores solares térmicos. Dicho valor fue relevado en la "Encuesta sobre consumo de energía en el sector industrial 2018" y de años anteriores; se considera un valor preliminar, ya que la información respecto a la energía solar es difícil de relevar en encuestas sectoriales, dado que el tamaño de la muestra no logra captar la población que utiliza esta tecnología.

A partir del año 2013, el consumo del sector industrial se comenzó a informar desagregado por rama industrial. La industria de "papel y celulosa" representó en 2018 el principal consumo del sector (65%), seguida en menor medida por las industrias de "madera" (6%), "química, caucho y plástico" (5%) y las ramas de "cemento" (4%), "frigoríficos" (4%) y "molinos" (3%). Respecto a las fuentes consumidas, los residuos de biomasa han sido el energético de mayor consumo en el sector, principalmente el licor negro de la industria de la celulosa. En el caso de la electricidad, 36% fue consumida por la industria

de “papel y celulosa”, seguida por la rama de la “química, caucho y plástico” (22%) y los “frigoríficos” (9%).

Por su parte, la leña representó el tercer energético consumido por el sector industrial, siendo las ramas más importantes en consumo las siguientes: “papel y celulosa” (20%), “frigoríficos” (18%), “química, caucho y plástico” (13%) y “lácteos” (10%). Para el caso del fueloil, el consumo industrial se repartió principalmente entre la industria de “papel y celulosa” (72%), “lácteos” (14%) y en menor medida “química, caucho y plástico” (3%).

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

4.2.5. Sector Agro/Pesca/Minería

El consumo final energético del sector agro/pesca/minería fue de 227 ktep en 2018, similar al año anterior. Gasoil fue el energético de mayor consumo (146 ktep) con una participación de 65%. A lo largo de toda la serie, dicha fuente presentó variaciones en el consumo y experimentó una disminución neta de 10% para los últimos diez años. Cabe destacar que desde el año 2010 el gasoil informado en este sector incluye el biodiésel mezclado.

La segunda fuente de consumo en 2018 correspondió a la leña (35 ktep), que se incorporó a partir de 2006, asociada principalmente a la generación de calor en la rama avícola. Una vez más, se aclara que esta modificación no se debió a un cambio en la estructura de consumo, sino a la incorporación de una nueva fuente que no se estaba teniendo en cuenta en este sector. El “Estudio de consumos y usos de la energía” de 2006 permitió, entre otras cosas, hacer este tipo de correcciones en el consumo final energético de los distintos sectores económicos.

Por su parte, el consumo de electricidad fue creciente hasta 2012 (29 ktep), con una participación de 13% y disminuyó hacia 2015 (23 ktep), a una participación de 11%. En 2018 el consumo de electricidad creció 7% respecto al año anterior y resultó en una participación de 12%.

Desde el año 2011, se registra el consumo de gas propano para el sector agropecuario y minería. En 2018 dicho consumo fue de 9 ktep y resultó en un aumento de 25% respecto al año anterior.

Respecto a la gasolina, en el último año participó con un 3% en el consumo sectorial, mientras que el fueloil presentó un consumo muy pequeño (1%). Se hace notar que, en este sector, no se registra consumo de queroseno desde 1993. Por su parte, en el presente BEN se logró ajustar la asignación del consumo de combustibles para actividades aero-agrícolas; mejora que había sido incorporada en el BEN anterior. De esta manera, para 2016 y 2017 se volvió a corregir el consumo de gasolina de aviación y turbocombustible, que estaban siendo considerados en el sector transporte y, según la metodología aplicada, corresponden al sector agropecuario.

A partir del año 2013, se comenzó a informar la apertura del sector agro/pesca/minería, desagregando el consumo del sector pesca del correspondiente para agro y minería. De esta manera, en el último año se registró un consumo de gasoil de 15,5 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 DIÓXIDO DE CARBONO

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

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

Para el año 2018, las emisiones totales de CO₂ fueron 6.224 Gg⁶ provenientes de las siguientes categorías en orden decreciente de importancia: transporte (3.627 Gg), industrial (873 Gg), agro/ pesca/ minería (484 Gg), consumo propio (443 Gg), residencial (396 Gg), centrales eléctricas de servicio público (317 Gg) y finalmente comercial/ servicios/ sector público (84 Gg).

