

Balace Energético 2021



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 2021
Serie histórica 1965-2021
ISSN formato electrónico: 2730-5295

Diseño
Agustín Sabatella

Corrección
Leticia Costa

Autoridades

Presidente de la República

Dr. Luis Lacalle Pou

Ministro de Industria, Energía y Minería

Ing. Omar Paganini

Subsecretario de Industria, Energía y Minería

Walter Verri

Director Nacional de Energía

Lic. Fitzgerald Cantero Piali

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 1965-2021 y se encuentra disponible en el sitio web: www.ben.miem.gub.uy

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)

www.gub.uy/miem



Tabla de contenidos

	Prólogo	7	6.5. Factor de emisión de CO ₂ del SIN	75
1.	Introducción	8	6.6. Tasa de electrificación	76
			6.7. Sendero energético	77
2.	Infraestructura del sistema energético uruguayo	10	7. Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)	80
2.1.	Sector de transformación eléctrica	10	8. Metodología	83
2.2.	Sector de hidrocarburos	15	8.1. Definiciones generales	83
2.3.	Sector de biocombustibles	16	8.2. Estructura	84
			8.2.1. Balance de fuentes de energía primarias	84
3.	Oferta de energía	18	8.2.2. Balance de centros de transformación	86
3.1.	Abastecimiento de energía	21	8.2.3. Balance de fuentes de energía secundarias	86
3.1.1.	Matriz primaria por fuente	21	8.2.4. Oferta bruta y consumo	87
3.1.2.	Matriz primaria por origen	24	8.2.5. Distribución sectorial del consumo final energético	88
3.1.3.	Matriz primaria por tipo	24	8.3. Unidades y formato de datos	91
3.2.	Generación de energía eléctrica	25	8.4. Comentarios particulares	92
3.2.1.	Matriz de insumos para generación de electricidad	30	8.4.1. Energía hidroeléctrica	92
3.2.2.	Matriz de generación de electricidad por fuente	31	8.4.2. Energía eólica	92
3.3.	Producción de derivados de petróleo	34	8.4.3. Energía solar	93
			8.4.4. Leña	95
4.	Demanda de energía	36	8.4.5. Residuos de biomasa	95
4.1.	Consumo final energético por fuente	37	8.4.6. Biomasa para biocombustibles	96
4.2.	Consumo final energético por sector	40	8.4.7. Biogás	98
4.2.1.	Sector residencial	41	8.4.8. Emisiones de CO ₂	98
4.2.2.	Sector comercial/servicios/sector público	44	8.4.9. Matriz de energía primaria (abastecimiento)	99
4.2.3.	Sector transporte	47		
4.2.4.	Sector industrial	51	ANEXO I. Información complementaria	100
4.2.5.	Sector actividades primarias	55	ANEXO II. Matriz consolidada y Diagrama de flujo	105
5.	Emisiones de dióxido de carbono	58		
6.	Indicadores	65		
6.1.	Intensidad energética final	66		
6.2.	Consumo de energía y de electricidad per cápita	67		
6.3.	Intensidad energética por sector	69		
6.4.	Emisiones de CO ₂ por PIB y per cápita	73		

Figuras

ORDEN ALFABÉTICO

FIGURA 14. Abastecimiento de energía por fuente	22	FIGURA 54. Factor de emisión de CO ₂ del SIN	75
FIGURA 15. Abastecimiento de energía por origen	24	FIGURA 22. Generación de electricidad a partir de cada fuente	33
FIGURA 16. Abastecimiento de energía por tipo	24	FIGURA 21. Generación de electricidad por fuente	32
FIGURA 41. Apertura de consumo del sector actividades primarias en 2021	57	FIGURA 20. Insumos para generación de electricidad	30
FIGURA 31. Apertura de consumo del sector comercial/servicios/sector público en 2021	45	FIGURA 50. Intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público	70
FIGURA 36. Apertura de consumo del sector industrial en 2021	53	FIGURA 49. Intensidad energética del sector industrial/actividades primarias	69
FIGURA 29. Apertura de consumo del sector residencial en 2021	43	FIGURA 51. Intensidad energética del sector transporte	71
FIGURA 34. Apertura de consumo del sector transporte en 2021	50	FIGURA 61. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB	81
FIGURA 17. Balance eléctrico	26	FIGURA 19. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar por sector	29
FIGURA 26. Consumo de biocombustibles y porcentajes de mezcla	38	FIGURA 11. Oferta bruta de energía eólica y solar	19
FIGURA 48. Consumo de energía y electricidad per cápita	67	FIGURA 9. Oferta bruta de gas natural	19
FIGURA 37. Consumo final energético del sector actividades primarias por fuente	55	FIGURA 10. Oferta bruta de hidroenergía	19
FIGURA 38. Consumo final energético del sector agro por fuente	56	FIGURA 12. Oferta bruta de leña	20
FIGURA 30. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público por fuente	44	FIGURA 8. Oferta bruta de petróleo	18
FIGURA 35. Consumo final energético del sector industrial por fuente	51	FIGURA 13. Oferta bruta de residuos de biomasa	20
FIGURA 39. Consumo final energético del sector minería por fuente	56	FIGURA 18. Participación de los insumos en la generación de energía eléctrica	26
FIGURA 40. Consumo final energético del sector pesca por fuente	56	FIGURA 45. Partidas informativas de emisiones de CO ₂	61
FIGURA 28. Consumo final energético del sector residencial por fuente	42	FIGURA 2. Potencia instalada de centrales hidroeléctricas	12
FIGURA 32. Consumo final energético del sector transporte por fuente	47	FIGURA 5. Potencia instalada de generadores eólicos	13
FIGURA 25. Consumo final energético por fuente	37	FIGURA 6. Potencia instalada de generadores solares fotovoltaicos	14
FIGURA 27. Consumo final energético por sector	40	FIGURA 4. Potencia instalada de generadores térmicos a partir de biomasa	13
FIGURA 24. Consumo final total de energía	36	FIGURA 3. Potencia instalada de generadores térmicos de origen fósil	12
FIGURA 47. Consumo final total y PIB (precios constantes 2016)	66	FIGURA 7. Potencia instalada de microgeneración solar por sector	14
FIGURA 44. Emisiones de CO ₂ del sector transporte por fuente	60	FIGURA 1. Potencia instalada por fuente	10
FIGURA 53. Emisiones de CO ₂ per cápita	74	FIGURA 60. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía	81
FIGURA 43. Emisiones de CO ₂ por fuente	59	FIGURA 58. Proporción de la población con acceso a la electricidad	81
FIGURA 46. Emisiones de CO ₂ por fuente y sector	62	FIGURA 59. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios	81
FIGURA 42. Emisiones de CO ₂ por sector	58	FIGURA 56. Sendero energético	78
FIGURA 52. Emisiones de CO ₂ totales y PIB	73	FIGURA 57. Sendero energético / detalles ampliados	79
FIGURA 33. Estructura del parque automotor, consumo de combustibles y emisiones de CO ₂ en 2021	48	FIGURA 55. Tasa de electrificación	76
FIGURA 23. Estructura de producción de la refinería	35		

Tablas

ORDEN ALFABÉTICO

TABLA 3. Abastecimiento de energía por fuente	23	TABLA 33. Factores de conversión variables en la serie histórica	102
TABLA 4. Balance eléctrico	28	TABLA 34. Factores de emisión de CO ₂	103
TABLA 31. Coeficientes de conversión entre unidades de energía	100	TABLA 7. Generación de electricidad por fuente	32
TABLA 11. Consumo de biocombustibles	39	TABLA 6. Insumos para generación de electricidad	31
TABLA 21. Consumo de energía y electricidad per cápita.	68	TABLA 29. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB	82
TABLA 17. Consumo final energético del sector actividades primarias	57	TABLA 22. Intensidad energética por sector	72
TABLA 14. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público	46	TABLA 5. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar	29
TABLA 16. Consumo final energético del sector industrial	54	TABLA 2. Potencia instalada de microgeneración solar por sector	14
TABLA 13. Consumo final energético del sector residencial	43	TABLA 1. Potencia instalada por fuente	11
TABLA 15. Consumo final energético del sector transporte	50	TABLA 30. Prefijos más comunes para múltiplos y submúltiplos	100
TABLA 10. Consumo final energético por fuente	39	TABLA 8. Producción de la refinería	35
TABLA 12. Consumo final energético por sector	41	TABLA 28. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía	82
TABLA 9. Consumo final total de energía	36	TABLA 26. Proporción de la población con acceso a la electricidad	82
TABLA 20. Consumo final total y PIB	68	TABLA 27. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios	82
TABLA 19. Emisiones de CO ₂ por fuente	64	TABLA 35. Siglas	104
TABLA 23. Emisiones de CO ₂ por PIB y per cápita	74	TABLA 25. Tasa de electrificación	76
TABLA 18. Emisiones de CO ₂ por sector	63		
TABLA 24. Factor de emisión de CO ₂ del Sistema Interconectado Nacional (SIN)	75		
TABLA 32. Factores de conversión constantes en la serie histórica	101		

Prólogo

La Dirección Nacional de Energía (DNE) presenta el Balance Energético Nacional (BEN), que reúne los principales resultados del sector energético a nivel nacional para el año 2021. El BEN tiene como objetivo brindar información para el diseño y revisión de políticas públicas, así como también para todo lo relacionado con el proceso de planificación energética. Es una muy buena herramienta que permite al gobierno y al sector privado tomar decisiones.

El año 2021 fue un año de crecimiento económico, pero tuvo todavía coletazos de la pandemia, sobre todo en el primer trimestre. Esto impactó en algunos sectores, tal como lo hizo la sequía, aunque esta influyó en menor medida que en 2020.

A esto se sumó la fuerte sequía en el sur de Brasil, que llevó a que este país importara más energía eléctrica. Allí apareció el rol de Uruguay de asistir a través de la exportación. En 2022, en menor medida, ocurrió lo mismo del lado argentino. Este desafío fue oportuno para demostrar la resiliencia de ese sistema y el buen funcionamiento de la interconexión entre nuestros tres países.

En lo que refiere al abastecimiento, las condiciones que caracterizaron a 2021 determinaron que la matriz de energía fuera 5% mayor que en 2020. Esto se explica, en gran medida, por el aumento en el aprovisionamiento de petróleo y derivados, principalmente por una mayor importación de gasoil para la generación de energía eléctrica. A su vez, la matriz de abastecimiento fue 57% renovable, un excelente número para los parámetros internacionales, si bien mostró un retroceso desde 2019 (63%).

Por su parte, el BEN 2021 mostró que el consumo de derivados de petróleo correspondió en un 71% al sector transporte. No obstante, desde hace años, el sector con mayor consumo energético, teniendo en cuenta todas las fuentes, fue el industrial, que, a su vez, generó casi la mitad de la energía eléctrica que consumió. Su energético más demandado fue la biomasa, con el 65%. La principal industria en cuanto a su consumo fue la del papel y celulosa, que utilizó, en mayor medida, residuos de biomasa.

En cuanto al transporte, en 2021 aumentó 7% el consumo de gasolina y 12% el de gasoil. Esta demanda había descendido en 2020, a causa de la baja en la movilidad que causó la pandemia. En tanto, aun cuando siguió siendo minoritaria se volvió a casi duplicar la demanda de energía eléctrica en el transporte, debido a un incremento en las ventas de vehículos eléctricos e híbridos; la demanda pasó de poco más de 2.500 MWh a 4.600 MWh.

El país volvió a apostar fuertemente a la eficiencia energética, un eje muy importante para Uruguay. Asimismo, es de destacar la relevancia de los diagnósticos que se están desarrollando en varios sectores para conocer más los aspectos energéticos y así tomar las mejores decisiones.

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



Lic. **Fitzgerald Cantero Piali**
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, debe ser relacionado con otras variables socioeconómicas para obtener un instrumento suficiente para la toma de decisiones en la materia.

La Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) elabora y publica anualmente el BEN a través del área “Planificación, Estadística y Balance” (PEB) y cuenta con información desde el año 1965. Es así que, con el BEN 2021, se completan 57 años de la serie histórica. Uruguay es uno de los pocos países de América Latina y el Caribe en contar con una serie tan extensa de BEN de forma ininterrumpida y pública. Esta publicación continúa una serie que se inició en el año 1981 con el “Balance Energético Nacional - Serie Histórica 1965-1980”, realizada con el apoyo y la metodología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

A 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 correspondientes de cada fuente a su expres-

sión en ktep se realiza a través de su respectivo poder calorífico inferior (PCI).

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 2021.

A nivel de fuentes:

- **Biomasa para biocombustibles:** se incorpora un cambio de criterio, en el cual se considera la biomasa primaria igual a la producción de bioetanol y biodiésel. Este cambio está alineado con las recomendaciones internacionales IRES que consideran los biocombustibles como fuentes de energía primaria. Se corrige toda la serie 2010-2021.
- **Residuos de biomasa:** se comienza a incluir el rumen consumido en la industria cárnica con fines energéticos. Se considera desde 2014; sin embargo, su valor es muy pequeño respecto al resto de los residuos.
- **Energía solar térmica:** se realiza una revisión para toda la serie histórica del sector industrial.

A nivel de sectores:

- **Sector Agro:** se hace una revisión y corrección de los coeficientes técnicos para los años desde 2019.

Otras mejoras:

- **Serie de PIB global:** se comienza a utilizar una serie del Producto Interno Bruto retropolada¹ por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) para los años 1965-2015. Cabe destacar que para los años posteriores a 2016 ya se venían

¹- La retropolación es una técnica que utiliza las variaciones de valor, de volumen o de índices de precios de la serie elaborada con un año base más antiguo, para aplicarlas a los valores del nuevo año base. Este procedimiento matemático, implica respetar las evoluciones históricas de las variables.

utilizando los datos oficiales que publica anualmente el Banco Central del Uruguay (BCU). De esta manera, se completa una serie de PIB para toda la serie temporal que se incluye en el BEN.

- Propiedades físico-químicas: se agregan productos que no estaban desagregados o identificados como tales (combustibles para generación de electricidad, residuos industriales, etc.).



2. Infraestructura del sistema energético uruguayo

La infraestructura del sistema energético uruguayo se compone de tres grandes sectores: “transformación eléctrica”, “hidrocarburos” y “biocombustibles”.

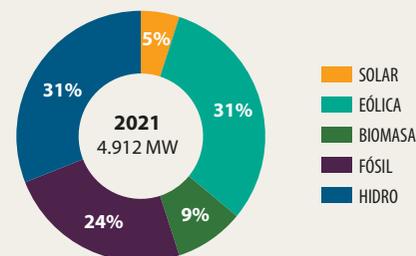
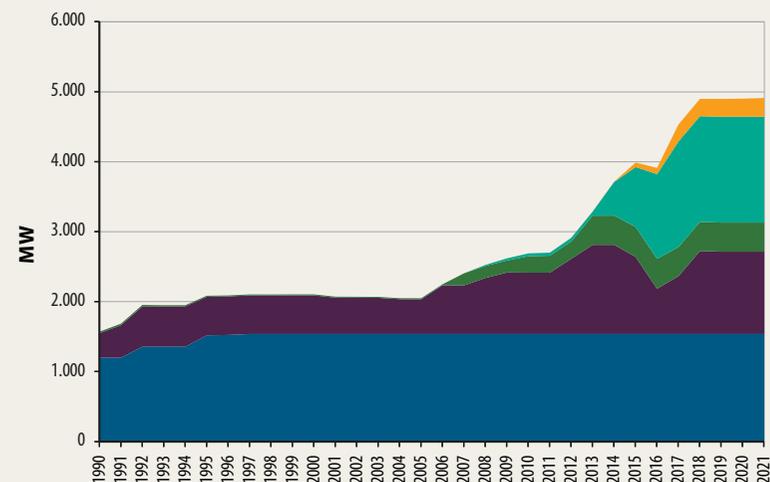
2.1. Sector de transformación eléctrica

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

Al finalizar el año 2021, Uruguay contaba con una potencia total instalada de 4.912 MW, incluyendo los generadores conectados al SIN y los generadores aislados. La potencia estaba compuesta por 1.538 MW de origen hidráulico, 1.514 MW de origen eólico, 1.177 MW térmicos fósiles, 416 MW térmicos biomasa y 267 MW de generadores solares fotovoltaicos. Considerando la potencia instalada por fuente, el 76% correspondió a energía renovable (hidráulica, biomasa, eólica y solar), mientras que el 24% restante fue energía no renovable (gasoil, fueloil y gas natural).

2021:
4.912 MW de potencia instalada para generación eléctrica, de los cuales 76% fue de origen renovable.

FIGURA 1. Potencia instalada por fuente



En los primeros años de la década del 90, la potencia total del parque de generación creció 33% y pasó de 1.571 MW (1990) a 2.085 MW (1995), debido principalmente a la incorporación de potencia de origen fósil e hidráulica (Uruguay pasó a hacer uso del 50% de la potencia instalada de Salto Grande). Luego, continuó un período donde prácticamente no se incorporaron nuevos generadores hasta que, a partir del año 2005, la potencia instalada total experimentó un crecimiento neto de 140% y, hacia final de 2021, alcanzó un total de 4.912 MW. Este crecimiento estuvo influenciado por la incorporación de nuevas fuentes de energía autóctonas, que permitieron la complementariedad con las fuentes tradicionales, así como la diversificación de la matriz energética.

Cabe mencionar que, si bien el crecimiento fue neto en todo el período, el año 2016 fue el único donde la potencia instalada total disminuyó respecto al año anterior, debido a la retirada de plantas térmicas fósiles, como se detallará más adelante.

En 2017 la potencia instalada volvió a crecer y registró un nuevo valor histórico máximo en 2018, producido por la entrada en operación del ciclo combinado en Punta del Tigre y una serie de parques eólicos y plantas fotovoltaicas en estos últimos años. Entre 2019 y 2021 la potencia instalada ha permanecido prácticamente constante.

TABLA 1. Potencia instalada por fuente

MW	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Fósil																
Turbinas de Vapor	256,5	256,5	256,5	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	205,0						
Turbinas de Gas	54,7	249,7	249,7	235,7	535,7	535,7	635,7	835,7	835,7	815,7	565,7	745,7	1.105,7	1.105,7	1.105,7	1.105,7
Motores	38,8	44,4	46,0	5,5	85,0	85,0	185,0	184,2	184,2	81,0	81,0	81,0	81,0	71,0	71,0	71,0
Total Fósil	350,0	550,6	552,2	496,2	875,7	875,7	1.075,7	1.274,9	1.274,9	1.101,7	646,7	826,7	1.186,7	1.176,7	1.176,7	1.176,7
(%)	22%	26%	26%	24%	33%	32%	37%	39%	34%	28%	17%	18%	24%	24%	24%	24%
Biomasa																
Turbinas de Vapor	21,6	14,9	13,7	13,5	234,6	242,1	246,1	416,1	416,1	426,1	426,1	414,6	414,6	414,6	414,6	414,6
Motores				1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8
Total Biomasa	21,6	14,9	13,7	14,5	235,6	243,1	247,1	417,1	417,7	427,7	427,7	416,2	416,2	416,3	416,3	416,4
(%)	1%	1%	1%	1%	9%	9%	8%	13%	11%	11%	11%	9%	8%	8%	8%	8%
Hidro																
Total Hidro	1.199,0	1.519,0	1.538,0													
(%)	76%	73%	73%	75%	57%	57%	53%	47%	41%	39%	39%	34%	31%	31%	31%	31%
Eólica																
Total Eólica					40,6	43,6	52,6	59,4	481,3	856,8	1.211,5	1.510,7	1.510,7	1.514,0	1.514,0	1.514,0
(%)					2%	2%	2%	2%	13%	21%	31%	33%	31%	31%	31%	31%
Solar																
Total Solar					0,1	0,4	0,6	1,6	3,7	64,5	89,0	242,6	248,4	253,6	258,1	267,0
(%)					0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	5%	5%	5%	5%	5%
TOTAL	1.570,6	2.084,5	2.104,0	2.048,6	2.690,0	2.700,8	2.914,0	3.291,0	3.715,6	3.988,6	3.912,8	4.534,2	4.899,9	4.898,6	4.903,0	4.912,1
(%)	100%															

La evolución de la capacidad instalada de las **centrales hidroeléctricas** fue creciente hacia el principio del período 1990-2021, debido a la gradual incorporación de potencia de la central hidráulica de Salto Grande a Uruguay que, a partir de 1995, le correspondió el 50% de 1.890 MW. Desde ese año, Uruguay colmó su capacidad instalada en energía hidráulica de gran porte, la que se mantuvo constante hasta la fecha. La participación de las centrales hidráulicas en la potencia total pasó de 76% (1990) a 31% (2021).

Respecto a los **generadores térmicos que operan con combustibles fósiles**, la capacidad instalada pasó de 350 MW (1990) a 551 MW (1995) debido principalmente a la instalación de la central térmica de La Tablada. Desde ese año, la potencia instalada permaneció relativamente constante, para luego presentar un crecimiento importante entre 2005 y 2014, cuando se dio la incorporación de 600 MW correspondientes a turbinas y 179 MW correspondientes a motores (de los cuales 100 MW fueron alquilados). Fue en 2013-2014 cuando se registró el valor máximo de potencia instalada de origen fósil y se constató un cambio en la tendencia; en los siguientes dos años se dio una reducción. Entre 2014 y 2015 la potencia de los generadores térmicos fósiles disminuyó 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. 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 en 2021 y resultó en una participación de 24% respecto a la potencia instalada total en el último año. 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 de energía exportable a los países vecinos; es considerada el respaldo térmico para los próximos 30 años.²

FIGURA 2. Potencia instalada de centrales hidroeléctricas

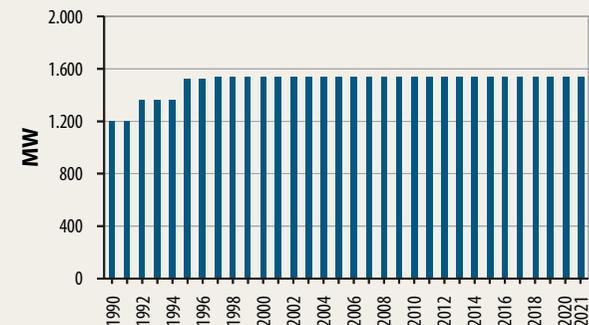
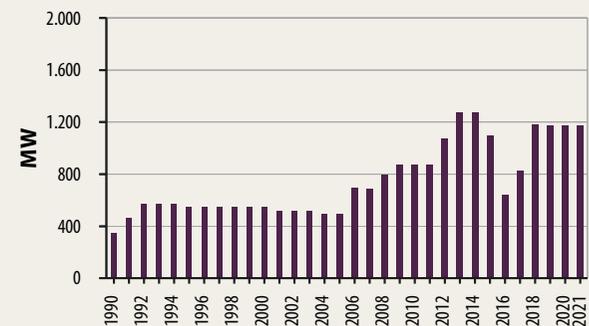


FIGURA 3. Potencia instalada de generadores térmicos de origen fósil



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>> (30/07/2022).

Históricamente, la capacidad instalada de los **generadores térmicos a base de biomasa** no superó los 22 MW; esto fue así hasta 2006, año en el que comenzó a registrar un crecimiento importante. En 2007 empezaron a entrar en vigencia los contratos de compra de electricidad entre UTE y generadores privados, que resultaron en un crecimiento de 410 MW de potencia instalada a partir de biomasa a lo largo de estos últimos 12 años. En particular, los aumentos registrados en 2007 y 2013 correspondieron a la instalación de las plantas de celulosa que operan actualmente en el país. La participación de la biomasa en la capacidad total de generación fue de 1% hasta 2006, alcanzó un máximo de 13% en 2013 y fue 9% en 2021.

Por su parte, en 2008 la **energía eólica** de gran porte comenzó a participar en el mix de generación eléctrica, con la puesta en operación de los primeros parques eólicos del país. Desde ese año se ha concretado la incorporación de generadores eólicos tanto públicos como privados y se ha registrado un desarrollo importante de dicha fuente de energía, principalmente entre los años 2014 y 2017. Hasta 2013 se habían instalado 59 MW de generadores eólicos, mientras que a partir de 2014 entraron en operación, cada año, entre 300 y 400 MW aproximadamente. De esta manera, a diciembre de 2017 se registraron un total de 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 1.511 MW.

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 aproximadamente. De esta manera, a diciembre de 2017 se registraron un total de 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 1.511 MW. En 2018 no se registró ninguna nueva instalación, mientras que en 2019 se instalaron 2,2 MW asociados a autogeneradores autónomos (no conectados al SIN) y un solo parque am-

plió su potencia por 1 MW. La participación de generadores eólicos en 2020 y 2021 fue de 31% en el total de potencia instalada, años que no registraron nuevas instalaciones y, por tanto, se mantuvo la potencia instalada de 2019.

A diciembre 2021 había más de 40 parques eólicos de gran escala y más de 20 plantas fotovoltaicas.

FIGURA 4. Potencia instalada de generadores térmicos a partir de biomasa

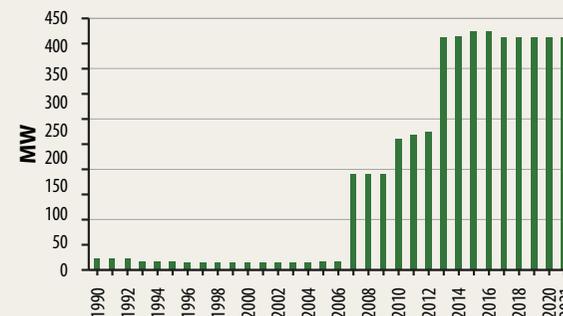
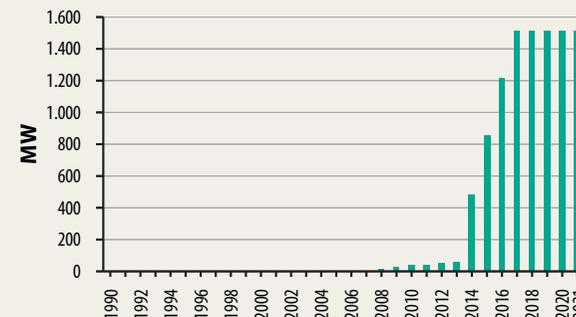


FIGURA 5. Potencia instalada de generadores eólicos



Finalmente, se menciona la **energía solar fotovoltaica**, que si bien es una fuente que se utiliza en el país hace muchos años, ha presentado valores pequeños respecto a otras fuentes de energía. Se destaca el aumento de potencia instalada que se registró a partir de 2015, cuando pasó de 4 MW (2014) a 267 MW (2021). En los últimos cinco años entraron en operación 14 plantas fotovoltaicas por un total de 150 MW, lo que permitió que la energía solar tuviera una participación de 5% en la potencia instalada total del país.

Por su parte, la generación solar fotovoltaica de micro escala también mostró un desarrollo destacado en estos últimos años; en 2021 hubo 264 nuevas instalaciones conectadas a la red por un total de 7,2 MW, el doble de potencia que lo registrado en 2020. La distribución sectorial fue la siguiente en orden de importancia: comercial/servicios (56%), industrial (22%), agro (14%), residencial (8%).

FIGURA 6. Potencia instalada de generadores solares fotovoltaicos

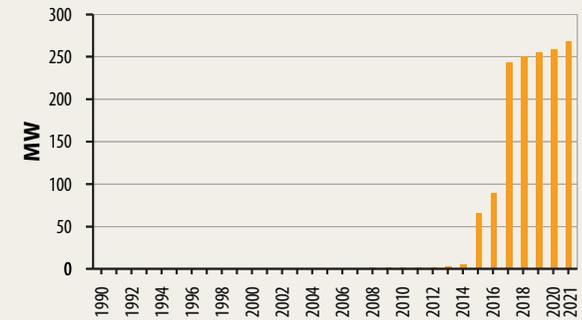


FIGURA 7. Potencia instalada de microgeneración solar por sector

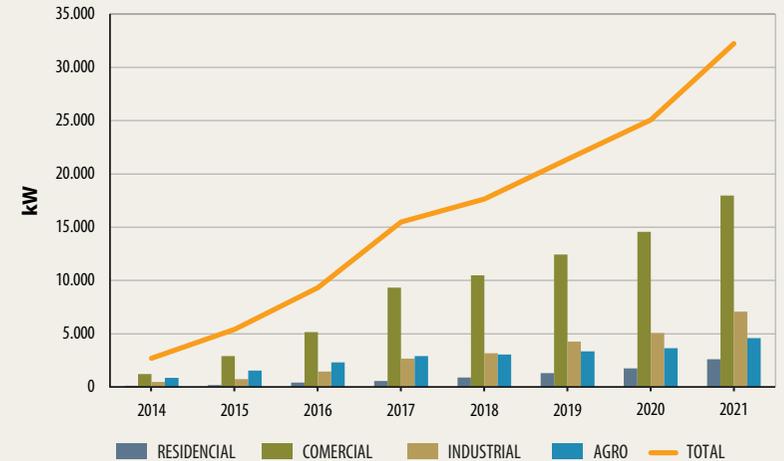


TABLA 2. Potencia instalada de microgeneración solar por sector

kW	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Residencial	133	179	413	576	895	1.319	1.764	2.601
(%)	5%	3%	4%	4%	5%	6%	7%	8%
Comercial	1.206	2.914	5.137	9.312	10.481	12.412	14.542	17.945
(%)	45%	54%	55%	60%	60%	58%	58%	56%
Industrial	473	756	1.469	2.667	3.181	4.271	5.066	7.072
(%)	18%	14%	16%	17%	18%	20%	20%	22%
Agro	875	1.558	2.313	2.895	3.053	3.343	3.656	4.578
(%)	33%	29%	25%	19%	17%	16%	15%	14%
TOTAL	2.687	5.408	9.331	15.450	17.610	21.344	25.028	32.196
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

2.2. Sector de hidrocarburos

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

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

miento de gasolinas, una unidad de isomerización y una de reformación catalítica continua; la capacidad de procesamiento de crudo se amplió a 50.000 barriles/día. Entre setiembre 2002 y marzo 2003, así como entre setiembre 2011 y enero 2012, la refinería estuvo fuera de funcionamiento por 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.

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

Durante el periodo febrero - setiembre de 2017, la refinería estuvo sin funcionar por tareas de mantenimiento programado de sus unidades. Como consecuencia, hubo una disminución de las importaciones de petróleo crudo y un aumento en la importación de derivados, de manera de satisfacer la demanda. Desde 2018 la refinería operó en forma habitual con un nivel de procesamiento de petróleo crudo similar al de 2016.



3- Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), *Operación Terminales*, <<https://www.ancap.com.uy/2158/1/operacion-terminales.html>> (30/07/2022).

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>> (30/07/2022).

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

Por su parte, el segundo gasoducto se encuentra en operación desde noviembre 2002 en la zona suroeste del país y es operado por Gasoducto Cruz del Sur (GCDS). El sistema se extiende desde Punta Lara (Argentina) hasta la ciudad de Montevideo y sus alrededores, pasando por los departamentos de Colonia, San José y Canelones. 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

6- Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), *Gasoducto del Litoral*, <<https://www.ancap.com.uy/1572/1/gasoducto-del-litoral.html>> (30/07/2022).

7- Gasoducto Cruz del Sur, *Operaciones*, <<https://www.gcds.com.uy/#operaciones>> (15/12/2022).

2.3. Sector de biocombustibles

Desde el año 2010 se incluye 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**, ALUR cuenta actualmente con dos plantas de elaboración ubicadas en el norte del país. 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 directamente 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, funcionando 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 tecnología de bajo impacto ambiental.⁹

8- Alcoholes del Uruguay (ALUR), *Complejo Agroenergético - Bella Unión, Artigas*, <<https://www.alur.com.uy/agroindustrias/bella-union>> (30/07/2022).

9- Alcoholes del Uruguay (ALUR), *Planta Bioetanol - Paysandú*, <<https://www.alur.com.uy/agroindustrias/paysandu>> (30/07/2022).

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 ubicada 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) a 2021:
bioetanol: 95.800 m³/año
biodiésel: 50.000 ton/año

Por otra parte, para asegurar la producción de biodiésel en forma eficiente, se llegó a un acuerdo con la empresa COUSA que permite la utilización de su infraestructura, al tiempo que esta empresa privada aporta servicios de molienda de granos y producción de aceites, con lo cual abastece la materia prima de ambas plantas de biodiésel. Se 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 biodiesel a partir de aceite de fritura y de sebo, de acuerdo a la norma europea *International Sustainability and Carbon Certification* (ISCC).¹⁰



¹⁰- Alcoholes del Uruguay (ALUR), *Planta 2 Biodiesel – Capurro, Montevideo*, <<https://www.alur.com.uy/agroindustrias/capurro>> (30/07/2022).

3. Oferta de energía

En 2021 la oferta bruta total de energía en el país fue de 5.637 ktep, 7% mayor respecto al año anterior y similar a la de 2019. Dentro de las principales fuentes que participaron en la oferta de energía en 2021 cabe mencionar:

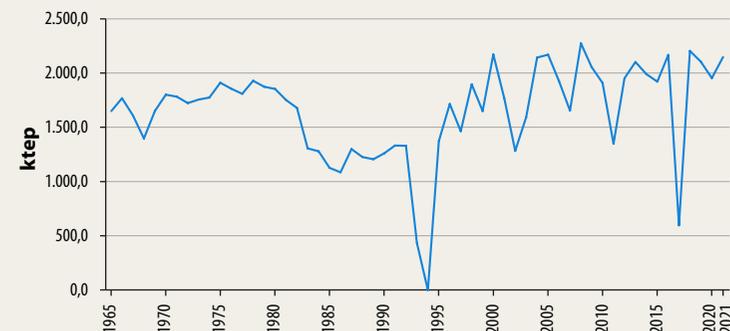
Petróleo y derivados:

En 2021 la oferta bruta de petróleo fue 2.146 ktep y registró un crecimiento de 10% respecto a 2020. La carga a la refinería presentó un comportamiento similar al de la oferta bruta. Durante el año 2021, fueron importados 2.050 ktep de crudo virgen (2.409 miles de m³), 3% más que en el año previo. Son de destacar los años de detención de la refinería por mantenimiento, donde hubo valores menores de oferta bruta de petróleo, como ser 2002-2003, 2007, 2011, 2017, o directamente un valor nulo para 1994, año en el cual la refinería estuvo parada por remodelación.

Respecto a los derivados de petróleo, en 2021 la oferta bruta fue de 2.521 ktep, 21% mayor que en 2020. Dentro de las actividades de oferta, el nivel de producción fue de 2.135 ktep y el de importaciones de 470 ktep, lo que implicó un crecimiento de 10% y 45% respectivamente respecto al año anterior. Es de destacar que en 2020 se había dado una baja en el consumo de derivados en parte por medidas adoptadas en la pandemia (reducción de la movilidad), lo que impactó en la producción de la refinería.

Por su parte, el consumo de gasoil para generación de electricidad fue consecuencia de la baja hidráulica; su importación aumentó en 2020 y 2021. El principal derivado importado en 2021 fue el gasoil, seguido en menor medida por coque de petróleo, productos no energéticos y GLP. En lo que refiere al fueloil el 2021 fue abastecido 100% por la refinería y no se dieron importaciones directas desde zonas francas.

