

# Energía y Macroeconomía

2023 - III 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 agosto de 2023 (último dato disponible) que la **actividad económica** acumuló un decrecimiento de 1,6% respecto a los primeros 8 meses de 2022.

A nivel fiscal, los **subsidios económicos a la energía** decrecieron en septiembre de 2023 un 26% real interanual (es decir, descontada la inflación del período) mientras que el gasto total del Sector Público Nacional decreció un 12% real. De esta manera los **subsidios a la energía** representaron un 1,1% del PIB, acumulando a septiembre de 2023 un valor de US\$8.345 millones.

También se destaca la **inflación promedio mensual** de 8,2% (159% anualizada) y el déficit acumulado en los primeros 9 meses de US\$1.065 millones en la **balanza energética**.

En el **sector eléctrico** la potencia instalada registrada en **septiembre 2023** ascendió a 43.453 MW. La generación local del mismo periodo fue 11.376 GWh, con variaciones 13,4% interanual (i.a.) y -6,7% intermensual (i.m.). Por otra parte, la demanda local fue 10.962 GWh, con variaciones -6.8% i.m. y 6.3% i.a.. El monómico medio mensual sancionado por CAMMESA ascendió a 65,88US\$/MWh y el precio estacional medio a 34,09 US\$/MWh.

En el **sector de hidrocarburos** la producción de gas natural de septiembre 2023 fue 149,2 MMm3/d con variaciones -0,8% i.m. y 5,2% i.a. La producción de petróleo en el mismo periodo fue 102,6 Mm3/d con variaciones 2,3% i.m. y 7% i.a.

## Contenido

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>1</b>
<b>ENERGÍA ELÉCTRICA</b> .....	<b>1</b>
Generación .....	1
Demanda .....	5
Importación y exportación .....	7
Precios .....	8
<b>HIDROCARBUROS</b> .....	<b>9</b>
Producción de Gas Natural .....	9
Producción de Petróleo .....	11
<b>MACROECONOMÍA</b> .....	<b>13</b>
Actividad .....	13
Fiscal .....	14
Cambiario .....	16
<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>18</b>
<b>ANEXO: TABLA DE ABREVIACIONES</b> .....	<b>18</b>

# 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.

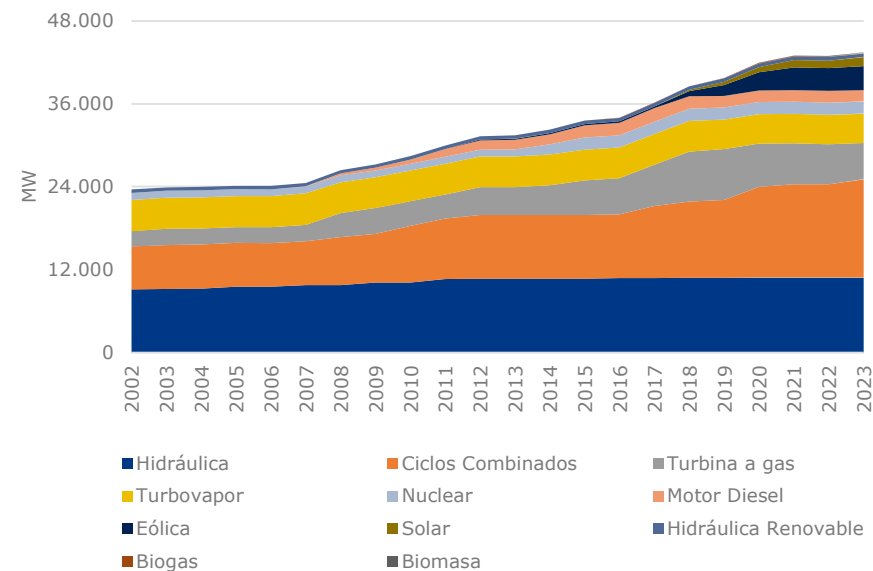
## Generación

La **potencia instalada** en el periodo 2002-2023 registra crecimientos promedio anual de 3% y punta a punta de 84,2%. En **septiembre 2023** ascendió a 43.453 MW, con variación 1,29% i.a. y 0,16% i.m.

Durante el 2023 el crecimiento acumulado es 1,23% y está explicado principalmente por el incremento de potencia de ciclo combinado (735 MW), solar (225,7 MW) y eólica (165 MW); contrarrestado por la disminución de potencia en turbina a gas (567 MW).

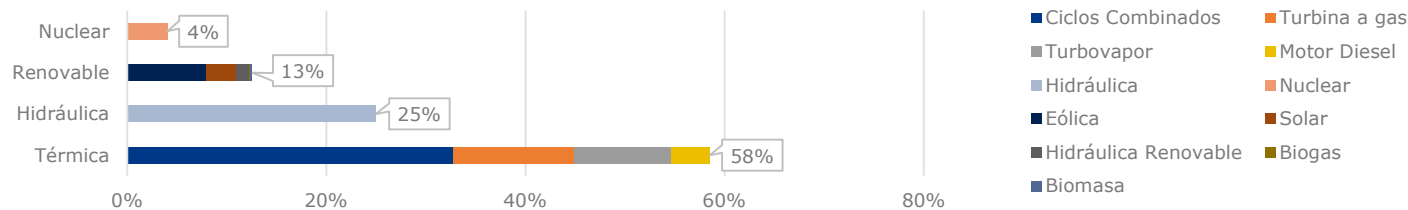
**Por fuente de generación y tecnología**, en el acumulado 2023 la potencia instalada térmica representa el 58%, compuesta de ciclo combinado, 33%; turbina a gas, 12%; turbovapor, 10%; y motor diésel, 4%. La potencia instalada hidráulica aporta el 25%. La potencia renovable representa el 12%, compuesta de eólica, 8%; solar, 3%; hidráulica renovable, 1%; biogás, 0,2%; y biomasa, 0,2%. Finalmente, la potencia nuclear aporta 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 septiembre 2023 las regiones que concentraron la mayor proporción de potencia instalada son Provincia de Buenos Aires (19,2%) y GBA (18,8%). Siguen en orden de participación: Comahue (16%); Noroeste (10%); Litoral (9%); Centro (7%); Noreste (7%); Patagónica (6%); y Cuyo (5%).

