



INFORME

122

ECONOMÍA & ENERGÍA

Mayo 2026

Índice

Síntesis ejecutiva	3
Sección 1: Contexto energético	5
Sección 2: Contexto económico	22
Sección 3: Mercado internacional de petróleo.....	42
Sección 4: Estadísticas del sector energético	64

SÍNTESIS EJECUTIVA

Contexto energético

(Páginas 4 a 20)

- La cámara de diputados otorgó media sanción a un proyecto de ley, presentado por el Poder Ejecutivo, que propone cambios sustanciales en el **Régimen de Zonas Frías**, en el tratamiento de deudas del MEM y en los incentivos existentes para las inversiones en el sector hidrocarburífero.
- En el caso del régimen de zonas frías, se redefine su alcance geográfico y, por lo tanto, el universo de beneficiarios. A su vez, el beneficio pasará a aplicarse únicamente sobre el costo del gas natural.
- Por otra parte, en el marco de la reforma del sector eléctrico, se verificó un incremento en el costo de abastecimiento de la demanda prioritaria, que promedió 81 USD/MWh durante el primer cuatrimestre de 2025, un 18% más que en idéntico período del año pasado. Si bien el precio estacional abonado por la demanda se elevó en dicho período, no compensó el incremento del costo, conduciendo a un **aumento** significativo en el **nivel de subsidios**.
- Por último, se realiza una evaluación de la expansión de la capacidad de transporte en extra alta tensión.

Contexto económico

(Páginas 21 a 40)

- En marzo de 2026, el nivel de actividad económica alcanzó un nuevo máximo histórico, impulsado por un crecimiento interanual en 14 de los 15 sectores que integran el EMAE.
- En el primer cuatrimestre del año, los ingresos del sector público nacional se redujeron -4,3% interanual, mientras que el gasto público lo hizo en un -3,3%. La disminución del gasto permitió sostener el superávit fiscal, aunque en niveles inferiores a los del pasado año.
- En el primer cuatrimestre, los subsidios a la energía se incrementaron, en pesos constantes, un 106% en relación al mismo período de 2025.
- La inflación minorista de abril fue de 2,6%, cortando así diez meses consecutivos de alza.

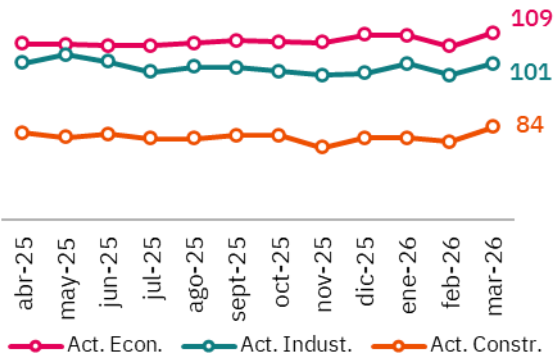
Mercado internacional de petróleo

(Páginas 41 a 62)

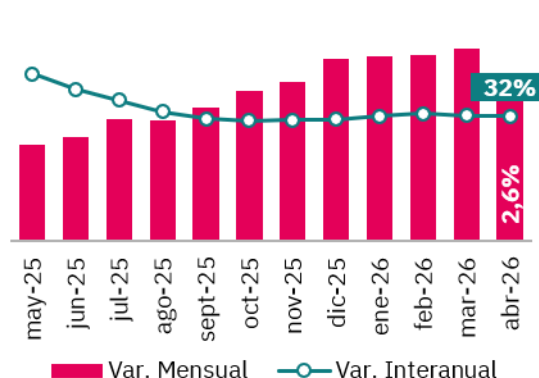
- El nuevo escenario energético global, caracterizado por mayores riesgos geopolíticos, restricciones sobre la oferta tradicional de crudo e incertidumbre en torno al abastecimiento de la demanda global de energía, revaloriza el rol de productores alternativos en el abastecimiento internacional. En este marco, resulta relevante analizar el posicionamiento competitivo de Argentina frente a otros países productores de petróleo.
- En este sentido, Argentina presenta costos operativos y requerimientos de capital superiores a los de los grandes productores convencionales de Medio Oriente, aunque comparables con otros desarrollos no convencionales a nivel internacional.
- Por su parte, en términos fiscales presenta niveles de imposición similares a países con predominio de inversión privada, donde la captación de renta se concentra principalmente en regalías e impuestos sobre producción y utilidades.

Contexto económico / Información adicional: (Páginas 28 a 41)

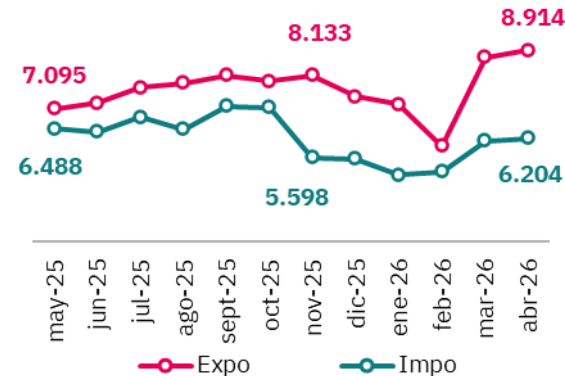
Nivel de actividad económica
(número índice base 2019 = 100)



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

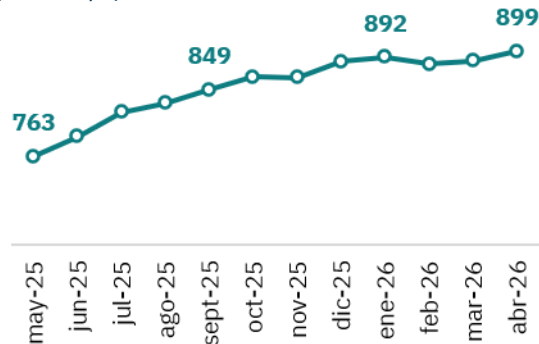


Exportaciones e importaciones
(MUSD)

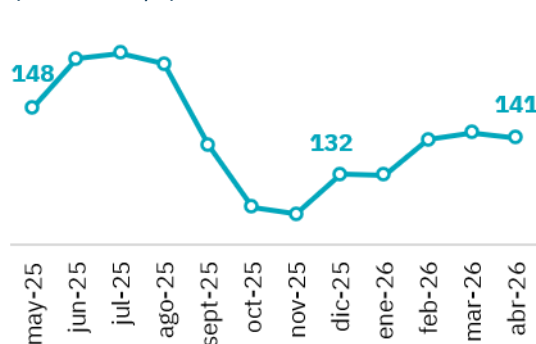


Anexo estadístico del sector energético: (Páginas 64 a 101)

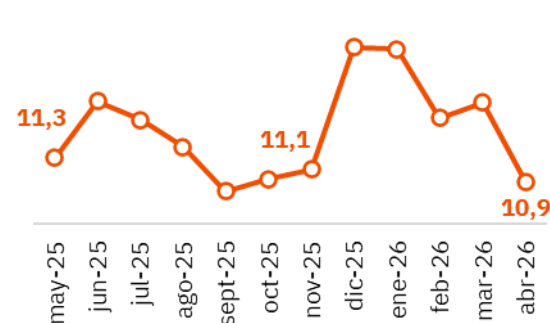
Producción de petróleo
(en kbbl/d)



Producción de gas natural
(en MM m3/d)



Generación de energía eléctrica
(en TWh)



Contexto energético

PROYECTO DE LEY ÓMNIBUS

Reconfiguración de subsidios, tarifas y regímenes promocionales

A inicios de mayo el Poder ejecutivo presentó un proyecto de ley que propone cambios estructurales en los subsidios al gas natural, el tratamiento de deudas del MEM y los incentivos existentes para las inversiones en el sector hidrocarburífero.



EJE FISCAL

Subsidios y gasto público



Reforma del régimen de zona fría:

redefine el alcance geográfico y, por lo tanto, el universo de beneficiarios.



Cambio en la base de cálculo del subsidio de zona fría:

el beneficio pasa de aplicarse sobre la totalidad de la tarifa abonada por los usuarios a únicamente el componente correspondiente al costo del gas natural.



Mecanismo de recaudación.

Se mantiene el recargo sobre el consumo de gas natural para financiar el esquema, exceptuándose los volúmenes destinados a exportación de gas y GNL, así como el GNL importado y gasificado.



CANCELACIÓN DE DEUDAS

Regularización del MEM

El proyecto establece un mecanismo de reconocimiento de **créditos para distribuidoras y transportistas** originados en congelamientos tarifarios, que podrán aplicarse a la cancelación de deudas con CAMMESA.



ELIMINACIÓN DE REGÍMENES PROMOCIONALES

El proyecto deroga regímenes promocionales para la producción de hidrocarburos: el Decreto 929/2013 ("Decreto Chevron") y el Decreto N°277/2022 (Régimen de Acceso a Divisas para la producción de petróleo y gas natural), por considerar que los mismos dejan de resultar necesarios en el nuevo contexto regulatorio y macroeconómico del sector energético.



BENEFICIOS FISCALES Y FLEXIBILIZACIÓN CONTRACTUAL

Se **extienden** por 20 años más la exención de tributos, cánones y regalías al acceso y uso de fuentes renovables (Ley N° 27.191).

Se habilita la **cesión excepcional a terceros de contratos de abastecimiento** del sector público, sujeta a autorización, cuando de ella dependa la finalización de proyectos renovables en ejecución.



TARIFAS FINALES

Pass through e impuestos

El proyecto refuerza normativamente el carácter automático del *pass through*.

Limita la incorporación de tributos locales o cargos ajenos al servicio en las facturas finales.



ANTECEDENTE PARLAMENTARIO

Las medidas centrales de este proyecto habían sido incluidas en el Proyecto de Ley de Presupuesto 2026 y fueron rechazadas en la Cámara de Diputados.

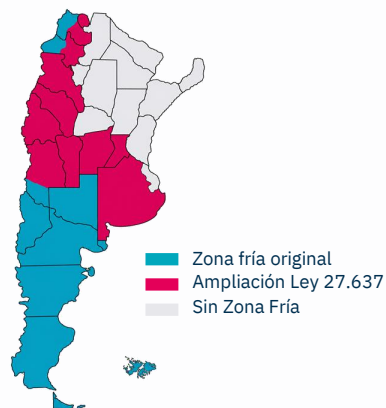
MODIFICACIÓN A LA LEY DE ZONA FRÍA

La reforma redefine el alcance, la fórmula y los beneficios del régimen de zona fría

ESQUEMA VIGENTE: LEY N° 27.637 (2021)

- La Ley N°27.637/2021 expandió el régimen original que se circunscribía a Patagonia, Puna y Malargüe (Mendoza).
- En la Ley se determinó que el beneficio pasaría a aplicarse sobre las zonas bioambientales : IIIa, IVa, IVb, IVc, IVd, V y V.
- Se definió un descuento del 50% sobre la tarifa final en Patagonia y del 30% en las localidades incorporadas, pudiendo ampliarse al 50%, dependiendo del nivel de ingresos del hogar.

MAPA DE COBERTURA



REFORMA PROPUESTA



Descuento aplicado únicamente sobre el **precio del gas natural** en el PIST en Patagonia, Puna y Malargüe. **No se define la magnitud del descuento.**



Eliminación del beneficio automático en las zonas incorporadas bajo la Ley N°27.637. El esquema se mantiene para usuarios alcanzados por el Régimen de Subsidios Energéticos Focalizados (SEF), **aunque no se especifica la magnitud del descuento.**



Compensación **directa** a productores.

- Con las modificaciones propuestas, quedarían excluidos del beneficio los usuarios de regiones no patagónicas con ingresos superiores a 3 Canastas Básicas Totales (4.409.304 \$/mes en marzo 2026). De este modo, las principales provincias afectadas serían Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe.
- La reforma **elimina las distorsiones que había generado la Ley N° 27.637**, en términos de incluir zonas templadas y con ingresos medios entre los más elevados del país. De todas formas, la reforma mantiene beneficios en las zonas templadas, pero circunscribiendo los mismos a los hogares con menor nivel de ingreso.
- Con el nuevo esquema, el **costo del régimen de zona fría se reduciría**, no sólo por la restricción geográfica sino también por aplicar el subsidio sólo sobre el componente del gas natural. De este modo, los beneficiarios abonarían el costo pleno del transporte y la distribución.
- Finalmente, el **financiamiento** del esquema se realizaría a través de un **recargo** aplicado sobre la demanda del **7,5%, pudiendo ampliarse en hasta un 50%**. De existir un costo remanente, sería abonado por el Estado Nacional.

MODIFICACIÓN A LA LEY DE ZONA FRÍA

Funcionamiento actual del régimen de zona fría

- 1** ¿En que consiste actualmente el esquema?

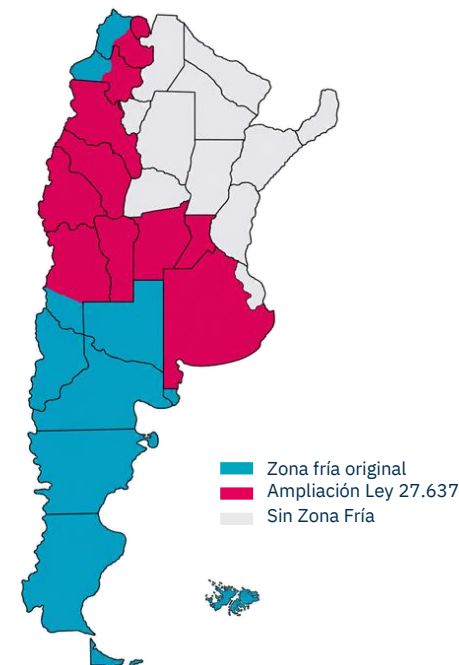
Es un **subsidio cruzado**: toda la demanda de gas natural financia el régimen mediante un recargo sobre la tarifa.⁽¹⁾ Si el precio aumenta, también lo hace el monto destinado al cargo.
- 2** ¿Es un esquema progresivo?

No. Usuarios de menores ingresos subsidian consumos de zonas templadas y de mayores ingresos.
- 3** ¿La recaudación cubre el costo del esquema?

No. El aporte de la demanda no alcanza y el Estado Nacional debe cubrir parte del financiamiento. Por tanto, la modificación de la ley busca acotar su alcance **restringiendo** en principio, no el aporte de la demanda sino los **montos erogados por el Estado Nacional**.
- 4** ¿Todas las zonas incluidas presentan condiciones climáticas extremas?

No, la Ley N° 27.637 **incorporó zonas templadas, generando beneficios diferenciales entre usuarios con temperaturas similares**.
- 5** ¿Cómo se observa esto en la práctica?

Por ejemplo, un usuario del conurbano bonaerense aporta más al fondo fiduciario que un usuario beneficiado por el régimen de Zona Fría en una zona templada y de altos ingresos de la zona núcleo pampeana, a pesar de registrarse temperaturas similares.



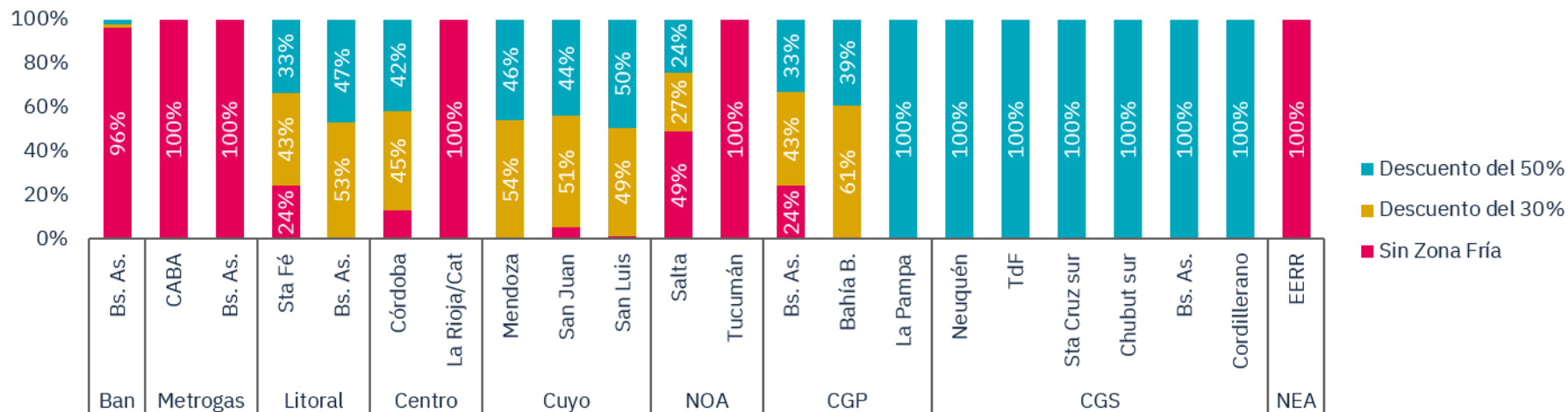
Zona	m3/año	\$/año
	Consumo	Tarifa
Conurbano bonaerense	764	368.382 (plena)
Pergamino	1.151	226.101 (descuento del 30%)
Variación	+51%	-39%

Notas: (1) Originalmente se aplicó como un cargo sobre cada m3 consumido y hacia fines de 2017 pasó a determinarse como un porcentaje sobre el precio del gas natural en el PIST lo que permitió que la recaudación se incremente ante el aumento del precio del gas natural en el PIST.

MODIFICACIÓN A LA LEY DE ZONA FRÍA

Funcionamiento actual del régimen de zona fría

Usuarios según tipo de beneficio por distribuidora, primer semestre de 2025 ⁽¹⁾ (en %)



- A partir de la sanción de la Ley N° 27.637, la mayoría de las distribuidoras incorporaron usuarios con descuentos de entre el 30% y el 50% sobre la tarifa plena de gas natural. La ampliación del régimen extendió el universo de beneficiarios más allá de las regiones históricamente alcanzadas por el esquema original de Zona Fría.
- Así, provincias como Córdoba y Santa Fe, que poseen clima templado, tienen un 87% y un 76% de los usuarios afectados al régimen de zona fría, respectivamente. De sancionarse el proyecto, el régimen volvería a focalizarse en las zonas originalmente incluidas, manteniendo beneficios sobre el componente del gas natural.
- Los usuarios incorporados tras la ampliación de la Ley N°27.637 conservarían únicamente beneficios focalizados según condición socioeconómica, en línea con el esquema de Subsidios Energéticos Focalizados (SEF).

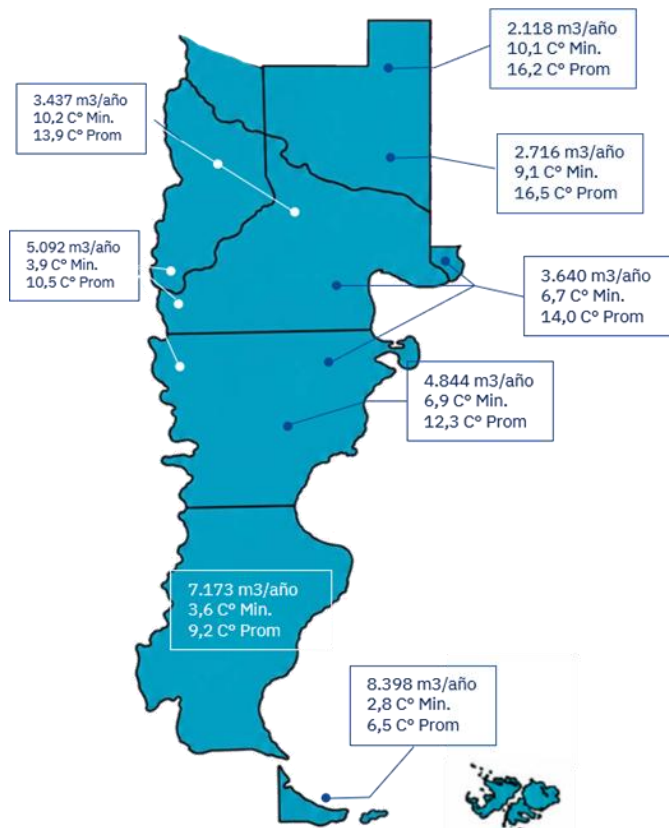
Notas: (1) En el caso del NOA, Salta incluye las subzonas Salta y Puna. En el caso de CGP, La Pampa representa las subzonas La Pampa Norte y La Pampa Sur. En el caso de CGS, la subzona Neuquén incluye la subzona Neuquén – Neuquén y Neuquén Río Negro y Chubut, “Bs. As.”, incluye la subzona “Bs. As. – Bs. As.” y “Bs. As. – Río Negro y Chubut” y “Cordillerano” incluye “Cordillerano – Neuquén” y “Cordillerano – Río Negro y Chubut”. Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS.

MODIFICACIÓN A LA LEY DE ZONA FRÍA

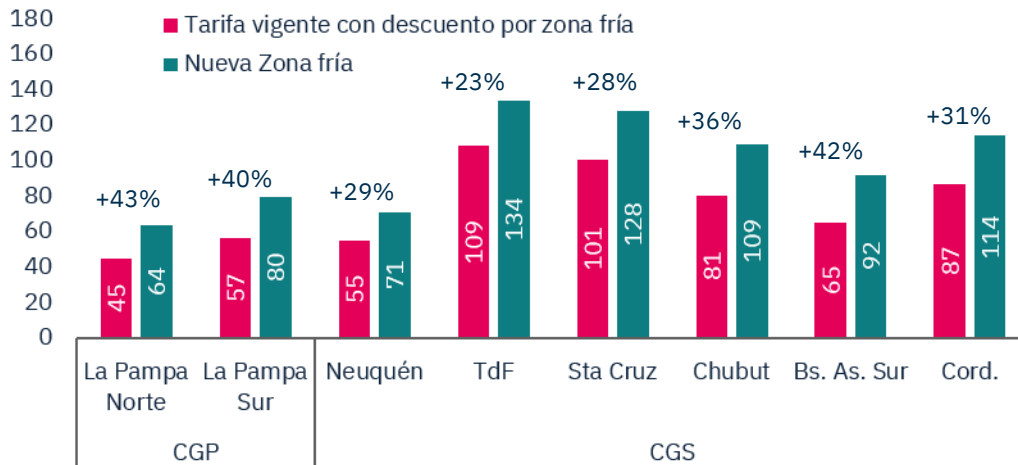
La reforma redefine el alcance y los beneficios del régimen de zona fría

Consumo unitario y temperaturas ⁽¹⁾

(m³/usuario/año y C°)



Impacto de la modificación del régimen de zona fría en la región patagónica por subzona (tarifa vigente en mayo 2026) ⁽²⁾ (miles de \$/mes)



- Si se considera un esquema equivalente al actual —50% de descuento sobre el precio del gas natural en el PIST— las tarifas registrarían incrementos cercanos al 34% en la región patagónica.
- Sin embargo, el proyecto no establece explícitamente el porcentaje de bonificación aplicable al precio del gas natural, dejando su definición sujeta a la determinación del Poder Ejecutivo Nacional.
- La región patagónica concentra las temperaturas más bajas y los mayores niveles de consumo residencial de gas natural del país, por lo que la existencia de mecanismos de amortiguación tarifaria adquiere una especial relevancia.

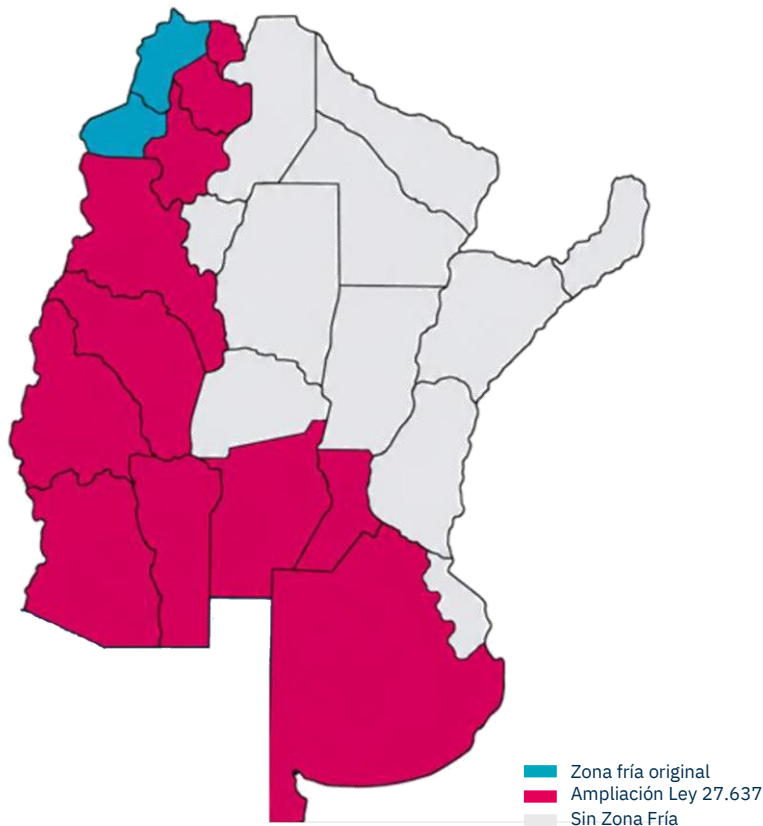
Notas: (1) Se consideran las temperaturas correspondientes a los últimos 365 días. La temperatura promedio corresponde al promedio entre las temperaturas mínimas y máximas.

(2) Corresponde a la tarifa promedio anual. “Neuquén” involucra las subzonas “Neuquén – Neuquén” y “Neuquén – Río Negro y Chubut”, “Bs. As. Sur”, corresponde a las subzonas “Bs. As. Sur – Bs. As.” y “Bs. As. - Río Negro y Chubut” y “Cordillerano” a “Cordillerano - Neuquén” y “Cordillerano – Río Negro y Chubut”. Fuente: elaboración propia en base al proyecto de ley del Poder Ejecutivo Nacional, ENARGAS y SMN.

MODIFICACIÓN A LA LEY DE ZONA FRÍA

La reforma redefine el alcance, la fórmula y los beneficios del régimen de zona fría ⁽¹⁾

Ampliación del Régimen de Zonas Frías, Ley N° 27.637



- ❑ La Ley N° 27.637 condujo a que usuarios con climas similares tuvieran beneficios diferenciales.
- ❑ Al mismo tiempo, aquellos usuarios no beneficiados afrontaban parte de los costos del subsidio a través del recargo abonado a la demanda no beneficiada.

IMPACTO DE LA REFORMA DEL RÉGIMEN DE ZONAS FRÍAS POR FUERA DE LA REGIÓN PATAGÓNICA

- Las subzonas incorporadas al régimen mediante la Ley N° 27.637, que perderían el beneficio automático, registrarían **incrementos tarifarios estimados entre el 43% y el 100%**, dependiendo del porcentaje de bonificación con el que cuentan actualmente.
- Los **usuarios con ingresos inferiores a 3 CBT** mantendrían un **beneficio adicional** (a determinar por el Poder Ejecutivo) vinculado al SEF, **primando un criterio socioeconómico y no exclusivamente climático**.

REGULARIZACIÓN DE DEUDAS DE LAS DISTRIBUIDORAS CON CAMMESA⁽¹⁾

Compensación de créditos tarifarios contra acreencias del MEM

El proyecto reconoce diferencias de ingresos por congelamientos tarifarios durante las leyes de emergencia y habilita su compensación contra deudas de distribuidores con CAMMESA.

- 1. DISTRIBUIDORAS FEDERALES (EDENOR y EDESUR):** los créditos se aplican exclusivamente a cancelar deudas con CAMMESA por compra de energía en el MEM, condicionado a la previa adhesión a acuerdos de regularización y a la renuncia a reclamos judiciales. **Debe destacarse que, al momento de llevarse a cabo la RQT, estas deudas no fueron consideradas como parte del proceso de revisión.**
- 2. DISTRIBUIDORAS PROVINCIALES / MUNICIPALES:** las diferencias de ingresos surgidas de leyes provinciales de emergencia se aplican a cancelar deudas con CAMMESA, sujeto a acuerdo de regularización y renuncia a reclamos, hasta el monto de la obligación. El excedente lo asumen las jurisdicciones locales, sin reconocimiento de responsabilidad del Estado Nacional.

RIESGOS DEL PROYECTO



FALTA DE MECANISMOS DE AUDITORÍA Y VALIDACIÓN. La norma no define criterios, metodologías ni autoridades responsables de auditar las deudas reclamadas por las distribuidoras provinciales. Tampoco establece cómo se determinará qué porción de la deuda corresponde efectivamente a diferimientos del VAD ni qué organismos validarán esos montos. En muchos casos, distribuidoras y entes reguladores dependen de las propias provincias, generando riesgos de autoauditoría y conflictos de interés.



NACIONALIZACIÓN DE COSTOS DE DECISIONES PROVINCIALES. El gobierno nacional absorbe las consecuencias de las decisiones provinciales derivadas del diferimiento tarifario, socializando su costo al conjunto del sistema.



HABILITA POTENCIALES RECLAMOS. Aunque el beneficio exige renunciar a reclamos vinculados a las emergencias, reconocer que hubo ingresos por debajo del contrato podría servir de antecedente para futuras demandas —por VAD y congelamientos pasados— de quienes no ingresen al régimen o por conceptos no alcanzados en la renuncia.



EFFECTO FISCAL LATENTE. El proyecto limita la compensación a la deuda con CAMMESA y deja el excedente a cargo de las jurisdicciones locales, sin responsabilidad del Estado Nacional. Aun así, ese excedente podría canalizarse de forma indirecta —vía revisiones tarifarias, extensiones de concesión o activos regulatorios—.



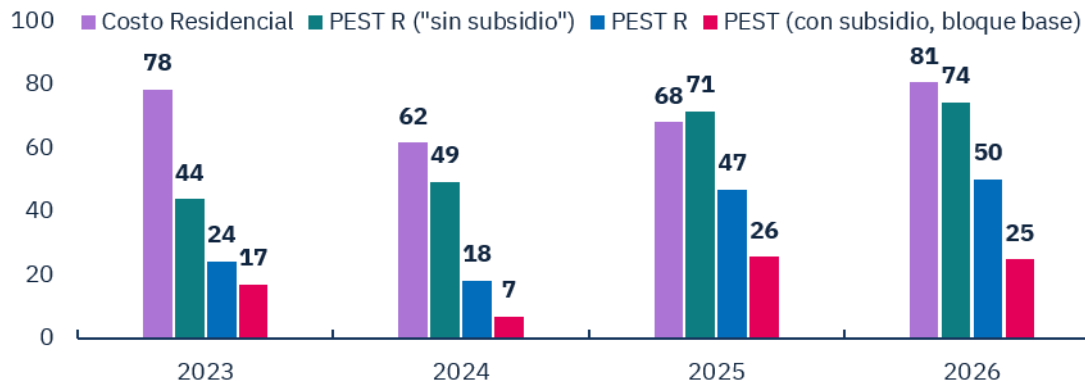
DISTORSIÓN DE INCENTIVOS. Premia a quienes acumularon deuda durante años. No establece condicionalidades de desempeño ni compromisos de eficiencia como requisito para acceder al beneficio.

Nota: (1) El proyecto también alcanza a las transportistas de jurisdicción federal. En este caso, el crédito reconocido por la no actualización tarifaria no cancela deuda con CAMMESA sino las penalidades de su contrato de concesión, hasta el primer período de gestión y hasta el monto de esas penalidades, también sujeto a renuncia a reclamos. Fuente: elaboración propia en base al proyecto de ley del Poder Ejecutivo Nacional.

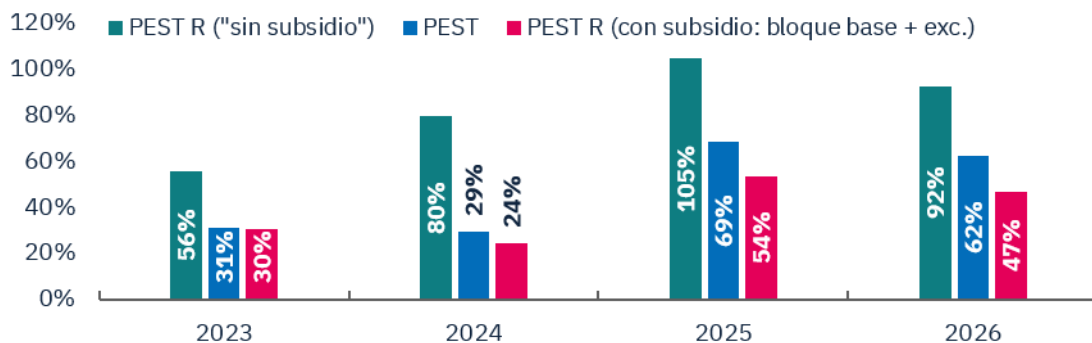
EVOLUCIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS

Evolución de precios y nivel de cubrimiento

Costo de la generación asignada de energía eléctrica y precio estacional abonado por la demanda, enero – abril de cada año ⁽¹⁾ (en USD/MWh)



Cubrimiento del costo de la energía eléctrica, enero - abril de cada año ⁽¹⁾ (en porcentajes)



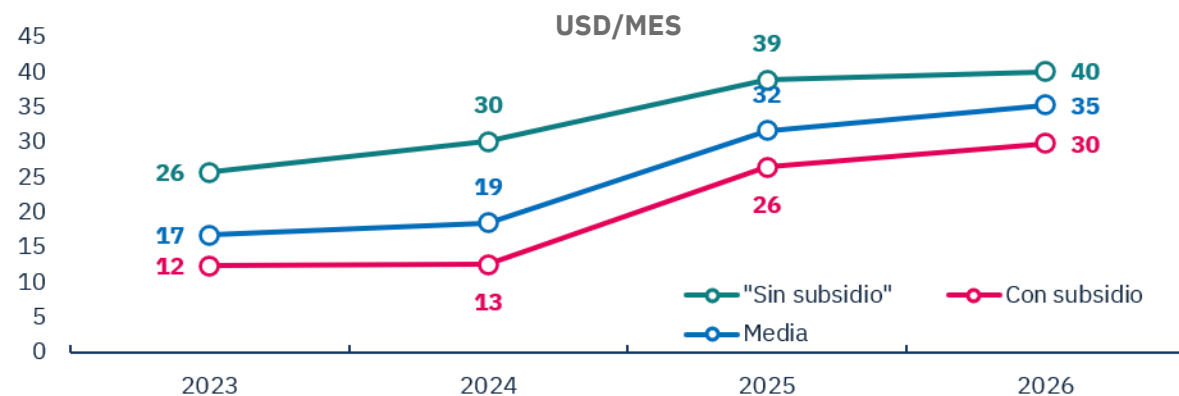
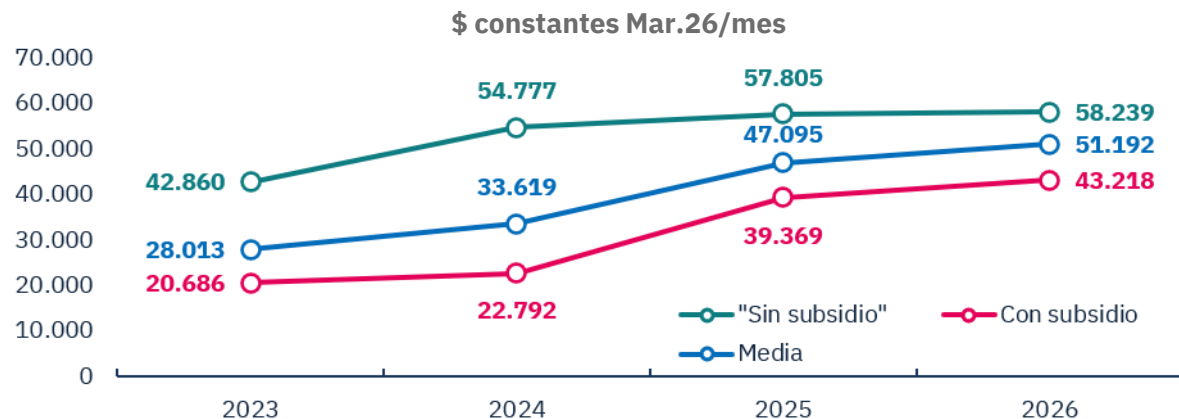
- En el primer cuatrimestre de 2026, el costo de abastecimiento residencial se ubicó en torno a los 81 USD/MWh, un 18% por encima del mismo período de 2025.
- Dicho incremento estuvo asociado a la reforma del sector eléctrico y, particularmente, a una mayor remuneración de la generación hidráulica concesionada y binacional.
- Aunque el precio estacional residencial promedio subió a 50 USD/MWh (+7% interanual), la cobertura tarifaria cayó del 69% al 62% por el aumento de los costos de abastecimiento.
- En el primer cuatrimestre de 2026, los hogares catalogados como “sin subsidio” abonaron en promedio 74 USD/MWh, 7 USD/MWh por debajo del costo de abastecimiento.
- La **disminución** en el grado de **cobertura de las tarifas explica**, en buena medida, el **aumento** que experimentaron los **subsidios a la energía eléctrica** durante el corriente año.

