

Energía y Macroeconomía

2023 - IV Trimestre

Introducción

El presente informe describe los panoramas macroeconómico y energético de la Argentina. En el abordaje del sector energético se describe la evolución de la oferta, la demanda y principales precios de los sectores eléctrico e hidrocarburos. En el panorama macroeconómico se recogen datos de índole productivo, fiscal y cambiario. Entendemos que contar con información asociada de esta manera permite analizar y comprender de mejor manera la dinámica del sector en el corto y mediano plazo.

Resumen ejecutivo

En el **panorama macroeconómico** se destaca para noviembre de 2023 (último dato disponible) que la **actividad económica** acumuló un decrecimiento de 1,3% en los primeros 11 meses de 2023.

A nivel fiscal, los **subsidios económicos a la energía** decrecieron en diciembre 2023 un 44% real interanual (es decir, descontada la inflación del período) mientras que el gasto total del Sector Público Nacional decreció un 22% real. De esta manera los **subsidios a la energía** representaron un 1,6% del PIB, acumulando a diciembre de 2023 un valor de US\$9.511 millones.

También se destaca la **inflación de diciembre** de 25,5% y el déficit acumulado anual de US\$46 millones en la **balanza energética**.

En el **sector eléctrico** la potencia instalada registrada en diciembre 2023 ascendió a 43.774 MW. La generación local del mismo periodo generación fue 12.294 GWh, con variaciones 6,1% intermensual (i.m.) y -3,7% interanual (i.a.). Por otra parte, la demanda local fue 11.763 GWh, con variaciones 6,5% i.m. y -9,7% i.a.. El monómico medio mensual sancionado por CMMESA ascendió a 55,05 US\$/MWh y el precio estacional medio a 17,5 US\$/MWh.

En el **sector de hidrocarburos** la producción de gas natural de diciembre 2023 fue 114,1 MMm³/d con variaciones -9,6% i.m. y -1,3% i.a. Mientras que la producción de petróleo en el mismo periodo fue 109 Mm³/d con variaciones -1,5% i.m. y 10,1% i.a.

Contenido

INTRODUCCIÓN	1
RESUMEN EJECUTIVO	1
ENERGÍA ELÉCTRICA	1
Oferta	1
Demanda	5
Importación y exportación	7
Precios	8
HIDROCARBUROS	9
Producción de Gas Natural	9
Producción de Petróleo	11
MACROECONOMÍA	13
Actividad Económica	13
Fiscal	14
Cambiario	16
REFERENCIAS	18
ANEXO: TABLA DE ABREVIACIONES	18

Energía Eléctrica

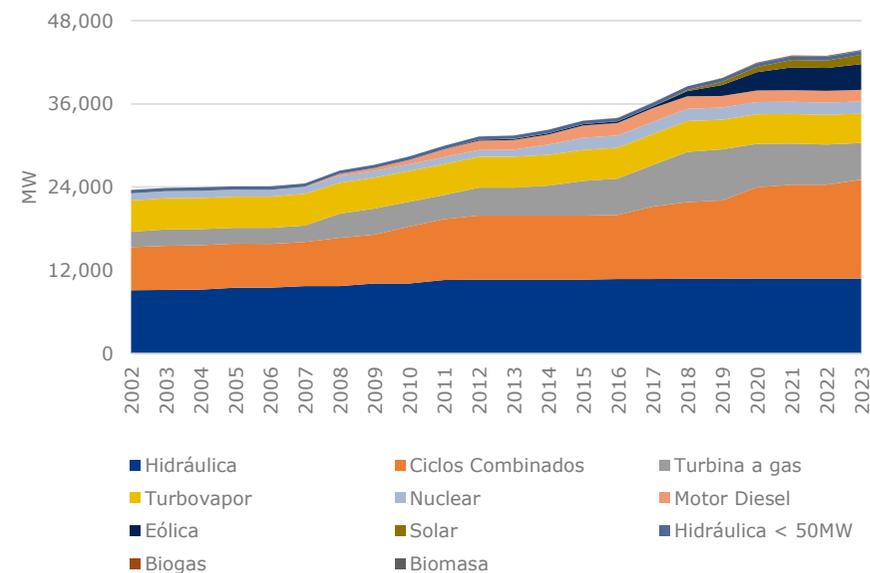
En la presente sección se caracteriza el sector eléctrico argentino según los principales indicadores de generación, demanda, intercambios externos (importaciones y exportaciones) y precios mayoristas.

Oferta

La **potencia instalada** en el periodo 2002-2023 registra un crecimiento promedio anual de 3% y punta a punta de 85,6%. En diciembre 2023 ascendió a 43.774 MW, con variación 1,97% i.a. y 0,32% i.m. El crecimiento i. a. está explicado principalmente por el incremento de potencia de ciclo combinado (735 MW), eólica (396 MW) y solar (280 MW); contrarrestado por la disminución de potencia en turbina a gas (537 MW) y turbo diesel (36 MW).

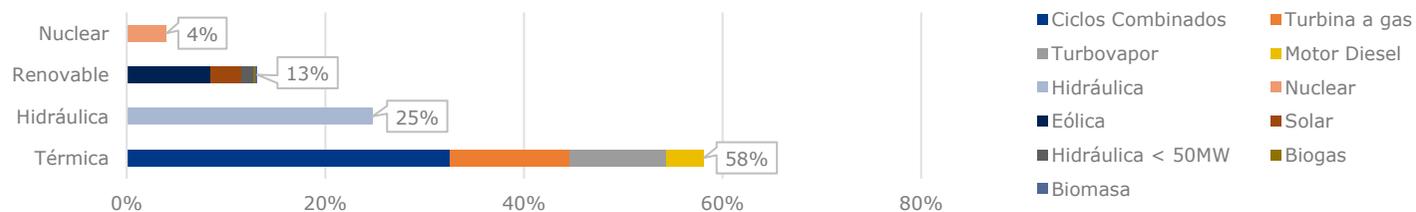
Por fuente de generación y tecnología, en el año 2023 la potencia térmica representó el 58%, compuesta de ciclo combinado, 33%; turbina a gas, 12%; turbovapor, 10%; y motor diésel, 4%. La potencia hidráulica aportó el 25%. La potencia renovable representó el 13%, compuesta de eólica, 8%; solar, 3%; hidráulica renovable (<50MW), 1%; biogás, 0,2%; y biomasa, 0,2%. Finalmente, la potencia nuclear aportó el 4%.

Gráfico 1. Potencia instalada anual por tecnología, 2002-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

Gráfico 2. Potencia instalada por tipo de tecnología, 2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

Por región geográfica, en diciembre 2023 las regiones que concentraron la mayor proporción de potencia instalada son Provincia de Buenos Aires (19,3%) y Gran Buenos Aires (18,8%). Siguen en orden de participación: Comahue (16%); Noroeste (10%); Litoral (9%); Centro (8%); Noreste (7%); Patagónica (6%); y Cuyo (5%).

