



INFORME

120

ECONOMÍA & ENERGÍA

Marzo 2026

Índice

Síntesis ejecutiva	3
Sección 1: Contexto energético	5
Sección 3: Contexto económico.....	20
Sección 3: Biocombustibles.....	43
Sección 4: Estadísticas del sector energético	76

SÍNTESIS EJECUTIVA

Contexto energético

(Páginas 5 a 19)

- Desde finales del mes de febrero con la intensificación del conflicto en Medio Oriente se elevaron sensiblemente los precios internacionales de la energía, cambiando la tendencia depresiva que habían exhibido desde mediados de 2024.
- A diferencia de escenarios similares en el pasado, el impacto del aumento de los precios de la energía a nivel global supondría una mejora significativa en la balanza comercial del sector energético argentino. A la vez, que no se verificarían incrementos significativos en los costos de abastecimiento de energía eléctrica y gas natural, aunque el aumento en los precios de los combustibles incidirá seguramente sobre el ritmo de variación de los precios.
- Este comportamiento se explica por el desarrollo de la producción hidrocarburífera, y de la infraestructura de transporte, a lo largo de los últimos años que convirtieron a nuestro país en un exportador neto de energía.
- La Res. SE N° 50 (27/02/2026) lanzó “AlmaSADI” para la contratación de almacenamiento eléctrico en el MEM, mediante acuerdos con CAMMESA.
- La Resolución N°66 de la Secretaría de Energía estableció la reconfiguración del Sistema de Transporte de Gas Natural.

Contexto económico

(Páginas 20 a 42)

- El último dato oficial sobre nivel de actividad corresponde a enero de este año y muestra que **la economía creció 0,4% respecto a diciembre y 1,8% en términos interanuales**. Es decir, tras la suba desestacionalizada registrada en diciembre, la actividad económica mantuvo su nivel.
- El crecimiento estuvo traccionado, en primer lugar, por el sector agropecuario, seguido de la explotación de minas y canteras e intermediación financiera.
- La apreciación cambiaria ha agravado los problemas de competitividad de la economía argentina, que combinado con el estancamiento de la demanda doméstica, ha golpeado particularmente a la producción industrial local, siendo este el sector de mayor contribución al PBI, así como uno de los más relevantes en términos de empleo.

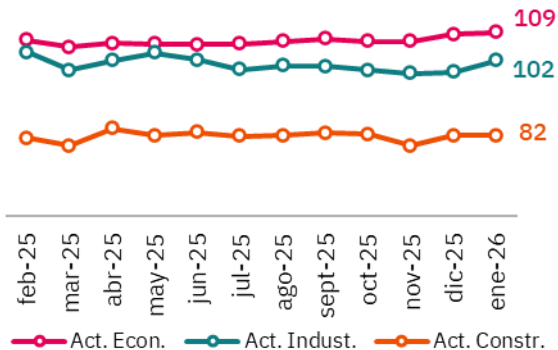
Biocombustibles

(Páginas 43 a 75)

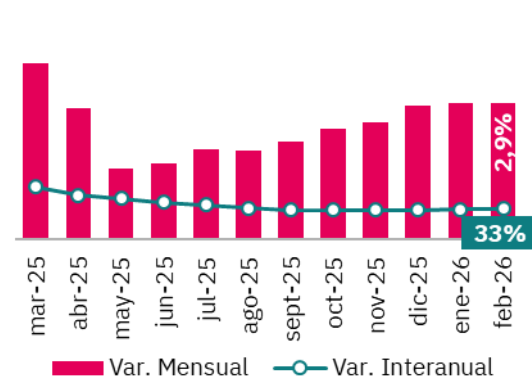
- En Argentina, el desarrollo del sector fue impulsado por el Régimen de promoción y uso sustentable de biocombustibles del año 2006 (luego modificado en 2021) que, entre otros aspectos, estableció cortes obligatorios en naftas y gasoil y un esquema regulado de cupos y precios para el mercado interno.
- En el último año, se debatieron distintos proyectos para reemplazar el régimen vigente de biocombustibles. La iniciativa más reciente, impulsada por el Gobierno nacional, propone avanzar hacia un esquema más desregulado, basado en acuerdos entre privados, con un período de transición hasta 2028. Dicho proyecto contempla un aumento en los niveles de corte obligatorio, lo que permitiría absorber capacidad ociosa. Asimismo, introduce un esquema gradual de licitaciones para la asignación de cupos y la formación de precios.
- En este marco, los impactos fiscales, externos y sobre los precios en surtidor se mantendrían en línea con el esquema actual, aunque podrían intensificarse ante el mayor uso de biocombustibles.

Indicadores económicos: (Páginas 25 a 42)

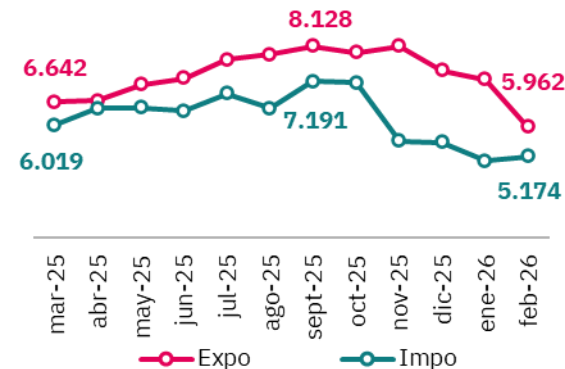
Nivel de actividad económica
(número índice base 2019 = 100)



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

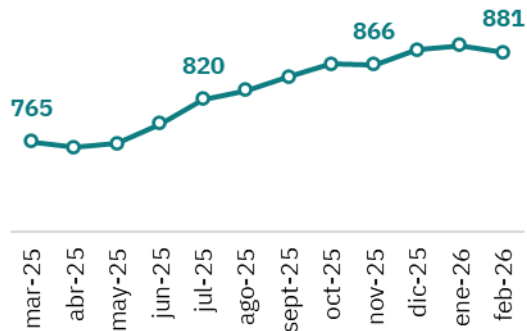


Exportaciones e importaciones
(MUSD)

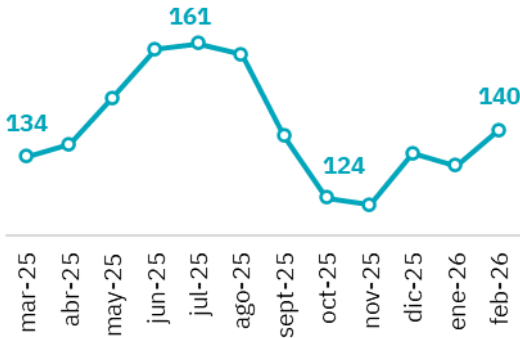


Anexo estadístico del sector energético: (Páginas 76 a 113)

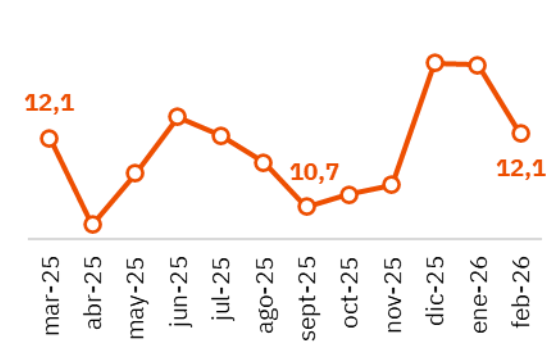
Producción de petróleo
(en kbbl/d)



Producción de gas natural
(en MM m3/d)



Generación de energía eléctrica
(en TWh)

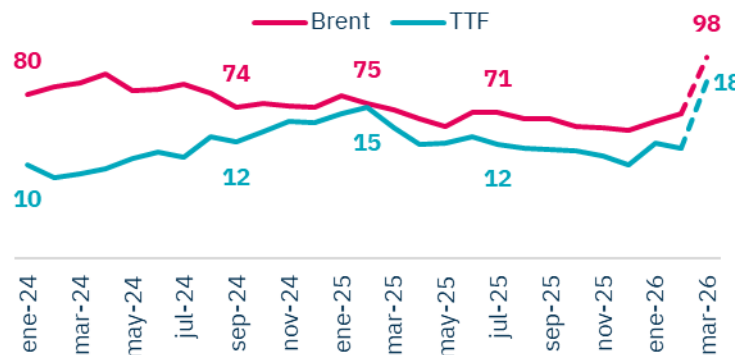


Contexto energético

Nuevo escenario internacional

- El **conflicto en Medio Oriente** se intensificó en las últimas semanas, configurando un escenario de elevada incertidumbre en torno al abastecimiento de la demanda global de energía. Esto se tradujo en una mayor **volatilidad** y en un **incremento de los precios internacionales de los productos energéticos**.
- Si bien, hasta el momento, el conflicto no ha generado una afectación significativa de la infraestructura de producción y transporte, resulta poco probable que, aun ante una eventual resolución —y la consecuente normalización de los principales corredores de abastecimiento—, los precios retornen en el corto plazo a los niveles observados previos al inicio de las hostilidades.

Evolución del precio del Brent y del GNL (TTF), Ene.24 – Mar.26⁽¹⁾
(En usd/bbl v usd/mmbtu)



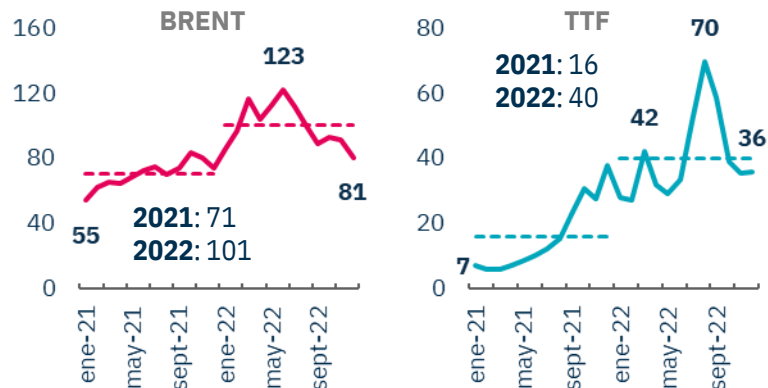
- En este contexto, resulta clave analizar el impacto del aumento de los precios internacionales de la energía sobre la economía Argentina, la cual fue severamente afectada en situaciones similares en el pasado.
- Sin embargo, el **desarrollo de la producción hidrocarburífera** en nuestro país a lo largo de los últimos años **configura un escenario diametralmente distinto al que se había verificado en el pasado**, en donde los incrementos en los costos de importación de los productos energéticos determinaban un sensible deterioro de la balanza comercial y un incremento sustantivo en los subsidios destinados al sector energético.
- A diferencia de lo ocurrido en 2022, en el contexto del inicio de la guerra en Ucrania —cuando el aumento de los precios internacionales derivó en un marcado deterioro de la balanza comercial del sector—, el actual incremento de los volúmenes exportados, junto con la reducción de las importaciones de gas natural, GNL y combustibles líquidos, permite que, en un escenario de precios internacionales elevados, el **efecto sobre la balanza comercial sectorial sea positivo**.
- A su vez, dados los menores requerimientos de productos importados para abastecer la demanda local, el impacto de la crisis internacional tiene un **efecto** mucho más **acotado** que en el pasado **sobre los cuadros tarifarios (energía eléctrica y gas natural) y en el nivel de subsidios destinado al sector energético**. Sin embargo, seguramente implicará un **encarecimiento del precio de los combustibles en surtidor**.



Año 2022: impacto de la guerra de Ucrania en la Argentina

Precios del gas natural y petróleo, 2021 y 2022

(USD/bbl y USD/MMBTU)



- Con el inicio de la guerra en **Ucrania**, los precios internacionales de la energía registraron un fuerte incremento: el Brent aumentó un 43% y el TTF⁽¹⁾ un 150%, en el marco de las restricciones a las exportaciones de gas natural ruso hacia el continente Europeo.
- Este aumento de precios tuvo un **impacto macroeconómico significativo en la Argentina**: deterioro de la balanza comercial energética, incremento en los costos de abastecimiento, mayor nivel de subsidios y crisis de abastecimiento en el mercado de gasoil.
- En términos de la balanza comercial, el encarecimiento de las importaciones de GNL, gas natural, naftas y gasoil implicó un aumento de las compras externas de 7.132 MUSD respecto a 2021. Por su parte, las exportaciones se incrementaron en sólo 3.305 MUSD en el mismo período, lo que derivó en un marcado deterioro de la balanza comercial sectorial, que alcanzó en 2022 un **déficit de 4.386 MUSD**.
- Por su parte, los subsidios a la energía superaron los 12.000 MUSD, representando 1,9% del PIB.

Importaciones, exportaciones y saldo de la balanza comercial energética en 2022 respecto del año previo (MUSD y %)

Exportaciones	2022	Vs. 2021	Importaciones	2022	Vs. 2021	SALDO 2021 (MUSD)		
Petróleo	3.930	113%	Gasoil	4.626	126%	-560		
Gas Natural	753	374%	GNL	2.567	118%	Exportaciones	Petróleo	2.082
Naftas	620	39%	Gas Natural	1.692	75%		Resto	1.224
Bunker	1.544	85%	Naftas	1.049	179%	Importaciones	GN + GNL	-2.116
Resto	1.741	-13%	En. Eléctrica	911	198%		Naftas + GO	-3.252
TOTAL MUSD	8.589	63%	Resto	2.130	120%		Resto	-1.765
			TOTAL MUSD	12.975	122%	SALDO 2022 (MUSD)		-4.386

Nota: (1) TTF (Title Transfer Facility): hub virtual de gas natural en Países Bajos que funciona como benchmark de precios para el mercado europeo y referencia internacional para contratos y transacciones de gas. Fuente: elaboración propia en base a INDEC, EIA y Pink Sheet.

Medio Oriente: nodo crítico del mercado petrolero global

PRODUCCIÓN HIDROCARBURÍFERA EN LA REGIÓN⁽¹⁾

PETRÓLEO

Producción: 24,3 MMbbl/d
Exportaciones: 16,5 MMbbl/d
(37% del comercio mundial)

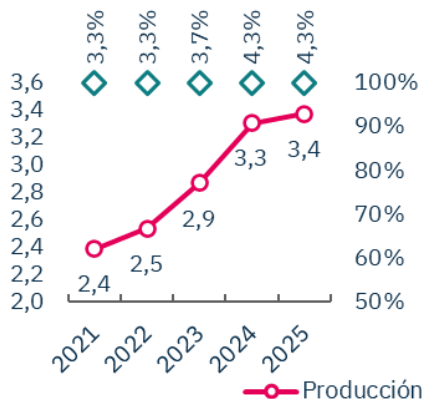
GAS NATURAL

Producción: 1.981 MMm³/d
Exportaciones: 479 MMm³/d
(16% del comercio mundial⁽³⁾)

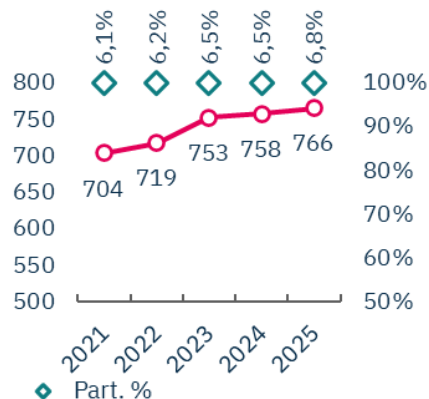
Las exportaciones de hidrocarburos de Irán se destinan principalmente al abastecimiento de China (entre el 80% y el 90%) y, en menor medida, a India y otros países asiáticos.

Producción de hidrocarburos de Irán y participación sobre el total global

PETRÓLEO (MMbbl/d)



GAS NATURAL (MMm³/d)



ALTA CONCENTRACIÓN DE LA OFERTA EN LA REGIÓN

Producción 2025 ⁽²⁾	MMbbl/d	MMm ³ /d
	Petróleo	Gas natural
Irán	3,4	766
Irak	4,3	31
A. Saudita	9,3	292
EAU	3,4	161
Kuwait	2,5	47
Omán	0,8	121
Qatar	0,6	563

Nota: (1) Las exportaciones de petróleo y gas natural se estimaron en base al Annual Statistical Bulletin OPEC y al Energy Institute. (2) La producción mundial se estimó a partir de proyecciones de BP. Para Irán, Arabia Saudita, Omán y Qatar se utilizaron tasas de crecimiento publicadas por la IEA y difundidas por IranOilGas (IEA, 2025). (3) Se consideran las exportaciones de GNL y gas natural a través de gasoductos. Fuente: elaboración propia en base a EIA, OPEP y Energy Institute.

Año 2026 - Impacto del conflicto en Medio Oriente



- El desarrollo reciente de la producción hidrocarburífera y de la infraestructura de transporte en el país ha modificado sustancialmente el impacto de las variaciones en los precios internacionales, que hoy resulta opuesto al observado hace cuatro años, al inicio de la guerra en Ucrania.

IMPORTACIONES ENERGÉTICAS EN ARGENTINA



GAS NATURAL (MMm3/d)	
2022	2025
10,8	0,1
	-99%

GNL (MMm3/d)	
2022	2025
6,2	3,6
	-42%



NAFTAS Y GASOIL (miles de m3)	
2022	2025
6.085	2.112
	-65%

EXPORTACIONES ENERGÉTICAS EN ARGENTINA



PETRÓLEO (1) (Kbbl/d)	
2022	4T 2025
110	309
	+182%

GAS NATURAL (MMm3/d)	
2022	2025
6,9	8,7
	+27%

- El aumento de la producción hidrocarburífera, impulsado por la expansión de Vaca Muerta, permitió reducir sensiblemente las importaciones y, simultáneamente, expandir las exportaciones del sector energético.
- En 2025, las importaciones de gas natural y GNL se redujeron un 78% respecto de 2022, como resultado de la ampliación de la capacidad de transporte desde la cuenca Neuquina, convirtiendo al país en un exportador neto de gas natural.
- A su vez, la menor utilización de combustibles líquidos en el sistema de generación eléctrica, ante la mayor disponibilidad de gas natural local, explica en buena medida la reducción de las importaciones de gasoil, que se contrajeron un 72% en el mismo período.
- Por su parte, la mayor alineación de los precios locales de las naftas y el gasoil con los vigentes en el mercado internacional redujo el comercio transfronterizo y, con ello, el nivel de importaciones requerido de estos productos.
- En paralelo, la mayor producción local de gas natural permitió expandir las exportaciones hacia los mercados regionales en un 27%.
- Por último, las exportaciones de petróleo prácticamente se triplicaron respecto de 2022, consolidando el superávit de la balanza comercial energética.

Año 2026 - Impacto del conflicto en Medio Oriente: metodología

- A fin de estimar el impacto de la crisis energética internacional sobre la economía Argentina, se realizó una simulación tomando en consideración los volúmenes de producción, exportación e importación de 2025 y se estimó el impacto que hubieran tenido distintos escenarios de precios.
- Cabe destacar que se trata de un ejercicio que supone que los precios internacionales mantienen los niveles especificados para cada uno de los escenarios a lo largo del presente año. A su vez, no se consideran modificaciones sustantivas en los niveles de producción hidrocarburífera en nuestro país, supuesto que seguramente determinará una subestimación en la mejora de la balanza comercial. De todas formas, dado el vertiginoso crecimiento de la producción de petróleo a lo largo del año pasado, se consideraron los niveles de producción y exportación de crudo del cuarto trimestre de 2025.
- Respecto a los impactos tarifarios, se consideró que las tarifas mantienen el nivel de cobertura sobre el costo de abastecimiento del año pasado. Por lo tanto, el incremento en los costos de abastecimiento, producto del aumento de los precios internacionales, impacta en las tarifas finales abonadas por los usuarios y, también, en los subsidios erogados por el Estado Nacional.

- La metodología desarrollada pretende identificar el impacto de la modificación del escenario de precios internacional a lo largo del presente año sobre la economía Argentina.
- En este sentido, la evaluación del impacto en tarifas y subsidios no toma en consideración las variaciones en las mismas producto, por ejemplo, de la modificación de la segmentación tarifaria instrumentada a comienzos del presente año.
- Por lo tanto, las variaciones de tarifas estimadas indican solamente el impacto que tendría el incremento en los precios internacionales de la energía.
- En definitiva, el ejercicio realizado intenta cuantificar el impacto del shock de precios internacionales, manteniendo constantes los volúmenes y la regulación verificada a lo largo del último año.

Precios internacionales del petróleo y del gas natural considerados en cada escenario

(en USD/bbl y USD/MMBTU)

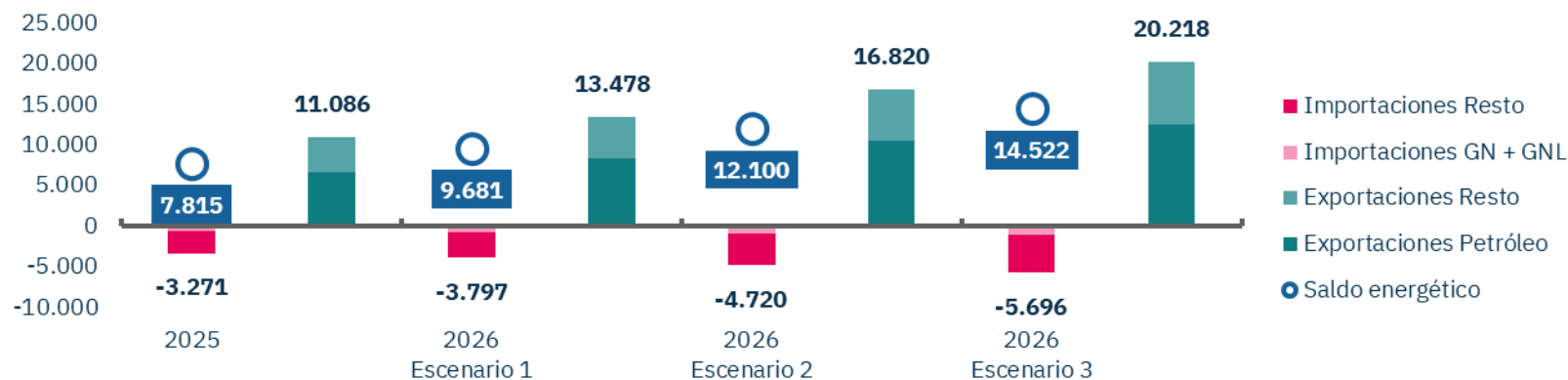
Escenario	Brent	GNL (TTF)
Escenario I	80 USD/bbl	14 USD/MMBTU
Escenario II	100 USD/bbl	17 USD/MMBTU
Escenario III	120 USD/bbl	21 USD/MMBTU

Año 2026 - Impacto del conflicto en Medio Oriente: balanza comercial

- De mantenerse el incremento en los precios internacionales, tanto del petróleo como del gas natural, se verificaría un sensible incremento en el saldo superavitario de la balanza comercial del sector energético.
- A diferencia del año 2022, el aumento de las exportaciones más que compensa el incremento en los costos de importación, determinando un saldo superavitario creciente a medida que aumentan los precios internacionales.

Escenarios de balanza comercial del sector energético según distintos escenarios de precios ⁽¹⁾

(MUSD)



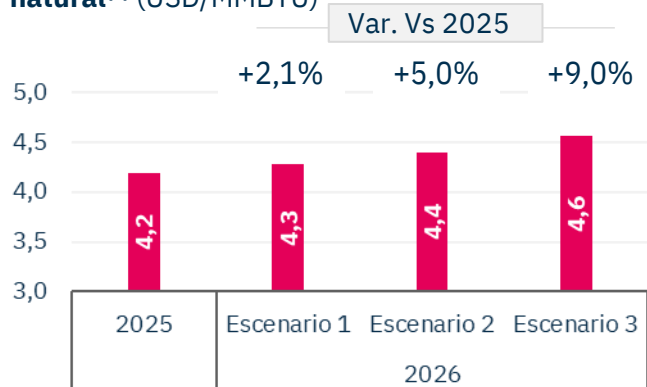
- El saldo de la balanza comercial energética durante 2026 estará determinado por la evolución que presenten los precios internacionales de los hidrocarburos a lo largo de los próximos meses.
- De todas formas, es poco probable que los precios vuelvan rápidamente a los valores prevalecientes antes del inicio del conflicto.
- Por lo tanto, el nuevo escenario internacional seguramente se traducirá en una sensible mejora de la balanza comercial del sector, superando los valores récord alcanzados el año pasado.

Notas: (1) Para la estimación se consideran las exportaciones de petróleo del IV trimestre de 2025. Para el resto de los productos de las exportaciones e importaciones se consideraron las mismas cantidades registradas en 2025. Sobre ello, se aplicó la variación del Brent y del TTF respecto al precio de 2025, según cada escenario. Fuente: elaboración propia en base a INDEC, EIA y CME Group.

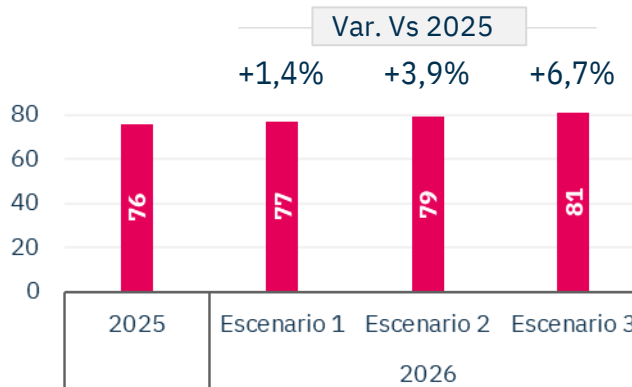
Año 2026 - Impacto del conflicto en Medio Oriente: tarifas



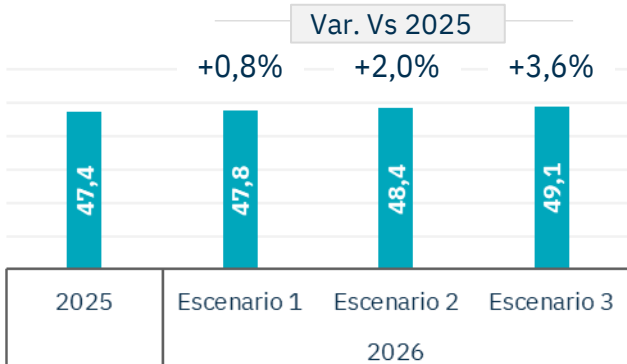
Escenarios de costo de abastecimiento del gas natural⁽¹⁾ (USD/MMBTU)



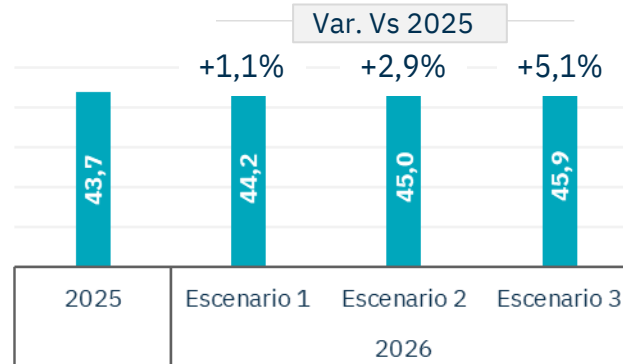
Escenarios de costo monómico⁽¹⁾ (USD/MWh)



Escenarios de tarifas de gas natural, altos ingresos⁽²⁾⁽³⁾ (USD/mes)



Escenarios de tarifas de energía eléctrica, altos ingresos⁽³⁾⁽⁴⁾ (USD/mes)



Impacto reducido sobre los cuadros tarifarios de la crisis energética internacional.

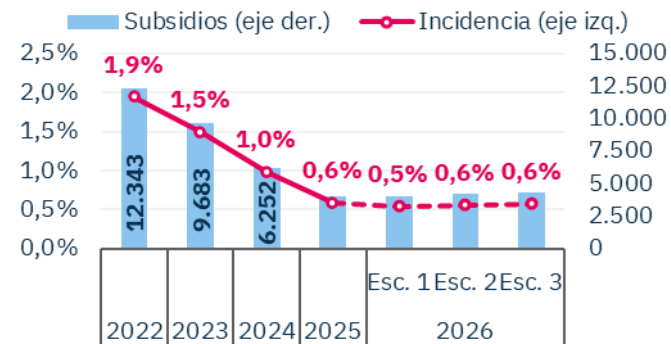
- La estimación se realizó considerando que las tarifas mantienen el mismo grado de cobertura sobre el costo de abastecimiento que el verificado el año pasado.
- Los **bajos volúmenes de importación** de gas natural y GNL determinan que el **impacto** del aumento de precios a nivel internacional tenga un **efecto acotado** en el mercado local.

Notas: (1) Se consideró un nivel de cobertura sobre el costo equivalente al de 2025. (2) Se estimó en base a un consumo medio anual total país de 1.330 m³, considerando el promedio ponderado de los rangos de consumo y la cantidad de usuarios por subzona y distribuidora a nivel nacional. (3) Se consideraron los datos de precios y tarifas correspondientes a 2025 como base de la estimación. (4) Se estimó considerando el consumo medio del AMBA (Edenor y Edesur), en función de la cantidad de usuarios por rango de consumo y por distribuidora. Fuente: elaboración propia en base a CAMESA, ENARGAS, Secretaría de Energía, BCRA, EIA y CME Group.

