

Balance Energético 2023



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



Puede navegar por este documento mediante el panel ubicado a la izquierda.

Haciendo click sobre las tablas podrá descargar la hoja de cálculo correspondiente.

Para una correcta visualización recomendamos Adobe Acrobat Reader®. Puede descargarlo en el siguiente enlace:
<https://get.adobe.com/es/reader/>

Balance Energético 2023
Serie histórica 1965-2023
ISSN formato electrónico: 2730-5295

Diseño
Agustín Sabatella

Corrección
Leticia Costa
Lic. en Comunicación Social



Autoridades

Presidente de la República

Dr. Luis Lacalle Pou

Ministra de Industria, Energía y Minería

Ing. Elisa Facio

Subsecretario de Industria, Energía y Minería

Walter Verri

Director Nacional de Energía

Lic. Christian Nieves Lauz

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 1965-2023 y se encuentra disponible en el sitio web: www.gub.uy/miem/ben

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)

www.gub.uy/miem



Tabla de contenidos

Prólogo	7	RESUMEN DEL CAPÍTULO 6 - Indicadores	71
1. Introducción	8	6. Indicadores	72
RESUMEN DEL CAPÍTULO 2 - Infraestructura del sistema energético uruguayo	10	6.1. Intensidad energética final	73
2. Infraestructura del sistema energético uruguayo	11	6.2. Consumo de energía y de electricidad per cápita	74
2.1. Generación eléctrica	11	6.3. Intensidad energética por sector	75
2.2. Hidrocarburos	16	6.4. Emisiones de CO ₂ por PIB y per cápita	78
2.3. Otras fuentes y usos de energía	18	6.5. Factor de emisión de CO ₂ del SIN	80
RESUMEN DEL CAPÍTULO 3 - Oferta de energía	20	6.6. Tasa de electrificación	81
3. Oferta de energía	21	6.7. Sendero energético	82
3.1. Abastecimiento de energía	25	7. Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)	85
3.1.1. Matriz primaria por fuente	25	8. Metodología	89
3.1.2. Matriz primaria por origen	28	8.1. Definiciones generales	89
3.1.3. Matriz primaria por tipo	28	8.2. Estructura	90
3.2. Generación de energía eléctrica	30	8.2.1. Balance de fuentes de energía primarias	90
3.2.1. Matriz de insumos para generación de electricidad	34	8.2.2. Balance de centros de transformación	92
3.2.2. Matriz de generación de electricidad por fuente	35	8.2.3. Balance de fuentes de energía secundarias	92
3.2.3. Generación de electricidad en la Antártida	37	8.2.4. Oferta bruta y consumo	93
3.3. Producción de derivados de petróleo	38	8.2.5. Distribución sectorial del consumo final energético	94
RESUMEN DEL CAPÍTULO 4 - Demanda de energía	40	8.3. Unidades y formato de datos	97
4. Demanda de energía	41	8.4. Comentarios particulares	98
4.1. Consumo final energético por fuente	42	8.4.1. Energía hidroeléctrica	98
4.2. Consumo final energético por sector	46	8.4.2. Energía eólica	98
4.2.1. Sector residencial	48	8.4.3. Energía solar	99
4.2.2. Sector comercial/servicios/sector público	51	8.4.4. Leña	101
4.2.3. Sector transporte	53	8.4.5. Residuos de biomasa	101
4.2.4. Sector industrial	56	8.4.6. Biomasa para biocombustibles	102
4.2.5. Sector actividades primarias	60	8.4.7. Queroseno	102
RESUMEN DEL CAPÍTULO 5 - Emisiones de dióxido de carbono	63	8.4.8. Emisiones de CO ₂	103
5. Emisiones de dióxido de carbono	64	8.4.9. Matriz de energía primaria (abastecimiento)	103
		ANEXO I. Información complementaria	105
		ANEXO II. Matriz consolidada y Diagrama de flujo	110

Figuras

ORDEN ALFABÉTICO

FIGURA 21. Abastecimiento de energía por fuente	26	FIGURA 31. Estructura de producción de la refinería	39
FIGURA 22. Abastecimiento de energía por origen	28	FIGURA 65. Factor de emisión de CO ₂ del SIN	80
FIGURA 23. Abastecimiento de energía por tipo	28	FIGURA 29. Generación de electricidad a partir de cada fuente	36
FIGURA 51. Apertura de consumo del sector actividades primarias en 2023	62	FIGURA 28. Generación de electricidad por fuente	35
FIGURA 41. Apertura de consumo del sector comercial/servicios/sector público en 2023	52	FIGURA 30. Generación de electricidad por fuente en la Antártida	37
FIGURA 46. Apertura de consumo del sector industrial en 2023	58	FIGURA 27. Insumos para generación de electricidad	34
FIGURA 39. Apertura de consumo del sector residencial en 2023	49	FIGURA 61. Intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público	76
FIGURA 44. Apertura de consumo del sector transporte en 2023	55	FIGURA 60. Intensidad energética del sector industrial/actividades primarias	75
FIGURA 24. Balance eléctrico	30	FIGURA 62. Intensidad energética del sector transporte	77
FIGURA 34. Consumo de biocombustibles y porcentajes de mezcla	43	FIGURA 72. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB	88
FIGURA 59. Consumo de energía y electricidad per cápita	74	FIGURA 26. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar por sector	32
FIGURA 47. Consumo final energético del sector actividades primarias por fuente	60	FIGURA 16. Oferta bruta de energía eólica	23
FIGURA 48. Consumo final energético del sector agro por fuente	61	FIGURA 17. Oferta bruta de energía solar	23
FIGURA 40. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público por fuente	51	FIGURA 14. Oferta bruta de gas natural	22
FIGURA 45. Consumo final energético del sector industrial por fuente	56	FIGURA 15. Oferta bruta de hidroenergía	22
FIGURA 49. Consumo final energético del sector minería por fuente	61	FIGURA 18. Oferta bruta de leña y residuos de biomasa	23
FIGURA 50. Consumo final energético del sector pesca por fuente	61	FIGURA 13. Oferta bruta de petróleo	21
FIGURA 38. Consumo final energético del sector residencial por fuente	48	FIGURA 19. Oferta bruta de residuos industriales	24
FIGURA 42. Consumo final energético del sector transporte por fuente	53	FIGURA 20. Participación del abastecimiento de biomasa por tipo	25
FIGURA 33. Consumo final energético por fuente	42	FIGURA 25. Participación de los insumos en la generación de energía eléctrica	31
FIGURA 37. Consumo final energético por sector	47	FIGURA 56. Partidas informativas de emisiones de CO ₂	68
FIGURA 32. Consumo final total de energía	41	FIGURA 3. Potencia instalada de centrales hidroeléctricas	13
FIGURA 58. Consumo final total y PIB	73	FIGURA 6. Potencia instalada de generadores eólicos	14
FIGURA 2. Distribución geográfica de generadores de electricidad, 2005 vs 2023	12	FIGURA 7. Potencia instalada de generadores solares fotovoltaicos	15
FIGURA 9. Distribución geográfica de infraestructura asociada a petróleo y derivados	16	FIGURA 5. Potencia instalada de generadores térmicos a partir de biomasa	14
FIGURA 11. Distribución geográfica de plantas de biocombustibles	18	FIGURA 4. Potencia instalada de generadores térmicos de origen fósil	13
FIGURA 10. Distribución geográfica de puntos de entrega de gas natural	17	FIGURA 8. Potencia instalada de microgeneración solar por sector	15
FIGURA 54. Emisiones de CO ₂ de generación de electricidad para exportación	66	FIGURA 1. Potencia instalada por fuente	11
FIGURA 55. Emisiones de CO ₂ del sector transporte por fuente	67	FIGURA 71. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía	88
FIGURA 64. Emisiones de CO ₂ per cápita	79	FIGURA 69. Proporción de la población con acceso a la electricidad	88
FIGURA 53. Emisiones de CO ₂ por fuente	65	FIGURA 70. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios	88
FIGURA 57. Emisiones de CO ₂ por fuente y sector	69	FIGURA 67. Sendero energético	83
FIGURA 52. Emisiones de CO ₂ por sector	65	FIGURA 68. Sendero energético / detalles ampliados	84
FIGURA 63. Emisiones de CO ₂ totales y PIB	78	FIGURA 12. Superficie instalada de colectores solares térmicos	19
FIGURA 43. Estructura del parque automotor, consumo de combustibles y emisiones de CO ₂ en 2023	54	FIGURA 66. Tasa de electrificación	81
		FIGURA 35. Variación interanual del consumo final eléctrico	44
		FIGURA 36. Variación interanual del consumo final energético del sector industrial	46

Tablas

ORDEN ALFABÉTICO

TABLA 3. Abastecimiento de energía por fuente	27
TABLA 19. Coeficientes de conversión entre unidades de energía	105
TABLA 9. Consumo de biocombustibles	45
TABLA 15. Consumo final energético del sector actividades primarias	62
TABLA 12. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público	52
TABLA 14. Consumo final energético del sector industrial	59
TABLA 11. Consumo final energético del sector residencial	50
TABLA 13. Consumo final energético del sector transporte	55
TABLA 8. Consumo final energético por fuente	45
TABLA 10. Consumo final energético por sector	47
TABLA 17. Emisiones de CO ₂ por fuente	70
TABLA 16. Emisiones de CO ₂ por sector	70
TABLA 20. Factores de conversión constantes en la serie histórica	106
TABLA 21. Factores de conversión variables en la serie histórica	107
TABLA 22. Factores de emisión de CO ₂	108
TABLA 6. Generación de electricidad por fuente	35
TABLA 5. Insumos para generación de electricidad	34
TABLA 4. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar por sector	32
TABLA 2. Potencia instalada de microgeneración solar por sector	15
TABLA 1. Potencia instalada por fuente	12
TABLA 18. Prefijos más comunes para múltiplos y submúltiplos	105
TABLA 7. Producción de la refinería	39
TABLA 23. Siglas	109

Prólogo

La Dirección Nacional de Energía presenta el Balance Energético Nacional (BEN) 2023, con el que se completan 59 años ininterrumpidos de este estudio. Si hablamos de políticas de Estado, el sector de la energía en Uruguay es ejemplo reconocido internacionalmente, y es saludable reconocer procesos con tanta trayectoria como el BEN.

Este estudio es un insumo relevante para analizar, evaluar e implementar políticas energéticas, dado que nos permite conocer qué fuentes se consumen en el país y cuáles son los principales sectores de consumo energético, además de cómo se complementan las fuentes energéticas en los diferentes sectores.

La matriz de abastecimiento del sector energético observó un crecimiento del 8%, un valor muy alto en relación a los últimos años. En términos globales, las causas más significativas fueron: el ingreso de la tercera planta de celulosa, la parada de la refinería a partir de setiembre y la sequía que afectó al país en forma significativa en el primer semestre e incidió de manera directa en la matriz de generación eléctrica.

En lo relativo a emisiones de CO₂ totales, disminuyeron 1% respecto al año previo y el sector transporte fue el que registró la mayor participación (58%). Por esta razón, **los esfuerzos que se están haciendo en eficiencia energética y en alentar la movilidad eléctrica son muy importantes.**

El factor de emisión de CO₂ de la red disminuyó 7% respecto a 2022, consecuencia directa del menor consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad entregada al Sistema Interconectado Nacional. En esta línea hay que destacar la interconexión eléctrica con los países de la región que permitió, en tiempos de sequía, importar energía más barata que la generación térmica local, amortiguar impactos y mostrar la solidez del sistema.

En definitiva, este es un año más en el que debemos agradecer a todos los organismos oficiales e instituciones privadas que aportan la valiosa información que contiene este trabajo, así como al equipo que denodadamente integra y procesa los datos.

Lic. **Christian Nieves Lauz**
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. A su vez, es un insumo para la definición, monitoreo y evaluación de políticas energéticas y ambientales, así como también para la elaboración de otros estudios como el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) del sector energía. Por su parte, al relacionarla con variables socioeconómicas, esta fuente de información se convierte en un insumo muy valioso para la toma de decisiones.

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) y cuenta con información desde el año 1965. Es así que, con el BEN 2023, se completan 59 años de la serie histórica. Uruguay es uno de los pocos países de América Latina y el Caribe que cuentan con una serie de BEN tan extensa, pública e ininterrumpida. Esta publicación continúa una serie iniciada en 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 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 diez millones de kilocalorías. La conversión de las magnitudes de cada fuente a su expresión en ktep se realiza a través de su respectivo poder calorífico inferior (PCI).

Mejoras implementadas:

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 modificaciones y mejoras incorporadas en BEN 2023:

A nivel de fuentes:

- **Electricidad:** desde 2023 las pérdidas no técnicas fueron incluidas en el sector “no identificado”, a excepción de las pérdidas sociales que se siguieron informando en el sector residencial.
- **Productos no energéticos:** se dejaron de considerar las importaciones y exportaciones de lubricantes, ya que no están vinculadas al flujo de producción de la refinería. Este cambio de criterio estuvo alineado con las Recomendaciones Internacionales para las Estadísticas de Energía (IRES, por sus siglas en inglés)¹ y fue implementado a partir de 2023. A su vez, se realizó la apertura de los productos no energéticos por tipo desde 2013.
- **Solar térmica:** Se ajustó el factor de eficiencia utilizado para estimar la energía obtenida de los colectores solares térmicos, según la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), para la serie 2014-2023.
- **Residuos industriales:** Se logró una mejora en la caracterización de estos energéticos y se realizó una corrección en el factor de emisión de CO₂ ponderado por tipo de residuo, para toda la serie (2011-2023). A su vez, fueron identificados nuevos consumidores de estos productos.

1- Naciones Unidas (NU), *Recomendaciones Internacionales para las Estadísticas de Energía (IRES)*, <<https://unstats.un.org/unsd/energystats/methodology/ires>> (22/07/2024).

Otras mejoras:

- Intensidad energética sectorial: A partir de la serie “Cuenta de producción industrias a precios constantes” de 2016 del Banco Central del Uruguay (BCU), se estimaron las intensidades energéticas para los sectores considerados en el BEN a partir de 2016.
- Emisiones CO₂: Fue creada una nueva serie de emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad para exportación para el período 2015-2023.
- Matriz primaria de energía: fueron extendidas las series de abastecimiento de energía por fuente, por origen y por tipo, con inicio en el año 1965.

Eventos relevantes de 2023:

En el año 2023 Uruguay se caracterizó por presentar un bajo desarrollo económico. El crecimiento del producto bruto interno (PIB) fue de tan solo 0,4% respecto a 2022, evaluado a precios constantes de 2016. Es de destacar que, en el último período de cuatro años, la economía registró comportamientos bien diferentes; luego que en 2020 el PIB disminuyera 7,4% respecto al año previo, los siguientes dos años se caracterizaron por crecimientos de 5,6% y 4,7% para 2021 y 2022, respectivamente.

En términos globales, en 2023 hubo tres eventos significativos que influenciaron en mayor o menor medida el comportamiento del sector energético nacional. Por un lado, se concretó el ingreso y puesta en funcionamiento de la tercera planta de celulosa en el país. Por otro lado, la refinería tuvo una parada de mantenimiento programado de sus unidades a partir del mes de setiembre, razón por la cual no hubo refinación de petróleo en el cuarto cuatrimestre de 2023. Por último, la sequía que venía afectando al país continuó durante el primer semestre de 2023 y redujo la disponibilidad de hidroenergía. Es de destacar que hacia el segundo semestre esta situación se revirtió.

RESUMEN DEL CAPÍTULO 2

Infraestructura del sistema energético uruguayo

La infraestructura del sistema energético uruguayo en este capítulo se presenta a través de tres grandes secciones: “generación eléctrica”, “hidrocarburos” y “otras fuentes y usos de energía”.

En relación a la generación de energía eléctrica, el país tiene cuatro centrales hidroeléctricas, tres de las cuales se encuentran sobre el Río Negro y una sobre el Río Uruguay (compartida con Argentina). Uruguay posee centrales térmicas operadas por turbinas de vapor, turbinas de gas y motores a base de combustibles fósiles y biomasa. A su vez, cuenta con generadores eólicos y solares públicos, privados y de capitales mixtos. Existen interconexiones eléctricas con los países fronterizos: de 2.000 MW con Argentina y de 570 MW con Brasil (que incluye conversión de frecuencia).

La potencia instalada del parque de generación en 2023 fue de 5.263 MW. Estuvo compuesta por 1.538 MW asociados a hidroenergía, 1.517 MW de energía eólica, 1.177 MW de origen fósil, 731 MW a partir de biomasa y 300 MW de energía solar. El 78% correspondió a fuentes de energía renovable (hidráulica, biomasa, eólica y solar) mientras que el 22% provino de fuentes no renovables (gasoil, fueloil y gas natural). En 2023 la potencia instalada de centrales térmicas a partir de residuos de biomasa creció 75% asociada a la puesta en operación de la tercera planta de celulosa en el país.

En lo relativo al sector de los hidrocarburos, la única refinería con la que cuenta Uruguay es propiedad de la empresa estatal ANCAP y está ubicada en el departamento de Montevideo. 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 turbocombustible. Dispone de una planta desulfuradora para producir gasoil y

gasolinas de bajo contenido de azufre, en línea con las especificaciones de los combustibles a nivel internacional.

El petróleo crudo ingresa al país por la Terminal Petrolera del Este, en José Ignacio (Maldonado), a través de una boya ubicada a 3.600 metros de la costa. Luego, es transportado 180 kilómetros por oleoducto hasta la refinería en Montevideo. Por su parte, los combustibles y otros 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.

El abastecimiento de gas natural al país se realiza desde Argentina, a través de dos gasoductos de 6.000.000 m³/día de capacidad total.

Respecto a la infraestructura de otras fuentes y usos de energía, es de mencionar la producción de biocombustibles y la energía solar térmica. Por un lado, Alcoholes del Uruguay (ALUR) posee dos plantas de elaboración de bioetanol que están ubicadas en el norte del país (Artigas y Paysandú) con una capacidad instalada total de 95.800 m³/año en 2023. En el caso de la producción de biodiésel, ALUR cuenta con dos complejos industriales, de los cuales solo uno estuvo operativo en el último año, con una capacidad de 62.000 m³/año. Cabe destacar que por cambios regulatorios dejó de existir la obligación de mezcla de biodiésel en gasoil y, desde diciembre de 2022, ya no se registró ningún volumen de mezcla.

Finalmente, en 2023 se registró una superficie instalada de 126.359 m² de colectores solares térmicos distribuidos a lo largo de todo el país.

2. Infraestructura del sistema energético uruguayo

Se presenta la infraestructura del sistema energético uruguayo a través de tres grandes secciones: “generación eléctrica”, “hidrocarburos” y “otras fuentes y usos de energía”.

2.1. Generación eléctrica

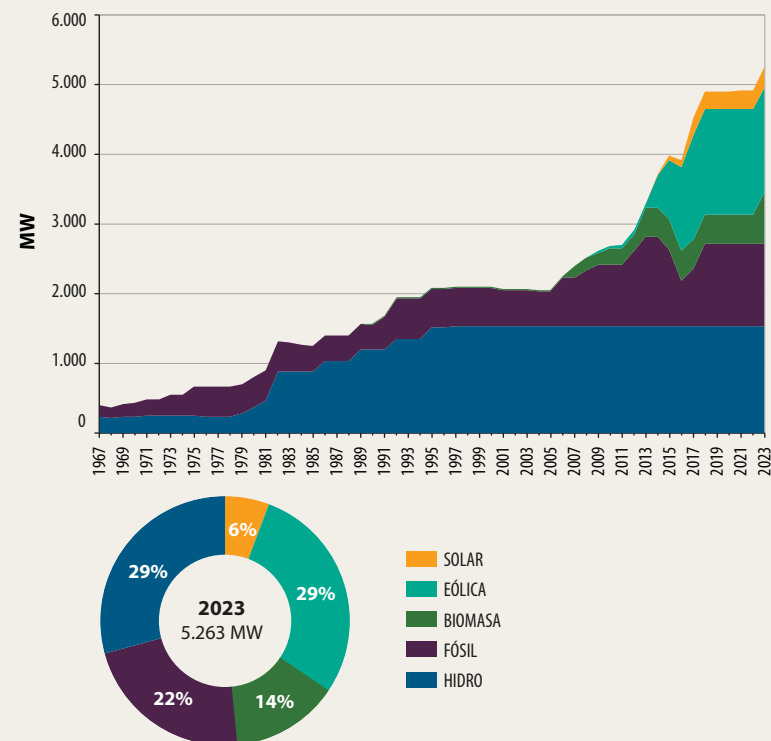
El país cuenta con cuatro centrales hidroeléctricas, tres de las cuales se encuentran sobre el Río Negro y una sobre el Río Uruguay (compartida con Argentina). A su vez, cuenta con centrales térmicas operadas por turbinas de vapor, turbinas de gas y motores a base de combustibles fósiles y biomasa. Además, el sector de generación eléctrica está integrado por generadores eólicos y solares. Los distintos generadores están conformados por capitales públicos, privados y/o mixtos. Por su parte, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuenta con interconexiones con Argentina (2.000 MW) y Brasil (570 MW).

La potencia instalada del parque de generación ha tenido cambios importantes a lo largo de la serie 1967-2023. Registró un crecimiento significativo en todo el período, en el cual la potencia total pasó de 394 MW (1967) a 5.263 MW (2023). Históricamente, la evolución ha estado pautada por las variaciones registradas para los generadores térmicos fósiles e hidráulicos. Sin embargo, a partir de 2005, se registró un crecimiento destacado en la capacidad instalada del parque de generación que 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 el crecimiento fue neto en todo el período, pero hubo años en los que la potencia total instalada disminuyó respecto al año anterior, debido, por ejemplo, a la retirada de plantas térmicas fósiles.

Entre 2019 y 2022 la potencia instalada total permaneció prácticamente constante, mientras que en 2023 tuvo un crecimiento destacado (7%) y alcanzó un nuevo máximo histórico. Este aumento estuvo asociado principalmente a la entrada en operación de la potencia térmica a base de biomasa, como se detallará más adelante.

Al finalizar el año 2023 la potencia instalada total estuvo compuesta por 1.538 MW de origen hidráulico, 1.517 MW de origen eólico, 1.177 MW térmicos fósiles, 731 MW térmicos biomasa y 300 MW de generadores solares fotovoltaicos. Considerando la potencia instalada por fuente, el 78% correspondió a energía renovable (hidráulica, biomasa, eólica y solar), mientras que el 22% restante fue de energías no renovables (gasoil, fueloil y gas natural).

FIGURA 1. Potencia instalada por fuente



NOTA: Entre los años 1967 y 1989 solo se incluye potencia instalada de origen fósil e hidráulico, que representa prácticamente el 100% del total instalado.

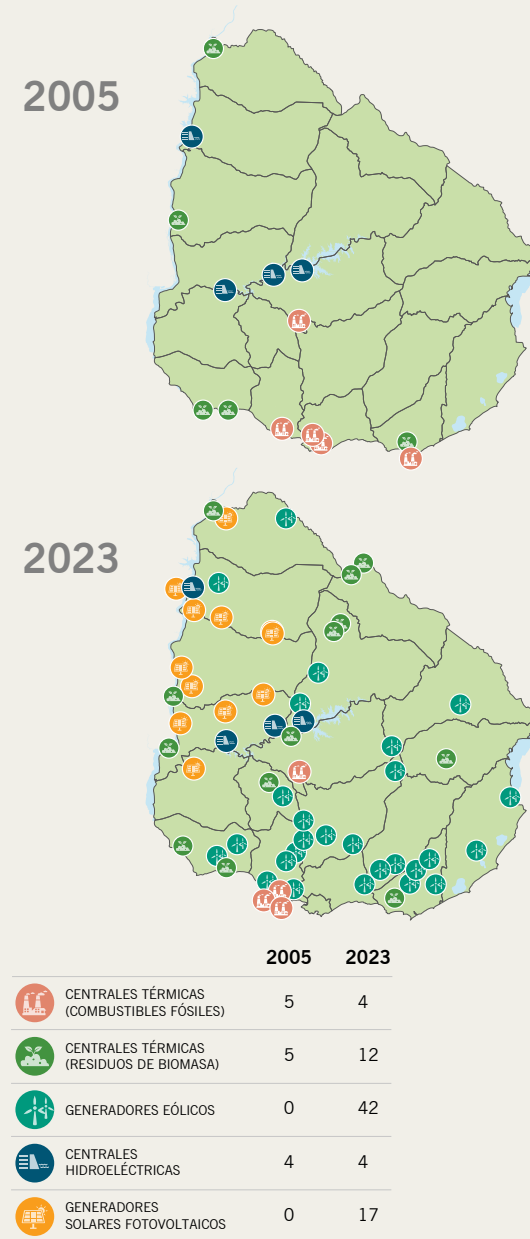
Es interesante comparar la situación respecto al año 2005, cuando se registró una participación similar de fuentes renovables y, sin embargo, la potencia instalada total fue de menos de la mitad. Esto evidencia la mencionada gran penetración de capacidad instalada asociada a fuentes renovables.

A continuación, se realiza un análisis de la evolución de la potencia instalada para cada una de las fuentes.

TABLA 1. Potencia instalada por fuente

MW	1967	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Fósil							
Centrales Térmicas (TURBINAS CICLO RANKINE - VAPOR)		333,0	313,0	255,0	255,0	205,0	180,0
Centrales Térmicas (TURBINAS CICLO BRAYTON - GAS)		31,0	55,0	249,7	235,7	815,7	925,7
Centrales Térmicas (MOTORES)		55,0	2,0	44,4	5,5	81,0	71,0
Total Fósil	157,9	419,0	370,0	549,1	496,2	1.101,7	1.176,7
(%)	40%	62%	30%	26%	24%	28%	22%
Biomasa							
Centrales Térmicas (TURBINAS CICLO RANKINE - VAPOR)				16,4	13,5	426,1	728,6
Centrales Térmicas (MOTORES)					1,0	1,6	2,6
Total Biomasa				16,4	14,5	427,7	731,2
(%)				1%	1%	11%	14%
Hidro							
Total Hidro	236,0	252,0	881,0	1.519,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0
(%)	60%	38%	70%	73%	75%	39%	29%
Eólica							
Total Eólica					0,2	856,8	1.516,5
(%)					0%	21%	29%
Solar							
Total Solar						64,5	300,6
(%)						2%	6%
TOTAL	393,9	671,0	1.251,0	2.084,5	2.048,8	3.988,6	5.262,9
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

FIGURA 2. Distribución geográfica de generadores de electricidad, 2005 vs 2023



NOTA: Se consideran solamente las centrales eléctricas con capacidad mayor a 1MW.

Respecto a las **centrales hidroeléctricas**, el crecimiento de la capacidad instalada se dio principalmente en la década del 80 y primera mitad de la década del 90. Hasta 1981 el país contaba con dos centrales hidroeléctricas en el Río Negro (Rincón del Bonete y Baygorria); en el año 1982 entró en funcionamiento la central de Constitución (Palmar).

Por otra parte, la incorporación de potencia de la central hidráulica de Salto Grande a Uruguay se dio de manera gradual entre 1979 y 1995, año en el cual se alcanzó 50% de la potencia instalada. Desde ese año, el país colmó su capacidad instalada en energía hidráulica de gran porte, la que se mantuvo constante hasta la fecha (1.538 MW). **La participación de las centrales hidráulicas en la potencia total pasó de 60% (1967) a 29% (2023).**

En lo que respecta a los **generadores térmicos que operan con combustibles fósiles**, la capacidad instalada fue de 250 MW en promedio para los primeros años de la década de 1970. En 1975 entró en operación la sexta unidad térmica en la Central Batlle y la potencia total aumentó a 419 MW. En años posteriores dicha potencia se mantuvo relativamente constante, hasta que, en 1984, registró un descenso por la salida de operación de las unidades 1a y 2a, así como de varios sistemas autónomos de generación. En 1990 se registró un mínimo relativo en la potencia de origen fósil (349 MW), que en años posteriores volvió a aumentar debido principalmente a la entrada en operación de la central térmica de respaldo de La Tablada, que resultó en un total de potencia fósil de 576 MW para 1992.

Desde 1995 la potencia instalada permaneció relativamente constante, para luego presentar un crecimiento importante entre 2006 y 2013, 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 histórico de potencia instalada de origen fósil y hubo un cambio en la tendencia; en los siguientes dos años se dio una disminución.

En 2015 la potencia de los generadores térmicos fósiles bajó 173 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 455 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.

Por su parte, 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 que se mantuvo hasta la fecha (1.177 MW) y resultó en una participación de 22% respecto a la potencia instalada total en 2023. Cabe apuntar que esta planta de Punta del Tigre 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

FIGURA 3. Potencia instalada de centrales hidroeléctricas

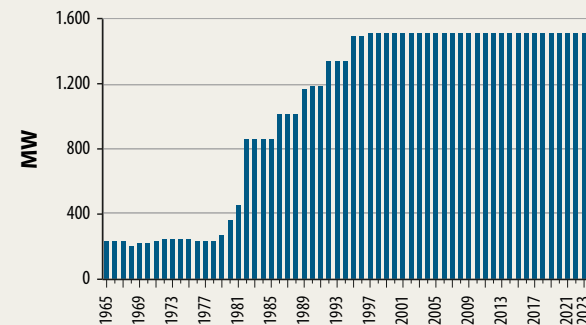
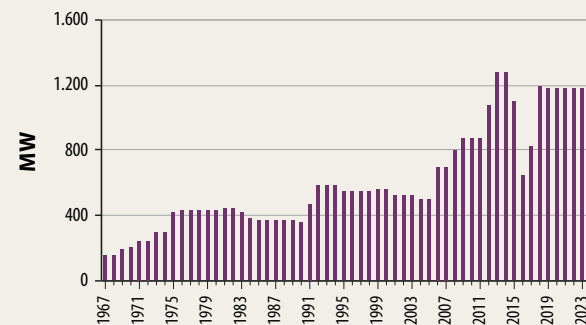


FIGURA 4. Potencia instalada de generadores térmicos de origen fósil



de energía exportable a los países vecinos; es considerada el respaldo térmico para los próximos 30 años.²

Históricamente, la capacidad instalada de los **generadores térmicos a base de biomasa** no ha superado los 23 MW; no fue hasta 2006 que comenzó a registrar un crecimiento importante. Por otra parte, en 2007 empezaron a entrar en vigencia los contratos de compra de electricidad entre UTE y algunos generadores privados, contratos que resultaron en un crecimiento de más de 700 MW de potencia instalada a partir de biomasa.

Son de destacar los aumentos registrados en 2007, 2013 y 2023 que correspondieron a la instalación de las plantas de celulosa que operan actualmente. La participación de la biomasa en la capacidad total de generación fue de 1 % hasta 2006 y alcanzó un máximo de 14 % en 2023 (731 MW).

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. 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, principalmente entre los años 2014 y 2017.

Hasta 2013 habían instalados 59 MW de generadores eólicos, mientras que a partir de 2014 entraron en operación, cada año, entre 300 y 400 MW. De esta manera, a diciembre de 2017 había 43 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 1.513 MW.

2- Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), Ciclo Combinado: respaldo a menor costo, <<https://portal.ute.com.uy/noticias/ciclo-combinado-respaldo-menor-costo>> (01/08/2024).

En los últimos seis años no se registró variación, salvo para 2019, año en el cual se instalaron 2,2 MW asociados a autogeneradores autónomos (no conectados al SIN) y un solo parque amplió su potencia por 1 MW. La participación de generadores eólicos en el total de potencia instalada se mantuvo constante en 31 % entre 2018 y 2022 y pasó a 29 % en 2023 (1.517 MW).

La potencia instalada a base de biomasa creció 75 % en 2023, por la entrada en operación de la tercera planta de celulosa en el país.

FIGURA 5. Potencia instalada de generadores térmicos a partir de biomasa

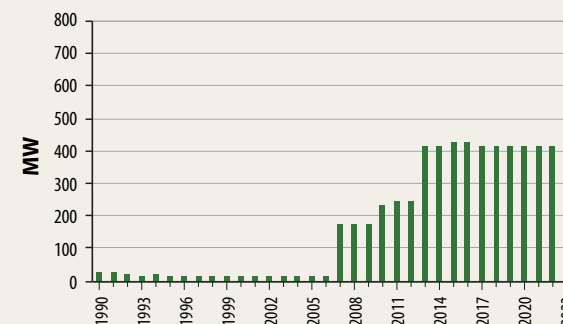
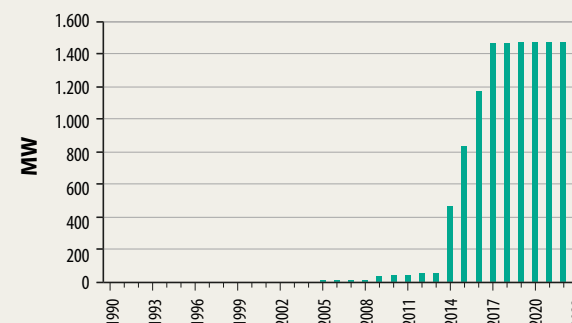


FIGURA 6. Potencia instalada de generadores eólicos



Finalmente, cabe mencionar la **energía solar fotovoltaica**, que si bien es una fuente que se utiliza en el país hace muchos años, hasta ahora había presentado valores pequeños respecto a otras fuentes de energía. A partir de 2015 la potencia instalada fue aumentando y pasó de 4 MW (2014) a 300 MW (2023), para alcanzar una participación de 6% en la potencia total instalada en el país.

Respecto a los generadores de gran porte, entre 2017 y 2023 entraron en operación 15 plantas fotovoltaicas conectadas a la red, por un total de 164 MW. Por su parte, en los últimos ocho años se instalaron autoprodutores autónomos con una potencia total de 10,5 MW.

La energía solar fotovoltaica de micro escala también tuvo un desarrollo destacado. Se destaca la puesta en operación de más de 1000 instalaciones en los últimos cuatro años, por un total de 20 MW. Respecto a la distribución sectorial, en todos los casos y año tras año se han registrado nuevas instalaciones de energía solar de microgeneración, aunque han tenido comportamientos algo diferentes.

Comercial/servicios ha sido el sector de mayor potencia instalada, con participaciones superiores a 50% desde 2015. Y más de la mitad de la potencia instalada durante 2023 se dio en el sector residencial, lo que resultó en un aumento de 83% para ese sector. En el último año la distribución fue la siguiente en orden de importancia: comercial/servicios (54%), industrial (18%), residencial (15%) y agro (13%).

FIGURA 7. Potencia instalada de generadores solares fotovoltaicos

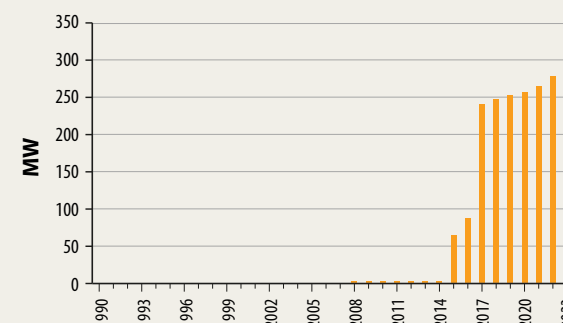


FIGURA 8. Potencia instalada de microgeneración solar por sector

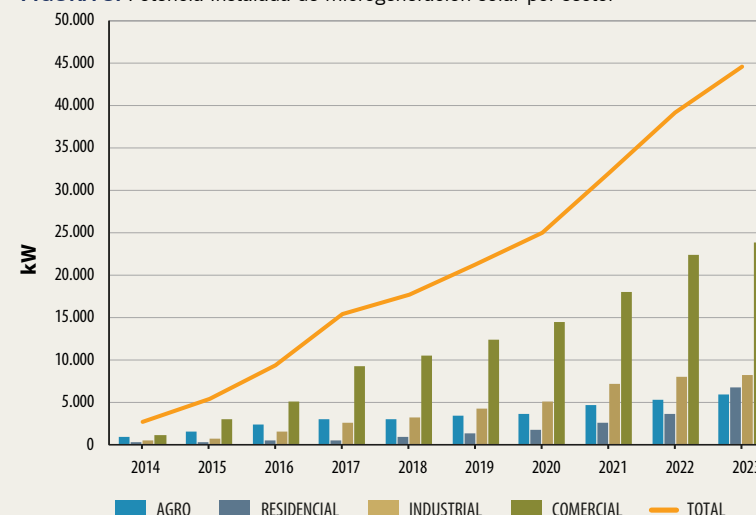


TABLA 2. Potencia instalada de microgeneración solar por sector

kW	2014	2017	2020	2023
Residencial	133	576	1.764	6.703
(%)	5%	4%	7%	15%
Comercial	1.206	9.312	14.542	23.908
(%)	45%	60%	58%	54%
Industrial	473	2.667	5.066	8.127
(%)	18%	17%	20%	18%
Agro	875	2.895	3.656	5.858
(%)	33%	19%	15%	13%
TOTAL	2.687	15.450	25.028	44.596
(%)	100%	100%	100%	100%

2.2. Hidrocarburos

Actualmente la capacidad de refinación de ANCAP 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 la Terminal Petrolera del Este, en José Ignacio, departamento de Maldonado. A través de una boya ubicada a 3.600 metros de la costa se recibe el petróleo y es transportado a través de un oleoducto de 180 kilómetros hasta llegar a la refinación en Montevideo.³ 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 refinación tiene una capacidad de refinación de 50.000 bb/día.

Según datos proporcionados por ANCAP, la refinación se puso en operación en 1937 y a lo largo de los años fue transformando su equipamiento y capacidad de procesamiento del petróleo. En particular, entre los años 1993 y 1995 fue remodelada, por lo cual no hubo producción en todo el 1994. Como parte de esa remodelación fue instalada una nueva unidad de craqueo catalítico y una unidad de viscorreducción; también se realizaron modificaciones para aumentar la eficiencia energética de las unidades de destilación atmosférica y de vacío. La capacidad de procesamiento tras ese proceso pasó a ser de 37.000 barriles/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. Fueron instaladas entonces una unidad de hidrotratamiento, 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 refinación estuvo fuera de funcionamiento por nuevas tareas de mantenimiento programado.

En 2014 se completó el primer año 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.

FIGURA 9. Distribución geográfica de infraestructura asociada a petróleo y derivados



3- Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), Operación Terminales, <<https://www.ancap.com.uy/2158/1/operacion-terminales.html>> (01/08/2024).

La capacidad de la planta fue y es de 2.800 m³/día de producción de gasoil 50S y de 800 m³/día de gasolina 30S.⁴ 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.⁵

Desde setiembre de 2023 la refinería fue sometida nuevamente a mantenimiento programado de sus unidades. Lo mismo había ocurrido durante gran parte del año 2017 (de febrero a setiembre). Como consecuencia, en dichos años hubo una disminución de las importaciones de petróleo crudo y un aumento en la importación de derivados, de manera de satisfacer la demanda. Fuera de estos períodos la refinería ha operado en forma habitual con un nivel de procesamiento de petróleo crudo similar al registrado en años previos a 2016.

En lo que refiere al **gas natural**, es abastecido a Uruguay por Argentina a través de dos gasoductos con una capacidad total de 6.000.000 m³/día. En la región noroeste se ubica el gasoducto del litoral, operado por ANCAP, con una capacidad de 1.000.000 m³/día. Fue inaugurado 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.⁶

Se cuenta con dos gasoductos de 6.000.000 m³/día de capacidad total.