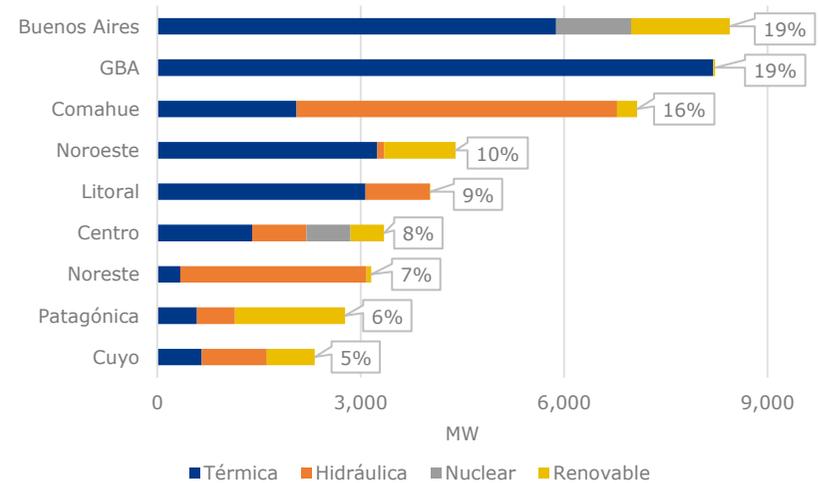
Durante el año 2023 se habilitaron comercialmente 1.041,3 MW: 707,8 MW renovable y 333,4 MW térmica. El incremento de potencia renovable se localizó las regiones Buenos Aires (268,1 MW), Cuyo (200,7 MW) y Centro (159,5 MW); y en menor medida, en Noroeste (67,9 MW), Gran Buenos Aires (9,6 MW) y Litoral (2 MW). Por otra parte, el incremento de potencia térmica se localizó en la región de Gran Buenos Aires (331,4 MW) y Centro (2 MW).

Las tres principales regiones del país en cuanto a potencia instalada presentan la siguiente desagregación por fuente:

- La región Buenos Aires cuenta con 8.443 MW, clasificados por fuentes en: Térmica 70%; Nuclear 13%; Renovables 17%.
- La región GBA cuenta con 8.229 MW, clasificados por fuentes en: Térmica 99,6%; Renovables 0,4%.
- La región Comahue cuenta con 7.079 MW, clasificados por fuentes en: Térmica 29%; Hidráulica 67%; Renovables 4%.

La potencia Térmica se localiza principalmente en región GBA (32%); la Hidráulica en región Comahue (44%); la Nuclear en región Buenos Aires (63%); la Renovables en región Patagónica (28%).

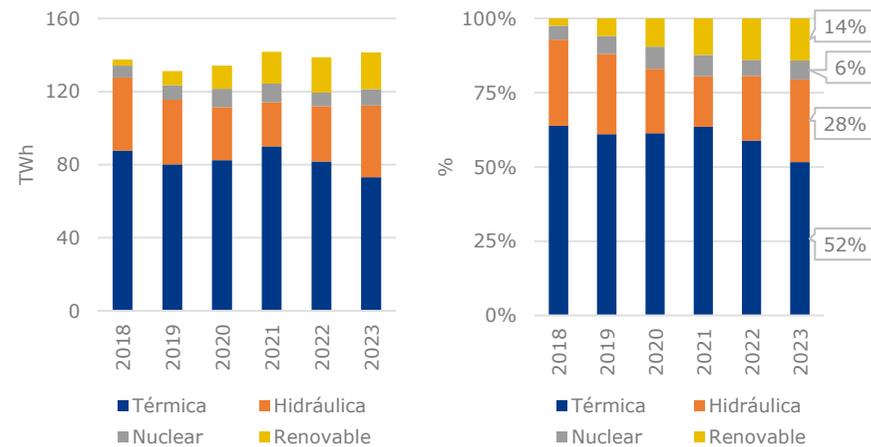
Gráfico 3. Potencia instalada por región y por fuente, diciembre 2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

La **matriz eléctrica argentina** se integra principalmente de tecnologías de generación térmica¹, que en conjunto actualmente representan el 52%. La generación hidráulica alcanza el 28%; renovable, 14%; y nuclear, 6%. Se destaca la recuperación del aporte hidráulico (>50 MW), el cual pasó del 17% en 2021 al 28% en el último año. Este incremento, junto con el crecimiento en energías renovables, posibilitó la disminución de la participación térmica.

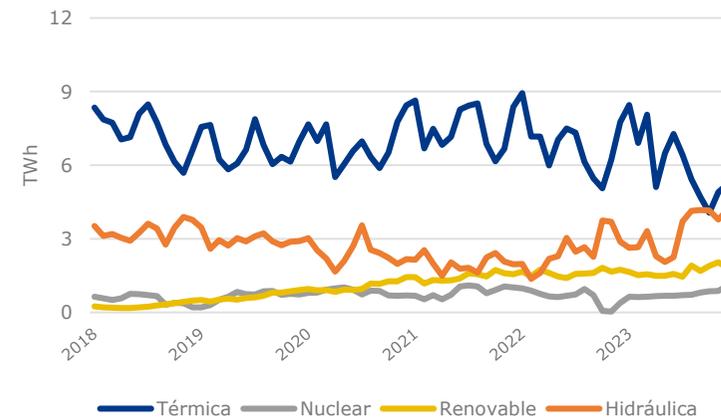
Gráfico 4. Generación anual por fuente, 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

En diciembre 2023 la generación fue 12.294 GWh, con variaciones 6,1% i.m. y -3,7% i.a. En el año 2023 la generación asciende a 141.398 GWh, lo que en comparación con el año anterior representa un crecimiento de 1,9%.

Gráfico 5. Generación mensual por fuente, 2020-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

¹ La generación térmica en la Argentina está integrada por las tecnologías: ciclos combinados; turbina a gas; turbovapor; y motor diésel.

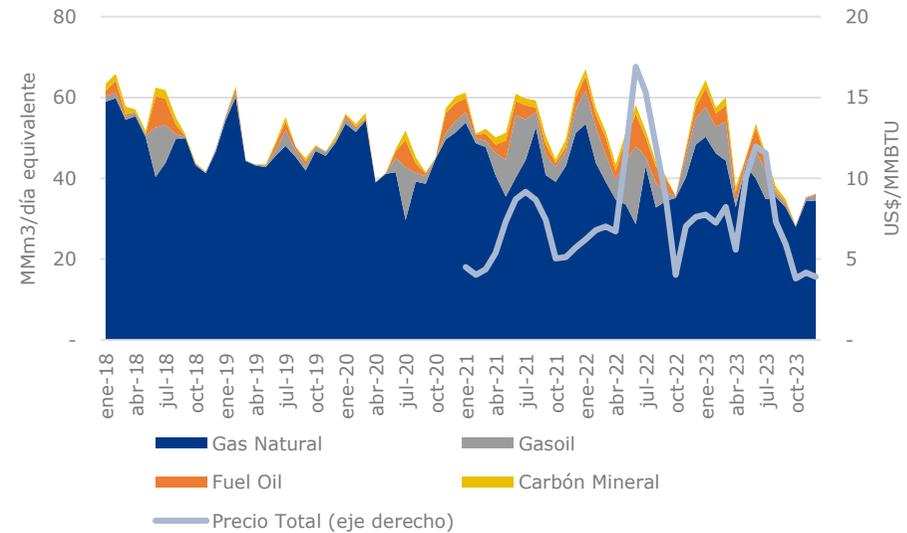
La generación térmica tiene como principal combustible al gas natural, alcanzando el 85% de participación en el año 2023. Siguen en orden de participación, el gasoil con 8%, el fueloil con 5% y el carbón mineral con 2% (medidos en unidades equivalentes de MMm3/día). El incremento de la participación del gas natural representa una mejora respecto del año anterior, cuando se registró una participación del 77% (23% de combustibles alternativos).