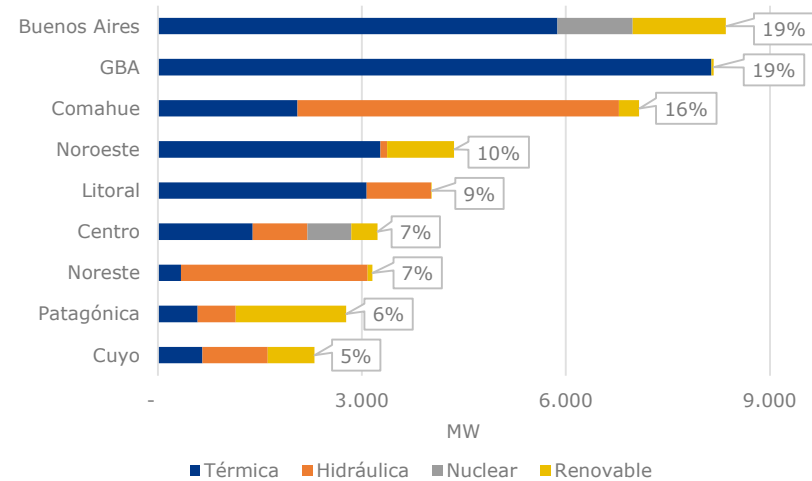
En el periodo acumulado anual se habilitaron comercialmente 698,1 MW: 418.9 MW renovable y 279,2 MW térmica. El incremento de potencia renovable se localizó las regiones Buenos Aires (185 MW) y Cuyo (178,7 MW); y en menor medida, en Centro (47 MW) y GBA (8,1 MW). Por otra parte, el incremento de potencia térmica se localizó en la región de Gran Buenos Aires (279,2 MW).

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

- La región Buenos Aires cuenta con 8.356 MW, clasificados por fuentes en: Térmica 70%; Nuclear 13%; Renovables 16%.
- La región GBA cuenta con 8.175 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 (30%).

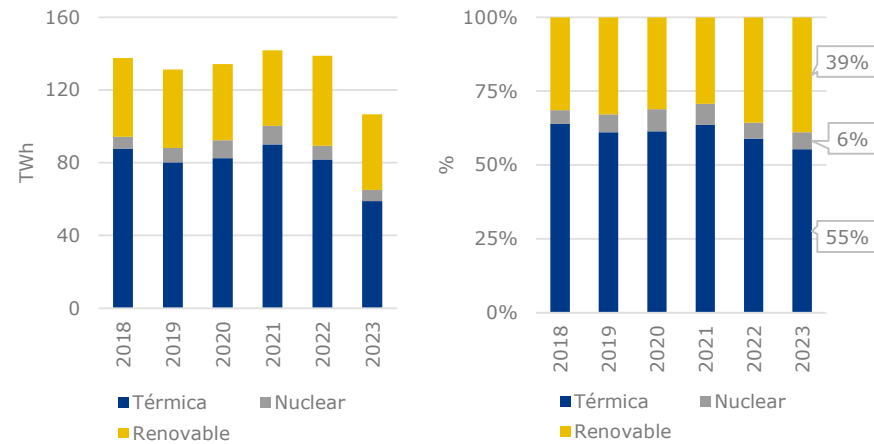
**Gráfico 3. Potencia instalada por región y por fuente, septiembre 2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

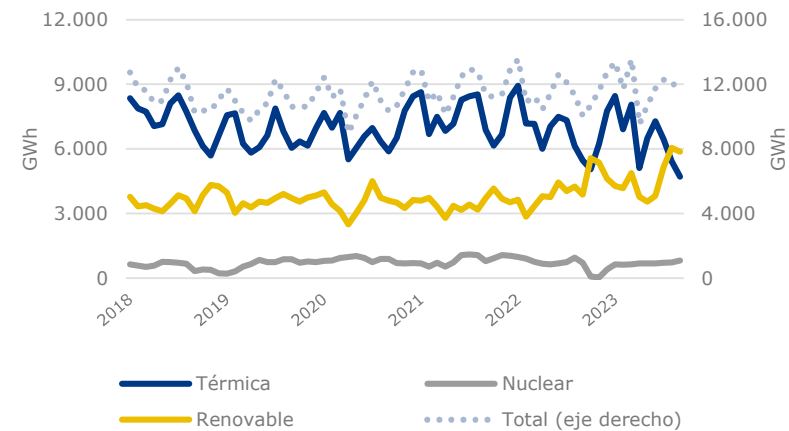
La **matriz eléctrica argentina** se integra principalmente de tecnologías de generación térmica<sup>1</sup>, que en conjunto actualmente representan el 55%. La generación renovable (incluye hidráulica) alcanza actualmente el 39% de participación y la generación nuclear aporta el 6%.

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



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

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



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

En **septiembre 2023** la generación fue 11.376 GWh, con variaciones 13,4% i.a. y -6,7% i.m. En el **acumulado anual** la generación asciende a 106.536 GWh, lo que en comparación con el mismo periodo del año anterior representa un crecimiento de 2,8%.

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

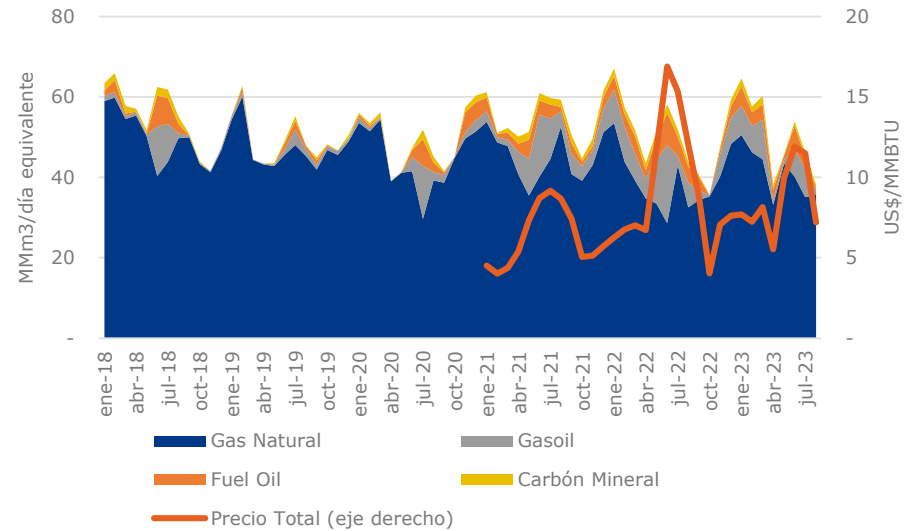
La generación térmica tiene como principal combustible al gas natural, alcanzando el 82% de participación en el acumulado anual (hasta septiembre). Siguen en orden de participación, el gasoil con 9%, el fuel oil con 6% y el carbón mineral con 3% (medidos en unidades equivalentes de MMm3/día).

En el tercer trimestre del año el consumo promedio mensual del gas natural ascendió a 34,49 MMm3/día, registrando una disminución de 6% respecto del promedio histórico de los terceros trimestres desde 2018. También disminuyó en el mismo periodo el consumo de fuel oil en 69%, carbón mineral en 23% y gasoil en 16%. En cuanto a la evolución del precio de la canasta de combustibles térmicos, el máximo anual se registró en junio con 11,9 US\$/MMBTU; por debajo del máximo histórico desde enero 2021, que se registró en junio del año 2022 con 16,9 US\$/MMBTU.

