



INFORME

98

ECONOMÍA & ENERGÍA

Mayo 2024

Índice

Síntesis ejecutiva	3
Sección 1: Contexto económico y energético	5
Sección 2: Oferta y demanda de energía eléctrica.....	47
Sección 3: Indicadores económicos	64
Sección 4: Estadísticas del sector energético:	78

SÍNTESIS EJECUTIVA

Contexto económico

(Filminas 6 a 19)

- En marzo de 2024 el Estimador Mensual de la Actividad Económica (EMAE) registró una contracción interanual del 8,4%, la caída más significativa desde mayo de 2009 sino se considera el año 2020 (pandemia Covid19).
- El ritmo de variación de los precios se sigue desacelerando, alcanzando el IPC una variación del 8,8% en el mes de abril. Esta tendencia se seguiría profundizando a lo largo de los próximos meses.
- En términos fiscales, durante el mes de abril se mantuvo el superávit primario y financiero, producto de la disminución del gasto (-23,7% interanual).

Precios y subsidios de la energía

(Filminas 20 a 41)

- La corrección de los precios domésticos de la energía fue perdiendo intensidad en los últimos meses, en el marco de una política macroeconómica enfocada en alcanzar una desaceleración en el ritmo de variación de los precios.
- El pago de dos meses de la transacción de CAMMESA con títulos públicos implicará una disminución en los subsidios devengados durante el presente ejercicio fiscal, otorgándole al Estado Nacional un mayor grado de libertad en materia tarifaria.
- De todas formas, de mantenerse el congelamiento de tarifas durante el período invernal, los subsidios a la energía rondarían los 6.800 MUSD durante 2024, representando aproximadamente 1,1 p.p del PIB.
- El retraso en la actualización del ICL y CO₂ implicará una pérdida de recursos fiscales por más de 800 MUSD en el primer semestre de 2024.

Modificación regulatoria: Ley Bases

(Filminas 42 a 46)

- El proyecto de ley “Bases” obtuvo media sanción en la Cámara de Diputados y actualmente se encuentra en debate en la Cámara de Senadores.
- En el presente informe se presenta una síntesis de los principales puntos vinculados al sector energético.

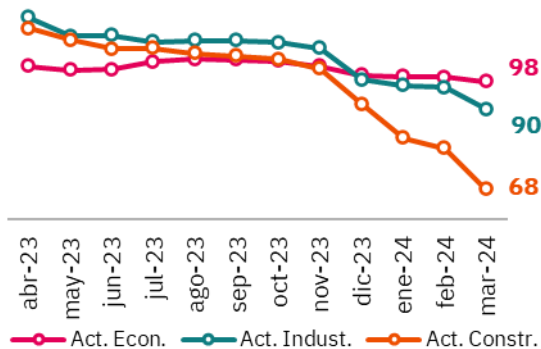
Oferta y demanda de energía eléctrica

(Filminas 47 a 63)

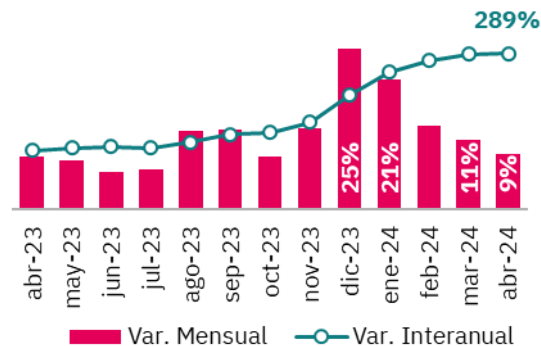
- Durante el primer cuatrimestre de 2024 la generación de energía eléctrica registró un incremento interanual del 3,3%. Ello se sustentó gracias al crecimiento de la generación nuclear y renovable (+1,8 TWh y +1,3 TWh, respectivamente), que compensaron la disminución de la generación térmica (-1,9 TWh).
- Por su parte, la demanda verificó una contracción interanual del 3,3%. En este sentido, cabe señalar que las importaciones de energía eléctrica se redujeron fuertemente durante el corriente año. Mientras que en el primer cuatrimestre de 2023 representaron en promedio el 7% de la oferta total de energía eléctrica, durante el mismo período de 2024 esa proporción se redujo al 1%.
- En febrero de 2024, se registró un nuevo pico en la demanda máxima de potencia. A lo largo de la última década, el pico de potencia creció por encima de la demanda media. Mientras que entre el verano de 2014 y el verano de 2024 la demanda máxima de potencia se expandió un 23% (+ 5,6 GW), la demanda media se incrementó un 13% (+ 1,9 GW).

Indicadores económicos: (Filminas 64 a 77)

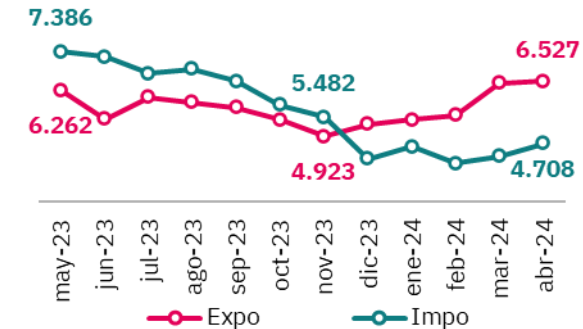
Nivel de actividad económica
(número índice base 2019 = 100)



Índice de Precios al Consumidor Nacional
(% de variación mensual e interanual)

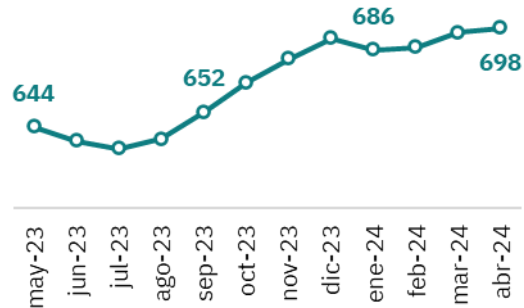


Exportaciones e importaciones
(MUSD)

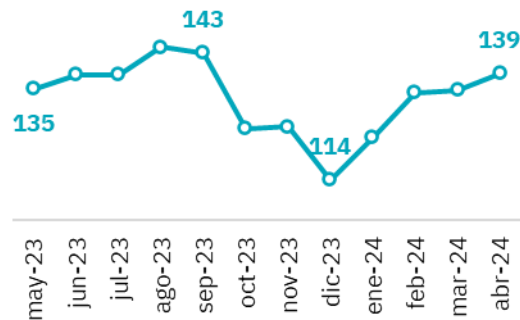


Anexo estadístico del sector energético: (Filminas 78 a 114)

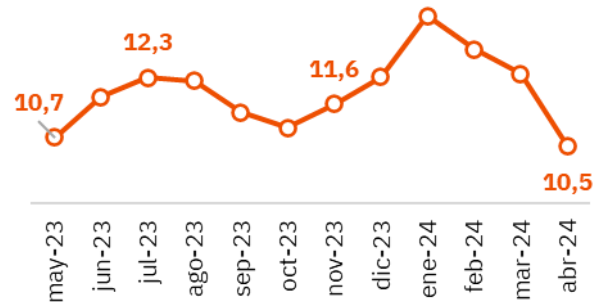
Producción de petróleo
(en kbbl/d)



Producción de gas natural
(en MM m3/d)



Generación de energía eléctrica
(en TWh)



Contexto económico y energético

Consistencia y tensiones macroeconómicas

- Desde la perspectiva del gobierno nacional, la disminución de la inflación se irá profundizando a lo largo de los próximos meses, en un contexto de un equilibrio fiscal con fundamentos sólidos y en donde el nuevo marco fiscal permitirá converger a un tipo de cambio de equilibrio más apreciado, en línea con la depreciación nominal del 2% mensual ratificada en el marco de la revisión realizada por el FMI.
- A su vez, en la medida que se vaya recomponiendo el balance del BCRA a través de la acumulación de reservas y la disminución de los pasivos monetarios, se podrán liberar progresivamente las restricciones y converger a un mercado de cambios libre.
- Sin embargo, desde posiciones críticas al plan de estabilización, se señalan tensiones en el programa económico del gobierno.
 - En primer término, la disminución de la inflación estuvo estrechamente relacionada con la contracción que experimentó el nivel de actividad. En este sentido, la recomposición de ingresos de los asalariados privados registrados, el comienzo de la recomposición de los haberes jubilatorios y la liquidación de la cosecha podrían poner un piso al derrumbe en el nivel de actividad. En el marco de un programa macroeconómico sin políticas de ingresos ni de desindexación, la recuperación del nivel de actividad podría traducirse en una nueva aceleración en el ritmo de variación de los precios.
 - En segundo término, la solidez del ajuste fiscal se encuentra lejos de estar consolidada. Si bien los ingresos deberían mejorar en el trimestre por la liquidación de la cosecha y el impacto fiscal de la Ley Bases, el gasto seguramente se elevará en el segundo semestre del año. En efecto, la recomposición de los haberes jubilatorios, un mayor nivel de subsidios a la energía que el previsto originalmente y, eventualmente, un incremento en las transferencias de recursos a provincias, universidades y salarios del sector público redundarían en un incremento del gasto primario.
 - Por último, el tipo de cambio real exhibe un progresivo retraso, producto de una depreciación en torno al 2% y un nivel de inflación que el último mes lo cuadruplicó. A su vez, la disminución de la tasa de política monetaria comienza a tener impacto sobre las brechas en el mercado cambiario. Sin acceso a los mercados de capitales, la tensión cambiaria seguramente se intensificará progresivamente a medida que finalice la liquidación de la cosecha o se reduzca sensiblemente la misma.

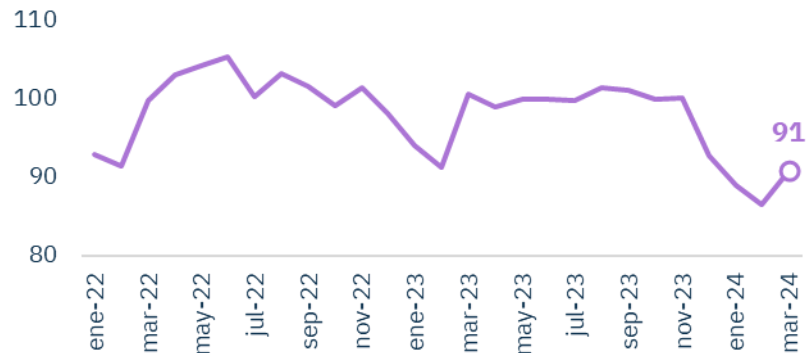
Los últimos indicadores no evidencian un proceso de recuperación de la actividad económica; en el mejor de los casos la contracción de la economía estaría empezando a encontrar su piso.

Nivel de actividad económica

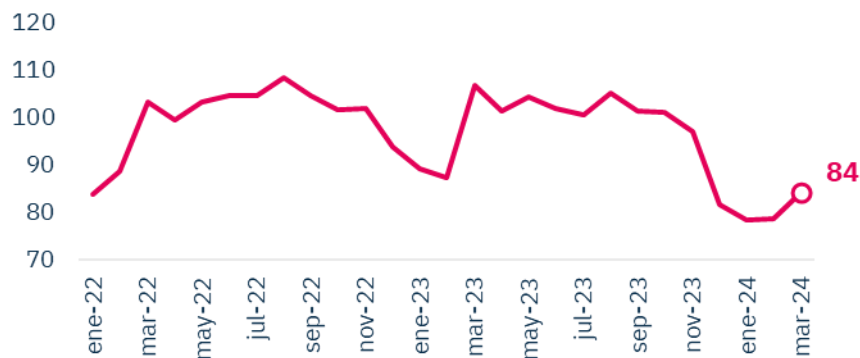
Estimador mensual de la Actividad Económica, desestacionalizado
(número índice base 2022 = 100)



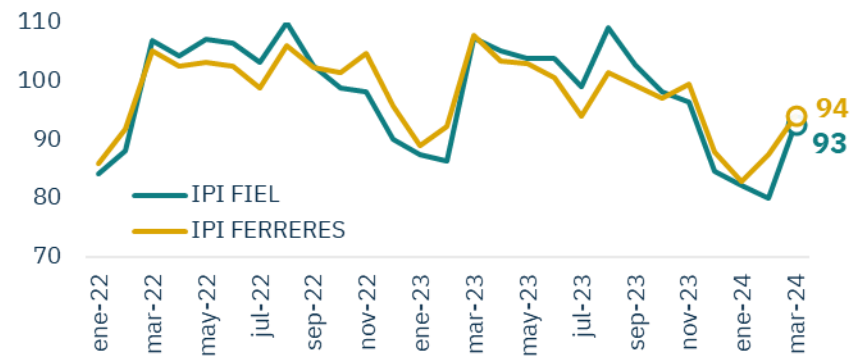
Índice General de Actividad (IGA Ferreres)
(número índice base 2022 = 100)



Índice de Producción Industrial (IPI INDEC)
(número índice base 2022 = 100)



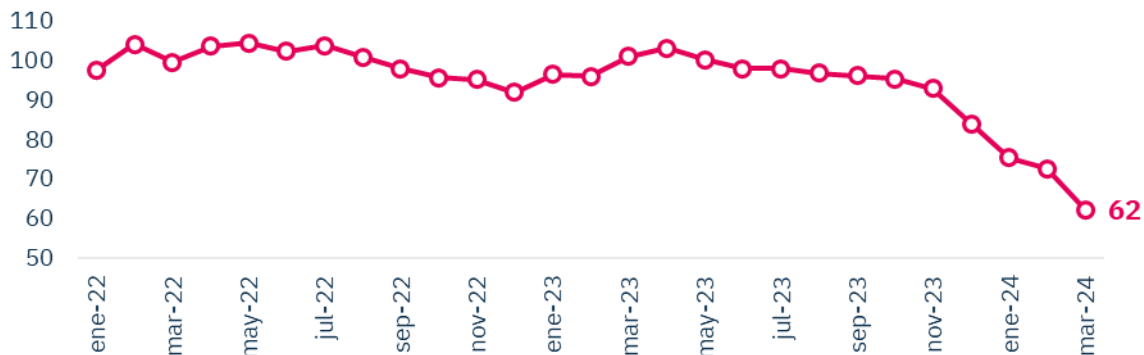
Índice de Producción Industrial (IPI FIEL y IPI Ferreres)
(número índice base 2022 = 100)



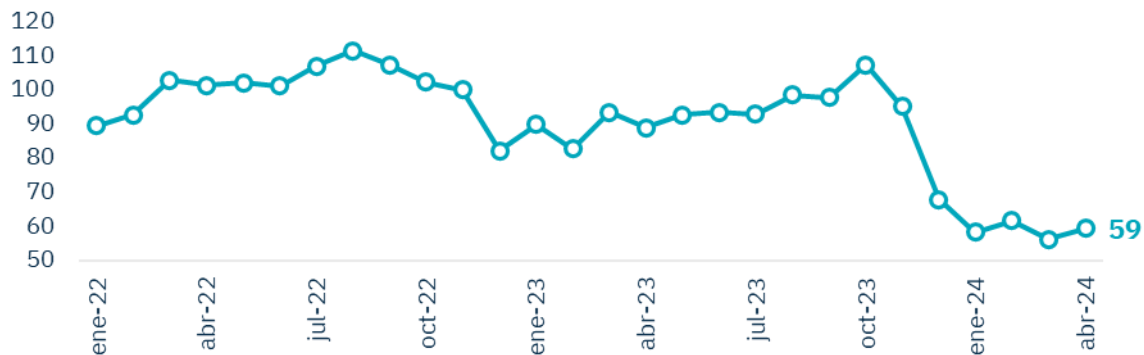
Actividad de la construcción

- La contracción del nivel de actividad económica en el primer trimestre del año fue muy significativa.
- En marzo de 2024 el Estimador Mensual de la Actividad Económica (EMAE) registró una contracción interanual del 8,4%, la caída más significativa desde mayo de 2009 sino se considera la pandemia de Covid19 en 2020.
- A su vez, el índice de producción industrial del INDEC verificó una disminución interanual del 21,2% en dicho período.
- La contracción en la actividad de la construcción fue aún más sustantiva, explicado, en parte, por la brutal disminución de la inversión por parte del sector público.
- El Indicador Sintético de la Actividad de la Construcción (ISAC) del INDEC verificó en marzo una contracción interanual del 42,2%.
- En tanto, el Índice Construya evidenció en Abril de 2024 una disminución interanual del 33,2%.

Indicador Sintético de Actividad de la Construcción (INDEC), desestacionalizado
(número índice base 2022 = 100)



Índice Construya
(número índice base 2022 = 100)

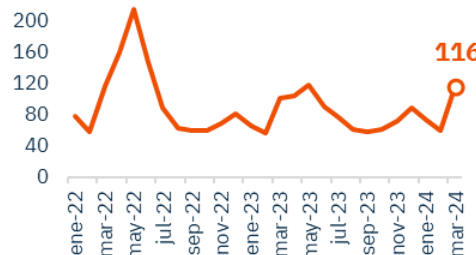


Nivel de actividad económica

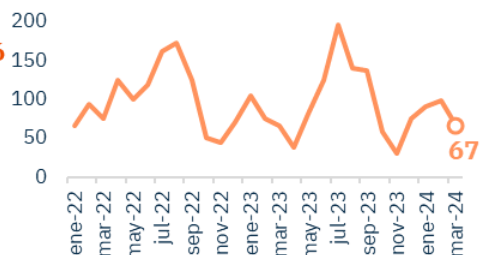
Estimador mensual desestacionalizado de la Actividad Económica por sector, Ene.22 – Mar.24.

(número índice base 2022 = 100)

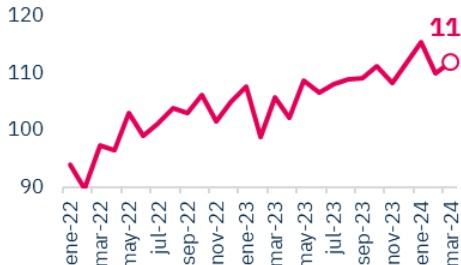
AGR., GANADERÍA Y SILVICULTURA



PESCA



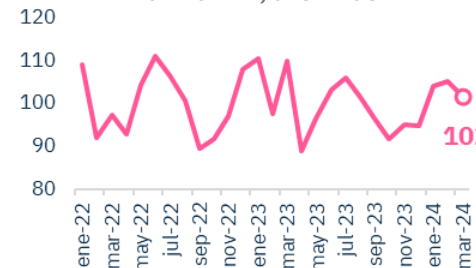
EXPLORACIÓN DE MINAS Y CANTERAS



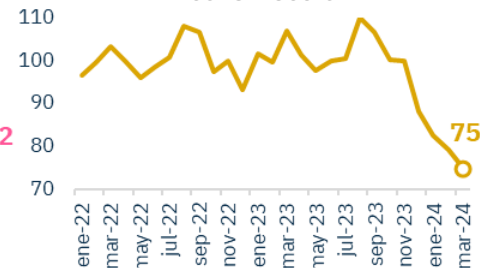
IND. MANUFACTURERA



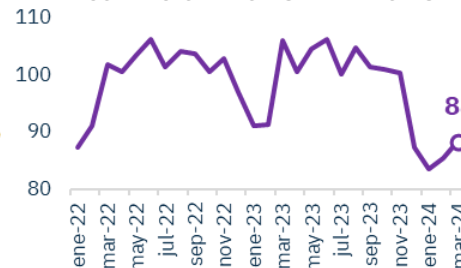
ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA



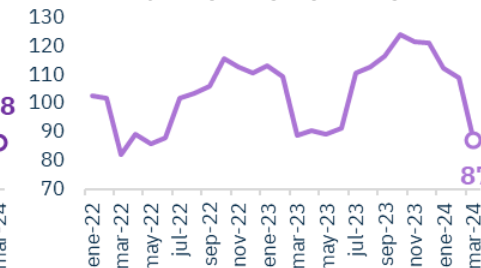
CONSTRUCCIÓN



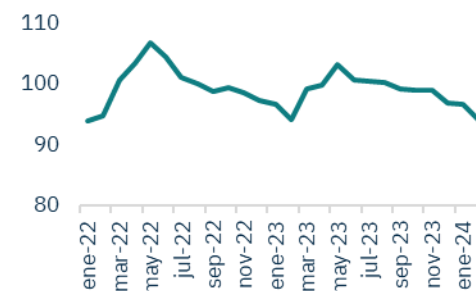
COMERCIO MAYORISTA Y MINORISTA



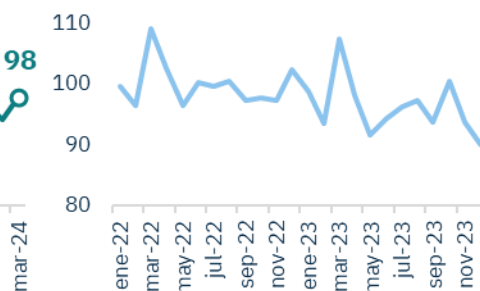
HOTEL Y RESTAURANTES



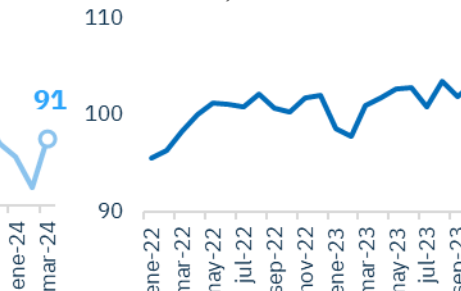
TRANSPORTE Y COMUNICACIONES



INTERMEDIACIÓN FINANCIERA



ACT. INMOB, EMPRESARIALES Y DE ALQUILER



Fuente: elaboración propia en base al INDEC y Orlando Ferreres & Asociados.

Actividad industrial

IPI INDEC por bloques, Ene.22 – Mar.24. (número índice base 2022 = 100)

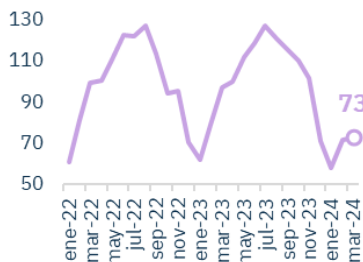
ALIMENTOS Y BEBIDAS



PRODUCTOS DE TABACO



TEXTIL



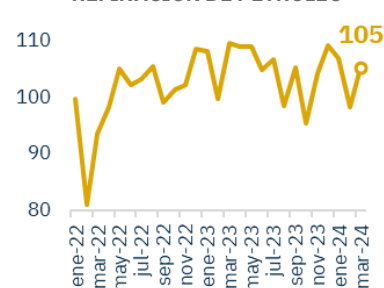
PAPEL Y PRODUCTOS



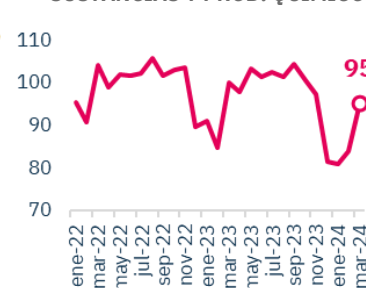
EDICIÓN E IMPRESIÓN



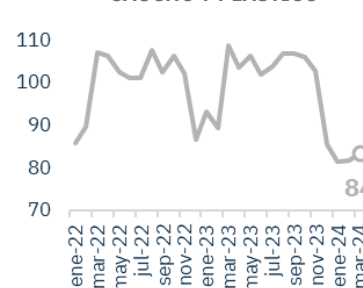
REFINACIÓN DE PETRÓLEO



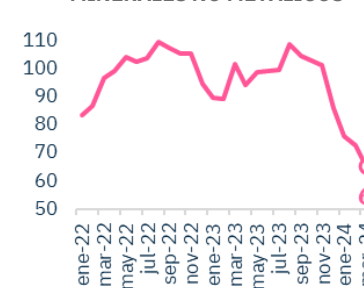
SUSTANCIAS Y PROD. QUÍMICOS



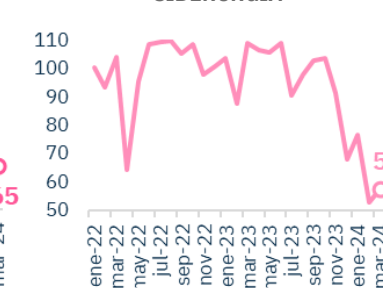
CAUCHO Y PLÁSTICO



MINERALES NO METÁLICOS



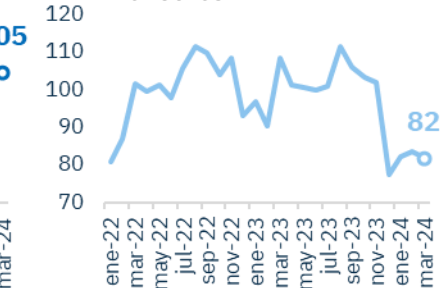
SIDERURGIA



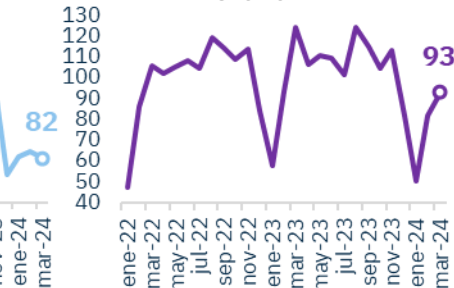
ALUMINIO



PRODUCTOS DE METAL



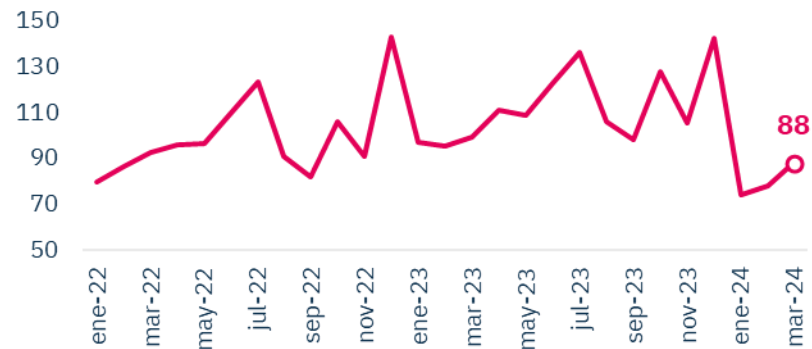
AUTOMOTRIZ



Consumo

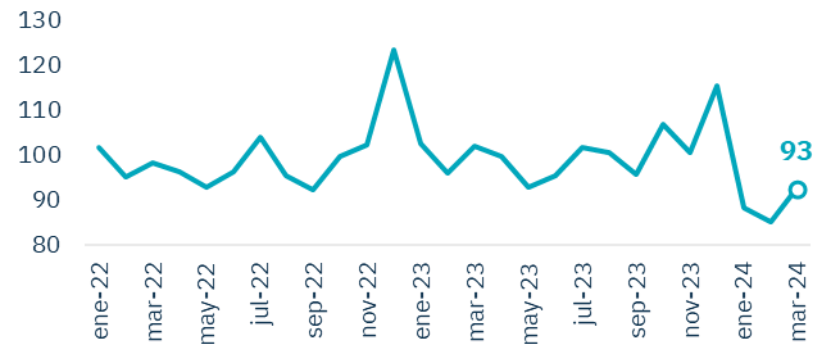
Ventas en centros de compras (INDEC) ⁽¹⁾

(número índice base 2022 = 100)



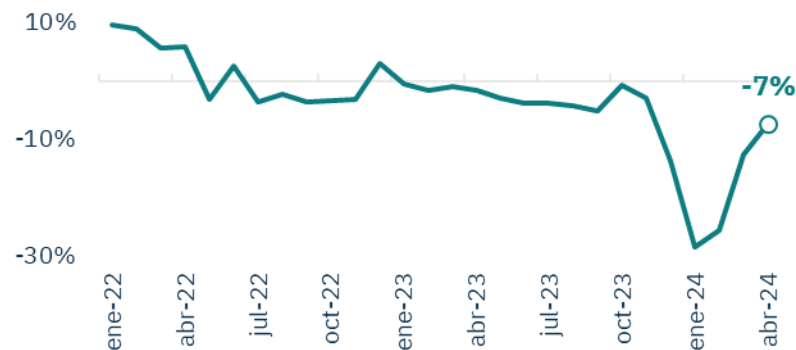
Ventas en supermercados (INDEC)

(número índice base 2022 = 100)



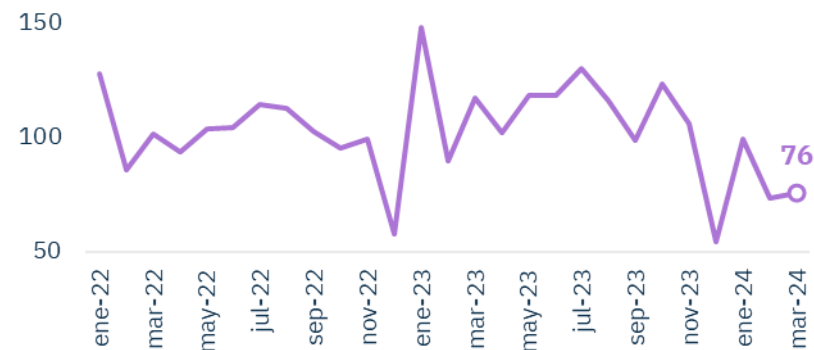
Ventas minoristas (CAME)

(Var. % i.a.)



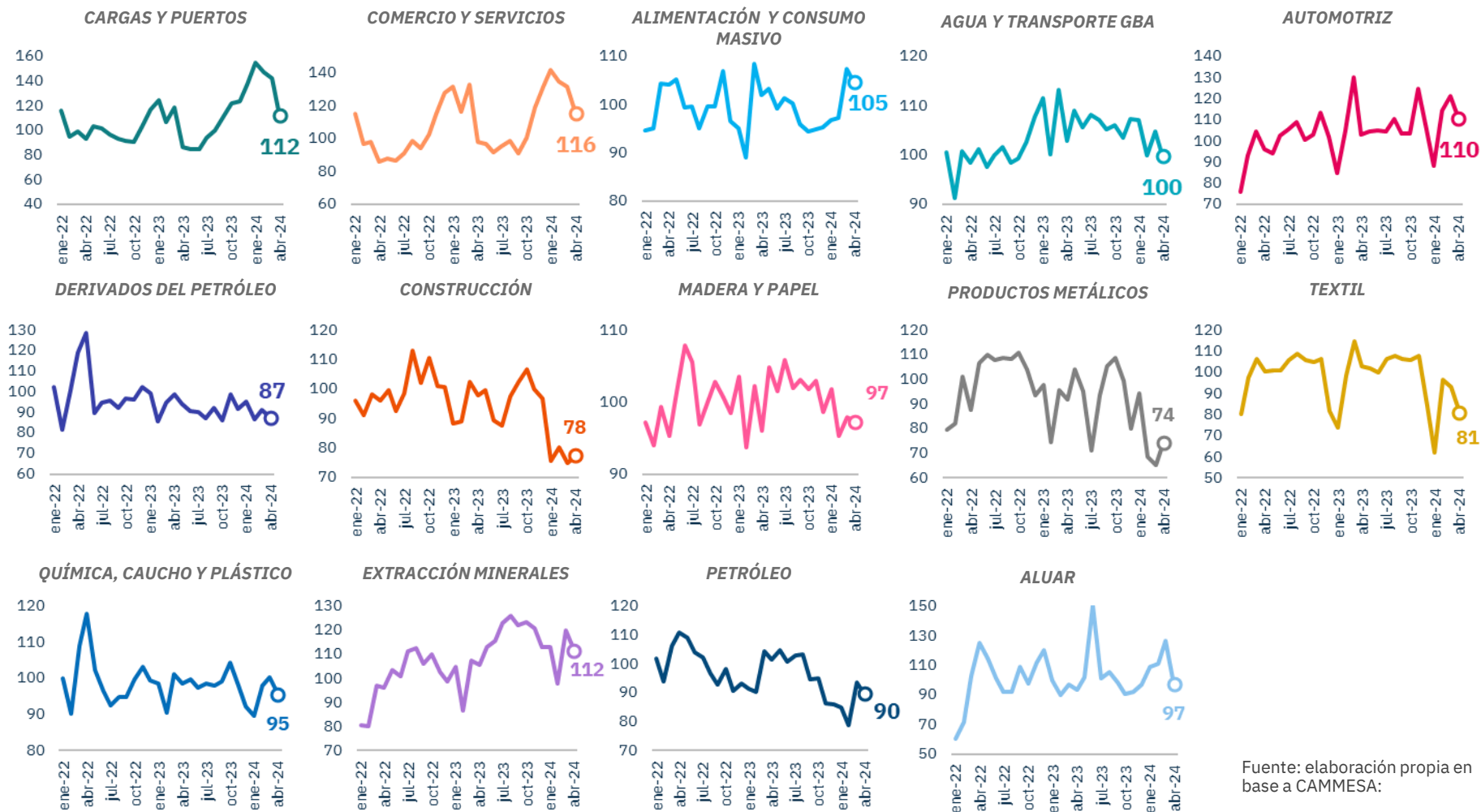
Patentamientos (SIOMAA)

(número índice base 2022 = 100)



Demanda de energía eléctrica de grandes usuarios

Demanda de energía eléctrica de grandes industrias por rama de actividad, Ene.22 – Abr.24 (número índice base 2022 = 100)

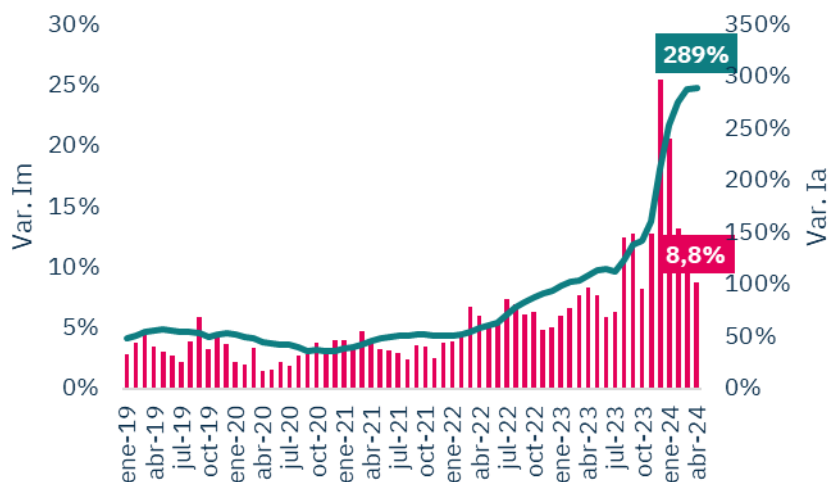


Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA:

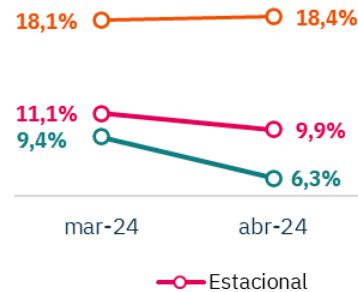
Índice de precios al consumidor

- En **abril** se alcanzó un nuevo pico en la variación interanual del Índice de Precios al Consumidor (+289%), mientras que la variación intermensual volvió a reducirse con relación a lo verificado en el mes previo. Las categorías con los mayores incrementos mensuales fueron: “Vivienda, agua, electricidad, gas y otros combustibles”, “Comunicación” y “Prendas de vestir y calzado”.

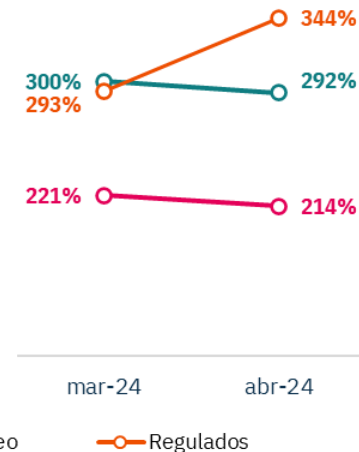
Variación mensual e interanual del Índice de Precios al Consumidor, Ene.17 – Abr.24⁽¹⁾(en %)



Var. Mensual %



Var. Interanual %



Categorías con mayores incrementos intermensuales, Abr.2024:

+35,6%
Vivienda, agua, electricidad, gas y ot. combustibles

+14,2%
Comunicación

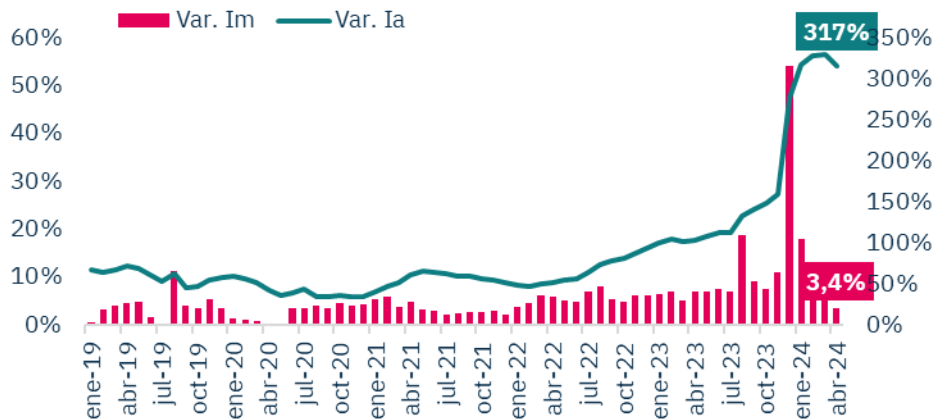
+9,6%
Prendas de vestir y calzado

+9,1%
Salud

+8,6%
Educación

Índice de precios mayoristas

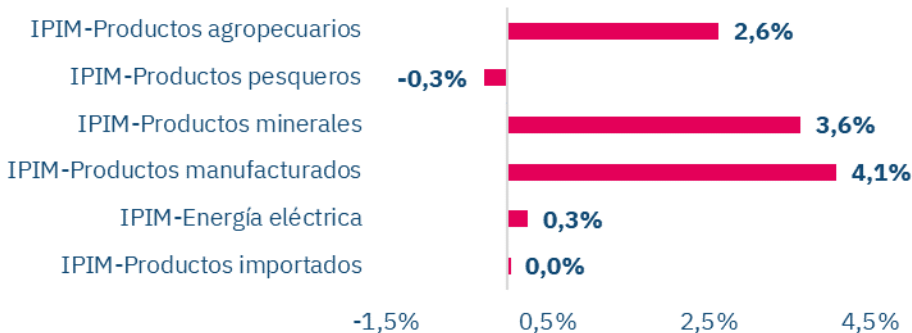
Variación mensual e interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), Ene.17 – Abr.24 (en %)



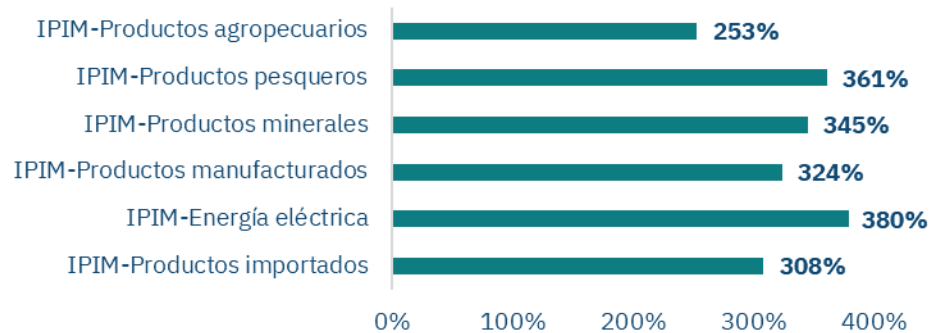
- La inflación mayorista en **abril** fue del 3,4%, mostrando una nueva caída con relación a lo registrado en los meses previos.
- En términos interanuales, se registra una inflación mayorista de 317%, levemente menor a la registrada el mes anterior.
- El mayor crecimiento interanual se observa en energía eléctrica.

Variación mensual e interanual del IPIM por rubros, Abr.24 (en %)

Var. Mensual %



Var. Interanual %



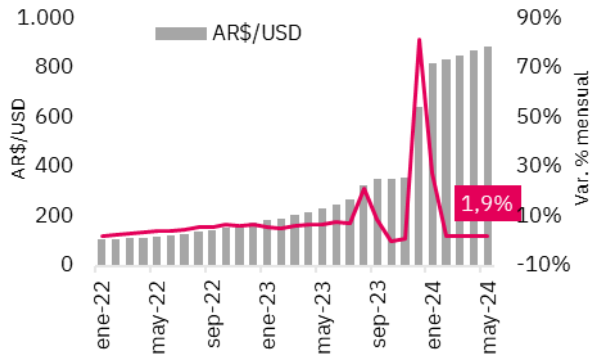
Fuente: elaboración propia en base a INDEC.

Tipo de cambio

- En el mes de **mayo**, la depreciación de la moneda local se ubicó en un valor similar al del mes previo (1,9%). Por su parte, el tipo de cambio blue mostró un aumento del 10,3% con relación al valor verificado en el mes de abril. De este modo, la brecha con el tipo de cambio oficial se incrementó y promedió el 23,3%.⁽¹⁾ El tipo de cambio MEP aumentó un 8,7% respecto a abril, ampliando la brecha con el tipo de cambio oficial (24,5%).

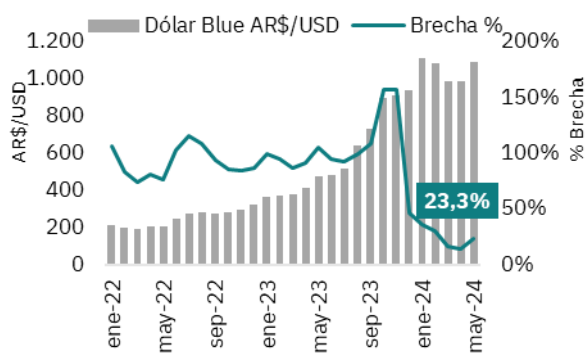
Tipo de cambio oficial ⁽¹⁾

(en AR\$/USD y variación % mensual)



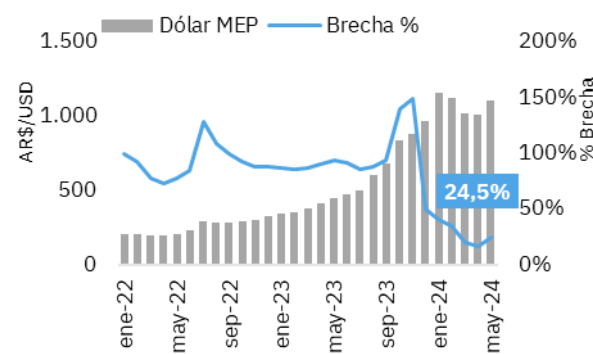
Tipo de cambio blue ⁽¹⁾

(en AR\$/USD y brecha con respecto al oficial)



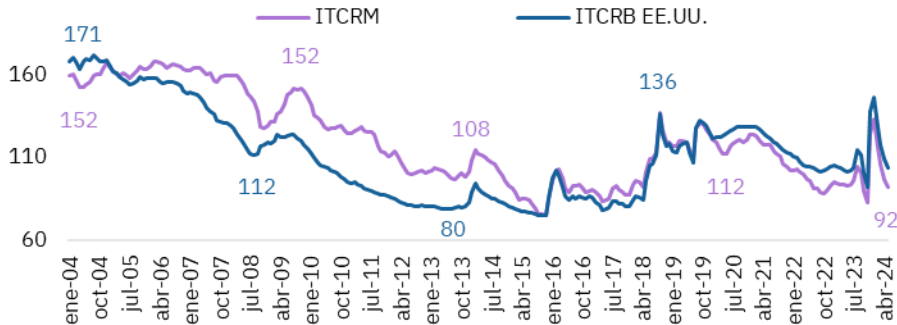
Tipo de cambio MEP ⁽¹⁾

(en AR\$/USD y brecha con respecto al oficial)



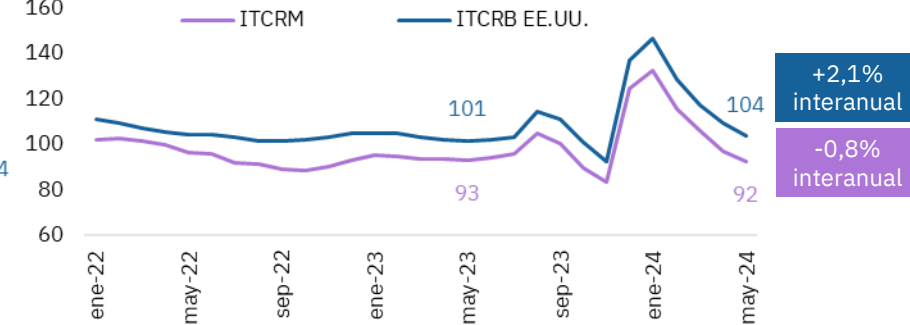
Tipo de cambio real multilateral y bilateral con EE.UU. ⁽¹⁾

(en N° Índice base 17/12/2015=100)



Tipo de cambio real multilateral y bilateral con EE.UU. ⁽¹⁾

(en N° Índice base 17/12/2015=100)

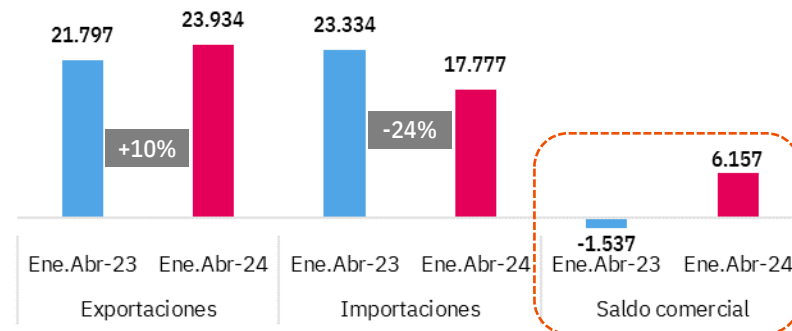
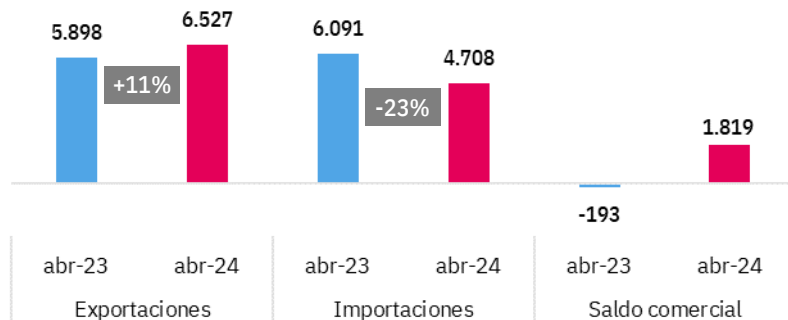


Nota: (1) Los valores de mayo de 2024 corresponden al promedio entre los días 1 y 28. Fuente: elaboración propia en base a BCRA y Ámbito Financiero.