Notas: (1) La estimación del costo de abastecimiento residencial se realizó considerando el costo monómico de generación hasta el mes de octubre de 2025. Desde ese momento, se consideró el costo de abastecimiento a la demanda estacionalizada del MEM (Costo de la Generación Asignada). La estimación de los precios estacionales abonados por los usuarios con subsidios tomó en consideración los usuarios Nivel 2 y 3 del esquema de subsidios anterior y el esquema de subsidios vigente (SEF).

EVOLUCIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS

Evolución de tarifas de energía eléctrica del AMBA

Evolución de la tarifa RESIDENCIAL de energía eléctrica del AMBA, enero – mayo de cada año ^{(1) (2)}

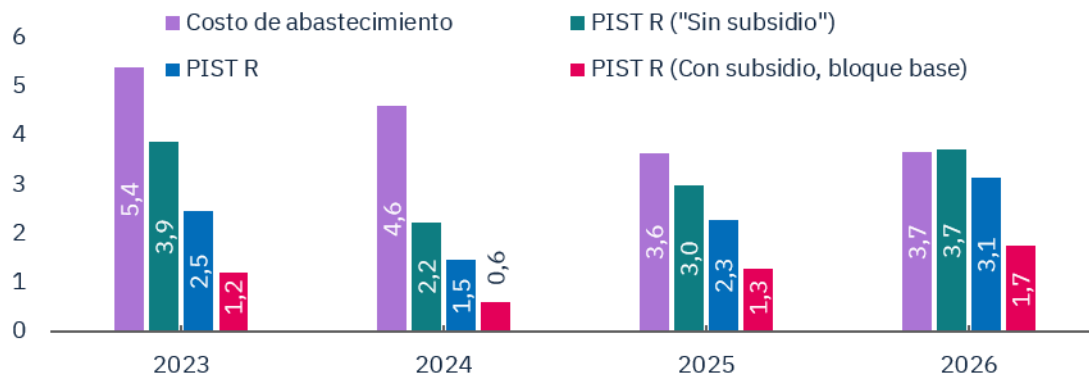


- Durante los primeros cuatro meses de 2026, las tarifas de los **usuarios sin subsidio** se mantuvieron en **niveles similares a los del mismo período del año previo (+1%)**.
- Por su parte, la tarifa subsidiada (SEF) se ubicó en torno a los 43.218 \$/mes, lo que implica una **reducción del 2%** respecto de los usuarios previamente categorizados como **Nivel 3** y un **incremento del 15%** frente a los ex usuarios **Nivel 2**.
- De esta forma, la tarifa residencial media durante el primer cuatrimestre de 2026 se ubicó un 9% por encima de la verificada en el mismo período del año previo y resulta un 83% superior a la del primer cuatrimestre de 2023 (en pesos constantes).
- Medidas en dólares, las tarifas residenciales “sin subsidio” aumentaron un 3% interanual, mientras que las tarifas con subsidios (SEF) se ubicaron un 18% por encima de las correspondientes a los ex usuarios Nivel 2 y en niveles similares a las de los ex usuarios Nivel 3. Por su parte, la tarifa media registró un incremento del 11%.

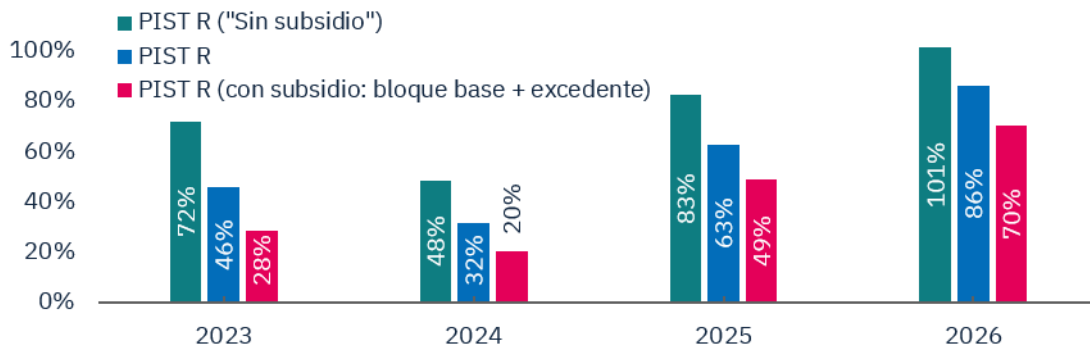
EVOLUCIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS

Evolución de precios y nivel de cubrimiento en gas natural

Costo de abastecimiento de la demanda prioritaria y precio del gas residencial en el PIST, enero – mayo de cada año (USD/MMBTU)



Cubrimiento del costo de abastecimiento de gas natural, enero – mayo de cada año ⁽¹⁾ (porcentajes)



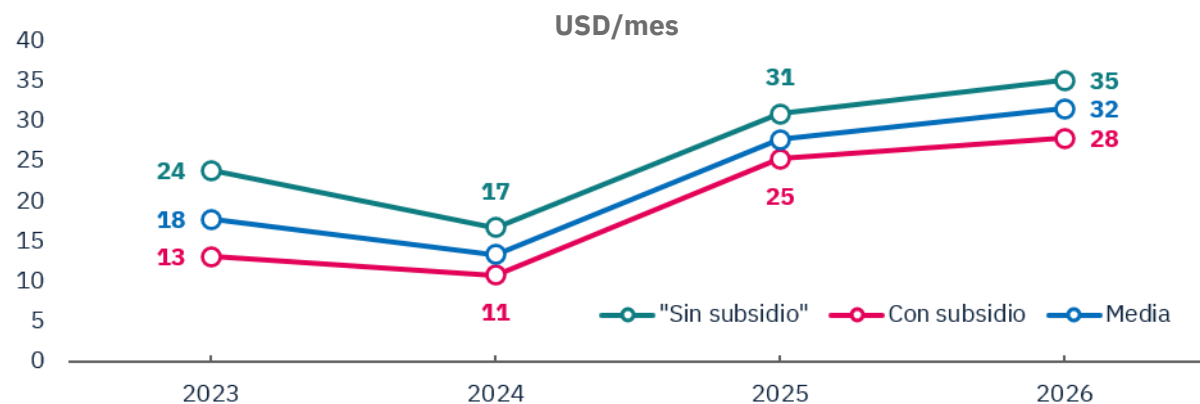
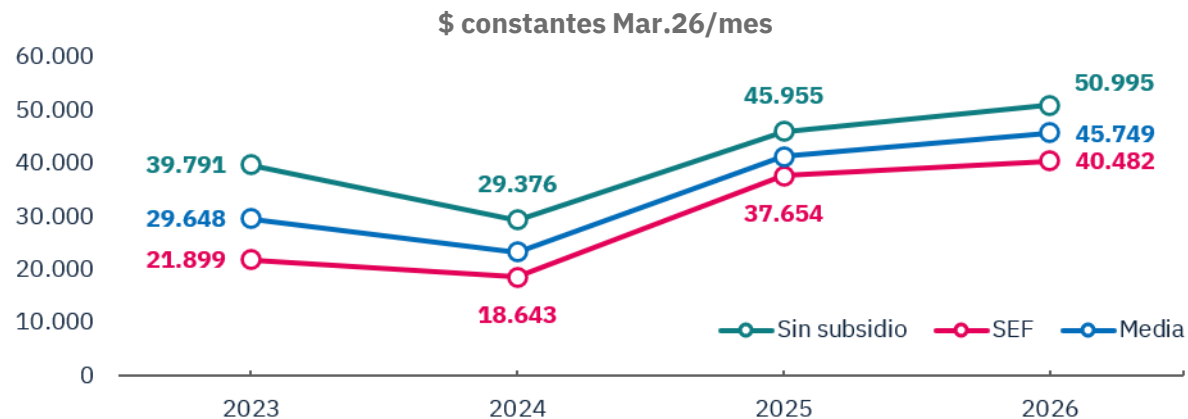
- Durante los primeros cinco meses de 2026, el costo de abastecimiento de la demanda prioritaria promedió **3,7 USD/MMBTU**.
- A diferencia del sector de energía eléctrica, el nivel de cobertura de las tarifas se incrementó a lo largo del último año, pasando el promedio de la demanda residencial de abonar el 63% del costo de abastecimiento en los primeros cinco meses de 2025 al 86% en idéntico período del presente año.
- Los usuarios residenciales sin subsidios afrontaron en forma plena el costo de abastecimiento durante los primeros cinco meses del presente año.
- Por su parte, los **beneficiarios del SEF** abonaron por el consumo del bloque base **1,7 USD/MMBTU**, un 65% por encima de lo que abonaban los usuarios de nivel 2 y un 18% superior al correspondiente a los usuarios de nivel 3 bajo el esquema de subsidios anterior.
- Debe destacarse que, en **mayo y junio**, para los beneficiarios del SEF se aplicó un **subsidio adicional sobre el bloque base**. Por lo tanto, **sólo se abona el 25% del precio del gas natural**.

Notas: (1) El "Costo de abastecimiento" se elaboró en función a precios y volúmenes de gas local e importado. Para la información SEF previo a 2026 se consideraron los precios de nivel 2 y 3 del esquema anterior ponderados por la demanda. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, ENARGAS y BCRA.

EVOLUCIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS

Evolución de precios y nivel de cubrimiento

Evolución de tarifas PLENAS de gas natural, total país ⁽¹⁾

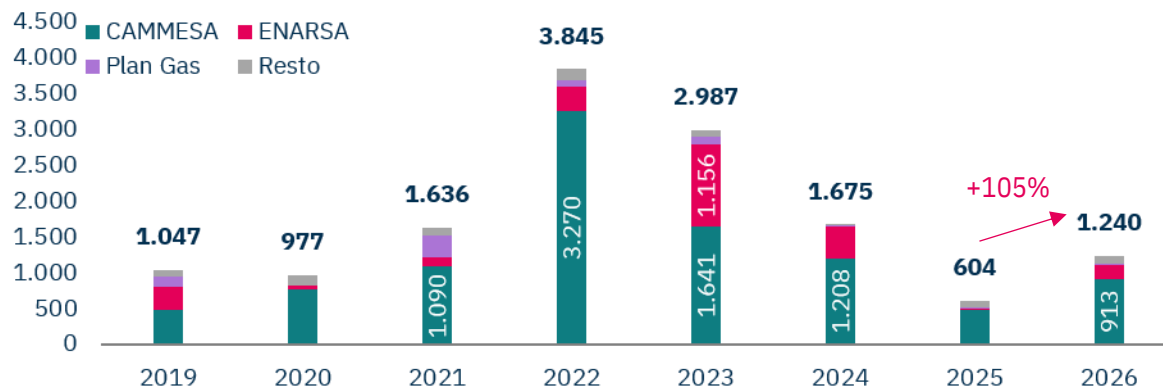


- Durante los primeros cinco meses de 2026, las tarifas promedio de los usuarios residenciales de gas natural se incrementaron, en términos interanuales, en un 11%, centralmente producto del incremento del precio del gas natural.
- Por su parte, la tarifa SEF se ubicó en torno a los 40.482 \$/mes, un **11% por encima** de la correspondiente a los ex usuarios **Nivel 2** y un **3% superior a la de los ex usuarios Nivel 3**.
- Debe destacarse que, con relación al consumo del bloque base, el descuento alcanza al 75% sobre el costo del gas natural local.
- Dado que el precio del gas natural en el PIST se encuentra dolarizado, la apreciación cambiaria de los últimos meses contribuyó a contener parcialmente la evolución de las tarifas finales.

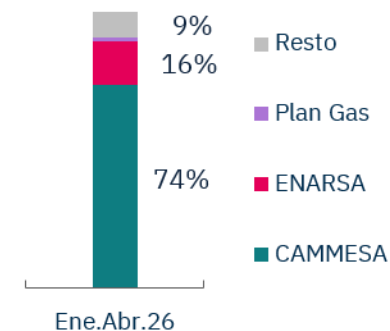
EVOLUCIÓN DE SUBSIDIOS ENERGÉTICOS

Incremento de los subsidios durante el primer cuatrimestre de 2026

Subsidios al sector energético, primer cuatrimestre de cada año ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ (en MUSD)



Participación por tipo de subsidio (en porcentajes)



- En los primeros cuatro meses de 2026 los subsidios al sector energético alcanzaron los **1.240 MUSD**, valor por encima del verificado en el mismo período del año anterior. El **74%** de las transferencias tuvo como destino a **CAMMESA**.
- El incremento de los subsidios durante los primeros meses del año se explica por: **i)** el incremento en el costo de generación asignada a la demanda prioritaria en el marco de la reforma eléctrica; **ii)** un crecimiento del precio abonado por la demanda que estuvo por debajo del aumento de los costos; y **iii)** la fusión de las categorías del esquema anterior de subsidios eléctricos (nivel 2 y 3), que determinó un aumento del volumen subsidiado en los meses de mayor consumo.⁽⁴⁾
- En el caso del gas natural, a pesar de que durante los primeros meses del año el precio abonado por los usuarios alcanzó un elevado nivel de cobertura sobre el costo de abastecimiento, durante el período invernal el porcentaje de cobertura de la tarifa se reducirá dado el mayor subsidio sobre el costo de la energía establecido para los usuarios del SEF y probablemente los usuarios “sin subsidios” no abonen el costo pleno de suministro.

Nota: (1) Corresponde a transferencias corrientes devengadas al sector energético, no incluye transferencias de capital. (2) Resto incluye Yacimientos Carboníferos Río Turbio, Yacyretá, Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores de Gas Natural y Transferencias a Empresas Distribuidoras de Gas. (3) Para abril de 2026 se considera la información presentada por Presupuesto Abierto. (4) Los ex usuarios de nivel 3 tenían un bloque base plano de 250 KWh/mes, con el nuevo esquema todos los usuarios SEF reciben un bloque de consumo estacional que oscila entre 150 KWh/mes y 300 KWh/mes, por lo que en algunos meses del año se incrementa el volumen subsidiado respecto del esquema anterior. Fuente: elaboración propia en base a ASAP y Presupuesto Abierto.

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Secuencia normativa y cambio de paradigma (2023 – 2026)

A

ANTECEDENTE



Plan Nacional de Expansión del Transporte Eléctrico a 2035

En diciembre 2022 se presentó un documento técnico, no normativo.

Resolución SE N°507/2023

Aprueba planes de obras en Alta Tensión, readecuación 132 y 500 kV, Distribución Troncal. A saber,

- 15 obras en alta tensión
- + casi 5.000 km en troncal
- Inversión aproximada 10.763 MUSD
- Horizonte: 10 años



i

La Resolución N°507 no estableció los mecanismos mediante los cuales se llevarían a cabo dichos planes, sino que remitía a reglamentación posterior que no fue dictada.

B

TRANSICIÓN



Decreto 55/2023

Declara emergencia del sector energético



Resolución SE 294/2024

Habilitó modificaciones en “Los Procedimientos” de CAMMESA con el objeto de fomentar la inversión privada en transporte.



Antecedente fáctico (no normativo)

En diciembre de 2024, la Secretaría comunicó que avanzaría con AMBA I mediante un cargo fijo “estampillado a la demanda” a pagar por todos los usuarios del país. Este esquema fue descartado posteriormente.

C

NUEVO RÉGIMEN



Decreto 450/2025

Actualiza el marco regulatorio eléctrico a través de la actualización de las Leyes N°15.336/1960 y N°24.065/1991.



Resolución MECON 715/2025

Declara prioritarias 17 obras bajo régimen de concesión de obra pública.



Resolución SE 311/2025

Reglamenta el nuevo esquema y selecciona las 3 primeras obras: **(i)** AMBA I, **(ii)** Rio Diamante – Charlone – O’ Higgins y **(iii)** Puerto Madryn – Choele Choel – Bahía Blanca



Decreto 921/2025

Habilita la ejecución por licitación pública nacional e internacional bajo Ley 17.520.



Resolución SE 83/2026

Operativiza el régimen: incorpora el Apartado 2.6 al Anexo 16 de “Los Procedimientos” y otorga a las acreencias del concesionario prioridad de cobro en los pagos del MEM.

Fuente: elaboración propia en base a Infoleg.

- Se pasa de un esquema de planificación integral con financiamiento estatal o crédito externo a un esquema de concesión privada por obra individual, con financiamiento de la inversión a cargo del concesionario y repago a cargo de los usuarios beneficiarios de cada obra. El Tesoro queda sin compromiso fiscal directo, aunque las contingencias del MEM siguen siendo el ámbito último de absorción de riesgos sistémicos.

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Esquema de concesión privada bajo las Resoluciones SE N° 311, 715, 921/2025 y 83/2026

ESQUEMA DE CONCESIÓN PRIVADA - Financiamiento y ejecución privada	
PLAN DE OBRAS	Se definen 17 obras prioritarias bajo la actualización de la Ley 17.520/1967. En la práctica se inicia con tres obras: (i) Amba I, (ii) Río Diamante – Charlone – O´Higgins y (iii) Puerto Madryn – Choele Choel – Bahía Blanca.
MODALIDAD	Concesión de obra pública (Ley 17.520). El concesionario actúa como Transportista Independiente; opera y mantiene la obra; transfiere a valor cero al Estado al final del Contrato (plazo máximo 30 años).
REMUNERACIÓN AL CONCESIONARIO	<p>Dos componentes diferenciados:</p> <p>(i) Remuneración Concesión de Obra Pública (COP): pago mensual que compensa la inversión (CAPEX), abonado por CAMMESA, que podrá provenir de la Tarifa COP a usuarios beneficiarios. En la práctica, dado que el régimen excluye el aporte estatal directo, se prevé que la totalidad de la Remuneración COP provenga de esta tarifa.</p> <p>(ii) Tarifa operación y mantenimiento (O&M): adicional, una vez habilitada comercialmente la obra; fijada por el ENRE bajo el régimen tarifario vigente aplicable a Transportistas Independientes en 500 kV.</p>
ESQUEMA DE COBRO	<p>Tarifa COP: no es estampillado a toda la demanda, sino una tarifa específica por obra restringida al subconjunto de usuarios beneficiarios del MEM que CAMMESA debe identificar por obra.</p> <p>Garantía financiera: los pagos vinculados a las Ampliaciones COP tienen prioridad de cobro en la cascada de liquidación del MEM, equiparados a las acreencias de los transportistas en alta tensión y distribución troncal (Res. 83/2026, art. 2). La prelación protege al concesionario y en caso de tensión de caja del MEM, subordina al resto de los acreedores.</p>
ROL DE CAMMESA	Actúa como Organismo Encargado del Despacho (OED) pagando mensualmente al concesionario la Remuneración COP y la Tarifa TI ⁽¹⁾ y asiste a la Secretaría de Energía y al ENRE en la identificación de usuarios beneficiarios y el cálculo de la Tarifa COP. ⁽²⁾ Traslada el costo hacia los usuarios beneficiarios del MEM.

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Esquema de concesión privada bajo las Resoluciones SE N° 311, 715, 921/2025 y 83/2026

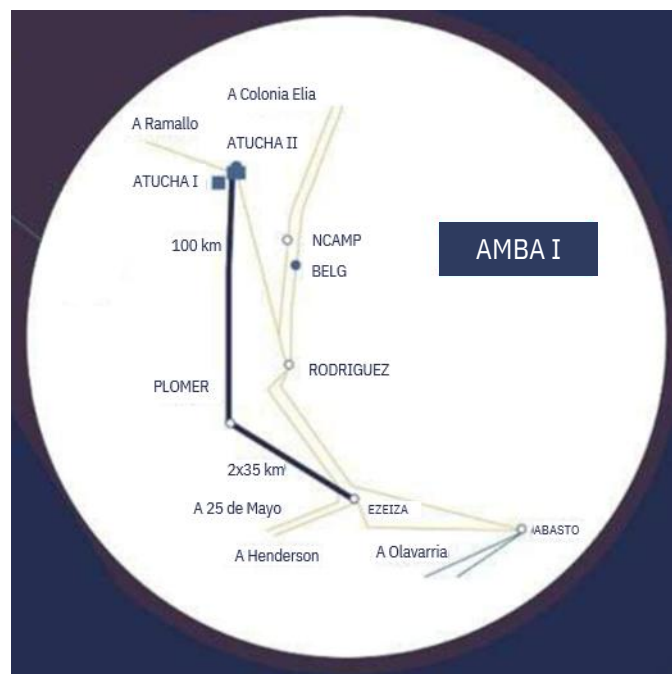
	ESQUEMA DE CONCESIÓN PRIVADA - Financiamiento y ejecución privada
INCENTIVOS ADICIONALES AL INVERSOR	Cuando el adjudicatario financia con fondos propios (con informe previo de viabilidad técnica de CAMMESA): prioridad de despacho en el MEM y/o prioridad de uso de hasta el 90% de la capacidad de la nueva línea por la vida útil del proyecto; cedible a terceros agentes del MEM. La posibilidad de ceder estos derechos a terceros agentes del MEM habilita su monetización en el mercado secundario, como alternativa al recupero vía tarifa.
RIESGO FINANCIERO	El privado financia la totalidad de la obra por adelantado (capital propio, deuda o financiamiento bancario) y recupera la inversión vía Tarifa COP pagada por los usuarios beneficiarios, con el respaldo de la prioridad de cobro en el MEM. El concesionario asume el riesgo de construcción y de demanda; el riesgo de cobranza se mitiga vía la prelación en la liquidación del MEM.
ROL DEL TESORO	Sin compromiso directo de recursos públicos.

Puntos de tensión a monitorear:

- (i) Capacidad de cobranza efectiva de CAMMESA sobre los usuarios beneficiarios;
- (ii) Sustentabilidad de la prelación COP en escenarios de estrés del MEM.

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Comparación del esquema anterior y el propuesto



Referencias

- Estaciones Transformadoras de 500 kV
- AMBA I
- Río Diamante – Charlone - O´ Higgins
- Puerto Madryn – Choele Choel – Bahía Blanca.

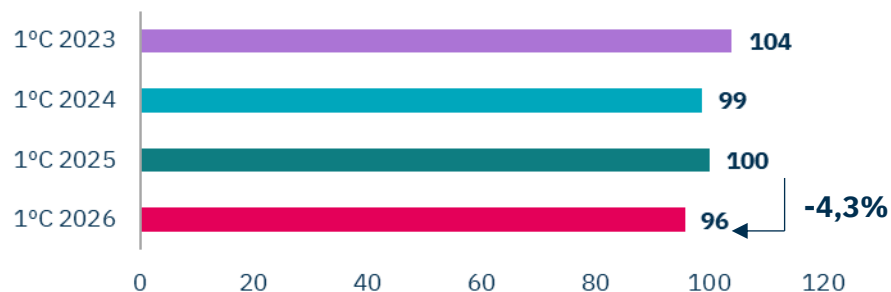
- El nuevo **régimen redistribuye el riesgo financiero**: el Estado deja de aportar fondos, el concesionario asume el riesgo de construcción y demanda, y los usuarios beneficiarios de cada obra absorben el costo del repago vía la Tarifa COP.
- Las **tres obras** iniciales abordan **restricciones** identificadas en el corredor patagónico, el centro del país y el AMBA (que concentra el 40% del consumo nacional).
- El régimen sustituye la lógica del plan integral —con secuenciamiento y coordinación centralizada— por una **agregación de proyectos individuales bajo concesión**.

Contexto económico

Creciente tensión fiscal

Evolución de los ingresos y gastos del sector público nacional (base caja), primer cuatrimestre de 2023, 2024, 2025 y 2026.
(en número índice base primer cuatrimestre 2025 = 100)

INGRESOS TOTALES



GASTOS PRIMARIOS



- En el acumulado del año (enero-abril), **los ingresos del sector público nacional registraron una contracción interanual del -4,3% en términos reales.** Se trata de un nivel de recaudación también inferior al verificado en idéntico período de 2024 (-3,1%) y 2023 (-7,9%).
- La contracción de la recaudación por **derechos de exportación (-38% i.a.) y el IVA (-8,5% i.a.) explicaron el 55% de la pérdida de ingresos.** Le siguieron -en orden de importancia- las contribuciones a la seguridad social (-3,7% i.a.), los derechos de importación (-18,5% i.a.) y ganancias (-7,8% i.a.). Estos cinco tributos juntos explicaron el 92% de la caída en los ingresos del sector público nacional.
- En el primer caso –derechos de exportación- la contracción obedeció a la reducción de las retenciones dispuesta por el gobierno a fines del año pasado, en tanto que en los restantes componentes influyó centralmente la retracción del consumo interno y el deterioro del mercado laboral (empleo e ingresos).
- Para mantener el superávit fiscal ante la caída en los ingresos, el gobierno nacional continuó recortando el **gasto público**, el cual **se redujo -3,3% en términos reales en relación al primer cuatrimestre del año pasado (-29,4% respecto a 2023).**

→ **La actual situación fiscal restringe la posibilidad de aumentar los subsidios a la energía, en un contexto de suba en los precios internacionales del petróleo y el gas natural.**

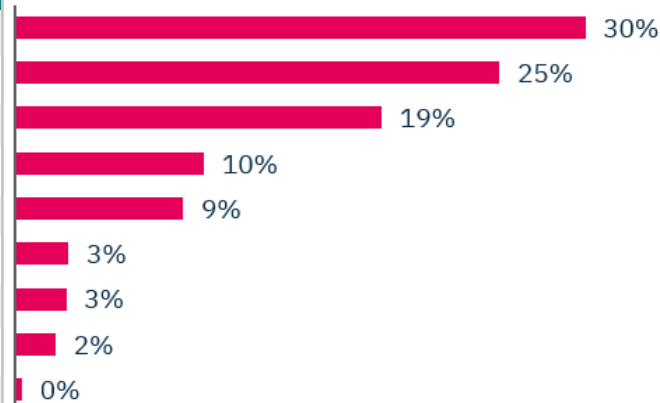
Tensión fiscal por recaudación en caída

Variación interanual de los **ingresos** del sector público nacional (base caja) e incidencia, 1°C 2026 vs. 1°C 2025

(en millones de \$ de abril 2026 y %)

INGRESOS		
CONCEPTO	Variación	
	\$	%
↓ Derechos de exportación	-1.217.882	-38%
↓ IVA neto de reintegros	-1.034.504	-9%
↓ Aportes y contrib. a la seguridad social	-783.358	-4%
↓ Derechos de importación	-404.115	-19%
↓ Ganancias	-359.86	-8%
↓ Otros ingresos corrientes	-114.432	-5%
↓ Impuestos internos	-109.307	-14%
↓ Débitos y créditos	-86.758	-2%
↓ Bienes personales	-15.436	-14%
↑ Ingresos de capital	1.242.326	(1)
↑ Resto tributarios	290.984	10%
↑ Rentas de la propiedad	141.786	11%
TOTAL INGRESOS	-2.450.082	-4,3%

Contribución a la reducción de los ingresos (%)



Contribución al incremento de los ingresos (%)



**RESULTADO
PRIMARIO**

MMAR\$ 6.494.085

↓ **-11,2%**

**RESULTADO
FINANCIERO**

MMAR\$ 2.124.563

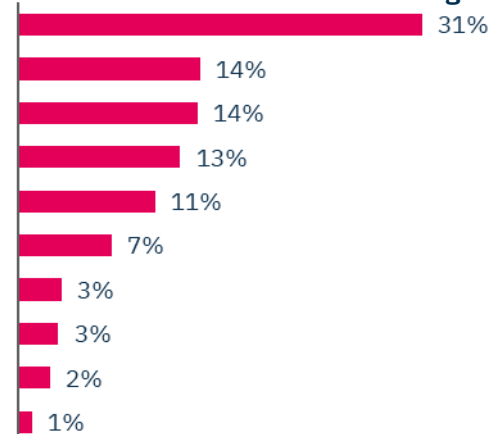
↓ **-18,4%**

Tensión fiscal por recaudación en caída

Variación interanual de los gastos del sector público nacional (base caja) e incidencia, 1°C 2026 vs. 1°C 2025
(en millones de \$ de abril 2026 y %)

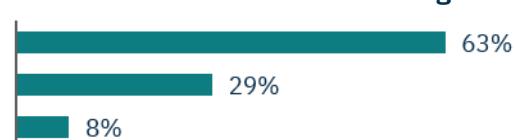
GASTOS		
CONCEPTO	Variación	
	\$	%
↓ Otras Programas Sociales	-1.071.750	-28%
↓ Salarios	-482.176	-7%
↓ Transferencias corrientes a provincias	-475.324	-42%
↓ Otros gastos de funcionamiento	-430.165	-21%
↓ Prestaciones del INSSJP	-364.813	-11%
↓ Subsidios Transporte	-247.343	-20%
↓ Asignaciones Familiares	-115.239	-8%
↓ Transferencias a universidades	-106.364	-6%
↓ Otros subsidios y pensiones no contrib.	-84.308	-5%
↓ Gastos de capital	-36.999	-4%
↑ Subsidios Energía	1.127.488	107%
↑ Jubilaciones y pensiones contributivas	515.147	3%
↑ Otros Gastos Corrientes ⁽¹⁾	140.064	4%
TOTAL GASTOS	-1.631.780	-3,3%

Contribución a la reducción de los gastos (%)



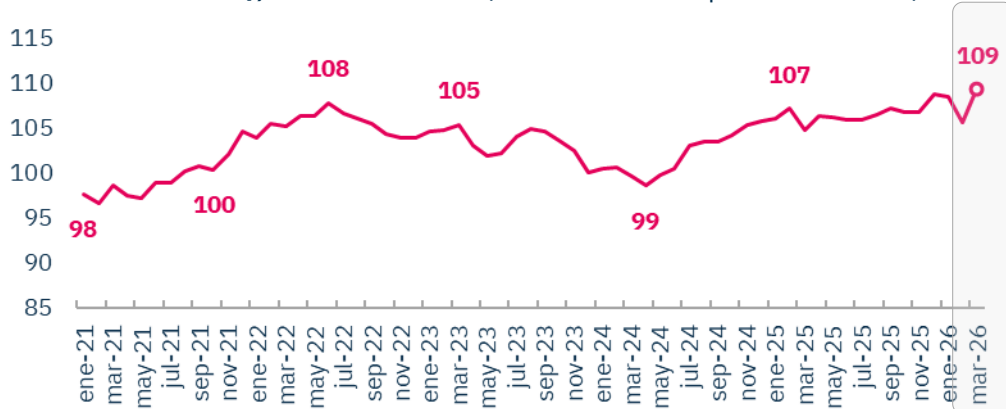
- El **recorte** de gastos llevado a cabo en el primer cuatrimestre de 2026 ha permitido **sostener los superávits primario y financiero**, aunque en niveles inferiores a los registrados en 2025 (-11,2% y -18,4% respectivamente).

Contribución al incremento de los gastos (%)



Nivel de actividad

Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE INDEC, serie desestacionalizada), Ene.21 – Mar.26 (en N° índice base prom. 2019=100)



En marzo de 2026, el nivel de actividad económica alcanzó un nuevo **máximo histórico**, impulsado por un crecimiento interanual en 14 de los 15 sectores que integran el EMAE.

+5,5%

Var. I.a. (marzo 2026 vs. marzo 2025)

+3,5%

Var. I.m. (marzo 2026 vs. febrero 2026)

+0,4%

Var. Tendencia - Ciclo (marzo 2026 vs. febrero 2026)

- En marzo de 2026, el nivel de actividad económica registró una **recuperación** del **3,5% mensual** desestacionalizado, luego de la caída observada en febrero (-2,1%). De esta manera, la actividad retomó la senda de crecimiento y permitió revertir el saldo negativo acumulado en el primer bimestre del año.
- En términos **interanuales**, la economía exhibió un **crecimiento** del **5,5%**, impulsado por mejoras en 14 de los 15 sectores que conforman el EMAE.
- El sector “Pesca” registró el mayor crecimiento interanual (+30,9%) y fue la actividad de mayor expansión relativa durante el período. Por el contrario, “Administración pública y defensa” fue el único sector con incidencia negativa sobre el indicador.