Las emisiones acumuladas en el año en curso de CO<sub>2</sub>e del parque de generación térmico ascendieron a 28 MM tCO<sub>2</sub>e. El 76% se correspondió con el uso del gas natural como combustible, el 12% gasoil, 7% fuel oil y 4% carbón. Desde el año 2020 se observa un incremento en la participación de las emisiones de CO<sub>2</sub>e del gasoil y fuel oil correspondiente con el incremento de su uso para satisfacer principalmente incrementos estacionales de demanda.

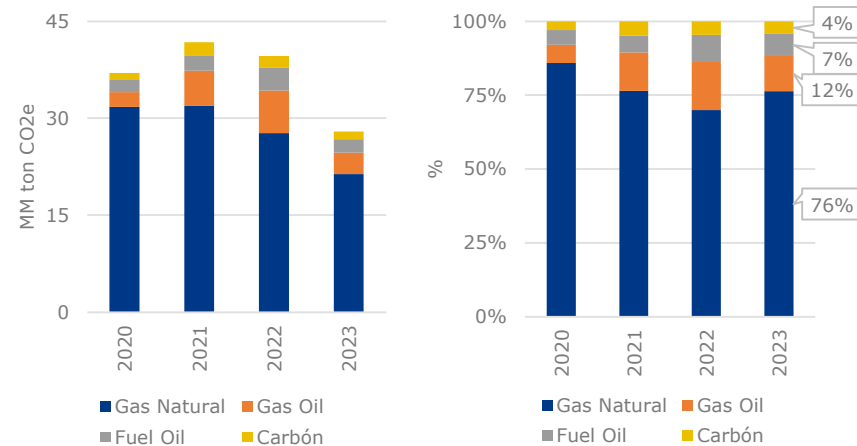
Cabe mencionar que el promedio anual de emisiones de CO<sub>2</sub>e por MWh térmico generado en el periodo 2020-2023 pasó de 0,45 tCO<sub>2</sub>e/MWh a 0,47 tCO<sub>2</sub>e/MWh. En el mismo periodo el factor de emisiones del total de la producción local pasó de 0,272 tCO<sub>2</sub>e/MWh a 0,246 tCO<sub>2</sub>e/MWh.

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



Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

**Gráfico 7. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub>e de la generación térmica, 2020-2023.**



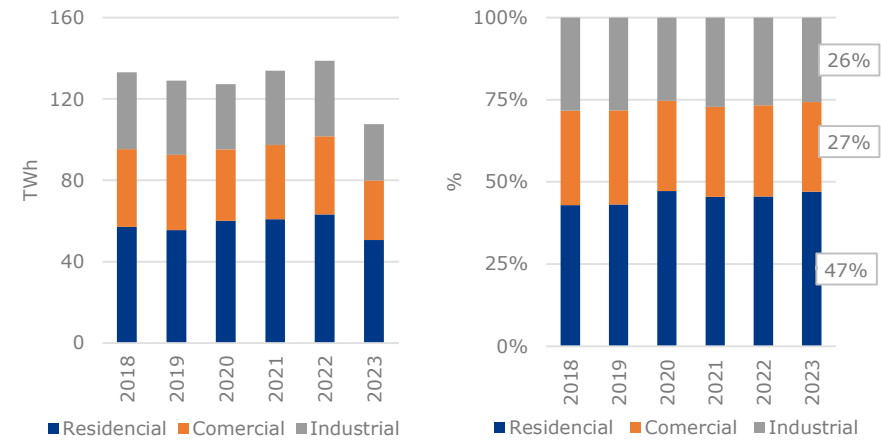
Fuente: Elaboración propia con base en CAMESA.

## Demanda

En el año 2023 los **sectores de demanda** representan: 47%, la demanda residencial; 27%, la demanda comercial; y 26% la demanda industrial.

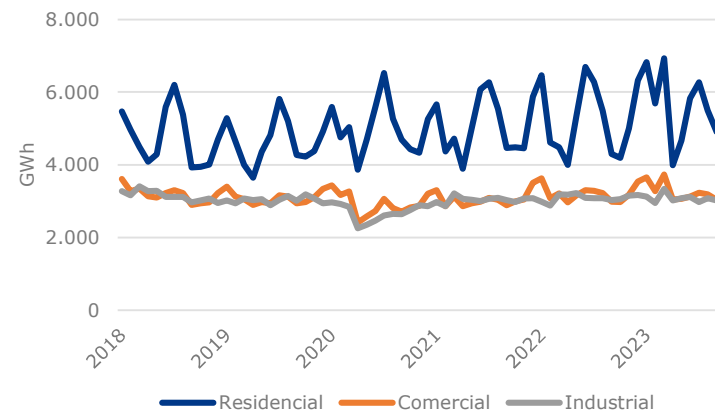
La gran demanda industrial y comercial incluye los usuarios de >300kW de distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La demanda comercial son los usuarios no residenciales de distribuidores con potencia entre 10kW y 300kW. Finalmente, la demanda residencial se compone de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

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



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

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

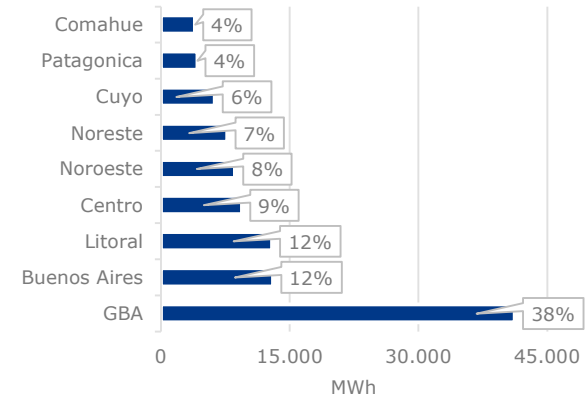


Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

En **septiembre 2023** la demanda local fue 10.962 GWh, con variaciones 6.3% i.a. y -6.8% i.m. En el periodo **acumulado anual** la demanda asciende a 107.625 GWh, lo que en comparación con el mismo periodo del año anterior representa un crecimiento del 3,3%.

**Por región geográfica**, la demanda acumulada anual se concentra en GBA (38,3%), Provincia de Buenos Aires (12,2%) y Litoral (12%). Siguen en orden de participación: Centro (8,8%); Noroeste (8%); Noreste (7,2%); Cuyo (5,8%); Patagónica (4%) y Comahue (3,7%).