En el cuarto trimestre del año el consumo promedio mensual del gas natural ascendió a 32,29 MMm3/día, registrando una disminución del 28% respecto del promedio histórico los cuartos trimestres desde 2018. Complementariamente, en términos relativos alcanzó una participación promedio trimestral de 97%; registrando consumos de combustibles alternativos inferiores en comparación con los promedios históricos desde 2018.

En el año 2023, las emisiones de CO2e del parque de generación térmico ascendieron a 34 MM tCO2e. El 80% se correspondió con el uso del gas natural como combustible, el 10% gasoil, 6% fueloil y 4% carbón. En los años 2021 y 2022 se observa un incremento en la participación de las emisiones de CO2e del gasoil y fueloil debido al incremento de su uso para satisfacer principalmente incrementos estacionales de demanda.

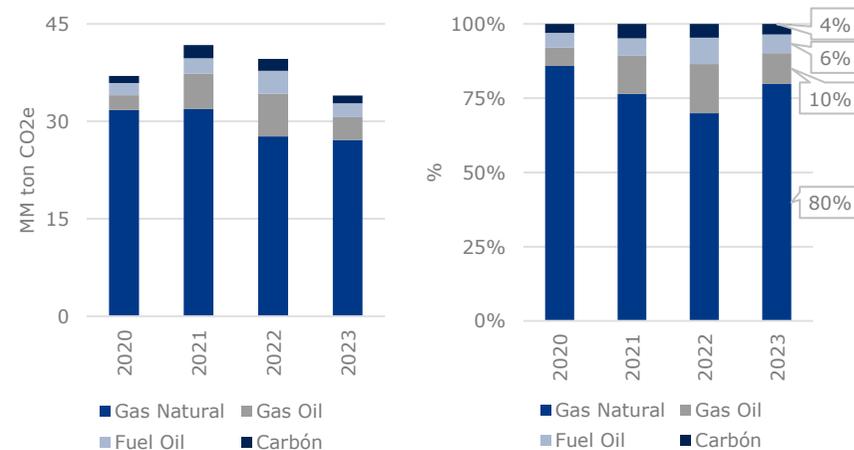
En el periodo 2020-2023 el promedio anual de emisiones de CO2e por MWh térmico generado pasó de 0,45 tCO2e/MWh a 0,46 tCO2e/MWh. En el mismo periodo el factor de emisiones del total de la producción local pasó de 0,272 tCO2e/MWh a 0,227 tCO2e/MWh, evidenciando el efecto positivo del incremento de la participación de energías renovable e hidráulica (ver **Gráfico 4**).

Gráfico 6. Consumo de combustibles para generación eléctrica, 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

Gráfico 7. Emisiones anuales de CO2e de la generación térmica, 2020-2023.



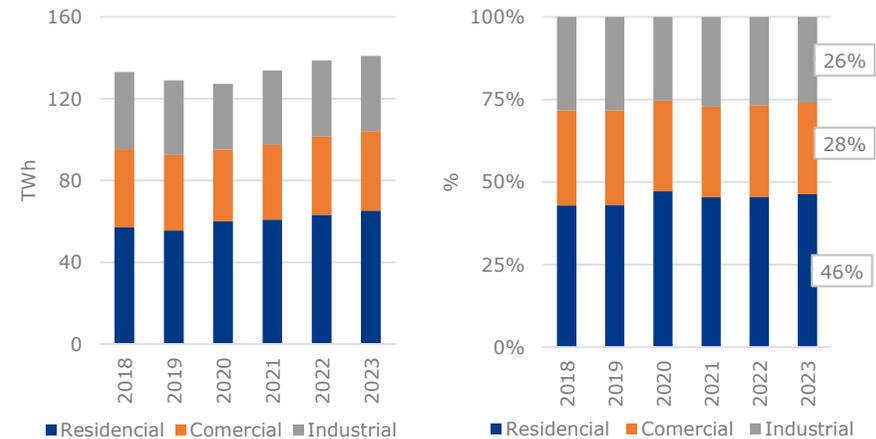
Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

Demanda

En el año 2023 los **sectores de demanda** representaron: 46%, la demanda residencial; 28%, la demanda comercial; y 26% la demanda industrial.

La gran demanda industrial y comercial incluye los usuarios de >300kW de distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La demanda comercial son los usuarios no residenciales de distribuidores con potencia entre 10kW y 300kW. Finalmente, la demanda residencial se compone de los sectores residencial y electrodependientes.

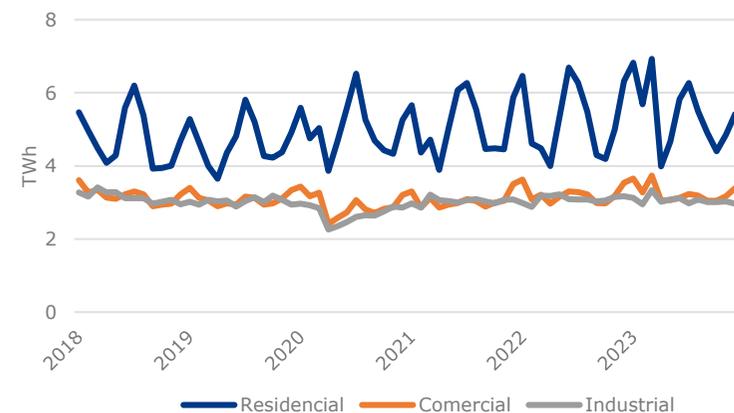
Gráfico 8. Demanda anual por tipo de usuario, 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

En diciembre 2023 la demanda local fue 11.763 GWh, con variaciones 6,5% i.m. y -9,7% i.a. En el periodo acumulado anual la demanda ascendió a 140.883 GWh, lo que en comparación con el mismo periodo del año anterior representa un crecimiento del 1,5%.

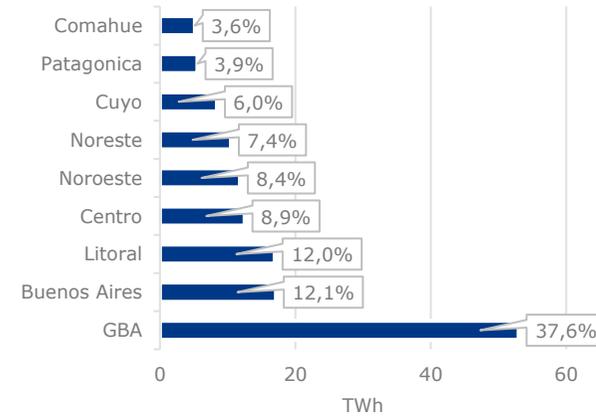
Gráfico 9. Demanda mensual por tipo de usuario, 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Por región geográfica, la demanda acumulada anual se concentra en Gran Buenos Aires (37,6%), Provincia de Buenos Aires (12,1%) y Litoral (12%). Siguen en orden de participación: Centro (8,9%); Noroeste (8,4%); Noreste (7,4%); Cuyo (6%); Patagónica (4,9%) y Comahue (3,6%).

Gráfico 10. Demanda por región, diciembre 2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CMMESA.

Importación y exportación

En el periodo 2002-2023 las importaciones de energía eléctrica han superado a las exportaciones en la mayoría de los años, sólo en los periodos 2004-2006 y 2020-2021 se registra lo contrario. En el año 2023 las importaciones netas cubrieron el 4,36% de la demanda local.