Es así que, en 2018, el 12% de las emisiones de CO₂ provinieron de las industrias de la energía (generación de energía eléctrica y consumo propio del sector energético) y el 88% 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 3.630 Gg en 1990 hasta 6.437 Gg en 1999, año a partir del cual comenzaron a disminuir hasta un valor de 4.043 Gg en 2003. Esta caída en las emisiones coincidió con la disminución de la demanda de energía provocada por la crisis que enfrentó el país a principios de siglo y unos años de buena hidraulicidad. Desde 2004 las emisiones volvieron a presentar una tendencia neta creciente, hasta llegar en 2012 a los niveles máximos del período (8.181 Gg). Los siguientes años presentaron una disminución en las emisiones de CO₂, salvó para el último año que se registró el aumento antes mencionado. Se verifica que en 2015, 2016 y 2017 la disminución en las emisiones totales de CO₂ del sector energía se debieron principalmente a las industrias de la energía, ya que las emisiones provenientes de los sectores de consumo se mantuvieron crecientes, como se detallará más adelante.

Respecto a las industrias de la energía, las emisiones provenientes de las centrales eléctricas de generación de electricidad presentan una gran variación ya que están fuertemente asociadas a las condiciones de hidraulicidad que existan en el país. Para años secos con participaciones bajas de hidroelectricidad, el consumo de derivados de petróleo en centrales eléctricas es alto, con su consiguiente con-

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

tribución a las emisiones totales de CO₂. En los últimos quince años, los mayores registros correspondieron a 2008, 2009 y 2012, con participaciones de 36%, 31% y 36% en el total de emisiones, respectivamente. Del mismo modo, se destacaron el año 2010 y los que siguieron a 2013 con buenos aportes hidráulicos para la generación de electricidad, y su consecuente menor consumo de derivados. En particular, en los últimos cuatro años la hidroelectricidad ha ido disminuyendo; sin embargo el gran aumento que se registró en la electricidad de origen eólico y solar fotovoltaico, ha permitido contrarrestar tal situación sin necesidad de recurrir al consumo de combustibles fósiles para este fin. El consumo de gasoil y fueloil para generación de electricidad disminuyó entre 2015 y 2017, por lo tanto, también decrecieron las emisiones de CO₂ asociadas. Se destaca que en 2017 se registraron las menores emisiones de CO₂ por centrales eléctricas de los últimos quince años. Esta situación se revirtió en 2018, año en que se dio un aumento de 73% en las emisiones de CO₂ de esta categoría.

Por su parte, se menciona que las emisiones provenientes del consumo propio del sector energético se deben principalmente a la operación de la refinería. Las mismas se han mantenido relativamente constantes a lo largo de la serie, con participaciones entre 5-8% de las emisiones de CO₂ totales. En particular, es de mencionar la disminución de 69% en las emisiones en 2017, que se debió a la parada de la refinería por mantenimiento. En 2018, se retomó la operativa habitual y las emisiones de CO₂ por consumo propio del sector energético volvieron a ser del orden de años previos.

En cuanto a las emisiones provenientes de los sectores de consumo, la principal categoría ha sido históricamente el sector transporte, con una participación promedio de 60% respecto a las emisiones sectoriales y de 48% respecto al total. La evolución en las emisiones acompañó la tendencia del consumo energético en este sector; un crecimiento sostenido hasta 1999, una posterior caída durante cuatro años, nuevamente un aumento hasta 2017 inclusive y finalmente una disminución en 2018. En los últimos diez años, el incremento de emisiones de CO₂ en el sector transporte estuvo marcado principalmente por las emisiones asociadas al consumo de gasolina, que aumentaron 106%, mientras que para el gasoil las emisiones de CO₂ se mantuvieron prácticamente constante.

Respecto a los demás sectores de consumo considerados en conjunto, las emisiones de CO₂ en 1990 fueron similares a las provenientes del transporte. La evolución de las emisiones de estos sectores presentó un crecimiento menor a las del sector transporte. Por esta razón, en 2018 su participación fue de 30% de las emisiones de CO₂ totales. Es de destacar el comportamiento del sector industrial, que si bien fue relativamente constante a lo largo de la serie, en los últimos ocho años sus emisiones de CO₂ crecieron de 583 Gg (2010) a 894 Gg (2016), debido principalmente a un mayor consumo de fueloil y coque de petróleo en la industria. Sin embargo, en 2018 dichas emisiones descendieron a 873 Gg por un menor consumo de fueloil. Para los sectores residencial, comercial/ servicios/ sector público y agro/ pesca/ minería las emisiones de CO₂ han sido pequeñas respecto al resto de los sectores y se han mantenido relativamente constantes a lo largo de los años.