FIGURA 8. Oferta bruta de petróleo



Las exportaciones de derivados de petróleo en 2021 fueron el triple que en los 2 años previos y correspondieron a gasolina, propano y productos no energéticos. En el flujo de búnker internacional se dio una caída de 6% en el último año, debido principalmente a una reducción en lo que refiere a gasoil, que pasó de 86 ktep a 77 ktep, mientras que las ventas búnker de turbocombustibles y fueloil, fueron similares entre 2020 y 2021.

Gas natural:

La importación de gas natural en 2021 fue de 68 ktep, 14% superior a la de 2020. Es importante destacar que en el año 2019 se dio una importación mayor al promedio de los últimos años, asociada al consumo de gas natural del sector eléctrico, específicamente a las pruebas realizadas por UTE en la nueva 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 2021 fue de 511 ktep y presentó un aumento de 28% con respecto a 2020, año en el cual se registró uno de los valores más bajos de los últimos 30 años (400 ktep), superado solo por otro mínimo registrado en 2006 (343 ktep). Otra de las variables que se monitorea para esta fuente de energía es el agua vertida (no utilizada o no turbinada). En los últimos dos años correspondió al 1% de la hidroenergía producida, valor prácticamente despreciable comparado con la situación que se venía dando hasta 2019, con un 31% del agua vertida respecto a la hidroenergía producida (valor promedio entre 2016-2019).

Energía eólica y solar:

En 2021 la oferta bruta de energía eólica tuvo una caída de 8% respecto a 2020 y registró un valor similar al de 2019. En los últimos dos años no hubo aumento en la potencia instalada para generación eléctrica. Por su parte, la oferta bruta de energía solar volvió a crecer, en esta oportunidad un 7%. Desde el año 2014 se incluye tanto la energía solar térmica como la fotovoltaica en la matriz de resultados.

FIGURA 9. Oferta bruta de gas natural



FIGURA 10. Oferta bruta de hidroenergía

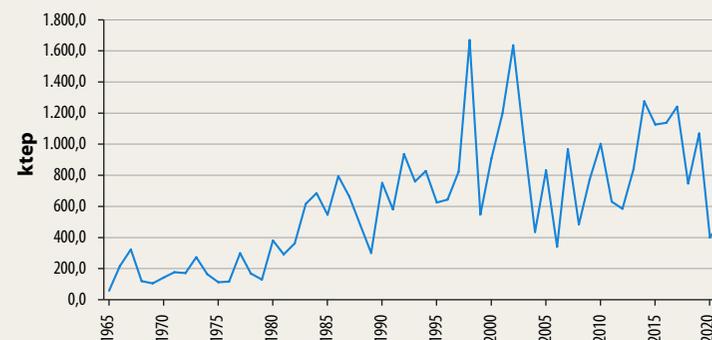
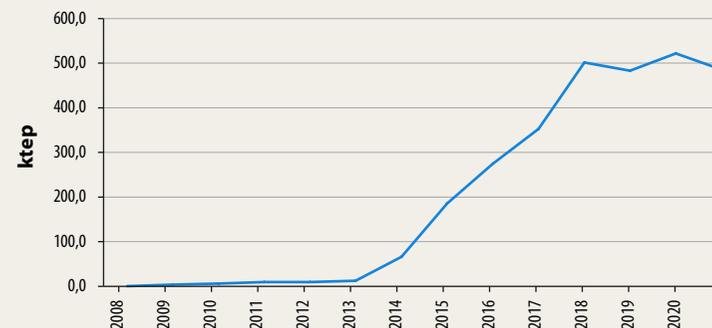


FIGURA 11. Oferta bruta de energía eólica y solar



Biomasa:

La oferta bruta de biomasa tuvo un crecimiento de 2% con respecto a 2020 y alcanzó los 2.266 ktep, nuevo récord en el consumo de esta fuente. La oferta bruta de biomasa en 2021 explicó el 41% de la oferta bruta de las fuentes primarias; superó al petróleo cuya participación fue de 39%. Para analizar el comportamiento de la biomasa es conveniente desagregarla en las diferentes fuentes que participan bajo esta denominación: leña, residuos de biomasa (cáscara de arroz, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada y rumen) y biomasa para la producción de biocombustibles.

La oferta bruta de leña para el año 2021 fue de 478 ktep, 1% superior a la registrada en 2020 pero algo menor a la de años anteriores.

Respecto a los residuos de biomasa, la oferta bruta presentó un aumento de 3% en 2021 (1.710 ktep) respecto a 2020 (1.663 ktep). En el caso de la biomasa para la producción de biocombustibles, la oferta bruta para 2021 (78 ktep) se mantuvo similar a la del año anterior.

Residuos industriales:

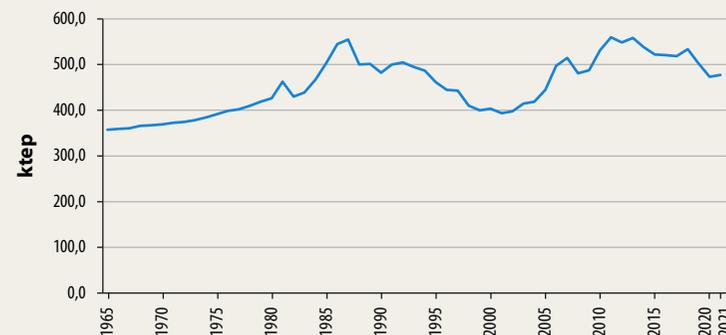
Esta fuente incluye desechos como neumáticos fuera de uso, aceites usados, glicerina y los combustibles líquidos alternativos (CLA), compuestos en su mayoría por hidrocarburos recuperados de aguas de sentina, así como residuos de la industria del biodiésel. Si bien la oferta bruta en 2021 presentó una caída de 25% respecto al año previo, los residuos industriales tuvieron una oferta bastante menor que el resto de los energéticos; para el 2021 fue de 7 ktep.

Carbón y coque de carbón:

En 2021 la oferta bruta de estas fuentes fue de 3,5 ktep, apenas inferior a la registrada en 2020 (3,8 ktep).

Electricidad importada/exportada:

En 2021 hubo una importación total de electricidad de 5 ktep (55 GWh). Este valor marginal fue del orden del que se venía

FIGURA 12. Oferta bruta de leña**FIGURA 13.** Oferta bruta de residuos de biomasa

dando antes de 2020, año en que la compra de energía eléctrica tuvo un aumento puntual.

Por su parte, en 2021 la exportación de electricidad fue de 245 ktep (2.844 GWh), 148% mayor que el año anterior y similar a la de 2019, año en el cual se registró el máximo histórico de exportación de electricidad desde 1965 (259 ktep). La electricidad exportada en 2021 correspondió al 18% de la generación.

En 2021, la exportación de electricidad correspondió al 18% de la generación y fue similar a la de 2019, máximo histórico de la serie.

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 148% entre 1990 y 2021. Ese año, luego de crecer 5% respecto a 2020 y registró el valor récord de 5.644 ktep.

3.1.1. Matriz primaria por fuente

El abastecimiento de energía de 2021 fue el siguiente en orden de importancia: petróleo y derivados (2.364 ktep), biomasa (2.266 ktep), electricidad de origen hidro (454 ktep) electricidad de origen eólico (429 ktep) y, en menor medida, gas natural (68 ktep) y solar (48 ktep). Los valores de abastecimiento de residuos industriales, electricidad importada y carbón mineral y derivados fueron muy pequeños respecto al resto de las fuentes. El abastecimiento de energía solar incluyó tanto energía solar térmica como electricidad a partir de energía solar fotovoltaica.

En 2021, “petróleo y derivados” volvió a ocupar el primer lugar en la matriz primaria, luego de que por cinco años consecutivos la biomasa fuera la fuente de mayor abastecimiento en el país. Cabe destacar que petróleo y derivados han sido históricamente las principales fuentes de aprovisionamiento, superadas por la biomasa solamente entre los años 2016-2020. Por su parte, la hidroelectricidad ocupó el segundo lugar hasta 2007 inclusive y a partir de 2008 fue superada por la biomasa. A su vez, en 2020 pasó al cuarto lugar de importancia, dado que el tercer puesto lo ocupó la energía eólica. Finalmente, en 2021, el abastecimiento de electricidad de origen hidro fue algo superior al de origen eólico y volvió a ser la tercera fuente en la matriz primaria.

Otra de las características de la matriz primaria de Uruguay es que en los últimos años se registraron cambios importantes en lo que refiere a la diversificación de fuentes y a una mayor participación de las fuentes de energía renovable. El abastecimiento de petróleo y derivados ha permanecido prácticamen-

te constante en valor absoluto desde 1965; sin embargo, la matriz de abastecimiento creció 148%. Este crecimiento fue consecuencia directa de la incorporación de nuevas fuentes de energía; por ejemplo, la biomasa correspondió al 40% de la matriz de abastecimiento de 2021, la participación de la energía eólica en conjunto con la energía solar fue de 9% y la hidroelectricidad de 8%.

Al realizar un análisis para cada fuente de energía por separado, se destaca que la **biomasa** fue una de las fuentes que presentó cambios más significativos, no solo en la participación porcentual sino también en valor absoluto. En esta categoría se incluyen la producción de leña, los residuos de biomasa y la biomasa para biocombustibles, así como la importación neta de carbón vegetal.

Entre 1990 y 2007 la biomasa se comportó de forma relativamente constante; sin embargo, a partir de 2008 pasó a tener un rol más protagonista y se consolidó como la segunda fuente más importante en el abastecimiento energético de Uruguay. Este gran crecimiento se desaceleró entre 2010 y 2011 y retomó su fuerte crecimiento a partir de 2012, cuando pasó de 1.366 ktep (2012) a 2.187 ktep (2017) y alcanzó su mayor participación en la matriz primaria (43%).

Entre 2017 y 2021, la biomasa presentó pequeñas variaciones y registró un crecimiento de 2,3% para el último año, hasta alcanzar los 2.266 ktep. Cabe destacar que, si bien en 2021 se logró el máximo valor de abastecimiento para esta fuente, la misma fue superada por el abastecimiento de petróleo y derivados y ocupó el segundo lugar en la matriz de abastecimiento, como se comentara anteriormente.

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 cayó a 42% (2021), a lo largo de estos 57 años el abastecimiento ha permanecido relativamente constante en términos absolutos, en el entorno de 1.900 ktep en promedio, como ya fue mencionado. En los últimos siete años se registraron los menores niveles de participación de petróleo y derivados en la matriz primaria y en 2019 el mínimo histórico. En 2020 y 2021, tuvieron crecimientos de 11% y 9% respectivamente, asociados a un mayor consumo de derivados para la generación de electricidad. El consumo final de derivados tuvo una contracción en 2020 debido a la reducción de movilidad por efecto de la pandemia y en 2021 presentó un aumento de 9%, como se verá más adelante.

Si bien en 2021 la **electricidad de origen hidro** creció casi un tercio respecto a 2020, representó uno de los valores más bajos de hidraulicidad registrados desde 1990. Esta condición de baja hidraulicidad afectó la matriz primaria y contribuyó a que hubiera una baja participación de fuentes de energía renovables y, en consecuencia, un mayor consumo de combustibles fósiles para generación.

Es importante destacar la evolución que presentó la electricidad de origen eólico en la matriz primaria. En 2008, primer año de incorporación de energía eólica de gran porte en Uruguay, la producción de electricidad fue de 0,6 ktep y aumentó hasta un máximo de 471 ktep en el año 2020, para luego descender 9% en 2021. Entre 2014 y 2018 se dio su mayor crecimiento; la participación de la electricidad de origen eólico pasó de ser 1% a 8%. Aunque las cifras siguieron siendo pequeñas en la matriz de abastecimiento, en 2020 superó a la hidroelectricidad y alcanzó el tercer puesto en participación (9%).

Las restantes fuentes que conformaron la matriz de abastecimiento de 2021 tuvieron participaciones muy pequeñas: gas natural (1%), solar (1%), residuos industriales (< 1%), electricidad importada (< 1%) y carbón y coque (< 1%).

FIGURA 14. Abastecimiento de energía por fuente

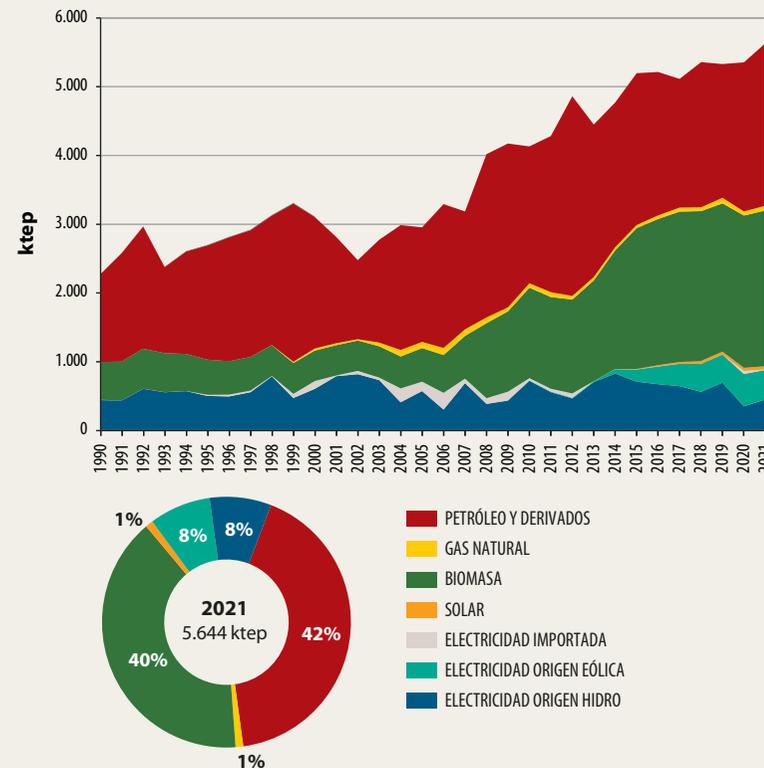


TABLA 3. Abastecimiento de energía por fuente

ktep	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Electricidad importada (%)	4,4 0%	16,2 1%	114,2 4%	136,3 5%	33,3 1%	41,0 1%	63,8 1%			0,2 0%	2,1 0%	0,3 0%	1,2 0%	0,0 0%	44,2 1%	4,7 0%
Electricidad origen hidro (%)	443,1 19%	503,5 19%	606,4 20%	574,8 19%	723,0 17%	557,2 13%	466,2 10%	705,7 16%	829,8 17%	710,9 14%	674,4 13%	646,5 13%	563,9 10%	697,3 13%	352,1 7%	453,5 8%
Electricidad origen eólica (%)					6,0 0%	9,6 0%	9,7 0%	12,4 0%	63,0 1%	177,6 3%	257,5 5%	324,6 6%	407,0 8%	408,7 8%	470,9 9%	429,3 8%
Solar (%)									3,0 0%	7,2 0%	16,5 0%	27,0 1%	40,0 1%	41,4 1%	45,4 1%	48,3 1%
Gas natural (%)			30,6 1%	89,3 3%	64,4 2%	71,5 2%	52,2 1%	48,8 1%	45,0 1%	45,8 1%	51,8 1%	58,5 1%	55,2 1%	80,8 2%	59,8 1%	68,4 1%
Petróleo y derivados (%)	1.275,4 56%	1.661,0 62%	1.910,8 62%	1.666,9 56%	1.991,7 48%	2.270,6 53%	2.905,1 60%	2.218,9 50%	2.105,4 44%	2.207,8 42%	2.086,3 40%	1.871,8 37%	2.111,8 39%	1.945,9 36%	2.168,8 40%	2.363,6 42%
Carbón y coque (%)	0,7 0%	0,5 0%	0,5 0%	1,9 0%	1,6 0%	1,8 0%	2,1 0%	2,4 0%	1,8 0%	2,4 0%	3,5 0%	3,2 0%	3,2 0%	3,1 0%	3,8 0%	3,5 0%
Biomasa (%)	549,1 24%	511,7 19%	442,9 14%	488,9 17%	1.315,4 32%	1.334,4 31%	1.365,7 28%	1.466,0 33%	1.726,4 36%	2.049,2 39%	2.127,6 41%	2.186,7 43%	2.179,7 41%	2.157,6 40%	2.215,0 41%	2.266,1 40%
Residuos industriales (%)						2,1 0%	1,6 0%	4,3 0%	3,4 0%	6,0 0%	7,0 0%	6,4 0%	8,7 0%	8,6 0%	9,3 0%	7,0 0%
TOTAL (%)	2.272,7 100%	2.692,9 100%	3.105,4 100%	2.958,1 100%	4.135,4 100%	4.288,2 100%	4.866,4 100%	4.458,5 100%	4.777,8 100%	5.207,1 100%	5.226,7 100%	5.125,0 100%	5.370,7 100%	5.343,4 100%	5.369,3 100%	5.644,4 100%

NOTAS: 1) En los años 2013 y 2014 no hubo importación de electricidad. Desde 2015 existió intercambio con Argentina considerado "energía de devolución", salvo para 2018 que fue en modalidad "contingente" con costo asociado. A su vez, desde 2016 si bien se registraron importaciones de electricidad desde Brasil, las mismas correspondieron a pruebas de ensayo de la nueva interconexión.

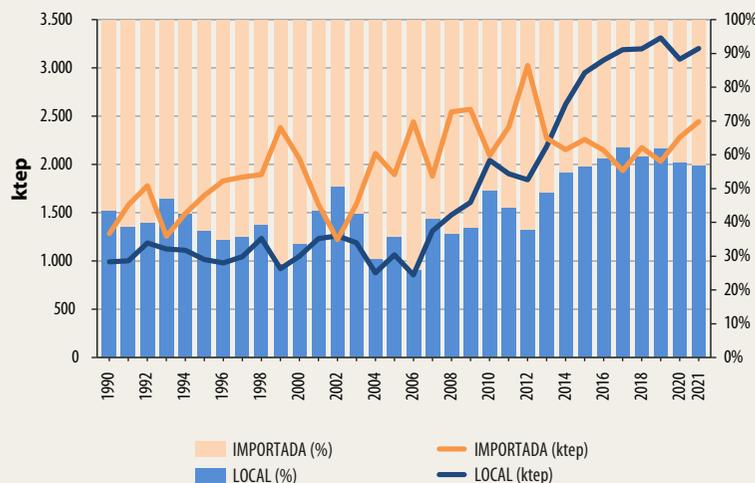
2) El abastecimiento de energía solar incluye la energía solar térmica y la electricidad de origen solar fotovoltaico.

3.1.2. Matriz primaria por origen

En el año 2021 el abastecimiento de energía fue 57% de origen local y 43% 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 mayores a 57%. En términos absolutos, cabe destacar que se registró un aumento neto en el abastecimiento de energía de origen local en los últimos años. En el período 1990 - 2006, el abastecimiento de energía de origen local se mantuvo en valores entre 854 ktep (2006) y 1.260 ktep (2002). Desde 2007 creció sostenidamente: alcanzó un valor máximo de 3.311 ktep en 2019, seguido por una caída de 7% en 2020 y un posterior nuevo crecimiento de 4% en 2021.

El abastecimiento de energía de origen importado ha sido variable en todo el período; registró un valor máximo de 3.025 ktep (2012) y un mínimo de 1.220 ktep (2002). Para 2021 la energía importada fue 7% mayor a 2020.

FIGURA 15. Abastecimiento de energía por origen



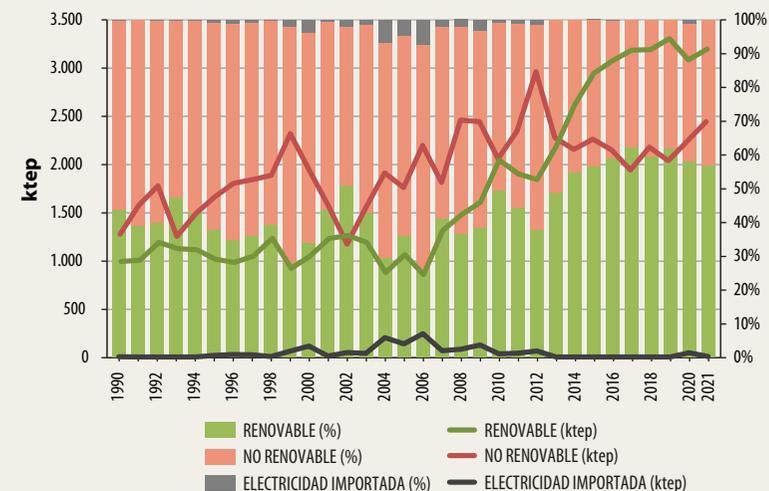
3.1.3. Matriz primaria por tipo

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 2021, las fuentes de energía renovables (biomasa/ solar térmica/ electricidad de origen hidro, eólico y solar fotovoltaico) tuvieron una participación de 57% en la matriz de abastecimiento, mientras que 43% 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 y fue de tan solo 0,1% en 2021.

Matriz primaria 2021: 57% energía renovable.

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, mientras que para abastecer al país de fuentes no renovables se recurre a importaciones.

FIGURA 16. Abastecimiento de energía por tipo



El abastecimiento de energía renovable aumentó significativamente hacia el final del período 1990-2021 y triplicó el promedio registrado en los 15 años anteriores a 2005. En 2019 registró el máximo histórico de abastecimiento de fuentes renovables tanto en valor absoluto (3.305 ktep) como en participación (62%). Esta participación cayó a 57% en 2020-2021; de todas formas, se mantuvo en el rango de los valores de 2015 en adelante.

La participación de las fuentes renovables en la matriz primaria ha tenido históricamente una fuerte influencia de los niveles de hidráulidad. Sin embargo, a partir de la diversificación de fuentes energéticas y la fuerte incorporación de fuentes autóctonas, se observó una disminución de la influencia de la variabilidad de la fuente hidro en la matriz de abastecimiento. Por ejemplo, si se compara la estructura de la matriz primaria de 2006 con la registrada en 2021 (que tienen participaciones similares de hidroelectricidad), se observa que en 2006 las fuentes renovables correspondieron al 26% del abastecimiento, mientras que en 2021 la participación de las renovables fue del 57%. Por esta razón, se concluye que la diversificación de la matriz también le da mayor robustez al sistema energético nacional.

3.2. Generación de energía eléctrica

En 2021 la generación de electricidad fue de 15.953 GWh (1.372 ktep), lo que representó un crecimiento de 18% respecto al año anterior. Cabe destacar que la potencia se mantuvo prácticamente igual a la de 2020, como fuera mencionado en el capítulo de infraestructura. La producción estuvo integrada por un 89% proveniente de centrales eléctricas de servicio público (1.221 ktep), mientras que el 11% restante fue generado por centrales eléctricas de autoproducción (151 ktep). Los crecimientos respecto a 2020 fueron de 20% y 2% respectivamente.

La demanda interna de energía eléctrica se abasteció prácticamente en su totalidad de la producción nacional (99,5%)

y no se tuvo que recurrir a altas importaciones de países vecinos. En 2020 hubo compras relevantes de energía eléctrica luego de ocho años de importaciones marginales.

En 2021 la demanda de electricidad se abasteció casi en su totalidad con producción nacional.

En 2021 Uruguay exportó 2.844 GWh (245 ktep) de energía eléctrica, una cantidad 148% más que el año anterior y similar a 2019, año en el cual registró la mayor exportación de electricidad desde 1965. Teniendo en cuenta el destino, en el último año el 78% de las exportaciones correspondieron a Brasil y el 22% a Argentina. Entre 2020 y 2021 las exportaciones a Argentina disminuyeron 11%, mientras que las ventas de electricidad a Brasil fueron cinco veces mayores.

En relación a las fuentes de energía, en 2021 más de la mitad de la electricidad exportada fue de origen hidráulico (54%), seguida, en menor medida, por la electricidad generada con combustibles fósiles (34%). Por su parte, 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.

Por su parte, el consumo final energético de electricidad (calculado como la producción, más la importación, menos la exportación, menos las pérdidas técnicas y el consumo propio) creció 2% respecto a 2020. 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 comportamiento similar.

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

3 OFERTA DE ENERGÍA

FIGURA 17. Balance eléctrico

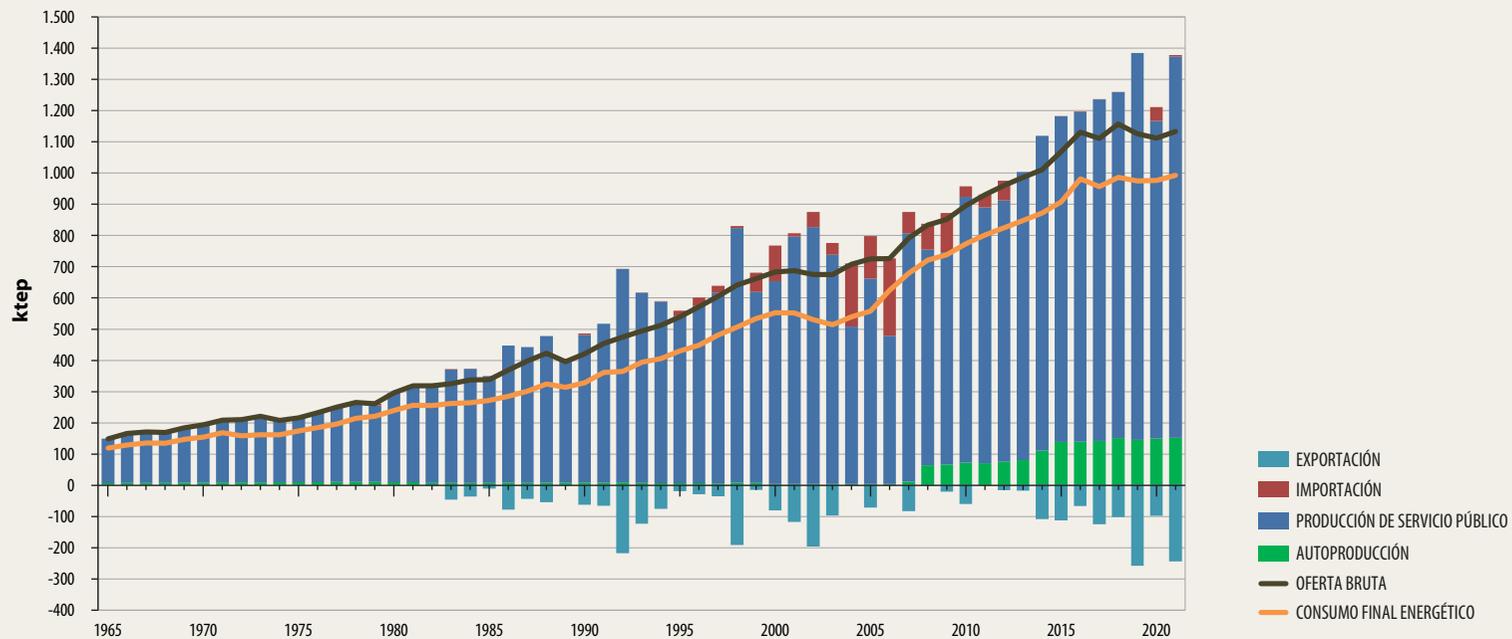
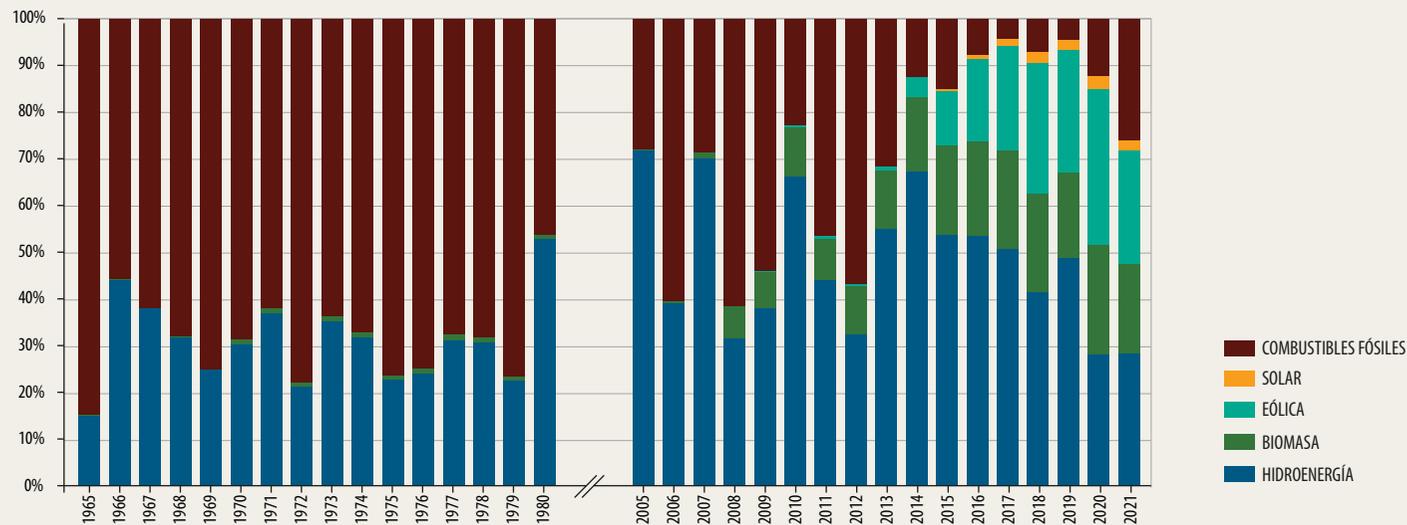


FIGURA 18. Participación de los insumos en la generación de energía eléctrica



Una de las características de la generación eléctrica en el país es la diversificación de fuentes que se ha registrado en los últimos años. 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 los últimos años, sigue manteniendo una participación marginal.

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

En 2021 la generación eléctrica de origen hidro creció 29% respecto al año anterior; sin embargo, se mantuvo en bajos niveles de producción y fue similar a la registrada en 2012. La electricidad a partir de biomasa y solar fue del orden de la del último año, mientras que la electricidad de origen eólico disminuyó 9% entre 2020 y 2021. En consecuencia, la generación eléctrica de origen fósil se triplicó. El principal combustible utilizado fue el gasoil, cuyo consumo para generación (398 ktep) creció 175% con respecto a 2020, seguido, en menor medida, por el fueloil con un consumo para generación de 61 ktep (+129%).

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 en la generación de electricidad: pasó de 144 GWh a 5.476 GWh (2020). En 2016, en particular, la electricidad generada a partir de energía eólica pasó a ser la segunda fuente en la matriz de

generación y continuó aumentando hasta registrar, en 2020, su máxima participación (40%) y posicionarse como la principal fuente de generación eléctrica del año. En el año 2021 la electricidad generada a partir de eólica tuvo una caída de 9% y volvió a ser superada por la hidroelectricidad. Es de destacar que tanto en 2020 como 2021 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.

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

La energía solar constituye un insumo para la generación de electricidad que, si bien en los últimos años ha tenido una participación muy pequeña respecto al resto de las fuentes, ha empezado a tener cada vez más importancia. En 2021 la generación eléctrica de origen solar (483 GWh) creció 5% con respecto a 2020 y alcanzó un nuevo 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.

TABLA 4. Balance eléctrico

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Centrales eléctricas servicio público	141,8	283,2	536,3	657,1	851,7	820,0	836,7	922,7	1.008,6	1.043,0	1.055,6	1.094,4	1.107,3	1.238,9	1.017,6	1.220,5
Centrales eléctricas autoproducción	5,7	9,4	6,0	3,6	71,3	69,6	74,5	79,8	110,1	137,9	138,5	140,9	150,4	144,9	148,3	151,5
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	147,5	292,6	542,3	660,7	923,0	889,6	911,2	1.002,5	1.118,7	1.180,9	1.194,1	1.235,3	1.257,7	1.383,8	1.165,9	1.372,0
Producción	147,5	292,6	542,3	660,7	923,0	889,6	911,2	1.002,5	1.118,7	1.180,9	1.194,1	1.235,3	1.257,7	1.383,8	1.165,9	1.372,0
Importación	0,1	2,9	16,2	136,3	33,3	41,0	63,8			0,2	2,1	0,3	1,2	0,0	44,2	4,7
Exportación	-0,1	-0,0	-20,0	-72,3	-61,1	-1,6	-16,7	-17,8	-108,9	-113,6	-67,0	-125,7	-102,8	-258,9	-98,7	-244,6
Búnker internacional																
Pérdidas	-21,9	-47,3	-100,9	-154,1	-104,2	-110,7	-111,1	-110,2	-107,7	-128,1	-115,2	-123,6	-133,9	-113,7	-97,1	-106,1
Variación inventario																
No utilizada																
Ajustes			-0,1	-0,4	-0,1	0,1	0,9	0,6	0,3	-0,1	0,3	-0,1	0,1		-0,2	0,2
OFERTA	125,6	248,2	437,5	570,2	790,9	818,4	848,1	875,1	902,4	939,3	1.014,3	986,2	1.022,3	1.011,2	1.014,1	1.026,2
OFERTA BRUTA	147,5	295,5	538,4	724,3	895,1	929,1	959,2	985,3	1.010,1	1.067,4	1.129,5	1.109,8	1.156,2	1.124,9	1.111,2	1.132,3
CONSUMO NETO TOTAL	125,6	248,2	437,5	570,2	790,9	818,4	848,1	875,1	902,4	939,3	1.014,3	986,2	1.022,3	1.011,2	1.014,1	1.026,2
Consumo propio	7,1	9,2	7,7	13,5	18,2	18,1	24,3	27,9	31,1	33,1	33,8	30,1	37,1	37,5	38,3	34,5
CONSUMO FINAL TOTAL	118,5	239,0	429,8	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2	980,5	956,1	985,2	973,7	975,8	991,7

NOTA: Las "pérdidas" incluyen pérdidas técnicas y no técnicas hasta 2005 inclusive. A partir del año 2006, las pérdidas no técnicas se consideran como consumo final energético. Las pérdidas sociales se incluyen en el sector residencial y el resto se distribuye en proporción de consumo.

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 39.219 MWh (2021). Desde el punto de vista sectorial, la distribución en 2021 fue la siguiente en orden de importancia: comercial y servicios (57%), industrial (21%), agro (15%) y residencial (7%). En los sectores agro y residencial la mayor parte de la electricidad generada a partir de microgeneración fotovoltaica fue entregada a la red (69% y 64% respectivamente). Por su parte, en el sector industrial el 57% de la electricidad generada por microgeneración fotovoltaica fue autoconsumida, en tanto, en el sector comercial y servicios la mitad de la generación se entregó a la red y la otra mitad fue consumida por los propios establecimientos.

La generación de electricidad se puede analizar desde dos puntos de vista: por un lado, considerando los insumos para generación y, por el otro lado, teniendo en cuenta la energía eléctrica generada por fuente. Cabe destacar que la matriz de generación eléctrica presenta una estructura diferente a la matriz de insumos para generación, ya que considera las eficiencias de transformación para las distintas fuentes. En el año 2021 se registró una eficiencia global de transformación de 77%, con una pérdida de eficiencia de 5 puntos respecto a 2020. Esto se explica porque en el último año hubo una participación mucho mayor de generación de origen fósil, fuentes que tienen asociadas eficiencias de transformación menores que las de origen renovable.