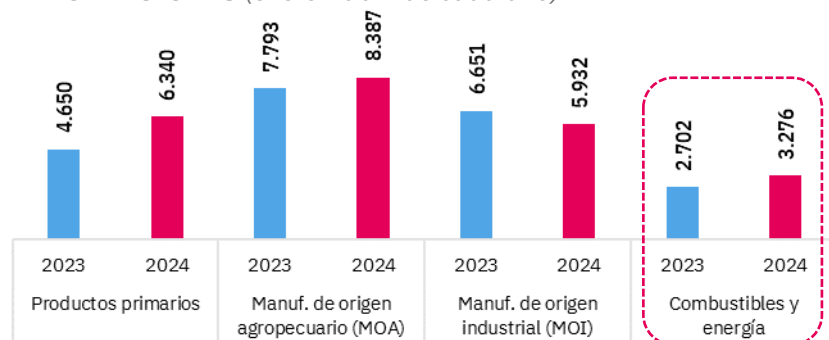
Balanza comercial

- En **abril** de 2024 las exportaciones registraron un incremento del 11%, mientras que las importaciones disminuyeron un 23% en términos interanuales. Dicha trayectoria permitió que se alcanzara un superávit comercial de MUSD 1.819 en el cuarto mes del año.
- El superávit comercial en el primer cuatrimestre del año alcanzó los 6.157 MUSD.
- En el primer cuatrimestre del año, se verificó una contracción en las importaciones del rubro combustibles y energía, el cual se redujo interanualmente un 65% (MUSD -1.602).

Intercambio Comercial Argentino (ICA) - INDEC (en MUSD)



EXPORTACIONES (enero - abril de cada año)

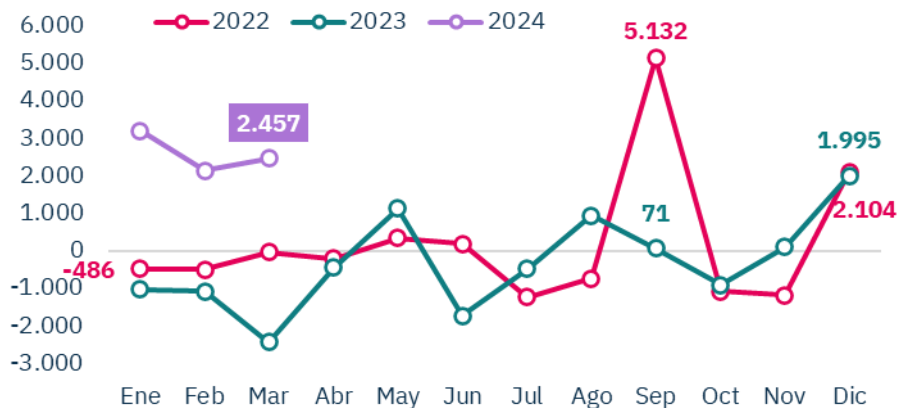


IMPORTACIONES (enero - abril de cada año)



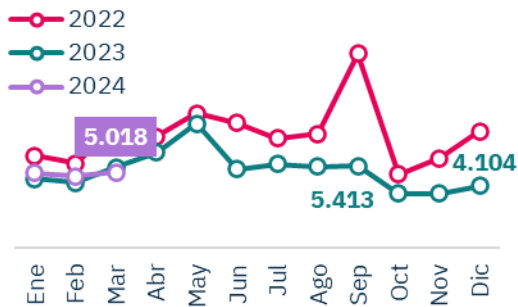
Mercado Único y Libre de Cambios

Resultado del Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) (en MUSD)

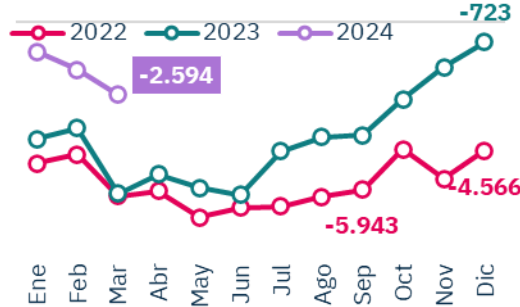


- En **marzo** el MULC registró un saldo positivo (+2.457 MUSD), con ingresos por exportaciones de MUSD 5.018, valor en línea con lo verificado en el mismo mes de 2023.
- Por su parte, se observa una importante disminución en el pago de importaciones de bienes con relación al primer trimestre de los años previos, mientras que el saldo de servicios resultó levemente negativo.

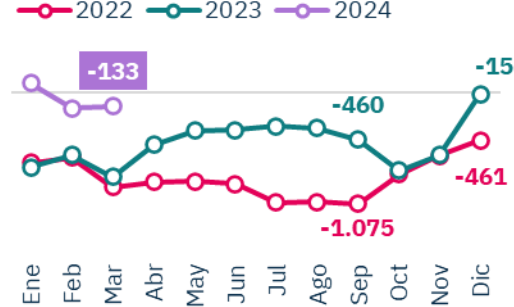
Cobro de exportaciones de bienes (en MUSD)



Pagos de importaciones de bienes (en MUSD)



Saldo Servicios (en MUSD)

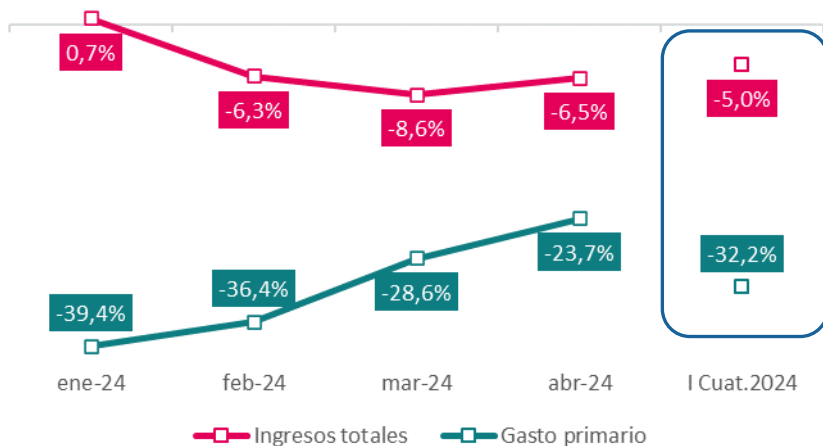


Fuente: elaboración propia en base a BCRA.

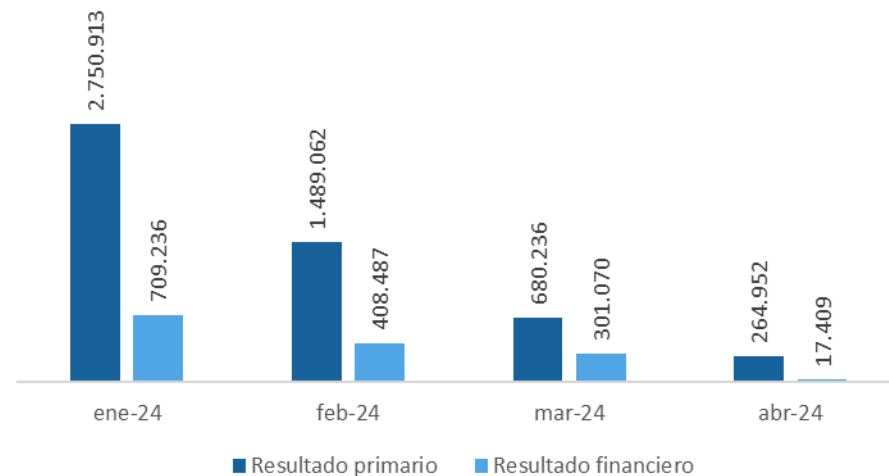
Resultado fiscal

- Por primera vez en más de una década se alcanzó en el primer cuatrimestre del año de manera simultánea un superávit primario y financiero. Este resultado se explica por la sensible contracción que experimentó el gasto primario del sector público nacional, ya que los ingresos se redujeron, en términos reales, en un 5,0%.
- El superávit alcanzado permitió sobre cumplir la meta acordada con el FMI.
- De todas formas, a lo largo del primer cuatrimestre se observó una disminución progresiva del superávit, producto de la disminución de los ingresos y un menor nivel de contracción en el gasto.

Variación interanual del ingreso y del gasto primario del sector público nacional a pesos constantes, Ene.24 – Abr.24. (en Var. % ia)



Resultado primario y financiero del sector público nacional, Ene.24 – Abr.24. (en millones de pesos constantes de abril de 2024)

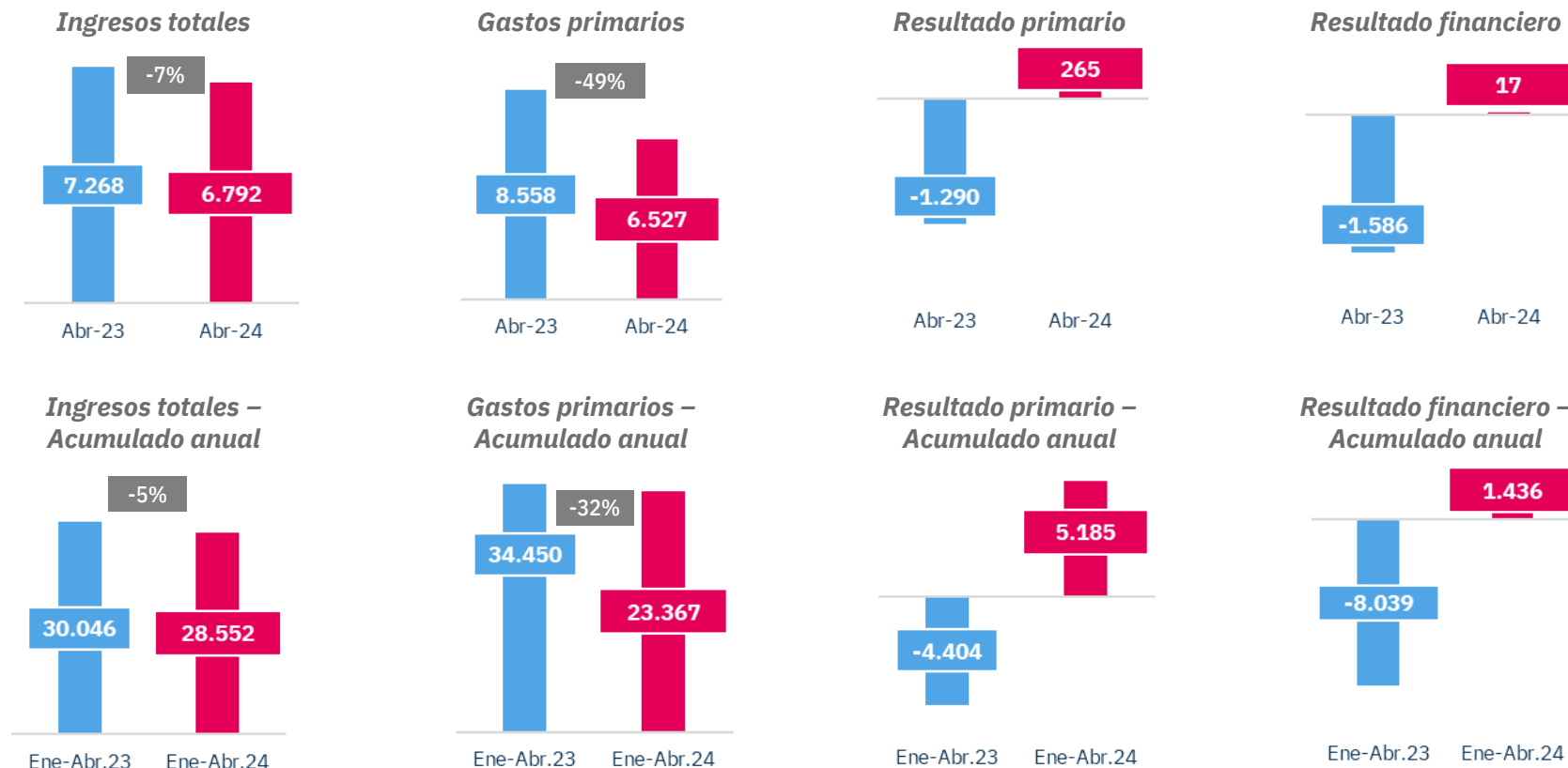


Situación fiscal

- En el primer cuatrimestre del año los ingresos totales, medidos en moneda constante, se redujeron un 5%, mientras que los gastos disminuyeron un 32%, permitiendo alcanzar un superávit primario y financiero.

**Subsidios a la energía
Ene-Abr 2024:
- 37% interanual en
términos reales.**

Ingresos y gastos del sector público, en pesos constantes (base caja) (miles de millones de AR\$ constantes de abr-24 y %)

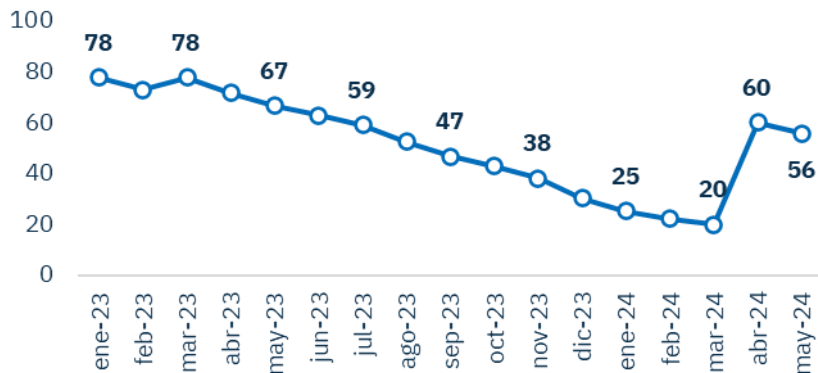


Precios de la energía

- Durante el año pasado, la aceleración de la inflación y el “control” de los precios energéticos domésticos en el marco del proceso electoral, condujeron a una disminución acelerada en el valor real de la energía en el mercado local.
- En los primeros meses del nuevo gobierno se comenzó a corregir la distorsión de precios relativos generada en el período anterior.
- Sin embargo, dichas correcciones fueron perdiendo intensidad en los últimos meses, cuando el eje de la política macroeconómica se enfocó en alcanzar una desaceleración sustantiva en el ritmo de variación de los precios domésticos.

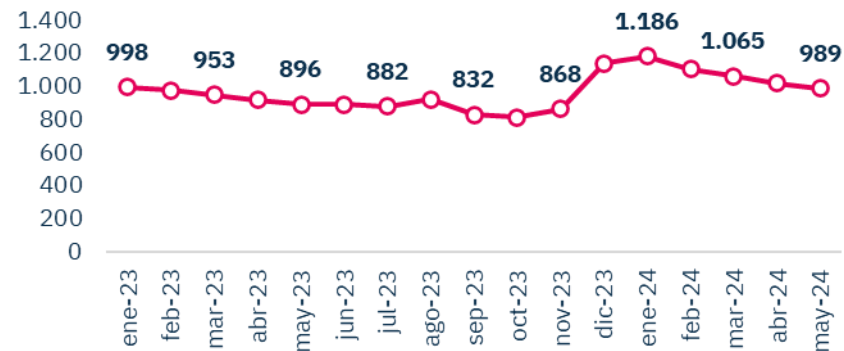
Valor del gas natural en el PIST, Ene.23 – May.24.⁽¹⁾⁽³⁾

(en \$ constantes de abril de 2024/MMBTU)



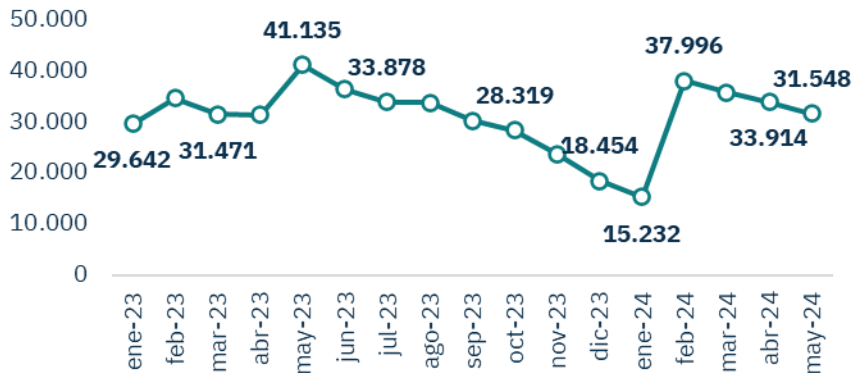
Precios de los combustibles en surtidor, Ene.23 – May.24.⁽¹⁾⁽²⁾

(en \$ constantes de abril de 2024/litro)



Precio estacional de la energía eléctrica, Ene.23 – May.24.⁽¹⁾⁽⁴⁾

(en \$ constantes de abril de 2024/MWh)



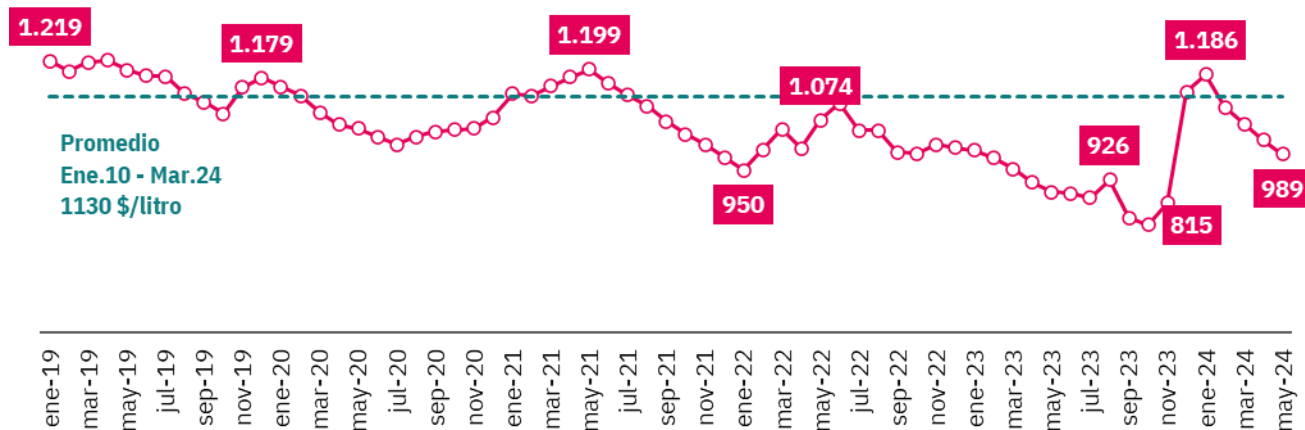
Nota: (1) Se consideró la variación del IPC para el mes de mayo de 2024 proyectada en el último relevamiento del REM. (2) Precio promedio ponderado de naftas y gasoil. Para el precio de mayo se consideró un incremento de los precios en surtidor del 4%. (3) Precio promedio abonado por el segmento residencial y comercial e industrial (SGP) en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST). No se considera el precio abonado en el segmento desregulado. (4) Precio promedio ponderado abonado por la demanda. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, BCRA y ENARGAS.

Precio de los combustibles en surtidor

- Desde finales del año pasado el precio de los combustibles en surtidor verificó una sensible recomposición desde los valores mínimos que había alcanzado. En enero de 2024, el precio de los combustibles se ubicaba en términos nominales un 149% por encima de los valores registrados en el mes de octubre del año pasado.
- Sin embargo, desde el mes de febrero el precio de los combustibles se actualizó por debajo del ritmo de variación de los precios, conduciendo a un nuevo abaratamiento de los mismos en el mercado doméstico. En mayo de 2024, el precio de los combustibles en surtidor, en términos reales, se encontraba un 17% por debajo de los valores verificados en enero de 2024.
- De esta forma, la posibilidad de alcanzar un precio de paridad de exportación para el crudo comercializado en el mercado local se fue alejando a lo largo de los últimos meses, más aún en un contexto de elevados precios del crudo en el mercado internacional.

Evolución del precio de las naftas y el gasoil en surtidor, Ene.19 – May.24 ⁽¹⁾ / ⁽²⁾

(en AR\$ constantes de Abr-24/litro)



El precio de los combustibles en surtidor durante los primeros cinco meses de 2024 se ubicó, en términos reales, un 13% por encima del valor verificado en idéntico período del año pasado.

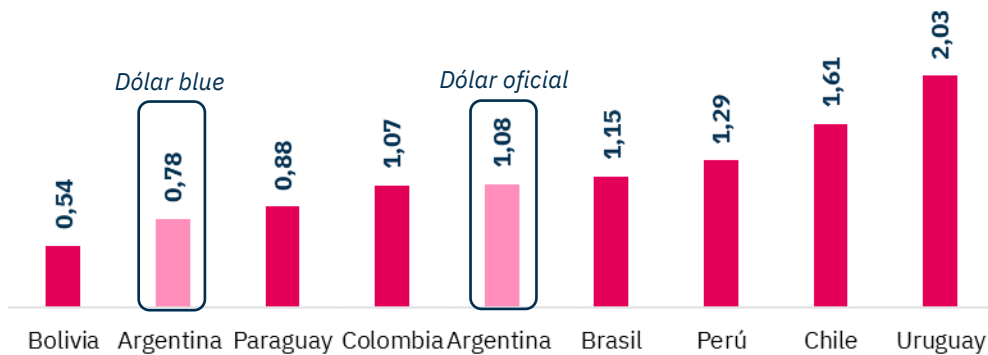
En mayo de 2024, los combustibles en surtidor verificaron un incremento interanual del 10%.

Notas: (1) El precio corresponde al promedio ponderado por volumen de la nafta súper, premium, gasoil grado 2 y 3. (2) Se muestra la información oficial hasta abril de 2024. Para el mes de mayo de 2024 se consideró una variación del IPC del 7,5% de acuerdo con la última estimación REM del BCRA y un incremento de los precios en surtidor del 4%. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, INDEC y BCRA.

Precio de los combustibles en los países limítrofes

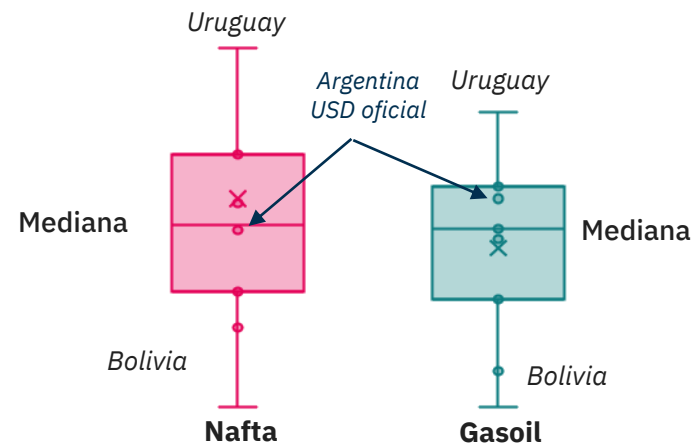
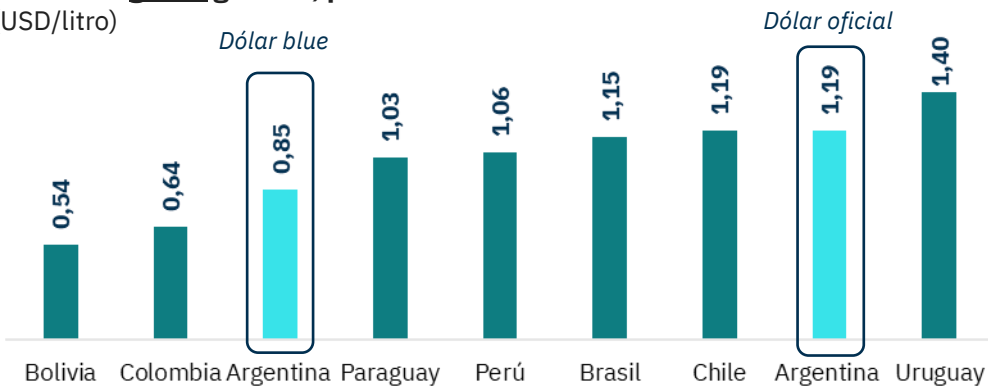
Precio de la nafta grado 2, países seleccionados⁽¹⁾

(USD/litro)



Precio del gasoil grado 2, países seleccionados⁽¹⁾

(USD/litro)



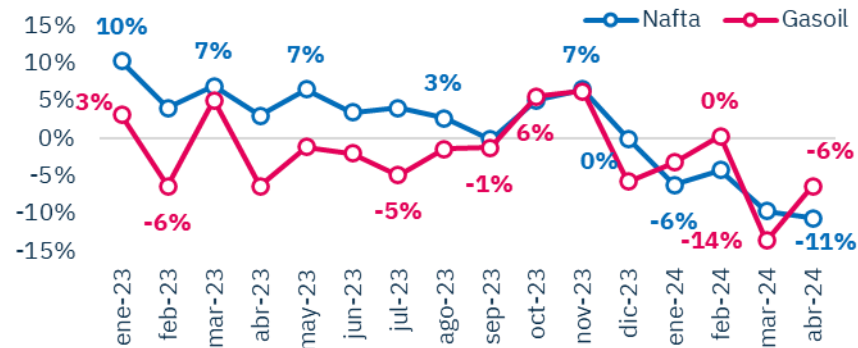
- Tras la recomposición del precio de los combustibles en surtidor en la Argentina, los mismos valuados al dólar oficial quedaron, en el caso de las naftas, en la mediana de la región y entre los más altos en el caso del gasoil.
- Sin embargo, los combustibles valuados al dólar blue se continúan encontrando entre los valores más bajos de la región.

Notas: (1) El precio de los combustibles en Argentina se estimó en base a la información de la Secretaría de Energía correspondiente al mes de abril de 2024 y se le aplicó un incremento del 4% en los precios en surtidor. Se utilizó como tipo de cambio la cotización del dólar blue, correspondiente al 23 de mayo de 2024 (1.234 AR\$/USD) y el tipo de cambio oficial de idéntico período. Los precios publicados por Global Petrol Prices corresponden a combustibles grado dos y la fecha de publicación es del 20 de mayo de 2024. Fuente: elaboración propia en base a datos de Global Petrol Prices, Secretaría de Energía y BCRA.

Venta de combustibles

- En el primer cuatrimestre de 2024, las ventas de naftas se redujeron un 8% respecto a idéntico período de 2023, traccionadas por la disminución del consumo en las naftas grado 3. En dicho período, las naftas grado 3 verificaron una contracción interanual del 22% y las naftas grado 2 del 2%.
- A su vez, las ventas de gasoil disminuyeron interanualmente un 6% en el primer cuatrimestre del año, con una contracción del 9% en el gasoil grado 3 y del 5% en el grado 2.
- Se debe destacar que las ventas de naftas continuaron su sendero descendente, alcanzando en abril una disminución interanual del 11%. En tanto, las ventas de gasoil se recuperaron levemente registrando una contracción interanual del 6% en abril.

Variación interanual de las ventas de combustibles.
(en porcentajes)

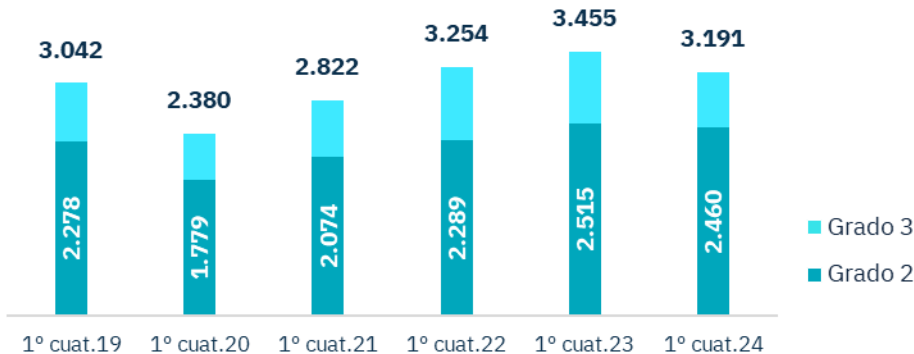


Ventas de naftas, primer cuatrimestre de cada año.

(miles de m3)

1°C.24 vs 1°C.22: -2%

1°C.24 vs 1°C.23: -8%

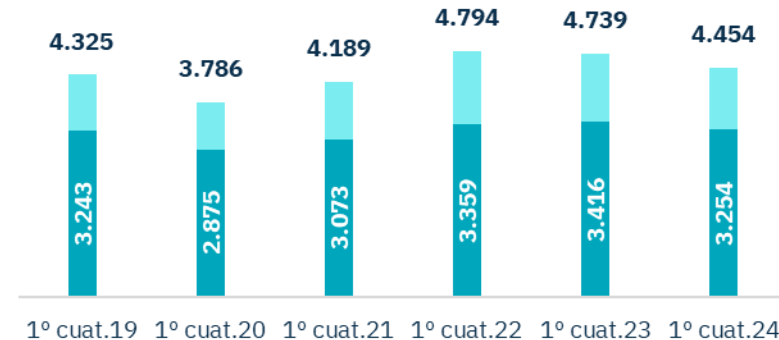


Ventas de gasoil, primer cuatrimestre de cada año.

(miles de m3)

1°C.24 vs 1°C.22: -7%

1°C.24 vs 1°C.23: -6%



Impuesto a los combustibles líquidos y al CO₂

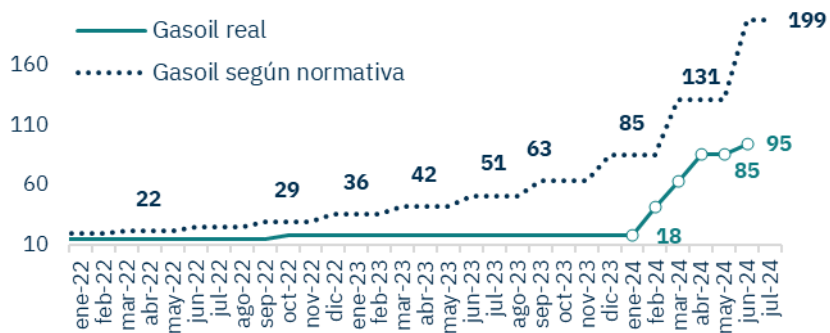
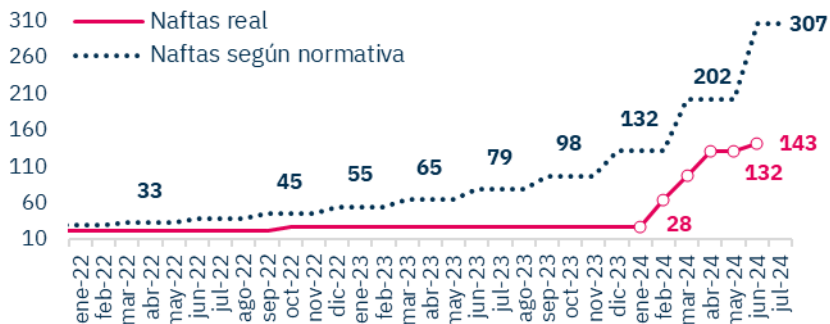
Según a la normativa vigente, el ICL y CO₂ debe actualizarse trimestralmente de acuerdo a la variación del IPC Nacional.

A través del Decreto N° 107 del 31/01/2024 se dispusieron **incrementos escalonados** en los montos del impuesto. De este modo, las actualizaciones pendientes se aplicarían en los meses de febrero, marzo, abril y mayo.

Por medio del Decreto N° 375 del 30/04/2024 se **postergó la actualización** que debía aplicarse desde el 1° de mayo al 1° de junio.

Sin embargo, el Decreto N° 466 del 28/05/2024 determinó un **aumento parcial** del monto del impuesto, postergándose el incremento pendiente al mes de julio.

Evolución real y según normativa del ICL y al CO₂ (AR\$/litro)



Incrementos del ICL y al CO₂ a aplicarse en los próximos meses⁽¹⁾:

	Naftas	Gasoil
Junio 2024	+ 10,7 \$/litro	+ 9,2 \$/litro
Julio 2024	+ 164,0 \$/litro	+ 104,0 \$/litro

La actualización parcial del monto del impuesto en el mes de junio de 2024 significa una pérdida de recaudación estimada en 225 MUSD por las ventas de combustibles de dicho mes.⁽²⁾

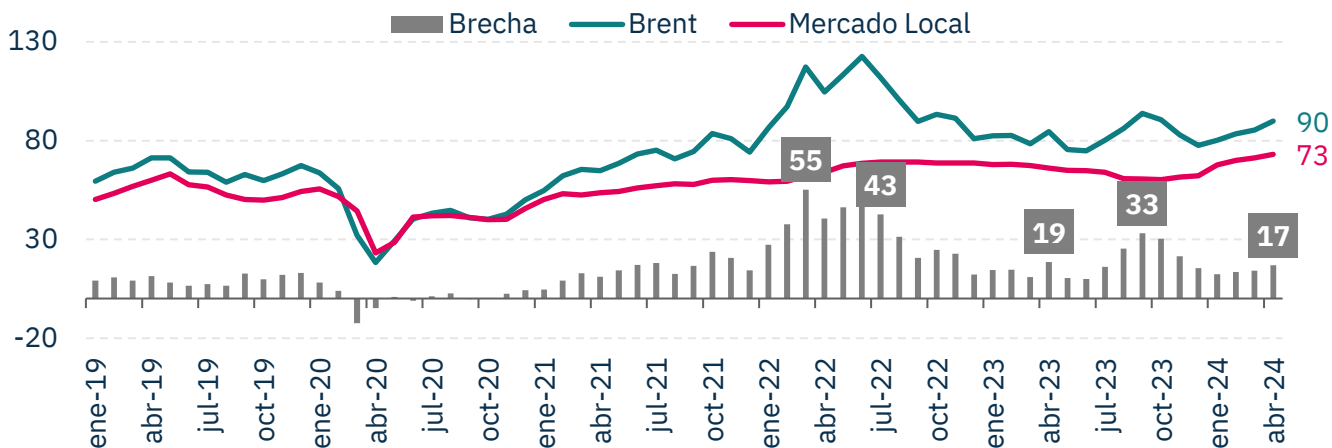
Notas: (1) Dichos valores corresponden a los montos publicados por el INDEC. Sin embargo, dado que los biocombustibles se encuentran exentos, así como las ventas en la zona sur del país, el impacto promedio en los precios en surtidor a nivel nacional resulta inferior. En el caso de las naftas, el aumento en junio promedia los 8,5 \$/litro y en julio los 129,4 \$/litro. Para el gasoil, el aumento promedio en junio es de 8,1 \$/litro y en julio de 91,8 \$/litro. (2) Se contempla el mismo volumen de ventas que en junio de 2023, ventas en la zona exenta del 11% sobre las ventas totales, un corte con biodiesel del 7,5% y con etanol del 12%. Fuente: elaboración propia en base a AFIP y Sec. de Energía.

Precio del crudo en el mercado local

- El aumento en el precio de los combustibles en surtidor a partir del mes de noviembre permitió **incrementar el valor del crudo comercializado en el mercado local** en más de 12 USD/bbl desde octubre de 2023, alcanzando en abril de 2024 los 73 USD/bbl. Si bien la brecha de precios continúa siendo elevada, alcanzando los 14 USD/bbl en el primer cuatrimestre de 2024, es un valor inferior al promedio verificado en los años 2022 y 2023 (27 USD/bbl).
- Sin embargo, la **ralentización del ritmo de incremento de los precios en surtidor** a lo largo de los últimos meses **impidió continuar convergiendo al precio de paridad de exportación**. A la vez, que la postergación del incremento de la alícuota del ICL y CO₂, implicó un elevado costo fiscal.
- Las postergaciones dispuestas en la actualización de la alícuota del ICL y CO₂, determinarán una pérdida de recursos fiscales por aproximadamente 810 MUSD durante el primer semestre de 2024.

Evolución del Brent y del crudo en el mercado local, Ene.19 – Abr.24 ⁽¹⁾

(en USD/BBL)



Brecha (Brent / Crudo Local)	
1er. Cuatrimestre 2023:	15 USD/BBL
1er. Cuatrimestre 2024:	14 USD/BBL

Postergación de los incrementos tarifarios

TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- A la fecha aún no se publicó la programación estacional de invierno, para el período mayo-agosto. Por lo tanto, siguen vigentes los precios establecidos en la Resolución N°7 de la Secretaría de Energía.
- Adicionalmente, en el caso del AMBA se debería haber instrumentado el mecanismo de ajuste mensual del valor agregado de distribución previsto en las Resoluciones ENRE N°101 y N°102. Este mecanismo ajusta el VAD según la variación del IVS⁽²⁾ (55%), el IPIM (25%) y el IPC (20%).⁽¹⁾
- Si se hubiera instrumentado el aumento del precio estacional de la energía para los usuarios de nivel 1 y bloque excedente del nivel 3, junto con el mecanismo de actualización del VAD (9%) para el conjunto de los usuarios, los incrementos en las tarifas del AMBA en mayo hubieran sido los siguientes:

En %	May.24 vs. Feb.24
Nivel 1	33%
Nivel 2	5%
Nivel 3	9%

La actualización del VAD en mayo de 2024 debería haber alcanzado el 9%

TARIFAS DE GAS NATURAL

- La Resolución N°41 de la Secretaría de Energía estableció los precios en dólares del gas natural en el PIST entre abril y diciembre de 2024 para los usuarios de nivel 1, nivel 3 bloque excedente y del servicio general. Sin embargo, el precio de mayo no fue trasladado a la tarifa, ya que no se publicaron los nuevos cuadros tarifarios.
- Adicionalmente, se debería haber instrumentado el mecanismo de ajuste mensual del valor agregado de transporte (actualizado por IVS⁽²⁾ (47%), IPIM (27%) e ICC⁽³⁾ (26%)) y el valor agregado de distribución (actualizado por IVS⁽²⁾ (49%), IPIM (37%) e ICC⁽³⁾ (14%)). Dicho incremento fue aplazado a través de la resolución ENARGAS N°224.
- Si se hubiera instrumentado el aumento del precio del gas natural, junto con el mecanismo de actualización, los incrementos en las tarifas en mayo hubieran sido los siguientes:

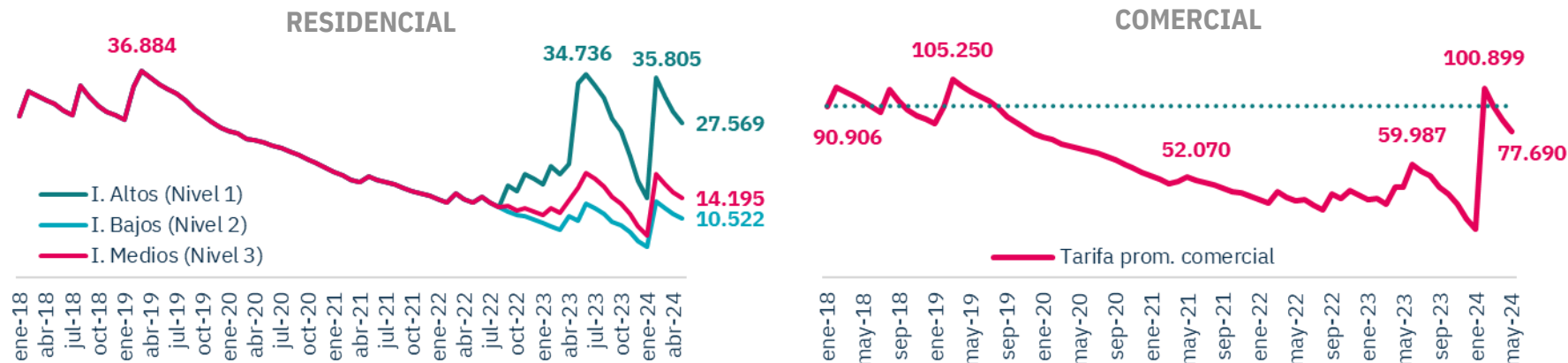
En %	May.24 vs. Abr.24
Nivel 1	22%
Nivel 2	6%
Nivel 3	11%

La actualización del VAD y el VAT en mayo de 2024 deberían haber alcanzado el 8% y 7% respectivamente

Tarifas de energía eléctrica en el AMBA

Evolución de la tarifa residencial y comercial de energía eléctrica en el AMBA, Ene.18 – May.24. ^{(1) (2)}

(AR\$ constantes de abr-24/ mes)



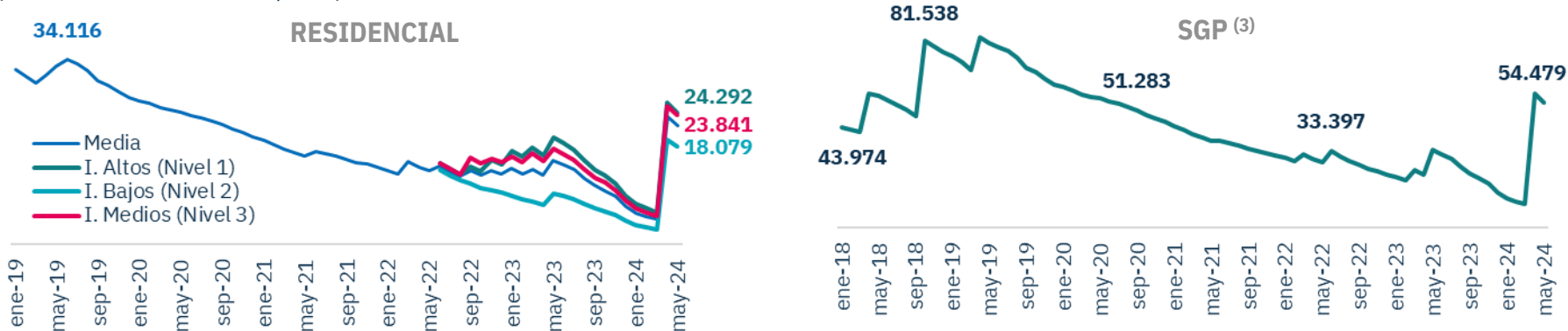
\$ constantes/mes y %	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Residencial	G1	G2	G3	Comercial e industrial
Ene.23 / May.23	21.991	9.768	12.997	14.625	18.746	100.320	341.395	43.770
Ene.24 / May.24	27.917	10.648	14.410	17.344	35.690	171.074	540.140	75.784
Var. %	+27%	+9%	+11%	+19%	+90%	+71%	+58%	+73%
May.23	34.736	10.253	16.051	19.842	19.754	109.088	396.151	48.226
May.24	27.569	10.522	14.195	17.123	36.835	175.438	549.137	77.690
Var. %	-21%	+3%	-12%	-14%	+86%	+61%	+39%	+61%

Notas: (1) Se muestra el promedio ponderado por la cantidad de usuarios entre Edenor y Edesur. La media se ponderó por la cantidad de usuarios por nivel informada por la Secretaría de Energía. (2) Para el mes de mayo se consideró una inflación del 7,5%, de acuerdo con el último Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) del BCRA. (3) Promedio ponderado por la demanda y cantidad de usuarios. Fuente: elaboración propia en base a ENRE, INDEC y Secretaría de Energía.