Finalmente, se presentan como partidas informativas las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa y de bunkers internacionales, ya que no se consideran en los totales de acuerdo a la metodología aplicada. En 2018, las emisiones de la quema de biomasa correspondieron a 9.043 Gg de CO₂, similar al año anterior. En cuanto a los combustibles, los residuos de biomasa fueron los que tuvieron la mayor participación (70%), seguidos por la leña (28%) y en menor proporción por los biocombustibles (2%) y el carbón vegetal (<1%).

En la categoría “bunkers internacionales” se informan las emisiones de CO₂ procedentes de la navegación marítima y fluvial, así como de la aviación, incluyendo los viajes que salen de un país y llegan a otro. Para 2018, las emisiones de bunkers internacionales fueron 778 Gg de CO₂, lo que representó un aumento de 24% respecto 2017. El 58% de estas emisiones se originaron en el transporte marítimo, a través del consumo de derivados de petróleo, mientras que el 42% restante correspondió al transporte aéreo, principalmente por consumo de turbocombustible.

6. INDICADORES

6.1. Intensidad energética final

La intensidad energética final se representa como el cociente entre el consumo final de energía y el producto interno bruto (PIB) y se expresa en toneladas equivalentes de petróleo por millón de pesos 2005 (tep/M\$ 2005). La serie del PIB corresponde a precios constantes de 2005 por empalme, publicada por el Banco Central del Uruguay (BCU).

A su vez, para ayudar a entender la evolución de este indicador se analizan las series individuales de consumo final total de energía y PIB, tomando como base igual a 100 los valores de ambas variables para el año 1997. Ambas series han presentado comportamientos similares en lo que respecta a su evolución en el período 1997-2018. Se destaca 1999 como único año de todo el período, que registró un crecimiento en el consumo de energía y una caída en el PIB. De manera opuesta, 2003 fue el único año en que el consumo energético disminuyó, mientras que el PIB aumentó. La demanda energética disminuyó entre 2000 y 2003, año a partir del cual retomó una tendencia creciente. Por su parte, el PIB registró tasas de crecimiento negativas entre 1999 y 2002 inclusive. De ahí en más ambas series presentaron una evolución creciente hasta 2018, donde la variabilidad registrada ha permitido identificar diferentes períodos.

Desde 2005 el consumo de energía creció a tasas mayores que el PIB, para el período 2005-2009. Es de destacar el gran crecimiento del consumo final del sector industrial en el año 2008 (67% respecto a 2007), que provocó un cambio en la estructura de consumo del país. Para estos años la intensidad energética fue creciente. En los años 2010, 2011 y 2012 se dio una tendencia opuesta. Si bien el consumo energético creció y el PIB también, el consumo final energético evolucionó a tasas menores, lo que resultó en una intensidad energética decreciente.

Por su parte, entre 2013 y 2016, el consumo final energético presentó aumentos anuales crecientes, principalmente a partir de un mayor consumo del sector industrial asociado a la incorporación de otra nueva planta de celulosa. Sin embargo, el PIB creció a tasas positivas pero menores año a año y reflejó una intensidad energética creciente. En 2017 y 2018, volvió a registrarse un comportamiento similar al período 2010-2012, con crecimientos en el consumo final y el PIB, pero a tasas mayores para este último e intensidad energética a la baja.

De esta manera, la evolución de la intensidad energética por unidad de PIB presentó un crecimiento neto en todo el período de estudio, acompañada por una gran variabilidad. En el año 2005 se registró el mínimo histórico (5,7 tep/M\$ 2005) y en 2016 el máximo (6,9 tep/M\$ 2005). Para 2018, la intensidad energética fue de 6,7 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 toneladas equivalentes de petróleo por cada mil habitantes (tep/1.000 hab.). Dicho indicador se obtiene como el cociente entre el consumo final total de energía y la cantidad de habitantes.

Entre 1990 y 1999 el consumo de energía per cápita tuvo un crecimiento sostenido; el mismo se vio interrumpido durante la crisis económica de comienzos del siglo XXI, pero a partir de 2004 comenzó nuevamente la tendencia creciente, que se mantuvo hasta 2018. En 2007, el pico de consumo anterior

(que se había dado en 1999, antes de la crisis) fue superado. Para el año 2018, el consumo final de energía per cápita fue de 1.364 tep cada mil habitantes; mantuvo su tendencia creciente y alcanzó su valor máximo de toda la serie.