Por otro lado, el año 2012, que presentó un nivel de hidraulicidad similar al de 2021, registró una eficiencia global de transformación de 56%. Este mejor desempeño del sector de generación en 2021 frente a situaciones ambientales desfavorables como fue la hidrocondición, se explicó por la incorporación de fuentes renovables como la eólica, que fue la segunda fuente de generación en 2021.

FIGURA 19. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar por sector

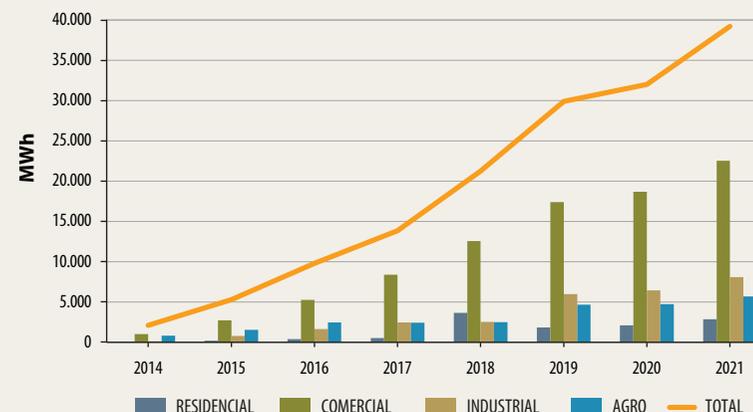


TABLA 5. Microgeneración de electricidad a partir de energía solar

MWh		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Residencial	EER	94	151	352	437	2.203	1.221	1.536	1.844
	EA	28	50	50	92	1.441	627	590	1.033
	GT	122	202	402	528	3.644	1.848	2.126	2.877
Comercial	EER	393	1.386	3.051	4.834	9.213	8.719	10.012	11.242
	EA	634	1.347	2.222	3.567	3.365	8.678	8.684	11.288
	GT	1.027	2.734	5.274	8.401	12.578	17.396	18.696	22.530
Industrial	EER	122	321	708	1.070	1.664	2.493	2.844	3.484
	EA	19	487	948	1.413	871	3.493	3.619	4.618
	GT	141	808	1.656	2.483	2.536	5.986	6.464	8.102
Agro	EER	612	1.184	2.076	2.019	1.721	3.671	3.650	3.926
	EA	207	373	414	433	787	1.015	1.085	1.784
	GT	820	1.557	2.490	2.452	2.508	4.685	4.735	5.710
TOTAL	EER	1.222	3.043	6.187	8.359	14.802	16.103	18.043	20.496
	EA	889	2.258	3.635	5.505	6.464	13.813	13.979	18.723
	GT	2.110	5.300	9.821	13.864	21.266	29.916	32.021	39.219

NOTAS:

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

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 1.780 ktep (2021). El menor consumo se registró en 1966 (315 ktep) y el máximo en el último año.

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 2021 la mayor participación en los insumos para generación correspondió a hidroenergía (29%), seguida por energía eólica (24%), gasoil (23%) y biomasa (19%). En menor medida, participó el fueloil (3%) y la energía solar (2%).

FIGURA 20. Insumos para generación de electricidad

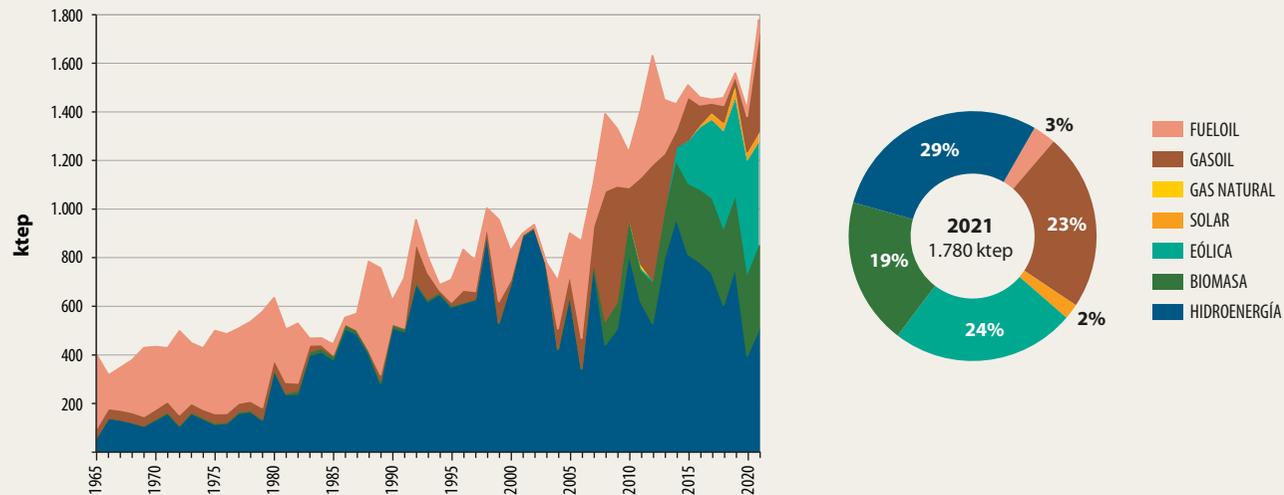


TABLA 6. Insumos para generación de electricidad

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Hydroenergía	60,2	335,9	596,4	647,2	817,2	619,9	529,3	798,3	964,9	814,0	782,4	738,4	605,0	762,0	396,3	504,5
(%)	15%	53%	84%	72%	66%	44%	32%	55%	67%	54%	54%	50%	42%	49%	29%	29%
Eólica					6,0	9,6	9,7	12,4	63,0	177,6	257,5	324,6	407,0	408,7	470,9	429,2
(%)					0%	1%	1%	1%	4%	12%	18%	22%	28%	26%	33%	24%
Solar									0,3	4,2	13,1	23,1	35,6	36,4	39,7	41,6
(%)									0%	0%	1%	2%	2%	2%	3%	2%
Leña			5,0	0,8	8,6	1,8	7,0	9,9	2,0	4,8	4,2	1,3	2,4	1,8	1,6	2,0
(%)			1%	0%	1%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Residuos de biomasa	0,4	5,0	1,8	2,0	121,1	124,3	161,3	171,8	226,1	283,8	292,3	303,6	306,7	284,0	329,7	341,7
(%)	0%	1%	0%	0%	10%	9%	10%	12%	16%	19%	20%	21%	21%	18%	23%	19%
Gasoil	37,3	41,2	14,6	84,3	119,7	356,6	475,9	236,7	69,3	178,9	80,9	38,4	68,8	30,9	144,5	397,6
(%)	9%	6%	2%	9%	10%	25%	29%	16%	5%	12%	6%	3%	5%	2%	10%	23%
Gasolina														0,0	0,0	0,1
(%)														0%	0%	0%
Fueloil	301,1	252,3	91,5	165,3	143,3	276,7	446,9	221,2	106,6	47,5	30,1	13,7	30,0	9,8	26,8	61,3
(%)	75%	40%	13%	18%	12%	20%	27%	15%	7%	3%	2%	1%	2%	1%	2%	3%
Gas natural				0,6	17,1	19,5	1,7	0,2	0,2	0,0		8,7	2,7	26,4		1,6
(%)				0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%		1%	0%	2%		0%
TOTAL	399,0	634,4	709,3	900,2	1.233,0	1.408,4	1.631,8	1.450,5	1.432,4	1.510,8	1.460,5	1.451,8	1.458,2	1.560,0	1.409,5	1.779,6
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	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

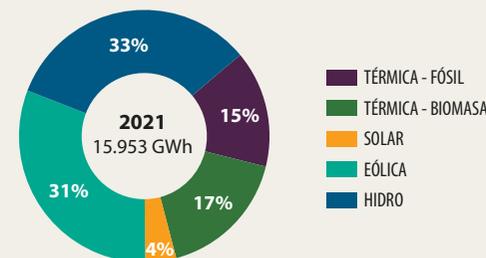
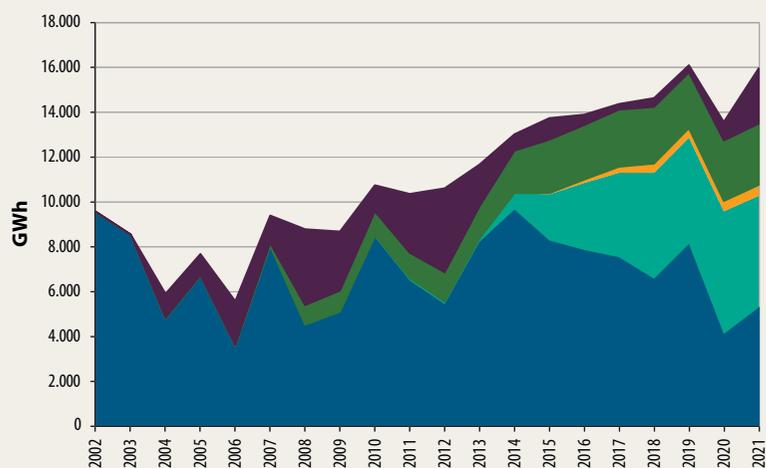
La energía eléctrica generada en 2021 provino principalmente de hidroenergía (5.273 ktep), que aumentó 29% respecto a 2020 y volvió a ocupar el primer puesto, luego de haber sido superada por la energía eólica en el año previo. Por su parte, la producción de electricidad a partir de eólica disminuyó 9% y fue de 4.991 ktep en 2021. La electricidad a partir de biomasa creció 1%, sin embargo, su participación bajó de 20% a 17%.

El cambio más destacado en 2021 fue el crecimiento de la generación térmica fósil que se triplicó y pasó de una participación de 6% a una de 15% en la matriz de generación. Como consecuencia, la participación de las fuentes de origen renovable en la matriz de generación eléctrica fue de 85% en 2021; cayó nueve puntos porcentuales respecto al año anterior.

TABLA 7. Generación de electricidad por fuente

GWh	2002	2003	2004	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Térmica (fósil)	26,4	6,6	1.076,8	956,3	1.165,1	2.627,2	3.748,3	1.859,5	729,8	962,6	463,3	249,2	391,4	314,7	824,9	2.469,2
(%)	0%	0%	18%	12%	11%	25%	35%	16%	6%	7%	3%	2%	3%	2%	6%	15%
Térmica (biomasa)	0,0	0,0	27,3	24,5	1.089,8	1.127,5	1.313,8	1.448,0	1.893,3	2.388,4	2.432,7	2.553,1	2.529,5	2.491,3	2.700,8	2.736,7
(%)	0%	0%	0%	0%	10%	11%	12%	12%	15%	17%	18%	18%	17%	15%	20%	17%
Hidráulica	9.535,3	8.529,5	4.780,7	6.683,6	8.407,2	6.478,9	5.420,9	8.205,9	9.649,1	8.266,0	7.842,2	7.517,9	6.556,6	8.108,3	4.093,9	5.272,8
(%)	100%	100%	81%	87%	78%	63%	51%	70%	74%	60%	56%	52%	45%	50%	30%	33%
Eólica					69,9	111,3	112,5	144,1	732,7	2.065,1	2.994,3	3.774,5	4.732,2	4.752,4	5.475,5	4.991,3
(%)					1%	1%	1%	1%	6%	15%	22%	26%	32%	30%	40%	31%
Solar									3,4	48,7	151,9	268,6	413,6	423,5	462,1	483,4
(%)									0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	4%
TOTAL	9.561,7	8.536,2	5.884,8	7.664,4	10.732,0	10.344,9	10.595,4	11.657,5	13.008,3	13.730,8	13.884,5	14.363,2	14.623,2	16.090,1	13.557,1	15.953,4
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

FIGURA 21. Generación de electricidad por fuente

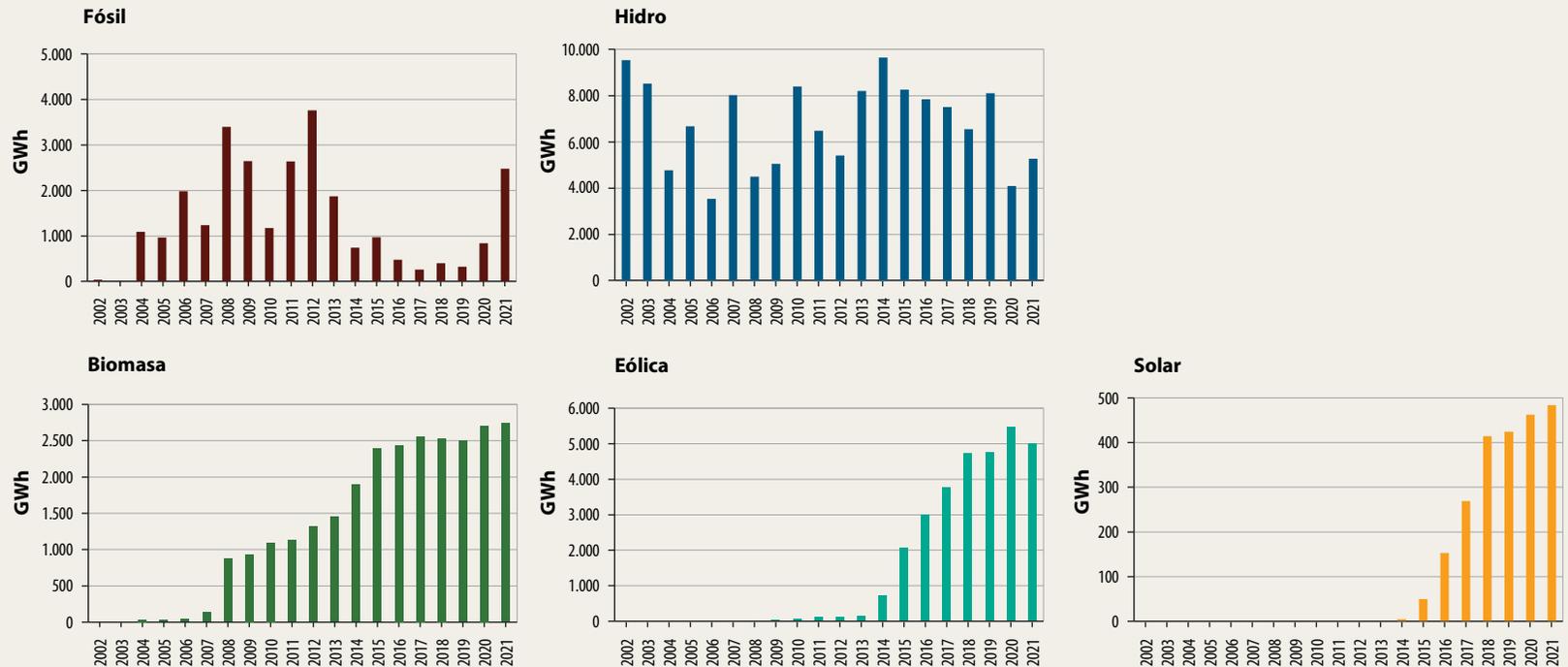


La evolución de la matriz de generación de electricidad por fuente también reflejó las características antes mencionadas de variabilidad, complementariedad y diversificación. Hasta la década del 80 la generación de energía eléctrica provino principalmente de combustibles fósiles; a partir del año 1979 la hidroelectricidad registró participaciones altas en el mix de generación. Por su parte, en los últimos años fueron incorporadas nuevas fuentes de energía.

Si se compara el año 2021 respecto al 2012 se observa que la generación eléctrica total creció 51%. En cuanto a las fuentes, la generación de electricidad de origen hidro se redujo 3% y la de origen fósil 34%. De esta manera, se puede observar la importancia que está teniendo la incorporación de las fuentes autóctonas en estos últimos 15 años, que aporta ventajas claras en la diversificación de la matriz de generación.

En 2021 la generación de electricidad fue 85% de origen renovable.

FIGURA 22. Generación de electricidad a partir de cada fuente



3.3. Producción de derivados de petróleo

En el año 2021 la refinería operó de manera habitual. El procesamiento de crudo fue 10% superior al año previo y similar a 2019. Es de destacar que 2020 fue el primer año de pandemia en el país y las restricciones que se dieron en la movilidad (principalmente en el segundo bimestre del año) impactaron de manera directa en el consumo de derivados de petróleo en el sector transporte y, por lo tanto, en la producción de combustibles.

Por su parte, en 2021 se elaboraron 2.135 ktep de derivados de petróleo con 11 ktep de pérdidas de transformación. El producto mayoritario fue gasoil (983 ktep), seguido por gasolinas automotoras (611 ktep) y fueloil (231 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 2021 se produjeron 70 ktep de gas fuel y 33 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”.

La estructura de producción de la refinería experimentó algunos cambios a lo largo de estos 56 años. Hasta los primeros años de la década del 80 la principal producción correspondió a fueloil (45% en 1965). 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 46% en 2021. 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% en el último año.

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 donde la refinería ha tenido paradas de mantenimiento, se verificó una disminución en los niveles de procesamiento de crudo y de producción de derivados.

FIGURA 23. Estructura de producción de la refinería

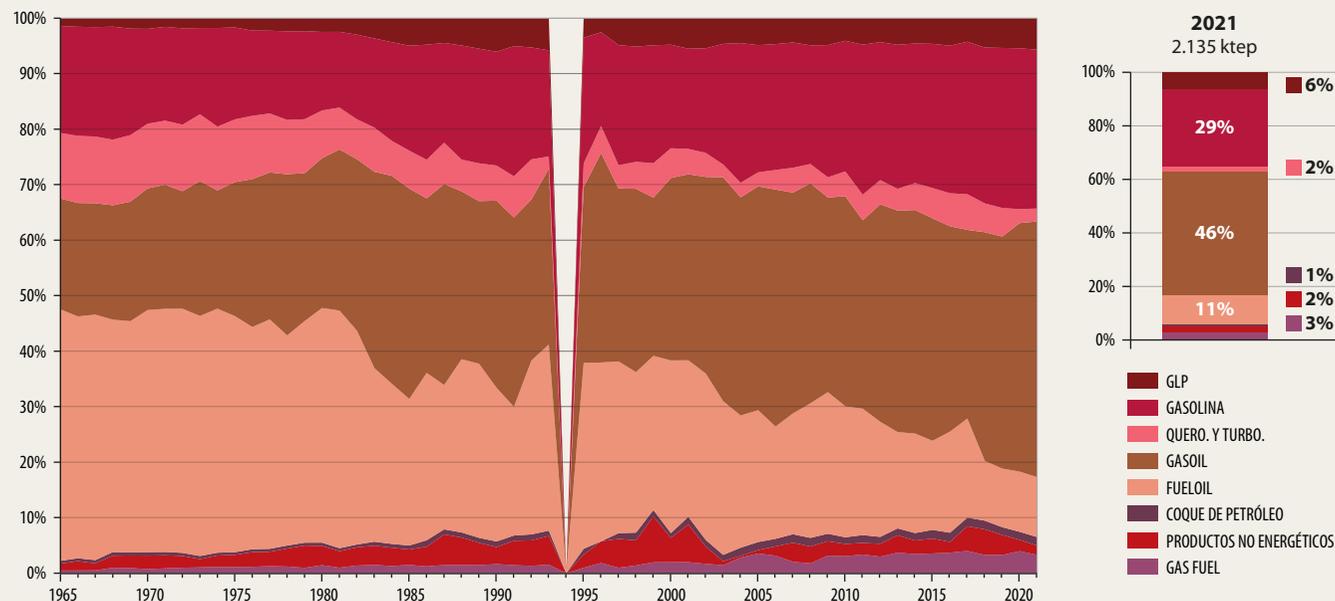


TABLA 8. Producción de la refinería

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
GLP	21,1	44,4	46,8	99,4	77,1	62,2	82,9	99,4	87,6	87,6	104,8	24,3	115,7	111,5	104,9	121,3
(%)	1%	2%	4%	5%	4%	5%	4%	5%	5%	5%	5%	4%	5%	5%	5%	6%
Gasolina	290,7	254,8	301,9	469,6	447,3	352,7	478,4	538,3	483,1	492,9	562,6	157,8	614,9	599,9	560,7	610,7
(%)	19%	14%	23%	23%	24%	27%	25%	26%	25%	26%	26%	28%	28%	29%	29%	29%
Quero y turbo	177,9	154,5	57,0	51,9	85,0	60,3	83,8	81,3	93,3	103,4	125,8	36,9	113,8	107,0	48,9	49,9
(%)	12%	9%	4%	3%	4%	5%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	5%	5%	3%	2%
Gasoil	301,2	485,9	422,7	825,9	719,2	442,9	753,6	828,0	773,7	760,7	783,0	195,1	901,9	869,6	866,7	983,4
(%)	20%	27%	32%	40%	38%	34%	39%	40%	40%	40%	37%	34%	41%	42%	45%	46%
Fuegoil	683,2	760,9	446,8	486,8	448,7	297,2	399,4	360,0	344,5	304,6	385,3	102,5	236,0	219,8	209,9	230,8
(%)	45%	42%	33%	24%	24%	23%	21%	17%	18%	16%	18%	18%	11%	11%	11%	11%
Coque de petróleo	7,5	10,8	14,1	29,7	22,8	18,6	23,9	26,0	25,9	29,9	35,2	9,0	34,3	29,3	28,1	32,9
(%)	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%
Productos no energéticos	18,6	62,2	31,5	12,6	41,9	27,1	44,6	64,7	47,0	50,8	40,9	25,5	101,1	74,9	39,2	35,7
(%)	1%	3%	2%	1%	2%	2%	2%	3%	2%	3%	2%	4%	5%	4%	2%	2%
Gas fuel	7,3	26,0	13,0	72,6	58,1	43,9	57,2	76,7	66,0	67,3	78,1	23,0	71,7	68,1	76,9	70,2
(%)	0%	1%	1%	4%	3%	3%	3%	4%	3%	4%	4%	4%	3%	3%	4%	3%
TOTAL	1.507,5	1.799,5	1.333,8	2.048,5	1.900,1	1.304,9	1.923,8	2.074,4	1.921,1	1.897,2	2.115,7	574,1	2.189,4	2.080,1	1.935,3	2.134,9
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%										

NOTAS: 1) La refinería permaneció parada por mantenimiento programado de sus unidades en los siguientes períodos: a- setiembre 2011 - enero 2012; b- febrero - setiembre 2017. 2) Si bien desde 2010 se comercializa gasolinas automotoras con bioetanol, el dato de producción de gasolina no incluye el biocombustible. 3) 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.



4. Demanda de energía

Se entiende por “consumo final total de energía” al consumo de los siguientes sectores: residencial, comercial/servicios/sector público, transporte, industria 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 1.715 ktep en 1965 a 2.677 ktep 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 2.251 ktep, debido a la crisis económica que afectó a Uruguay en los primeros años del siglo XXI. A partir de 2004 esta tendencia a la baja se revirtió y comenzó a crecer nuevamente hasta superar, recién hacia 2007, los valores de consumo previos a la crisis. En 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 4.922 ktep, 5% superior a 2020.

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. Entre las medidas que tomó el gobierno estuvo 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 gasolinás), 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 6,1% ese año.

FIGURA 24. Consumo final total de energía



TABLA 9. Consumo final total de energía

Año	ktep	Año	ktep	Año	ktep
1965	1.715,0	1984	1.802,2	2003	2.251,0
1966	1.709,8	1985	1.778,4	2004	2.355,9
1967	1.656,2	1986	1.850,6	2005	2.407,7
1968	1.636,7	1987	1.950,4	2006	2.559,8
1969	1.734,2	1988	1.936,8	2007	2.788,6
1970	1.827,9	1989	1.947,4	2008	3.266,2
1971	1.895,1	1990	1.939,7	2009	3.405,2
1972	1.912,6	1991	2.048,9	2010	3.583,5
1973	1.898,1	1992	2.132,7	2011	3.696,1
1974	1.840,1	1993	2.211,5	2012	3.722,2
1975	1.875,0	1994	2.255,3	2013	3.948,0
1976	1.936,3	1995	2.263,0	2014	4.166,3
1977	1.953,3	1996	2.399,9	2015	4.467,3
1978	2.020,7	1997	2.528,7	2016	4.698,9
1979	2.116,0	1998	2.619,5	2017	4.749,2
1980	2.101,2	1999	2.676,8	2018	4.790,4
1981	2.075,6	2000	2.527,2	2019	4.790,6
1982	1.925,7	2001	2.438,9	2020	4.702,3
1983	1.889,1	2002	2.272,0	2021	4.921,9

Si se considera toda la serie temporal de Balance Energético desde 1965 a 2021, solo se registraron tres años con caídas tan fuertes de la economía: 1982, 1983 y 2002.

Como se ha comentado, desde 2004 el consumo final total de energía mostró una tendencia creciente a una tasa promedio de 5% anual. Este valor superó la tendencia histórica, dado que la década de mayor crecimiento anterior había sido la correspondiente a los años 90, cuando se registró una tasa promedio de 4%. En 2008 hubo un aumento en el consumo final total de 17%, que estuvo asociado principalmente al fuerte crecimiento de la industria de la celulosa.

En el año 2021 el consumo final no energético fue de 112 ktep, 17% superior al año anterior. Dado que el consumo final para usos no energéticos fue tan solo el 2% del consumo final total, no ameritaba realizar un análisis por fuente. A continuación, se analiza el comportamiento del consumo final energético y su desagregación por fuente y por sector.

4.1. Consumo final energético por fuente

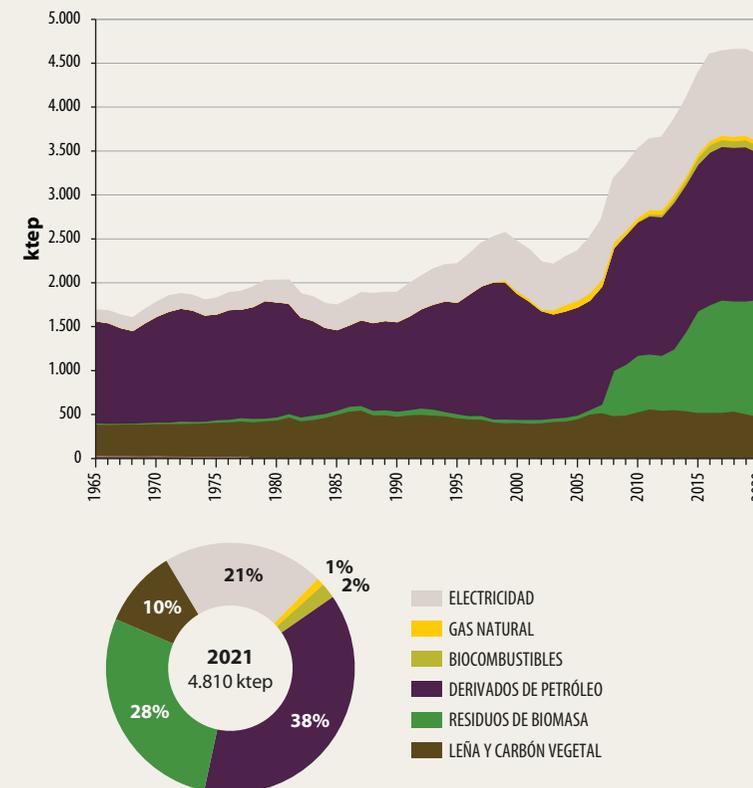
Las fuentes de energía consumidas en los diferentes sectores de actividad incluyeron principalmente derivados de petróleo, biomasa, electricidad y gas natural.

En 2021, el consumo final energético fue liderado por la biomasa (leña, carbón vegetal, residuos de biomasa y biocombustibles) que por séptimo año consecutivo superó al de los derivados de petróleo (1.926 ktep y 1.829 ktep, respectivamente), con participaciones de 40% para la biomasa y 38% para los derivados de petróleo. En tercer lugar se ubicó el consumo de electricidad (992 ktep, 21%) mientras que la participación de gas natural fue de tan solo 1%.

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. Recién a partir de 2007 registró un aumento que se mantuvo hasta 2021, comportamiento que estuvo influenciado por el consumo de residuos de biomasa.

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 91% y 447%, respectivamente, situación que volvió a repetirse en 2014 y 2015 con tasas de crecimiento de 30% y 28%. Por su parte, en el año 2011 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.

FIGURA 25. Consumo final energético por fuente

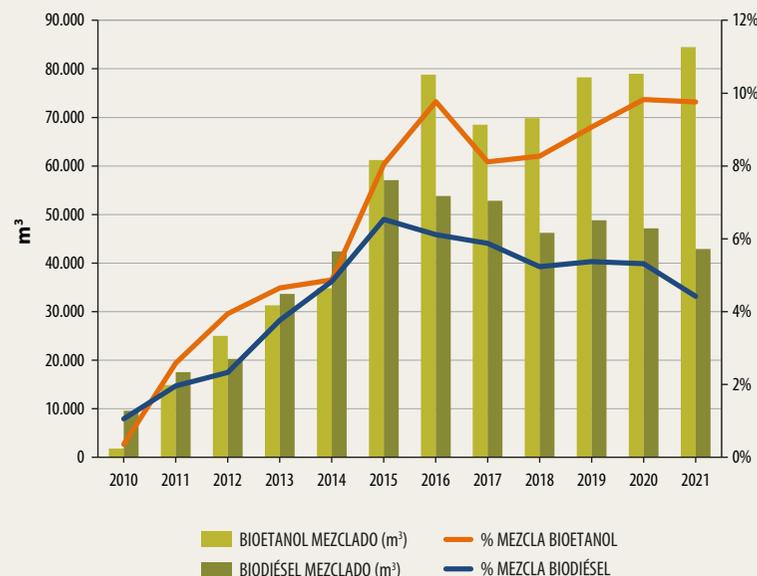


Por su parte, cabe señalar que el valor de consumo de leña que figura para los diferentes sectores fue relevado a partir de estudios estadísticos realizados por DNE-MIEM.

A partir de 2010 se incorporaron dos nuevas fuentes de energía secundarias como son el bioetanol¹¹ y el biodiésel, agrupadas en el término “biocombustibles”. Luego de presentar un consumo creciente desde su primer año, en 2016 se registró su máximo consumo (85 ktep) y se mantuvo en un promedio de 78 ktep en los últimos cinco años, con una participación de 2% en la matriz de consumo final.

Los biocombustibles se consumen principalmente en mezclas con combustibles fósiles: gasolinas-bioetanol y gasoil-biodiésel. En el año 2021 la mezcla promedio correspondió a 9,7% de bioetanol en las gasolinas automotoras y 4,4% de biodiésel en el gasoil, en términos de volumen. La incorporación de biocombustibles permitió satisfacer la demanda, al tiempo que bajar el consumo de combustibles fósiles y, por lo tanto, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

FIGURA 26. Consumo de biocombustibles y porcentajes de mezcla



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

En 2021, la mezcla promedio (volumen) fue de 9,7% de bioetanol en las gasolinas automotoras y 4,4% de biodiésel en el gasoil.

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 8%. En el año 2020 volvió a registrar una disminución en el consumo (-5%), seguida por un posterior crecimiento de 9%. En el último año el consumo final de derivados de petróleo fue de 1.829 ktep.

En cuanto al consumo de electricidad, desde 1965 ha presentado un crecimiento neto sostenido, a excepción de algunas leves disminuciones registradas en los años 1972, 1982, 1989 y la caída de principios de siglo, por los motivos ya explicados. Analizando los últimos diez años de la serie, la tasa de crecimiento fue siempre positiva, con un promedio de 3%, salvo para 2017 y 2019, años en los cuales el consumo eléctrico bajó. El consumo eléctrico máximo histórico fue registrado en el último año (992 ktep). El aumento en el consumo de electricidad registrado en 2006 estuvo asociado a un cambio de metodología en la evaluación de las pérdidas no técnicas¹², que a partir de ese año se comenzaron a incluir en los sectores finales de consumo: las pérdidas sociales se incorporan en el sector residencial y el resto de las pérdidas no técnicas se distribuyeron en función del porcentaje de participación del consumo eléctrico del resto de los sectores.

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



TABLA 10. Consumo final energético por fuente

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Leña y carbón vegetal (%)	355,8 21%	424,4 21%	456,1 21%	444,5 19%	524,2 15%	559,3 15%	543,3 15%	549,9 14%	538,2 13%	519,0 12%	519,0 11%	519,5 11%	533,6 11%	503,4 11%	474,5 10%	478,4 10%
Residuos de biomasa (%)	15,1 1%	35,6 2%	46,0 2%	41,5 2%	645,6 18%	625,8 17%	626,8 17%	690,7 18%	900,9 22%	1.157,6 26%	1.227,5 27%	1.283,0 27%	1.257,7 27%	1.287,4 27%	1.333,1 29%	1.368,7 28%
Carbón mineral (%)	5,1 0%	2,7 0%	0,3 0%	0,9 0%												
Derivados del petróleo (%)	1.164,1 69%	1.312,8 65%	1.274,5 58%	1.234,5 52%	1.520,5 43%	1.578,0 43%	1.582,0 43%	1.671,4 43%	1.679,4 41%	1.672,4 38%	1.742,1 38%	1.753,4 38%	1.754,2 38%	1.761,4 38%	1.681,8 37%	1.829,0 38%
Biocombustibles (%)					8,8 0%	22,0 1%	29,4 1%	43,8 1%	52,8 1%	78,8 2%	85,2 2%	79,1 2%	74,0 2%	80,3 2%	79,1 2%	78,4 2%
Gas natural (%)				73,5 3%	45,7 1%	50,0 1%	46,9 1%	46,6 1%	42,8 1%	43,7 1%	47,7 1%	47,0 1%	50,8 1%	49,7 1%	47,2 1%	49,5 1%
Derivados del carbón (%)	22,6 1%	4,7 0%	0,2 0%	0,9 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%
Electricidad (%)	118,5 7%	239,0 12%	429,8 19%	556,7 24%	772,7 22%	800,3 22%	823,8 23%	847,2 22%	871,3 21%	906,2 21%	980,5 21%	956,1 21%	985,2 21%	973,7 21%	975,8 21%	991,7 21%
Solar (%)									2,6 0%	3,0 0%	3,3 0%	3,9 0%	4,4 0%	5,0 0%	5,6 0%	6,7 0%
Residuos industriales (%)						2,1 0%	1,6 0%	4,3 0%	3,4 0%	6,0 0%	7,0 0%	6,4 0%	8,7 0%	8,6 0%	9,3 0%	7,0 0%
TOTAL (%)	1.681,2 100%	2.019,2 100%	2.206,9 100%	2.352,5 100%	3.517,8 100%	3.637,8 100%	3.654,0 100%	3.854,1 100%	4.091,5 100%	4.386,8 100%	4.612,5 100%	4.648,5 100%	4.668,7 100%	4.669,6 100%	4.606,5 100%	4.809,5 100%

NOTA: El gas manufacturado está incluido en derivados del carbón en 1965 y en derivados de petróleo en 1980 y 1995. A partir de 2005 se sustituye completamente por gas natural.