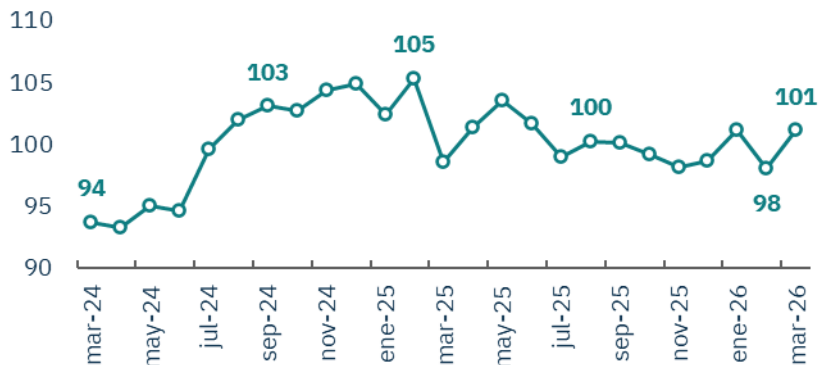
Sectores con mayor incidencia (variación interanual) – Marzo 2026 (En porcentajes)



Nivel de actividad

Índice de Producción Industrial, Mar.24 – Mar.26

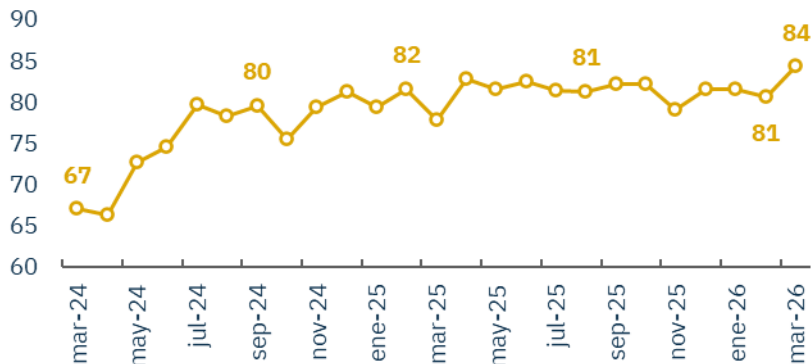
(en N° índice base prom. 2019=100)



- En marzo de 2026, la **producción industrial** experimentó un **crecimiento interanual** del **5,0%**. Durante el primer trimestre de 2026, se registra una caída del orden del 2,3% respecto al mismo período del año previo.
- A nivel sectorial, diez de las dieciséis categorías de la industria manufacturera presentaron subas interanuales.
- Los mayores incrementos se registran en “Madera, papel, edición e impresión” (+12,8); “Refinación de petróleo, químicos, productos de caucho y plástico” +12,0%) y “Alimentos, bebidas y tabaco” (+8,4%).

Indicador Sintético de la Actividad de la Construcción, Mar.24 – Mar.26

(en N° índice base prom. 2019=100)

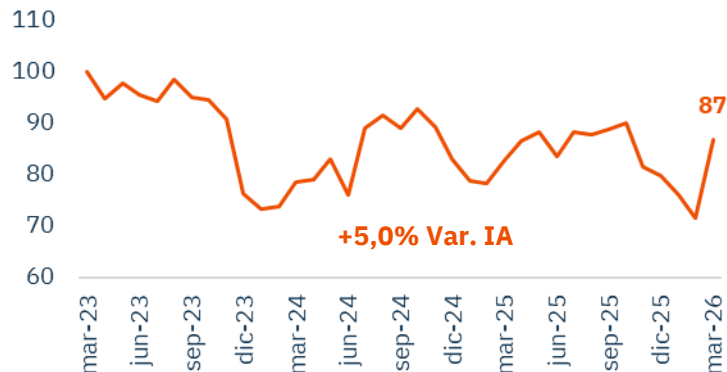


- En el caso del **Indicador Sintético de la Actividad de la Construcción** (ISAC), en el mes de marzo se registró un incremento en términos interanuales del +12,7%.
- A su vez, el acumulado del primer trimestre del año indica una recuperación del +3,9% respecto al primer trimestre de 2025.

Actividad industrial

Índice de Producción Industrial (IPI INDEC)

(número índice base Mar.23 = 100)



Mayores incrementos interanuales del IPI – Marzo 2026 (%)

+12,8 %



Madera, papel,
edición e
impresión

+12,0 %



Ref. de petróleo,
químicos,
productos de
caucho y plástico

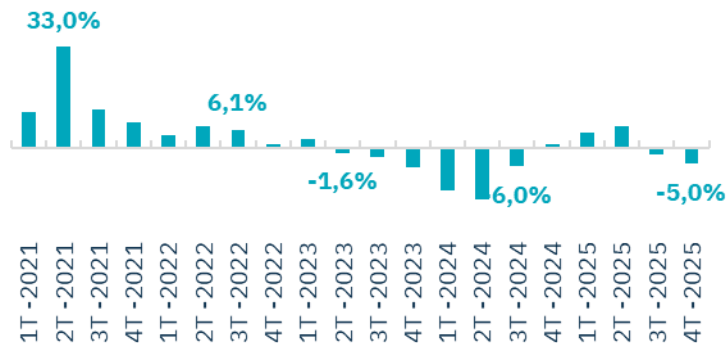
+8,4 %



Alimentos,
bebidas y
tabaco

Variación interanual del PBI industrial

(en %)



Mayores incrementos mensuales del IPI – Marzo 2026 (%)

+10,1 %



Automotores y
otros equipos
de transporte

+7,0 %



Minerales no
metálicos y
metálicas
básicas

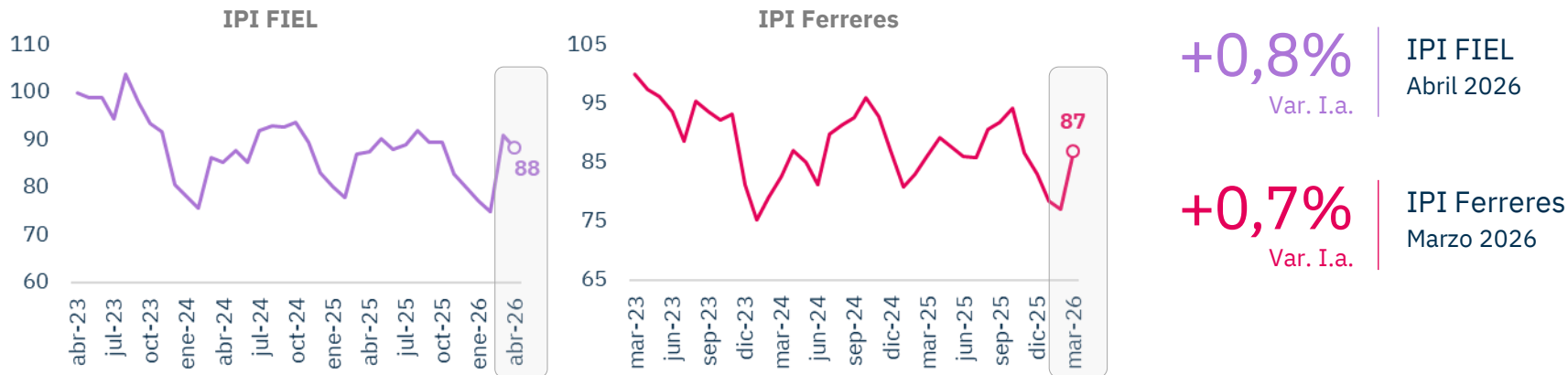
+3,2 %



Alimentos,
bebidas y
tabaco

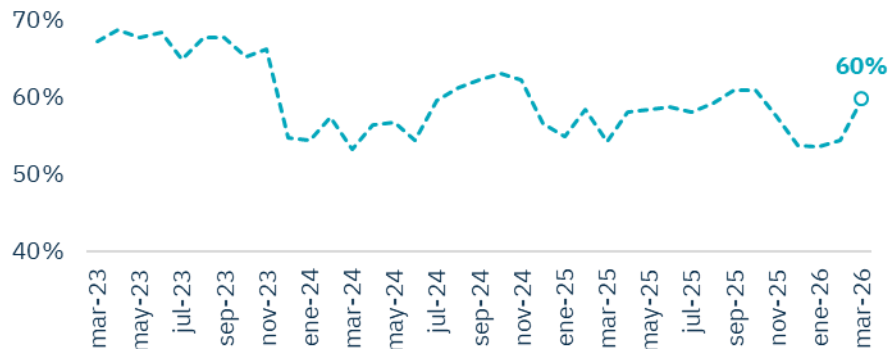
Actividad industrial

Índice de Producción Industrial (en número índice base Abr.23 = 100 y en número índice base Mar.23 = 100)



Utilización de la capacidad instalada industrial (UCI INDEC)

(en %)

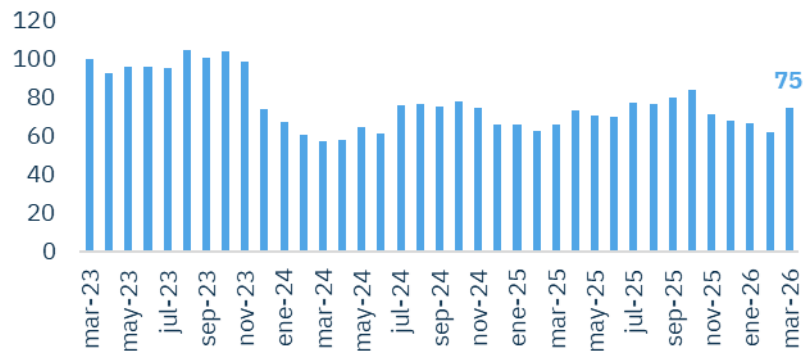


- Luego de ocho meses consecutivos de caídas interanuales, el IPI de FIEL estimó para marzo de 2026 una moderada recuperación de la actividad industrial en términos interanuales. En la misma línea, la consultora registró para abril una leve expansión interanual del orden del 0,8%.
- En marzo de 2026, la utilización de la capacidad instalada se ubicó en 59,8%. Este valor representa un aumento en la capacidad instalada de 5,4 p.p frente al mismo mes de 2025 (54%).

Actividad de la construcción

Indicador Sintético de Actividad de la Construcción (INDEC)

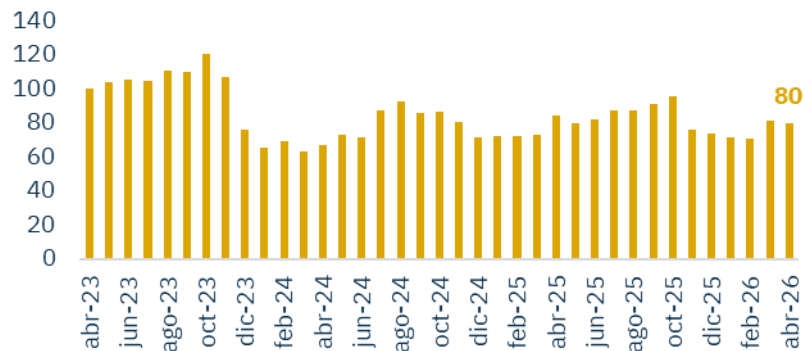
(número índice base Mar.23 = 100)



- En **marzo de 2026**, el indicador sintético de actividad de la **construcción** registró un **aumento del 12,7%** interanual.
- Por su parte, el índice Construya estimó una caída del 5% interanual para abril de 2026.
- Durante **abril** los **costos de la construcción** **crecieron en 3,1%** respecto a marzo de 2026. La mano de obra registró un aumento en línea con el nivel general.

Índice Construya

(número índice base Abr.23 = 100)



Índice del Costo de la Construcción (INDEC)

(variación mensual en %)

+3,1%
Var. I.m.

Nivel general
Abril 2026

+3,1%
Var. I.m.

Mano de obra
Abril 2026

Consumo

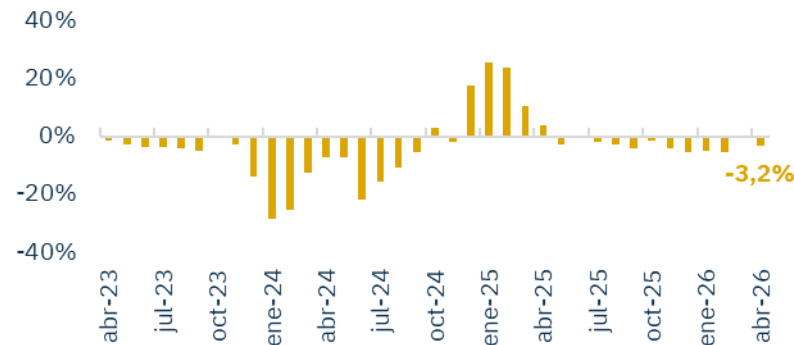
Ventas en centros de compras (INDEC)

(variación interanual en %)



Ventas minoristas (CAME)

(variación interanual en %)



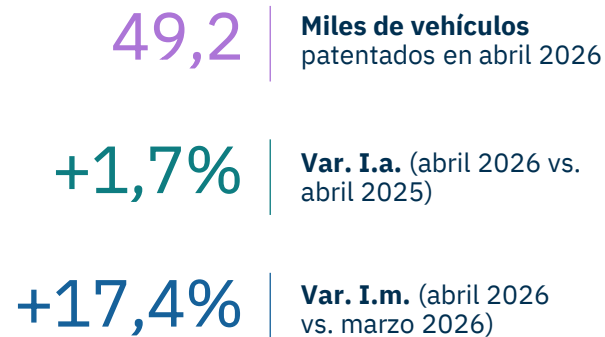
Ventas en supermercados (INDEC)

(variación interanual en %)



Patentamientos (SIOMAA)

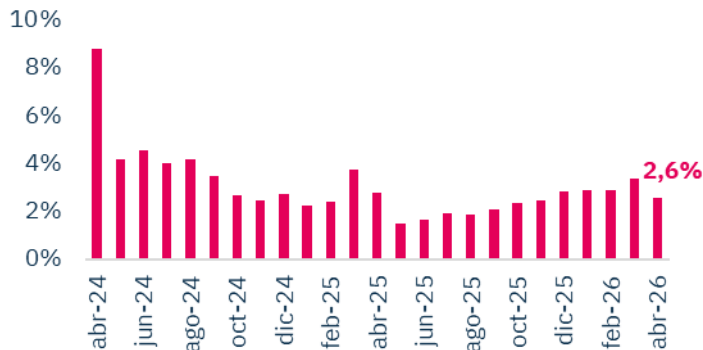
(en miles de vehículos y %)



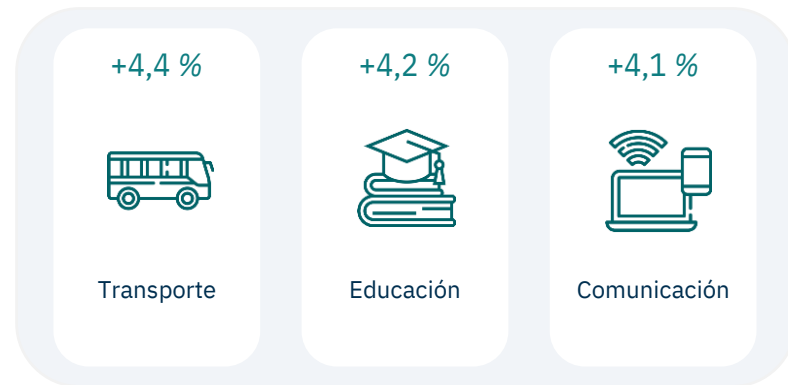
Índice de precios al consumidor

Índice de Precios al Consumidor Nacional (INDEC)

(variación mensual en %)

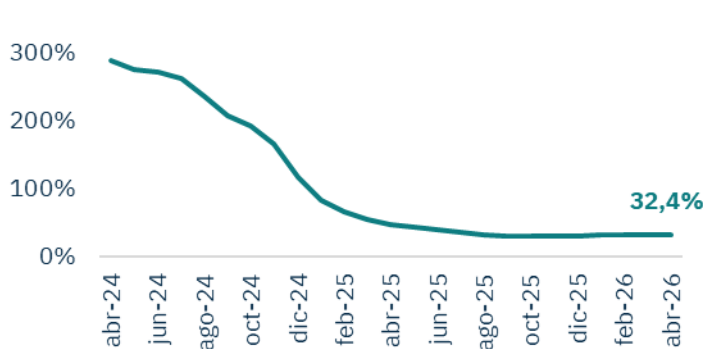


Mayores incrementos – IPC Abril 2026 (%)



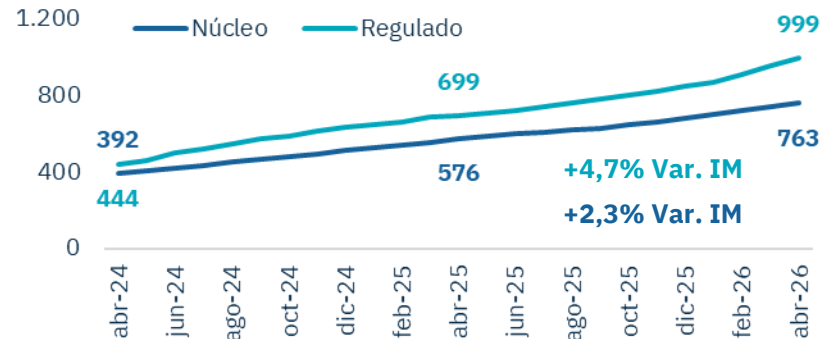
Índice de Precios al Consumidor Nacional (INDEC)

(variación anual en %)



IPC Nacional – Núcleo y Regulados

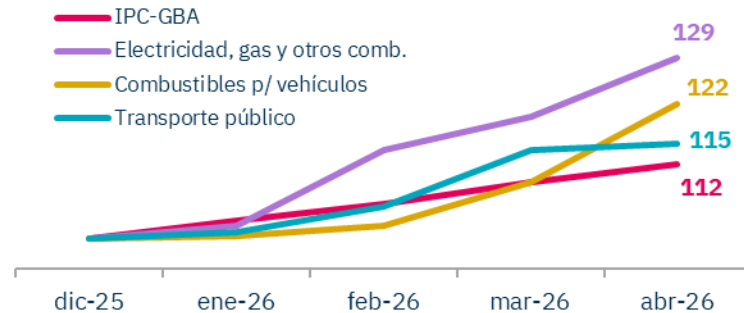
(número índice base Abr.23 = 100)



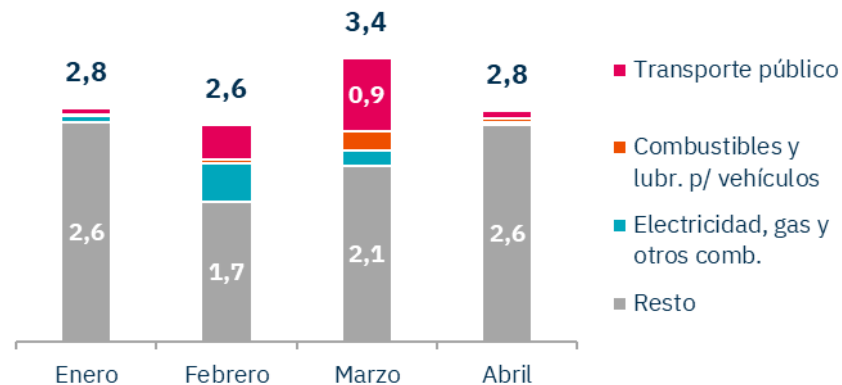
Índice de precios al consumidor

- **En abril la inflación minorista a nivel nacional fue de 2,6%, cortando así diez meses consecutivos de alza continua.** Los aumentos estuvieron liderados por Transporte (+4,4%), Educación (+4,2%), Comunicación (+4,1% y Vivienda, agua, electricidad y gas (+3,5%). Se trata en su mayoría de **precios regulados, que se incrementaron en promedio un 4,7% mensual y que llevan una suba acumulada en el año de 17,5%, 5 puntos por encima del promedio general (+12,3%).**
- Al tomar en forma desagregada el IPC-GBA se observa que en el año los componentes más dinámicos fueron tarifas y combustibles (por la guerra en Medio Oriente). En efecto, mientras que el IPC-GBA tuvo un aumento cuatrimestral de +12,1%, los combustibles y lubricantes se incrementaron +21,9%, electricidad, gas y otros combustibles +29,3% y el transporte público +15,2% .
- El gobierno se enfrenta a una disyuntiva entre seguir contrayendo el gasto público a través de la reducción de los subsidios energéticos y al transporte para sostener el superávit fiscal o bien priorizar la reducción de la inflación incrementándolos a costa de sacrificar recursos fiscales.

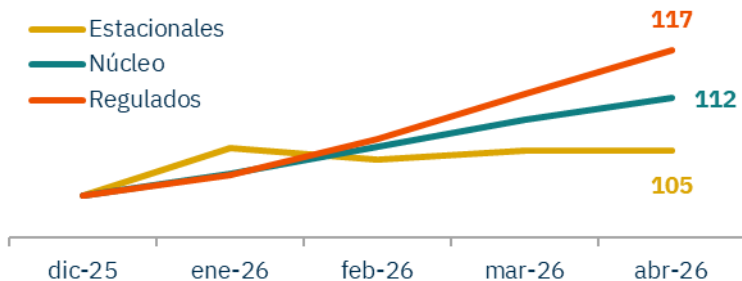
Evolución componentes del IPC-GBA, Dic.25 – Abr.26
(dic.25=100)



Composición de IPC-GBA mensual con rubros seleccionados, Ene.26 – Abr.26 (en %)



Evolución componentes del IPC, May.25 – Abr.26 (dic.25=100)



Nota: (1) El peso de cada rubro sobre el IPC fue calculado actualizando mensualmente los ponderadores de acuerdo a la evolución de los precios. Elaboración propia en base a INDEC.

Índice de precios mayoristas

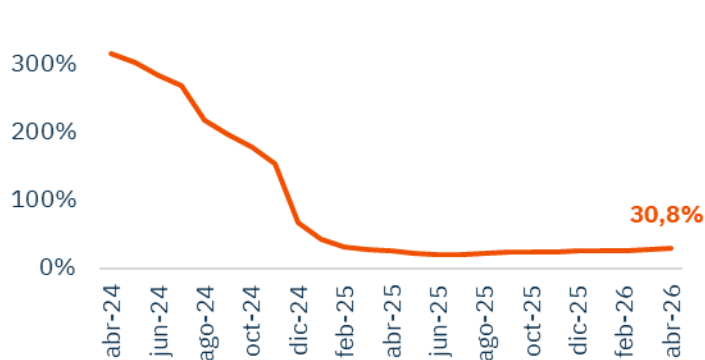
Índice de Precios Internos al por Mayor (INDEC)
(variación mensual en %)



Mayores incrementos – IPIM Abril 2026 (var. mensual en %)



Índice de Precios Internos al por Mayor (INDEC)
(variación anual en %)



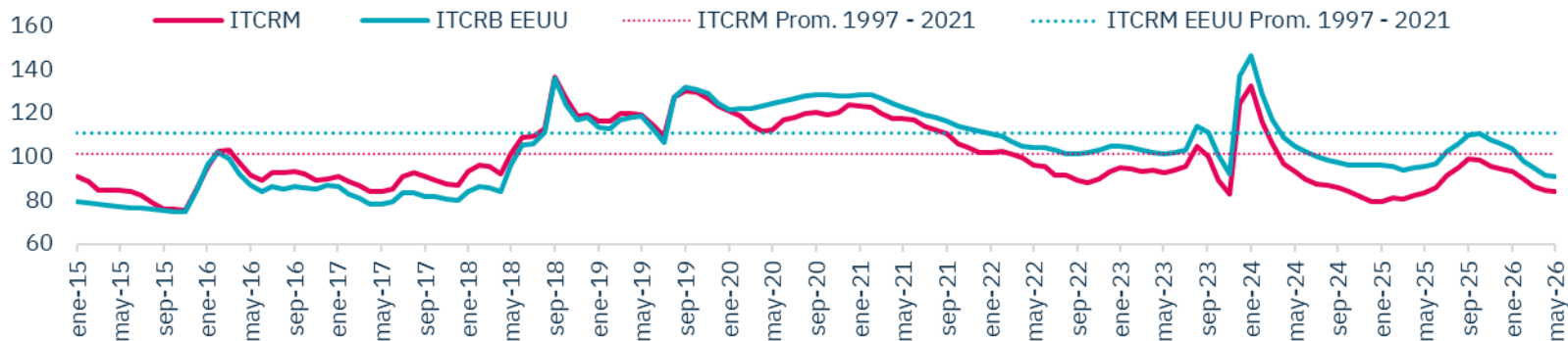
Mayores incrementos – IPIM Abril 2026 (var. anual en %)



Sector externo

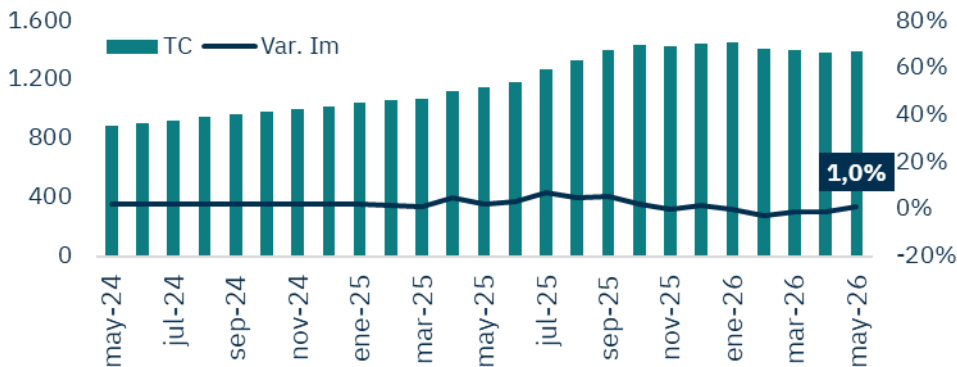
Índice de tipo de cambio real multilateral y bilateral con Estados Unidos ⁽¹⁾

(número índice base 17/12/2015 = 100)



Tipo de cambio

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



1.396
ARS/USD

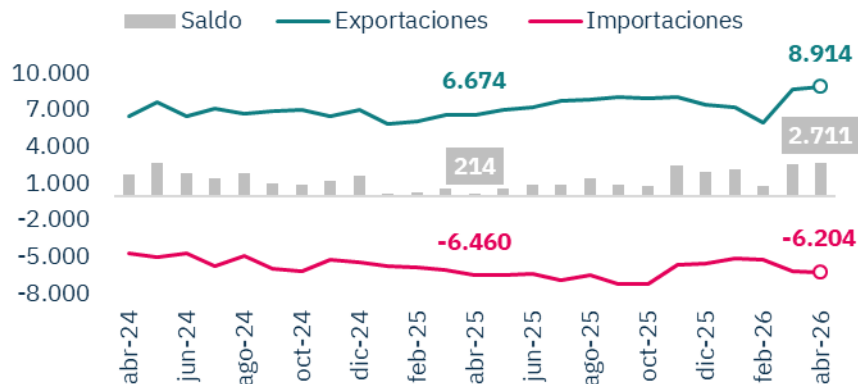
Tipo de cambio oficial
Promedio Mayo 2026 ⁽¹⁾

- En el mes de **mayo**, el tipo de cambio real multilateral continuó apreciándose, en un contexto de estabilidad del dólar mayorista. De esta manera, alcanzó niveles comparables a los registrados en 2017

Nota: (1) Para el mes de mayo se considera el promedio del 1 al 27. Fuente: elaboración propia en base a BCRA.

Sector externo

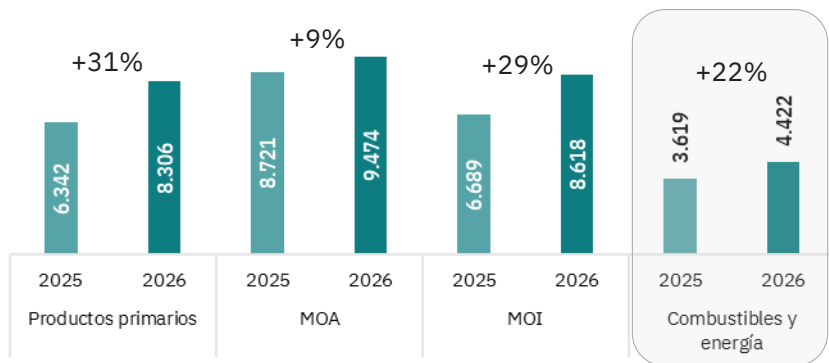
Exportaciones, importaciones y saldo comercial (MUSD)



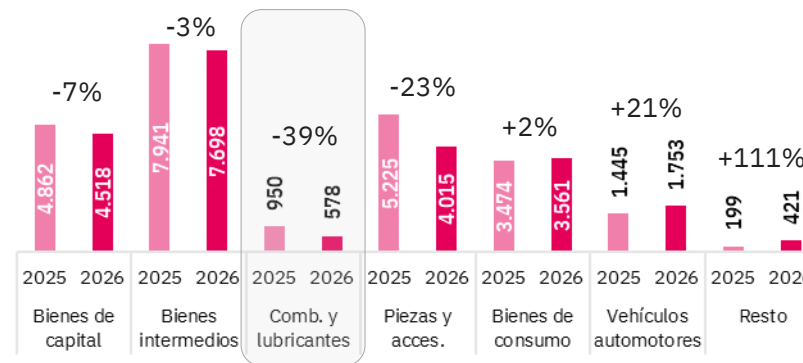
Exportaciones, importaciones y saldo comercial (MUSD y % var. interanual)

	Expo	Impo	Saldo
1°C 2025	25.371	-24.096	1.275
1°C 2026	30.820	-22.543	8.277
Var. (%)	21,5%	-6,4%	

Variación de las exportaciones, 1°C 25 – 1°C 26 (en MUSD)

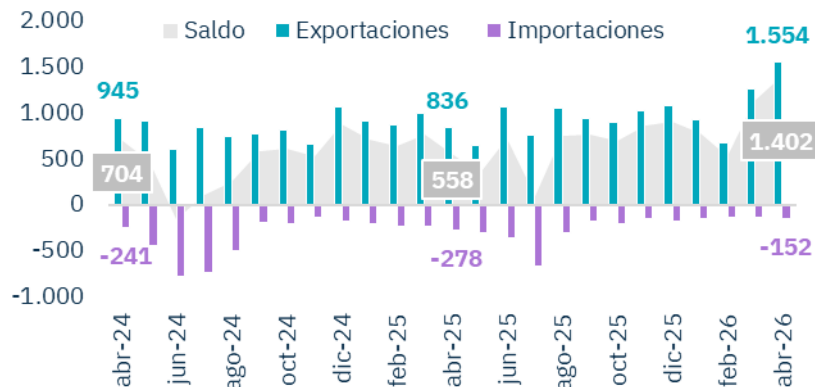


Variación de las importaciones, 1°C 25 – 1°C 26 (en MUSD)



Sector externo energético

Exportaciones, importaciones y saldo comercial energético (MUSD)



- En abril de 2026, los principales productos energéticos registraron un crecimiento interanual en sus exportaciones.
- En el caso del **petróleo**, se destacó el fuerte **incremento** en los **precios** (+26%), acompañado por un **mayor volumen exportado** (+62%), lo que resultó en un aumento del valor exportado del 104%.
- Por su parte, el **precio del gas natural** registró un **incremento** del 15% que permitió compensar la caída de las cantidades exportadas (-10%). De esta manera, el valor exportado se ubicó un 3% por encima del registrado en abril de 2025.
- Durante el primer cuatrimestre del año, el **sector energético** explicó el **46% del superávit comercial** del país.

Exportaciones, importaciones y saldo comercial energético (MUSD y % var. interanual)

	Expo	Impo	Saldo
1°C 2025	3.619	-950	2.669
1°C 2026	4.422	-578	3.844
Var. (%)	22,2%	-39,2%	

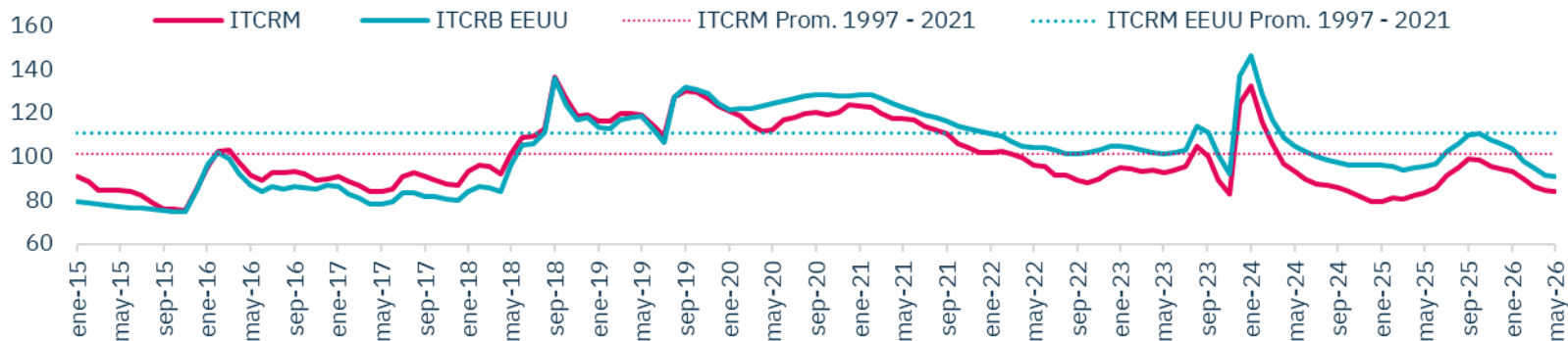
Exportaciones energéticas, 1°C 2026 y Abril 2026 (en MUSD, % var. interanual, volumen y precio)

		Valor (MUSD)	Var. Ia (%)	Volumen (kbb/d y MMm3/d)	Var. Ia (%)	Precio (USD/bbl y USD/MMBTU)	Var. Ia (%)
1°C 2026	Petróleo	2.601	20%	300	22%	72	-2%
	Gas Natural	218	-11%	10,0	-2%	4,9	-9%
	Resto	1.603	32%				
	Total	4.422	22%				
Abril 2026	Petróleo	1.039	104%	398	62%	87	26%
	Gas Natural	57	3%	8,7	-10%	5,9	15%
	Resto	458	69%				
	Total	1.554	86%				

Sector externo

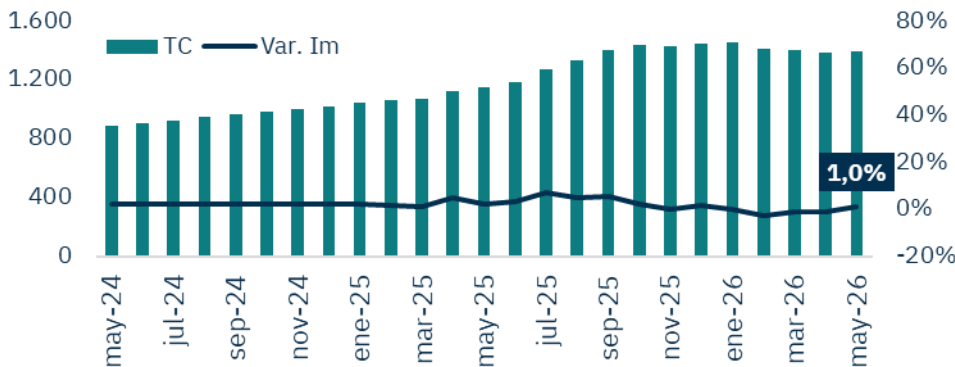
Índice de tipo de cambio real multilateral y bilateral con Estados Unidos ⁽¹⁾

(número índice base 17/12/2015 = 100)



Tipo de cambio

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



1.396
ARS/USD

Tipo de cambio oficial
Promedio Mayo 2026 ⁽¹⁾

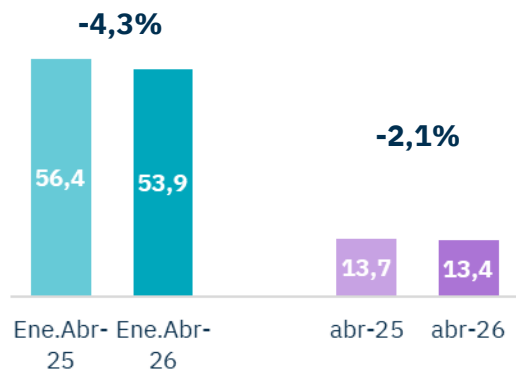
- En el mes de **mayo**, el tipo de cambio real multilateral continuó apreciándose, en un contexto de estabilidad del dólar mayorista. De esta manera, alcanzó niveles comparables a los registrados en 2017

Nota: (1) Para el mes de mayo se considera el promedio del 1 al 27. Fuente: elaboración propia en base a BCRA.