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

El consumo eléctrico per cápita aumentó desde 512 kWh/hab. (1965) hasta un máximo de 1.917 kWh/hab. (2000), para luego bajar hasta un mínimo de 1.788 kWh/hab. (2003). A partir de ese año, se revirtió nuevamente la tendencia y volvió a crecer. En 2017 se registró un descenso de 3% en el consumo eléctrico per cápita respecto a 2016, mientras que en 2018 se llegó a un consumo máximo histórico de 3.275 kWh/hab.

6.3. Intensidad energética por sector

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

En la serie industria/agro/pesca/minería se puede observar, claramente, el impacto que generó el ingreso al mercado de las nuevas industrias de celulosa, que provocaron un salto en la intensidad energética en los años 2008 y 2014. A partir de 2008 la intensidad energética mantuvo una tendencia creciente, salvo para los años 2009, 2011 y 2012, cuando se dio una pequeña baja asociada a un menor crecimiento del consumo energético del sector industrial respecto al mayor crecimiento económico; en 2012 el consumo energético disminuyó respecto al año anterior. En 2013, tanto el consumo energético como el valor agregado registraron crecimientos, lo que reflejó un aumento en la intensidad energética. Para los últimos cinco años, el gran crecimiento en el consumo energético junto con el crecimiento del valor agregado del sector (salvo para los últimos dos años que disminuyó), repercutieron en un destacado crecimiento de la intensidad energética del sector industrial/agro/pesca/minería (7% de tasa media anual).

Por su parte, la serie de intensidad energética del sector transporte alcanzó su mínimo histórico en 2008 y registró un comportamiento variable en los años posteriores, en los que alternó tasas de crecimiento positivas y negativas. El crecimiento (8%) que se dio en la intensidad energética entre 2008 y 2009 puede haber sido consecuencia de la crisis internacional, dado que el valor agregado generado en el transporte fue apenas superior al año anterior, mientras que el consumo energético mantuvo el crecimiento histórico. Son de destacar los años 2015 y 2016 ya que, como consecuencia de los crecimientos en el consumo energético y las disminuciones en el valor agregado, resultaron en crecimientos de 14% y 11% en la intensidad energética del sector transporte. Para 2018, la intensidad energética volvió a crecer (2%), luego de la caída que había registrado el año anterior (2%).

Finalmente, en cuanto a la intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público, la serie no ofreció mayores variaciones, siendo relativamente constante en el período en estudio 1997-2018, con un descenso neto mantenido. En el año 2007 alcanzó el valor máximo y, a partir de 2008, mostró una tendencia decreciente, a pesar de que en dichos años crecieron tanto el consumo energético como

el valor agregado del sector. Esto se explica porque el consumo energético presentó una tasa de crecimiento menor que la del valor agregado, lo cual podría ser resultado de la incorporación de medidas de eficiencia energética. En los últimos cuatro años se registraron los menores valores históricos de intensidad energética en el sector comercial/ servicios/ sector público (0,74 tep/M\$ 2005 en 2018).

6.4. Emisiones de CO₂ por PIB y per cápita

Se entiende por intensidad de emisiones de CO₂ al cociente entre las emisiones de CO₂ y el producto interno bruto (PIB) y se expresa en toneladas de CO₂ por millón de pesos 2005 (tCO₂/M\$ 2005). La serie del PIB corresponde a precios constantes de 2005 por empalme, publicada por el Banco Central del Uruguay (BCU). A su vez, para ayudar a entender la evolución de este indicador se analizan las series individuales de las emisiones de CO₂ de las actividades de quema de combustibles y del PIB, tomando como base igual a 100 los valores de ambas variables para el año 1997.

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

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

En cuanto a la intensidad de emisiones de CO₂ por unidad de PIB, presentó cierta variabilidad en la serie 1997-2018, en línea con lo mencionado para los indicadores anteriores. Los años con mayores niveles de intensidad de emisiones correspondieron a 1999 y 2008 (15 tCO₂/ M\$ 2005), mientras que en los últimos cinco años se alcanzaron los valores más bajos desde 1997 (8-9 tCO₂/ M\$ 2005).

Respecto a las emisiones de CO₂ per cápita, se observa un crecimiento neto para todo el período 1990-2018, el cual presentó una variabilidad importante. Este comportamiento, que alternó máximos y mínimos, se correlaciona con la variación que presentó el consumo de combustibles fósiles en centrales térmicas.