Otro de los gasoductos que llega desde Argentina se encuentra en la zona suroeste; está en operación desde noviembre 2002 y es operado por Gasoducto Cruz del Sur (GCDS). El sistema

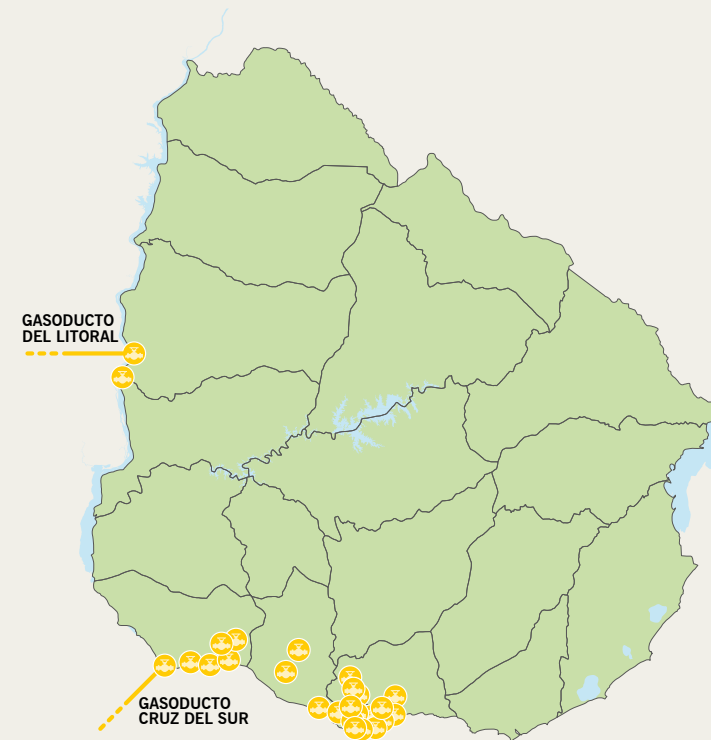
4- El gasoil 50S y la gasolina 30S tienen una concentración máxima de 50 y 30 partes por millón de azufre, respectivamente.

5- Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), *Historia de la Refinería*, <<https://www.ancap.com.uy/1581/1/historia-de-la-refineria.html>> (01/08/2024).

6- Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), *Gasoducto del Litoral*, <<https://www.ancap.com.uy/1572/1/gasoducto-del-litoral.html>> (01/08/2024).

se extiende desde Punta Lara (Argentina) hasta la ciudad de Montevideo y sus alrededores, pasando por los departamentos de Colonia, San José y Canelones. Tiene una capacidad de 5.000.000 m³/día y está formado por dos gasoductos troncales, uno subfluvial para el cruce del Río de la Plata y otro terrestre entre Colonia y Montevideo, así como varios gasoductos laterales que alimentan las distintas localidades con una extensión total de 400 kilómetros.⁷

FIGURA 10. Distribución geográfica de puntos de entrega de gas natural



7- Gasoducto Cruz del Sur, *Operaciones*, <<https://www.gcds.com.uy/#operaciones>> (01/08/2024).

2.3. Otras fuentes y usos de energía

Desde el año 2010 se incluyen en el BEN la producción y el consumo de biocombustibles, los cuales se utilizan principalmente en el sector transporte en mezclas con gasolinas y gasoil. La Ley 18.195 (14/11/2007) y su decreto reglamentario 523/008 (27/10/2008) constituyen el marco legal para la producción, comercialización y utilización de agro-combustibles en el país.

Respecto a la **producción de bioetanol**, Alcoholes del Uruguay (ALUR) cuenta actualmente con dos plantas de elaboración ubicadas en el norte. ALUR gestiona desde 2006 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).⁸ Según datos suministrados por la empresa, la capacidad de esta planta es de 120 m³/día de bioetanol y opera de mayo a octubre. 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, y funciona de continuo a lo largo del año para producir 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.⁹

8- Alcoholes del Uruguay (ALUR), *Complejo Agroenergético - Bella Unión, Artigas*, <<https://www.alur.com.uy/agroindustrias/bella-union>> (01/08/2024).

9- Alcoholes del Uruguay (ALUR), *Planta Bioetanol - Paysandú*, <<https://www.alur.com.uy/agroindustrias/paysandu>> (01/08/2024).

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. Esta planta actualmente no está operativa. La Planta N°2, que sí está operativa, se encuentra en Capurro y posee una capacidad instalada de 62.000 m³/año de biodiésel, generados a partir de aceite vegetal, aceite usado de fritura y sebo vacuno. Los productos son biocombustible, oleína y glicerina.

Capacidad instalada de producción (operativa) 2023:
bioetanol: 95.800 m³/año
biodiésel: 50.000 ton/año

FIGURA 11. Distribución geográfica de plantas de biocombustibles



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. Se reciben 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 N° 2 y del producto final para la producción de biodiésel a partir de aceite de fritura y de sebo, de acuerdo a la norma europea *International Sustainability and Carbon Certification* (ISCC).¹⁰

Por último, cabe destacar que por la Ley 19.996 del 03/11/2021 se derogó el artículo N° 7 de la Ley de agrocombustibles antes mencionada, por lo cual dejó de existir la obligatoriedad de la mezcla de biodiésel en gasoil.¹¹ En esta línea, a partir del 1° de enero de 2022 ANCAP optó por disminuir a 2,5% el nivel de mezcla de biodiésel en gasoil¹² y, a partir de diciembre de dicho año, ya no se registró ningún volumen de mezcla.

La infraestructura asociada a la **energía solar térmica** ha registrado un crecimiento destacado a lo largo de los años. En 2014, primer año con estimaciones de energía solar en el BEN, la superficie instalada de colectores solares térmicos fue de 46.261 m² (13 m²/1.000 hab.). Durante los siguientes seis años, creció a una tasa anual promedio de 13% y en 2020 alcanzó una superficie de casi 100.000 m² (28 m²/1.000 hab.). Hacia 2021 registró el aumento más importante de toda la serie, con cerca de 20.000 m² instalados solo en ese año. Sin embargo, en 2022 y 2023 la instalación de colectores solares térmicos fue menor y llegó a un total de 126.359 m² (35 m²/1.000 hab.).

10- Alcoholes del Uruguay (ALUR), *Planta 2 Biodiésel – Capurro, Montevideo*, <<https://www.alur.com.uy/agroindustrias/capurro>> (01/08/2024).

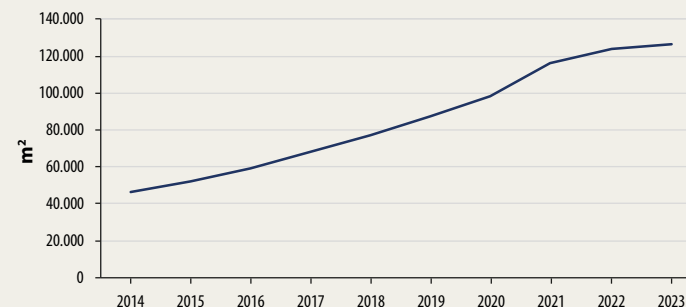
11- Dirección Nacional de Impresiones y Publicaciones Oficiales (IMPO), *Ley N° 18195*, <<https://www.impo.com.uy/bases/leyes/18195-2007>> (01/08/2024).

12- Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), *Resolución del Directorio N° 848/12/2021*, <<https://resoluciones.ancap.com.uy>> (01/08/2024).

Es de destacar la Ley N° 18.585 (18/09/2009) y su decreto reglamentario 451/011 (19/15/2011) que constituyeron el marco legal inicial para el desarrollo de la energía solar térmica en el país. Dicha ley exige instalar sistemas de energía solar térmica en nuevos emprendimientos de sectores de mayor consumo de agua caliente (centros de salud, hoteles, clubes, piscinas climatizadas) y organismos públicos. Por su parte, a lo largo de todos estos años se han desarrollado e implementado diferentes mecanismos de promoción de la energía solar térmica a nivel residencial (como por ejemplo el “Plan Solar”¹³), así como el apoyo a la investigación y formación de capacidades locales.

La superficie instalada de colectores solares térmicos fue de 126.359 m² en 2023; 35 m² cada mil habitantes.

FIGURA 12. Superficie instalada de colectores solares térmicos



13- El Plan Solar fue un mecanismo de promoción y financiamiento de equipamiento de energía solar térmica para el calentamiento de agua sanitaria de clientes residenciales de todo el país. Se realizó en coordinación entre diferentes instituciones (UTE, DNE, URSEA, BSE y BHU) y estuvo vigente entre marzo de 2012 y febrero de 2020.

Oferta de energía

El **abastecimiento de energía** registró un nuevo valor récord en 2023 (6.126 ktep). Las fuentes que participaron fueron, en orden de importancia: biomasa (2.805 ktep), petróleo y derivados (2.363 ktep), electricidad de origen eólico (410 ktep), electricidad de origen hidro (302 ktep) y, en menor medida, electricidad importada (120 ktep), gas natural (66 ktep) y energía solar (50 ktep). El abastecimiento de residuos industriales, carbón mineral y derivados de carbón fueron muy pequeños respecto al resto de las fuentes.

En 2023 las fuentes de energía renovables tuvieron una participación de 58 % en la matriz de abastecimiento, mientras que 40 % correspondió a las fuentes no renovables. El 2 % restante fue de electricidad importada.

La **generación de electricidad** fue de 12.877 GWh (1.107 ktep) en el último año, lo que representó una disminución de 13 % respecto a 2022, con una potencia instalada que creció 7 %. La producción estuvo integrada por 84 % proveniente de centrales eléctricas de servicio público (929 ktep), mientras que el 16 % restante fue generado por centrales eléctricas de autoproducción (178 ktep).

La demanda interna de energía eléctrica creció 5 % respecto a 2022. Se abasteció en mayor medida con producción nacional (89 %) y se tuvo que recurrir a grandes importaciones de países vecinos (120 ktep).

El año 2023 estuvo marcado por una sequía que se registró principalmente en el primer semestre. La generación eléctrica de origen hidráulico disminuyó 38 % respecto a 2022 y fue el menor valor desde 1990.

Por su parte, la **generación eléctrica de origen fósil cayó 24 %**. El principal combustible utilizado fue el gasoil, cuyo consumo para generación disminuyó 25 % con respecto al año anterior (fue de 166 ktep) y estuvo seguido por el fueloil, con un consumo para generación de 32 ktep, similar a 2022.

En 2023 la generación de electricidad de origen eólico se mantuvo prácticamente similar al año anterior, mientras que la generación eléctrica de origen solar (492 GWh) bajó 2 % con respecto a 2022. Por su parte, la microgeneración fotovoltaica conectada a la red fue de 58.801 MWh y presentó la siguiente distribución sectorial: comercial y servicios (55 %), industrial (19 %), agro (14 %) y residencial (12 %).

El cambio más destacado en la matriz de generación de 2023 fue el gran aumento de la generación térmica con biomasa (26 %), influenciado en gran medida por la entrada en operación de la tercera planta de celulosa. Esto compensó la caída en las fuentes hidro, eólica y solar, lo que permitió mantener la participación de fuentes de origen renovable en la matriz de generación e incluso aumentarla un punto porcentual: para 2023 fue de 92 %.

En setiembre de 2023 la refinería inició la parada de mantenimiento programado de sus unidades por lo cual, a partir de esa fecha, no tuvo operativa. En este contexto, la cantidad de crudo procesado a lo largo del año fue significativamente menor al año anterior (-31 %) y, en consecuencia, también lo fue la **producción de derivados**. El producto mayoritario fue gasoil (697 ktep), seguido por gasolinas automotoras (439 ktep) y fueloil (117 ktep). En menor medida, hubo producción de GLP (supergás y propano), queroseno y turbocombustible, entre otros productos.

3. Oferta de energía

En 2023 la oferta bruta total de energía fue de 6.564 ktep, 16% mayor respecto al año anterior. Dentro de las principales fuentes que participaron cabe mencionar:

Petróleo y derivados:

La parada de la refinería por mantenimiento programado de sus unidades a partir de setiembre 2023 repercutió en una menor oferta bruta de petróleo respecto a 2022 (31%). La carga a la refinería también presentó un comportamiento similar al de la oferta bruta. Durante el año 2023 fueron importados 1.354 ktep de crudo virgen (1.600 miles de m³), 35% menos que en 2022.

Cabe destacar otros años de paradas de la refinería (con su consecuente disminución en los valores de oferta bruta) como fueron 2002-2003, 2007, 2011, 2017, o 1994, que registró un valor nulo porque la refinería no operó por remodelación.

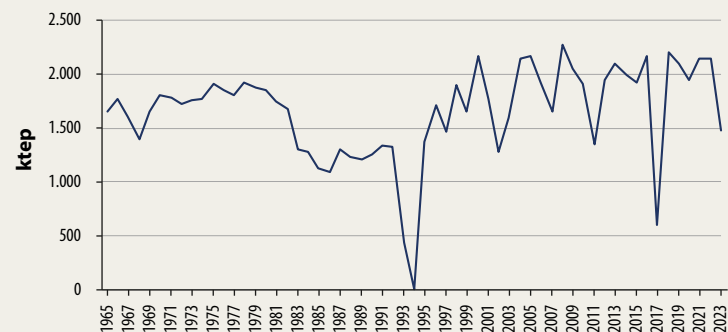
Respecto a los derivados de petróleo, en 2023 la oferta bruta fue de 2.388 ktep, 1% menor que en 2022 y 5% menos que en 2021. Es de destacar que la parada de la refinería en 2023 tuvo su impacto también en la producción e importación de derivados. Por eso, el nivel de producción fue 31% inferior al año previo (1.469 ktep) mientras que el de importación fue 140% superior (1.202 ktep).

Por su parte, en 2023 el principal derivado importado fue el gasoil, seguido por la gasolina. En lo que refiere al fueloil, en 2023 las importaciones fueron cinco veces mayores que en 2022, de las cuales más del 80% tuvieron como destino la zona franca. Por su parte, es de destacar el gran aumento que se registró en las importaciones de coque de petróleo respecto al año anterior (123%).

En 2023 las exportaciones de derivados de petróleo fueron muy pequeñas (0,7 ktep) y correspondieron a GLP y productos no energéticos. En el flujo de búnker internacional se dio un aumento (11%), debido principalmente a crecimientos de turbocombustible y gasoil. Por su parte, las ventas a búnker internacional de fueloil disminuyeron en 2023.

3 OFERTA DE ENERGÍA

FIGURA 13. Oferta bruta de petróleo



Gas natural:

La importación de gas natural en 2023 fue de 66ktep, 9% inferior a la de 2022. Es importante destacar que en el año 2019 se dio una importación mayor al promedio de los últimos años y que estuvo asociada al consumo de gas natural del sector eléctrico, específicamente a las pruebas realizadas por UTE en la central de generación de ciclo combinado.

Hidroenergía:

La oferta bruta de energía hidráulica varía mucho de un año a otro, debido a la dependencia de las características hidrológicas. En 2023 se registró una sequía importante en el primer semestre del año; sin embargo, la oferta bruta de hidroenergía mejoró en el segundo semestre y resultó en un valor de 701ktep para todo 2023, con un aumento de 16% con respecto a 2022. Es de mencionar que 2020 fue el año en el cual se registró uno de los valores más bajos de los últimos 30 años (400ktep), superado solo por otro mínimo registrado en 2006 (343ktep).

Otra de las variables que se monitorea para esta fuente de energía es el agua vertida (no utilizada o no turbinada). En 2023 la hidroenergía no utilizada correspondió a 51% de la producción. Esta situación fue muy particular ya que, si se analiza toda la serie histórica desde 1965, la hidroenergía no utilizada fue en promedio 20% de la producción y en una sola oportunidad, en 1967, el valor registrado en 2023 (59%) fue superado.

FIGURA 14. Oferta bruta de gas natural

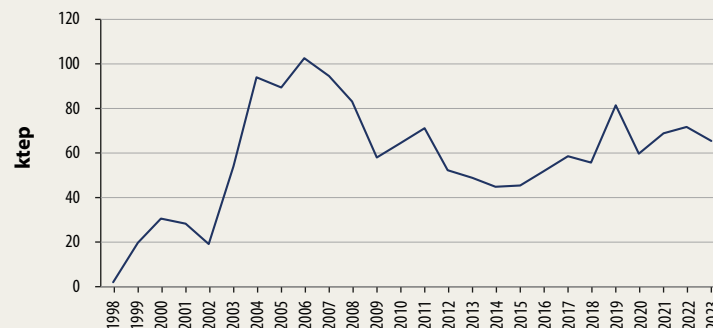
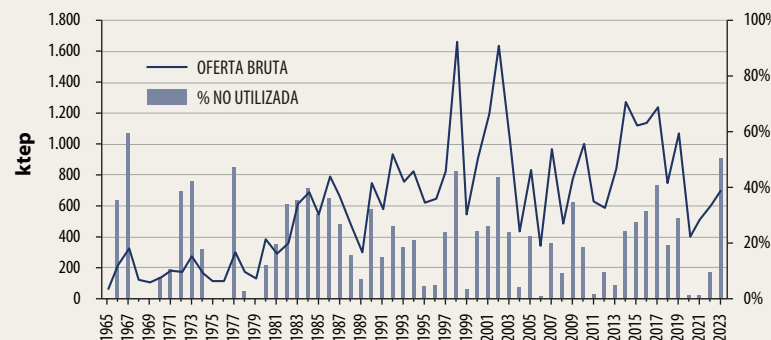


FIGURA 15. Oferta bruta de hidroenergía



Energía eólica y solar:

En 2023 la oferta bruta de energía eólica tuvo un crecimiento de 5% respecto a 2022. Cabe mencionar que desde 2017 la potencia instalada para generación eléctrica ha permanecido constante, salvo para 2019, año en el cual se instalaron tan solo 3,2 MW, como fuera mencionado anteriormente. Por su parte, la oferta bruta de energía solar volvió a crecer, en esta oportunidad un 2%. Desde el año 2014 se incluye tanto la energía solar térmica como la fotovoltaica en la matriz de resultados.

Ambas fuentes registraron en 2023 más energía no utilizada que en 2022. En el caso de la energía eólica, en el último año el 7% de la producción correspondió a energía no utilizada, mientras que para la energía solar tan solo fue del 4%. Valores similares se dieron en 2019; entre 2020 y 2022 fueron menores.

Biomasa:

La oferta bruta de biomasa fue de 2.808 ktep en 2023 y tuvo un incremento destacado con respecto a 2022 (27%). **Representó 51% de la oferta bruta de las fuentes primarias y superó ampliamente al petróleo, cuya participación fue de 26%.**

Para analizar el comportamiento de la biomasa es conveniente desagregarla en sus diferentes fuentes: leña, biomasa para la producción de biocombustibles y residuos de biomasa (cáscara de arroz y de girasol; bagazo de caña; licor negro; gases olorosos; metanol; casullo de cebada; residuos forestales y de aserradero como chips, aserrín y pellets; glicerina, rumen y lodo mezcla de tratamiento de efluentes).

En el caso de la leña, la oferta bruta fue de 472 ktep, 2% superior a la registrada en 2022. Respecto a los residuos de biomasa, la oferta bruta presentó un aumento de 35% en 2023 (2.279 ktep) respecto a 2022 (1.692 ktep). En el caso de la biomasa para la producción de biocombustibles, la oferta bruta para 2023 fue de 56 ktep y registró una disminución de 4% respecto al año previo, debido principalmente a la baja en el consumo de biodiésel. Es de destacar que el principal destino del biodiésel producido en 2023 fue la exportación.

FIGURA 16. Oferta bruta de energía eólica

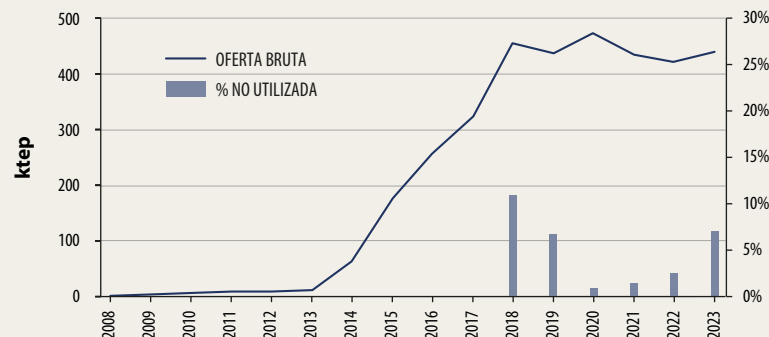


FIGURA 17. Oferta bruta de energía solar

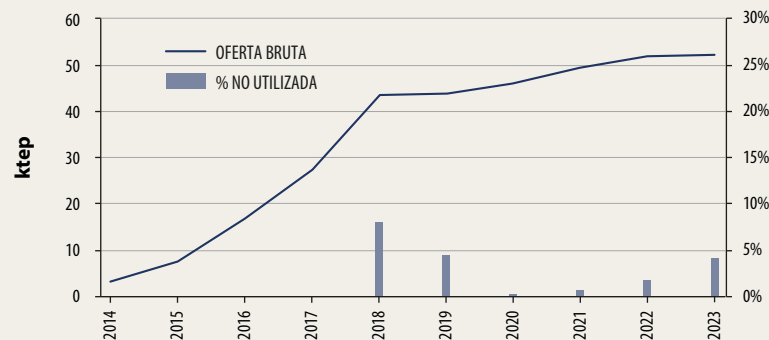
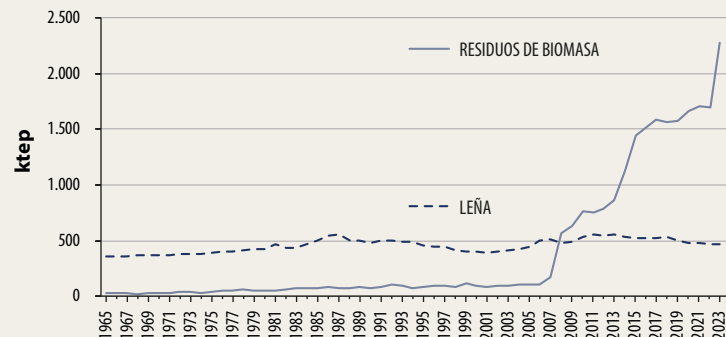


FIGURA 18. Oferta bruta de leña y residuos de biomasa



Residuos industriales:

Esta fuente incluye desechos no renovables como neumáticos fuera de uso (NFU), combustibles líquidos alternativos (CLA), aceites usados y combustibles sólidos residuales (CSR). En el caso de los CLA, están compuestos en su mayoría por hidrocarburos recuperados de aguas de sentina.¹⁴ La oferta bruta en 2023 presentó un aumento de 19% respecto al año anterior y registró el máximo valor desde 2011.

Carbón y coque de carbón:

En 2023 la oferta bruta de carbón mineral fue de 2 ktep, a diferencia de años previos a 2021 en los que había sido despreciable. En el caso de coque de carbón, la oferta bruta fue similar a los últimos años, con valores menores a 1 ktep.

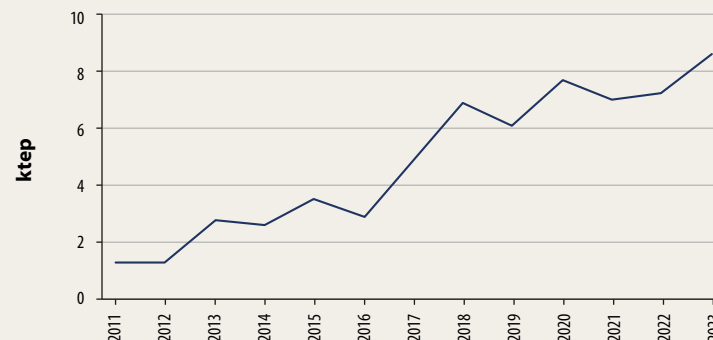
Electricidad:

En 2023 hubo una importación total de electricidad de 120 ktep (1.398 GWh), valor muy superior al que se venía dando en los últimos diez años (70 GWh de promedio anual).

Por su parte, en 2023 la exportación de electricidad fue de 21 ktep (244 GWh), 83% menor a 2022; a su vez, esta exportación representó 2% de la generación. Se destaca que el máximo de exportación de electricidad de toda la serie histórica desde 1965 se dio en 2019 (259 ktep; 3.011 GWh).

2023 fue el año de mayor importación de electricidad desde 2009.

FIGURA 19. Oferta bruta de residuos industriales



14- El agua de sentina está formada por fugas de agua salada, agua de refrigeración, fueloil y aceite lubricante, se produce por la desecación de tanques de lodo y sedimentación, por el drenaje de distintos procesos de limpieza y también por la presencia de partículas de hollín y suciedad.

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 175% entre 1965 y 2023, con una tasa anual promedio de 2%. Este último año, luego de crecer 8% respecto a 2022, registró un nuevo valor récord de 6.126 ktep.

3.1.1. Matriz primaria por fuente

El abastecimiento de energía de 2023 fue el siguiente en orden de importancia: biomasa (2.805 ktep), petróleo y derivados (2.363 ktep), electricidad de origen eólico (410 ktep), electricidad de origen hidro (302 ktep) y, en menor medida, electricidad importada (120 ktep), gas natural (66 ktep) y energía solar (50 ktep). Los valores de abastecimiento de residuos industriales, carbón mineral y derivados de carbón fueron muy pequeños respecto al resto de las fuentes. El abastecimiento de energía solar incluye tanto energía solar térmica como electricidad a partir de energía solar fotovoltaica.

Históricamente, las principales fuentes de aprovisionamiento de energía han sido el petróleo y sus derivados, superadas por la biomasa solamente entre los años 2016-2020 y 2023. Por su parte, la hidroelectricidad ocupó el segundo lugar hasta 2003-2005, años en los cuales comenzó a ser sobrepasada por la biomasa. A su vez, a partir de 2020 el tercer puesto se ha ido alternando entre la electricidad de origen eólico e hidro, según las características específicas de cada año.

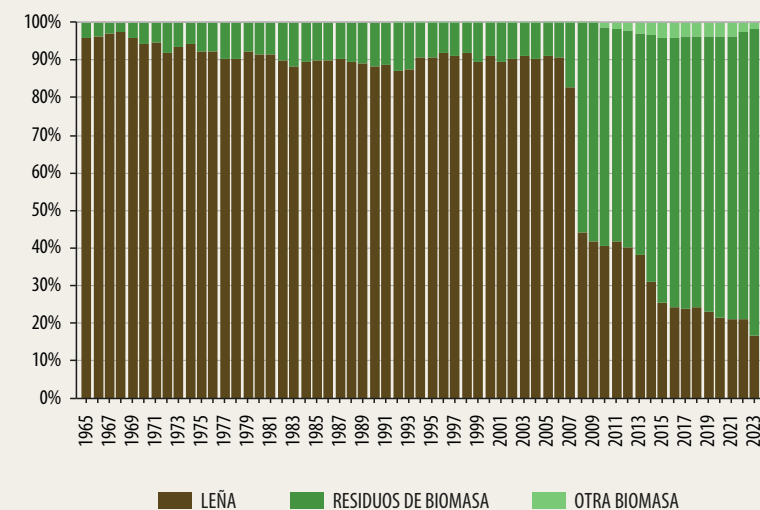
Es de destacar la diversificación de fuentes de energía y la mayor participación de las fuentes renovables que ha experimentado la matriz primaria de Uruguay en los últimos años. El abastecimiento de petróleo y derivados creció 34% desde 1965; sin embargo, el abastecimiento total de energía aumentó 175% para igual período. Este crecimiento fue consecuencia directa de la incorporación de nuevas fuentes de energía; por ejemplo, en los primeros 40 años de la serie el abastecimiento aumentó 762 ktep (34%), mientras que en

las últimas dos décadas el crecimiento fue de 3.137 ktep, de los cuales el 86% correspondió a fuentes renovables.

Al realizar un análisis para cada fuente de energía por separado, se destaca que la **biomasa** fue una de las fuentes que presentaron cambios más significativos, no solo en la participación porcentual sino también en su valor absoluto. En esta categoría se consideran la producción de leña, los residuos de biomasa y la biomasa para biocombustibles, así como el saldo neto de comercio exterior de los residuos de biomasa, bioetanol, biodiésel y carbón vegetal, calculado como la diferencia entre importaciones y exportaciones.

Es de destacar que el abastecimiento de biomasa ha estado principalmente asociado a leña entre 1965 y 2007, con una contribución del 91% en promedio. Por su parte, a partir de 2008 la participación de los residuos de biomasa ha ido ganando importancia y se posicionó como mayoritaria en el abastecimiento para esta fuente. En particular, en 2023 el 81% del aprovisionamiento de biomasa correspondió a residuos de biomasa.

FIGURA 20. Participación del abastecimiento de biomasa por tipo



Entre 1965 y 2007 la biomasa se comportó de forma relativamente constante; sin embargo, a partir de 2008 pasó a tener un rol más protagonista y presentó un crecimiento significativo hasta 2023 inclusive. Este comportamiento estuvo directamente asociado a la instalación de las tres plantas de celulosa. En 2008 el abastecimiento de biomasa fue 75% mayor respecto al año anterior y se consolidó como la segunda fuente más importante en la matriz primaria de Uruguay. Este gran crecimiento se desaceleró entre 2010 y 2011, para volver a intensificarse a partir de 2012, cuando pasó de 1.366 ktep (2012) a 2.187 ktep (2017) y alcanzó su mayor participación en la matriz primaria (43%).

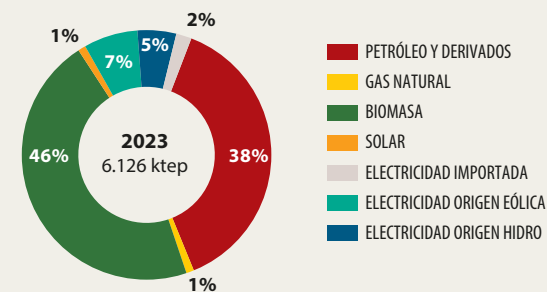
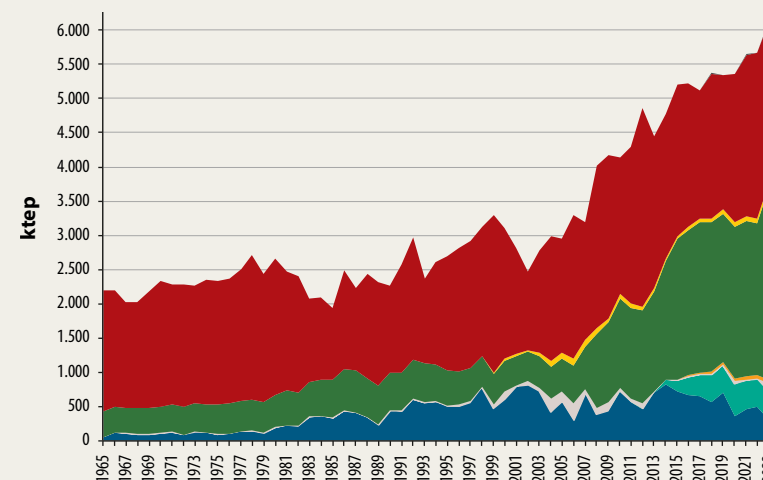
Entre los años 2016 y 2020 la biomasa fue la fuente de mayor importancia en la matriz primaria. En 2023 volvió a registrar un crecimiento destacado de 27% respecto al año previo y retornó al primer puesto en el abastecimiento luego de dos años en que fuera superada por petróleo y derivados.

En el caso de **petróleo y derivados** el 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 categoría en la matriz primaria ha sido variable, principalmente en función de las necesidades de derivados de petróleo para la generación eléctrica.

En 1965 casi la totalidad de la matriz primaria fue de petróleo y derivados (79%). Es interesante destacar que si bien la participación disminuyó a 38% (2023), a lo largo de estos 59 años el abastecimiento creció 34%, como ya fue mencionado. En los últimos diez años se registraron los menores niveles de participación de petróleo y derivados en la matriz primaria, en 2019 se dio el mínimo histórico (36%); en 2023 fue de 38%. Cabe señalar que el consumo final de derivados tuvo una contracción en 2020 debido a la reducción de la movilidad por efecto de la pandemia.

Por su parte, la **electricidad de origen hidro** decreció 38% entre 2022 y 2023. Si bien la situación de sequía se revirtió en el segundo semestre, considerando todo el año en su conjunto, 2023 tuvo el registro más bajo de hidroelectricidad desde 1990.

FIGURA 21. Abastecimiento de energía por fuente



Es importante destacar la evolución que presentó la **electricidad de origen eólico** en la matriz primaria. En 2008, primer año de incorporación de la energía eólica de gran porte en Uruguay, la producción de electricidad fue de 0,6ktep y aumentó hasta un máximo de 471 ktep en el año 2020. En 2023 la electricidad de origen eólico fue 13 % inferior al pico histórico, sin embargo, fue similar al promedio de los últimos seis años. Cabe señalar que en este último período la potencia instalada se mantuvo constante. Es de destacar también que, en apenas 15 años desde su incorporación la energía eólica se ubicó en el tercer lugar de importancia en el abastecimiento de energía, luego de la biomasa y petróleo y derivados.

Las restantes fuentes que conformaron la matriz de abastecimiento de 2023 tuvieron participaciones muy pequeñas: electricidad importada (2%), gas natural (1%), solar (1%), residuos industriales (< 1%) y carbón y coque (< 1%).

TABLA 3. Abastecimiento de energía por fuente

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Electricidad importada (%)	0,1 0%	2,0 0%		16,2 1%	136,3 5%	0,2 0%	120,2 2%
Electricidad origen hidro (%)	52,5 2%	97,4 4%	336,4 17%	503,5 19%	574,8 19%	710,9 14%	302,4 5%
Electricidad origen eólica (%)						177,6 3%	409,8 7%
Solar (%)						7,5 0%	50,3 1%
Gas natural (%)					89,3 3%	45,8 1%	65,7 1%
Petróleo y derivados (%)	1767,5 79%	1811,7 77%	1045,8 54%	1.661,0 62%	1.666,9 56%	2.207,8 42%	2.363,0 38%
Carbón y coque (%)	34,8 2%	28,7 1%	0,7 0%	0,5 0%	1,9 0%	0,1 0%	1,7 0%
Biomasa (%)	372,7 17%	423,4 18%	559,6 29%	510,2 19%	488,9 17%	2.051,3 39%	2.804,7 46%
Residuos industriales (%)						3,5 0%	8,6 0%
TOTAL (%)	2.227,6 100%	2.363,2 100%	1.942,5 100%	2.691,4 100%	2.958,1 100%	5.204,7 100%	6.126,4 100%

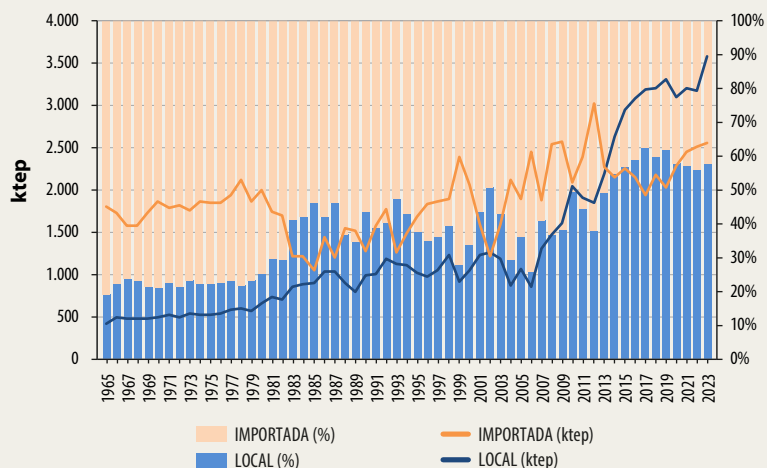
NOTA: El abastecimiento de energía solar incluye la energía solar térmica y la electricidad de origen solar fotovoltaico.

3.1.2. Matriz primaria por origen

En el año 2023 el abastecimiento de energía fue 58% de origen local y 42% de origen importado. Teniendo en cuenta toda la serie, en los últimos años se dieron las mayores participaciones de energía local en el abastecimiento, con valores superiores a 56%. En términos absolutos, cabe destacar que se registró un aumento neto en el abastecimiento de energía de origen local. Entre 1965 y 1990 pasó de 425ktep a 989ktep y en los siguientes 15 años se mantuvo en valores entre 854ktep (2006) y 1.260ktep (2002). Desde 2007 creció de manera sostenida y alcanzó un valor máximo de 3.310ktep en 2019. En los tres años posteriores registró valores algo menores y en 2023 volvió a crecer para alcanzar un nuevo máximo histórico (3.570ktep).

El abastecimiento de energía de origen importado ha sido variable en todo el período; registró un valor máximo de 3.023ktep (2012) y un mínimo de 1.047ktep (1985). Por último, para 2023 la energía importada fue 2% mayor a 2022. Es interesante destacar que a lo largo de estos 59 años la evolución de la participación de la energía local e importada

FIGURA 22. Abastecimiento de energía por origen



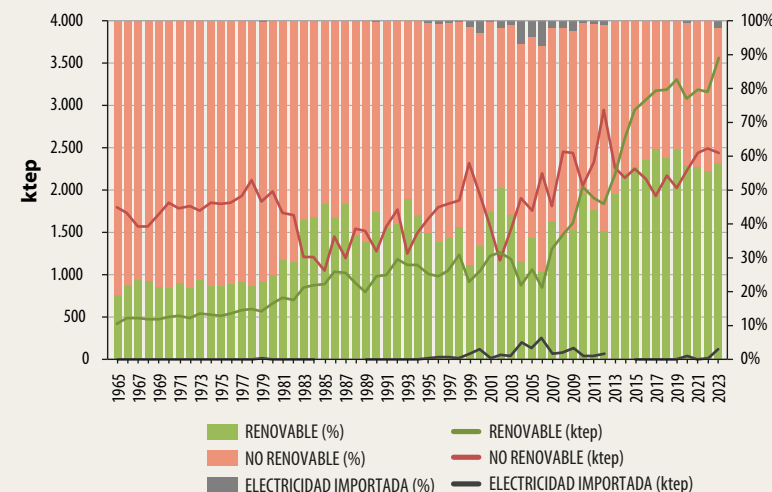
en el abastecimiento se revirtió completamente: en la década del 70 cerca del 80% de la energía era de origen importado, mientras que en años recientes se alcanzaron participaciones de energía local del orden del 60%.

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 2023 las fuentes de energía renovables (biomasa/ solar térmica/ electricidad de origen hidro, eólico y solar fotovoltaico) tuvieron una participación de 58% en la matriz de abastecimiento, mientras que 40% correspondió a las fuentes no renovables (petróleo y derivados/ gas natural/ carbón mineral y coque/ residuos industriales). La electricidad importada se informa en manera independiente dado que no se la puede clasificar en renovables o no renovables; fue de 2% en 2023.

Matriz primaria 2023: 58% energía renovable.

FIGURA 23. Abastecimiento de energía por tipo



Existe una fuerte correlación entre el origen de la energía y el tipo. El abastecimiento de energía renovable tiene su principal origen en la producción nacional; para abastecer al país de fuentes no renovables se recurre a importaciones.

El abastecimiento de energía renovable aumentó significativamente en años recientes y en 2023 fue más del triple del promedio registrado en los 15 años anteriores a 2005. En 2023 se registró el máximo histórico de abastecimiento de fuentes renovables (3.567 ktep), mientras que la mayor participación se dio en 2017 (62,2%).

El abastecimiento de fuentes renovables ha tenido históricamente una fuerte influencia de los niveles de hidraulicidad. Sin embargo, a partir de la diversificación de fuentes energéticas y la fuerte incorporación de fuentes autóctonas, se ha observado una disminución de la influencia de la variabilidad de la fuente hidro en la matriz primaria. Por ejemplo, si se compara la estructura de la matriz primaria de 2006 con la de 2022 (que tienen participaciones similares de hidroelectricidad), se observa que en 2006 las fuentes renovables correspondieron al 26% del abastecimiento, mientras que en 2022 la participación de las renovables fue del 56%. Por esta razón, cabe concluir que la diversificación de la matriz le da mayor robustez al sistema energético nacional.



3.2. Generación de energía eléctrica

En 2023 la generación de electricidad fue de 12.877 GWh (1.107 ktep), lo que representó una disminución de 13% respecto al año anterior. Cabe destacar que la potencia creció 7% principalmente por el aumento de potencia de generadores térmicos a base de biomasa, como fuera mencionado en el capítulo de infraestructura.