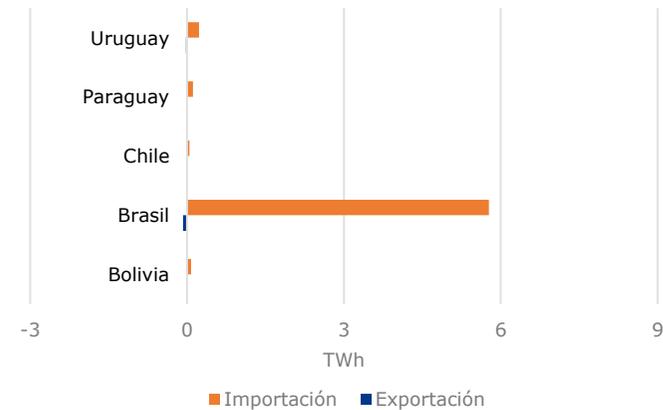
Gráfico 11. Importación y exportación anual de energía eléctrica, 2002-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.
 Nota: Las exportaciones se representan como flujos negativos y las importaciones como flujos positivos.

Durante el año 2023 se exportaron 98 GWh, el principal destino fue Brasil (80%). En cuanto a las importaciones, se demandaron 6.241 GWh principalmente de Brasil (93%).

Gráfico 12. Importación y exportación de energía eléctrica según país, 2023.



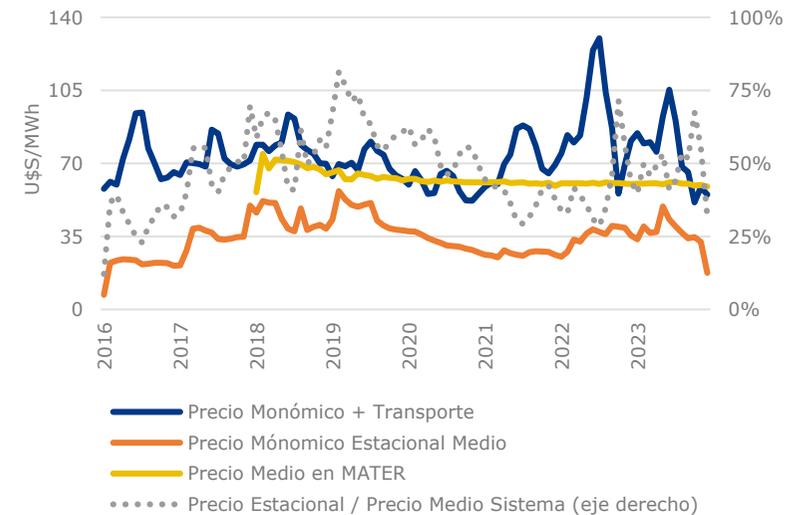
Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Precios

En diciembre 2023 el monómico medio del sistema (energía, potencia y transporte) ascendió a 55,05 US\$/MWh y el precio estacional medio a 17,5 US\$/MWh. El precio estacional medio cubrió el 32% del monómico medio del sistema, lo que representó un 88% de participación de subsidio económico del Estado Nacional.

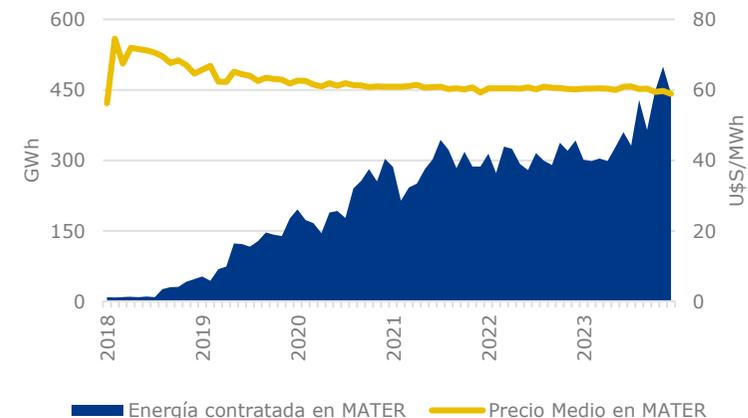
Por otra parte, en diciembre 2023 en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) se transaccionaron 441,69 GWh a un precio medio de 58,89 US\$/MWh. La energía comercializada en el periodo representó el 9,05% de la demanda abastecida en el Mercado Eléctrico Mayorista. Desde mayo 2021 a mayo 2023 la energía transaccionada en el MATER no presentó grandes variaciones sostenidas, ubicándose en torno a los 307 GWh en promedio. Posteriormente, desde junio a diciembre del 2023 se ha incrementado el volumen transaccionado con un promedio mensual de 410 GWh; alcanzando un pico máximo en noviembre con 499 GWh.

Gráfico 13. Precio monómico medio y precio estacional, 2016-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.
Nota: Se considera cotización de dólar mayorista BCRA, promedio mensual.

Gráfico 14. Precio medio y energía contratada en MATER, 2018-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

Hidrocarburos

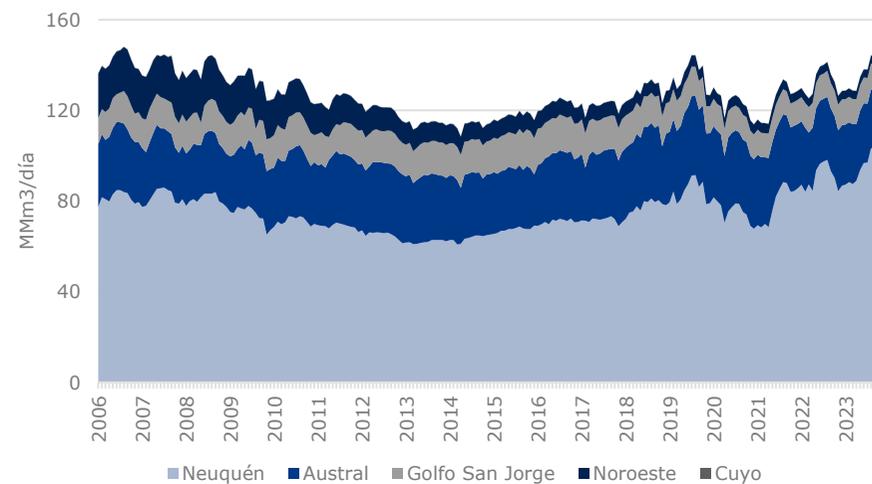
En la presente sección se caracteriza el sector hidrocarburífero argentino según los principales indicadores productivos de petróleo y gas natural.

Producción de Gas Natural

Según datos publicados por la Secretaría de Energía, la producción de gas natural en diciembre 2023 fue 114,1 MMm3/d con variaciones -9,6% i.m. y -11,3% i.a. La producción acumulada anual varió -0,63%, respecto de igual periodo del año anterior.