**Gráfico 10. Demanda por región, septiembre 2023.**



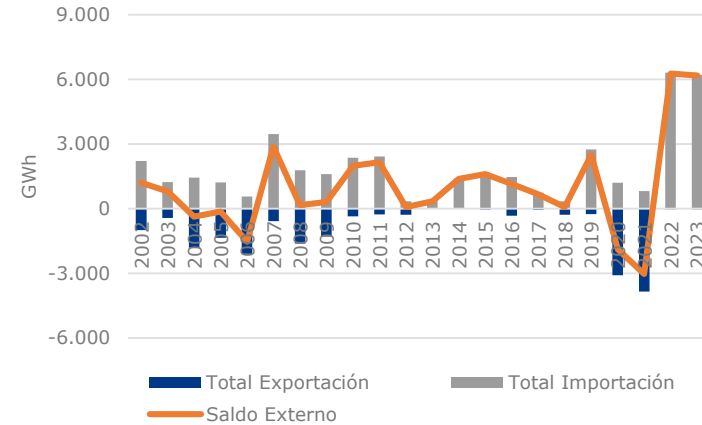
Fuente: Elaboración propia con base en CMMESA.

## 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 2022 las importaciones netas representaron el 4,52% de la demanda local y en el acumulado del año en curso 5,74%.

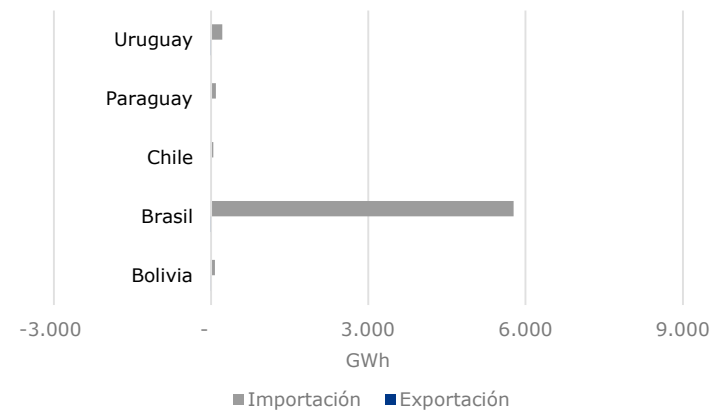
En el periodo **acumulado anual** se exportaron 34 GWh, los principales destinos fueron Uruguay (52%) y Brasil (48%). En cuanto a las importaciones, se demandaron 6.208 GWh principalmente de Brasil (93%) y Uruguay (4%).

**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.

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



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA.

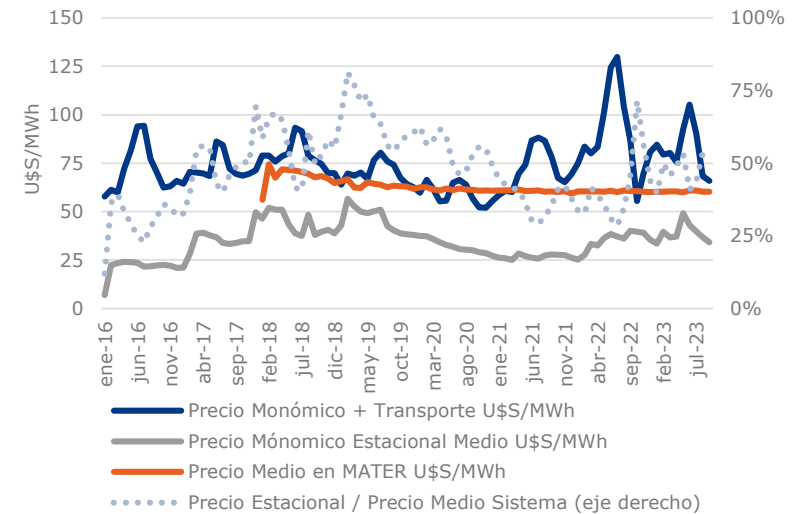


## Precios

En **septiembre 2023** el monómico medio del sistema (energía, potencia y transporte) ascendió a 65,88 US\$/MWh y el precio estacional medio a 34,09 US\$/MWh. El precio estacional medio cubrió el 52% del monómico medio del sistema, lo que representó un 48% de participación de subsidio económico del Estado Nacional.

Por otra parte, en **septiembre 2023** en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) se transaccionaron 364,68 GWh a un precio medio de 60,3 US\$/MWh. La energía comercializada en el periodo representó el 7,25% 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 septiembre del corriente año se ha incrementado el volumen transaccionado con un promedio mensual de 371 GWh; alcanzando un pico máximo en agosto con 428 GWh.

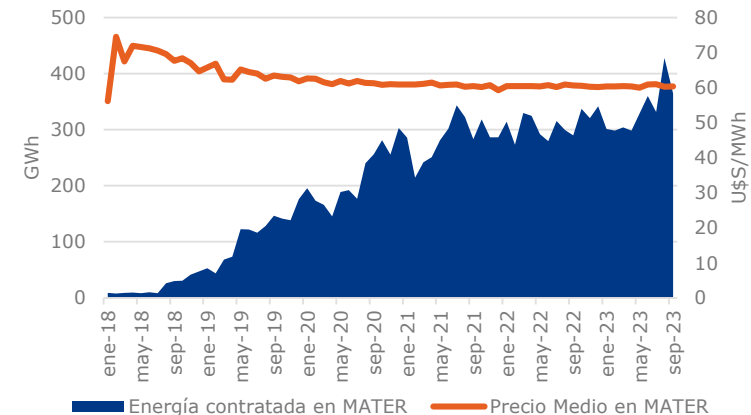
**Gráfico 13. Precio monómico medio y precio estacional, 2016-2023.**



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.

Nota: Se considera cotización de Dólar Mayorista BCRA, facturación CAMMESA.

## Hidrocarburos

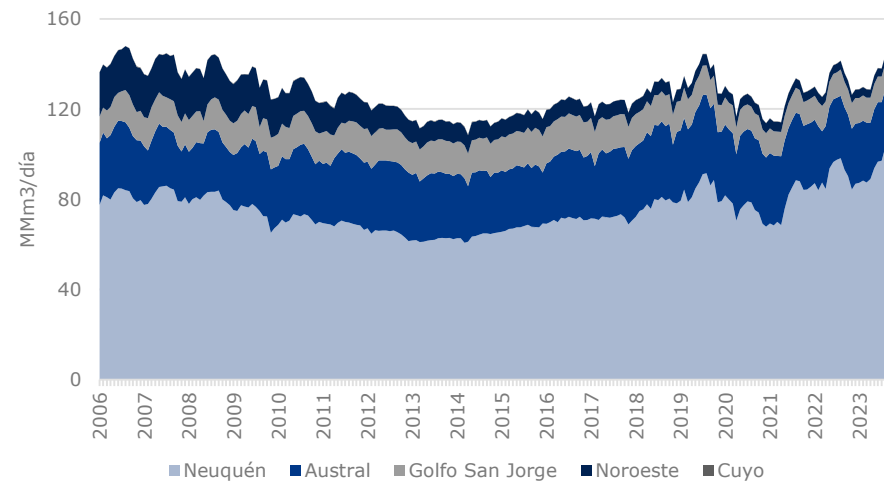
En la presente sección se caracteriza el sector hidrocarburífero argentino según los principales indicadores productivos de petróleo y gas natural.