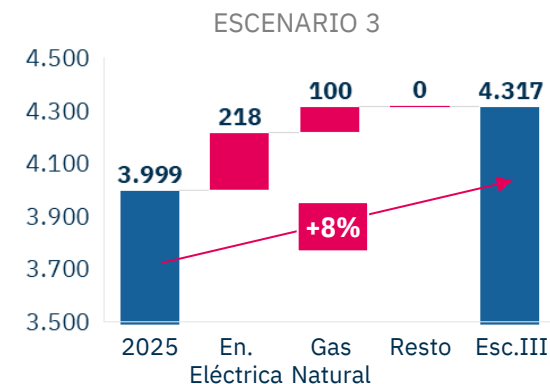
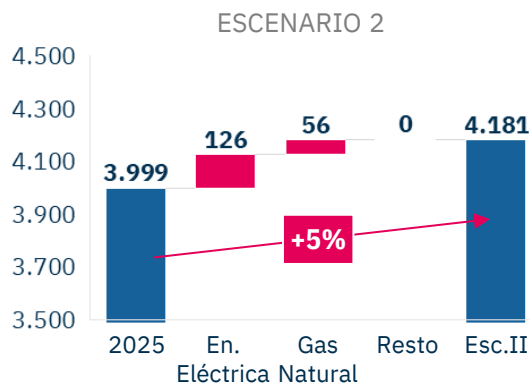
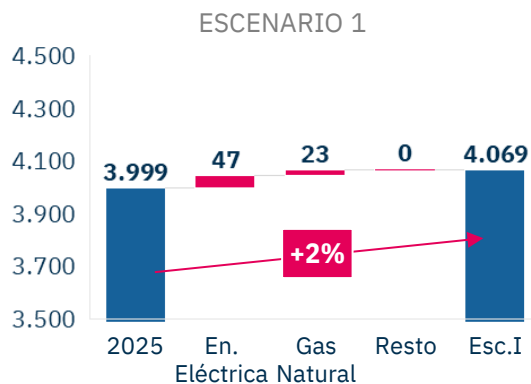
Año 2026 - Impacto del conflicto en Medio Oriente: subsidios

- En 2022 los subsidios a la energía superaron los 12.000 MUSD, como consecuencia del aumento en los costos de abastecimiento y dado el traslado parcial a tarifas de dicho incremento.
- La disminución de los subsidios a la energía y la abrupta contracción que experimentaron los volúmenes de importación de gas natural y GNL en los últimos años determinan que, manteniendo el grado de cobertura de las tarifas verificado el último año, los subsidios a la energía no deberían registrar incrementos significativos durante el presente año.
- En efecto, aún en un escenario de precios del crudo en torno a los 120 USD/bbl, los subsidios a la energía se ubicarían en torno a los 4.300 MUSD, un 0,6% del PIB.

Incidencia de los subsidios sobre el PBI ⁽²⁾ (en MUSD y como % del PIB)



Evolución de los subsidios a la energía en los distintos escenarios propuestos ⁽¹⁾ (en MUSD)



Notas: (1) Se considera que se mantiene el mismo nivel de cobertura de las tarifas sobre el costo de abastecimiento de energía eléctrica y gas natural que durante 2025. (2) Para 2026 se considera un crecimiento del PBI del 3,4%, una inflación promedio anual del 30% y una devaluación promedio anual del 23%, de acuerdo al último REM del BCRA. Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA, Secretaría de Energía, INDEC y BCRA.

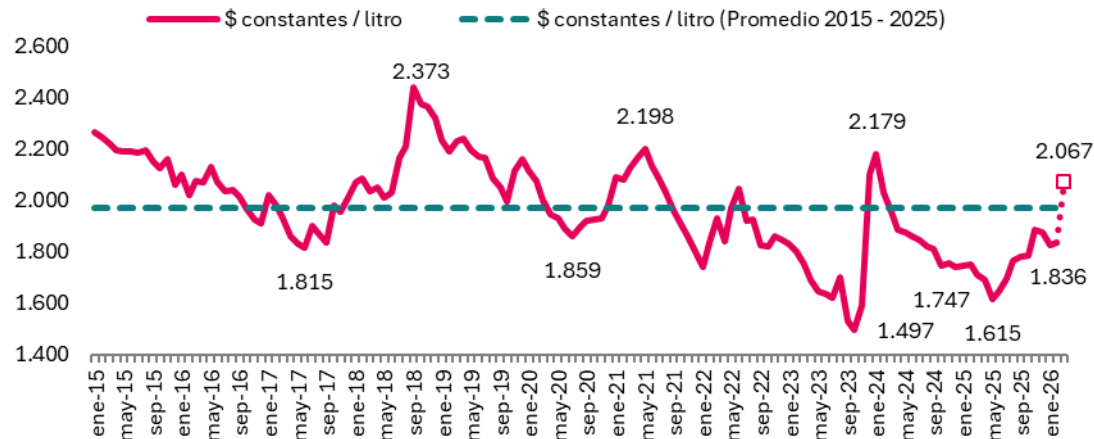
Año 2026 - Impacto del conflicto en Medio Oriente: combustibles



- Los precios de los combustibles en surtidor se encontraban, en términos constantes, por debajo del promedio de la última década antes del inicio del conflicto bélico en Medio Oriente.
- La apreciación del tipo de cambio y la disminución que había experimentado el precio del crudo desde mediados de 2024 posibilitó el abaratamiento de los precios de los combustibles a lo largo de los dos últimos años. A su vez, en dicho período el valor del crudo convergió progresivamente a su precio de paridad de exportación.
- El aumento en los precios internacionales en el último mes se tradujo en incrementos significativos de los precios de los combustibles en surtidor, así como en el canal mayorista.
- Todavía no se dispone de información oficial acerca del incremento que verificaron los precios en surtidor durante el mes de marzo. De todas formas, considerando incrementos a lo largo del mes en torno al 16%, una parte sustancial del incremento del crudo a nivel internacional ya habría sido trasladado al mercado de combustibles local.
- De todas formas, los precios en surtidor no alcanzaron todavía valores que permitan afrontar un precio de paridad de exportación del crudo cercano a los 100 USD/bbl.

Evolución del precio de los combustibles, Ene.24 –Mar.26 ⁽¹⁾

(En \$ constantes por litro)



PRÓXIMOS MESES

- Los aumentos de los combustibles en el mercado local redundarán en una mayor presión inflacionaria a lo largo de los próximos meses. El impacto directo sobre el IPC es de 0,36 p.p. por cada 10% de incremento en el precio de los combustibles en surtidor.
- En las próximas semanas, se deberá definir si los aumentos de los precios en surtidor continúan hasta alcanzar un precio local del crudo en línea con su valor de paridad de exportación, o si se instrumenta algún tipo de “acuerdo privado” para garantizar un desacople transitorio del precio del crudo local respecto a su paridad internacional⁽²⁾.

Nota: (1) Corresponde al precio promedio de naftas grado 2 y 3 ponderado por la demanda. Se supuso una inflación mensual del 3% en marzo de 2026. (2) Adicionalmente el Estado Nacional no incrementó las alícuotas del ICL y CO₂ durante el mes de abril a fin de no presionar aún más al alza los precios en surtidor. De todas formas, dado el retraso que ya exhibía el valor de la alícuota, su impacto no es significativo. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, INDEC y BCRA.

Año 2026 - Impacto del conflicto en Medio Oriente: síntesis

- o La reversión de la tendencia descendente en los precios internacionales de los hidrocarburos —vigente desde mediados de 2024— abre la posibilidad de acelerar los niveles de inversión en el sector hidrocarburífero local y, en consecuencia, brindar un nuevo impulso a la producción.
- o No obstante, los excesos de oferta previos al conflicto, que habían explicado la caída de los precios internacionales en los últimos años, no se han modificado de manera sustancial. Tanto la producción iraní como la de otros países de la región no registran, hasta el momento, daños significativos, con la excepción de la producción de GNL en Qatar.
- o En este contexto, una eventual finalización del conflicto bélico probablemente derive en una disminución de los precios internacionales. Sin embargo, resulta poco probable que estos retornen a los niveles observados a comienzos del año, salvo que se produzca un cambio sustantivo en el escenario geopolítico de Medio Oriente.

FLUJO DE CAJA DE LAS COMPAÑÍAS HIDROCARBURÍFERAS

- La depresión de los precios internacionales, en conjunto con un nivel de endeudamiento por parte de las compañías locales relativamente elevado, había determinado una limitación para continuar incrementando los niveles de inversión.
- En este sentido, la disminución de los precios del crudo durante 2025 supuso la pérdida de flujo de caja para las compañías locales cercano a los 2.465 MUSD.⁽¹⁾
- Aún con una disminución de los precios internacionales desde los niveles actuales, considerando un precio del crudo en torno a los 80 USD/bbl, el flujo de caja de las compañías hidrocarburíferas locales se incrementaría en cerca de **5.600 MUSD** anuales, considerando sólo la producción de petróleo.⁽²⁾

FINANZAS PROVINCIALES

- Un precio del crudo en torno a los 80 USD/bbl incrementaría los recursos percibidos en concepto de regalías en, al menos, **670 MUSD** respecto a los recursos percibidos el pasado año.
- Adicionalmente, las provincias productoras percibirían también ingresos adicionales por el impuesto a los ingresos brutos y sellos.

FINANZAS FEDERALES

- La recaudación por retenciones a la exportación de petróleo se incrementaría en aproximadamente **160 MUSD**⁽³⁾, considerando los volúmenes de exportación del cuarto trimestre de 2025.
- A su vez, se debería verificar un incremento significativo en la recaudación del impuesto a las ganancias.

Alma SADI

- La Res. SE N° 50 (27/02/2026) lanzó “AlmaSADI” para la contratación de almacenamiento eléctrico en el MEM, mediante acuerdos con CAMMESA para potencia y reservas operativas.

Objetivo

- Incorporar baterías en nodos críticos del NOA, NEA, La Pampa, Centro, Litoral, Cuyo y Buenos Aires.
- Reducir interrupciones del servicio y cubrir picos de demanda.

Esquema

CAMMESA como contraparte y pagador del esquema (**oftaker único**)

- Emite documentación comercial.
- Paga mensualmente el precio del acuerdo.

Ficha Técnica



700 MW
Potencia objetivo



700 MUSD
Inversión inicial estimada



15 años
Período de abastecimiento



4 horas consecutivas
De abastecimiento mínimo

Pliego de Bases y Condiciones



Potencia
comprometida



Precios (potencia y energía)



Criterios de adjudicación ⁽¹⁾

En un contexto de expansión limitada de la infraestructura de transporte y creciente demanda en los picos, el **almacenamiento permite sostener los márgenes de reserva del sistema, actuando como una solución de corto plazo frente a restricciones estructurales de la red.** ⁽²⁾

2 Mar

Publicación

8 Mar

Ofertas

21 May

Evaluación sobre A

5 Jun

Evaluación sobre B

19 Jun

Adjudicación

25 Jun

Contratos

Notas: (1) El criterio de preadjudicación se basa en el Valor de Comparación (VC), definido como la suma entre el Valor Ofertado (VO) —expresado en USD/MW-mes para una capacidad de 4 horas— y el Valor de Impacto Nodal (VIN), que refleja el efecto de la localización del proyecto sobre el sistema eléctrico según el nodo de conexión. A tal efecto, el pliego clasifica los nodos en cuatro categorías: muy alto impacto (-750 USD/MW-mes), alto impacto (0 USD/MW-mes), impacto medio (750 USD/MW-mes) y bajo impacto (4.500 USD/MW-mes). Las ofertas se ordenan en forma creciente según el VC, priorizando aquellas que combinan menor precio con una localización más eficiente desde el punto de vista sistémico. (2) La licitación tiene como antecedente el programa Alma GBA, en el cual se adjudicaron 713 MW en el Área Metropolitana de Buenos Aires, con EDENOR y EDESUR como oftakers y CAMMESA actuando como garante. Fuente: elaboración propia en base al Boletín Oficial de la República Argentina.

Alma SADI: Modelo económico y señal de adjudicación por nodo

- El **operador BESS** ⁽¹⁾ (**adjudicatario**) paga por la energía que consume y cobra por la capacidad que ofrece. Por su parte, **CAMMESA** actúa como pagador y administrador del MEM.

REMUNERACIÓN TOTAL DEL PROYECTO POR POTENCIA Y ENERGÍA ⁽²⁾

INGRESO POR POTENCIA

- > Potencia disponible: precio máximo de adjudicación hasta **12.500 USD/MW-mes**
- > Remuneración sujeta a disponibilidad efectiva
- > Ajustada por:
 - **Factor estacional (FE)** (mayor remuneración en meses pico)
 - **Factor anual (FA)** (decreciente)

Impacto del FA y FE sobre la remuneración de potencia

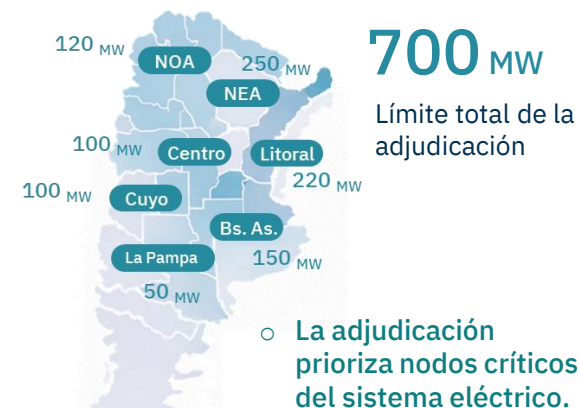
USD/MW-mes	Meses pico (FA*FE)	Meses resto (FA*FE)
2026	19.500	13.000
2027	18.750	12.500
2028	16.500	11.000
2029-36	15.000	10.000
2037	7.500	5.000

Adjudicación por precio: se asigna a las ofertas de menor valor.

FLUJO ENERGÉTICO (COMPONENTE SECUNDARIO)

- > **Energía entregada (descarga)**
 - 10 USD/MWh
 - Precio spot desde 2037
- > **Energía consumida (carga)**
 - 20 USD/MWh
 - Precio spot desde 2037

Señal regional de adjudicación por nodo ⁽³⁾



Resultado económico:

- El valor de 12.500 USD/MW-mes constituye el **precio máximo de adjudicación** (ajustado por los factores anual y estacional).
- El esquema remunera principalmente a la disponibilidad de potencia.**
- El margen energético es negativo (costo de carga superior al precio de descarga) y se compensa mediante pagos por capacidad, **por lo que el valor económico del proyecto reside en la potencia.**

Notas: (1) Battery Energy Storage System. (2) La remuneración total del proyecto comprende: (i) pagos por potencia disponible, (ii) ingresos por energía suministrada, y (iii) pagos por regulación primaria de frecuencia (≈5 USD/MWh, con obligación de aportar al menos el 30% de la potencia). A estos ingresos se descuentan penalizaciones por indisponibilidad y/o incumplimientos, así como el costo de la energía demandada (≈20 USD/MWh). Tanto la energía suministrada (≈10 USD/MWh) como la demandada, y la regulación, convergen a precios spot a partir de 2037. (3) Se establecen límites de escala (máximo 150 MW por proyecto, o menor según nodo, y mínimo 10 MW). Fuente: elaboración propia en base al Boletín Oficial de la República Argentina.

Transporte de gas natural



La resolución N° 66 del 12/03/2026 de la Secretaría de Energía establece la reconfiguración del Sistema de Transporte de Gas Natural. Se reasigna la capacidad de transporte y se definen las rutas por licenciataria, a la vez que se presentan los lineamientos para la asignación de capacidad disponible sobre nuevas rutas de transporte.

❑ Considerando los cambios estructurales verificados en el abastecimiento de gas natural, la evolución de las cuencas productivas y las obras incorporadas al sistema de transporte en los últimos años, se establece una **reconfiguración del sistema de transporte de gas natural**.

❑ El objetivo principal es asegurar el abastecimiento de la demanda prioritaria bajo el nuevo esquema de flujos del sistema.



Gas del Centro
Gas Cuyana
Camuzzi Pampeana
Camuzzi Sur



Naturgy NOA
Litoral
Naturgy Ban
Metrogas

94,9 MMm3/d

Capacidad
asignada

93,5 MMm3/d - Cuencas Locales

1,4 MMm3/d - GNL

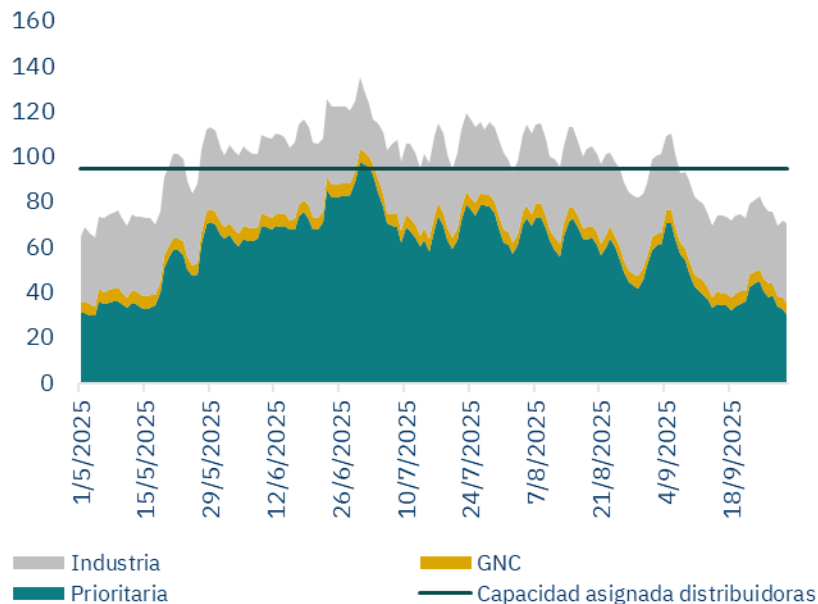
Capacidad anual actual y asignada por distribuidora y subzona

(en MMm3/d)

Distribuidora	Subzona	Capacidad Actual	Capacidad Asignada	Dif.
Naturgy NOA	Salta	2,3	1,5	-0,8
Naturgy NOA	Tucumán	2,7	1,7	-0,9
Gas del Centro	Centro Norte	5,9	6,7	+0,8
Gas del Centro	Centro Sur	1,1	1,5	+0,4
Litoral Gas	Litoral	8,1	7,6	-0,5
Naturgy Ban	Gba	16,9	15,9	-1,0
Metrogas	Gba	19,5	17,1	-2,4
Gas Cuyana	Cuyo	5,5	7,3	+1,8
Gas Nea	Aldea Brasilera	1,7	1,5	-0,2
CGP	Litoral	0,4	0,3	-0,1
CGP	Bahía Blanca	2,5	2,0	-0,5
CGP	Buenos Aires	13,1	14,4	+1,2
CGS	Chubut Sur	2,3	4,4	+2,1
CGS	Santa Cruz Sur	1,3	1,2	-0,1
CGS	Neuquén	6,0	6,0	0,0
CGS	Buenos Aires Sur	2,3	3,4	+1,1
CGS	Tierra Del Fuego	1,0	1,8	+0,8
Redengas		0,5	0,4	-0,1
Bagasa		0,1	0,1	0,0
Distrigas		0,3	0,3	0,0
Total		93,2	94,9	+1,7

Transporte de gas natural

Gas entregado diariamente dentro del sistema de transporte por segmento, May.25 – Sep.25 (en MMm3/d)



➤ Los 95 MMm3/d asignados a las distribuidoras cubrirían prácticamente la totalidad de la demanda prioritaria en el pico.

GASODUCTO PERITO MORENO

- Se instruye a ENARSA y CAMMESA a que rescindan el contrato de transporte en firme sobre el gasoducto Perito Moreno.⁽¹⁾
- ❑ La capacidad de transporte del GPM que estaba en manos de CAMMESA pasa a estar asignada a distribuidoras.
- ❑ La asignación de la capacidad de transporte a distribuidoras permite comenzar a operacionalizar las Resoluciones N°501 y N°606 de la Secretaría de Energía.
- ❑ En este marco, las distribuidoras van a contar con capacidad de transporte excedente por fuera del pico de consumo invernal, capacidad que podrán ceder al segmento de generación eléctrica y/o industrias.
- ❑ Asimismo, la capacidad de transporte en firme les debería permitir a las distribuidoras firmar contratos de abastecimiento directamente con productores del Plan Gas.Ar, quienes ya no tendrían el compromiso de aportar el volumen adicional de gas natural que era destinado mayoritariamente al segmento industrial (división por 0,7 sobre la curva de producción ofertada).

➤ Las Resoluciones N°501 y N° 606, la asignación de la capacidad de transporte a distribuidoras y la transferencia al sector privado de la operatoria de importación de GNL configuran una modificación significativa en la operatoria del sistema de gas natural en nuestro país.

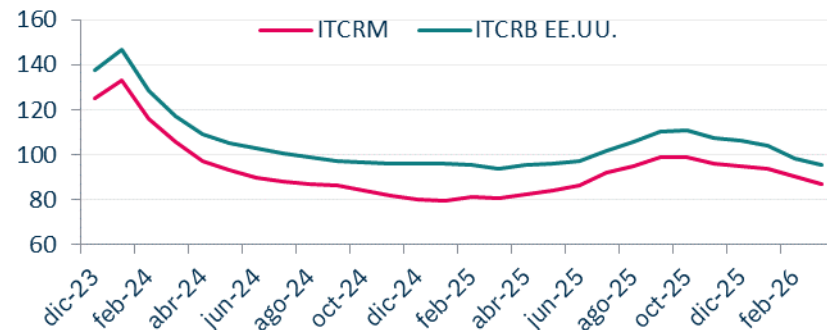
Notas: (1) También se instruye a rescindir o modificar toda otra relación contractual en la que ENARSA sea parte y que impida el uso eficiente de las capacidades de dicho gasoducto, con destino al intercambio entre los sistemas de transporte de gas natural, incluyendo el Contrato de Transporte Firme suscrito con TGS en relación con la capacidad incremental derivada de la construcción del loop de Odorqui sobre el Neuba II. Fuente: elaboración propia en base a Infoleg y ENARGAS.

Contexto económico

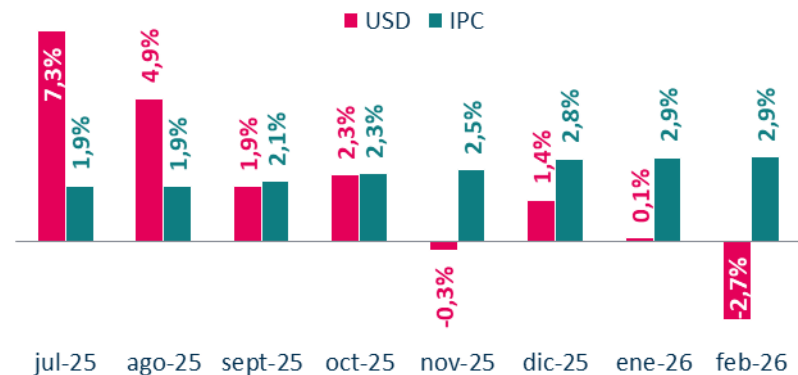
Apreciación del tipo de cambio

- Desde las elecciones legislativas del pasado año, el tipo de cambio real volvió a apreciarse: mientras que entre enero y octubre de 2025 el peso se devaluó un 24% en relación a las monedas de los principales socios comerciales y un 15% respecto al dólar, **desde noviembre el tipo de cambio real multilateral se apreció más de un 12% y el bilateral un 14%.**
- Esta apreciación se produjo por dos fenómenos concomitantes: una apreciación nominal del peso y un incremento en la tasa de inflación.** Desde noviembre pasado, el peso se apreció en términos nominales en relación al dólar un 7,2%, ante la mayor oferta de dólares gracias al endeudamiento externo del sector privado y de varios estados provinciales, así como por la persistencia de una alta tasa de interés en pesos y una muy buena cosecha de trigo. También contribuyó el debilitamiento que exhibió el dólar a nivel mundial hasta mediados de febrero.
- En contraste, la inflación acumulada desde octubre hasta febrero alcanzó casi el 12% y lleva nueve meses consecutivos en alza. Esta combinación de caída del valor del dólar con inflación llevó a que **en marzo el tipo de cambio real se ubique en niveles similares a los de mediados del año pasado.**
- La aparente “paradoja” entre la suba de precios y caída del dólar, en un contexto de estancamiento de la actividad económica, se explica en buena medida por el aumento de los precios regulados (dos puntos por encima del promedio en octubre-febrero), por el impacto de la disminución de retenciones y, en particular por el aumento de los precios de la carne.
- La inflación en el rubro alimentos se ubicó desde octubre pasado tres puntos porcentuales por encima de la variación promedio del IPC.

Tipo de cambio real multilateral y bilateral con EE.UU., Dic.23 – Mar.26⁽¹⁾ (en número índice base 17/12/2015=100)



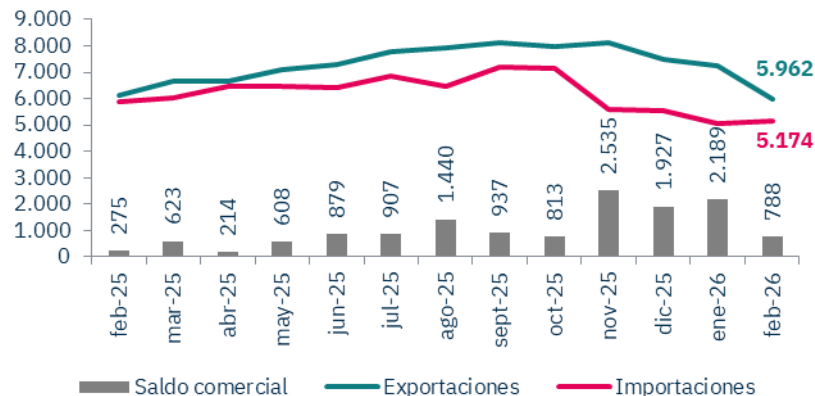
Variación mensual del Índice de Precios al Consumidor, y del dólar mayorista, Jul.25 – Feb.26 (en %)



Problemas de competitividad

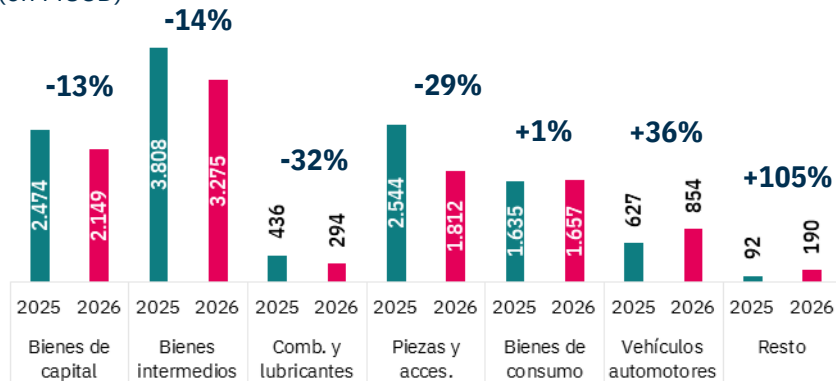
Evolución de exportaciones e importaciones, Feb.25 – Feb.26

(en MUSD)



Variación de las importaciones acumuladas, Ene.-Feb. de cada año

(en MUSD)

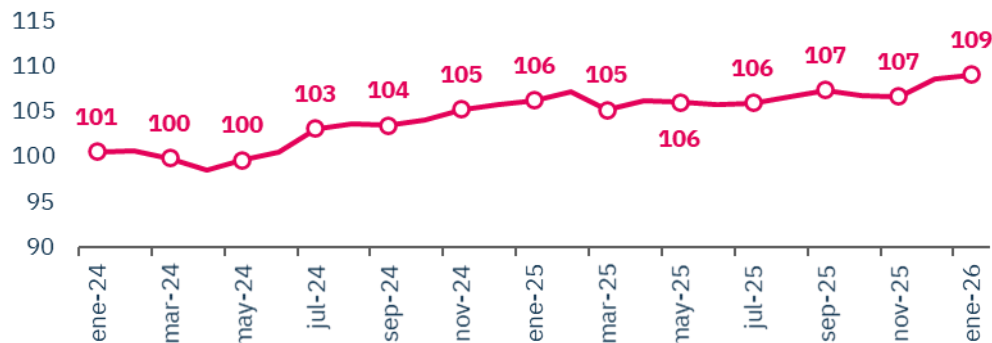


- En el mes de febrero, **se incrementó el superávit comercial** interanualmente en un +186%, producto centralmente de la disminución en un 12% de las importaciones. En efecto, dicho superávit no fue mayor aún por el bajo dinamismo que vienen mostrando las exportaciones.
- **En lo que va del año se registra una caída de -12% en el valor importado respecto al mismo período de 2025. La contracción de las importaciones se explica principalmente por la disminución de la actividad industrial**, ya que en lo que va del año se observan caídas de dos dígitos en bienes de capital (-13%), bienes intermedios (-14%) y piezas y accesorios (-29%).
- En tanto, las compras externas de bienes de consumo (+1%), automotores (+36%) y las “puerta a puerta” (resto; +105%) continuaron aumentando.
- Más allá de cuestiones de estacionalidad, **las exportaciones presentan una trayectoria descendente desde noviembre del año pasado.**
- Si bien la muy buena cosecha de trigo y la suba del precio del oro permitieron que en enero se registrara una expansión interanual de las ventas externas (+22%), en febrero se registró una caída de 3%.
- Mientras que las MOA cayeron un 10% en febrero, las MOI aumentaron +9%. No obstante, cuando se analiza la evolución de estas últimas sin contar el oro -cuyo precio internacional ha venido subiendo aceleradamente en los últimos meses- se observa una caída interanual del 5%.