La producción estuvo integrada en un 84% por lo proveniente de centrales eléctricas de servicio público (929 ktep) y registró un descenso de 18% respecto a 2022. Por su parte, el 16% restante fue generado por centrales eléctricas de autoproducción (178 ktep) con un aumento de 31% en el último año.

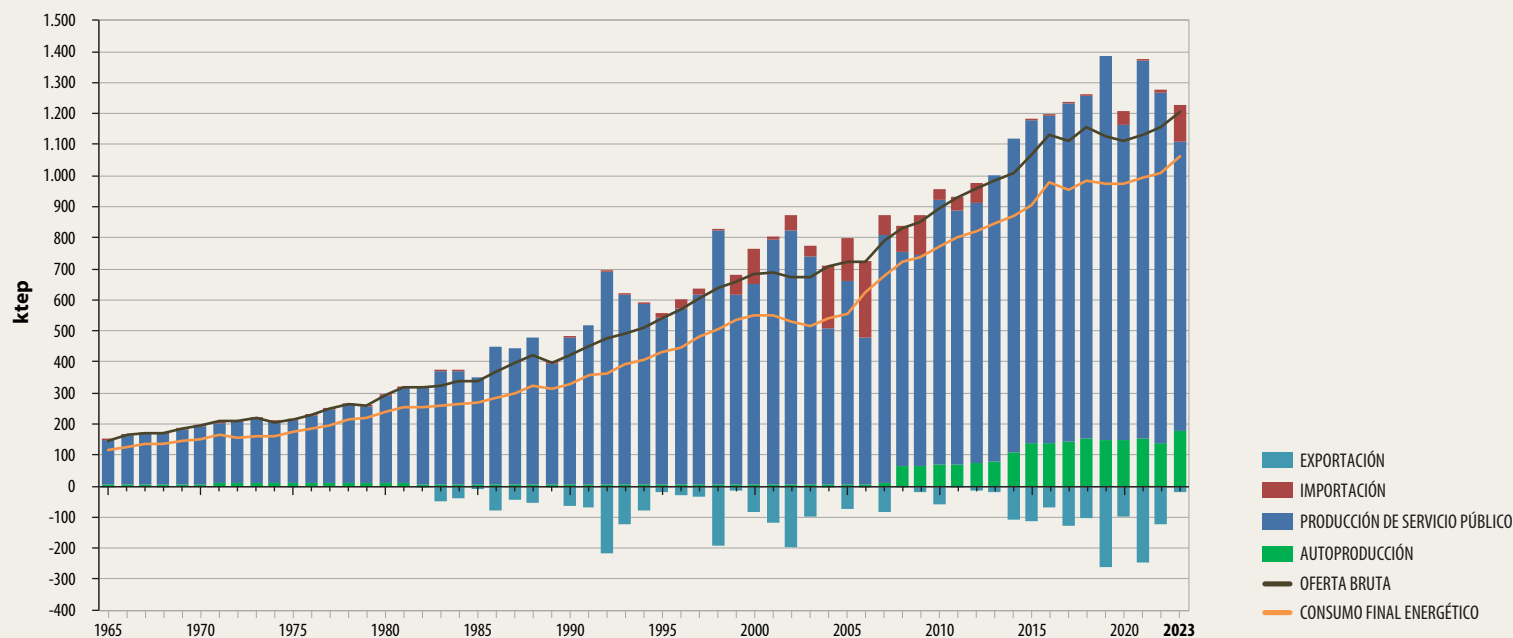
La demanda interna de energía eléctrica se abasteció en mayor medida con producción nacional (89%) y se tuvo que recurrir a altas importaciones de países vecinos (120 ktep). Se destaca que en la última década la producción nacional regis-

tró participaciones entre 99% y 100% en el abastecimiento local de la electricidad, salvo en 2020 que hubo que importar electricidad por 44 ktep.

En 2023 Uruguay exportó 244 GWh (21 ktep) de energía eléctrica, 83% menos que el año anterior y el volumen más bajo de la última década. Teniendo en cuenta el destino, el 94% de las exportaciones correspondieron a Argentina y el 6% a Brasil, similar condición que en 2022. Se destacan los años 2019 y 2021 que registraron los mayores niveles de exportación de electricidad desde 1965 (259 ktep y 245 ktep, respectivamente).

En relación a las fuentes de energía, en 2023 más de la mitad de la electricidad exportada se generó a partir de energía hidráulica, mientras que tan solo el 2% correspondió a electricidad de origen fósil. Por su parte, se destaca que entre octubre de 2017 y julio de 2020 Uruguay vendió electricidad de origen eólico a Argentina, a través de otros agentes generadores distintos a UTE.

FIGURA 24. Balance eléctrico



El consumo final energético de electricidad creció 5% respecto a 2022 (calculado como la producción más la importación, menos la exportación, menos las pérdidas técnicas y el consumo propio). Es de destacar que el consumo final energético que se abastece desde el SIN (sin considerar la electricidad generada por centrales eléctricas de autoproducción) tuvo un crecimiento mucho menor (1%).

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

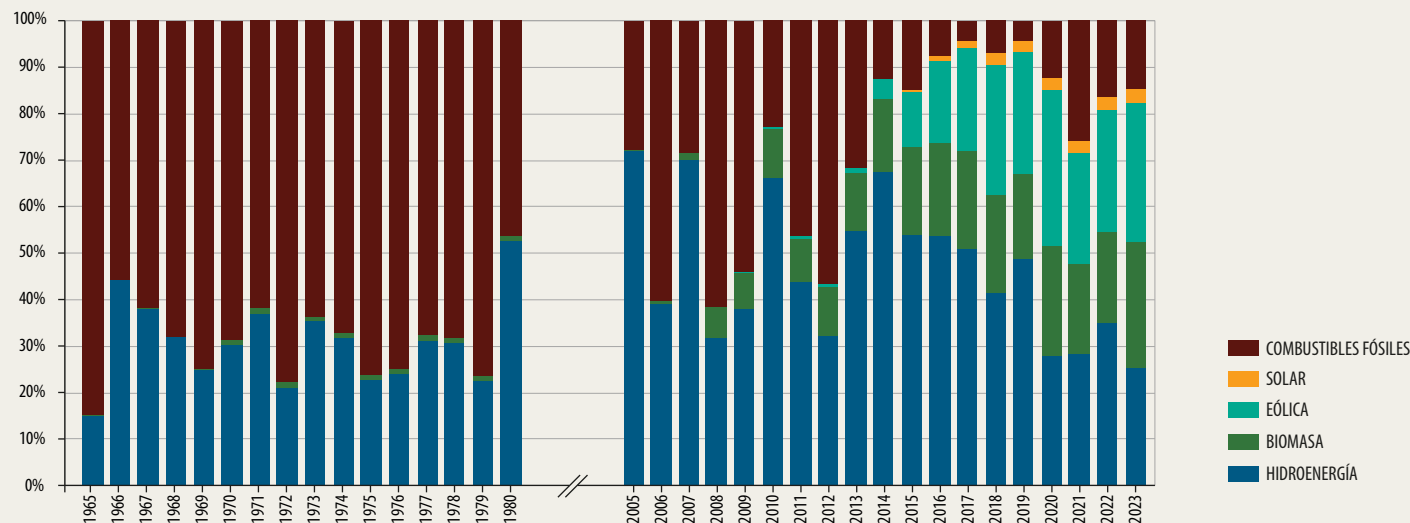
Como fue señalado, la generación eléctrica en el país ha experimentado una diversificación de sus fuentes. Entre 1965 y 2000 aproximadamente, solo tres fuentes de energía participaban mayoritariamente en la matriz de generación: hidroenergía, fueloil y gasoil. Sin embargo, comenzaron a ser utilizadas nuevas fuentes

para generación de electricidad, algunas aún en forma marginal, pero con una tendencia creciente en su consumo (residuos de biomasa, energía eólica y solar). El gas natural, si bien ingresó en 1998, sigue manteniendo una participación marginal.

Por otra parte, existe una complementariedad entre la disponibilidad de energía hidráulica y el consumo de combustibles fósiles utilizado para generación eléctrica, algo que se evidencia en mayor medida en los primeros años de la serie. En cambio, en años recientes, la diversificación de fuentes reflejó un menor consumo de combustibles fósiles frente a una baja disponibilidad de hidroenergía como insumo para generación.

En 2023 la generación eléctrica de origen hidro disminuyó 38% respecto al año anterior y tuvo su menor valor desde 1990. La electricidad a partir de energía solar bajó 2%, mientras que la de origen eólico se mantuvo similar. En el caso de la electricidad a partir de residuos de biomasa registró un aumento de 26% entre 2022 y 2023, mientras que la generación eléctrica de origen fósil cayó 24%. El principal combustible utilizado fue gasoil, cuyo consumo para generación (166 ktep) disminuyó 25%

FIGURA 25. Participación de los insumos en la generación de energía eléctrica



y estuvo seguido, en menor medida, por fueloil, con un consumo para generación de 32 ktep, similar a 2022.

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, a partir de 2013 experimentó un aumento muy importante como fuente de generación de electricidad. Pasó de 144 GWh a 5.476 GWh en 2020, año en el cual registró el mayor nivel de generación y participación (40%) y se posicionó como la principal fuente de generación eléctrica del año.

Desde 2021 la generación a partir de energía eólica bajó y volvió a ser superada por la hidroelectricidad. Es de destacar que desde 2020 no se incorporó potencia instalada de generadores eólicos y la mayor producción respecto a 2019 se logró en función de bajos niveles de energía no utilizada (1% de la producción). Es de subrayar que para 2019 la energía no utilizada fue de 7% respecto a la producción, situación que volvió a repetirse en 2023.

En el caso de la biomasa, a partir de 2006 empezó a tener una mayor participación como insumo para la producción eléctrica, con un aumento destacable a partir de 2008. Esta situación respondió a la entrada en vigencia de los contratos de compra de electricidad a partir de biomasa realizados por UTE con productores privados conectados al SIN, que se valieron 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 se 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. Para 2023 la electricidad generada a partir de biomasa creció 26%, lo cual estuvo asociado en gran medida con la entrada en operación de la tercera planta de celulosa.



FIGURA 26. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar por sector

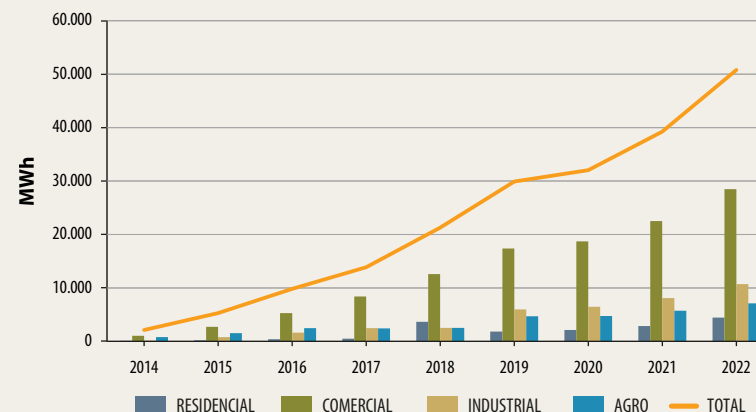


TABLA 4. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar por sector

MWh		2014	2017	2020	2023
Residencial	EER	94	437	1.536	4.211
	EA	28	92	590	2.971
	GT	122	528	2.126	7.182
Comercial	EER	393	4.834	10.012	13.988
	EA	634	3.567	8.684	18.364
	GT	1.027	8.401	18.696	32.352
Industrial	EER	122	1.070	2.844	4.685
	EA	19	1.413	3.619	6.553
	GT	141	2.483	6.464	11.238
Agro	EER	612	2.019	3.650	4.780
	EA	207	433	1.085	3.249
	GT	820	2.452	4.735	8.029
TOTAL	EER	1.222	8.359	18.043	27.664
	EA	889	5.505	13.979	31.137
	GT	2.110	13.864	32.021	58.801

NOTAS:

EER: Electricidad entregada a la red, EA: Electricidad autoconsumida, GT: Generación total.

La energía solar constituye un insumo para la generación de electricidad que tuvo un incremento destacable, si bien su participación ha sido pequeña respecto al resto de las fuentes. En 2023 la generación eléctrica de origen solar (492 GWh) bajó 2% con respecto a 2022, luego de que alcanzara el récord de generación desde su incorporación en el país en 2014. Se destacan los años 2017, 2018 y 2019 en los cuales la generación eléctrica de origen fotovoltaico superó la correspondiente a combustibles fósiles.

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 58.801 MWh (2023). Desde el punto de vista sectorial, la distribución en 2023 fue la siguiente en orden de importancia: comercial y servicios (55%), industrial (19%), agro (14%) y residencial (12%). En los sectores agro y residencial la mayor parte de la electricidad generada a partir de microgeneración fotovoltaica fue entregada a la red (59% y 60%, respectivamente). En contrapartida, en los sectores industrial y comercial/servicios la electricidad generada por microgeneración fotovoltaica fue en mayor medida consumida por los propios establecimientos (58% y 57%, respectivamente).

La generación de electricidad se puede analizar desde dos puntos de vista: considerando los insumos para generación y 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.

Según la metodología de balances energéticos, las eficiencias de algunas fuentes se consideran del 100%. Tal es el caso de la electricidad de origen eólico y solar fotovoltaico, para las cuales la fuente primaria (energía eólica o solar) es igual a la electricidad producida. Para el resto de los casos, las eficiencias de transformación resultan en valores menores a 100% dependiendo de las características de los procesos de obten-

ción de electricidad. En el año 2023 se registró una eficiencia global de transformación de 81%, similar respecto a 2022.

3.2.1. Matriz de insumos para generación de electricidad

Los insumos para generación registraron un crecimiento neto en todo el período y pasaron de 399 ktep (1965) a 1.366 ktep (2023). El menor consumo se registró en 1966 (315 ktep) y el máximo en 2021 (1.780 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. En 2023 la mayor participación en los insumos para generación correspondió a energía eólica (410 ktep), seguida por biomasa (370 ktep), hidroenergía (346 ktep) y gasoil (166 ktep). En menor medida participaron la energía solar (42 ktep) y el fueloil (32 ktep).

FIGURA 27. Insumos para generación de electricidad

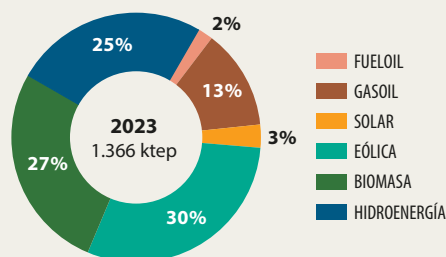
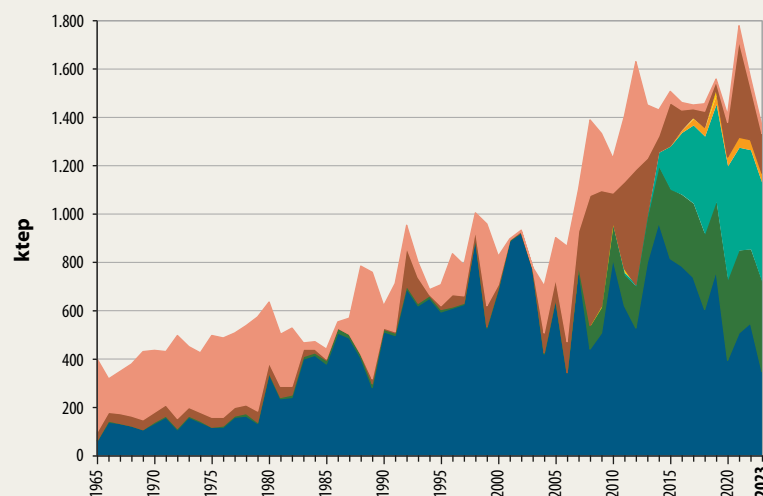


TABLA 5. Insumos para generación de electricidad

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Hidroenergía	60,2	113,7	379,8	596,4	647,2	814,0	345,7
(%)	15%	23%	86%	84%	72%	54%	25%
Eólica						177,6	409,8
(%)						12%	30%
Solar						4,2	42,3
(%)						0%	3%
Leña			5,0	5,0	0,8	4,8	2,6
(%)			1%	1%	0%	0%	0%
Residuos de biomasa	0,4	4,8	10,0	1,8	2,0	283,8	367,1
(%)	0%	1%	2%	0%	0%	19%	27%
Gasoil	37,3	39,5	5,1	14,6	84,3	178,9	166,4
(%)	9%	8%	1%	2%	9%	12%	13%
Gasolina							0,0
(%)							0%
Fueloil	301,1	340,8	42,6	91,5	165,3	47,5	32,0
(%)	75%	68%	10%	13%	18%	3%	2%
Gas natural					0,6	0,0	
(%)					0%	0%	
TOTAL	399,0	498,8	442,5	709,3	900,2	1.510,8	1.365,9
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

NOTA: El gasoil incluye diésel oil hasta 2003 inclusive.

3.2.2. Matriz de generación de electricidad por fuente

En 2023 la electricidad generada a partir de energía eólica y energía solar fue levemente inferior al año anterior; sin embargo, las participaciones en la matriz de generación aumentaron para ambas fuentes debido a que la generación total fue bastante menor.

En el caso de la energía hidráulica, 2023 fue un año muy particular por el impacto que la sequía del primer semestre provocó en la producción hidroeléctrica respecto a 2022 y su consecuente menor participación en la matriz de generación. Esto implicó que la hidro ocupara el segundo lugar de producción eléctrica, dejando el primer puesto para la electricidad de origen eólico.

Por su parte, es de destacar nuevamente que en 2023 hubo gran cantidad de energía no utilizada. Es decir, hubo determinada cantidad de recursos hidro, eólicos y solares que no pudieron ser aprovechados por falta de demanda eléctrica, ya sea local o con fines de exportación. En el caso de la hidroenergía no fue utilizada el 51 % de la producción, mientras que para la energía eólica y solar fue de 7 % y 4 %, respectivamente.

Otro aspecto significativo de 2023 fue el gran crecimiento de la generación térmica con biomasa (26 %) influenciado en gran medida por la entrada en operación de la tercera planta de celulosa, como fue antes mencionado. Este aumento compensó la caída en las fuentes hidro, eólica y solar lo que permitió mantener (e incluso aumentar un punto porcentual) la participación de fuentes de origen renovable en la matriz de generación: para 2023 fue de 92 %.

Por su parte, la generación de electricidad de origen fósil disminuyó 24 % entre 2022 y 2023, en tanto la participación en la matriz eléctrica pasó de 9 % a 8 %.

En 2023 la generación de electricidad fue 92 % de origen renovable.

FIGURA 28. Generación de electricidad por fuente

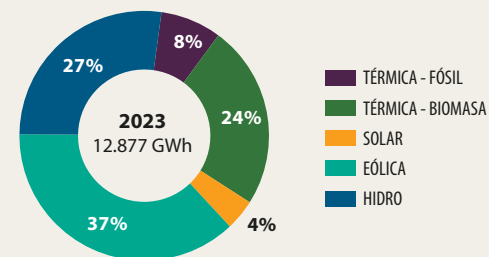
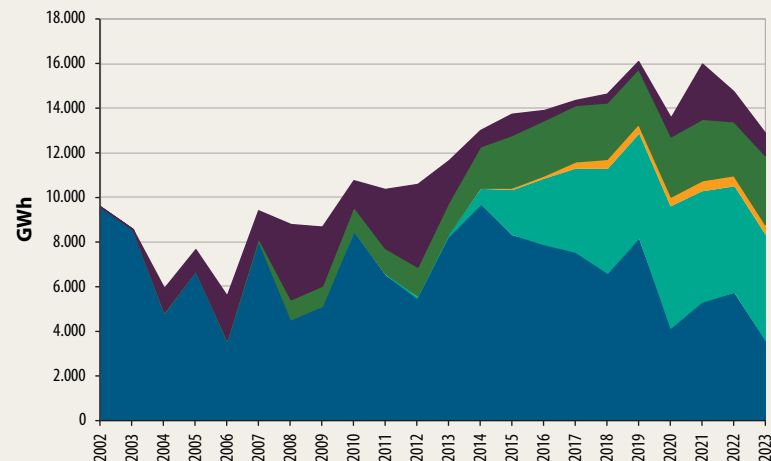


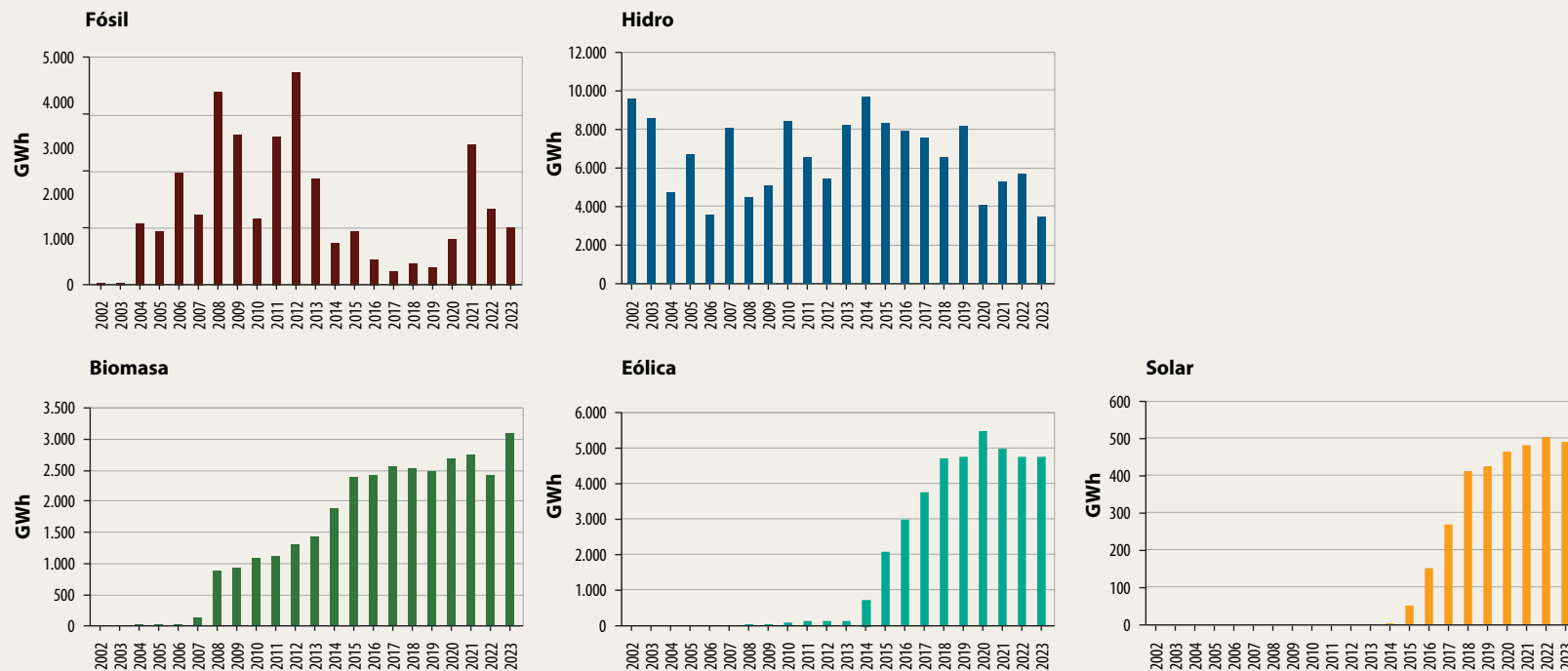
TABLA 6. Generación de electricidad por fuente

GWh	2002	2005	2010	2015	2020	2023
Térmica (fósil)	26,4	956,3	1.165,1	962,6	824,9	1.020,6
(%)	0%	12%	11%	7%	6%	8%
Térmica (biomasa)	0,0	24,5	1.089,8	2.388,4	2.700,8	3.083,3
(%)	0%	0%	10%	17%	20%	24%
Hidráulica	9.535,3	6.683,6	8.407,2	8.266,0	4.093,9	3.516,3
(%)	100%	87%	78%	60%	30%	27%
Eólica			69,9	2.065,1	5.475,5	4.764,8
(%)			1%	15%	40%	37%
Solar				48,7	462,1	492,0
(%)				0%	4%	4%
TOTAL	9.561,7	7.664,4	10.732,0	13.730,8	13.557,1	12.877,0
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%

La evolución de la matriz de generación de electricidad por fuente también reflejó las características antes mencionadas, en cuanto a variabilidad, complementariedad y diversificación. Hasta la década del 80 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 fueron incorporadas nuevas fuentes.

Si se compara el año 2023 respecto a 2012 se observa que la generación eléctrica total creció 22%. En cuanto a las fuentes, la generación de electricidad de origen hidro disminuyó 35% y la de origen fósil disminuyó 73%. De esta manera, se puede observar la importancia que ha tenido la incorporación de las fuentes autóctonas en estos últimos años, que aportaron ventajas claras en la diversificación de la matriz de generación.

FIGURA 29. Generación de electricidad a partir de cada fuente



3.2.3. Generación de electricidad en la Antártida

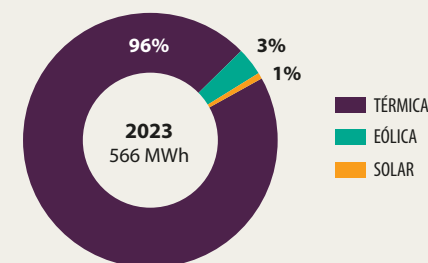
Uruguay tiene dos bases en la Antártida que se ubican cercanas a la Península Antártica: la Base Científica Antártica Artigas y la Estación Científica Antártica Ruperto Elichiribehety.¹⁵ Las mismas cuentan con generadores de electricidad de diferentes tipos: dos paneles fotovoltaicos de potencia 1 y 6 kW respectivamente, un generador eólico de potencia 6 kW y un generador diésel.

En el año 2023 se registró una producción total de 566 MWh de electricidad, 13% menor a la del año previo. Al considerar la generación por fuente, se produjeron 542 MWh de electricidad a partir de combustibles fósiles, seguido en menor medida por 19 MWh de electricidad de origen eólico y 4 MWh de electricidad de origen solar fotovoltaico.

En cuanto a los combustibles fósiles, se registró un consumo de 160 m³ de gasoil para generación de electricidad y de 1,8 m³ de gasoil para usos en el transporte, 11% y 39% menores que en 2022, respectivamente.

Se destaca que, por metodología IRES la generación de electricidad en la base uruguaya de la Antártida no se contempla en las estadísticas nacionales, por lo que se presenta en este apartado a modo informativo.

FIGURA 30. Generación de electricidad por fuente en la Antártida



¹⁵- Ministerio de Defensa Nacional (MDN), Bases Antárticas, <<https://www.gub.uy/ministerio-defensa-nacional/politicas-y-gestion/bases-antarticas>>, (01/08/2024).

3.3. Producción de derivados de petróleo

En setiembre del año 2023 la refinería inició la parada de mantenimiento programado de sus unidades, por lo cual a partir de esa fecha no tuvo operativa. En este contexto, la cantidad de crudo procesado a lo largo del año fue significativamente menor al año anterior (31%), con un total de 1.475 ktep de carga a refinería (1.742 miles dem³).

Por su parte, en 2023 fueron elaborados 1.469 ktep de derivados de petróleo con 6 ktep de pérdidas de transformación. El producto mayoritario fue gasoil (697 ktep), seguido por gasolinas automotoras (439 ktep) y fueloil (117 ktep). En menor medida, hubo producción de GLP (supergás y propano), queroseno y turbocombustible, entre otros productos.

El proceso de refinación genera productos que son consumidos en el mismo proceso. En el año 2023 se produjeron 42 ktep de gas fuel y 20 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 caso de corresponder.

La estructura de producción de la refinería experimentó algunos cambios a lo largo de estos 59 años. Hasta los primeros años de la década del 80 la principal producción correspondió a fueloil (45% en 1965; 39% en 1982). Sin embargo, a partir de 1983 el principal producto elaborado fue gasoil (salvo algunos años particulares), cuya producción ha registrado un crecimiento neto en todo el período, no solo en valor absoluto sino también en participación; alcanzó 47% en 2023. De manera contraria, la elaboración de fueloil fue a la baja en todo el período de estudio y registró una participación de tan solo 11% desde 2018 y de 8% en 2023.

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.

En los años en que la refinería tuvo paradas de mantenimiento, se verificó una disminución en los niveles de procesamiento de crudo y de producción de derivados. Tales fueron los años 2002, 2003, 2011, 2012, 2017, además de 2023. En particular, en 1994 la refinería estuvo sin operativa durante todo el año por tareas de remodelación.

FIGURA 31. Estructura de producción de la refinería

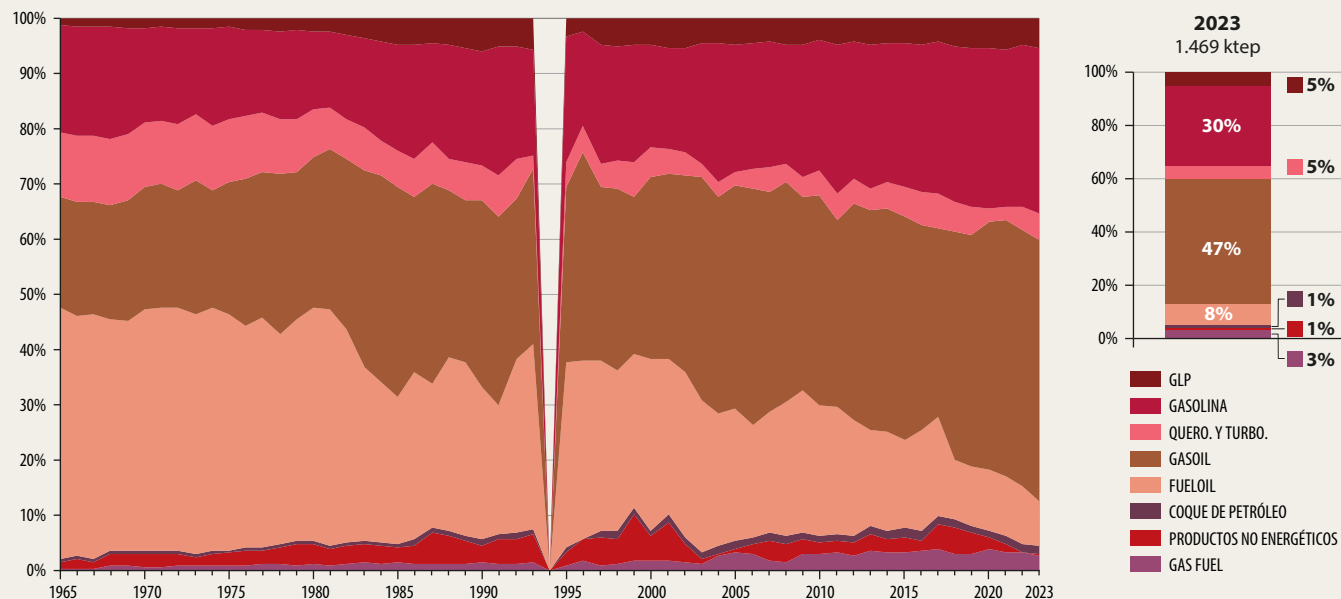


TABLA 7. Producción de la refinería

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
GLP	21,1	29,5	52,4	46,8	99,4	87,6	78,3
(%)	1%	2%	5%	4%	5%	5%	5%
Gasolina	290,7	294,7	199,8	301,9	469,6	492,9	439,1
(%)	19%	17%	19%	23%	23%	26%	30%
Quero y turbo	177,9	201,0	72,2	57,0	51,9	103,4	69,6
(%)	12%	11%	7%	4%	3%	5%	5%
Gasoil	301,2	429,1	400,6	422,7	825,9	760,7	696,8
(%)	20%	24%	38%	32%	40%	40%	47%
Fueloil	683,2	756,5	279,1	446,8	486,8	304,6	117,3
(%)	45%	43%	26%	33%	24%	16%	8%
Coque de petróleo	7,5	8,5	7,6	14,1	29,7	29,9	19,8
(%)	0%	0%	1%	1%	1%	2%	1%
Productos no energéticos	18,6	38,6	29,3	31,5	12,6	50,8	5,6
(%)	1%	2%	3%	2%	1%	3%	1%
Gas fuel	7,3	20,0	15,8	13,0	72,6	67,3	42,2
(%)	0%	1%	1%	1%	4%	4%	3%
TOTAL	1.507,5	1.777,9	1.056,8	1.333,8	2.048,5	1.897,2	1.468,7
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

NOTAS: 1) Si bien desde 2010 se comercializa gasolinas automotoras con bioetanol, el dato de producción de gasolina no incluye el biocombustible. 2) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012. Desde 2013 en adelante no hubo más producción de diésel oil. Si bien desde 2010 se comercializa gasoil con biodiésel, el dato de producción de gasoil no incluye el biocombustible.

RESUMEN DEL CAPÍTULO 4

Demanda de energía

En 2023 el consumo final energético alcanzó un nuevo máximo (5.337 ktep), 10 % superior al año anterior. Fue liderado por la biomasa (42 %, correspondiente a leña, residuos de biomasa, carbón vegetal y biocombustibles), al igual que los siete años previos a 2022. El segundo lugar correspondió a derivados de petróleo (37 %). En tercer lugar, se ubicó el consumo de electricidad (20 %) mientras que el consumo de gas natural volvió a ser muy pequeño (1 %).

Desde un punto de vista sectorial, la matriz de consumo final de 2023 tuvo la siguiente integración: industrial (48%), transporte (26%), residencial (16%), comercial/servicios/sector público (6%), actividades primarias (3%) y no identificado (1%). En el último año el principal sector de consumo final volvió a ser el industrial, situación que ha caracterizado a la demanda energética en Uruguay desde 2008.

El consumo final energético del **sector industrial** fue 2.544 ktep en 2023, 25 % superior al registrado en el año anterior. En 2023 los establecimientos industriales generaron más de la mitad de la electricidad que consumieron (53 %). Por su parte, la rama “papel y celulosa” representó 68 % del consumo industrial para dicho año, basado principalmente en el uso de residuos de biomasa.

El consumo final energético del **sector transporte** fue 1.403 ktep en 2023, lo que representó una caída de 1 % respecto al año anterior. Correspondió en su totalidad a fuentes de energía secundarias; el gasoil y las gasolinas automotoras predominaron. En 2023 la mezcla promedio de bioetanol en gasolina automotora fue de 9,8 % (volumen), mientras que no se registró mezcla de biodiésel en gasoil.

El comportamiento del consumo de combustibles en el sector transporte está influenciado de forma directa por el parque

vehicular, tanto por su tamaño como por la participación de los distintos tipos de vehículos según su combustible. Es de destacar la penetración que están teniendo los vehículos eléctricos e híbridos, que si bien en 2023 representaron tan solo el 1 % del parque vehicular (considerados en conjunto), año a año se viene registrando un aumento en sus ventas.

El consumo final energético del **sector residencial** en 2023 fue 842 ktep, 1 % menor respecto al año anterior. En 2023, si bien existió una variedad importante de fuentes consumidas, la distribución se centró mayoritariamente en tres o cuatro energéticos, entre los cuales la electricidad fue el principal, seguida por biomasa (leña y residuos de biomasa) y GLP. En 2023 el 37 % del consumo de electricidad se dio en Montevideo y el 63 % en el resto del país. Una distribución similar tuvo el consumo de GLP, 46 % y 54 % respectivamente. Por su parte, el mayor consumo de gas natural se registró en la capital (91 %) mientras que el de leña en el interior (80 %).

Por otra parte, el consumo final energético del **sector comercial/servicios/sector público** fue de 328 ktep en 2023, con un decrecimiento de 4 % respecto al año anterior. El principal energético consumido en este sector ha sido históricamente la electricidad, con participaciones cercanas al 80 % desde el año 2006.

Finalmente, el **sector de actividades primarias** comprende a los sectores agro, minería y pesca. El consumo final fue de 183 ktep en 2023, similar al año previo. El gasoil fue históricamente el energético de mayor consumo con un valor de 133 ktep y una participación de 73 % en 2023.

4. Demanda de energía

Se entiende por “consumo final total de energía” al consumo de los siguientes sectores: residencial, comercial/servicios/sector público, transporte, industrial y actividades primarias (agro, minería y pesca). 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 1.715ktep en 1965 a 2.677ktep en 1999. A partir de ese año el consumo final total comenzó a disminuir hasta el año 2003 inclusive cuando alcanzó un mínimo relativo de 2.251ktep, 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 los años siguientes el consumo final total registró un crecimiento sostenido que se mantuvo hasta 2020, año en que tuvo una nueva caída. En 2021 volvió a crecer y se alcanzó un nuevo máximo de consumo de 5.472ktep en 2023.

La disminución de 2020 estuvo directamente relacionada con la pandemia que se inició el 13 de marzo con los primeros casos positivos de COVID-19 en el país. Una de las medidas que tomó el gobierno fue la restricción en la movilidad, la cual afectó la demanda final de energía, sobre todo en lo referente a los derivados de petróleo (gasoil y gasolinas), energéticos vinculados al transporte. Otro de los motivos asociados a la baja en el consumo final de ese año fue la recesión económica que tuvo el país; la caída del PIB fue de 6,3% ese año. Si se considera toda la serie temporal de Balance Energético desde

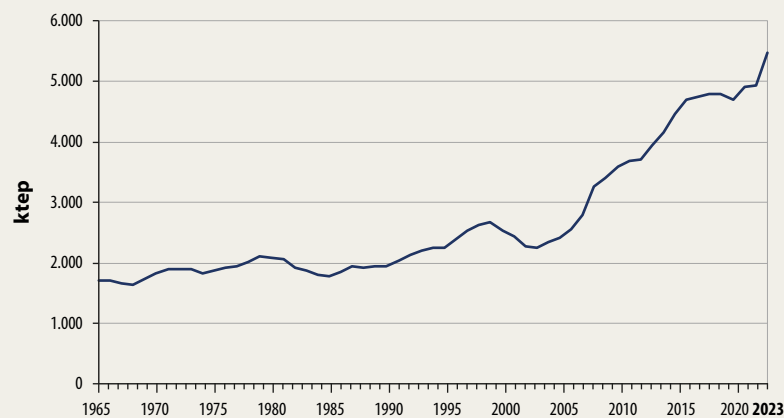
1965 a 2023, solo se registraron otros tres años con caídas tan fuertes de la economía: 1982, 1983 y 2002.

Como se ha comentado, entre 2004 y 2019 el consumo final total de energía mostró una tendencia creciente a una tasa promedio de 5% anual. Este valor superó la tendencia de los años 90, cuando se registró una tasa promedio de 4%. En 2008 hubo un aumento significativo en el consumo final total (17%), al igual que en 2023 (11%), debido al fuerte crecimiento de la industria de la celulosa.

En el año 2023 el consumo final no energético fue de 136ktep, 26% mayor que el año anterior. Prácticamente la totalidad de dicho consumo correspondió a productos no energéticos.

Dado que el consumo final para usos no energéticos fue tan solo del 2% del consumo final total, no amerita realizar un análisis por fuente. Por esta razón, a continuación, se analiza el comportamiento del consumo final energético y su desagregación por fuente y por sector.

FIGURA 32. Consumo final total de energía



4.1. Consumo final energético por fuente

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

En 2023 el consumo final energético fue liderado nuevamente por la biomasa (leña, carbón vegetal, residuos de biomasa y biocombustibles), condición que se dio desde 2015, salvo en 2022 cuando el primer lugar correspondió a derivados de petróleo. El consumo final energético de 2023 tuvo la siguiente apertura por fuente: 2.231 ktep de biomasa (42%), 1.979 ktep de derivados de petróleo (37%) y 1.063 ktep de electricidad (20%). En menor medida se registró consumo de gas natural (45 ktep; 1%) y gas natural (1%).