TABLA 11. Consumo de biocombustibles ▶ DESCARGAR hoja de cálculo GASOIL Y BIODIÉSEL ▶ DESCARGAR hoja de cálculo GASOLINA AUTOMOTORA Y BIOETANOL

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Producción de bioetanol (m ³)	13.225	16.084	20.040	28.430	42.549	71.542	78.630	70.144	80.375	82.062	78.454	85.647
Bioetanol mezclado (m ³)	1.777	14.806	24.920	31.254	34.754	61.176	78.735	68.452	69.763	78.154	78.907	84.408
Gasolina comercializada con bioetanol (m ³)	503.919	574.399	633.804	673.787	714.442	760.950	806.944	844.712	844.886	862.722	804.077	866.001
Porcentaje de mezcla bioetanol (%)	0,4%	2,6%	3,9%	4,6%	4,9%	8,0%	9,8%	8,1%	8,3%	9,1%	9,8%	9,7%
Producción de biodiésel (m ³)	11.068	18.202	20.585	35.241	45.234	57.554	53.482	52.848	47.923	49.976	46.112	42.160
Biodiésel mezclado (m ³)	9.549	17.489	20.227	33.569	42.319	57.002	53.749	52.745	46.189	48.769	47.070	42.852
Gasoil que se comercializa sin biodiésel (m ³)	66.678	68.886	62.355	60.950	49.582	45.588	38.743	44.572	44.714	41.358	37.814	37.690
Gasoil que se comercializa con biodiésel (m ³)	908.827	895.196	871.954	894.564	877.096	873.711	880.317	899.373	883.402	908.659	886.730	970.459
Porcentaje de mezcla biodiésel (%)	1,1%	2,0%	2,3%	3,8%	4,8%	6,5%	6,1%	5,9%	5,2%	5,4%	5,3%	4,4%

NOTAS: 1) Para los años en que el volumen de biocombustibles mezclado supera a la producción, la diferencia se debe principalmente a una variación de stock. 2) Se representa el porcentaje de mezcla global para el total de gasolinas y no por tipo de gasolina (super, premium). 3) 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. 4) El biodiésel se mezcla en todo el gasoil que sea destinado como gasoil S05, o como gasoil común hasta el 2013. El gasoil marino y el gasoil importado no llevan biodiésel.

El gas natural, si bien es una fuente que hace ya más de 20 años que participa en la matriz energética, ha tenido una penetración marginal desde su ingreso en 1998. El mayor consumo se dio en el año 2006 (84 ktep) con una participación de 3% en la matriz de consumo final energético. Sin embargo, desde 2009 su participación en la matriz de consumo se ha mantenido en 1%. 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 condiciones mínimas para lograr una penetración del energético.

Desde 2014 se incluye la energía solar térmica en la matriz de resultados. En 2021, el consumo final energético creció 20% respecto al año anterior y resultó en un valor de 7 ktep, que estuvo asociado a una superficie de colectores solares térmicos estimada de 116.300 m².

4.2. Consumo final energético por sector

Históricamente el consumo final energético se distribuyó con participaciones similares entre tres sectores (residencial, transporte e industrial); 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 2007-2008 el consumo del sector industrial registró un fuerte crecimiento y llegó casi a duplicarse en un solo año. En los últimos 15 años el consumo final energético del sector industrial pasó de 626 ktep (2007) a 2.100 ktep (2021), con dos períodos claros de crecimiento (2008-2010 y 2014-2015); esto se debió a la puesta en operación de las nuevas plantas de celulosa en el país.

Es de destacar que si bien la entrada de las empresas de pulpa de celulosa tuvo un impacto significativo en la matriz

energética, las mismas han sido autosuficientes ya que más del 90% de su consumo provino de energéticos propios. A su vez, parte de la electricidad generada en las plantas ha sido y es entregada al SIN.

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

FIGURA 27. Consumo final energético por sector

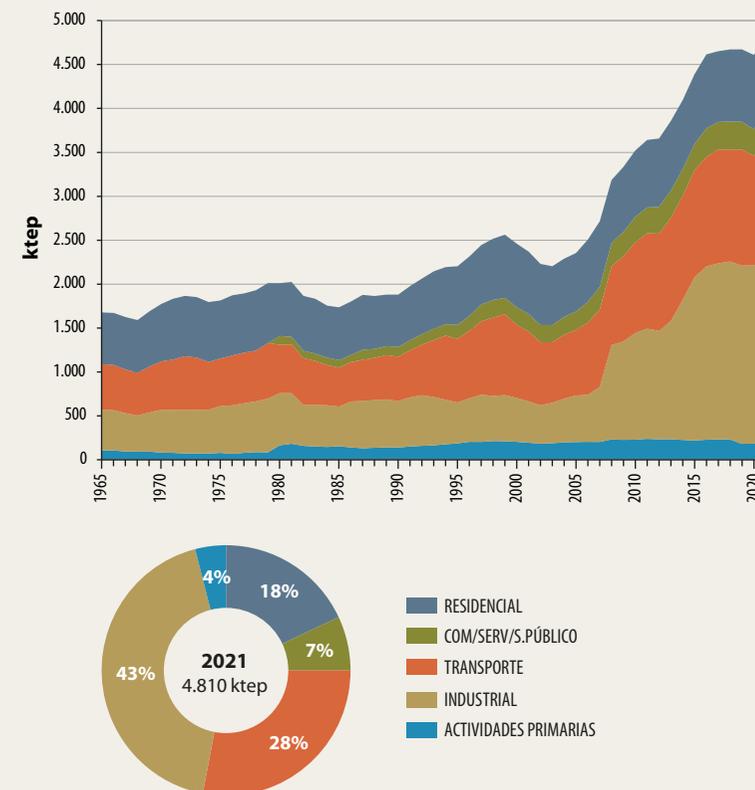


TABLA 12. Consumo final energético por sector

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Residencial	589,4	601,7	666,1	667,3	755,7	768,5	777,1	793,2	786,4	796,3	842,7	806,1	820,9	825,1	847,5	845,5
(%)	35%	30%	30%	28%	21%	21%	21%	21%	19%	18%	18%	17%	18%	18%	18%	18%
Comercial/servicios/sector público	*	99,3	160,8	207,4	291,6	293,4	305,4	310,8	305,4	299,2	323,9	314,1	318,7	316,4	302,2	320,8
(%)		5%	7%	9%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
Transporte	518,8	550,9	724,7	748,2	1.032,3	1.085,7	1.109,3	1.174,7	1.182,3	1.216,4	1.247,4	1.294,2	1.274,4	1.320,7	1.247,0	1.364,5
(%)	31%	27%	33%	32%	29%	30%	30%	30%	29%	28%	27%	28%	27%	28%	27%	28%
Industrial	463,6	594,4	465,5	529,9	1.213,7	1.255,8	1.233,0	1.344,9	1.595,6	1.859,6	1.974,1	2.005,7	2.027,4	2.029,9	2.030,1	2.100,2
(%)	28%	29%	21%	23%	35%	35%	34%	35%	39%	42%	43%	43%	43%	43%	44%	43%
Actividades primarias	102,1	160,4	182,5	197,9	224,5	234,4	229,0	230,3	221,5	215,3	224,4	228,4	227,3	177,5	179,7	178,5
(%)	6%	8%	8%	8%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%
No identificado	7,3	12,5	7,3	1,8	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3							
(%)	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%							
TOTAL	1.681,1	2.019,2	2.206,9	2.352,5	3.517,8	3.637,8	3.654,0	3.854,1	4.091,5	4.386,8	4.612,5	4.648,5	4.668,7	4.669,6	4.606,5	4.809,5
(%)	100%															

NOTA: En el año 1965 el consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público está incluido en sector residencial.

4.2.1. Sector residencial

El consumo final energético del sector residencial fue de 846 ktep en 2021, similar al año anterior. Si bien existió una variedad importante de fuentes consumidas en el sector residencial, la distribución se centró mayoritariamente en 3-4 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.

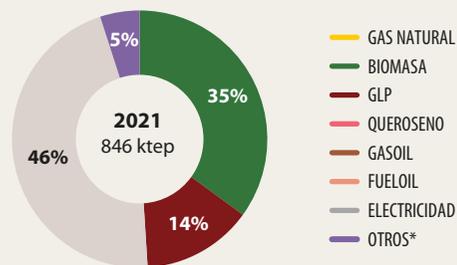
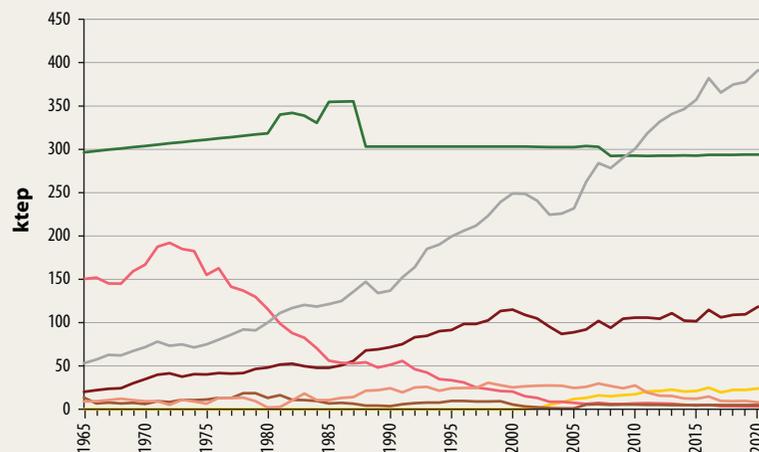
Cabe destacar una vez más que los consumos de leña y de residuos de biomasa se relevaron a partir de encuestas. En consecuencia, la caída que registró el consumo de biomasa a partir de 2006 no obedeció a un cambio en las pautas de consumo sino a un cambio en la metodología de evaluación. Para

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 2021 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 son gasoil y fueloil, fundamentalmente para calefacción y calentamiento de agua, cuyas participaciones en conjunto estuvieron entre 2% y 7% en todo el período de estudio (1965-2021); en 2021 registraron un consumo de 5 ktep y 8 ktep, respectivamente. A partir del año 2000 comenzó la utilización del gas natural en el sector residencial, 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 28. Consumo final energético del sector residencial por fuente



NOTA: Para el gráfico 2021, 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 Montevideo¹³ y aproximadamente un tercio del consumo residencial corresponde a la capital.

13- Instituto Nacional de Estadística (INE), Poblaciones Estimadas y Proyectadas por Sexo y Edad según Departamentos, <https://www.ine.gub.uy/c/document_library/get_file?uuid=8b1b809e-e403-48d6-8128-99e8c9444182&groupId=10181> (21/07/2022).

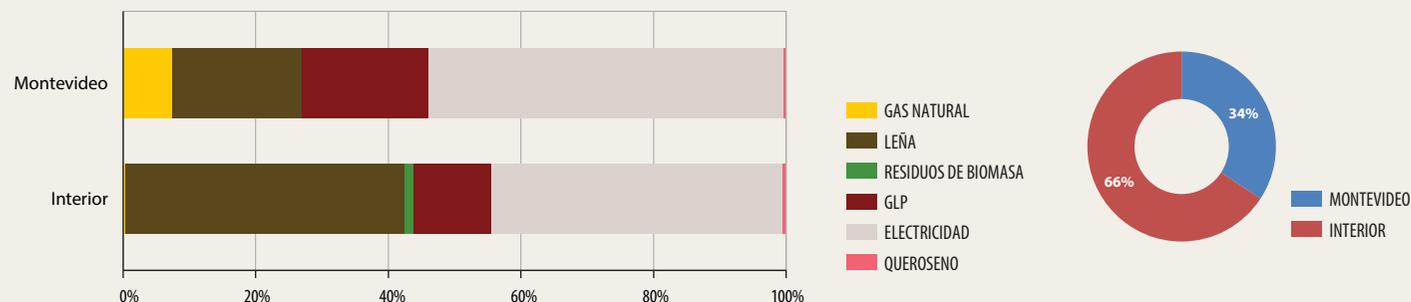
La diferencia principal radicó en las características de consumo, ya que el consumo residencial de Montevideo fue casi la mitad de electricidad, seguido en menor medida por leña, GLP y gas natural. Respecto al interior del país, los principales energéticos consumidos en los hogares fueron electricidad 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 (40% y 60% respectivamente). Algo similar ocurrió con el consumo de 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 y queroseno se registró en el interior (80% y 76%).

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

Las medidas de restricción de movilidad asumidas por el gobierno a partir de marzo de 2020, podrían hacer 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% respecto al año previo, estuvo dentro de los valores de crecimientos históricos. A su vez, hay que tener presente que el invierno 2020 fue más frío que el 2019, lo cual podría explicar el aumento del consumo de GLP y electricidad. Por estas razones, el efecto de la pandemia no basta para explicar el comportamiento de consumo del sector.

FIGURA 29. Apertura de consumo del sector residencial en 2021



4 DEMANDA DE ENERGÍA

TABLA 13. Consumo final energético del sector residencial

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas natural				11,8	17,2	20,6	21,0	22,6	20,3	21,2	25,0	19,6	22,3	22,2	23,8	22,9
(%)				2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	3%	3%	3%	3%
Solar									2,2	2,5	2,7	3,2	3,7	4,2	4,6	5,5
(%)									0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%
Leña y carbón vegetal	296,5	318,3	303,0	302,3	285,0	284,5	284,9	284,9	285,1	285,0	285,8	285,8	285,8	286,2	286,1	286,4
(%)	54%	53%	45%	45%	38%	37%	37%	36%	36%	36%	34%	35%	35%	35%	34%	34%
Residuos de biomasa					7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
(%)					1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
GLP	20,1	48,2	91,5	88,7	105,7	105,6	104,3	110,7	102,3	101,6	114,7	106,0	108,8	109,4	118,1	117,8
(%)	4%	8%	14%	13%	14%	14%	13%	14%	13%	13%	14%	13%	13%	13%	14%	14%
Gasolina					0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3
(%)					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Queroseno	150,2	115,7	33,4	7,4	6,7	7,1	6,6	6,3	5,1	4,3	5,2	3,5	3,7	3,2	3,3	2,9
(%)	27%	19%	5%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
Gasoil	13,5	13,1	9,5	0,9	5,5	5,3	5,1	4,9	4,8	4,8	4,8	4,9	4,8	4,8	4,7	5,1
(%)	2%	2%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Fueloil	8,9	1,9	24,1	24,6	27,3	19,3	15,6	15,4	12,4	12,0	14,6	9,7	9,3	9,7	8,0	8,1
(%)	2%	0%	4%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%
Gas manufacturado	9,5	4,5	5,4	0,0												
(%)	2%	1%	1%	0%												
Electricidad	53,1	100,1	199,2	231,6	300,5	318,2	331,7	340,5	346,3	357,0	381,9	365,4	374,6	377,4	391,0	388,9
(%)	10%	17%	30%	35%	40%	41%	43%	43%	44%	45%	45%	45%	46%	46%	46%	46%
TOTAL	551,8	601,8	666,1	667,3	755,7	768,5	777,1	793,2	786,4	796,3	842,7	806,1	820,9	825,1	847,5	845,5
(%)	100%															

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



4.2.2. Sector comercial/servicios/sector público

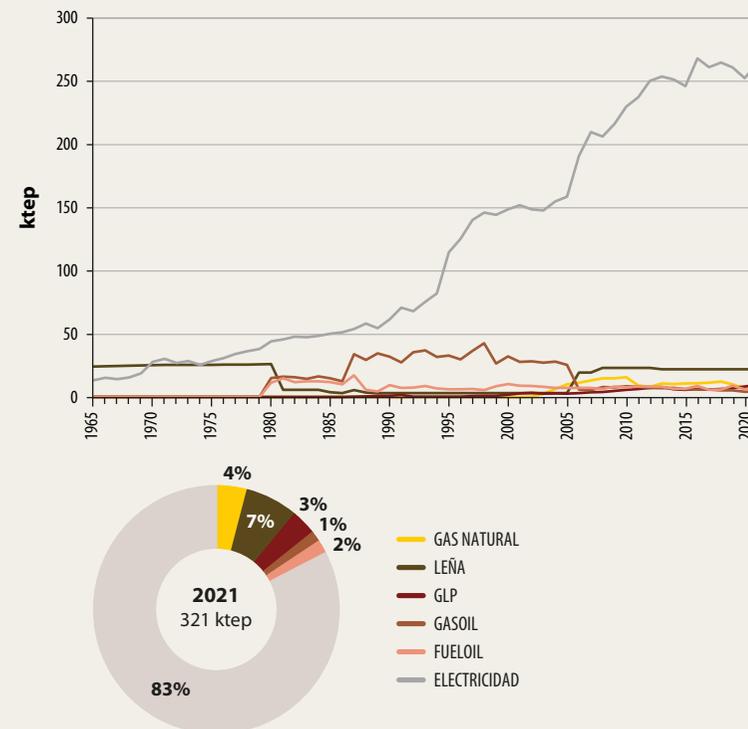
El consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público fue de 321 ktep en 2021, con un crecimiento de 6% respecto al año anterior.

Analizando el consumo global del sector comercial/servicios/sector público 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 el consumo de electricidad disminuyera 3% respecto al año anterior, en 2021 volvió a aumentar y resultó en un valor de consumo de 264 ktep y una participación de 83%. Desde 2006 la participación de la electricidad en el consumo final del sector ha permanecido en valores superiores a 80%.

En menor medida, se registró un consumo de leña por 22 ktep para 2021 (7% del sector). Este valor se ha mantenido constante en los últimos siete años y corresponde al resultado de la “Encuesta sobre consumo y uso de la energía en el sector comercial y servicios 2013”. Se destaca que los cambios significativos que presenta el consumo de leña en toda la serie 1965-2021 responden a nuevos resultados de encuestas y no a cambios en los patrones de consumo.

Las restantes fuentes de energía consumidas en el sector (solar, gasoil, fueloil, GLP, gasolinas, queroseno y gas natural), presentaron en conjunto una participación de 10% para 2021, luego de haber aumentado su consumo 27% respecto al año anterior.

FIGURA 30. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público por fuente



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”. 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 consumos por 7% y 6% respectivamente. En tanto, el subsector “resto”, donde se agrupan todos los consumos energéticos que no correspondan a las categorías anteriores, fue responsable de la mayor parte del consumo del sector (78%).

Desde el punto de vista de la estructura de consumo, en todos los subsectores el principal energético consumido en 2021 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 (95%), se sumó un muy pequeño consumo de GLP (4%) y leña y fueloil prácticamente despreciable. Por su parte, el subsector “resto” registró una matriz de consumo de la siguiente manera: electricidad (80%), leña (8%), gas natural (5%), GLP (3%), gasoil (2%) y fueloil (2%).

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

FIGURA 31. Apertura de consumo del sector comercial/servicios/sector público en 2021

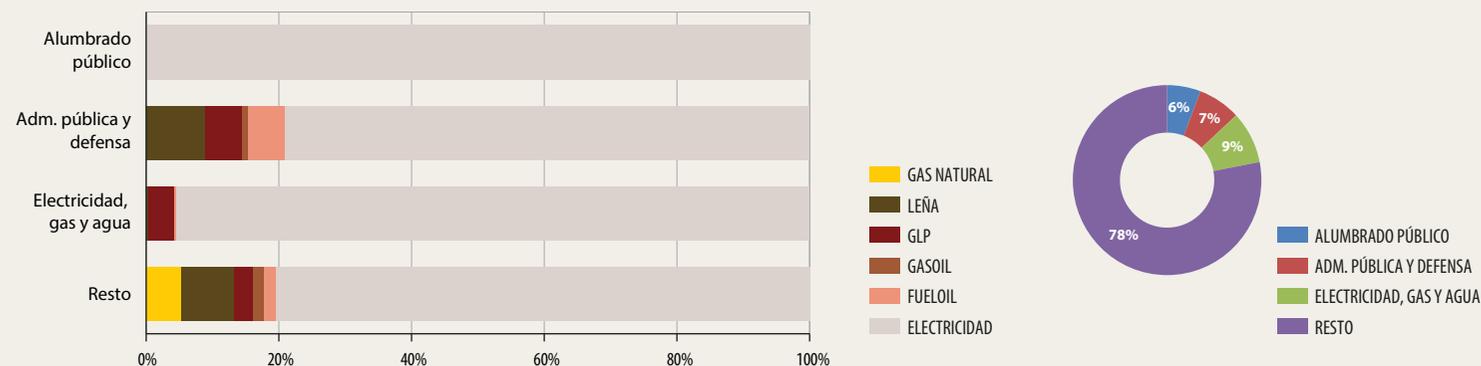


TABLA 14. Consumo final energético del sector comercial/servicios/sector público

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas natural				10,1	15,7	9,2	8,1	10,7	10,3	10,8	11,0	11,4	12,2	10,0	7,1	13,1
(%)				5%	5%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	4%	4%	3%	2%	4%
Solar									0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	1,0
(%)									0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Leña y carbón vegetal	24,2	26,1	3,1	3,1	23,1	23,1	23,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
(%)	64%	26%	2%	1%	8%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
GLP			0,3	2,8	5,7	6,4	7,3	7,9	6,2	5,8	6,3	6,0	6,4	7,2	8,3	9,6
(%)			0%	1%	2%	2%	2%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%
Gasolina					0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2	1,0	1,1
(%)					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Queroseno	*	0,0	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
(%)		0,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gasoil	*	15,0	32,8	25,4	8,6	8,1	7,3	7,1	7,2	6,2	5,9	5,9	5,3	5,2	4,2	4,5
(%)		15%	20%	12%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%
Fueloil	*	11,3	6,2	7,3	7,7	8,3	8,3	8,1	6,7	6,6	8,7	5,7	6,0	8,9	6,1	5,5
(%)		0,1	4%	4%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	3%	2%	2%	3%	2%	2%
Gas manufacturado	*	2,7	3,4	0,0												
(%)		3%	2%	0%												
Electricidad	13,4	44,1	114,7	158,6	230,1	237,5	250,4	254,0	251,5	246,3	268,3	261,3	264,9	261,0	252,6	263,9
(%)	0,4	0,4	71%	76%	79%	81%	82%	82%	82%	82%	83%	83%	83%	83%	85%	83%
TOTAL	37,6	99,2	160,8	207,4	291,6	293,4	305,4	310,8	305,4	299,2	323,9	314,1	318,7	316,4	302,2	320,8
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

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

4.2.3. Sector transporte

El consumo final energético del sector transporte fue 1.365 ktep en 2021, lo que representó un aumento de 9% respecto al año anterior. Correspondió en su totalidad a fuentes de energía secundarias; el gasoil y las gasolinas automotoras predominaron.

La participación de las distintas fuentes fue variando entre 1965 y 2021. A principios del período, la fuente de mayor consumo fue la gasolina automotora; sin embargo, a partir de 1972 el comportamiento se revirtió y el primer lugar lo pasó a ocupar el gasoil. Hacia 1980-1981 sus consumos prácticamente se igualaron, pero a partir de 1982 volvió a acentuarse la diferencia, de la mano de un mayor crecimiento de gasoil. Durante la crisis de 2002 ambos combustibles sufrieron una caída en su demanda, principalmente las gasolinas, situación que aumentó aún más la distancia entre sus consumos. Pero a partir del año 2004, en medio de una tendencia creciente para ambas fuentes, las gasolinas presentaron una tasa de crecimiento mayor, lo que redujo más la diferencia entre el consumo de gasolinas y gasoil.

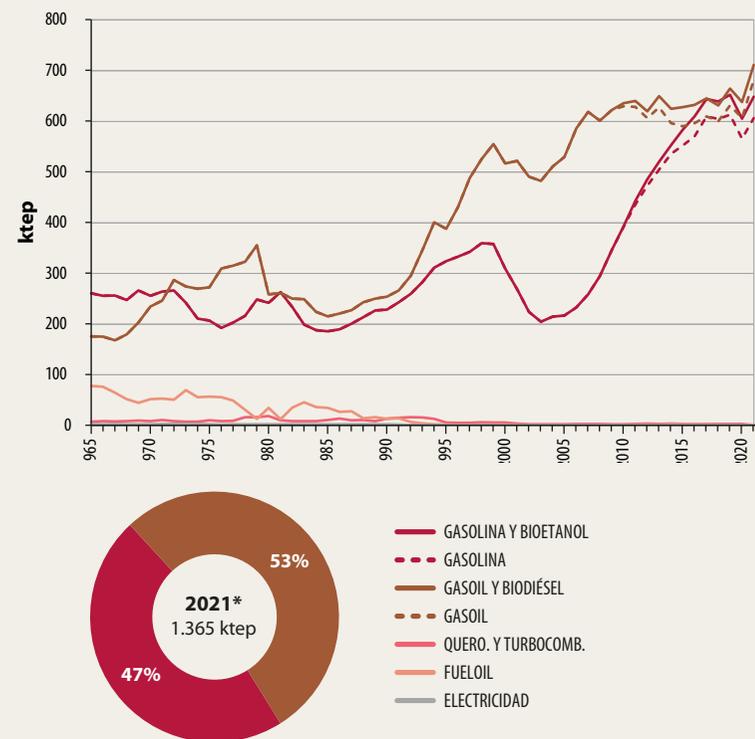
A partir de 2010 se incorporaron los biocombustibles (bioetanol y biodiésel) en la matriz de consumo final, cuya participación en el sector transporte creció de 1% (2010) a 6% (2015) y se mantuvo constante hasta 2020 y descendió un punto porcentual en 2021 para el gasoil. El consumo pasó de 7 ktep a 72 ktep en los 11 años, considerando ambos biocombustibles en conjunto. 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 junto con un descenso en el consumo de combustibles fósiles. El porcentaje de mezcla registrado en 2021 fue de 9,7% para el bioetanol en gasolinas y 4,4% 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 pan-

demia, 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 dicha situación se revirtió y ambos combustibles tuvieron mayores consumos. El de gasolina automotora fue de 606 ktep y el de gasoil 683 ktep; tuvieron una participación de 44% y 51% respectivamente para ese año.

El consumo de gasoil en los últimos años ha presentado ciertas 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 determinaron un apartamiento nuevamente de los

FIGURA 32. Consumo final energético del sector transporte por fuente



*NOTA: 44% gasolina; 3% bioetanol; 51% gasoil; 2% biodiésel.

consumos. Este mismo comportamiento se verificó al considerar los combustibles fósiles en mezcla con los biocombustibles (gasolina-bioetanol y gasoil-biodiésel).

Otras de las fuentes utilizadas en el sector transporte son los turbocombustibles y gasolinas de aviación. En los últimos años se ha venido trabajando en la mejora en la estimación de los consumos de combustibles para actividades aero-agrícolas a través de encuestas en dicha rama de actividad. Por esta razón, cada nueva edición del BEN incorporó las estimaciones del nuevo año e incluyó la reclasificación y corrección de consumos del sector transporte al sector agro, en caso de corresponder. En los últimos seis años, el consumo de combustibles para aviación se ha mantenido constante (3 ktep), considerando ambos energéticos en conjunto.

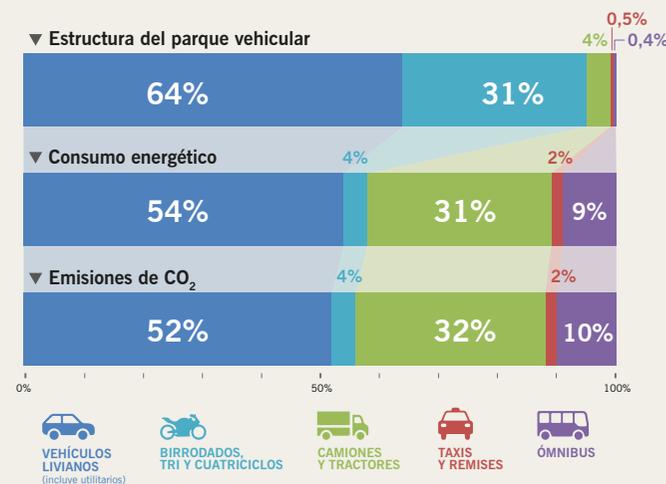
Por su parte, cabe mencionar a la electricidad, que en el año 2021 alcanzó un valor de 0,4 ktep (4.500 MWh). En la serie histórica del BEN hubo registros de consumo de electricidad en el sector transporte desde 1965 hasta 1992, año en el cual se discontinuó el uso de vehículos que consumían esta fuente. A partir del año 2016 se retomó la estimación de los consumos eléctricos en el sector transporte; pero con valores aún pequeños respecto a otras fuentes de energía. De todas formas, se evidenció año tras año un mayor consumo de la electricidad en el transporte. Actualmente se tienen vehículos eléctricos en el transporte público, así como en la flota de vehículos de UTE y vehículos particulares. Para años anteriores al 2016, estos consumos están 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 15 años, las ventas anuales de vehículos cero kilómetros se triplicaron. 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 2021 se dio un pequeño cambio en esta tendencia, ya que las ventas de vehículos cero kilómetros a gasolina correspondieron al 88% del total de ventas de automotores livianos (autos, SUV, utilitarios y pick up). Por su parte, es interesante destacar la penetración que están teniendo las nuevas tecnologías, como son los vehículos eléctricos e híbridos, que en 2021 alcanzaron el 1% y 2% de las ventas, respectivamente.

Al relacionar la estructura del parque automotor con el consumo de combustibles del sector transporte, se puede observar que en 2021 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 que representaron tan solo el 4% del consumo de combustibles. De manera contraria, la categoría “camiones y tractores”, con solamente 4% de participación del parque automotor, fue responsable de cerca de un tercio del consumo energético del sector transporte. En tanto, los ómnibus tuvieron un comportamiento similar, ya que correspondieron a menos de 1% del parque en 2021 y sin embargo consumieron 9% del combustible del sector.

FIGURA 33. Estructura del parque automotor, consumo de combustibles y emisiones de CO₂ en 2021

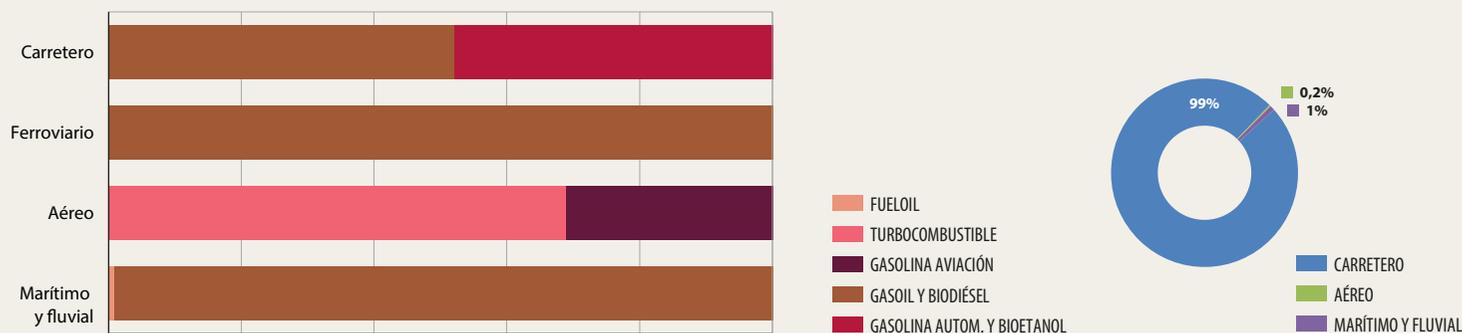


A partir del año 2013 el consumo del sector transporte se comenzó a informar desagregado por modo: “carretero”, “ferroviario”, “aéreo” y “marítimo y fluvial”. El consumo del transporte carretero representó casi la totalidad del consumo de todo el sector (99%) y fue de gasoil y gasolinas en sus mezclas con biocombustibles. 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, pero en 2020 y 2021 se volvió a registrar un consumo de 0,1 ktep de dicha fuente.

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 diferente al aeropuerto/puerto de arribo no se considera dentro de consumo final, sino que esos consumos deben ser registrados como búnker internacional.



FIGURA 34. Apertura de consumo del sector transporte en 2021



NOTA: El gasoil utilizado en transporte marítimo y fluvial no incluye biodiésel.

TABLA 15. Consumo final energético del sector transporte

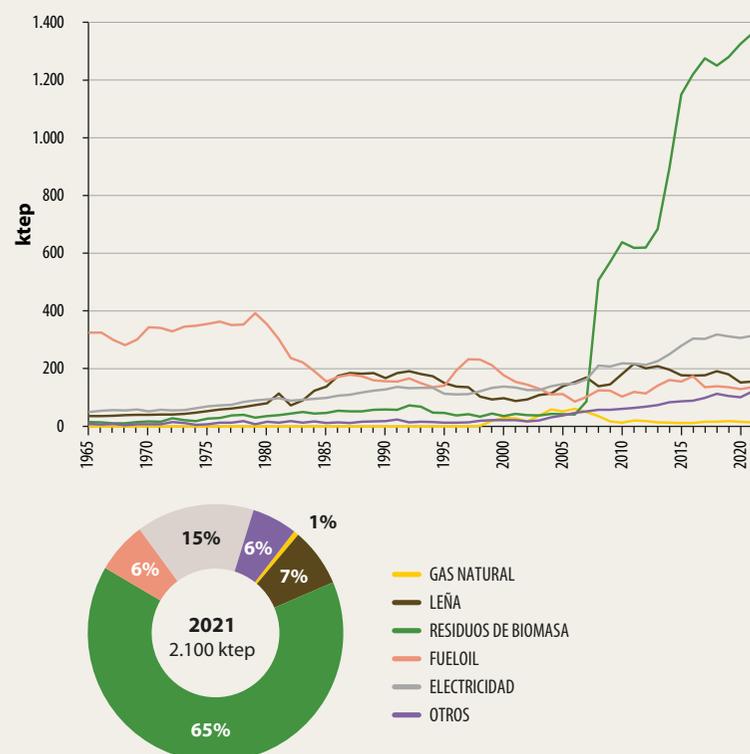
ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gasolina aviación		6,4	3,2	2,2	2,6	2,4	2,9	2,9	2,5	2,5	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0
(%)		1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gasolina automotora	260,5	235,4	320,6	214,6	389,6	433,4	470,7	502,2	533,7	550,7	569,9	609,2	604,2	612,7	565,1	605,9
(%)	50%	43%	44%	29%	38%	40%	42%	43%	45%	45%	46%	47%	47%	46%	45%	44%
Bioetanol					0,9	7,5	12,5	15,6	17,5	30,8	39,6	34,3	34,8	39,4	39,6	42,5
(%)					0%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Gasoil	175,3	258,1	388,1	530,0	630,3	629,2	607,2	628,1	597,1	590,8	596,8	610,5	601,1	631,8	606,9	682,7
(%)	34%	47%	54%	71%	61%	58%	55%	53%	51%	49%	48%	47%	47%	48%	49%	51%
Biodiésel					6,3	11,5	13,4	22,4	28,0	38,1	36,3	35,5	30,8	33,6	32,1	29,7
(%)					1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%
Queroseno	3,4	15,6														
(%)	1%	3%														
Turbocombustible			12,0	1,4	1,7	1,7	2,4	2,9	2,2	2,7	2,2	2,3	2,0	2,1	2,0	2,2
(%)			2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fueloil	77,5	34,0	0,8		0,9	0,0	0,2	0,6	1,3	0,8	1,5	1,3	0,3		0,1	0,1
(%)	15%	6%	0%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		0%	0%
Electricidad	2,1	1,5									0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4
(%)	0%	0%									0%	0%	0%	0%	0%	0%
TOTAL	518,8	551,0	724,7	748,2	1.032,3	1.085,7	1.109,3	1.174,7	1.182,3	1.216,4	1.247,4	1.294,2	1.274,4	1.320,7	1.247,0	1.364,5
(%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	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.