Tarifas de gas natural en el AMBA

Evolución de la tarifa media de gas natural en el AMBA, Ene.18 – May.24. ^{(1) (2)}

(AR\$ constantes de abr-24/ mes)



\$ constantes/mes y %	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Residencial	Ejemplos SGP ⁽⁴⁾		
					350 m3/año	2.700 m3/año	25.200 m3/año
Ene.23 / May.23	17.521	8.412	16.294	13.902	5.490	23.543	263.223
Ene.24 / May.24	14.093	9.426	13.479	12.243	9.383	28.598	283.699
Var. %	-20%	+12%	-17%	-12%	71%	21%	8%
May.23	19.780	9.483	17.672	15.517	6.307	25.618	281.993
May.24	24.292	18.079	23.841	21.916	19.528	56.389	545.779
Var. %	+23%	+91%	+35%	+41%	210%	120%	94%

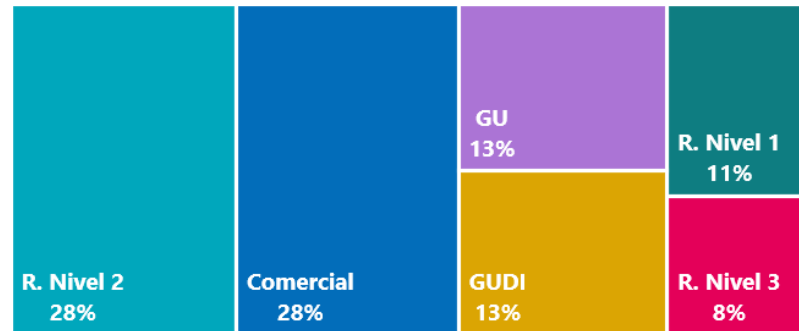
Dada la dispersión de los consumos de gas natural de los usuarios del servicio general P, se muestran ejemplos representativos que corresponden a consumos de SGP 1 y 2.

Notas: (1) A partir de los cuadros tarifarios de cada nivel de ingresos, se estimaron las tarifas promedio anuales para cada categoría de consumo (R), considerándose el volumen medio de consumo de cada una de ellas. Las tarifas medias de la distribuidora corresponden al promedio ponderado por la cantidad de usuarios de cada categoría de consumo. En el caso de las tarifas de nivel 2 se las ponderó por los usuarios con y sin tarifa social según los datos informados por la Secretaría de Energía. Las tarifas medias se ponderaron por la cantidad de usuarios por nivel informada por la Secretaría de Energía. (2) Para el mes de mayo se consideró una inflación del 7,5% de acuerdo al último Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) del BCRA. (3) Se considera un consumo de 350 m3 anuales para SGP1, de 12.000 anuales para SGP2 y de 108.000 anuales para SGP3, ponderado por la cantidad de usuarios. (4) Estos consumos corresponden a usuarios SGP1 y SGP2; estas categorías representan el 99% de los usuarios comerciales en el AMBA. Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS.

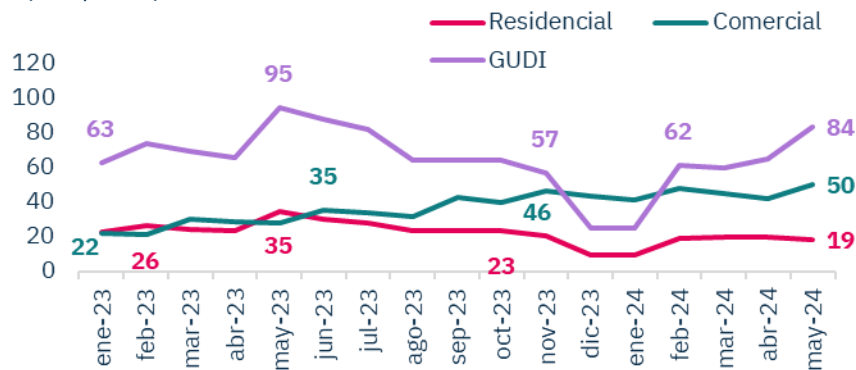
Energía eléctrica

- El aumento del precio estacional de la energía eléctrica dispuesto a comienzos del mes de febrero permitió que los usuarios industriales, comerciales y residenciales de altos ingresos abonaran un precio cercano al costo de generación hasta el mes de abril.
- Sin embargo, la no modificación del precio estacional de la energía eléctrica, establecido en pesos, para los usuarios residenciales de ingresos bajos y medios condujo a que este conjunto de usuarios abonara una fracción cada vez menor del costo de generación.
- El precio estacional abonado por el conjunto de la demanda cubrió en promedio sólo el 48% del costo de generación** durante los primeros cinco meses de 2024, valor similar al verificado en idéntico período del año pasado.

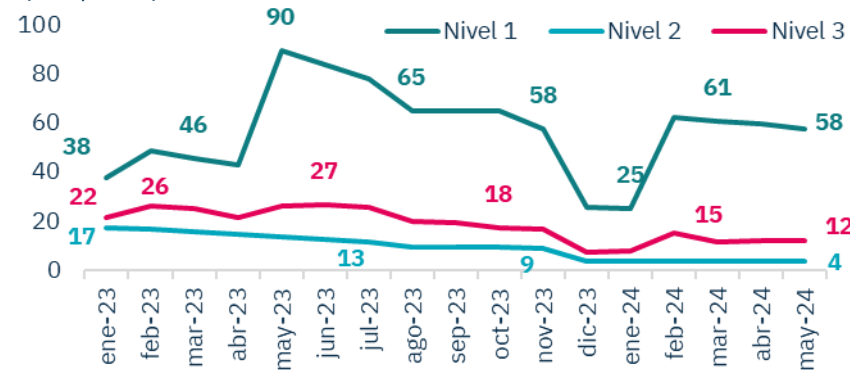
Distribución de la demanda residencial de energía eléctrica por segmento y nivel, últimos 12 meses (porcentajes)



Precio estacional por segmento, Ene.23 – May.24. ⁽¹⁾⁽²⁾
(USD/MWh)



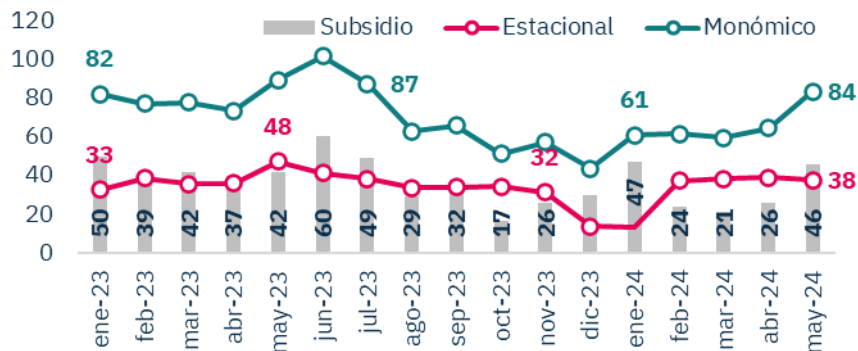
Precio estacional residencial por nivel, Ene.23 – May.24. ⁽¹⁾
(USD/MWh)



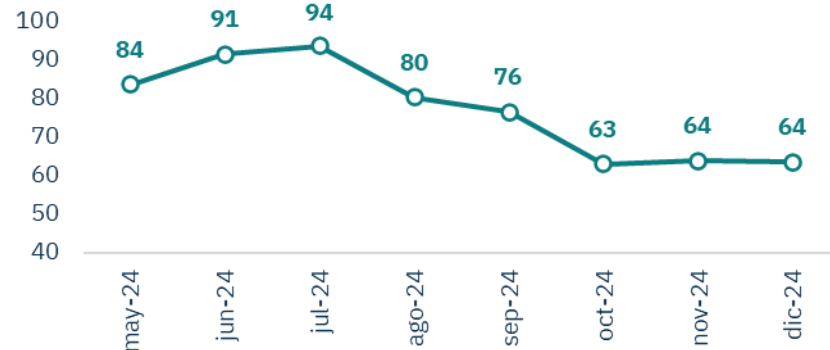
Nota: (1) Los precios incluyen transporte. Los valores en dólares consideran el tipo de cambio del último día hábil del mes. Para el mes de mayo se consideró un costo monómico de 84 USD/MWh y un tipo de cambio de 895 AR\$/USD. (2) Desde febrero de 2024 incluye los cargos definidos por la Resolución N°976/2023 para las demandas caracterizadas como Grandes Demandas (GUDIs) que permite equiparar al costo monómico independientemente de que este precio sea trasladado o no a través de la publicación de los cuadros tarifarios. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, CAMMESA y BCRA.

Energía eléctrica

Costo monómico de generación (inc. transporte) y precio estacional, Ene.23 – May.24 ⁽¹⁾ (USD/MWh)



Proyección del costo monómico de generación (inc. transporte), May.24 – Dic.24 ⁽¹⁾ (USD/MWh)



USD/MWh	Precio estacional	Costo monómico	Subsidio
Ene.23 / May.23	38	80	42
Ene.24 / May.24	32	66	33
Var. %	-14%	-18%	-22%
May-23	48	89	42
May.24	38	84	46
Var. %	-21%	-6%	10%

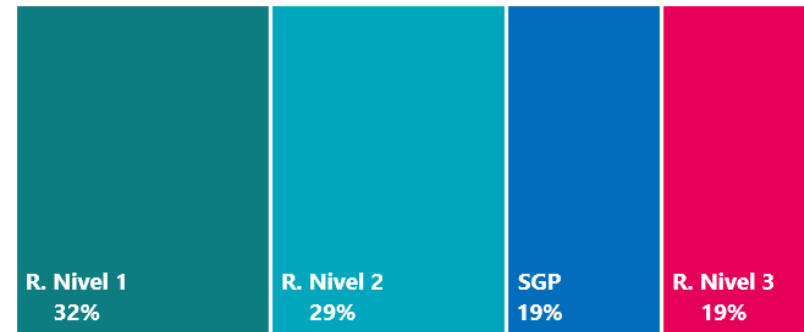
- Los subsidios a la energía eléctrica alcanzaron en los primeros cinco meses de 2024 los 33 USD/MWh, un 22% menos que en 2023. Sin embargo, esta reducción se explica por la baja del costo monómico, no por el aumento del precio estacional. En efecto, el precio promedio abonado por la demanda, en los primeros cinco meses de 2024, se redujo interanualmente en un 14% medido en dólares.
- La **no actualización del precio estacional de la energía eléctrica** para los usuarios residenciales de ingresos bajos y medios, que no se modifica desde comienzos de 2023, fue determinante en esta trayectoria.
- La quita total de subsidios en el segmento comercial e industrial no alcanzó a compensar la trayectoria tarifaria del sector residencial
- El **aumento del costo monómico de generación durante el período invernal** se traducirá en un sensible incremento en el nivel de subsidios si no se actualiza el precio estacional de la energía eléctrica.

Nota: (1) Los precios incluyen transporte. Los valores en dólares consideran el tipo de cambio del último día hábil del mes. Para el mes de mayo se consideró un tipo de cambio de 895 AR\$/USD. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, CAMMESA y BCRA.

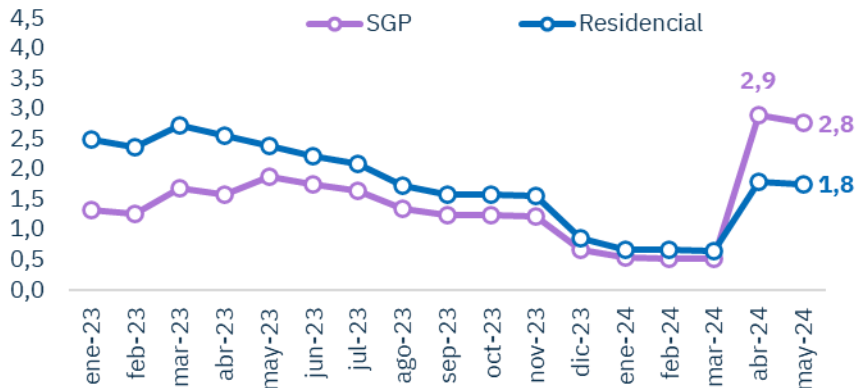
Gas natural

- La actualización de los cuadros tarifarios en abril de 2024 permitió recomponer parcialmente los precios abonados por la demanda por el gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST).
- En los primeros cinco meses de 2024, la demanda abonó en promedio 1,2 USD/MMBTU, un 47% menos que en idéntico período del año pasado. La depreciación de la moneda, el retraso en la instrumentación de los nuevos cuadros tarifarios y la disminución del precio abonado por los usuarios residenciales de ingresos medios y bajos fueron determinantes en este proceso.
- A su vez, se debe destacar que la suspensión de la actualización de los cuadros tarifarios en el mes de mayo de 2024 supuso un **incremento en la brecha entre el costo de suministro y el precio abonado por la demanda**.

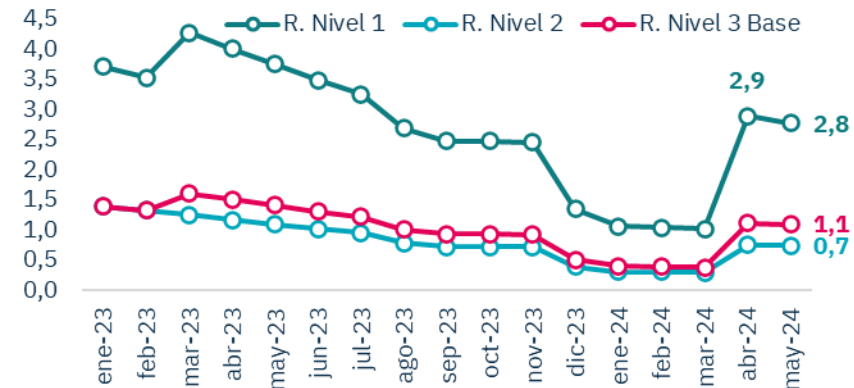
Distribución de la demanda de gas natural a distribuidoras por segmento y nivel, últimos 12 meses ⁽¹⁾ ⁽²⁾ (porcentajes)



Precio del gas natural en el PIST, Ene.23 – May.24. ⁽³⁾ (USD/MMBTU)



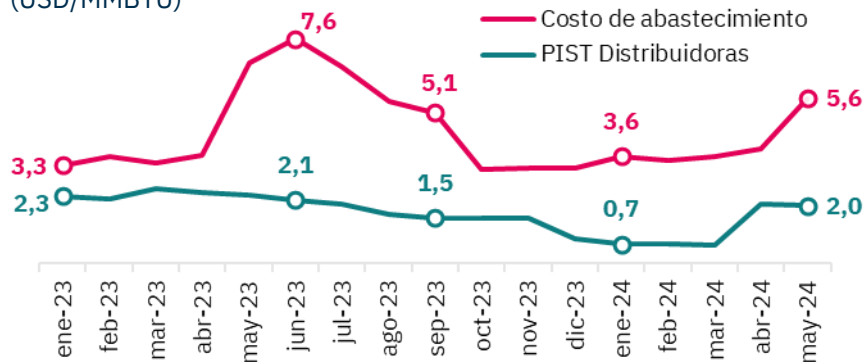
Precio del gas natural residencial según nivel, Ene.23 – May.24. (USD/MMBTU)



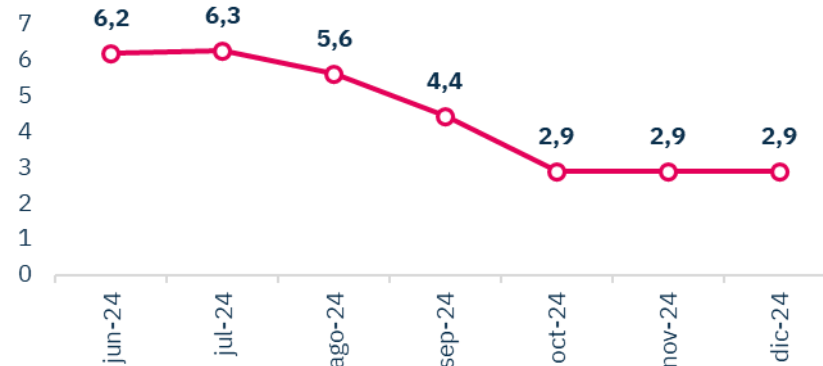
Notas: (1) La demanda residencial incluye subdistribuidores. (2) Ante la falta de información pública oficial sobre la demanda por nivel se supuso que ésta se distribuye conforme a la cantidad de usuarios por nivel informada por la Secretaría de Energía. (3) El precio residencial corresponde al promedio ponderado por la cantidad de usuarios por nivel. El precio no residencial se estimó en base a los volúmenes consumidos por cada categoría de usuario. Fuente: elaboración propia en base a Ministerio de Economía.

Gas natural

Costo de abastecimiento de la demanda prioritaria de gas natural y precio abonado por la demanda, Ene.23 – May.24. ⁽¹⁾ ⁽²⁾
(USD/MMBTU)



Proyección del costo de abastecimiento de gas natural de la demanda prioritaria, Jun.24 – Dic.24. ⁽¹⁾ (USD/MMBTU)



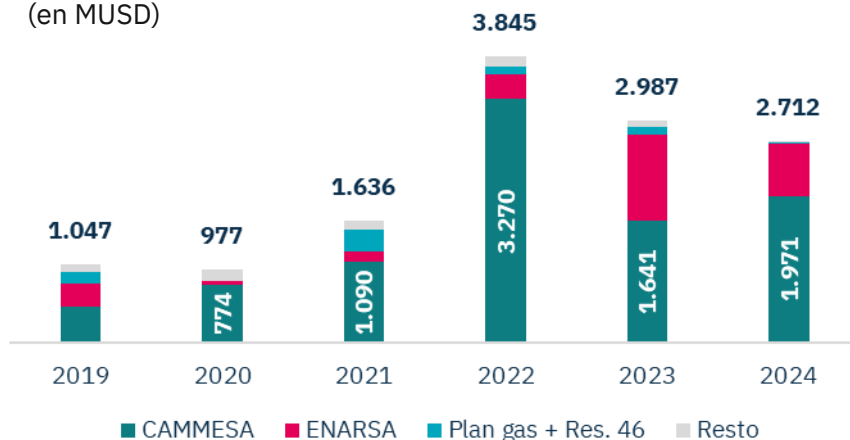
USD/MMBTU	Precio del gas natural en el PIST	Costo de abastecimiento	Subsidio ⁽¹⁾
Ene.23 / May.23	2,3	4,3	2,0
Ene.24 / May.24	1,2	4,1	2,9
Var. %	-47%	-4%	47%
May-23	2,3	6,8	4,5
May.24	2,0	5,6	3,6
Var. %	-15%	-18%	-19%

- A diferencia de lo acontecido en energía eléctrica, **en gas natural se mantuvieron los subsidios a los usuarios industriales, comerciales y residenciales de altos ingresos.** En efecto, el precio del gas natural para este conjunto de usuarios establecido por la SEN implica un valor promedio ponderado anual de 3,9 USD/MMBTU ⁽³⁾, mientras que el costo de abastecimiento para 2024 se estimó en 4,8 USD/MMBTU. ⁽¹⁾
- A su vez, y en línea con lo acontecido en energía eléctrica, se estableció un precio del gas natural en el PIST para los usuarios residenciales de ingresos bajos y medios inferior al prevaleciente durante el primer semestre de 2023.
- En los primeros cinco meses de 2024, el subsidio unitario al consumo de gas natural representó 2,9 USD/MMBTU, un 47% más que en idéntico período del año pasado.

Deuda con acreedores y subsidios

- La Resolución N°58 de la Secretaría de Energía estableció las condiciones para la **cancelación de las deudas con las generadoras de energía eléctrica y los productores de gas natural** por las transacciones de CAMMESA correspondientes a los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024.
- La cancelación de la deuda se realizó a través de la **entrega de títulos públicos**, específicamente el AE38. Dado el horizonte de vencimiento del bono y la cotización actual del mismo, la propuesta conlleva una **quita sustantiva en la deuda** que el Estado Nacional mantenía con generadoras de energía eléctrica y productores de gas natural.
- La medida implica un **“ahorro”** de recursos para el Estado Nacional, en el actual ejercicio fiscal, de aproximadamente **533 MUSD** ⁽¹⁾, ya que reduce los subsidios a la energía que se deberán erogar durante el presente año.
- Más allá del alivio fiscal que implica esta medida en el corto plazo, en el mediano y largo plazo supondrá un aumento en los costos de ampliación del sistema eléctrico. En efecto, los contratos de ampliación de potencia firmados a lo largo de las últimas décadas no habían registrado incumplimientos contractuales significativos hasta el presente año.

Subsidios a la energía, primeros cinco meses de cada año ⁽²⁾ (en MUSD)



- Los subsidios a la energía transferidos por el Tesoro, en los primeros cinco meses de 2024, alcanzaron los 2.712 MUSD, un 9% menos que en idéntico período del año pasado.
- El inicio del período invernal y el retraso en la actualización de los cuadros tarifarios se traducirá en un aumento en los subsidios destinados al sector energético a lo largo de los próximos meses.
- En principio, durante esta semana se incrementaría el precio estacional de la energía eléctrica y el valor del gas natural en el PIST. A su vez, se establecerían toques de consumo para los usuarios nivel 2 y se modificarían los del nivel 3.

Notas: (1) Según la Resolución N°58 el monto adeudado a abonar con los bonos AE38 alcanzan un total de 1.074 billones. Estos deberían convertirse a dólares a la fecha de suscripción de los acuerdos, por lo que se consideró el tipo de cambio promedio del 1 al 28 de mayo. A su vez, se consideró el valor promedio del AE38 en idéntico período. (2) La estimación de los subsidios en dólares se realizó considerando el monto devengado en cada mes dividido por el tipo de cambio promedio del mes correspondiente. Para el mes de mayo de consideró el monto devengado al 28 de mayo de 2024 y el tipo de cambio promedio para el mismo período. Fuente: elaboración propia en base a ASAP, Presupuesto Abierto del Ministerio de Economía y BCRA.

Subsidios a la energía 2024: supuestos considerados

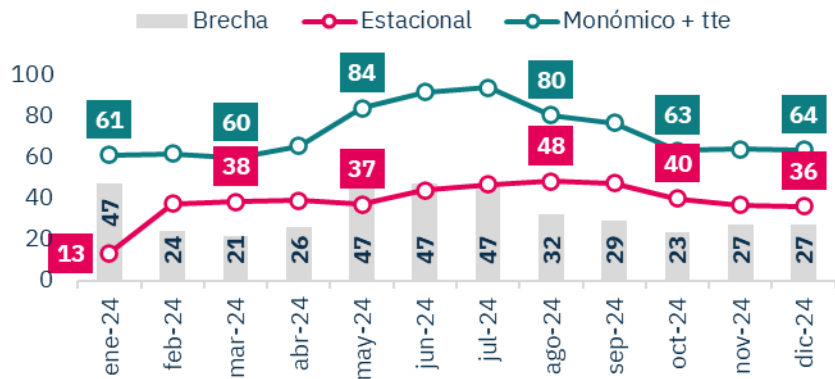
- A continuación, se detallan los supuestos considerados en los tres escenarios de proyección de los subsidios a la energía para 2024.

	Escenario I	Escenario II	Escenario III
Residencial – Nivel 1	Abonan costo pleno de suministro en energía eléctrica y se aplican los precios del gas en el PIST de la Resolución N°41 de la Secretaría de Energía a partir de Jun.24 ⁽¹⁾		Abonan costo pleno de suministro en energía eléctrica y se aplican los precios del gas en el PIST de la Resolución N°41 de la Secretaría de Energía a partir de Oct.24 ⁽²⁾
Residencial – Nivel 2	No se modifica el precio estacional ni el precio del gas en el PIST durante 2024 ⁽³⁾	Abonan el 25% del costo de suministro de energía eléctrica y del costo de abastecimiento del gas natural a partir de Jun.24	Abonan el 25% del costo de suministro de energía eléctrica y del costo de abastecimiento gas natural a partir de Oct.24
Residencial – Nivel 3	No se modifica el precio estacional ni el precio del gas en el PIST actual durante 2024 ⁽⁴⁾	Abonan el 50% del costo de suministro de energía eléctrica y del costo de abastecimiento del gas natural a partir de Jun.24	Abonan el 50% del costo de suministro de energía eléctrica y del costo de abastecimiento gas natural a partir de Oct.24
Comercial e industrial	Abonan costo pleno de suministro en energía eléctrica y se aplican los precios del gas en el PIST de la Resolución N°41 de la Secretaría de Energía a partir de Jun.24 ⁽⁵⁾		Abonan costo pleno de suministro en energía eléctrica y se aplican los precios del gas en el PIST de la Resolución N°41 de la Secretaría de Energía a partir de Oct.24 ⁽⁶⁾

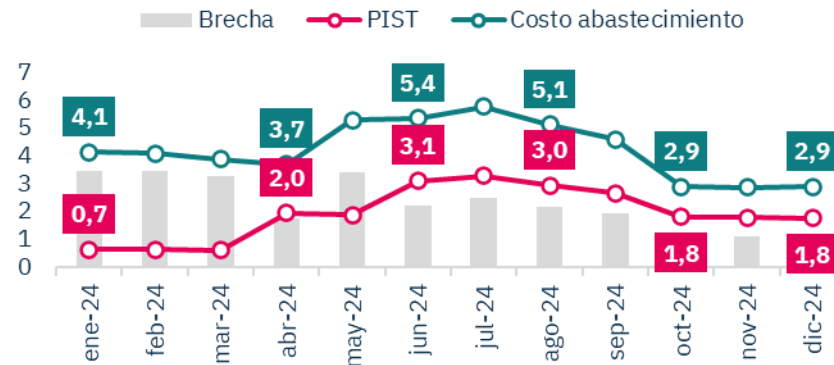
Notas: (1) Esto es, 4,5 USD/MMBTU entre junio y septiembre y 2,9 USD/MMBTU entre octubre y diciembre. (2) Esto es, 2,9 USD/MMBTU entre octubre y diciembre. (3) Se mantiene fijo el precio en pesos de los últimos cuadros tarifarios, esto es 24 AR\$/m³ entre abril y diciembre. (4) Se mantiene fijo el precio en pesos de los últimos cuadros tarifarios, esto es 36 AR\$/m³ entre abril y diciembre. (5) Esto es, 4,5 USD/MMBTU entre junio y septiembre y 2,9 USD/MMBTU entre octubre y diciembre. (6) Esto es, 2,9 USD/MMBTU entre octubre y diciembre.

Subsidios a la energía 2024: Escenario I

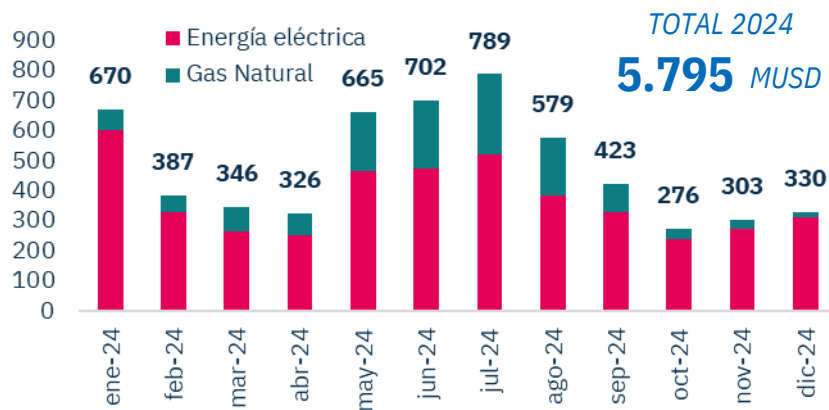
Costo monómico de generación y precio estacional abonado por la demanda en 2024 (USD/MWh)



Costo de abastecimiento de la demanda prioritaria de gas natural y precio abonado por la demanda en 2024 (USD/MMBTU)



Subsidios en el sistema de energía eléctrica y gas natural en 2024⁽¹⁾ (MUSD)

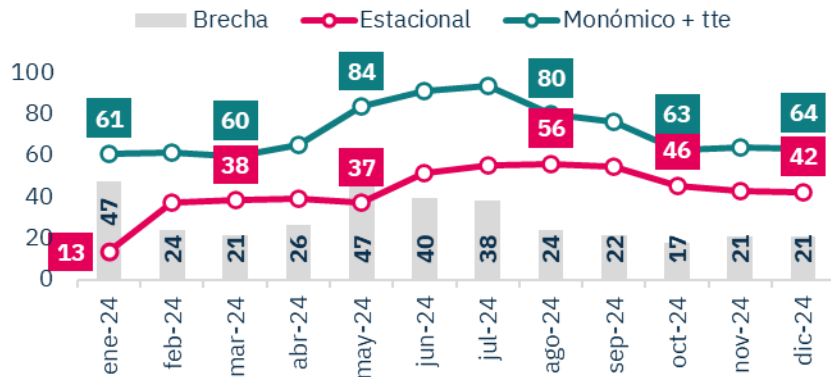


	ENERGÍA ELÉCTRICA (USD/MWh)	GAS NATURAL (USD/MMBTU)
Abonado por la demanda	38	2,1
Costo	72	4,8
Subsidio	34	2,7

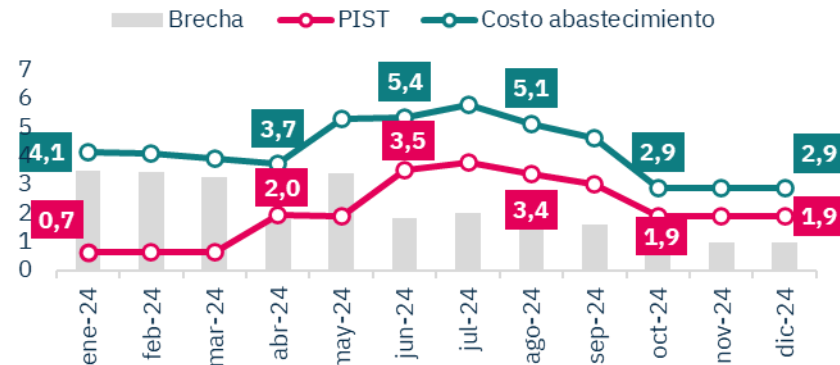
Nota: (1) Los cálculos mensuales no se corresponden con el devengamiento efectivo de los subsidios en las cuentas públicas, sino con el período en el cual se realizan las operaciones de venta de la energía, considerándose los volúmenes y precios estimados para cada mes. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA, ENARGAS y BCRA.

Subsidios a la energía 2024: Escenario II

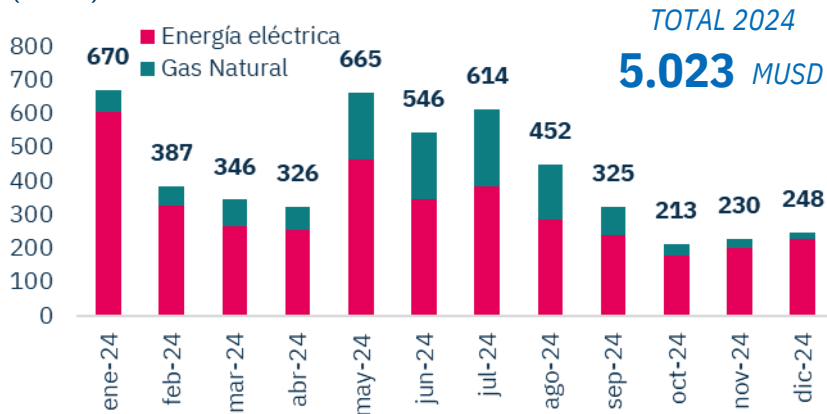
Costo monómico de generación y precio estacional abonado por la demanda en 2024 (USD/MWh)



Costo de abastecimiento de la demanda prioritaria de gas natural y precio abonado por la demanda en 2024 (USD/MMBTU)



Subsidios en el sistema de energía eléctrica y gas natural en 2024 (MUSD)

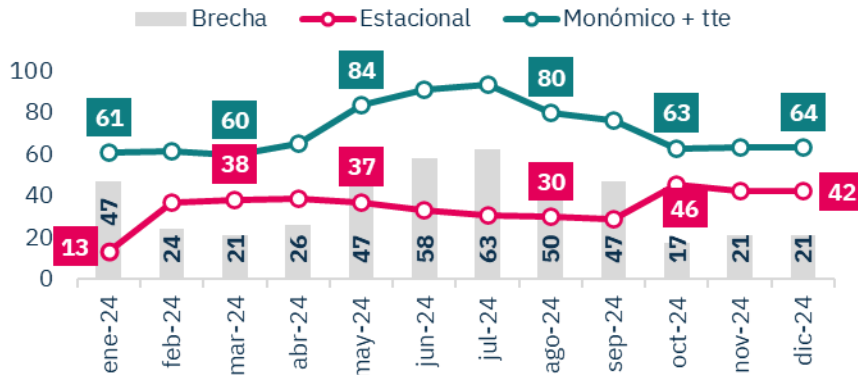


	ENERGÍA ELÉCTRICA (USD/MWh)	GAS NATURAL (USD/MMBTU)
Abonado por la demanda	43	2,3
Costo	72	4,8
Subsidio	29	2,5

Nota: (1) Los cálculos mensuales no se corresponden con el devengamiento efectivo de los subsidios en las cuentas públicas, sino con el período en el cual se realizan las operaciones de venta de la energía, considerándose los volúmenes y precios estimados para cada mes. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA, ENARGAS y BCRA.

Subsidios a la energía 2024: Escenario III

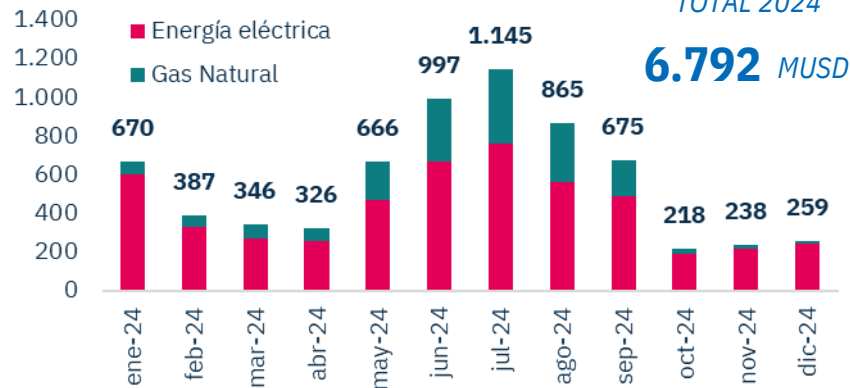
Costo monómico de generación y precio estacional abonado por la demanda en 2024 (USD/MWh)



Costo de abastecimiento de la demanda prioritaria de gas natural y precio abonado por la demanda en 2024 (USD/MMBTU)



Subsidios en el sistema de energía eléctrica y gas natural en 2024 (MUSD)



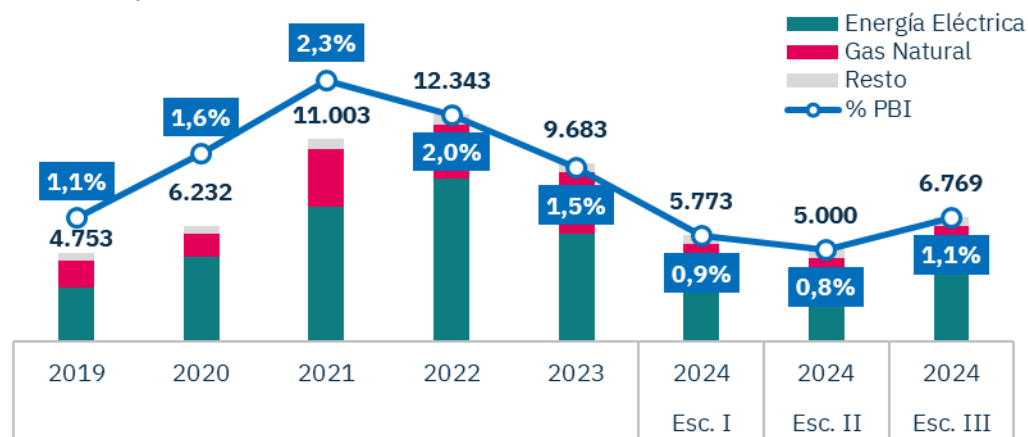
	ENERGÍA ELÉCTRICA (USD/MWh)	GAS NATURAL (USD/MMBTU)
Abonado por la demanda	34	1,6
Costo	72	4,8
Subsidio	38	3,2

Nota: (1) Los cálculos mensuales no se corresponden con el devengamiento efectivo de los subsidios en las cuentas públicas, sino con el período en el cual se realizan las operaciones de venta de la energía, considerándose los volúmenes y precios estimados para cada mes. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA, ENARGAS y BCRA.

Subsidios a la energía en 2024

- Más allá de las decisiones de política tarifaria que se instrumenten en los próximos meses, los subsidios a la energía en 2024 exhibirían una disminución respecto a lo verificado el año anterior, centralmente producto de la caída de los precios internacionales del GNL y el aumento en la capacidad de transporte de gas natural desde la cuenca neuquina, procesos que redundaron en una disminución del costo de suministro.
- A su vez, la decisión de abonar con títulos públicos dos meses de la transacción de CMMESA, implicará una disminución en la erogación de subsidios, en el presente ejercicio fiscal, de aproximadamente 533 MUSD.
- Aún en el caso de que se prorrogue el congelamiento tarifario durante el período invernal del presente año, los subsidios a la energía totalizarían 6.769 MUSD (Escenario III), un 30% menos que durante 2023.

Subsidios a la energía, 2019 - 2024 ⁽¹⁾
(en MUSD y cómo % del PIB)



- Los **subsidios** presentados para el año **2024** contemplan la aceptación por parte de las generadoras y productoras de gas natural de la cancelación de la deuda a través de letras del tesoro (AE38).
- Es decir, al monto de subsidios que debería devengarse, se **le restan 533 MUSD**, equivalentes a la diferencia entre el costo de adquisición de los títulos públicos por parte de CMMESA y los fondos que se deberían haber erogado para abonar las transacciones de diciembre 2023 y enero 2024.

Notas: (1) La estimación de los subsidios en dólares se realizó considerando el monto devengado en cada mes dividido por el tipo de cambio promedio del mes correspondiente. Para el mes de mayo se consideró el monto devengado al 28 de mayo de 2024. (2) Para el año 2024 se consideró un PBI de MUSD 637.000. Para ello se contempla una caída del PBI en pesos constantes del 3,5% anual, una inflación promedio del 247% y un tipo de cambio promedio para el año de 998 AR\$/USD, de acuerdo a las últimas proyecciones del REM BCRA. Fuente: elaboración propia en base a ASAP, Presupuesto Abierto del Ministerio de Economía y BCRA.

Subsidios a la energía 2024: Notas metodológicas

ENERGÍA ELÉCTRICA

- Para el período mayo – diciembre 2024 se mantuvo el nivel de demanda del año 2023.
- Se contempla un **costo monómico de generación** promedio para el año 2024 de **72 USD/MWh**, con un pico de 94 USD/MWh en el mes de julio.
- Las **bajas temperaturas** verificadas durante el mes de mayo, que se prevé que se mantengan durante el resto del invierno, y el retraso en la incorporación de las compresoras del gasoducto NK, determinarían durante los próximos meses una mayor utilización de **combustibles líquidos** que lo que había sido previsto a comienzos del año.
- Se asume que la mayor parte del gas importado es destinado a la demanda prioritaria de gas natural. En consecuencia, la utilización de combustibles por parte del segmento de generación dependerá centralmente de la **disponibilidad de gas local**.

GAS NATURAL

- Para el período abril – diciembre 2024 se mantuvo el nivel de la demanda prioritaria de gas natural del año 2023.
- El costo de provisión de gas natural a la demanda prioritaria para el corriente año se estima en **4,8 USD/MMBTU**, con un pico de 6,3 USD/MMBTU en el mes de julio.
- Para la estimación del costo de abastecimiento se consideraron los volúmenes que se destinarían a la demanda prioritaria presentados por la Secretaría de Energía en la última audiencia pública.
- Se contemplan **28 cargamentos para la importación de GNL**, que serían destinados mayormente al abastecimiento de los segmentos residencial y comercial, a un precio de 10 USD/MMBTU. Por su parte, entre mayo y agosto se contemplan importaciones de gas desde **Bolivia** por 4 MMm³/d, a un precio promedio de 10,5 USD/MMBTU.
- El volumen restante sería abastecido a través del **Plan Gas.Ar**, a un precio promedio de 4,5 USD/MMBTU en invierno y 2,9 USD/MMBTU en verano.

- Debe señalarse que, en ambos casos, **la proyección seguramente se verá afectada por diversos factores**. En este sentido, la demanda de gas natural residencial e industrial (que dependerán de la temperatura y nivel de actividad económica), el volumen de importaciones de GNL, la hidráulicidad y, centralmente, la concreción de las obras de transporte de gas desde Cuenca Neuquina, incidirán fuertemente sobre los costos de abastecimiento de la energía durante el corriente año.

Decreto N°465 – Subsidios a la energía

- El Decreto N°465 anuncia que se inicia la transición de un esquema de subsidios generalizados a uno focalizado. En los considerandos, se analiza de manera crítica los esquemas vigentes de subsidios y enfatiza la necesidad de avanzar hacia un régimen de focalización basado en la conformación de una Canasta Básica Energética (CBE).
- Sin embargo, pese a la defensa de este esquema teórico propuesto en la Audiencia Pública realizada el 29 de febrero de 2024, el Decreto no realiza reglamentaciones concretas para avanzar en dicho sentido, ni precisa el esquema de quita progresiva de subsidios al cual se hace referencia. En definitiva, la enunciación de principios de la norma no significa una modificación en la situación vigente.

PLAZOS

Se plantea un esquema de transición de subsidios generalizados a uno focalizado a instrumentarse en un lapso de 6 meses, prorrogables por otros seis meses más.

AJUSTE POR ÍNDICE DE VARIACIÓN SALARIAL

- El Decreto N°332 de segmentación tarifaria se estableció que los incrementos de tarifas para los usuarios de ingresos medios y bajos no deberían superar el 80% y 40% respectivamente del Índice de Variación Salarial (IVS).
- En el Artículo N° 3 del Decreto se deja sin efecto esta norma, aunque la misma tenía vigencia sólo para el año 2022.

VOLUMENES SUBSIDIADOS

- Los usuarios de nivel 3 tienen bloques de consumo subsidiado, tanto en energía eléctrica como en gas natural, y por el consumo excedente pagan un valor similar a los usuarios de ingresos altos (Nivel 1).
- En el Decreto se enuncia que se evaluarán y ajustarán los volúmenes subsidiados y que probablemente el bloque máximo de consumo se extienda a los usuarios de nivel 2 (ingresos bajos), que actualmente tiene un precio diferencial para todo el consumo (sin tope).

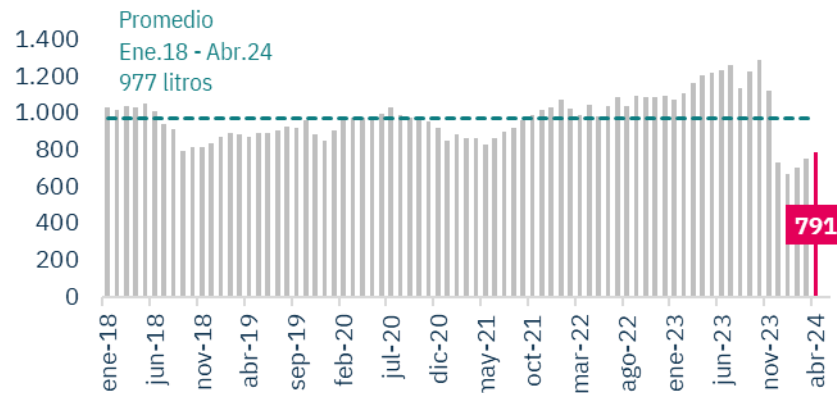
RASE

- Se señala que se reevaluarán los criterios de inclusión y exclusión del registro.
- Se trabajará con otras áreas del Estado para mejorar el Registro de Inscripción e invitar a los usuarios a reempadronarse nuevamente.

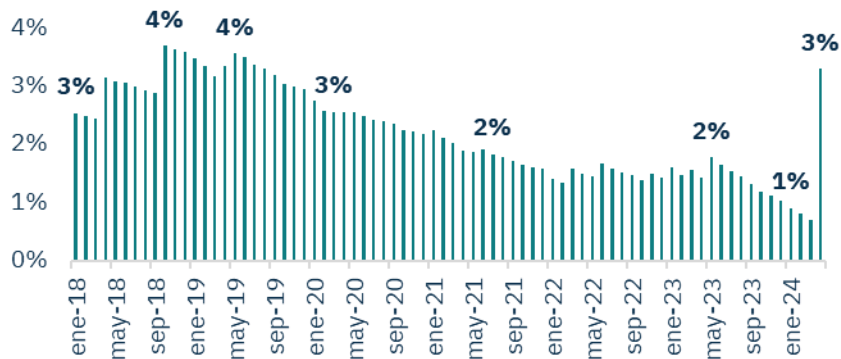
Poder adquisitivo del salario

- El aumento del precio de los combustibles en surtidor y de las tarifas de energía eléctrica y gas natural a lo largo de los últimos meses tuvo un efecto significativo en el ingreso disponible de los hogares.
- Sin embargo, dicho proceso no se explica sólo por el aumento en los precios de la energía, sino centralmente por la aguda contracción que experimentaron los salarios reales a lo largo de los últimos años.
- Por ejemplo, en el caso de los combustibles, aún con precios por debajo del promedio de la última década, la capacidad adquisitiva del salario medio en abril de 2024, evaluado en litros de nafta, era un 19% más baja que en el promedio de los seis últimos años.