Respecto a los derivados de petróleo, históricamente han tenido la mayor participación en la matriz de consumo final energético. En los últimos 20 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 volvió a aumentar, con tasas de crecimiento anual comprendidas entre 0,4% y 7,7%. En el año 2020 volvió a registrar una disminución en el consumo (-5%), seguida por un posterior crecimiento que se mantuvo en los tres últimos años.

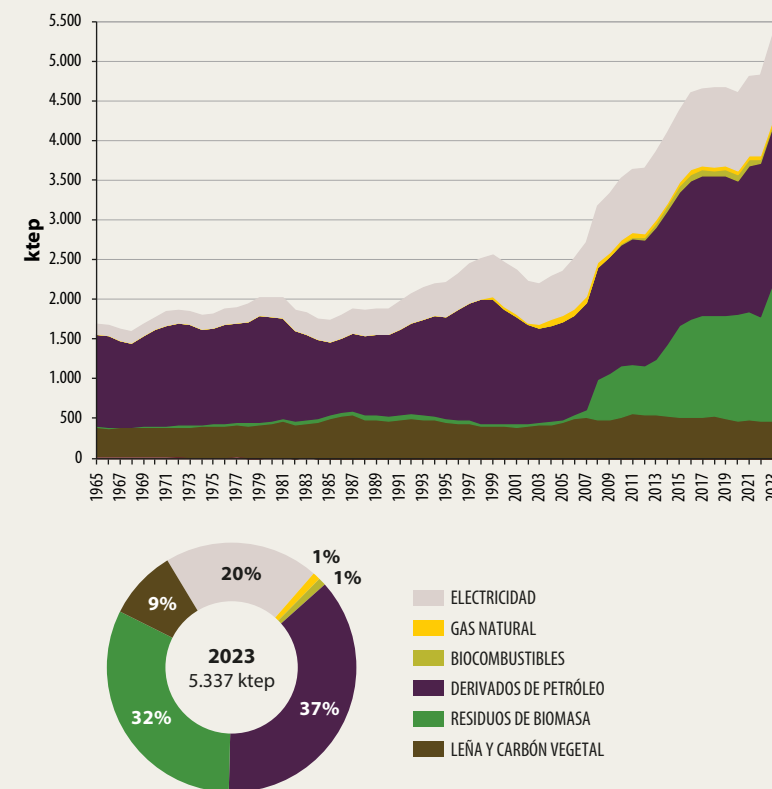
En el caso de la biomasa, su consumo ha estado presente en toda la serie histórica, con la particularidad de que fue relativamente constante por más de 40 años con un promedio de 470 ktep de consumo final energético, asociado principalmente al uso de leña como fuente energética. Recién a partir de 2007 registró un aumento que se mantuvo hasta 2021, comportamiento que estuvo influenciado por el consumo de residuos de biomasa.

En 2022 todas las fuentes asociadas a la biomasa registraron descensos en sus consumos: -2% para leña y carbón vegetal, -3% en el caso de residuos de biomasa y -39% para los bio-

combustibles. Por su parte, en 2023 la evolución más destacada fue la de los residuos de biomasa, que aumentó 30% en el consumo final y pasó de 1.322 ktep a 1.713 ktep. El consumo de leña tuvo un pequeño crecimiento (1%), mientras que el consumo de biocombustibles volvió a decrecer (8%) entre 2022 y 2023.

Por residuos de biomasa se hace referencia a residuos forestales y de aserradero, licor negro, bagazo de caña, cáscara de arroz, cáscara de girasol, casullo de cebada y otros. Desde 2007 se ha producido 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

FIGURA 33. Consumo final energético por fuente



91 % y 447 % respectivamente, tendencia que volvió a repetirse en 2014 y 2015 con tasas de crecimiento de 30 % y 28%. Sin embargo, en el año 2011 cayó el consumo (3%), lo que se explica por la disminución en el Producto Interno Bruto en las industrias de papel y madera, ramas industriales que consumen aproximadamente 80 % de los residuos de biomasa del sector industrial. En 2023 la puesta en operación de la tercera planta de celulosa, antes mencionada, tuvo un impacto directo en la matriz de consumo del país.

Por su parte, cabe señalar que el valor de consumo de leña que figura para los diferentes sectores fue relevado a partir de estudios estadísticos realizados por DNE-MIEM.

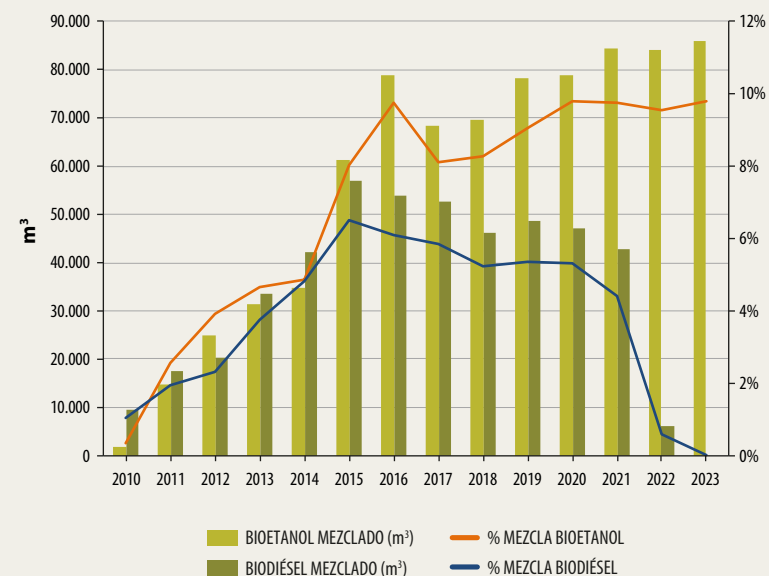
A partir de 2010 se incorporaron dos nuevas fuentes de energía secundarias como son el bioetanol y el biodiésel¹⁶, agrupadas en el término “biocombustibles”. Los mismos se han venido consumiendo principalmente en mezclas con combustibles fósiles: gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel. La incorporación de biocombustibles permitió satisfacer la demanda y al mismo tiempo bajar el consumo de combustibles fósiles, con la consecuente reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Luego de presentar un consumo creciente desde su primer año, 2016 registró su máximo consumo (85ktep), que se mantuvo en un promedio de 78ktep hasta 2021. En los últimos dos años este fue menor a 50ktep, con una participación de 1 % en la matriz de consumo final.

En el correr del año 2022 el consumo de biodiésel cayó a cero, de acuerdo a las modificaciones en el marco legal asociado a la mezcla de biocombustibles, como fuera mencionado anteriormente. Este hecho implicó una disminución significativa al evaluar bioetanol y biodiésel en conjunto como biocombustibles; es de destacar que el consumo de bioetanol se ha mantenido relativamente constante los últimos años. Para 2023 la mezcla promedio de bioetanol en las gasolinas automotoras fue de 9,8% en términos de volumen y no se registró mezcla de biodiésel en el gasoil.

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

En 2023 la mezcla promedio (volumen) fue de 9,8% de bioetanol para gasolina automotora. No se utilizó biodiésel en mezcla con gasoil.

FIGURA 34. Consumo de biocombustibles y porcentajes de mezcla



Desde 1965 el consumo de electricidad presentó un crecimiento neto sostenido, con algunos años puntuales en los que disminuyó. En 2023 alcanzó el máximo histórico (1.063 ktep). Se destaca en particular el aumento de consumo de electricidad registrado en 2006 (12%), el cual estuvo asociado a un cambio de metodología en la evaluación de las pérdidas no técnicas¹⁷, que a partir de ese año se comenzaron a incluir en los sectores finales de consumo. Las pérdidas sociales se incorporaron al sector residencial y el resto de las pérdidas no técnicas se distribuyeron en función del porcentaje de participación del consumo eléctrico del resto de los sectores. En 2023 estas últimas se imputaron a la categoría “no identificado” del consumo final.

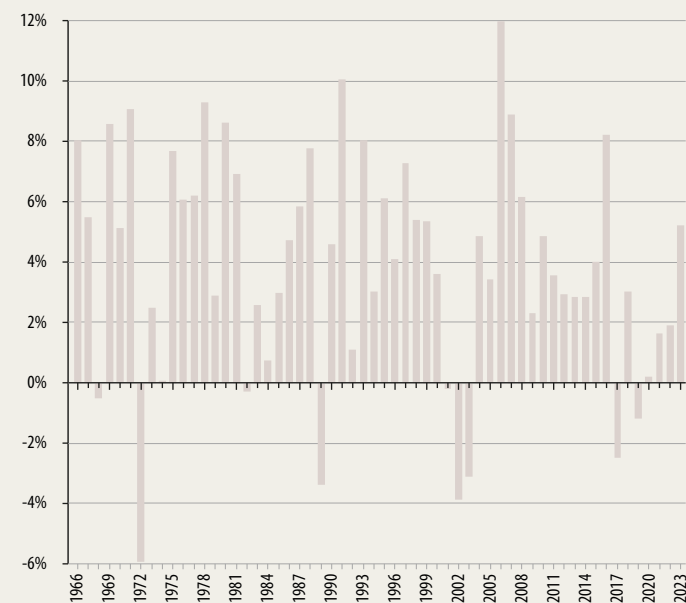
Por otro lado, en el sector industrial se registraron aumentos importantes de electricidad debido a la entrada en operación de las plantas de celulosa, para los años 2007-2008, 2013-2014, como se verá más adelante en el análisis sectorial. Estas variaciones se vieron amortiguadas al ser consideradas en conjunto con el resto de los sectores.

El gas natural, si bien es una fuente que hace ya más de 25 años que participa en la matriz energética nacional, 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 se ha mantenido en 1%. Una de las grandes desventajas que presenta este energético es que se tiene un solo proveedor (Argentina), por lo tanto, no se tiene margen de negociación para lograr condiciones ventajosas que permitan una mayor penetración del energético.

Desde 2014 se incluye la energía solar térmica en la matriz de resultados. En 2023 el consumo final energético creció 3% respecto al año anterior y resultó en un valor de 8 ktep, que estuvo asociado a una superficie de colectores solares térmicos estimada de 126.360 m².

¹⁷- Las pérdidas no técnicas están asociadas a consumos de electricidad no facturados.

FIGURA 35. Variación interanual del consumo final eléctrico



4
DEMANDA DE ENERGÍA

TABLA 8. Consumo final energético por fuente

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Carbón mineral (%)	5,1 0%	1,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,9 0%		2,0 0%
Gas natural (%)					73,5 0%	43,7 1%	44,8 1%
Solar (%)						3,2 0%	8,0 0%
Leña y carbón vegetal (%)	355,8 21%	389,4 21%	495,8 29%	456,1 21%	444,5 19%	519,0 12%	473,8 9%
Residuos de biomasa (%)	15,1 1%	27,2 1%	46,2 3%	46,0 2%	41,5 2%	1.159,9 26%	1.713,3 32%
Residuos industriales (%)						3,5 0%	8,6 0%
Derivados de petróleo (%)	1.164,1 69%	1.209,2 67%	920,4 53%	1.274,5 58%	1.234,5 52%	1.672,4 38%	1.979,0 37%
Biocombustibles (%)						78,8 2%	43,7 1%
Derivados de carbón (%)	22,6 1%	16,7 1%	0,9 0%	0,2 0%	0,9 0%	0,1 0%	0,1 0%
Electricidad (%)	118,5 7%	173,7 10%	271,1 16%	429,8 19%	556,7 24%	906,2 21%	1063,4 20%
TOTAL (%)	1.681,2 100%	1.817,4 100%	1.734,7 100%	2.206,9 100%	2.352,5 100%	4.386,8 100%	5.336,7 100%

NOTA: El gas manufacturado está incluido en derivados de carbón en 1965 y 1975 y en derivados de petróleo en 1985. A partir de 2005 fue reemplazado por gas natural.

TABLA 9. Consumo de biocombustibles

	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2022	2023
Producción de bioetanol (m³)	13.225	20.040	42.549	77.539	79.622	75.829	91.062	96.574
Bioetanol mezclado (m³)	1.777	24.920	34.754	78.735	69.763	78.907	84.068	86.072
Gasolina comercializada con bioetanol (m³)	503.919	633.804	714.442	806.944	844.886	804.077	881.652	879.920
Porcentaje de mezcla bioetanol (%)	0,4%	3,9%	4,9%	9,8%	8,3%	9,8%	9,5%	9,8%
Producción de biodiésel (m³)	11.068	20.585	45.234	53.482	47.704	46.045	14.962	8.790
Biodiésel mezclado (m³)	9.549	20.227	42.319	53.749	46.189	47.070	6.158	
Gasoil que se comercializa sin biodiésel (m³)	66.678	62.355	49.582	38.743	44.714	37.814	40.139	1.058.729
Gasoil que se comercializa con biodiésel (m³)	908.827	871.954	877.096	880.317	883.402	886.730	1.023.631	
Porcentaje de mezcla biodiésel (%)	1,1%	2,3%	4,8%	6,1%	5,2%	5,3%	0,6%	

NOTAS: **1)** Se informa solamente bioetanol y biodiésel con fines energéticos. **2)** Para los años en que el volumen de biocombustibles mezclado supera a la producción, la diferencia se debe principalmente a una variación de stock. **3)** Se representa el porcentaje de mezcla global para el total de gasolinas y no por tipo de gasolina (súper, premium). **4)** A los efectos del cálculo, se utiliza el total de gasolinas comercializadas. En los primeros años el bioetanol no se mezcló en todas las gasolinas comercializadas. **5)** El biodiésel se mezcla en todo el gasoil que sea destinado como gasoil 50S, o como gasoil común hasta el 2013. El gasoil marino y el gasoil importado no llevan biodiésel.

► [DESCARGAR hoja de cálculo GASOIL Y BIODIÉSEL](#)

► [DESCARGAR hoja de cálculo GASOLINA AUTOMOTORA Y BIOETANOL](#)

4.2. Consumo final energético por sector

Históricamente el consumo final energético se distribuyó con participaciones similares entre tres sectores (residencial, transporte e industrial); el sector residencial siempre fue 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 el consumo del sector industrial registró un fuerte crecimiento y en 2008 casi que duplicó el valor respecto a 2006. En los últimos 16 años el consumo final energético del sector industrial pasó de 626 ktep (2007) a 2.544 ktep (2023), con tres períodos claros de crecimiento (2008-2010, 2014-2015 y 2023); esto se debió a la puesta en operación de las nuevas plantas de celulosa en el país.

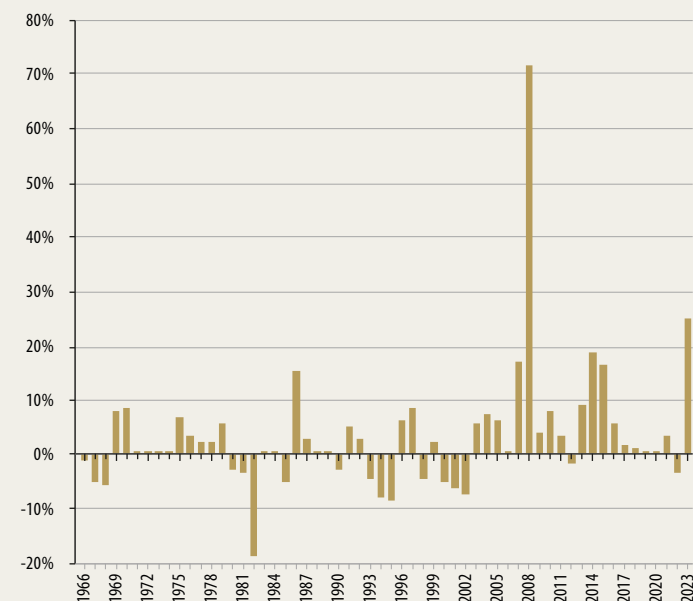
Si bien la entrada en operación de las empresas de pulpa y celulosa tuvo un impacto significativo en la matriz energética, han sido autosuficientes: más del 90% de su consumo ha provenido de energéticos propios. A su vez, parte de la electricidad generada en las plantas ha sido y es entregada al SIN.

El crecimiento del consumo final energético que se registró en 2023 se debió básicamente al aumento del sector industrial, ya que, para los sectores residencial, comercial/servicios/sector público y transporte se registraron caídas. Por su parte, el sector actividades primarias mantuvo el nivel de consumo energético respecto a 2022, en tanto la categoría “no identificado” presentó un aumento, asociado al cambio de metodología en la asignación de las pérdidas técnicas no sociales de electricidad.

Desde 2013 se informa el consumo final energético con una mayor desagregación por sector. Para aquellos consumos sectoriales menores a 1 ktep no se informa la apertura, por ser valores muy pequeños, salvo en aquellos casos que corresponda a un solo subsector. Para otros casos tampoco se realiza la apertura por corresponder a una sola empresa por sector (de-

biéndose informar el consumo agrupado) o por no disponer de información adecuada para su clasificación.

FIGURA 36. Variación interanual del consumo final energético del sector industrial



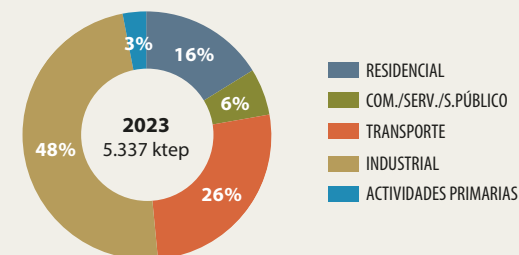
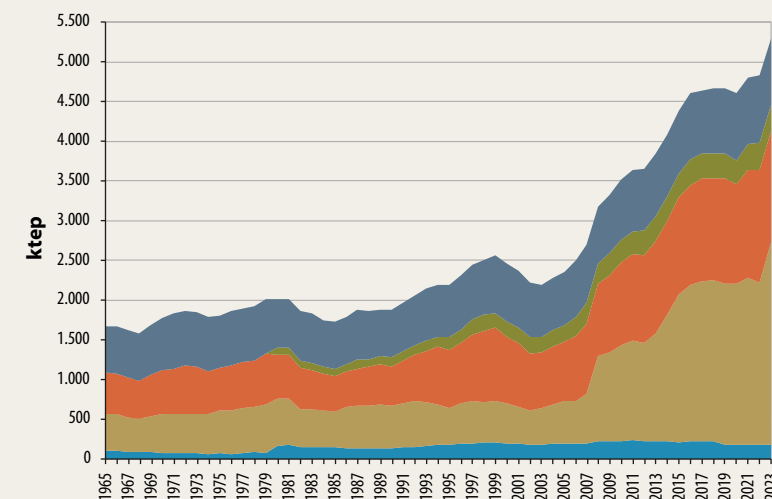
4
DEMANDA DE ENERGÍA

TABLA 10. Consumo final energético por sector

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Residencial (%)	551,8 33%	606,0 33%	602,6 35%	666,1 30%	667,3 28%	794,4 18%	842,0 16%
Comercial/servicios/ sector público (%)	37,6 2%	54,0 3%	84,5 5%	160,8 7%	207,4 9%	299,3 7%	328,3 6%
Transporte (%)	518,8 31%	542,5 30%	443,5 26%	724,7 33%	748,2 32%	1.216,4 28%	1.402,8 26%
Industrial (%)	463,6 28%	533,0 29%	452,1 26%	465,5 21%	529,9 23%	1.859,4 42%	2.543,7 48%
Actividades primarias (%)	102,1 6%	74,8 4%	149,3 9%	182,5 8%	197,9 8%	215,3 5%	182,5 3%
No identificado (%)	7,3 0%	7,1 0%	2,7 0%	7,3 0%	1,8 0%	2,0 0%	37,4 1%
TOTAL (%)	1.681,2 100%	1.817,4 100%	1.734,7 100%	2.206,9 100%	2.352,5 100%	4.386,8 100%	5.336,7 100%

NOTA: En 1965 y 1975, los consumos reportados para el sector comercial/servicios/sector público corresponden solamente a leña y electricidad. El resto de los energéticos están incluidos en el sector residencial.

FIGURA 37. Consumo final energético por sector



4.2.1. Sector residencial

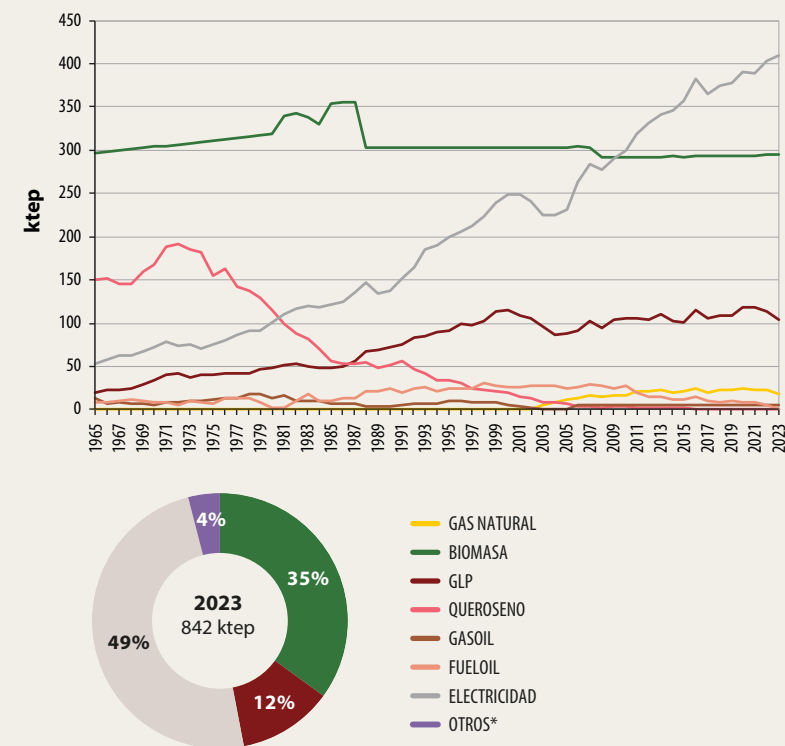
El consumo final energético del sector residencial fue de 842 ktep en 2023, 1% menor respecto al año anterior. Si bien existió una variedad importante de fuentes en el sector residencial, la distribución se centró mayoritariamente en 3 o 4 energéticos. En los primeros años de la serie histórica, entre 1965 y 1980, 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 de leña y decreciente de 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. Por su parte, se verifica que el sector residencial es el principal sector de consumo eléctrico, lo que se explica en parte por la baja industrialización con la que cuenta el país.

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, fueron incorporados en 2006 con la información surgida en el mencionado relevamiento. Por su parte, en 2013 se realizó una nueva encuesta residencial que dio como resultado un consumo de leña y de residuos de biomasa similares a los que se venían considerando. En 2023 la biomasa (leña, carbón vegetal y residuos de biomasa) explicó el 35% del consumo del sector residencial.

Por otra parte, otras fuentes utilizadas en el sector residencial fueron gasoil y fueloil, fundamentalmente para calefacción y calentamiento de agua, cuyas participaciones en conjunto estuvieron entre 1% y 7% en todo el período de estudio (1965-2023); en 2023 registraron un consumo de 5 ktep y 1 ktep respectivamente. A partir del año 2000 comenzó la utilización del gas natural en este sector, con una participación que se ha mantenido en los últimos 10 años en 3% (22 ktep, en promedio). El gas manufacturado que se utilizaba en Montevideo fue sustituido por el gas natural a partir de principios de 2005.

FIGURA 38. Consumo final energético del sector residencial por fuente



NOTA: Para el gráfico de anillo, la categoría “Otros” incluye gas natural, solar, gasolina, queroseno, gasoil y fueloil.

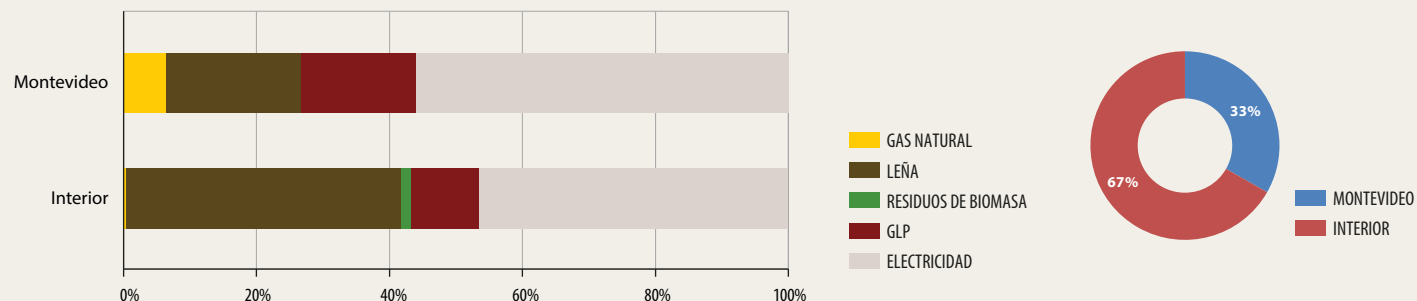
Respecto a la apertura sectorial, implementada desde el año 2013, los consumos del sector residencial se informaron para el departamento de Montevideo y el interior del país. Existe cierta correlación entre el consumo y la población, ya que cerca del 40% de la población total del país vive en Montevideo¹⁸ y aproximadamente un tercio del consumo corresponde a la capital.

La diferencia principal radicó en las características, ya que el consumo residencial de Montevideo fue prácticamente la mitad de electricidad, seguido en menor medida por leña, GLP y gas natural. Respecto al interior del país, los principales energéticos en los hogares fueron electricidad y leña, seguidos en menor medida por GLP y residuos de biomasa.

Desde el punto de vista de las fuentes de energía, los consumos de electricidad fueron repartidos entre Montevideo y el resto del país (37% y 63% respectivamente). Algo similar ocurrió con el GLP (supergás y propano) que fue 46% en Montevideo y 54% en el interior. Por su parte, la mayor parte del gas natural se consumió en la capital (91%) y el mayor consumo de leña se registró en el interior (80%).

En el caso de queroseno, 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. Tampoco se realizó para otros energéticos (gasolinas y biocombustibles) por resultar consumos menores a 1 ktep.

FIGURA 39. Apertura de consumo del sector residencial en 2023



18- Instituto Nacional de Estadística (INE), *Poblaciones Estimadas y Proyectadas por Sexo y Edad según Departamentos*, < [https://www5.ine.gub.uy/documents/Demograf%C3%ADayEES/SERIES%20Y%20OTROS/Estimaciones%20y%20proyecciones/Revisi%C3%B3n%202013/Departamentos_poblacion_porsexo_yedad_1996-2025%20\(1\).xls](https://www5.ine.gub.uy/documents/Demograf%C3%ADayEES/SERIES%20Y%20OTROS/Estimaciones%20y%20proyecciones/Revisi%C3%B3n%202013/Departamentos_poblacion_porsexo_yedad_1996-2025%20(1).xls) > (12/08/2024).

Las medidas de restricción de movilidad asumidas por el gobierno a partir de marzo de 2020, podrían haber hecho esperar un aumento en el consumo energético como consecuencia del mayor tiempo de permanencia de las personas en sus hogares. Sin embargo, si bien el consumo del sector residencial en 2020 tuvo un crecimiento de 3%, estuvo dentro de los valores de crecimientos históricos. A su vez, hay que tener presente que el invierno 2020 fue más frío que el de 2019, lo cual podría explicar el aumento del consumo de GLP y electricidad. Por estas razones, el efecto de la pandemia no bastó para explicar el comportamiento de consumo del sector.

TABLA 11. Consumo final energético del sector residencial

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Gas natural					11,8	21,2	18,9
(%)					2%	3%	2%
Solar						2,6	6,6
(%)						0%	1%
Leña y carbón vegetal	296,5	311,1	354,6	303,0	302,3	285,0	287,5
(%)	54%	51%	59%	45%	45%	36%	34%
Residuos de biomasa						7,6	7,6
(%)						1%	1%
GLP	20,1	40,2	47,9	91,5	88,7	101,6	104,6
(%)	4%	7%	8%	14%	13%	13%	12%
Gasolina						0,3	0,4
(%)						0%	0%
Queroseno	150,2	155,2	56,2	33,4	7,4	2,3	0,9
(%)	27%	26%	9%	5%	1%	0%	0%
Gasoil	13,5	11,3	6,8	9,5	0,9	4,8	5,4
(%)	2%	2%	1%	1%	0%	1%	1%
Fueloil	8,9	6,4	10,7	24,1	24,6	12,0	0,7
(%)	2%	1%	2%	4%	4%	2%	0%
Gas manufacturado	9,5	7,1	5,0	5,4	0,0		
(%)	2%	1%	1%	1%	0%		
Electricidad	53,1	74,8	121,4	199,2	231,6	357,0	409,4
(%)	10%	12%	20%	30%	35%	45%	49%
TOTAL	551,8	606,1	602,6	666,1	667,3	794,4	842,0
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

NOTAS: 1) En 1965 y 1975 los consumos de queroseno, diésel oil, gasoil, fueloil y gas manufacturado del sector comercial/servicios están incluidos en el sector residencial. **2)** A partir de 2010 la gasolina automotora incluye bioetanol. **3)** Hasta el año 2013 inclusive, el gasoil incluye diésel oil; entre 2010 y 2022 incluye biodiésel.

4.2.2. Sector comercial/servicios/sector público

El consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público fue de 328 ktep en 2023, con un decrecimiento de 4% respecto al año anterior.

Analizando el consumo global es de destacar la importancia de la electricidad, que ha sido históricamente el principal energético, con un crecimiento neto y sostenido en toda la serie. Luego de que en 2020 disminuyera 3% respecto al año anterior, en los años siguientes tuvo crecimientos de 4% y 6%, para 2021 y 2022 respectivamente. Desde 2006 la participación de la electricidad en el consumo final del sector ha permanecido en valores cercanos a 80%.

En menor medida le siguió el consumo de leña por 22 ktep para 2023 (7% del sector). Este valor se mantuvo constante en los últimos once años y correspondió al resultado de la “Encuesta sobre consumo y uso de la energía en el sector comercial y servicios 2013”. Se aclara que los cambios significativos que presenta el consumo de leña en toda la serie 1965-2023 responden a nuevos resultados de encuestas y no a cambios en los patrones de consumo.

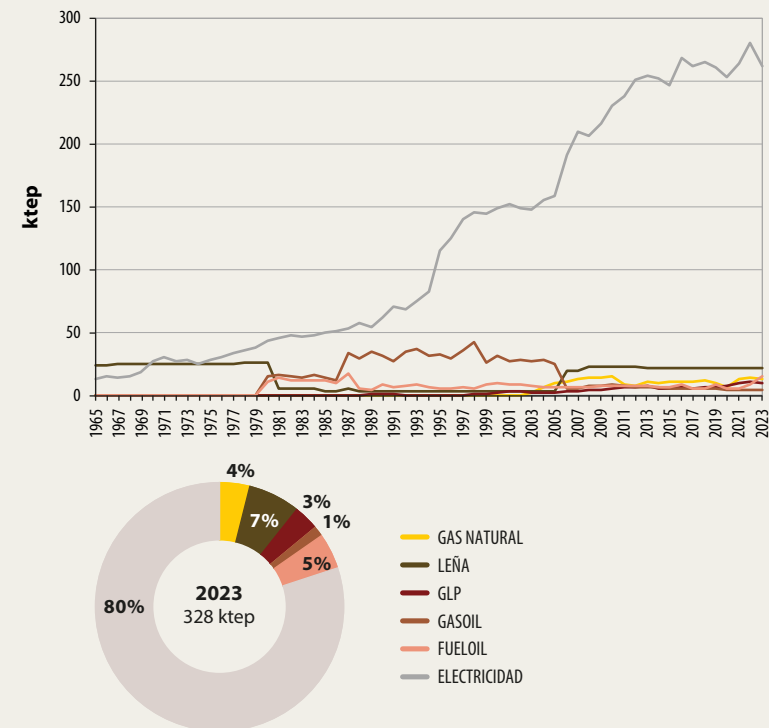
En el caso del fueloil, es de destacar que en el sector comercial/servicios/sector público se ha mantenido por debajo de 10 ktep por 35 años, en tanto en 2023 casi duplicó su consumo respecto al año anterior y resultó en 15 ktep. Este crecimiento estuvo acompañado por una baja en el sector residencial, en tanto, al analizar estas variaciones en conjunto se observó que el consumo ha permanecido relativamente constante. Es de destacar que estos cambios no necesariamente son reflejo de una evolución genuina en los consumos sectoriales de fueloil, ya que pueden estar influenciados por cambios de criterios en la caracterización de los datos administrativos utilizados.

Las restantes fuentes de energía consumidas en el sector (solar, gasoil, GLP, gasolinas, queroseno y gas natural) represen-

taron, en conjunto, el 8% del consumo sectorial para 2023, luego de haber disminuido 10% 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”. En 2023 el consumo del subsector “electricidad, gas y agua” correspondió al 9% de todo el sector, mientras que “administración pública y defensa” y “alumbrado público” registraron participaciones de 7% y 5% en el consumo sectorial respectivamente. En tanto, el subsector “resto”, donde se agruparon todos los consumos energéticos que no correspondían a las categorías anteriores, fue responsable de la mayor parte del consumo del sector (casi 80%).

FIGURA 40. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público por fuente



Desde el punto de vista de la estructura de consumo, en todos los subsectores el principal energético consumido en 2023 fue electricidad, de hecho, en “alumbrado público” fue el único. Para “administración pública y defensa”, además de electricidad (79%) hubo consumo de leña (9%), fueloil (6%), GLP (6%) y gasoil (1%). En “electricidad, gas y agua” al consumo de electricidad (96%), se sumó un muy pequeño consumo de GLP (3%) y prácticamente despreciable para leña y fueloil. Por su parte, el subsector “resto” registró una matriz de consumo de la siguiente manera: electricidad (77%), leña (8%), fueloil (5%), gas natural (5%), GLP (3%) y gasoil (2%).

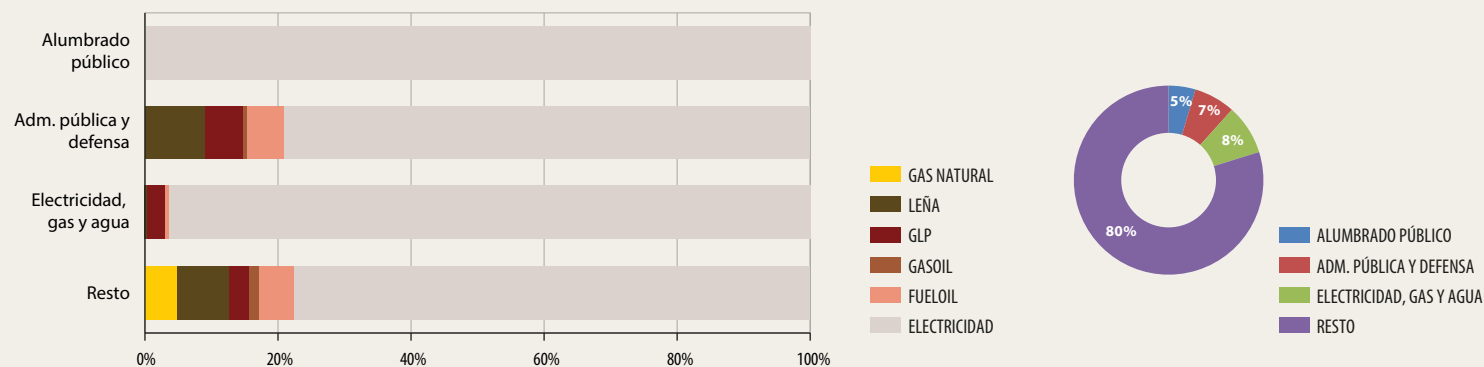
La apertura no se realizó para energía solar, por falta de información para su clasificación, ni para queroseno por resultar en valores pequeños (menores a 1 ktep). Respecto al carbón vegetal, el registrado en el sector comercial/servicios/sector público fue despreciable en los últimos años y estuvo asociado a la categoría “resto”.

TABLA 12. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Gas natural (%)					10,1	10,8	12,8
					5%	4%	4%
Solar (%)						0,5	1,2
						0%	0%
Leña y carbón vegetal (%)	24,2	25,4	3,8	3,1	3,1	22,1	22,1
	64%	47%	4%	2%	1%	7%	7%
GLP (%)				0,3	2,8	5,8	9,8
				0%	1%	2%	3%
Gasolina (%)						0,9	1,1
						0%	0%
Queroseno (%)	*	*	0,6	0,3	0,1	0,1	0,0
			1%	0%	0%	0%	0%
Gasoil (%)	*	*	14,9	32,8	25,4	6,2	4,3
			18%	20%	12%	2%	1%
Fueloil (%)	*	*	11,8	6,2	7,3	6,6	15,2
			14%	4%	4%	2%	5%
Gas manufacturado (%)	*	*	3,2	3,4	0,0		
			4%	2%	0%		
Electricidad (%)	13,4	28,6	50,2	114,7	158,6	246,3	261,8
	36%	53%	59%	71%	76%	82%	80%
TOTAL (%)	37,6	54,0	84,5	160,8	207,4	299,3	328,3
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

NOTAS: 1) En 1965 y 1975 los consumos de queroseno, diésel oil, gasoil fueloil y gas manufacturado del sector comercial/servicios/sector público están incluidos en sector residencial. 2) A partir de 2010 la gasolina automotora incluye bioetanol. 3) Hasta el año 2013 inclusive, el gasoil incluye diésel oil; entre 2010 y 2022 incluye biodiésel.

FIGURA 41. Apertura de consumo del sector comercial/servicios/sector público en 2023



4.2.3. Sector transporte

El consumo final energético del sector transporte fue 1.403 ktep en 2023, lo que representó una caída de 1 % respecto al año anterior. Correspondió en su totalidad a fuentes de energía secundarias; el gasoil y las gasolinas automotoras predominaron. En cuanto al consumo final, desde 2008 ha sido el segundo sector en importancia, luego del sector industrial.

La participación de las distintas fuentes ha ido variando entre 1965 y 2023. A principios del período la 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.

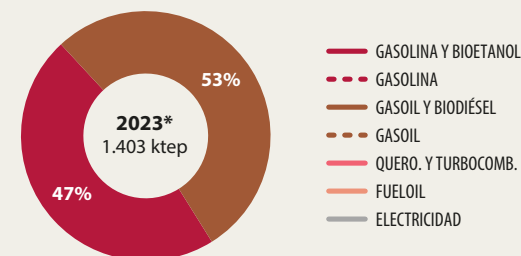
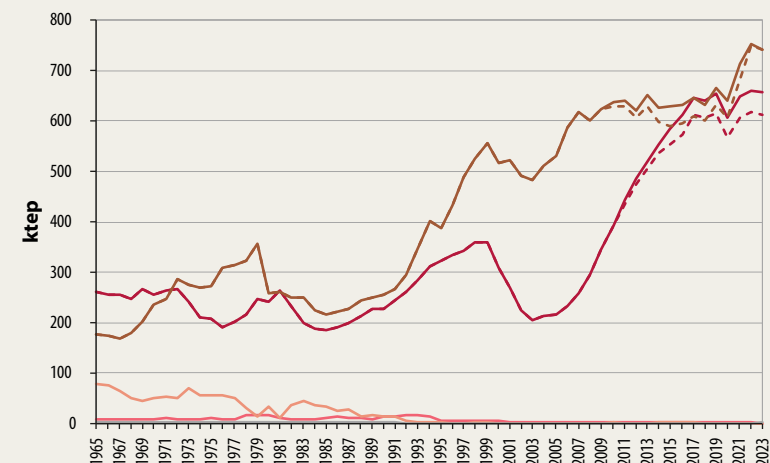
Durante la crisis de 2002 gasolina y gasoil sufrieron una caída en su demanda, principalmente las primeras, lo que aumentó aún más la distancia entre sus consumos. Pero a partir del año 2004, en medio de una tendencia creciente para ambas fuentes, las gasolinas presentaron una tasa de crecimiento mayor, lo que redujo la diferencia. Este comportamiento estuvo influenciado de forma directa por el parque vehicular, tanto en tamaño como en participación según el combustible utilizado. Si se tiene en cuenta el tipo de combustible, en 2005 el 75 % de las ventas correspondieron a vehículos a gasolina, y esa participación creció a 99 % en 2010, en línea con la medida de “desdieselización” del parque automotor promovida en el marco de la política energética.