4.2.4. Sector industrial

El consumo final energético del sector industrial fue 2.100 ktep en 2021, 3% superior al registrado en 2020. 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 65% del consumo total de la industria. En menor medida se registraron consumos de electricidad (15%), seguido por leña (7%) y fueloil (6%).

FIGURA 35. Consumo final energético del sector industrial por fuente



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

El sector industrial presentó grandes fluctuaciones en los consumos energéticos de las diferentes fuentes en el período entre 1965 y 2021. 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), históricamente han tenido un consumo bajo en la industria, con participaciones menores a 14% hasta 2007 inclusive. En el año 2008 hubo un salto en el consumo de residuos de biomasa que se debió fundamentalmente al crecimiento del consumo de licor negro en la industria de celulosa. Asimismo, a partir del año 2008 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, un consumo máximo de 1.361 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 descendió luego hasta un 15-16% en los últimos ocho años. A pesar de este descenso porcentual, el consumo absoluto de electricidad experimentó un crecimiento neto, con un máximo histórico en 2018 (318 ktep). En 2021 presentó un crecimiento de 2% respecto a 2020 y alcanzó un valor de 314 ktep.

Es importante destacar que, en la última década, el sector industrial ha mostrado un gran desarrollo en la autoproducción de electricidad, entendiendo por esta a la electricidad generada por los propios establecimientos, sin ingresar 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 40% del consumo eléctrico de la industria. De esta manera, en los últimos ocho años los establecimientos industriales generaron prácticamente la mitad de la electricidad que consumieron (47-49%).

Por su parte, el consumo de leña ha venido aumentando y llegó a una participación de 29% en 2006 para luego bajar a 7% hacia 2021. Si bien en el último año la participación cayó un punto porcentual, en valor absoluto el consumo de leña en el sector industrial aumentó 2%.

Respecto al fueloil, su mayor consumo ha sido históricamente en el sector industrial, con participaciones mayores a 70%. Su consumo tuvo principal importancia en los primeros años de la serie, como se mencionó anteriormente, para situarse en participaciones menores a 10% desde 2010. En 2021 el consumo de fueloil representó 6% del consumo final energético del sector industrial.

Consumo industrial 2021: el 47% de la electricidad fue autogenerada y el 100% del fueloil fue abastecido por ANCAP.

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 2021. 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 ocho años llegó a duplicarse en valor absoluto y pasó de 36 ktep (2013) a 88 ktep (2021). Por su parte, el GLP ha registrado cierto aumento en su consumo en los últimos años, pero sigue siendo marginal respecto al total del sector industrial.

En el caso de la energía solar, en 2021 se logró estimar un consumo de 0,2 ktep asociado a una superficie instalada de 2.858 m² de colectores solares térmicos. Dicho valor fue relevado a partir de las encuestas anuales que se realizan a los establecimientos industriales, así como de las importaciones de equipos por empresas del sector. De todas formas, se considera un valor preliminar ya que la información respecto a la energía solar es difícil de relevar en encuestas sectoriales, dado que el tamaño de la muestra no logra captar la población que utiliza esta tecnología.

A partir del año 2013 el consumo del sector industrial se comenzó a informar desagregado 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 2021 su participación fue de 64%, seguida por las ramas “madera” (7%), “cemento” (5%) y “química, caucho y plástico” (5%).

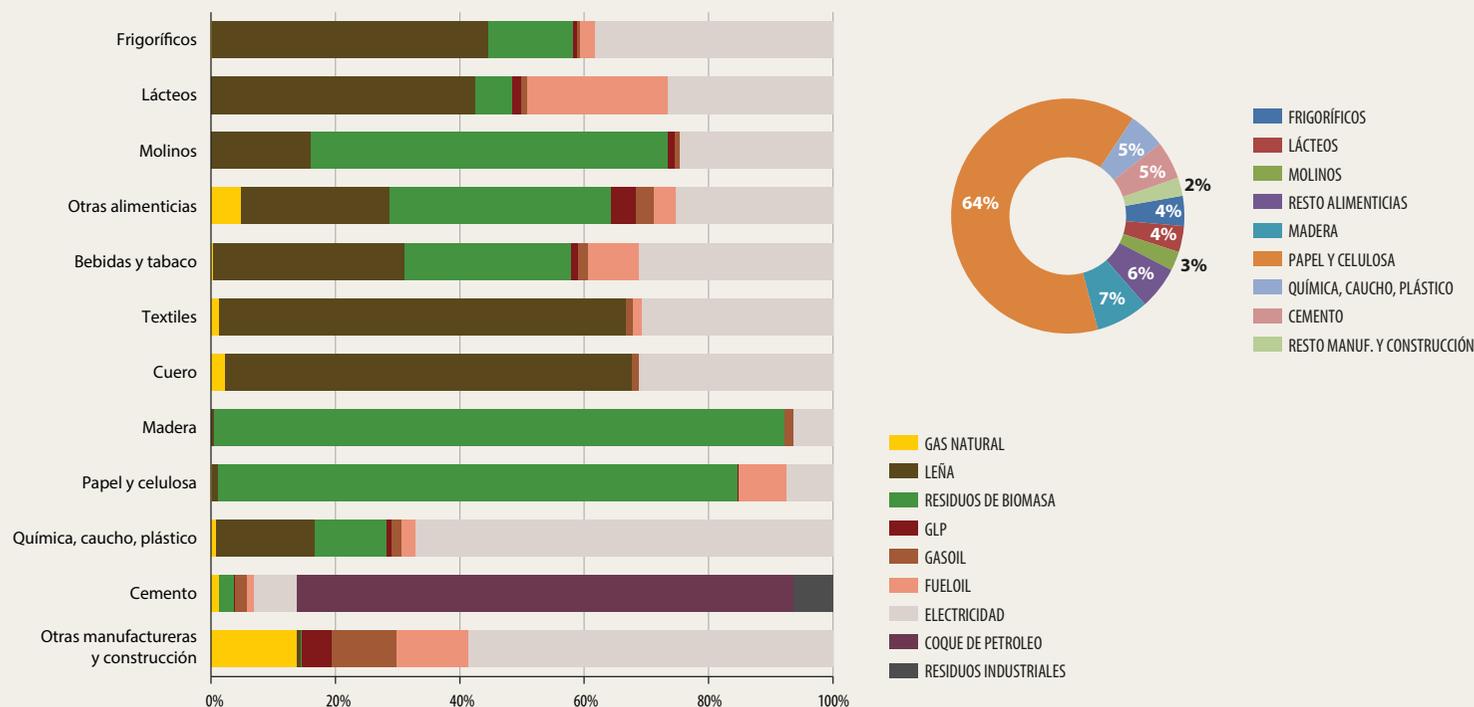
Las ramas industriales presentaron diferencias no solo en los niveles de consumo energético, sino también en los tipos de energéticos utilizados, lo que permite identificar patrones de consumo específicos. Respecto a “papel y celulosa” y “madera”, ambas ramas consumieron en 2021 principalmente residuos de biomasa (más de 80%) y en menor medida electricidad (menos de 9%). Por su parte, la rama “química, caucho y plástico” tuvo en 2021 un consumo basado en electricidad (67%), seguido por “leña” (16%) y “residuos de biomasa” (12%), en tanto “cemento” consumió mayoritariamente coque de petróleo (80%) y electricidad (7%). En el último año, la

matriz de consumo de los “frigoríficos” estuvo compuesta por leña (44%), electricidad (38%), residuos de biomasa (14%) y fueloil (2%), mientras que “molinos” consumió principalmente residuos de biomasa (57%), electricidad (25%) y leña (16%).

En el subsector “lácteos”, el consumo de 2021 estuvo repartido básicamente entre tres fuentes: leña (42%), electricidad (26%) y fueloil (23%). Por su parte, “bebidas y tabaco” y “otras alimenticias” registraron un patrón de consumo similar: residuos de biomasa (27% y 35%, respectivamente), leña (31% y 24%) y electricidad (31% y 25%). En el caso de las ramas “textiles” y “cuero”, los consumos energéticos estuvieron liderados por leña (65% y 64% respectivamente) seguidos por electricidad (31% y 30%). Finalmente, para la rama “otras manufactureras y construcción” el consumo en 2021 estuvo repartido entre más cantidad de fuentes: electricidad (58%), gas natural (14%), fueloil (11%), gasoil (10%) y GLP (5%), entre otras.

Desde el punto de vista de las fuentes de energía, como se mencionó anteriormente, los residuos de biomasa han sido los energéticos de mayor consumo en todo el sector industrial en 2021, 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” (32%), seguida por la rama de la “química, caucho y plástico” (23%) y los “frigoríficos” (11%). Por su parte, la leña representó el tercer energético consumido por el sector industrial; las ramas más importantes en consumo fueron las siguientes: “frigoríficos” (25%), “lácteos” (21%), “química, caucho y plástico” (11%) y “papel y celulosa” (9%). Para el caso del fueloil, el consumo industrial se dio principalmente entre la industria de “papel y celulosa” (76%), seguido en menor medida por “lácteos” (13%) y “química, caucho y plástico” (2%).

FIGURA 36. Apertura de consumo del sector industrial en 2021



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

TABLA 16. Consumo final energético del sector industrial

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Carbón mineral (%)	5,1 1%	2,7 0%	0,3 0%	0,9 0%												
Gas natural (%)				51,6 10%	12,8 1%	20,2 2%	17,8 1%	13,3 1%	12,2 1%	11,7 1%	11,7 1%	16,0 1%	16,3 1%	17,5 1%	16,3 1%	13,5 1%
Solar (%)									0,0 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,2 0%	0,2 0%
Leña y carbón vegetal (%)	35,1 8%	80,0 13%	150,0 32%	139,1 26%	181,1 15%	216,7 17%	200,3 16%	207,9 15%	196,0 12%	176,9 10%	176,1 9%	176,6 9%	190,7 9%	180,1 9%	151,3 8%	154,8 8%
Residuos de biomasa (%)	15,1 3%	35,6 6%	46,0 10%	41,5 8%	638,0 53%	618,2 49%	619,2 50%	683,1 51%	893,3 56%	1.150,0 62%	1.219,9 62%	1.275,4 64%	1.250,1 62%	1.279,8 63%	1.325,5 65%	1.361,1 65%
GLP (%)	0,6 0%	1,4 0%	1,6 0%	5,1 1%	12,8 1%	11,3 1%	14,6 1%	17,1 1%	18,2 1%	17,3 1%	14,5 1%	11,5 0%	15,3 1%	15,9 1%	10,3 1%	8,9 0%
Residuos industriales (%)						2,1 0%	1,6 0%	4,3 0%	3,4 0%	6,0 0%	7,0 0%	6,4 0%	8,7 0%	8,6 0%	9,3 0%	7,0 0%
Gasolina (%)	5,6 1%	4,7 1%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,3 0%	0,5 0%	0,5 0%	0,9 0%	0,9 0%
Queroseno (%)	7,0 2%	3,2 1%	1,4 0%	0,9 0%												
Gasoil (%)	7,3 2%	14,8 2%	9,6 2%	8,2 2%	15,2 1%	14,5 1%	15,8 1%	15,7 1%	17,6 1%	15,9 1%	16,4 1%	16,1 1%	18,0 1%	17,4 1%	16,4 1%	16,5 1%
Fueloil (%)	324,7 70%	352,9 59%	141,4 30%	111,7 21%	103,1 8%	118,9 9%	114,2 9%	141,1 10%	160,8 10%	154,8 8%	173,6 9%	135,5 7%	138,2 7%	135,5 7%	129,4 6%	135,5 6%
Coque de petróleo (%)	0,0 0%	0,0 0%	0,8 0%	23,7 4%	32,5 3%	36,1 3%	36,1 3%	36,0 3%	43,9 3%	47,0 3%	50,8 3%	64,8 3%	71,1 3%	62,9 3%	64,3 3%	88,0 4%
Gas manufacturado (%)	0,6 0%	1,0 0%	1,4 0%	0,0 0%												
Coque de carbón (%)	12,5 3%	4,7 1%	0,2 0%	0,9 0%	0,3 0%	0,3 0%	0,2 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,2 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%	0,1 0%
Electricidad (%)	49,9 11%	93,3 16%	112,6 24%	146,1 28%	217,6 18%	217,2 17%	213,0 17%	226,0 17%	249,9 16%	279,5 15%	303,6 15%	302,9 15%	318,3 16%	311,5 15%	306,1 15%	313,7 15%
TOTAL (%)	463,5 100%	594,3 100%	465,5 100%	529,9 100%	1.213,7 100%	1.255,8 100%	1.233,0 100%	1.344,9 100%	1.595,6 100%	1.859,6 100%	1.974,1 100%	2.005,7 100%	2.027,4 100%	2.029,9 100%	2.030,1 100%	2.100,2 100%

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.

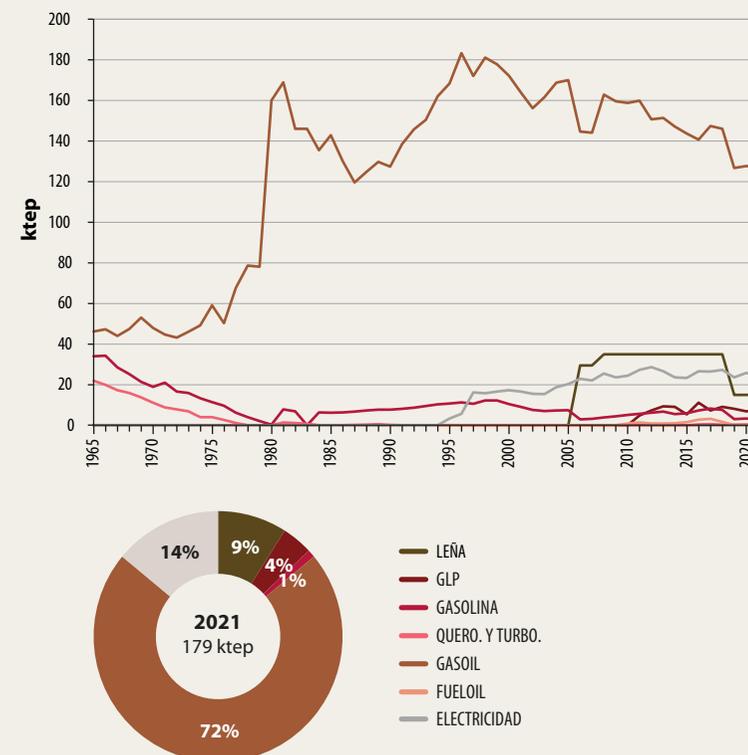
4.2.5. Sector actividades primarias

El sector de actividades primarias¹⁴ comprende a los sectores agro, minería y pesca. El consumo final de actividades primarias fue de 179 ktep en 2021, 1% inferior al año anterior. Gasoil fue históricamente el energético de mayor consumo con un valor de 127 ktep y una participación de 72% en 2021. A lo largo de toda la serie, dicha fuente presentó variaciones en el consumo y registró su valor máximo histórico en 1996 (184 ktep). Cabe destacar que desde el año 2010 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. Se destaca que en la pasada edición del BEN se incorporaron mejoras en las estimaciones del sector primario, a través de la realización de encuestas, en particular a 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. Por esta razón es importante aclarar que la caída de 20 ktep en el consumo de leña asociadas a actividades primarias (35 ktep en 2018 paso a 15 ktep en 2019) se debió a un nuevo relevamiento de información (seguramente la caída haya sido más gradual, pero el relevamiento contempló 2019-2020).

Por su parte, el consumo de electricidad fue creciente hasta 2012 (29 ktep), con una participación de 13% y disminuyó hacia 2015 (23 ktep) a una participación de 11%. En 2021 el consumo de electricidad disminuyó 4% respecto al año anterior y resultó en una participación de 14%.

FIGURA 37. Consumo final energético del sector actividades primarias por fuente



Desde el año 2011 se registra el consumo de GLP para el sector de actividades primarias. En 2021 dicho consumo fue de 8 ktep y resultó en un aumento de 9% respecto al año anterior. Respecto a la gasolina automotora, en el último año participó con un 1% en el consumo sectorial, mientras que el fueloil presentó un consumo muy pequeño (<1%). Se hace notar que, en este sector, no se registra consumo de queroseno desde 1993.

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

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

El consumo del **sector agro** fue de 151 ktep en 2021 y representó 85% del consumo de todas las actividades primarias. La principal fuente consumida fue gasoil, con una participación de 69% del sector. Le siguió en importancia la electricidad, que alcanzó en 2021 el 15% (23 ktep) y en tercer lugar se ubicó la leña con una participación del 10% (15 ktep).

En lo que refiere al **sector pesca**, su consumo fue de 17 ktep en 2021 con una participación de 9% en el consumo del sector actividades primarias. En el último año registró un consumo de gasoil de 14 ktep asociado a la pesca industrial, así como de 2 ktep de gasolina en la pesca artesanal. Se aclara que el gasoil marino utilizado en barcos no incluye biodiésel.

Finalmente, el **sector minería** correspondió al 6% restante del consumo de las actividades primarias (11 ktep). El principal energético consumido fue gasoil, con una participación de 87% (9 ktep) del consumo del sector. El restante 13% correspondió a consumo de electricidad, mientras que el resto de las fuentes que registraron consumos en este sector fueron de valores menores a 0,1 ktep, por lo tanto, no figuran en la matriz del BEN.

FIGURA 38.
Consumo final energético del sector agro por fuente

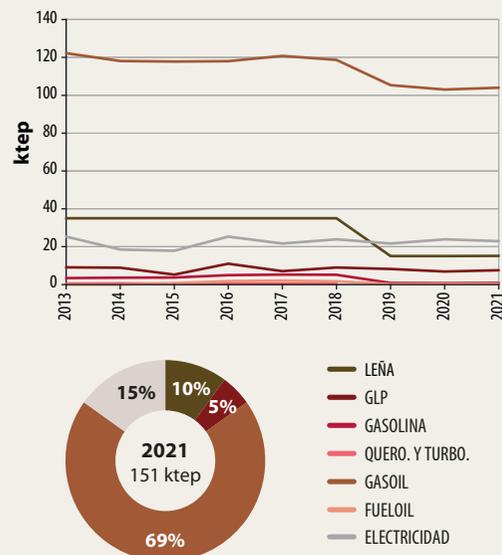


FIGURA 39.
Consumo final energético del sector minería por fuente

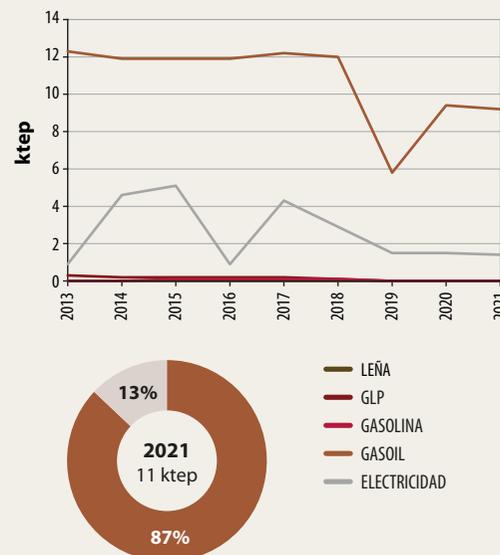


FIGURA 40.
Consumo final energético del sector pesca por fuente

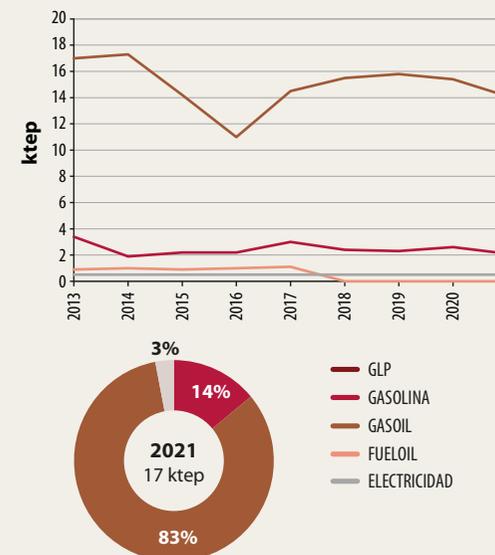
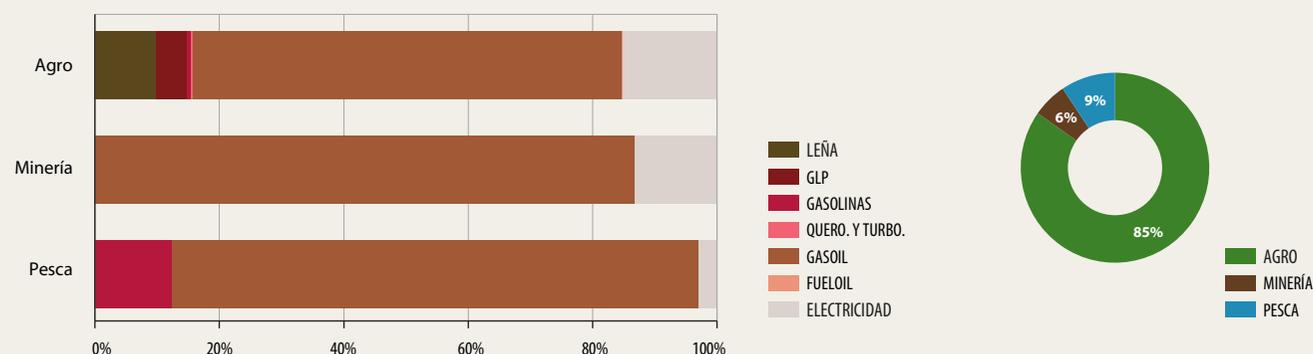


FIGURA 41. Apertura de consumo del sector actividades primarias en 2021



4 DEMANDA DE ENERGÍA

TABLA 17. Consumo final energético del sector actividades primarias

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Leña					35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	15,0	15,0	15,1
(%)					16%	15%	15%	15%	16%	16%	16%	15%	15%	9%	8%	9%
GLP						4,9	7,3	9,4	9,1	5,4	11,2	7,3	9,1	8,2	6,9	7,5
(%)						2%	3%	4%	4%	3%	5%	3%	4%	5%	4%	4%
Gasolina automotora	34,0	0,3	10,7	7,4	5,2	5,7	6,3	6,8	5,5	6,0	6,2	7,3	6,8	2,3	2,6	2,1
(%)	33%	0%	6%	4%	2%	2%	3%	3%	2%	3%	3%	3%	3%	1%	1%	1%
Gasolina aviación											1,1	1,0	0,8	0,8	0,7	0,8
(%)											0%	0%	0%	0%	0%	0%
Quero y turbo	22,0										0,5	0,6	0,4	0,4	0,5	0,6
(%)	22%										0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gasoil	46,2	160,1	168,5	170,1	158,9	160,0	150,8	151,5	147,3	143,9	140,9	147,5	146,2	126,9	127,8	127,3
(%)	45%	100%	92%	86%	71%	68%	66%	66%	67%	67%	63%	65%	65%	72%	72%	72%
Fueloil					0,9	1,4	0,9	0,9	1,0	1,6	2,8	3,2	1,7	0,2	0,3	0,3
(%)					0%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%
Electricidad			3,3	20,4	24,5	27,4	28,7	26,7	23,6	23,4	26,7	26,5	27,3	23,7	25,9	24,8
(%)			2%	10%	11%	12%	13%	12%	11%	11%	12%	12%	12%	13%	15%	14%
TOTAL	102,2	160,4	182,5	197,9	224,5	234,4	229,0	230,3	221,5	215,3	224,4	228,4	227,3	177,5	179,7	178,5
(%)	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.



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”). La serie comenzó en 1990, año a partir del cual el país cuenta con publicaciones de los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (INGEI).

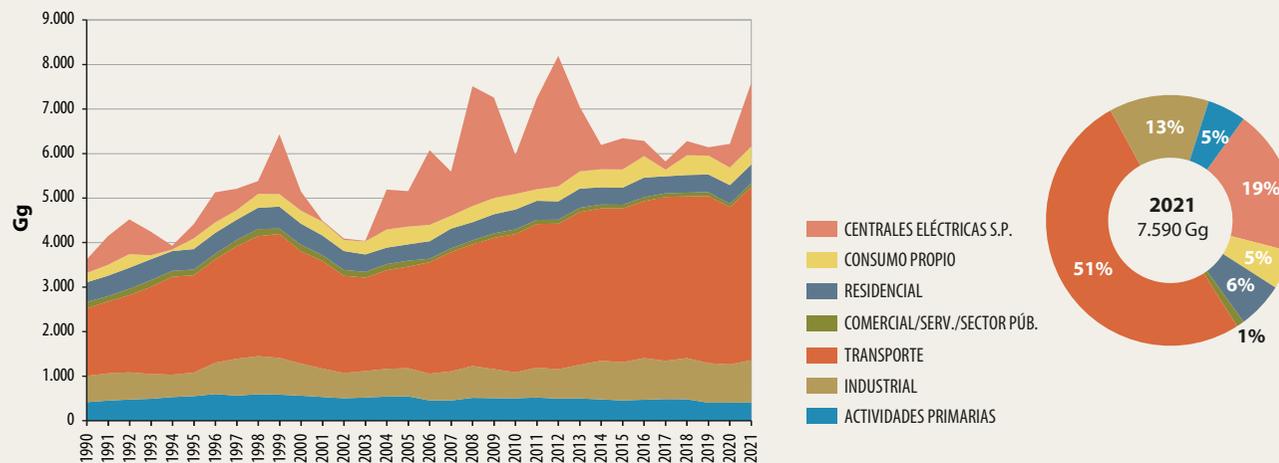
Las emisiones de CO₂ son calculadas siguiendo las directrices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) para los INGEI, versión 2006. Cabe destacar que, según dicha metodología, las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de combustibles de la biomasa no son consideradas en los totales, a pesar de estar frente a una clara actividad de quema con fines energéticos. La razón es que, paralelamente a la ocurrencia de emisiones de este gas (cuando se quema bio-

masa), existe un proceso de absorción del mismo (a través de la fotosíntesis) que realizan las especies vegetales durante su crecimiento y que resulta conveniente evaluar conjuntamente, para no extraer conclusiones engañosas a partir de resultados parciales. Por lo tanto, el cálculo relativo a la emisión y absorción de CO₂ a partir de biomasa, se contabiliza en el sector de la “agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra” (AFOLU, por sus siglas en inglés) del mencionado INGEI. Sin embargo, resulta interesante estimar las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa (leña, residuos de biomasa, biocombustibles, etc.), las cuales se presentan como partidas informativas en el sector energético (sin sumarlas en los totales, como se ha explicado anteriormente).

Para 2021, **las emisiones totales de CO₂** fueron 7.590 Gg¹⁵, 22% mayores al año anterior. Si se considera todo el período en estudio, las emisiones de CO₂ aumentaron desde 3.630 Gg en 1990 hasta 6.437 Gg en 1999, año a partir del cual comenzaron a disminuir hasta un valor de 4.043 Gg en 2003. Esta caída en las emisiones coincidió con la disminución de la demanda de energía provocada por la crisis que enfrentó el país a principios de siglo y unos años de buena hidraulicidad.

5 EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO

FIGURA 42. Emisiones de CO₂ por sector



15- 1 Gg (mil millones de gramos) equivale a 1 kton (mil toneladas)

Desde 2004 las emisiones volvieron a presentar una tendencia neta creciente, hasta llegar en 2012 a los niveles máximos del período (8.191 Gg). Los siguientes años presentaron una disminución neta en las emisiones de CO₂, para llegar a 2021 con un nivel de emisiones 7% inferior al máximo histórico y 109% superior a 1990.

En 2021, las emisiones de CO₂ por quema de combustibles aumentaron 22%; sin embargo, fueron 7% menores al máximo histórico (2012).

Para el año 2021 las emisiones de CO₂ estuvieron asociadas a las siguientes categorías en orden decreciente: transporte (3.886 Gg), centrales eléctricas de servicio público (1.432 Gg), industrial (951 Gg), residencial (416 Gg), actividades primarias (411 Gg), consumo propio (404 Gg) y finalmente comercial/servicios/sector público (90 Gg).

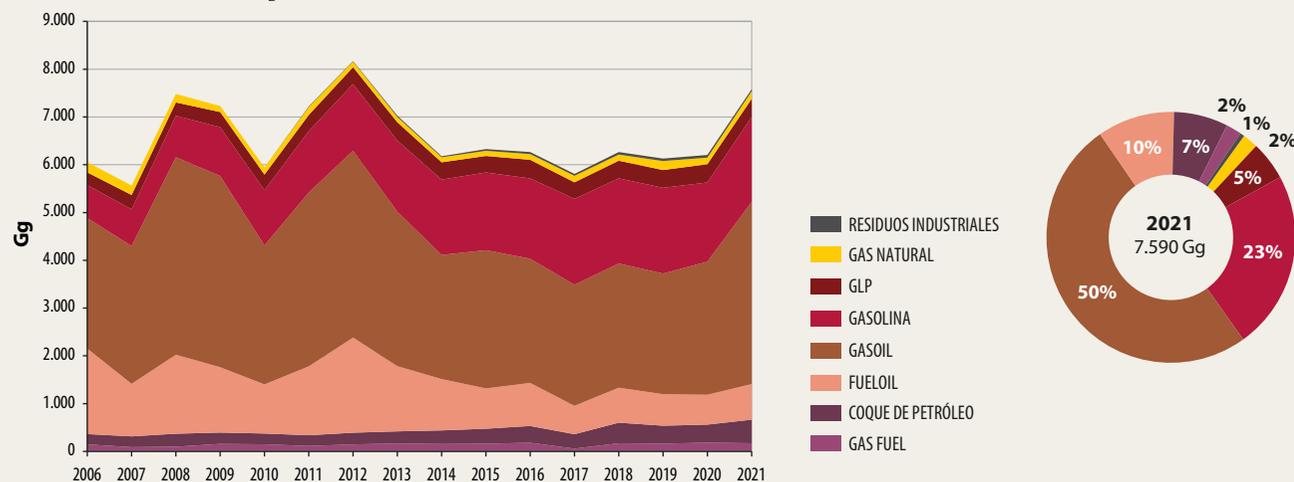
Es así que, 24% de las emisiones de CO₂ provinieron de las industrias de la energía (generación de energía eléctrica y consumo propio del sector energético) y 76% correspondió a las actividades de quema de combustibles en los distintos sectores de consumo final.

Respecto a las **industrias de la energía**, las emisiones provenientes de las centrales eléctricas de generación presentan una gran variación ya que están fuertemente asociadas a las condiciones de hidraulicidad que existan en el país. Para años secos con participaciones bajas de hidroelectricidad, el consumo de derivados de petróleo en centrales eléctricas ha sido alto, con su consiguiente contribución a las emisiones totales de CO₂.

En los últimos 15 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 para este fin.

En el año 2021 se registró un bajo nivel de generación de electricidad de origen hídrico, similar al de 2012, lo que determinó que las emisiones asociadas a la industria de la energía crecieran 170% respecto al año previo. Este aumento no estuvo asociado solo a la baja hidraulicidad, sino a que en

FIGURA 43. Emisiones de CO₂ por fuente



2021 se exportó energía eléctrica de origen fósil, lo cual tuvo su impacto en las emisiones asociadas a este sector.

El consumo de hidrocarburos (gasoil, fueloil y gas natural) para generación de electricidad disminuyó entre 2015 y 2017; por lo tanto, también decrecieron las emisiones de CO₂. En 2018 se dio un aumento de 73% en las emisiones de CO₂ de esta categoría y en 2019 volvieron a descender 41%. En 2017 y 2019 se registraron las menores emisiones de CO₂ por centrales eléctricas de los últimos 18 años. Tanto en 2020 como 2021 se volvieron a registrar aumentos (184% y 170%, respectivamente). Es importante notar lo mencionado anteriormente, referente a la exportación de energía eléctrica de origen fósil para estos dos últimos años.

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

En 2018 y 2019 la operativa de la refinería fue la habitual y las emisiones de CO₂ por consumo propio del sector energético volvieron a ser las de los años previos. En particular, en 2020 se registró una disminución asociada a una menor producción de la refinería que, como se indicó anteriormente, se debió a las medidas adoptadas por el país frente a la pandemia, las cuales afectaron el consumo para sector transporte. Finalmente, cabe mencionar que, en 2021 se procesó 10% más de crudo que el año previo, mientras que las emisiones por consumo propio fueron tan solo 2% mayores. Esto se debió a una sustitución de fuentes, ya que se utilizó más gas natural y menos fueloil.

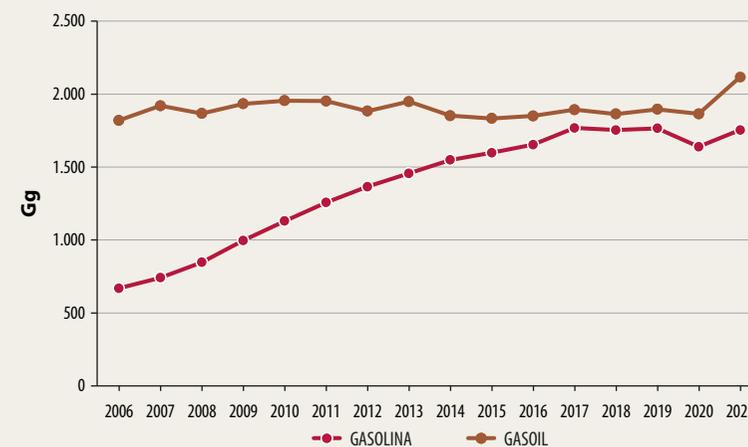
En cuanto a las emisiones provenientes de los **sectores de consumo**, la principal categoría ha sido históricamente el sec-

tor transporte, con una participación promedio (considerando la serie desde 1990) de 60% respecto a las emisiones sectoriales y de 49% respecto al total (incluyendo las industrias de la energía). La evolución en las emisiones acompañó la tendencia del consumo energético en este sector; tuvo un crecimiento sostenido hasta 1999, una posterior caída durante cuatro años y finalmente un aumento neto hasta 2021, luego de la disminución antes mencionada para 2020. Desde 2006, el incremento de emisiones de CO₂ en el sector transporte estuvo marcado principalmente por las emisiones asociadas al consumo de gasolina, que aumentaron 163% en estos 15 años, mientras que para el gasoil solamente crecieron 16%. Se menciona que, en 2006, las emisiones de CO₂ asociadas al consumo de gasolina en el transporte fueron solo 27%, mientras que esta participación pasó a ser casi la mitad desde 2014 (mayor a 45%).