En el año 1990 se registró el mínimo de emisiones de CO₂ per cápita (1,2 tCO₂/hab.), mientras que en 2012 las emisiones alcanzaron sus niveles máximos (2,4 tCO₂/hab.). En los últimos cinco años las emisiones de CO₂ per cápita se mantuvieron relativamente constantes (1,7 - 1,8 tCO₂/hab.).

6.5. Factor de emisión de CO₂ del SIN

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

El factor de emisión ha presentado gran variabilidad a lo largo de toda la serie. Este efecto está asociado a la gran influencia que tiene el nivel de hidraulicidad en la generación eléctrica del país y a la consecuente cantidad de combustibles fósiles utilizados para generación, como fuera mencionado en los apartados anteriores. En los últimos años, Uruguay ha registrado también grandes crecimientos en la generación de electricidad de origen renovable, principalmente energía eólica y en menor medida energía solar fotovoltaica, lo que hace pensar que, junto con la hidroelectricidad, haya permitido el uso de menores cantidades de combustibles fósiles.

Cabe destacar que el máximo factor de emisión del SIN fue registrado en 2008, con un valor de 335 tCO₂/GWh, seguido en importancia por los años 2006 (304 tCO₂/GWh) y 2012 (301 tCO₂/GWh). Por su parte, los mínimos se dieron entre 2001-2003, con valores menores a 3 tCO₂/GWh, cuando prácticamente el 100% de la electricidad se generó a partir de energía hidráulica. Para el año 2018, el factor de emisión del SIN fue de 25 tCO₂/GWh, lo que representó el segundo menor valor en los últimos quince años y el sexto desde 1990.

6.6. Tasa de electrificación

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

La tasa de electrificación total ha pasado de 79,0% a 99,8% entre 1975 y 2018. Al analizar el indicador desagregado por medio urbano y rural, se puede observar una evolución más acentuada para la tasa de electrificación rural, que aumentó de 25,1% en 1975 hasta 98,9% en 2018. Por su parte, la tasa de electrificación urbana pasó de 89,0% a 99,8% en dicho período.

Visto de otra manera, del total de viviendas ocupadas en 2018 solo el 0,2% no tuvo suministro de electricidad, ya sea de UTE o propio (grupo electrógeno y/o cargador de baterías a través de un generador eólico o solar); la cifra correspondió a 2.729 viviendas. La distribución fue de 2.018 viviendas en el medio urbano (0,2%) y 711 en el medio rural (1,1%).

6.7. Sendero energético

El sendero energético constituye una representación gráfica que relaciona dos indicadores: intensidad energética y PIB per cápita. A continuación, se analiza la evolución del sendero para el período 1997-2018 incluyendo la intensidad energética, expresada en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos constantes del año 2005 (tep/ millones\$2005), y el PIB per cápita, expresado en miles de pesos constantes del año 2005 por habitante (miles\$2005/hab.). A su vez, en el sendero energético se representa el consumo final total per cápita constante a través de curvas isocuantas.

La evolución del comportamiento de los indicadores evidencia las distintas etapas atravesadas por el país en el período en estudio. A través del retroceso del sendero energético, marcado por una disminución del PIB per cápita, es posible identificar la crisis económica que se produjo a principios de siglo.

El período entre los años 2002-2005 se caracterizó por un crecimiento económico sin grandes cambios estructurales. El sector construcción no evidencia una recuperación económica en este período posterior a la crisis y la evolución del sistema productivo no implicó inversiones en equipamiento e infraestructura debido a que se utilizó la capacidad ociosa existente. Por su parte, la demanda energética disminuyó hasta 2003 inclusive, año a partir del cual retomó una tendencia creciente. Dado que el PIB creció a una tasa mayor que el consumo energético, la intensidad energética disminuyó en este período.

En el período 2005-2009, la participación del sector industrial en el PIB creció un punto, y dentro de la industria, la participación de la rama papel y celulosa pasó de 9% a 19%. Este fuerte crecimiento industrial asociado al ingreso de una de las plantas de celulosa, junto con el crecimiento del sector construcción, hizo que la demanda energética se dispare. El sector industrial duplicó su consumo energético y el consumo final energético que venía registrando crecimientos anuales de 3% y 4% llegó a crecer 17% en 2008. Este fuerte cambio en la estructura económica y energética provocó un crecimiento muy importante en la intensidad energética.

Por su parte, los años 2009-2012 correspondieron a un período en el cual las estructuras económicas y de consumo energético se mantuvieron prácticamente constantes. Por esta razón, la disminución en intensidad energética podría asociarse a la implementación de proyectos y medidas de eficiencia energética.