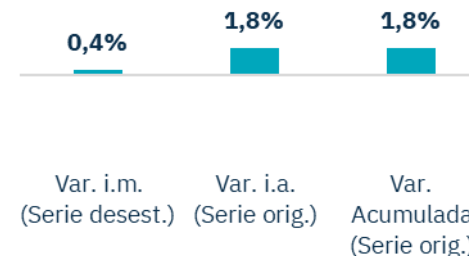
Un crecimiento lento y heterogéneo

Evolución del Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE INDEC, serie desestacionalizada), Ene.25 – Ene.26

(en número índice 2019 = 100)



ENERO 2026

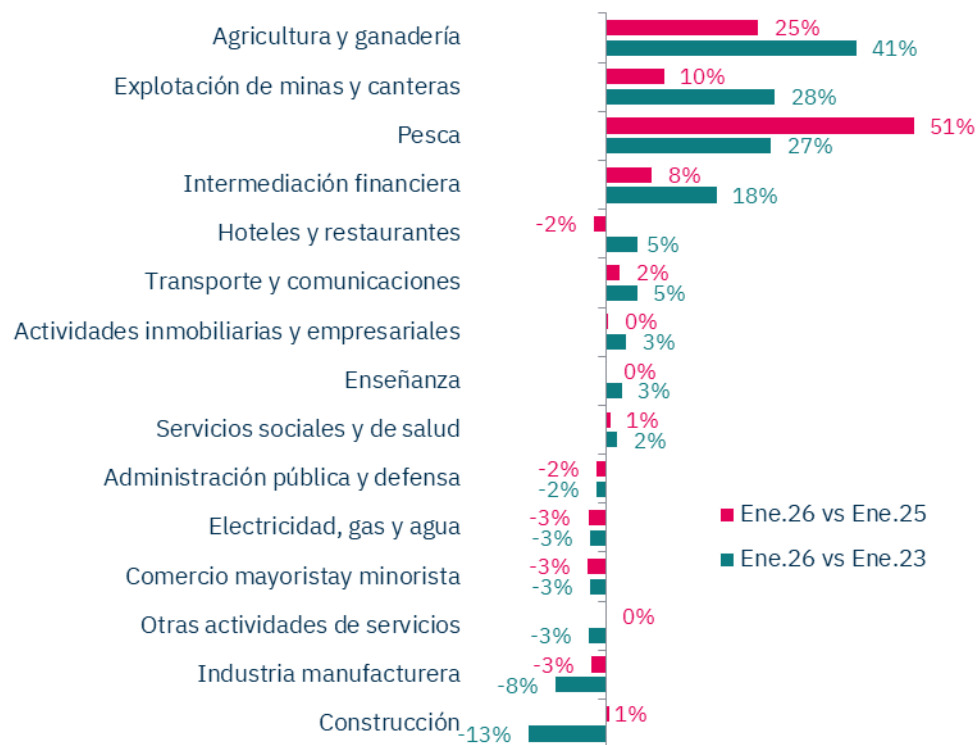


- El último dato oficial sobre nivel de actividad corresponde a enero de este año y muestra que **la economía creció 0,4% respecto a diciembre y 1,8% en términos interanuales**. Es decir, tras la suba desestacionalizada registrada en diciembre, la actividad económica mantuvo su nivel.
- De esta forma, tras registrar un virtual estancamiento desde febrero de 2025, entre diciembre y enero se recuperó parcialmente el nivel de actividad. **Este crecimiento estuvo traccionado, en primer lugar, por el sector agropecuario, seguido de la explotación de minas y canteras e intermediación financiera**. Si bien el sector que más creció en forma interanual en esos dos meses fue Pesca (+38%), el peso del mismo sobre el conjunto de la actividad es mucho más reducido que los anteriormente mencionados. Por su parte, el crecimiento del sector agropecuario (+29% i.a. en los meses de diciembre-enero) se debió fundamentalmente a la excelente cosecha de trigo.
- Sin embargo, la apreciación cambiaria en un contexto de inflación persistente ha agravado los problemas de competitividad de la economía argentina. Dicho proceso, en conjunto con la apertura comercial, favoreció el consumo de bienes (finales) importados y desalentó las exportaciones de productos manufacturados. Esta pérdida de competitividad, combinada con el estancamiento de la demanda doméstica, ha golpeado particularmente a la producción industrial local, siendo este el sector de mayor contribución al PBI, así como uno de los más relevantes en términos de empleo.

Un desempeño heterogéneo

- El crecimiento que exhibió la actividad económica en 2025 (+4,4%) mostró una marcada heterogeneidad, que se mantuvo en los primeros meses de este año.
- **En enero de 2026 los sectores de mayor crecimiento fueron Pesca (+51% i.a.) y Agricultura y ganadería (+25% i.a), minas y canteras (+10%) e intermediación financiera (+8% i.a.).**
- En cambio, continuando la tendencia de los últimos meses, **se registraron caídas en comercio (-3,2% i.a., Electricidad, gas y agua (-3,0% i.a.) e industria manufacturera (-2,6% i.a.).**
- Cabe señalar que dos de estas tres actividades que registraron caídas (comercio e industria) son las de mayor peso en el PBI y dos de las principales generadoras de empleo.
- Por su parte, la construcción mantiene una contracción del 13% respecto a los niveles de actividad alcanzados a comienzos de 2023.
- De esta forma, el crecimiento es traccionado por sectores poco demandantes de mano de obra (agricultura y ganadería, intermediación financiera y minas y canteras) mientras que otros con fuerte peso en el empleo consolidan su estancamiento o retracción (industria, comercio y construcción).

Variación en el nivel de actividad por sector, Ene.26 vs. Ene.25 y Ene.23 (en %)



Nivel de actividad

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

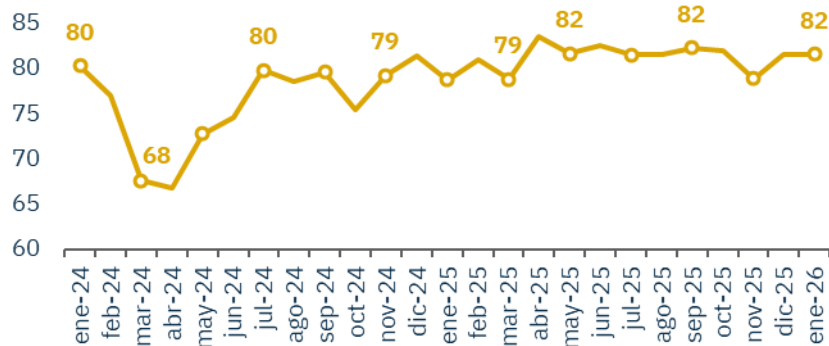
(en N° índice base prom. 2019=100)



- En enero de 2026, la **producción industrial** experimentó una **contracción interanual del 3,2%**, aunque evidenció una recuperación respecto al último semestre de 2025.
- A nivel sectorial, diez de las dieciséis divisiones de la industria manufacturera presentaron caídas interanuales.
- Se destaca la disminución (por incidencia sobre el nivel general) en “Maquinaria y equipo” (-20,2%), “Vehículos automotores, carrocerías, remolques y autopartes” (-25,7%); “Prendas de vestir, cuero y calzado” (-20,6%) y “Otros equipos, aparatos e instrumentos” (-22,1%).

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

(en N° índice base prom. 2019=100)



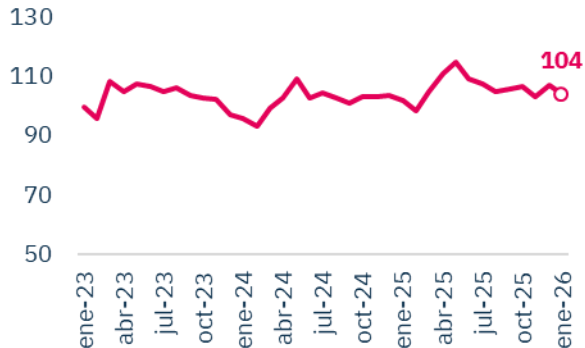
- Por su parte, el **Indicador Sintético de la Actividad de la Construcción (ISAC)** se mantuvo estable en la comparación mensual y registró una **leve recuperación interanual del 1,2%**.

Nivel de actividad

Indicadores de actividad económica (en número índice)

EMAE (ORIGINAL)

(Número índice: base Ene.23 = 100)



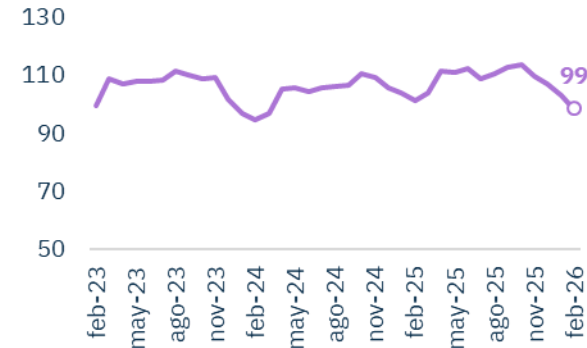
EMAE (Desestacionalizado)

(Número índice: base Ene.23 = 100)



IGA (Ferrerres)

(Número índice: base Feb.23 = 100)



ene-26	EMAE Original
Var. IA	+1,9%

ene-26	EMAE Desest.
Var. IM	+0,4%

Ene-26	IGA Ferreres
Var. IA	-2,9%
Var. IM. Desest.	-0,5%

- En enero de 2026, el estimador mensual de actividad económica registró un incremento del 1,9% interanual y de 0,4% respecto a diciembre de 2025.
- En términos interanuales, se registra un **crecimiento en 10 sectores de la actividad**. **“Pesca”** registró un crecimiento de 50,8% respecto a enero de 2025. Por su parte, **“Agricultura, ganadería, caza y silvicultura”** fue la segunda actividad con mayor incidencia positiva en la variación interanual del EMAE, con un crecimiento de 25,1% i.a..

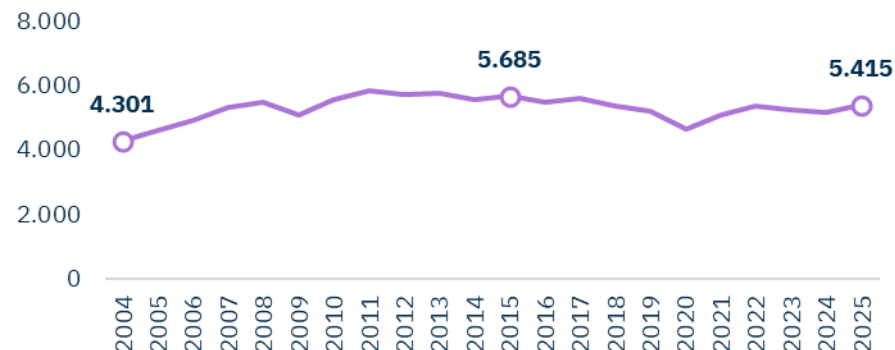
- **De acuerdo al IGA de Ferreres, en febrero de 2026 la actividad registró una caída interanual del 2,9%.** Durante el primer bimestre, se acumula una caída de 1,9%.

Nivel de actividad

- En el **último trimestre de 2025**, la serie desestacionalizada del **PBI** indicó un incremento del **0,6%** respecto al tercer trimestre del año.
- Mientras las exportaciones y el consumo privado crecieron en términos inter-trimestrales, el consumo público y la formación bruta de capital fijo se redujeron.
- En el 4to trimestre de 2025, el PBI registró un crecimiento interanual del 2,1%.
- Para el 2026, las **proyecciones** de PBI del FMI y del REM estiman un crecimiento del 4,0% y 3,2%, respectivamente.

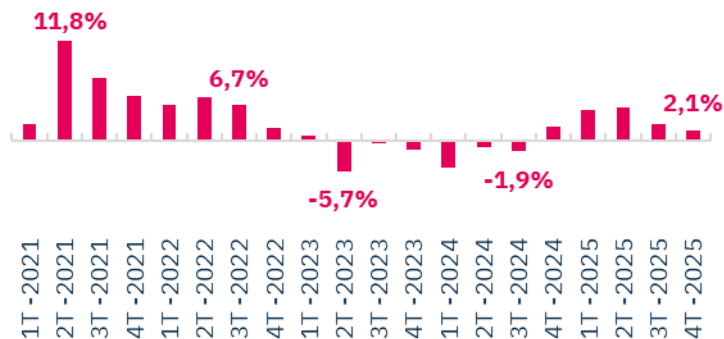
Evolución del PBI per cápita de Argentina, 2004 - 2025

(en USD constantes de 2004)



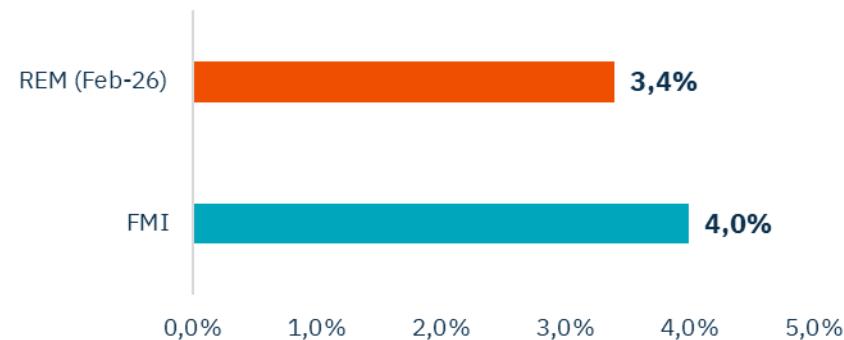
Variación interanual del PBI

(en %)



Proyección de crecimiento del PBI del FMI y REM

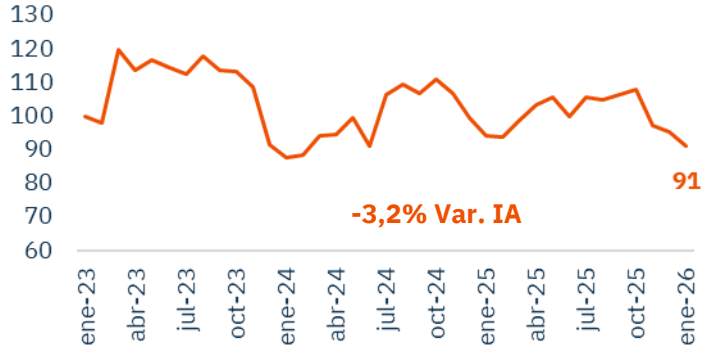
(en %)



Actividad industrial

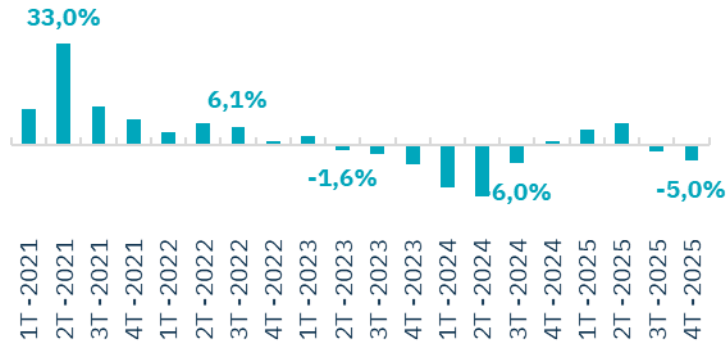
Índice de Producción Industrial (IPI INDEC)

(número índice base Ene.23 = 100)



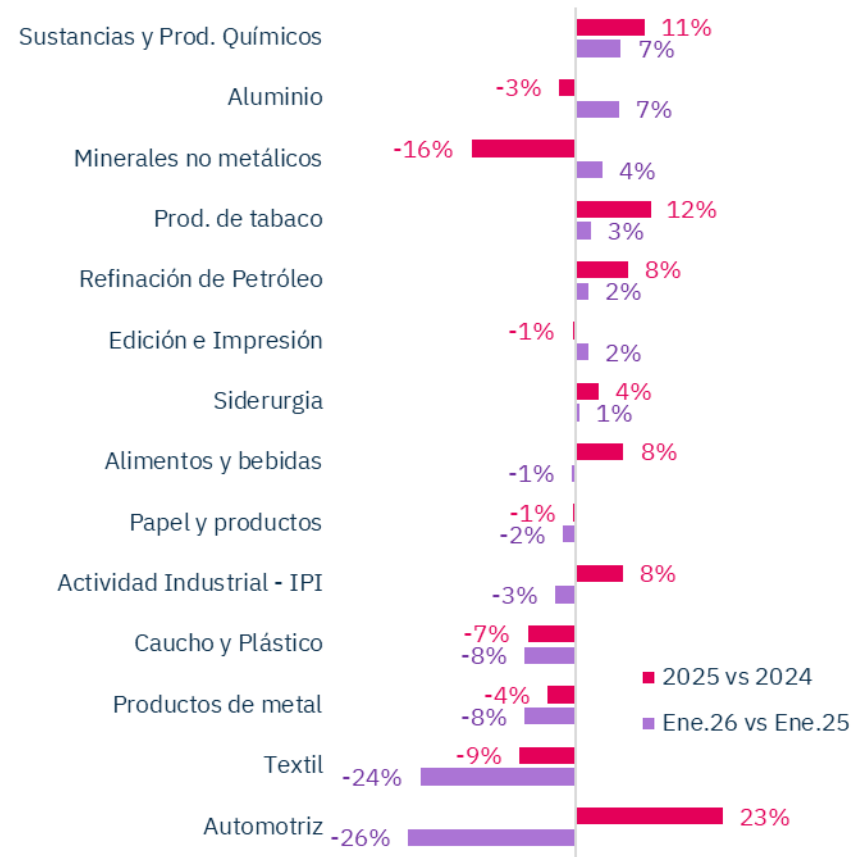
Variación interanual del PBI industrial

(en %)



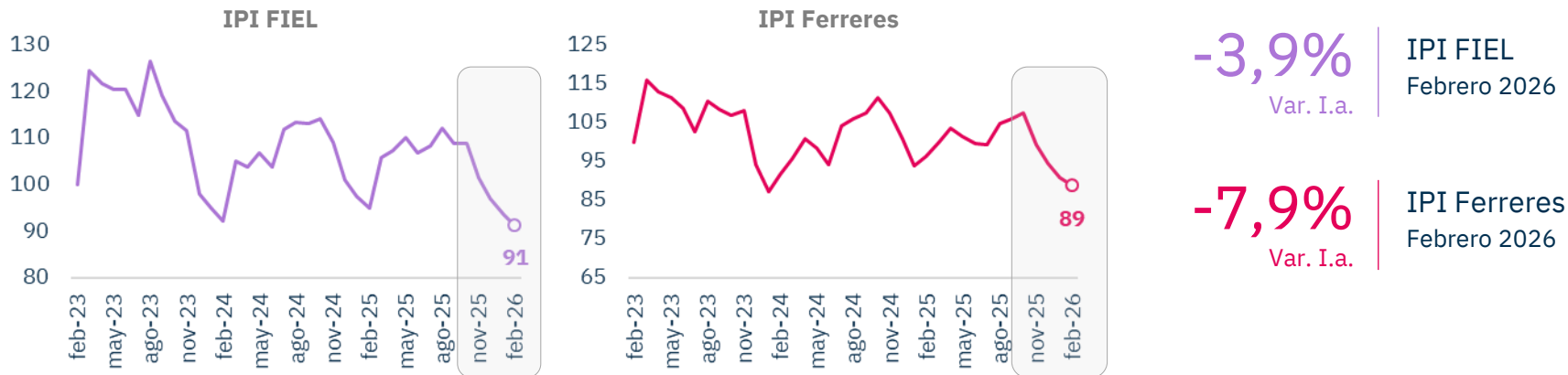
IPI INDEC por bloques

(en %)



Actividad industrial

Índice de Producción Industrial (en número índice base Feb.23 = 100)



Utilización de la capacidad instalada industrial (UCI INDEC)

(en %)

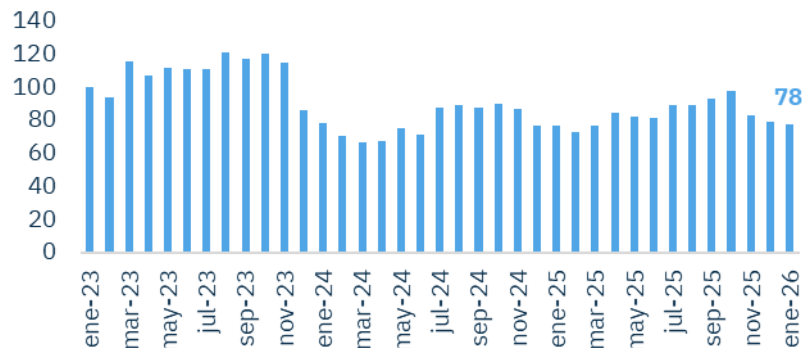


- Las mediciones privadas ratifican la **tendencia contractiva de la industria**.
- Tanto el IPI de FIEL como el de Ferreres registran caídas interanuales en el segundo mes de 2026, con retrocesos del 3,9% y 7,9%, respectivamente.
- En términos mensuales, la serie desestacionalizada de OJF registra una caída del orden del 2,7%.
- En enero de 2026, la utilización de la capacidad instalada se ubicó en 53,6%. Este valor representa una caída de 1,4 p.p frente al mismo mes de 2025 (55%) y consolida una tendencia de mayor ociosidad en el parque industrial.

Actividad de la construcción

Indicador Sintético de Actividad de la Construcción (INDEC)

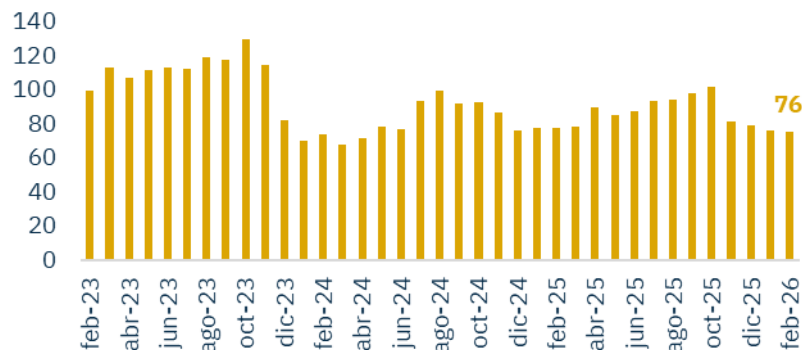
(número índice base Ene.23 = 100)



- En **enero de 2026**, el indicador sintético de actividad de la **construcción** registró un **incremento de 1,2%** interanual, evidenciando una recuperación en contracara a la producción industrial.
- El índice Construya estimó una caída del 2,6% interanual para el mes de febrero de 2026.
- Por su parte, en **febrero** los **costos de la construcción crecieron en 1,9%** respecto a enero de 2026. La mano de obra registró un aumento levemente inferior al nivel general.

Índice Construya

(número índice base Feb.23 = 100)



Índice del Costo de la Construcción (INDEC)

(variación mensual en %)

+1,9%
Var. I.m.

Nivel general
Febrero 2026

+1,6%
Var. I.m.

Mano de obra
Febrero 2026

Consumo

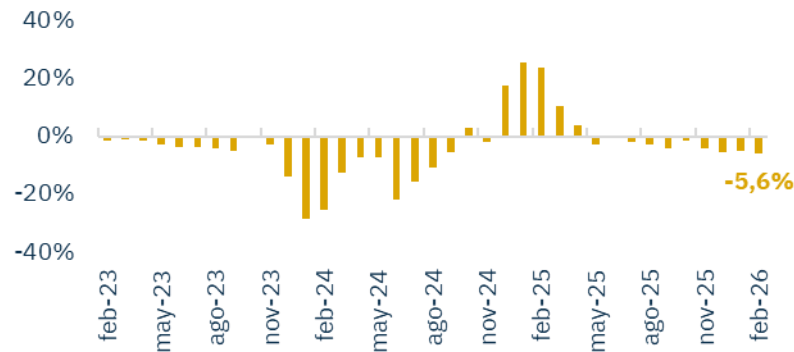
Ventas en centros de compras (INDEC)

(variación interanual en %)



Ventas minoristas (CAME)

(variación interanual en %)



Ventas en supermercados (INDEC)

(variación interanual en %)



Patentamientos (SIOMAA)

(en miles de vehículos y %)

42,0

Miles de vehículos
patentados en febrero 2026

-5,7%

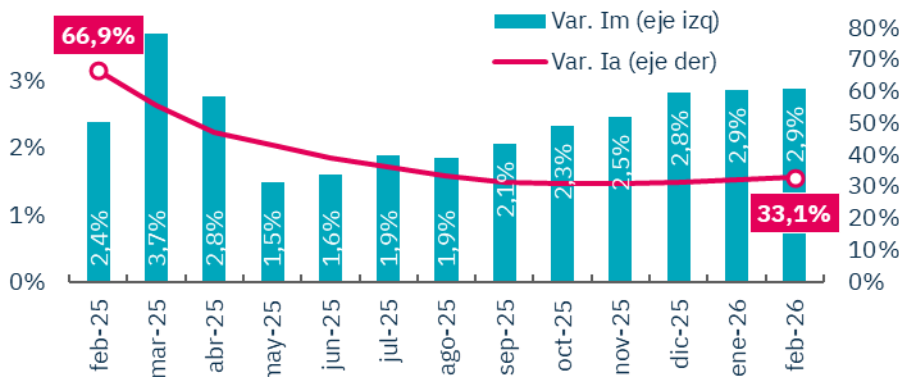
Var. I.a. (febrero 2026 vs. febrero 2025)

-36,8%

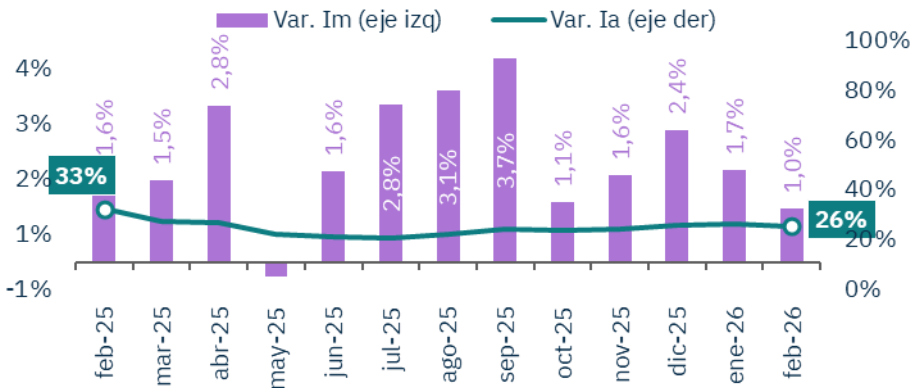
Var. I.m. (febrero 2026 vs. enero 2026)

Precios

Variación mensual e interanual del Índice de Precios al Consumidor, Feb.25 – Feb.26 (en %)



Variación mensual e interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor, Feb.25 – Feb.26 (en %)



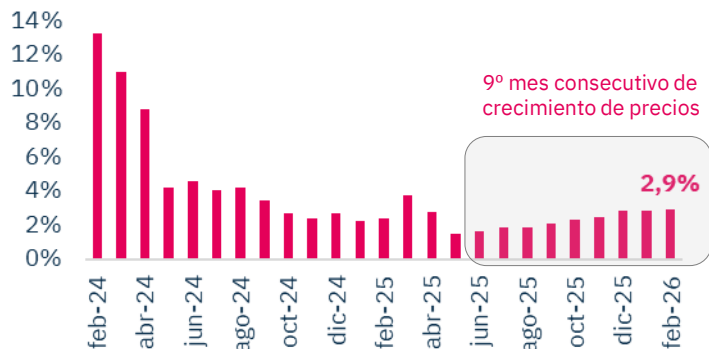
- En **febrero de 2026**, la **inflación minorista** se ubicó en el **2,9% mensual**, sosteniendo el ritmo del mes previo. Este registro consolida un proceso de aceleración por noveno mes consecutivo del ritmo de variación de los precios minoristas, alcanzando el nivel más alto desde marzo de 2025.
- El incremento estuvo liderado por el rubro Vivienda, agua, electricidad y gas (+6,8%), reflejando el impacto de la actualización de tarifas de servicios públicos. Le siguieron Alimentos y bebidas no alcohólicas (+3,3%), con incidencia directa en las canastas básicas. También se destacaron subas en bienes y servicios varios (+3,3%), restaurantes y hoteles (por factores estacionales) y comunicaciones (+3,0%).
- La variación anual de los precios minoristas ascendió al 33,1%, lo que representa una suba de 0,7 p.p. respecto a enero.

- Por su parte, los **precios mayoristas** registraron una **suba del 1,0% en febrero**, desacelerando respecto al mes previo. Mientras que la energía eléctrica (+7,1%) y minerales impulsaron el índice, los productos importados registraron una disminución (-2,7%).