Transporte fue la principal categoría responsable de emisiones de CO₂ en 2021.

Respecto a los demás sectores de consumo considerados en conjunto, las emisiones de CO₂ en 1990 fueron similares a las provenientes del transporte. La evolución de las emisiones de estos sectores presentó un crecimiento menor a las del sector transporte. Por esta razón, en 2021 su participación fue de

FIGURA 44. Emisiones de CO₂ del sector transporte por fuente



25% de las emisiones de CO₂ totales; dentro de los sectores de consumo la participación fue de 32%. Es de destacar el comportamiento del sector industrial, que, si bien fue relativamente constante a lo largo de la serie, en los últimos 11 años sus emisiones de CO₂ tuvieron un crecimiento neto de 583 Gg (2010) a 951 Gg (2021). Este comportamiento 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 búnkers internacionales, ya que no se consideran en los totales de acuerdo a la metodología aplicada.

En 2021, las emisiones de la quema de biomasa fueron de 9.388 Gg de CO₂, 2% superior al año previo. En cuanto a los combustibles, los residuos de biomasa fueron los que tuvieron la mayor participación (74%), seguidos por la leña y carbón vegetal (24%) y en menor proporción por los biocombustibles (3%).

En la categoría búnkers internacionales se informaron las emisiones de CO₂ procedentes de la navegación marítima y fluvial, así como de la aviación, incluyendo los viajes que salieran de un país y llegaran a otro. Para 2021, las emisiones de búnkers internacionales fueron 415 Gg de CO₂, lo que representó una caída del 6% respecto a 2020. A su vez, entre 2019 y 2020 ya se había registrado una disminución importante de 45%, que estuvo vinculada a la pandemia, ya que la operativa de puertos y aeropuertos se vio muy afectada en ese período.

En 2021, el 70% de las emisiones de esta categoría se originaron en el transporte marítimo y fluvial, a través del consumo de gasoil marino (58%) y fueloil (11%), mientras que el 31% restante correspondió al transporte aéreo, principalmente por consumo de turbocombustible.

FIGURA 45. Partidas informativas de emisiones de CO₂

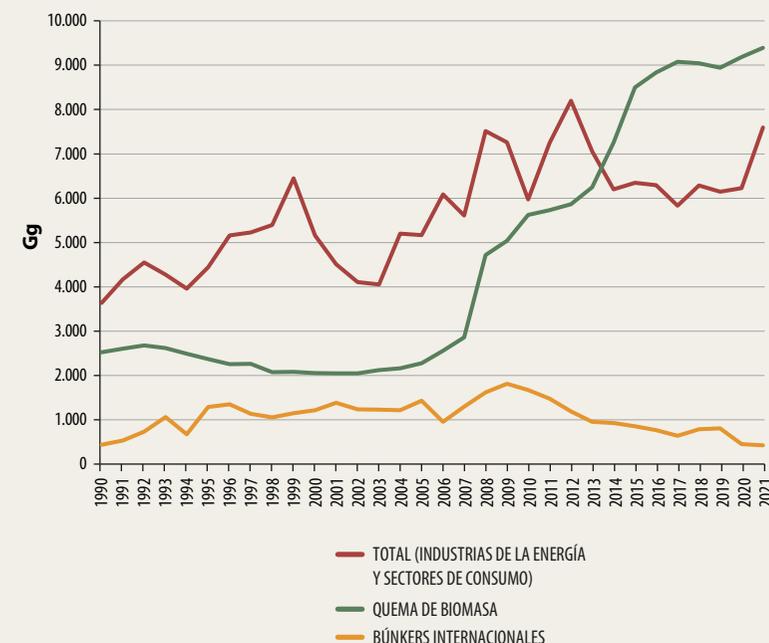
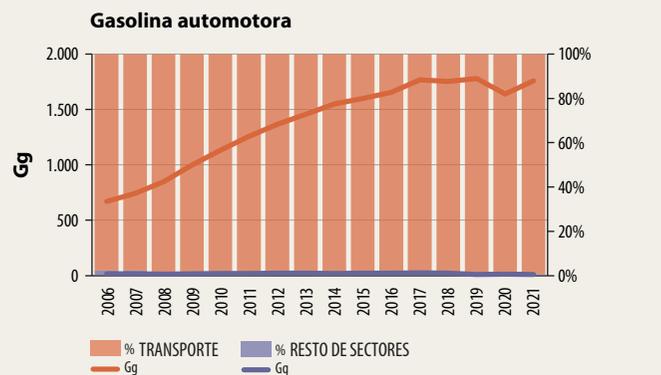
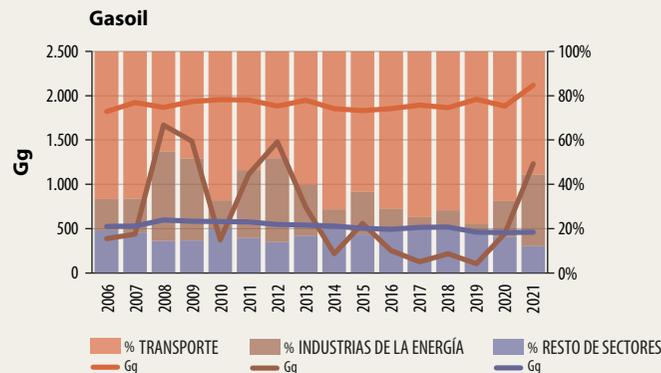
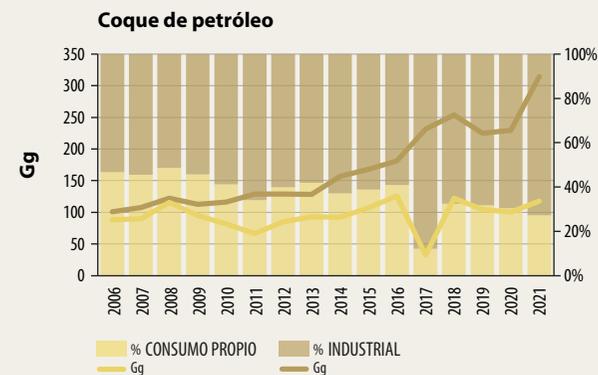
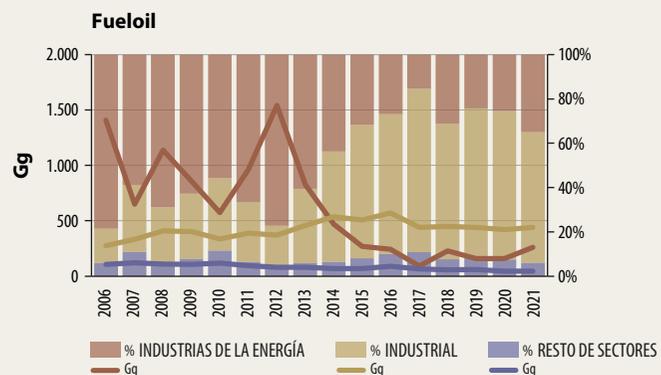


FIGURA 46. Emisiones de CO₂ por fuente y sector



5 EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO



TABLA 18. Emisiones de CO₂ por sector

Gg	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Centrales eléctricas servicio público	298,8	318,2	429,4	795,3	872,6	2.044,7	2.926,5	1.449,1	544,8	700,3	340,8	183,3	316,7	187,1	531,1	1.431,9
(%)	8%	7%	8%	15%	15%	28%	36%	21%	9%	11%	5%	3%	5%	3%	9%	19%
Consumo propio	208,8	239,4	292,0	398,9	349,1	258,8	338,0	387,7	403,9	408,3	482,2	147,9	443,1	423,6	394,6	403,8
(%)	6%	5%	6%	8%	6%	4%	4%	6%	7%	6%	8%	3%	7%	7%	6%	5%
SUBTOTAL Industrias de la energía	507,6	557,6	721,5	1.194,2	1.221,7	2.303,5	3.264,4	1.836,8	948,7	1.108,6	823,0	331,2	759,8	610,8	925,7	1.835,7
(%)	14%	13%	14%	23%	20%	32%	40%	26%	15%	17%	13%	6%	12%	10%	15%	24%
Residencial	444,6	459,9	476,1	366,8	445,9	428,3	411,7	429,9	388,6	384,9	439,8	383,5	396,2	397,7	418,6	416,1
(%)	12%	10%	9%	7%	7%	6%	5%	6%	6%	6%	7%	7%	6%	6%	7%	6%
Comercial/servicios/ sector público	139,7	129,9	145,4	133,9	105,3	92,6	89,9	96,3	86,6	83,0	91,3	81,7	83,7	90,0	73,4	90,2
(%)	4%	3%	3%	3%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Transporte	1.513,9	2.182,1	2.519,4	2.277,5	3.101,4	3.221,6	3.265,7	3.424,8	3.419,0	3.448,7	3.519,7	3.675,9	3.628,1	3.747,0	3.531,7	3.885,8
(%)	42%	49%	49%	44%	52%	44%	40%	49%	55%	54%	56%	63%	58%	62%	56%	51%
Industrial	590,9	528,7	719,5	633,5	582,7	673,0	659,2	757,5	866,7	858,8	935,0	859,0	924,1	886,0	857,9	951,3
(%)	16%	12%	14%	12%	10%	9%	8%	11%	14%	14%	15%	15%	15%	15%	14%	13%
Actividades primarias	418,5	553,8	565,3	549,2	506,9	522,7	499,3	502,3	481,6	457,9	474,3	489,0	485,0	408,2	408,2	410,8
(%)	12%	12%	11%	11%	9%	7%	6%	7%	8%	7%	8%	8%	8%	7%	7%	5%
No identificado	14,5	22,1	7,5	5,2	0,0	0,0	0,6	0,6	0,9						0,0	0,0
(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%						0%	0%
SUBTOTAL Sectores de consumo	3.122,1	3.876,5	4.433,2	3.966,1	4.742,3	4.938,0	4.926,4	5.211,4	5.243,4	5.233,2	5.460,1	5.489,1	5.517,2	5.529,0	5.289,7	5.754,1
(%)	86%	87%	86%	77%	80%	68%	60%	74%	85%	83%	87%	94%	88%	91%	85%	76%
TOTAL	3.629,7	4.434,1	5.154,7	5.160,3	5.964,0	7.241,5	8.190,8	7.048,1	6.192,1	6.341,9	6.283,1	5.820,3	6.277,0	6.139,8	6.215,5	7.589,8
(%)	100%	101%	100%	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.

TABLA 19. Emisiones de CO₂ por fuente

Gg	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas natural	212,6	197,8	175,9	127,1	149,9	166,1	118,4	111,6	105,5	107,3	120,0	137,4	128,5	188,4	138,3	159,5
(%)	3%	4%	2%	2%	3%	2%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	2%	2%
GLP (supergás y propano)	265,0	300,9	277,7	316,2	328,1	338,7	352,7	383,3	361,7	345,8	389,1	345,8	369,6	371,7	382,0	382,0
(%)	4%	5%	4%	4%	6%	5%	4%	5%	6%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	5%
Gasolina automotora	684,7	759,3	861,7	1.014,9	1.149,0	1.278,1	1.388,3	1.480,9	1.569,4	1.619,3	1.675,6	1.792,8	1.777,1	1.790,2	1.652,7	1.770,5
(%)	11%	14%	11%	14%	19%	18%	17%	21%	25%	26%	27%	31%	28%	29%	27%	23%
Gasolina aviación	6,4	7,8	7,8	7,5	7,5	7,0	8,4	8,4	7,3	7,3	6,4	6,1	5,5	5,2	4,9	5,2
(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Queroseno	22,3	24,7	22,3	24,1	20,5	21,7	20,2	19,3	15,7	13,2	16,0	10,8	11,4	9,9	9,9	8,7
(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Turbocombustible	4,8	5,7	6,3	6,3	5,1	5,1	7,2	8,7	6,6	8,1	8,1	8,7	7,2	7,5	7,5	8,4
(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gasoil	2.731,7	2.885,2	4.132,4	4.003,1	2.907,9	3.638,8	3.910,3	3.233,0	2.598,9	2.893,6	2.599,8	2.532,8	2.599,8	2.525,1	2.786,6	3.811,6
(%)	45%	52%	55%	55%	49%	50%	48%	46%	42%	46%	42%	44%	41%	41%	45%	50%
Fueloil	1.790,1	1.100,5	1.655,3	1.368,2	1.028,9	1.443,0	1.992,0	1.365,3	1.075,6	844,5	901,5	595,6	732,7	660,1	625,1	745,7
(%)	29%	20%	22%	19%	17%	20%	24%	19%	17%	13%	14%	10%	12%	11%	10%	10%
Coque de petróleo	215,9	225,3	272,3	237,6	225,7	223,3	244,9	253,1	284,9	313,9	351,1	301,3	430,3	376,4	377,2	493,5
(%)	4%	4%	4%	3%	4%	3%	3%	4%	5%	5%	6%	5%	7%	6%	6%	7%
Gas fuel	137,9	80,5	89,5	148,6	140,1	105,9	137,9	158,0	145,9	152,4	172,7	50,2	162,3	153,4	175,1	162,3
(%)	2%	1%	1%	2%	2%	1%	2%	2%	2%	2%	3%	1%	3%	3%	3%	2%
Carbón mineral y coque de carbón	9,4	11,6	6,7	0,9	1,3	1,3	0,9	0,9	0,4	0,4	0,9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Residuos industriales						12,6	9,6	25,7	20,4	35,9	41,9	38,3	52,1	51,5	55,7	41,9
(%)						0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
TOTAL	6.080,8	5.599,4	7.507,8	7.254,4	5.964,0	7.241,5	8.190,8	7.048,1	6.192,1	6.341,9	6.283,1	5.820,3	6.277,0	6.139,8	6.215,5	7.589,8
(%)	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.

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 PIB¹⁶ 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 2013¹⁷ 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 1998¹⁸.

6 INDICADORES



16- 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> (21/07/2022).

17- Instituto Nacional de Estadística (INE), *Uruguay: población estimada y proyectada por año, según sexo y edad simple*, <https://www.ine.gub.uy/c/document_library/get_file?uuid=2a5c1e6e-b02f-4a63-963f-925edea7c17e&groupId=10181> (21/07/2022).

18- Instituto Nacional de Estadística (INE), *Uruguay: estimaciones y proyecciones de población por sexo y edad. Total del país, 1950-2050*, <https://www.ine.gub.uy/c/document_library/get_file?uuid=b5afeb58-1c4a-44fb-99d0-a99335fed9de&groupId=10181> (21/07/2022).

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 1965-2021, 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 2021 la intensidad energética se mantuvo prácticamente similar al año previo, luego que en 2020 creciera 5%. Este crecimiento de la intensidad estuvo relacionado con la fuerte caída en la economía (6%), mientras que el consumo registró un decrecimiento de 2% en 2020. En 2021 ambas variables volvieron a crecer y se registró un aumento muy pequeño (0,3%) en la intensidad energética final.

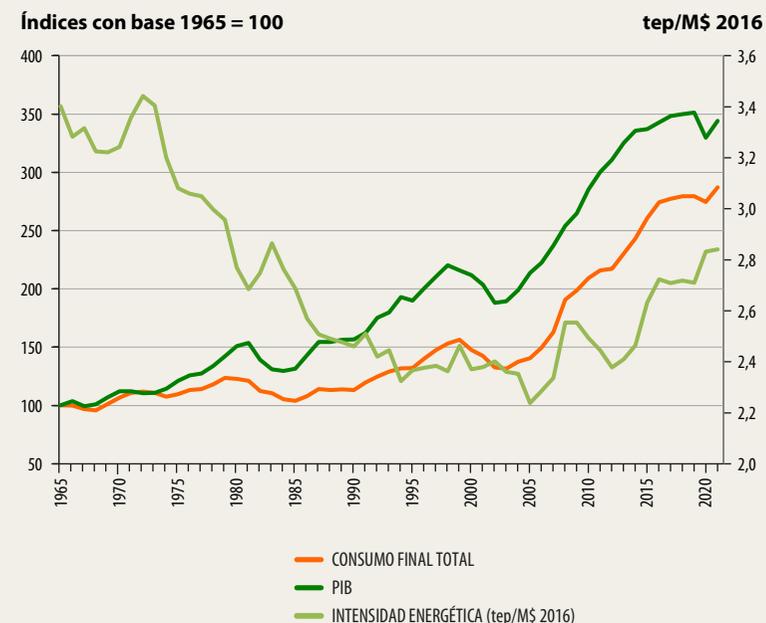
Intensidad energética final 2021: 2,8 tep/M\$ 2016.

Para ayudar a entender la evolución de este indicador se analizan las series individuales de consumo final total de energía y PIB, tomando como base igual a 100 los valores de ambas variables para el año 1965. Ambas series han presentado comportamientos similares en lo que respecta a su evolución en el período 1965-2021, 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, sin embargo, 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, este fue mayor para el caso del PIB y, en consecuencia, la in-

tensidad 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 de crecimiento negativas entre 1999 y 2002 inclusive. De ahí en más, ambas series presentaron una evolución creciente.

FIGURA 47. Consumo final total y PIB (precios constantes 2016)



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. Finalmente, hacia 2021 ambas variables volvieron a crecer y la intensidad energética final aumentó 0,3%.

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 1.389 tep/1.000 hab. (2021), 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, a partir de 2004, se retomó la tendencia creciente.

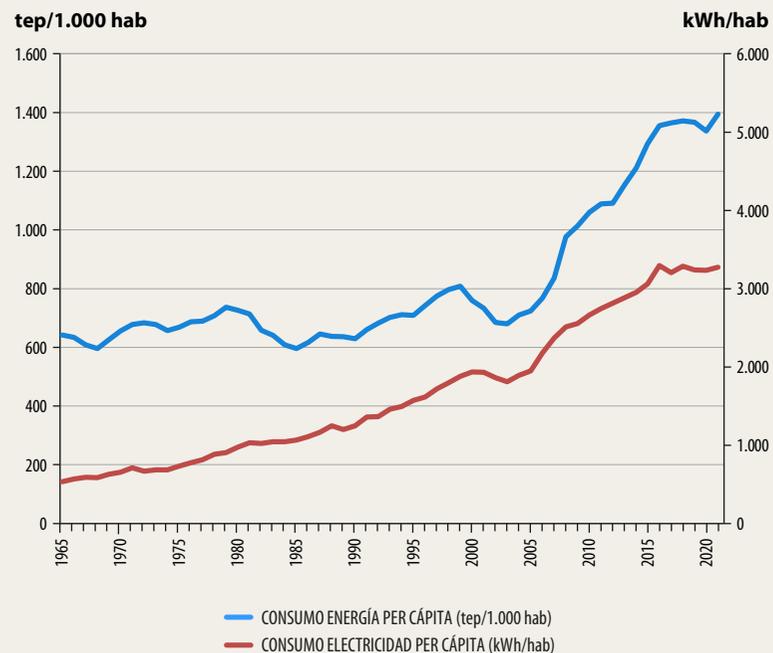
En 2007 se superó el pico de consumo anterior que se había dado en 1999 (antes de la crisis) y el consumo de energía per

cápita continuó en aumento hasta 2018, seguido por dos años de disminución y un posterior nuevo crecimiento en 2021.

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 donde se dio un decrecimiento. La crisis económica repercutió en el consumo de electricidad per cápita, al igual que en el resto de los indicadores.

2021:
Consumo final per cápita:
1.389 tep/1.000 hab.
Consumo de electricidad per cápita:
3.255 kWh/hab.

FIGURA 48. 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 el máximo histórico (3.276 kWh/hab.). En 2017 y 2019 hubo descensos puntuales de 3% y 2% respectivamente y en 2021 el consumo eléctrico per cápita creció 1%.

TABLA 20. Consumo final total y PIB

	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Consumo final total (ktep)	1.715	2.101	2.263	2.408	3.584	3.696	3.722	3.948	4.166	4.468	4.699	4.750	4.791	4.791	4.702	4.922
PIB (M\$ 2016) *	504.206	759.055	956.917	1.076.527	1.438.031	1.512.264	1.565.770	1.638.384	1.691.447	1.697.718	1.726.406	1.754.508	1.762.893	1.769.071	1.660.778	1.733.304
Consumo final total/PIB (tep/M\$ 2016)	3,4	2,8	2,4	2,2	2,5	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8

NOTAS: (*) Fuente: Años 1965-2015: Serie retropolada por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) a partir de estadísticas de Cuentas Nacionales, bases 1961, 1983, 2005 y 2016, elaboradas y publicadas por el Banco Central del Uruguay (BCU). Años 2016 en adelante: Banco Central del Uruguay (BCU): "Series del PIB por componentes del gasto en millones de pesos constantes de 2016". www.bcu.gub.uy (21/07/2022). M\$ 2016 corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2016.

TABLA 21. Consumo de energía y electricidad per cápita. [►DESCARGAR hoja de cálculo CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA](#) [►DESCARGAR hoja de cálculo CONSUMO ELECTRICIDAD PER CÁPITA](#)

	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Población (miles de habitantes) ¹	2.693	2.914	3.218	3.352	3.397	3.413	3.426	3.440	3.454	3.467	3.480	3.493	3.506	3.519	3.531	3.543
Consumo final total (ktep)	1.715	2.101	2.263	2.408	3.584	3.696	3.722	3.948	4.166	4.468	4.699	4.750	4.791	4.791	4.702	4.922
Consumo per cápita (tep/1.000 hab)	637	721	703	718	1.055	1.083	1.086	1.148	1.206	1.289	1.350	1.360	1.366	1.362	1.332	1.389
Consumo final electricidad (ktep)	118,5	239,0	429,8	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2	980,5	956,1	985,2	973,7	975,8	991,7
Consumo electricidad per cápita (tep/1.000 hab)	44	82	134	166	227	235	240	246	252	261	282	274	281	277	276	280
Consumo electricidad per cápita (kWh/hab)	512	954	1.553	1.931	2.645	2.727	2.796	2.864	2.933	3.039	3.276	3.183	3.268	3.218	3.213	3.255

NOTAS: 1) Instituto Nacional de Estadística (INE). www.ine.gub.uy (21/07/2022). Años 1965, 1980, 1995: "Estimaciones y proyecciones de la población de Uruguay, 1950-2050 (Revisión 1998)". Años 2005 en adelante: "Población total estimada y proyectada (Revisión 2013)". La población total contabilizada según el censo 2011 fue de 3.286.314 habitantes. No se utiliza este valor en la serie para no generar saltos.

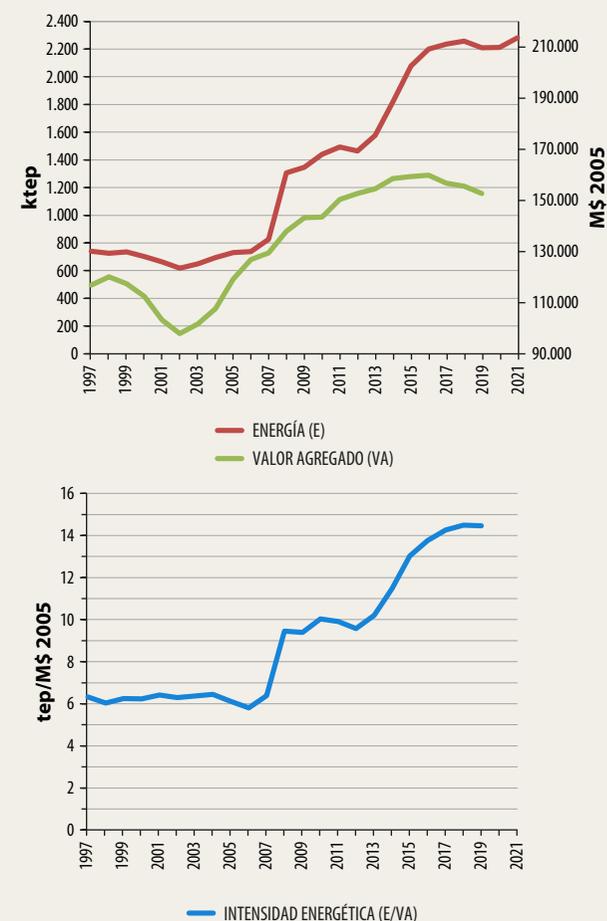
6.3. Intensidad energética por sector

La **intensidad energética por sector** se define como el cociente entre el consumo energético de un determinado sector y el valor agregado de dicho sector, expresado en toneladas equivalentes de petróleo por millones de pesos a precios constantes de 2005 (tep/M\$ 2005). 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 1997-2019 (elaboración propia MIEM-DNE con base en datos del BCU¹⁹). Se aclara que no se pudo realizar este análisis para 2020 y 2021, ya que el cambio de base que realizó el BCU (base 2016) no permitió hacer una desagregación sectorial (al menos al momento de cierre de esta publicación).

En la serie **industria/actividades primarias** se puede observar claramente el impacto que generó el ingreso al mercado de las nuevas industrias de celulosa que provocaron un salto en la intensidad energética en los años 2008 y 2014. Hasta 2007 la intensidad energética sectorial se mantuvo en valores entre 5,8 y 6,4 tep/M\$ 2005 y creció 48% en 2008. A partir de ese año la intensidad energética registró una tendencia creciente, salvo para los años 2009, 2011 y 2012 cuando se dio una pequeña baja asociada a un menor crecimiento del consumo energético del sector industrial respecto al mayor crecimiento económico.

En particular, en 2012 el consumo energético disminuyó respecto al año anterior. Entre 2013 y 2016, tanto el consumo energético como el valor agregado registraron crecimientos, lo que reflejó un aumento en la intensidad energética. En los últimos tres años, el gran crecimiento que venía registrando el consumo energético se desaceleró y, si bien el valor agregado del sector disminuyó, igualmente se registró un crecimiento en la intensidad energética del sector industrial/actividades primarias.

FIGURA 49. Intensidad energética del sector industrial/actividades primarias



NOTA: sin datos 2020 y 2021, BCU no publicó la información para construir este indicador.

19- Banco Central del Uruguay (BCU), Producto Interno Bruto por Industrias, Serie anual, precios constantes referencia 2005 por empalme, <https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Cuentas%20Nacionales/cuadro_14a.xls> (01/07/2021).

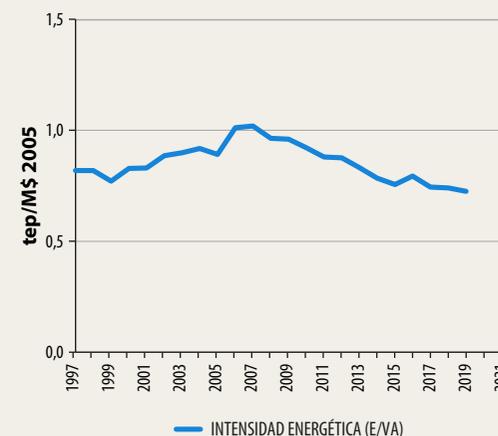
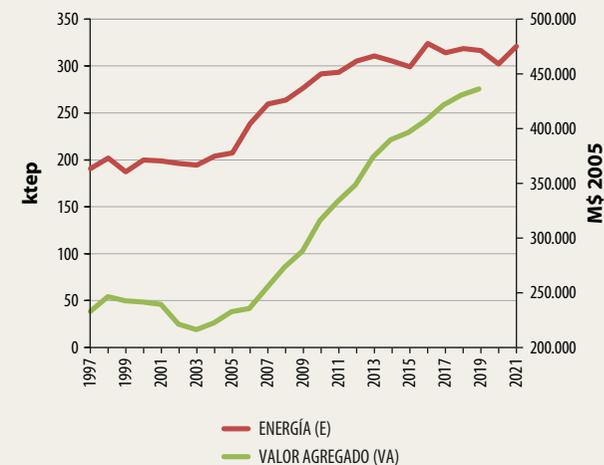
En cuanto a la intensidad energética del sector **comercial/servicios/sector público**, la serie no presentó mayores variaciones y ha sido relativamente constante en el período en estudio 1997-2019 con un descenso neto. En el año 2007 se alcanzó el valor máximo (1,02 tep /M\$ 2005) y a partir de 2008, mostró una tendencia decreciente, a pesar de que en dichos años crecieron tanto el consumo energético como el valor agregado del sector. Esto se explica porque el consumo energético presentó una tasa de crecimiento menor que la del valor agregado, lo cual podría ser resultado de la incorporación de medidas de eficiencia energética. En los últimos cinco años se registraron los menores valores históricos de intensidad energética en el sector comercial/servicios/sector público (0,73 tep/M\$ 2005 en 2019).

Por su 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 cobró importancia ya que el transporte es un sector transversal a toda la economía.

La intensidad energética del transporte por unidad de valor agregado de dicho sector alcanzó sus valores mínimos históricos en 2000 y 2008 (33,5 tep/M\$ 2005) y registró un comportamiento variable en la mayor parte del período en estudio, en el que alternó tasas de crecimiento positivas y negativas. El crecimiento (8%) que se dio en la intensidad energética entre 2008 y 2009 puede haber sido consecuencia de la crisis internacional, dado que el valor agregado generado en el transporte fue apenas superior al año anterior, mientras que el consumo energético mantuvo el crecimiento histórico.

Son de destacar los años 2015 y 2016 ya que, como consecuencia de los crecimientos en el consumo energético y las disminuciones en el valor agregado, hubo crecimientos de 14% y 11% en la intensidad energética del sector transporte. Para 2018 y 2019, la intensidad energética volvió a crecer (2% anual), luego de la caída que había registrado en el año 2017 (2%).

FIGURA 50. Intensidad energética del sector comercial/servicios/sector público



NOTA: sin datos 2020 y 2021, BCU no publicó la información para construir este indicador.

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 1997 y 2021, 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 en 1999 (0,85 tep/M\$ 2016)

seguido por una disminución hasta el año 2005 (0,70 tep/M\$ 2016), dado que el consumo de energía disminuyó a tasas mayores que el PIB. Desde ese año y hasta 2020 la intensidad energética alternó aumentos y caídas anuales, comportamiento que se mantuvo en valores entre 0,70 y 0,75 tep/M\$ 2016. En 2021, el consumo energético del sector transporte aumentó 9% y el PIB 4%, lo que se tradujo en un crecimiento de la intensidad energética de 5%.

FIGURA 51. Intensidad energética del sector transporte

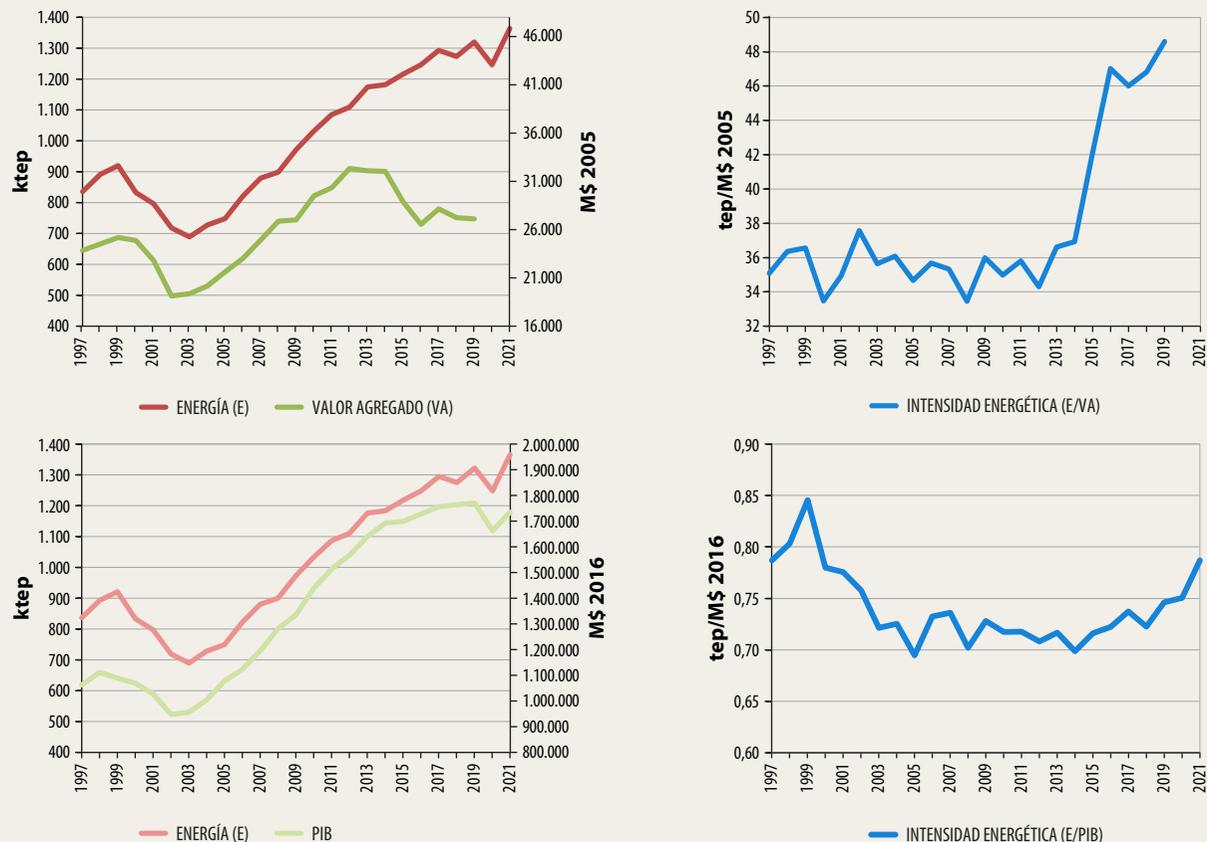


TABLA 22. Intensidad energética por sector

		1997	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Industrial-actividades primarias	E	737,3	700,0	727,8	1.438,2	1.490,2	1.462,0	1.575,2	1.817,1	2.074,9	2.198,5	2.234,1	2.254,7	2.207,4	2.209,8	2.278,7
	VA ⁽²⁾ (M\$ 2005)	116.714	112.268	119.057	143.386	150.267	152.530	154.319	158.327	159.176	159.721	156.513	155.426	152.540	S/D	S/D
	I ⁽⁴⁾	6,32	6,24	6,11	10,03	9,92	9,58	10,21	11,48	13,04	13,76	14,27	14,51	14,47	NE	NE
Comercial-servicios-sector público	E	190,8	200,0	207,4	291,6	293,4	305,4	310,8	305,4	299,2	323,9	314,1	318,7	316,4	302,2	320,8
	VA ⁽²⁾ (M\$ 2005)	232.969	241.637	232.787	316.082	333.314	348.525	373.860	389.676	396.366	407.551	421.556	430.757	436.366	S/D	S/D
	I ⁽⁴⁾	0,82	0,83	0,89	0,92	0,88	0,88	0,83	0,78	0,75	0,79	0,75	0,74	0,73	NE	NE
Transporte	E	835,5	832,3	748,2	1.032,3	1.085,7	1.109,3	1.174,7	1.182,3	1.216,4	1.247,4	1.294,2	1.274,4	1.320,7	1.247,0	1.364,5
	VA ⁽²⁾ (M\$ 2005)	23.811	24.866	21.576	29.509	30.318	32.337	32.085	32.019	28.853	26.533	28.132	27.217	27.092	S/D	S/D
	I ⁽⁴⁾	35,09	33,47	34,68	34,98	35,81	34,30	36,61	36,92	42,16	47,01	46,00	46,82	48,75	NE	NE
	PIB ⁽³⁾ (M\$ 2016)	1.061.290	1.066.746	1.076.527	1.438.031	1.512.264	1.565.770	1.638.384	1.691.447	1.697.718	1.726.406	1.754.508	1.762.893	1.769.071	1.660.778	1.733.304
	I ⁽⁴⁾	0,79	0,78	0,70	0,72	0,72	0,71	0,72	0,70	0,72	0,72	0,74	0,72	0,75	0,75	0,79

NOTAS: 1) E: Energía; VA: Valor agregado; I: Intensidad ($I=E/VA$). 2) Elaboración propia MIEM-DNE en base a datos del Banco Central del Uruguay (BCU): "Producto Interno Bruto por Industrias, Serie anual, precios constantes referencia 2005 por empalme"; www.bcu.gub.uy (01/07/2021). "M\$ 2005" corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2005. Para los años 2020 en adelante, el BCU no publicó más esta información; S/D: sin datos. 3) Fuente: Años 1997-2015: Serie retropolada por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) a partir de estadísticas de Cuentas Nacionales, bases 1961, 1983, 2005 y 2016, elaboradas y publicadas por el Banco Central del Uruguay (BCU). Años 2016 en adelante: Banco Central del Uruguay (BCU): "Series del PIB por componentes del gasto en millones de pesos constantes de 2016". www.bcu.gub.uy (21/07/2022). M\$ 2016 corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2016. 4) La intensidad energética se calcula como la energía consumida (en tep) dividido el valor agregado del sector (en M\$ 2005). Para el sector transporte se presentan dos intensidades energéticas, una en base al valor agregado del sector (a precios constantes 2005) y otra en base al PIB global (a precios constantes 2016). NE: No estimado.