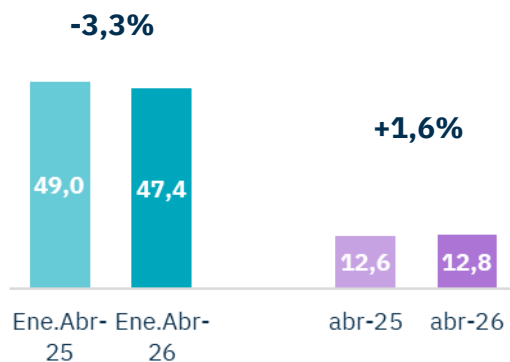
Situación fiscal

Gastos e ingresos del sector público nacional consolidado, base caja, abril de 2025 y 2026 y acumulado 2025 y 2026
(billones de \$ const. de abr. 2026)

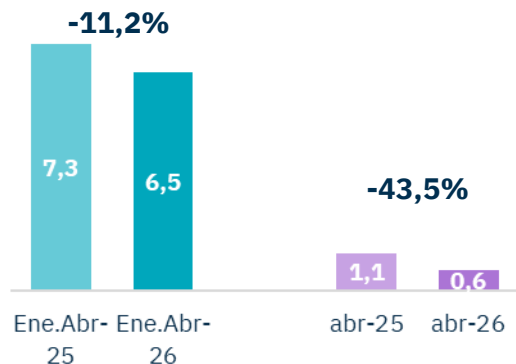
INGRESOS TOTALES



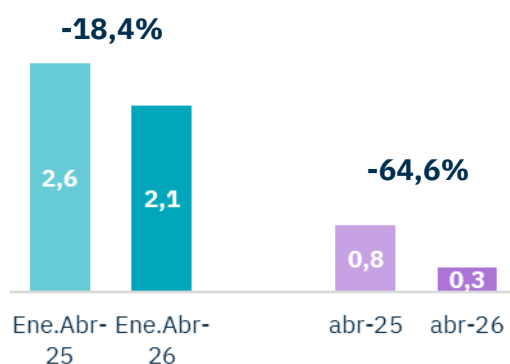
GASTOS PRIMARIOS



RESULTADO PRIMARIO



RESULTADO FINANCIERO



ABRIL 2026

Mientras los ingresos se redujeron 2,1% respecto a abril de 2025, los gastos se incrementaron en 1,6% en términos reales.

RESULTADO FINANCIERO

El resultado fue positivo en 0,3 billones de pesos, producto de un **superávit primario** que permitió cubrir los **pagos de intereses de la deuda**.

SUBSIDIOS

Durante el período Enero-Abril de 2026, los subsidios fueron un 35% superiores en relación al mismo período de 2025. Por su parte, los **subsidios energéticos** registraron un crecimiento **interanual del 107%**.

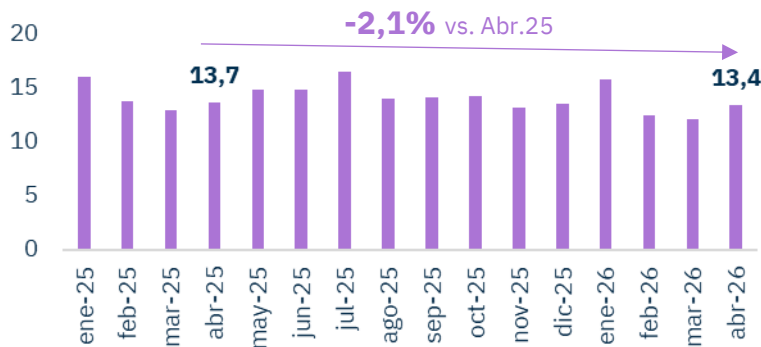
Situación fiscal

13,4
Billones de ARS

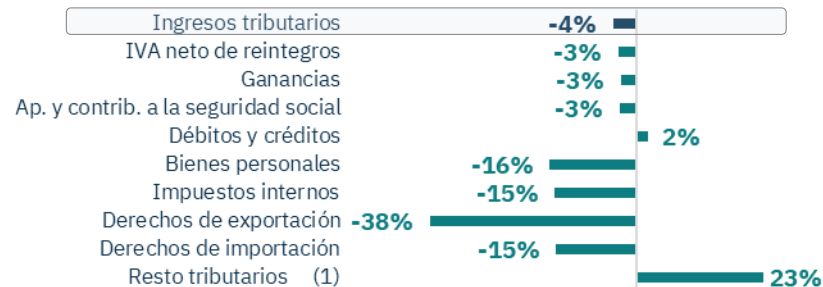
Ingresos totales
Abril 2026

- El **90%** correspondió a **ingresos tributarios**.

Ingresos totales, Ene.25 – Abr.26 (billones de \$ const. de abr.26)



Variación de los ingresos tributarios por partida, Abr.26 vs Abr.25 (%)

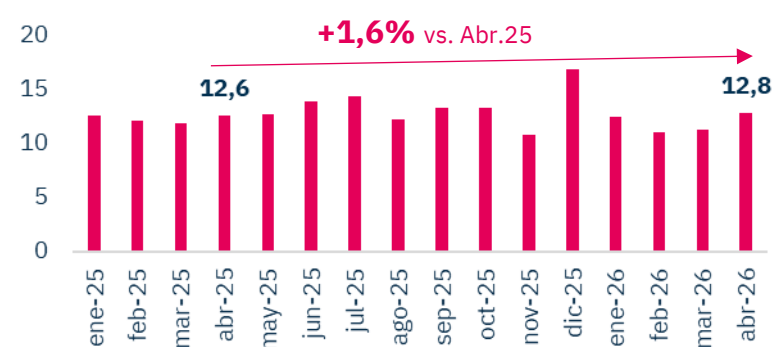


12,8
Billones de ARS

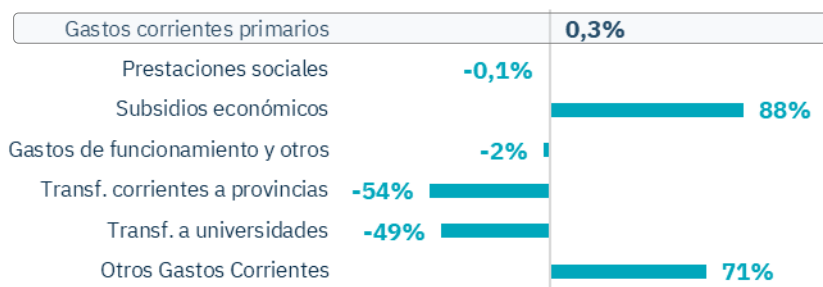
Gastos primarios
Abril 2026

- El **97%** correspondió a **gastos corrientes primarios**.

Gastos primarios, Ene.25 – Abr.26 (billones de \$ const. de abr.26)



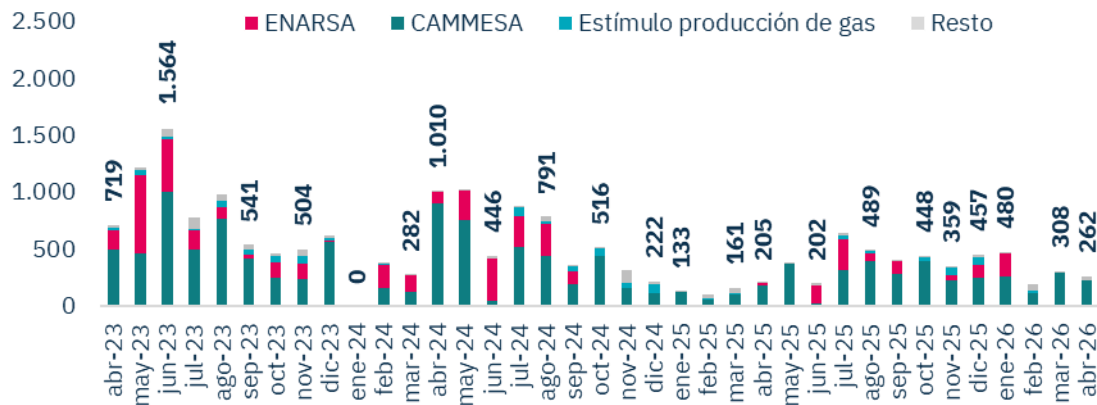
Variación de los gastos primarios corrientes por partida, Abr.26 vs Abr.25 (%)



Subsidios

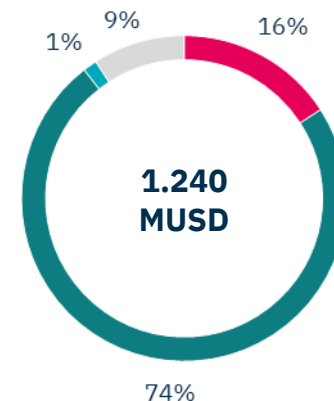
Subsidios al sector energético

(MUSD)



Participación por tipo de subsidio en 2026 (2)

(MUSD)



Principales subsidios al sector energético (1)

(MUSD)

	Ene.Abr-25	Ene.Abr-26	Var.	abr-25	abr-26	Var.
ENARSA	18	196	179	18	0	-18
CAMESA	477	913	436	186	233	47
Estímulo producción de gas	26	17	-9	0	0	0
Resto	84	113	30	0	29	28
Total	604	1.240	636	205	262	57

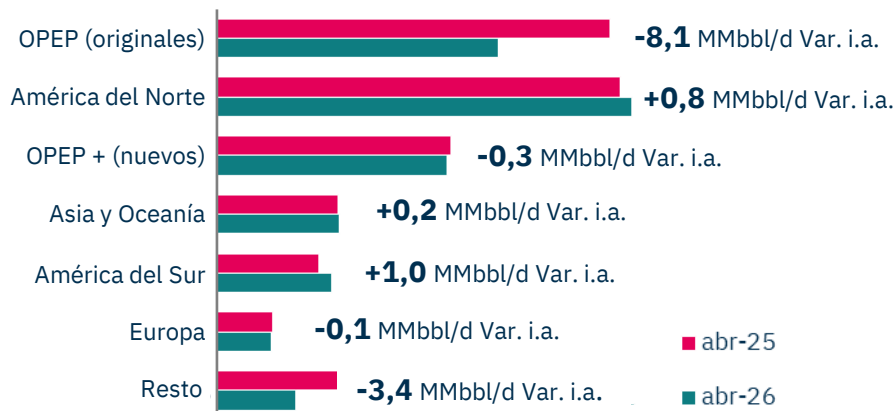
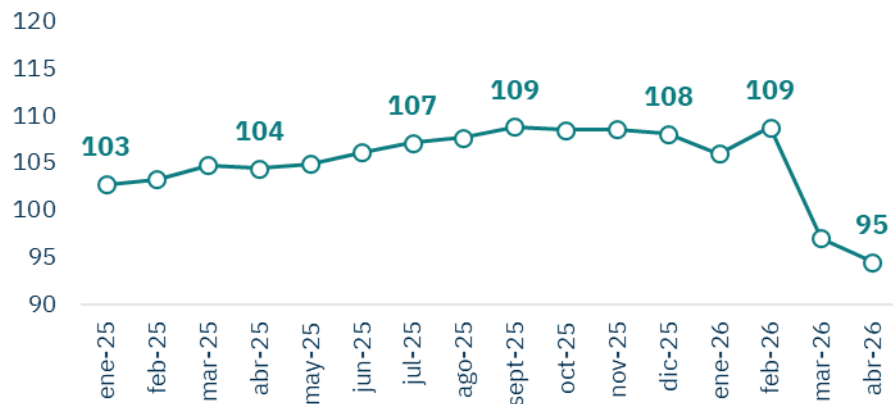
- En abril de 2026, los subsidios al sector energético se ubicaron un 15% por debajo de lo devengado el mes anterior.
- En la comparación interanual, las transferencias crecieron un 28%, incremento traccionado principalmente por los mayores giros a CAMESA (+25%), Yacyretá y al Fondo Fiduciario de Subsidios al Consumidor.

Mercado internacional de petróleo

MERCADO INTERNACIONAL DE CRUDO

Evolución de la producción mundial de petróleo y líquidos

(en MMbbl/día)



En **abril de 2026**, la producción mundial de petróleo y líquidos cayó a **95 MMbbl/d**, registrando una **disminución interanual del 9,5% (-10 MMbbl/d)**.



La menor producción global anticipa un escenario con una mayor restricción de la oferta mundial en el mediano plazo, generando **expectativas de precios más altos** que los que se esperaban a comienzos del corriente año.



El conflicto en Medio Oriente incrementa la **relevancia estratégica de cuencas productoras previamente marginales** en el abastecimiento global, particularmente América y África.

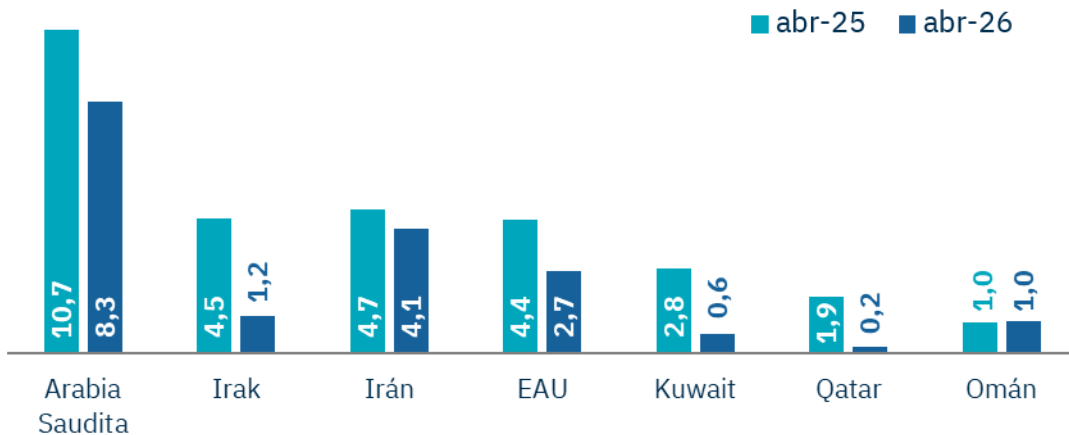


En este contexto, resulta relevante el análisis de la **competitividad de la Argentina** a nivel global con relación a los principales países productores.

Notas: (1) OPEP originales: Argelia, Congo, Guinea Ecuatorial, Gabon, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Arabia Saudita y Venezuela. No se incluye Emiratos Árabes Unidos dada su reciente salida de la organización. América del Norte: Canadá y EEUU. OPEP + (nuevos miembros): Azerbaiyán, Baréin, Brunéi, Kazajistán, Malasia, México, Omán, Rusia, Sudán del Sur y Sudán. Resto: resto de los países de Medio Oriente, África y Eurasia. Incluye EAU. Fuente: elaboración propia en base a EIA.

MERCADO INTERNACIONAL DE CRUDO – ESTRECHO DE ORMUZ

Variación interanual en la producción de crudo en la región (en MMbbl/día)



28,7%

Participación de estos países en la producción global (Abril 2025)

19,3%

Participación de estos países en la producción global (Abril 2026)

→ La participación conjunta de estos países en la producción global cayó 9,4 p.p. con respecto a abril 2025.



-2,4
MMbbl/d

Var. i.a.
(-22%)



-3,2
MMbbl/d

Var. i.a.
(-72%)



-0,6
MMbbl/d

Var. i.a.
(-13%)



-1,7
MMbbl/d

Var. i.a.
(-39%)



-2,2
MMbbl/d

Var. i.a.
(-78%)



-1,7
MMbbl/d

Var. i.a.
(-90%)



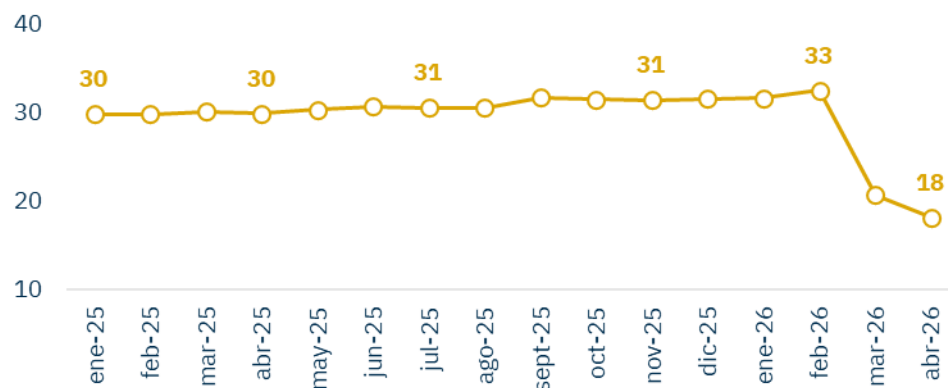
+0,05
MMbbl/d

Var. i.a.
(+5%)

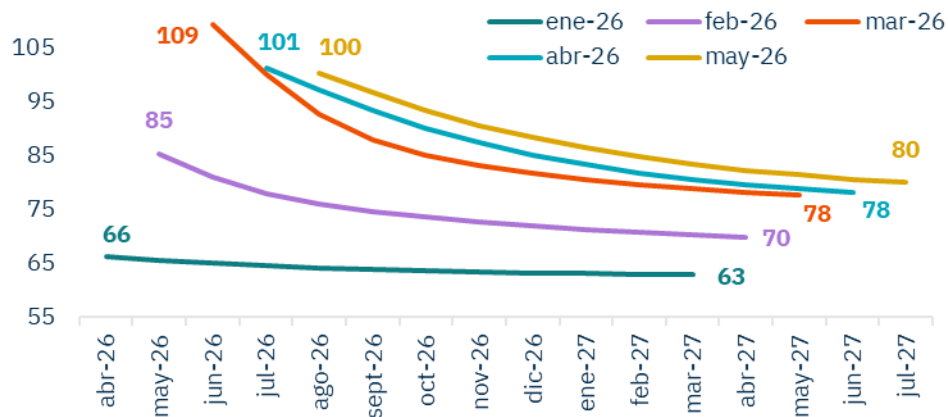


MERCADO INTERNACIONAL DE CRUDO – ESTRECHO DE ORMUZ

Producción de crudo y líquidos de los países de Medio Oriente⁽¹⁾ (en MMbbl/día)



Curva de precios futuros del Brent (en USD/bbl)



Entre febrero y abril de 2026, la **producción de petróleo** en los países del Golfo Pérsico se redujo en **14 MMbbl/d**, reflejando el **impacto del conflicto** sobre la infraestructura de producción y la capacidad operativa del sector petrolero.



La evolución de la **curva de futuros del Brent** refleja un **cambio en las expectativas del mercado**: mientras inicialmente se descontaba una resolución relativamente rápida del conflicto, su prolongación incorporó un escenario de recuperación más lenta de la oferta petrolera y de **precios elevados** por un período más prolongado.



El conflicto no solo impactó sobre las expectativas reflejadas en la curva Brent, sino también sobre el **mercado físico asiático**, donde la elevada dependencia del crudo de Medio Oriente amplificó las tensiones de abastecimiento, generando un **impacto significativamente mayor** al observado en los precios de referencia internacionales.

PERSPECTIVAS DE PRECIOS DEL PETRÓLEO



Tras la reducción de los flujos de petróleo vinculada al conflicto en Irán y a las tensiones en el Estrecho de Ormuz, los distintos organismos y analistas presentan proyecciones que van desde escenarios de fuertes aumentos de precios hasta otros de mayor estabilidad o volatilidad moderada.

GOLDMAN SACHS

- El banco advierte que la interrupción prolongada del flujo de petróleo a través del Estrecho de Ormuz podría generar **cambios estructurales** de largo plazo en el mercado petrolero.
- Se estima que la recuperación gradual de los flujos a través de dicho canal demandaría varias semanas, reflejando una normalización paulatina de la oferta global.
- A su vez, señala que la elevada **concentración** de la producción y de la capacidad ociosa en **pocos países** tendería a sostener una mayor prima de riesgo sobre el precio del crudo.
- En este contexto, se prevé un mayor **almacenamiento estratégico** por parte de gobiernos y agentes privados, reforzando las **presiones alcistas** sobre los precios a largo plazo.

REUTERS

- La agencia sostiene que el impacto inicial de la guerra pudo moderarse gracias a la caída de las compras chinas, el aumento de las exportaciones estadounidenses y la reducción acelerada de inventarios a nivel global, factores que permitieron compensar parcialmente el déficit de suministro proveniente de Medio Oriente.
- Según el análisis, esta disponibilidad adicional de crudo alivió temporalmente la presión sobre los precios internacionales, aunque advierte que el **equilibrio** actual resulta **frágil y difícil de sostener en el tiempo**.
- Con la llegada de la temporada de mayor demanda y la continuidad de las restricciones en el Estrecho de Ormuz, el mercado podría entrar en una etapa de mayor tensión y volatilidad, en un contexto donde las reservas mundiales comienzan a agotarse y se reduce la capacidad de amortiguar nuevas interrupciones del suministro.
- El informe destaca la resiliencia del sistema petrolero global, aunque advierte que esa capacidad de adaptación se debilita a medida que se prolonga la crisis.

CITIGROUP

- El banco elevó su **proyección** para el Brent en 2026 y advirtió que, incluso en un escenario optimista, los precios podrían alcanzar los USD 150 por barril si el Estrecho sigue **bloqueado hasta fines de junio**.
- Según la entidad, el bloqueo prolongado del Estrecho de Ormuz dejó de ser un riesgo transitorio y pasó a representar una **amenaza estructural** para el suministro global de petróleo.
- La continuidad de los **daños** sobre la **infraestructura energética** y las dificultades para normalizar el tránsito marítimo podrían impulsar nuevas subas en los precios del crudo.
- El escenario de precios más altos se sostiene en la expectativa de **interrupciones prolongadas en la oferta mundial** y en el aumento de la **prima de riesgo geopolítico**.
- Incluso bajo un escenario de alto al fuego, el banco advierte que las reservas globales podrían caer significativamente debido a retrasos productivos, problemas logísticos y daños derivados del conflicto.
- Además del impacto sobre las exportaciones de crudo, las restricciones en Ormuz afectarían el transporte marítimo, los seguros, la logística portuaria y el abastecimiento de refinerías, reforzando las presiones alcistas sobre el mercado petrolero.

PERSPECTIVAS DE PRECIOS DEL PETRÓLEO

BANCO MUNDIAL

- El Banco Mundial advierte que la guerra en Medio Oriente podría generar un **“shock histórico”** sobre los mercados energéticos y de commodities en 2026, impulsado por las interrupciones del suministro y las restricciones al comercio marítimo.
- El organismo proyecta un aumento del 24% en los precios de la energía durante 2026 y estima que el Brent promediará USD 86 por barril, aunque en escenarios de mayor deterioro el precio podría ubicarse entre USD 95 y USD 115 por barril.
- Según el informe, la disrupción en el Estrecho de Ormuz representa el principal factor de presión sobre los precios, dado que por esa vía transita una parte significativa del comercio mundial de petróleo, combustibles refinados y GNL.
- El Banco Mundial sostiene que la **continuidad de las restricciones** mantendría **elevados los precios** del petróleo y del gas natural, en un contexto de **caída de la producción global**, menor capacidad de respuesta de la oferta y crecientes **tensiones logísticas**.

IEA

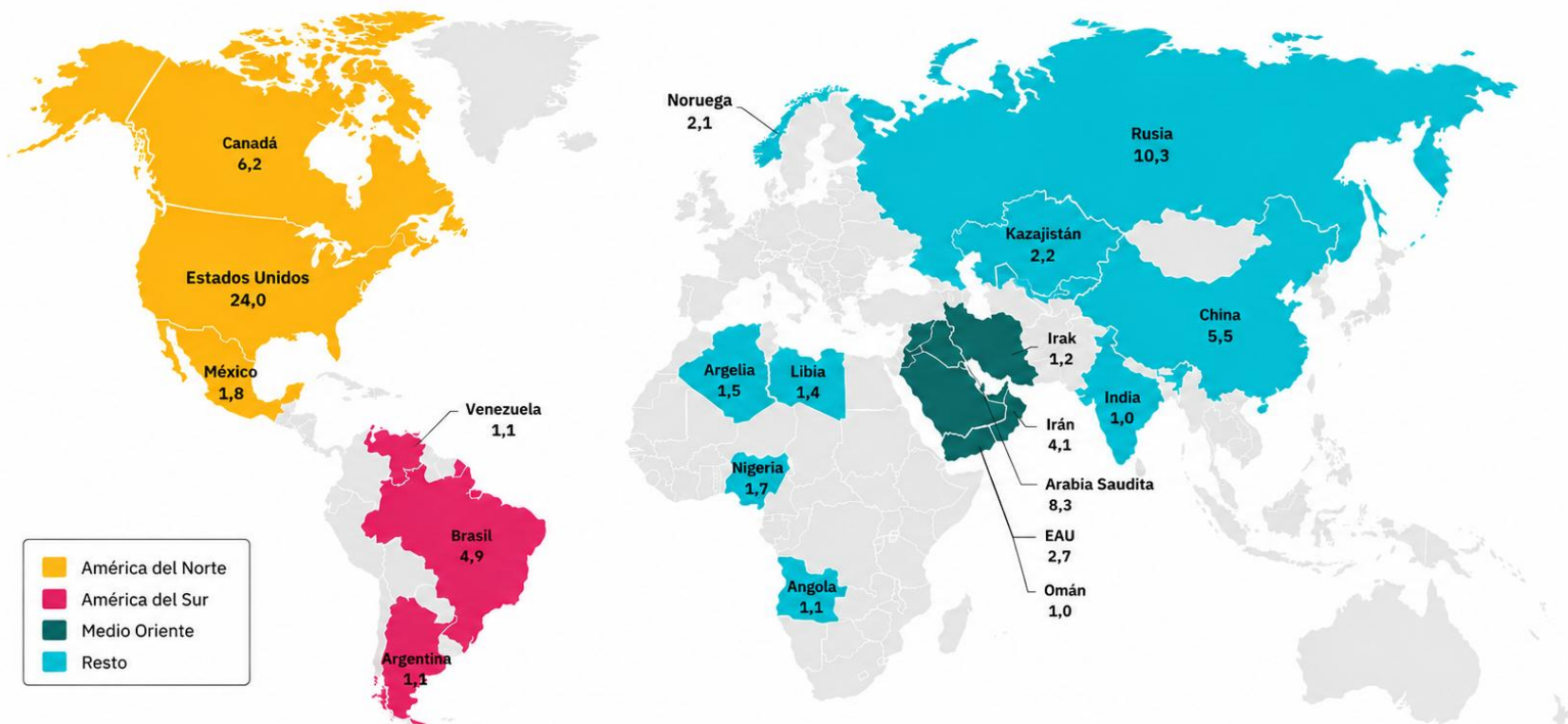
- La agencia advierte que el cierre parcial del Estrecho de Ormuz **retiró** cerca de 14 MM bbl/d del mercado, equivalente a alrededor del **13% de la oferta mundial**, en una de las mayores disrupciones energéticas registradas.
- Según la agencia, el principal impacto es **estructural**: la **pérdida de confianza** en el **Estrecho de Ormuz** como ruta segura podría modificar a mediano y largo plazo los flujos globales de petróleo y gas natural, impulsando a los compradores a **reducir su exposición al riesgo geopolítico** mediante una mayor **diversificación de proveedores** y rutas de exportación.
- La IEA sostiene que el mercado petrolero ingresaría en una **etapa de mayor volatilidad**, donde los precios del crudo tenderían a mantenerse elevados y con **fluctuaciones más frecuentes**, dejando atrás los períodos prolongados de estabilidad de años anteriores.

JP MORGAN

- El banco proyecta un Brent promedio de USD 96 por barril en 2026 y destaca que la persistencia de las restricciones en el Estrecho de Ormuz transformó el conflicto en un **shock estructural** para el mercado petrolero global.
- El banco sostiene que la **dinámica de precios** depende menos de la magnitud inmediata de la **interrupción** y más de su **duración**: mientras un shock temporal puede absorberse mediante inventarios y ajustes logísticos, una disrupción prolongada genera presiones alcistas más persistentes.
- Según el análisis, el mercado logró contener parcialmente el impacto gracias al elevado nivel inicial de inventarios y al aumento de la oferta de otros productores, aunque advierte que las reservas comerciales de la OCDE podrían acercarse rápidamente a niveles críticos.
- J.P. Morgan también señala que parte del ajuste dejó de reflejarse únicamente en el precio del crudo y comenzó a trasladarse con mayor intensidad a los combustibles refinados, especialmente al jet fuel, cuyos precios y márgenes mostraron fuertes incrementos.
- En este contexto, el banco considera que el **reequilibrio** del mercado podría requerir una **desaceleración** de la **demanda global**, ya que las restricciones físicas sobre la oferta y la logística reducen la capacidad de estabilización del sistema petrolero.

PRINCIPALES 20 PAÍSES PRODUCTORES

Principales productores globales de petróleo crudo y líquidos, Abril 2026⁽¹⁾ (en MMbbl/día)

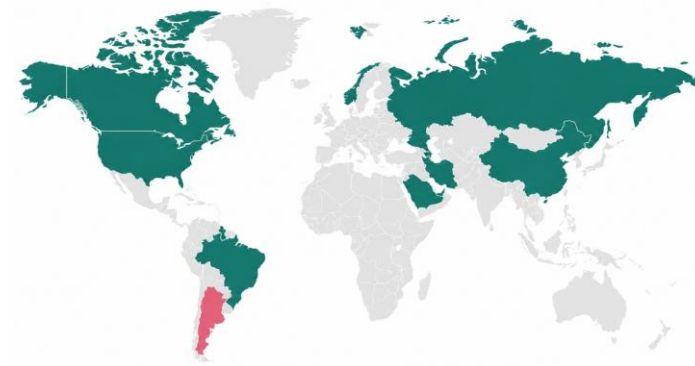


● Estados Unidos	24,0	● Brasil	4,9	● Arabia Saudita	8,3	● Rusia	10,3	● Argelia	1,5
● Canadá	6,2	● Argentina	1,1	● Irán	4,1	● China	5,5	● Libia	1,4
● México	1,8	● Venezuela	1,1	● EAU	2,7	● India	1,0	● Nigeria	1,7
				● Irak	1,2	● Kazajistán	2,2	● Angola	1,1
				● Omán	1,0	● Noruega	2,1		

Notas: (1) Se incluyen los países con producción superior a 1 MMbbl/d. La información presentada por EIA incluye petróleo crudo, condensados de campo (*lease condensate*), líquidos de plantas de gas natural, otros líquidos, ganancia de procesamiento en refinerías y otros líquidos no contabilizados. Es por ello que incluye Argentina entre los productores con más de 1 MMbbl/d. Fuente: elaboración propia en base a EIA.

MERCADO INTERNACIONAL DE CRUDO

- El nuevo escenario energético global, caracterizado por mayores riesgos geopolíticos, **restricciones sobre la oferta tradicional de crudo** e incertidumbre en torno al abastecimiento de la demanda global de energía, revaloriza el rol de **productores alternativos** en el abastecimiento internacional.
- En este marco, resulta relevante analizar el **posicionamiento competitivo de Argentina** frente a otros países productores de petróleo.
- Para ello, se comparan **indicadores operativos**, de productividad, producción, exportaciones, actividad de perforación, lifting cost y CAPEX, así como la **estructura de mercado** y el **esquema fiscal prevaleciente** en los principales países productores, así como en los de mayor crecimiento en los últimos años.⁽¹⁾



Indicadores comparados

- Producción y exportaciones
- Rigs operativos y producción por rig
- Lifting cost y CAPEX por barril

Estructura sectorial

- Organización del mercado
- Participación estatal
- Esquema fiscal

Principales productores⁽²⁾

- Estados Unidos
- Rusia
- Arabia Saudita
- Canadá
- China
- Brasil
- Irán
- EAU

Países con mayor crecimiento⁽³⁾

- Estados Unidos
- Brasil
- Guyana
- Argentina
- Noruega

La comparación internacional permite dimensionar las fortalezas y desafíos de **Argentina** en un escenario global en donde la **seguridad energética** y la **diversificación de la oferta** adquieren creciente relevancia.



Estados Unidos

Producción principal:
No convencional



410
plataformas de
perforación
activas 2026



17
plataformas
por MMbbl/d
2026



23,6 MMbbl/d
Producción 2025
(22% part. global)



4 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



11,1 USD/boe
Lifting Cost 2025⁽¹⁾



17,3 USD/boe
CAPEX 2025



Estructura de mercado

- La operación es llevada a cabo por **empresas privadas independientes**.
- Las principales empresas son: ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, EOG Resources y Occidental.
- El esquema de propiedad de los recursos hidrocarburíferos se basa en el sistema de **“fee simple ownership”**, que implica propiedad plena del terreno, incluyendo los derechos sobre el subsuelo.
- La producción se desarrolla principalmente mediante **contratos de arrendamiento** entre el propietario del recurso y la empresa operadora.