Índice de precios al consumidor

Índice de Precios al Consumidor Nacional (INDEC)

(variación mensual en %)

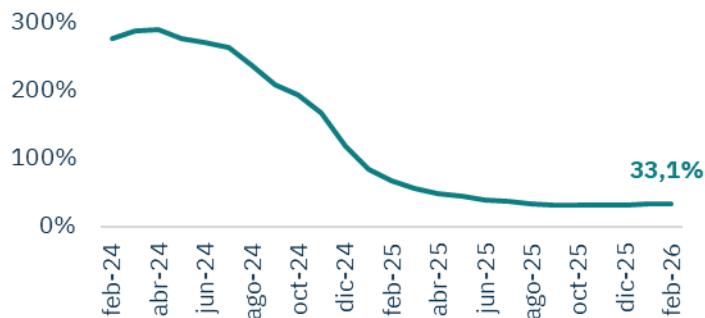


Mayores incrementos – IPC Febrero 2026 (%)



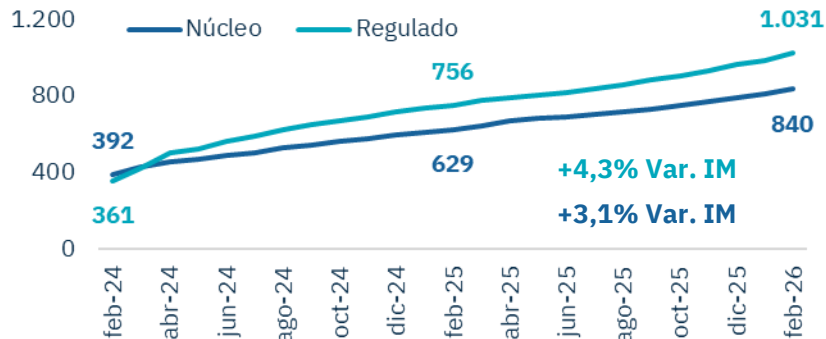
Índice de Precios al Consumidor Nacional (INDEC)

(variación anual en %)



IPC Nacional – Núcleo y Regulados

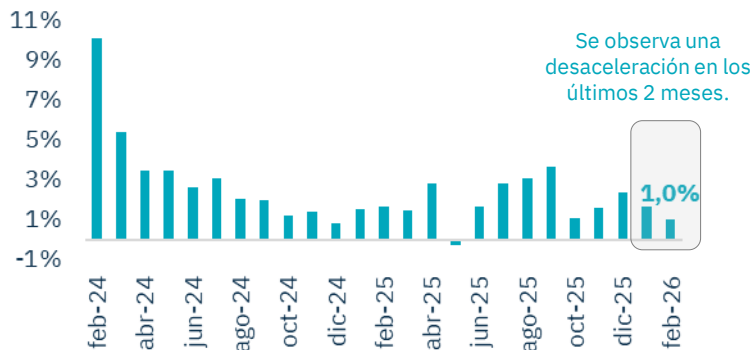
(número índice base Feb.23 = 100)



Índice de precios mayoristas

Índice de Precios Internos al por Mayor (INDEC)

(variación mensual en %)

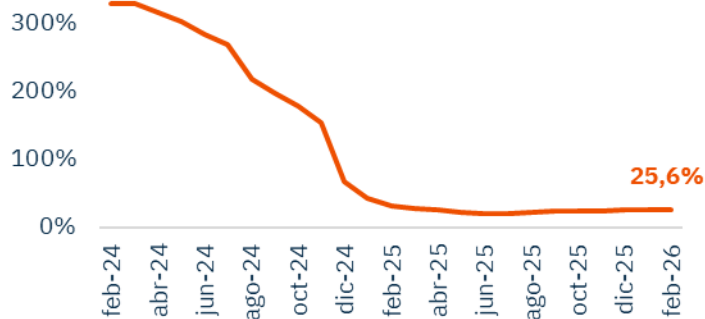


Mayores incrementos – IPIM Febrero 2026 (var. mensual en %)

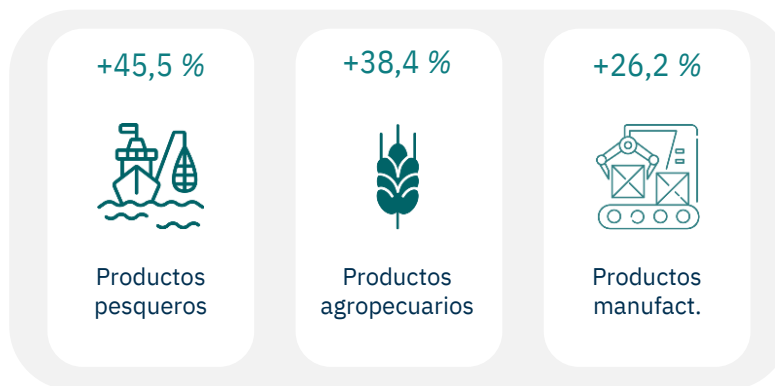


Índice de Precios Internos al por Mayor (INDEC)

(variación anual en %)



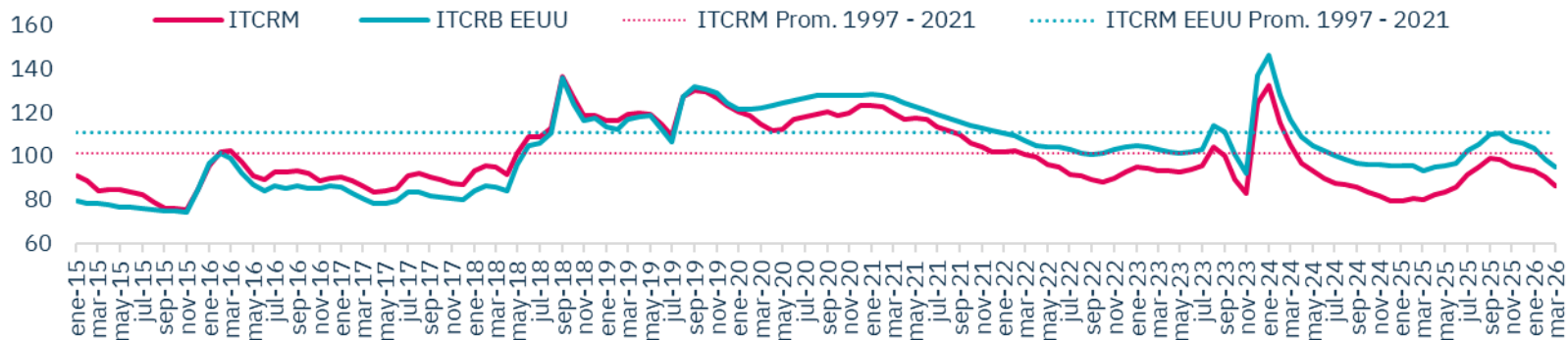
Mayores incrementos – IPIM Febrero 2026 (var. anual en %)



Sector externo

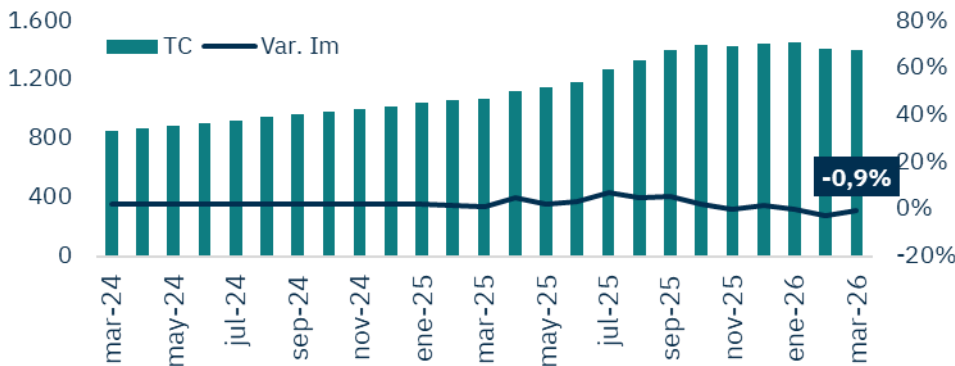
Índice de tipo de cambio real multilateral y bilateral con Estados Unidos ⁽¹⁾

(número índice base 17/12/2015 = 100)



Tipo de cambio

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



1.397
ARS/USD

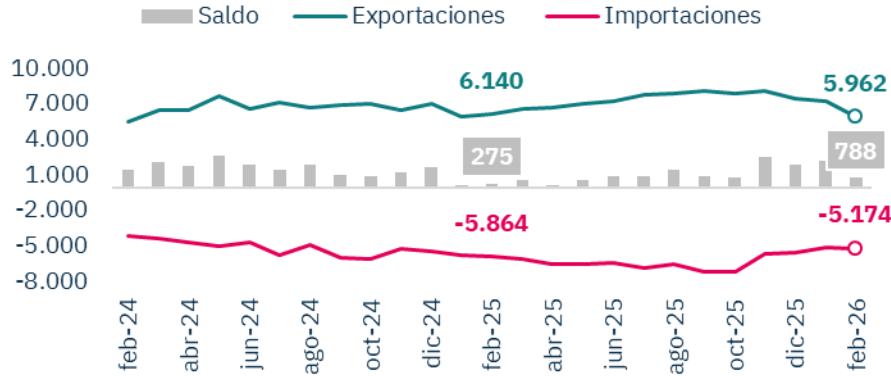
Tipo de cambio oficial
Promedio Marzo 2026 ⁽¹⁾

- En el mes de **marzo**, en línea con la tendencia decreciente del dólar mayorista, el **tipo de cambio real multilateral se apreció** y volvió a niveles similares a los registrados a mediados del año pasado.

Sector externo

Exportaciones, importaciones y saldo comercial

(en MUSD)



+186,1%

Feb.26 vs Feb.25

Saldo comercial

-2,9%

Feb.26 vs Feb.25

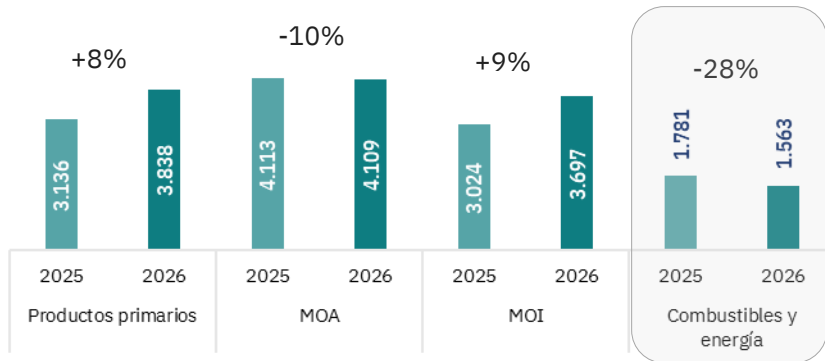
Exportaciones

-11,8%

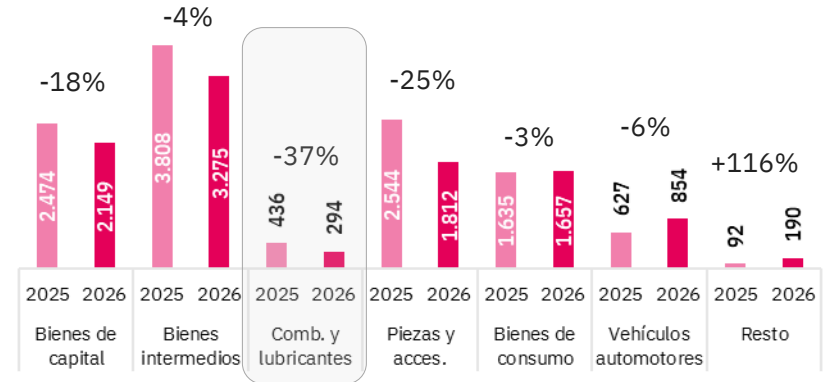
Feb.26 vs Feb.25

Importaciones

Variación de las exportaciones, feb.25 vs feb.26 (en MUSD)



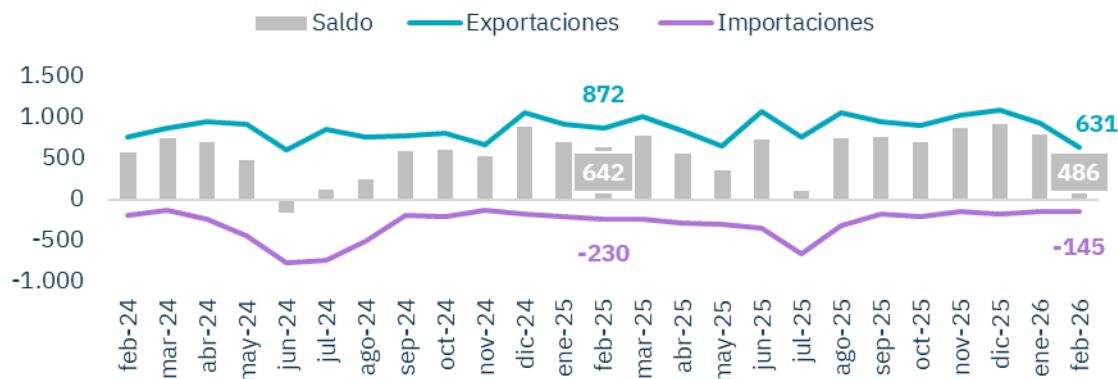
Variación de las importaciones, feb.25 vs feb.26 (en MUSD)



Sector externo energético

Exportaciones, importaciones y saldo comercial energético

(MUSD y % var. interanual)



-24,3%

Feb.26 vs Feb.25

Saldo
comercial

-27,6%

Feb.26 vs Feb.25

Exportaciones

-36,8%

Feb.26 vs Feb.25

Importaciones

Exportaciones energéticas, Febrero 2026

(en MUSD, % var. interanual, volumen y precio)

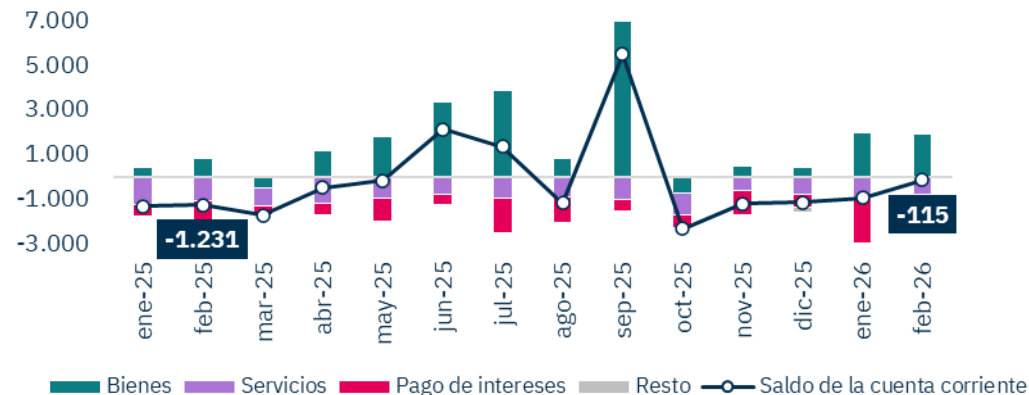
	Valor (MUSD)	Var. Ia (%)	Volumen (kbbbl/d y MMm3/d)	Var. Ia (%)	Precio (USD/bbl y USD/MMBTU)	Var. Ia (%)
Petróleo	321	-32%	182	-16%	63	-19%
Gas Natural	51	-18%	8,0	-27%	6,2	+12%
Resto	260	-23%				
Total	631	-28%				

- La **caída de las ventas externas fue generalizada** y significativa en los principales cuatro rubros: petróleo (-32%), naftas (-30%), gas natural (-18%), y búnker (-11%).
- En el caso del petróleo, la contracción en las ventas externas se debió a la disminución del volumen exportado (-16%) y de los precios (-19%).
- En el gas natural, se registró una contracción del 27% en el volumen exportado, que fue parcialmente compensado por el aumento en los precios (+12%).

Mercado cambiario

Evolución de la cuenta corriente del balance cambiario

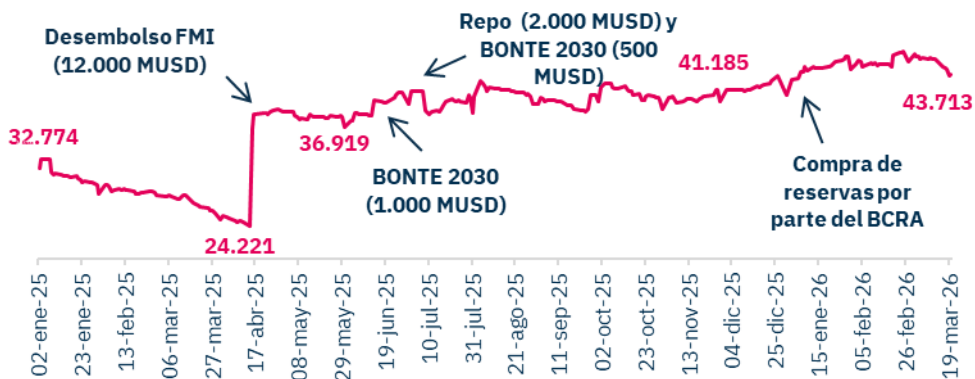
(en MUSD)



- En **febrero de 2026**, el saldo de la cuenta corriente registró un **déficit de 115 MUSD**, valor más reducido que el verificado en los meses previos.
- El déficit de la cuenta corriente se explica centralmente por el balance de servicios (-741 MUSD) y el pago de intereses (-1.225 MUSD).
- Déficits que fueron compensados parcialmente por el superávit en la cuenta de bienes (+1.959 MUSD).
- Por su parte, la cuenta financiera cambiaria resultó superavitaria en 198 MUSD.

Evolución de las reservas internacionales ⁽¹⁾

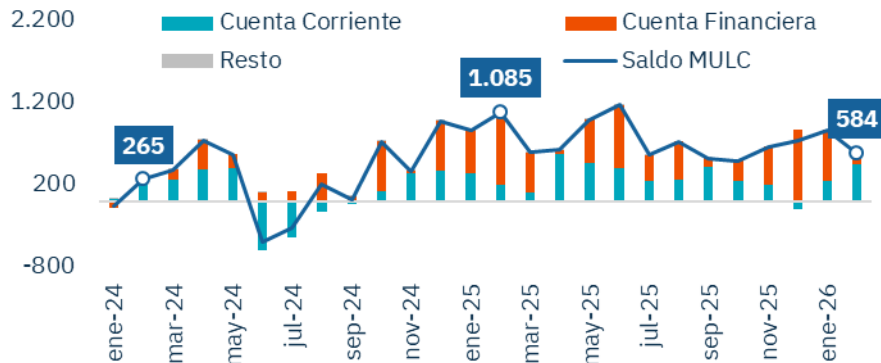
(en MUSD)



- Las **reservas internacionales** aumentaron en 1.063 MUSD durante el mes de febrero centralmente por las compras de moneda extranjera en el mercado de cambios por parte del BCRA y por el aumento de la cotización en dólares de los activos que componen las reservas
- A su vez, dichos movimientos fueron parcialmente compensados por la cancelación de intereses y cargos con el FMI por 834 MUSD.

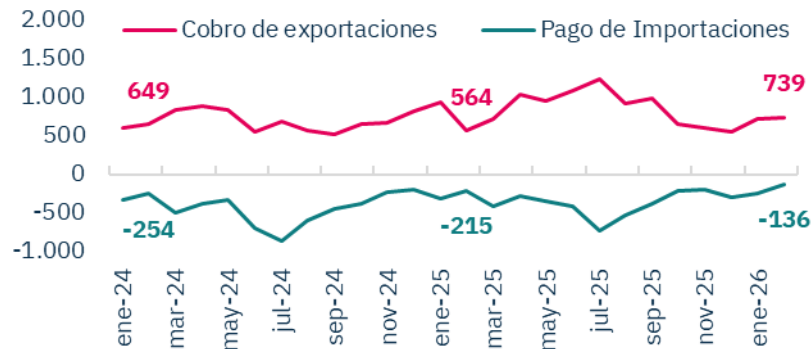
Mercado Único y Libre de Cambios del Sector Energético

Resultado del Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) del sector energético ⁽¹⁾ (en MUSD)

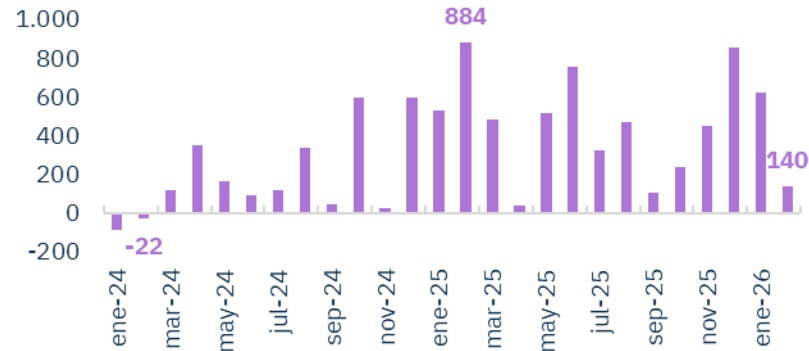


- Durante el **primer bimestre del año**, el sector energético registró un **superávit de 1.449 MUSD**, de los cuales 684 MUSD correspondieron a la cuenta corriente y 765 MUSD a la cuenta financiera y de capital.
- En febrero del corriente año, el sector aportó positivamente al balance cambiario con ingresos por 584 MUSD.
- El resultado positivo de febrero se explicó en un 76% por el aporte de la cuenta corriente (444 MUSD), mientras la cuenta financiera y de capital aportó 140 MUSD.

Cobro de exportaciones y pago de importaciones de bienes (en MUSD)



Saldo de la cuenta financiera (en MUSD)

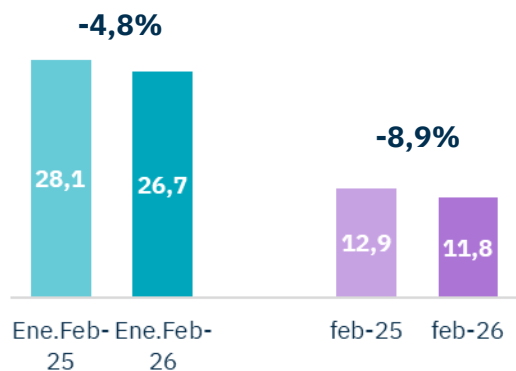


Nota: (1) Se consideraron las ramas de actividad: Extracción de Petróleo y Gas Natural, Fabricación de coque y productos de la refinación de petróleo y Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado. Fuente: elaboración propia en base a BCRA.

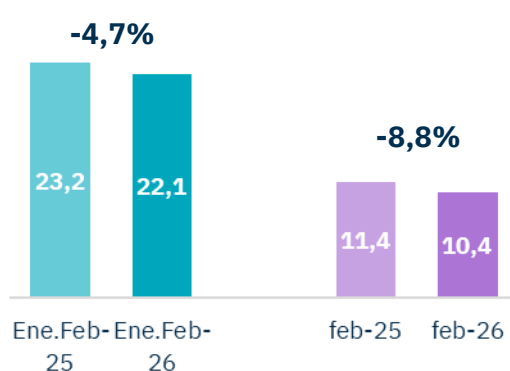
Situación fiscal

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

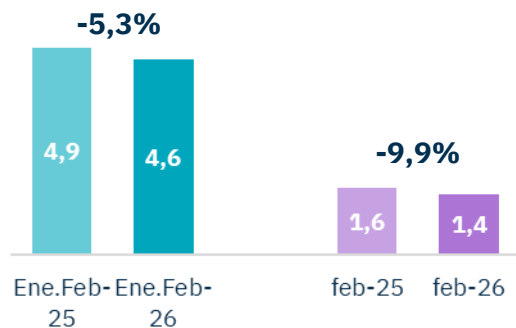
INGRESOS TOTALES



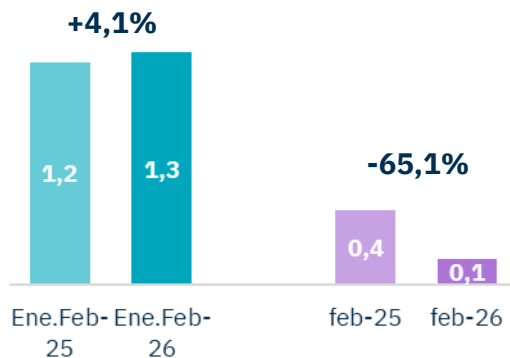
GASTOS PRIMARIOS



RESULTADO PRIMARIO



RESULTADO FINANCIERO



- En **febrero de 2026**, tanto los ingresos como los gastos primarios se redujeron un 9% i.a. en términos reales.
- El resultado financiero fue positivo en 0,1 billones de pesos, producto de un superávit primario que permitió cubrir los pagos de intereses de la deuda.

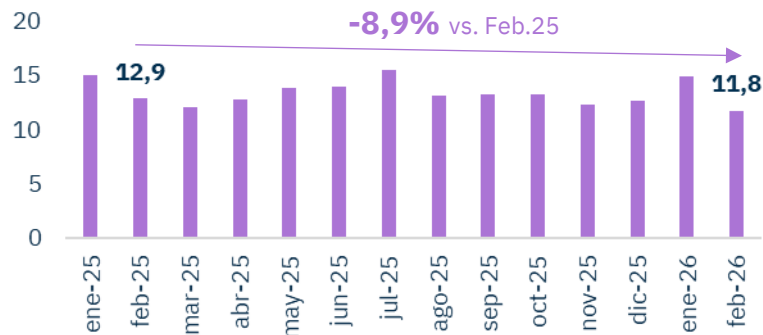
Situación fiscal

11,8
Billones de ARS

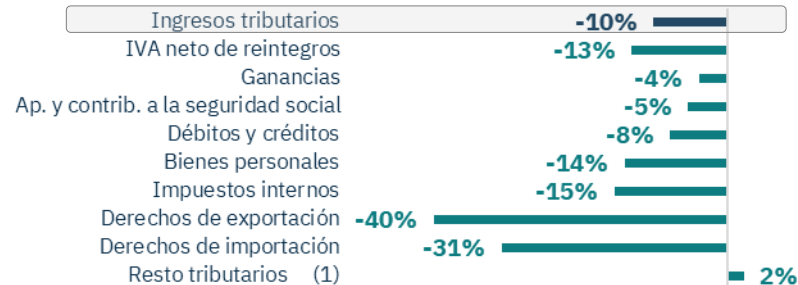
Ingresos totales
Febrero 2026

- El **93%** correspondió a **ingresos tributarios**.

Ingresos totales, Ene.25 – Feb.26 (billones de \$ const. de feb.26)



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

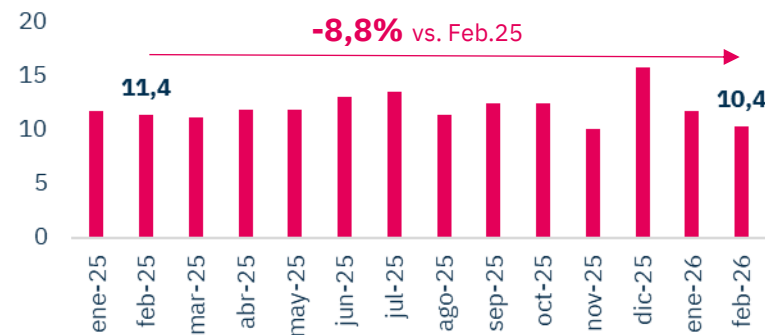


10,4
Billones de ARS

Gastos primarios
Febrero 2026

- El **98%** correspondió a **gastos corrientes primarios**.

Gastos primarios, Ene.25 – Feb.26 (billones de \$ const. de feb.26)



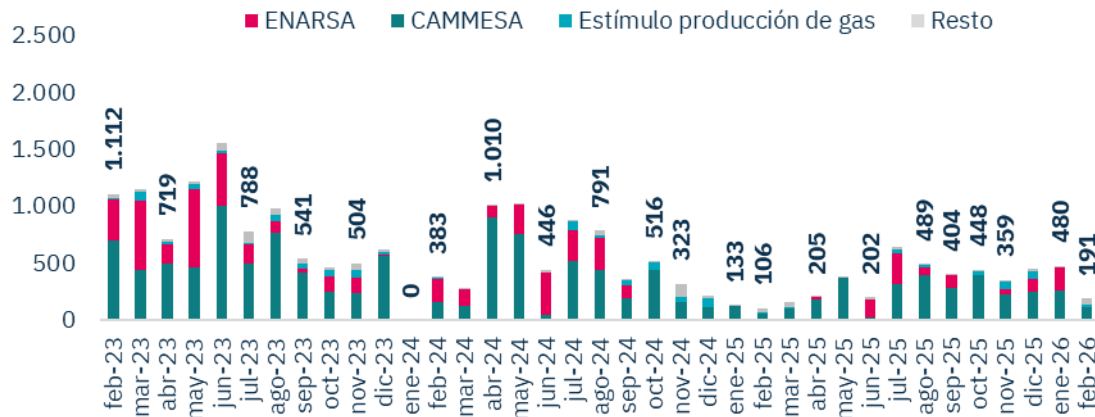
Variación de los gastos primarios corrientes por partida, Feb.26 vs Feb.25 (%)



Subsidios

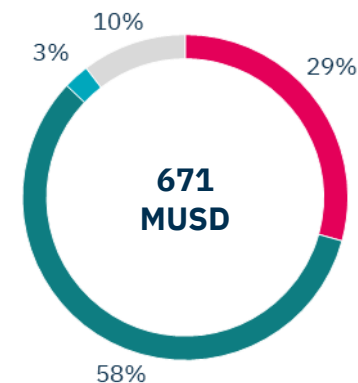
Subsidios al sector energético

(MUSD)



Participación por tipo de subsidio en 2026 (2)

(MUSD)



Principales subsidios al sector energético (1)

(MUSD)

	Ene.Feb-25	Ene.Feb-26	Var.	feb-25	feb-26	Var.
ENARSA	0	196	196	0	0	0
CAMMESA	185	387	203	57	120	64
Estímulo producción de gas	17	17	0	17	17	0
Resto	37	70	33	32	53	21
Total	239	671	432	106	191	85

- En febrero de 2026, los subsidios al sector energético se ubicaron un 60% por debajo de lo devengado el mes anterior.
- En la comparación interanual, las transferencias crecieron un 81% respecto a febrero de 2025, incremento traccionado principalmente por los mayores giros a CAMMESA (+112%).