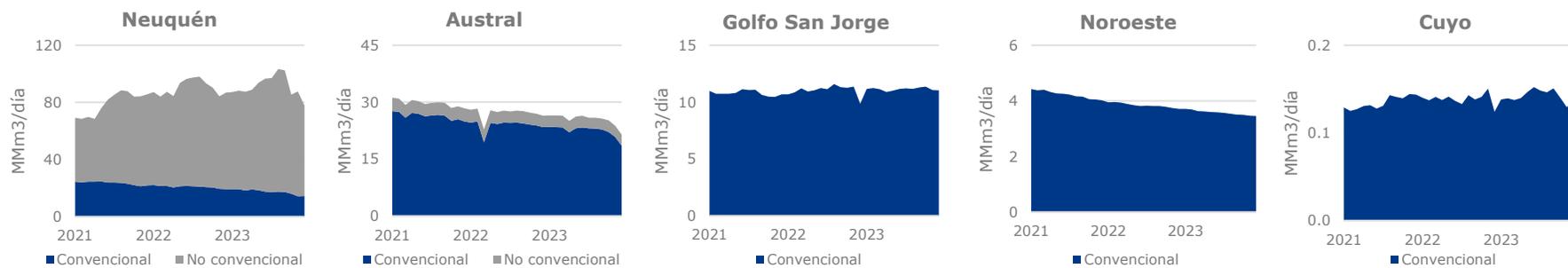
Las cuencas con mayor participación en la producción total de mayo 2023 son Neuquén (68%) y Austral (19%), siguen en orden de relevancia Golfo San Jorge (10%), Noroeste (3%) y Cuyo (0,1%). Desde enero 2021 la cuenca Neuquén ganó 8,5 p.p. de participación explicado principalmente por incremento de la producción no convencional y la cuenca Austral perdió 8,1 p.p. explicado mayoritariamente por disminución de la producción convencional.

Gráfico 15. Producción de Gas Natural por cuenca, 2006-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Gráfico 16. Producción de Gas Natural por cuenca y tipo de recurso, 2021-2023.

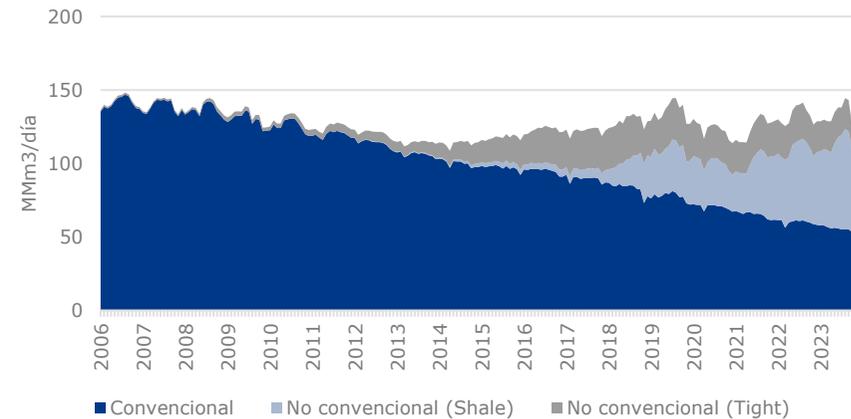


Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Por tipo de recurso, en diciembre 2023 el 42% se corresponde con producción convencional, la cual muestra variaciones -4,4% i.m. y -18% i.a. Por otro lado, el 58% restante se corresponde con producción no convencional (45% Shale y 13% Tight), la cual presenta variaciones -13,1% i.m. y -5,8% i.a., esta última explicada principalmente por el Shale.

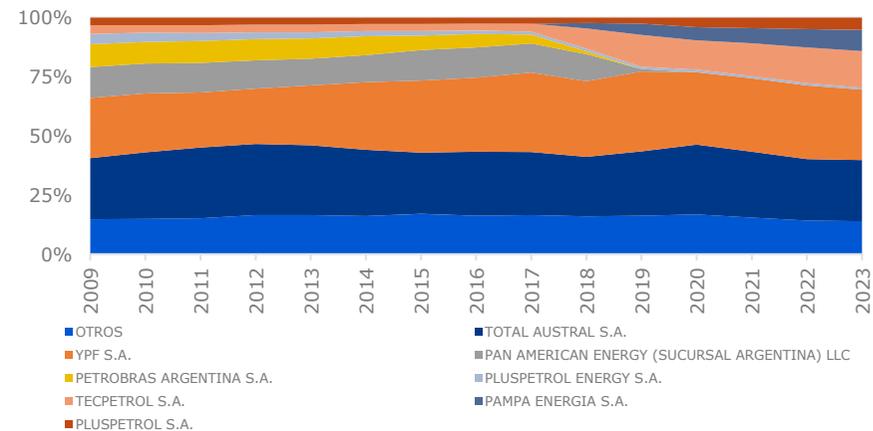
Las **principales empresas productoras** de gas natural en el año 2023 fueron YPF (26%), Total Austral (22%), Pan American Energy (13%), Tecpetrol (13%) y Pampa Energía (8%). El resto de las compañías representan el 17% en conjunto.

Gráfico 17. Producción de Gas Natural por tipo de recurso, 2006-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Gráfico 18. Producción de Gas Natural por empresa, 2009-2023.



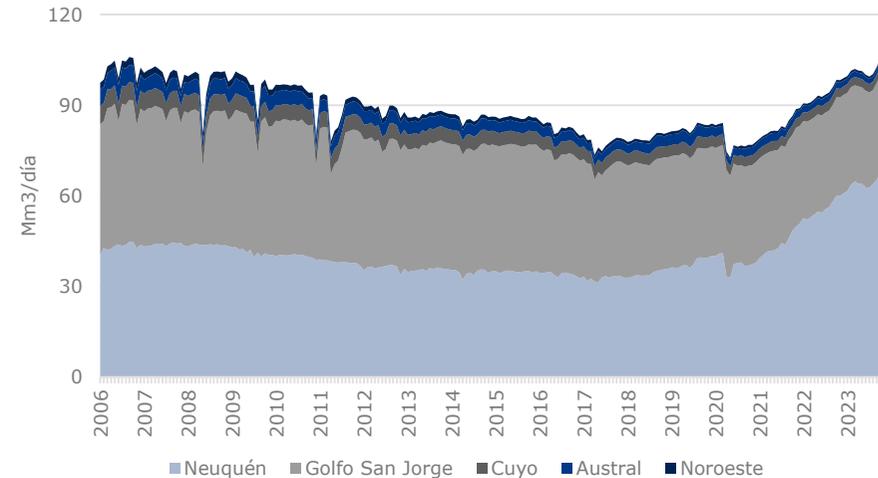
Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Producción de Petróleo

Según datos publicados por la Secretaría de Energía, la producción de petróleo en **diciembre 2023** fue 109 Mm³/d con variaciones - 1,5% i.m. y 10,1% i.a. La producción acumulada anual varió 8,9%, respecto de igual periodo del año anterior.

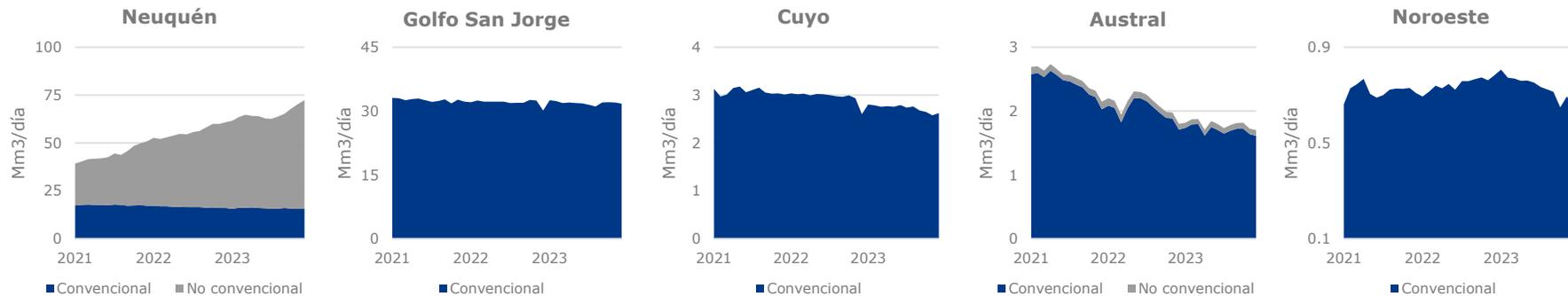
Las cuencas con mayor participación en la producción total de diciembre 2023 son Neuquén (66%) y Golfo San Jorge (29%), siguen en orden de relevancia Cuyo (2%), Austral (2%) y Noroeste (0,5%). Desde enero 2021 la cuenca Neuquén ganó 16,5 p.p. de participación explicado principalmente por el incremento de la producción no convencional y la cuenca Golfo San Jorge disminuyó en 12,7 p.p. explicado por su escaso crecimiento en la producción la cual se mantuvo en valores cercanos al actual.