Esquema fiscal

- El principal mecanismo de captación de renta son las **regalías**, calculadas sobre los ingresos brutos de producción. En tierras federales, administradas por el *Bureau of Land Management* (BLM), las tasas se ubican entre 12,5% y 16,67%, mientras que en tierras privadas las condiciones contractuales varían según el tipo de yacimiento (entre 15% y 25% dependiendo del área).
- Los estados aplican **impuestos a la extracción de recursos naturales** (*severance taxes*)⁽²⁾, que gravan la extracción de petróleo y gas. En el Estado de Texas, la alícuota alcanza el 4,6% para el petróleo y el 7,5% para el gas natural.
- Las empresas están sujetas a un **impuesto federal sobre la renta** (*Corporate Income Tax*) del 21%, al que se suman impuestos estatales sobre la renta con tasas que varían entre 1% y 12% según el estado.



Arabia Saudita

Producción principal:
Convencional



11,2 MMbbl/d
Producción 2025
(11% part. global)



6,4 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



115
plataformas de
perforación
activas 2026



10
plataformas
por MMbbl/d
2026



3,5 USD/boe
Lifting Cost 2025



8,0 USD/boe
CAPEX 2025



Estructura de mercado

- La producción de petróleo en Arabia Saudita está dominada por **Saudi Aramco**, empresa controlada mayoritariamente por el **Estado saudí**, que mantiene el **81,5% de la propiedad**.
- Saudi Aramco posee **derechos exclusivos para explorar, producir, transportar y comercializar hidrocarburos** dentro del territorio del Reino.
- Predomina un modelo de control estatal directo, donde Aramco concentra prácticamente toda la actividad upstream y gran parte de la infraestructura energética.
- El Estado interviene en la planificación, inversión y administración del sector.



Esquema fiscal

- El petróleo constituye la **principal fuente de ingresos fiscales del gobierno saudí**, tanto por la participación accionaria estatal en Saudi Aramco como por impuestos y regalías aplicados sobre la producción.
- Desde 2020, el régimen fiscal combina un **impuesto a las ganancias corporativas** del 50% con un esquema de regalías progresivas vinculado al precio del crudo Brent.
- Las **regalías** aplicadas a Saudi Aramco se calculan de manera escalonada: una tasa base del 15% para precios inferiores a USD 70 por barril, una tasa marginal del 45% para precios entre USD 70 y USD 100 por barril, y una tasa marginal del 80% para precios superiores a USD 100 por barril.



Rusia

Producción principal:
Convencional



10,5 MMbbl/d
Producción 2025
(10% part. global)



4,5 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



S/D
plataformas de
perforación
activas 2026



S/D
plataformas
por MMbbl/d



S/D
Lifting Cost



S/D
CAPEX



Estructura de mercado

- Los **recursos del subsuelo** en Rusia son **propiedad del Estado federal**. Las empresas obtienen licencias de exploración y producción, pero no son propietarias de los recursos.
- El sector petrolero ruso combina empresas estatales y privadas, aunque con fuerte intervención del Estado en el acceso a licencias, infraestructura y comercio exterior.
- Las principales compañías productoras son **Rosneft (Estatal), Gazprom (Estatal), Lukoil (Privada) y Surgutneftegas (Privada)**.
- Rosneft es la principal petrolera del país y posee control estatal mayoritario a través del gobierno ruso. Gazprom domina el sector gasífero y controla gran parte de la infraestructura de transporte y exportación de gas.



Esquema fiscal

- El **Mineral Extraction Tax (MET)** es un impuesto federal que grava la extracción de petróleo en Rusia y se calcula para cada período y para cada yacimiento. En el caso del petróleo crudo, el impuesto se aplica como una tasa específica por tonelada extraída que se ajusta mediante dos coeficientes: un coeficiente de precio (Cp), vinculado al precio internacional del crudo Urals, al tipo de cambio y a un coeficiente de agotamiento del yacimiento (Cd). Se calcula como: $MET = \text{tasa base} \times C_p \times C_d$, sobre el volumen de petróleo extraído.
- El Mineral Extraction Tax presentó durante 2025 una alícuota de entre el 20% y el 30%, dependiendo del yacimiento.
- Desde el 2024, los derechos de exportación sobre el petróleo y productos derivados se redujeron a 0%.
- Las compañías petroleras también tributan el impuesto corporativo, cuya tasa es del 25%.



Canadá

Producción principal:
*Oil sands / no
convencional pesada*



6,3 MMbbl/d
Producción 2025
(6% part. global)



4,3 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



120
plataformas de
perforación
activas 2026



19
plataformas
por MMbbl/d
2026



13,0 USD/boe
Lifting Cost 2025⁽¹⁾



9,2 USD/boe
CAPEX 2025⁽²⁾



Estructura de mercado

- La producción de petróleo en Canadá está dominada por empresas privadas, sin una empresa petrolera estatal federal con un rol dominante en la producción.
- Las principales compañías productoras incluyen Suncor Energy, Canadian Natural Resources y Cenovus Energy.
- La **propiedad de los recursos naturales y la regulación** de la actividad hidrocarburífera corresponden principalmente a **las provincias**.
- Las provincias otorgan contratos de arrendamiento o licencias de derechos mineros y definen los esquemas de regalías aplicables según el tipo de recurso y proyecto.
- En las áreas offshore del Atlántico, los derechos pertenecen al gobierno federal bajo esquemas de gestión conjunta con las provincias.



Esquema fiscal

- Las **regalías** provinciales constituyen el principal mecanismo de captura de renta petrolera en Canadá. Los esquemas varían según la provincia y el tipo de proyecto, incluyendo petróleo convencional, offshore y oil sands.
- En proyectos de oil sands, las regalías en Alberta, principal jurisdicción productora, se aplican bajo esquemas vinculados a la rentabilidad del proyecto: entre 1%–9% de ingresos brutos antes del recupero de costos y entre 25%–40% de ingresos netos una vez alcanzado el payout.
- Canadá aplica impuesto a las **ganancias corporativas** tanto a nivel federal como provincial. La tasa combinada de impuesto corporativo surge de la suma del impuesto federal (15%) y del impuesto provincial, que varía entre 8% y 15,5%.

Notas: (1) El lifting cost estimado para Canadá incluye los costos asociados a *Oil Sands Mining*, que son estructuralmente superiores a los de la operación de E&P convencional. En el caso de CNR, el *Oil Sands Mining & Upgrading Operating Cost* en 2025 se estima en 16,2 USD/bbl y en Suncor se ubican en 19 USD/bbl. Asimismo, en Canadá los costos operativos incluyen el Carbon Tax (no incluido en compañías de otros países), de alrededor de 2 USD/boe. (2) En Canadá el CAPEX/BOE es relativamente bajo, dado que se trata de activos de muy larga vida con bajas tasas de declinación, que requieren relativamente poco capital de mantenimiento.



China

Producción principal:
Convencional + off shore



5,4 MMbbl/d
Producción 2025
(5% part. global)



0,1 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



33 plataformas
de perforación
offshore activas
2026



S/D
plataformas
por MMbbl/d⁽¹⁾



7,5 USD/boe
Lifting Cost



22,4 USD/boe
CAPEX



Estructura de mercado

- La producción de petróleo en China está dominada por **empresas estatales**. Las tres principales compañías, China National Petroleum Corporation (CNPC), Sinopec y China National Offshore Oil Corporation, explican en conjunto más del **80% de la producción nacional**.
- CNPC es el principal productor doméstico de crudo, con aproximadamente el 50% de la producción total.
- Sinopec posee menor participación relativa en producción, pero lidera las actividades de refinación. China National Offshore Oil Corporation se especializa en producción offshore.
- Los recursos minerales y del subsuelo en China son propiedad del Estado.



Esquema fiscal

- China aplica un **impuesto sobre los recursos** (*Resource Tax*) a la explotación de petróleo crudo y gas natural.
- El impuesto se calcula bajo un esquema ad valorem, es decir, como porcentaje del valor de ventas. La tasa efectiva para petróleo y gas natural es del 6%.
- La legislación contempla reducciones tributarias de: 20% para yacimientos de baja productividad, 30% para proyectos offshore, recuperación terciaria y gas alto en azufre y 40% para heavy oil.
- China aplica además un **impuesto corporativo general** (Corporate Income Tax) de 25%.



Irán

Producción principal:
Convencional



4,7 MMbbl/d
Producción 2025
(4% part. global)



1,7 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



117
plataformas de
perforación
activas 2026



26
plataformas
por MMbbl/d
2026



S/D USD/boe
Lifting Cost⁽¹⁾



S/D USD/boe
CAPEX ⁽¹⁾



Estructura de mercado

- La industria de hidrocarburos está íntegramente controlada por el Estado, a través del Ministerio de Petróleo, que define la política energética y supervisa todas las actividades del sector.
- La **National Iranian Oil Company** (NIOC), empresa estatal, centraliza la exploración, producción y exportación de petróleo y gas natural, actuando como operador dominante del upstream.
- La Constitución iraní prohíbe la propiedad privada o extranjera de los recursos naturales.
- La participación de empresas extranjeras se limita a contratos de servicios, sin derechos de propiedad sobre reservas ni producción.



Esquema fiscal

- El Estado captura gran parte de la renta petrolera como propietario del recurso y de la producción. La participación privada se canaliza exclusivamente a través de contratos de servicios, sin transferencia de propiedad ni participación en la renta petrolera.
- Desde 2016, Irán utiliza el **Iran Petroleum Contract** (IPC), un contrato híbrido de servicio para atraer inversión extranjera. Los IPC tienen duraciones de hasta 20–25 años e incluyen exploración, desarrollo y producción. Las empresas recuperan los costos y reciben una remuneración *-fee-*, sin adquirir propiedad sobre reservas.
- El **impuesto corporativo general** en Irán es de aproximadamente 25%.



Brasil

Producción principal:
Offshore profundo
(pre sal)



22
plataformas de
perforación
activas 2026



5
plataformas
por MMbbl/d
2026



4,7 MMbbl/d
Producción 2025
(4% part. global)



1,9 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



6,4 USD/boe
Lifting Cost 2025⁽¹⁾



15,6 USD/boe
CAPEX 2025



Estructura de mercado

- Los **recursos del subsuelo** en Brasil son **propiedad del Estado federal**.
- El offshore, especialmente el pre-sal, concentra la mayor parte de la producción y de las inversiones del sector upstream brasileño.
- **Petrobras** es la principal empresa petrolera de Brasil y el **Estado** mantiene la **mayoría accionaria**. La compañía lidera el desarrollo del **pre-sal**, en muchos casos en asociación con otras firmas privadas.
- El sector upstream combina participación estatal y privada, regulada por la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
- La actividad opera bajo dos regímenes principales: Concesión y Partilha de Produção (Producción Compartida).



Esquema fiscal

- En el **régimen de Concesión**, las empresas asumen el riesgo exploratorio y pagan regalías e impuestos sobre la producción.
- En el de **Producción Compartida**, utilizado principalmente en el pre-sal, el Estado mantiene la propiedad del petróleo y comparte con las empresas el excedente de producción (“profit oil”) según lo establecido en cada contrato.
- Las **regalías** se calculan sobre el ingreso bruto de la producción, aplicando una tasa que es del 10% en los contratos de concesión (5% en casos especiales) y del 15% en los contratos de producción compartida.
- Los campos de alta rentabilidad pagan además la Participação Especial, un gravamen progresivo sobre la renta del proyecto.
- Actualmente, se aplica además **retenciones** a la exportación de petróleo crudo (“Imposto de Exportação”) del 12%.

Nota: (1) Al igual que en la mayoría de las compañías, el lifting cost no incluye costos de arrendamientos. Sin embargo, en este caso la inclusión de dichos costos eleva el lifting cost a 9,1 USD/BOE, resultando en una diferencia significativamente mayor que en otras compañías. Ello se explica por el mayor costo de arrendamiento asociado a las actividades en el pre-sal.



Emiratos Árabes Unidos

Producción principal:
Convencional



4,6 MMbbl/d
Producción 2025
(4% part. global)



2,9 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



54
plataformas de
perforación
activas 2026



14
plataformas
por MMbbl/d
2026



S/D USD/boe
Lifting Cost⁽¹⁾



S/D USD/boe
CAPEX ⁽¹⁾



Estructura de mercado

- **Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC)** es la principal empresa petrolera de Emiratos Árabes Unidos y controla gran parte de la exploración, producción, refinación y exportación de hidrocarburos del país.
- La actividad hidrocarburífera está dominada por empresas estatales, especialmente en Abu Dhabi, emirato que concentra la mayor parte de las reservas y producción.
- Los **recursos hidrocarburíferos pertenecen a cada emirato**, que otorga derechos de exploración y producción mediante compañías nacionales y concesiones.
- Las compañías internacionales participan principalmente como socias minoritarias en proyectos específicos de exploración y producción.



Esquema fiscal

- La captura de renta petrolera en EAU se ubica entre las más elevadas a nivel global, combinando participación estatal directa en la producción, regalías e impuestos específicos sobre el sector hidrocarburífero.
- El régimen fiscal upstream combina royalties e impuestos específicos al sector hidrocarburífero.
- Los royalties en Abu Dhabi se ubican en torno a 20–30% de la producción, aunque pueden variar según la concesión.
- El **impuesto sobre actividades petroleras** se ubica entre 55% y 85% sobre utilidades netas, dependiendo del proyecto y las condiciones negociadas.
- El impuesto corporativo federal de 9% introducido en EAU no aplica a actividades de extracción de recursos naturales.



Noruega

Producción principal:
Offshore



2,1 MMbbl/d
Producción 2025
(2% part. global)



1,5 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



16 plataformas
de perforación
2026



7 plataformas
por MMbbl/d
2026



7,4 USD/boe
Lifting Cost



25,5 USD/boe
CAPEX



Estructura de mercado

- El Estado noruego participa principalmente a través de **Equinor** (controlada en un 67% por el Estado) y mediante el sistema de participación directa estatal (SDFI – State's Direct Financial Interest).
- Operan tanto compañías estatales como privadas internacionales, entre ellas Aker BP y TotalEnergies.
- Los recursos petroleros pertenecen al Estado noruego y las empresas acceden mediante licencias de exploración y producción otorgadas por el gobierno.
- Predomina un modelo de concesiones/licencias con regulación estatal estricta y alta captura de renta petrolera por parte del Estado.



Esquema fiscal

- Las regalías dejaron de formar parte del sistema fiscal petrolero noruego, que actualmente se basa en impuestos sobre ganancias.
- El Estado captura la renta mediante impuestos directos, la participación directa en proyectos (SDFI) y los dividendos de Equinor.
- Las empresas petroleras pagan el **impuesto corporativo** general (CIT) del **22%**.
- Además, las actividades petroleras offshore están sujetas a un impuesto especial. Sumado al CIT, la **carga fiscal total** sobre las ganancias del sector **alcanza el 78%**.
- El régimen permite deducciones de inversiones y gastos exploratorios.



Guyana

Producción principal:
Offshore



0,75 MMbbl/d
Producción 2025
(1% part. global)



0,71 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



5 plataformas
de perforación
2026



6 plataformas
por MMbbl/d
2026



S/D USD/boe
Lifting Cost



S/D USD/boe
CAPEX



Estructura de mercado

- La actividad upstream en Guyana está altamente concentrada en el bloque offshore Stabroek, principal área productiva del país.
- El desarrollo petrolero es liderado por un **consorcio internacional** integrado por ExxonMobil (45% y operador), Hess, controlada por Chevron (30%) y CNOOC (25%).
- El Acuerdo de Producción Compartida (PSA) del bloque Stabroek fue firmado en 2016 y regula toda la producción offshore actual de Guyana.
- Guyana mantiene la propiedad de los recursos, mientras que las compañías privadas controlan las actividades de exploración, desarrollo y operación bajo supervisión regulatoria estatal.



Esquema fiscal

- El régimen establece una **regalía** de 2% sobre la producción bruta de petróleo.
- Las compañías pueden recuperar hasta 75% de la producción anual como “cost oil” para cubrir gastos de exploración, desarrollo y operación.
- El petróleo restante (“profit oil”) se distribuye en partes iguales entre el Estado y el consorcio privado.
- Según estimaciones para los primeros años del proyecto, el **Estado guyanés captaría el 14,5% de los ingresos totales del proyecto** (incluyendo el 2% de regalías), mientras que el consorcio petrolero recibiría cerca de 85,5%.
- Aunque el esquema contempla un impuesto corporativo sobre las ganancias petroleras, bajo el contrato vigente ese impuesto es pagado por el Estado en nombre de las compañías.



Argentina

Producción principal:
No convencional



0,98 MMbbl/d
Producción 2025
(1% part. global)



0,27 MMbbl/d
Exportaciones
promedio 2025



30
plataformas de
perforación
activas 2026



29
plataformas
por MMbbl/d
2026



12,2 USD/boe
Lifting Cost YPF 2025



20,7 USD/boe
CAPEX YPF 2025



Estructura de mercado

- Mientras que el Estado nacional fija el marco regulatorio general, la propiedad de los recursos hidrocarburíferos **corresponde a las provincias**, que otorgan concesiones de exploración y explotación a las empresas.
- La actividad upstream es realizada por empresas privadas y mixtas. **YPF**, de **propiedad mayoritariamente estatal**, es el principal operador, seguida por **compañías privadas nacionales e internacionales** como PAE, Vista, Pluspetrol, Tecpetrol, Shell y Pampa, entre otras.
- En la actualidad, más del 65% de la producción de petróleo se explica por hidrocarburos no convencionales de la Cuenca Neuquina.



Esquema fiscal

- Las provincias cobran **regalías** sobre la producción, con una alícuota de **entre el 8% y el 15%**, dependiendo del yacimiento. Asimismo, las provincias perciben ingresos brutos e impuesto a los sellos.
- El Estado nacional capta renta centralmente vía **Impuesto a las Ganancias** (35%) y **derechos de exportación** al crudo, con alícuota móvil según el precio del Brent (0% hasta 45 USD/bbl y 8% a partir de 60 USD/bbl, entre ambos valores la alícuota aumenta gradualmente).
- Las alícuotas de las retenciones se redujeron para el crudo proveniente de los yacimientos convencionales
- Las empresas concesionarias son propietarias del petróleo una vez extraído, asumen el riesgo del proyecto y pagan regalías e impuestos.

ARGENTINA EN EL NUEVO ESCENARIO PETROLERO GLOBAL

La creciente incertidumbre sobre el abastecimiento global revaloriza el rol de productores alternativos por fuera de las regiones tradicionales de suministro. Argentina se ubica entre los países que han mostrado un mayor crecimiento de la producción en los últimos años y, el actual contexto internacional, debería posibilitar la aceleración del desarrollo de sus recursos hidrocarburíferos.



COMPETITIVIDAD OPERATIVA

- Argentina presenta costos operativos y requerimientos de capital superiores a los de los grandes productores convencionales de Medio Oriente, aunque comparables con otros desarrollos no convencionales a nivel internacional.
- El lifting cost y los costos de perforación en Argentina continúan ubicándose por encima de EEUU.
- A diferencia de Canadá, donde los mayores costos responden al peso estructural de los proyectos de oil sands, en la Argentina el principal desafío se encuentra asociado a la necesidad de reducir costos operativos y de perforación a fin de mejorar la competitividad y consolidar la escala exportadora.



ESTRUCTURA DE MERCADO

- Argentina opera bajo un esquema mixto: recursos provinciales, concesiones a privados e YPF como compañía de mayoría estatal, configurando un modelo más cercano a Brasil, aunque con mayor participación relativa del sector privado.
- En términos de organización sectorial, el modelo argentino resulta más comparable con Estados Unidos y Canadá en cuanto a participación privada.
- Sin embargo, la fragmentación regulatoria, la menor previsibilidad contractual y la volatilidad macroeconómica constituyen los principales desafíos a abordar para fortalecer la competitividad y acelerar el desarrollo del sector.



ESTRUCTURA FISCAL

- El esquema fiscal argentino se asemeja más al observado en países con predominio de inversión privada, donde la captación de renta se concentra principalmente en regalías e impuestos sobre producción y utilidades.
- A diferencia de los principales productores convencionales de Medio Oriente, Argentina presenta menores niveles de apropiación estatal directa de la renta hidrocarburífera, en un contexto de mayores costos operativos y menor productividad por pozo.
- De todas formas, no presenta una estructura fiscal con un nivel de imposición sustancialmente mayor a la de otros países productores con características similares.

Notas metodológicas

ESTRUCTURA DE MERCADO Y RÉGIMEN FISCAL

- ❑ El análisis de la estructura de mercado y del régimen fiscal del sector hidrocarburífero por país se elaboró a partir de información institucional, normativa y corporativa, combinando fuentes oficiales de organismos públicos, los ministerios, secretarías y/o agencias de los diferentes países, informes de empresas petroleras nacionales y privadas, y literatura académica.
- ❑ La estructura de mercado caracteriza la organización del sector upstream en cada país, considerando la titularidad de los recursos, el grado de control estatal sobre la actividad, el rol de las empresas petroleras nacionales y las modalidades de participación del sector privado. Este apartado describe si la actividad se desarrolla bajo esquemas estatales, privados o mixtos, el nivel de concentración de la producción y la forma en que el Estado interviene en la planificación, regulación y operación del sector.
- ❑ El régimen fiscal describe los principales instrumentos mediante los cuales el Estado captura parte de la renta hidrocarburífera. Se consideran, según corresponda, regalías, impuestos a la producción, impuestos a las ganancias, esquemas de participación en la producción, derechos de exportación y otros mecanismos.
- ❑ Para ambos componentes se utilizó información de organismos reguladores, ministerios de energía, documentos de empresas petroleras estatales, estudios académicos que analizan la relación entre el Estado y las empresas. Además, se utilizaron regulaciones oficiales de las autoridades nacionales y provinciales, así como en información sistematizada por organismos internacionales y multilaterales —como la OCDE, la OPEC y la IEA.

Notas metodológicas

PRINCIPALES INDICADORES

- ❑ **Producción de petróleo y líquidos:** los datos de corresponden a la producción de petróleo y líquidos informada por la Energy Information Administration (EIA) para el año 2025. Los datos presentados por EIA incluyen petróleo crudo, condensados de campo (lease condensate), líquidos de plantas de gas natural, otros líquidos, ganancia de procesamiento en refinerías y otros líquidos no contabilizados
- ❑ **Exportaciones de petróleo crudo:** se muestran las exportaciones del año 2025 a partir de fuentes oficiales y sectoriales según país. Para Irán, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, China y Rusia se utiliza el Annual Statistical Bulletin 2026 de la OPEC. En el caso de Argentina, la información proviene de la Secretaría de Energía; para Canadá, del Canada Energy Regulator; para Estados Unidos, de la International Energy Agency (IEA); para Brasil, de Trademap; para Guyana de Oilnow; y para Noruega de Norwegian petroleum.
- ❑ **Plataformas de perforación:** se muestran las plataformas de perforación activas informadas por Baker Hughes (promedio enero – abril 2026). En el caso de Irán, se emplean datos de Trading Economics ante la ausencia de información directa comparable. A partir de estos datos se construyó el indicador de plataformas por MMBbl/d, que relaciona el nivel de plataformas con la producción promedio registrada en el primer cuatrimestre de 2026.
- ❑ **Lifting cost y CAPEX:** los datos se expresan en dólares por barril equivalente de petróleo (USD/boe) y se estiman a partir de información corporativa de empresas representativas de cada país. Para Arabia Saudita se utilizan datos de Saudi Aramco; para Brasil, de Petrobras; para Estados Unidos, un promedio de ExxonMobil, Chevron y ConocoPhillips; para China, los datos informados por CNCP; para Canadá, un promedio de Canadian Natural Resources, Suncor y Cenovus; para Rusia, de Rosneft; y para Argentina un promedio de los datos informados por los balances de YPF, PAE y Vista. Para Noruega, los datos informados por Equinor. En Irán, Emiratos Árabes Unidos y Guyana no se dispone de información pública y comparable.

Estadísticas del sector energético

Producción de petróleo por tipo de reservorio, abril 2026 ⁽¹⁾

(kbb/día y %)

TOTAL	CONVENCIONAL	NO CONVENCIONAL
899	283	616
kbb/día	kbb/día	kbb/día
18,6%	-10,4%	39,4%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

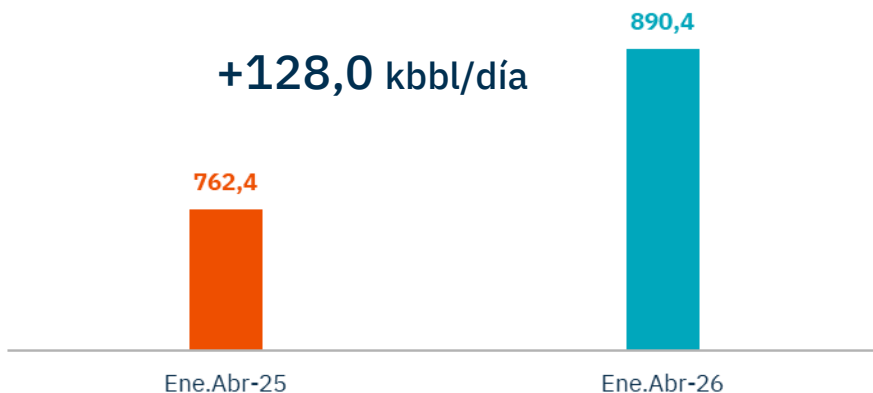
Producción de petróleo por tipo de reservorio y cuenca ⁽¹⁾

(kbb/día)

	abr-25	abr-26	Var. %	Ene- Abr.2025	Ene- Abr.2026	Var. %
CONV.	316,3	283,4	-10,4%	318,9	289,2	-9,3%
NO CONV.	441,8	616,1	39,4%	443,6	601,2	35,6%
GOLFO SAN JORGE	187,9	169,7	-9,7%	189,5	174,2	-8,1%
NEUQUINA	537,3	700,6	30,4%	539,4	686,2	27,2%
AUSTRAL	14,4	13,2	-8,5%	14,8	13,8	-6,9%
RESTO	18,5	15,9	-14,0%	18,7	16,2	-13,4%
TOTAL	758,1	899,5	18,6%	762,4	890,4	16,8%

Producción de petróleo acumulado 2026 vs. 2025 ⁽¹⁾

(kbb/día)



Acumulado 2026 vs. 2025:

TOTAL: +128,0 kbb/día

CONVENCIONAL: -29,7 kbb/día

NO CONVENCIONAL: +157,7 kbb/día

Producción de petróleo por empresa operadora ⁽¹⁾

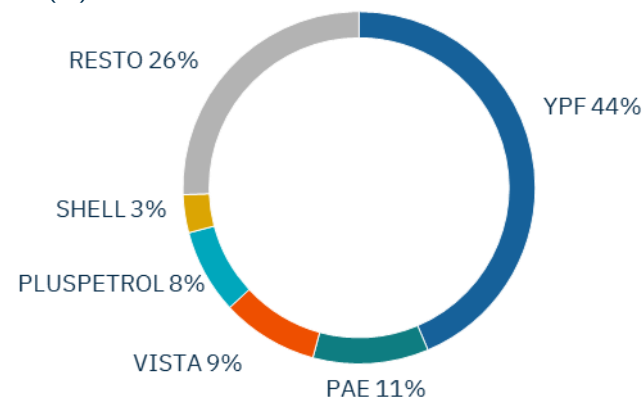
(kbbbl/día y porcentajes)

Empresa	abr-25	abr-26	Var %	Ene.Abr-25	Ene.Abr-26	Var %
YPF	340,1	392,2	15,3%	354,8	388,7	9,6%
PAE	109,8	95,6	-13,0%	108,0	100,4	-7,1%
VISTA	64,6	79,9	23,7%	66,2	74,9	13,0%
PLUSPETROL	54,8	69,9	27,6%	53,4	67,5	26,4%
SHELL	23,9	31,3	31,4%	27,7	33,9	22,2%
RESTO	165,0	230,6	39,7%	86,3	133,7	55,0%
TOTAL	758,1	899,5	18,6%	762,4	890,4	16,8%

Variación de la producción por empresa operadora, abr-25 vs. abr-26 (kbbbl/día)

	Kbbbl/día
YPF	+52,1
PAE	-14,2
VISTA	+15,3
PLUSPETROL	+15,1
SHELL	+7,5

Participación de las empresas operadoras en la producción total, abr-26 (%)



Producción de petróleo por empresa propietaria ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾

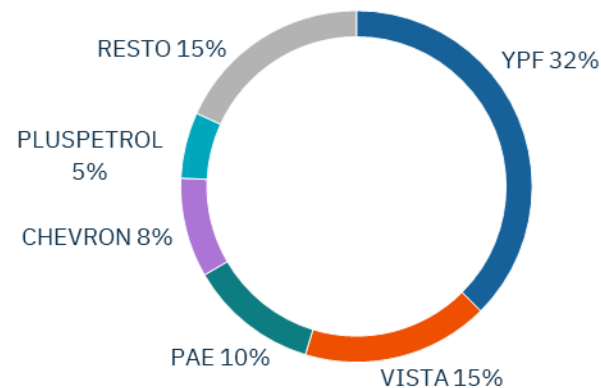
(kbbbl/día y porcentajes)

Empresa	abr-25	abr-26	Var %	Ene.Abr-25	Ene.Abr-26	Var %
YPF	248,0	286,7	15,6%	263,2	282,0	7,1%
VISTA	100,9	131,2	30,1%	80,2	123,9	54,4%
PAE	105,6	91,1	-13,7%	103,7	95,3	-8,1%
CHEVRON	56,3	69,8	24,0%	55,4	69,3	25,0%
PLUSPETROL	34,0	46,4	36,7%	32,8	45,0	37,4%
RESTO	114,6	138,8	21,1%	123,8	141,8	14,5%
TOTAL	758,1	899,5	18,6%	762,4	890,4	16,8%

Variación de la producción por empresa propietaria, ⁽²⁾⁽³⁾ abr-25 vs. abr-26 (kbbbl/día)

	Kbbbl/día
YPF	+38,7
VISTA	+30,4
PAE	-14,5
CHEVRON	+13,5
PLUSPETROL	+12,5

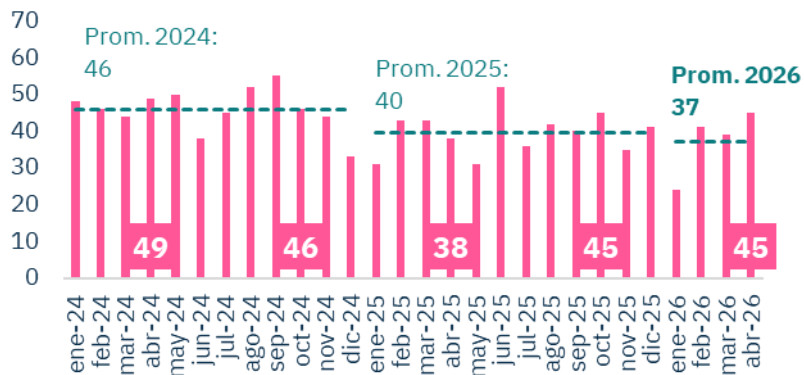
Participación de las empresas propietarias en la producción total, abr-26 (%)



Notas: (1) La producción de petróleo incluye condensado y gasolina estabilizada. (2) PAE incluye a Pan American Energy y Pan American Sur; Chevron incluye Compañía de Desarrollo no Convencional y Compañía de Hidrocarburo no Convencional. (3) El crecimiento de la producción de VISTA corresponde, en parte, a la adquisición del 50% del área La Amarga Chica. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

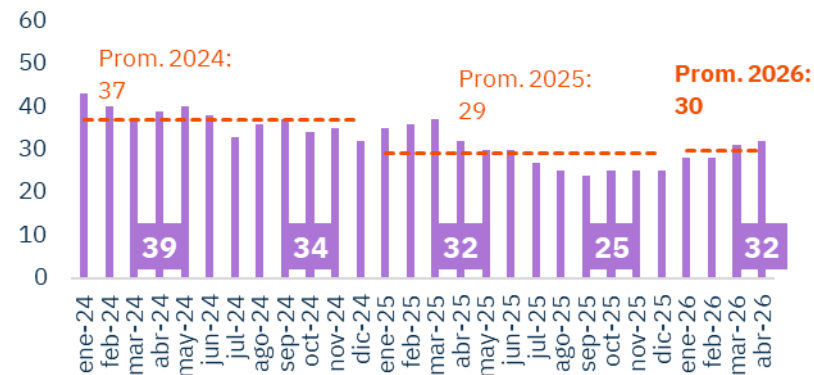
Pozos de explotación terminados ⁽¹⁾⁽²⁾

(cantidad de pozos #)



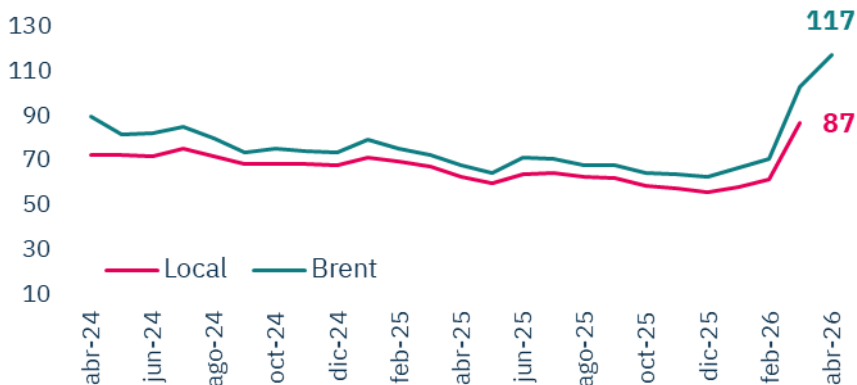
Plataformas en operación ⁽²⁾

(cantidad de plataformas #)



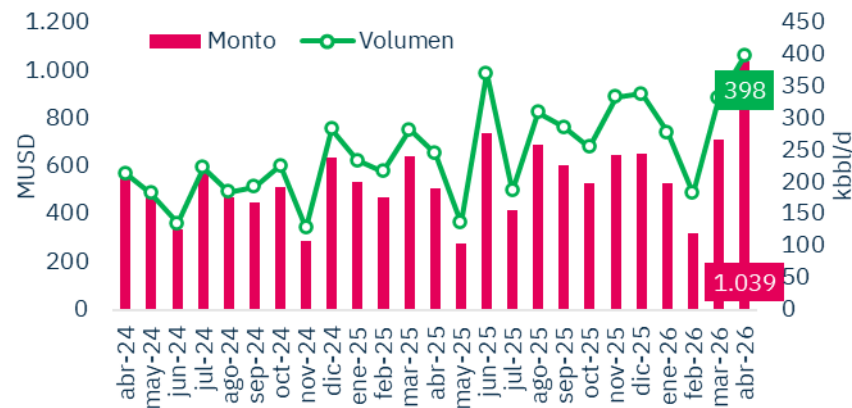
Precios del petróleo en el mercado local e internacional

(USD/bbl)



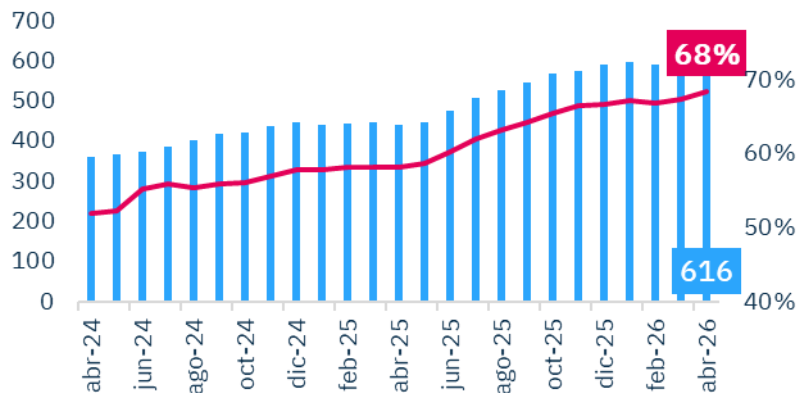
Monto y volumen de las exportaciones de petróleo

(MUSD y kbb/día)



Notas: (1) Se consideraron sólo los pozos productivos. (2) Se muestra el promedio anual de los pozos y en el caso del último año el acumulado al último mes disponible. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, INDEC y Baker Hughes.