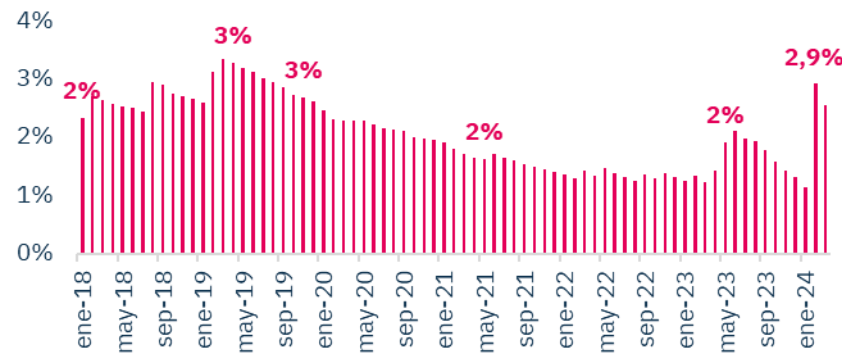
Poder adquisitivo del salario medio (RIPTE) en términos de litros de nafta, Ene.18 - Abr.24. ⁽¹⁾ (en litros por mes)



Incidencia de la tarifa media de energía eléctrica en el AMBA sobre el salario medio (RIPTE), Ene.18 - Abr.24 ⁽¹⁾. (en % factura / salario mensual)



Incidencia de la tarifa media de gas natural total país sobre el salario medio (RIPTE), Ene.18 - Abr.24. ⁽¹⁾ (en % factura / salario mensual)



Notas: (1) La estimación se realizó considerando el salario medio de los trabajadores registrados del sector privado (RIPTE). El último dato disponible corresponde al mes de marzo se consideró que el salario real no se modificó durante el mes de abril. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía y Secretaría de Trabajo, Empleo y Seguridad Social.

Proyecto de Ley: “Bases y Puntos de Partida para La Libertad de los Argentinos”

- El proyecto de ley “bases” obtuvo media sanción en la Cámara de Diputados y actualmente se encuentra siendo debatido en la Cámara de Senadores. Se resumen aquí los principales puntos vinculados al sector energético.

PRIVATIZACIÓN DE EMPRESAS DEL ESTADO

- Algunas empresas y sociedades del Estado son declaradas como “sujetas a privatización”. En esta categoría se incluye a ENARSA, YCRT y Nucleoeléctrica, aunque estas dos últimas, el Estado deberá mantener control o participación accionaria mayoritaria.

FONDOS FIDUCIARIOS

- Si bien se autoriza al PEN a modificar, transformar, unificar, disolver o liquidar los fondos fiduciarios públicos, **se excluye** de las facultades de este artículo al **Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, creado por la Ley N° 25.565**. Sin embargo, no se hace referencia a la Ley de Zona Fría N° 27.637 que modifica el alcance de la Ley N° 25.565.

LINEAMIENTOS DE LA POLÍTICA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Los capítulos que modifican las leyes vigentes en materia de producción de hidrocarburos introducen un lenguaje que enfatiza la centralidad del mercado y la maximización de la renta, se derogan: (i) el objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, (ii) controles de precios y, (iii) limitaciones vinculadas a las exportaciones. Sin embargo, pese a este sesgo liberalizador el artículo N°103 del proyecto de Ley establece que la exportación debe estar sujeta a la no objeción de la Secretaría de Energía.

- **COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS.** Las exportaciones e importaciones se harán libremente y el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) no podrá intervenir o fijar los precios de comercialización en el mercado interno en cualquiera de las etapas de producción. El comercio internacional de hidrocarburos será libre, aunque estará sujeto a la no objeción de la Secretaría de Energía (SEN).
- **IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL.** Se autorizan las importaciones sin necesidad de aprobación previa, mientras que las exportaciones de Gas Natural Licuado (GNL) deberán ser autorizadas por la SEN y tendrán carácter firme respecto de los volúmenes de GNL autorizados durante un plazo de hasta treinta (30) años.
- **CONCESIONES EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.** Las provincias y el PEN mantienen la potestad para otorgar Concesiones de Explotación Convencionales y No Convencionales sobre zonas probadas cuyas concesiones hayan vencido o que por algún motivo hayan quedado sin concesionario, cuyos plazos serán de 25 años para la explotación convencional, 35 años para la no convencional y 30 años para la plataforma continental y en el mar territorial.

Proyecto de Ley: “Bases y Puntos de Partida para La Libertad de los Argentinos”

LINEAMIENTOS DE LA POLÍTICA NACIONAL DE HIDROCARBUROS *(continúa)*

- **NUEVAS CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN NOC.** Los titulares de permisos podrán desarrollar actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, y los titulares a una explotación adyacente podrán unificar las áreas como una única concesión si se demuestra la unidad geológica de las áreas.
- **RECONVERSIÓN CONCESIONES.** Los concesionarios podrán requerir la subdivisión del área y reconvertirla de convencional a no convencional. Esta solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico y económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto, siendo dicha solicitud el objeto de la concesión a otorgar. Dicha reconversión sólo podrá ser realizada hasta el 31 de diciembre de 2028, vencido ese plazo no se admitirán otras solicitudes de reconversión.
- **FIN DE LAS CONCESIONES.** Las concesiones de explotación existentes, al fin de su término, no podrán ser adjudicadas sin mediar un nuevo procedimiento licitatorio. La licitación correspondiente podrá realizarse con un plazo mínimo de antelación de un (1) año al vencimiento de estas.
- **PARTICIPACIÓN ESTATAL EN LAS CONCESIONES.** Las provincias y el Estado nacional, cada uno con relación a la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos de su dominio, no establecerán en el futuro nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica.
- **CANONES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.** Los titulares de permisos de exploración pagarán un canon por cada km². En el primer período abonarán un monto equivalente a 0,5 bbl/ km², en el segundo período un monto equivalente a 2 bbl/ km² y en caso de prórroga un monto equivalente a 15 bbl/ km². El concesionario de explotación pagará anualmente un monto equivalente a 10 bbl/ km². Los cánones a pagar se ajustarán tomando como referencia el Brent correspondiente al promedio del primer semestre del año anterior a la liquidación.
- **REGALÍAS.** El concesionario de explotación pagará mensualmente en concepto de regalía sobre el producido un porcentaje equivalente al determinado en el proceso de adjudicación. El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, podrá reducir la misma hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. Estas alícuotas son el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio.

Proyecto de Ley: “Bases y Puntos de Partida para La Libertad de los Argentinos”

LINEAMIENTOS DE LA POLÍTICA NACIONAL DE HIDROCARBUROS *(continúa)*

- **REGALÍAS.** Se establece un régimen de regalías por el cual cada provincia podrá fijar, en cada nueva adjudicación, el monto de las regalías, el que tendrá una base del 15%, y que contará con un premio (+/- un “X”) que cada empresa podrá ofrecer, y que también podrá ser negativo (descuento). Este pago se efectuará conforme al valor de los hidrocarburos en boca de pozo.
- **TRANSPORTE Y REFINACIÓN DE HIDROCARBUROS.** Autorizaciones:
 - (i) Los titulares de proyectos y/o instalaciones para el acondicionamiento, separación, fraccionamiento, licuefacción y/o cualquier otro proceso de industrialización de hidrocarburos podrán solicitar una autorización de transporte de hidrocarburos y/o sus derivados. Estas autorizaciones no estarán sujetas a plazo.
 - (ii) Las autorizaciones que se otorgasen a concesionarios de explotación que hubieren ejercitado el derecho conferido por el artículo 28° de la Ley N° 17.319 les serán otorgadas y prorrogadas por plazos equivalentes a aquellos otorgados para las concesiones de explotación, una vez vencidas, podrán prorrogarse por diez años.
 - (iii) Quienes fueren habilitados a procesar hidrocarburos deberán procesar los hidrocarburos de terceros hasta un máximo del cinco por ciento (5%) de la capacidad de sus instalaciones.
- **ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL SUBTERRÁNEO.** Se incorporan autorizaciones para el almacenamiento subterráneo de gas natural en reservorios naturales de hidrocarburos depletados, incluyendo el proceso de inyección, depósito y retiro del gas natural. Los titulares podrán solicitar una autorización de transporte de hidrocarburos hasta sus instalaciones de almacenamiento. Estas autorizaciones no estarán sujetas a plazo.
- **PAGO DE REGALÍAS EN ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL SUBTERRÁNEO.** El gas natural utilizado en los almacenamientos subterráneos pagará regalías al momento de su primera comercialización. En el caso de almacenamiento de gas natural propio, las regalías se abonarán a los precios en el ingreso al sistema de transporte (PIST) promedio de cuenca al momento de su producción y previo a ser almacenado.

Proyecto de Ley: “Bases y Puntos de Partida para La Libertad de los Argentinos”

TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

- La ampliación de las concesiones de transporte y distribución, que tienen una prórroga de 10 años, podrán extenderse 20 años.
- Los transportistas y distribuidores deberán tomar los recaudos necesarios para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles. A tal fin, por sí o por terceros, podrán adquirir, construir, operar, mantener y administrar instalaciones de almacenaje de gas natural.
- En el capítulo eléctrico (art. 159) se faculta al PEN adecuar las tarifas del sistema energético sobre la base de los costos reales del suministro a fin de cubrir las necesidades de inversión y garantizar la prestación continua y regular de los servicios públicos.

SECTOR ELÉCTRICO

- Se faculta al PEN a asegurar la libre comercialización y máxima competencia de la industria de la energía eléctrica, garantizando a los usuarios finales, la libre elección de proveedor y promover la apertura del comercio internacional de la energía eléctrica.
- El despacho eléctrico se hará conforme un criterio económico según el costo marginal del sistema. Habrá libre comercialización, competencia y ampliación de los mercados, con libre elección de proveedor de energía eléctrica por parte de los usuarios finales. En este sentido, se modifican las Leyes Nro. 15.336 de Energía Eléctrica y 24.065 del Marco Regulatorio de la Energía Eléctrica.
- La Secretaría de Energía será la responsable de garantizar el desarrollo de infraestructura de transporte de energía eléctrica mediante mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos.
- El Consejo Federal de la Energía Eléctrica, operará solo como un organismo asesor de consulta no vinculante.

ENTES REGULADORES

- Se unifican los entes reguladores del gas ENARGAS, de jurisdicción nacional, y de la electricidad ENRE, con jurisdicción solo en el AMBA.

Proyecto de Ley: “Bases y Puntos de Partida para La Libertad de los Argentinos”

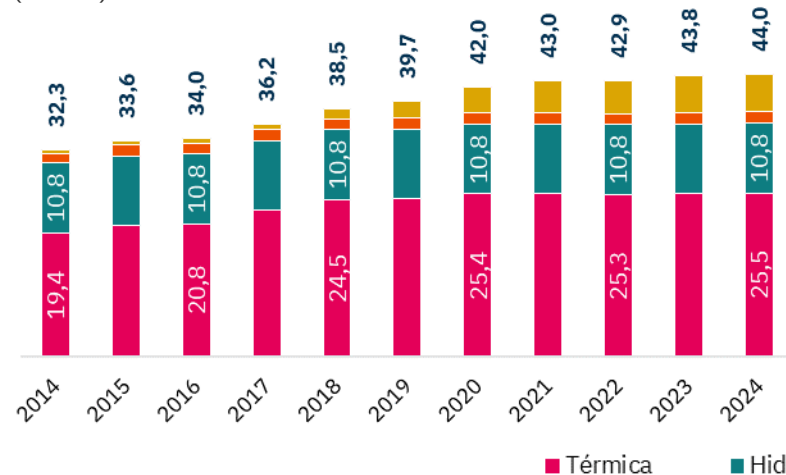
RÉGIMEN DE INCENTIVO PARA GRANDES INVERSIONES (RIGI)

- **OBJETIVO.** Incentivar proyectos de inversión en grandes obras con un monto mínimo de inversión en activos computables de, al menos, 200 MUSD.
- **PLAZO.** El plazo para adherirse la adhesión al régimen es de dos años, prorrogable por un año más.
- **IMPUESTO A LAS GANANCIAS.** Alícuota del 25% con compensación de quebrantos y deducción de las ganancias de los intereses y las diferencias de cambio originadas por la financiación del proyecto. Los beneficiarios podrán computar el 100% de los importes abonados y/o percibidos en concepto del impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias, como crédito del impuesto a las ganancias. *El proyecto de Ley de GNL establecía una alícuota máxima del 30%.*
- **DEVOLUCIÓN DE IVA Y OTROS IMPUESTOS.** Los titulares de proyecto podrán pagar el IVA a través de la entrega de Certificados de Crédito Fiscal.
- **DISPONIBILIDAD DE PRODUCTO.** Se reconoce plena disponibilidad de los productos resultantes del proyecto, sin obligación de comercialización en el mercado local.
- **EXCENCIÓN DE DERECHOS DE IMPORTACIÓN.** Se podrán importar libremente bienes para la construcción, operación y desarrollo del proyecto sin que puedan aplicárseles prohibiciones ni restricciones.
- **DERECHOS DE EXPORTACIÓN.** Tras tres años de adhesión al régimen las exportaciones estarán exentas de derechos de exportación.
- **ACCESO AL MULC.** Libre disponibilidad de las divisas generadas por el proyecto luego de transcurrido 3 años desde la fecha de adhesión al RIGI.
- **PLAZO DE LOS BENEFICIOS.** Estabilidad tributaria, aduanera y cambiaria por un plazo de 30 años.
- **ARBITRO ANTE DISPUTAS.** En caso de disputa, se someterá: (i) al Reglamento de Arbitraje de la CPA de 2012; (ii) al Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional; (iii) al Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales o, en su caso, el Reglamento de Arbitraje (Mecanismo Complementario) del CIADI.

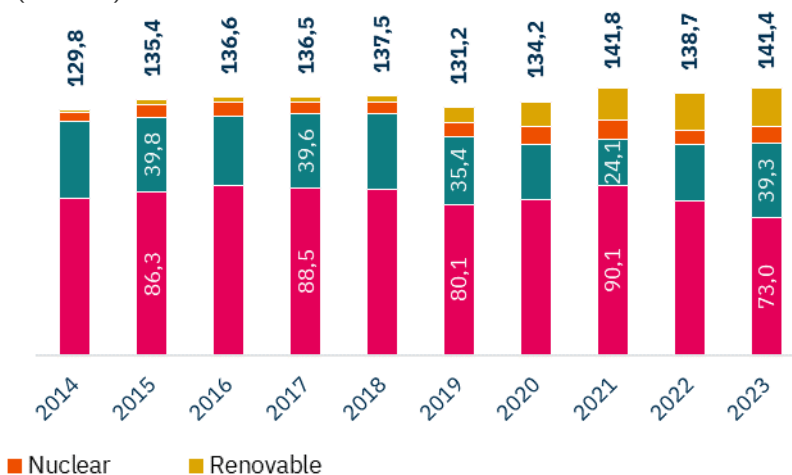
Oferta y demanda de energía eléctrica

Potencia instalada y generación eléctrica

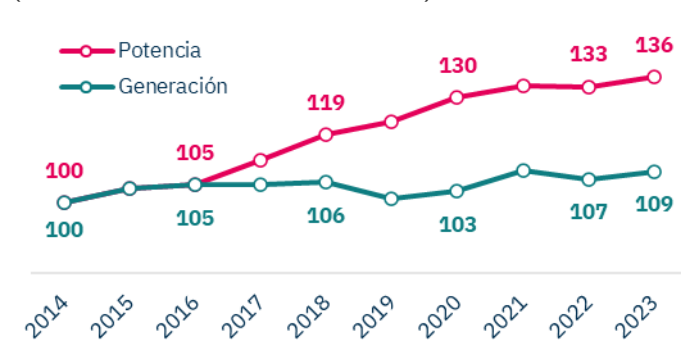
Potencia instalada de generación eléctrica por fuente⁽¹⁾⁽²⁾
(en GW)



Generación eléctrica por fuente
(en TWh)



Evolución de la potencia instalada y de la generación⁽¹⁾
(en número índice base 2014=100)



- Entre 2016 y 2021 la potencia instalada de generación eléctrica creció a una tasa anual acumulativa del 4,8% anual. En el mismo período, la generación se expandió al 0,7%, lo que permitió una recuperación de los márgenes de reserva del sistema.
- A partir de 2021, se verificó un menor ritmo de incorporación de potencia, con un crecimiento del 0,8% anual acumulativo entre 2021 y abril de 2024.

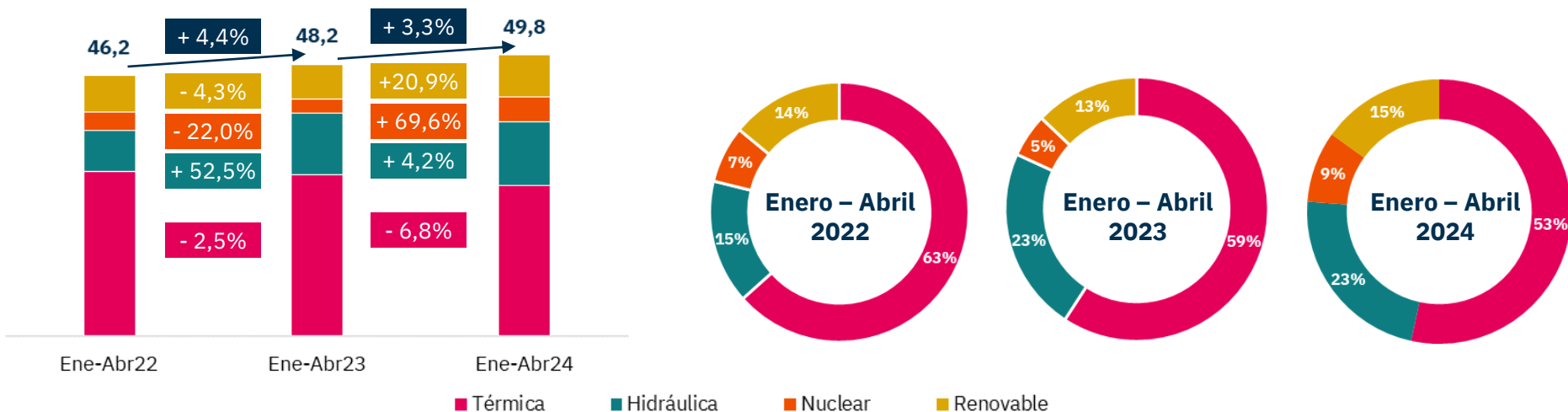
Notas: (1) Corresponde a la potencia instalada total, no contempla indisponibilidades. (2) Los datos de 2024 corresponden al mes de abril. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Generación de energía eléctrica durante el primer cuatrimestre de 2024

- Durante el primer cuatrimestre de 2024 la generación total de energía eléctrica registró un incremento interanual del 3,3% (+1,6 TWh).
- La oferta térmica mantuvo su tendencia decreciente, mostrando una disminución de la generación de 1,9 TWh con relación al primer cuatrimestre de 2023. Ello fue compensado por un importante crecimiento de la generación nuclear, que se expandió en 1,8 TWh. En este sentido, cabe señalar que durante el corriente año estuvieron operativas las 3 centrales nucleares.
- A su vez, se registró un crecimiento de la generación renovable de 1,3 TWh, mientras que la generación hidráulica mostró una recuperación de 0,5 TWh.

Generación eléctrica por fuente, primer cuatrimestre de 2022, 2023 y 2024

(en TWh y % de participación por fuente sobre el total)

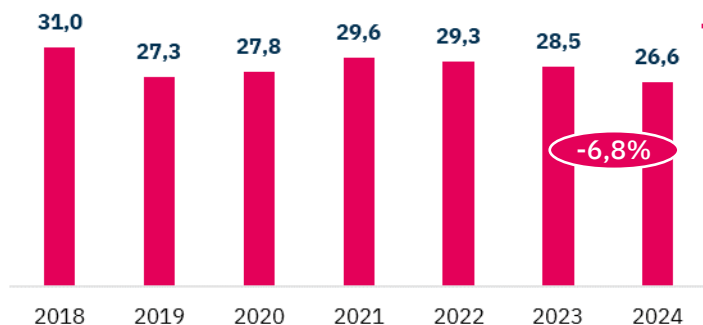


Generación de energía eléctrica

Generación eléctrica por tecnología durante los primeros 4 meses del año (en TWh)

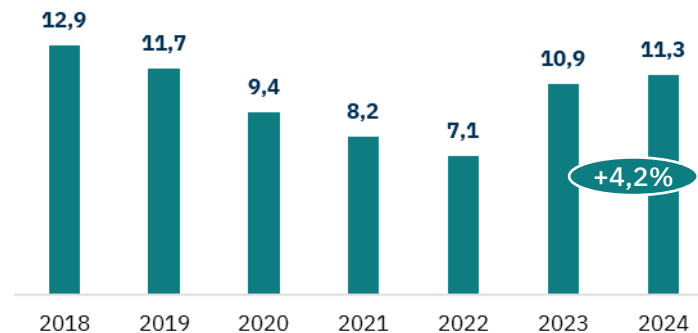
TÉRMICA

TAAC
2018-2024:
-2,5%



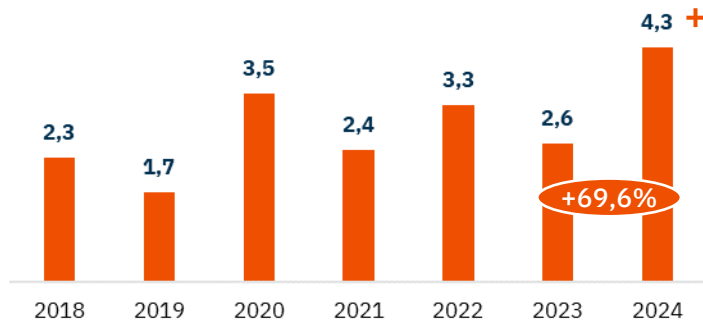
HIDRÁULICA

TAAC
2018-2024:
-2,1%



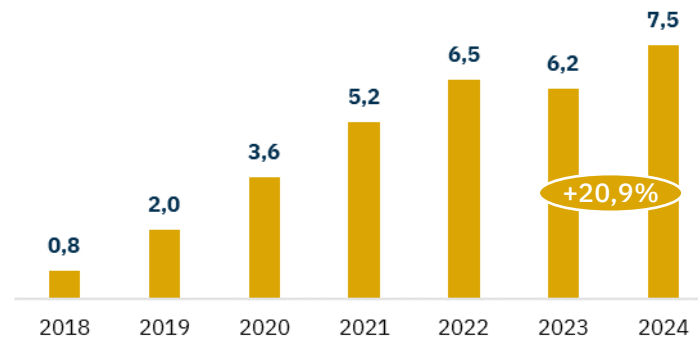
NUCLEAR

TAAC
2018-2024:
+11,2%



RENOVABLE

TAAC
2018-2024:
+44,5%

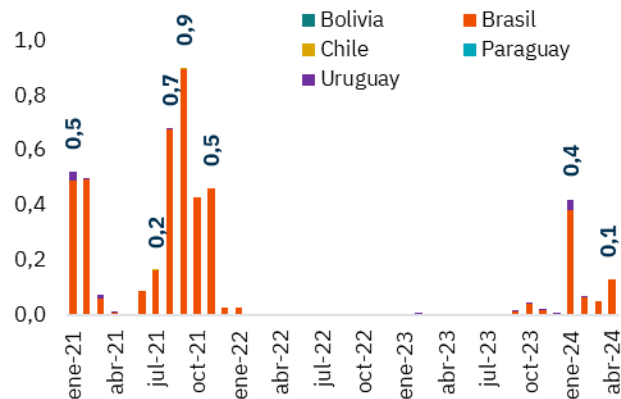


Oferta total de energía eléctrica

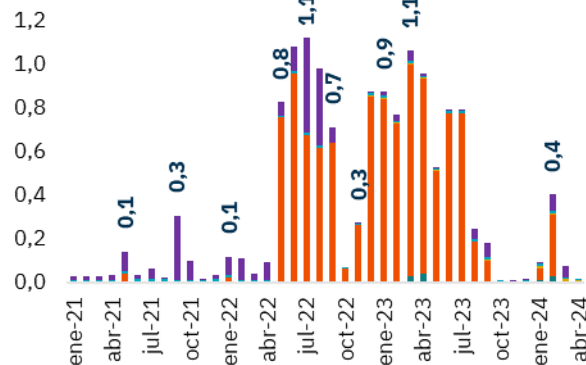
- Desde septiembre del último año volvieron a registrarse exportaciones de energía eléctrica, centralmente con destino a Brasil, lo que no se había verificado desde comienzos de 2022.
- Al mismo tiempo, se redujeron sensiblemente las importaciones. Mientras que en enero – abril de 2023 las importaciones de energía eléctrica habían promediado los 918 GWh, durante el mismo período del corriente año registraron un promedio de 147 GWh.

Exportaciones e importaciones de energía eléctrica (en TWh)

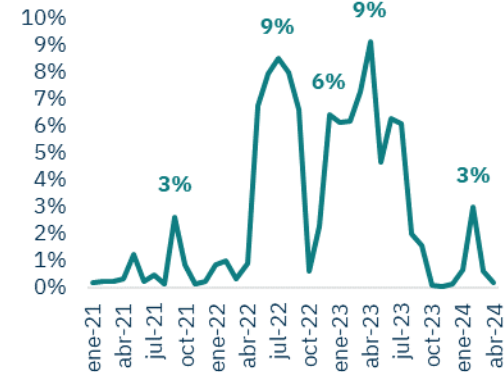
EXPORTACIONES



IMPORTACIONES



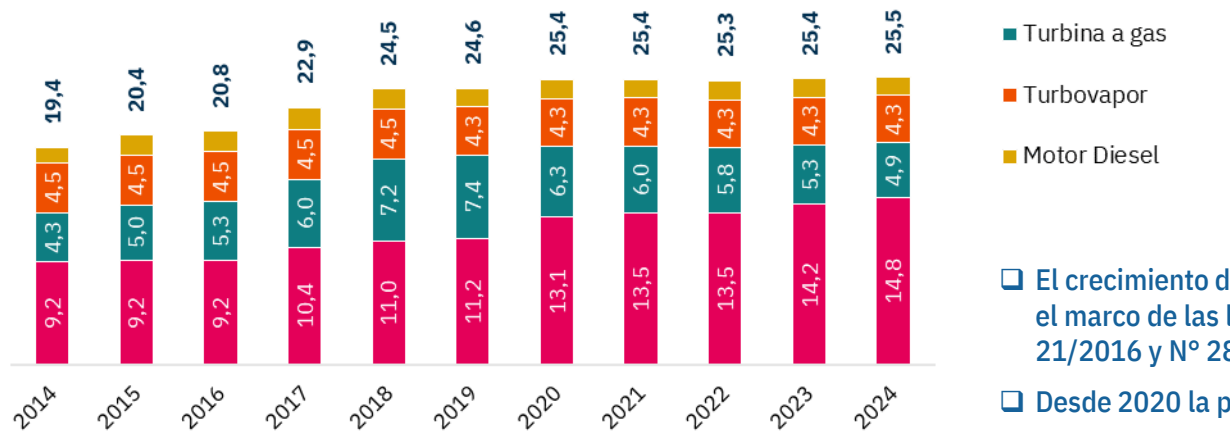
Importaciones sobre oferta total (en %)



- En el primer cuatrimestre de 2023 las importaciones representaron en promedio el 7% de la oferta total de energía eléctrica, mientras que durante el mismo período de 2024 esa proporción se redujo al 1%.
- A lo largo de enero – abril 2023 las importaciones se efectuaron a un valor promedio de 60 USD/MWh, mientras que en el corriente año se ubicó en 74 USD/MWh.

Potencia instalada - TÉRMICA

Potencia instalada de generación térmica por tecnología⁽¹⁾
(en GW)



+4,8 GW

Aumento de potencia térmica
entre 2016 y 2024

+5,6 GW

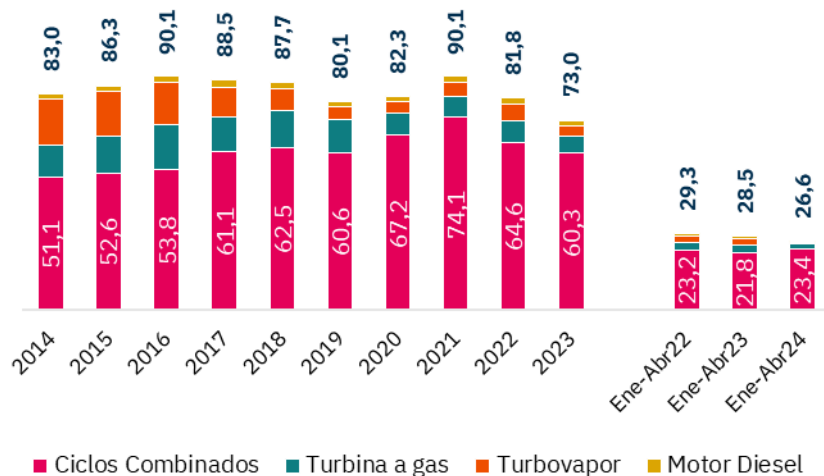
Aumento de potencia en CICLOS
COMBINADOS entre 2016 y 2024

- ❑ El crecimiento de la potencia térmica desde 2017 se realizó en el marco de las licitaciones térmicas (Resoluciones N° 21/2016 y N° 287/2017).
- ❑ Desde 2020 la potencia térmica se mantuvo en el mismo nivel.

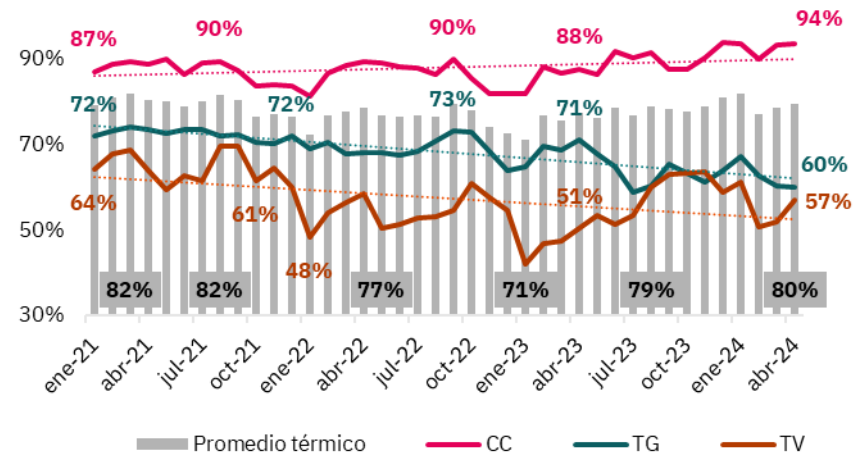
- En julio de 2023 se **convocó a la presentación de ofertas** en el marco de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional “**TerCONF**” para incorporar **nueva oferta de generación térmica convencional**, con el objetivo de modernizar el parque de generación térmica tanto en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) como en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema de Tierra del Fuego (MEMSTDF).
- En el mes de noviembre se realizó la **adjudicación** de los contratos de abastecimiento. Se adjudicaron 28 proyectos en el MEM por una potencia de **3.300 MW** y 1 proyecto en Tierra del Fuego, por 39 MW.
- A comienzos del corriente año la Secretaría de Energía **suspendió la firma de la documentación comercial** con los generadores que habían resultado adjudicados en la licitación.
- En el pasado mes de abril la Secretaría de Energía **prorrogó hasta mediados de julio** la fecha de suscripción de los contratos de los proyectos adjudicados con CAMMESA.

Potencia instalada y generación eléctrica - TÉRMICA

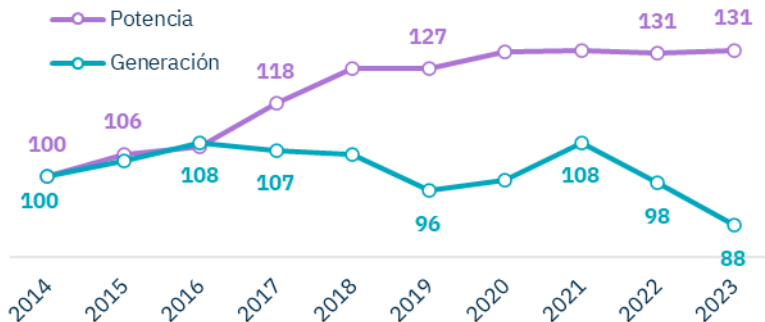
Generación térmica por tecnología (en TWh)



Disponibilidad térmica por tecnología (en %)



Evolución de la potencia instalada y de la generación térmica⁽¹⁾ (en número índice base 2014=100)

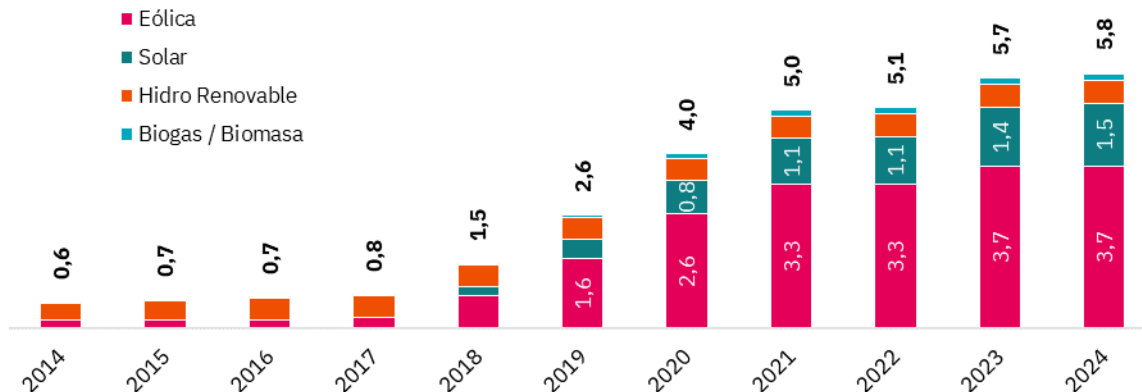


- El incremento de la potencia térmica verificado tras las licitaciones de los años 2016 y 2017, en el marco de una disminución de la generación, determinó una disminución en el factor de utilización del parque térmico.
- Al mismo tiempo, a lo largo de los últimos años se registró una tendencia descendente en el porcentaje de disponibilidad, principalmente, de las máquinas turbovapor y turbo gas.
- En un contexto de recuperación de la hidráulicidad, crecimiento de las tecnologías renovables y, durante el corriente año, incremento de la generación nuclear, la generación térmica muestra una tendencia decreciente.

Notas: (1) Corresponde a la potencia instalada total, no contempla indisponibilidades. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Potencia instalada - RENOVBLE

Potencia instalada de generación renovable por tecnología⁽¹⁾
(en GW)



- En abril de 2024 la potencia instalada renovable representó el **13%** de la potencia total de generación.

+5,1 GW

Aumento de potencia renovable entre 2017 y 2024

+3,5 GW

Aumento de potencia EÓLICA entre 2017 y 2024

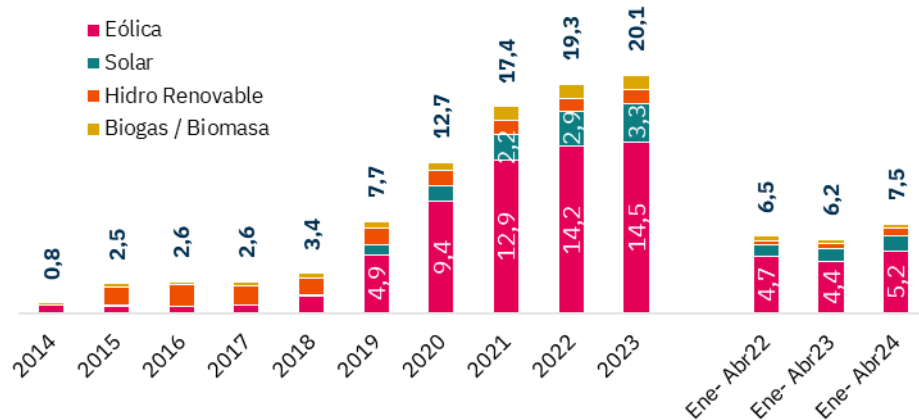
+1,5 GW

Aumento de potencia SOLAR entre 2017 y 2024

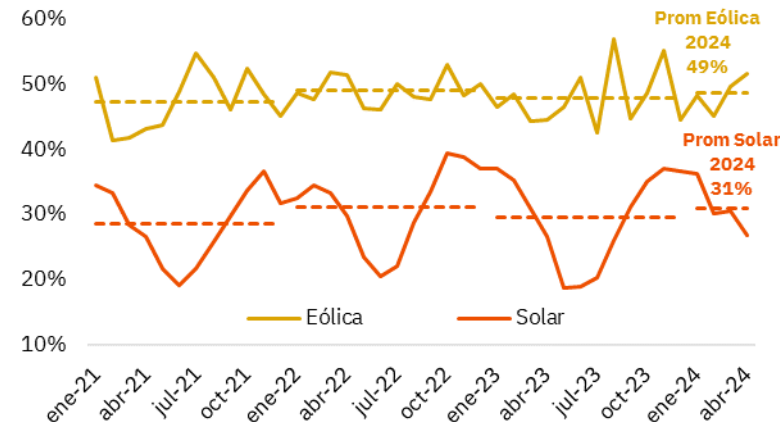
- A partir de 2018 se verificó un importante incremento de la potencia renovable, lo que determinó que creciera su incidencia en términos de la potencia instalada total, desplazando a la generación nuclear del tercer lugar en orden de relevancia.
- El mayor crecimiento de la potencia renovable se produjo gracias a la instalación de los parques eólicos y, en menor medida, solares. Dichas tecnologías explican el **63%** y el **25%** de la potencia renovable, respectivamente.

Generación eléctrica - RENOVABLE

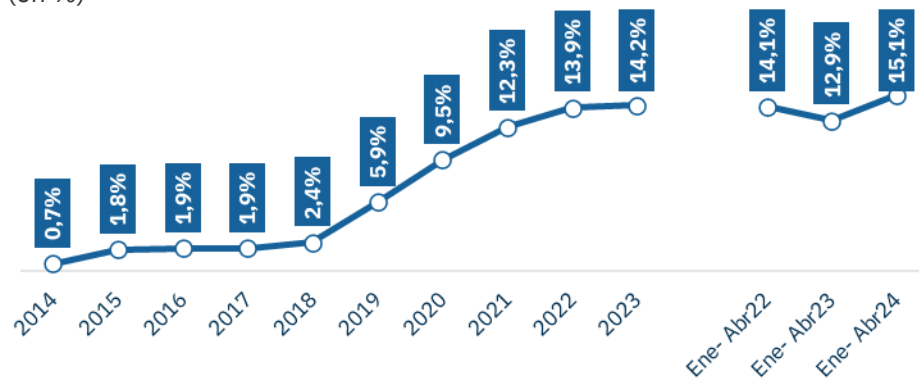
Generación renovable por tecnología (en TWh)



Factor de carga – Eólico y Solar⁽¹⁾ (en %)



Participación de la generación renovable sobre la generación total (en %)

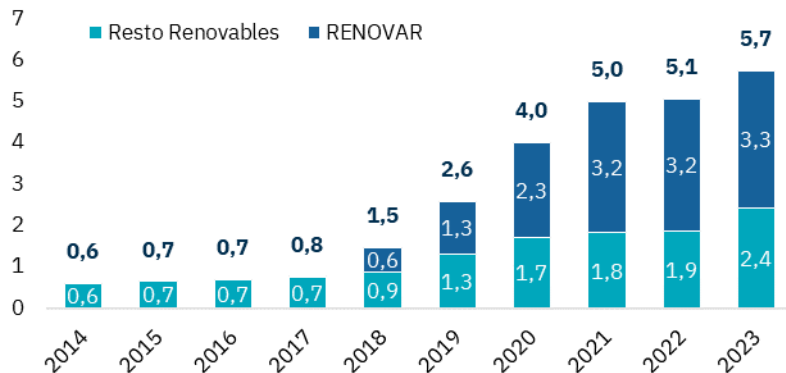


- Entre 2018 y 2023 la generación renovable aportó 16,7 TWh de generación adicionales. De este modo, durante los últimos años representó alrededor del 14% de la generación eléctrica total.
- Durante el primer cuatrimestre de 2024 la generación renovable creció un 21% con relación al mismo período del año previo (+ 1.298 GWh). En este período, la generación eólica se incrementó en 845 GWh, mientras que el crecimiento de la generación solar e hidro renovable fue de 213 GWh y 221 GWh, respectivamente.

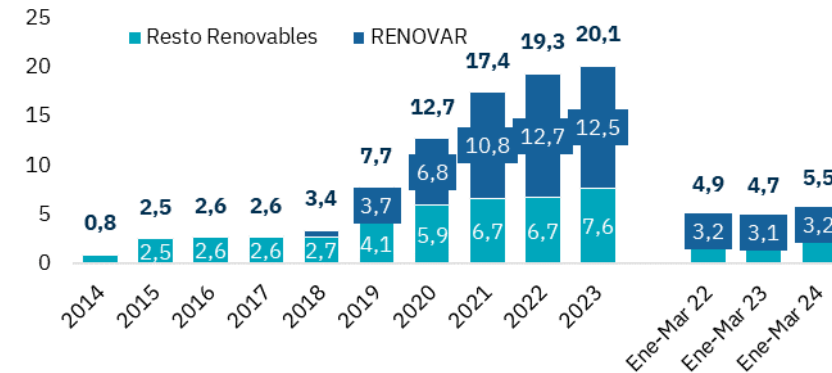
Notas: (1) Corresponde a la generación media sobre la potencia instalada. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Generación eléctrica – RENOVABLE

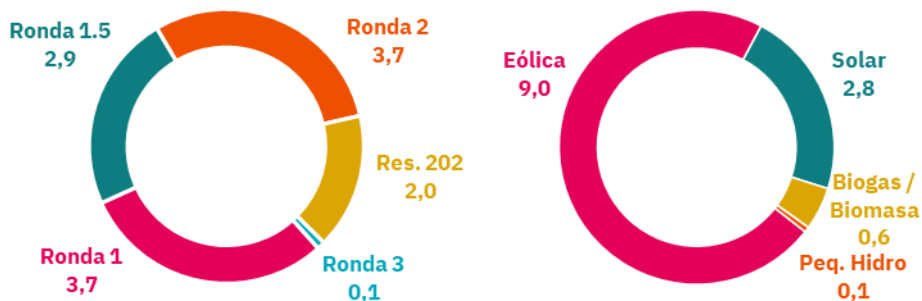
Participación de los proyectos RENOVAR sobre la potencia renovable total (en GW)



Participación de los proyectos RENOVAR sobre la generación renovable total ⁽¹⁾ (en TWh)



Generación proyectos RENOVAR por Ronda y Tecnología, año 2023⁽¹⁾ (en GWh)

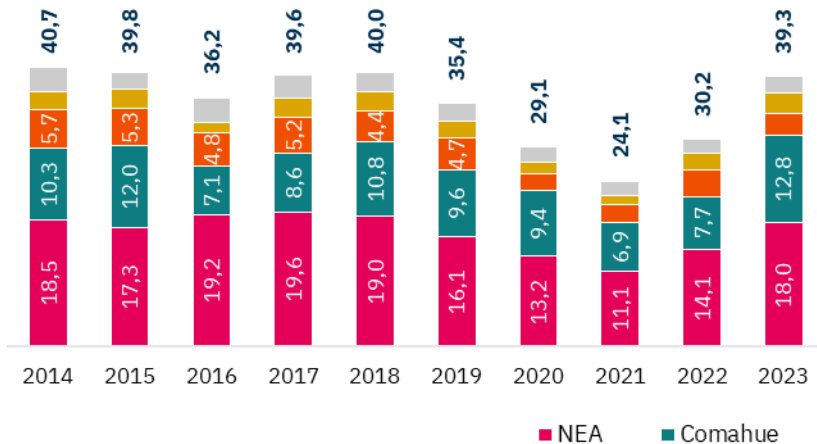


El 72% de la generación de los proyectos RENOVAR es de origen eólica, seguido en relevancia por los parques solares, con el 22%.