Gráfico 19. Producción de Petróleo por cuenca, 2006-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Gráfico 20. Producción de Petróleo por cuenca y tipo de recurso, 2021-2023.

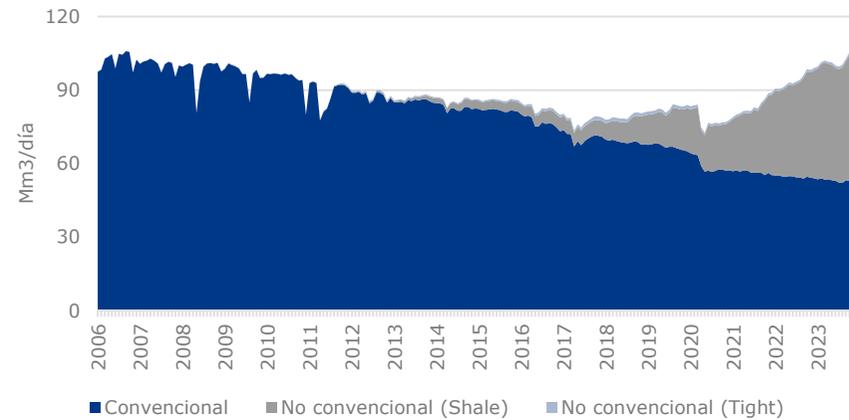


Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Por tipo de recurso, en diciembre 2023 el 48% se corresponde con producción convencional, la cual muestra variaciones -0,6% i.m. y -3,4% i.a. Por otro lado, el 52% restante se corresponde con producción no convencional (51% Shale y 1% Tight), la cual presenta variaciones 3,6% i.m. y 26,4% i.a. impulsada por crecimiento del Shale.

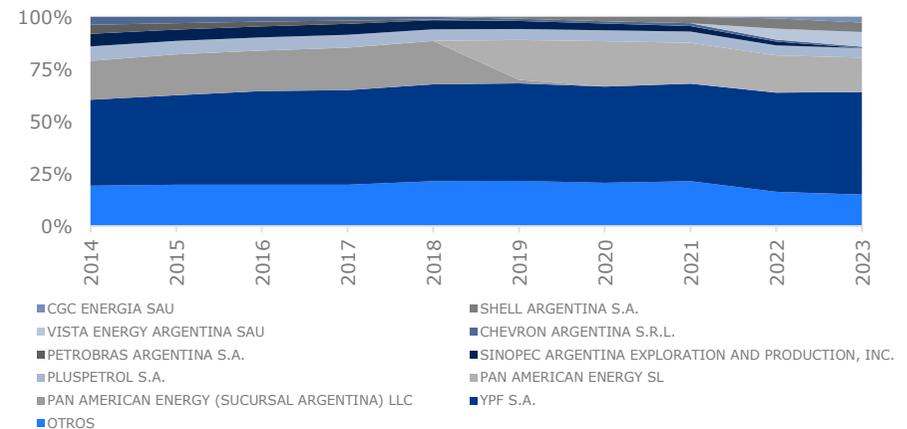
Las **principales empresas productoras** de petróleo en el año 2023 fueron YPF (49%), Pan American Energy (16%), Vista Energy (7%), Pluspetrol (5%) y Shell (4%). El resto de las compañías representan el 19% en conjunto.

Gráfico 21. Producción de Petróleo por tipo de recurso, 2006-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Gráfico 22. Producción de Petróleo por empresa, 2014-2023.



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía.

Macroeconomía

En la presente sección se informan los principales indicadores de índole productivo, fiscal y cambiario y su evolución comparada.

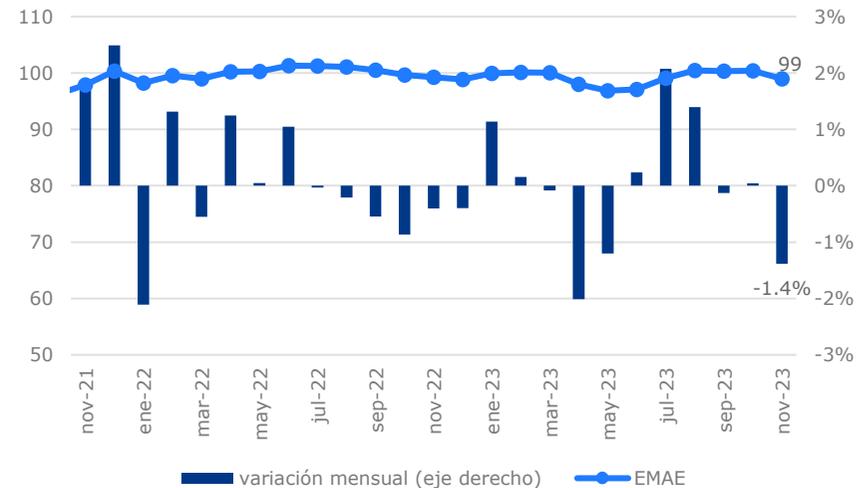
Actividad Económica

En **noviembre de 2023** el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) disminuyó un 1,4% respecto de octubre (sin estacionalidad) acumulando un decrecimiento de 1,3% en los primeros 11 meses de 2023.

La actividad económica se mantiene 6% por encima de los niveles pre-pandemia y -1% por debajo de los de 2017 (último año de crecimiento económico previo a la recesión de 2018-2019). Como fue mencionado en anteriores informes, los altos niveles de inflación afectaron al salario real (el consumo representa 70% del PIB) y junto con el endurecimiento de las restricciones a las importaciones contribuyeron al estancamiento o débil crecimiento de la economía esperado para 2023.

Los sectores que más crecieron interanualmente fueron Explotación de minas y canteras (6,7%), Hoteles y restaurantes (3,8%), Agricultura, ganadería, caza y silvicultura (3,6%), Enseñanza (2,4%) y Servicios sociales y de salud (2,3%). Por su parte, la Industria manufacturera decreció un 4,8% interanual (i.a).

Gráfico 23. Estimador Mensual de Actividad Económica (base 2017=100).