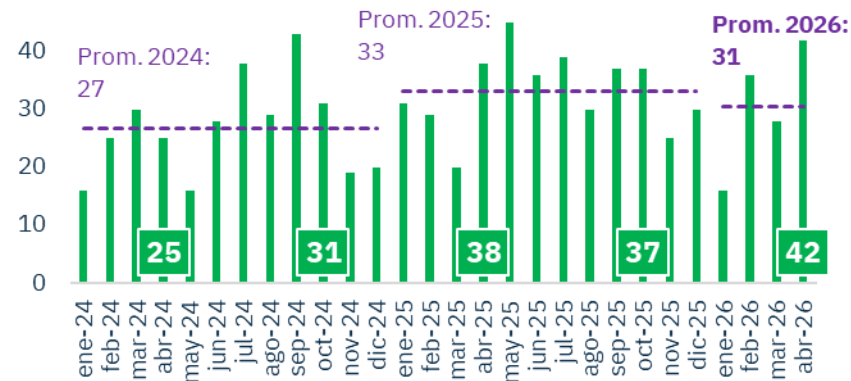
Producción de shale oil y participación sobre la producción total (kbbbl/día y %)



Producción de shale oil por empresa operadora (2) (kbbbl/día)

Empresa	abr-26	Var %
YPF	332,0	39,2%
VISTA	79,9	23,8%
PLUSPETROL	53,0	48,9%
SHELL	31,2	30,9%
RESTO	3,4	-95,7%
TOTAL	616,1	39,4%

Nivel de actividad no convencional (1) (cantidad de pozos)



Producción de shale oil por empresa propietaria (2)(3) (kbbbl/día)

Empresa	abr-26	Var %
YPF	221,2	58,1%
VISTA	125,5	32,3%
CHEVRON	69,1	27,8%
SHELL	45,7	18,6%
RESTO	14,1	-87,7%
TOTAL	616,1	39,4%

Notas: (1) Se muestra el promedio anual de los pozos y en el caso del último año el acumulado al último mes disponible. (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. (3) El crecimiento del área corresponde a la adquisición del 50% del área La Amarga Chica. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Producción de gas natural por tipo de reservorio, abril 2026

(MMm3/día y %)

TOTAL	CONVENCIONAL	NO CONV.
141	46	95
MMm3/día	MMm3/día	MMm3/día
2,8%	-12,7%	12,4%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

Producción por tipo de reservorio y cuenca

(MMm3/día)

	abr-25	abr-26	Var. %	Ene.Abr-25	Ene.Abr-26	Var. %
CONV.	52,5	45,9	-12,7%	53,2	46,9	-11,9%
SHALE	69,0	82,7	19,7%	69,4	79,0	13,9%
TIGHT	15,1	12,0	-20,9%	15,8	12,6	-20,2%
NEUQUINA	95,9	105,0	9,6%	97,1	101,7	4,8%
AUSTRAL	27,3	24,6	-9,9%	27,7	25,5	-8,1%
GOLFO SAN JORGE	10,2	8,1	-20,0%	10,1	8,5	-15,9%
RESTO	3,4	2,8	-18,9%	3,4	2,8	-17,9%
TOTAL	136,7	140,5	2,8%	138,3	138,5	0,1%

Producción de gas natural, 2026 vs. 2025

(MMm3/día)



Acumulado 2026 vs. 2025:

TOTAL: +0,1 MMm3/día
 CONVENCIONAL: -6,3 MMm3/día
 TIGHT GAS: -3,2 MMm3/día
 SHALE GAS: +9,6 MMm3/día

Producción de gas natural por empresa operadora

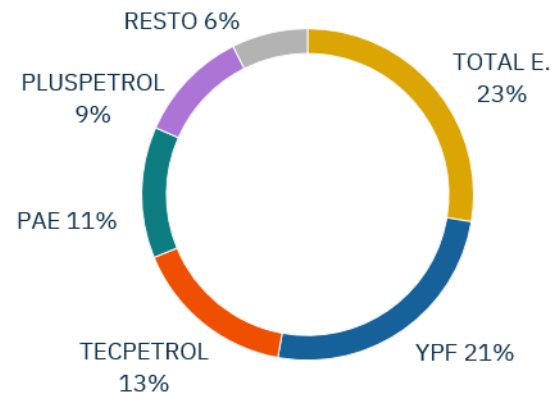
(MMm3/día y %)

Empresa	abr-25	abr-26	Var %	Ene.Abr-25	Ene.Abr-26	Var %
TOTAL E.	31,3	32,7	4,5%	33,9	32,7	-3,5%
YPF	33,4	29,9	-10,4%	33,4	29,8	-10,8%
TECPETROL	16,8	18,9	12,5%	16,6	17,7	7,0%
PAE	17,2	15,2	-11,6%	16,3	15,0	-8,5%
PLUSPETROL	11,6	13,0	11,9%	11,3	12,3	8,8%
RESTO	7,8	8,8	12,6%	8,1	8,8	8,2%
TOTAL	136,7	140,5	2,8%	138,3	138,5	0,1%

Variación de la producción por empresa operadora ⁽¹⁾, abr-26 / abr-25 (MMm3/día)

	MMm ³ /día
TOTAL E.	+1,4
YPF	-3,5
TECPETROL	+2,1
PAE	-2,0
PLUSPETROL	+1,4

Participación de las empresas operadoras en la producción total, abr-26 (%)



Producción de gas natural por empresa propietaria⁽¹⁾

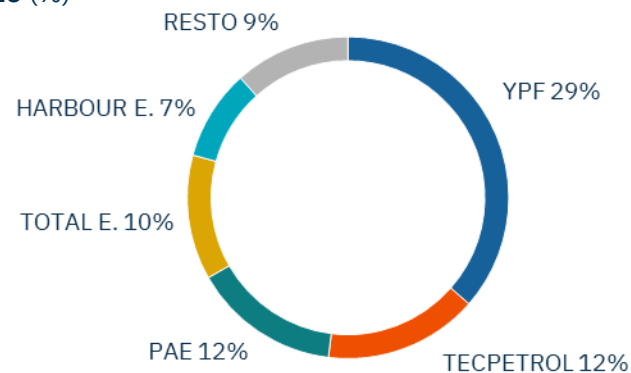
(MMm3/día y %)

Empresa	abr-25	abr-26	Var %	Ene.Abr-25	Ene.Abr-26	Var %
YPF	42,2	41,2	-2,2%	42,2	40,0	-5,2%
TECPETROL	15,4	17,5	13,9%	15,2	16,4	7,9%
PAE	18,5	16,7	-9,8%	18,2	16,8	-7,7%
TOTAL E.	13,0	14,2	8,8%	14,4	14,0	-2,9%
HARBOUR E.	10,1	10,3	1,4%	10,7	10,4	-3,4%
RESTO	37,5	13,2	-64,9%	10,5	13,1	24,6%
TOTAL	136,7	140,5	2,8%	138,3	138,5	0,1%

Variación de la producción por empresa propietaria⁽¹⁾, abr-26 / abr-25 (MMm3/día)

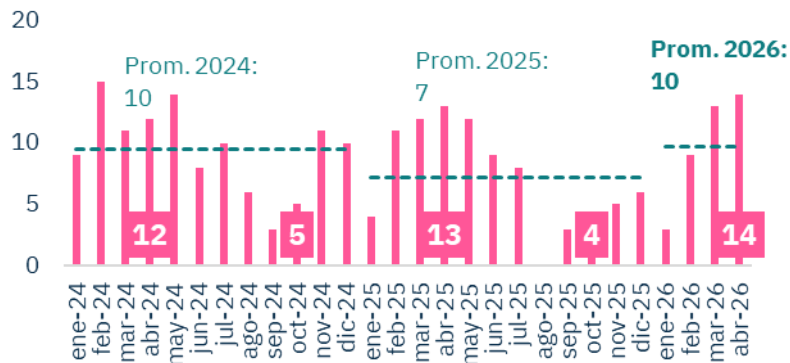
	MMm ³ /día
YPF	-0,9
TECPETROL	+2,1
PAE	-1,8
TOTAL E.	+1,1
HARBOUR E.	+0,1

Participación de las empresas propietarias en la producción total, abr-26 (%)



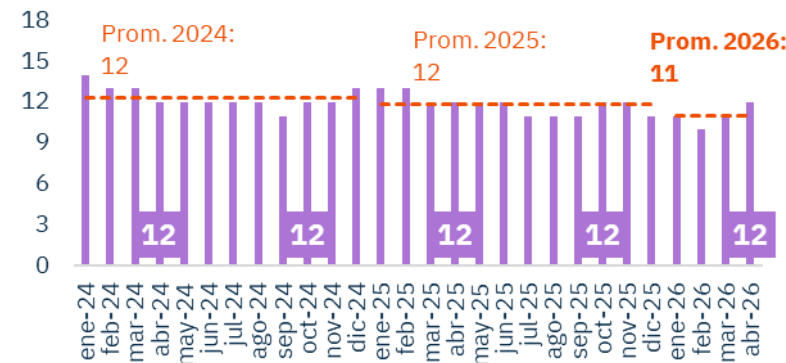
Pozos de explotación terminados ⁽¹⁾

(cantidad de pozos)



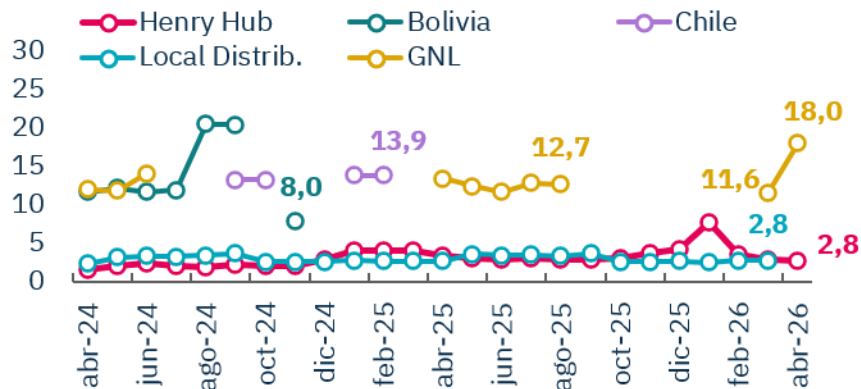
Plataformas en operación

(cantidad de plataformas)



Precios del gas natural

(USD/MMBTU)



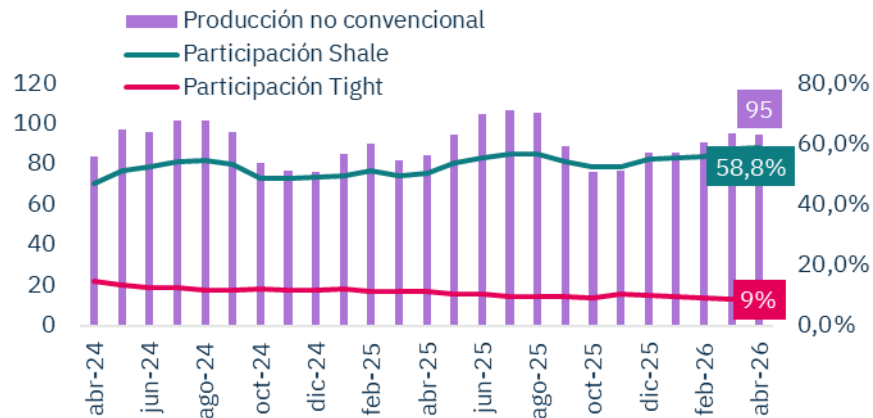
Monto, volumen y precio de las importaciones y exportaciones de gas natural y GNL (USD/MMBTU)

IMPORTACIONES	MMm3/d	MUSD	USD/MMBTU
Ene.Abr-25	0,7	43	13,6
Ene.Abr-26	0,5	27	11,9
Var. i.a.	-31%	-39%	-12%

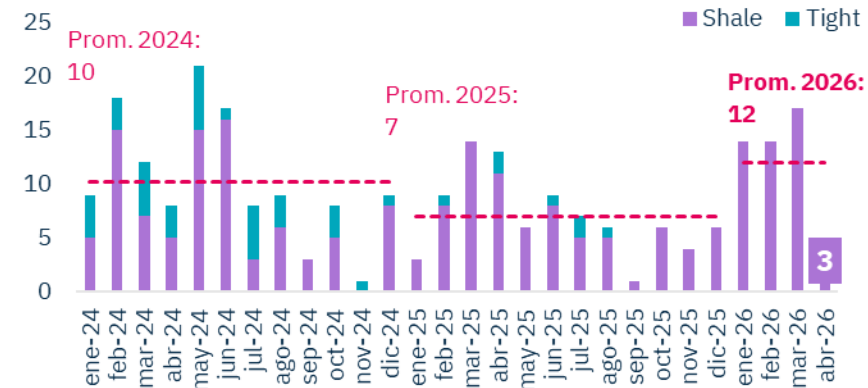
EXPORTACIONES	MMm3/d	MUSD	USD/MMBTU
Ene.Abr-25	10,1	244	5,4
Ene.Abr-26	10,0	218	4,9
Var. i.a.	-2%	-11%	-9%

Notas: (1) Considera sólo pozos productivos. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, INDEC y Baker Hughes.

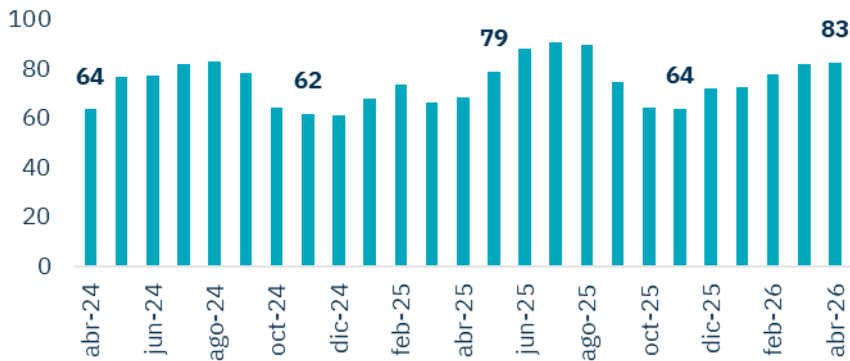
Producción no convencional y participación sobre el total (MMm3/día)



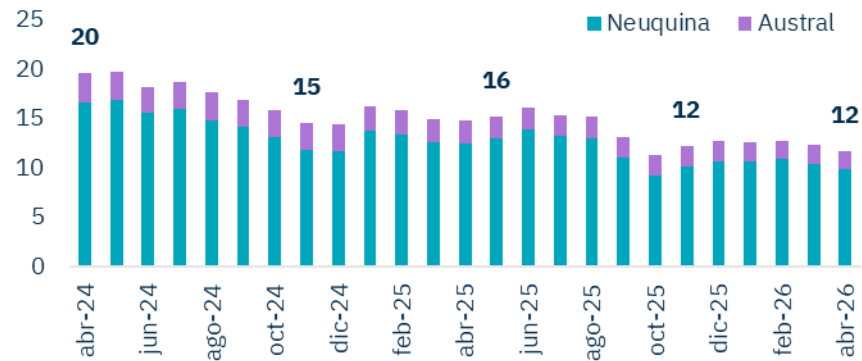
Nivel de actividad no convencional (cantidad de pozos)



Producción de shale gas (en MMm3/día y var. ia)



Producción de tight gas (en MMm3/día y var. ia)



Producción de shale gas por empresa operadora

(MMm3/día)

Empresa	SHALE GAS	
	abr-26	Var %
YPF	19,1	5,7%
TECPETROL	16,6	19,4%
PLUSPETROL	12,9	22,4%
TOTAL E.	10,8	45,0%
RESTO	23,2	21,9%
TOTAL	82,7	19,7%

Producción de tight gas por empresa operadora

(MMm3/día)

Empresa	TIGHT GAS	
	abr-26	Var %
YPF	4,8	-22,0%
PAMPA	2,4	-24,4%
CGC	2,0	-20,9%
QUINTANA	0,6	-15,1%
RESTO	2,1	-15,6%
TOTAL	12,0	-20,9%

Producción de shale gas por empresa propietaria

(MMm3/día)

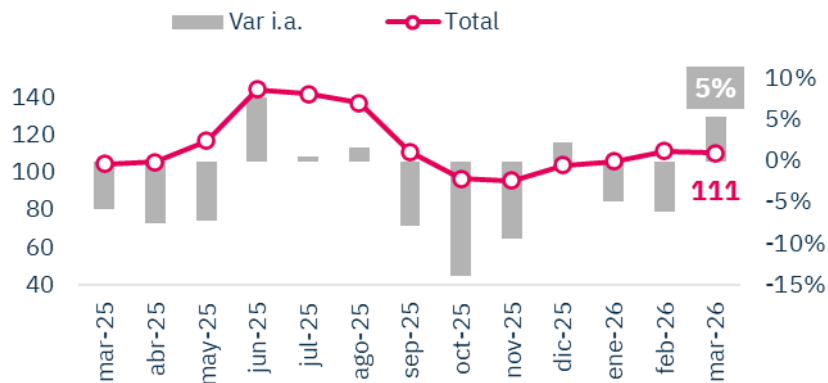
Empresa	SHALE GAS	
	abr-26	Var %
YPF	30,1	17,6%
TECPETROL	16,6	19,5%
PLUSPETROL	6,9	23,1%
TOTAL E.	5,9	45,8%
RESTO	23,1	16,4%
TOTAL	82,7	19,7%

Producción de tight gas por empresa propietaria

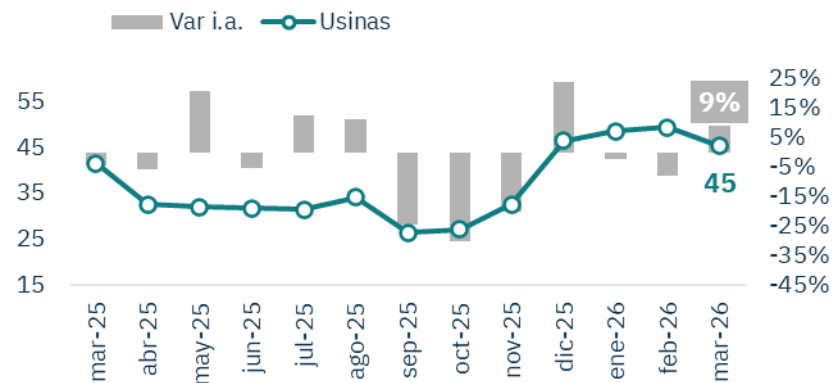
(MMm3/día)

Empresa	TIGHT GAS	
	abr-26	Var %
PAMPA	3,5	-22,3%
YPF	3,0	-25,7%
CGC	2,0	-20,9%
PETROBRAS	1,1	-16,1%
RESTO	2,3	-13,9%
TOTAL	12,0	-20,9%

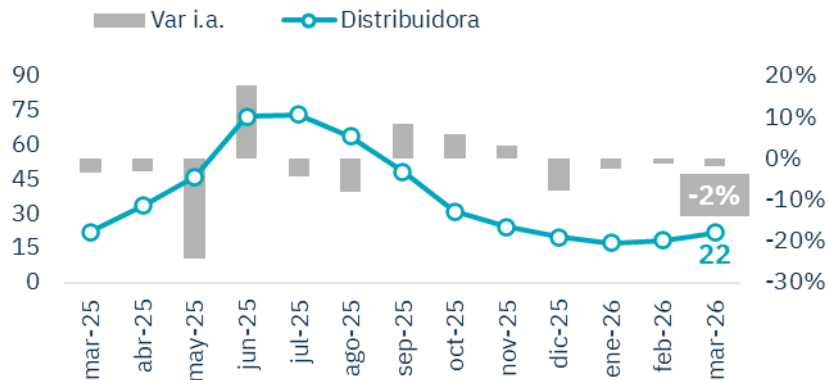
Consumo total (1)
(MMm³/día y porcentajes)



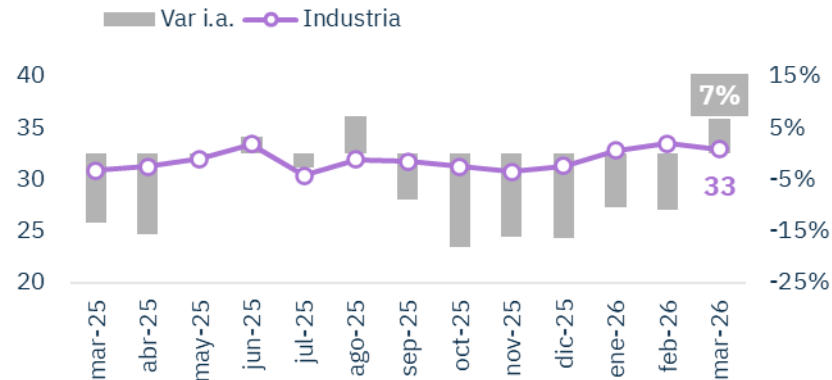
Consumo usinas (4)
(MMm³/día y porcentajes)



Demanda de distribuidora (sin industria) (2)
(MMm³/día y porcentajes)



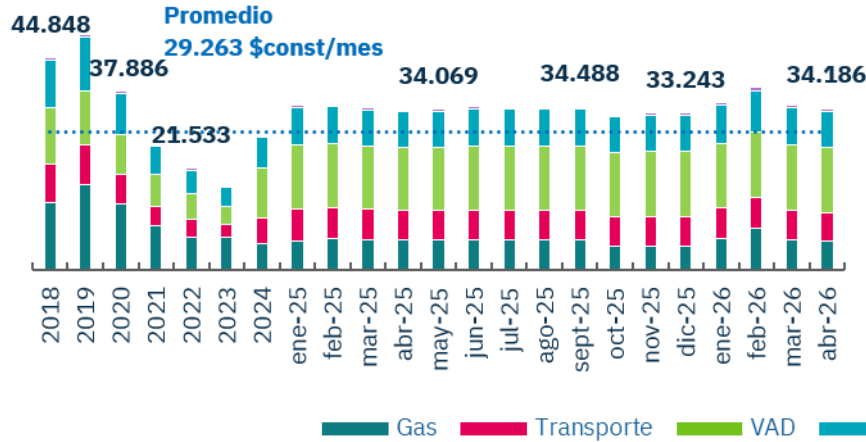
Industria (3)
(MMm³/día y porcentajes)



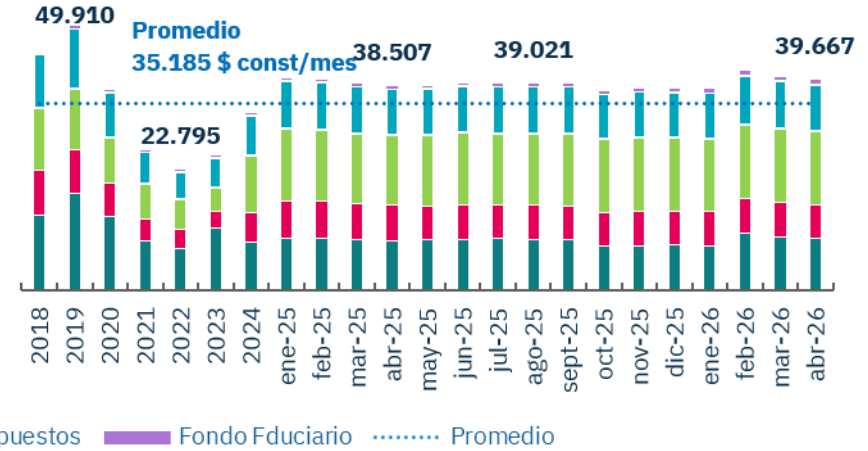
Notas: (1) Incluye exportaciones. (2) Incluye consumo total de usinas (de distribuidora, transporte y off system). (3) Incluye residencial, comercial, industria, entes oficiales y GNC de distribuidora, no incluye la demanda industrial de distribuidora. (4) Incluye demanda industrial de distribuidora, por fuera de distribuidora y RTP Cerri. Fuente: elaboración propia en base a Enargas.

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

SEF - AR\$ constantes de Abr-26/mes

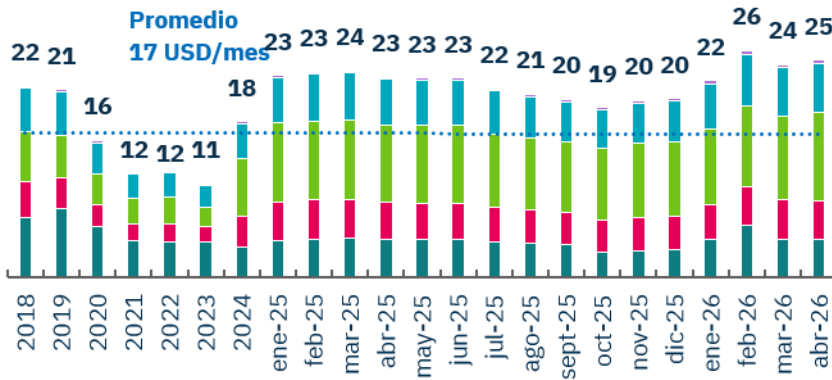


No SEF - AR\$ constantes de Abr-26/mes

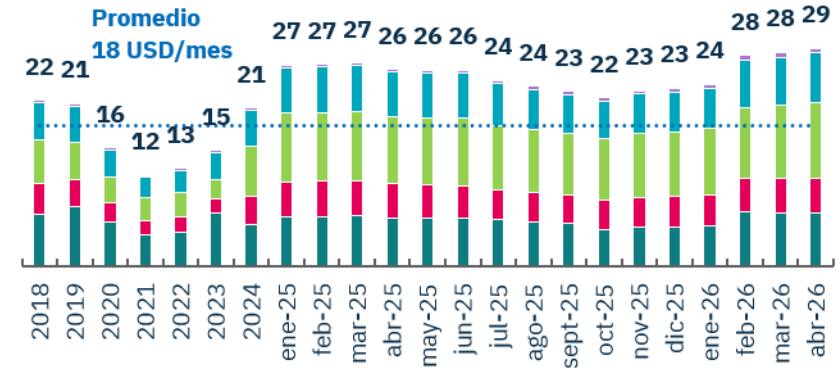


Gas Transporte VAD Impuestos Fondo Fduciario Promedio

SEF USD/mes



No SEF USD/mes



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 2026

(kbbbl/día y %)

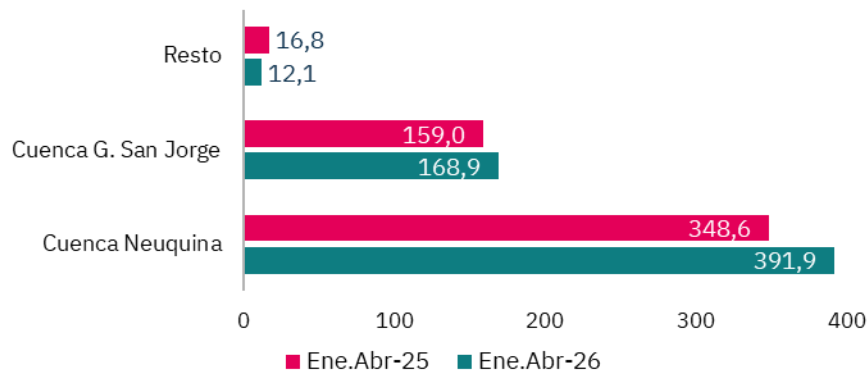
TOTAL	Cuenca Neuquina	Cuenca G. San Jorge	Resto
569,8	383,4	175,1	11,4
kbbbl/día	kbbbl/día	kbbbl/día	kbbbl/día
3,4%	7,4%	0,4%	-42,0%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

Abril 2026 vs. Abril 2025:

TOTAL: +18,9 kbbbl/día

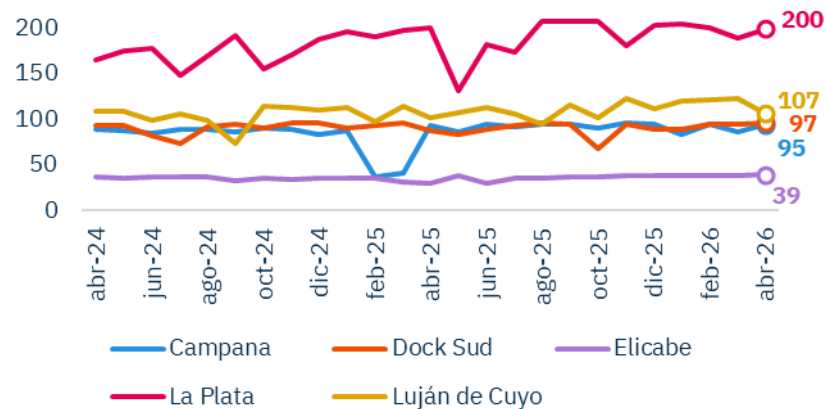
Crudo procesado

(kbbbl/día)



Crudo procesado según refinería

(kbbbl/día)



Producción de combustibles por tipo ⁽¹⁾

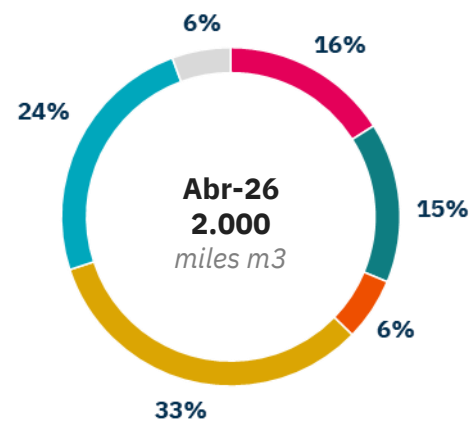
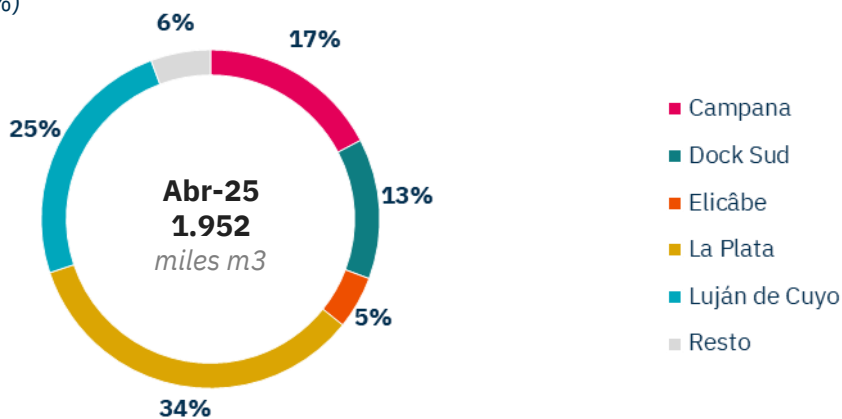
(miles de m3 y %)

	Nafta 2	Nafta 3	Gasoil 2	Gasoil 3
Abr-25	600	232	740	379
Abr-26	574	225	749	452
Var. Ia	-4,3%	-3,1%	1,1%	19,3%
Ene. Abr-25	2.312	888	2.770	1.466
Ene. Abr-26	2.347	946	2.808	1.962
Var. Ia	1,5%	6,5%	1,3%	33,9%

Abril 2026 vs. Abril 2025:
TOTAL: +48,2 miles de m3

Producción de naftas y gasoil por refinería

(en %)



Ventas de naftas y gasoil, abril 2026

(miles m3 y %)

TOTAL	Nafta	Gasoil
1.955	794	1.161
Miles m ³	Miles m ³	Miles m ³
-3,8%	-0,9%	-5,6%
Var. % interanual	Var. % interanual	Var. % interanual

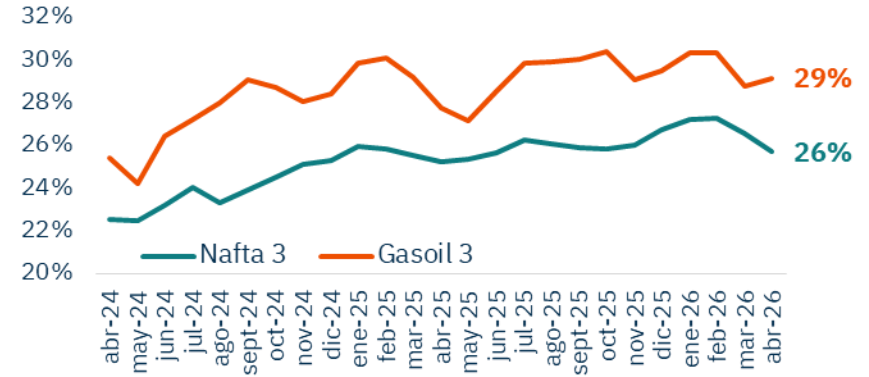
Ventas de naftas y gasoil ⁽¹⁾

(miles m3 y %)