### Producción de Gas Natural

Según datos publicados por la Secretaría de Energía, la producción de gas natural en **septiembre 2023** fue 143,2 MMm<sup>3</sup>/d con variaciones -0,8% i.m. y 5,2% i.a. La producción acumulada anual creció 0,96%, respecto de igual periodo del año anterior.

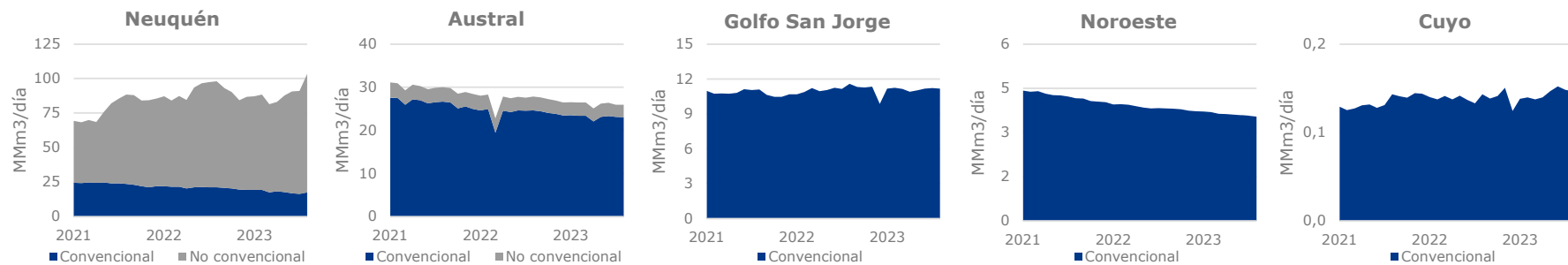
Las cuencas con mayor participación en la producción total de septiembre 2023 son Neuquén (71%) y Austral (18%), siguen en orden de relevancia Golfo San Jorge (8%), Noroeste (2%) y Cuyo (0,1%). Desde enero 2021 la cuenca Neuquén ganó 11,7 p.p. de participación explicado principalmente por incremento de la producción no convencional y la cuenca Austral perdió 8,9 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 Secretaría de Energía.

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

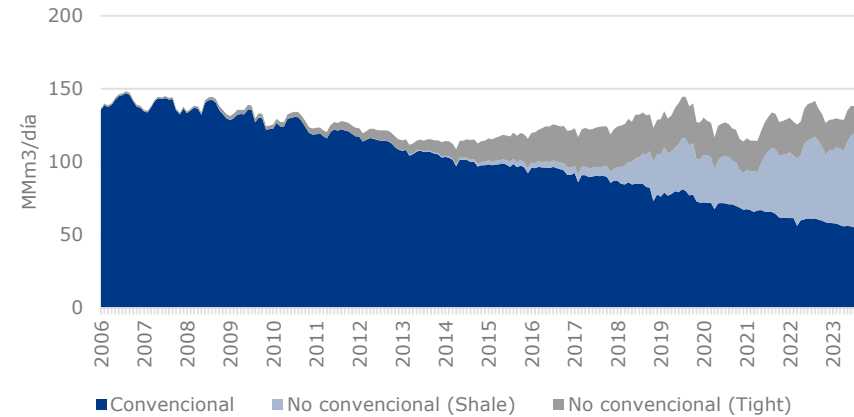


Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

**Por tipo de recurso,** en septiembre 2023 el 38% se corresponde con producción convencional, la cual muestra variaciones -0,5% i.m. y -8,9% i.a. Por otro lado, el 62% restante se corresponde con producción no convencional (47% Shale y 15% Tight), la cual presenta variaciones -1% i.m. y 16,5% i.a., esta última explicada principalmente por el Shale.

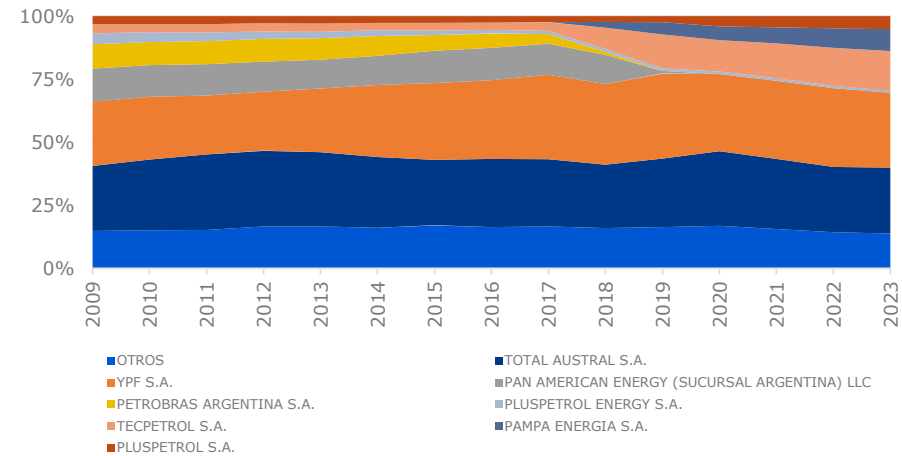
Las **principales empresas productoras** en el periodo acumulado anual hasta septiembre 2023 son YPF (26%), Total Austral (23%), Tecpetrol (14%) y Pan American Energy (13%). El resto de las compañías representan el 25% en conjunto.

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



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

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



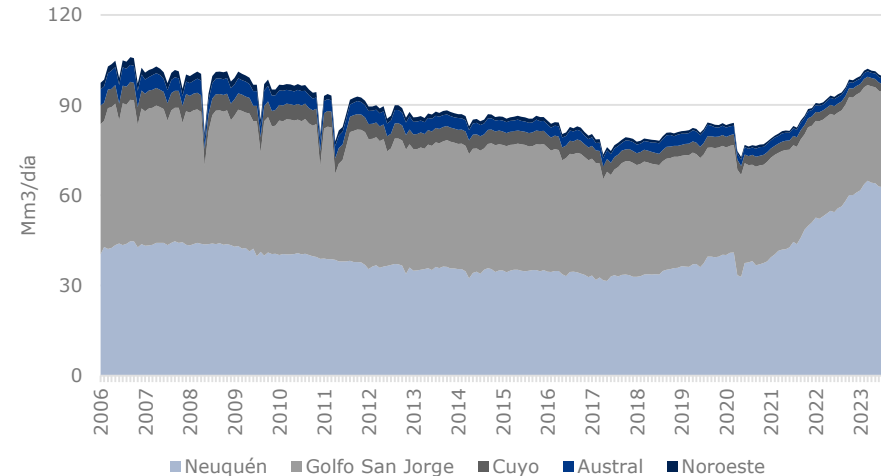
Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

## Producción de Petrleo

Según datos publicados por la Secretaría de Energía, la producción de petrleo en **septiembre 2023** fue 102,6 Mm3/d con variaciones 2,3% i.m. y 7% i.a. La producción acumulada anual varió 9%, respecto de igual periodo del año anterior.