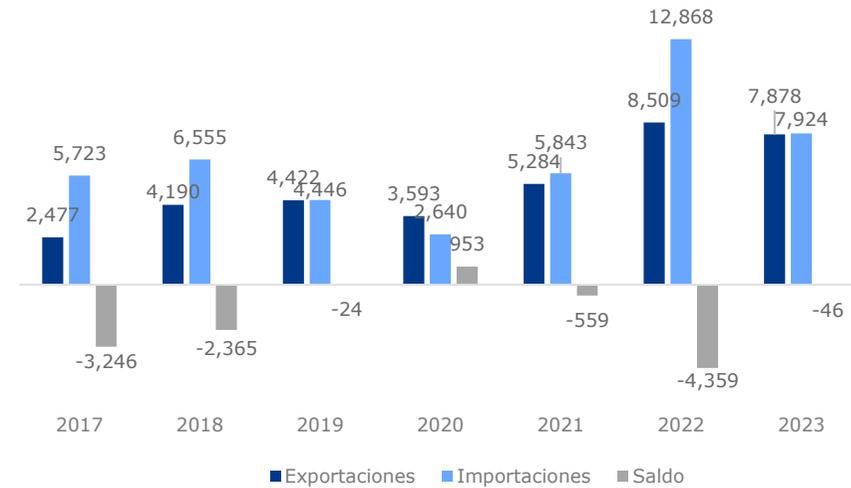
Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

En cuanto a la **balanza energética**, en **2023** las exportaciones de combustibles y energía acumularon un valor de US\$7.878 millones mientras que las importaciones sumaron US\$7.924 millones, resultando en un **saldo comercial negativo de US\$46 millones, mejorando respecto al saldo de 2022**.

De esta manera, las exportaciones de combustibles y energía decrecieron un **7,4% respecto de 2022** aunque aumentaron su participación en las exportaciones totales del país (11,8% en 2023 y en 2022 representaban el 9,6%). Las importaciones de Combustibles y lubricantes decrecieron 38,4% respecto del mismo período, representando el 10,7% de las importaciones totales.

En cuanto a precios y cantidades, en **diciembre de 2023** el valor de las exportaciones decreció 12,7% interanual (-2,7% en precio, -9,8% en cantidades) mientras que el valor de las importaciones decreció 27,6% i.a (-29,5% en precio, +3,5% en cantidades).

Gráfico 24. Exportaciones, importaciones y saldo comercial de energéticos. Total anual, en millones de dólares.



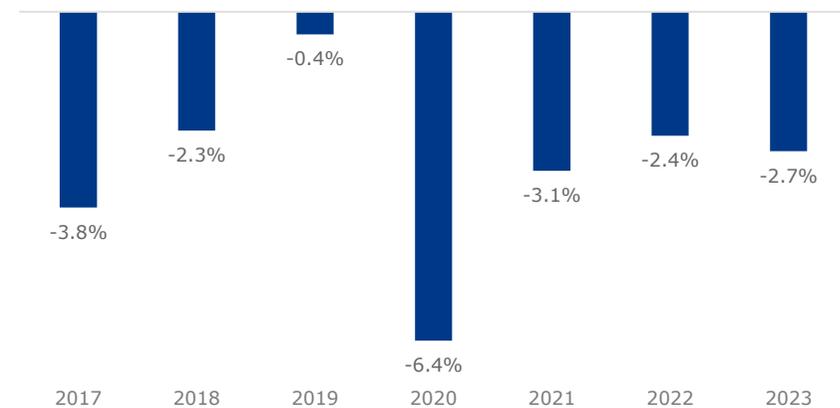
Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

Fiscal

El Sector Público Nacional (SPN) registró en 2023 un déficit fiscal primario del 2,7% del Producto Interno Bruto (PIB), incumpliendo con la meta de déficit primario establecido en el programa económico presentado al FMI (1,9% del PIB).

Los ingresos totales alcanzaron los US\$104.141 millones, mientras que **los gastos totales acumularon US\$120.782 millones** en lo que va del año.

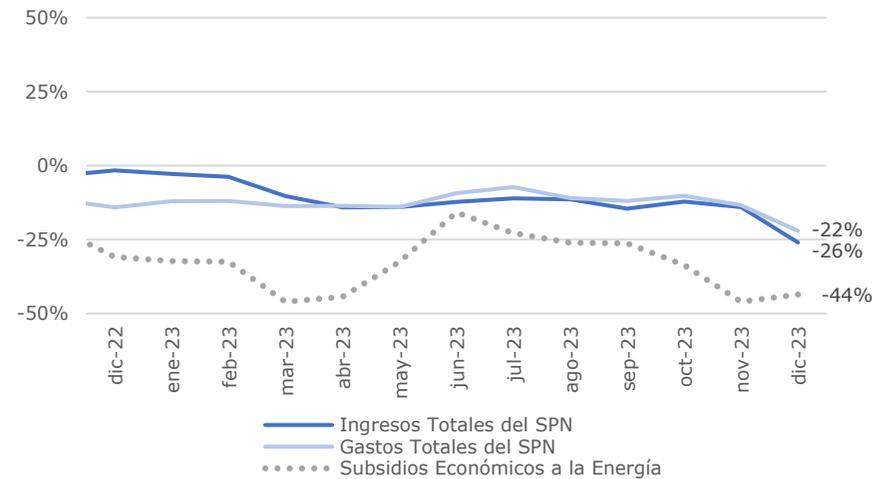
Gráfico 25. Déficit fiscal primario del SPN en % PIB.



Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

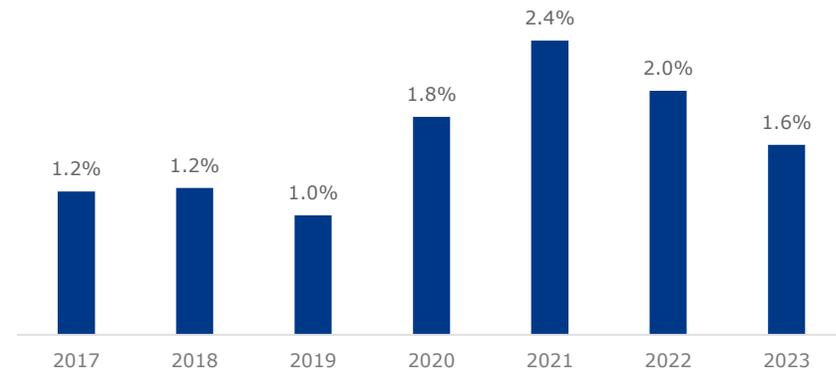
Como se observa en el Gráfico 26, los **ingresos totales crecieron por debajo de la inflación** (cayeron 26% real interanual) mientras que **los gastos totales mostraron una caída menor, del 22% real interanual (i.a)**. La caída de los ingresos (recaudación tributaria) se explica, entre otros factores, por el efecto de la sequía que afectó la recaudación vía derechos de exportación y la caída de la actividad económica. Mientras que la caída del gasto obedece, entre otros factores, al **menor gasto en subsidios económicos a la energía**, los cuales **mostraron una caída real interanual del 44%**. En 2023 representaron un 1,6% del PIB (US\$9.511 millones en base caja) disminuyendo respecto de 2022.

Gráfico 26. Variación interanual de ingresos, gastos y subsidios económicos a la energía (promedio móvil de 6 meses ajustados por inflación).



Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Gráfico 27. Subsidios económicos a la energía en % PIB.



Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Según datos de la Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP), **los subsidios energéticos devengados acumularon un total de US\$8.814 millones**, siendo las partidas más importantes las destinadas a CAMESA (US\$5.665 millones, 64% del total) y a IEASA (US\$2.256 millones, 26% del total).

Nota: los valores expresados en US\$ fueron calculados utilizando el valor de \$310,35 por dólar, correspondiente al promedio mensual del dólar mayorista publicado en BCRA durante enero-diciembre de 2023 (tomando para diciembre \$808 por dólar).

Cambiario

En 2023 el tipo de cambio oficial aumentó 367%, superando el aumento del nivel general de precios medido por el Índice de Precios al Consumidor (211,4%).