	Nafta 2	Nafta 3	Gasoil 2	Gasoil 3
Abr-25	599	202	889	342
Abr-26	590	204	823	338
Var. Ia	-1,6%	0,9%	-7,4%	-0,9%
Ene.Abr-25	2.461	848	3.268	1.345
Ene.Abr-26	2.419	880	3.316	1.394
Var. Ia	-1,7%	3,8%	1,5%	3,7%

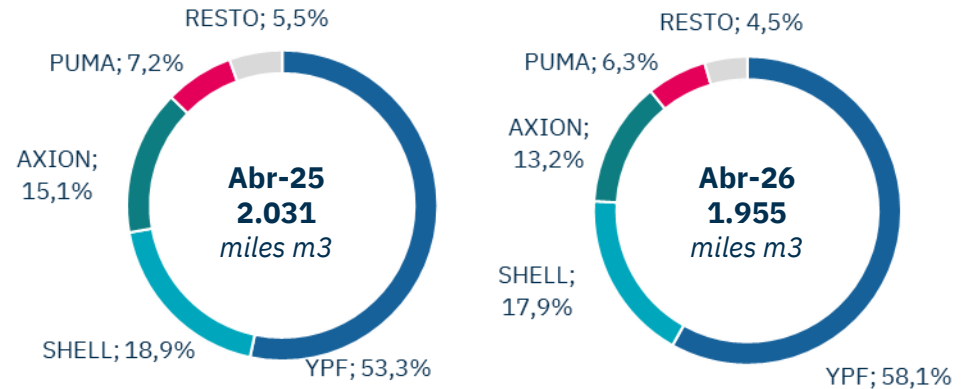
Participación grado 3

(% sobre ventas)

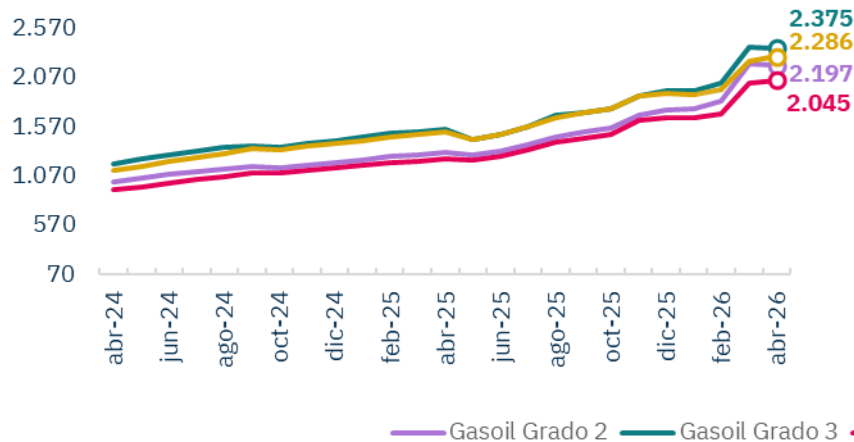


Market share, Abril 2025 y 2026 ⁽¹⁾

(% sobre ventas)



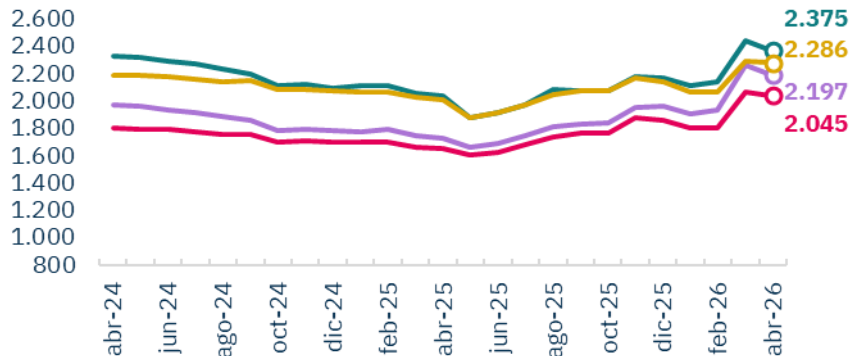
Precio de los combustibles en pesos corrientes (AR\$/litro)



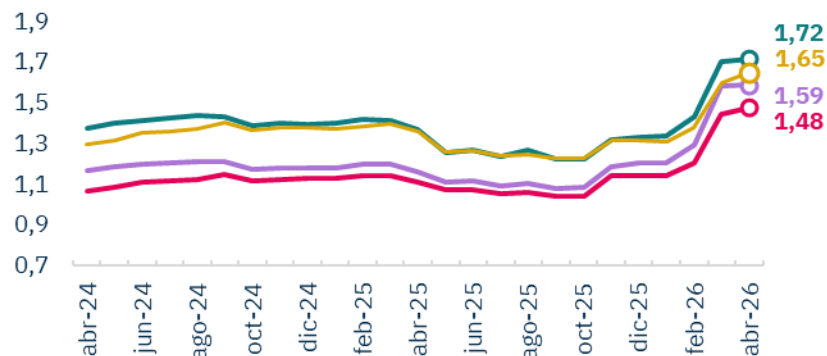
Precio de los combustibles, abril 2026 (USD/litro y \$/litro)

	Nafta 2	Nafta 3	Gasoil 2	Gasoil 3
AR\$/litro	2.045	2.286	2.197	2.375
Var.% i.m	1,3%	2,2%	-0,6%	-0,3%
USD/litro	1,48	1,65	1,59	1,72
Var.% i.m	2,4%	3,3%	0,5%	0,8%
\$ const./litro Var.% i.m	-1,2%	-0,4%	-3,1%	-2,8%

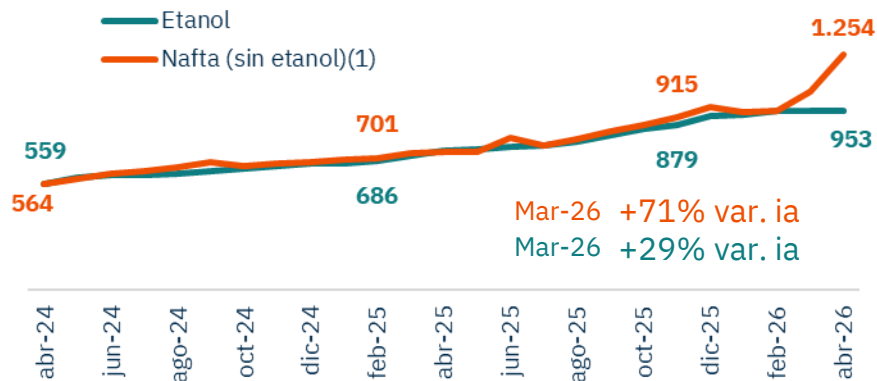
Precio de los combustibles en pesos constantes (AR\$ constantes de Abr-26/litro)



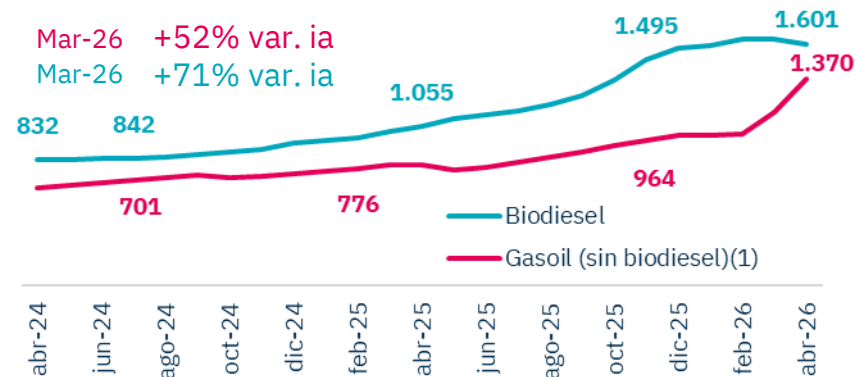
Precio de los combustibles en dólares corrientes (USD/litro)



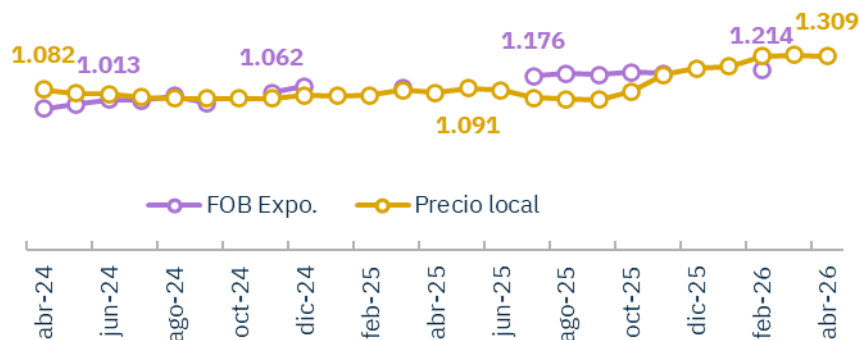
Precio del etanol vs. precio de la nafta ⁽¹⁾ (\$/litro)



Precio del biodiesel vs. precio del gasoil ⁽¹⁾ (\$/litro)



Precio del biodiesel vs. precio FOB expo (USD/ton)

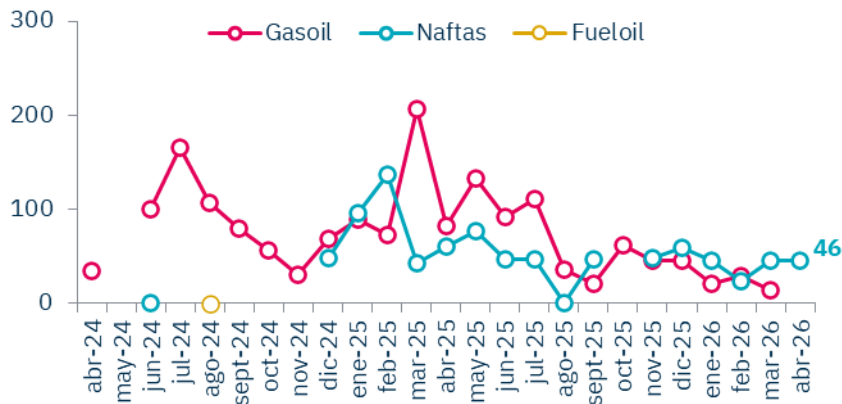


Impacto del corte con biocombustibles Últimos 12 meses ⁽²⁾

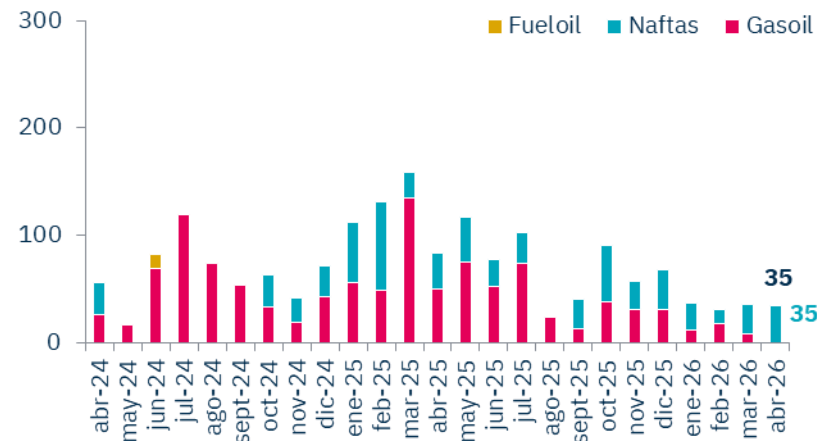
Nafta	Gasoil	Total consumidores
-5,6 \$/litro	+24,9 \$/litro	132 MUSD

Notas: (1) Precio estimado descontando al precio del gasoil / nafta antes de impuestos la proporción correspondiente al biodiesel / etanol, de acuerdo al porcentaje de corte. (2) Sólo se considera el diferencial de precios (gasoil / biodiesel; nafta / etanol). No se incluyen costos de mezclado ni de transporte. Se estima el diferencial del precio de los biocombustibles con los de la nafta y el gasoil en salida de refinería; por el peso de los impuestos el impacto en consumidores es aún mayor. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

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-25	Ene.Abr-26	Var. Ia
Gasoil	451	63	-86%
Naftas	336	161	-52%
Fuel Oil	-	-	-
Total	787	224	-72%

MUSD	Ene.Abr-25	Ene.Abr-26	Var. Ia
Gasoil	288	37	-87%
Naftas	198	101	-49%
Fuel Oil	-	-	-
Total	486	138	-72%

Nota: (1) El Fuel Oil incluye mezclas IFO. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

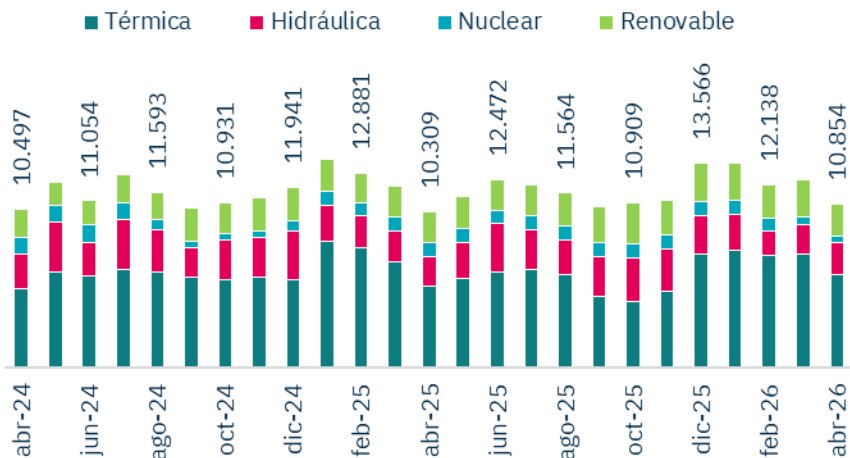
Generación de energía eléctrica

(GWh y %)

	TÉRMICA	HIDRÁULICA	NUCLEAR	RENOVABLE	TOTAL
Abr-25	5.415	1.950	898	2.046	10.309
Abr-26	6.136	2.122	432	2.165	10.854
Var. Ia	13,3%	8,8%	-51,9%	5,8%	5,3%
Ene. Abr-25	28.758	8.563	3.479	8.262	49.062
Ene. Abr-26	28.910	7.943	2.784	9.333	48.970
Var. Ia	0,5%	-7,2%	-20,0%	13,0%	-0,2%

Generación de energía eléctrica por fuente

(GWh)



Participación por fuente en la generación de energía eléctrica

(en %)

	Ene.Abr-25	Ene.Abr-26	Var.	abr-25	abr-26	Var.
TÉRMICA	59%	59%	0 p.p.	53%	57%	4 p.p.
HIDRÁULICA	17%	16%	-1 p.p.	19%	20%	1 p.p.
NUCLEAR	7%	6%	-1 p.p.	9%	4%	-5 p.p.
RENOVABLE	17%	19%	2 p.p.	20%	20%	0 p.p.

Exportación e importación de energía eléctrica

(GWh y %)

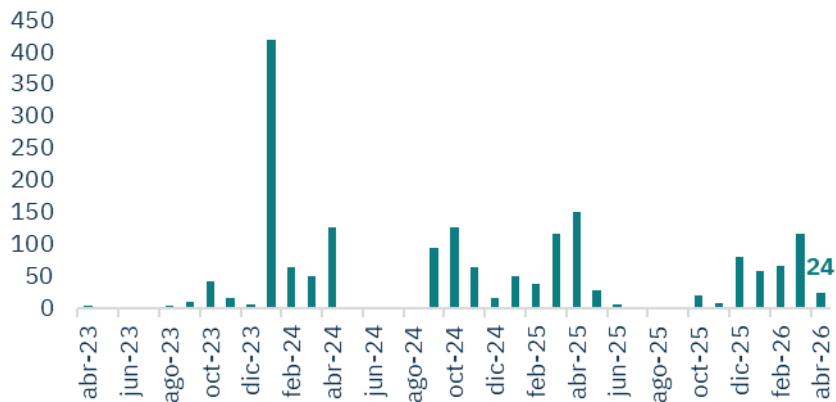
	EXPORTACIÓN			IMPORTACIÓN			
	BRASIL	RESTO	TOTAL	URUGUAY	BRASIL	RESTO	TOTAL
Abr-25	54	97	151	-	0	10	10
Abr-26	20	4	24	39	85	41	165
Var. Ia	-63%	-96%	-84%	-	(*)	310%	(*)
Ene.Abr-25	58	300	358	8	856	152	1.016
Ene.Abr-26	141	124	265	98	324	99	520
Var. Ia	143%	-59%	-26%	1111%	-62%	-35%	-49%

(*) Variaciones porcentuales de más del 1000%.

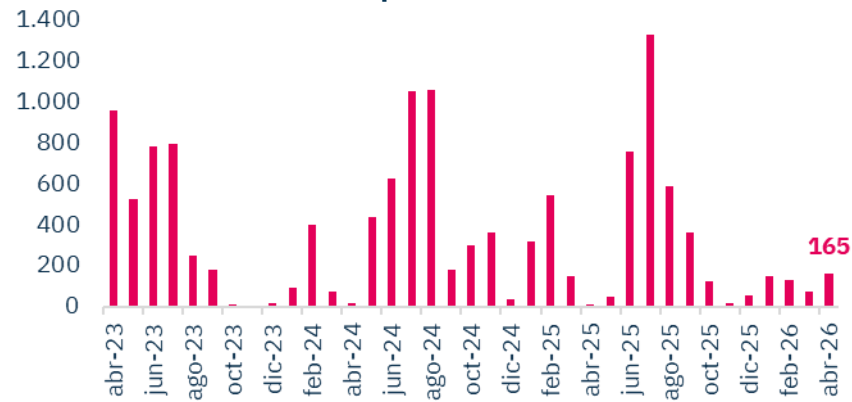
Exportación e importación de energía eléctrica

(GWh)

Exportación

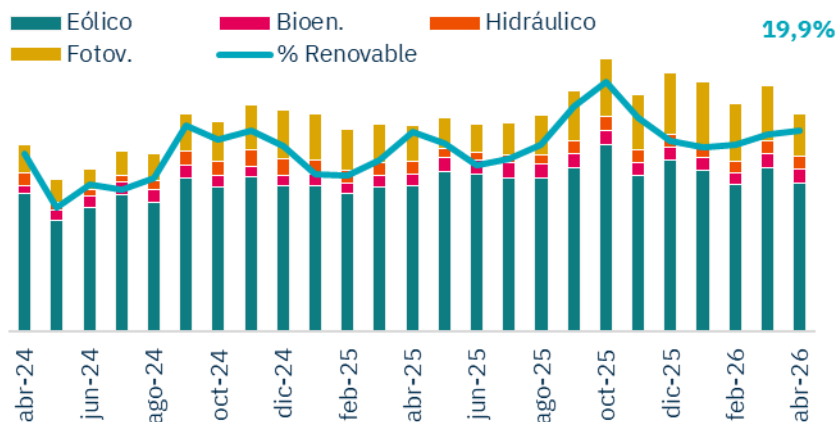


Importación



Generación renovable y participación sobre el total

(en GWh y %)



Factor de carga eólica y solar

(en porcentajes)

Eólica

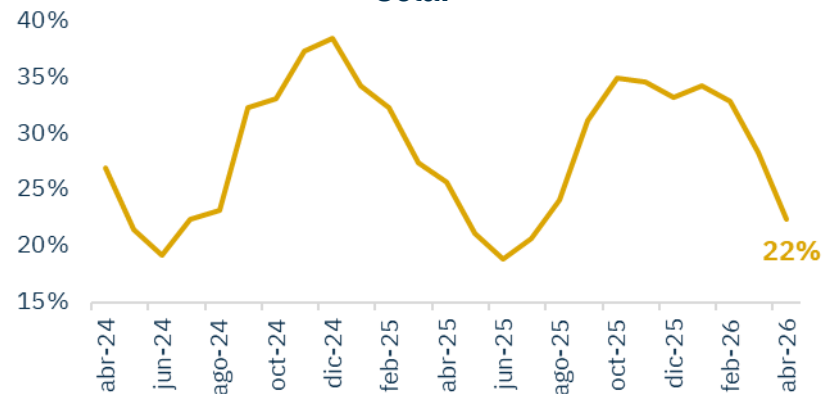


Generación de energía renovable por tecnología

(en GWh y %)

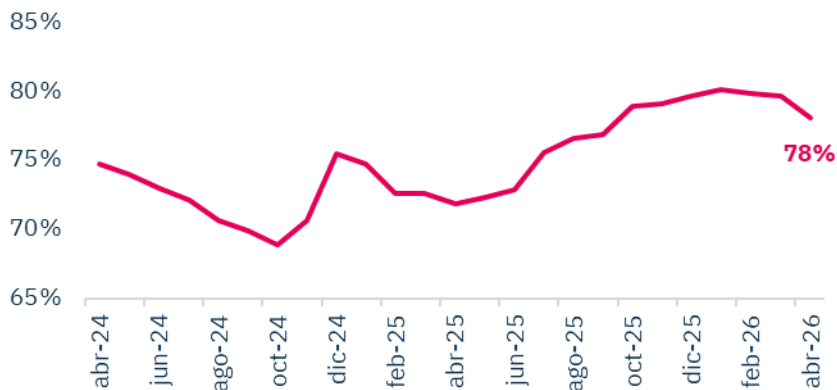
	Abr-26	Vs. Mar-26	Vs. Abr-25	Vs. Abr-24
EÓLICA	1.479	-9,1%	2,3%	7,4%
SOLAR	426	-21,5%	20,8%	50,5%
BIOENERGÍA	131	-1,9%	11,7%	86,4%
PAH	129	-0,4%	-0,7%	2,0%
TOTAL	2.165	-11,0%	5,8%	16,6%

Solar



Disponibilidad de potencia térmica por tecnología (en porcentajes)

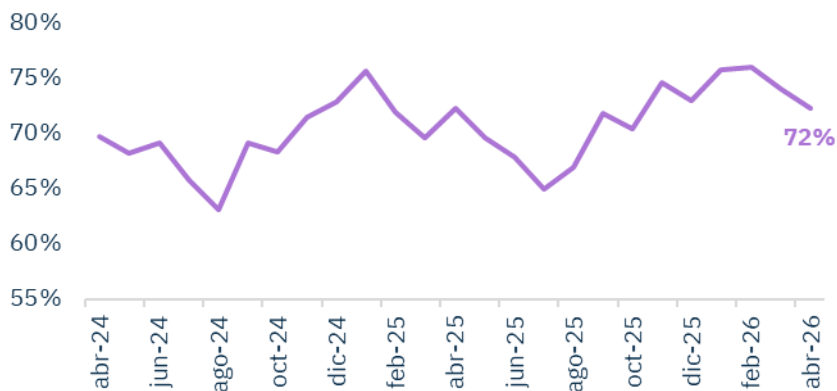
Motor Diesel



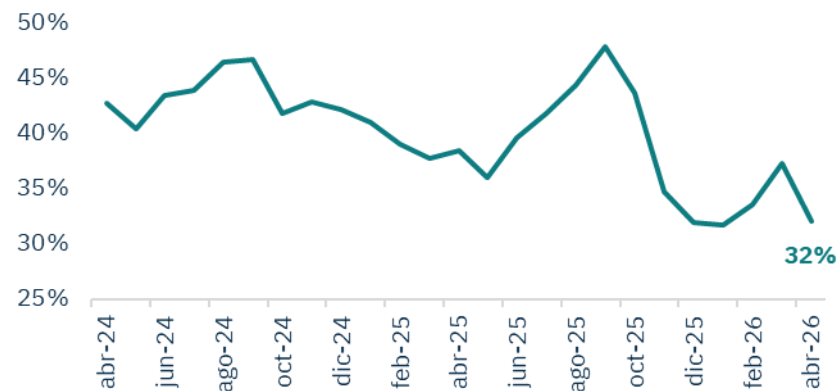
Ciclo Combinado



Turbo gas



Turbo vapor

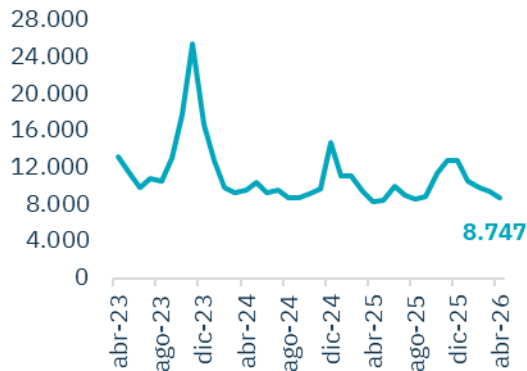


Caudal medio por río
(en m3/seg)

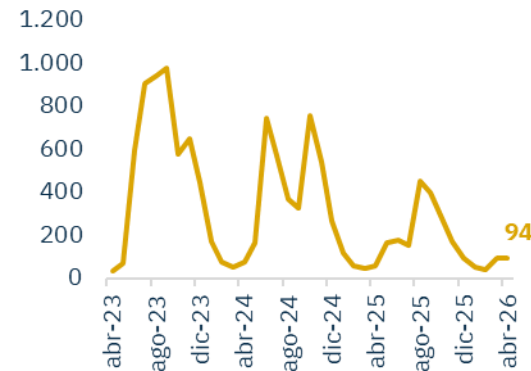
Uruguay



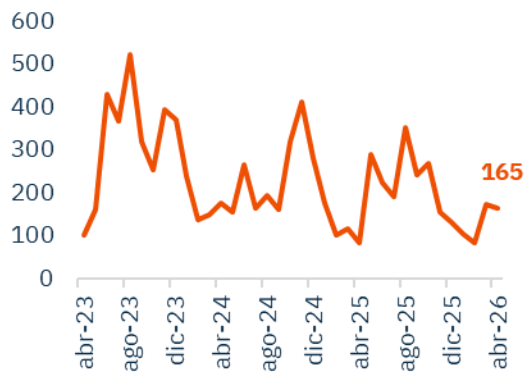
Paraná



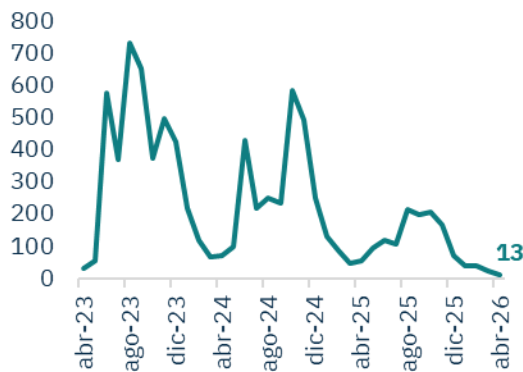
C. Curá



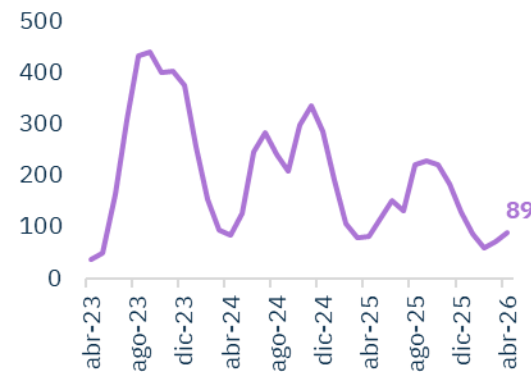
Futalefú



Neuquén



Limay



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

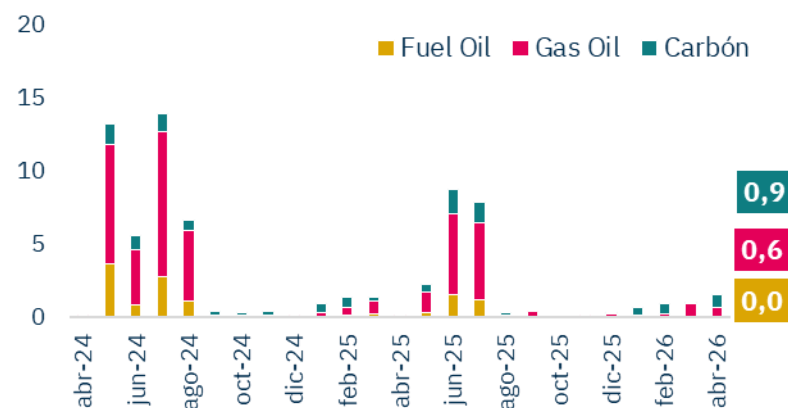
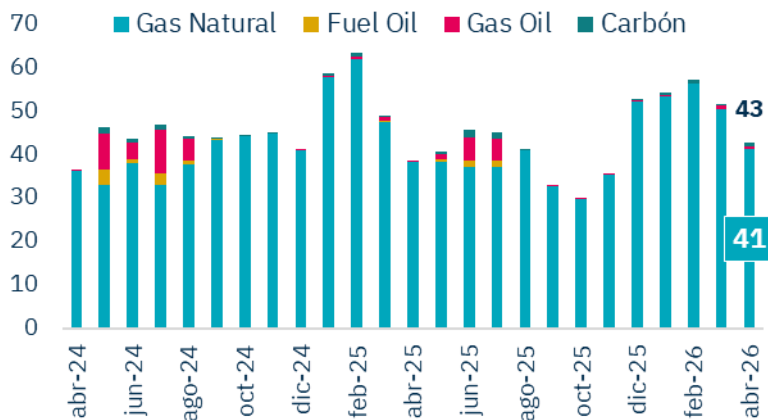
(MMm3/día, MMm3, Ton, m3 y porcentajes)

	TOTAL MMm ³ /d de gas equiv.	GAS NATURAL MMm ³ /d	FUEL OIL Ton	GASOIL m ³	CARBÓN Ton
Abr-25	38,3	38,2	2	2.927	-
Abr-26	42,8	41,3	633	17.755	40.569
Var. % i.a.	12%	8%	(*)	507%	-
Ene.Abr-25	52,2	51,2	9.444	52.554	77.804
Ene.Abr-26	51,3	50,2	2.614	53.775	97.462
Var. % i.a.	-2%	-2%	-72%	2%	25%

(*) Variaciones porcentuales de más del 1000%.

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

(MM m3/día de gas equivalente)



Emisiones producto de la generación térmica

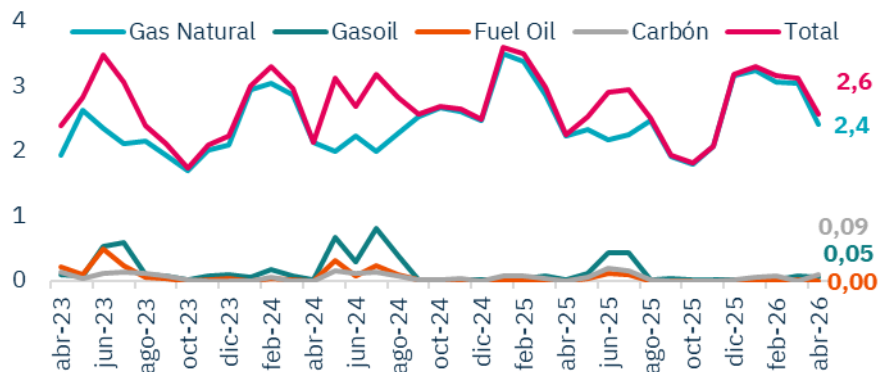
(MMton de CO₂)

	TOTAL	GAS NATURAL	FUEL OIL	GASOIL	CARBÓN
Abr-25	2,24	2,23	0,00	0,01	-
Abr-26	2,56	2,41	0,00	0,05	0,09
Var. Ia	14,1%	8,0%	(*)	506,5%	-
Ene.Abr-25	12,32	11,97	0,03	0,14	0,18
Ene.Abr-26	12,13	11,75	0,01	0,15	0,23
Var. Ia	-1,6%	-1,9%	-72,3%	2,3%	25,3%

(*) Variaciones porcentuales de más del 1000%.