En el período 2012-2016 la demanda energética sufrió nuevamente cambios estructurales. La participación del consumo industrial pasó de 34% a 43% respecto al consumo final energético total; hecho que estuvo fuertemente asociado a la incorporación de otra nueva planta de celulosa. En lo referente a la estructura económica, no se observa un cambio relevante en lo global, dado que el sector industrial siguió representando el 15% del PIB. Sin embargo, al analizar las ramas industriales se verifica que hubo cambios estructurales, ya que el valor agregado del sector papel y celulosa creció de 19% a 28% respecto a toda la industria. Este comportamiento fue similar al registrado en el período 2005-2009.

Finalmente se menciona el período 2016-2018, el cual presentó características similares al 2009-2012 en cuanto a la intensidad energética y el PIB per cápita, pero acompañado por una desaceleración de la economía.

7. OBJETIVO DE DESARROLLO SOSTENIBLE 7⁷ (ODS 7)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) aprobados por la Organización de las Naciones Unidas en el año 2015 contemplan de forma integrada los desafíos entorno a las tres dimensiones del desarrollo sostenible que resultan clave para el futuro del planeta: la económica, la social y la ambiental. El gobierno de Uruguay en su conjunto, trabajando transversalmente a nivel de todos los Ministerios, entes autónomos y servicios descentralizados, ha asumido la responsabilidad de guiar sus políticas públicas en torno al cumplimiento de los ODS con el fin de avanzar en cada uno de ellos hacia el año 2030.

Particularmente, el ODS 7 consiste en garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, siendo el MIEM el organismo referente para este objetivo.

Para el año 2015 el país ya contaba con una Política Energética que se comenzó a elaborar en 2005, mantenido diálogo con todos los actores públicos involucrados en el tema energético. Si bien la misma se aprobó en 2008, parte ya se había comenzado a implementar. Por su parte, en el año 2010 se obtuvo el aval de una Comisión Multipartidaria integrada por representantes de todo el sector político, convirtiéndose así en una Política de Estado. Si bien la Política Energética fue pensada y diseñada a partir de la realidad y las capacidades institucionales del país, guarda armonía con el contenido y el horizonte temporal (año 2030) que Naciones Unidas definió para la concreción de los ODS. Esto explica que para 2015 Uruguay ya contara con indicadores que reflejaban una realidad energética transformada y en-caminada a la concreción del ODS 7.

De esta manera, al tiempo que Uruguay ejecuta la Política Energética 2030, transita el camino definido por Naciones Unidas para garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.

Los indicadores del ODS 7 son los siguientes:

- 7.1.1. Proporción de la población con acceso a la electricidad
- 7.1.2. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios
- 7.2.1. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía
- 7.3.1. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB

Por más información se puede consultar el “Informe Nacional Voluntario de Uruguay 2018”.

⁷ Datos extraídos de www.ods.gub.uy, noviembre 2019.

8. METODOLOGÍA

8.1. Definiciones generales

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

8.2. Estructura

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

- Balance de energía primaria
- Balance de centros de transformación (primarios y secundarios)

- Balance de energía secundaria
- Oferta bruta y consumo neto
- Distribución sectorial del consumo final energético

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

BALANCE ENERGÉTICO	FUENTES PRIMARIAS	FUENTES SECUNDARIAS	PÉRDIDAS	TOTAL
Energía primaria	(1)			
Centros de transformación		(2)		
Energía secundaria		(3)		
Oferta bruta y consumo neto		(4)		(4)
Consumo final de energía		(5)		(5)

NOTAS:

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

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

8.2.1. Balance de fuentes de energía primarias

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

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

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

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

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

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

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”.

8.2.2. Balance de centros de transformación

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

Se incluyen como centros de transformación:

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

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

8.2.3. Balance de fuentes de energía secundarias

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

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

- **Propano:** Hasta el año 2010 inclusive, el consumo de agro/minería está incluido en el sector industrial. A partir de 2011, el consumo de propano asociado a la actividad agropecuaria y minería se contabiliza en el sector “agro/pesca/minería”.
- **GLP:** Agrupa supergás y propano.
- **Gasolina automotora:** No incluye bioetanol, el cual se informa de manera separada.