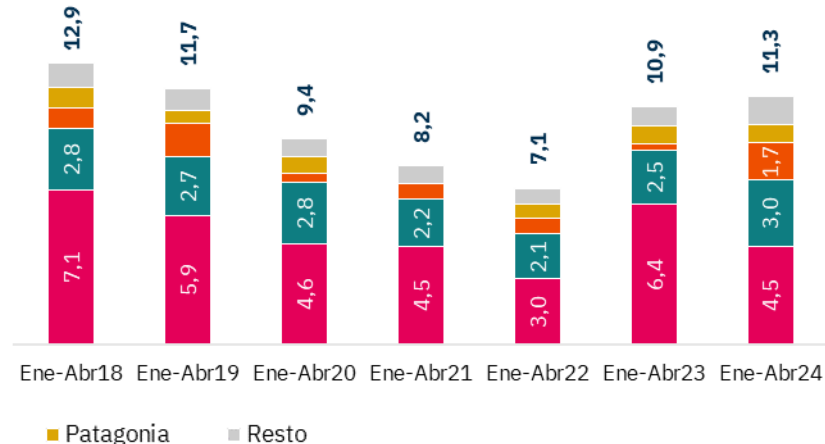
- En el año 2023 el 58% de la potencia instalada renovable correspondió a parques instalados en el marco del Programa **RENOVAR**.
- Entre 2018 y 2023 la generación renovable se incrementó en 16,7 TWh, de los cuales el 70% (11,8 TWh) se explica por el programa RENOVAR.
- Por su parte, el resto de la potencia instalada de origen renovable se realizó en el ámbito del **MATER**. Cabe señalar que en 2023 y durante el primer trimestre del corriente año se incrementó la incidencia de este tipo de generación.

Generación eléctrica - HIDRÁULICA

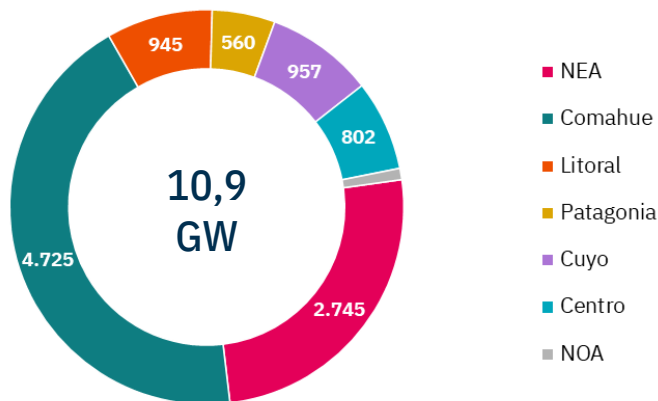
Generación hidráulica por región - anual (en TWh)



Generación hidráulica por región - Primer cuatrimestre (en TWh)



Potencia instalada hidráulica por región - Abril 2024 (en GW)



NEA⁽¹⁾
39% de la generación
25% de la potencia

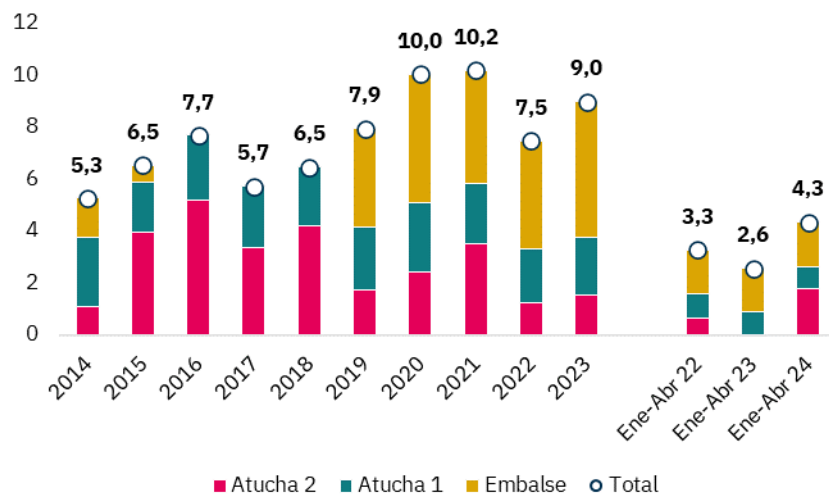
COMAHUE⁽¹⁾
27% de la generación
44% de la potencia

- Desde la segunda mitad de 2022 se observa una recuperación de la generación hídrica, que se había reducido fuertemente en el marco de la crisis hídrica.
- En el primer cuatrimestre del corriente año la generación en el NEA (Yacyretá) volvió a reducirse con relación a lo que se había verificado en el mismo período de 2023. Por el contrario, se registró un crecimiento de la generación en las regiones del Comahue y Litoral (Salto Grande).

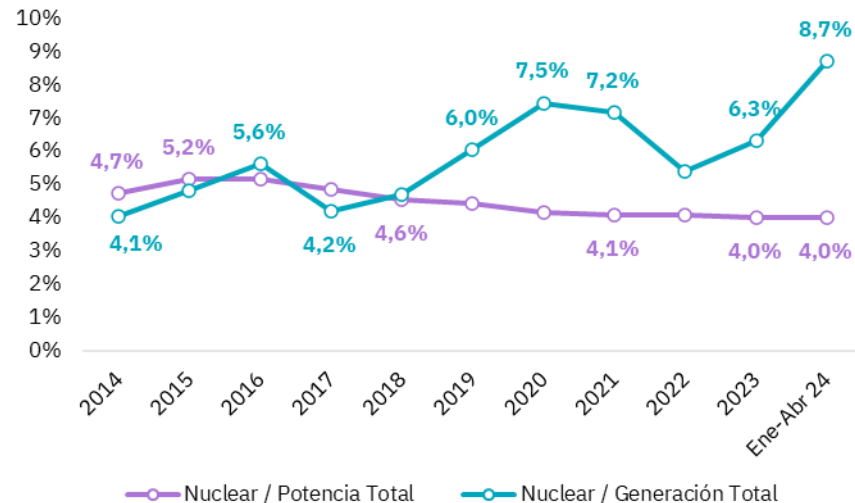
Notas: (1) Datos 2024. Fuente: elaboración propia en base a CAMESA.

Potencia instalada y generación eléctrica - NUCLEAR

Generación nuclear por central
(en TWh)



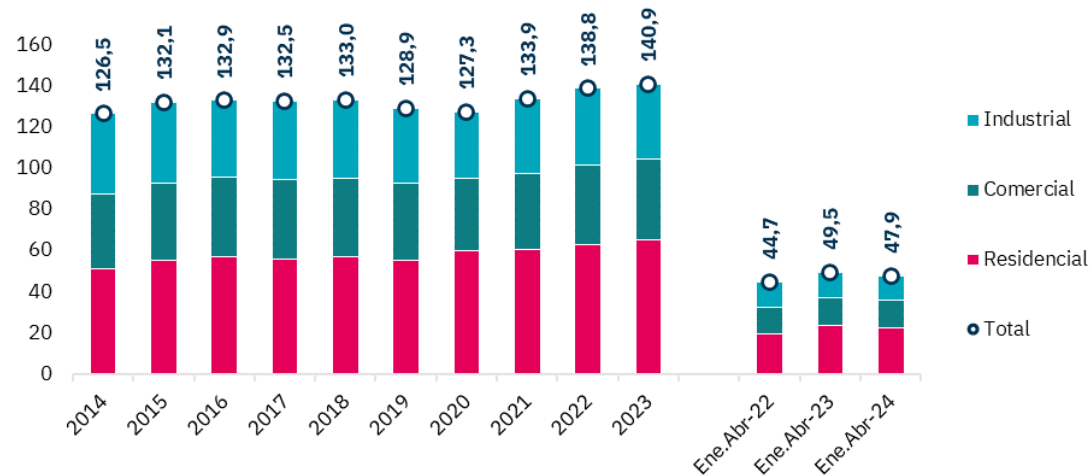
Participación nuclear sobre la potencia instalada y sobre la generación total (en %)



- A lo largo de los últimos años, las **paradas programadas y no programadas** de las plantas nucleares determinaron que en muchas ocasiones sólo estuvieran disponibles 2 de las 3 centrales. Esto condujo a una disminución de la generación de origen nuclear, **reduciendo su incidencia** en términos de la generación eléctrica total, mientras que ganó terreno la generación de otros tipos de tecnologías, centralmente, la de origen renovable.
- Durante el primer cuatrimestre de este año **las 3 centrales nucleares estuvieron operativas**. En consecuencia, se verificó un importante crecimiento de la generación, con una **expansión del 70%** con relación al mismo período del año previo (+1,8 TWh).

Demanda de energía eléctrica

Demanda anual de electricidad por segmento (en TWh)



49,5 TWh
Demanda total
Enero-Abril 2023

47,9 TWh
Demanda total
Enero-Abril 2024

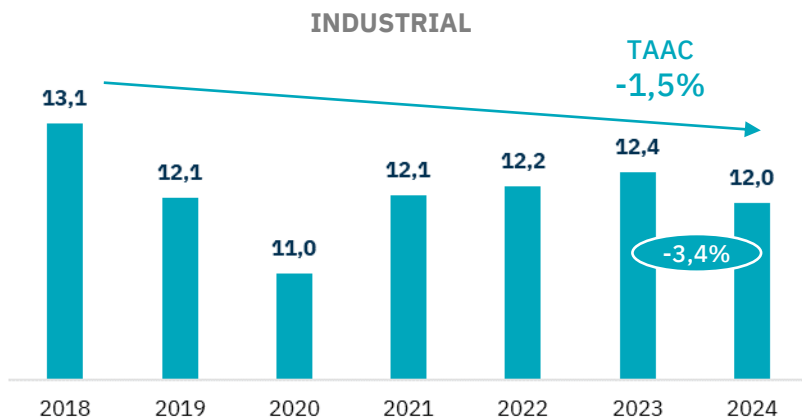
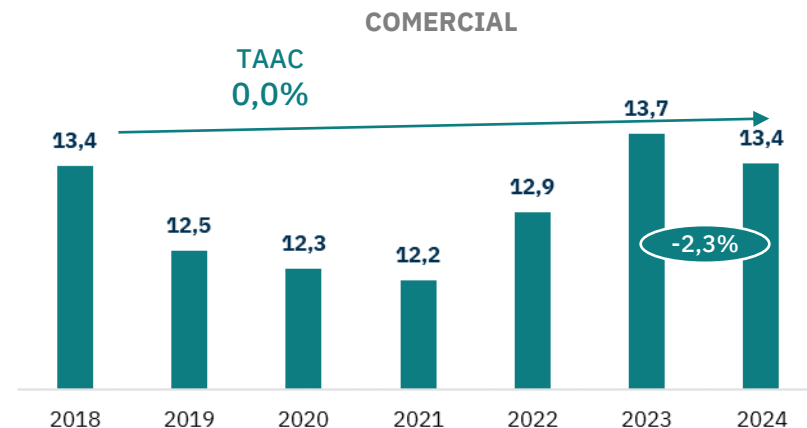
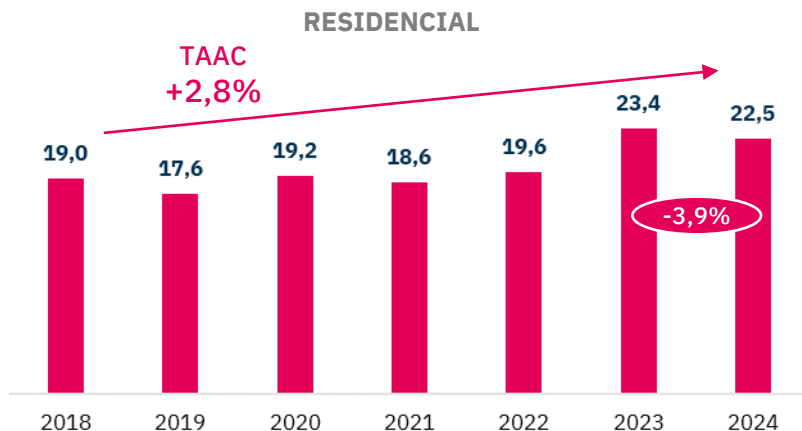
-3,3%
Incremento interanual de la demanda en
el primer cuatrimestre de 2024

T.A.A.C. 2014-2023	
Residencial	+ 2,7%
Comercial	+ 0,9%
Industrial	- 0,7%
TOTAL	+ 1,2%

- En **2023** la demanda total de energía eléctrica se expandió un **1,5%** con relación al año previo y un **9,3% con respecto a 2019**. La desagregación por segmento en comparación con 2019 muestra un aumento del 17,6% en los usuarios residenciales, del 5,1% en los comerciales y del 0,8% en los industriales.
- Durante el **primer cuatrimestre de 2024** se registró una **caída de la demanda de todos los segmentos**. En el caso de los usuarios residenciales, debe señalarse que durante el primer cuatrimestre de 2023 el consumo se había expandido fuertemente, en el marco de las elevadas temperaturas registradas en dicho período.

Demanda de energía eléctrica

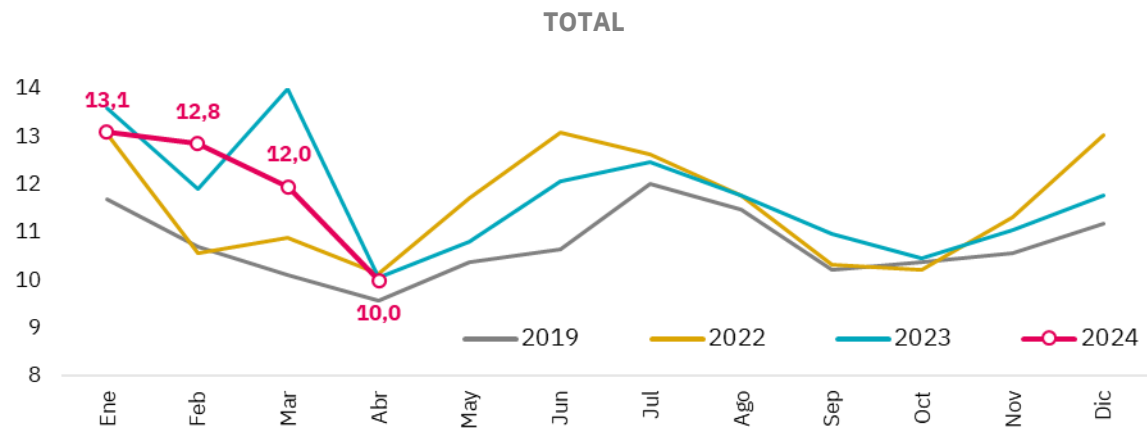
Demanda de electricidad durante los primeros 4 meses del año (en TWh)



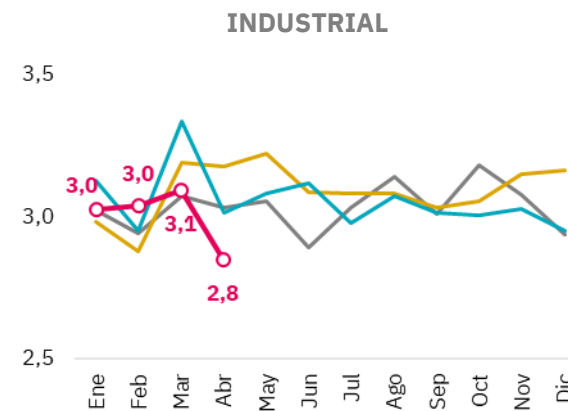
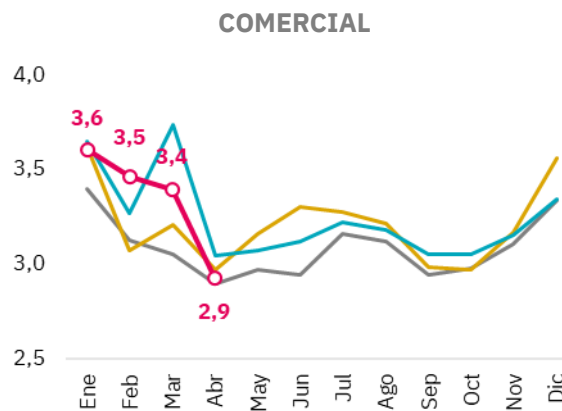
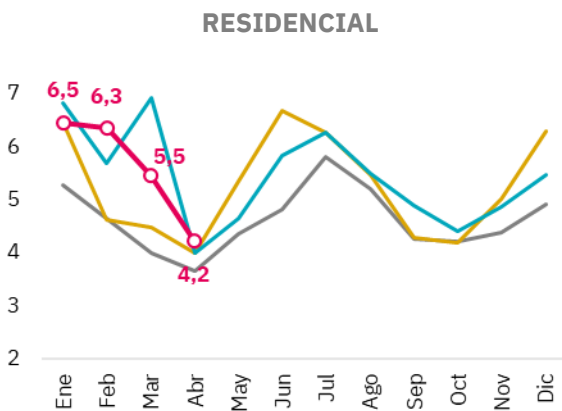
- Durante los 4 primeros meses de 2024 la demanda total de energía eléctrica disminuyó en **1,7 TWh** con relación al año previo, de los cuales **0,9 TWh** corresponden a la caída de la demanda **residencial**.
- La demanda **comercial** se ubicó en el mismo valor que el registrado en el primer cuatrimestre de 2018, mientras que la demanda **industrial** volvió a mostrar una contracción interanual y resultó similar a la del año 2019.

Demanda de energía eléctrica

Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica (en TWh)



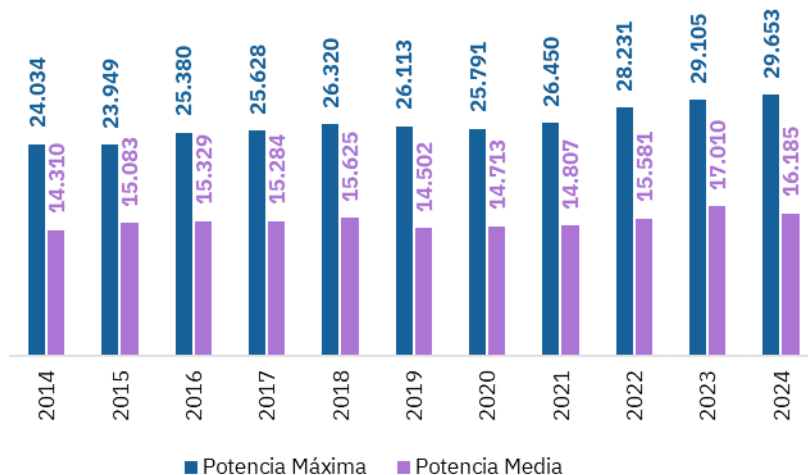
- La caída de la demanda durante el primer cuatrimestre del año responde en gran parte al fuerte crecimiento que se había verificado en la demanda en el mes de marzo de 2023. Dadas las elevadas **temperaturas**, en dicho mes la demanda total aumentó un 29% con relación a marzo 2022, mientras que la residencial lo hizo en un 55%.
- En el caso de las demandas comercial e industrial, se verifican contracciones interanuales durante los primeros meses del año, lo cual puede vincularse a la caída en el **nivel de actividad económica**.



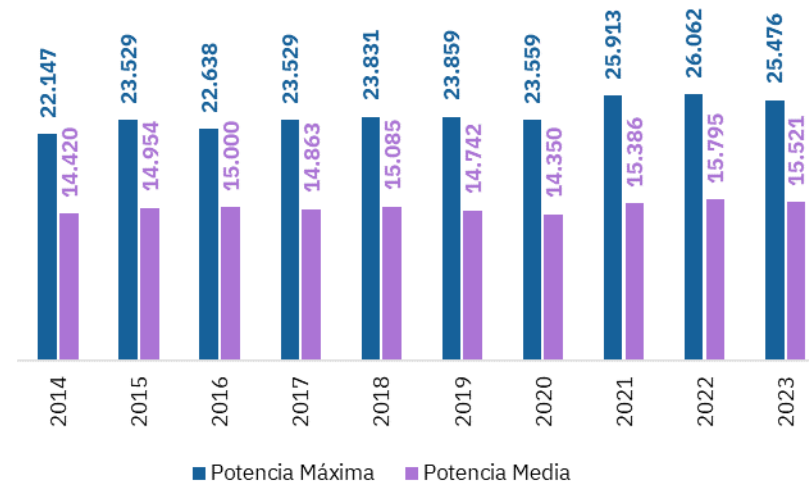
Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Demanda máxima de potencia

Evolución de la potencia máxima y media anual de VERANO, 2014-2024 (en MW)



Evolución de la potencia máxima y media anual de INVIERNO, 2014-2023 (en MW)

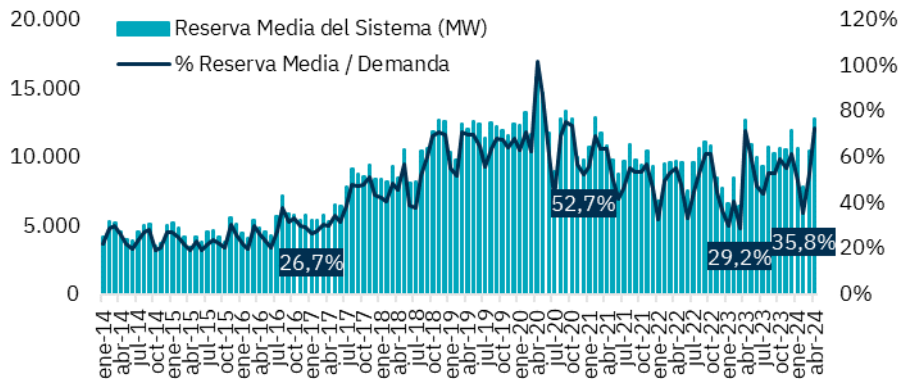


- El incremento anual de la demanda máxima de potencia de los últimos años se observa tanto en los picos de verano como en invierno.
- En **febrero de 2024**, se registró un nuevo **pico máximo** en la demanda de potencia.
- A lo largo de la última década, **el pico de potencia creció por encima de la demanda media**. Mientras que entre el verano de 2014 y el verano de 2024 la demanda máxima de potencia se expandió un 23% (+ 5,6 GW), la demanda media se incrementó un 13% (+ 1,9 GW).
- El crecimiento del pico de consumo por encima de la demanda media determina un **sobrecosto para el sistema**, dado que implica la necesidad de contar con potencia de generación disponible (así como de transporte y distribución) con un bajo factor de utilización, para el abastecimiento del pico.

Reserva de potencia

Evolución de la reserva MEDIA de potencia del sistema⁽¹⁾

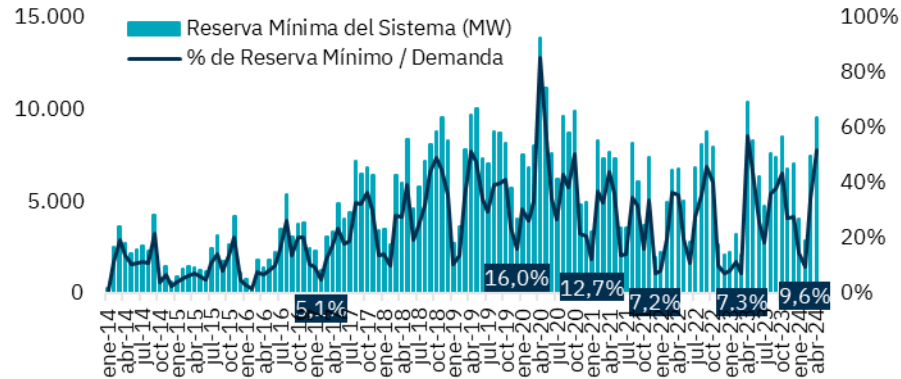
(en MW y %)



	Dic18 - Feb19	Dic19 - Feb20	Dic20 - Feb21	Dic21 - Feb22	Dic22 - Feb23	Dic23 - Feb24
% Reserva MEDIA	58,8%	67,4%	59,3%	43,0%	35,8%	49,0%

Evolución de la reserva MÍNIMA de potencia del sistema⁽²⁾

(en MW y %)



	Dic18 - Feb19	Dic19 - Feb20	Dic20 - Feb21	Dic21 - Feb22	Dic22 - Feb23	Dic23 - Feb24
% Reserva MÍNIMA	20,0%	24,4%	23,5%	11,8%	9,0%	17,2%
% Res. MÍNIMA SIN IMPO ⁽³⁾	18,7%	24,4%	23,4%	9,8%	2,8%	13,0%

- A lo largo de los últimos años se verificó una reducción del porcentaje de reserva media de potencia del sistema. Asimismo, se observa una disminución del porcentaje mínimo de reserva, registrado mensualmente ante los picos de consumo.
- En el verano Dic.22 – Mar.23, ante las elevadas temperaturas, el porcentaje de reserva media sobre la demanda del sistema fue el más bajo desde comienzos de 2017. De no haberse contado con las importaciones de energía eléctrica, el sistema prácticamente no habría contado con reservas en los picos de demanda. Cabe señalar que el mínimo de reserva operativa requerido por el sistema es del 7,2%.
- Sin embargo, en el último verano las condiciones climáticas permitieron una recuperación de los niveles de reserva.

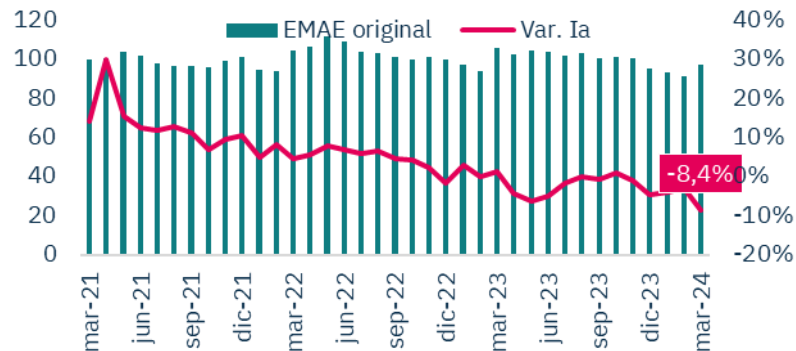
Notas: (1) La reserva media del sistema en MW corresponde al promedio mensual de la reserva ponderada por la demanda media diaria. El porcentaje de reserva media / demanda corresponde al promedio ponderado de la reserva diaria sobre la demanda. (2) La reserva mínima del sistema en MW corresponde al valor mínimo de reserva registrado durante cada mes. El porcentaje de reserva mínimo / demanda corresponde al mínimo porcentaje de reserva sobre demanda registrado durante cada mes. (3) Se muestra cuál hubiera sido el nivel de reservas en el pico de potencia si no se hubiera contado con las importaciones de energía eléctrica. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

Indicadores Económicos

Actividad económica

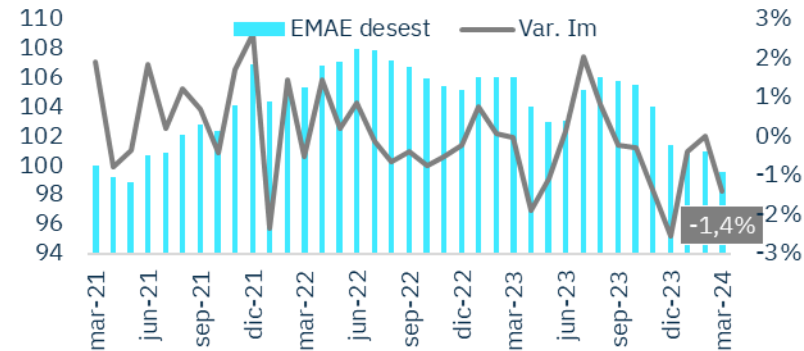
Estimador mensual de la Actividad Económica, serie original.

(número índice base Mar.21 = 100 y variación interanual en %)



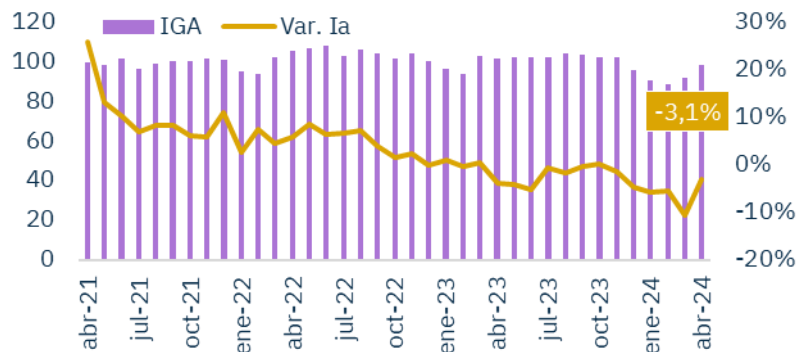
Estimador mensual de la Actividad Económica, desestacionalizado

(número índice base Mar.21 = 100 y variación intermensual en %)



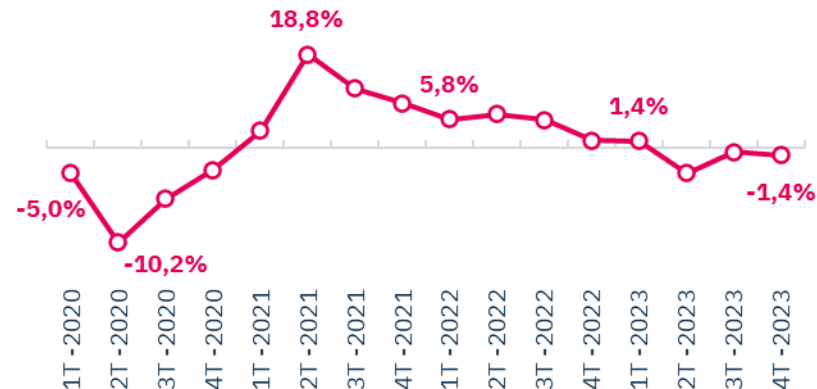
Índice General de Actividad (IGA Ferreres)

(número índice base Abr.21 = 100 y variación interanual en %)



Variación interanual del PBI

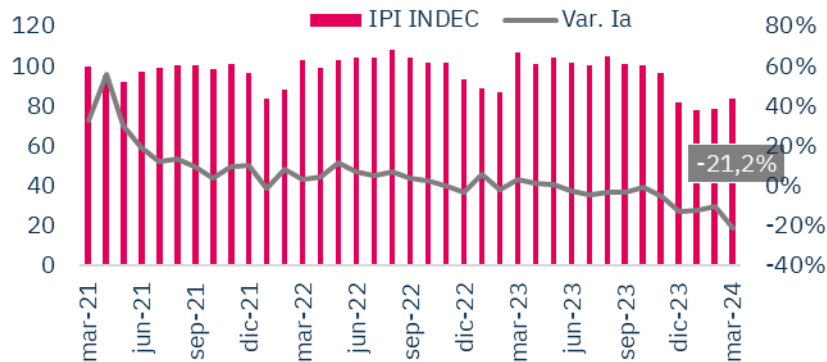
(en %)



Actividad industrial

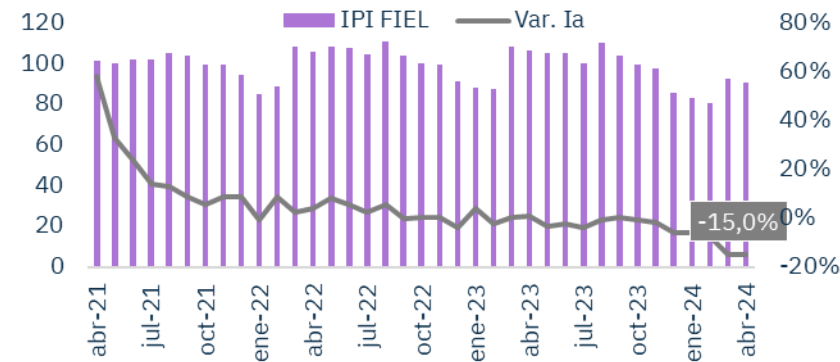
Índice de Producción Industrial (IPI INDEC)

(número índice base Mar.21 = 100 y variación interanual en %)



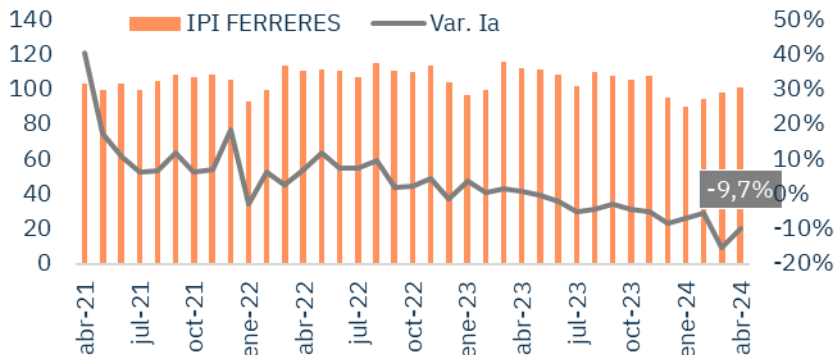
Índice de Producción Industrial (IPI FIEL)

(número índice base Abr.21 = 100 y variación interanual en %)



Índice de Producción Industrial (IPI Ferreres)

(número índice base Abr.21= 100 y variación interanual en %)



Variación interanual del PBI – Industria manufacturera

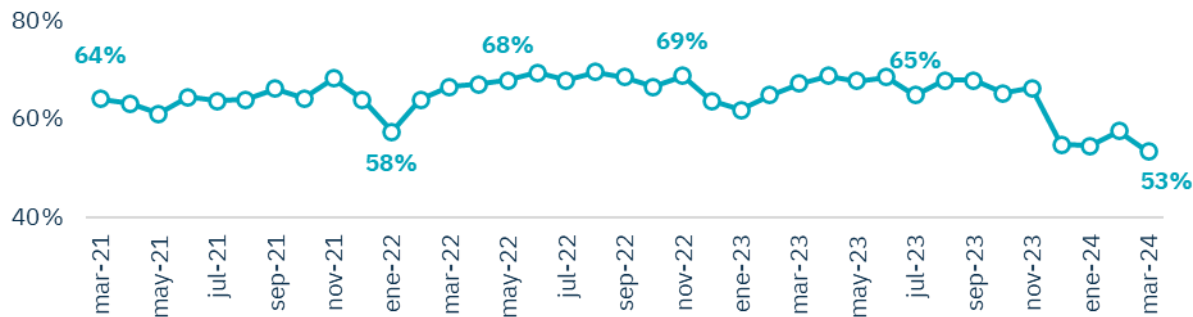
(en %)



Fuente: elaboración propia en base al INDEC, FIEL y Orlando Ferreres & Asociados.

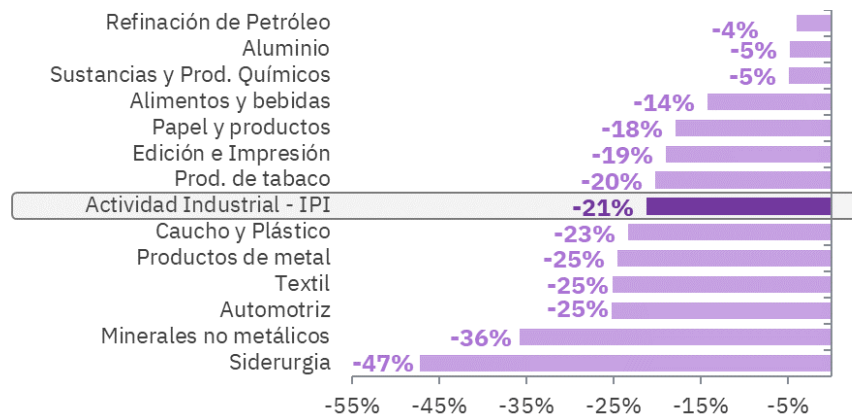
Actividad industrial

Utilización de la capacidad instalada industrial (UCI INDEC) (%)



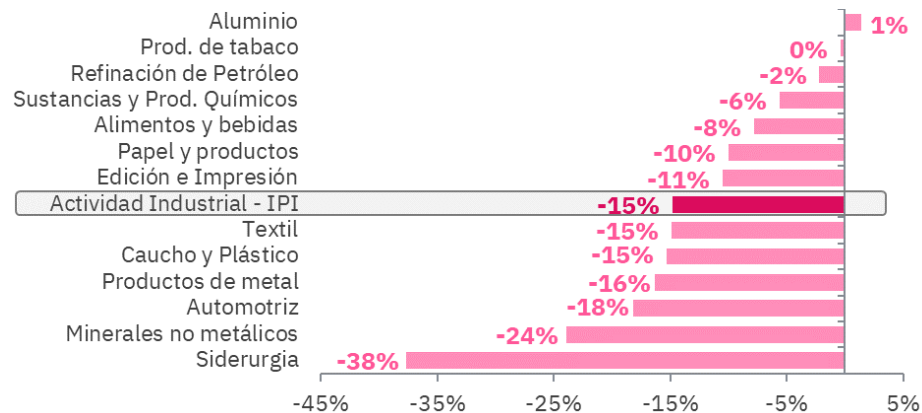
IPI INDEC por bloques – Marzo 2024

(variación % i.a.)



IPI INDEC por bloques – acumulado 2024

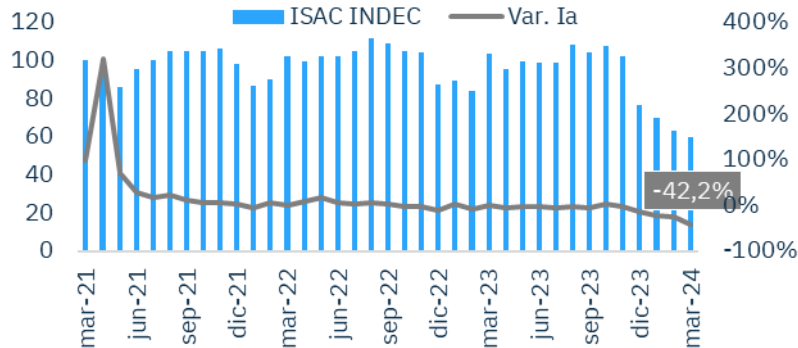
(variación % i.a.)



Actividad de la construcción

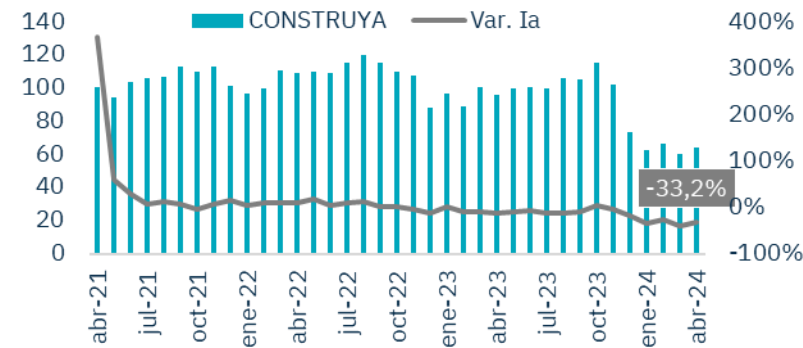
Indicador Sintético de Actividad de la Construcción (INDEC)

(número índice base Mar.21 = 100 y % variación interanual)



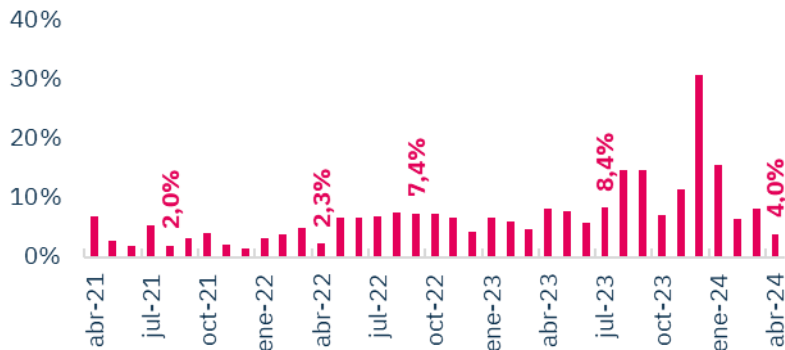
Índice Construya

(número índice base Abr.21 = 100 y % variación interanual)



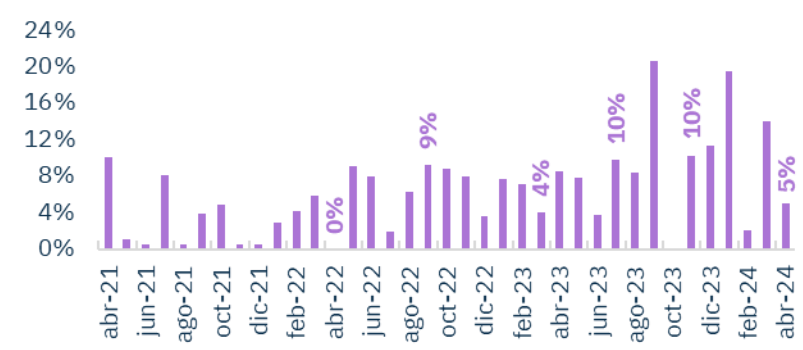
Índice del Costo de la Construcción, nivel general (INDEC)

(variación intermensual en %)



Índice del Costo de la Construcción, mano de obra (INDEC)

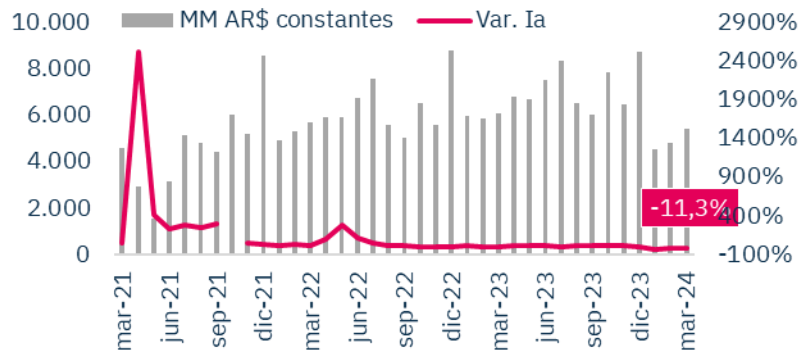
(variación intermensual en %)



Consumo

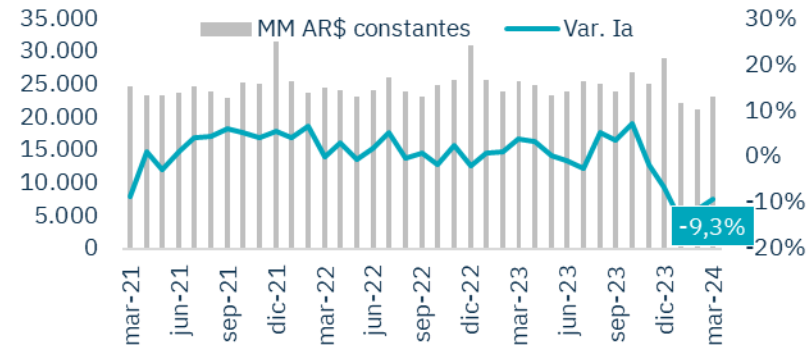
Ventas en centros de compras (INDEC) ⁽¹⁾

(MM AR\$ constantes y % variación interanual)



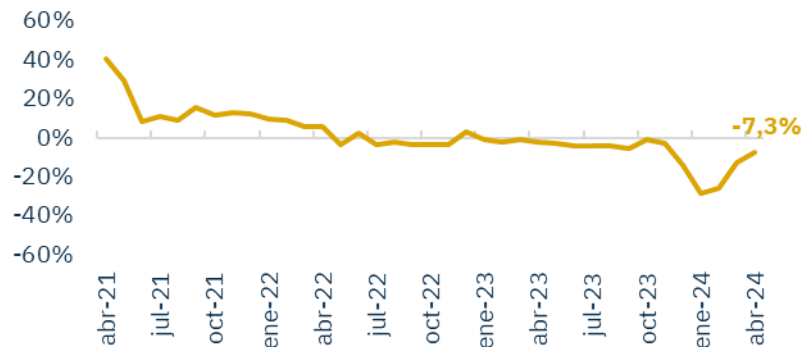
Ventas en supermercados (INDEC)

(MM AR\$ constantes y % variación interanual)



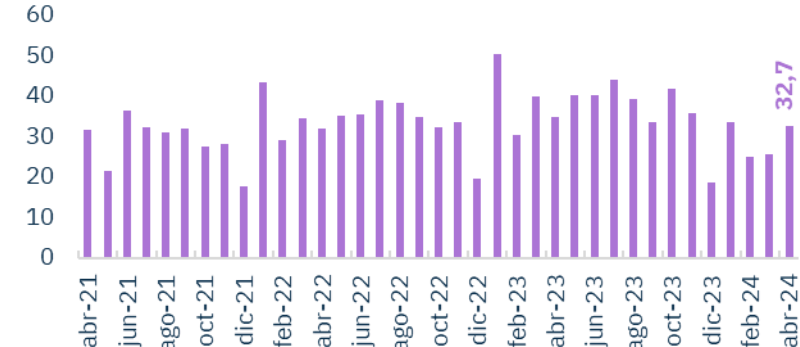
Ventas minoristas (CAME)

(% variación interanual)



Patentamientos (SIOMAA)

(Miles de vehículos)

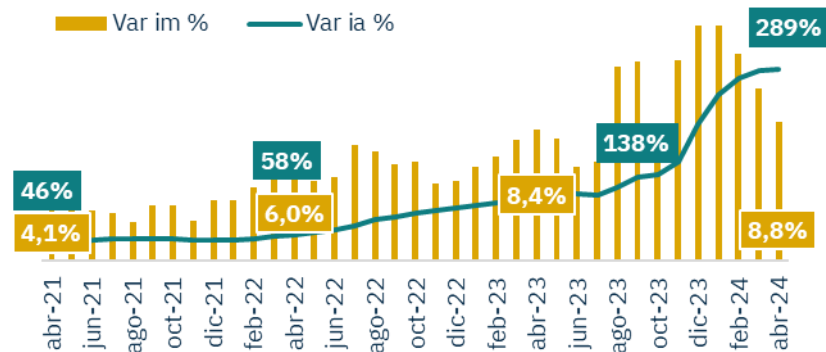


Notas: (1) La variación interanual de las ventas en centros de compras en abril de 2021 tuvo un incremento del más del 2500% como consecuencia de la paralización de la actividad en el marco del ASPO por COVID-19. Se eliminó dicho dato con el objetivo de poder visualizar de manera óptima la escala de las variaciones restantes. Fuente: elaboración propia en base al INDEC, CAME y SIOMAA.