Biocombustibles

SÍNTESIS

CONSUMO Y PRODUCCIÓN GLOBAL DE BIOCOMBUSTIBLES

- Según las proyecciones de la IEA, el consumo global de biocombustibles crecería hasta 2030 a una tasa anual del **3,4%**, desacelerándose respecto de la década previa. Su participación en la demanda de combustibles para transporte aumentaría de **4% (2024) a 6% (2030)**.
- El **etanol** continuaría siendo el biocombustible dominante, aunque perdería participación frente otros segmentos, **biojet (SAF)** y, en menor medida, **diésel renovable**.
- El crecimiento de la demanda se concentraría en el **transporte terrestre**, que explicaría cerca del **80% del incremento total**, liderado por **Brasil, Indonesia, India y Europa**.
- El **sector aviación** aportaría alrededor del **18% del crecimiento**, impulsado principalmente por **Europa y Estados Unidos**, mientras que el **transporte marítimo** tendría una contribución marginal, también liderada por Europa.
- Por el lado de la **oferta**, durante los próximos años **Estados Unidos** se mantendría como el principal productor a nivel mundial, aunque con una menor participación que la actual. Su producción de etanol crecería de forma moderada, mientras que se registraría una significativa expansión de la producción de diésel renovable y biojet. Por su parte, **Brasil** conservaría su posición como el segundo productor mundial, gracias al crecimiento de la producción de etanol y, en menor medida, biodiésel.

- ❑ A nivel global, en el marco de la transición energética, los biocombustibles han sido promovidos como herramienta para la reducción de emisiones de GEI. No obstante, los cuestionamientos ambientales y sociales asociados a los biocombustibles tradicionales han impulsado el desarrollo de alternativas avanzadas, como el diésel renovable y el combustible sostenible de aviación (SAF).
- ❑ En este contexto, los biocombustibles tradicionales (basados en cultivos agrícolas) continuarían expandiéndose principalmente en países sin usos alternativos más rentables para esa producción (ej. Brasil y el etanol de caña).
- ❑ Los segmentos de mayor dinamismo pasarían a ser los biocombustibles avanzados, orientados a sectores difíciles de descarbonizar (hard-to-abate), en particular el transporte aéreo, donde el SAF emerge como la principal solución de corto y mediano plazo.

SÍNTESIS

BIOCOMBUSTIBLES EN ARGENTINA

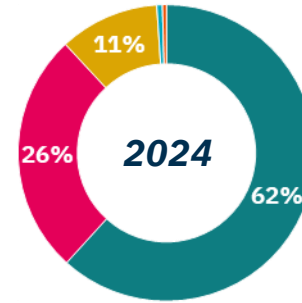
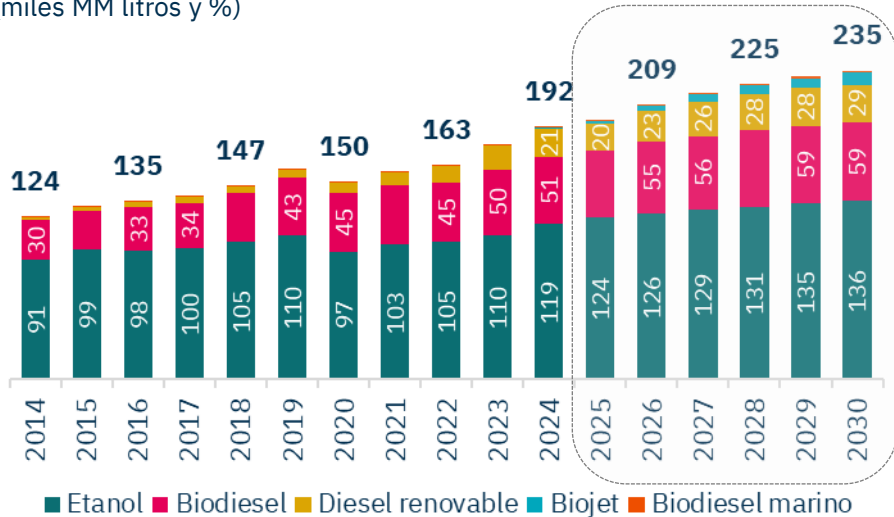
- En Argentina, el desarrollo del sector fue impulsado por el **Régimen de promoción y uso sustentable de biocombustibles** del año 2006 (luego modificado en 2021) que, entre otros aspectos, estableció **cortes obligatorios** en naftas y gasoil y un esquema regulado de **cupos** y **precios** para el mercado interno.
- Desde el punto de vista **fiscal**, el esquema ha generado un **costo para el Estado**, dado que los biocombustibles están **exentos del ICL y CO₂** y, a su vez, para su elaboración **se dejan de exportar aceite de soja y maíz** (gravados con derechos de exportación).
- En **términos externos**, el impacto es mixto:
 - **Negativo en biodiesel**, ya que el ahorro en importaciones de gasoil no compensa la menor exportación de aceite de soja.
 - **Positivo en etanol**, especialmente de caña, por sustitución de importaciones sin resignar exportaciones.
- Por el lado de los precios, el régimen ha implicado un **sobrecosto en surtidor**, explicado por los mayores precios y el menor poder calorífico de los biocombustibles con relación a los combustibles fósiles.

- En el último año, se debatieron distintos proyectos para reemplazar el régimen vigente de biocombustibles. La iniciativa más reciente, impulsada por el Gobierno nacional, propone avanzar hacia un esquema más desregulado, basado en acuerdos entre privados, con un período de transición hasta 2028.
- El proyecto contempla un aumento en los niveles de corte obligatorio, lo que permitiría absorber capacidad ociosa. Asimismo, introduce un esquema gradual de licitaciones para la asignación de cupos y la formación de precios.
- En este marco, los impactos fiscales, externos y sobre los precios en surtidor se mantendrían en línea con el esquema actual, aunque podrían intensificarse ante el mayor uso de biocombustibles.
- Respecto a la producción de biocombustibles avanzados, se han anunciado algunas inversiones tanto por el sector hidrocarburífero como por productores de biocombustibles existentes, destacándose los proyectos orientados a la producción de SAF (Santa Fe Bio).

Consumo de biocombustibles a nivel global

Consumo de biocombustibles en el sector transporte, 2014 – 2030 ⁽¹⁾

(miles MM litros y %)

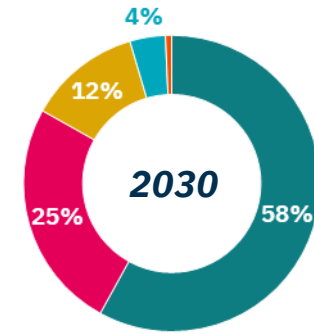


4,5%

T.A.A.C
2014 - 2024

3,4%

T.A.A.C
2024 - 2030



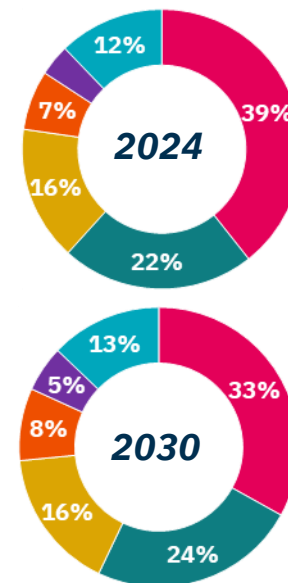
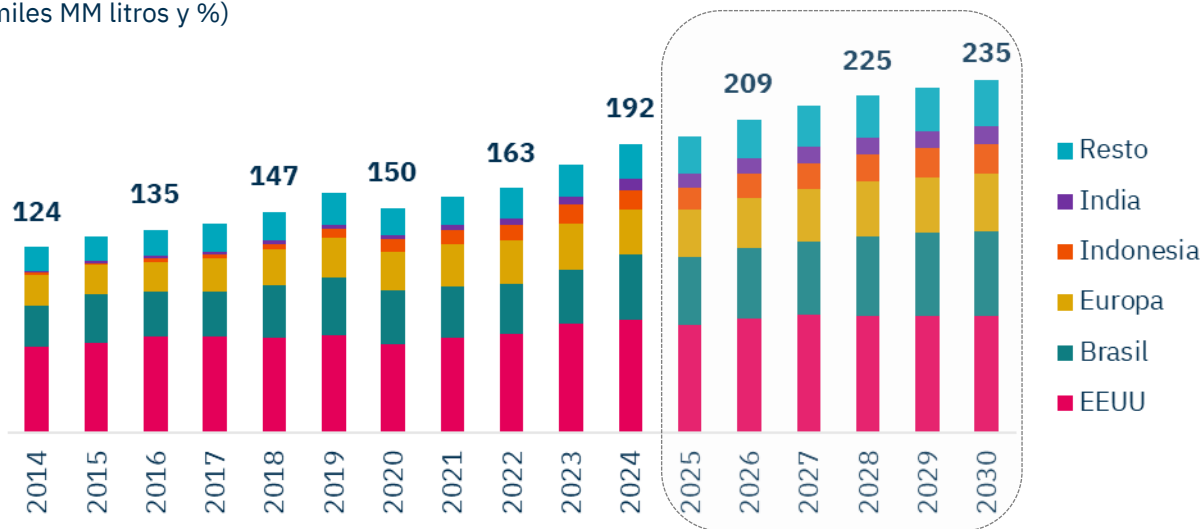
- En 2024 los biocombustibles representaron el 4% de la demanda total de combustibles para el sector transporte, participación que ascendería al 6% en 2030.

- De acuerdo con las proyecciones de la IEA, el **consumo global de biocombustibles** mantendría una trayectoria de crecimiento hasta 2030, aunque con una **desaceleración del ritmo** respecto de la década anterior.
- Si bien el **etanol** continuaría siendo en 2030 el **biocombustible de mayor participación**, su **incidencia se reduciría** en relación con la observada en 2024, como consecuencia del crecimiento del consumo de otros biocombustibles.
- El **diésel renovable**, que registró el **mayor crecimiento en su consumo en los últimos años**, continuaría expandiéndose, aunque a un ritmo significativamente menor, por lo que su participación en el total de biocombustibles se mantendría prácticamente estable.
- El **mayor incremento** se registraría en el **biojet**, que alcanzaría una participación del 4% en el consumo total de biocombustibles hacia fines de la década.

Notas: (1) Corresponde al caso base. Adicionalmente, IEA presenta un caso acelerado, con una tasa anual acumulativa de crecimiento del 8,5% hacia 2030, alcanzando los biocombustibles el 8% de la demanda total de combustibles del sector transporte. Fuente: elaboración propia en base a IEA.

Consumo de biocombustibles a nivel global

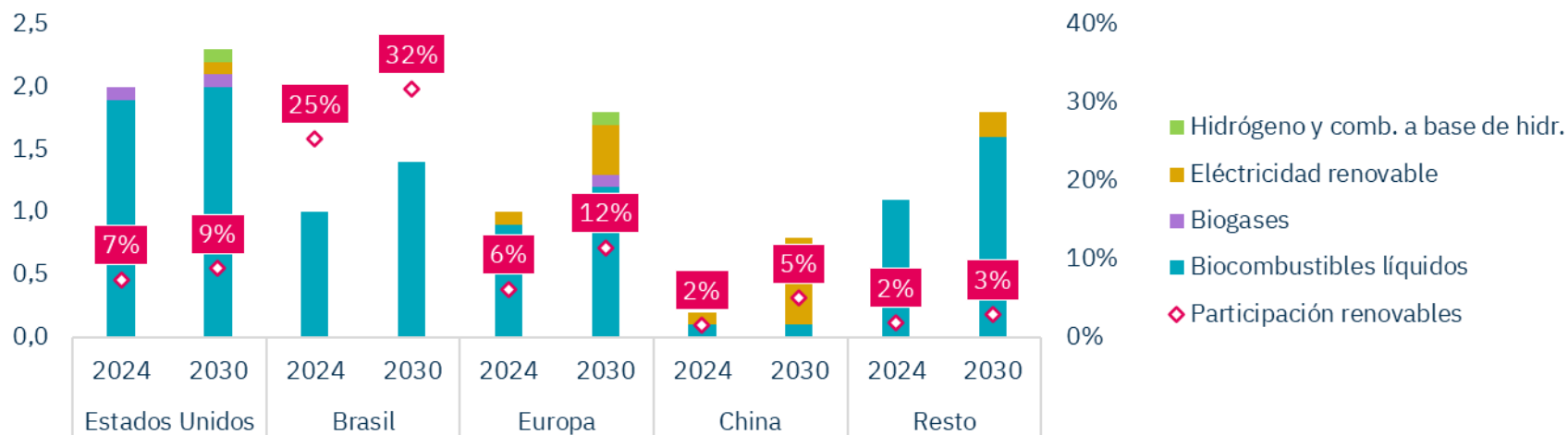
Consumo de biocombustibles en el sector transporte por países, 2014 – 2030 ⁽¹⁾
(miles MM litros y %)



- En 2030, **Estados Unidos** se mantendría como el **mayor consumidor de biocombustibles a nivel mundial**. No obstante, su crecimiento sería más moderado que en la década previa, lo que implicaría una reducción de su participación en el total global.
- Una parte significativa del incremento del consumo se concentraría en **economías emergentes**, particularmente en **Brasil, Indonesia e India**, impulsado por la adopción de **mandatos de mezcla más exigentes** y por el **aumento de la demanda de combustibles** para el sector transporte. En particular, **Brasil** explicaría más del 30% del incremento del volumen consumido hacia 2030 (+13.316 millones de litros), manteniéndose el **etanol** como el principal biocombustible.
- Por su parte, **Europa** concentraría cerca del 20% del aumento del consumo global (+8.565 millones de litros), explicado principalmente por el impulso del **biojet** y, en menor medida, del **diésel renovable**.
- En el resto del mundo, el crecimiento estaría liderado por Canadá y Tailandia.

Consumo de biocombustibles a nivel global

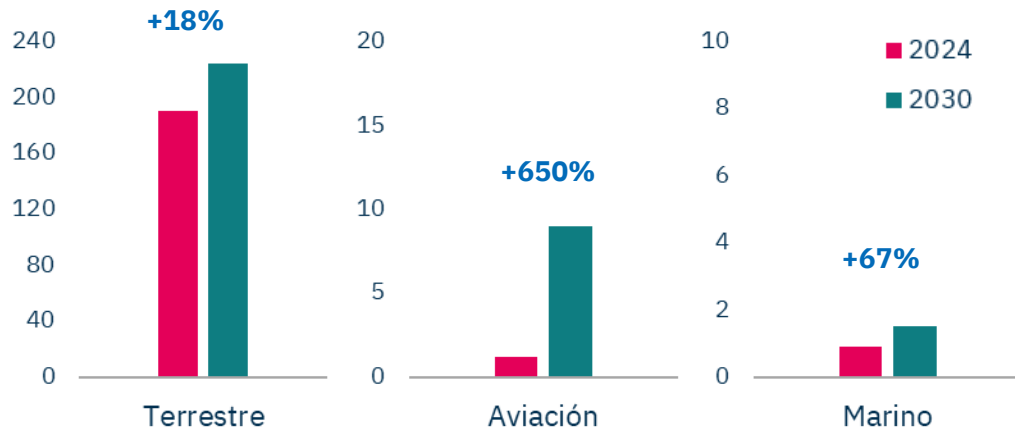
Consumo de energía renovable en el sector transporte por país, 2024 – 2030 ⁽¹⁾ (EJ)



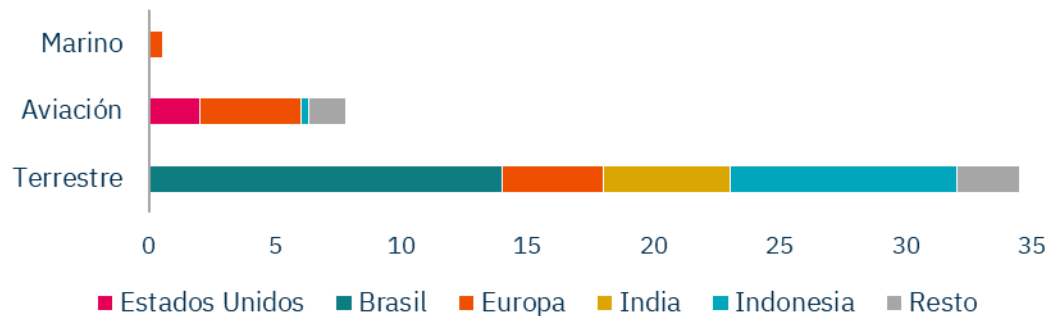
- El consumo de **energías renovables en el sector transporte** continuaría expandiéndose durante los próximos años, a una **tasa de crecimiento anual acumulativa del 7,3%**.
- Los **biocombustibles líquidos** explicarían cerca del **46% del incremento de la demanda**, manteniéndose como el principal componente dentro de las energías renovables utilizadas en el transporte. En este caso, el crecimiento se concentraría principalmente en **Brasil, Indonesia, India, Europa y Canadá**, donde se prevé un **endurecimiento de las políticas de promoción de biocombustibles** durante el período de proyección.
- Por su parte, el **consumo de electricidad renovable en vehículos eléctricos** explicaría alrededor del **43% del aumento de la demanda**, concentrándose principalmente en **China y Europa**, en un contexto de expansión de la generación eléctrica renovable y del parque de vehículos eléctricos.
- El resto de las fuentes renovables mantendrían una participación marginal durante el resto de la corriente década.

Consumo de biocombustibles a nivel global

Consumo de biocombustibles del sector transporte, 2024 – 2030⁽¹⁾ (miles MM litros)



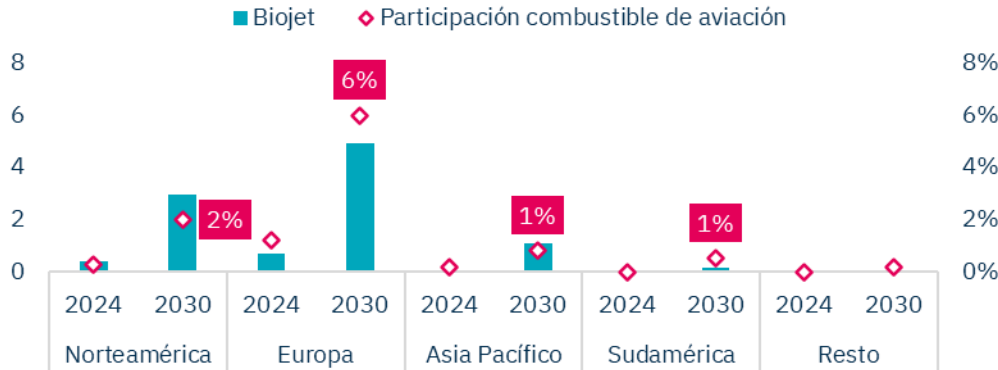
Variación en el consumo de biocombustibles por país y subsector, 2024–2030⁽¹⁾ (miles MM litros)



- Para 2030, la demanda global de biocombustibles para el transporte crecería en cerca de **43 mil millones de litros**.
- El **transporte terrestre** sería el principal motor de este incremento, concentrando alrededor del **80% del aumento de la demanda**, impulsado principalmente por la expansión del consumo en **Brasil e Indonesia** y, en menor medida, en **India y Europa**.
- En el sector **aéreo**, el uso de biocombustibles crecería hasta alcanzar **9 mil millones de litros anuales en 2030**, como resultado del aumento del consumo en **Europa y Estados Unidos**.
- Por su parte, en el **transporte marítimo** la demanda de biocombustibles alcanzaría aproximadamente **1.500 millones de litros en 2030**, impulsada principalmente por la regulación **FuelEU Maritime**, que establece reducciones en la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en ese sector.

Consumo de biocombustibles a nivel global

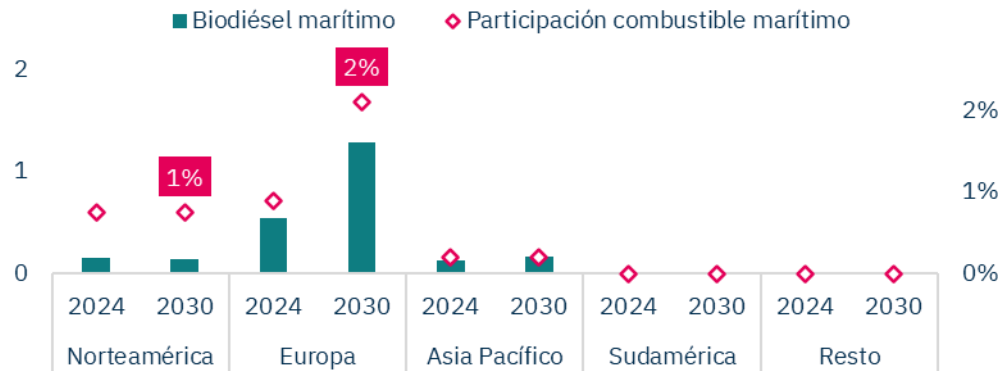
Consumo de SAF por región, 2024 y 2030⁽¹⁾ (miles MM de litros)



- La demanda de **SAF** (*Sustainable Aviation Fuel*, biojet) aumentaría de **1.000 a 9.000 millones de litros entre 2024 y 2030**, lo que representaría alrededor del **2% de la demanda global de combustibles para aviación**. Este crecimiento estaría impulsado principalmente por la **regulación en la Unión Europea y el Reino Unido**, los **incentivos vigentes en Estados Unidos** y los **objetivos de corte obligatorio en Japón**.

- **Europa** lideraría la incorporación de SAF, con metas de mezcla del **6% en la Unión Europea** y del **10% en el Reino Unido hacia 2030**, mientras que **América del Norte** se consolidaría como el segundo mercado, con una demanda cercana a los **3 mil millones de litros**.

Consumo de biodiésel marítimo por regiones, 2024 y 2030 (miles MM de litros)



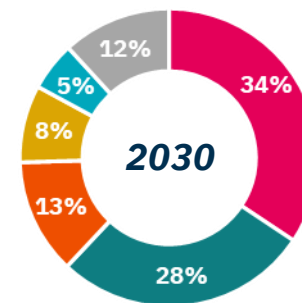
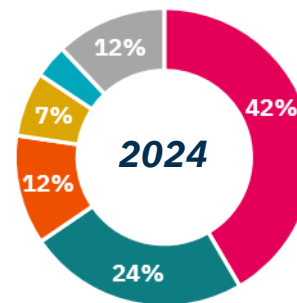
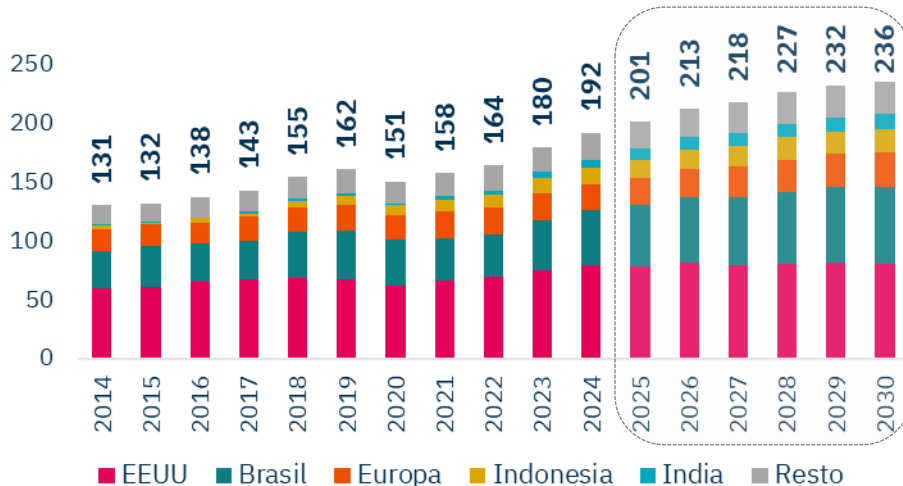
- En el **transporte marítimo**, la demanda de **biodiésel** se duplicaría hacia 2030, alcanzando aproximadamente **1.600 millones de litros**, lo que equivaldría a cerca del **0,7% de la demanda total de combustibles del sector**.

- Este crecimiento estaría impulsado principalmente por **Europa**, en el marco de sus objetivos de **reducción de emisiones en el transporte marítimo**. En el resto del mundo, el avance sería más limitado debido a la escasa presencia de **mandatos de mezcla e incentivos**, aunque podría acelerarse si se implementa el marco de descarbonización propuesto por la Organización Marítima Internacional (OMI).

Notas: (1) Corresponde al caso base. Fuente: elaboración propia en base a IEA.

Producción de biocombustibles a nivel global

Producción de biocombustibles por país, 2014 – 2030 ⁽¹⁾ (miles MM litros y %)



3,9% | T.A.A.C 2014 - 2024

3,4% | T.A.A.C 2024 - 2030

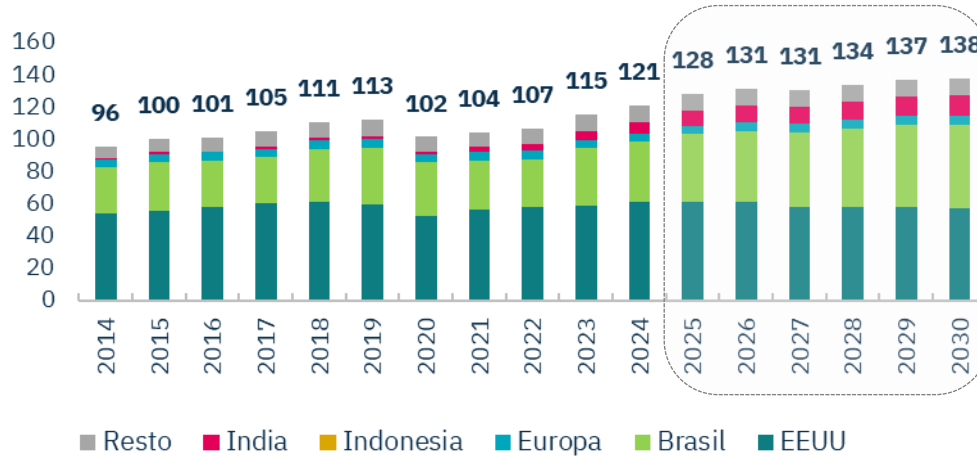
○ La IEA proyecta que la producción global de biocombustibles continúe expandiéndose, aunque a un ritmo algo menor al registrado en la última década.

- En 2030 **Estados Unidos** se mantendría como el principal productor a nivel mundial, aunque su participación en la producción global tendería a disminuir. Actualmente, su producción se concentra principalmente en **etanol a base de maíz**. No obstante, hacia los próximos años se prevé que la producción de etanol crezca de forma moderada, mientras que se registraría una **fuerte expansión en la producción de diésel renovable y biojet**.
- **Brasil** conservaría su posición como segundo productor mundial y aumentaría su participación en la producción total, impulsado por el crecimiento del **etanol** y, en menor medida, del **biodiésel**, en un contexto de **mayores mandatos de mezcla obligatoria**.
- Por su parte, **Asia** ganaría relevancia en la producción global, con **Indonesia e India** ampliando su participación. En el caso de Indonesia, el crecimiento estaría impulsado principalmente por el **biodiésel**, mientras que en India se explicaría fundamentalmente por la expansión del **etanol**.
- Finalmente, **Europa** mantendría una participación relevante, aunque con un crecimiento más moderado, destacándose la expansión del **diésel renovable** y del **biojet**, al igual que en Estados Unidos.

Notas: (1) Corresponde al caso base. Fuente: elaboración propia en base a IEA.

Producción global de etanol y biodiesel

Producción global de etanol, 2014 – 2030⁽¹⁾ (miles MM litros)



- La **producción global de etanol** alcanzaría los 138 mil millones de litros en 2030, con una **tasa de crecimiento anual acumulativa del 2,2%**.⁽²⁾

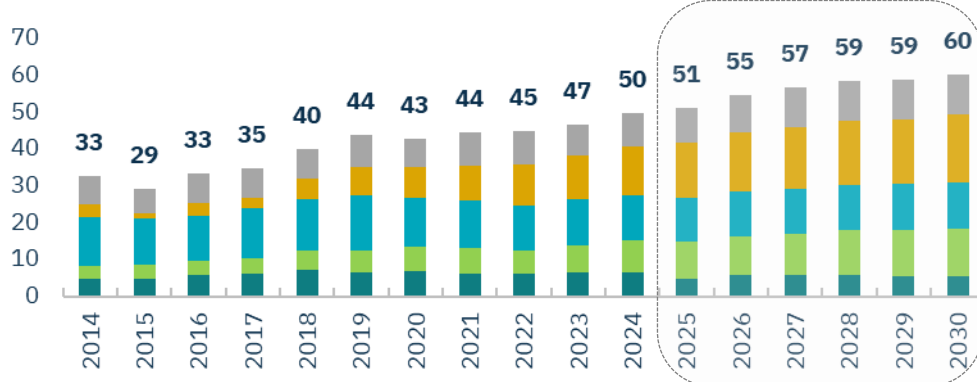
- **Estados Unidos y Brasil** se mantendrían como los principales productores, concentrando el **42% y el 37% de la producción global**, respectivamente. No obstante, mientras que la producción en Estados Unidos mostraría una leve tendencia decreciente, en Brasil se proyecta una aceleración en su ritmo de expansión. Asimismo, se destaca el **crecimiento de la producción en India**, que continuaría ampliando su participación en el mercado global.