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 % (2015) y se mantuvo constante hasta 2020. En 2023 el bioetanol mantuvo su nivel de consumo y por lo tanto su participación, mientras que el biodiésel descendió un punto porcentual en 2021 y en el correr del año 2022 se dejó de consumir.

Considerando ambos biocombustibles en conjunto, el consumo pasó de 7 ktep a 43 ktep en los 13 años, con un máximo de 78 ktep en 2016. Como fuera mencionado anteriormente, estas fuentes se consumieron principalmente en mezclas con combustibles fósiles, gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel, lo que permitió satisfacer la demanda, al tiempo que se registró un descenso en el consumo de combustibles fósiles. El porcentaje de mezcla registrado en 2023 fue de 9,8 % para el bioetanol en gasolinas y nulo para el biodiesel en gasoil.

El sector transporte fue uno de los más afectados por las medidas de reducción de movilidad aplicadas al inicio de la pandemia, principalmente entre marzo y mayo de 2020. En dicho año el consumo de gasolinas automotoras y el de gasoil cayeron 8 % y 4 % respectivamente. Hacia 2021 y 2022 dicha

FIGURA 42. Consumo final energético del sector transporte por fuente



*NOTA: 44 % gasolina; 3 % bioetanol; 53 % gasoil; 0 % biodiésel.

situación se revirtió y ambos combustibles tuvieron mayores consumos, a diferencia de 2023, cuando volvieron a registrar una leve disminución. Para el último año las participaciones fueron de 44 % para gasolina y 53 % en el caso del gasoil.

El consumo de gasoil ha presentado variaciones; por el contrario, la gasolina registró en 2018 la primera caída luego de 15 años de crecimiento continuo. La tendencia de los últimos años hizo que en 2017 el consumo de ambos combustibles se igualara, pero la fuerte caída que sufrió la gasolina en 2020 y el gran crecimiento del gasoil en 2021-2022 determinaron una nueva variación entre sus consumos. Este mismo comportamiento se verificó al considerar los combustibles fósiles en mezcla con los biocombustibles (gasolina-bioetanol y gasoil-biodiésel).

Otras fuentes utilizadas en el sector transporte fueron turbo-combustible y gasolina de aviación. En los últimos ocho años el consumo de estos combustibles para aviación se ha mantenido relativamente constante en 4,5ktep (en promedio), considerándolos en conjunto. Es de destacar que prácticamente un tercio de este consumo corresponde a actividades agropecuarias de fumigación, dato que surge a partir de encuestas que DNE-MIEM realiza anualmente en dicha rama de actividad.

Por otra parte, cabe mencionar la evolución del consumo eléctrico en el sector transporte. En la serie histórica del BEN hay registros entre 1965 y 1992, año en el cual se discontinuó el uso de vehículos que consumían esta fuente. A partir del año 2016 se retomó la estimación de los consumos de electricidad en el sector transporte, con valores aún pequeños respecto a otras fuentes de energía. De todas formas, **se registró año tras año un mayor consumo de electricidad en el transporte; en 2023 se alcanzó un valor de 1 ktep (11.353 MWh)¹⁹, 67% superior al año previo.** Actualmente el transporte público cuenta con vehículos eléctricos, así como forman parte de la flota de vehículos de UTE y han sido incorporados también por particulares. Para años anteriores a 2016 estos consumos

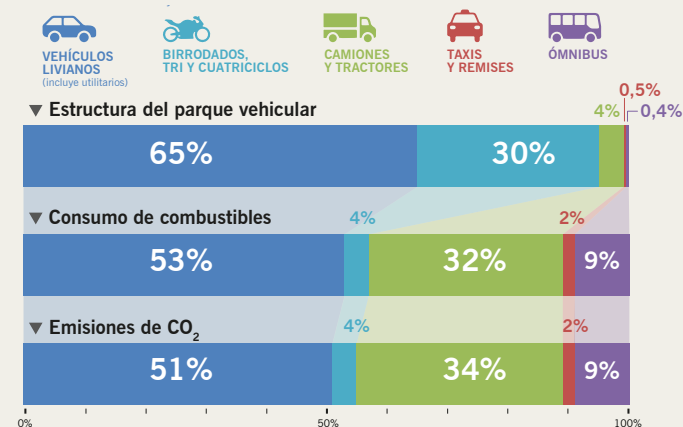
19- Valor estimado por MIEM-DNE, por no contar con la información de UTE a la fecha de cierre de la presente publicación

fueron considerados dentro del sector residencial y comercial/ servicios/sector público.

El comportamiento del consumo de combustibles en el sector transporte está influenciado de forma directa por el parque vehicular, tanto por su tamaño como por la participación de los distintos tipos de vehículos según el combustible utilizado. En los últimos seis años, el parque automotor creció 12 %. Si se tiene en cuenta el tipo de combustible, entre 2017 y 2023 el parque vehicular a gasolina creció 12 %, mientras que la cantidad de vehículos a gasoil aumentó solamente 5 %. Por su parte, es de destacar la penetración que están teniendo los vehículos eléctricos e híbridos, que si bien en 2023 representaron tan solo el 1 % del parque vehicular (considerados en conjunto), año a año se viene registrando un aumento en sus ventas.

Al relacionar la estructura del parque vehicular con el consumo de combustibles del sector transporte se puede observar que en 2023 la categoría “livianos” ocupó el primer lugar, tanto en cantidad de vehículos como en consumo. Sin embargo, los birrodados (incluyendo triciclos y cuatriciclos) correspondieron casi a un tercio del parque, mientras representaron tan solo 4 % del consumo de combustibles. De manera contraria, la categoría “camiones y tractores”, con solamente 4 % de

FIGURA 43. Estructura del parque automotor, consumo de combustibles y emisiones de CO₂ en 2023



participación del parque automotor, fue responsable de cerca de un tercio del consumo energético del sector transporte. En tanto, las categorías “ómnibus” y “taxis y remises” tuvieron un comportamiento similar, ya que correspondieron a menos de 1 % del parque en 2023 y, sin embargo, consumieron 9 % y 2 % del combustible del sector, respectivamente.

A partir del año 2013 el consumo del sector transporte se comenzó a informar desagregado por modo: “carretero”, “ferroviario”, “aéreo” y “marítimo y fluvial”. El consumo del transporte carretero representó casi la totalidad del consumo de todo el sector (99 %) en 2023 y fue de gasoil y gasolinas (en su mezcla con bioetanol para este último combustible). Por su parte, los consumos de turbocombustible y gasolina de aviación correspondieron en su totalidad al transporte aéreo.

En el caso del transporte ferroviario y marítimo-fluvial el consumo correspondió a gasoil. En 2019 no hubo consumo de fueloil en el sector transporte, que en años anteriores se había dado en el modo marítimo y fluvial; a partir de 2020 dicha fuente ha registrado un consumo de 0,1 ktep.

Es importante tener presente que según la metodología de balance energético (IRES/OLADE), el consumo de transporte aéreo y fluvial cuyo aeropuerto/puerto de partida sea de un país diferente al aeropuerto/puerto de arribo no se considera

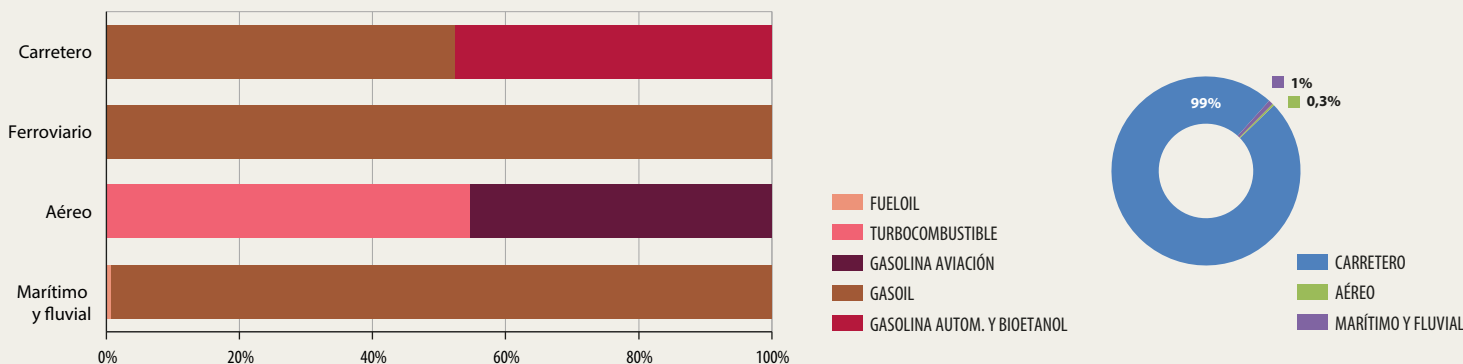
dentro de consumo final, sino que debe ser registrado como búnker internacional.

TABLA 13. Consumo final energético del sector transporte

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Gasolina aviación (%)			3,5 1%	3,2 0%	2,2 0%	2,5 0%	1,9 0%
Gasolina automotora (%)	260,5 50%	206,4 38%	182,0 41%	320,6 44%	214,6 29%	550,7 45%	611,7 44%
Bioetanol (%)						30,8 3%	43,2 3%
Gasoil (%)	175,3 34%	272,2 50%	215,1 49%	388,1 54%	530,0 71%	590,8 49%	742,6 53%
Biodiésel (%)						38,1 3%	
Queroseno (%)	3,4 1%	6,4 1%					
Turbocombustible (%)			7,5 2%	12,0 2%	1,4 0%	2,7 0%	2,3 0%
Fueloil (%)	77,5 15%	56,0 10%	33,9 8%	0,8 0%		0,8 0%	0,1 0%
Electricidad (%)	2,1 0%	1,5 0%	1,5 0%				1,0 0%
TOTAL (%)	518,8 100%	542,5 100%	443,5 100%	724,7 100%	748,2 100%	1.216,4 100%	1.402,8 100%

NOTAS: 1) Hasta el año 2013 inclusive, el consumo de gasoil incluye diésel oil. 2) El consumo eléctrico asociado al transporte a partir de 2016 incluye flotas cautivas y particulares. Para años anteriores, el mismo es muy pequeño y está incluido dentro de los sectores residencial y comercial/servicios/sector público.

FIGURA 44. Apertura de consumo del sector transporte en 2023



NOTA: En 2023 no hubo mezcla de biodiesel en gasoil.

4.2.4. Sector industrial

El consumo final energético del sector industrial fue 2.544 ktep en 2023, 25% superior al registrado en 2022. Cabe recordar que el sector industrial incluye la industria manufacturera y la construcción. La principal fuente consumida en el último año correspondió a los residuos de biomasa y representó 67% del consumo total de la industria. En menor medida se registraron consumos de electricidad (13%), seguidos por fueloil (8%) y leña (6%).

El sector industrial ha sido el principal sector de consumo final de Uruguay desde 2008 y ha presentado grandes fluctuaciones en los consumos energéticos de las diferentes fuentes en el período entre 1965 y 2023. En los primeros años de la serie el principal energético de consumo en la industria fue el fueloil, con participaciones de 70%. Se destacaron 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.

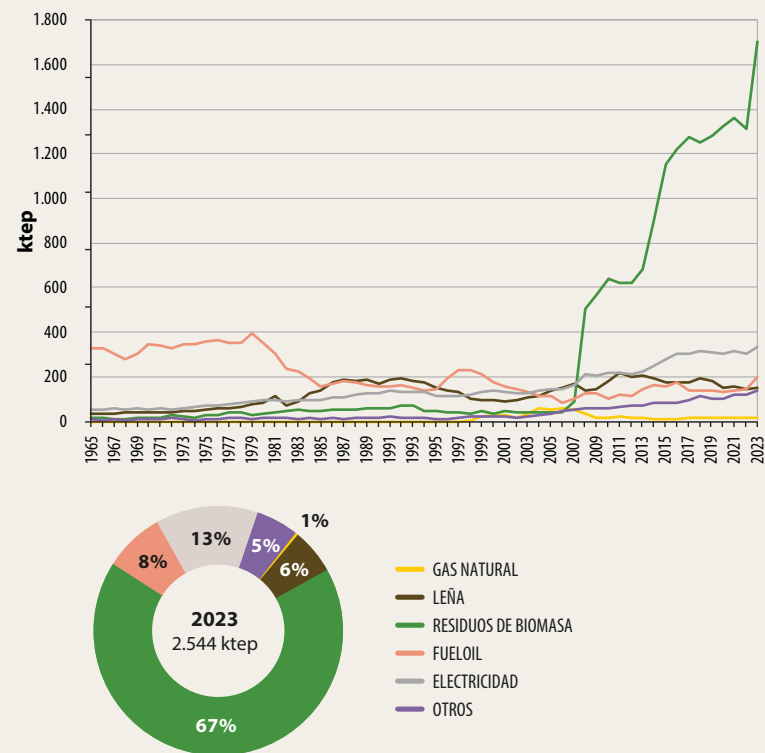
Respecto a los residuos de biomasa (cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y residuos de la industria maderera, entre otros), históricamente han tenido un consumo bajo en la industria, con participaciones promedio de 7% hasta 2006 inclusive. 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 comenzaron a ser registrados los consumos de residuos forestales y de aserradero, los cuales no estaban 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 2021, a 1.361 ktep. En 2022 se registró una caída de 3% y el consumo de residuos de biomasa fue de 1.314 ktep, sin

embargo, en 2023 se registró otro aumento significativo y se alcanzó el máximo de 1.706 ktep. 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 de mayor consumo energético.

La electricidad registró su máxima participación en el consumo industrial en el año 2002 (29%) y se mantuvo relativamente constante en una participación promedio de 15% durante la última década. A pesar de este descenso porcentual, el consumo absoluto de electricidad experimentó un crecimiento neto, con un máximo histórico en 2023 (337 ktep).

FIGURA 45. Consumo final energético del sector industrial por fuente



NOTA: "otros" incluye gasoil, coque de petróleo, supergás, propano y residuos industriales.

Es importante destacar que en los últimos diez años el sector industrial ha mostrado un gran desarrollo en la autoproducción de electricidad, entendiéndose por esta a la electricidad generada por los propios establecimientos, sin ingresar al sistema interconectado nacional. 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 a 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 44% del consumo eléctrico de la industria, en particular 53% en 2023. De esta manera, **en la última década los establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron.**

Por su parte, el consumo de leña ha venido aumentando y llegó a una participación de 29% en 2006 para luego bajar a 6% hacia 2023. En el último año el consumo de leña en el sector industrial disminuyó 4%, lo que resultó en una participación de un punto porcentual menor que 2022.

Respecto al fueloil, el mayor consumo ha sido históricamente en el sector industrial, con participaciones mayores a 70% del consumo final energético. A su vez, como fuera antes mencionado, su consumo tuvo importancia en los primeros años de la serie y luego fue disminuyendo hasta situarse, desde 2010, en participaciones menores a 10% en el consumo industrial. En 2023 creció 36% respecto al año previo y representó el 8% del consumo final energético del sector industrial.

En 2020 y 2021 la totalidad del fueloil consumido en el sector industrial fue abastecido por ANCAP, mientras que en 2022 el 5% fue adquirido a través de otros proveedores. En particular en 2023 más de un tercio del fueloil consumido en la industria provino de importaciones directas de las empresas. Esto fue debido, en parte, a la parada de la refinería en los últimos meses del año. Es de destacar que esto aplica únicamente a empresas en régimen de zona franca.

En 2023 los establecimientos industriales autogeneraron el 53% de la electricidad consumida e importaron directamente más de un tercio del fueloil.

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 2023. Esta baja se explicó, 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 fueron gasoil, coque de petróleo y GLP (supergás y propano). El consumo de coque de petróleo ha permanecido relativamente constante, con una participación de 3-4%; sin embargo, en los últimos diez años llegó a duplicarse en valor absoluto y pasó de 36ktep (2013) a 97ktep (2023). Por su parte, el GLP ha registrado cierto aumento en su consumo, pero sigue siendo marginal respecto al total del sector industrial.

Es de destacar que desde 2011 hay registros de consumo de residuos industriales que, si bien también presentaron un consumo muy bajo, han tenido un uso creciente como fuente de energía en ciertos establecimientos industriales. Tal es el caso de neumáticos fuera de uso, combustibles líquidos alternativos (CLA) o combustibles sólidos residuales (CSR), entre otros. En 2023 el consumo de residuos industriales fue de 9ktep, 19% superior al año previo.

En el caso de la energía solar, en 2023 se logró estimar un consumo de 0,2ktep asociado a una superficie instalada de 3.866m² de colectores solares térmicos. Dicho valor fue relevado a partir de las encuestas anuales que se realizaron a los establecimientos industriales, así como de las importaciones de equipos por empresas del sector. De todas formas, se consideró un valor preliminar ya que la información respecto a

4 DEMANDA DE ENERGÍA

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.

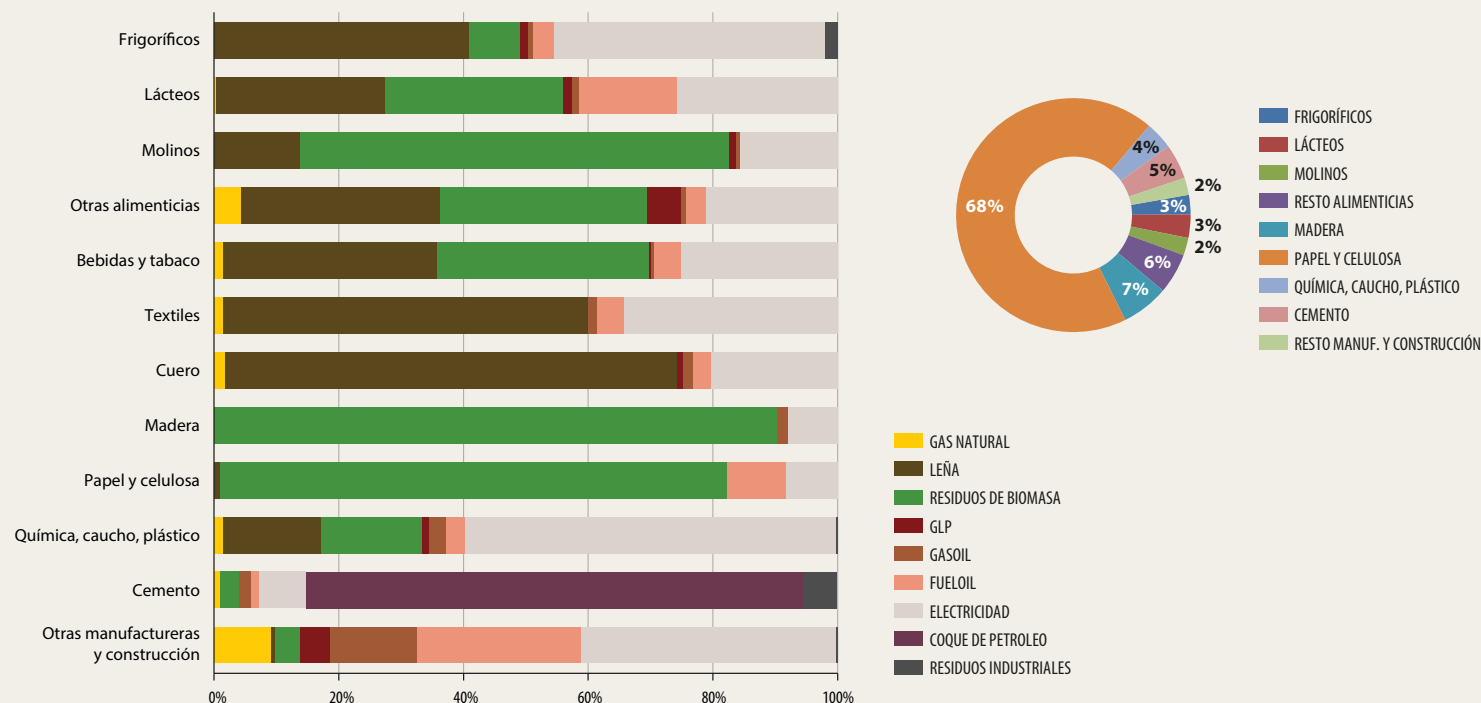
A partir del año 2013 el consumo del sector industrial se comenzó a informar desagregado en 12 ramas. La principal rama en cuanto a consumo energético fue la de “papel y celulosa”, cuya participación siempre fue superior a 50% del consumo total del sector industrial. En particular en 2023, que fue de 68%, seguida en muy menor medida por las ramas “madera” (7%), “cemento” (5%) y “química, caucho y plástico” (4%).

Las ramas industriales presentaron diferencias no solo en los niveles de consumo energético sino también en los tipos de energéticos utilizados, lo que permitió identificar patrones de consumo específicos. Respecto a “papel y celulosa” y “madera”, ambas ramas consumieron en 2023 principalmente resi-

duos de biomasa (más de 80%) y en menor medida electricidad (menos de 10%). Por su parte, la rama “química, caucho y plástico” tuvo en 2023 un consumo basado en electricidad (59%), seguido por “residuos de biomasa” (16%) y “leña” (16%), en tanto “cemento” consumió mayoritariamente coque de petróleo (78%) y electricidad (7%). En el último año la matriz de consumo de “frigoríficos” estuvo compuesta por electricidad (43%), leña (41%), residuos de biomasa (8%) y fueloil (4%), mientras que “molinos” consumió principalmente residuos de biomasa (69%), electricidad (16%) y leña (14%).

En el subsector “lácteos”, el consumo de 2023 estuvo repartido básicamente entre cuatro fuentes: residuos de biomasa (28%), leña (27%), electricidad (26%) y fueloil (16%). Por su parte, “bebidas y tabaco” registró un patrón de consumo liderado por leña (34%) y residuos de biomasa (34%), seguidos por electricidad (25%), en tanto “otras alimenticias” se

FIGURA 46. Apertura de consumo del sector industrial en 2023



caracterizó por presentar un consumo repartido en residuos de biomasa (33%), leña (32%) y electricidad (21%).

En el caso de las ramas “textiles” y “cuero”, los consumos energéticos estuvieron liderados por leña (59% y 71% respectivamente) seguidos por electricidad (34% y 20%). Finalmente, para la rama “otras manufactureras y construcción” el consumo en 2023 estuvo repartido entre más cantidad de fuentes: electricidad (40%), fueloil (26%), gasoil (14%), gas natural (90%) y GLP (5%), entre otras.

Desde el punto de vista de las fuentes de energía, como se mencionó anteriormente, en 2023 los residuos de biomasa fueron los energéticos de mayor consumo en todo el sector industrial, principalmente el licor negro de la industria de la celulosa. En el caso de la electricidad, el mayor consumo se dio en la industria de “papel y celulosa” (42%), seguida por la rama “química, caucho y plástico” (17%) y “frigoríficos” (9%).

Por su parte, el fueloil representó el tercer energético consumido por el sector industrial, principalmente en la industria de “papel y celulosa” (82%), seguido en menor medida por “lácteos” (6%). Para el caso de la leña, el consumo industrial estuvo repartido entre las diferentes ramas industriales: “otras alimenticias” (20%), “frigoríficos” (19%), “lácteos” (15%), “bebidas y tabaco” (12%), “papel y celulosa” (11%) y el resto de los subsectores con participaciones menores a 10%.

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

TABLA 14. Consumo final energético del sector industrial

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Carbón mineral (%)	5,1 1%	1,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,9 0%		2,0 0%
Gas natural (%)					51,6 10%	11,7 1%	13,1 1%
Solar (%)						0,1 0%	0,2 0%
Leña y carbón vegetal (%)	35,1 8%	52,9 10%	137,4 30%	150,0 32%	139,1 26%	176,9 10%	149,1 6%
Residuos de biomasa (%)	15,1 3%	27,2 5%	46,2 10%	46,0 10%	41,5 8%	1.152,3 62%	1.705,7 67%
Residuos industriales (%)						3,5 0%	8,6 0%
GLP (%)	0,6 0%	1,2 0%	1,9 0%	1,6 0%	5,1 1%	17,3 1%	10,7 0%
Gasolina (%)	5,6 1%	4,5 1%	1,0 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	2,0 0%
Queroseno (%)	7,0 2%	6,0 1%	0,3 0%	1,4 0%	0,9 0%		
Gasoil (%)	7,3 2%	6,3 1%	9,6 2%	9,6 2%	8,2 2%	15,9 1%	20,2 1%
Fueloil (%)	324,7 70%	355,3 67%	155,5 34%	141,4 30%	111,7 21%	154,8 8%	198,8 8%
Coque de petróleo (%)	0,0 0%	0,0 0%	0,0 0%	0,8 0%	23,7 4%	47,0 3%	96,6 4%
Gas manufacturado (%)	0,6 0%	0,8 0%	1,0 0%	1,4 0%	0,0 0%		
Coque de carbón (%)	12,5 3%	8,8 2%	0,9 0%	0,2 0%	0,9 0%	0,1 0%	0,1 0%
Electricidad (%)	49,9 11%	68,8 13%	98,0 22%	112,6 24%	146,1 28%	279,5 15%	336,6 13%
TOTAL (%)	463,5 100%	533,0 100%	452,1 100%	465,5 100%	529,9 100%	1.859,4 100%	2.543,7 100%

NOTAS: 1) A partir de 2010 la gasolina automotora incluye bioetanol. 2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y hasta 2013 incluye diésel oil.

4.2.5. Sector actividades primarias

El sector de actividades primarias²⁰ comprende a los sectores agro, minería y pesca. El consumo final de actividades primarias fue de 183ktep en 2023, similar al año anterior. El gasoil fue históricamente el energético de mayor consumo con un valor de 133ktep y una participación de 73% en 2023. Dicha fuente presentó variaciones en el consumo a lo largo de toda la serie y registró su valor máximo histórico en 1996 (184ktep). Cabe destacar que entre los años 2010 y 2022 el gasoil informado en este sector incluye el biodiésel mezclado.

La segunda fuente en importancia dentro de este sector ha variado a lo largo de toda la serie: hasta 1996 fue la gasolina, entre 1997 y 2005 la electricidad y luego la leña. En 2019 la electricidad volvió a ocupar el segundo lugar de consumo.

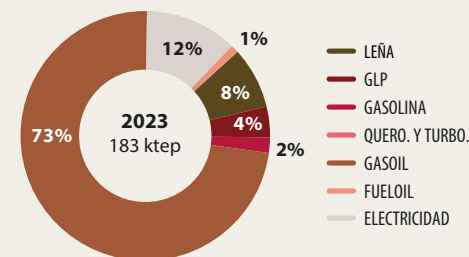
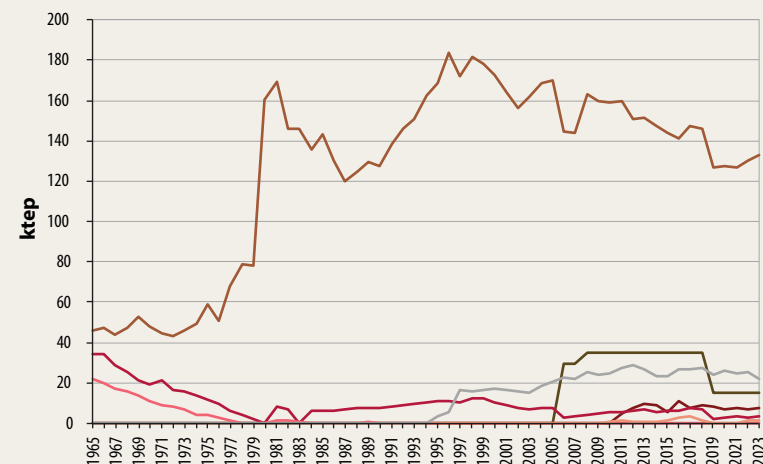
El consumo de electricidad fue creciente hasta 2012 (29ktep), con una participación de 13% y disminuyó hacia 2015 a una participación de 11% (23ktep). **En 2023 el consumo de electricidad disminuyó 14% respecto al año anterior y fue el menor valor de consumo desde 2005.**

En el caso de la leña es importante aclarar que la caída en el consumo de actividades primarias entre 2018 y 2019, que pasó de 35ktep a 15ktep, se debió a un nuevo relevamiento de información, en particular en la rama “avícolas”. Los resultados indicaron que en los últimos años se dio una sustitución de fuentes utilizadas en este subsector, concretamente leña por GLP, seguramente la caída haya sido más gradual pero el relevamiento contempló 2019-2020.

Desde el año 2011 se registró el consumo de GLP para el sector de actividades primarias. En 2023 dicho consumo fue de 7ktep y resultó en un crecimiento de 4% en comparación con el año anterior. Respecto a la gasolina automotora y el fueloil, en el último año tuvieron participaciones de 2% y 1% en el consumo sectorial, respectivamente. Se hace notar que, en este sector, no se registra consumo de queroseno desde 1993.

Para las actividades primarias se realizó la desagregación para agro, minería y pesca desde el año 2013. A su vez, en el sector agro se desagregó el consumo de la rama avícola del resto de agro, apertura que comenzó en 2019. Estas mejoras han sido posibles gracias a la implementación de nuevas operaciones estadísticas.

FIGURA 47. Consumo final energético del sector actividades primarias por fuente



20- Hasta BEN 2019 se denominaba sector agro/pesca/minería.

El consumo del **sector agro** fue de 154 ktep en 2023 y representó el 84 % del consumo de todas las actividades primarias. La principal fuente consumida fue gasoil (110 ktep), con una participación de 71 % del sector. Le siguió en importancia la electricidad, que alcanzó en 2023 el 13 % (20 ktep) y, en tercer lugar, se ubicó la leña con una participación del 10 % (15 ktep).

En lo que refiere al **sector minería**, su consumo correspondió al 5 % del total de las actividades primarias (10 ktep), 13 % menor que el año anterior. El principal energético consumido fue gasoil, con una participación de 83 % del consumo del sector (8 ktep). El restante 17 % correspondió a consumo de electricidad, mientras que el resto de las fuentes que registraron consumos en este sector tuvieron valores menores a 0,1 ktep.

Finalmente, el **sector pesca** registró un consumo de 19 ktep en 2023 con una participación de 11 % en el consumo del sector actividades primarias. En el último año, la fuente de mayor consumo correspondió a gasoil (16 ktep) asociado a la pesca industrial, seguida por el consumo de gasolina (3 ktep) correspondiente a la pesca artesanal. Es de destacar que el gasoil marino utilizado en barcos no incluye biodiésel.

FIGURA 48.
Consumo final energético del sector agro por fuente

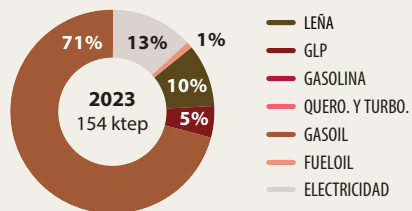
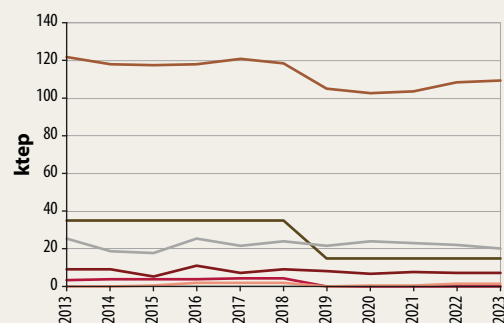


FIGURA 49.
Consumo final energético del sector minería por fuente

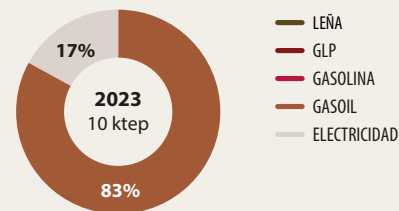
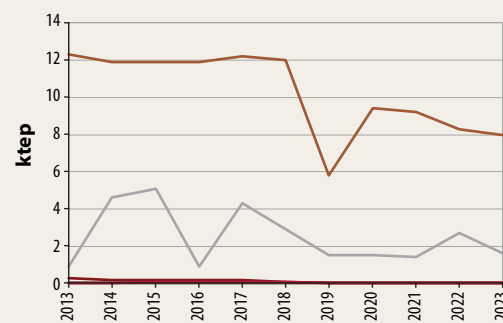


FIGURA 50.
Consumo final energético del sector pesca por fuente

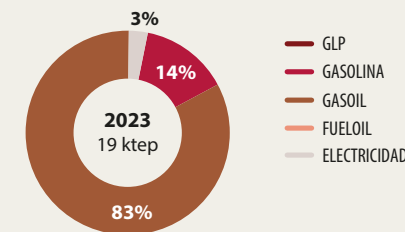
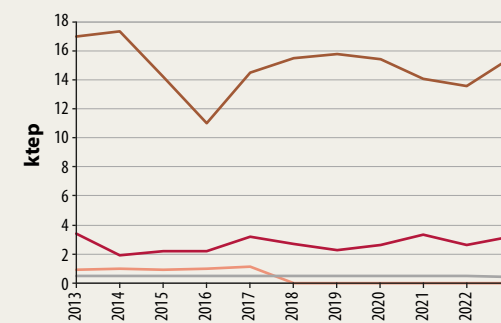
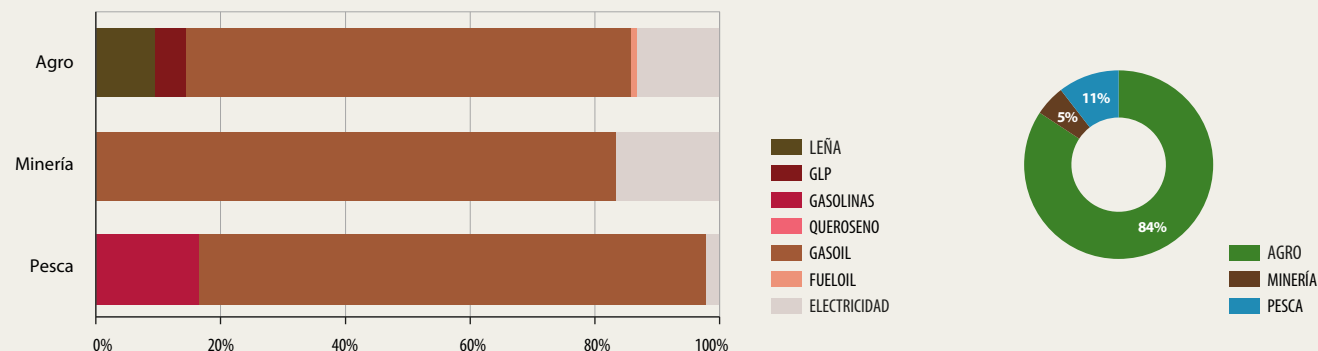


TABLA 15. Consumo final energético del sector actividades primarias

ktep	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Leña (%)						35,0 16%	15,1 8%
GLP (%)						5,4 3%	7,4 4%
Gasolina automotora (%)	34,0 33%	11,5 15%	6,3 4%	10,7 6%	7,4 4%	6,0 3%	3,2 2%
Queroseno (%)	22,0 22%	4,1 5%					0,0 0%
Gasoil (%)	46,2 0,5	59,2 0,8	143,0 96%	168,5 92%	170,1 86%	143,9 67%	133,2 73%
Fueloil (%)						1,6 1%	1,6 1%
Electricidad (%)			0,0 0%	3,3 2%	20,4 10%	23,4 11%	22,0 12%
TOTAL (%)	102,2 100%	74,8 100%	149,3 100%	182,5 100%	197,9 100%	215,3 100%	182,5 100%

NOTAS: 1) A partir de 2010 la gasolina automotora incluye bioetanol. 2) A partir de 2010 el gasoil incluye biodiésel y hasta 2013 incluye diésel oil.

FIGURA 51. Apertura de consumo del sector actividades primarias en 2023



RESUMEN DEL CAPÍTULO 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 de las industrias de la energía y los sectores de consumo final. Para 2023 las emisiones totales fueron 7.099Gg, 1% inferiores al año anterior y 13% menores al máximo histórico registrado en 2012.

Correspondieron a las siguientes categorías en orden decreciente: transporte (4.092Gg), industrial (1.219Gg), centrales eléctricas de servicio público (605Gg), actividades primarias (447Gg), residencial (344Gg), consumo propio (258Gg) y, finalmente, comercial/servicios/sector público (122Gg).

Fue así que 12% de las emisiones de CO₂ provinieron de las industrias de la energía y 88% de la quema de combustibles en los distintos sectores de consumo final.

Respecto a las industrias de la energía, las emisiones asociadas a las centrales eléctricas de servicio público disminuyeron 24% respecto al año anterior, debido a un menor consumo de combustibles fósiles en la generación de electricidad.

Por su parte, las emisiones provenientes del consumo propio del sector energético se deben principalmente a la operación de la refinería. En 2023 se registró una disminución de 31% en dichas emisiones debido a la parada de la refinería por mantenimiento.

En cuanto a las emisiones provenientes de los sectores de consumo final, transporte ha sido históricamente la principal categoría, con una participación promedio de 54% de las emisiones totales de CO₂, para el período 2010-2023.

Es de destacar el comportamiento del sector industrial, cuyas emisiones en los últimos 13 años tuvieron un crecimiento neto de 583Gg (2010) a 1.219Gg (2023), debido principalmente a un mayor consumo de coque de petróleo y fueloil en la industria. Sin embargo, la intensidad de las emisiones por unidad de energía consumida en la industria presentó una tendencia a la baja.

Finalmente, en lo que refiere a las partidas informativas, en 2023 las emisiones de CO₂ por quema de biomasa fueron 10.757Gg, 21% mayores que el año anterior. Los residuos de biomasa fueron los que tuvieron mayor incidencia en dichas emisiones (78%). Las emisiones de bunkers internacionales fueron 588Gg de CO₂, lo que representó un aumento de 11% respecto a 2022. A su vez, cabe destacar la reducción de 45% que se registró entre 2019 y 2020, vinculada a la pandemia, ya que la operativa de puertos y aeropuertos se vio muy afectada en ese período.

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 (“centrales eléctricas de servicio público” y “consumo propio”) y los sectores de consumo final (“residencial”, “comercial/ servicios/ sector público”, “transporte”, “industrial”, “actividades primarias”). Si bien el país cuenta con publicaciones de los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) desde el año 1990, en el BEN la serie de emisiones de CO₂ se ha logrado extender más allá en la serie histórica, dando inicio en 1965.

Las emisiones de CO₂ fueron calculadas siguiendo las directrices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) para los INGEI, versión 2006. Cabe destacar que, según dicha metodología, las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de combustibles de la biomasa no fueron consideradas en los totales, a pesar de estar frente a una clara actividad de quema con fines energéticos. La razón fue 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 contabilizó en el sector “agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra” (AFOLU, por sus siglas en inglés) del mencionado INGEI. Sin embargo, se consideró interesante estimar las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa (leña, residuos de biomasa, biocombustibles, etc.), las cuales se presentaron como partidas informativas en el sector energético (sin sumarlas en los totales, como se ha explicado anteriormente). A su vez, se incluyen

como partidas informativas las emisiones de CO₂ de búnkers internacionales ya que se trata de emisiones que no ocurren en territorio nacional.