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 1990-2021, este indicador presentó un descenso neto pasando de 4,6 a 4,4 tCO₂/M\$ 2016 y registró una fuerte variabilidad en toda la serie. Los años con mayores niveles de intensidad de emisiones correspondieron a 1999 y 2008 (5,9 tCO₂/M\$ 2016), mientras que entre 2014 y 2020 se alcanzaron los valores más bajos desde 1997 (en promedio 3,6 tCO₂/M\$ 2016). En 2021, las emisiones de CO₂ aumentaron 22% respecto al año anterior y el PIB 4%, lo que se tradujo en un aumento de 17% 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, to-

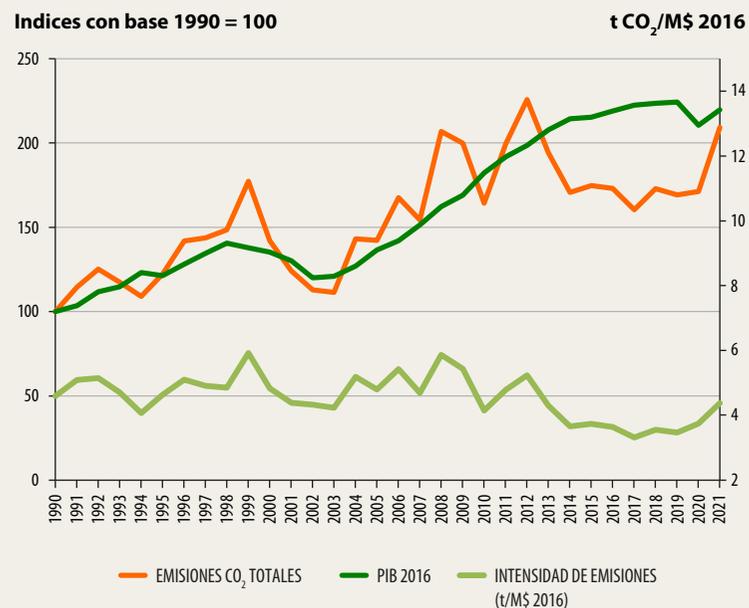
mando como base igual a 100 los valores de ambas variables para el año 1990.

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 destacan los últimos siete años en los cuales 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 y 2021, fuera más moderado.

En 2020 esta situación estuvo acompañada por una fuerte reducción del PIB, por lo cual, la intensidad de emisiones aumentó. En el caso de 2021 el aumento de la intensidad estuvo más influenciado por el aumento de emisiones, por un mayor consumo de combustibles fósiles en la producción de energía eléctrica.

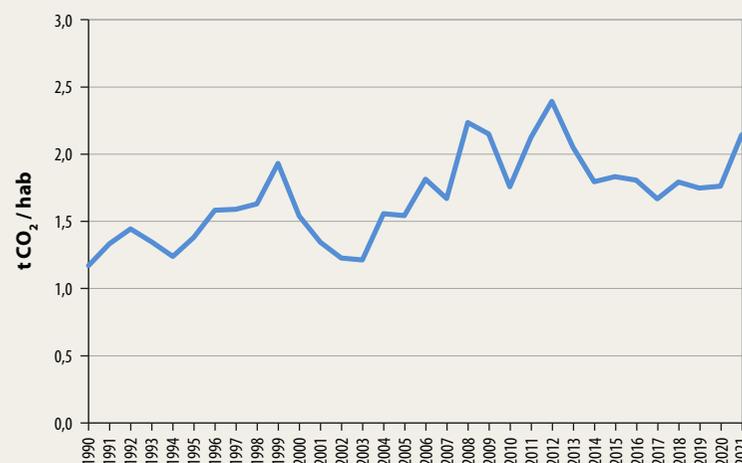
FIGURA 52. Emisiones de CO₂ totales y PIB



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 expresa en toneladas de CO₂ por habitante (tCO₂/hab.). Para el período 1990-2021 se registró un crecimiento neto, el cual presentó una variabilidad importante. Este comportamiento, que alternó máximos y mínimos, se correlaciona con la variación que presentó el consumo de combustibles fósiles en centrales térmicas.

En el año 1990 se registró el mínimo de emisiones de CO₂ per cápita (1,2 tCO₂/hab.), mientras que en 2012 las emisiones alcanzaron sus niveles máximos (2,4 tCO₂/hab.). Entre 2014 y 2020, las emisiones de CO₂ per cápita se mantuvieron relativamente constantes (1,7 - 1,8 tCO₂/hab.) y volvieron a aumentar en 2021 un 22% 2,1 tCO₂/hab.).

FIGURA 53. Emisiones de CO₂ per cápita



2021:
Intensidad de emisiones de CO₂: 4,4 tCO₂/M\$ 2016
Emisiones de CO₂ per cápita: 2,1 tCO₂/hab.

TABLA 23. Emisiones de CO₂ por PIB y per cápita

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Emisiones CO ₂ totales (Gg)	3.630	4.434	5.155	5.160	5.964	7.242	8.191	7.048	6.192	6.342	6.283	5.820	6.277	6.140	6.215	7.590
PIB (M\$ 2016) ⁽¹⁾	788.933	956.917	1.066.746	1.076.527	1.438.031	1.512.264	1.565.770	1.638.384	1.691.447	1.697.718	1.726.406	1.754.508	1.762.893	1.769.071	1.660.778	1.733.304
Emisiones CO₂/PIB (t/M\$ 2005)	4,6	4,6	4,8	4,8	4,1	4,8	5,2	4,3	3,7	3,7	3,6	3,3	3,6	3,5	3,7	4,4
Población (miles de habitantes) ⁽²⁾	3.106	3.218	3.349	3.352	3.397	3.413	3.426	3.440	3.454	3.467	3.480	3.493	3.506	3.519	3.531	3.543
Emisiones CO₂ per cápita (t/hab)	1,2	1,4	1,5	1,5	1,8	2,1	2,4	2,0	1,8	1,8	1,8	1,7	1,8	1,7	1,8	2,1

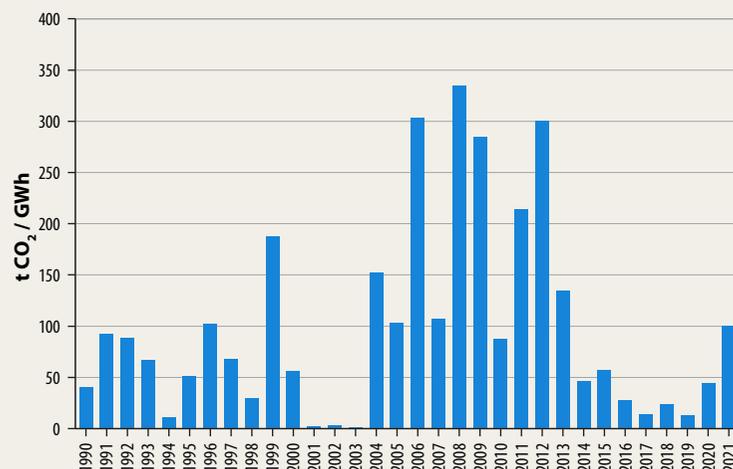
NOTAS: 1) Fuente: Años 1990-2015: Serie retropolada por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) a partir de estadísticas de Cuentas Nacionales, bases 1961, 1983, 2005 y 2016, elaboradas y publicadas por el Banco Central del Uruguay (BCU). Años 2016 en adelante: Banco Central del Uruguay (BCU): "Series del PIB por componentes del gasto en millones de pesos constantes de 2016". www.bcu.gub.uy (21/07/2022). M\$ 2016 corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2016. 2) Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE). www.ine.gub.uy (21/07/2022). Años 1990-1995: "Estimaciones y proyecciones de la población de Uruguay, 1950-2050 (Revisión 1998)". Años 2000 en adelante: "Población total estimada y proyectada (Revisión 2013)". La población total contabilizada según el censo 2011 fue de 3.286.314 habitantes. No se utiliza este valor en la serie para no generar saltos.

6.5. Factor de emisión de CO₂ del SIN

El **factor de emisión del SIN** representa la cantidad de CO₂ que se genera por GWh de electricidad producida que se entrega a la red de energía eléctrica. Se determina como el cociente entre las emisiones de CO₂ provenientes de las centrales eléctricas de servicio público y la electricidad generada por dichos generadores y entregada al SIN. El factor de emisión varía de un año a otro de acuerdo 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 el nivel de hidráulicidad en la generación eléctrica del país y a la consecuente cantidad de combustibles fósiles utilizados para generación, como fuera mencionado en los apartados anteriores. En los últimos años, Uruguay ha registrado también grandes crecimientos en la generación de electricidad de origen renovable, principalmente energía eólica y en menor medida energía solar fotovoltaica, lo que hace pensar que, junto con la hidroelectricidad, repercutió en el uso de menores cantidades de combustibles fósiles.

FIGURA 54. Factor de emisión de CO₂ del SIN



El máximo factor de emisión del SIN fue registrado en 2008, con un valor de 335 tCO₂/GWh, seguido en importancia por los años 2006 (304 tCO₂/GWh) y 2012 (301 tCO₂/GWh). Por su parte, los mínimos se dieron entre 2001-2003, con valores menores a 3 tCO₂/GWh; en esos años prácticamente el 100% de la electricidad fue generada a partir de energía hidráulica. Para el año 2020, un año seco (similar al 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.

En 2021, el factor de emisión del SIN se duplicó y fue de 101 tCO₂/GWh.

TABLA 24. Factor de emisión de CO₂ del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Emisiones de CO ₂ por centrales eléctricas servicio público (Gg CO ₂)	298,8	318,2	429,4	795,3	872,6	2.044,7	2.926,5	1.449,1	544,8	700,3	340,8	183,3	316,7	187,1	531,1	1.431,9
Electricidad generada y entregada al SIN (GWh)	7.358	6.236	7.547	7.641	9.903	9.535	9.729	10.729	11.728	12.128	12.274	12.726	12.876	14.406	11.833	14.192
Factor de emisión del SIN (t CO₂/GWh)	41	51	57	104	88	214	301	135	46	58	28	14	25	13	45	101

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) SIN: Sistema Interconectado Nacional.

6.6. Tasa de electrificación

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

La tasa de electrificación total pasó de 79,0% a 99,8% entre 1975 y 2017 y se mantuvo constante hasta 2019. Al analizar el indicador desagregado por medio urbano y rural se puede observar una evolución más acentuada para la tasa de electrificación rural, que aumentó de 25,1% en 1975 hasta 98,9% en 2019. Por su parte, la tasa de electrificación urbana pasó de 89,0% 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.

La tasa de electrificación total pasó de 79,0% a 99,9% entre 1975 y 2021.

En 2021 la tasa de electrificación total pasó a 99,9%, y registró un valor récord para el medio rural de 99,8%. Visto de otra manera, del total de viviendas ocupadas en 2021 solo 0,1% 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 715 viviendas. La distribución fue de 605 viviendas en el medio urbano y 110 en el medio rural.

FIGURA 55. Tasa de electrificación

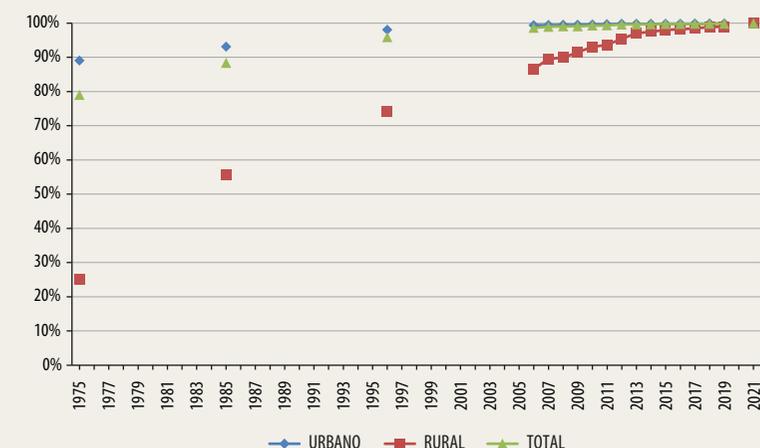


TABLA 25. Tasa de electrificación.

U: Urbano / R: Rural / T: Total	1975	1985	1996	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Viviendas ocupadas (miles)	U	632,4	719,0	855,2	1.050,2	1.098,6	1.100,6	1.099,2	1.121,7	1.149,3	1.155,3	1.161,6	1.166,6	1.173,0	1.175,0	S/D	1.189,3
	R	117,5	104,1	83,6	67,7	56,2	56,1	56,3	61,5	63,4	63,8	64,1	64,5	63,8	64,8	S/D	63,0
	T	749,9	823,1	938,8	1.117,9	1.154,8	1.156,7	1.155,5	1.183,2	1.212,7	1.219,1	1.225,7	1.231,1	1.236,9	1.239,8	S/D	1.252,2
Viviendas ocupadas con electricidad (miles)	U	562,9	669,2	838,1	1.043,3	1.093,9	1.096,4	1.096,8	1.118,9	1.146,7	1.153,1	1.159,4	1.164,8	1.171,0	1.173,4	S/D	1.188,7
	R	29,5	58,0	61,9	58,6	52,3	52,5	53,7	59,7	61,8	62,5	62,9	63,5	63,1	64,0	S/D	62,9
	T	592,4	727,2	900,0	1.101,9	1.146,2	1.148,9	1.150,5	1.178,6	1.208,5	1.215,5	1.222,3	1.228,3	1.234,1	1.237,5	S/D	1.251,5
Tasa de electrificación (%)	U	89,0%	93,1%	98,0%	99,3%	99,6%	99,6%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,9%	NE	99,9%
	R	25,1%	55,7%	74,0%	86,6%	93,1%	93,6%	95,4%	97,0%	97,5%	97,9%	98,2%	98,4%	98,9%	98,9%	NE	99,8%
	T	79,0%	88,3%	95,9%	98,6%	99,3%	99,3%	99,6%	99,6%	99,7%	99,7%	99,7%	99,8%	99,8%	99,8%	NE	99,9%

NOTAS: 1) La información de los años 1975, 1985, 1996 y 2011 corresponde a Censos Nacionales de población y vivienda. Para el resto de los años, la información proviene de la Encuesta Continua de Hogares. (Fuente: INE y estimaciones propias de DNE). 2) Los datos del año 1975 corresponden a electrificación de UTE solamente. 3) De 1975 a 1996 se trata de viviendas ocupadas con morador presente. 4) De 2006 en adelante se incluyen grupos electrogenos propios y cargador de baterías (solar, eólicos). 5) S/D: sin datos. INE no relevó la información en la ECH 2020. NE: No estimado.



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.).

El país presenta un sendero energético cuya evolución global entre 1965 y 2021 fue de crecimiento económico y disminución de intensidad energética. A lo largo de estos 57 años se pueden identificar distintos comportamientos asociados a etapas particulares 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 se identifica la crisis económica que se produjo en el país a principios de siglo a través de un nuevo retroceso del sendero energético, el cual estuvo marcado 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, hizo 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.

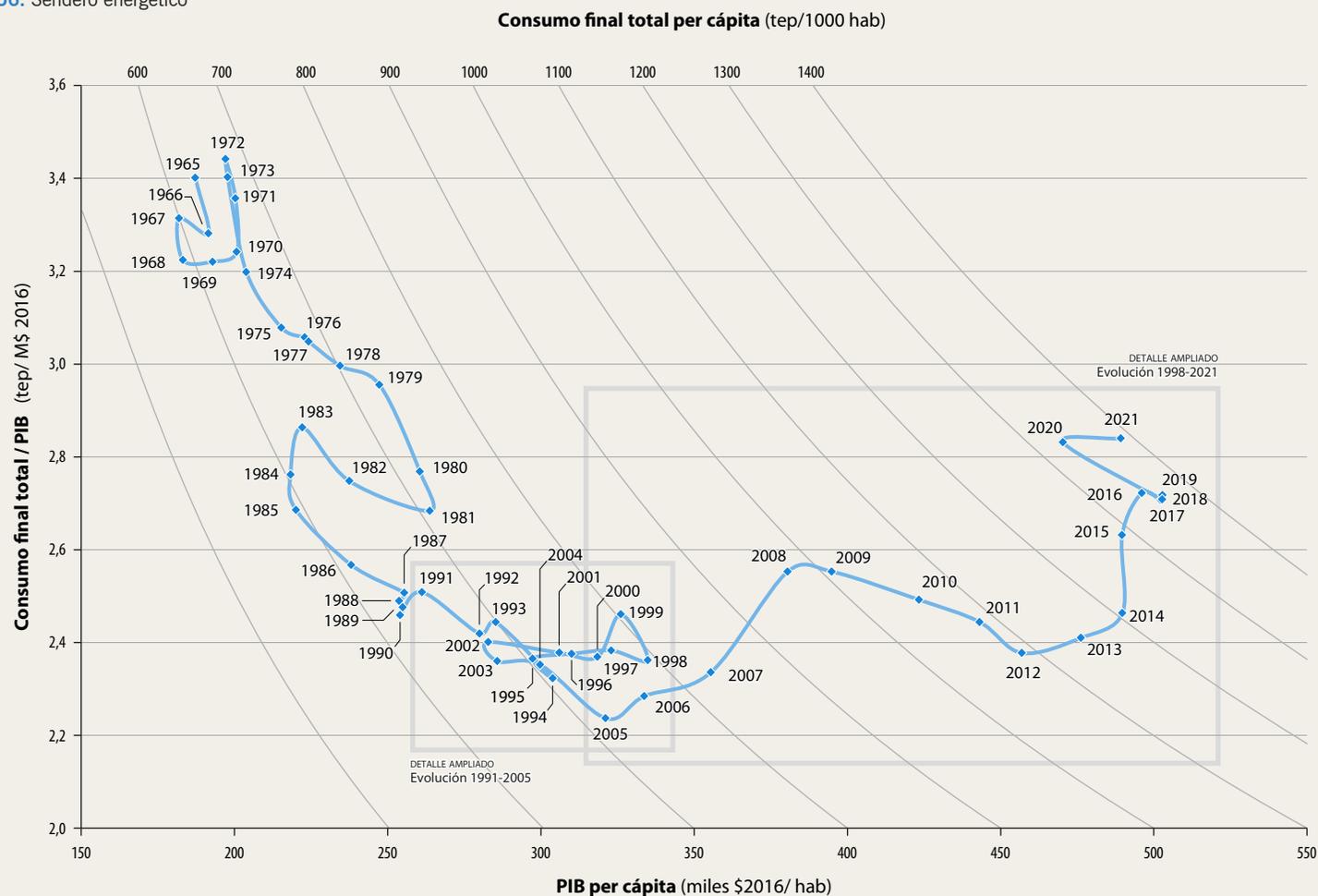
Por su parte, los años 2009-2012 correspondieron a un período en el cual las estructuras económicas y de consumo energético se mantuvieron prácticamente constantes. Por esta razón, la disminución en intensidad energética podría asociarse a la implementación de proyectos y medidas de eficiencia energética.

En el período 2012-2016 la demanda energética sufrió nuevamente cambios estructurales. La participación del consumo industrial pasó de 34% a 43% respecto al consumo final

energético total; hecho que estuvo fuertemente asociado a la incorporación de otra nueva planta de celulosa. En lo referente a la estructura económica, no se 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 país retomó un desarrollo favorable y la intensidad energética permaneció similar al año previo.

FIGURA 56. Sendero energético

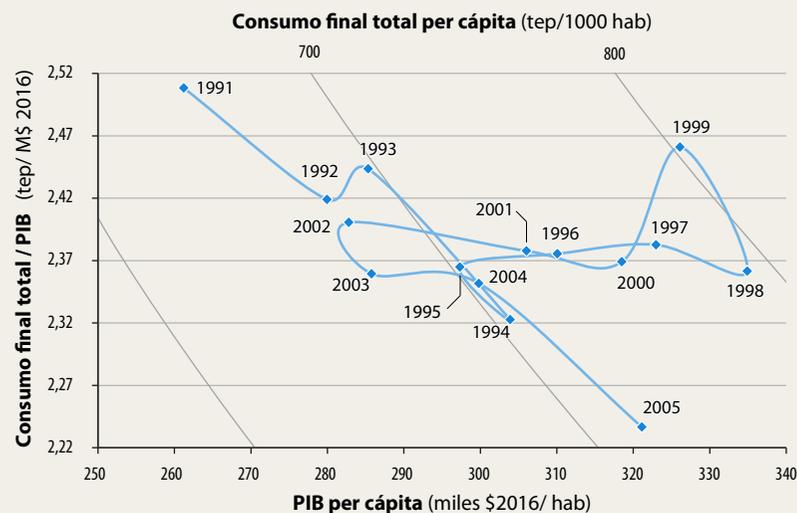


Finalmente, respecto al tercer indicador que está representado en el sendero energético, el consumo final per cápita, ya ha sido mencionado en apartados anteriores. Es interesante observar su evolución de crecimiento neto en todo el período, que alternó años de aumentos y otros de disminuciones. Desde 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 1.389 tep/1.000 hab. (2021) que prácticamente hizo duplicar su valor en estos últimos dieciséis años. El máximo consumo per cápita se registró justamente en el último año de la serie.

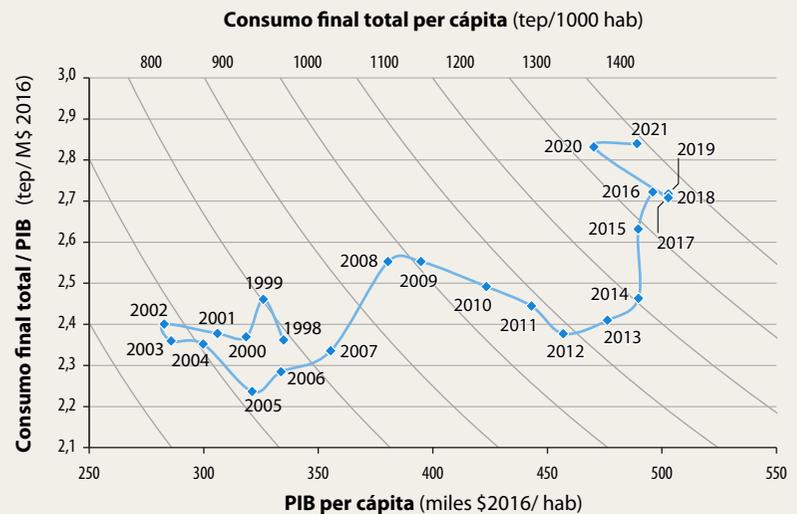
6
INDICADORES

FIGURA 57. Sendero energético / detalles ampliados

EVOLUCIÓN 1991 - 2005



EVOLUCIÓN 1998 - 2021



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 2030.²⁰

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.

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 como en 2015 Uruguay ya contaba con indicadores que reflejaban una realidad energética transformada y encaminada a la concreción del ODS 7.

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

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”.²¹

Los indicadores del ODS 7 son los siguientes:

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

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

20- Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), *Qué son los ODS*, <<https://ods.gub.uy/index.php/quesonlosods>> (21/07/2022).

21- Presidencia - República Oriental del Uruguay, “Informe Nacional Voluntario – Uruguay 2018”, <https://ods.gub.uy/images/2018_Informe_Nacional_Voluntario_Uruguay_ODS.pdf> (21/07/2022).

7
OBJETIVO DE DESARROLLO
SOSTENIBLE 7 (ODS 7)

FIGURA 58. Proporción de la población con acceso a la electricidad

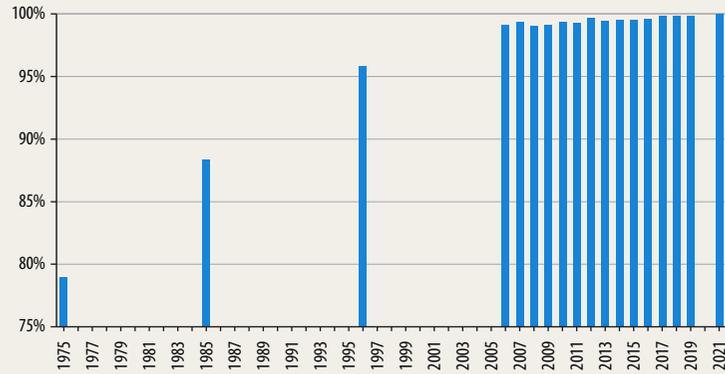


FIGURA 59. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios

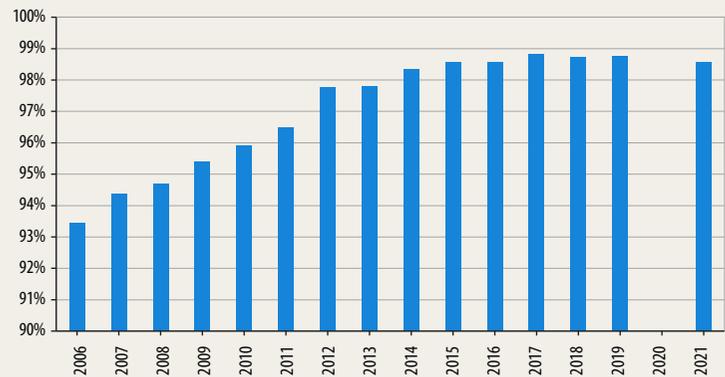


FIGURA 60. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía

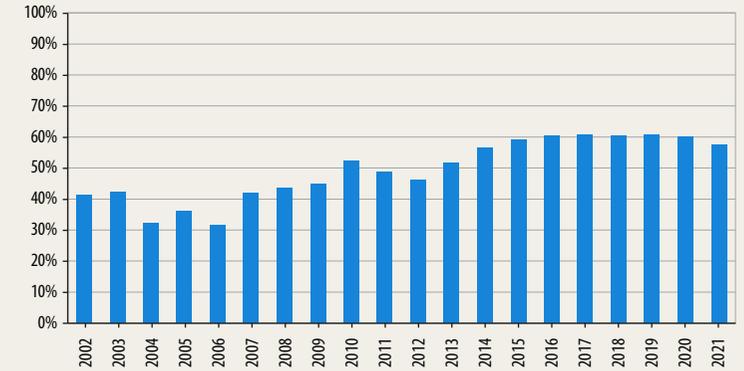


FIGURA 61. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB

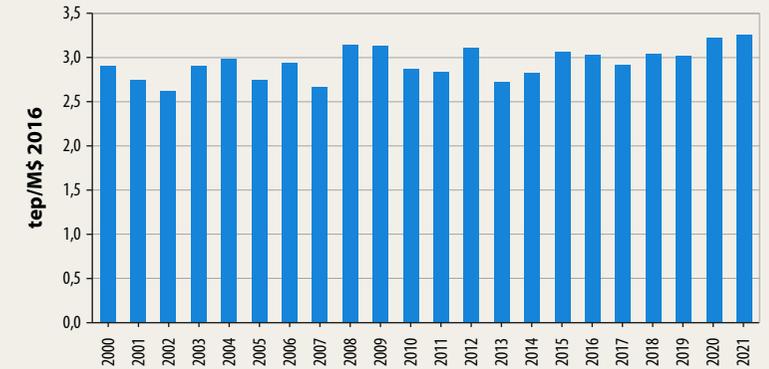


TABLA 26. Proporción de la población con acceso a la electricidad

	1975	1985	1996	2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Población total (miles de habitantes) ⁽¹⁾	2.829	3.009	3.258	3.358	3.397	3.413	3.426	3.405	3.415	3.467	3.479	3.493	3.507	3.518	S/D	3.543
Población con acceso a electricidad (miles de habitantes) ⁽¹⁾	2.234	2.658	3.124	3.329	3.375	3.387	3.414	3.386	3.398	3.451	3.464	3.487	3.502	3.513	S/D	3.543
Indicador 7.1.1 (%)	79,0%	88,3%	95,9%	99,1%	99,4%	99,3%	99,6%	99,4%	99,5%	99,5%	99,6%	99,8%	99,9%	99,9%	NE	100,0%

NOTA: 1) Estimación realizada por DNE-MIEM a partir de datos de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) del INE. 2) S/D: sin datos; NE: No estimado El INE no relevó la información para 2020 (por pandemia).

TABLA 27. Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Población total (miles de habitantes) ⁽¹⁾	3.358	3.359	3.363	3.378	3.397	3.413	3.426	3.405	3.415	3.467	3.479	3.493	3.507	3.518	S/D	3.543
Población con leña o queroseno como energético principal para cocción y calefacción (miles de habitantes) ⁽¹⁾	220	190	178	155	139	120	77	75	57	50	50	42	45	43	S/D	51
Indicador 7.1.2 (%)	93,4%	94,4%	94,7%	95,4%	95,9%	96,5%	97,8%	97,8%	98,3%	98,6%	98,6%	98,8%	98,7%	98,8%	NE	98,6%

NOTAS: 1) Estimación realizada por DNE-MIEM a partir de datos de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) del INE. No se consideran combustibles y tecnologías limpias a la leña y el queroseno utilizadas como fuentes principales para cocción y calefacción. 3) S/D: sin datos; NE: No estimado El INE no relevó la información para 2020 (por pandemia).

TABLA 28. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Consumo final energético (ktep)	2.228	2.201	2.288	2.353	2.505	2.713	3.183	3.331	3.518	3.636	3.652	3.850	4.088	4.387	4.612	4.648	4.669	4.669	4.606	4.810
Consumo final energético de fuentes renovables (ktep) ⁽¹⁾	918	928	736	854	791	1.141	1.386	1.490	1.838	1.774	1.691	1.996	2.317	2.601	2.781	2.822	2.824	2.830	2.768	2.771
Indicador 7.2.1 (%)	41,2%	42,1%	32,2%	36,3%	31,6%	42,0%	43,5%	44,7%	52,2%	48,8%	46,3%	51,9%	56,7%	59,3%	60,3%	60,7%	60,5%	60,6%	60,1%	57,6%

NOTA: 1) El consumo de electricidad se clasifica de acuerdo a la matriz de generación eléctrica por fuente.

TABLA 29. Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energía primaria (ktep)	2.816	2.480	2.776	2.990	2.958	3.296	3.190	4.022	4.177	4.135	4.288	4.866	4.459	4.778	5.207	5.227	5.125	5.371	5.343	5.369	5.644
PIB (M\$ 2016) ⁽¹⁾	1.025.739	946.428	954.050	1.001.792	1.076.527	1.120.649	1.193.957	1.279.637	1.333.938	1.438.031	1.512.264	1.565.770	1.638.384	1.691.447	1.697.718	1.726.406	1.754.508	1.762.893	1.769.071	1.660.778	1.733.304
Indicador 7.3.1 (tep/M\$ 2016)⁽²⁾	2,75	2,62	2,91	2,98	2,75	2,94	2,67	3,14	3,13	2,88	2,84	3,11	2,72	2,82	3,07	3,03	2,92	3,05	3,02	3,23	3,26

NOTAS: 1) Fuente: Años 2000-2015: Serie retropolada por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) a partir de estadísticas de Cuentas Nacionales, bases 1961, 1983, 2005 y 2016, elaboradas y publicadas por el Banco Central del Uruguay (BCU). Años 2016 en adelante: Banco Central del Uruguay (BCU): "Series del PIB por componentes del gasto en millones de pesos constantes de 2016". www.bcu.gub.uy (21/07/2022). M\$ 2016 corresponde a millones de pesos a precios constantes de 2016.

8. Metodología

8.1. Definiciones generales

- **Fuente de energía primaria:**

es la fuente de energía provista por la naturaleza, ya sea en forma directa como la hidráulica y la eólica; después de atravesar un proceso minero, como los hidrocarburos, el gas natural y el carbón mineral; o a través de la fotosíntesis, como en el caso de la leña y los residuos de biomasa (originados en las actividades urbana, agropecuaria y agroindustrial).

- **Fuente de energía secundaria:**

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

- **Energía bruta:**

es aquella energía, primaria o secundaria, a la cual no se le han deducido las pérdidas de transformación, transmisión, transporte, distribución y almacenamiento, ni aquella cantidad de energía que no haya sido utilizada.

- **Energía neta:**

es aquella energía, primaria o secundaria, cuyo destino es el consumo y a la que se le han deducido las pérdidas anteriormente mencionadas y la energía no utilizada.

- **Energía final:**

es aquella energía (primaria o secundaria) que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos. Es la que entra al sector de consumo y se diferencia de la anterior por el consumo propio del sector energético. Incluye al consumo energético y al no energético.

- **Centro de transformación:**

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

es aquella parte de la actividad socioeconómica que recibe la energía final para su utilización. El consumo propio se considera en forma independiente y corresponde a la energía consumida por el sector energético para la producción, transformación, transporte y distribución de energía (no incluye la utilizada como insumo para la transformación a otro tipo de energía).

8.2. Estructura

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

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

En la siguiente figura se muestra en forma esquemática cómo se encuentran ubicadas en la “matriz resumen”. Seguidamente, se presenta un análisis de cada una de estas 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 y brea.
- **Gas natural:**
los datos están considerados en condiciones estándar (1 atm y 15°C).
- **Hidroenergía:**
en las matrices resumen se tiene en cuenta el equivalente teórico. Sin embargo, en la sección “información complementaria” se incluye un cuadro de hidroenergía en el que se considera el equivalente térmico.
- **Energía solar:**
incluye energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.

- **Residuos de biomasa:**

incluye cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada, residuos de la industria maderera y rumen.