- Por su parte, la **producción de biodiésel** alcanzaría los 60 mil millones de litros en 2030, con una **tasa de crecimiento anual acumulativa del 3,3%**.⁽²⁾

- En este mercado, **Indonesia** se consolidaría como el principal productor mundial, explicando cerca del **30% de la oferta global**, seguido por **Brasil y Europa**, con participaciones cercanas al **21% cada uno**.

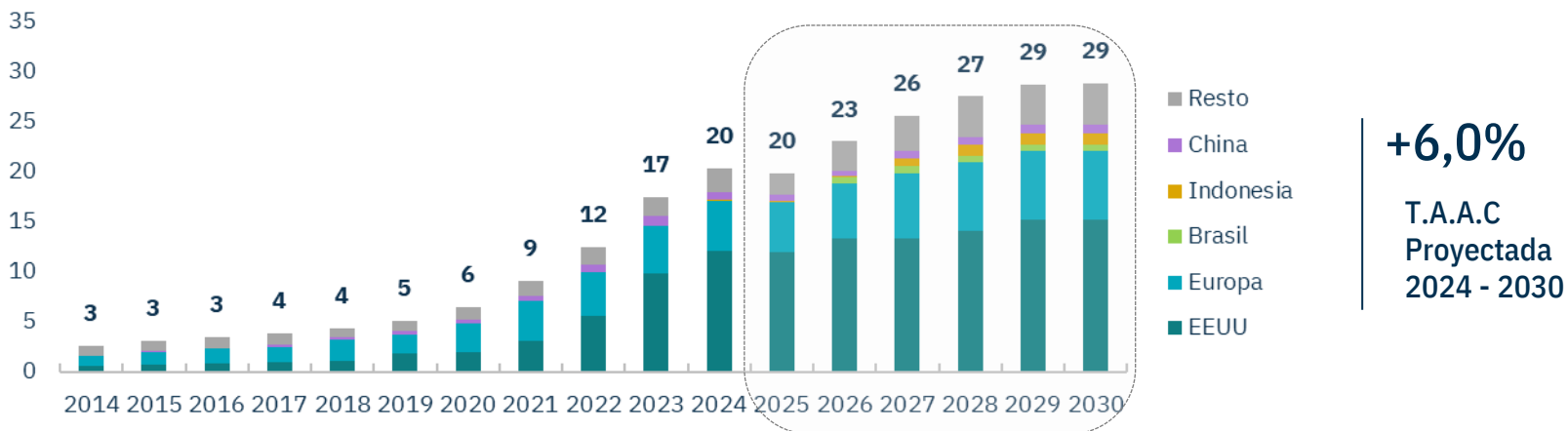
- En el último año, Argentina representó el **1% de la producción global de etanol y el 3% de la producción mundial de biodiésel**.

Producción global de biodiesel (FAME), 2014 – 2030⁽¹⁾ (miles MM litros)



Producción global diésel renovable

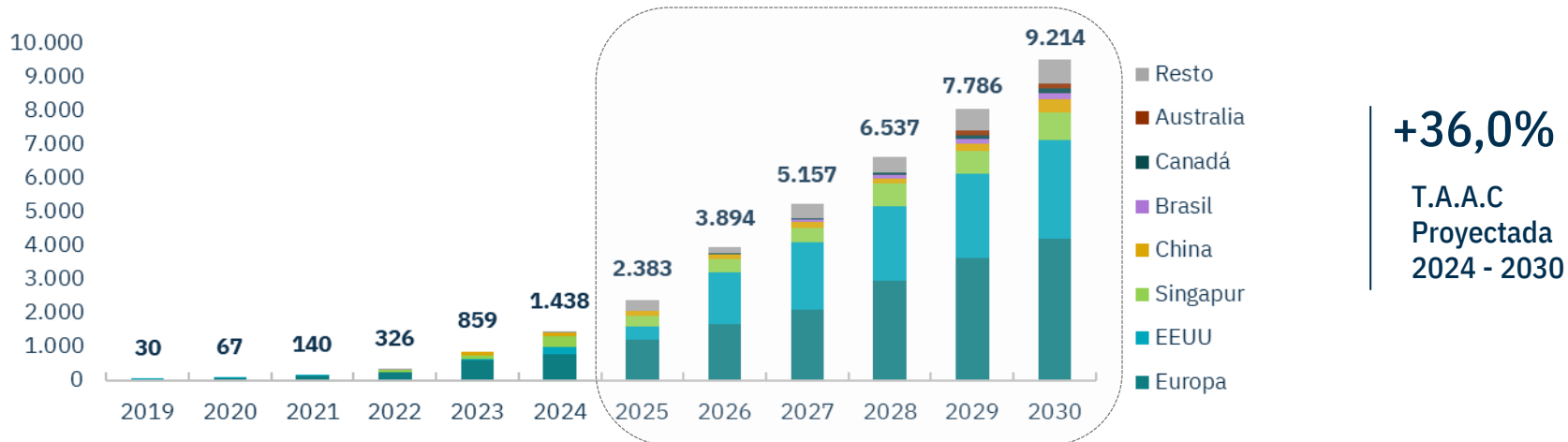
Producción de biodiésel renovable, 2014 – 2030 ⁽¹⁾ (miles MM litros)



- El **diésel renovable**, se consolidó en los últimos años como una alternativa relevante de diésel de base biológica, compatible con los motores diésel existentes, tanto en estado puro como en mezcla con diésel fósil.
- La **producción global** de este combustible registró una rápida expansión, pasando de **3 a 20 mil millones de litros entre 2014 y 2024**.
- Este crecimiento se explica principalmente por **Estados Unidos**, cuya producción aumentó de **600 millones a 12.069 millones de litros** en el mismo período. Como resultado, el país representó en **2024 alrededor del 60% de la producción mundial**.
- **Europa** se mantuvo como el **segundo polo productor**, explicando cerca de **un cuarto de la producción global en 2024**, en un contexto en el que su producción pasó de **1.000 a 5.000 millones de litros anuales** durante la última década.
- Hacia **2030**, se proyecta que la **producción global de diésel renovable** alcance los **29 mil millones de litros**, con **Estados Unidos y Europa** manteniendo un rol predominante. No obstante, a partir de **2026** comenzarían a incorporarse **nuevos productores relevantes**, entre los que se destacan **Brasil e Indonesia**.

Producción global de biojet

Producción de biojet (SAF), 2014 – 2030⁽¹⁾ (MM litros)



- El crecimiento de las emisiones del transporte aéreo, en un contexto de expansión de la demanda, impulsó la adopción de **políticas y compromisos internacionales** orientados a la disminución en la utilización de combustibles fósiles.
- En este marco, el **biojet (SAF)** se posiciona como el biocombustible que presentaría el mayor dinamismo en los próximos años, incrementando su participación en la producción total de biocombustibles del 1% en 2024 al **4% en 2030**.
- La producción global de SAF exhibiría un crecimiento acelerado hacia 2030 (+36% T.A.A.C. 2024–2030), alcanzando niveles cercanos a **9.200 millones de litros**.
- El crecimiento estaría liderado por **Estados Unidos y Europa**, en línea con marcos regulatorios más exigentes y esquemas de incentivos que promueven la adopción de combustibles sostenibles en el segmento de aviación.

Promoción de los biocombustibles en Argentina

- En el contexto de la promoción a los biocombustibles a nivel global, en Argentina se desarrollaron instrumentos normativos para fomentar la industria de los biocombustibles. La primera norma fue la Ley Nro. 26.093 sancionada en el año 2006, posteriormente modificada a través de la Ley Nro. 27.640 del año 2021.

LEY N° 26.093/2006



Régimen de promoción y uso sustentable de biocombustibles

Vigencia hasta 2021

- Fijó un porcentaje de mezcla obligatoria del 5%, que luego fue elevado al 10% para el biodiesel y al 12% para el etanol.
- El régimen promocional daba prioridad a **PYMES, productores agropecuarios y economías regionales.**
- La Secretaria de Energía, como autoridad de aplicación, tenía la potestad de definir: 1) el **nivel de corte**; 2) el **cupo** a productores (siguiendo los criterios de promoción); y 3) los **precios** de venta en el mercado local.
- **Los beneficios impositivos se concentraron en:** i) devolución anticipada de IVA; ii) amortización acelerada de impuesto a las ganancias; iii) los bienes afectados a los proyectos no integran la base imponible para Ganancia Mínima Presunta; iv) exención de tasa de infraestructura hídrica, impuesto sobre los combustibles líquidos e impuesto a la importación de gasoil; y v) incentivos otorgados por las provincias adherentes al Régimen Promocional (exención de Ingresos Brutos, Sellos e Inmobiliario).

LEY N° 27.640/2021



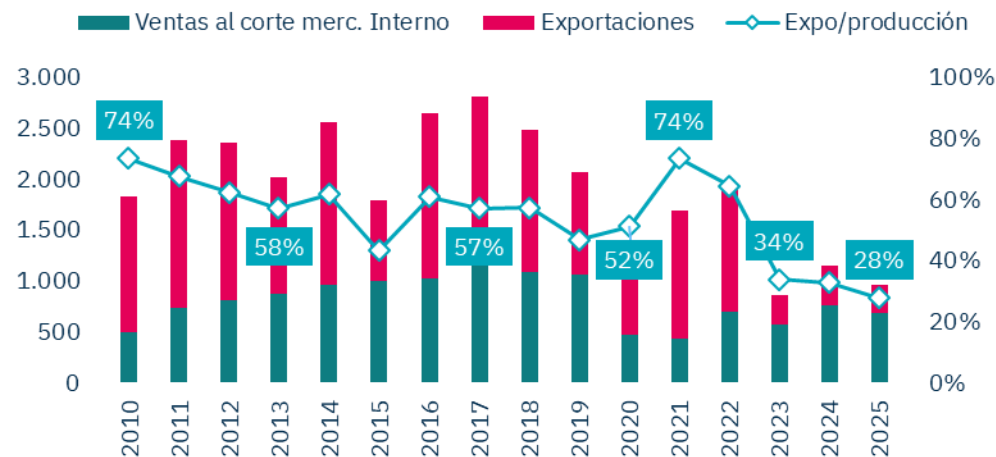
Nuevo régimen de biocombustibles

Vigencia hasta 2030

- **12%** de corte para el **etanol** (6% caña y 6% maíz). Puede reducirse el corte en maíz hasta el 3% en caso de incrementos en los precios de la materia prima.
- 5% de corte para el **biodiesel**, pero puede reducirse o incrementarse hasta en un 3%. El corte **se incrementó a 7,5%**, en el marco de la crisis de abastecimiento de gasoil a mediados de 2022. El cupo total se distribuye entre las empresas que no exporten biodiesel ni aceite, de manera proporcional a la capacidad productiva (hasta 50 mil tn/año).
- Los **precios** siguen siendo **regulados** por la autoridad de aplicación.
- Se mantienen las potestades de la Secretaria de Energía, como autoridad de aplicación.
- Se mantienen las **exenciones a los impuestos a los combustibles** (Impuesto a los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono).

Capacidad instalada y ventas de biodiesel

Destino de la producción del biodiesel y participación de las exportaciones
(miles de toneladas y %)



4,6

MM toneladas

Capacidad
instalada



49%

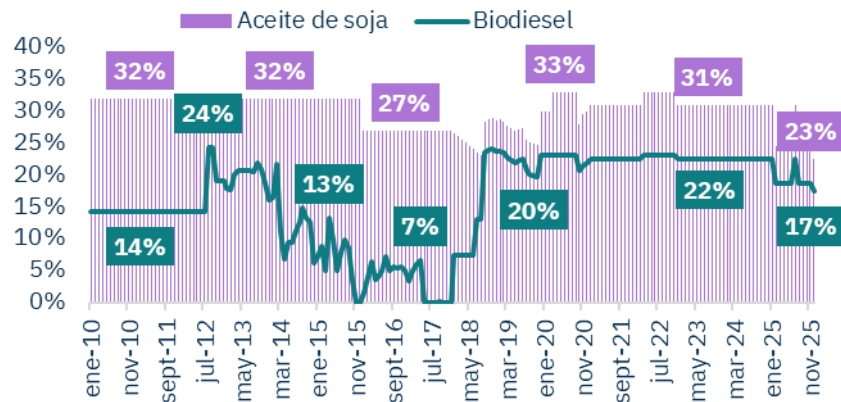
Participación

Participación de
Sta. Fe en la
producción

- » El desempeño del sector ha estado influido por la dinámica de las exportaciones y por el esquema vigente en el mercado interno en cada período.
- » A partir de 2018 comenzaron a disminuir progresivamente las exportaciones, en línea con las mayores restricciones impuestas por el mercado europeo.
- » En este marco, se produjo una significativa **disminución de la utilización de la capacidad instalada**: mientras que en 2012-2017 se utilizó en promedio más del 60% de la capacidad instalada, en el último año dicho factor se ubicó en torno al **20%**.

Precios del biodiesel

Alícuota efectiva del derecho de exportación del aceite de soja y del biodiesel (%)

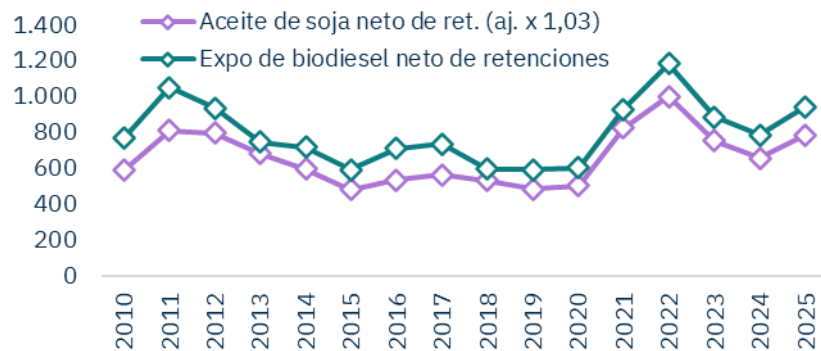


La **DIFERENCIA** entre las **ALÍCUOTAS** de exportación para el aceite de soja y el biodiesel impulsó a las principales aceiteras a elaborar biodiesel en sus plantas para la exportación.



A lo largo de los últimos años **se redujo el diferencial de alícuotas**, que había llegado a ubicarse en promedio en 24 p.p. en 2015 – 2017.

Precio percibido por las exportaciones de aceite de soja y biodiesel ⁽¹⁾ (USD/ton)



6,2
pp.

Fue la **DIFERENCIA** promedio entre la alícuota de derecho de exportación del aceite de soja respecto a la del biodiesel en 2025.

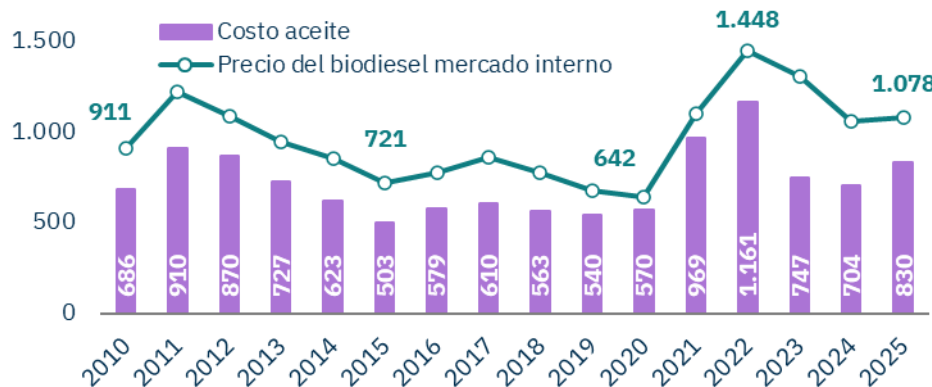


Durante todo el período el **PRECIO** percibido por las **EXPORTACIONES DE BIODIESEL** fue mayor al que hubieran obtenido por la exportación de aceite de soja. En 2025 fue superior en un 20%.

Precios del biodiesel

Costo del aceite de soja vs. precio del biodiesel en mercado interno

(USD/tonelada)



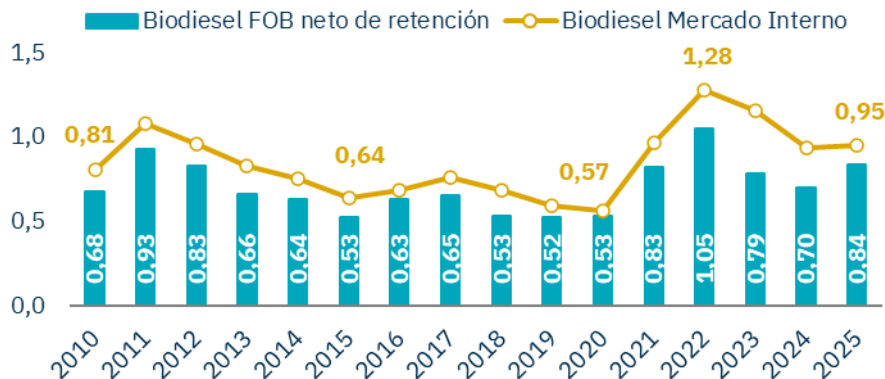
A lo largo de los últimos dos años se ha **REDUCIDO LA BRECHA** entre el precio del biodiesel en el mercado interno y el costo del aceite de soja, principal insumo para su elaboración.

+30%

PRECIO DEL BIODIESEL respecto del costo del aceite de soja en 2025. Esto es 21 p.p. por debajo de la diferencia verificada en 2024.

Precio local y de exportación del biodiesel

(USD/litro)



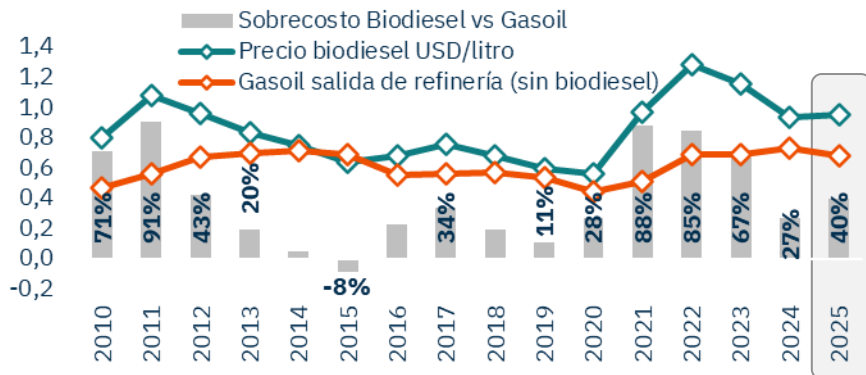
+14%

Desde la implementación del régimen de promoción a los biocombustibles el **PRECIO** local promedio del **BIODIESEL** resultó **SUPERIOR AL DE EXPORTACIÓN** (neto de retenciones).

PRECIO DE VENTA DEL BIODIESEL EN EL MERCADO INTERNO VS. PRECIO DE EXPORTACIÓN. En 2023 y 2024 ese diferencial de precios había sido mucho más significativo (+47% y +34%, respectivamente).

Precios del biodiesel

Precio local del biodiesel vs. gasoil en salida de refinería, SIN ajuste por poder calorífico ⁽¹⁾ (USD/litro y %)

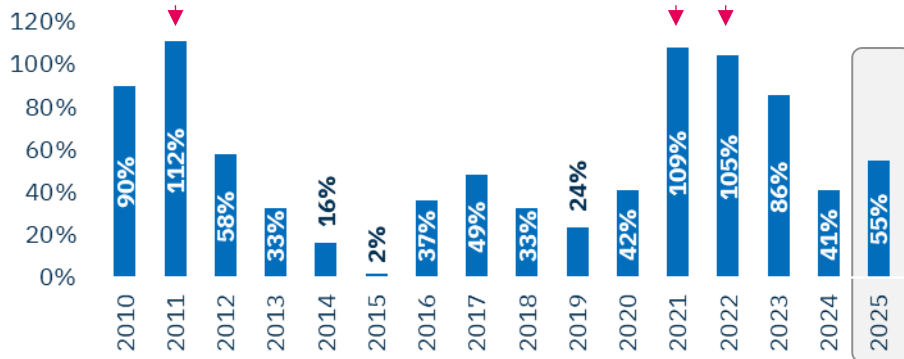


A lo largo del último quinquenio se amplió el **diferencial de precios entre el BIODIÉSEL y el GASOIL** puro en el mercado interno.



El **DIFERENCIAL DE PRECIOS** supone **PRESIONES AL ALZA** sobre el precio de los combustibles en surtidor.

Sobrecosto biodiesel vs. gasoil, CON ajuste por poder calorífico ⁽²⁾ (%)



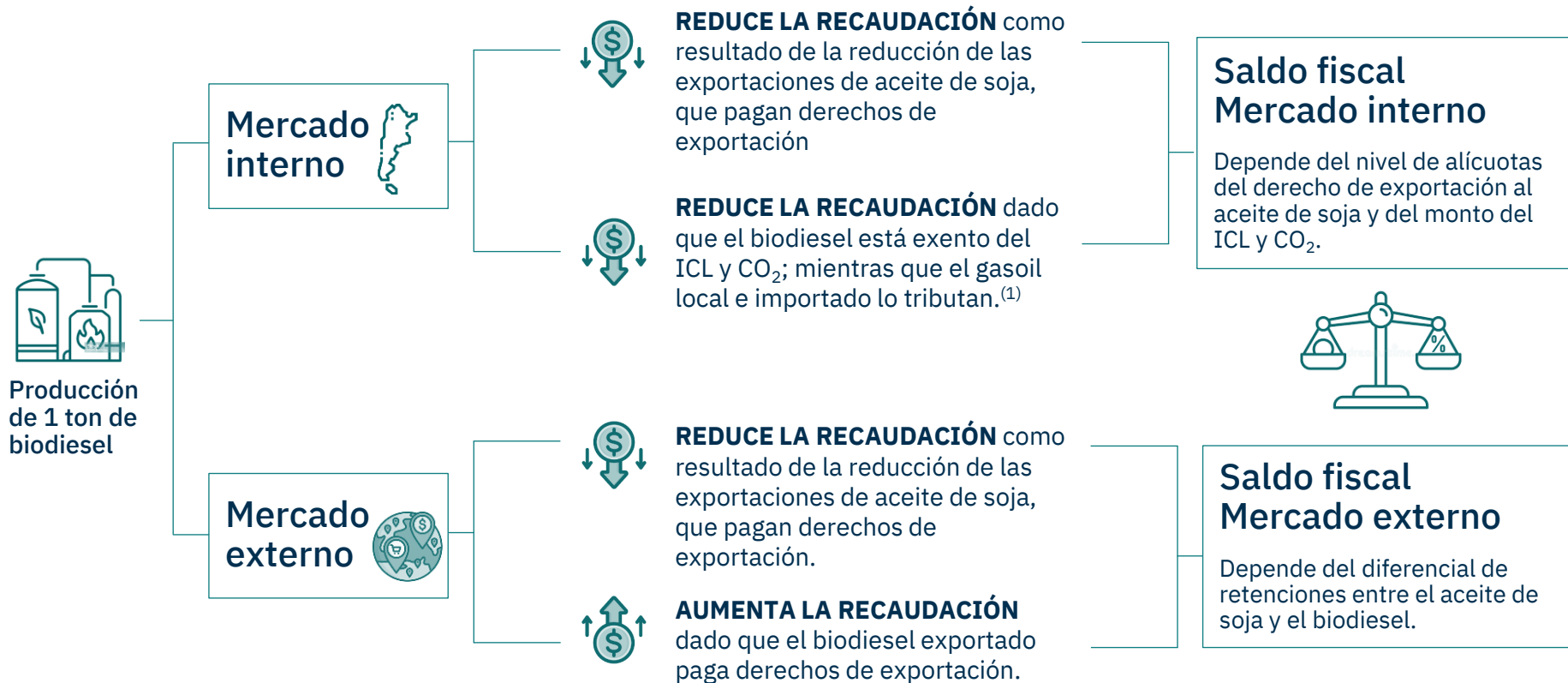
A pesar de que en 2024 se había reducido la brecha, en el último año volvió a incrementarse, ubicándose el **PRECIO DEL BIODIÉSEL** un **40% por encima del GASOIL**.



Considerando que el **biodiesel** tiene un **MENOR PODER CALORÍFICO** y que, por lo tanto, debe utilizarse un mayor volumen de biocombustible para reemplazar gasoil, se observa que en 2021 y 2022 la brecha superó el 100%.

(1) Todos los valores se calcularon en dólares corrientes al tipo de cambio mayorista BCRA del período correspondiente. El precio interno del biocombustible contempla un promedio ponderado por categoría para los períodos en que se establecieron precios diferenciados. El precio en salida de refinería contempla el promedio de precios en planta por reventa a estaciones de servicio informado por la S.E., ponderado por volúmenes de venta de las distintas calidades. Al precio promedio de salida de refinería informado se descuenta el costo correspondiente a la adquisición del biocombustible de acuerdo con corte efectivo observado en cada período. (2) Se considera que el biodiesel tiene una pérdida de poder calorífico del 10% con relación al combustible fósil que desplaza, por tanto, se considera que cada litro de gasoil debe ser reemplazado por 1,11 litros de biodiesel. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

Biodiesel: saldo fiscal

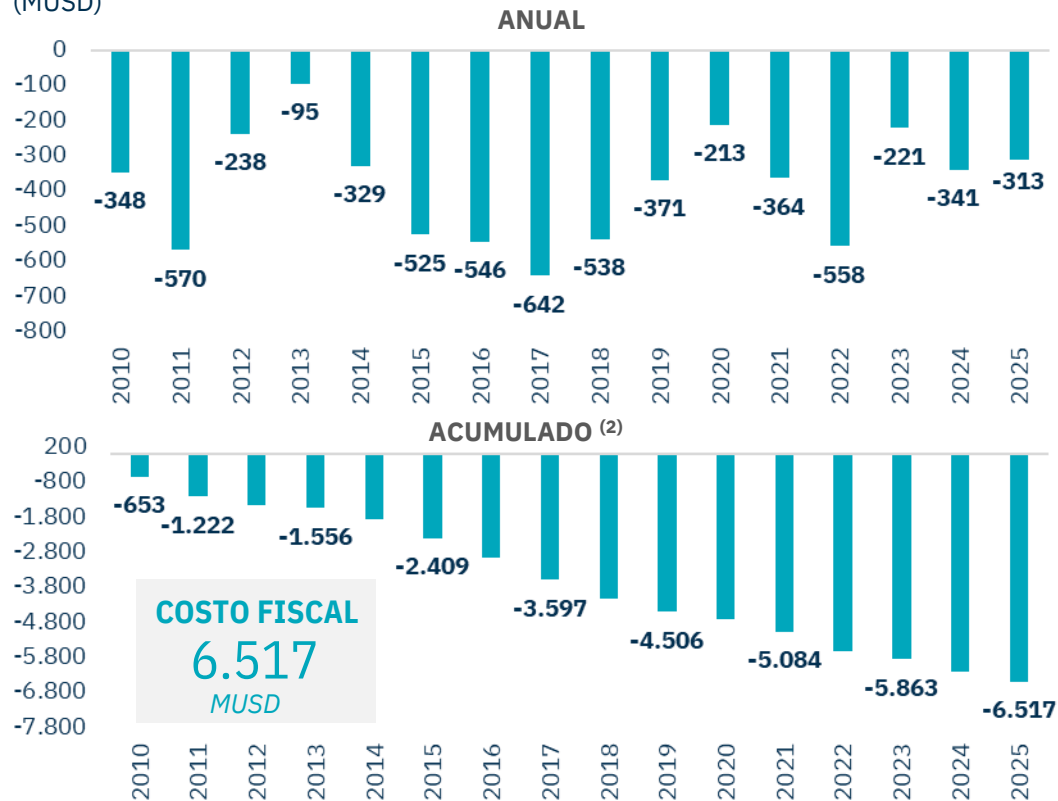


Notas: (1) El impacto sobre la recaudación asociado al pago de impuestos sobre los combustibles se evalúa en relación al escenario alternativo de importar gasoil. El biodiesel estuvo mayormente exento del Impuesto sobre los Combustibles Líquidos pero gravado por la Tasa sobre el Gasoil. El gasoil importado, en tanto, estuvo exento de ambos tributos hasta 2014 y luego durante 2016. Por ello, en algunos períodos el uso de biodiesel implicó una mayor recaudación en este concepto que la alternativa de importar gasoil, mientras que en otros trajo aparejada una pérdida de ingresos fiscales. Actualmente el biodiesel está exento por ley del ICL y CO₂, mientras que el gasoil importado no está exento en su totalidad. De todas formas, la imposición a la importación de gasoil varió significativamente a lo largo de los últimos años.

Saldo fiscal del biodiesel

Saldo fiscal anual y acumulado de la producción de biodiesel⁽¹⁾

(MUSD)



- La elaboración de biodiesel trae asociada una **reducción neta en los ingresos fiscales**, especialmente por el volumen destinado al abastecimiento del mercado interno.
 - El costo fiscal se explica principalmente por la menor recaudación por **derechos de exportación** sobre el aceite que se deja de exportar y, en menor medida, por la **exención sobre el ICL y CO₂** en el mercado interno.
 - La producción de biodiesel destinada a la exportación también tiene un impacto fiscal negativo, debido al **diferencial de retenciones** existente entre el biodiesel y el aceite de soja.
- En 2025 el costo fiscal superó los MUSD 300, mientras que en los últimos 15 años el costo fiscal rondó los 6.500 MUSD.