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	0,42	
GAS OIL	0,67	57,8%
FUEL OIL	0,78	84,0%
CARBÓN	1,02	140,5%
TOTAL	0,45	6,7%

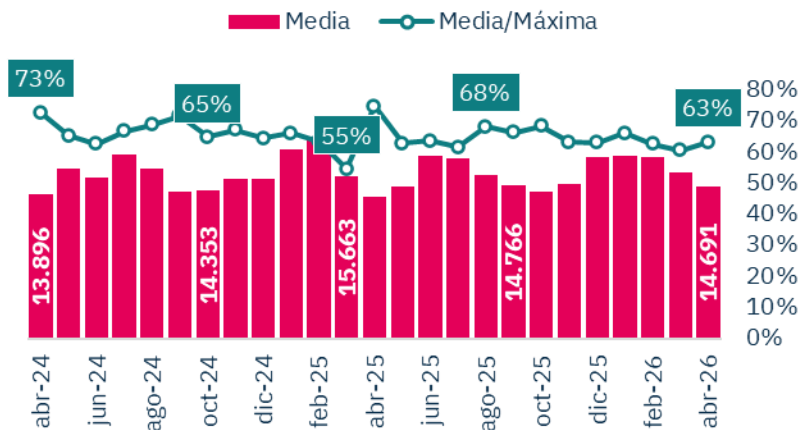
Demanda local de energía eléctrica

(GWh y %)

	RESIDENCIAL	COMERCIO / IND. CHICA	COMERCIO / IND. GRANDE	TOTAL
Abr-25	3.991	2.927	2.904	9.823
Abr-26	4.434	2.895	3.249	10.578
Var. Ia	11,1%	-1,1%	11,9%	7,7%
Ene.Abr-25	22.382	13.498	12.109	47.990
Ene.Abr-26	21.785	12.758	12.895	47.438
Var. Ia	-2,7%	-5,5%	6,5%	-1,1%

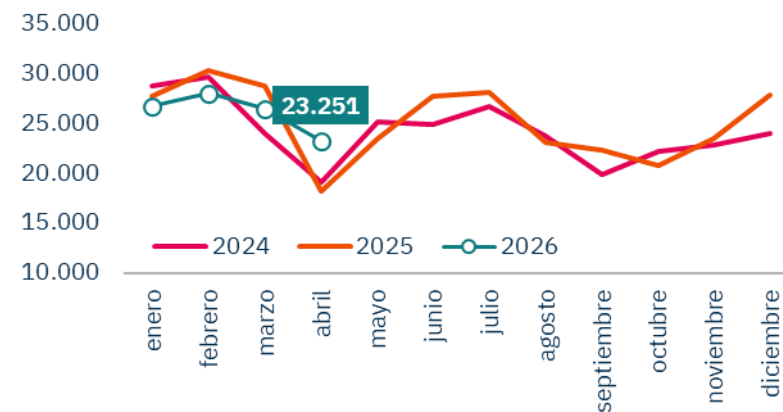
Demanda media de potencia

(MW)



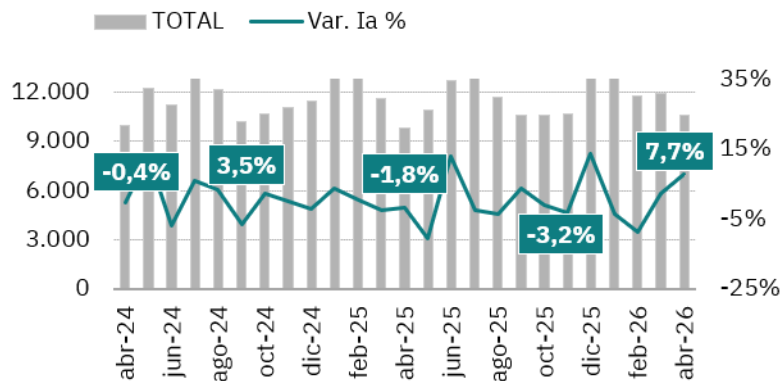
Demanda de potencia máxima

(MW)



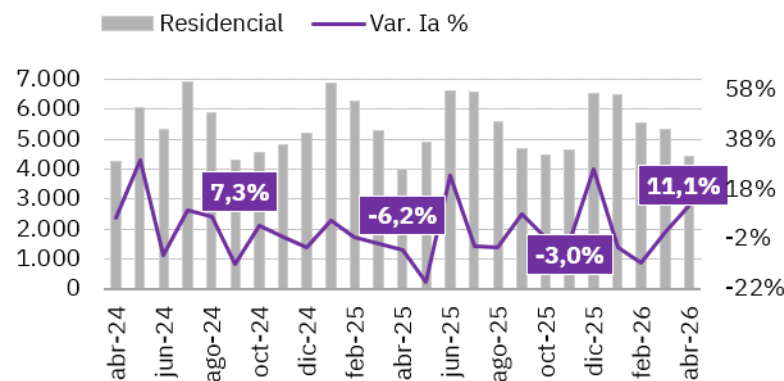
Demanda total de energía eléctrica

(GWh y %)



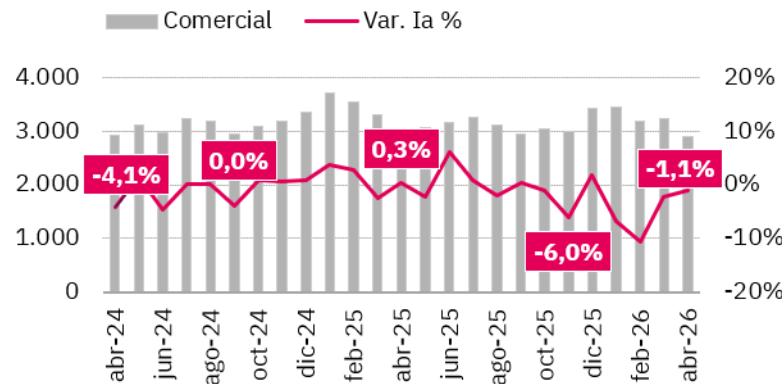
Demanda de energía eléctrica – Segmento residencial

(GWh y %)



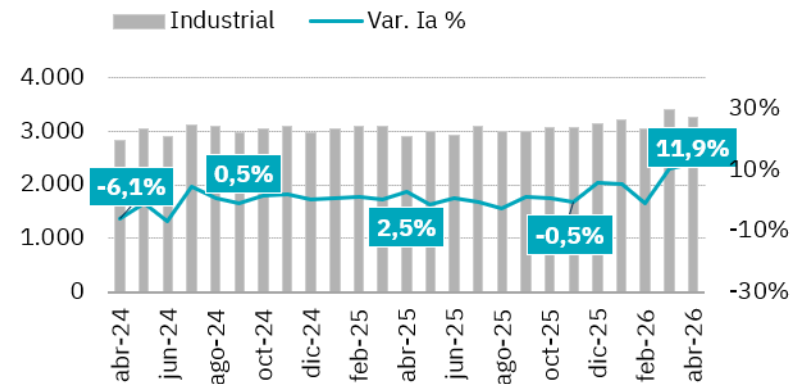
Demanda de energía eléctrica – Comercio / Industria chica

(GWh y %)



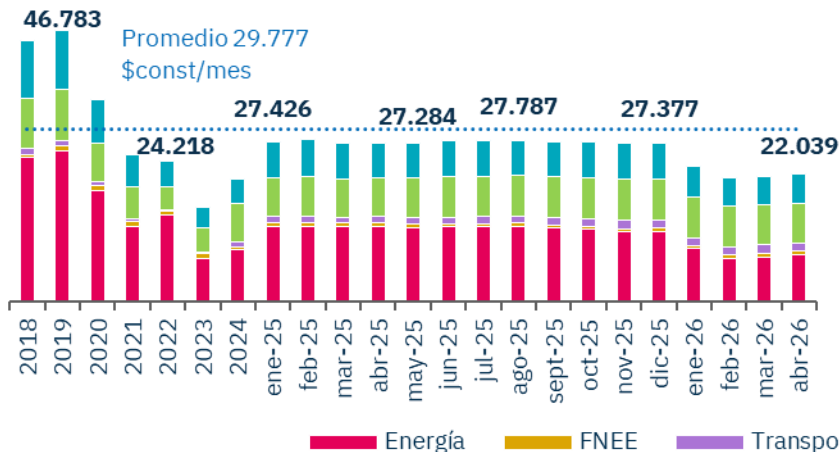
Demanda de energía eléctrica – Comercio / Industria grande

(GWh y %)

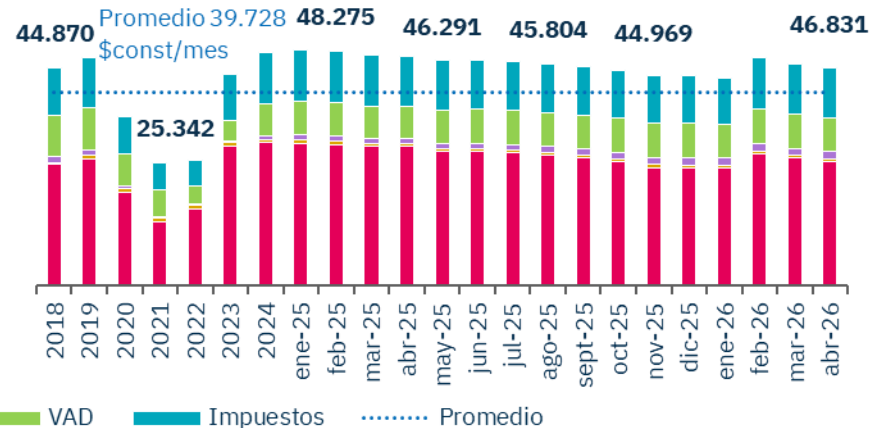


Tarifa media de energía eléctrica, Nivel 1 y 3 ⁽¹⁾

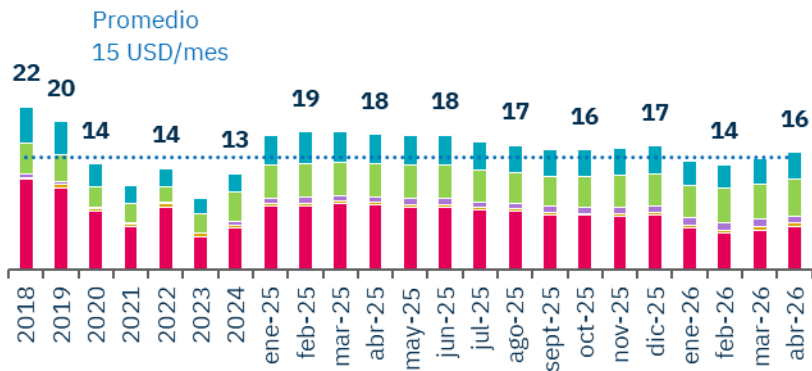
SEF - AR\$ constantes de Abr-26/mes



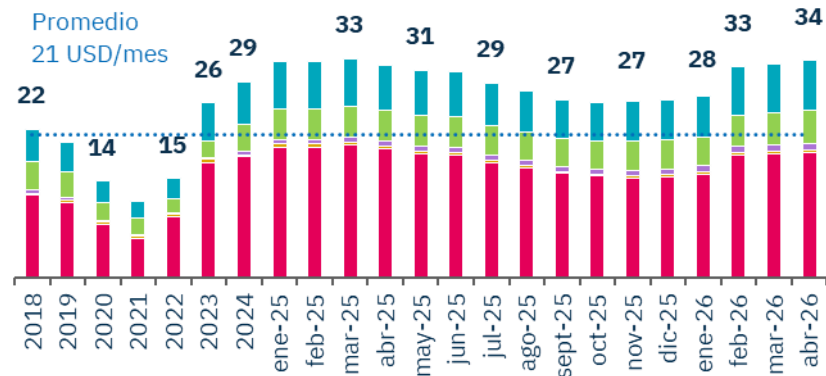
No SEF - AR\$ constantes de Abr-26/mes



SEF USD/mes



No SEF USD/mes

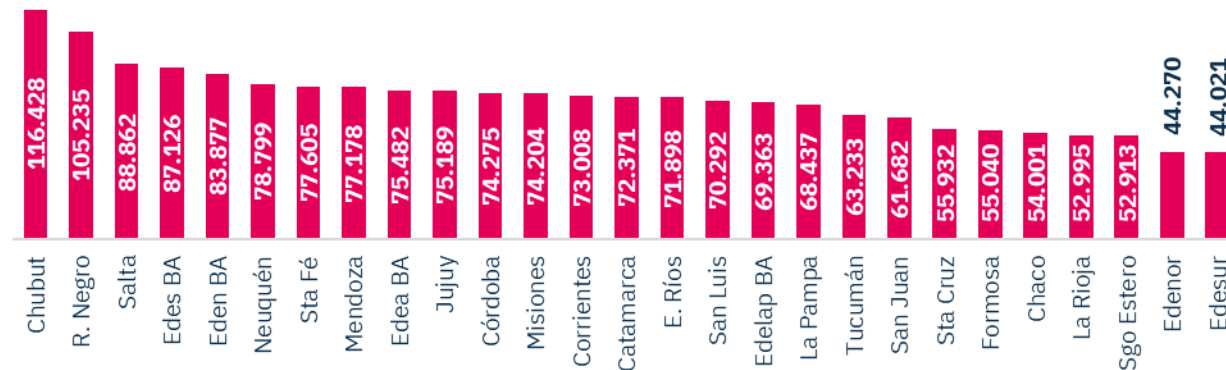


Notas: (1) Corresponde a una tarifa media de Edenor para un consumo de 250 kWh/mes, segmento R2. Fuente: elaboración propia en base a ENRE, índices de precios provinciales, IPC CABA y BCRA.

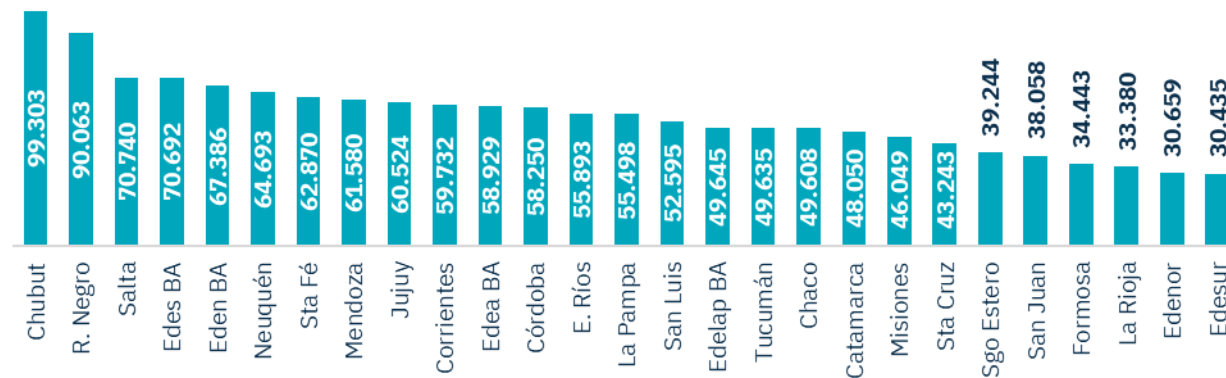
Tarifas de energía eléctrica vigentes en abril 2026 para un consumo de 250 KWh/mes, incluye IVA ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾

(AR\$/mes)

Sin Subsidios Energéticos Focalizados (SEF)



Con Subsidios Energéticos Focalizados (SEF)



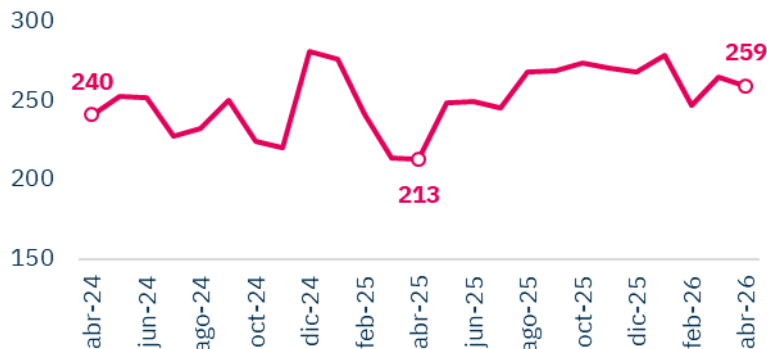
Las tarifas se estimaron en función a los cuadros tarifarios según la aplicación de SEF (Subsidios energéticos focalizados). ⁽¹⁾ Se considera un consumo de 250 KWh/mes, por lo tanto, las tarifas con SEF se estimaron sobre el cargo variable “base”.

La tarifa final se calculó con IVA. Sin embargo, el monto final puede diferir en función a las cargas impositivas provinciales y municipales.

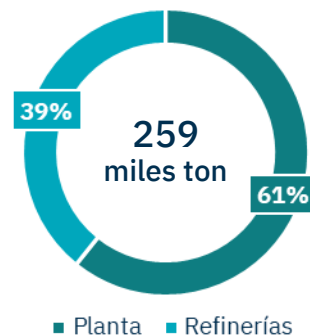
Notas: (1) Se consideraron las tarifas de las siguientes distribuidoras: AMBA: Edenor y Edesur, Catamarca: ECSapem, Chaco: Secheep, Chubut: Servicoop, Córdoba: Epec, Corrientes: Dpec, Entre Ríos: cuadro tarifario provincial de referencia, Formosa: Refsa, Interior de PBA: Edea, Edelap, Eden y Edes, Jujuy: Ejesa, La Pampa: cuadro tarifario provincial de referencia, La Rioja: Edelar, Mendoza: Edemsa, Misiones: Energía de Misiones, Neuquén: CALF, Río Negro: CEB, Salta: Edesal, Santa Cruz: SPSE, Santa Fé: EPE, Santiago del Estero: Edese y Tucumán: Edet. (2) Última fecha de consulta al 25 del corriente mes. (3) Para aquellas distribuidoras que no actualizaron los cuadros tarifarios, se consideran los cargos del último cuadro tarifario presentado, con los bloques de consumo correspondientes al mes de marzo. Fuente: elaboración propia en base a entes provinciales y empresas distribuidoras.

Mercado de GLP en Argentina

Producción total de GLP (upstream y downstream)
(miles ton)



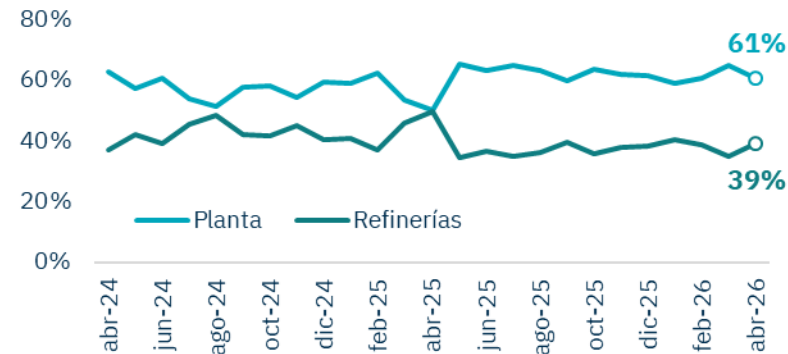
Producción total de GLP por tipo de instalación, abril 2026 (miles ton y %)



Producción total de GLP (upstream y downstream)
(miles ton)



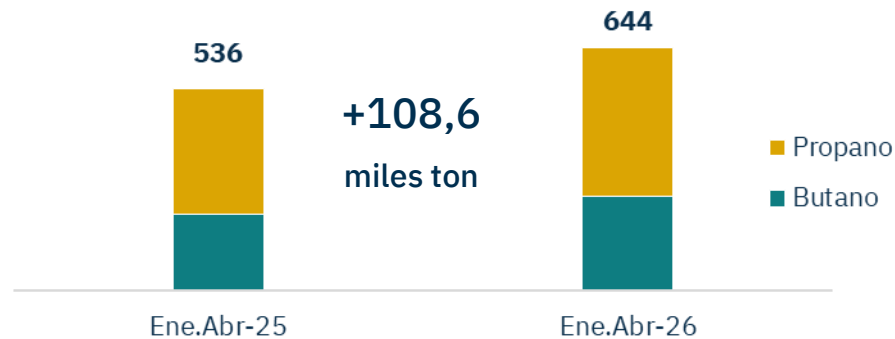
Evolución de la participación del upstream y downstream en la producción total de GLP (%)



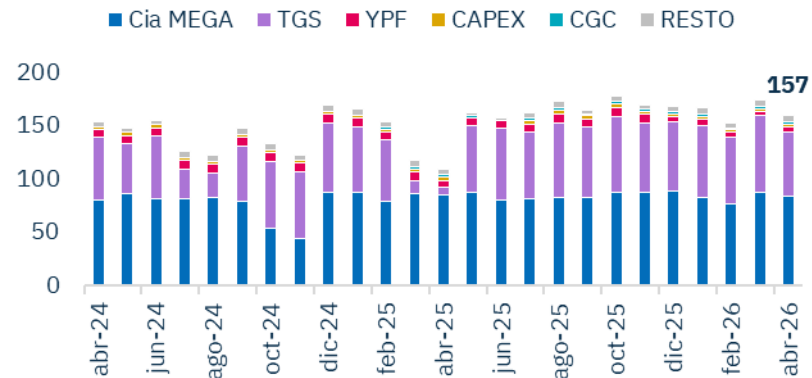
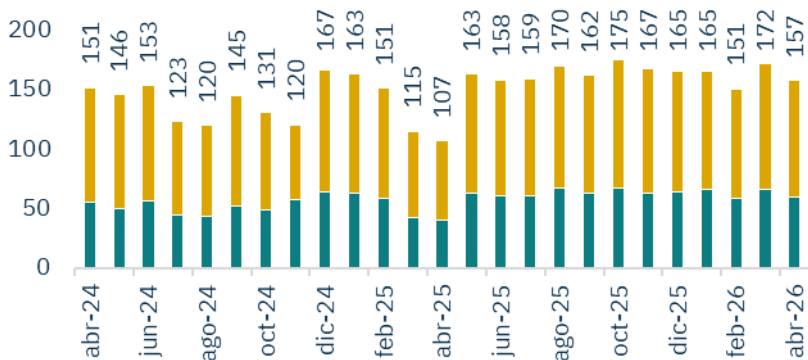
Producción de GLP en plantas de procesamiento de gas

Producción de GLP, abril 2026 ⁽¹⁾ (miles ton y %)

TOTAL	BUTANO	PROPANO
157,3	59,7	97,6
miles de ton	miles de ton	miles de ton
47,6%	49,3%	46,6%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual



Evolución de la producción por producto y por empresa (miles ton)

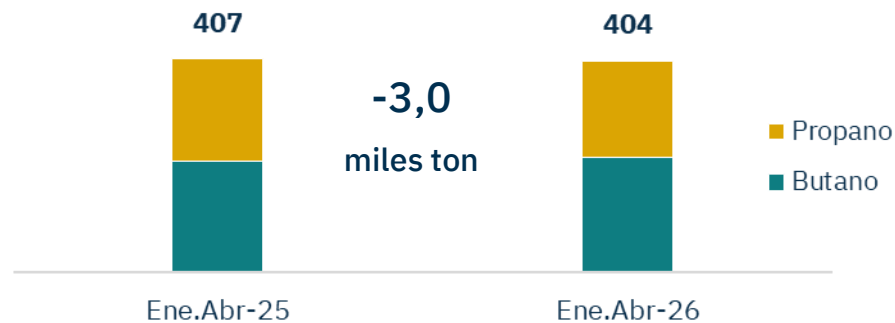


Nota: (1) Los datos de los últimos meses pueden modificarse conforme con la actualización de las DDJJ. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

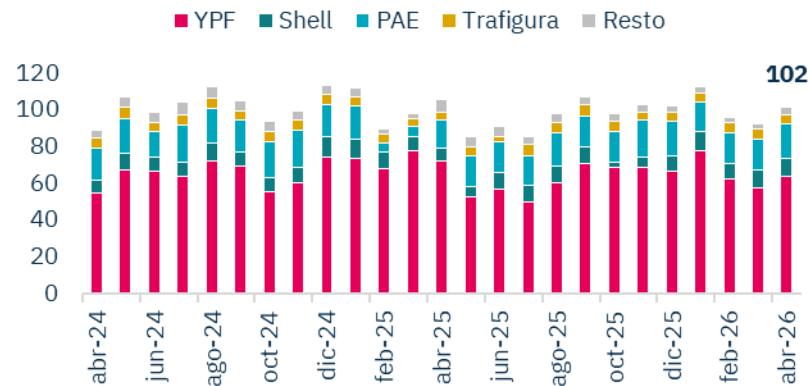
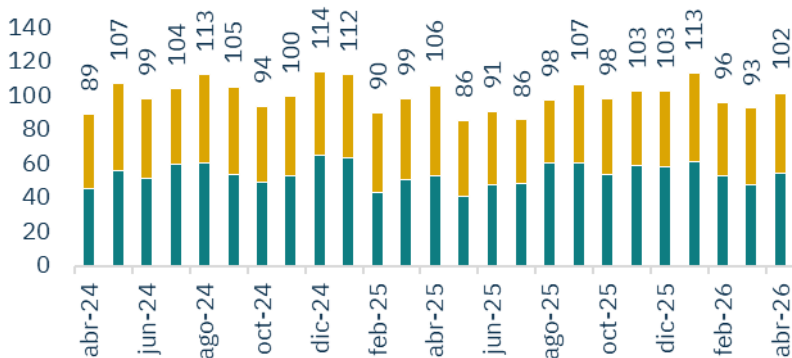
Producción de GLP en refinerías

Producción de GLP, abril 2026 (miles ton y %)

TOTAL	BUTANO	PROPANO
101,6	54,9	46,7
miles de ton	miles de ton	miles de ton
-4,1%	2,6%	-10,9%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual



Evolución de la producción por producto y por empresa (miles ton)

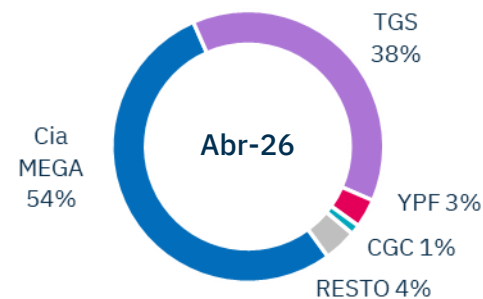


Nota: (1) Los datos de los últimos meses pueden modificarse conforme con la actualización de las DDJJ. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Producción de GLP por empresa

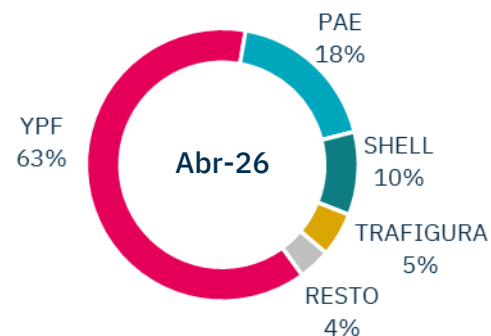
Producción de GLP por empresa en plantas de procesamiento de gas ⁽¹⁾ (miles ton)

Empresa	Abr-25	Abr-26	Var. % i.a.	Ene.Abr-25	Ene.Abr-26	Var. % i.a.
MEGA	85	84	-1%	337	332	-2%
TGS	7	60	713%	140	261	86%
YPF	7	5	-24%	31	21	-31%
CGC	2	2	-20%	7	7	-7%
RESTO	5	6	21%	20	24	16%
TOTAL	107	157	48%	536	644	20%



Producción de GLP por refinería (miles ton)

Empresa	Abr-25	Abr-26	Var. % i.a.	Ene.Abr-25	Ene.Abr-26	Var. % i.a.
YPF	72	64	-12%	293	262	-11%
PAE	15	19	24%	43	68	59%
SHELL	7	10	39%	34	38	12%
TRAFIGURA	5	5	18%	18	22	21%
RESTO	7	4	-44%	18	13	-28%
TOTAL	106	102	-4%	407	404	-1%

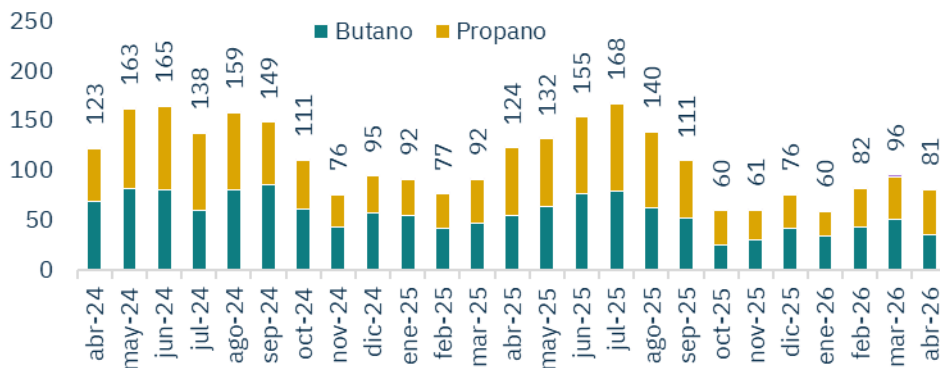


Ventas de GLP

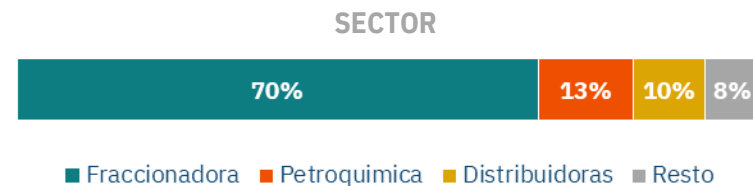
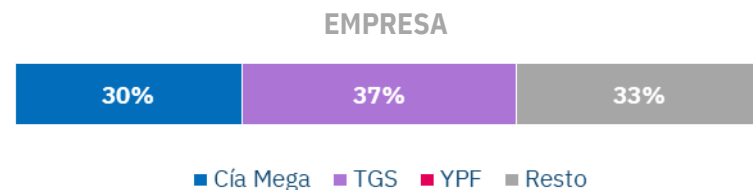
Ventas de GLP, abril 2026 (miles ton y %)

TOTAL	BUTANO	PROPANO	MEZCLA
80,9	36,2	44,7	0,0
miles de ton	miles de ton	miles de ton	miles de ton
-34,5%	-33,8%	-34,9%	-
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

Ventas de GLP (miles ton)



Ventas de GLP por empresa, sector y destinatario, abril 2026 (%)

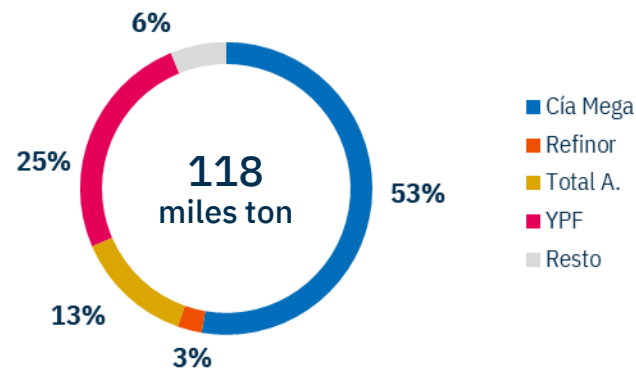


Exportaciones de GLP

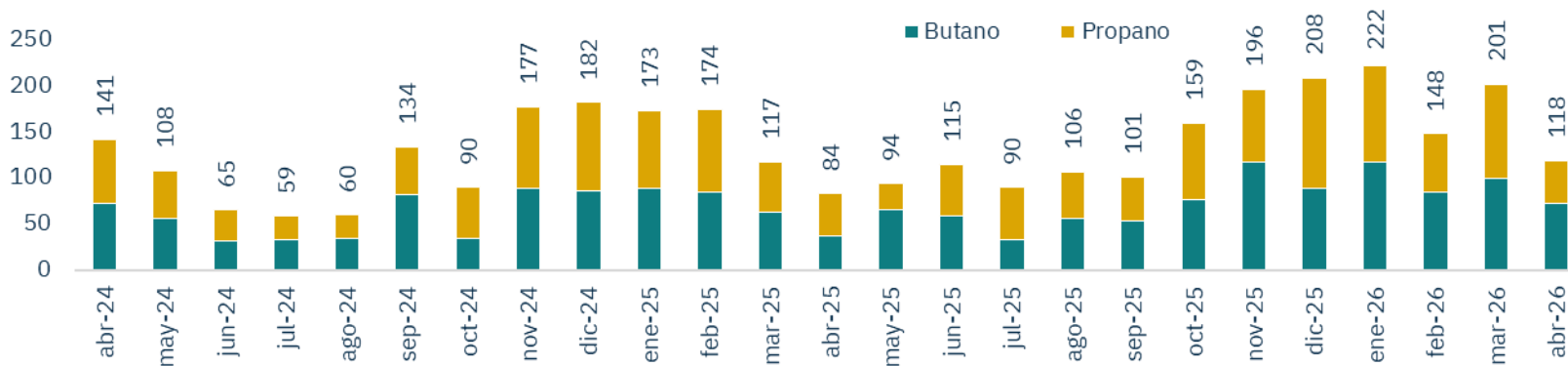
Exportaciones de GLP, abril 2026 (miles ton y %)

TOTAL	BUTANO	PROPANO
118,2	72,3	45,9
miles de ton	miles de ton	miles de ton
41,2%	92,8%	-0,6%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

Exportación de GLP por empresa, abril 2026 (%)



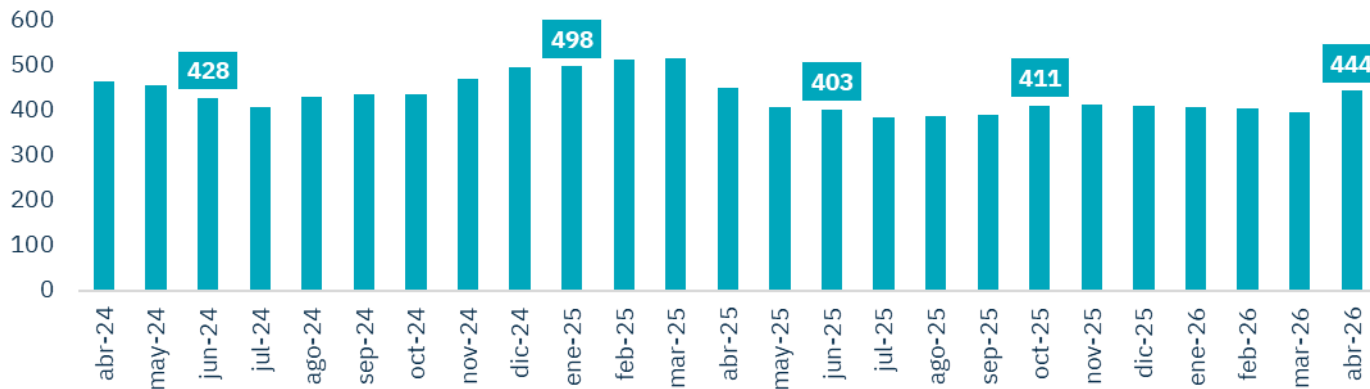
Exportación de GLP (miles ton)



Notas: (1) Los volúmenes exportados se modificaron como consecuencia de la presentación de datos de la compañía Transportadora Gas del Sur, cuya información se encontraba desactualizada desde mayo de 2024. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

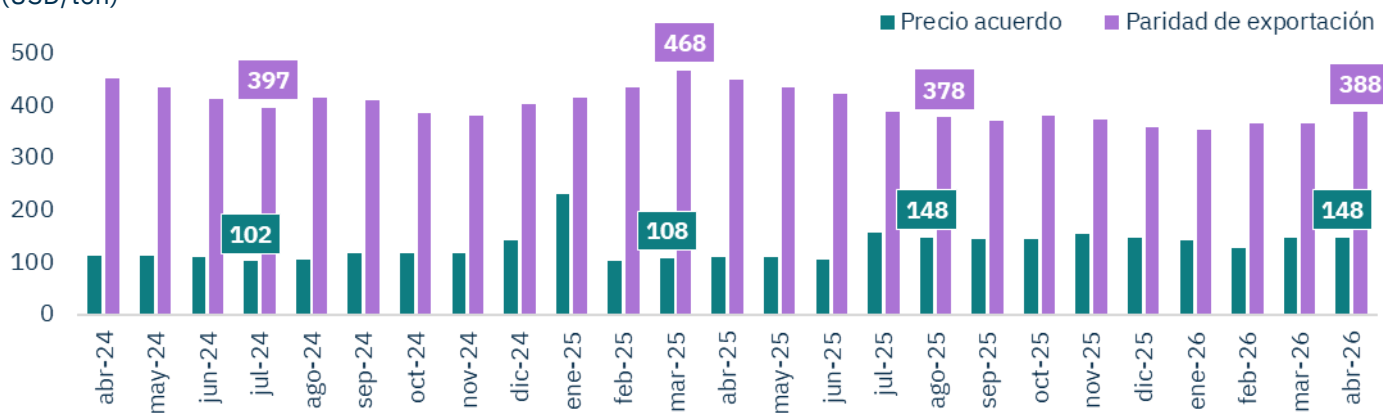
Precios de paridad de exportación del butano

(USD/ton)



Precios de paridad de exportación del propano

(USD/ton)



Notas: (1) Con las modificaciones del Programa Hogar, se eliminaron los precios de referencia del GLP en garrafas, quedando estos liberados. En el caso del propano, aunque ya no rige dentro del Programa Hogar, se mantienen precios regulados para el gas indiluido por redes. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.