Índice de precios al consumidor

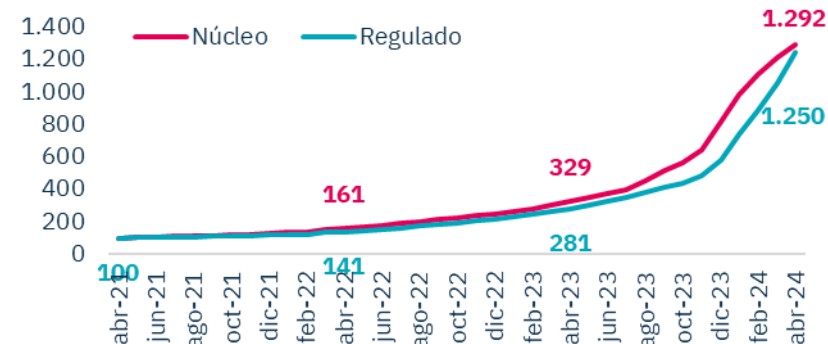
Índice de Precios al Consumidor Nacional (INDEC)

(% de variación mensual e interanual)



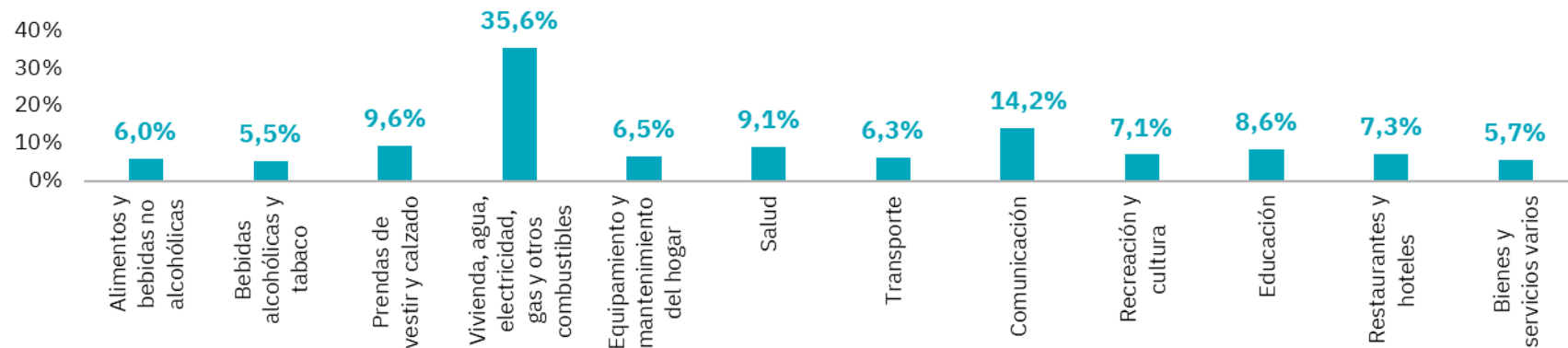
IPC Nacional – Núcleo y Regulados

(número índice base Abr.21 = 100)



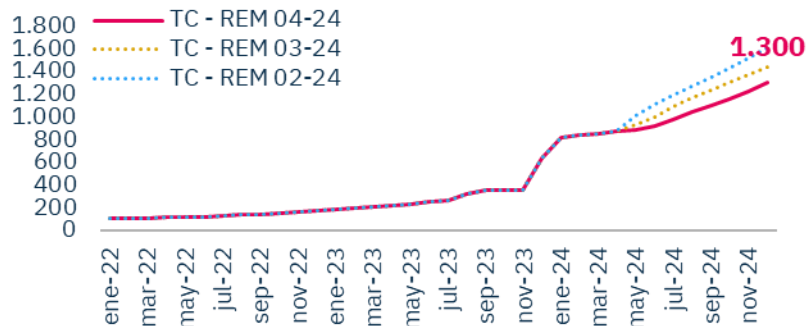
IPC Nacional por categoría (INDEC), Abril 2024

(% de variación mensual)

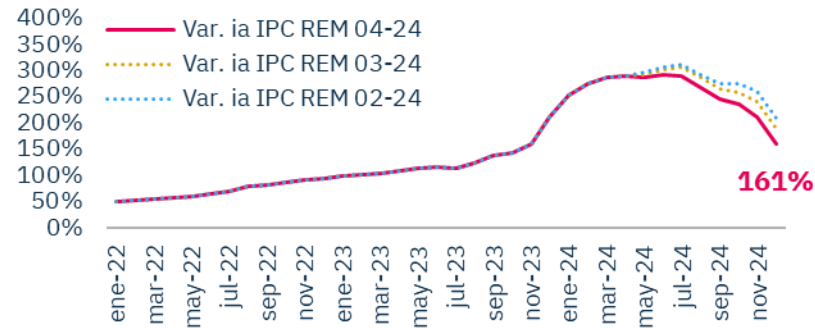


Expectativas de mercado

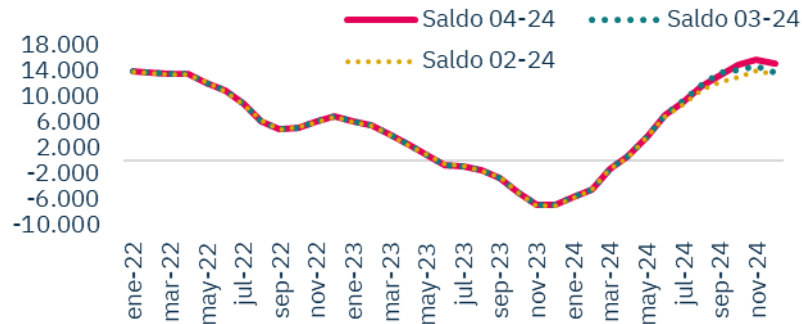
Tipo de cambio – Expectativas de mercado
(AR\$/USD)



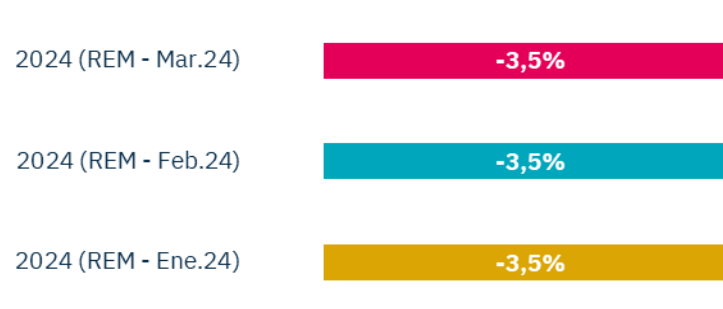
Índice de Precios al Consumidor – Expectativas de mercado
(% de variación interanual)



Saldo acumulado 12 meses de la Balanza comercial – Expectativas de mercado (MUSD)



Variación del PBI anual 2024 – Expectativas de mercado (MUSD)



Situación fiscal

Gastos e ingresos del sector público nacional consolidado, base caja. ⁽¹⁾ (millones de \$ corrientes)

Concepto	abr-24	abr-23	Var. %
Ingresos Totales	6.792.205	1.866.321	264%
Impositivos	4.023.457	1.069.274	276%
<i>Derechos de exportación</i>	309.920	59.803	418%
<i>Resto</i>	3.713.538	1.009.471	268%
Seguridad Social	1.995.518	628.288	218%
Rentas de la Propiedad Netas ⁽¹⁾	484.514	88.280	449%
Resto	288.716	80.480	259%
Gasto Primario	6.527.253	2.197.693	197%
Remuneraciones	894.498	279.644	220%
Bienes y Servicios	198.821	61.961	221%
Prestaciones Sociales (inc. jubilac. y asignac.)	3.895.085	1.211.474	222%
Subsidios económicos - Energía	779.585	229.760	239%
Subsidios económicos - Transporte y otros	172.998	55.038	214%
Transferencias a Provincias y CABA	72.476	116.402	-38%
Transferencias a Universidades	215.956	76.396	183%
Gasto de Capital (sin provincias)	146.273	126.169	16%
Resto (incluye déficit Emp. Públicas)	151.561	40.849	271%
Resultado Primario	264.952	-331.373	
Intereses de la deuda	247.543	76.015	
Resultado Financiero	17.409	-407.388	

Nota: (1) Excluye rentas intra-sector público (BCRA, FGS y otros organismos) e intereses pagados Intra-Sector Público Nacional. Fuente: elaboración propia en base a Ministerio de Economía.

Situación fiscal

Gastos e ingresos del sector público nacional consolidado, base caja. ⁽¹⁾ (millones de \$ constantes de abril 2024)

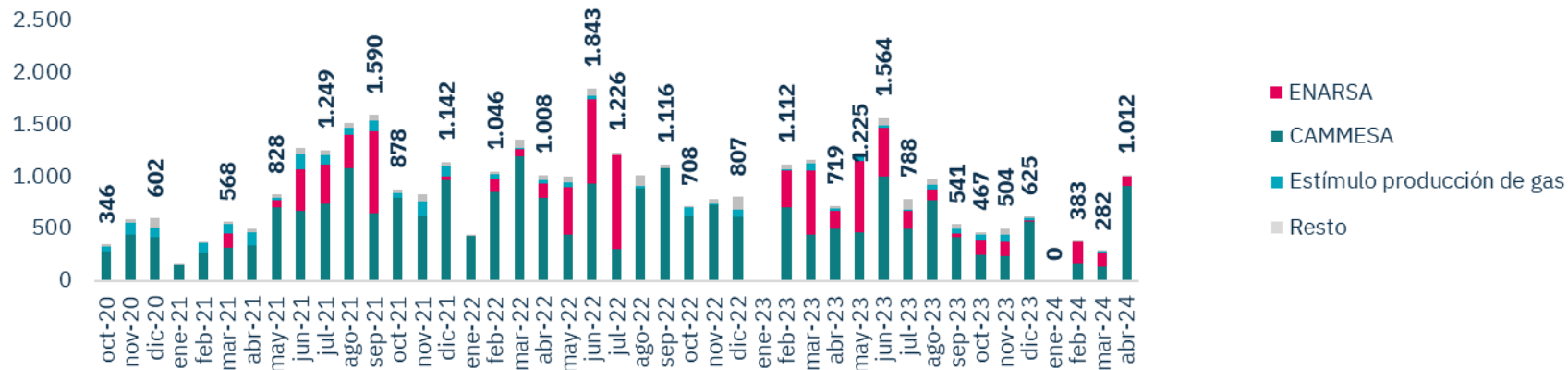
Concepto	abr-24	abr-23	Var. %
Ingresos Totales	6.792.205	7.267.543	-7%
Impositivos	4.023.457	4.163.805	-3%
<i>Derechos de exportación</i>	309.920	232.874	33%
<i>Resto</i>	3.713.538	3.930.931	-6%
Seguridad Social	1.995.518	2.446.582	-18%
Rentas de la Propiedad Netas ⁽¹⁾	484.514	343.765	41%
Resto	288.716	313.391	-8%
Gasto Primario	6.527.253	8.557.925	-24%
Remuneraciones	894.498	1.088.949	-18%
Bienes y Servicios	198.821	241.279	-18%
Prestaciones Sociales (inc. jubilac. y asignac.)	3.895.085	4.717.537	-17%
Subsidios económicos - Energía	779.585	894.696	-13%
Subsidios económicos - Transporte y otros	172.998	214.322	-19%
Transferencias a Provincias y CABA	72.476	453.276	-84%
Transferencias a Universidades	215.956	297.491	-27%
Gasto de Capital (sin provincias)	146.273	491.307	-70%
Resto (incluye déficit Emp. Públicas)	151.561	159.070	-5%
Resultado Primario	264.952	-1.290.382	
Intereses de la deuda	247.543	296.007	
Resultado Financiero	17.409	-1.586.389	

Nota: (1) Excluye rentas intra-sector público (BCRA, FGS y otros organismos) e intereses pagados Intra-Sector Público Nacional. Fuente: elaboración propia en base a Ministerio de Economía.

Subsidios

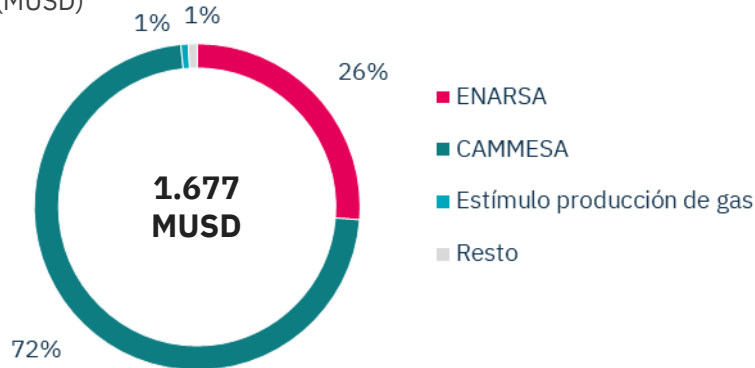
Subsidios al sector energético ⁽¹⁾

(MUSD)



Participación por tipo de subsidio en Ene-Abr 2024 ⁽²⁾

(MUSD)



Principales subsidios al sector energético ⁽¹⁾

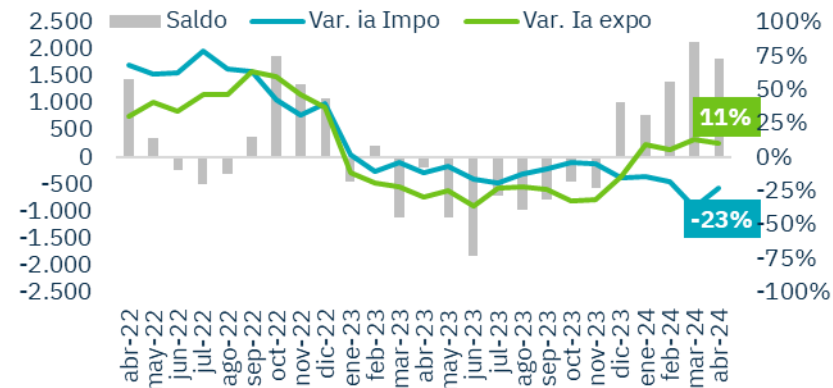
(MUSD)

	Ene.Abr-23	Ene.Abr-24	Var.	abr-23	abr-24	Var.
ENARSA	1.156	440	-715	175	94	-81
CAMESA	1.641	1.210	-431	499	913	414
Estímulo producción de gas	98	12	-86	19	0	-19
Resto	92	14	-78	25	5	-21
Total	2.987	1.677	-1.310	719	1.012	293

Sector externo

Exportaciones, importaciones y saldo comercial

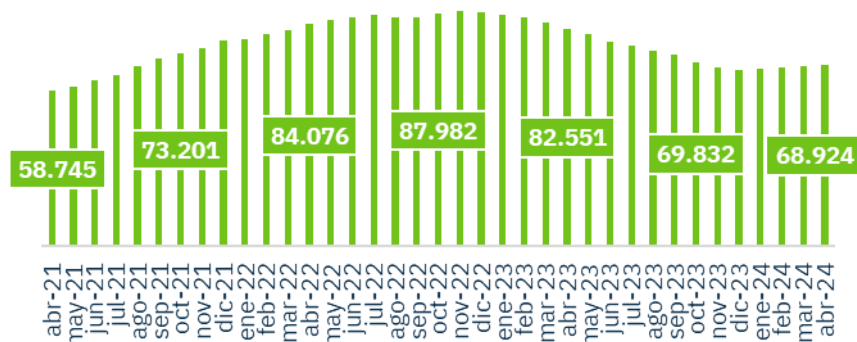
(MUSD y % var. interanual)



MUSD	Expo.	Impo.	Saldo
Ene.Abr-23	21.797	-23.334	-1.537
Ene.Abr-24	23.934	-17.777	6.157
Diferencia	9,8%	-23,8%	

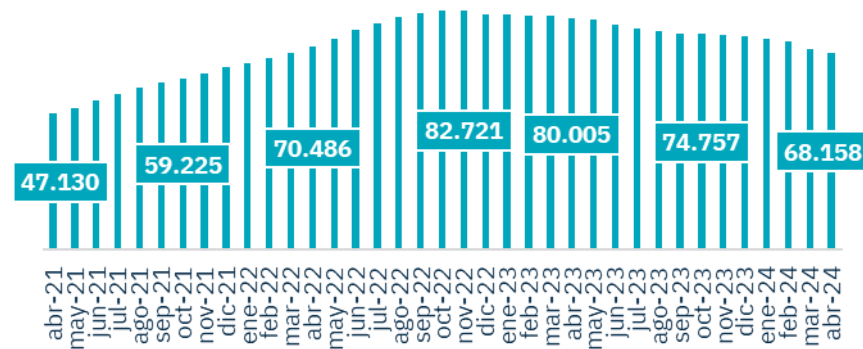
Exportaciones, acumulado 12 meses

(MUSD)



Importaciones, acumulado 12 meses

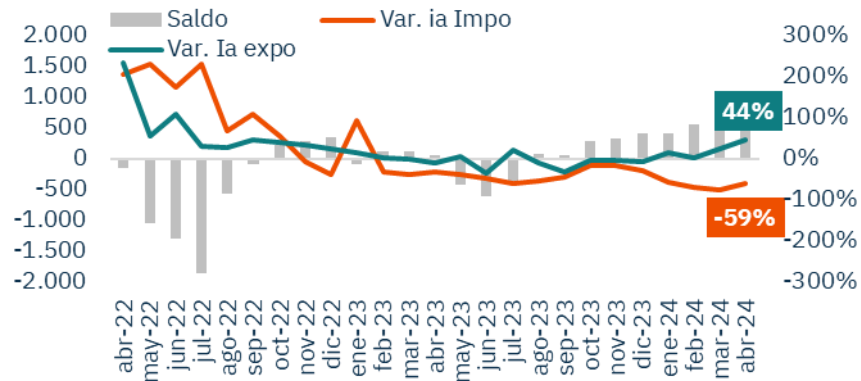
(MUSD)



Sector externo energético

Exportaciones, importaciones y saldo comercial energético

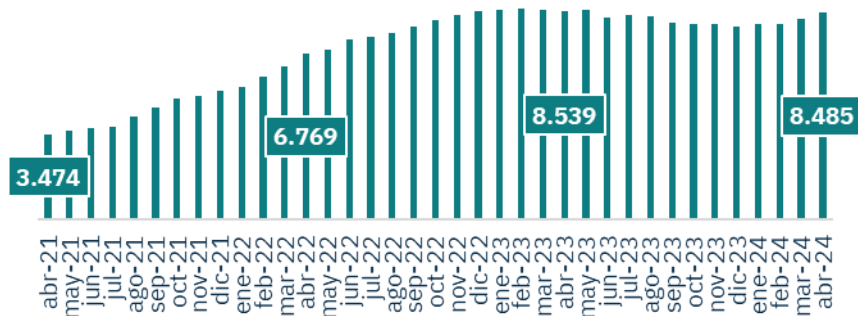
(MUSD y % var. interanual)



MUSD	Expo.	Impto.	Saldo
Ene.Abr-23	2.702	-2.463	239
Ene.Abr-24	3.276	-861	2415
Diferencia	21,2%	-65,0%	

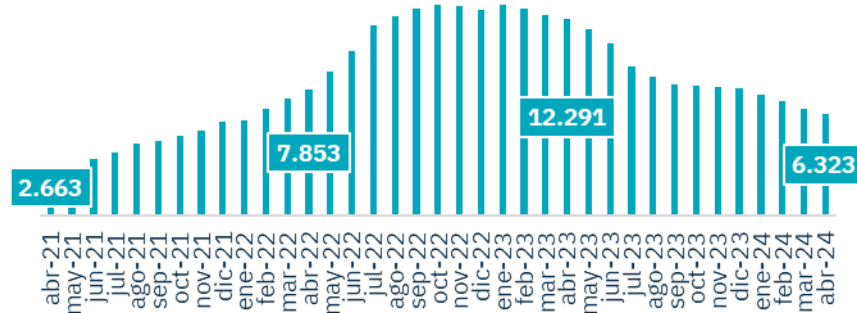
Exportaciones energéticas, acumulado 12 meses

(MUSD)



Importaciones energéticas, acumulado 12 meses

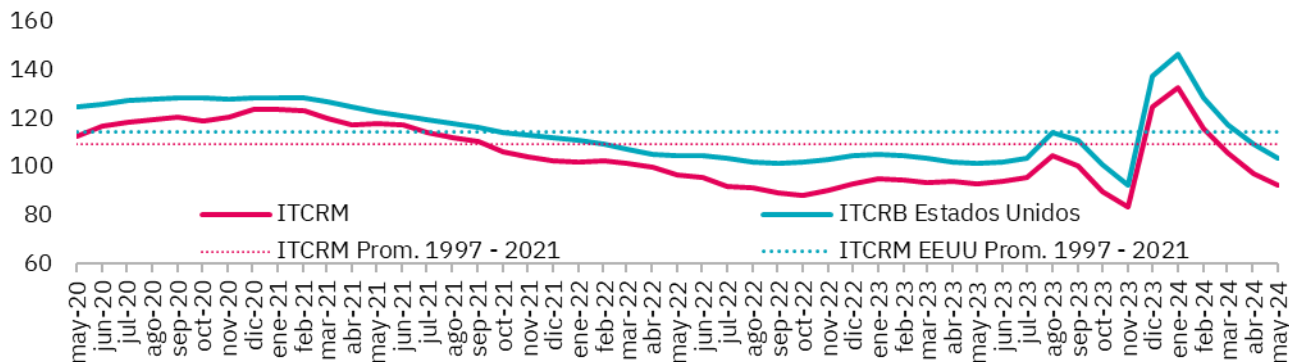
(MUSD)



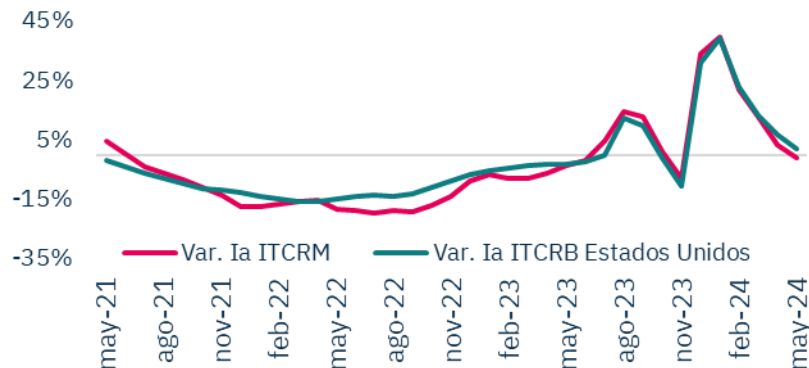
Sector externo

Índice de tipo de cambio real multilateral y bilateral con Estados Unidos ⁽¹⁾

(número índice base 17/12/2015 = 100)

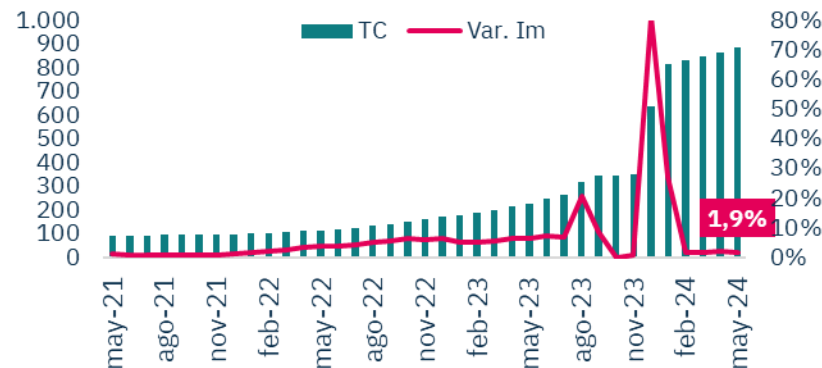


Variación interanual del tipo de cambio real multilateral y bilateral con EEUU ⁽¹⁾ (en %)



Tipo de cambio

(AR\$/USD y var. mensual en %)



Notas: (1) Para el mes de mayo se considera el promedio del 1 al 28. Fuente: elaboración propia en base a BCRA.

Estadísticas del sector energético

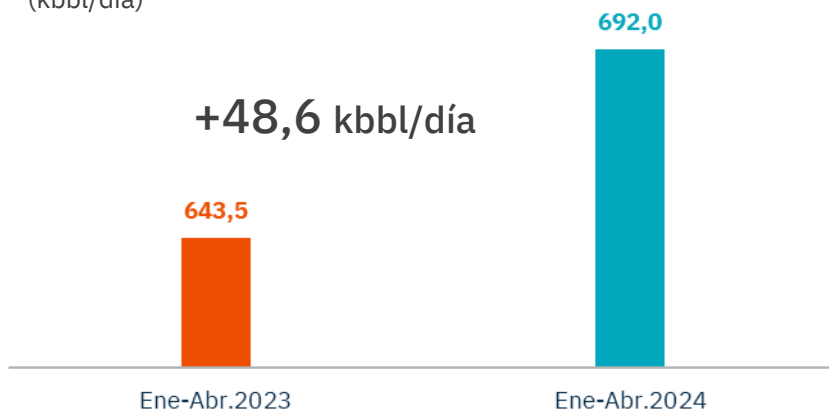
Producción de petróleo por tipo de reservorio, abril 2024 ⁽¹⁾ (kbbbl/día y %)

TOTAL	CONVENCIONAL	NO CONVENCIONAL
698,3	335,1	363,2
kbbbl/día	kbbbl/día	kbbbl/día
8,2%	-4,3%	22,9%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

Producción de petróleo por tipo de reservorio y cuenca ⁽¹⁾ (kbbbl/día)

	abr-23	abr-24	Var. % i.a.	Ene.Abr.-23	Ene.Abr.-24	Var. % i.a.a.
CONV.	350,0	335,1	-4,3%	350,1	336,7	-3,8%
NO CONV.	295,5	363,2	22,9%	293,4	355,4	21,1%
GOLFO SAN JORGE	202,6	197,7	-2,4%	203,4	199,0	-2,2%
NEUQUINA	405,3	464,9	14,7%	401,4	457,6	14,0%
AUSTRAL	14,7	14,8	0,3%	15,8	14,9	-5,3%
RESTO	22,7	20,9	-7,9%	22,9	20,5	-10,6%
TOTAL	645,4	698,3	8,2%	643,5	692,0	7,6%

Producción de petróleo acumulado 2024 vs. 2023 ⁽¹⁾ (kbbbl/día)



Acumulado 2024 vs. 2023:

TOTAL: +48,6 kbbbl/día

CONVENCIONAL: -13,4 kbbbl/día

NO CONVENCIONAL: +62 kbbbl/día

Producción de petróleo⁽¹⁾ por empresa operadora

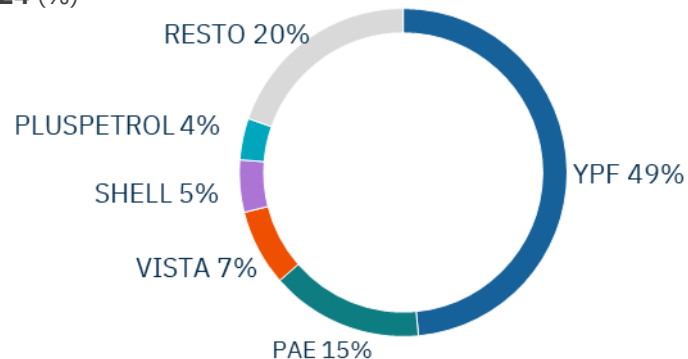
(kbbbl/día y porcentajes)

EMPRESA	abr-23	abr-24	Var. % i.a.	Ene.Abr.-23	Ene.Abr.-24	Var. % i.a.a.
YPF	312,9	338,8	8,3%	307,3	341,4	11,1%
PAE	108,1	105,1	-2,7%	107,7	105,9	-1,6%
VISTA	40,6	52,5	29,2%	45,5	48,9	7,3%
SHELL	28,6	36,0	25,9%	29,0	34,4	18,7%
PLUSPETROL	29,8	28,5	-4,4%	30,3	28,6	-5,7%
RESTO	125,4	137,4	9,5%	123,7	132,9	7,4%
TOTAL	645,4	698,3	8,2%	643,5	692,0	7,6%

Variación de la producción por empresa operadora, abr-23 vs. abr-24 (kbbbl/día)

	Kbbbl/día
YPF	+25,9
PAE	-3,0
VISTA	+11,9
SHELL	+7,4
PLUSPETROL	-1,3

Participación de las empresas operadoras en la producción total, abr-24 (%)



Producción de petróleo⁽¹⁾ por empresa propietaria⁽²⁾

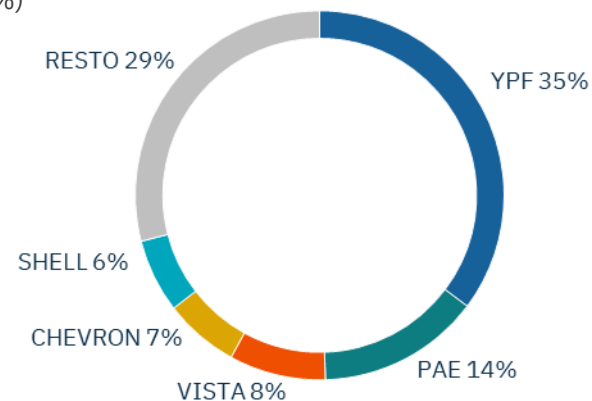
(kbbbl/día y porcentajes)

Empresa	abr-23	abr-24	Var. % i.a.	Ene.Abr.-23	Ene.Abr.-24	Var. % i.a.a.
YPF	242,1	246,2	1,7%	239,0	247,3	3,5%
PAE	102,1	99,6	-2,4%	101,9	100,0	-1,9%
VISTA	46,3	59,1	27,6%	47,3	55,4	17,1%
CHEVRON	43,1	45,8	6,3%	42,5	47,4	11,3%
SHELL	35,8	45,1	25,8%	35,5	45,4	27,8%
RESTO	176,0	202,5	15,1%	177,1	196,5	11,0%
TOTAL	645,4	698,3	8,2%	643,5	692,0	7,6%

Variación de la producción por empresa propietaria⁽²⁾, abr-23 vs. abr-24 (kbbbl/día)

	Kbbbl/día
YPF	+4,0
PAE	-2,5
VISTA	+12,8
CHEVRON	+2,7
SHELL	+9,3

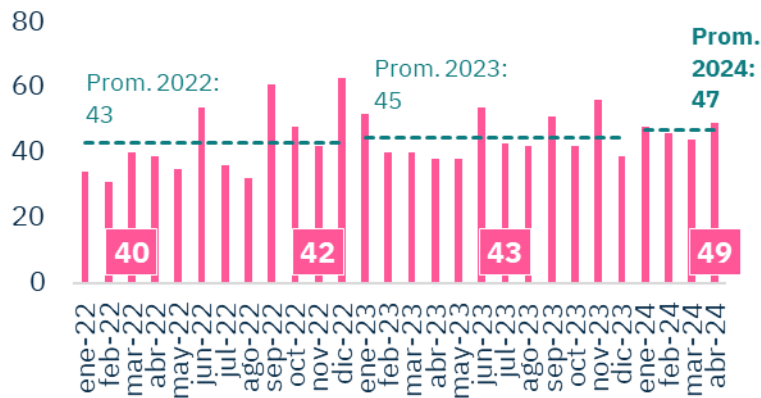
Participación de las empresas propietarias en la producción total, abr-24 (%)



Notas: (1) La producción de petróleo incluye condensado y gasolina estabilizada. (2) YPF incluye Bajo del Toro I, PAE incluye a Pan American Energy y Pan American Sur; Chevron incluye Compañía de Desarrollo no Convencional y Compañía de Hidrocarburo no Convencional, Shell incluye el 50% de Bandurria Sur y Equinor el 50% de Bandurria Sur. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

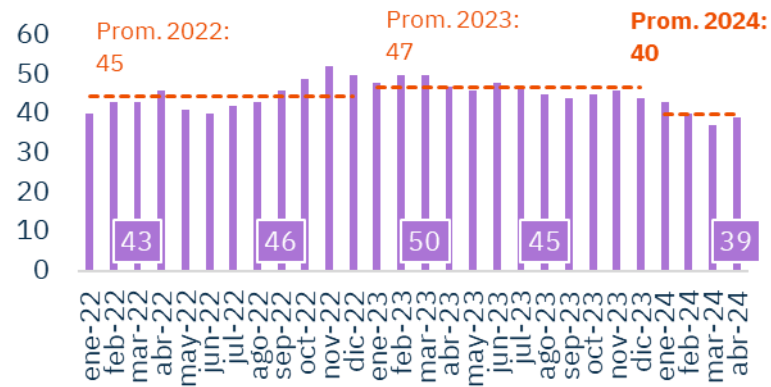
Pozos de explotación terminados⁽¹⁾

(cantidad de pozos #)



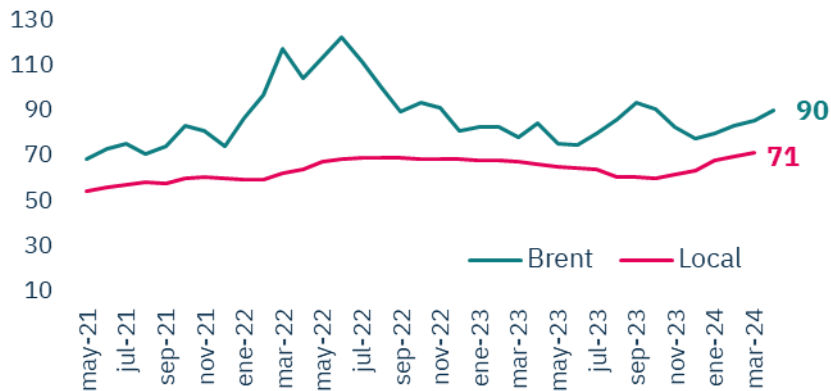
Plataformas en operación

(cantidad de plataformas #)



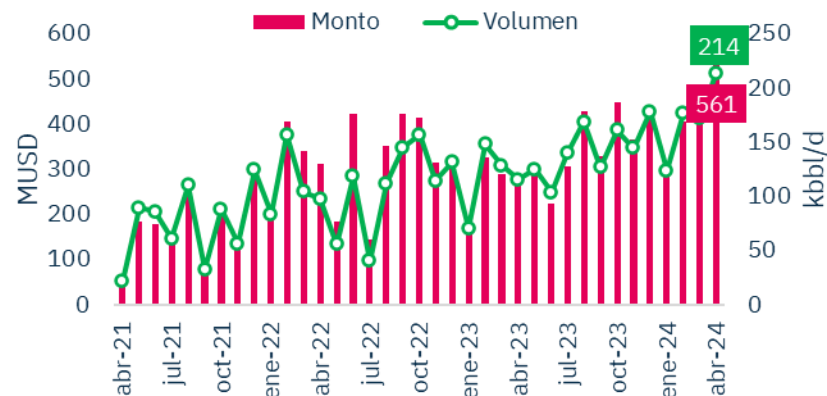
Precios del petróleo en el mercado local e internacional

(USD/bbl)



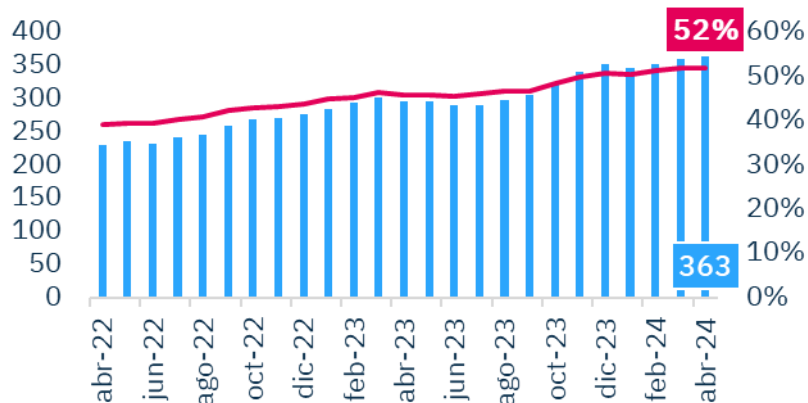
Monto y volumen de las exportaciones de petróleo

(MUSD y kbb/día)

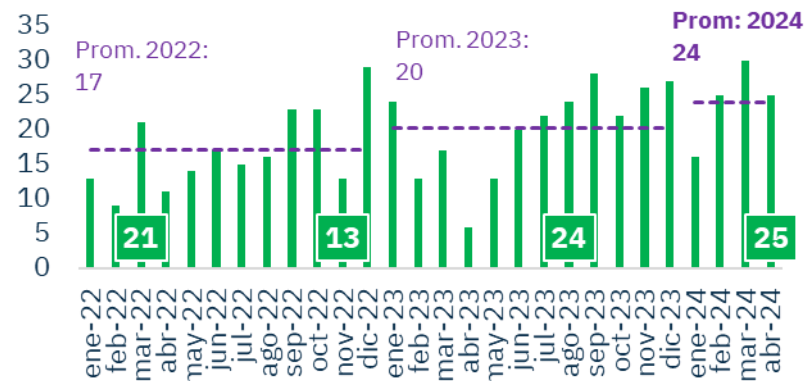


Notas: (1) Se consideraron sólo los pozos productivos. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

Producción de shale oil y participación sobre la producción total (kbbbl/día y %)



Nivel de actividad no convencional (cantidad de pozos)



Producción de shale oil por empresa operadora (kbbbl/día)

Empresa	abr-24	Var. % i.a.
YPF	201,9	17,6%
VISTA	52,2	32,2%
SHELL	36,0	25,9%
PAE	21,0	0,3%
RESTO	52,1	49,6%
TOTAL	363,2	22,9%

Producción de shale oil por empresa propietaria⁽¹⁾ (kbbbl/día)

Empresa	abr-24	Var. % i.a.
YPF	112,3	17,5%
VISTA	51,8	36,3%
SHELL	44,9	26,1%
CHEVRON	42,5	8,3%
RESTO	111,8	28,3%
TOTAL	363,2	22,9%

Notas: (1) YPF incluye Bajo del Toro I, PAE incluye a Pan American Energy y Pan American Sur; Chevron incluye Compañía de Desarrollo no Convencional y Compañía de Hidrocarburo no Convencional, Shell incluye el 50% de Bandurria Sur y Equinor el 50% de Bandurria Sur. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Producción de gas natural por tipo de reservorio, abril 2024

(MM m³/día y %)

TOTAL	CONVENCIONAL	NO CONV.
138,5	54,8	83,7
MMm ³ /día	MMm ³ /día	MMm ³ /día
7,6%	-2,4%	15,3%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

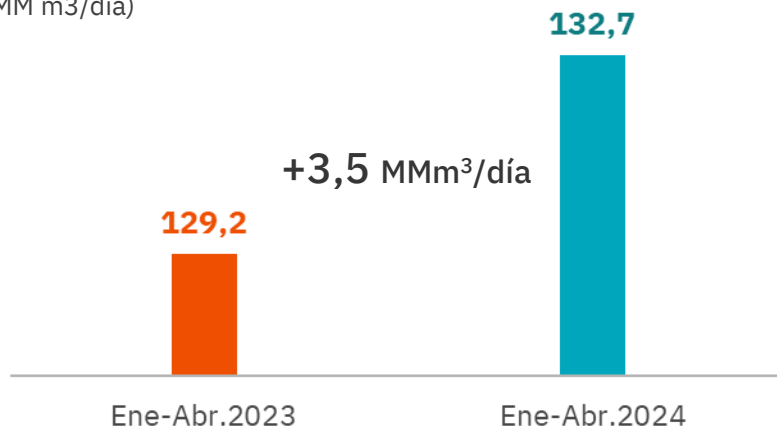
Producción por tipo de reservorio y cuenca

(MM m³/día)

	abr-23	abr-24	Var. % i.a.	Ene.Abr.-23	Ene.Abr.-24	Var. % i.a.a.
CONV.	56,1	54,8	-2,4%	57,5	52,7	-8,4%
SHALE	51,6	63,9	23,8%	51,6	60,8	17,9%
TIGHT	21,1	19,9	-5,7%	20,1	19,2	-4,5%
NEUQUINA	88,9	100,2	12,7%	88,0	94,4	7,3%
AUSTRAL	25,1	24,2	-3,6%	26,2	23,9	-9,1%
GOLFO SAN JORGE	11,0	10,6	-3,3%	11,1	10,9	-2,1%
RESTO	3,8	3,5	-6,4%	3,8	3,5	-7,0%
TOTAL	128,7	138,5	7,6%	129,2	132,7	2,7%

Producción de gas natural, 2024 vs. 2023

(MM m³/día)



Acumulado 2023 vs. 2024:

TOTAL: +3,5 MM m³/día
 CONVENCIONAL: -4,8 MM m³/día
 TIGHT GAS: -0,9 MM m³/día
 SHALE GAS: +9,2 MM m³/día

Producción de gas natural por empresa operadora

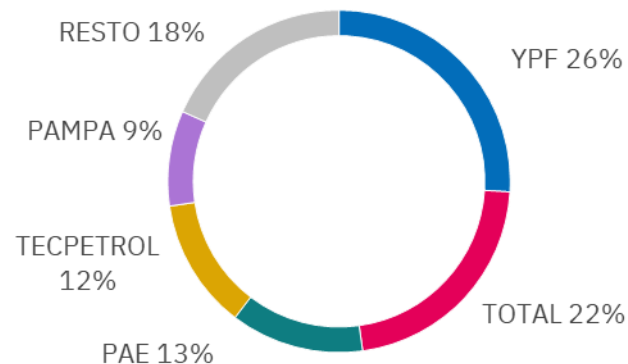
(MM m3/día y %)

Empresa	abr-23	abr-24	Var. %. i.a.	Ene.Abr.-23	Ene.Abr.-24	Var. %. i.a.a.
YPF	34,5	36,0	4,4%	34,5	34,6	0,1%
TOTAL	30,9	30,2	-2,2%	30,6	29,4	-3,8%
PAE	15,7	17,4	11,3%	16,1	17,2	6,9%
TECPETROL	16,6	17,1	2,6%	16,1	16,4	1,9%
PAMPA	9,1	12,4	36,2%	8,7	11,8	35,3%
RESTO	22,0	25,4	15,4%	23,2	23,3	0,8%
TOTAL	128,7	138,5	7,6%	129,2	132,7	2,7%

Variación de la producción por empresa operadora ⁽¹⁾, abr-24 / abr-23 (MM m3/día)

	MMm ³ /día
YPF	+1,5
TOTAL	-0,7
PAE	+1,8
TECPETROL	+0,4
PAMPA	+3,3

Participación de las empresas operadoras en la producción total, abr-24 (%)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Producción de gas natural por empresa propietaria⁽¹⁾

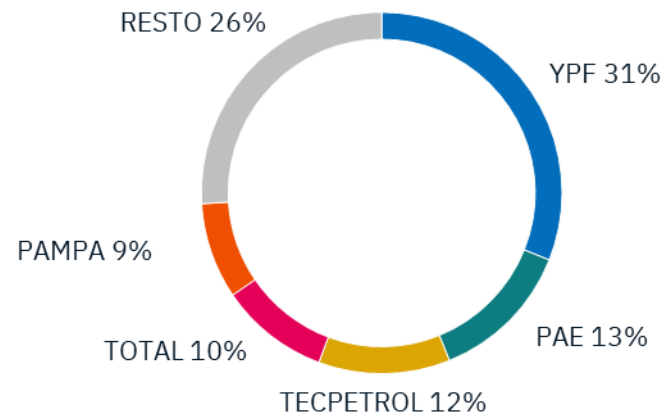
(MM m3/día y %)

Empresa	abr-23	abr-24	Var. % i.a.	Ene.Abr.-23	Ene.Abr.-24	Var. % i.a.a.
YPF	38,2	43,0	12,6%	38,9	52,8	35,7%
PAE	17,5	17,8	1,8%	17,7	23,4	31,9%
TECPETROL	15,8	16,3	3,5%	15,2	20,9	36,9%
TOTAL	13,1	13,6	3,3%	13,0	17,5	34,3%
PAMPA	9,4	11,9	26,9%	8,9	15,0	67,6%
RESTO	34,8	35,9	3,2%	35,3	3,1	-91,3%
TOTAL	128,7	138,5	7,6%	129,2	132,7	2,7%

Variación de la producción por empresa propietaria⁽¹⁾, abr-24 / abr-23 (MM m3/día)