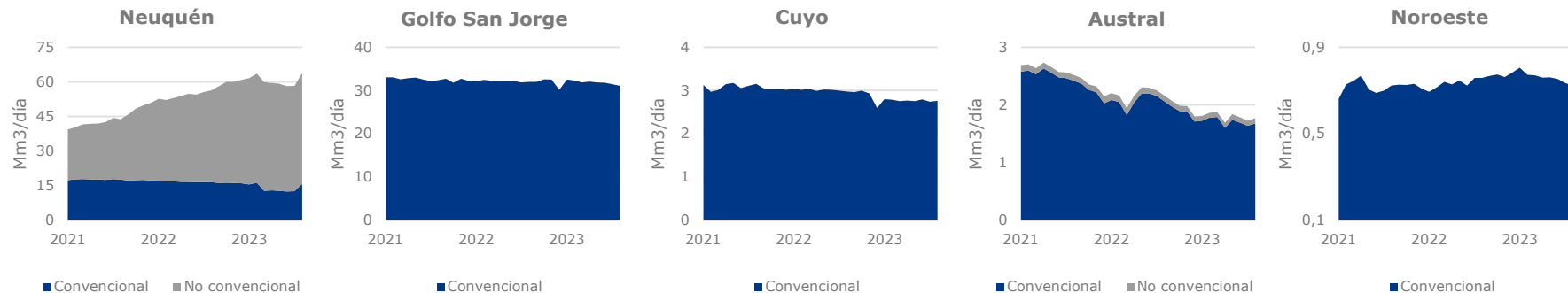
Las cuencas con mayor participación en la producción total de septiembre 2023 son Neuquén (64%) y Golfo San Jorge (31%), siguen en orden de relevancia Cuyo (3%), Austral (2%) y Noroeste (1%). Desde enero 2021 la cuenca Neuquén ganó 13,8 p.p. de participación explicado principalmente por el incremento de la producción no convencional y la cuenca Golfo San Jorge disminuyó en 10,7 p.p. explicado por su escaso crecimiento en la producción la cual se mantuvo en valores cercanos al actual.

**Gráfico 19. Producción de Petrleo por cuenca, 2006-2023.**



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

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

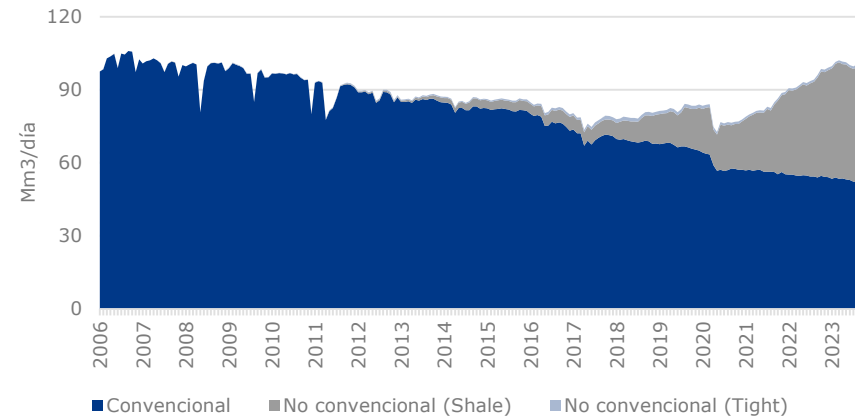


Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

**Por tipo de recurso,** en septiembre 2023 el 52% se corresponde con producción convencional, la cual muestra variaciones 2,1% i.m. y -1,4% i.a. Por otro lado, el 48% restante se corresponde con producción no convencional (47% Shale y 1% Tight), la cual presenta variaciones 2,6% i.m. y 17,7% i.a. impulsada por crecimiento del Shale.

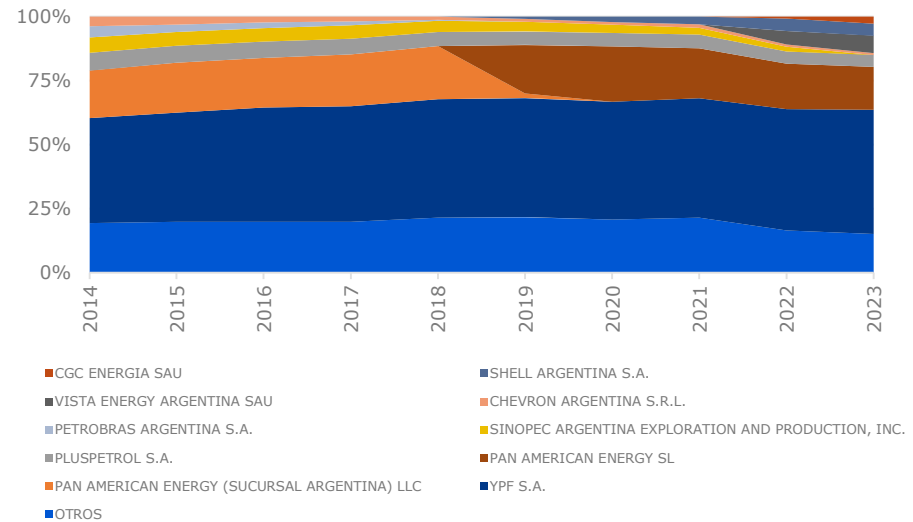
Las **principales empresas productoras** en el acumulado anual hasta septiembre 2023 son YPF (49%), Pan American Energy (17%), Vista Energy (7%), Pluspetrol (5%) y Shell (5%). El resto de las compañías representan el 19% en conjunto.

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



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

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



Fuente: Elaboración propia con base en Secretaría de Energía.

## Macroeconomía

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

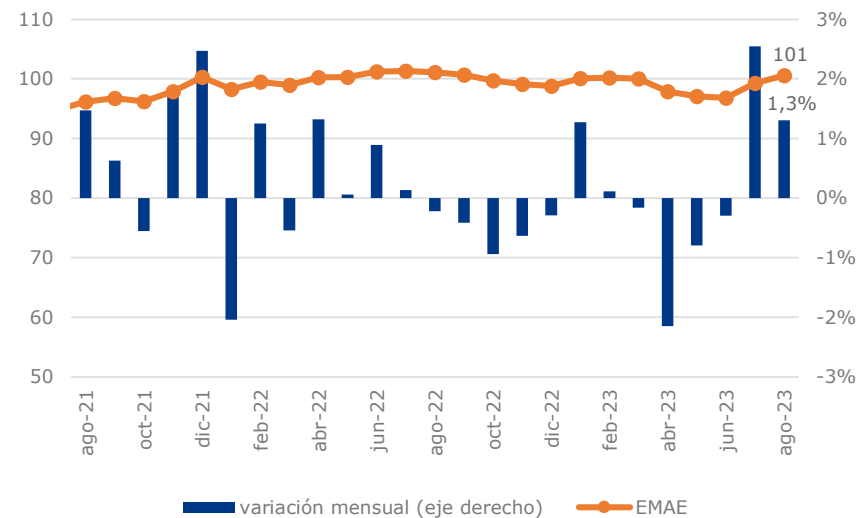
### Actividad Económica

En **agosto de 2023** el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) aumentó un 1,3% respecto de julio (sin estacionalidad) acumulando un decrecimiento de 1,6% respecto a los primeros 8 meses de 2022.