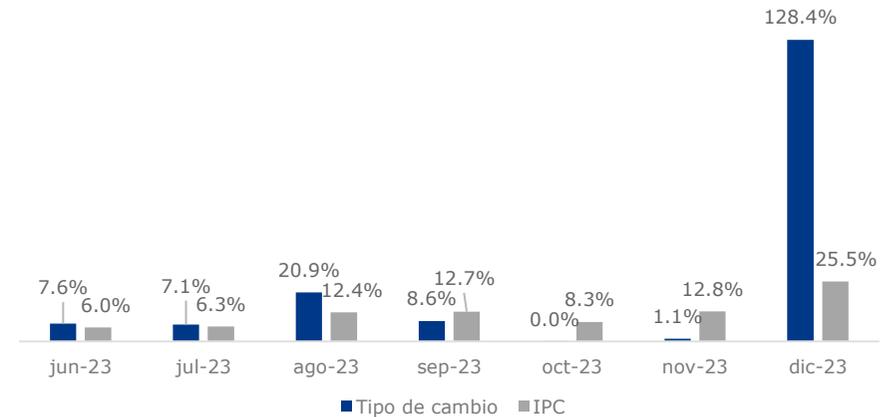
Como se observa en el Gráfico 28, hasta julio el **tipo de cambio se depreciaba al 6,4% promedio mensual** frente a una inflación que promediaba el 7% en el mismo período. Sin embargo, los saltos discretos del tipo de cambio en agosto (21%) y diciembre (128%) modificaron la dinámica cambiaria e inflacionaria antes descriptas. Promediando las tasas mensuales de crecimiento se obtienen una tasa de depreciación anualizada del 556% frente a una **tasa de inflación de 215% anualizada**.

En cuanto a las expectativas de inflación, en el último Relevamiento de Expectativas de Mercado del BCRA de diciembre, los analistas proyectan una **inflación minorista para los próximos 12 meses de 213%**.

La **brecha cambiaria** entre el dólar oficial mayorista y el dólar Contado Con Liquidación (CCL), utilizado para entrada y salida de dólares a través del mercado de capitales, **promedió el 109% en el último año**, reduciéndose en diciembre debido al salto cambiario.

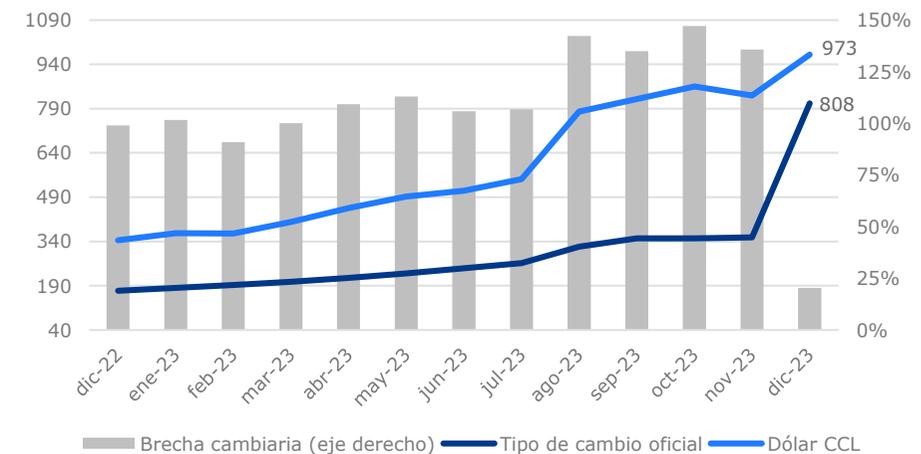
Con el salto cambiario mencionado y utilizando como ancla nominal las señales de ajuste fiscales y de un nuevo régimen cambiario futuro, el gobierno entrante tendrá como desafío mantener **niveles de brecha cambiaria que incentiven la oferta de dólares generados por las exportaciones** en el mercado único y libre de cambios (MULC), facilitando la acumulación de **Reservas Internacionales** por parte del Banco Central. Durante 2023, las mismas **disminuyeron en US\$21.521 millones**.

Gráfico 28. Tipo de cambio oficial e Índice de Precios al Consumidor (IPC) - variación mensual en %.



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC y BCRA.

Gráfico 29. Dólar oficial, dólar CCL y brecha cambiaria – en pesos por dólar y en %, respectivamente.



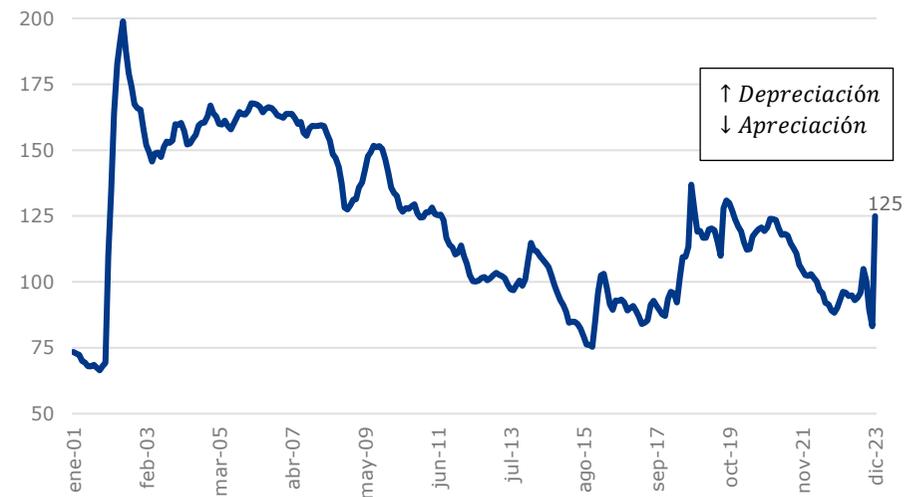
Fuente: Elaboración propia con base en BCRA e investing.com.

En 2023, el **Índice de Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM)** se depreció **34%** respecto de diciembre de 2022.

Este índice mide el precio relativo de los bienes y servicios de la economía argentina con respecto al de los principales 12 socios comerciales del país, siendo el principal indicador global de la competitividad precio de las exportaciones.

En término históricos se encuentra en valores similares a los de diciembre de 2019 y de 2011, **mostrando una competitividad precio 80% mayor a la de fines de 2001**. Si se considera además el aumento de la presión tributaria nacional, de 17% del PIB en 2001 a **25% en 2023**, el ITCRM actual se encuentra un **72% por encima del ITCRM de 2001**.

Gráfico 30. Índice de tipo de cambio real multilateral - Base 17-12-2015=100



Fuente: Elaboración propia con base en BCRA.

Referencias

CAMMESA. Informe Mensual, diciembre 2023.

Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, Capítulo IV.

Ministerio de Economía, Subsecretaría de Ingresos Públicos.

Relevamiento de Expectativas de Mercado de diciembre 2023, Banco Central de la República Argentina.

ASAP. Informe de ejecución presupuestaria de la administración pública nacional, diciembre 2023.

AFISPOP- IIEP UBA. Reporte de política fiscal de enero 2024.

Anexo: Tabla de abreviaciones

Abreviación	Significado
BCRA	Banco Central de la República Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
IEASA	Integración Energética Argentina S.A (ex Enarsa)
Dólar CCL	Dólar Contado Con Liquidación
i.a.	Interanual
i.m.	Intermensual
INDEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
ITCRM	Índice de Tipo de Cambio Real Multilateral
MATER	Mercado a Término de Energías Renovables
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
v.i.a.	Variación interanual
v.i.m.	Variación intermensual