	MMm ³ /día
YPF	+4,8
PAE	+0,3
TECPETROL	+0,6
TOTAL	+0,4
PAMPA	+2,5

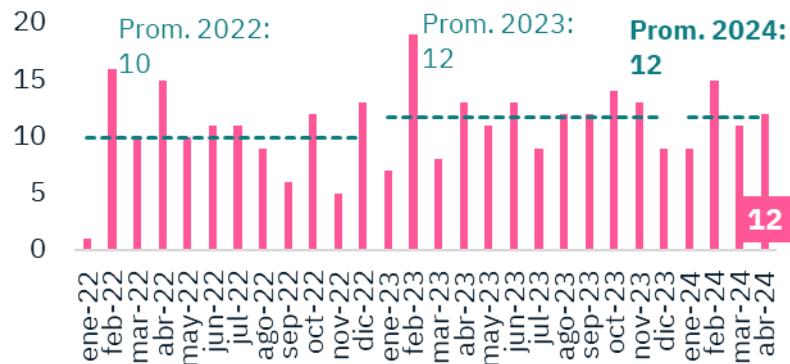
Participación de las empresas propietarias en la producción total, abr-24 (%)



Notas: (1) YPF incluye Bajo del Toro I, PAE incluye a Pan American Energy y Pan American Sur; Chevron incluye Compañía de Desarrollo no Convencional y Compañía de Hidrocarburo no Convencional, Shell incluye el 50% de Bandurria Sur y Equinor el 50% de Bandurria Sur. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

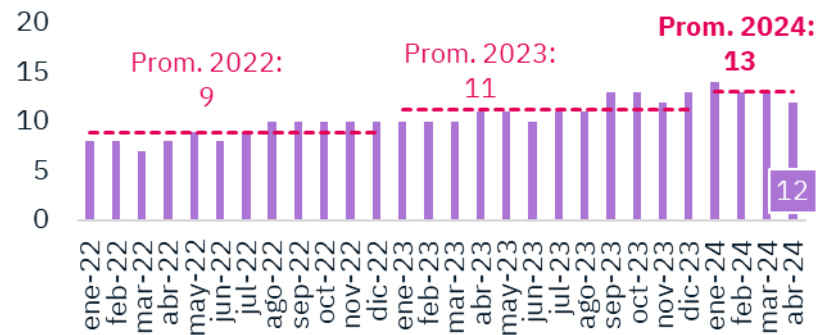
Pozos de explotación terminados ⁽¹⁾

(cantidad de pozos #)



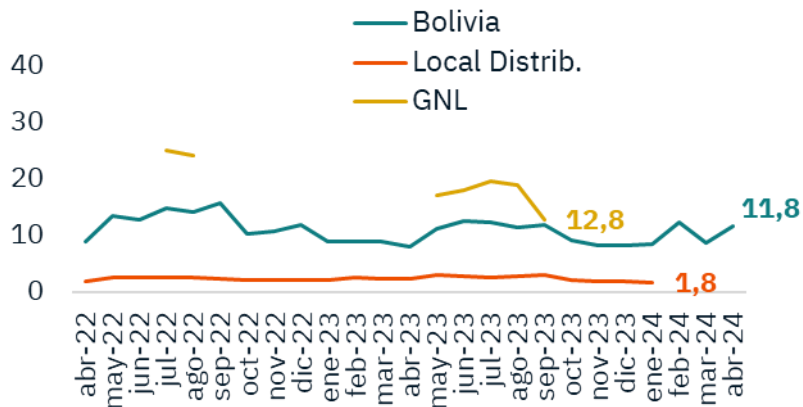
Plataformas en operación

(cantidad de plataformas #)



Precios del gas natural ⁽²⁾

(USD/MMBTU)

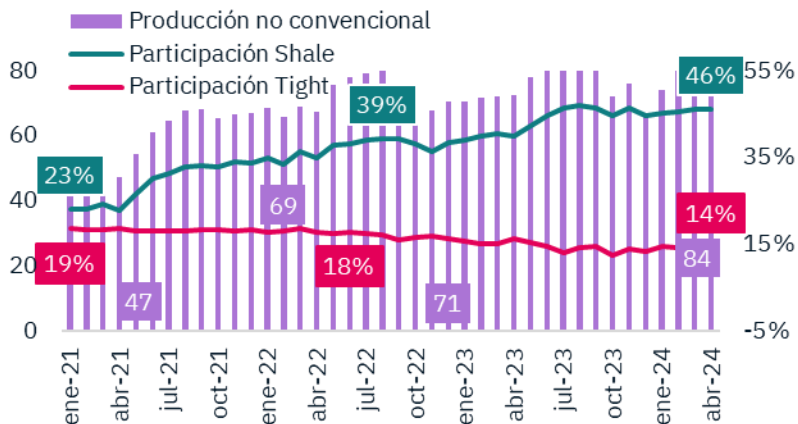


Monto, volumen y precio de las importaciones de gas natural y GNL ⁽²⁾ (USD/MMBTU)

GAS NATURAL DE BOLIVIA	MMm3/d	MUSD	USD/MMBTU
Ene.Abr-23	7,7	223	8,7
Ene.Abr-24	5,8	204	10,6
Var. Ia	-25%	-9%	21%
GNL	MMm3/d	MUSD	USD/MMBTU
Ene.Abr.-23	1,3	73	16,7
Ene.Abr.-24	0,6	21	9,6
Var. Ia	-52%	-72%	-42%

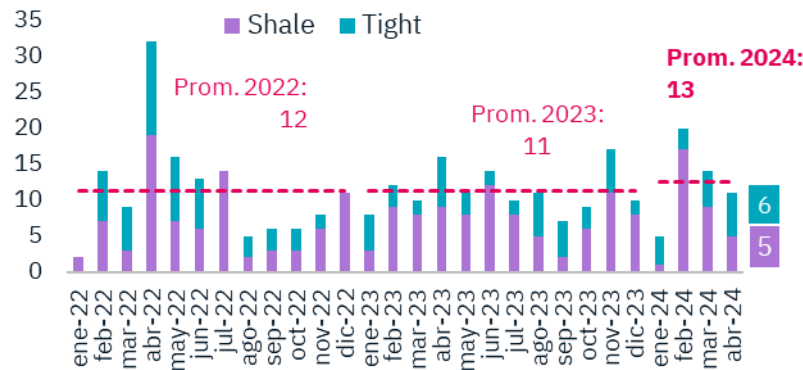
Producción no convencional y participación sobre el total

(MM m3/día)



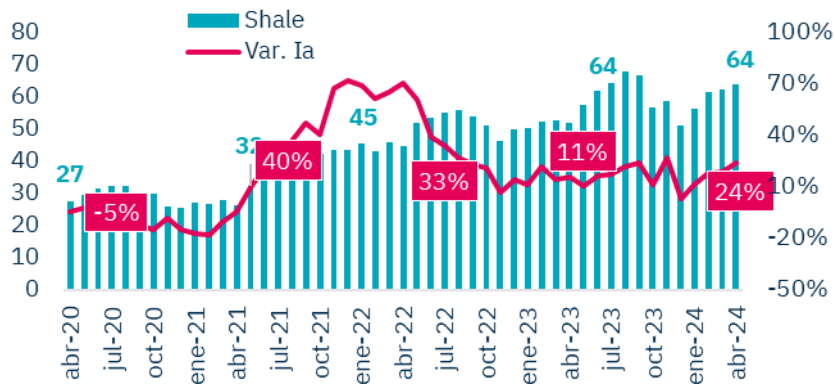
Nivel de actividad no convencional

(cantidad de pozos)



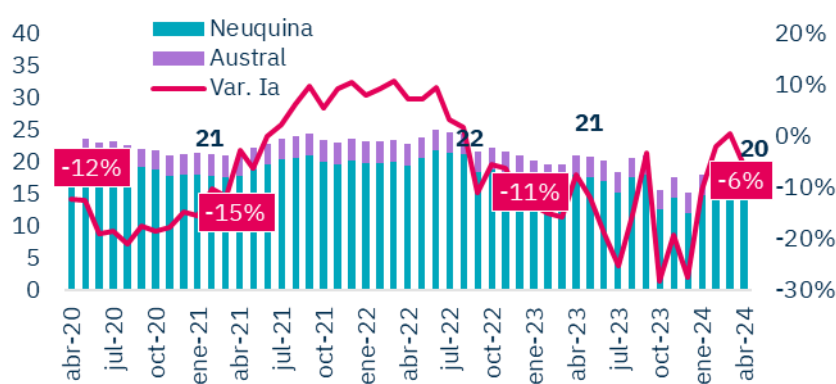
Producción de shale gas

(en MMm3 y var. ia)



Producción de tight gas

(en MMm3 y var. ia)



Producción de shale gas por empresa operadora

(MM m3/día)

Empresa	SHALE GAS	
	abr-24	Var. % i.a.
YPF	16,8	15,7%
TECPETROL	14,9	5,8%
TOTAL	9,6	24,7%
PAE	8,2	36,0%
RESTO	14,3	55,5%
TOTAL	63,9	23,8%

Producción de tight gas por empresa operadora

(MM m3/día)

Empresa	TIGHT GAS	
	abr-24	Var. Ia
YPF	8,4	-0,9%
PAMPA	5,1	-15,1%
CGC	3,2	1,4%
PAE	0,8	-6,8%
RESTO	2,3	-7,3%
TOTAL	19,9	-5,7%

Producción de shale gas por empresa propietaria⁽¹⁾

(MM m3/día)

Empresa	SHALE GAS	
	abr-24	Var. % i.a.
YPF	20,3	19,7%
TECPETROL	14,9	5,7%
TOTAL	5,9	28,6%
PAE	5,1	32,7%
RESTO	17,6	46,2%
TOTAL	63,9	23,8%

Producción de tight gas por empresa propietaria⁽¹⁾

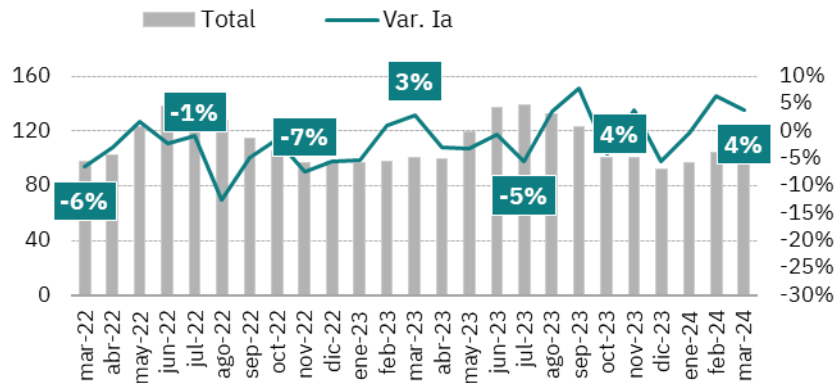
(MM m3/día)

Empresa	TIGHT GAS	
	abr-24	Var. % i.a.
PAMPA	6,7	-11,3%
YPF	5,9	-4,5%
CGC	3,2	1,4%
PETROBRAS	1,6	4,0%
RESTO	2,5	-6,2%
TOTAL	19,9	-5,7%

Notas: (1) YPF incluye Bajo del Toro I, PAE incluye a Pan American Energy y Pan American Sur; Chevron incluye Compañía de Desarrollo no Convencional y Compañía de Hidrocarburo no Convencional, Shell incluye el 50% de Bandurria Sur y Equinor el 50% de Bandurria Sur. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

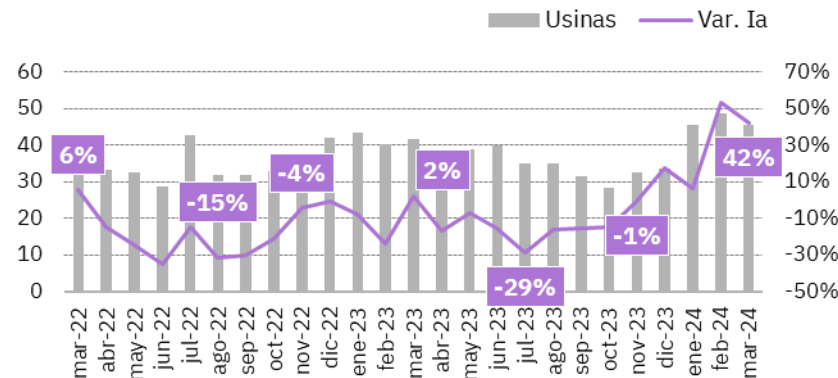
Consumo total ⁽¹⁾

(MMm³/día y porcentajes)



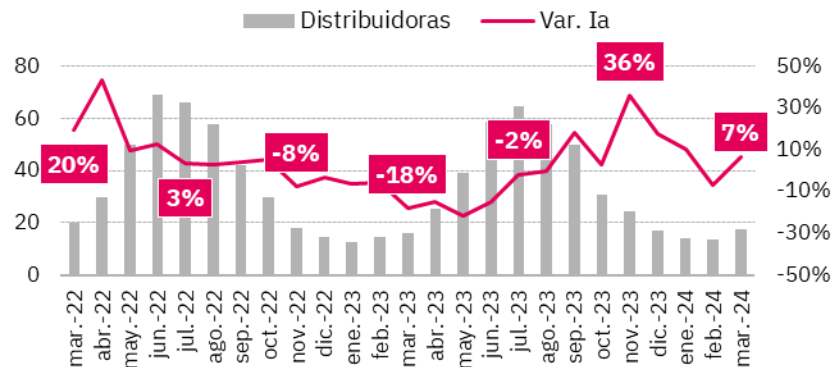
Consumo usinas

(MMm³/día y porcentajes)



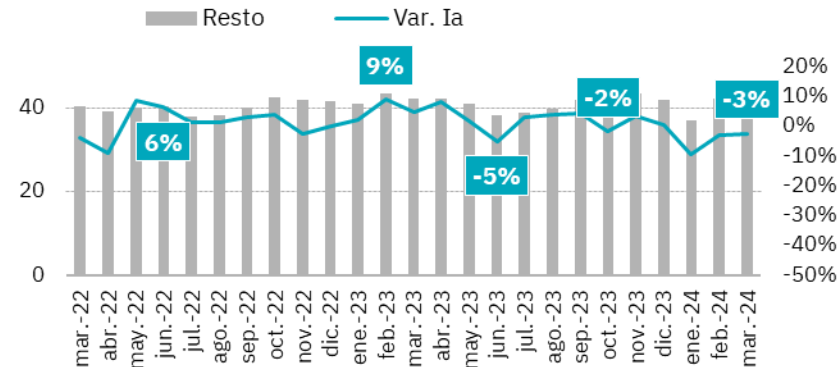
Consumo distribuidoras ⁽²⁾

(MMm³/día y porcentajes)



Consumo resto ⁽³⁾

(MMm³/día y porcentajes)

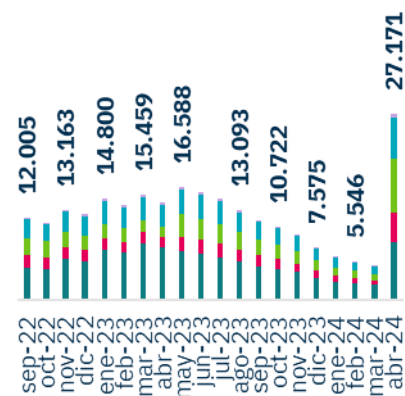
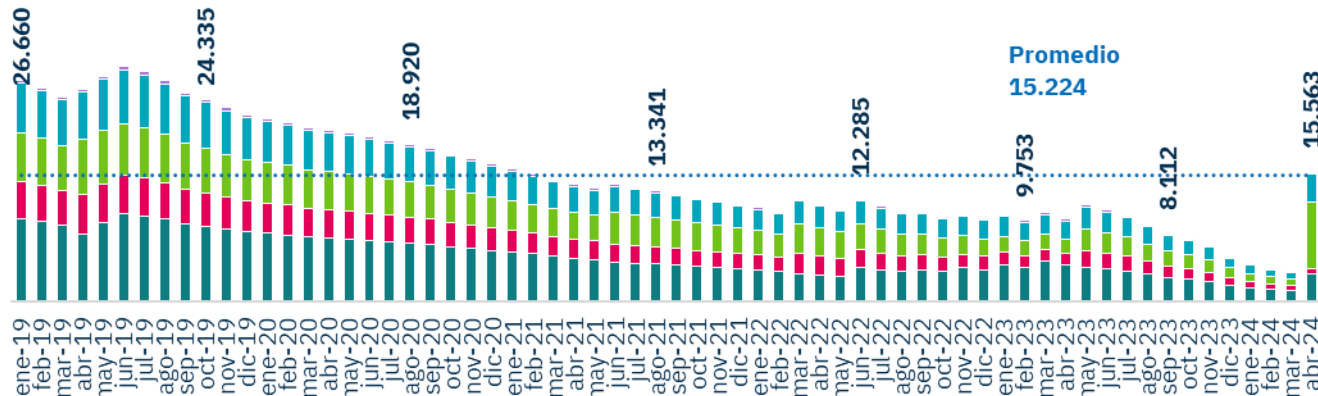


Tarifa media de gas natural, Nivel 1 y 3 ⁽¹⁾

AR\$ constantes de abr-24/mes

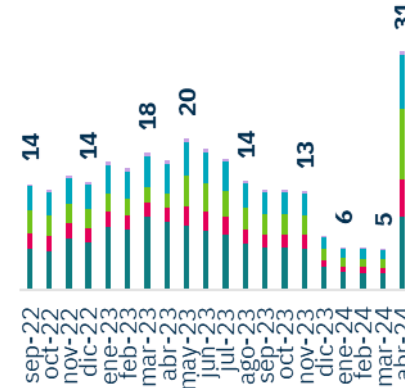
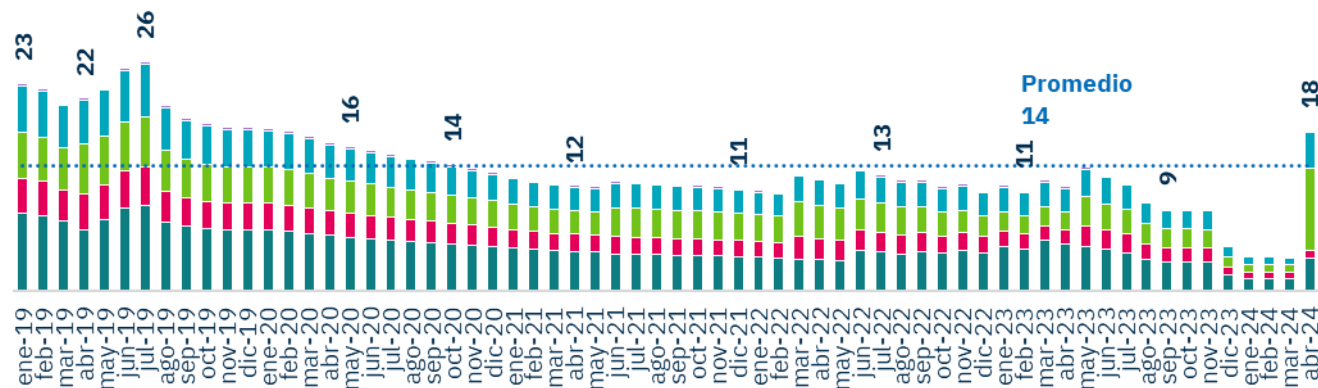
Nivel 3

Nivel 1



USD /mes

Fondo Fiduciario VAD Gas Impuestos Transporte Promedio



Notas: (1) Corresponde a una tarifa de Metrogas Buenos Aires, considerando el consumo medio de un usuario R22. Se considera un consumo anual de 711 m3, por lo que en este caso no aplicarían los topes de consumo. Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS, índices de precios provinciales, IPC CABA y BCRA.

Crudo procesado, Abril 2024

(kbbbl/día y %)

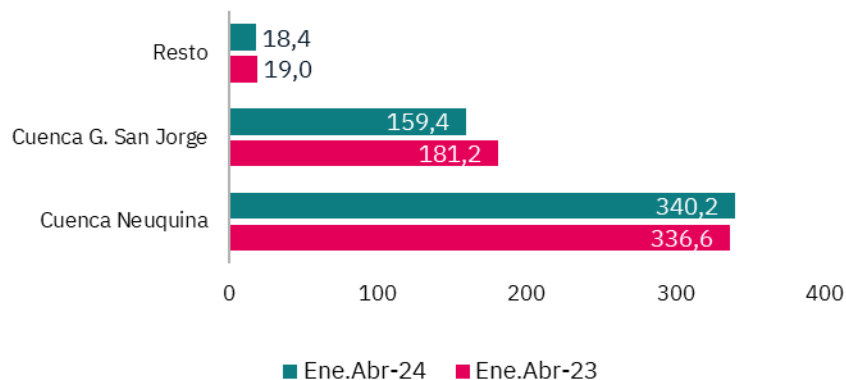
TOTAL	Cuenca Neuquina	Cuenca G. San Jorge	Resto
523,2	334,4	173,2	15,6
kbbbl/día	kbbbl/día	kbbbl/día	kbbbl/día
-4,1%	0,4%	-8,0%	-35,0%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

Abril 2024 vs. Abril 23:

TOTAL: -22,2 kbbbl/día

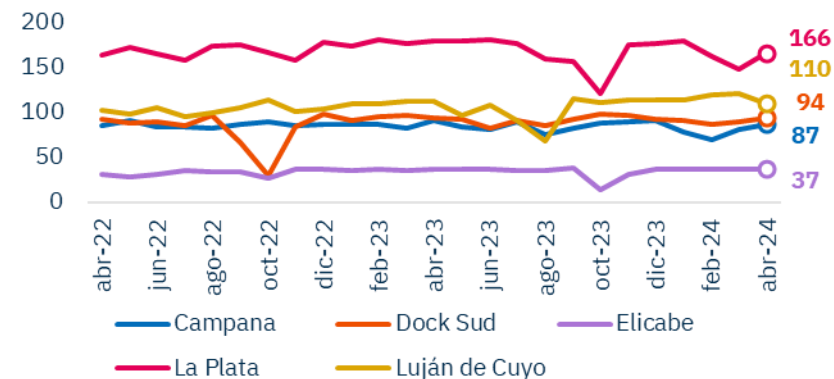
Crudo procesado

(kbbbl/día)



Crudo procesado según refinería ⁽¹⁾

(kbbbl/día)



Notas: (1) La caída del volumen de refinación de Dock Sud en septiembre y de Campana en febrero y marzo de Ene.Feb.-23 se deben a paradas programadas de planta. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Producción de combustibles por tipo ⁽¹⁾

(miles de m3 y %)

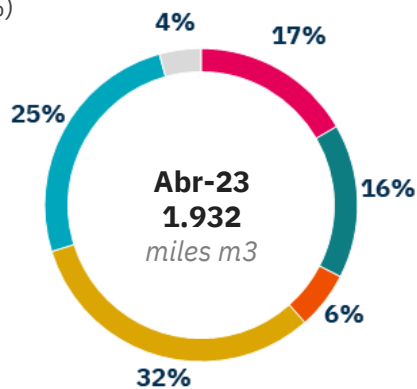
	Nafta 2	Nafta 3	Gasoil 2	Gasoil 3
Abr-23	596	172	786	378
Abr-24	583	152	699	414
Var. Ia	-2,2%	-11,1%	-11,1%	9,6%
Ene.Abr.-23	2.417	704	3.033	1.491
Ene.Abr.-24	2.375	635	2.850	1.523
Var. Ia	-1,7%	-9,8%	-6,1%	2,2%

Abril 2024 vs. Abril 2023:

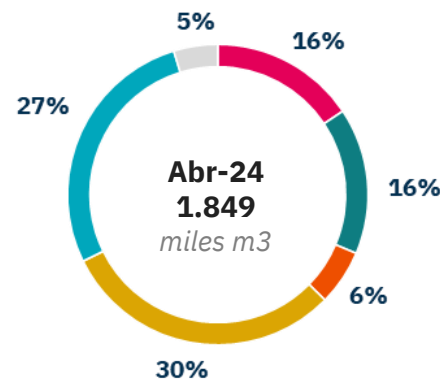
TOTAL: -84 miles de m3

Producción de naftas y gasoil por refinería ⁽¹⁾

(en %)



- Campana
- Dock Sud
- Elicábe
- La Plata
- Luján de Cuyo
- Resto



Ventas de naftas y gasoil, Abril 2024

(miles m³ y %)

TOTAL	Nafta	Gasoil
1.889	744	1.145
Miles m ³	Miles m ³	Miles m ³
-8,0%	-10,6%	-6,3%
Var. % interanual	Var. % interanual	Var. % interanual

Ventas de naftas y gasoil ⁽¹⁾

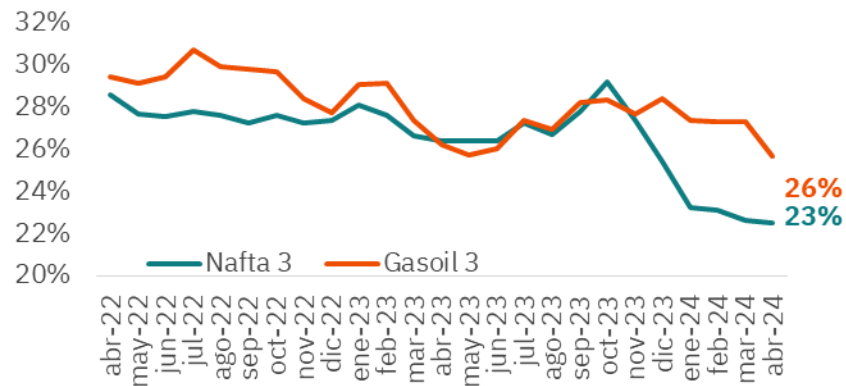
(miles m³ y %)

	Nafta 2	Nafta 3	Gasoil 2	Gasoil 3
Abr-23	613	220	901	321
Abr-24	576	168	851	294
Var.% i.a	-5,9%	-23,7%	-5,5%	-8,4%
Ene.Abr.-23	2.515	941	3.416	1.323
Ene.Abr.-24	2.460	731	3.254	1.199
Var.% i.a	-2,2%	-22,2%	-4,7%	-9,3%

Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

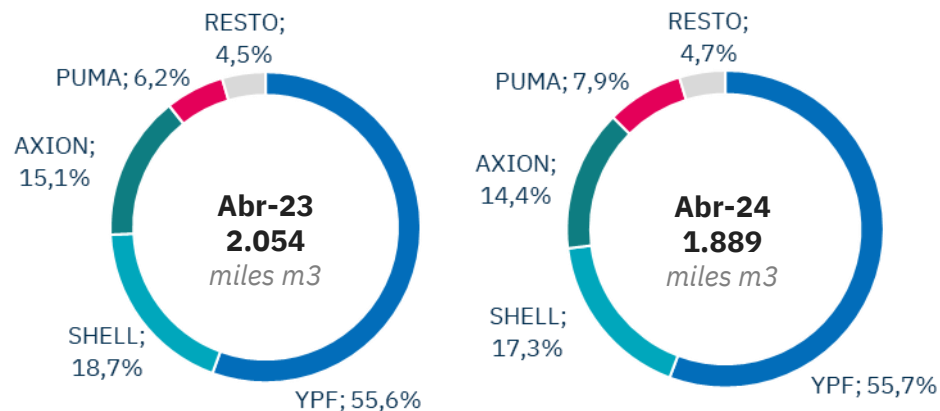
Participación grado 3

(% sobre ventas)



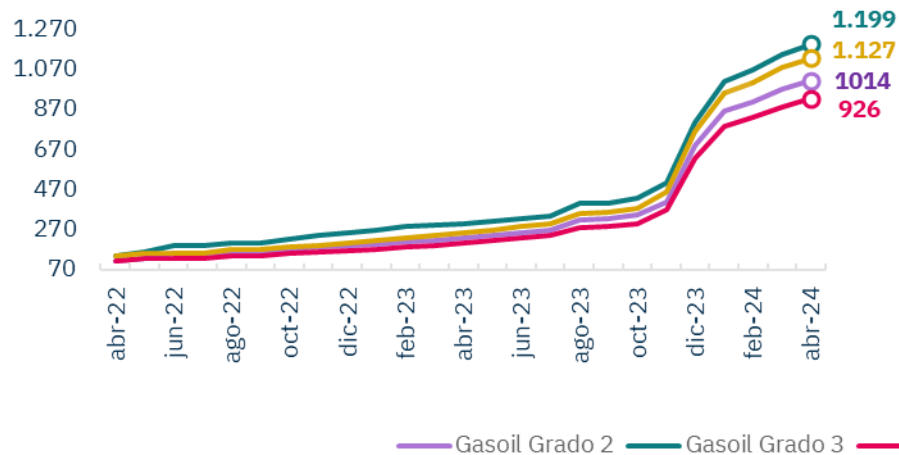
Market share, Abril 2023 y 2024 ⁽¹⁾

(% sobre ventas)



Precio de los combustibles en pesos corrientes

(AR\$/litro)



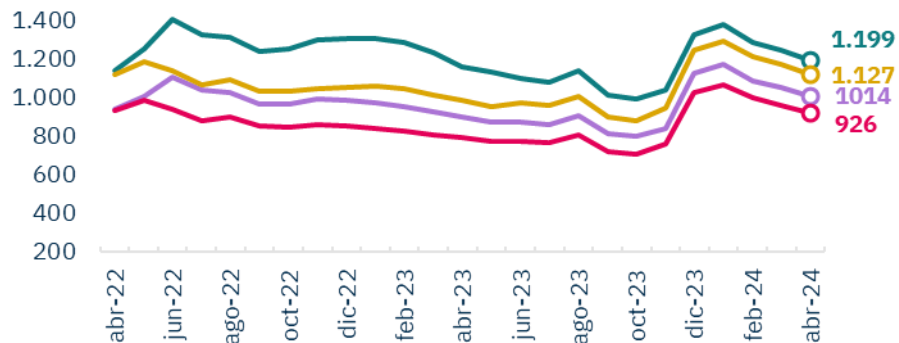
Precio de los combustibles, Abril 2024

(USD/litro y \$/litro)

	Nafta 2	Nafta 3	Gasoil 2	Gasoil 3
AR\$/litro	925,5	1126,6	1014,3	1199,0
Var.% i.m	4,6%	4,3%	4,6%	4,5%
USD/litro	1,07	1,30	1,17	1,38
Var.% i.m	2,3%	2,0%	2,4%	2,2%
\$ const./litro Var.% i.m	-3,9%	-4,2%	-3,9%	-4,0%

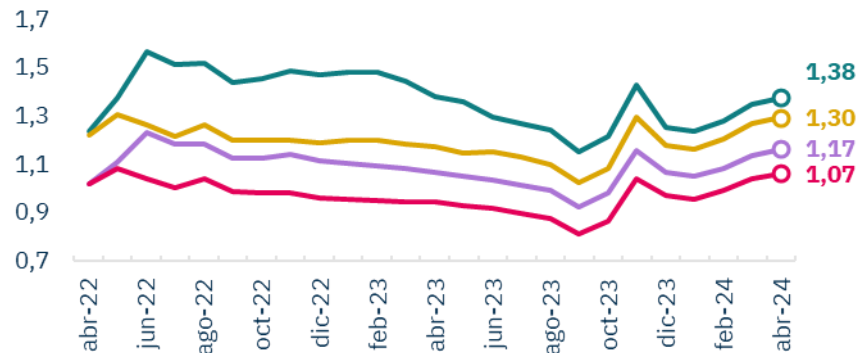
Precio de los combustibles en pesos constantes

(AR\$ constantes de Mar-24/litro)

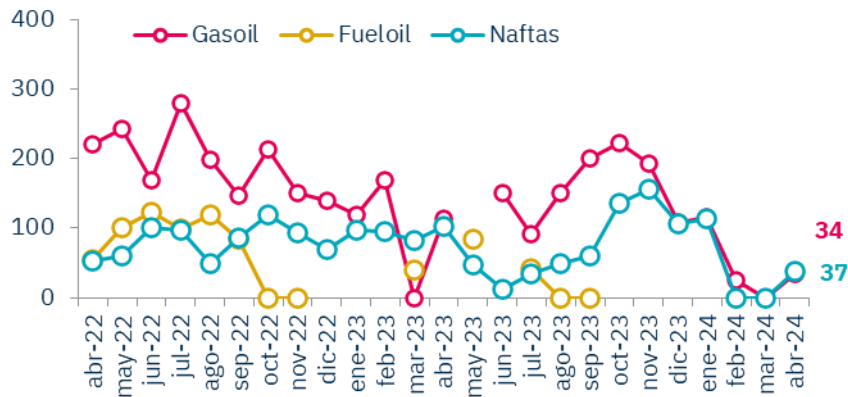


Precio de los combustibles en dólares corrientes

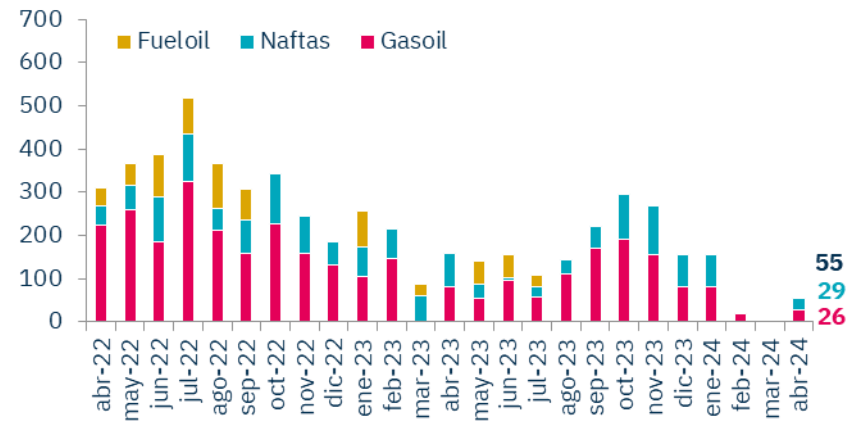
(USD/litro)



Volumen de importación de naftas, gasoil y fueloil ⁽¹⁾ (miles de m3)



Monto de la importación de naftas, gasoil y fueloil ⁽¹⁾ (MUSD)



Importaciones de naftas, gasoil y fueloil ⁽¹⁾ (miles de m3 y MUSD)

Miles de m3	Ene.Abr.-23	Ene.Abr.-24	Var. Ia
Gasoil	401	175	-56%
Naftas	376	151	-60%
Fuel Oil	40	0	-
Total	817	325	-60%

MUSD	Ene.Abr.-23	Ene.Abr.-24	Var. Ia
Gasoil	332	125	-62%
Naftas	273	103	-62%
Fuel Oil	110	0	-
Total	715	228	-68%

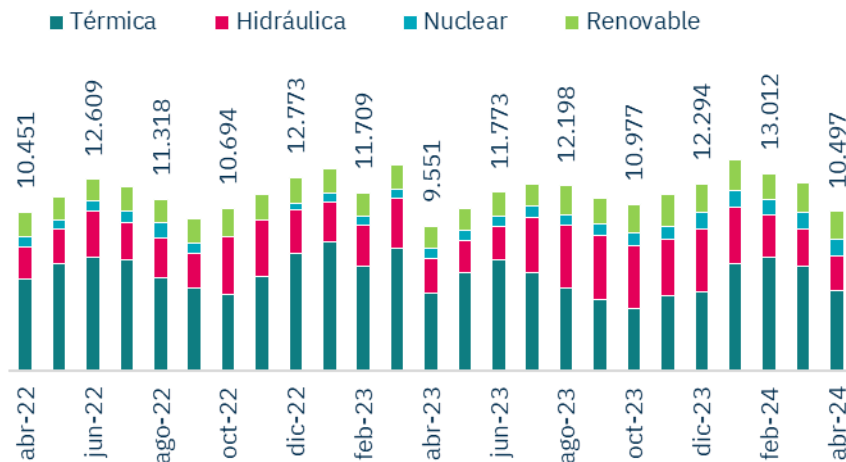
Generación de energía eléctrica

(GWh y %)

	TÉRMICA	HIDRÁULICA	NUCLEAR	RENOVABLE	TOTAL
Abr-23	5.107	2.285	670	1.488	9.551
Abr-24	5.237	2.290	1.114	1.856	10.497
Var. Ia	2,5%	0,2%	66,4%	24,7%	9,9%
Ene.Abr-23	28.525	10.888	2.559	6.208	48.180
Ene.Abr-24	26.592	11.345	4.340	7.507	49.784
Var. Ia	-6,8%	4,2%	69,6%	20,9%	3,3%

Generación de energía eléctrica por fuente

(GWh)



Participación por fuente en la generación de energía eléctrica

(en %)

	Ene.Abr-23	Ene.Abr-24	Var.	abr-23	abr-24	Var.
TÉRMICA	59%	53%	-6 p.p.	53%	50%	-4 p.p.
HIDRÁULICA	23%	23%	0 p.p.	24%	22%	-2 p.p.
NUCLEAR	5%	9%	3 p.p.	7%	11%	4 p.p.
RENOVABLE	13%	15%	2 p.p.	16%	18%	2 p.p.
TOTAL	100%	100%				

Exportación e importación de energía eléctrica

(GWh y %)

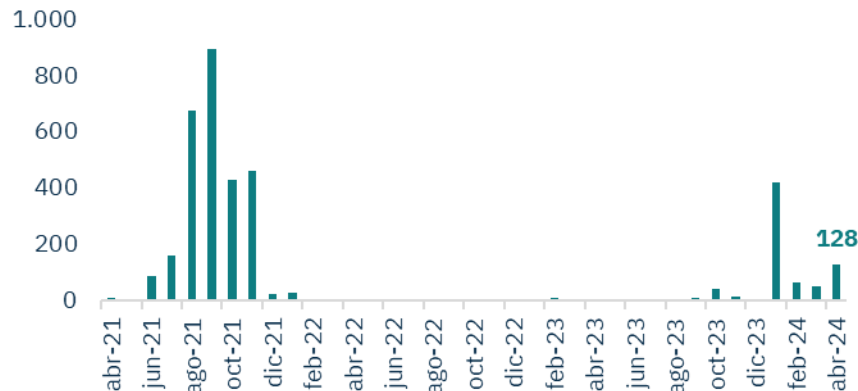
	EXPORTACIÓN			IMPORTACIÓN			
	BRASIL	RESTO	TOTAL	URUGUAY	BRASIL	RESTO	TOTAL
Abr-23	0	6	6	11	895	55	961
Abr-24	128	0	128	0	0	18	18
Var. Ia		-100%	(*)	-100%	-100%	-67%	-98%
Ene.Abr-23	0	15	15	98	3.435	138	3.670
Ene.Abr-24	626	38	664	130	335	123	587
Var. Ia		162%	(*)	33%	-90%	-11%	-84%

(*) Variaciones porcentuales de más del 1000%.