Para 2023, **las emisiones totales de CO₂** fueron 7.099 Gg²¹, 1 % menores al año anterior. Si se considera todo el período en estudio, se observan diferentes comportamientos. Entre 1965 y 1979, las emisiones de CO₂ se mantuvieron en un promedio de 5.000 Gg de CO₂, hasta alcanzar un máximo de 5.748 Gg (1979). A partir de 1980, las emisiones de CO₂ disminuyeron bruscamente y en seis años tuvieron una caída de 42 % para registrar el mínimo histórico en 1986 (3.039 Gg). Posteriormente, la tendencia fue de crecimiento neto hasta alcanzar en 2022 un nivel de emisiones de 7.204 Gg de CO₂, alternando subidas y descensos según las características puntuales de consumo. En particular, la caída en las emisiones en el período 2000-2003 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. Por su parte, en 2012 se registraron los niveles máximos de toda la serie histórica (8.185 Gg).

En 2023, las emisiones de CO₂ por quema de combustibles disminuyeron 1 % y fueron 13 % menores al máximo histórico (2012).



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

5 EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO

Para el año 2023 las emisiones de CO₂ estuvieron asociadas a las siguientes categorías en orden decreciente: transporte (4.092 Gg), industrial (1.219 Gg), centrales eléctricas de servicio público (605 Gg), actividades primarias (447 Gg), residencial (344 Gg), consumo propio (258 Gg) y finalmente comercial/servicios/sector público (122 Gg).

Fue así que 12% de las emisiones de CO₂ provinieron de las industrias de la energía (generación de energía eléctrica y consumo propio del sector energético) y 88% correspondió a las actividades de quema de combustibles en los distintos sectores de consumo final.

Respecto a las **industrias de la energía**, las emisiones provenientes de las centrales eléctricas de generación presentaron una gran variación ya que estuvieron fuertemente asociadas a la disponibilidad de fuentes de origen renovable que existiera en el país. En particular, para años secos con participaciones

FIGURA 52. Emisiones de CO₂ por sector

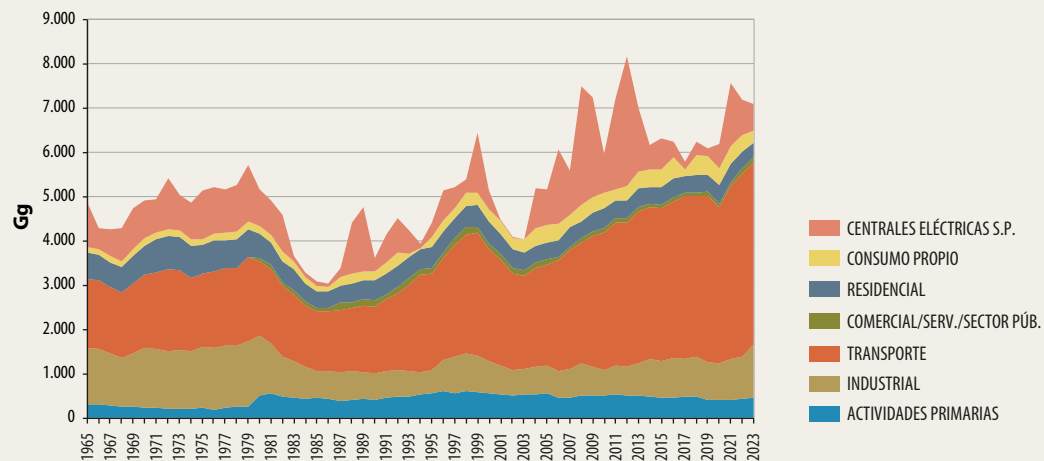
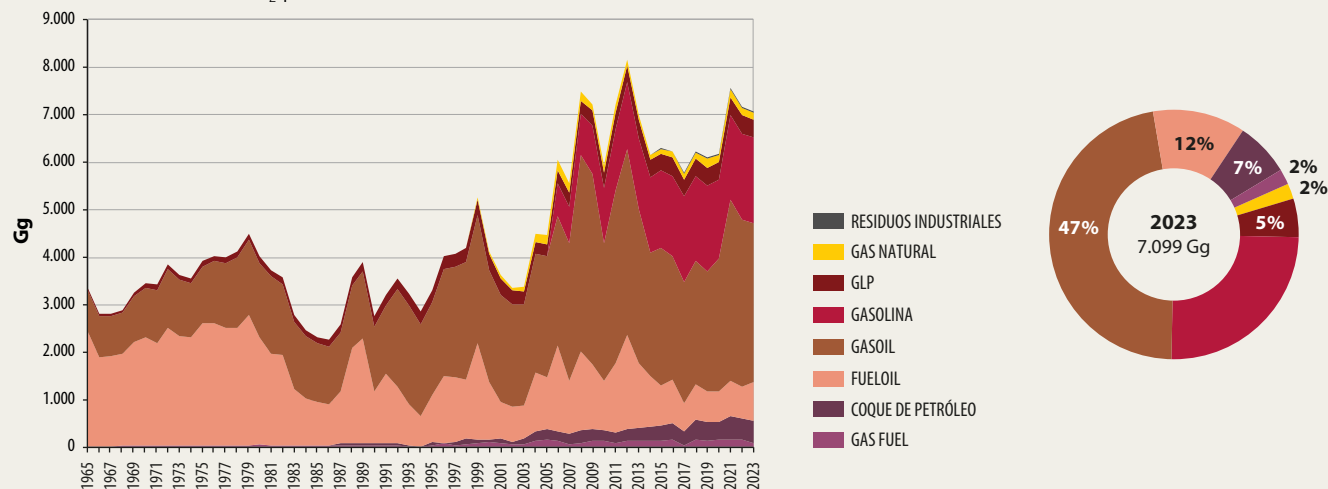


FIGURA 53. Emisiones de CO₂ por fuente



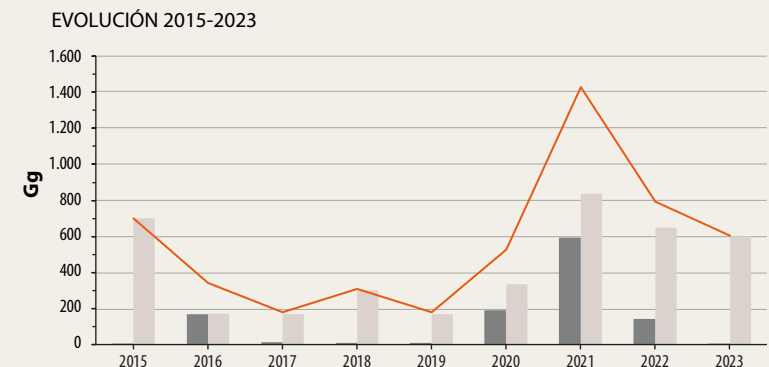
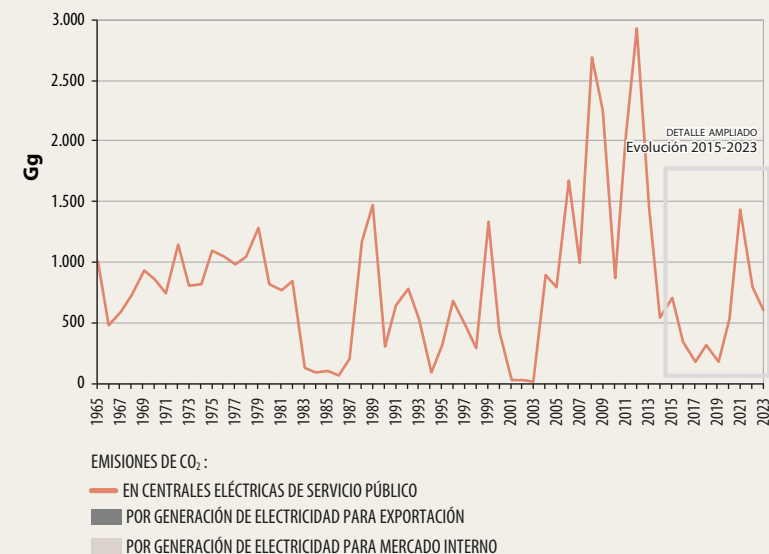
bajas de hidroelectricidad, el consumo de derivados de petróleo en centrales eléctricas ha sido alto, con su consiguiente contribución a las emisiones totales de CO₂.

En los últimos 20 años los mayores registros correspondieron a los años 2008, 2009 y 2012, con participaciones de 36 %, 31% y 36% en el total de emisiones. Del mismo modo, se destacaron el año 2010 y los posteriores a 2013 con buenos aportes hidráulicos para la generación de electricidad, y su consecuente menor consumo de derivados. En particular, entre 2014 y 2018 la hidroelectricidad disminuyó; sin embargo, el gran aumento que se registró en la electricidad de origen eólico y solar fotovoltaico permitió contrarrestar tal situación sin necesidad de recurrir al consumo de combustibles fósiles.

En el año 2023 la producción de electricidad entregada a la red fue 18% menor al año previo y, al analizar los insumos utilizados, se observa que el consumo de derivados de petróleo disminuyó 24%. Esto determinó en mayor medida que las emisiones de CO₂ asociadas a las centrales eléctricas de servicio público decrecieran 24% respecto al año anterior. Si se consideran los últimos 20 años se observa que en 2017 (179Gg) y 2019 (181 Gg) se registraron las menores emisiones de CO₂ por centrales eléctricas, mientras que en 2008 (2.688Gg) y 2012 (2.927Gg) las mayores.

Es importante mencionar que en 2021 se registraron altas emisiones de CO₂ en centrales eléctricas (1.429Gg); sin embargo, el 42% estuvo asociado a electricidad que finalmente fue exportada. Si se realiza un análisis desde 2015 se pueden identificar otros años con altas participaciones de emisiones de CO₂ asociadas a generación de electricidad de exportación, por ejemplo 2016 (49%) y 2020 (36%), aunque con emisiones de CO₂ en centrales eléctricas bastante menores (341 Gg y 528Gg, respectivamente).

FIGURA 54. Emisiones de CO₂ de generación de electricidad para exportación



Por su parte, las emisiones provenientes del consumo propio del sector energético se deben principalmente a la operación de la refinería y se han mantenido relativamente constantes a lo largo de la serie, con participaciones entre 5 y 8% de las emisiones de CO₂ totales. En particular, es de mencionar la disminución en las emisiones de esta categoría en 2017 y 2023, que se debió a la detención de la refinería por mantenimiento, de manera similar a lo ocurrido en 1994, cuando fue remodelada.

En 2018 y 2019 la operativa de la refinería fue la habitual y las emisiones de CO₂ por consumo propio del sector energético fueron similares a los años previos a 2017. En particular, en 2020 se registró una disminución asociada a una menor producción de la refinería que se debió a las medidas adoptadas por el país frente a la pandemia, las cuales afectaron el consumo para el sector transporte.

Transporte fue la principal categoría responsable de emisiones de CO₂ en 2023.

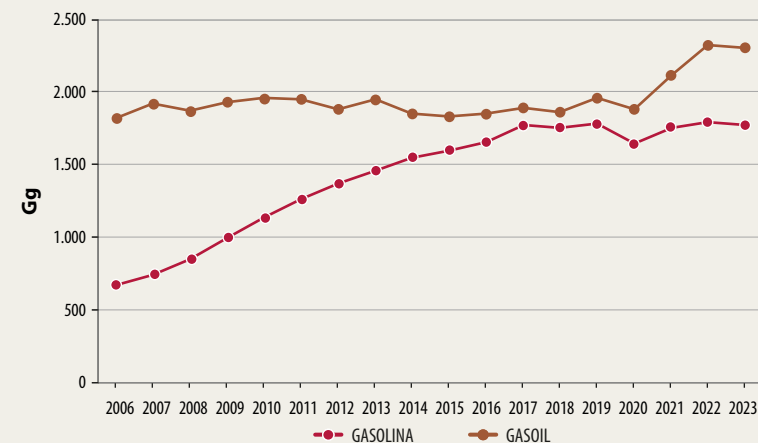
Cabe mencionar que en 2022 se procesó la misma cantidad de crudo que en 2021, mientras que las emisiones por consumo propio fueron 8% menores. Esto se debió a una sustitución de fuentes, ya que se utilizó más gas natural y menos fueloil, medida que se viene implementando en los últimos años.

Finalmente, en 2023 los niveles de carga de refinería fueron 31% inferiores al año anterior, debido principalmente al cierre de mantenimiento en el último cuatrimestre del año, y se registró una disminución de igual magnitud en las emisiones de CO₂ por consumo propio. Sin embargo, si se considera el período de enero a agosto, en que efectivamente la refinería tuvo producción, se observa que se procesó la misma cantidad de crudo que en igual período del año anterior y volvió a repetirse la tendencia a un menor consumo de fueloil y uno mayor de gas natural y GLP.

En cuanto a las emisiones provenientes de los sectores de consumo, la principal categoría ha sido históricamente el sector transporte, con una participación que ha ido aumentando a lo largo de los años. Entre 1965 y 1989 las emisiones asociadas a transporte han sido, en promedio, el 35% de las emisiones totales de CO₂ (incluyendo las industrias de la energía). Para los siguientes 20 años (1990-2009) dicha participación se ubicó en 46%, mientras que para el período 2010-2022 alcanzó 54%, en promedio.

La evolución en las emisiones acompañó la tendencia del consumo energético en este sector; tuvo un crecimiento sostenido entre 1987 y 1999, una posterior caída durante cuatro años y finalmente un aumento neto hasta 2022, luego de la disminución antes mencionada para 2020. Desde 2006 el incremento de emisiones de CO₂ en el sector transporte estuvo marcado por las emisiones asociadas al consumo de gasolina, que aumentaron 165% en 17 años, mientras que para el gasoil solamente crecieron 27%. Cabe mencionar que en 2006 las emisiones de CO₂ asociadas al consumo de gasolina en el transporte fueron solo de 27%, mientras que esta participación pasó a ser mayor al 40% desde 2012.

FIGURA 55. Emisiones de CO₂ del sector transporte por fuente



Respecto a los demás sectores de consumo considerados en conjunto, las emisiones de CO₂ para el período 1965-1991 fueron superiores al sector transporte, con un valor promedio de 2.000 Gg. En el año 1992 las emisiones generadas por el transporte superaron al resto de los sectores y de ahí en más la evolución de las emisiones de estos sectores presentó un crecimiento menor. Por esta razón, en 2023 su participación fue del orden del 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 13 años sus emisiones de CO₂ tuvieron un crecimiento neto de 583 Gg (2010) a 1.219 Gg (2023). Este compor-

tamiento se debió principalmente a un mayor consumo de coque de petróleo y fueloil en la industria. Para los sectores residencial, comercial/servicios/sector público y actividades primarias, 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 2023 las emisiones de la quema de biomasa fueron de 10.757Gg de CO₂, 21% mayores que el año anterior. Este crecimiento estuvo influenciado por la entrada en operación de la tercera planta de celulosa, como fue mencionado. En cuanto a los combustibles, los residuos de biomasa fueron los que tuvieron la mayor participación (78%), seguidos por la leña y carbón vegetal (21%) y, en menor proporción, por los biocombustibles (1%).

En la categoría bunkers internacionales se incluyeron las emisiones de CO₂ procedentes de la navegación marítima y fluvial, así como de la aviación, correspondientes a viajes que salieron de un país y llegaron a otro. Para 2023 las emisiones de bunkers internacionales fueron 588Gg de CO₂, lo que representó un aumento de 11% respecto a 2022. A su vez, se destaca la reducción de 45% que se registró entre 2019 y 2020, vinculada a la pandemia, ya que la operativa de puertos y aeropuertos se vio muy afectada.

En 2023 el 52% de las emisiones de esta categoría se originaron en el transporte marítimo y fluvial, a través del consumo de gasoil marino (275Gg) y fueloil (31Gg), mientras que el 48% restante correspondió al transporte aéreo, principalmente por consumo de turbocombustible (282Gg).

FIGURA 56. Partidas informativas de emisiones de CO₂

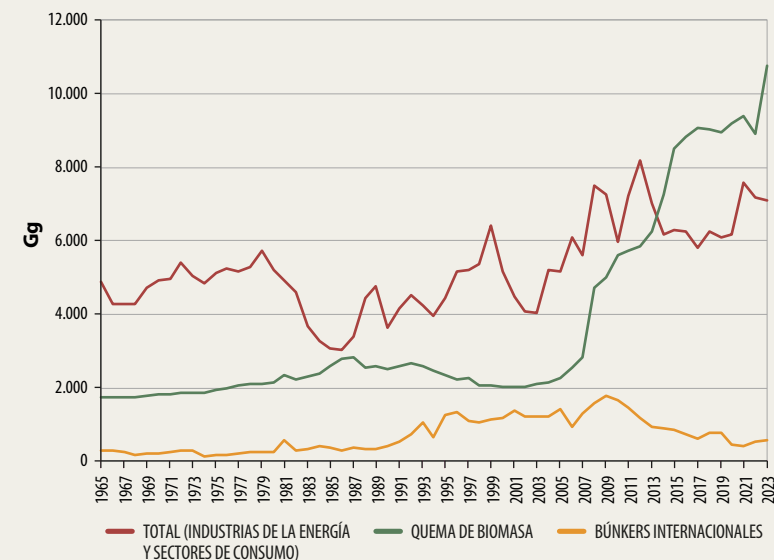
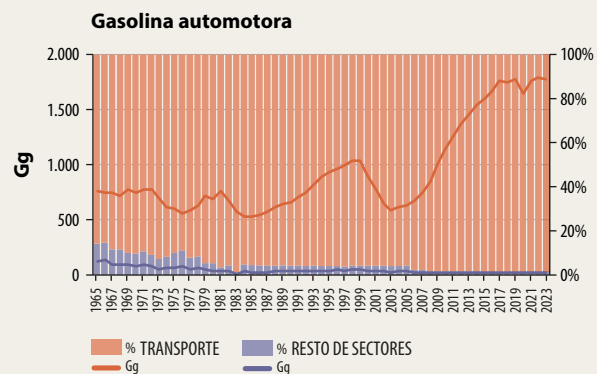
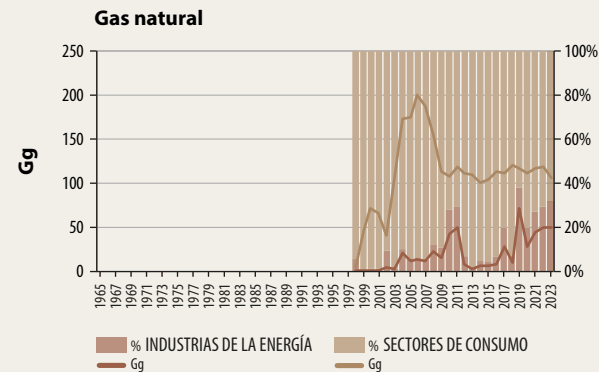
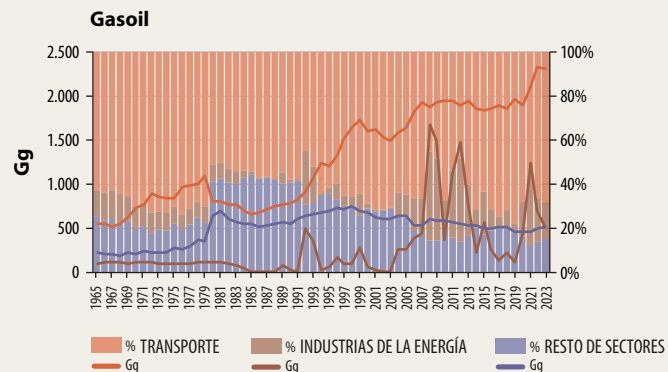
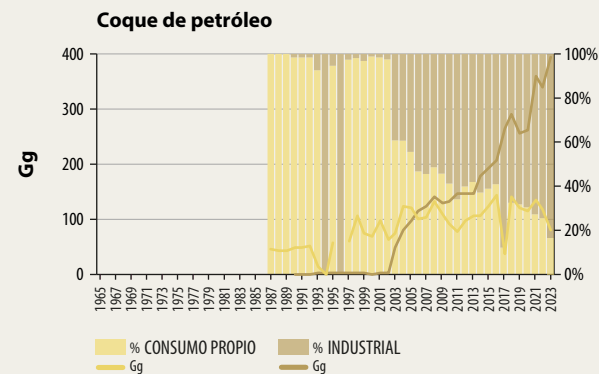
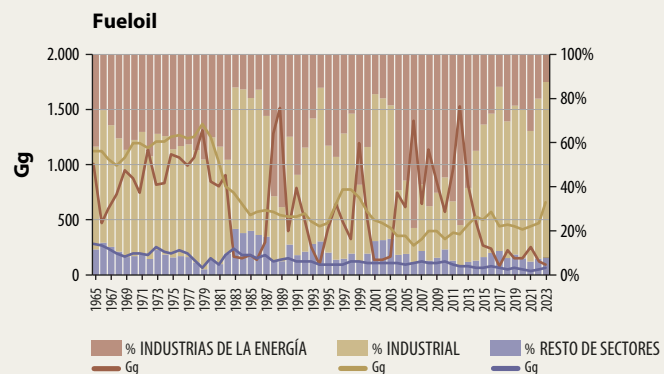


FIGURA 57. Emisiones de CO₂ por fuente y sector



5 EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO



TABLA 16. Emisiones de CO₂ por sector

Gg	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Centrales eléctricas servicio público (%)	1.009,1 21%	1.093,5 21%	101,8 3%	318,2 7%	795,3 15%	700,3 11%	604,8 8%
Consumo propio (%)	118,1 2%	136,5 3%	121,8 4%	239,4 5%	398,9 8%	408,3 6%	257,6 4%
SUBTOTAL Industrias de la energía (%)	1.127,3 23%	1.230,0 24%	223,6 7%	557,6 13%	1.194,2 23%	1.108,6 18%	862,4 12%
Residencial (%)	593,6 12%	642,1 12%	360,8 12%	459,9 10%	366,8 7%	378,9 6%	343,6 5%
Comercial/servicios/ sector público (%)			92,2 3%	129,9 3%	133,9 3%	83,0 1%	121,5 2%
Transporte (%)	1561,1 32%	1644,1 32%	1338,0 43%	2.182,1 49%	2.277,6 44%	3.448,7 55%	4.091,5 58%
Industrial (%)	1275,8 26%	1384,9 27%	601,8 19%	528,7 12%	633,5 12%	833,6 13%	1.218,7 17%
Actividades primarias (%)	308,2 6%	229,4 4%	461,9 15%	553,8 12%	549,2 11%	457,9 7%	446,7 6%
No identificado (%)	21,6 0%	20,6 0%	8,1 0%	22,1 0%	5,2 0%	6,0 0%	15,0 0%
SUBTOTAL Sectores de consumo (%)	3.760,3 77%	3.921,1 76%	2.862,8 93%	3.876,5 87%	3.966,2 77%	5.208,1 82%	6.236,9 88%
TOTAL (%)	4.887,6 100%	5.151,0 100%	3.086,4 100%	4.434,2 100%	5.160,4 100%	6.316,8 100%	7.099,3 100%

NOTAS: 1) Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero versión 2006. 2) En 1965 y 1975, las emisiones de CO₂ del sector comercial/servicios/sector público está incluidas en sector residencial.

TABLA 17. Emisiones de CO₂ por fuente

Gg	1965	1975	1985	1995	2005	2015	2023
Gas natural (%)					184,1 4%	107,3 2%	153,6 2%
GLP (supergás y propano) (%)	54,7 1%	109,4 2%	131,6 4%	248,1 6%	255,2 5%	345,8 5%	370,9 5%
Gasolina automotora (%)	881,8 18%	665,9 13%	553,3 18%	969,7 22%	649,9 13%	1.619,3 26%	1.793,4 25%
Gasolina aviación (%)			10,3 0%	9,4 0%	6,4 0%	7,3 0%	5,6 0%
Queroseno (%)	560,2 11%	516,6 10%	171,9 6%	105,7 2%	25,3 0%	13,2 0%	9,3 0%
Turbocombustible (%)			22,5 1%	35,9 1%	4,2 0%	8,1 0%	6,9 0%
Gasoil (%)	867,4 18%	1.205,3 23%	1.227,9 40%	1.958,6 44%	2.544,6 49%	2.893,6 46%	3.328,0 47%
Fueloil (%)	2.404,8 49%	2.553,3 50%	916,1 30%	993,6 22%	1.089,5 21%	844,5 13%	820,5 12%
Coque de petróleo (%)				60,8 1%	218,0 4%	313,9 5%	475,2 7%
Gas fuel (%)	33,7 1%	55,9 1%	47,5 2%	50,3 1%	175,1 3%	152,4 2%	97,9 2%
Carbón mineral y coque de carbón (%)	84,9 2%	44,7 1%	5,4 0%	2,2 0%	8,0 0%	0,4 0%	8,9 0%
Residuos industriales (%)						10,7 0%	29,2 0%
TOTAL (%)	4.887,6 100%	5.151,0 100%	3.086,4 100%	4.434,2 100%	5.160,4 100%	6.316,8 100%	7.099,3 100%

NOTAS: 1) Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión 2006. 2) El gasoil incluye diésel oil hasta 2012 inclusive.

Indicadores

Este capítulo presenta una serie de indicadores que relacionan variables energéticas y de emisiones de CO₂ (entre otras), con variables económicas y demográficas.

La intensidad energética final en 2023 fue de 3 toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2016 (tep/M\$2016), 10% mayor que el año anterior. Si bien ambas variables crecieron entre 2022 y 2023, el consumo final total lo hizo en mayor magnitud que el PIB. Este indicador presentó una disminución neta desde 1965 y estuvo acompañado por una gran variabilidad.

El consumo de energía per cápita registró un valor máximo en 2023 de 1.534 tep cada 1.000 habitantes, luego que presentara un crecimiento neto en todo el período en estudio a partir de 637 tep/1.000 habitantes en 1965.

Por su parte, el consumo de electricidad per cápita registró un valor de 3.467 kWh por habitante en 2023, aumentó 5% respecto a 2022 y mantuvo su tendencia creciente a lo largo de toda la serie.

En el caso de la intensidad de emisiones de CO₂, experimentó una caída de 2% en 2023 y resultó en un valor de 3,9tCO₂/M\$2016. Este indicador se ha caracterizado por presentar un descenso neto en el período 1965-2023 y una fuerte variabilidad.

Por su parte, las emisiones de CO₂ per cápita fueron de 2tCO₂/habitante en el último año y tuvieron un crecimiento neto leve respecto a 1965. Al igual que el indicador anterior, tiene una variabilidad importante año tras año.

En 2023 el factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue de 56tCO₂/GWh, 7% menor a 2022. Varía de un año a otro de acuerdo al mix utilizado para la generación eléctrica entregada a la red. La gran influencia que tiene el nivel de hidraulicidad en la generación eléctrica del país y la consecuente cantidad de combustibles fósiles utilizados para generación, resultaron en que este indicador presentara gran variabilidad a lo largo de toda la serie.

En los últimos años, Uruguay ha registrado grandes crecimientos en la generación de electricidad de origen renovable, principalmente energía eólica y, en menor medida, energía solar fotovoltaica: junto con la hidroelectricidad repercutieron en el uso de menores cantidades de combustibles fósiles. Durante el período 1965-1979 el factor de emisión del SIN estuvo en los niveles más altos de toda la serie histórica, con un promedio de 400tCO₂/GWh, mientras que los valores mínimos se dieron entre 2001-2003 (1-3tCO₂/GWh).

En 2023 la tasa de electrificación fue de 99,9%, es decir, solamente 0,1% del total de viviendas ocupadas no tuvo suministro de electricidad, ya sea de UTE o propio (grupo eléctrico y/o cargador de baterías a través de un generador eólico o solar).

El sendero energético deja en evidencia los distintos comportamientos por los que atravesó el país, relativos a cambios estructurales y de evolución económica, y su incidencia en la intensidad energética. En el mismo se puede corroborar el gran aumento de la intensidad energética (10%) y el bajo crecimiento del PIB per cápita registrados en 2023.

6

INDICADORES



6. Indicadores

En el presente capítulo se presenta una serie de indicadores que relacionan variables energéticas y de emisiones de CO₂ (entre otras), con variables económicas y demográficas. Se utilizaron las series estadísticas de PIB²² y de población publicadas por el Banco Central del Uruguay (BCU) y el Instituto Nacional de Estadística (INE), respectivamente.

Cabe mencionar que para los años previos a 2015 se utilizó una serie de PIB elaborada por retroproyección por el MEF. De esta manera, en la presente edición del BEN se logró contar con una serie de PIB global a precios constantes de 2016 desde 1965 y se llegó a cubrir así todo el período de estudio de las variables energéticas.

En el caso de la población, se utilizó la serie histórica de estimación y proyección de población según la Revisión 2013²³ para los años a partir de 1996, mientras que se completó la serie para el período 1965-1995 con las estimaciones correspondientes a la Revisión 1998²⁴.

6 INDICADORES



22- Banco Central del Uruguay (BCU), *Series del PIB por componentes del gasto en millones de pesos constantes de 2016*, <https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/1.%20Gasto_K.xlsx> (01/06/2024).

23- Instituto Nacional de Estadística (INE), *Uruguay: población estimada y proyectada por año, según sexo y edad simple*, <https://www5.ine.gub.uy/documents/Demograf%C3%ADayEESS/SERIES_Y_OTROS/Estimaciones_y_proyecciones/Revisi%C3%B3n_2013/Total_pais_poblacion_por_sexo_y_edad_1996-2050.xls> (01/06/2024).

24- Instituto Nacional de Estadística (INE), *Uruguay: estimaciones y proyecciones de población por sexo y edad. Total del país, 1950-2050*, <https://www5.ine.gub.uy/documents/Demograf%C3%ADayEESS/SERIES%20Y%20OTROS/Estimaciones%20y%20proyecciones/Revisiones%20anteriores/proyecciones_revisi%C3%B3n_1998.rar> (01/06/2024).

6.1. Intensidad energética final

La **intensidad energética final** se representa como el cociente entre el consumo final de energía y el PIB. Se expresa en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2016 (tep/M\$ 2016).

La intensidad energética final presentó una disminución neta en todo el período 1965-2023, acompañada por una gran variabilidad. En el año 1972 fue registrado el máximo histórico (3,44 tep/M\$ 2016) y en 2005 el mínimo (2,24 tep/M\$ 2016). En 2023 la intensidad energética aumentó 10%, luego que en 2022 disminuyera 4%. Este crecimiento de la intensidad se debió a que, si bien ambas variables crecieron, el consumo final total lo hizo en mayor magnitud que el PIB.

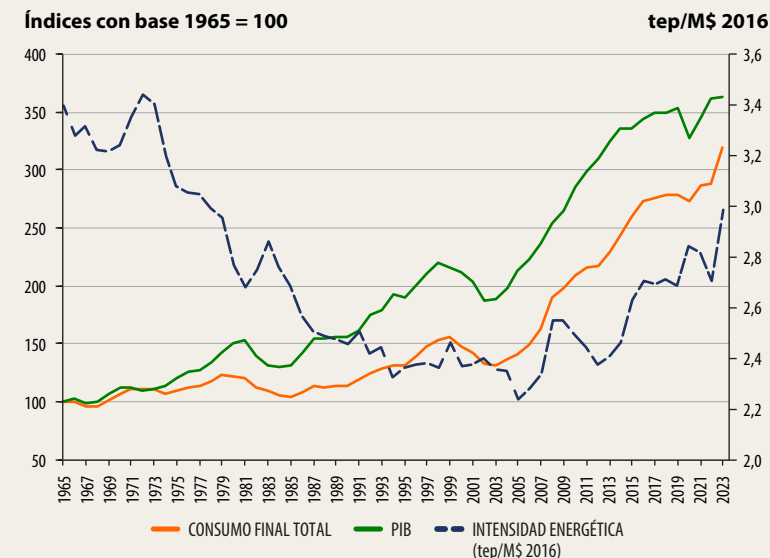
Intensidad energética final 2023: 3 tep/M\$ 2016.

Para ayudar a entender la evolución de este indicador se analizaron 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 1965. Ambas series han presentado comportamientos similares en lo que respecta a su evolución en el período 1965-2023, alternando años de crecimientos y otros de disminuciones donde la variabilidad registrada permitió identificar diferentes períodos.

Son de destacar los períodos 1971-1972 y 1982-1983, que registraron aumentos bruscos en la intensidad energética respecto a los años anteriores. En el primer caso, el consumo final de energía creció mientras que el PIB disminuyó; para el segundo ambas variables disminuyeron pero el PIB lo hizo a una tasa mayor. Entre 1985 y 1999, si bien el consumo final de energía y el PIB registraron crecimientos netos, el crecimiento fue mayor para el caso del PIB y, en consecuencia, la intensidad energética registró una caída neta (con algunos años puntuales de crecimiento). La demanda energética disminuyó entre 2000 y 2003, año a partir del cual retomó una tendencia creciente. Por su parte, el PIB registró tasas negati-

vas entre 1999 y 2002 inclusive. De ahí en más ambas series presentaron una evolución creciente.

FIGURA 58. Consumo final total y PIB



Durante el período 2005-2009 el consumo de energía creció a tasas mayores que el PIB. 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 la tendencia opuesta: si bien el consumo energético creció y el PIB también, el consumo final de energía 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 resultó en 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.

Para 2019 ambas variables crecieron a tasas menores a 1% y resultaron en una intensidad energética 0,3% menor que la de 2018, comportamiento propio de cuando se da una desaceleración de la economía en un año puntal, que no implica cambios estructurales. En 2020 ambas series disminuyeron pero el PIB lo hizo en forma mucho más pronunciada que el consumo energético, lo que determinó un aumento de la intensidad energética. Por su parte, hacia 2021 y 2022 ambas variables volvieron a crecer, pero el PIB lo hizo en mayor medida, lo que provocó que la intensidad energética final disminuyera 0,5% y 4,2%, respectivamente.

Finalmente, es de destacar que la entrada en operación de la tercera planta de celulosa en 2023 también fue responsable del gran aumento del consumo final respecto al registrado en el PIB.

6.2. Consumo de energía y de electricidad per cápita

El **consumo de energía per cápita** se obtiene como el cociente entre el consumo final total de energía y la población, expresado en toneladas equivalentes de petróleo cada mil habitantes (tep/1.000 hab.). Este indicador presentó un crecimiento neto en todo el período en estudio y pasó de 637 tep/1.000 hab. (1965) a 1.534 tep/1.000 hab. (2023), para alcanzar en el último año el máximo absoluto. El mínimo histórico se dio en los años 1968 y 1985 (591 tep/1.000 hab.).

A partir de 1969 el consumo de energía per cápita aumentó por 11 años para alcanzar un máximo relativo en 1979, seguido por seis años de decrecimiento. Desde 1986 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, desde 2004, retomó la tendencia creciente.

En 2007 se superó el pico de consumo que se había dado en 1999 (antes de la crisis) y el consumo de energía per cápita

continuó en aumento hasta 2018, seguido por dos años de disminución y otros dos de nuevo crecimiento.

Por su parte, el **consumo de electricidad per cápita** se obtiene del cociente entre la energía eléctrica consumida y la población, expresado en kilovatio-hora por habitante (kWh/hab.). A lo largo de toda la serie, el consumo de electricidad per cápita presentó, en general, una tendencia creciente, salvo en determinados años que bajó. La crisis económica repercutió en el consumo de electricidad per cápita, al igual que en el resto de los indicadores.

2023:

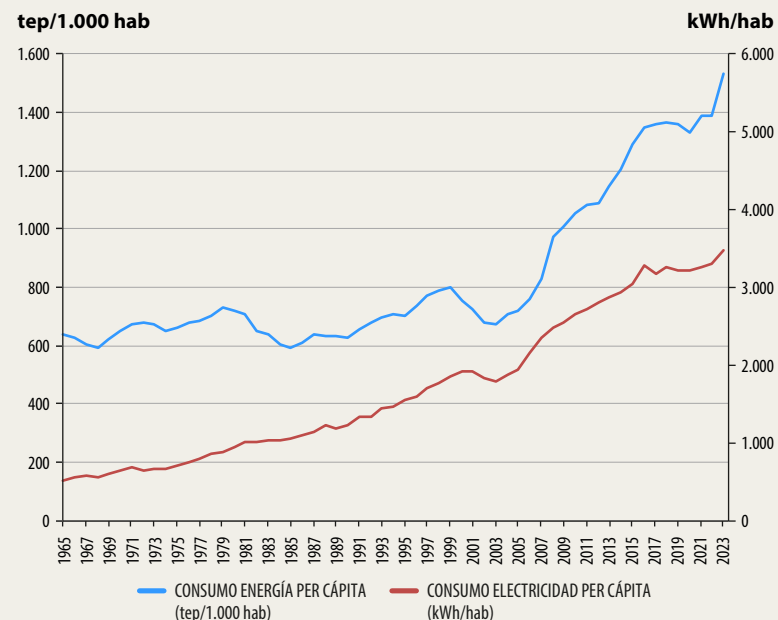
Consumo final per cápita:

1.534 tep/1.000 hab.

Consumo de electricidad per cápita:

3.467 kWh/hab.

FIGURA 59. Consumo de energía y electricidad per cápita



El consumo eléctrico per cápita aumentó desde 512 kWh/hab. (1965) hasta un máximo de 1.917 kWh/hab. (2000), para luego bajar hasta un mínimo de 1.788 kWh/hab. (2003). A partir de ese año se revirtió nuevamente la tendencia y volvió a crecer para alcanzar en 2016 un nuevo máximo (3.276 kWh/hab.). En los siguientes cinco años, el consumo eléctrico per cápita se mantuvo relativamente constante con registros de leves aumentos y descensos. En particular, para 2022 este indicador se mantuvo al alza y fue nuevamente superado en 2023 con un crecimiento de 5% (3.467 kWh/hab.).

6.3. Intensidad energética por sector

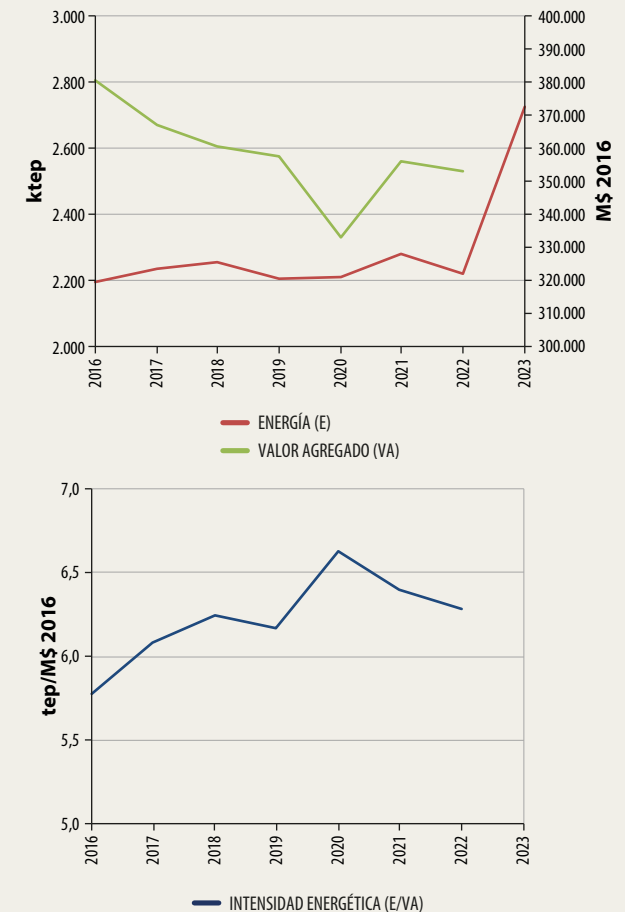
La **intensidad energética por sector** se define como el cociente entre el consumo energético de un determinado sector y su valor agregado, expresado en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2016 (tep/M\$ 2016). Esto representa la cantidad de energía necesaria 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 a su valor agregado, se obtienen comportamientos diferentes según los sectores. A continuación, se presenta el análisis de las intensidades energéticas para tres sectores considerando el período 2016-2022 (elaboración propia DNE-MIEM con base en datos del BCU ²⁵). Se aclara que no se pudo realizar este análisis para 2023, ya que, al momento de cierre de esta publicación, la información del BCU no incluyó datos para dicho año.