Nota: (1) El saldo de fiscal anual se estimó como: (Recaudación por derechos de exportación biodiesel + derechos exportación glicerina + impuestos internos biodiesel) – (Retención Aceite de soja que se dejó de exportar + Metanol que se dejó de exportar + impuestos internos gasoil importado). El aceite de soja y el metanol que se dejaron de exportar se calcularon a partir de los precios de exportación de cada uno de estos productos y el volumen total de venta de biodiesel, ajustado por la relación entre tn aceite/tn biodiesel y tn metanol/tn biodiesel. Se considera que para producir una tonelada de biodiesel y 0,1 toneladas de glicerina se deben utilizar 1,04 tn de aceite para el mercado doméstico y 1,03 para la exportación; junto con 0,11 toneladas de metanol. Se considera una pérdida de poder calorífico del 10% para el biodiesel en relación al gasoil. (2) El dato 2010 corresponde al saldo acumulado entre 2007 y 2010.

Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

Biodiesel: saldo de divisas



Producción
de 1 ton de
biodiesel

**Mercado
interno**



REDUCE SALDO EXPORTABLE
dado que deja de exportarse 1,04
tn de aceite de soja.



SUSTITUYE IMPORTACIONES
Reemplaza 1,02 m³ de gasoil
importado.



REDUCE SALDO EXPORTABLE
dado que deja de exportarse 1,03
tn de aceite de soja.



INCREMENTA EXPORTACIONES
dado que se exporta 1 tn de
biodiesel

Saldo de divisas Mercado interno

Depende fundamentalmente
del precio relativo Aceite de
soja / Gasoil.



Saldo de divisas Mercado Externo

Depende fundamentalmente
del precio relativo Aceite de
soja / Biodiesel.

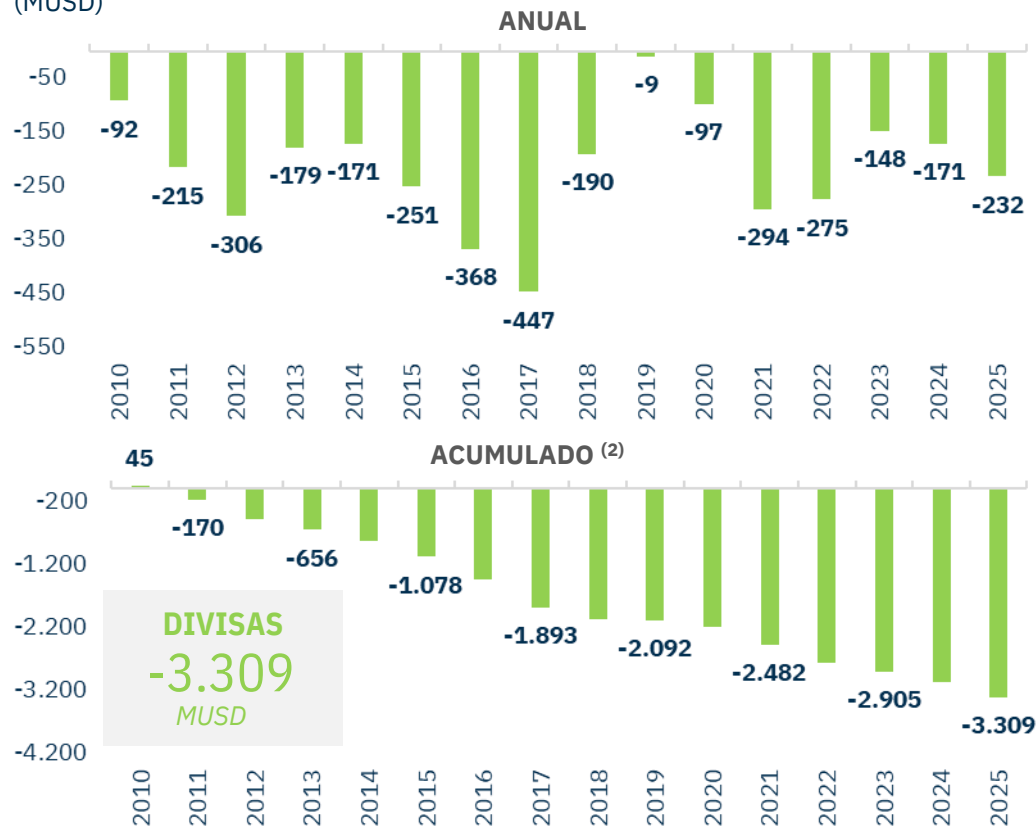
**Mercado
externo**



Biodiesel: saldo de divisas

Saldo de divisas anual y acumulado de la producción de biodiesel ⁽¹⁾

(MUSD)



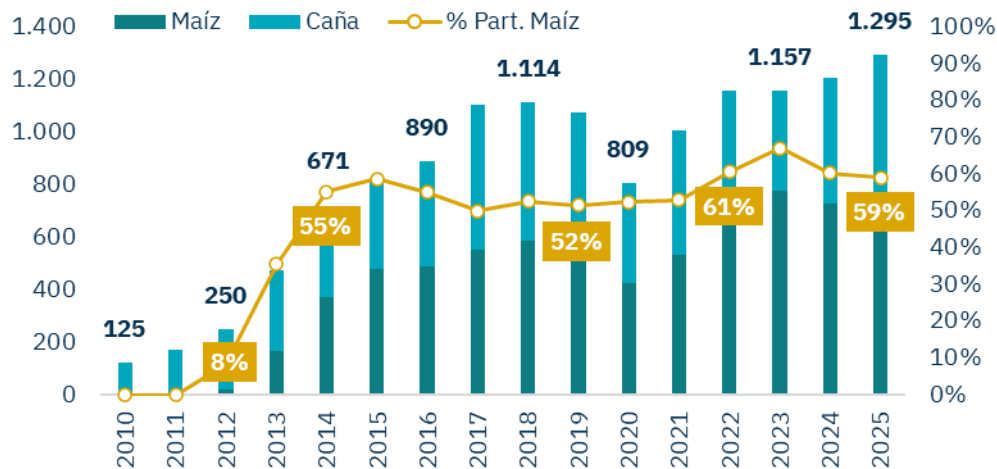
- Desde 2010 el **saldo externo** de la producción local de biodiesel fue **persistentemente negativo**.
- Esta situación se debió fundamentalmente a que la exportación de biodiesel y el ahorro de divisas por menores importaciones de gasoil no llegaron a compensar el monto que se hubiera obtenido por las exportaciones de soja que dejaron de realizarse.
- La **pérdida de divisas acumulada** asociada a la producción de biodiesel fue superior a los **MUSD 3.300**.
- ☐ **En 2025 el déficit de divisas alcanzó los 232 MUSD. Es decir, lo que dejó de exportarse de aceite de soja que se destinó a la elaboración de biodiesel fue superior al ahorro en importaciones de gasoil.**

Notas: (1) El saldo de divisas se estimó como: (Exportación biodiesel + Exportación glicerina + Sustitución de gasoil en mercado interno) – (Aceite de soja que se dejó de exportar + Metanol que se dejó de exportar). La sustitución de gasoil se calculó a partir de las ventas de biodiesel valorizadas a precio de importación de gasoil, en una relación 0,9 tn de gasoil/tn de biodiesel. El aceite de soja y el metanol que se dejaron de exportar se calcularon a partir de los precios de exportación de cada uno de estos productos y el volumen total de venta de biodiesel, ajustado por la relación entre ton aceite/ton biodiesel y ton metano/ton biodiesel. Se considera que para producir una tonelada de biodiesel y 0,1 toneladas de glicerina se deben utilizar 1,04 tn de aceite para el mercado doméstico y 1,03 para la exportación; junto con 0,11 toneladas de metanol. (2) El dato 2010 corresponde al saldo acumulado entre 2007 y 2010. Fuente: elaboración propia en base a SEN e INDEC.

Capacidad instalada y producción de etanol

Evolución de la producción de etanol de caña y maíz

(miles de m3 y % particip. maíz)



1.650

MM litros / año

Capacidad instalada



45%

Capacidad instalada

Corresponde a etanol de maíz



18

Plantas productivas

7 plantas en Tucumán y 3 plantas en Córdoba⁽¹⁾

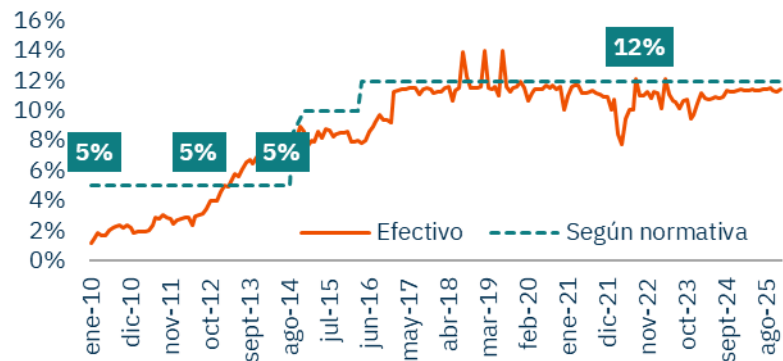


- » La producción de etanol comenzó a desarrollarse a partir de la instalación de plantas de elaboración de etanol de caña de azúcar, a partir de 2013 comenzó también a crecer la capacidad instalada de elaboración de etanol de maíz.
- » En la actualidad alrededor del 55% de la capacidad instalada corresponde a plantas de elaboración de etanol a partir de caña de azúcar. En el último año, la utilización de dichas plantas se ubicó en torno al **70%**.
- » En el caso de las plantas de elaboración de etanol de maíz, el grado de utilización de la capacidad ha sido superior a la observada en las plantas de caña, ubicándose el último año en el **84%**.
- » El crecimiento de la producción de etanol de maíz determinó que a lo largo de los últimos años alrededor del **60%** de la producción de etanol provenga de dichas plantas.

Corte de naftas con etanol

Corte de naftas con etanol observado y según normativa

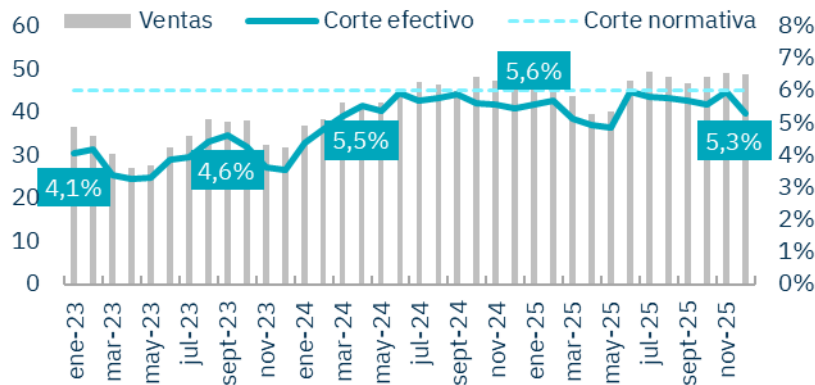
(%)



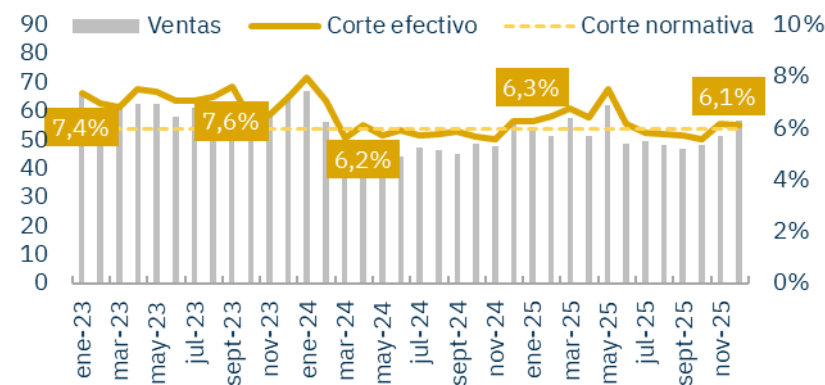
- La producción de etanol se destina en su totalidad al abastecimiento del mercado interno, dada su baja competitividad en los mercados regionales, en particular con Brasil.
- A lo largo del último año, el corte efectivo de etanol de caña promedió el 5,5%, levemente por debajo del corte obligatorio. Por su parte, el corte efectivo de etanol de maíz promedió el 6,2%.

Ventas de etanol y porcentaje de corte según materia prima (miles de m³ y %)

ETANOL DE CAÑA

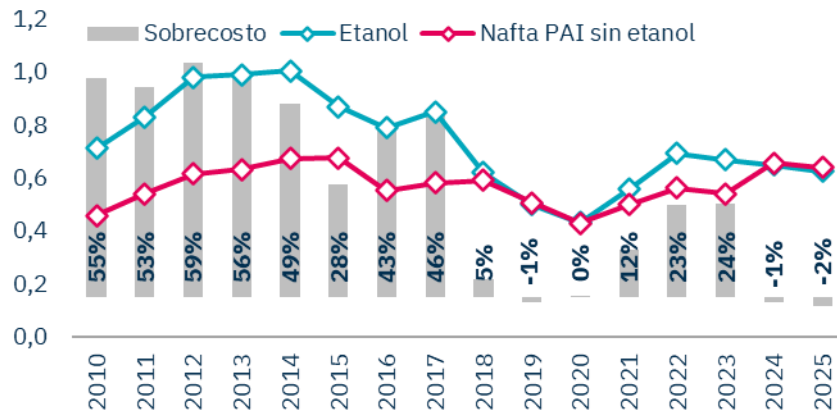


ETANOL DE MAÍZ



Precios del etanol

Precio local del etanol vs. nafta en salida de refinería, SIN ajuste por poder calorífico ⁽²⁾ (USD/litro y %)

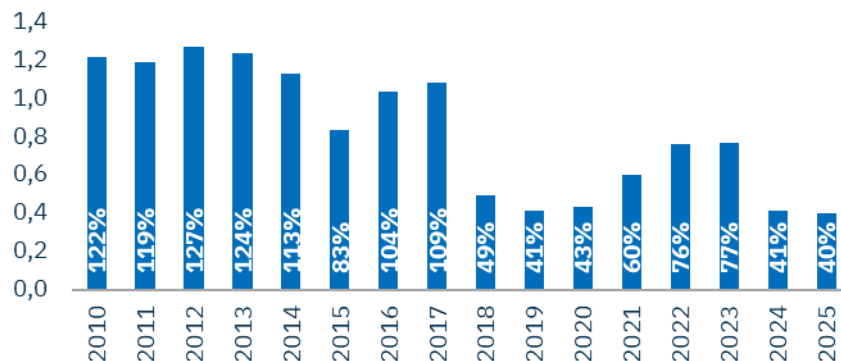


Hasta el año 2017 el **precio del etanol** fue significativamente **más elevado** que el valor promedio de las naftas en salida de refinería. Esta situación se repitió en 2021 – 2023.



En estos años, el corte obligatorio implicó un aumento del precio en surtidor.

Sobrecosto etanol vs. nafta CON ajuste por poder calorífico (%)



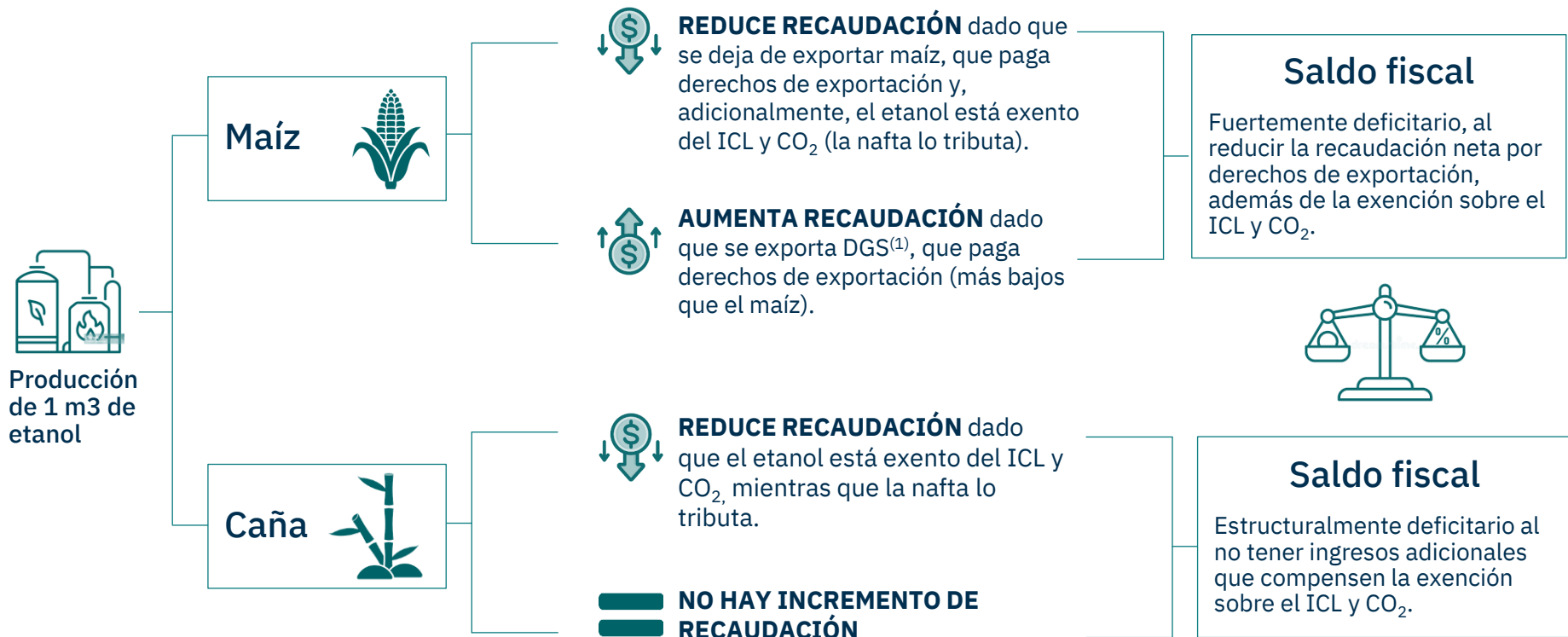
Sin embargo, a lo largo de los últimos dos años, el incremento del precio de las naftas, en conjunto con una leve disminución del precio del etanol medido en dólares, determinó que **los precios prácticamente se equiparen**.



De todos modos, considerando que el **bioetanol** tiene un **MENOR PODER CALORÍFICO** que la nafta ⁽¹⁾, cuando se incluye ese factor en la comparación se observa que en la actualidad el biocombustible continúa teniendo un sobrecosto.

Notas: (1) Estimado en un 30%. (2) Todos los valores se calcularon en dólares corrientes al tipo de cambio mayorista BCRA del período correspondiente. El precio interno del biocombustible contempla un promedio ponderado por categoría para los períodos en que se establecieron precios diferenciados. El precio a salida de refinería contempla el promedio de precios en planta por reventa a estaciones de servicio informado por la S.E., ponderado por volúmenes de venta de las distintas calidades. Al precio promedio de salida de refinería informado se descuenta el costo correspondiente a la adquisición del biocombustible de acuerdo al corte efectivo observado en cada período. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía

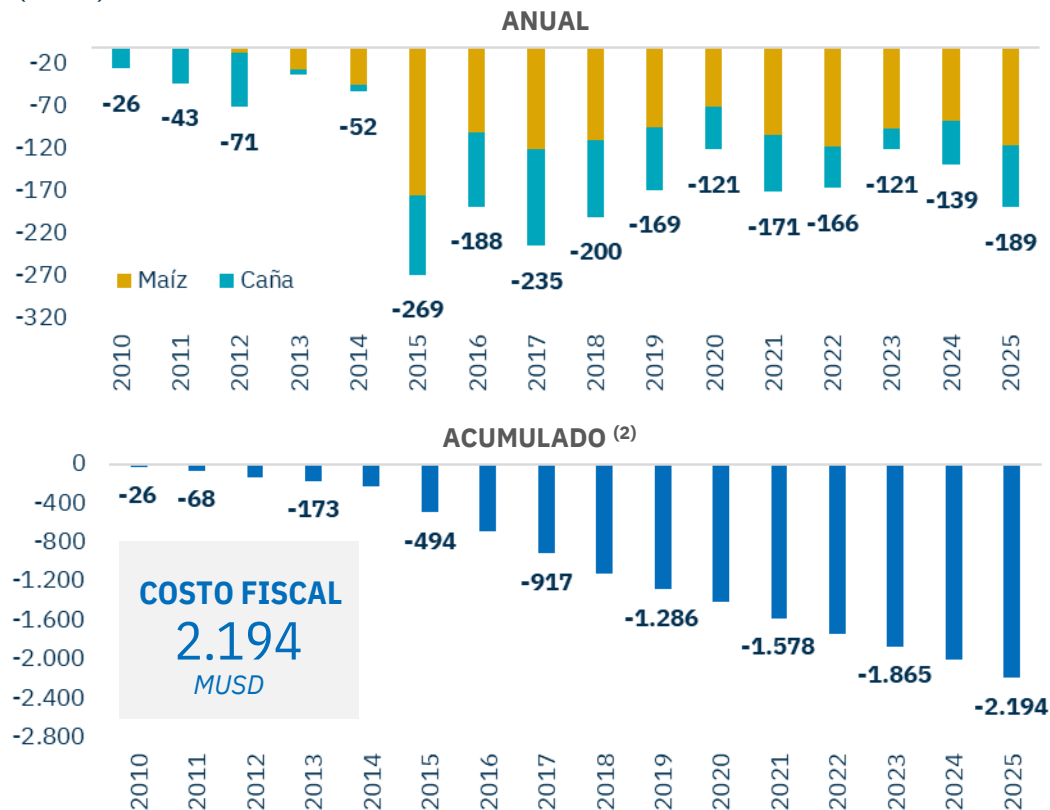
Saldo fiscal del etanol



Notas: (1) En la elaboración de etanol se obtienen como subproductos Granos y Solubles de Destilería (DGS por sus siglas en inglés), utilizados para alimentación animal. Su valor de exportación en los últimos años ha sido aproximadamente un 80% del valor de la tonelada de maíz. Si bien también se utiliza en el mercado interno, por simplicidad analítica se asume que se exporta en su totalidad.

Saldo fiscal del etanol

Saldo de fiscal anual y acumulado de la producción de etanol ⁽¹⁾ (MUSD)



- El uso de etanol conlleva una menor recaudación debido a que el etanol se encuentra **exento de los impuestos a los combustibles**, mientras que la nafta tributa el ICL y CO₂.
- En el caso del etanol de **maíz**, además, el procesamiento en el mercado interno **reduce la recaudación por retenciones a la exportación**, aunque con un impacto muy inferior al del biodiesel debido al menor valor del maíz y a que enfrenta alícuotas más bajas en relación con el aceite de soja.
- El costo fiscal acumulado asociado al corte de naftas con etanol superó los **2.194 MUSD** a lo largo de los últimos 15 años, explicado en un 58% por el etanol de maíz y en un 42% por el etanol de caña.

Nota: (1) El saldo fiscal para se estimó como: (Recaudación por derecho de exportación de DGS) – (Retención maíz que se dejó de exportar + impuestos internos nafta importada). La sustitución de naftas se calculó a partir de las ventas totales de etanol valorizadas a precio de importación de naftas, considerando una pérdida de valor calorífico de 30% entre etanol y nafta. El maíz que se dejó de exportar se calculó a partir de los precios de exportación para dicho producto y el volumen de venta de etanol, ajustado por la relación entre ton maíz/ m³ etanol. Se considera que para producir un m³ de etanol en base a maíz se debe utilizar 2,5 tn de maíz, a la vez que se obtiene como subproducto 0,8 tn de DGS. Se supone que todo el volumen de DGS es exportado. (2) El dato 2010 corresponde al acumulado 2007-2010. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

Saldo de divisas etanol

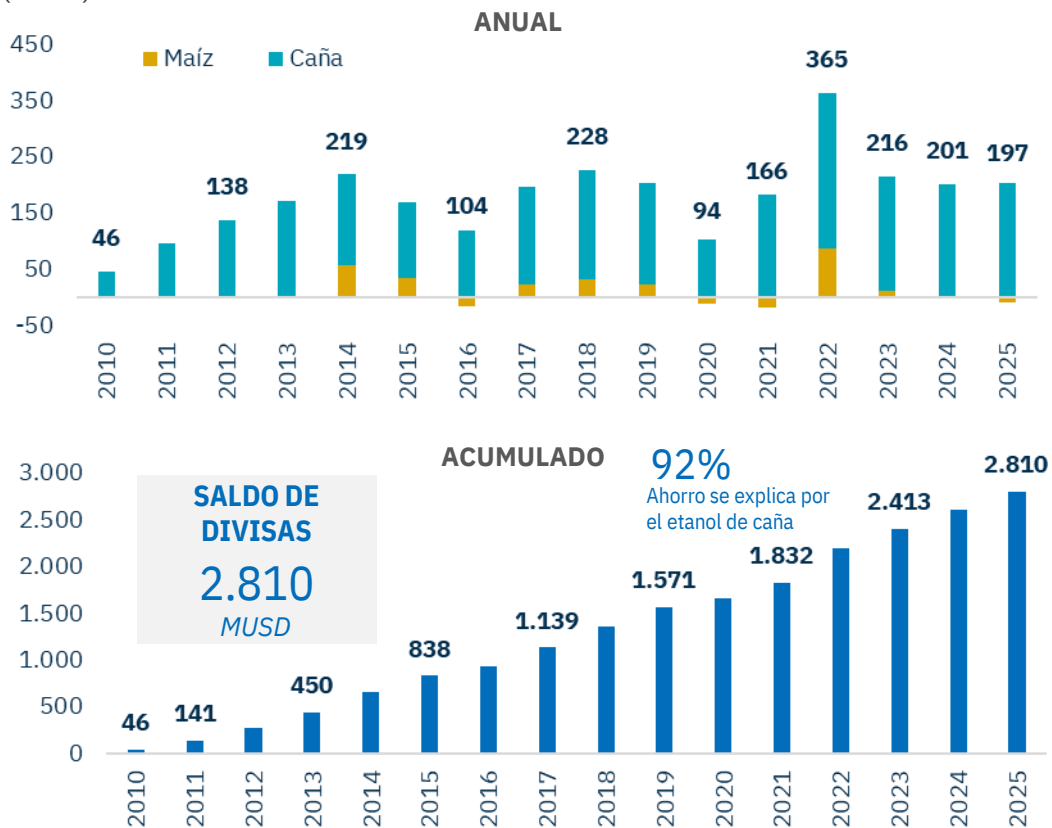


Notas: (1) En la elaboración de etanol se obtienen como subproductos Granos y Solubles de Destilería (DGS por sus siglas en inglés), utilizados para alimentación animal. Su valor de exportación en los últimos años ha sido aproximadamente un 80% del valor de la tonelada de maíz. Si bien también se utiliza en el mercado interno, por simplicidad analítica se asume que se exporta en su totalidad.

Saldo de divisas etanol

Saldo de divisas anual y acumulado de la producción de etanol ⁽¹⁾ ⁽²⁾

(MUSD)



- El corte de naftas con etanol tuvo un **impacto comercial positivo**, debido al ahorro en las importaciones de naftas que se requerirían en caso de no utilizarse mezcla con biocombustibles.
 - El etanol elaborado a base de **caña no consume insumos exportables**, por lo que su impacto resulta netamente positivo en materia de divisas.
 - En el caso del etanol en base a maíz, el resultado depende de la relación entre el ahorro en las importaciones de naftas y la pérdida de exportaciones de maíz.
- A lo largo de los últimos 10 años el corte con etanol significó un saldo de divisas positivo (+ 1.855 MUSD anuales en promedio).

Nota: (1) El saldo de divisas para cada mes se estimó como: (Exportación DGS + Sustitución de naftas en mercado interno) – (Maíz que se dejó de exportar). La sustitución de naftas se calculó a partir de las ventas totales de etanol valorizadas a precio de importación de naftas. El maíz que se dejó de exportar se calculó a partir de los precios de exportación para dicho producto y el volumen de venta de etanol, ajustado por la relación entre ton maíz/m³ etanol. Se considera que para producir un m³ de etanol en base a maíz se debe utilizar 2,5 tn de maíz, a la vez que se obtiene como subproducto 0,8 tn de DGS. (2) Por simplicidad analítica, se asume que todo el DGS se exporta a los valores promedio del mes (incluye burlanda seca y húmeda). (3) El dato 2010 corresponde al total del período 2010-2012. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía e INDEC.

Nuevo proyecto de Ley de Biocombustibles

- En el mes de noviembre del año 2025 ingresó al Congreso de la Nación un proyecto para sancionar una nueva Ley de Biocombustibles.
- Uno de los **objetivos** de la nueva ley es promover la transición del sector de biocombustibles hacia un **mercado dinámico, desregulado y libre**, fomentando los **acuerdos entre privados**. Sin embargo, para avanzar en ese camino, se establece un **período de transición** hasta el **31/12/2028**.

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN



AUTORIDAD DE APLICACIÓN

Durante el período de transición la **Secretaría de Energía** continuará teniendo un rol fundamental en el mercado.