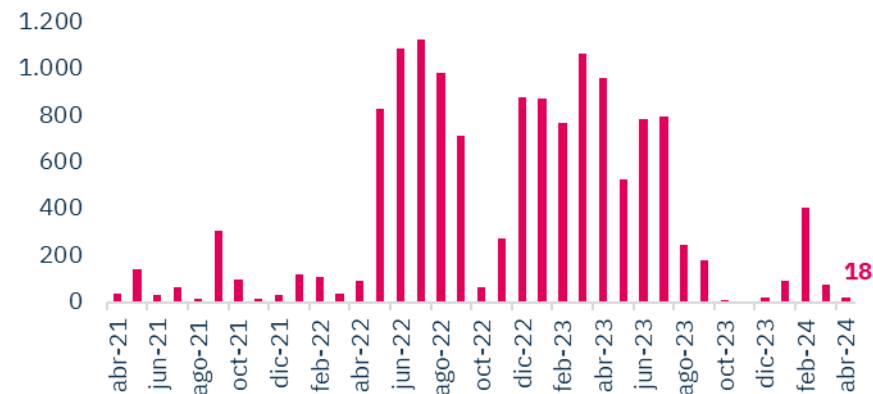
Exportación e importación de energía eléctrica

(GWh)

Exportación

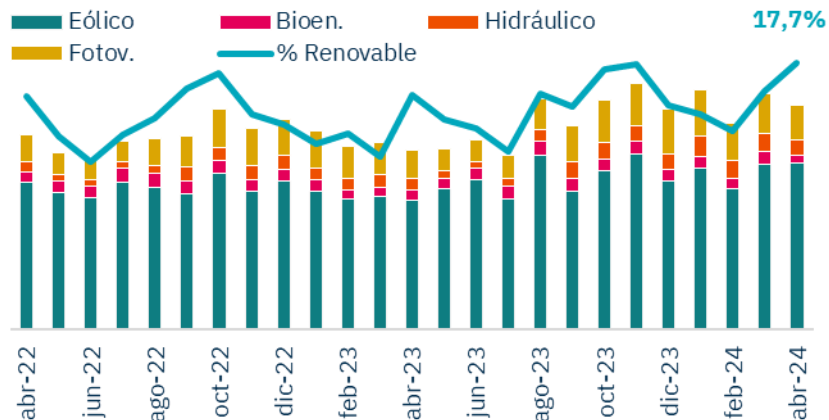


Importación



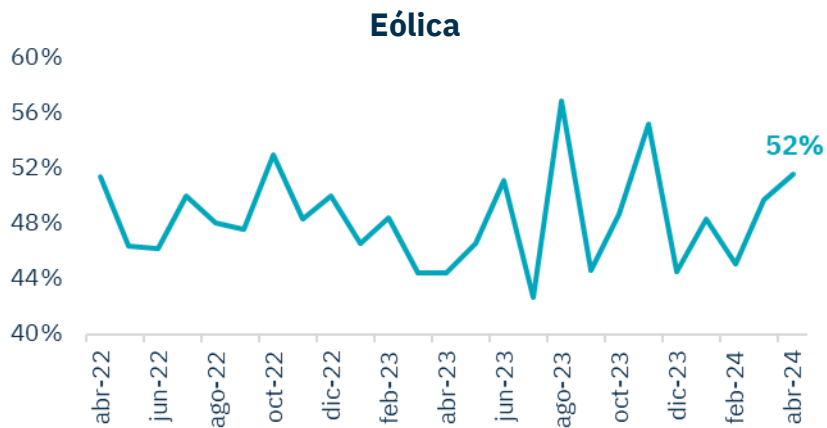
Generación renovable y participación sobre el total

(en GWh y %)



Factor de carga eólica y solar

(en porcentajes)



Generación de energía renovable por tecnología

(en MWh y %)

	Abr-24	Vs. Mar-24	Vs. Abr-23	Vs. Abr-22
EÓLICA	1.376	0,4%	28,9%	13,1%
SOLAR	283	-14,6%	19,2%	23,5%
BIOENERGÍA	70	-29,7%	-18,9%	-22,2%
PAH	126	-17,8%	31,7%	61,4%
TOTAL	1.856	-5,1%	24,7%	14,9%

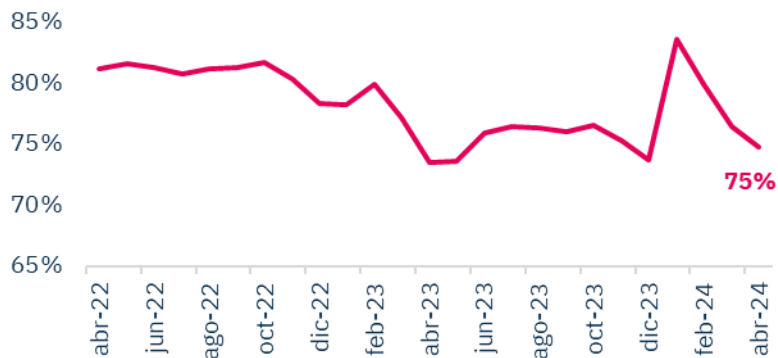
Solar



Disponibilidad de potencia térmica por tecnología

(en porcentajes)

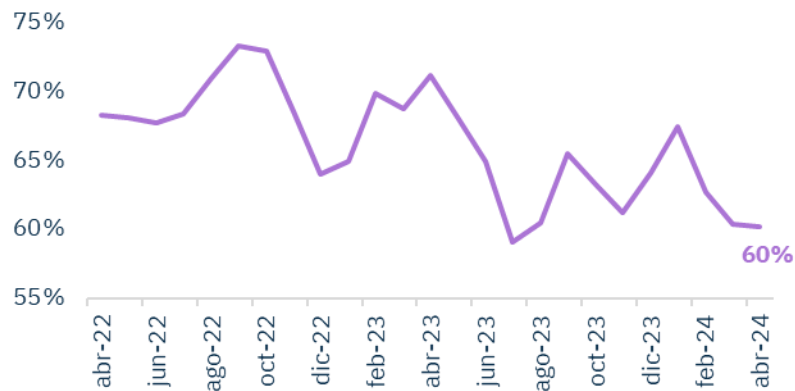
Motor Diesel



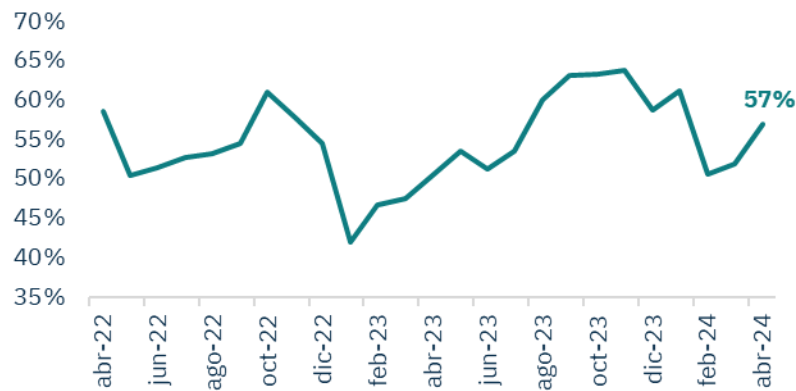
Ciclo Combinado



Turbo gas

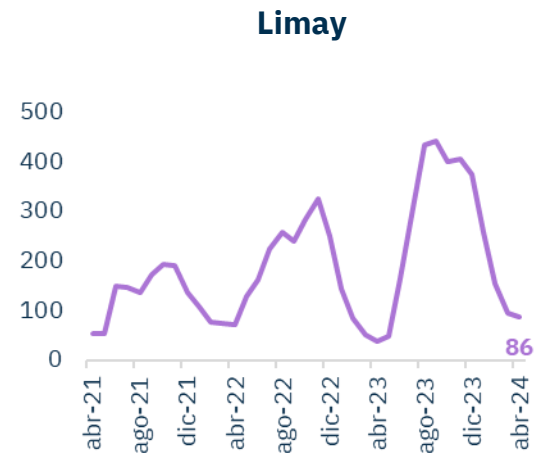
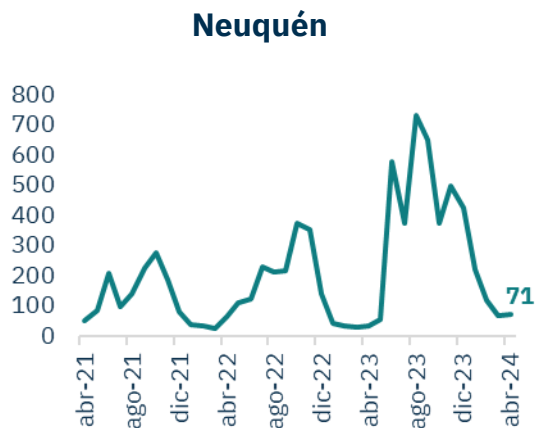
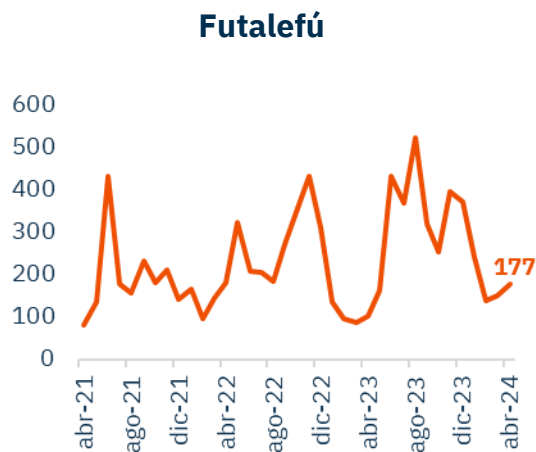
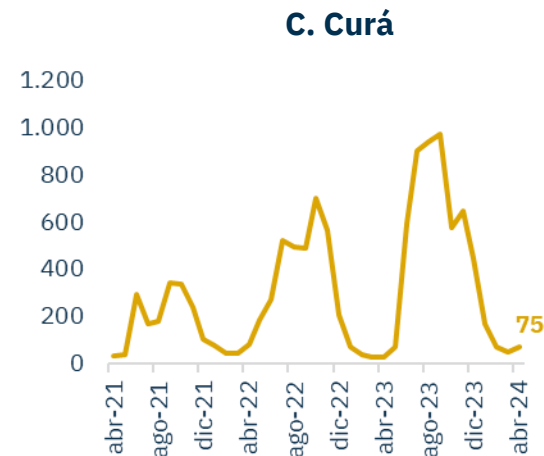
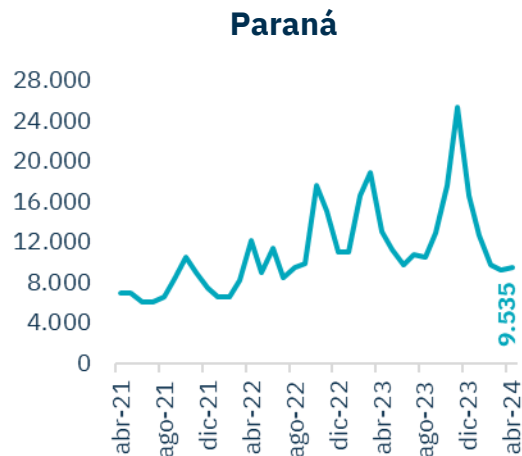
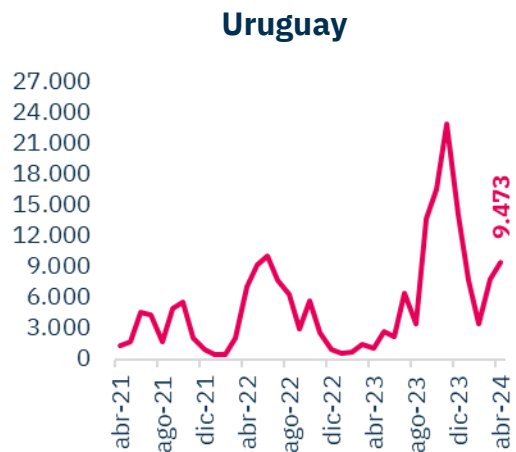


Turbo vapor



Caudal medio por río

(en m3/seg)



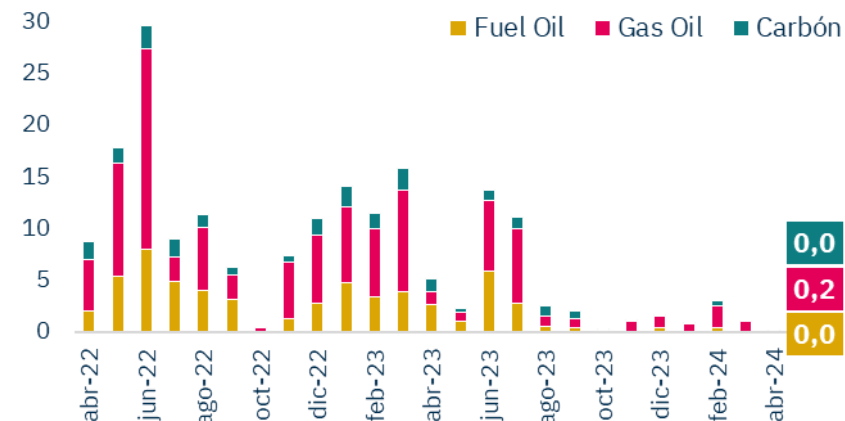
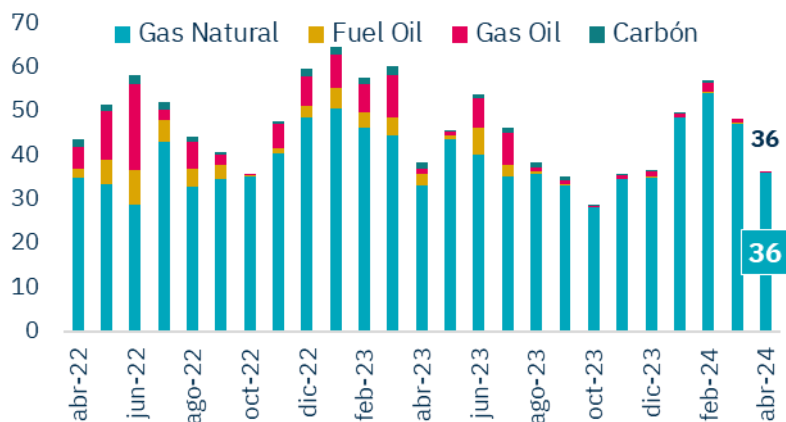
Consumo de combustibles en la generación de energía eléctrica ⁽¹⁾

(MMm3/día, MMm3, Ton, m3 y porcentajes)

	TOTAL MMm ³ /d de gas equiv.	GAS NATURAL MMm ³ /d	FUEL OIL Ton	GASOIL m ³	CARBÓN Ton
Abr-23	38,2	33,1	69.412	34.106	58.227
Abr-24	36,0	35,9	2	4.696	0
Var. % i.a.	-6%	8%	-100%	-86%	-100%
Ene.Abr-23	55,3	43,6	380.588	733.908	316.475
Ene.Abr-24	47,6	46,3	11.160	120.105	22.986
Var. % i.a.	-14%	6%	-97%	-84%	-93%

Consumo de combustibles en la generación de energía eléctrica ⁽¹⁾

(MM m3/día de gas equivalente)



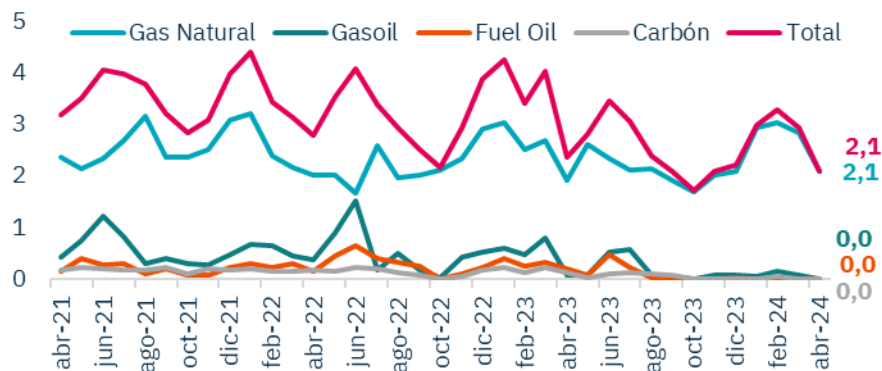
Emisiones producto de la generación térmica

(MMton de CO₂)

	TOTAL	GAS NATURAL	FUEL OIL	GASOIL	CARBÓN
abr-23	2,38	1,94	0,09	0,22	0,14
abr-24	2,11	2,10	0,01	0,00	0,00
Var. Ia	-11,5%	8,3%	-86,2%	-100,0%	-100,0%
Ene.Abr-23	14,12	10,19	1,98	1,21	0,74
Ene.Abr-24	11,34	10,93	0,32	0,04	0,05
Var. Ia	-19,7%	7,2%	-83,6%	-97,1%	-92,7%

Emisiones producto de la generación térmica

(MMton de CO₂)



Emisiones unitarias por tipo de combustible⁽¹⁾

(ton CO₂/MWh)

	Emisión unitaria	Var. Respecto del gas natural
GAS NATURAL	0,43	
GAS OIL	0,66	53,6%
FUEL OIL	0,79	84,6%
CARBÓN	1,04	143,3%
TOTAL	0,46	7,5%

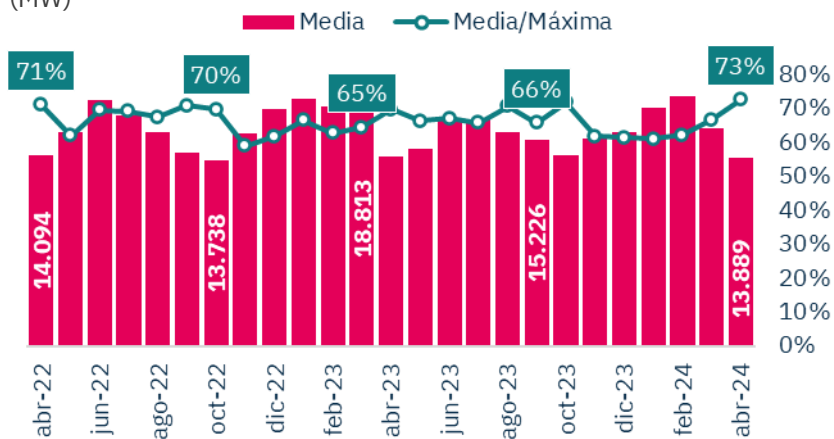
Demanda local de energía eléctrica

(GWh y %)

	RESIDENCIAL	COMERCIO / IND. CHICA	COMERCIO / IND. GRANDE	TOTAL
abr-23	3.987	3.044	3.016	10.047
abr-24	4.223	2.928	2.850	10.000
Var. Ia	5,9%	-3,8%	-5,5%	-0,5%
Ene.Abr-23	23.417	13.699	12.429	49.544
Ene.Abr-24	22.497	13.389	12.003	47.889
Var. Ia	-3,9%	-2,3%	-3,4%	-3,3%

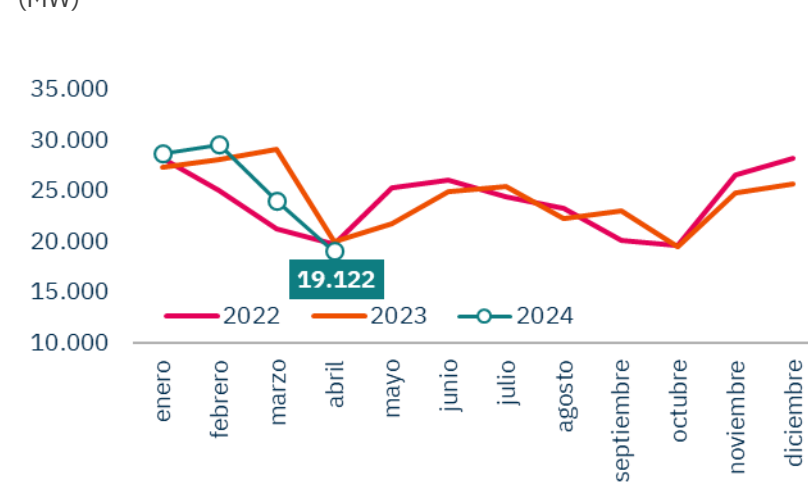
Demanda media de potencia

(MW)



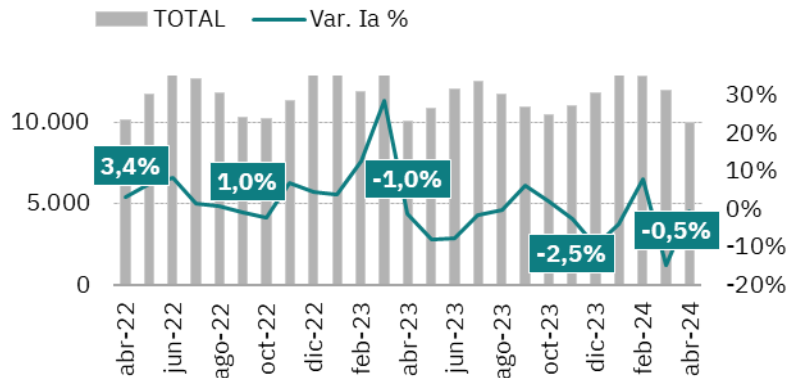
Demanda de potencia máxima

(MW)



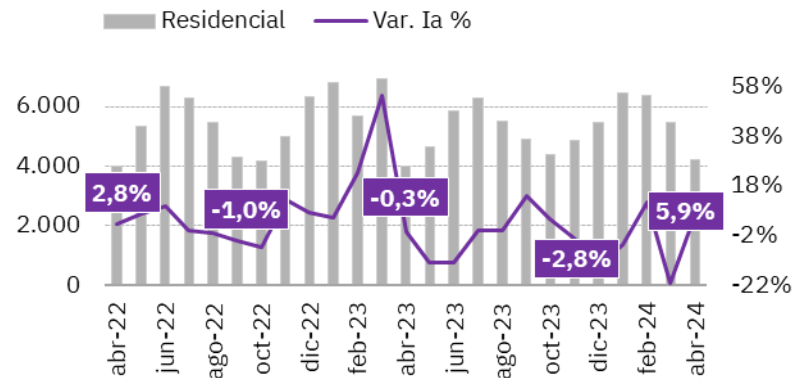
Demanda total de energía eléctrica

(GWh y %)



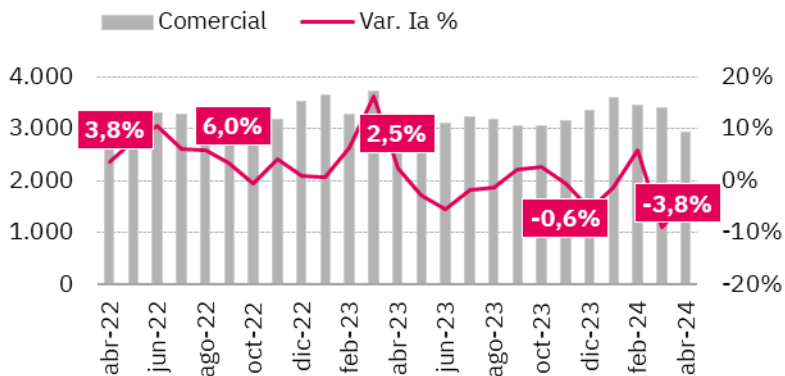
Demanda de energía eléctrica – Segmento residencial

(GWh y %)



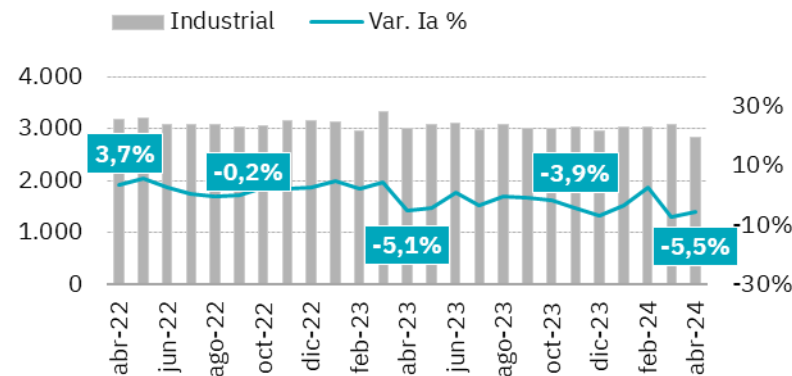
Demanda de energía eléctrica – Comercio / Industria chica

(GWh y %)



Demanda de energía eléctrica – Comercio / Industria grande

(GWh y %)



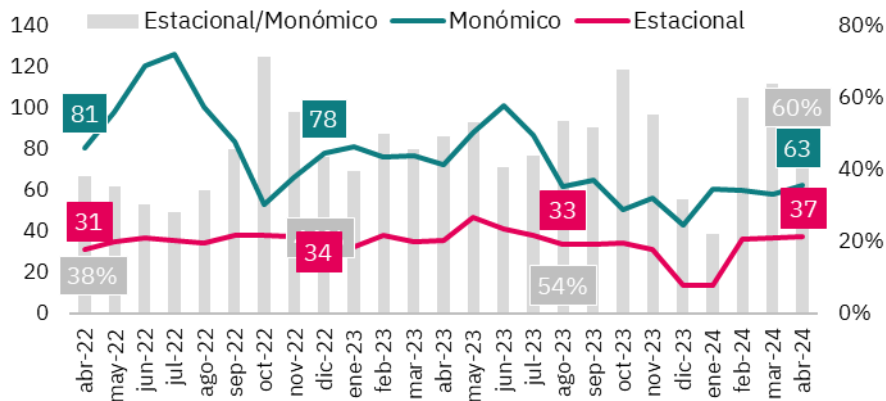
Precio estacional y monómico de generación ⁽¹⁾

(\$/MWh y %)

	Monómico	Estacional	Monómico	Estacional	Estacional/Monómico
	\$/MWh		USD/MWh		%
abr-23	16.086	7.934	72	36	49,3%
abr-24	54.974	32.727	63	37	59,5%
Var. % i.a.	242%	313%	-13%	5%	+10 pp
Ene.Abr-23	15.587	7.206	77	35	46,0%
Ene.Abr-24	51.282	26.662	60	31	51,7%
Var. % i.a.	229%	270%	-21%	-12%	+6 pp

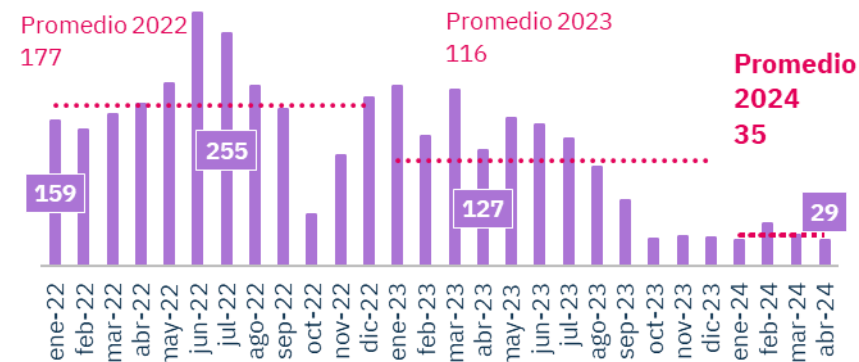
Precio estacional y monómico ⁽¹⁾

(USD/MWh)



Costo marginal operado

(USD/MWh)

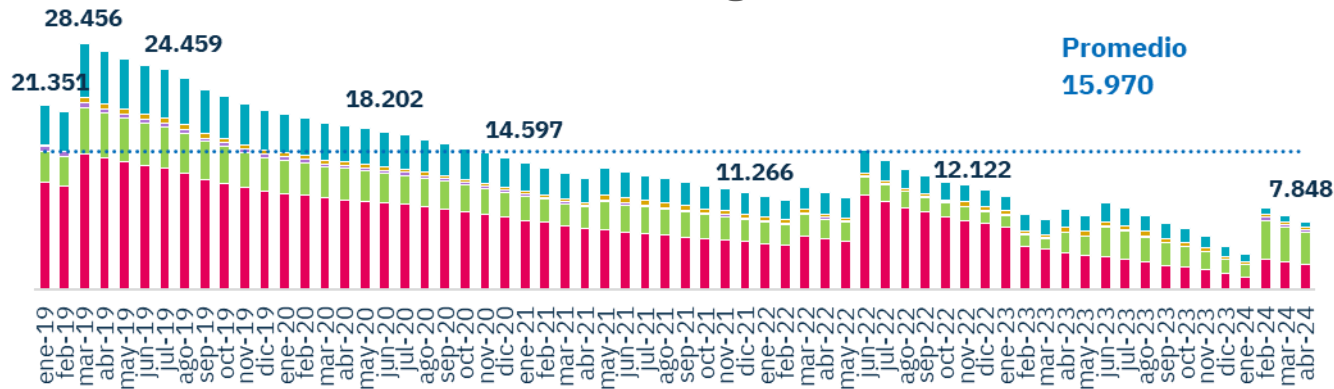


Notas: (1) Corresponde al precio monómico sin considerar transporte. Para el acumulado desde noviembre de 2022 se muestra el promedio ponderado por la oferta, por lo que pueden surgir algunas diferencias con la información previa, Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA.

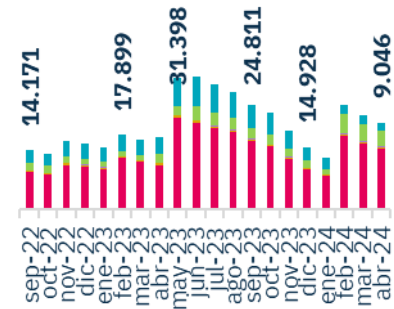
Tarifa media de energía eléctrica, nivel 1 y 3 ⁽¹⁾

AR\$ constantes de Abr-24/mes

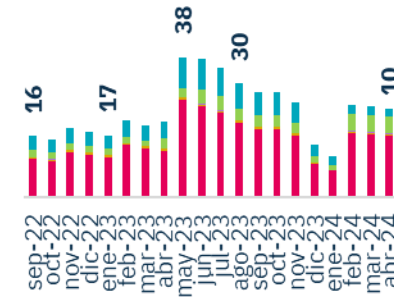
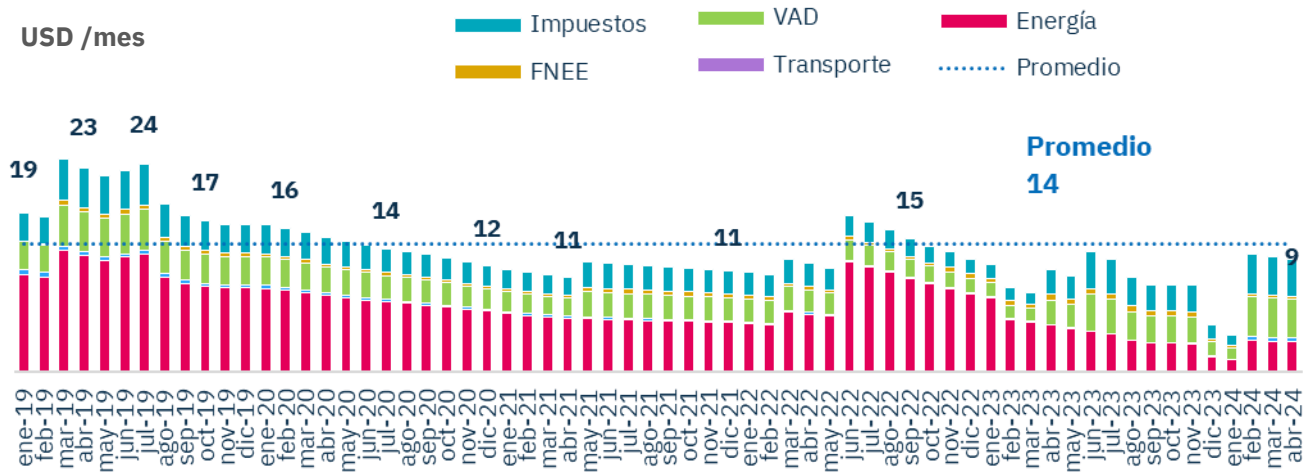
Nivel 3 – Ingresos Medios



Nivel 1 – Ing. Altos



USD /mes



Notas: (1) Corresponde a una tarifa media de Edenor para un consumo de 250 KWh/mes, segmento R2. Fuente: elaboración propia en base a ENRE, índices de precios provinciales, IPC CABA y BCRA.

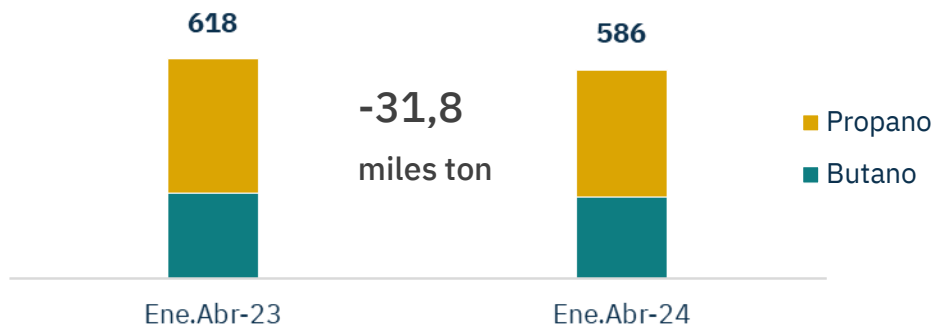
Producción de GLP en plantas de procesamiento de gas, abril 2024 (miles ton y %)

TOTAL	BUTANO	PROPANO
144,1	53,0	91,0
miles de ton	miles de ton	miles de ton
-8,8%	-11,3%	-7,3%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

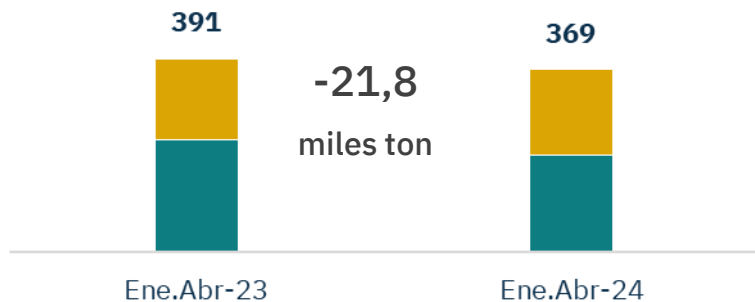
Producción de GLP en refinерías, abril 2024 ⁽¹⁾ (miles ton y %)

TOTAL	BUTANO	PROPANO
89,1	45,8	43,3
miles de ton	miles de ton	miles de ton
-9,2%	-18,4%	3,0%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

Producción de GLP en plantas de procesamiento de gas ⁽¹⁾⁽²⁾ (miles ton)



Producción de GLP ⁽¹⁾ en refinерías (miles ton)



Producción de GLP por empresa en plantas de procesamiento de gas ^{(1) (2)}

(miles ton)

Empresa	Abr-23	Abr-24	Var. % i.a.	Ene.Abr-23	Ene.Abr-24	Var. % i.a.a.
MEGA	83,3	80,5	-3%	321,2	311,3	-3%
TGS	58,9	59,3	1%	233,0	228,4	-2%
YPF	7,7	0,0	-100%	32,3	21,6	-33%
CGC	3,2	0,0	-100%	11,0	8,6	-22%
RESTO	5,0	4,3	-14%	21,0	17,1	-19%
TOTAL	158,0	144,1	-9%	618,6	587,0	-5%

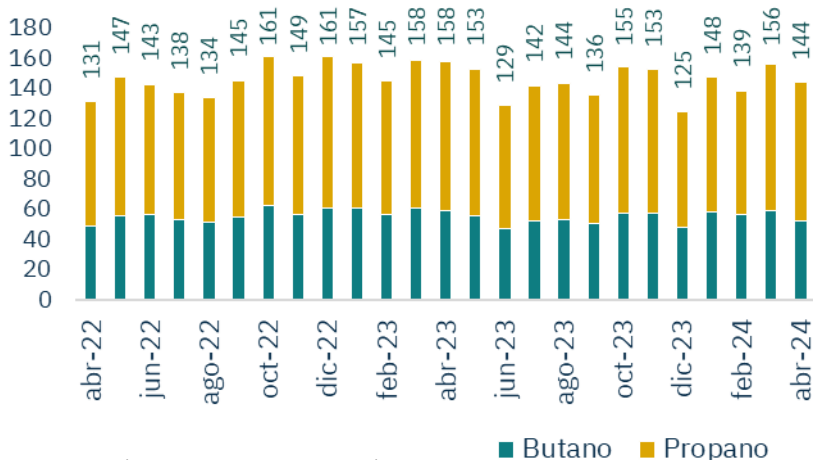
Producción de GLP por refinería ⁽¹⁾

(miles ton)

Empresa	Abr-23	Abr-24	Var. % i.a.	Ene.Abr-23	Ene.Abr-24	Var. % i.a.a.
YPF	59,9	55,0	-8,2%	243,2	237,9	-2,17%
PAE	18,0	17,1	-5,3%	67,6	63,6	-6%
SHELL	10,6	7,2	-32,0%	42,8	29,1	-32%
TRAFIGURA	5,0	5,6	11,7%	18,4	22,8	24%
RESTO	4,6	4,3	-8,1%	19,3	16,0	-17%
TOTAL	98,1	89,1	-9,2%	391,3	369,5	-6%

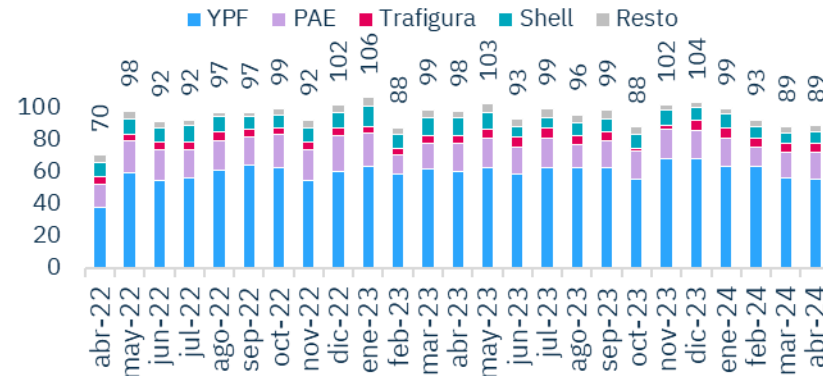
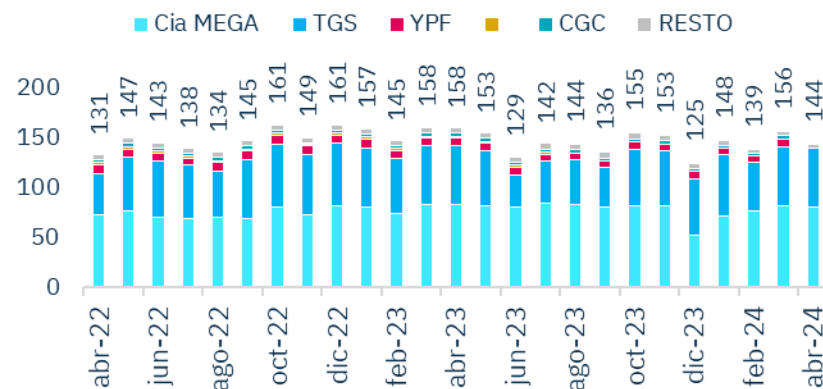
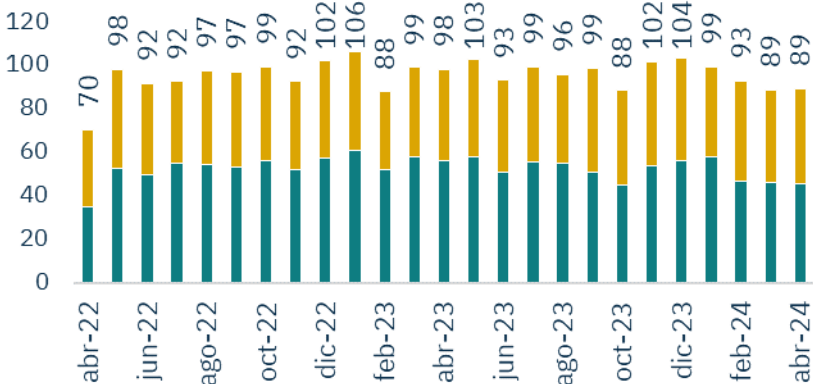
Producción de GLP ⁽¹⁾⁽²⁾ por en plantas de procesamiento de gas

(miles ton)



Producción de GLP en refinerías

(miles ton)



Nota: (1) Los datos de los últimos meses pueden modificarse. (2) YPF no declaró los datos de producción de los últimos meses. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

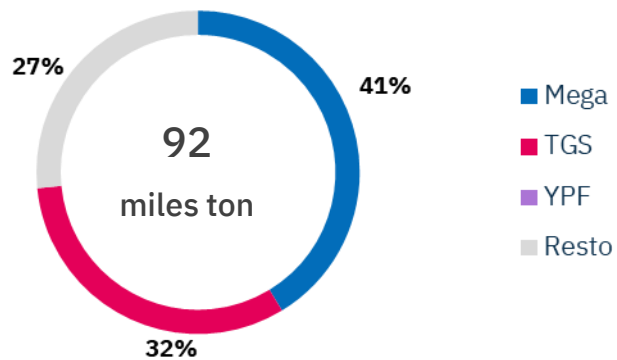
Ventas de GLP, abril 2024

(miles ton y %)

TOTAL	BUTANO	PROPANO	MEZCLA
92,2	45,9	46,3	0,0
miles de ton	miles de ton	miles de ton	miles de ton
-32,2%	-40,6%	-19,6%	-95,9%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

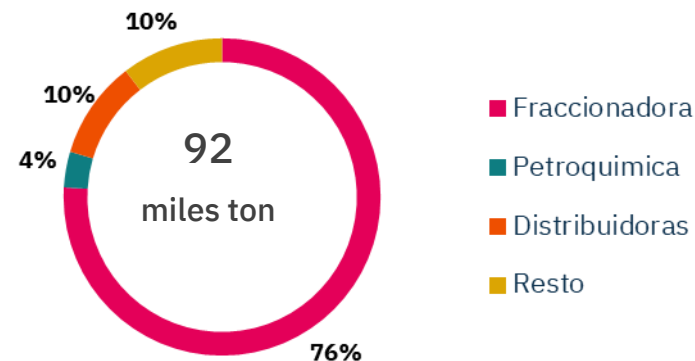
Ventas de GLP por empresa, abril 2024⁽¹⁾

(miles ton)



Ventas de GLP por sector, abril 2024

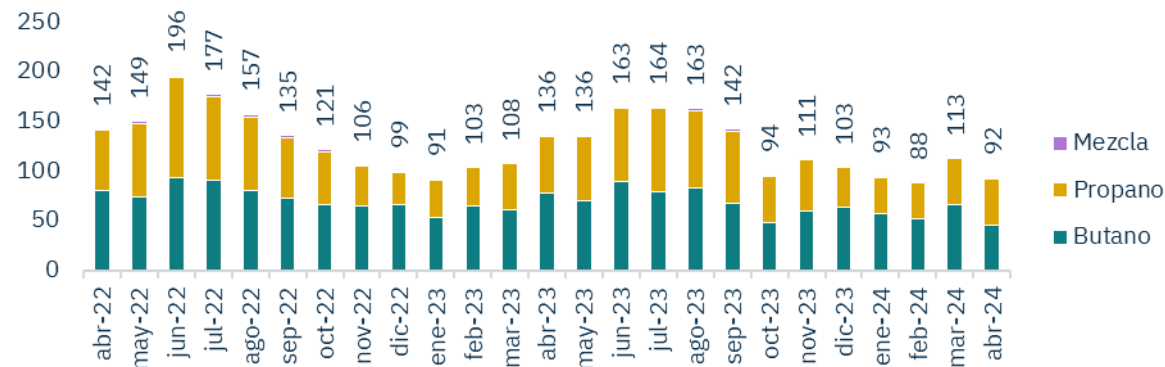
(miles ton)



Notas: (1) Desde octubre YPF no declaró sus ventas. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

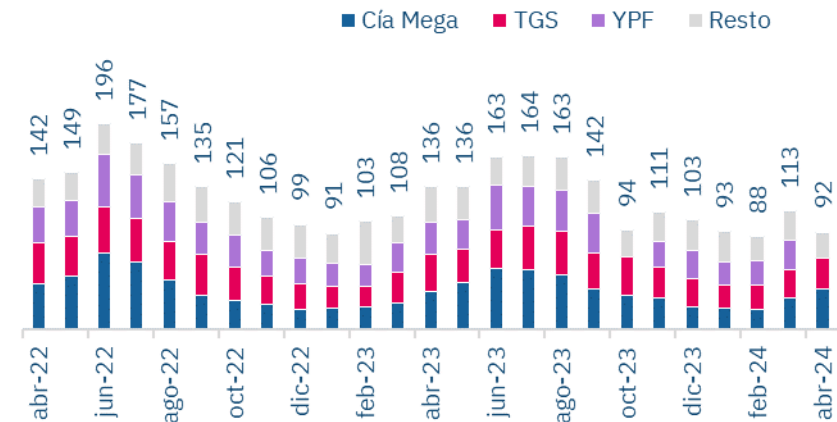
Ventas de GLP de empresas productoras ⁽¹⁾

(miles ton)



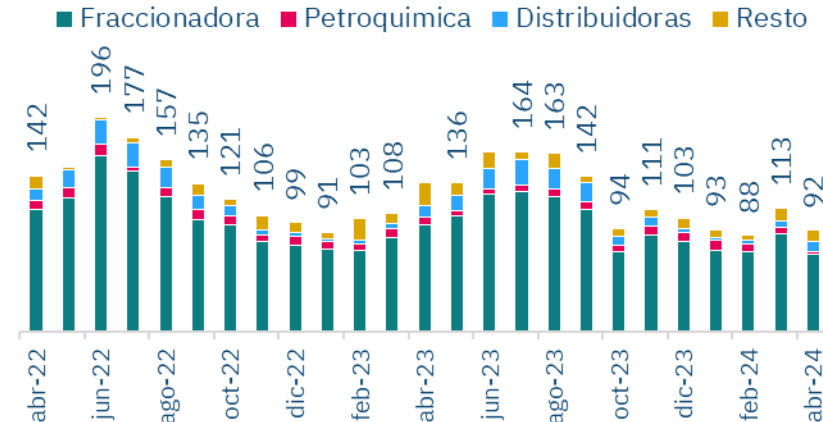
Ventas de GLP por empresa productora ⁽¹⁾

(miles ton)



Ventas de GLP de productores por sector ⁽¹⁾

(miles ton)



Notas: (1) Los últimos meses YPF no declaró sus ventas. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

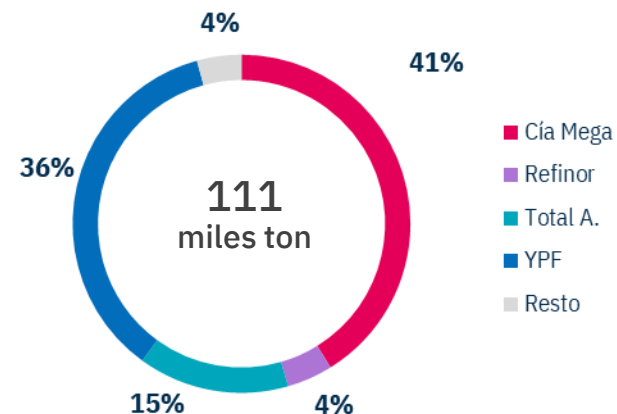
Exportación de GLP, abril 2024

(miles ton)

TOTAL	BUTANO	PROPANO
110,0	57,8	52,2
miles de ton	miles de ton	miles de ton
-17,1%	-27,1%	-2,2%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

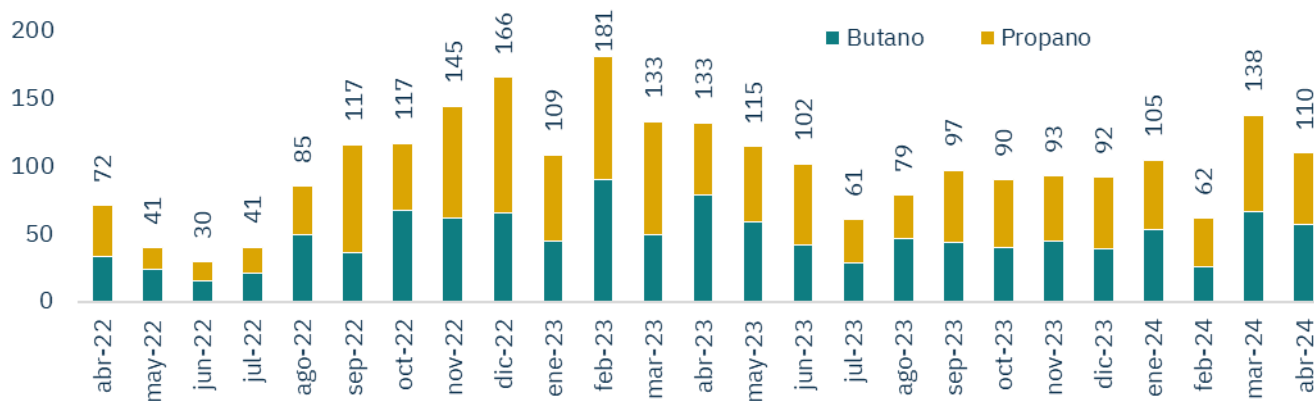
Exportación de GLP por empresa, abril 2024

(%)



Exportación de GLP

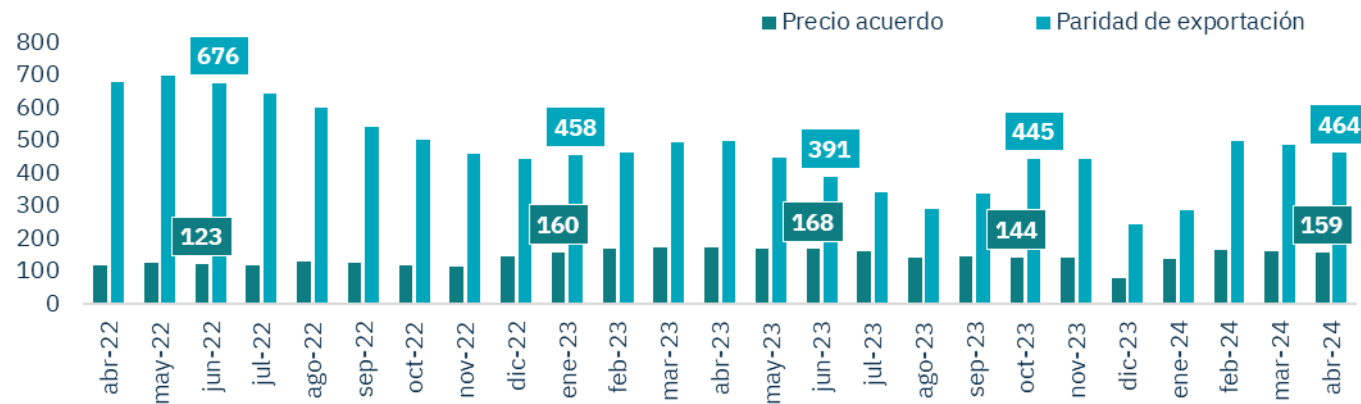
(miles ton)



Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Precios del butano

(USD/ton)



Precios del propano

(USD/ton)