- **Gasoil:** No incluye biodiésel, el cual se informa de manera separada.
- **Coque de petróleo:** Incluye coque de petróleo calcinado, sin calcinar y coque de refinería. Hasta BEN 2012 inclusive, se denominaba “otros energéticos”.
- **Productos no energéticos:** Incluye solventes, lubricantes, aceites. Desde 2013, con la puesta en operación de la planta 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 incluyó un volumen “no utilizado” y unas “pérdidas”, por lo cual la producción es mayor al consumo propio de la refinería. Este cambio en la metodología se comienza a aplicar desde 2013.
- **Coque de carbón:** Corresponde a coque de hulla. Hasta BEN 2012 se denominaba “coque”.
- **Electricidad:** El consumo eléctrico asociado al transporte de los últimos años incluye flotas cautivas y particulares.

Los rubros que corresponden al balance de energía secundaria son los mismos que los descritos 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 incluyeron junto con las exportaciones, pero a partir de 2013 se han informado de manera separada. Cabe mencionar que en el “análisis del comercio exterior de derivados” (cuadro 2.3 Comercio exterior de energía secundaria) las ventas a bunkers internacionales se consideran como exportaciones.

8.2.4. Oferta bruta y consumo

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

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

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

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

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

8.2.5. Distribución sectorial del consumo final energético

En esta última parte de la matriz consolidada, se indica la manera en la que se distribuye el consumo final energético entre los diversos sectores de la actividad socioeconómica. A partir de la elaboración del BEN 2013 se mejoró la recopilación de información de consumo, y esto se logró a través de nuevas encuestas sectoriales. La tradicional “Encuesta de leña y residuos de biomasa” pasó a formar parte de la “Encuesta sobre consumo de energía en el sector industrial”, que abarca otras fuentes energéticas y fue realizada para los años 2011, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018. A su vez, hubo encuestas de consumos energéticos en el sector residencial en 2013 y en el sector comercial/servicios/sector público en 2013, 2014 y 2015. Cabe mencionar que los resultados de esta última se incorporarán en próximas publicaciones.

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

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

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

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

Sector residencial
Montevideo
Interior

Para el caso de la leña y GLP, la apertura se realiza a partir de los resultados de la “Encuesta sobre consumo y usos de la energía en el sector residencial 2013”, mientras que para energía eléctrica, queroseno y gas natural se utilizan datos administrativos. En el caso de los residuos de biomasa, se asocia todo el consumo al interior del país. Para el resto de los energéticos no se realiza la apertura desde 2013 por falta de información para su adecuada clasificación (solar, gasoil, fueloil, carbón vegetal).

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

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

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

Nota:

* incluye sólo los consumos dentro de los establecimientos.

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

Desde 2013 se informan los consumos con la siguiente apertura:

Sector transporte
Carretero
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 el consumo de vehículos particulares, que según la metodología se computa en el sector transporte.

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

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

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

Notas:

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

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

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

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

Sector agro/pesca/minería
Agro y minería
Pesca

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

En la presente publicación, se incluye una mejora en la asignación del consumo de combustibles de aviación en actividades aero-agrícolas, que se venía informando en el sector transporte y ahora se comienza a informar en el sector agro. Incluye consumos de gasolina de aviación y turbocombustible. Esta mejora fue posible mediante la realización de una encuesta a empresas del rubro y se realizó también para los años 2016 y 2017. Los datos se consideran con carácter preliminar, ya que, al no lograrse el 100% de las respuestas, los mismos pueden estar sub-evaluados. En futuras ediciones se espera poder confirmar los resultados para la serie histórica.

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

8.3. Unidades y formato de datos

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

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

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

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

8.4. Comentarios particulares

8.4.1. 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/m³)
- **g**: Aceleración de la gravedad (m/s²)
- **t**: Tiempo de operación de la central (horas/año)
- **h**: Altura media de caída (m); se consideran las cotas del último día de cada mes
- **Q**: Caudal turbinado (m³/s)

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

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

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

8.4.2. Energía eólica

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

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

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

8.4.3. Energía solar

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

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

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

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

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

Siendo:

- $E_{\text{solar térmica}}$: Producción de energía solar térmica (ktep/año)
- 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 del balance, se puede interpretar como un potencial, ya que no es realmente la energía consumida, sino la energía captada por el equipo. En la práctica puede que no se consuma toda esa energía.

Hasta el año 2016 inclusive, la asignación sectorial del consumo final energético es teórica ya que se realiza considerando participaciones típicas de bibliografía: 85% sector residencial, 14,5% sector comercial/servicios/sector público y 0,5% sector industrial. Se aclara que esta información es difícil de relevar en las encuestas sectoriales que se realizan de manera periódica, dado que el tamaño de muestra no logra captar la población que utiliza esta tecnología.