- **Biomasa para producción de biocombustibles:**

considera la producción de bioetanol y biodiésel.

- **Residuos industriales:**

incluye neumáticos fuera de uso, aceites usados, glicerina y los combustibles líquidos alternativos (CLA).

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

- **Producción:**

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

- **Importación:**

es la energía primaria o secundaria proveniente del exterior del país.

- **Exportación:**

es la energía primaria o secundaria enviada al exterior del país. Las exportaciones a zona franca no se consideran exportaciones como tales, sino que se incluyen en el consumo final como ventas en el mercado interno.

- **Pérdidas:**

son las pérdidas de energía originadas durante el transporte, almacenamiento, transmisión y distribución (pérdidas técnicas). Hasta 2005 se computaron las pérdidas no técnicas del sector eléctrico como “pérdidas”, a partir de 2006 estas se contabilizan en “consumo final”, considerando las pérdidas

sociales dentro del sector residencial y el resto de las pérdidas no técnicas se distribuyen en función del porcentaje de participación del consumo eléctrico del resto de los sectores.

- **Variación de inventario:**

es la diferencia entre las existencias de una fuente energética al 31 de diciembre del año $i-1$ y al 31 de diciembre del año i .

- **Energía no utilizada:**

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

- **Ajustes:**

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

- **Oferta:**

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

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

Observación:

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

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 que se consume.

8.2.3. Balance de fuentes de energía secundarias

Corresponde al abastecimiento de fuentes de energía secundaria. En la presente edición del BEN, se incluyen como tales: 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:**
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 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.

- **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 BEN 2012 inclusive, se denominaba “otros energéticos”. Se menciona que el coque de petróleo calcinado se imputa 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.
- **Gas fuel:**
hasta 2012 inclusive la producción se consideró igual al consumo propio. A partir de 2013 se incluyó un volumen “no utilizado” y unas “pérdidas”, por lo cual la producción es mayor al consumo propio de la refinería. Este cambio en la metodología se comienza a aplicar desde 2013.
- **Coque de carbón:**
corresponde a coque de hulla. Hasta BEN 2012 se denominaba “coque”.
- **Electricidad:**
el consumo eléctrico asociado al transporte de los últimos años incluye flotas cautivas y particulares.

Los rubros que corresponden al balance de energía secundaria son los mismos que los descritos anteriormente para el balance de energía primaria, con la excepción de un rubro adicional:

- **Búnker internacional:**
es la 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 incluye en “exportación” hasta 2012 y se representa 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.

8.2.5. Distribución sectorial del consumo final energético

En esta última parte de la matriz consolidada se indica la manera en la que se distribuye el consumo final energético entre los diversos sectores de la actividad socioeconómica. A partir de la elaboración del BEN 2013 se mejoró la recopilación de información de consumo, y esto se logró a través de nuevas encuestas sectoriales. La tradicional “Encuesta de leña y residuos de biomasa” pasó a formar parte de la “Encuesta sobre consumo de energía en el sector industrial”, que abarca otras fuentes energéticas y fue realizada para los años 2011, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2020 y 2021. 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 incluye 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. Tampoco se realiza la apertura por corresponder una sola empresa por sector, debiéndose informar el consumo agrupado, o por no disponer de información adecuada para su clasificación.

La desagregación sectorial y sub-sectorial adoptada es la siguiente:

- **Sector residencial:**

incluye los consumos de las familias rurales y urbanas, de tipo calórico, eléctrico y mecánico para satisfacer las necesidades energéticas de los hogares. No 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, queroseno y gas natural se utilizan datos administrativos. En el caso de los residuos de biomasa, se asocia todo el consumo al interior del país. Para el resto de los energéticos no se realiza la apertura desde 2013 por falta de información para su adecuada clasificación (solar, gasoil, fueloil, carbón vegetal).

- **Sector comercial/servicios/sector público:**

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

A partir de 2013, los consumos 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.

- **Sector industrial:**

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

NOTAS: (*) excluye la refinería (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, incluida la que efectúan los barcos-factoría y las flotas que se dedican a la pesca y a su elaboración. A su vez, incluye la actividad minera. Hasta el BEN2019 se denominaba “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. A su vez, se reportan los consumos de combustibles de aviación en actividades aero-agrícolas (gasolina de aviación y turbocombustible).

En el caso de los combustibles de aviación el relevamiento se realiza mediante una encuesta anual a empresas del rubro; se cuenta con datos desde el año 2016. Hasta 2015 dichos consumos están considerados en el sector transporte. En los años 2020 y 2021 respondieron el 100% de los encuestados, por lo que los datos que se informan son los reales del sector.

Desde la edición de BEN2020 se informan los consumos de la rama “avícolas”, separándolos 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, teniendo una tasa de

respuesta del 50% pero representando las mismas el 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 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 lechería, litros/litros de leche producida, o litros/cabeza en el caso del ganado. 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 anteriormente 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 OPYPA. Se destaca que para el sector agro se considera el año móvil julio/ “año *i-1*” – junio/ “año *i*”, es decir, para el año 2021 de BEN se consideran los datos para el período julio/2020-junio/2021 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. Se obtuvieron los consumos de los diferentes energéticos y se realizaron coeficientes técnicos de consumos/producción de minerales.

Con los datos de producción nacional de minerales (aportados por DINAMIGE) se logran obtener resultados nacionales de consumos energéticos para los años 2019 y 2020. Para el año 2021 y de ahora en más, se determinan los consumos energéticos a partir de los datos de producción minera aportados por DINAMIGE, utilizando los coeficientes técnicos desarrollados. Cabe destacar que se considera el año móvil abril/“año *i*” – marzo/ “año *i+1*”, es decir, para el año 2021 de BEN los datos de producción minera corresponden al período abril/2021-marzo/2022.

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 CIU revisión 4 (correspondiente al anexo incluido por Uruguay para la exclusiva utilización de organismos locales).

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).

$$1 \text{ ktep} = 1.000 \text{ tep}$$

$$1 \text{ tep} = 10.000.000 \text{ kcal}$$

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, se menciona que cuando se representa un valor como “0” (cero), significa que existe el valor y que es muy chico (menor a 0,1). En los casos que la celda 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 pueden adoptar dos criterios: el equivalente teórico y el equivalente térmico. En el primer caso, se toma el caudal turbinado, para determinar la energía que ingresa a los centros de transformación primarios (centrales hidroeléctricas).

La producción de hidroenergía se calcula de la siguiente manera:

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

Siendo:

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

k: Coeficiente para transformación de unidades

β : Densidad del agua (kg/m³)

g: Aceleración de la gravedad (m/s²)

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

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

Q: Caudal turbinado (m³/s)

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

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

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 considera la metodología aplicada por OLADE, la cual se realiza a partir de la generación de electricidad de cada parque/aerogenerador, considerando como “energía eólica producida” el mismo valor que la electricidad generada. Los datos de electricidad generada a partir de energía eólica, tanto de gran escala como de microgeneración, que están conectados a la red 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 introduce el concepto de energía eólica no aprovechada por Restricciones Operativas (RO). Este concepto nace a partir de un decreto, donde se exhorta a UTE el pago por energía a los generadores de energía de fuente eólica que se encuentren en condiciones de generar, pero que debido a una restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Carga no puedan entregarla a la red.

Se definen como Restricciones Operativas (RO) 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 superaría 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 descripto anteriormente.

Se completa la serie 2018-2020 para la energía eólica no aprovechada.

En los siguientes documentos puede encontrarse información sobre los modelos para el cálculo de las RO.²²:

- “Procedimiento para restricciones operativas aplicable a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)”.²³
- Modelo de central de generación eólica.²⁴

22- 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> (30/07/2022).

23- 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/Procedimiento-ParaGestiondeRestriccionesOperativas_v201512091831.pdf> (21/07/2022).

24- 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> (30/07/2022).

8.4.3. Energía solar

Las estimaciones de energía solar se incorporan al BEN a partir de 2014 e 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.

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

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

Siendo:

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

Ef : Eficiencia global (0,40)

H_0 : Irradiancia media anual en plano horizontal (kWh/m²-año)²⁵

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

25- “Mapa solar del Uruguay”. Segunda versión, julio 2007. 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. Se aclara 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 su parte, se menciona el censo de tecnología solar realizado durante 2018 a empresas e instituciones de las ramas comercial y servicios. Se censaron solo aquellos subsectores considerados como los más factibles de poseer equipamiento solar, en el marco de la Ley de Energía Solar Térmica (Ley 18.585 de setiembre 2009). Los resultados del censo junto con otras encuestas del sector permitieron estimar una superficie instalada de 5.783 m² de colectores solares térmicos, equivalente a 0,3 ktep. Se verifica que la estimación teórica aplicada al sector comercial/servicios/sector público resulta en un valor mayor. Por esta razón, los datos relevados en dichos estudios estadísticos quedan correctamente comprendidos en la estimación, ya que no se conoce el total de empresas del sector que utilizan esta tecnología.

- **Energía solar fotovoltaica:**

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 cuya potencia instalada es 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 cuya potencia instalada es inferior a 150 kW (microgeneradores).

- Pequeños productores que vuelcan energía a la red; se utilizan datos de micro generación anuales que envía UTE. A partir del año 2019 no se cuenta con datos de generación anual por parte de UTE, por lo que se estima una generación teórica anual a partir del dato de potencia instalada. Se cuenta con información de UTE de energía inyectada a la red, por diferencia se obtiene 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 utiliza la misma relación de energía generada y potencia instalada que los productores que entregan a la red y cuyos datos son conocidos. Para el resto de los pe-

queños 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 (RO). 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 descripto anteriormente.

Se completa la serie 2018-2020 para la energía solar fotovoltaica no aprovechada.

En los siguientes documentos puede encontrarse información sobre los modelos para el cálculo de las R.O.²⁶:

- “Procedimiento para restricciones operativas aplicable a generadores de fuente eólica y solar del Sistema Interconectado Nacional (SIN)”²⁷
- “Anexo C): Modelo de central generadora solar fotovoltaica”²⁸

26- 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> (30/07/2022).

27- 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/Procedimiento-ParaGestiondeRestriccionesOperativas_v20151209I831.pdf> (21/07/2022).

28- Pablo Soubes, Felipe Palacio y Rubén 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> (0/07/2022).

8.4.4. Leña

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

Para el sector industrial el consumo de leña se estima a partir de encuestas realizadas anualmente por DNE-MIEM. Para el caso en que un año no se realice encuesta industrial, el consumo de leña se estima a partir del consumo 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, situación que no ocurre desde 2004.

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 se destaca que 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 cul-

8

METODOLOGÍA



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

En el caso del sector industrial y de las centrales eléctricas de servicio público y autoproducción, el consumo de residuos de biomasa se estima a 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”.

8.4.6. Biomasa para biocombustibles

La fuente de energía primaria denominada “biomasa para biocombustibles” considera la producción de bioetanol y biodiesel. En la presente edición se incorpora un cambio de criterio en las estimaciones, en el cual se considera la biomasa primaria igual a la producción de cada biocombustible. Se corrige la serie histórica desde 2010. Este cambio se realiza en línea con las Recomendaciones Internacionales para las Estadísticas de Energía (IRES, por sus siglas en inglés), que considera los biocombustibles como fuentes de energía primaria.

A continuación, se detallan las consideraciones realizadas en las estimaciones utilizando el criterio anterior, en el cual bajo la denominación “biomasa para biocombustibles” se consideraban los consumos de energéticos (granos, aceites crudos, jugo de caña, etc.) asociados a la elaboración de biocombustibles. Cabe mencionar que estos consumos de biomasa para biocombustibles son tomados como valores estimativos, a los

efectos de poder incluir los biocombustibles en la matriz energética. Estos valores diferirán, en cierta medida, de aquellos que puedan ser el resultado de la aplicación de otro tipo de metodología no descrita en este documento.

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

– Ingenio Bella Unión:

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

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

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

Donde:

RT: Rendimiento teórico (m³ bioetanol / t azúcar)

RI: Rendimiento medio del ingenio sucro-alcoholero (fermentación + destilación)

REM: Rendimiento de extracción-molienda

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

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

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

Reacción química		
$C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2 CH_3CH_2OH + 2 CO_2$		
Relación estequiométrica		
180 g	92 g	88 g
Rendimiento teórico (RT)		
92 g bioetanol producido cada 180 g de azúcar consumido		
Densidad de bioetanol		
0,7915 kg/l		
Rendimiento teórico (RT)		
0,6457 m ³ bioetanol / tonelada azúcar		

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

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

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

– Ingenio Paysandú:

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

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

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

8.4.7. Biogás

La electricidad generada desde 2005 con el biogás producido a partir de residuos urbanos, en la planta de Las Rosas (Maldonado) no fue contabilizada dentro del valor correspondiente a la oferta de electricidad hasta el año 2007. A partir de 2008 sí ha estado incluida dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas de servicio público”. En el año 2014 ingresó un segundo generador de electricidad a base de biogás, producido a partir del tratamiento de efluentes de una planta de lavadero de lanas. 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. Los cuatro generadores están incluidos dentro de la producción de electricidad en “centrales eléctricas de servicio público”. Se contabiliza al biogás (expresado en metano) como fuente primaria de donde se obtiene dicha electricidad. Son valores muy pequeños con respecto al total (del orden de 0,3 ktep). Esta fuente se contabiliza como residuos de biomasa.

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 búnkers internacionales, las que se presentan como partidas informativas ya que no se consideran en los totales. La serie comienza en 1990.

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

A continuación, se detallan las categorías informadas:

- **Industrias de la energía:** Se consideran las emisiones de los siguientes centros de transformación, así como del consumo propio del sector energético. Se destaca que las emisiones de CO₂ provenientes de las centrales eléctricas de autoproducción son incluidas en el sector industrial, según la metodología empleada.
 - Centrales eléctricas de servicio público
 - Consumo propio
- **Sectores de consumo:** Se consideran los mismos sectores incluidos en el BEN y detallados en el apartado denominado “estructura” de la presente descripción metodológica.
 - Residencial
 - Comercial/servicios/sector público
 - Transporte
 - Industrial
 - 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: incluye leña, residuos de biomasa, carbón vegetal para toda la serie, y biocombustibles a partir de 2010. Las emisiones de esta categoría corresponden a la quema de biomasa en centrales eléctricas de servicio público, centrales eléctricas de autoproducción y en los distintos sectores de actividad.

– Búncers internacionales: corresponde a emisiones provenientes de búncers internacionales tanto marítimo como aéreo.

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

Por su parte, en la publicación del BEN se incluyen también las series de “emisiones de CO₂ por fuente” y de “emisiones de CO₂ por fuente y sector”, con inicio en el año 2006. Para la última serie de datos mencionada, 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”. Para su elaboración se consideran las actividades de oferta que correspondan para cada energético (producción, importación, exportación y búnker internacional).

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

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

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

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

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 30. 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 31. 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 32. Factores de conversión constantes en la serie histórica

tep	unidad	valor
Asfaltos	tep/t	0,964
Azufre líquido	tep/m ³	0,393
Biodiésel	tep/m ³	0,831
	tep/t	0,950
Bioetanol	tep/m ³	0,507
	tep/t	0,640
Coque de petróleo	tep/t	0,939
Coque de petróleo importado	tep/t	0,800
Carbón mineral	tep/t	0,700
Carbón vegetal	tep/t	0,750
Cáscara de arroz	tep/t	0,285
Cáscara de girasol	tep/t	0,380
Casullo de cebada	tep/t	0,371
Coque de carbón	tep/t	0,680
Electricidad (equivalente teórico)	tep/MWh	0,086
Gas fuel	tep/10 ³ m ³	1,100
Gas natural	tep/10 ³ m ³	0,830
Gases olorosos	tep/m ³	0,240
Leña	tep/t	0,270
Lubricantes	tep/m ³	0,909
	tep/t	1,010
Metanol	tep/t	0,360

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

ANEXO I
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA



TABLA 33. Factores de conversión variables en la serie histórica

tep	unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Aserrín, chips, res. forestales ⁽¹⁾	tep/t	0,222	0,230	0,235	0,276	0,271	0,283
Bagazo	tep/t	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177
Butano desodorizado	tep/m ³	0,611	0,620	0,612	0,615	0,612	0,613
	tep/t	1,095	1,096	1,095	1,095	1,095	1,094
Electricidad (equiv. térmico)	tep/MWh	0,248	0,224	0,264	0,143	0,209	0,188
Fueloil medio	tep/m ³	1,095	0,955	0,929	0,920	0,919	0,929
	tep/t	1,145	0,973	0,990	0,986	0,989	0,986
Fueloil intermedio ⁽¹⁾	tep/m ³	1,082	0,950	0,943	0,938	0,927	0,936
	tep/t	1,124	0,976	0,976	0,982	0,988	0,987
Fueloil pesado	tep/m ³	1,147	0,960	0,958	0,951	0,940	0,953
	tep/t	1,168	0,966	0,969	0,972	0,978	0,972
Fueloil UTE generación ⁽³⁾	tep/m ³	1,040	0,946	0,945	0,945	0,937	0,947
	tep/t	1,055	0,975	0,973	0,973	0,980	0,976
Fueloil plantas de celulosa	tep/m ³	1,094	0,956	0,958	0,950	0,943	0,952
	tep/t	1,120	0,972	0,969	0,975	0,977	0,972
Fueloil zona franca ⁽⁴⁾	tep/m ³		0,942	0,940	0,931		
	tep/t		0,986	0,984	0,988		
Gasoil 10S ⁽⁵⁾	tep/m ³	0,856	0,857	0,862	0,856	0,848	0,854
	tep/t	1,026	1,025	1,024	1,026	1,029	1,026
Gasoil 50S ⁽⁵⁾	tep/m ³	0,871	0,868	0,868	0,863	0,856	0,858
	tep/t	1,021	1,021	1,022	1,023	1,026	1,025
Gasoil marino ⁽⁵⁾	tep/m ³	0,887	0,882	0,880	0,880	0,872	0,878
	tep/t	1,025	1,016	1,016	1,016	1,019	1,017
Gasolina aviación 100/130	tep/m ³	0,758	0,756	0,755	0,755	0,754	0,752
	tep/t	1,055	1,055	1,056	1,056	1,056	1,056
Gasolina premium 97 30S ⁽⁶⁾	tep/m ³	0,803	0,800	0,800	0,794	0,790	0,786
	tep/t	1,043	1,043	1,044	1,045	1,046	1,047

tep	unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gasolina súper 95 30S ⁽⁶⁾	tep/m ³	0,792	0,795	0,789	0,785	0,785	0,780
	tep/t	1,046	1,045	1,047	1,048	1,048	1,049
Licor negro ⁽¹⁾	tep/t	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302	0,302
Petróleo crudo	tep/m ³	0,905	0,880	0,863	0,856	0,846	0,851
	tep/t	1,059	1,017	1,017	1,023	1,026	1,024
Propano	tep/m ³	0,568	0,568	0,567	0,570	0,568	0,571
	tep/t	1,099	1,090	1,098	1,098	1,100	1,097
Queroseno	tep/m ³	0,836	0,833	0,830	0,829	0,829	0,828
	tep/t	1,038	1,033	1,034	1,034	1,034	1,035
Residuos industriales ⁽¹⁾	tep/t	0,630	0,681	0,654	0,632	0,673	0,693
Solventes ⁽¹⁾	tep/m ³	0,794	0,803	0,799	0,797	0,799	0,801
	tep/t	1,044	1,042	1,043	1,044	1,043	1,043
Supergás	tep/m ³	0,601	0,589	0,609	0,615	0,607	0,612
	tep/t	1,093	1,091	1,092	1,092	1,092	1,091
Turbocombustible jet A1	tep/m ³	0,844	0,839	0,831	0,829	0,830	0,833
	tep/t	1,041	1,032	1,034	1,034	1,034	1,033

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)** Corresponde al fueloil utilizado por UTE para generación de energía eléctrica. Los valores hasta 2010 se reportan por ANCAP como "FUELOIL UTE" y posterior a 2011 como "FUELOIL UTE MOTORES". **4)** Fueloil consumido en zona franca, adquirido a través de un proveedor diferente a ANCAP. Factor de conversión estimado por MIEM. **5)** Para el gasoil 50S, los parámetros informados corresponden a la mezcla de gasoil con biodiésel. El gasoil 10S y el gasoil marino no se comercializan con biodiésel. **6)** Para las gasolinas automotoras los parámetros informados corresponden al combustible previo el agregado de bioetanol.

ANEXO I
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

I.3. Factores de emisión de CO₂TABLA 34. 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 vegetal	Carbón 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	73.300
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
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	Desechos industriales	143.000
Supergás	Gases licuados de petróleo	63.100
Turbocombustible	Queroseno para motor a reacción	71.500

NOTAS: Factor de emisión de CO₂ eficaz (kg/TJ). **FUENTE:** 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".

ANEXO I
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA



I.4. Siglas

TABLA 35. 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\$ 2005	Millones de pesos a precios constantes de 2005
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 2021.

La serie completa de matrices para el período 1965-2021 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 a 2020 se pueden descargar de:
<https://ben.miem.gub.uy/antiores.php>

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

$$1 \text{ ktep} = 1.000 \text{ tep}$$

$$1 \text{ tep} = 10.000.000 \text{ kcal}$$

3. A continuación, se detallan algunas aclaraciones para ciertas denominaciones de fuentes primarias y secundarias que se incluyen en las matrices:

- **Carbón mineral:** Incluye antracita, turba, alquitranes de hulla y breá.
- **Gas natural:** Los datos están considerados en condiciones estándar (1 atm y 15°C).
- **Hidroenergía:** Se considera equivalente teórico.
- **Solar:** Incluye energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.

- **Residuos de biomasa:** Incluye cáscara de arroz y de girasol, bagazo de caña, licor negro, gases olorosos, metanol, casullo de cebada, residuos de la industria maderera y rumen.

- **Biomasa para producción de biocombustibles:** Considera la producción de bioetanol y biodiésel.

- **Residuos industriales:** Incluye desechos como neumáticos fuera de uso (NFU), aceites usados, glicerina y los combustibles líquidos alternativos (CLA), compuestos en su mayoría por hidrocarburos recuperados de aguas de sentina y los residuos de la industria del biodiésel.

- **GLP:** Incluye supergás y propano.

- **Gasolina automotora:** No incluye bioetanol, que se informa de manera separada. Las exportaciones corresponden a isomeratos, reformados y nafta petroquímica.

- **Gasoil:** No incluye biodiésel, que se informa de manera separada.

- **Coque de petróleo:** Incluye coque de petróleo calcinado, sin calcinar y coque de refinería.

- **No energético:** Incluye solventes, lubricantes, asfaltos y azufre líquido.

- **Coque de carbón:** Corresponde a coque de hulla.

- **Electricidad:** El consumo eléctrico asociado a transporte incluye flotas cautivas y particulares.

ANEXO II

MATRIZ CONSOLIDADA
Y DIAGRAMA DE FLUJO



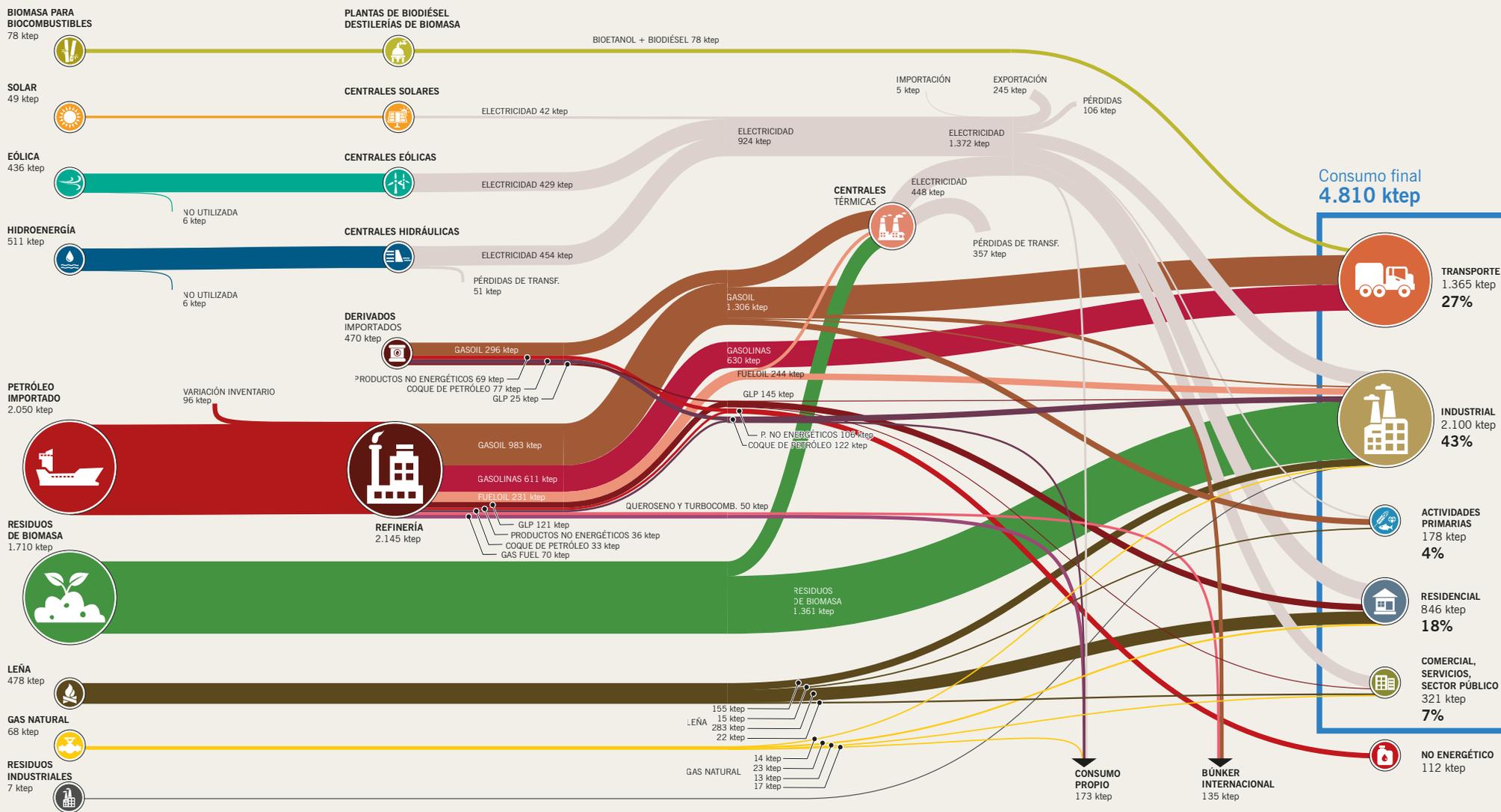
MATRIZ CONSOLIDADA 2021 (ktep)

	Energía primaria										Energía secundaria										TOTAL	PÉRDIDAS TRANSFORMACIÓN	TOTAL						
	PETRÓLEO	CARBÓN MINERAL	GAS NATURAL	HIROENERGÍA	EÓLICA	SOLAR	LEÑA	RESIDUOS BIOMASA	BIOCOMBUSTIBLES	RESIDUOS INDUSTRIALES	TOTAL	GLP	GASOLINA AUTOMOTORA	GASOLINA AVIACION	QUEROSENO	TURBOCOMBUSTIBLE	GASOIL	FUELOIL	COQUE DE PETRÓLEO	NO ENERGÉTICO				GAS FUEL	BIETANOL	BIODIÉSEL	COQUE DE CARBÓN	CARBÓN VEGETAL	ELECTRICIDAD
PRODUCCIÓN				510,6	435,6	48,6	477,5	1.707,3	78,4	7,0	3.265,0	121,3	610,7		3,8	46,1	983,4	230,8	32,9	35,7	70,2	43,4	35,0			1.372,0	3.585,3		
IMPORTACIÓN	2.049,6	3,4	68,4								2.124,6	25,3		3,1			295,9		76,9	69,2				0,1	2,9	4,7	478,1		
EXPORTACIÓN												-3,2	-18,2						0,0	-0,2						-244,6	-266,2		
BÚNKER INTERNACIONAL														0,0		-43,6	-77,2	-14,0									-134,8		
PÉRDIDAS	-0,1		-1,2								-1,3	-0,7		-0,1					0,0	-0,2			-0,4	-0,2		-106,1	-107,7		
VARIACIÓN INVENTARIO	95,9										95,9	1,9	17,6	-1,2	0,7	0,3	26,4	13,3	12,2	0,9			0,4	0,8			73,3		
NO UTILIZADA				-6,1	-6,4	-0,3					-12,8										-2,8						-2,8		
AJUSTES			0,7			0,1		-0,1			0,7		0,1				0,1		0,1	0,1	-0,1		0,1			0,2	0,6		
OFERTA	2.145,4	3,4	67,9	504,5	429,2	48,4	477,5	1.710,4	78,4	7,0	5.472,1	144,6	610,2	1,8	4,5	2,8	1.228,6	230,1	122,1	105,5	67,3	43,4	35,7	0,1	2,9	1.026,2	3.625,8		
REFINERÍAS	-2.145,4										-2.145,4	121,3	610,7		3,8	46,1	983,4	230,8	32,9	35,7	70,2						2.134,9	-10,5	
CENTRALES ELÉCTRICAS SERV. PÚBL.			-1,6	-504,5	-427,5	-39,4	-0,8	-147,5			-1.121,3						-396,3	-61,3								1.220,5	762,9	-358,4	
CENTRALES ELÉCTRICAS AUTOPROD.					-1,7	-2,2	-1,2	-194,2			-199,3		-0,1										0,0	-0,1		151,5	150,1	-49,2	
DESTILERÍAS DE BIOMASA									-43,4		-43,4												43,4				43,4		
PLANTAS DE BIODIÉSEL									-35,0		-35,0												35,0				35,0		
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	-2.145,4	-1,6	-504,5	-429,2	-41,6	-2,0	-341,7	-78,4	-78,4	7,0	-3.544,4	121,3	610,6		3,8	46,1	585,9	169,5	32,9	35,7	70,2	43,4	34,9			1.372,0	3.126,3	-418,1	
OFERTA BRUTA	2.145,5	3,4	69,1	510,6	435,6	48,7	477,5	1.710,4	78,4	7,0	5.486,2	145,3	610,2	1,9	4,5	2,8	1.228,6	230,1	122,1	105,7	70,1	43,8	35,9	0,1	2,9	1.132,3	3.736,3	5.637,2	
CONSUMO NETO TOTAL		3,4	66,3			6,8	475,5	1.368,7		7,0	1.927,7	144,6	610,2	1,8	4,5	2,8	831,1	168,8	122,1	105,5	67,3	43,4	35,6	0,1	2,9	1.026,2	3.166,9	5.094,6	
CONSUMO PROPIO			16,8			0,1					16,9	0,8	0,1		0,0	0,9	19,3	32,9	0,0	67,3	0,0						155,8	172,7	
CONSUMO FINAL TOTAL		3,4	49,5			6,7	475,5	1.368,7		7,0	1.910,8	143,8	610,1	1,8	4,5	2,8	830,2	149,5	89,2	105,5		43,4	35,6	0,1	2,9	991,7	3.011,1	4.921,9	
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO		3,4									3,4	0,1			1,6				1,2	105,5		0,6	0,0				109,0	112,4	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			49,5			6,7	475,5	1.368,7		7,0	1.907,4	143,8	610,0	1,8	2,9	2,8	830,2	149,5	88,0		42,8	35,6	0,1	2,9	991,7	2.902,1	4.809,5		
RESIDENCIAL			22,9			5,5	283,5	7,6		7,0	319,5	117,8	0,3		2,9		4,9	8,1				0,0	0,2		2,9	388,9	526,0	845,5	
MONTEVIDEO			20,8				55,5					54,0			0,7												150,9		
INTERIOR			2,1				228,0	7,6				63,8			2,2												238,0		
COMERCIAL/SERVICIOS/SECTOR PÚBL.			13,1			1,0	22,1			7,0	36,2	9,6	1,0		0,0		4,3	5,5				0,1	0,2		0,0	263,9	284,6	320,8	
ALUMBRADO PÚBLICO																											18,5		
ADM. PÚBLICA Y DEFENSA							2,1					1,3					0,2	1,3									18,5		
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA							0,1					1,1					0,0	0,1									27,2		
RESTO			13,1				19,9					7,2					4,1	4,1								0,0	199,7		
TRANSPORTE													605,9	1,0		2,2	682,7	0,1					42,5	29,7			0,4	1.364,5	1.364,5
CARRETERO													605,9				671,2						42,5	29,7			0,4	1.349,7	1.349,7
FERROVIARIO																	0,2							0,0			0,2	0,2	0,2
AÉREO														1,0		2,2											3,2	3,2	3,2
MARÍTIMO Y FLUVIAL																	11,3	0,1									11,4	11,4	11,4
INDUSTRIAL			13,5			0,2	154,8	1.361,1		7,0	1.536,6	8,9	0,8			15,8	135,5	88,0				0,1	0,7	0,1		313,7	563,6	2.100,2	
FRIGORÍFICOS			0,2				38,6	11,9				0,5					0,5	2,0									33,3		
LÁCTEOS			0,0				32,0	4,5				1,0					0,7	17,1									19,9		
MOLINOS			0,0				8,9	31,8				0,6					0,5	0,0									13,6		
OTRAS ALIMENTICIAS			4,3				20,9	31,1				3,5					2,5	3,0									22,1		
BEBIDAS Y TABACO			0,1				11,3	9,8				0,4					0,6	3,0									11,4		
TEXTILES			0,1				5,1					0,0					0,1	0,1									2,4		
CUERO			0,2				5,9					0,0					0,1	0,0									2,8		
MADERA			0,0				0,8	141,0				0,0					2,1										9,7		
PAPEL Y CELULOSA			1,5				14,2	1.115,9				0,3					1,5	102,6									99,0		
QUÍMICA, CAUCHO Y PLÁSTICO			0,8				16,9	12,3				0,8					1,6	2,4									71,1		
CEMENTO			1,4				0,0	2,7		7,0		0,1					2,1	1,2	88,0							7,60			
OTRAS MANUFACTURERAS Y CONSTRUC.			4,9				0,2	0,1				1,7					3,5	4,1						0,1			20,8		
ACTIVIDADES PRIMARIAS							15,1				15,1	7,5	2,0	0,8	0,0	0,6	122,5	0,3				0,1	4,8			24,8	163,4	178,5	
AGRO							15,1				15,1	7,5	0,8	0,0	0,6	99,6	0,3						4,4			22,9	136,1	151,2	
AVÍCOLAS							1,4				1,4	4,6														2,8	7,4	8,8	
RESTO AGRO							13,7				13,7	2,9	0,8	0,0	0,6	99,6	0,3						4,4			20,1	128,7	142,4	
MINERÍA							0,0				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		8,8					0,0	0,4			1,4	10,6	10,6	
PESCA							0,0				0,0	2,0					14,1					0,1				0,5	16,7	16,7	
NO IDENTIFICADO											0,0																		

ANEXO II
MATRIZ CONSOLIDADA
Y DIAGRAMA DE FLUJO



NOTA:
Se representan los principales flujos energéticos.



Balance Energético 2021



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