La **actividad económica** se mantiene 8% por encima de los niveles pre-pandemia y 0,6% por encima 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 afectan al salario real (el consumo representa 70% del PIB) y junto con el endurecimiento de las restricciones a las importaciones contribuyen al estancamiento o débil crecimiento de la economía.

Los sectores que más crecieron interanualmente fueron Explotación de minas y canteras (5,1%), Intermediación financiera (4,2%), Hoteles y restaurantes (3,2%), Enseñanza (2,7%) y Administración pública y defensa (2,3%). Por su parte, la Industria manufacturera registró una caída de 3,5% 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**, hasta **septiembre de 2023** las exportaciones de combustibles y energía acumularon un valor de US\$5.666 millones mientras que las importaciones sumaron US\$6.731 millones, resultando en un **saldo comercial negativo de US\$1.065 millones, mejorando respecto al saldo de 2022.**

De esta manera, las exportaciones de combustibles y energía decrecieron un **7,8% respecto del acumulado enero-septiembre de 2022**, aunque aumentaron su participación en las exportaciones totales del país (actualmente 11,1% y en 2022 representaban el 9,1%). Las importaciones de Combustibles y lubricantes decrecieron 40,7% respecto del mismo período, representando el 11,6% de las importaciones totales (versus 18% en 2022).

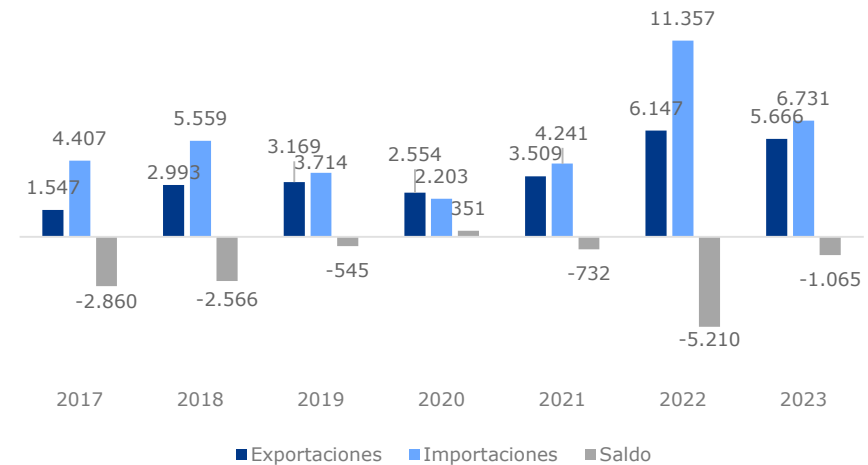
En cuanto a precios y cantidades, en **septiembre de 2023** el valor de las exportaciones decreció 33,8% interanual (-15,8% en precio, -20,5% en cantidades) mientras que el valor de las importaciones decreció 42,6% i.a. (-18,3% en precio, -28,4% en cantidades).

## Fiscal

**El Sector Público Nacional (SPN) registró en el período enero-septiembre de 2023 un déficit fiscal primario del 1,5%** del Producto Interno Bruto (PIB), incumpliendo con la meta de déficit primario establecido en el programa económico presentado al FMI (1,4% del PIB).

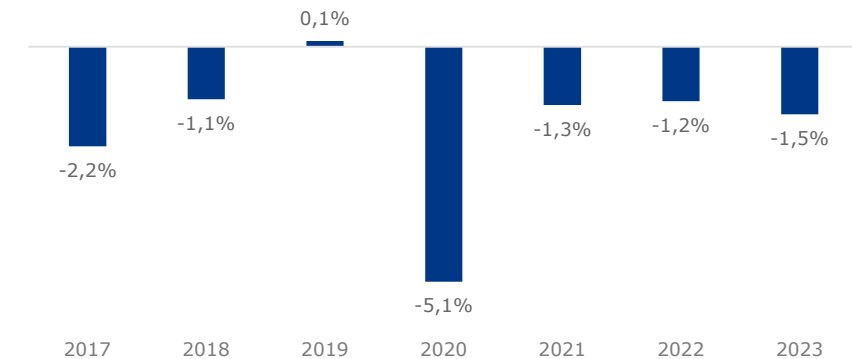
**Los ingresos totales alcanzaron los US\$84.260 millones**, mientras que **los gastos totales acumularon US\$94.969 millones** en lo que va del año.

**Gráfico 24. Exportaciones, importaciones y saldo comercial de energéticos. Acumulado enero-septiembre de cada año, en millones de dólares.**



Fuente: Elaboración propia con base en INDEC.

**Gráfico 25. Déficit fiscal primario del SPN en % PIB. Acumulado enero-septiembre de cada año.**

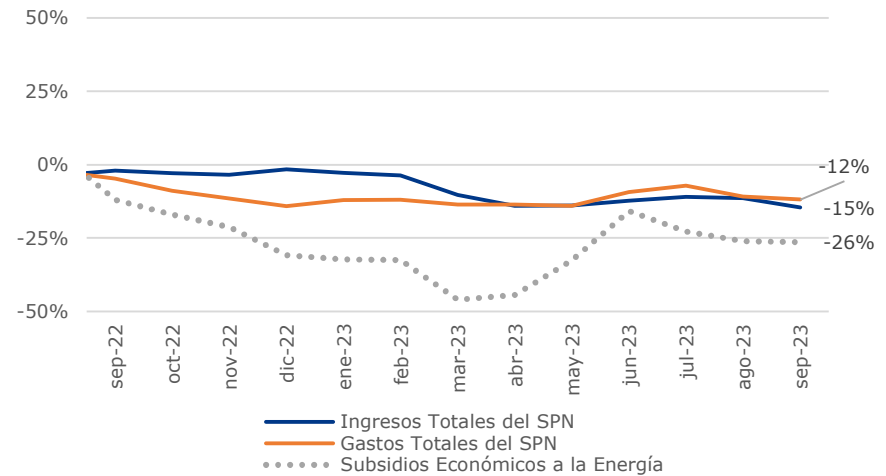


Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Como se observa en el Gráfico 26, los **ingresos totales cayeron 15% real interanual** (creciendo por debajo de la inflación); mientras que **los gastos totales mostraron una caída menor, del 12% 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.