Sin embargo, desde el año 2017 se logró incorporar una mejora en la asignación de la industria, a través de datos de la encuesta industrial que se realiza anualmente. Por esta razón, se estima un valor de consumo industrial asociado a la superficie relevada en dichas encuestas, se mantiene la

participación teórica para el sector comercial/servicios/sector público y se cierra el balance con el sector residencial.

Por su parte, se menciona el censo de tecnología solar realizado durante 2018 a empresas e instituciones de las ramas comercial y servicios. Se censaron solo aquellos subsectores considerados como los más factibles de poseer equipamiento solar, en el marco de la Ley de Energía Solar Térmica (Ley 18.585 de setiembre 2009).

Los resultados del censo junto con otras encuestas del sector permitieron estimar una superficie instalada de 5.783 m² de colectores solares térmicos, equivalente a 0,3 ktep. Se verifica que la estimación teórica aplicada al sector comercial/servicios/sector público resulta en un valor mayor. Por esta razón, los datos relevados en dichos estudios estadísticos quedan correctamente comprendidos en la estimación, ya que no se conoce el total de empresas del sector que utilizan 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 consideran como “energía fotovoltaica producida” el mismo valor que la electricidad generada por los paneles fotovoltaicos. Con esta nueva metodología se corrige la serie histórica desde el año 2014. La generación de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos se determina de cuatro formas, dependiendo del tipo de productores:
 - Para el caso de las plantas solares conectadas a la red, se contabilizan los datos mensuales suministrados por UTE.
 - En el caso de los pequeños productores que vuelcan energía a la red, se utilizan los datos de micro generación anuales que envía UTE.
 - En el caso de los pequeños productores autónomos que no vuelcan a la red, se utiliza la misma relación de energía generada y potencia instalada que los que productores que entregan a la red y cuyos datos son conocidos.
 - En el caso de productores autónomos que no vuelcan a la red, con potencias instaladas superiores a 150 kW, los datos de generación se obtienen de encuestas.

8.4.4. Leña

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

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

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

8.4.5. Residuos de biomasa

En años anteriores, la producción de residuos de biomasa se estimaba teniendo en cuenta la producción anual de los cultivos que los generaban (Ej. arroz, girasol, cebada) y la proporción de su residuo

dentro del peso total, tomando como fuente de información los anuarios estadísticos de DIEA (Estadísticas Agropecuarias) del MGAP. Con este criterio, la producción era sensiblemente mayor al consumo de estos energéticos.

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

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

En el caso del sector industrial y de las centrales eléctricas de servicio público y autoproducción, el consumo de residuos de biomasa se estima a base de estudios de relevamiento de información, realizados anualmente por DNE-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 así como de la “Encuesta residencial 2013”.

8.4.6. 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 (m ³ 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):

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

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

- Ingenio Paysandú:

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

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

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

8.4.7. Biogás

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

8.4.8. Emisiones de CO₂

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

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

A continuación, se detallan las categorías informadas:

- **Industrias de la energía:** Se consideran las emisiones de los siguientes centros de transformación secundarios, así como del consumo propio del sector energético. Se destaca que las emisiones de CO₂ provenientes de las centrales eléctricas de autoproducción son incluidas en el sector industrial, según la metodología empleada.
 - Centrales eléctricas de servicio público
 - Consumo propio
- **Sectores de consumo:** Se consideran los mismos sectores incluidos en el BEN y detallados en el apartado denominado “estructura” de la presente descripción metodológica.
 - Residencial
 - Comercial/Servicios/Sector público
 - Transporte
 - Industrial
 - Agro/Pesca/Minería
 - No identificado
- **Partidas informativas:** Se presentan en forma separada sin incluirse en los totales las emisiones de CO₂ de las siguientes categorías:
 - Quema de biomasa: Incluye leña, residuos de biomasa, carbón vegetal para toda la serie, y biocombustibles a partir de 2010. Las emisiones de esta categoría corresponden a la quema de biomasa en centrales eléctricas de servicio público, centrales eléctricas de autoproducción y en los distintos sectores de actividad.
 - Bunkers internacionales: Corresponde a emisiones provenientes de bunkers internacionales tanto marítimo como aéreo.

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

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

8.4.9. Matriz de energía primaria (abastecimiento)

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

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

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

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

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

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

- **Por origen:**
 - Local: Producción nacional
 - Importada: Importaciones netas

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