En la serie **industria/actividades primarias** la intensidad energética ha registrado una tendencia neta creciente, con cierta variabilidad interanual. Entre 2016 y 2022 el consumo final se ha mantenido relativamente constante, por lo que la disminución que tuvo el valor agregado en 2020 repercutió en un aumento de la intensidad energética para dicho año.

25- Banco Central del Uruguay (BCU), *Cuenta de Producción Industrias a precios constantes, Series en valores constantes de 2016*, <https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/12_2016_2022_Cuenta%20Produccion%20Industrias_K.xlsx> (20.05.2024).

En 2022 ambas variables disminuyeron y resultaron en una intensidad también a la baja. En particular, en 2023 se dio un aumento de 23% en el consumo de la industria y las actividades primarias, liderado principalmente por la entrada en operación de la planta de celulosa en el país. Al no tener información de valor agregado para dicho año no fue posible determinar la intensidad energética.

FIGURA 60. Intensidad energética del sector industrial/actividades primarias



En cuanto a la intensidad energética del sector **comercial/servicios/sector público**, la serie no presentó mayores variaciones y ha sido relativamente constante en el período en estudio 2016-2022, con un descenso neto del 2%. De todas maneras, en los últimos tres años evaluados (2020, 2021 y 2022) se registró una tendencia al alza, con crecimientos de 3%, 2% y 1% respectivamente.

Por otra parte, la intensidad energética del sector **transporte** se analiza de dos maneras diferentes: utilizando el valor agregado del sector y utilizando el PIB global. Este último enfoque es de importancia ya que el transporte es un sector transversal a toda la economía y se cuenta con datos para toda la serie histórica.

La intensidad energética del transporte por unidad de valor agregado de dicho sector se mantuvo constante entre 2016 y 2019 (14 tep/M\$2016) y registró un crecimiento destacado en 2020 (14%), seguido de dos años de decrecimiento.

Finalmente, la intensidad energética del transporte por unidad de PIB presentó un comportamiento bastante diferente al análisis anterior, no solo en tendencia sino también en la magnitud de sus valores. El consumo de energía del sector transporte y el PIB tuvieron una evolución similar entre 1965 y 2023, en lo que respecta a un crecimiento neto en todo el período, con un descenso pronunciado hacia principios de siglo por la crisis anteriormente mencionada.

La intensidad energética registró un máximo histórico en 1972 (1,11 tep/M\$2016) seguido por una disminución neta hasta el año 1987 (0,60 tep/M\$2016), dado que el consumo de energía creció a tasas menores que el PIB. Desde ese año y hasta 1999 la intensidad energética volvió a crecer y alcanzó un nuevo máximo relativo (0,85 tep/M\$2016). En el presente siglo la intensidad energética del transporte por unidad de PIB ha fluctuado entre valores de 0,70 y 0,78 tep/M\$2016). Para 2023 se ubicó en 0,77 luego de una caída de 1% respecto al año previo.

FIGURA 61. Intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público

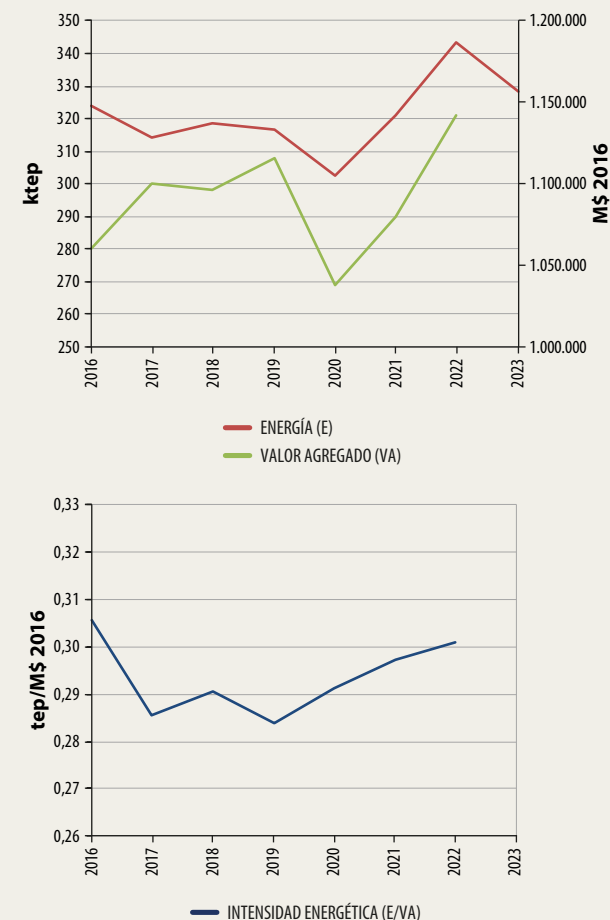
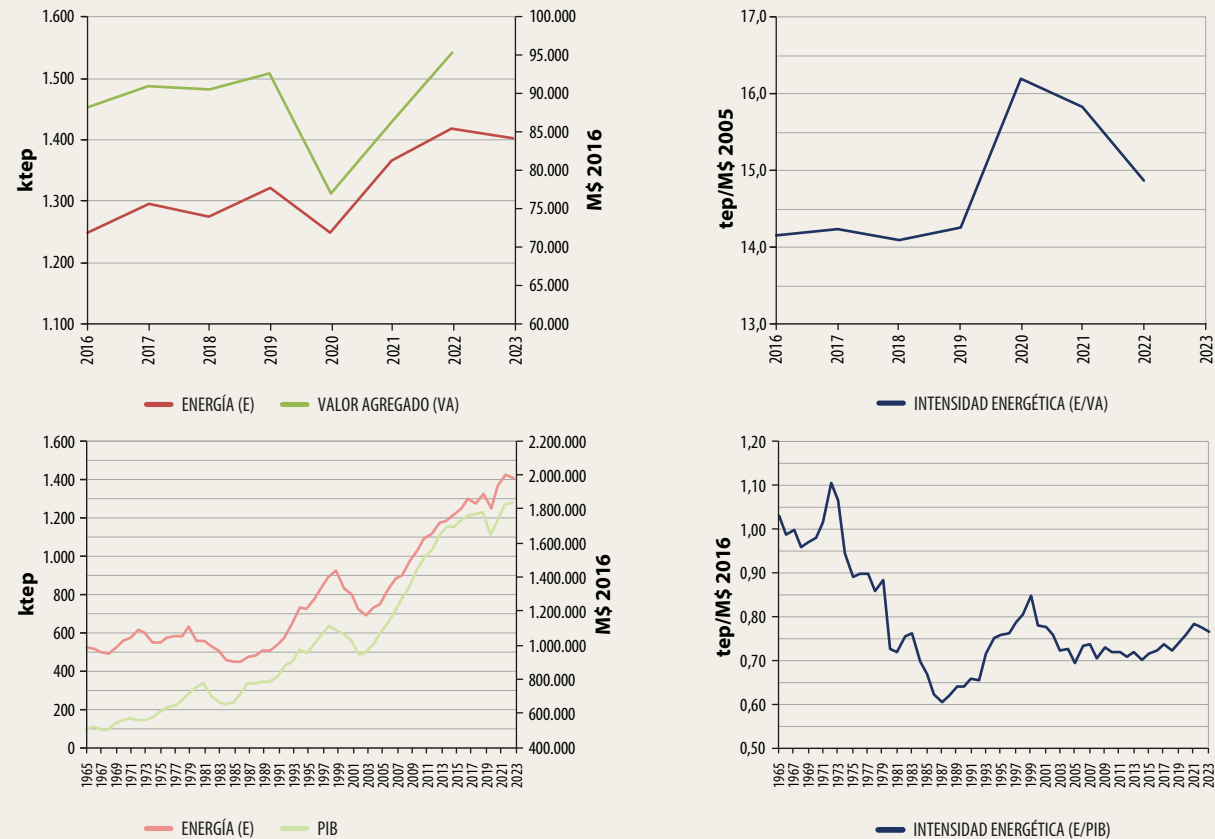


FIGURA 62. Intensidad energética del sector transporte



6.4. Emisiones de CO₂ por PIB y per cápita

La intensidad de emisiones de CO₂ se representa como el cociente entre las emisiones de CO₂ y el PIB y se expresa en toneladas de CO₂ por millones de pesos a precios constantes de 2016 (tCO₂/M\$2016). En el período 1965-2023 este indicador presentó un descenso neto: pasó de 9,7 a 3,9 tCO₂/M\$2016 y registró una fuerte variabilidad en toda la serie. Los años con mayores niveles de intensidad de emisiones correspondieron a 1965 y 1972 (9,7 tCO₂/M\$2016), mientras que entre 2014 y 2020 alcanzaron los valores más bajos (en promedio 3,6 tCO₂/M\$2016). En 2023 las emisiones de CO₂ disminuyeron 2% respecto al año anterior y el PIB creció 0,4%, lo que se tradujo en una caída de 2% en la intensidad de emisiones de CO₂.

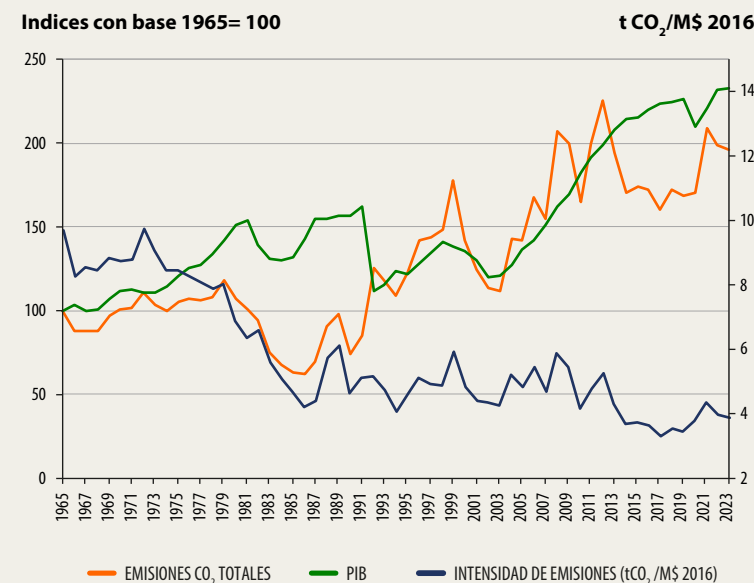
A su vez, para ayudar a entender la evolución de este indicador, se analizan las series individuales de las emisiones de CO₂ de las actividades de quema de combustibles y del PIB, tomando como base igual a 100 los valores de ambas variables para el año 1965.

Las emisiones de CO₂ han presentado cierta variabilidad a lo largo de toda la serie y han acompañado la evolución del PIB; este comportamiento que se ve reflejado también en la intensidad de emisiones de CO₂. Las grandes fluctuaciones 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 2020 se dio un comportamiento similar a 2006 y en 2021 similar a 2012, en cuanto a baja disponibilidad de energía hidráulica, lo cual se vio reflejado en mayores emisiones de CO₂ respecto a otros años con características de crónicas húmedas y sus correspondientes menores consumos de derivados de petróleo para generación eléctrica.

En particular, se destaca el período posterior a 2015 en el cual se dio un gran aumento en la electricidad de origen eólico y fotovoltaico que logró compensar la disminución de la hidroelectricidad y resultó en un consumo menor de derivados de petróleo y su consecuente disminución en las emisiones de CO₂ para generación de electricidad. La presencia de estas fuentes de energía renovables en la matriz de generación eléctrica determinó que el impacto en las emisiones de CO₂ de un período seco como el de 2020-2023 fuera más moderado.

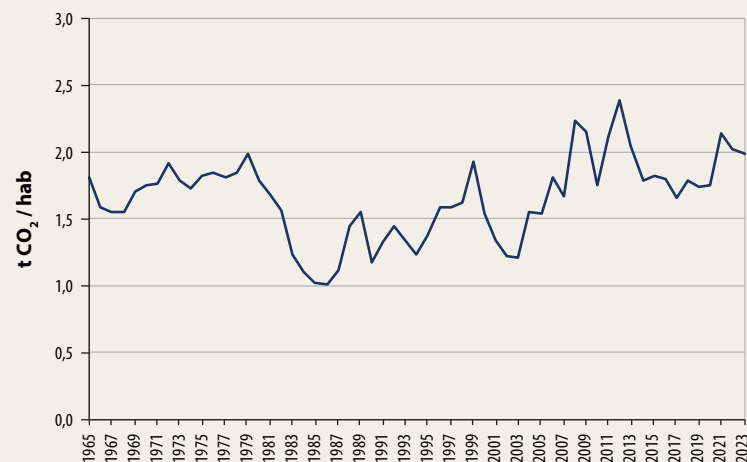
En 2020 esta situación estuvo acompañada por una fuerte reducción del PIB, por lo que la intensidad de emisiones aumentó. En el caso de 2021 el aumento de la intensidad estuvo más influenciado por el aumento de emisiones y por un mayor consumo de combustibles fósiles en la producción de energía eléctrica. Se reitera una vez más que estas emisiones en 2021 tuvieron un gran componente asociado a generación de electricidad que finalmente fue exportada.

FIGURA 63. Emisiones de CO₂ totales y PIB



Por su parte, las **emisiones de CO₂ per cápita** se representan como el cociente entre las emisiones de CO₂ totales y la población y se expresan en toneladas de CO₂ por habitante (tCO₂/hab.). Para el período 1965-2023 se registró un crecimiento neto leve, 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 1986 se registró el mínimo de emisiones de CO₂ per cápita (1,0 tCO₂/hab.), mientras que en 2012 las emisiones alcanzaron sus niveles máximos (2,4 tCO₂/hab.). En 2023 las emisiones de CO₂ per cápita disminuyeron 2% y fueron de 2 tCO₂/hab.

FIGURA 64. Emisiones de CO₂ per cápita



2023:
 Intensidad de emisiones de CO₂: 3,9 tCO₂/M\$2016
 Emisiones de CO₂ per cápita: 2,0 tCO₂/hab.

6.5. Factor de emisión de CO₂ del SIN

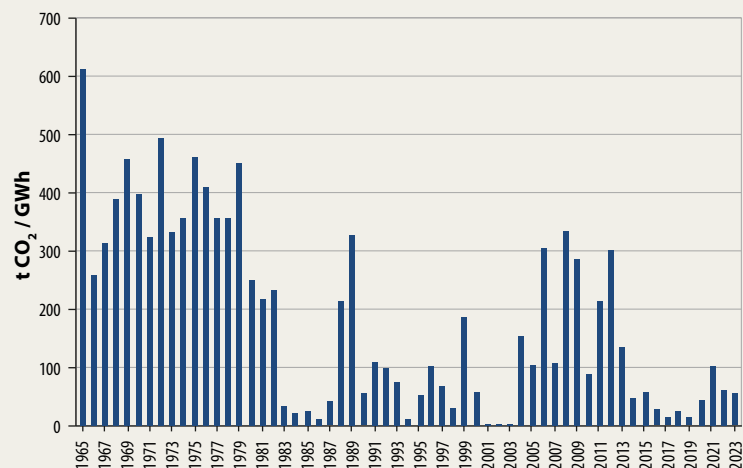
El **factor de emisión del SIN** representa la cantidad de CO₂ que se genera por GWh de electricidad que se entrega a la red de energía eléctrica. Se determina como el cociente entre las emisiones de CO₂ provenientes de las centrales eléctricas de servicio público y la electricidad generada por dichos generadores y entregada al SIN. El factor de emisión varía de un año a otro de acuerdo al mix utilizado para la generación eléctrica y 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 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 repercutieron en el uso de menores cantidades de combustibles fósiles.

Durante el período 1965-1979 el factor de emisión del SIN estuvo en los niveles más altos de toda la serie histórica, con un promedio de 400 tCO₂/GWh. Se registraron los valores máximos en 1965 (612 tCO₂/GWh), 1972 (494 tCO₂/GWh) y 1975 (461 tCO₂/GWh). A partir de 1980 el factor de emisión del SIN disminuyó y se mantuvo en un promedio de 103 tCO₂/GWh hasta la fecha. Los valores mínimos se dieron entre 2001-2003 (entre 1 y 3 tCO₂/GWh) y en 1984-1986 (20 tCO₂/GWh, aproximadamente); en esos años prácticamente el 100% de la electricidad fue generada a partir de energía hidráulica. Para el año 2020, un año seco similar a 2006 en el que la energía eléctrica de origen hidro alcanzó apenas 30% de la generación total, el factor de emisión del SIN fue de 45 tCO₂/GWh, el triple que el año anterior.

Por su parte, en 2021 el factor de emisión volvió a registrar un crecimiento importante y alcanzó un valor de 101 tCO₂/GWh. Es de destacar que dicho año fue atípico en cuanto a gran exportación de electricidad de origen fósil. En 2022 y 2023 el factor de emisión fue de 60 y 56 tCO₂/GWh respectivamente.

FIGURA 65. Factor de emisión de CO₂ del SIN



En 2023,
el factor de emisión del SIN fue de 56 tCO₂/GWh.



6.6. Tasa de electrificación

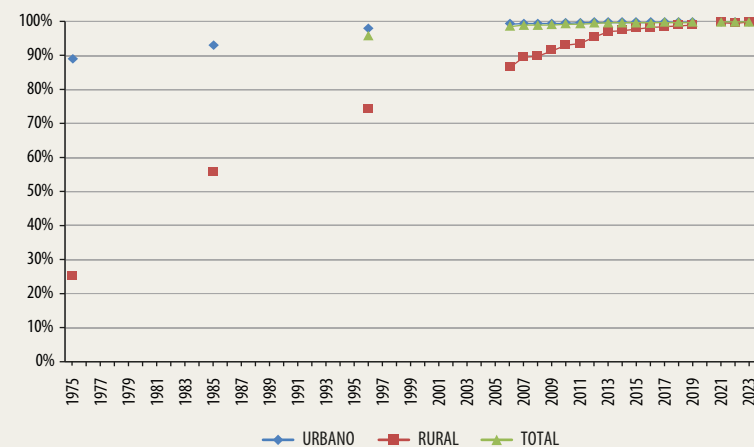
La **tasa de electrificación** expresa el porcentaje de viviendas que disponen de electricidad respecto al total de viviendas ocupadas. Este indicador se elabora para el medio urbano, rural y total país.

La tasa de electrificación total pasó de 79% a 99,9% entre 1975 y 2021 y se mantuvo constante hasta 2023. 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 99,9% en 2023. Por su parte, la tasa de electrificación urbana pasó de 89% a 99,9% en dicho período. Se aclara que este indicador no se pudo actualizar para 2020 dado que, por la pandemia, no se relevó la información base en la Encuesta Continua de Hogares, operador estadístico utilizado para el cálculo.

Analizando de otra manera este indicador, en 2023 solo 0,1% del total de viviendas ocupadas 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 757 viviendas. La distribución fue de 712 viviendas en el medio urbano y 46 en el medio rural.

La tasa de electrificación total pasó de 79,0% a 99,9% entre 1975 y 2023.

FIGURA 66. Tasa de electrificación



6.7. Sendero energético

El **sendero energético** constituye una representación gráfica que relaciona dos indicadores: intensidad energética final y PIB per cápita. La intensidad energética final se expresa en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2016 (tep/M\$2016), mientras que el PIB per cápita se representa en miles de pesos a precios constantes de 2016 por habitante (miles \$ 2016/hab.). A su vez, en el sendero energético se representa el consumo final total per cápita constante a través de curvas isocuantas, expresado en toneladas equivalentes de petróleo por cada mil habitantes (tep/1.000 hab.).

La evolución global del sendero energético en Uruguay entre 1965 y 2023 refleja crecimiento económico y disminución de intensidad energética. A lo largo de estos 59 años se han podido identificar distintos comportamientos asociados a las etapas particulares por las que atravesó el país.

En el período 1965-1970 hubo una caída en la intensidad energética acompañada por un aumento en el PIB per cápita. En los años 1971 y 1972 se dio un comportamiento especial ya que la demanda energética creció y, junto con el decrecimiento que presentó el PIB, resultó en un aumento importante en la intensidad energética, que alcanzó su máximo histórico (3,44 tep/M\$2016. A partir de ese momento y por nueve años consecutivos, la intensidad energética disminuyó a una tasa promedio de 3% anual, mientras que la economía presentó un crecimiento sostenido.

Por su parte, en 1982 y 1983 se dio otro comportamiento particular marcado por una disminución del PIB per cápita y un aumento de la intensidad energética que provocaron un retroceso en el sendero energético. En el período 1983-1998 la evolución de los indicadores tuvo cierta variación, pero con una tendencia marcada de descenso de la intensidad energética y de crecimiento del PIB per cápita.

En los años posteriores, un nuevo retroceso del sendero energético da cuenta de la crisis económica que se produjo en el país a principios de siglo, marcada por una disminución del PIB per cápita y un consumo de energía por unidad de PIB prácticamente constante.

El período entre los años 2002-2005 se caracterizó por un crecimiento económico sin grandes cambios estructurales. El sector construcción no evidenció 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 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 hicieron que la demanda energética se disparara. 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.

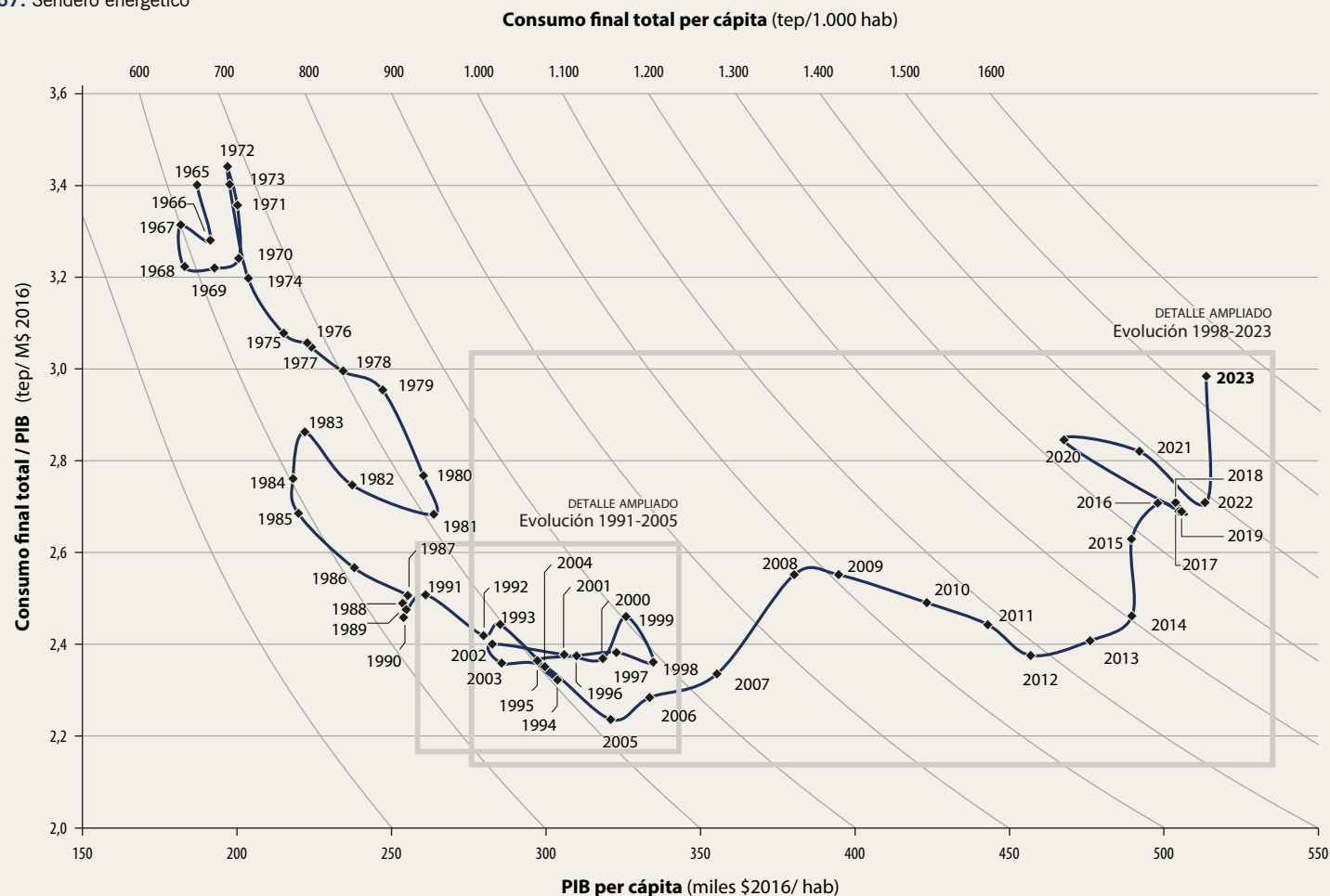
Por su parte, los años 2009-2012 correspondieron a un período en el cual las estructuras económicas y de consumo energético se mantuvieron prácticamente constantes. Por esta razón, la disminución en intensidad energética podría asociarse a la implementación de proyectos y medidas de eficiencia.

En el período 2012-2016 la demanda 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 observó 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 puede verificar 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.

Por su parte, cabe mencionar el período 2016-2019, que presentó características similares al de 2009-2012 en cuanto a la intensidad energética y el PIB per cápita, pero acompañado por una desaceleración de la economía. En 2020 la situación volvió a cambiar y se dio un comportamiento similar al que se describió para 2002: la economía cayó 6 % y determinó un retroceso en el sendero energético. En 2021 la economía del

FIGURA 67. Sendero energético



país retomó un desarrollo favorable y la intensidad energética permaneció similar al año previo. Para 2022 el PIB per cápita continuó en aumento (4%) y se registró una caída de la intensidad energética (4%). En el caso de 2023, el crecimiento del PIB fue muy bajo; sin embargo, la intensidad energética tuvo un gran aumento (10%).

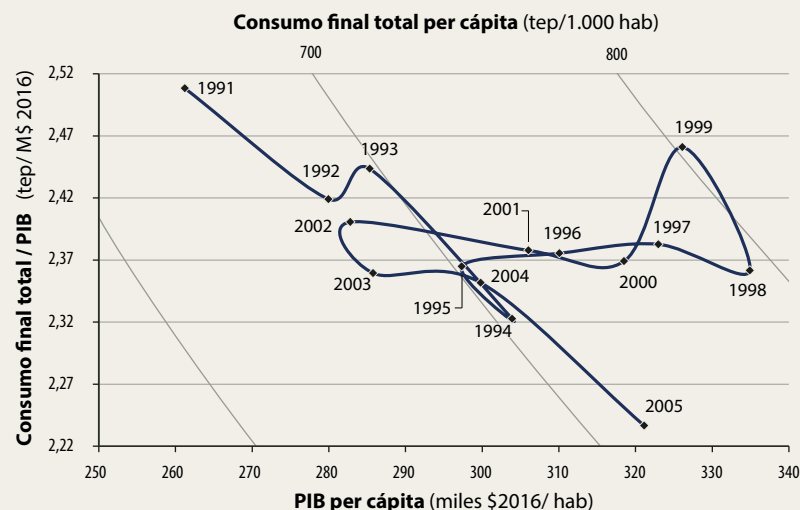
Finalmente, respecto al tercer indicador que está representado en el sendero energético, el consumo final per cápita, ya ha sido mencionado en apartados anteriores. Es interesante observar su evolución de crecimiento neto en todo el período, que alternó años de aumentos y otros de disminuciones. Desde 1965 y por 40 años el consumo final per cápita se mantuvo en valores entre 600 y 800 tep/1.000 hab., sin embargo, a partir de 2005 se registró un crecimiento sostenido de 718 tep/1.000 hab. (2005) a 1.534 tep/1.000 hab. (2023) que prácticamente hizo duplicar su valor en estos últimos 18 años. El máximo consumo per cápita se registró justamente en el último año de la serie.

6
INDICADORES

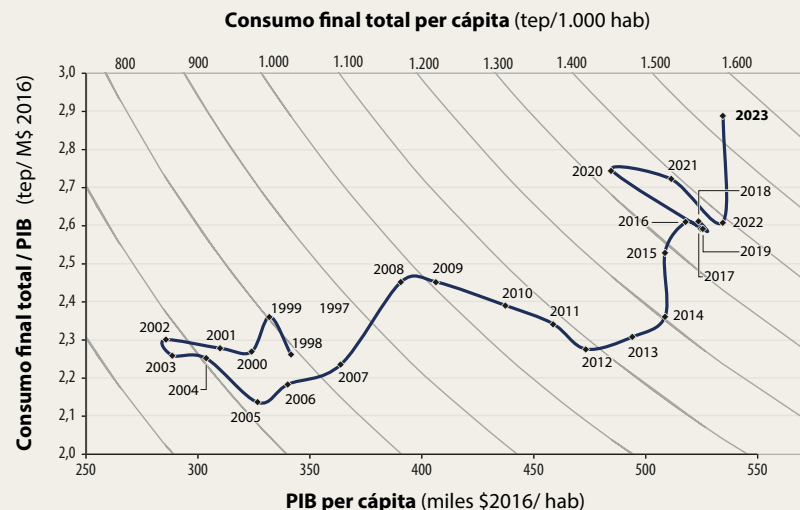


FIGURA 68. Sendero energético / detalles ampliados

EVOLUCIÓN 1991-2005



EVOLUCIÓN 1998-2023



7. Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) aprobados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) 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 2030.²⁶

Gobernanza en la elaboración de los ODS:

La articulación del estado uruguayo para la elaboración y seguimiento de los ODS se basa en la resolución presidencial N°862 del 5 de diciembre de 2016.

En esta resolución se encomienda a la Presidencia de la República a través de su Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) la gestión, elaboración y seguimiento de los ODS. Para ello, se define a la Dirección de Gestión y Evaluación (AGEV) como la responsable del monitoreo y articulación de políticas públicas relacionadas con los ODS, así como de la elaboración de informes de seguimiento. Esta oficina se apoya en el INE que, a través del Sistema Estadístico Nacional (SEN), es quien elabora los indicadores de ODS para los cuales son la fuente principal de información. También se apoya en el relevamiento de indicadores ODS de otros organismos. Por su parte, la Asociación Uruguaya de Cooperación Internacional (AUCI), es la responsable de realizar el seguimiento de actividades de cooperación internacional relacionadas con los ODS.

26- Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), *Qué son los ODS*, <<https://ods.gub.uy/index.php/quesonlosods>> (16/08/2024).



Particularmente, el **ODS 7** consiste en garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos; el MIEM es el organismo referente para este objetivo, a través de la DNE.

Para el año 2015 el país ya contaba con una política energética que comenzó a elaborar en 2005 en diálogo con todos los actores públicos involucrados en el tema. Fue aprobada en 2008, aunque ya se había comenzado a implementar. Por su parte, en el año 2010 obtuvo el aval de una comisión multipartidaria integrada por representantes de todo el sector político y pasó a convertirse 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 cómo en 2015 Uruguay ya contara con indicadores que reflejaban una realidad energética transformada y encaminada a la concreción del ODS 7.

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

En 2018 Uruguay reafirmó su compromiso con el cumplimiento de la Agenda 2030 al presentar ante la ONU su segundo reporte país de manera voluntaria. En esa oportunidad los ODS reportados fueron cinco, entre los cuales se encontró el ODS 7 “Energía asequible y no contaminante”.²⁷

27- Presidencia - República Oriental del Uruguay, *Informe Nacional Voluntario – Uruguay 2018*, <https://ods.gub.uy/images/2018_Informe_Nacional_Voluntario_Uruguay_ODS.pdf> (16.08.2024).

Las metas y los indicadores del ODS 7 son los siguientes:

- **Meta 7.1.** De aquí a 2030 garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.

INDICADOR 7.1.1. Proporción de la población con acceso a la electricidad.

INDICADOR 7.1.2. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnologías limpios.

- **Meta 7.2.** De aquí a 2030 aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

INDICADOR 7.2.1. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía.

- **Meta 7.3.** De aquí a 2030 duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

INDICADOR 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”.

7.1. Evolución de indicadores 7.1.1 y 7.1.2:

Indicador 7.1.1

Proporción de la población con acceso a la electricidad

Al momento de elaborar este documento Uruguay tiene una tasa de electrificación²⁸ superior a 99,97%, lo que implica que la metodología que se utiliza para hacer el seguimiento del indicador (Encuesta Continua de Hogares), ya no sea una

28- En el marco de los ODS 7 la tasa de electrificación se determina en base a la población, a diferencia del indicador presentado en el capítulo 6 que se basa en viviendas.

herramienta viable, dado que el error de la operación estadística es superior al porcentaje que se quiere determinar.

Por otra parte, en 2023 se realizó en Uruguay un censo nacional de población y los resultados oficiales no han sido publicados al momento de elaboración del presente documento. Se espera ajustar el valor de dicho indicador con esta operación estadística.

Desde el punto de vista estadístico, Uruguay alcanzó el objetivo de 100% de la población electrificada, por lo tanto, para seguir avanzando en esta meta se deben generar nuevos indicadores más complejos que permitan medir la calidad y la asequibilidad al servicio eléctrico brindado.

Indicador 7.1.2

Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios.

Para este indicador, es importante aclarar que se considera como universo de aplicación solamente el entorno del hogar y no así el ambiente en general. Por esta razón, el uso de GLP como fuente de cocción es considerado una fuente limpia.

Por otra parte, la leve caída que se registró en 2021 (0,1%) se explicó, en parte, por la pandemia y el uso de fuentes menos limpias para cocción.

A partir de 2022 el indicador se mantuvo en 99% y alcanzó un límite frente al cual, al igual que con el indicador anterior, la operación estadística que se toma como referencia (ECH), presenta un error metodológico mayor que lo que resta para alcanzar el 100%.

Asimismo, es de destacar que Uruguay presenta uno de los porcentajes más altos de la región en lo que refiere al acceso a fuentes y tecnologías limpias.

7.2. Evolución del indicador 7.2.1:

Indicador 7.2.1

Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía

Uruguay ha venido trabajando en la descarbonización de la matriz energética desde hace más de una década (Política Energética 2005-2030), con políticas y acuerdos multipartidarios que han permitido logros sumamente significativos como es la descarbonización prácticamente total de la matriz de generación eléctrica.

En lo que refiere al consumo final, todavía queda un largo camino por recorrer y sin dudas es más complejo y costoso. Pero contar con una matriz eléctrica de muy bajo contenido en emisiones de GEI permite avanzar hacia la electrificación de usos finales, dado que la matriz de generación eléctrica ya es limpia.

En 2023 Uruguay alcanzó el 58% de usos de fuentes renovables en la matriz de consumo final. Si se analiza la evolución de dicho indicador se observa la incidencia de la política energética, cuya implementación comenzó a verse reflejada a partir de 2013, cuando se superó el 50% de participación de fuentes renovables en la matriz de consumo final. Este valor de referencia no solo se mantuvo sino que continuó creciendo y fue de 59%, en promedio, en la última década.

7.3. Evolución del indicador 7.3.1:

Indicador 7.3.1

Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB

Si bien este indicador es monitoreado e informado por Uruguay, es un indicador que para países en vías de desarrollo no se relaciona con la eficiencia energética.

Es un indicador adecuado para economías maduras y estables, pero para aquellos países que aun estén en etapa de desarrollo, con una estructura económica cambiante, lo que el indicador mide en realidad es cómo cambia la estructura económica pero no la mejora en su eficiencia.

Por ejemplo, el crecimiento del sector industrial en una economía emergente hace que su intensidad energética aumente, lo que no significa una caída en su eficiencia energética. Esta situación se puede observar claramente en 2023, cuando el ingreso de una sola industria, acompañado de un crecimiento económico marginal, determinó que la intensidad energética de Uruguay creciera un 8%. Es evidente que esto no indica una pérdida de eficiencia energética en el país sino que fue la incorporación de una industria intensiva en el uso de energía, con una incidencia mayor en el consumo energético que en el PIB.

De todas formas, Uruguay informa este indicador que no reporta cambios significativos, salvo cuando entra una industria intensiva en el uso de energía, donde la intensidad aumenta.

7
OBJETIVO DE DESARROLLO
SOSTENIBLE 7 (ODS 7)

FIGURA 69. Proporción de la población con acceso a la electricidad

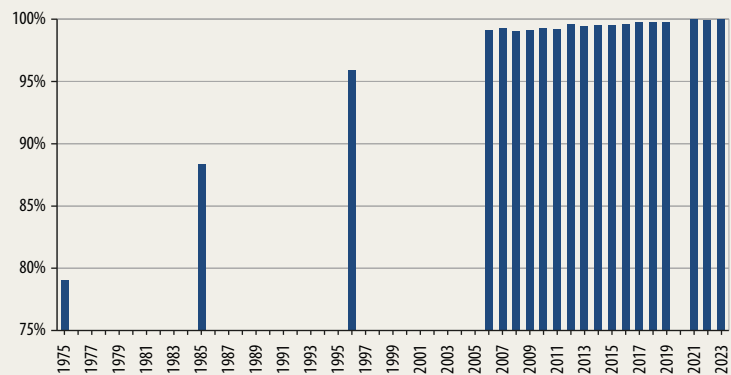


FIGURA 70. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios

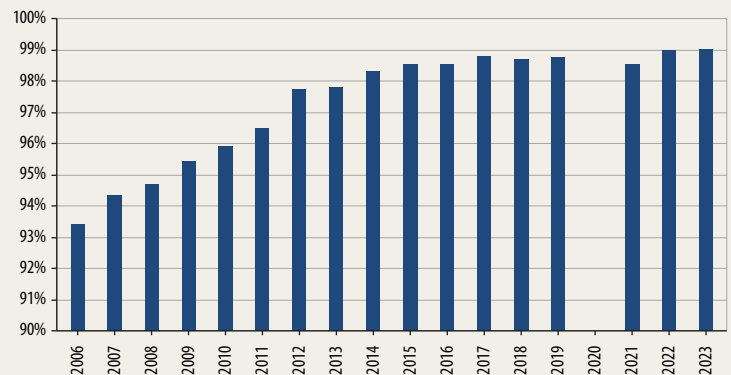


FIGURA 71. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía

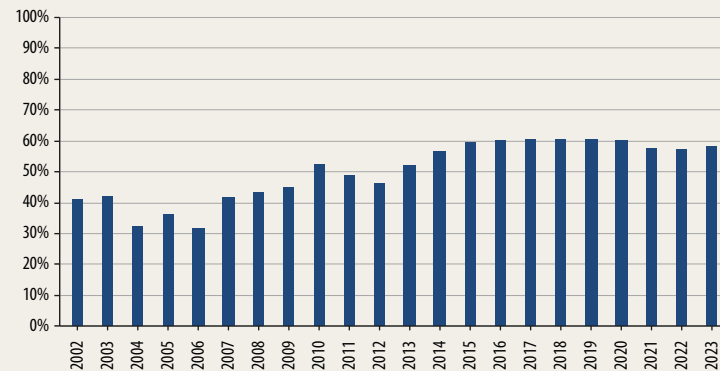
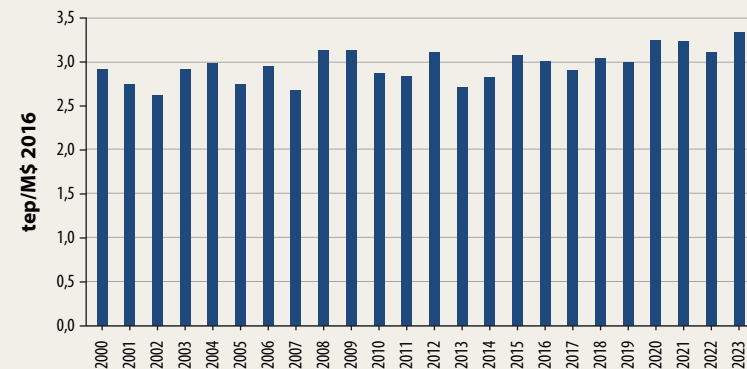


FIGURA 72. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB



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 la fuente de energía obtenida a partir de una fuente primaria (o de otra secundaria), después de someterla a un proceso físico-químico que modifica sus características iniciales.