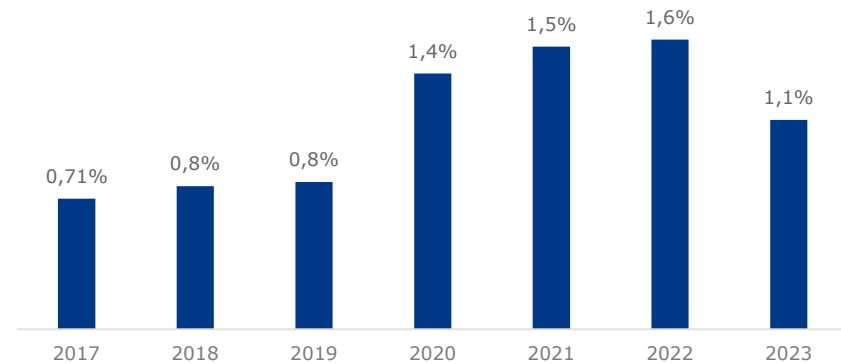
Mientras que la caída del gasto obedece, entre otros factores, al **menor gasto en subsidios económicos a la energía**, los cuales **mostraron una caída real interanual del 26%**. En el acumulado enero-septiembre de 2023 representaron un 1,1% del PIB (US\$8.345 millones en base caja) disminuyendo respecto de 2022 (US\$10.729 millones).

**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. Acumulado enero-septiembre de cada año.**



Fuente: Elaboración propia con base en Ministerio de Economía.

Según datos de la Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP) a **septiembre de 2023**, **los subsidios energéticos devengados acumularon un total de US\$8.103 millones**, siendo las partidas más importantes las destinadas a CAMMESA (US\$4.966 millones, 61% del total) y a IEASA (US\$2.431 millones, 30% del total).

*Nota: los valores expresados en US\$ fueron calculados utilizando el valor de \$245,82 por dólar, correspondiente al promedio mensual del dólar mayorista publicado en BCRA durante enero-septiembre de 2023.*



## Cambiaro

De diciembre de 2022 a septiembre de 2023 el tipo de cambio oficial aumentó **102%**, creciendo a un nivel similar al del nivel general de precios medido por el Índice de Precios al Consumidor (103%) debido al salto cambiario posterior a las elecciones de agosto.

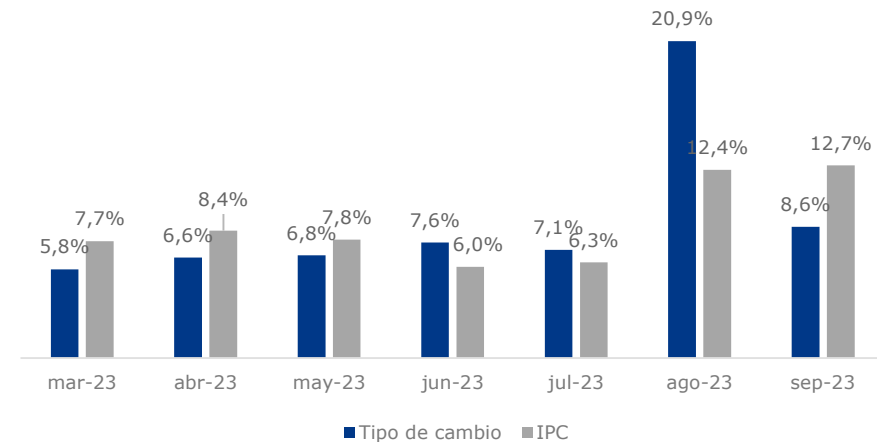
Como se observa en el Gráfico 28, a partir de junio de 2023 el **tipo de cambio comenzó a aumentar al 7,6% promedio mensual** frente a una inflación que promediaba el 7%. Sin embargo, para septiembre la inflación duplicaba el valor de julio. Los últimos valores equivalen a una tasa de depreciación anualizada del 159% (el congelamiento del tipo de cambio oficial hasta noviembre reducirá esta tasa) frente a una **tasa de inflación de 158% anualizada**.

En cuanto a las expectativas de inflación, en el último Relevamiento de Expectativas de Mercado del BCRA de septiembre, los analistas proyectan una **inflación minorista para los próximos 12 meses de 185,9%**.

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, fue de 135% en septiembre 2023, **promediando el 109% en los últimos 12 meses**.

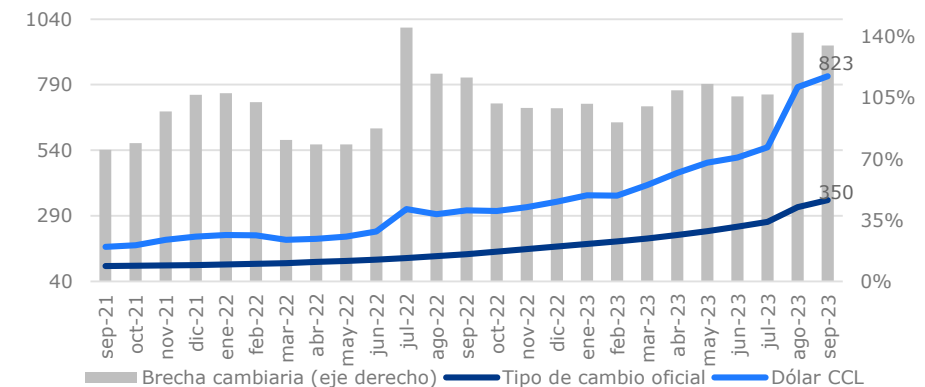
En un régimen cambiario con controles y restricciones a la salida de capitales, **los niveles permanentemente altos de brecha cambiaria incentivan la demanda de dólares para importaciones y reducen la oferta de dólares generados por las exportaciones** en el mercado único y libre de cambios (MULC), dificultando la acumulación de Reservas Internacionales por parte del Banco Central. De diciembre de 2022 a septiembre de 2023, las mismas **disminuyeron en US\$17.673 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 y rava.com

En septiembre de 2023, el **Índice de Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM)** se depreció 9,2% respecto de diciembre de 2022 y se apreció 18% respecto de diciembre de 2020. 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 2013 **mostrando una competitividad precio 47% mayor a la de fines de 2001** (atraso cambiario). Si se considera además el aumento de la presión tributaria nacional, de 17% del PIB en 2001 a **24% en 2023**, el ITCRM actual se encuentra un **40% 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, septiembre 2023.*

*Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, Capítulo IV.*

*Ministerio de Economía, Subsecretaría de Ingresos Públicos.*

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

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

*AFISPOP- IIEP UBA. Reporte de política fiscal de octubre 2023.*

## 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