- **Energía bruta:**

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:**

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:**

energía primaria o secundaria que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos. 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:**

instalación donde la energía primaria o secundaria es sometida a procesos que modifican sus propiedades o su naturaleza original mediante cambios físico-químicos 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:**

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”, 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 sub-matrices.

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, se menciona la mayor desagregación en los sectores de consumo (disponible desde 2013 en adelante) y la apertura por fuente para las centrales eléctricas de servicio público y autoproducción (disponible a partir de 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, biomasa para biocombustibles y residuos industriales.

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

- **Carbón mineral:** incluye antracita, turba, alquitranes de hulla, brea, entre otros tipos de carbón. No se considera la turba de uso no energético, según metodología IRES.
- **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.
- **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, residuos forestales y de aserradero (chips, aserrín, pellets, etc.), glicerina, rumen y lodo mezcla de tratamiento de efluentes.

- **Biomasa para producción de biocombustibles:**

considera la producción de bioetanol y biodiésel.

- **Residuos industriales:**

incluye residuos industriales no renovables como ser neumáticos fuera de uso (NFU), combustibles líquidos alternativos (CLA), aceites usados y combustibles sólidos residuales (CSR). Se aclara que estos últimos residuos contienen una mezcla de productos que no es posible desagregar y, por lo tanto, pueden contener una pequeña fracción de algún residuo renovable.

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:**

cantidad de energía primaria extraída de la naturaleza o cantidad de energía secundaria originada en un centro de transformación.

- **Importación:**

energía primaria o secundaria proveniente del exterior del país.

- **Exportación:**

energía primaria o secundaria enviada al exterior. Las exportaciones a zona franca no se consideran exportaciones como tales sino que se incluyeron en el consumo final como ventas en el mercado interno.

- **Pérdidas:**

pérdidas de energía originadas durante el transporte, alma-

cenamiento, transmisión y distribución (pérdidas técnicas). Hasta 2005 las pérdidas no técnicas del sector eléctrico se computaron como “pérdidas”; a partir de 2006 se contabilizan como “consumo final energético”. Las pérdidas sociales se incluyen en el sector residencial y el resto de las pérdidas no técnicas se distribuyen en proporción de consumo. Desde 2023 estas últimas se integran al sector “No identificado”.

- **Variación de inventario:**

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:**

cantidad de energía que no se utiliza por la naturaleza técnica y/o económica de su explotación.

- **Ajustes:**

ajuste estadístico que permite compatibilizar los datos de oferta y consumo, así como las diferencias por redondeo de cifras.

- **Oferta:**

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

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

Observación:

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

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 del propio autoprodutor, excluyendo la entregada a la red.
- **Destilerías de biomasa:**
planta industrial de elaboración de bioetanol.
- **Plantas de biodiésel:**
planta industrial de elaboración de biodiésel.
- **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 consumida.

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: GLP, gasolina automotora, gasolina de aviación, queroseno, turbocombustible, gasoil, fueloil, coque de petróleo, productos no energéticos, gas fuel, bioetanol, biodiésel, coque de carbón, carbón vegetal y electricidad. Existen otras fuentes secundarias como la nafta liviana, el diésel oil y el gas manufacturado que, si bien actualmente no se utilizan en el país, están incluidas en los años de la serie histórica en los que sí fueron utilizadas.

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

- **GLP:**
supergás y propano. Se destaca que en la edición 2020 se implementó una mejora en la asignación del consumo de GLP en los diferentes sectores de actividad. Por esta razón el consumo sectorial de la serie histórica hasta el año 2019 tiene implícito otros criterios de clasificación. Para el caso del consumo de GLP de “resto agro”, en 2019 fue estimado a partir del valor total de “agro” y la nueva estimación del consumo en la rama “avícolas”. Por esta razón, la disminución que se registra en el consumo hacia 2020 se debe en parte a un cambio de metodología.
- **Gasolina automotora:**
no incluye bioetanol, el cual se informa de manera separada.

Las exportaciones corresponden a isomeratos, reformados y nafta petroquímica.

- **Gasoil:**
no incluye biodiésel, el cual se informa de manera separada.

- **Coque de petróleo:**
incluye coque de petróleo sin calcinar, calcinado y coque de refinería. Hasta la edición de BEN 2012 (inclusive) se denominó “otros energéticos”. Se menciona que el coque de petróleo calcinado se computa como consumo no energético.

- **Productos no energéticos:**
incluye solventes, lubricantes y asfaltos. Desde 2013, con la puesta en operación de la planta desulfuradora, se incluye el “azufre líquido” como nuevo producto no energético. A partir de 2023 y según metodología IRES, se dejan de considerar las importaciones y exportaciones de lubricantes, ya que no están vinculadas al flujo de producción de la refinería.

- **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 la edición de BEN 2012 se denominó “coque”.

- **Electricidad:**
El consumo eléctrico asociado al transporte de los últimos años incluyó 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 rubro adicional:

- **Búnker internacional:**
energía vendida a naves marítimas y aéreas en viajes internacionales, es decir, viajes que salen de un país y llegan a otro. Esta actividad se incluyó en “exportación” hasta 2012 y se ha representado de manera independiente desde 2013 en adelante.

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.

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

8

METODOLOGÍA



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; fue realizada para los años 2011, 2013 al 2018 y 2020 al 2023. 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. Como mejora en la edición del BEN 2020 se realizaron encuestas al sector minería y a la rama “avícolas” dentro del sector agro.

Por su parte, a partir de 2013 se incluyó el consumo final energético con una mayor desagregación por sector. Para aquellos consumos sectoriales menores a 1 ktep no se informó la apertura, por ser valores muy pequeños, salvo en aquellos casos que correspondiera a un solo subsector. Tampoco se realizó 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.

La desagregación sectorial y sub-sectorial adoptada fue 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 se informan 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 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, queroseno, 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 se informan 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 solo 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 viajes internacionales, 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
Ferroviano
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.

Respecto a los combustibles de aviación (gasolina de aviación y turbocombustible) el relevamiento se realizó mediante una encuesta anual a empresas del rubro, a partir del año 2016. Según metodología IRES, estos consumos asociados a actividades aero-agrícolas se informan 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 informan 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 (19201), cuyo consumo se considera en "consumo propio".
 (**) incluye todas las clases de la división 23 salvo las correspondientes a la rama "cemento".

- **Actividades primarias:**

se refiere a la producción agrícola, pecuaria y de extracción forestal más la pesca comercial de altura, litoral, costera y en estuarios, incluidas las 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. Hasta el BEN2019 se denominó “agro/pesca/minería”.

A partir de 2013, se informa el consumo de este sector con la siguiente apertura:

Actividades primarias
Agro
Minería
Pesca

Agro: En el sector agro se incluye el consumo de fuentes de energía dentro de los establecimientos agropecuarios y forestales. Por su parte, desde la edición de BEN2020 los consumos de la rama “avícolas” se informan de manera independiente del resto de los subsectores agropecuarios.

Sector agro
Avícolas
Resto agro

Para ello, se realizó una encuesta de consumos energéticos del año 2020 a las avícolas de Uruguay, que tuvo una tasa de respuesta del 50% pero correspondiente al 81% de la producción nacional. Se calcularon coeficientes técnicos de consumos de los energéticos por cabeza de ave y se expandieron los resultados para el total de la producción nacional (dato de INAC). Con esta encuesta se logró también obtener la información para el año 2019. Para el año 2021 y de ahora en más, se determinan los consumos energéticos de las avícolas a partir de los valores de producción nacional para cada año en cuestión, utilizando los coeficientes técnicos desarrollados.

Por su parte, y en línea con la implementación de mejoras, en 2020 se realizó una revisión y puesta a punto en la estimación del consumo del resto de los energéticos para los otros sub-sectores de agro. Se consideraron otras fuentes de información, principalmente datos de las distribuidoras de gas, así como también análisis de distintas publicaciones como, por ejemplo, el “Estudio de consumos y usos de la energía” del año 2006, e informes y estudios del MGAP, en particular estudios realizados por la Oficina de Programación y Política Agropecuaria (OPYPA) respecto a consumos intermedios de las actividades agropecuarias.

Con el análisis de estos informes junto con publicaciones de datos de DIEA se elaboraron coeficientes técnicos; dependiendo de la actividad en algunos casos fueron litros/hectárea, y en otros, como en lechería, litros/litros de leche producida o, en el caso del ganado, litros/cabeza. De este modo se lograron obtener consumos de los energéticos para distintos años. Se profundizó dicho análisis en el consumo de gasoil y gasolina del sector.

En el año 2021 se trabajó en conjunto con OPYPA para consolidar y ajustar la metodología de cálculo de los coeficientes técnicos mencionados y se utilizó la última información disponible. Esto permitió obtener coeficientes técnicos únicos y comunes tanto para el BEN como para los diferentes informes elaborados por dicha oficina. Por su parte, en el año 2022 se terminaron de ajustar los coeficientes técnicos con OPYPA, lo cual implicó una corrección en el consumo de gasoil en agro para la serie 2019-2021.

Es de destacar que para el sector agro se considera el año móvil julio/ “año *i-1*” –junio/ “año *i*”, es decir, para el año 2023 de BEN se consideran los datos para el período julio/2022-junio/2023 del Anuario Estadístico Agropecuario.

Minería: En la edición de BEN 2020 se logró separar las estadísticas del sector minería que hasta el BEN 2019 se informaba junto con agro. Se realizó una encuesta a empresas del rubro que permitió entrevistar al 50% de las minas de Uruguay. Fueron obtenidos los consumos de los diferentes energéticos y fueron realizados los coeficientes técnicos de consumos/producción de minerales.

Con los datos de producción nacional de minerales (aportados por DINAMIGE) se lograron obtener resultados nacionales de consumos energéticos para los años 2019 y 2020. Para el año 2021 y en adelante, se determinaron los consumos energéticos a partir de los datos de producción minera aportados por DINAMIGE, utilizando los coeficientes técnicos desarrollados. Cabe destacar que se consideró el año móvil abril/“año *i*”-marzo/“año *i+1*”, es decir, para el año 2023 de BEN los datos de producción minera correspondieron al período abril/2023-marzo/2024.

Los datos de consumos de energía eléctrica se obtienen de la base de UTE y el cruce de información con las encuestas.

Pesca: Las estimaciones de consumos energéticos para la pesca industrial se realizan a partir de datos administrativos de ventas de combustibles y de volúmenes declarados en los registros de la Dirección Nacional de Recursos Acuáticos (DINARA) del Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP). 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.

- **No identificado:** sexta categoría en la que se incluyen aquellos consumos a los que no se les identificó el sector en que se realizaron. En el caso del gas propano (GLP) incluye consumos asociados a empresas cuya actividad principal se clasifica como Sección V del CIIU revisión 4 (correspondiente al anexo incluido por Uruguay para la exclusiva utilización de organismos locales). Por su parte, para la electricidad y

a partir de 2023 se consideran las pérdidas no técnicas en esta categoría, con excepción de las pérdidas sociales que se imputan en el sector residencial.

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).

1 ktep = 1.000 tep

1 tep = 10.000.000 kcal

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 textos se deben al redondeo de las cifras. A su vez, la adición de subtotales puede no reproducir exactamente el total, por la misma razón.

Finalmente, cabe mencionar 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 aparezca 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 adopta el criterio de equivalencia teórico en el cual 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 del modo siguiente:

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

Siendo:

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

k: Coeficiente para transformación de unidades

β: Densidad del agua (kg/m³)

g: Aceleración de la gravedad (m/s²)

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

h: Altura media de caída (m); se consideran las cotas diarias

Q: Caudal turbinado (m³/s)

8.4.2. Energía eólica

En 2008 entraron en funcionamiento los primeros parques eólicos del país conectados a la red. Es por esto que desde ese año la energía eólica fue incorporada a la matriz de balance. Para los períodos anteriores no se incluyeron datos de energía eólica puesto que las estimaciones existentes del número de molinos de viento y aerogeneradores varían considerablemente según las distintas fuentes de información.

Para determinar la energía eólica se consideró la metodología aplicada por OLADE, la cual se realiza a partir de la generación de electricidad de cada parque/aerogenerador y considera como “energía eólica producida” el mismo valor que la electricidad generada. Los datos de electricidad generada a partir de energía eólica que estaban conectados a la red, tanto de gran escala como de microgeneración, son suministrados por UTE. Para el resto, que son autónomos y

no están conectados a la red se les realiza un censo anual.

A partir del BEN 2020 se introdujo el concepto de energía eólica no aprovechada por Restricciones Operativas (RO), y se consideraron datos desde 2018. Este concepto nació a partir de un decreto en el que se exhortaba a UTE al pago por energía a los generadores de energía de fuente eólica que se encontraran en condiciones de generar pero que debido a una restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Carga no pudieran entregarla a la red.

Se definen como Restricciones Operativas (RO) a aquellas reducciones a la generación impuestas por ADME (Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay) para la operación segura del sistema. En particular, se define como “Restricción Operativa por Exceso de Generación” a las limitaciones a la generación en situaciones en que, de no aplicarse la reducción, la generación total supera el valor de la demanda de energía (demanda de Uruguay más exportación) menos el margen de reserva y forzamientos definidos por ADME para la operación segura del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El dato de energía eólica no aprovechada por cada generador es suministrado por ADME, de acuerdo a las RO de cada uno de ellos, según lo descrito anteriormente.

En los siguientes documentos puede encontrarse información sobre los modelos para el cálculo de las R.O.²⁹:

- “Procedimiento para restricciones operativas aplicable a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)”.³⁰
- Modelo de central de generación eólica.³¹

29- Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Documentos sobre los modelos para el cálculo de las R.O.*, <https://adme.com.uy/imasd/simsee_principal/adme_windsim.php> (23/07/2024).

30- Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Procedimiento para restricciones operativas aplicable a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)*, <https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_78/ProcedimientoParaGestiondeRestriccionesOperativas_v201512091831.pdf> (23/07/2024).

31- Chaer Ruben, Palacio Felipe, Soubes Pablo para Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Modelo de central de generación eólica*, <https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_324/ModeloCentralGeneradoraEolica.pdf> (23/07/2024).

8.4.3. Energía solar

Las estimaciones de energía solar fueron incorporadas al BEN a partir de 2014. Incluyen energía solar térmica y fotovoltaica.

- **Energía solar térmica:**

para realizar las estimaciones correspondientes a energía solar térmica se obtiene el área de apertura total tanto de equipos importados como de fabricación nacional. Se considera la no existencia de stock por más de pocos meses, afirmando entonces que lo importado/fabricado en un año es prácticamente instalado ese mismo año. A su vez, se considera una vida útil de 15 años de manera de determinar el acumulado de equipos instalados.

En el año 2017 se realizó un relevamiento de fabricantes locales con el fin de determinar la producción nacional de colectores solares térmicos. A partir de ese año 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. Cabe mencionar que a partir del año 2020 no ha habido registros de producción nacional.

La energía generada se calcula a partir de la “irradiancia media anual en plano horizontal” y el área instalada, con una eficiencia global de 44%:

$$E_{\text{solar térmica}} = E_f \times H_0 \times A \times \frac{0,086 \left(\frac{\text{tep}}{\text{MWh}} \right)}{1.000.000}$$

Siendo:

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

E_f : Eficiencia global³²

H_0 : Irradiancia media anual en plano horizontal (kWh/m²-año)³³

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

32- International Energy Agency - Solar Heating and Cooling Programme (IEA-SHC), *Simple method for Converting Installed Solar Collector Area to Annual Collector Output*, <<https://www.iea-shc.org/common-calculation-method>> (23/07/2024).

33- “Mapa solar del Uruguay”. Segunda versión, junio 2017. Fuente: Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Muse, P., (2014). Satellite-derived solar irradiation map for Uruguay. Energy Procedia 57:1237-1246, 10.1016/j.egypro.2014.10.072.

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. Es necesario aclarar que esta información es difícil de relevar en las encuestas sectoriales que se realizan de manera periódica, dado que el tamaño de las muestras no logra captar la población que utiliza esta tecnología.

Desde el año 2017 se estima un valor de consumo industrial asociado a la superficie relevada en la encuesta industrial que se realiza anualmente y desde 2019 se complementa con las importaciones de empresas con giro industrial. Para el sector comercial/servicios/sector público se mantiene la participación teórica y se cierra el balance con el sector residencial por diferencia.

Por otra parte, cabe mencionar 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 5.783m² de colectores solares térmicos, equivalente a 0,3ktep. Se verificó que la estimación teórica aplicada al sector comercial/servicios/sector público resultó en un valor mayor. Por esta razón, los datos relevados en dichos estudios estadísticos quedaron correctamente comprendidos en la estimación, ya que no se conoce el total de empresas del sector que utilizan esta tecnología.

- **Energía solar fotovoltaica:**

para determinar la energía solar fotovoltaica se considera la metodología aplicada por OLADE y otros organismos internacionales, que considera como “energía fotovoltaica producida” el mismo valor que la electricidad generada por los paneles fotovoltaicos. Esta metodología se aplica desde el BEN 2015 para la serie desde el año 2014.

La generación de electricidad a partir de paneles fotovoltaicos se determina de diferentes formas, dependiendo de la potencia instalada de los equipos, se pueden reagrupar en dos tipos de agentes productores:

01. Agentes productores con potencia instalada superior a 150 kW.

- Plantas solares conectadas a la red, en este caso se contabilizan los datos anuales suministrados por UTE.
- Productores autónomos con potencias instaladas superiores a 150 kW que no vuelcan a la red, los mismos son censados.

02. Agentes productores con potencia instalada inferior a 150 kW (microgeneradores).

– Pequeños productores que vuelcan energía a la red; se utilizan datos anuales de micro generación enviados por UTE. Hasta 2019 se contaba con datos de generación proporcionados por UTE. Desde ese año se estima una generación teórica anual a partir del dato de potencia instalada y, con información de UTE de energía inyectada a la red, se calcula por diferencia el dato de energía autoconsumida.

– En el caso de los pequeños productores autónomos, con potencias instaladas estimadas menores a 150 kW que no vuelcan a la red, se utilizó la misma relación de energía generada y potencia instalada que los productores que entregaban a la red y cuyos datos son conocidos. Para el resto de los pequeños autoprodutores que se conocen sus datos se realiza censo.

A partir del BEN 2020 se introduce el concepto de “energía solar fotovoltaica no aprovechada por Restricciones Operativas” y se considera a partir de 2018. Al igual que se señaló anteriormente para los generadores eólicos se establece por decreto que UTE debe pagar a los generadores solares por toda aquella electricidad que puedan generar, pero que por RO establecidas por el Despacho Nacional de Carga no la entreguen a la red.

El dato de energía solar no aprovechada por cada planta fotovoltaica es suministrado por ADME, de acuerdo a las RO de cada una de ellas, según lo descrito anteriormente.

En los siguientes documentos puede encontrarse información sobre los modelos para el cálculo de las R.O.³⁴:

- “Procedimiento para restricciones operativas aplicable a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)”³⁵
- “Anexo C): Modelo de central generadora solar fotovoltaica”³⁶

34- Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Documentos sobre los modelos para el cálculo de las R.O.*, <https://adme.com.uy/imasd/simsee_principal/adme_windsim.php> (23/07/2024).

35- Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Procedimiento para restricciones operativas aplicable a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)*, <https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_78/ProcedimientoPara-GestiondeRestriccionesOperativas_v201512091831.pdf> (23/07/2024).

36- Pablo Soubes, Felipe Palacio y Ruben Chaer para Administración del Mercado Eléctrico (ADME), *Anexo C): Modelo de central generadora solar fotovoltaica*, <https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_324/ModeloSolarPV.pdf> (23/07/2024).

8.4.4. Leña

Se considera como producción el total del consumo energético de leña más la utilizada en los siguientes centros de transformación: centrales eléctricas de servicio público, centrales eléctricas de autoproducción y carboneras. Hubo operación de carboneras hasta 2004 inclusive.

Para el sector industrial el consumo de leña se estima a partir de encuestas realizadas anualmente por DNE-MIEM. El año en que no se realice encuesta industrial, el consumo de leña se estima a partir de los años anteriores. 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.

En BEN 2020 se ajustó el consumo de leña en el sector “actividades primarias”, de acuerdo al informe de OPYPA del sector del año 2015 y a la encuesta 2020 realizada al subsector avícola.

La leña que ingresa a centrales eléctricas de servicio público y centrales eléctricas de autoproducción se estima a partir del censo realizado anualmente por DNE-MIEM. Por otra parte, la leña que ingresa a carboneras se estima según el carbón vegetal no importado.

8.4.5. Residuos de biomasa

La producción de residuos de biomasa se contabiliza como la suma del consumo energético y de los insumos de centros de transformación, debido a que no se cuenta con información para estimar la producción no utilizada de otros tipos de residuos de biomasa como los residuos forestales.

Este criterio se aplica desde el año 2008 y es muy utilizado en otros países. 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 (Oficina de Estadísticas Agropecuarias) del MGAP. Con ese criterio, la producción era sensiblemente mayor al consumo de estos energéticos.

A su vez, se consideran datos de comercialización (importación y exportación) para aquellos residuos que correspondan, como es el caso de pellets y briquetas.

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 partir 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”.

Biogás:

Dentro de los residuos de biomasa se contabiliza también al biogás utilizado para producir electricidad, expresado en metano. Son valores muy pequeños con respecto al total (del orden de 0,3 ktep).

A partir de 2008 se incluye dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas de servicio público” la planta de Las Rosas (Maldonado) como primer generador eléctrico con biogás producido a partir de residuos urbanos. 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. Entre el año 2019 y el año 2021 entraron en operación dos generadores de electricidad a base de biogás producido a partir del tratamiento de efluentes de tambos.

Por su parte, en el año 2022 se incorporó un quinto generador pero, a diferencia de los anteriores, se considera dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas

de autoproducción”, ya que no vuelca energía a la red. Este generador tiene la particularidad que una parte del biogás generado se usa para la generación de electricidad y el resto del biogás se usa como energía térmica. Para el año 2022 del total de biogás utilizado solo el 5% se usó para la generación de electricidad.

8.4.6. Biomasa para biocombustibles

La fuente de energía primaria denominada “biomasa para biocombustibles” considera la producción de bioetanol y biodiésel. En línea con la metodología IRES, se considera la biomasa primaria igual a la producción de cada biocombustible. Este criterio se aplica desde BEN2021 y para toda la serie histórica.

A su vez, en la presente edición de BEN se adoptó otro criterio. A su vez, desde BEN 2022 se adoptó otro criterio según la metodología IRES que implica considerar solamente la producción de bioetanol y biodiésel con fines energéticos. Cabe mencionar que, si bien esto estuvo acompañado por una corrección de la serie histórica, la misma tuvo un impacto muy pequeño en orden de magnitud.

8.4.7. Queroseno

En la edición de BEN 2022 se realizaron mejoras en la metodología de cálculo del consumo de queroseno con información obtenida tanto de los relevamientos que se realizan desde DNE-MIEM (Encuesta industrial y minería; Balances de energía útil (BNEU)), así como a partir de la Encuesta de Gastos e Ingresos (ENGIH) y de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) del INE.

Respecto al sector residencial, en base al BNEU residencial 2006 y a la ENGIH 2005-2006 se calculó un consumo promedio por hogar para aquellos que utilizaban queroseno como principal fuente para cocción y un consumo promedio para el resto de los hogares. Luego, a partir de la cantidad total de hogares y de aquellos con queroseno como principal fuente para

cocción (que surgen de las ECH), se hizo la proyección para el consumo residencial de la serie 2006-2015.

Para años desde 2016 a partir de la ENGIH 2016-2017 se calculó un consumo promedio por hogar para aquellos que utilizaban queroseno como principal fuente para calefacción y un consumo promedio para el resto de los hogares. A partir de la cantidad total de hogares y de aquellos que usaban queroseno como principal fuente para calefacción se hizo la proyección para el consumo residencial 2016-2022.

Según la metodología anterior, que se mantiene para años anteriores a 2005, el consumo de queroseno del sector residencial se imputaba como la diferencia de consumo final energético total y el consumo del resto de los sectores. A partir de esta nueva metodología, se imputa un consumo residencial más ajustado a la realidad y la diferencia respecto al consumo final energético se ingresa como “no identificado”, al considerar que no se puede clasificar en ningún otro sector por falta de información.

Para el caso del sector minería, se incluyen los valores obtenidos por encuesta desde 2019. Por su parte, se considera el consumo no energético de queroseno obtenido en la encuesta industrial. Esta información se utiliza para los años 2016 y posteriores. Para aquellos años en los cuales no se dispone nueva información, se mantiene el mismo valor que el último relevamiento disponible. Es de destacar que ambos consumos son muy pequeños y en la matriz de resultados quedan representados con valores de 0,0ktep.

Finalmente, es importante mencionar que para el sector comercial/servicios/sector público el consumo de queroseno se estima a partir de datos administrativos de ventas y se considera que pueda estar subvaluado. En la medida en que se disponga de información confiable a partir de los relevamientos estadísticos se podrán incorporar mejoras en futuras ediciones de BEN.

8.4.8. Emisiones de CO₂

En la publicación del BEN se incluyen las 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. A su vez, se incluyen 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 1965.

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, así como del consumo propio del sector energético. Cabe destacar 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

- Actividades primarias
- 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: 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 marítimos como aéreos.

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 del Volumen 2 (Energía) de las Directrices del IPCC de 2006.

Por su parte, en la publicación del BEN se incluyeron también las series de “emisiones de CO₂ por fuente” y de “emisiones de CO₂ por fuente y sector”. Para esta última la apertura se realiza considerando las categorías principales asociadas a las emisiones de cada fuente.

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”. Como metodología general, para su elaboración se consideran las actividades de oferta que correspondan para cada energético (producción, importación, exportación y búnker interna-

cional). En el caso de fuentes secundarias, no se considera la producción porque ya se contempla esa contribución en la fuente primaria que le da origen.

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).

En el caso de la **hidroenergía**, se considera la electricidad generada de origen hidro. Como excepción para determinar el abastecimiento de esta fuente primaria, no se considera la producción de hidroenergía.

Respecto a la **energía eólica**, se considera la electricidad generada de origen eólico (tanto de servicio público como de autoproducción). De igual manera que en el caso anterior, no se considera la producción de energía eólica.

Por su parte, la energía solar incluye energía solar fotovoltaica y energía solar térmica. Para determinar el abastecimiento de **energía solar fotovoltaica**, se considera la electricidad generada de origen fotovoltaico (tanto de servicio público como de autoproducción). De igual manera que el caso de hidroenergía, no se considera el dato de producción.

Relativo a la **energía solar térmica**, el abastecimiento se determina a partir de la producción. Se aclara que ambos tipos de energía solar se presentan juntos en la matriz de resultados de BEN, por lo que la producción de energía solar incluye tanto térmica como fotovoltaica. Por esta razón, el dato de producción de energía solar térmica se debe calcular de la siguiente manera: producción solar menos energía solar “no utilizada”, menos insumos en los centros de transformación (SP+AP).

Para la **biomasa** se consideran la producción de leña, los residuos de biomasa y la biomasa para biocombustibles, así como el saldo neto de comercio exterior de los residuos de bio-

masa, bioetanol, biodiésel y carbón vegetal, calculado como la diferencia entre importaciones y exportaciones.

Por su parte, para cuantificar el abastecimiento de **carbón y coque** se contabiliza la importación de carbón mineral y coque de carbón. En el caso de los **residuos industriales**, el abastecimiento considera la producción.

Finalmente, en el caso de la electricidad, se debe considerar la importación de países vecinos. Cabe mencionar que, como excepción a la regla general, no se considera la exportación de electricidad porque no es posible realizar su deducción como tal.

Al análisis del abastecimiento de energía por fuente se agregan 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: gas natural; petróleo y derivados; carbón y coque.
- Electricidad importada.

ANEXO I.

Información complementaria

I.1. Conversión de unidades

.....
TABLA 18. Prefijos más comunes para múltiplos y submúltiplos

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

.....
TABLA 19. Coeficientes de conversión entre unidades de energía

1) Para convertir de:	2) En:			
	TJ	kcal	ktep	MWh
	3) Multiplicar por:			
Terajulio (TJ)	1	238.845.897	2,4E-02	277,8
Kilocaloría (kcal)	4,1868E-09	1	1E-10	1,16E-06
ktep	41,868	1E+10	1	11.630
Megavatio-hora (MWh)	3,6E-03	859.845	8,6E-05	1

I.2. Factores de conversión (en base al PCI)

TABLA 20. Factores de conversión constantes en la serie histórica

tep	unidad	valor
Asfaltos	tep/m ³	0,9640
	tep/t	0,9640
Azufre líquido	tep/m ³	0,3928
Biodiésel	tep/m ³	0,8312
	tep/t	0,9500
Bioetanol	tep/m ³	0,5066
	tep/t	0,6400
Carbón vegetal	tep/t	0,7500
Cáscara de arroz	tep/t	0,2850
Cáscara de girasol	tep/t	0,3800
Casullo de cebada	tep/t	0,3712
Coque de carbón	tep/t	0,6800
Coque de petróleo	tep/t	0,9386
Coque de petróleo importado	tep/t	0,8000
Gas fuel	tep/10 ³ m ³	1,1000
Gas natural	tep/10 ³ m ³	0,8300
Gases olorosos	tep/10 ³ m ³	0,2400
Leña	tep/t	0,2700
Lubricantes	tep/m ³	0,9090
	tep/t	1,0100
Metanol	tep/t	0,3600

NOTA: Para el gas natural, los datos están considerados en condiciones estándar (1 atm y 15°C).

ANEXO I
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA



ANEXO I
 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

TABLA 21. Factores de conversión variables en la serie histórica

	unidad	2023
Aserrín, chips, residuos forestales ⁽¹⁾	tep/t	0,2794
Bagazo	tep/t	0,1769
Butano desodorizado	tep/m ³	0,6118
	tep/t	1,0946
Carbón mineral	tep/t	0,2740
Fueloil medio ⁽³⁾	tep/m ³	0,9239
	tep/t	0,9911
Fueloil intermedio ⁽¹⁾	tep/m ³	0,9288
	tep/t	0,9854
Fueloil pesado	tep/m ³	0,9439
	tep/t	0,9787
Fueloil UTE generación ⁽⁴⁾	tep/m ³	0,9299
	tep/t	0,9872
Fueloil plantas de celulosa	tep/m ³	0,9346
	tep/t	0,9825
Gasoil 10S ⁽⁵⁾	tep/m ³	0,8521
	tep/t	1,0271
Gasoil 50S ⁽⁵⁾	tep/m ³	0,8551
	tep/t	1,0260
Gasoil marino ⁽⁵⁾	tep/m ³	0,8690
	tep/t	1,0207
Gasolina aviación 100/130	tep/m ³	0,7580
	tep/t	1,0548
Gasolina premium 97 30S ⁽⁶⁾	tep/m ³	0,7849
	tep/t	1,0476
Gasolina súper 95 30S ⁽⁶⁾	tep/m ³	0,7774
	tep/t	1,0497
Licor negro ⁽¹⁾	tep/t	0,3162

	unidad	2023
Petróleo crudo	tep/m ³	0,8466
	tep/t	1,0270
Propano	tep/m ³	0,5692
	tep/t	1,1004
Queroseno	tep/m ³	0,8313
	tep/t	1,0337
Residuos industriales ⁽¹⁾	tep/t	0,7482
Solventes ⁽¹⁾	tep/m ³	0,7971
	tep/t	1,0438
Supergás	tep/m ³	0,6095
	tep/t	1,0927
Turbocombustible jet A1	tep/m ³	0,8296
	tep/t	1,0341

NOTAS:

1) Promedio ponderado. **2)** Los datos de los productos gaseosos se obtienen por estimación (ASTM D3588), en condiciones de presión atmosférica y 15,6 °C. **3)** El fueloil medio corresponde a fueloil calefacción. **4)** Corresponde al fueloil utilizado por UTE para generación de energía eléctrica. El valor se reporta por ANCAP como "FUELOIL UTE MOTORES". **5)** El gasoil 10S y el gasoil marino no se comercializan con biodiésel. El gasoil 50S no tuvo mezcla de biodiésel en 2023. **6)** Para las gasolinas automotoras los parámetros informados corresponden al combustible previo el agregado de bioetanol.

I.3. Factores de emisión de CO₂TABLA 22. Factores de emisión de CO₂

Energético según BEN	Energético asociado según IPCC	FE CO ₂ (kg/TJ)
Biodiésel	Biodiésel	70.800
Bioetanol	Biogasolina	70.800
Carbón mineral ⁽²⁾	Lignito	101.000
Carbon vegetal	Carbon vegetal	112.000
Coque de carbón	Coque para horno de coque	107.000
Coque de petróleo	Coque de petróleo	97.500
Diésel oil	Gas/diésel oil	74.100
Fueloil	Fuelóleo residual	77.400
Gas fuel	Gas de refinería	57.600
Gas manufacturado	Otros productos del petróleo	44.400
Gas natural	Gas natural	56.100
Gasoil	Gas/diésel oil	74.100
Leña	Madera	112.000
Gasolina automotora	Gasolina para motores	69.300
Gasolina aviación	Gasolina para la aviación	70.000
Licor negro	Licor negro	95.300
Nafta liviana	Nafta	73.300
Propano	Gases licuados de petróleo	63.100
Queroseno	Otro queroseno	71.900
Residuos de biomasa	Otra biomasa sólida primaria	100.000
Residuos industriales ⁽³⁾	Desechos industriales	81.062
Supergás	Gases licuados de petróleo	63.100
Turbocombustible	Queroseno para motor a reacción	71.500

1) IPCC, *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Volumen 2: Energía, Cuadro 1.4: Factores de emisión de CO₂ por defecto para la combustión*, <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf> (01/08/2024). 2) El carbón mineral utilizado en 2023 tuvo un poder calorífico similar al del lignito. 3) Promedio ponderado.

ANEXO I
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

I.4. Siglas

TABLA 23. Siglas

ADME	Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay
AGESIC	Agencia de Gobierno Electrónico y Sociedad de la Información
ALUR	Alcoholes del Uruguay
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
BCU	Banco Central del Uruguay
BEN	Balance Energético Nacional
CALNU	Cooperativa Agraria Limitada del Norte Uruguayo
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
CO ₂	Dióxido de carbono
DIEA	Dirección de Estadísticas Agropecuarias
DINAMIGE	Dirección Nacional de Minería y Geología
DNE	Dirección Nacional de Energía
FE	Factor de emisión de CO ₂
Gg	Mil millones de gramos
GLP	Gas licuado de petróleo
hab.	Habitantes
INAC	Instituto Nacional de Carnes
INE	Instituto Nacional de Estadística
INGEI	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
IRES	Recomendaciones Internacionales para las Estadísticas de Energía
kcal	Kilocaloría
ktep	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
kWh	Kilovatio hora
kWp	Kilovatio pico
M\$ 2016	Millones de pesos a precios constantes de 2016
m ³	Metro cúbico
MGAP	Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
NCM	Nomenclatura Común del Mercosur
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OPYPA	Oficina de Programación y Políticas Agropecuarias
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PEB	Planificación, Estadística y Balance (Área de la DNE)
PIB	Producto Interno Bruto
ppm	Partes por millón
SIN	Sistema Interconectado Nacional
t	Tonelada
tep	Tonelada equivalente de petróleo
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

ANEXO I
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

ANEXO II.

Matriz consolidada y Diagrama de flujo

Observaciones generales

1. Se presenta la matriz consolidada y el diagrama de flujo para el año 2023.

La serie completa de matrices para el período 1965-2023 se encuentra disponible en:

<https://ben.miem.gub.uy/matrices.php>

Los diagramas de flujo de los años 1965, 1980, 1996, 2001, 2005, 2010 y desde 2015 en adelante se pueden descargar de:

<https://ben.miem.gub.uy/anteriores.php>

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

1 ktep = 1.000 tep

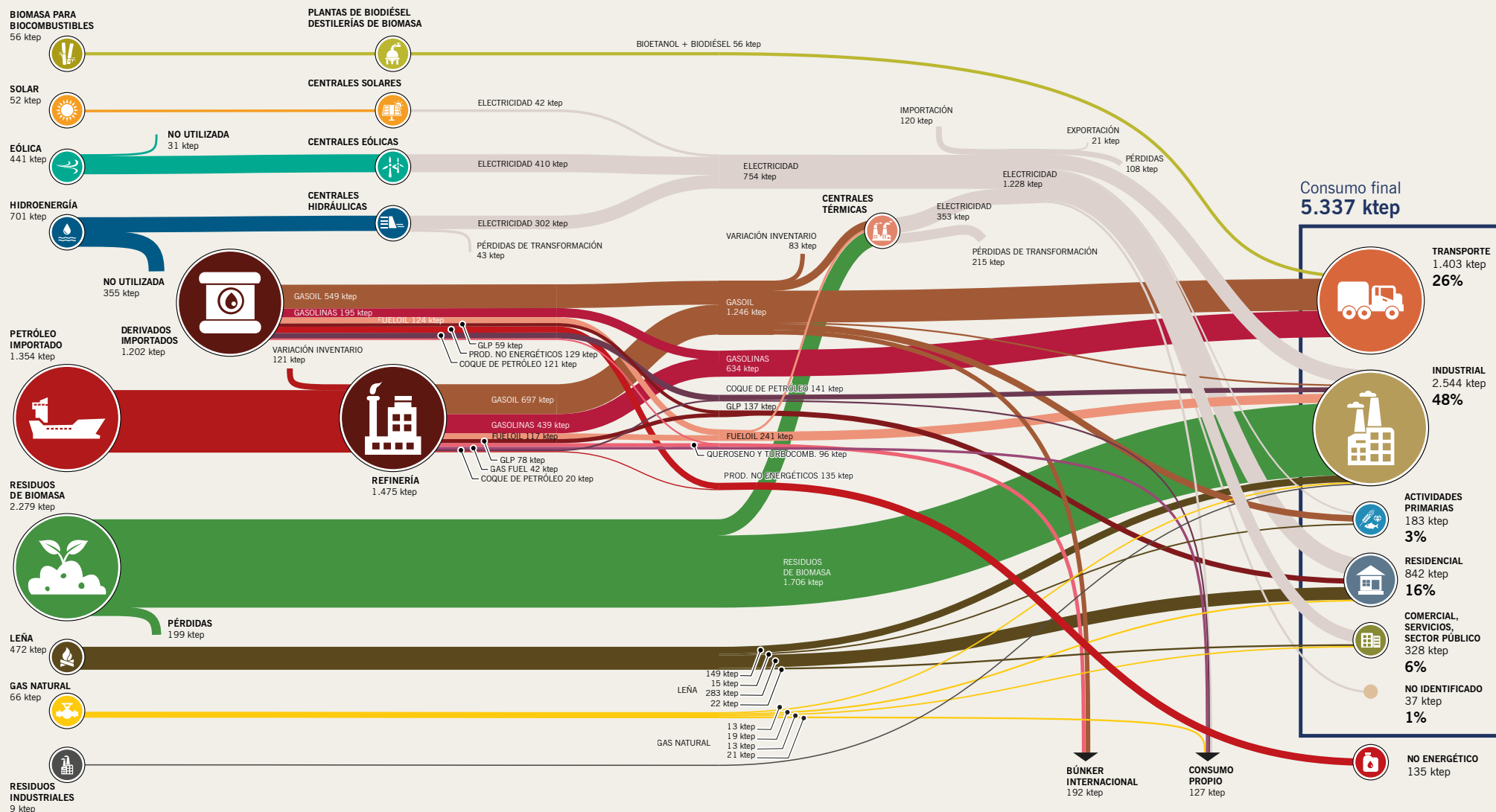
1 tep = 10.000.000 kcal

ANEXO II

MATRIZ CONSOLIDADA
Y DIAGRAMA DE FLUJO



NOTA:
 Se representan los principales flujos energéticos.



Balance Energético 2023



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