Sus **funciones** comprenderán:

- ↳ Desarrollar todas las acciones necesarias para una **transición** gradual, ordenada y previsible hacia la nueva conformación del mercado de biocombustibles.
- ↳ Arbitrar los medios necesarios para la **disponibilidad** de los **insumos** necesarios para la elaboración de los biocombustibles con destino a la mezcla obligatoria, a fin de que la adquisición de aquellos sea llevada a cabo según las condiciones normales y habituales del mercado y sin distorsión alguna.
- ↳ Categorizar a los elaboradores y distribuir los cupos de producción.
- ↳ **Monitorear** en forma continua los **precios y cantidades** negociadas de las materias primas e insumos por para la elaboración de biocombustibles.
- ↳ Implementar un **sistema único de licitaciones** transparentes, de acceso público, a ser realizada periódicamente.
- ↳ Determinar las **asignaciones de biocombustibles** para el abastecimiento de la mezcla obligatoria con gasoil y/o nafta, y garantizar su cumplimiento.
- ↳ Determinar y publicar los **precios de paridad de referencia internacional** de biocombustibles.

Nuevo proyecto de Ley de Biocombustibles

❖ FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN

» LICITACIONES PÚBLICAS

- La **autoridad de aplicación determinará periódicamente los volúmenes y precios para el abastecimiento de biocombustibles mediante licitaciones** únicas, transparentes y de acceso público realizadas por un organismo independiente.
- Las elaboradoras tendrán como volúmenes máximos de licitación los cupos que fueron asignados de acuerdo con las disposiciones de la normativa previa.
- Las ofertas se ordenarán en orden creciente de precio y serán adjudicadas al precio ofertado comenzando por el menor hasta completar el volumen requerido.
- Para las licitaciones de bioetanol, el listado para definir los oferentes con derecho a adjudicación se confeccionará separadamente para el producido con caña de azúcar y el producido con maíz.

» PRECIOS MÁXIMOS EN LAS LICITACIONES

- ↳ Para el **biodiésel de soja**: el mayor precio entre el precio de paridad de importación de gasoil y la paridad de exportación de biodiésel.
- ↳ Para el **etanol**: promedio de la paridad de importación y exportación del etanol.

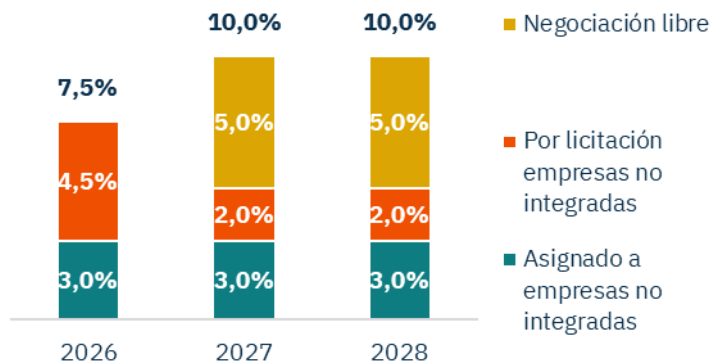
» IMPORTACIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES

Los biocombustibles destinados al corte obligatorio deberán haber sido **elaborados en plantas en la Argentina y a partir de materias primas de origen nacional**. Sin embargo, **se podrá autorizar la importación de biocombustibles** en caso de verificada escasez de abastecimiento al mercado interno, o en caso de verificarse que el precio de importación fuera inferior al precio ofertado para la compra de biocombustibles de origen nacional.

Nuevo proyecto de Ley de Biocombustibles

❖ FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN

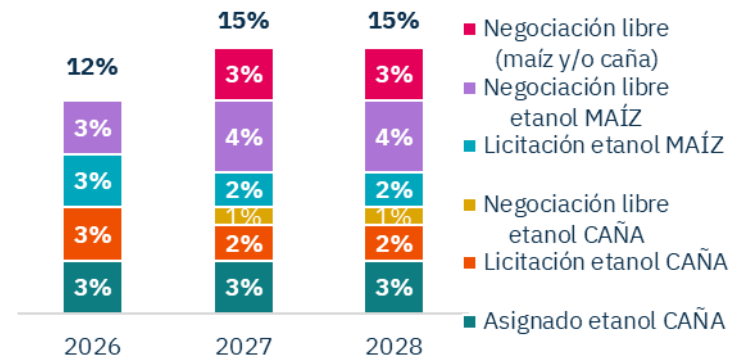
Composición del corte obligatorio del biodiésel⁽¹⁾ (%)



- ❑ El corte obligatorio con **biodiésel** se mantendría en el **7,5%** durante 2026 y se incrementaría al **10%** a partir de **2027**.
- ❑ En la actualidad, la Secretaría de Energía asigna la totalidad del cupo para abastecer el 7,5% de corte a empresas productoras de biodiésel no integradas.
- ❑ Con el nuevo proyecto, durante el corriente año la Secretaría de Energía seguiría asignando parcialmente el cupo, otorgando un 3% del corte a las empresas no integradas. El restante 4,5% se asignaría por licitación.
- ❑ A partir de 2027, se mantendría la asignación del 3% del corte a empresas no integradas, mientras que un 2% se asignaría mediante licitación. El 5% restante para abastecer el corte obligatorio se negociaría libremente entre los productores de biodiésel y las refinadoras.

- ❑ El corte obligatorio con **etanol** se mantendría en el **12%** durante 2026 y se incrementaría al **15%** a partir de **2027**.
- ❑ En la actualidad, la Secretaría de Energía asigna un 6% del corte a elaboradores de etanol de caña y el 6% a elaboradores de etanol de maíz.
- ❑ Con el nuevo proyecto, durante el corriente año la Secretaría de Energía seguiría asignando parcialmente el cupo (un 6% asignado equitativamente entre elaboradores de etanol de caña y de maíz). Adicionalmente, el otro 6% de corte se asignaría mediante licitación.
- ❑ A partir de 2027, la Secretaría de Energía sólo asignaría directamente el 3% de cupo a etanol de caña, un 4% iría por licitación y un 8% por negociación libre entre elaboradores de etanol y las refinadoras.

Composición del corte obligatorio del etanol⁽²⁾ (%)



Nuevo proyecto de Ley de Biocombustibles

❖ FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO UNA VEZ FINALIZADO EL PERÍODO DE TRANSICIÓN

CORTE OBLIGATORIO



El corte obligatorio con **biodiesel** se mantiene en el **10%** y el de **etanol** en el **15%**. La **autoridad de aplicación podrá modificar** los porcentajes cuando lo considere conveniente en función de asegurar el abastecimiento de la demanda ante situaciones que afecten el abastecimiento del mercado interno o por cuestiones técnicas y/o de calidad.

PORCENTAJE DE CORTE



Los mezcladores podrán **incrementar los porcentajes** de biocombustibles al gasoil y a la nafta, en adición a los porcentajes de mezcla obligatorios, **conforme la normativa** de calidad de combustibles vigente, hasta el límite que impongan las normas técnicas sobre la calidad y composición fisicoquímica del producto final.

COPROCESAMIENTO



En los casos en que las **mezcladoras** que a su vez sean **refinadoras incorporen materia prima no fósil como insumo para la producción de gasoil o nafta** podrán computar ese porcentaje para el **cumplimiento del corte obligatorio**.

ABASTECIMIENTO



El abastecimiento de los **volúmenes** de biocombustibles necesarios para el cumplimiento con las mezclas obligatorias será **negociado libremente por las partes**.

PRECIOS



Las operaciones destinadas al cumplimiento de las mezclas obligatorias se realizarán a **precios libremente pactados** entre **elaboradores y mezcladores**, en condiciones de mercado.

COMERCIO EXTERIOR



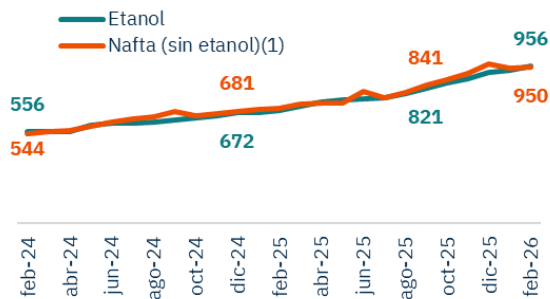
Se permite la **libre importación y exportación de biocombustibles**. Las mezcladoras podrán hacer uso de esta facultad de mercado a los fines de asegurar el cumplimiento de los porcentajes de mezcla obligatoria ya sea por ventajas comparativas de precio o disponibilidad de volumen, así como también para ser utilizado en mezcla adicional.

Resultados del régimen de promoción a los biocombustibles en Argentina

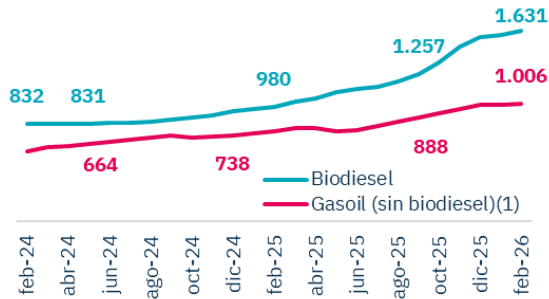


La promoción de biocombustibles en Argentina surgió como una alternativa a la utilización de combustibles fósiles, en el marco del encarecimiento de los mismos en el mercado internacional. Sin embargo, el régimen de promoción **a los biocombustibles generó pérdidas significativas en términos fiscales** y, ante el encarecimiento de los biocombustibles, impuso **presiones al alza en el precio de los combustibles en surtidor**.

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



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



Incluso ante un crecimiento del precio del componente fósil, el diferencial de precios, sumado al menor poder calorífico de los biocombustibles, implican un encarecimiento de los combustibles en surtidor.

- ❑ El aumento de los precios internacionales de los combustibles fósiles, en el marco del conflicto en Irán, ha reactivado el debate en torno a la necesidad de avanzar en un incremento del corte obligatorio con biocombustibles.
- ❑ Sin embargo, dado el diferencial de precios entre el gasoil y el biodiésel, incluso bajo el supuesto de estabilidad en los precios de los commodities agrícolas —y, por lo tanto, de los biocombustibles—, el mayor nivel de corte con biodiésel continúa implicando un encarecimiento del gasoil en surtidor. En efecto, con un precio del Brent en torno a los 100 USD/bbl, el diferencial de precios seguiría implicando un sobrecosto estimado del 12%, aunque se reduciría desde el 61% observado en los primeros meses del año.
- ❑ La situación es diferente en el caso del etanol, particularmente el de caña de azúcar. A pesar de su menor poder calorífico en relación con la nafta, en un escenario de precios internacionales elevados podría contribuir a mitigar los incrementos en los precios en surtidor.
- ❑ De todas formas, en caso de avanzarse hacia un esquema de asignación de cupos mediante licitaciones, tal como se propone en el nuevo marco normativo, podrían alcanzarse reducciones en los precios de los biocombustibles en el mercado local, considerando la elevada capacidad ociosa que enfrenta la industria. En este caso, el aumento en el corte con biocombustibles tendría un impacto menor sobre el precio de los combustibles en surtidor.

Estadísticas del sector energético

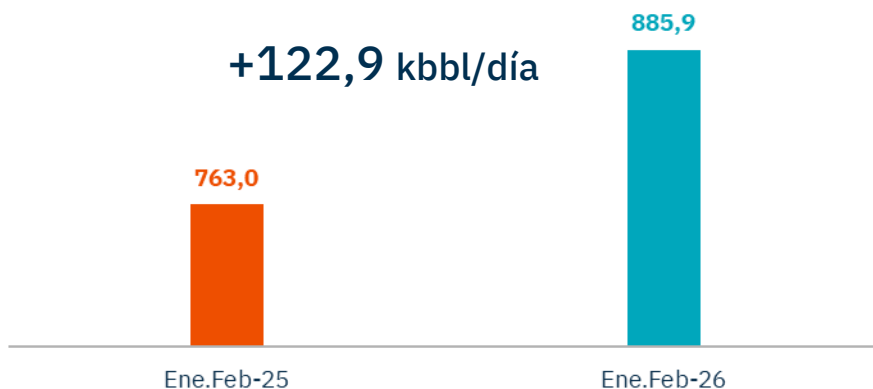
Producción de petróleo por tipo de reservorio, febrero 2026 ⁽¹⁾ (kbbbl/día y %)

TOTAL	CONVENCIONAL	NO CONVENCIONAL
881	290	591
kbbbl/día	kbbbl/día	kbbbl/día
15,6%	-9,0%	33,3%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

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

	feb-25	feb-26	Var. %	Ene-Feb.25	Ene-Feb.26	Var. %
CONV.	318,7	290,1	-9,0%	320,1	290,4	-9,3%
NO CONV.	443,3	591,0	33,3%	442,9	595,5	34,5%
GOLFO SAN JORGE	189,2	175,1	-7,5%	190,2	175,1	-8,0%
NEUQUINA	538,8	675,3	25,3%	539,0	680,5	26,2%
AUSTRAL	15,2	14,4	-5,6%	14,9	14,1	-5,8%
RESTO	18,8	16,4	-12,8%	18,8	16,3	-13,4%
TOTAL	762,0	881,1	15,6%	763,0	885,9	16,1%

Producción de petróleo acumulado 2026 vs. 2025 ⁽¹⁾ (kbbbl/día)



Acumulado 2025 vs. 2024:

TOTAL: +122,9 kbbbl/día

CONVENCIONAL: -29,7 kbbbl/día

NO CONVENCIONAL: +152,6 kbbbl/día

Producción de petróleo por empresa operadora ⁽¹⁾

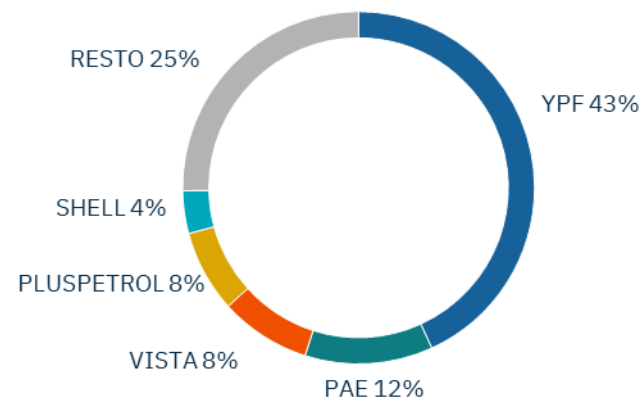
(kbbbl/día y porcentajes)

Empresa	feb-25	feb-26	Var %	Ene.Feb-25	Ene.Feb-26	Var %
YPF	357,1	380,4	6,5%	359,0	388,6	8,3%
PAE	106,0	103,5	-2,4%	105,5	104,3	-1,1%
VISTA	65,5	73,6	12,5%	68,5	70,0	2,3%
PLUSPETROL	53,9	66,4	23,4%	53,3	66,7	25,2%
SHELL	29,8	34,5	15,9%	30,2	35,6	17,9%
RESTO	149,9	222,7	48,5%	78,4	122,5	56,3%
TOTAL	762,0	881,1	15,6%	763,0	885,9	16,1%

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

	Kbbbl/día
YPF	+23,3
PAE	-2,5
VISTA	+8,2
PLUSPETROL	+12,6
SHELL	+4,7

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



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

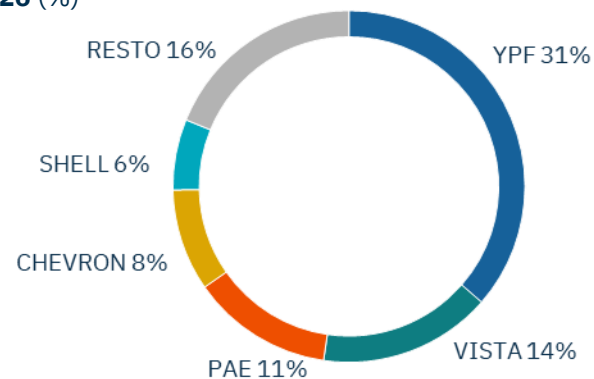
(kbbbl/día y porcentajes)

Empresa	feb-25	feb-26	Var %	Ene.Feb-25	Ene.Feb-26	Var %
YPF	267,5	275,3	2,9%	267,8	280,7	4,8%
VISTA	72,1	120,0	66,5%	75,2	117,3	56,0%
PAE	101,8	98,2	-3,6%	101,1	98,8	-2,3%
CHEVRON	56,2	70,9	26,1%	55,4	72,5	30,9%
SHELL	45,9	49,1	7,0%	46,0	50,0	8,5%
RESTO	123,7	142,2	15,0%	122,6	140,1	14,3%
TOTAL	762,0	881,1	15,6%	763,0	885,9	16,1%

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

	Kbbbl/día
YPF	+7,8
VISTA	+47,9
PAE	-3,6
CHEVRON	+14,7
SHELL	+3,2

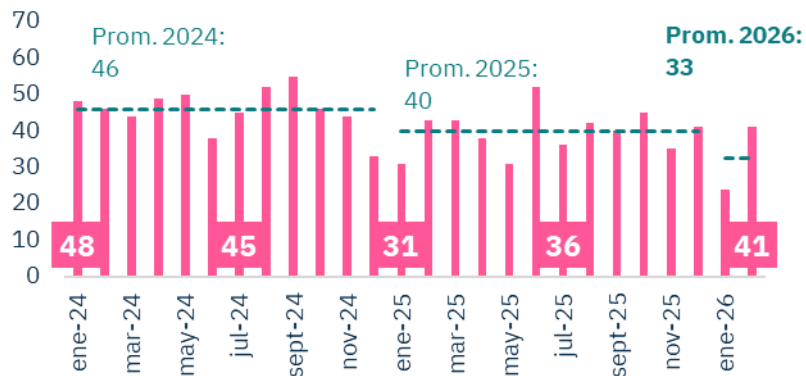
Participación de las empresas propietarias en la producción total, feb-26 (%)



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.

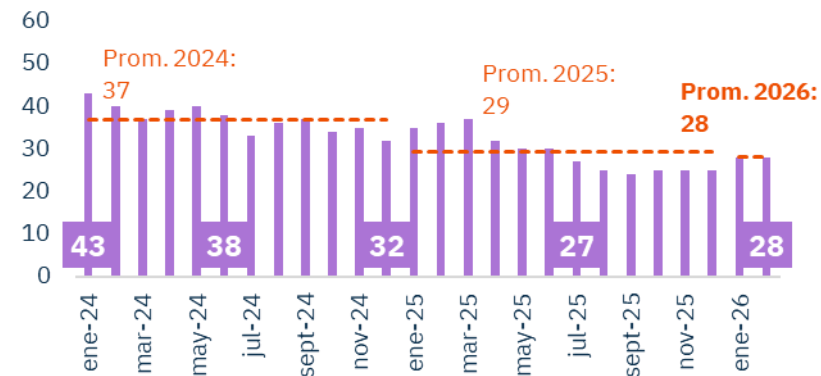
Pozos de explotación terminados ⁽¹⁾⁽²⁾

(cantidad de pozos #)



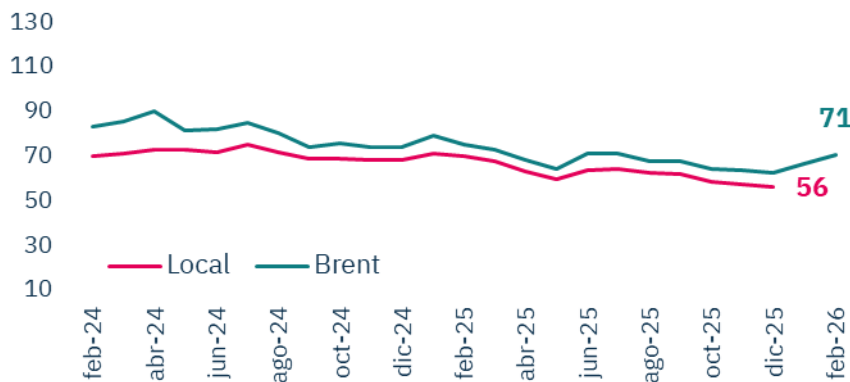
Plataformas en operación ⁽²⁾

(cantidad de plataformas #)



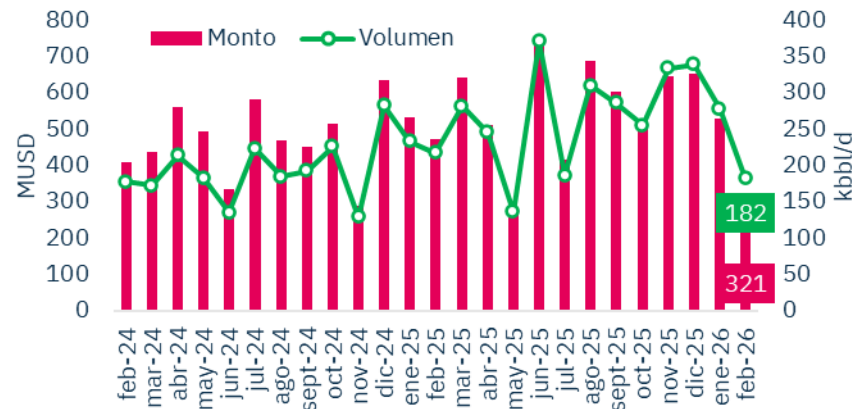
Precios del petróleo en el mercado local e internacional

(USD/bbl)



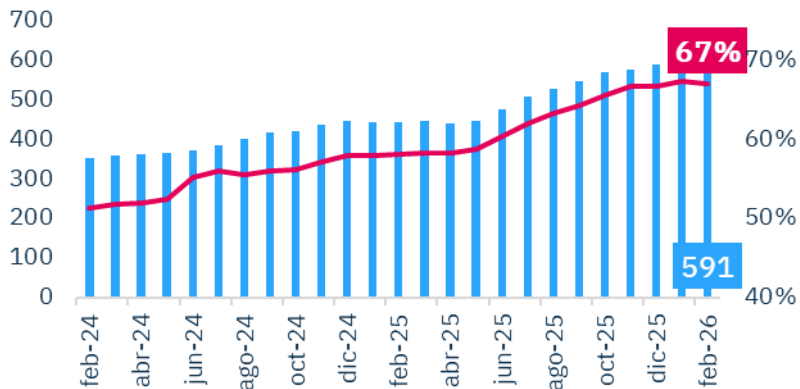
Monto y volumen de las exportaciones de petróleo

(MUSD y kbb/d)

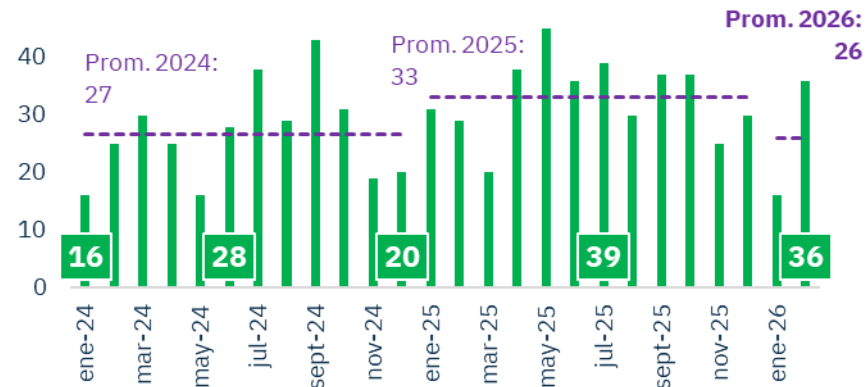


Notas: (1) Se consideraron sólo los pozos productivos. (2) Se muestra el promedio anual de los pozos y en el caso del último año el acumulado al último mes disponible. Fuente: elaboración propia en base a Secretaría de Energía, INDEC y Baker Hughes.

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



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



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

Empresa	feb-26	Var %
YPF	320,1	32,6%
VISTA	73,6	12,6%
PLUSPETROL	48,8	40,1%
SHELL	34,5	15,9%
RESTO	3,4	-95,3%
TOTAL	591,0	33,3%

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

Empresa	feb-26	Var %
YPF	209,1	42,7%
VISTA	114,8	73,5%
CHEVRON	70,1	30,0%
SHELL	49,0	7,2%
RESTO	13,9	-89,4%
TOTAL	591,0	33,3%

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, febrero 2026

(MMm³/día y %)

TOTAL	CONVENCIONAL	NO CONV.
140	49	91
kbbbl/día	kbbbl/día	kbbbl/día
-3,3%	-10,3%	0,9%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

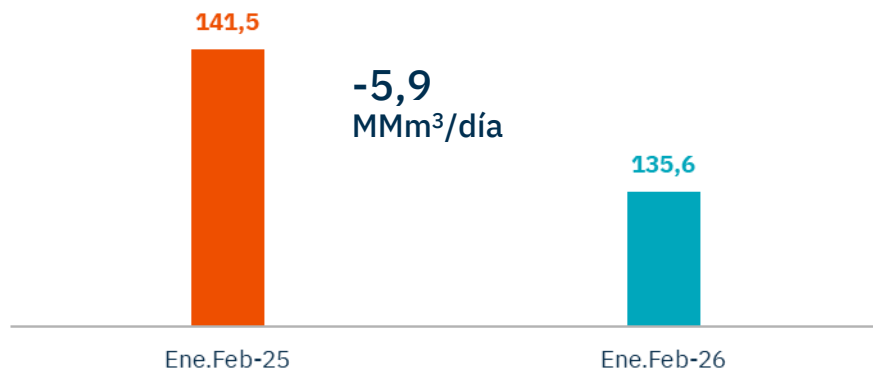
Producción por tipo de reservorio y cuenca

(MMm³/día)

	feb-25	feb-26	Var. %	Ene.Feb-25	Ene.Feb-26	Var. %
CONV.	54,7	49,1	-10,3%	54,1	47,5	-12,2%
SHALE	74,0	78,0	5,5%	71,0	75,2	5,9%
TIGHT	16,2	13,0	-19,6%	16,4	12,9	-21,2%
NEUQUINA	102,3	101,6	-0,7%	99,6	98,3	-1,4%
AUSTRAL	29,0	26,9	-7,0%	28,3	25,8	-8,8%
GOLFO SAN JORGE	10,1	8,6	-14,3%	10,2	8,7	-14,5%
RESTO	3,4	2,8	-17,5%	3,4	2,8	-17,2%
TOTAL	144,8	140,0	-3,3%	141,5	135,6	-4,2%

Producción de gas natural, 2025 vs. 2024

(MMm³/día)



Acumulado 2025 vs. 2024:

TOTAL: -5,9 MMm³/día
 CONVENCIONAL: -6,62 MMm³/día
 TIGHT GAS: -3,5 MMm³/día
 SHALE GAS: +4,2 MMm³/día

Producción de gas natural por empresa operadora

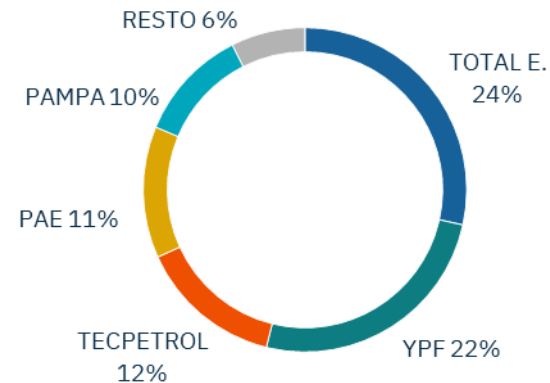
(MMm3/día y %)

Empresa	feb-25	feb-26	Var %	Ene.Feb-25	Ene.Feb-26	Var %
TOTAL E.	36,0	33,9	-5,7%	35,2	32,3	-8,2%
YPF	33,8	30,2	-10,5%	34,2	28,7	-16,2%
TECPETROL	17,7	17,1	-3,6%	16,8	17,1	1,5%
PAE	16,4	15,6	-4,4%	16,3	15,2	-6,6%
PAMPA	13,7	13,4	-1,9%	12,3	12,7	3,0%
RESTO	8,3	8,8	6,5%	8,3	8,8	5,9%
TOTAL	144,8	140,0	-3,3%	141,5	135,6	-4,2%

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

	MMm ³ /día
TOTAL E.	-2,1
YPF	-3,6
TECPETROL	-0,6
PAE	-0,7
PAMPA	-0,3

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



Producción de gas natural por empresa propietaria⁽¹⁾

(MMm3/día y %)

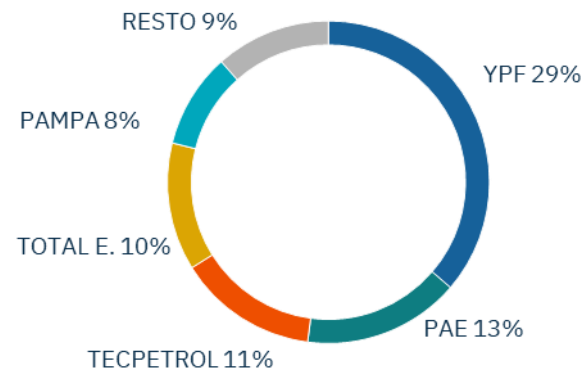
Empresa	feb-25	feb-26	Var %	Ene.Feb-25	Ene.Feb-26	Var %
YPF	43,4	40,8	-6,0%	43,4	38,1	-12,2%
PAE	18,6	17,7	-5,2%	18,4	17,1	-7,1%
TECPETROL	16,4	15,8	-3,8%	15,5	15,7	1,8%
TOTAL E.	15,4	14,4	-6,4%	15,1	13,7	-8,9%
PAMPA	12,0	10,7	-11,5%	10,8	10,5	-2,7%
RESTO	39,0	13,0	-66,7%	10,6	13,0	22,7%
TOTAL	144,8	140,0	-3,3%	141,5	135,6	-4,2%

Variación de la producción por empresa propietaria⁽¹⁾,

feb-26 / feb-25 (MMm3/día)

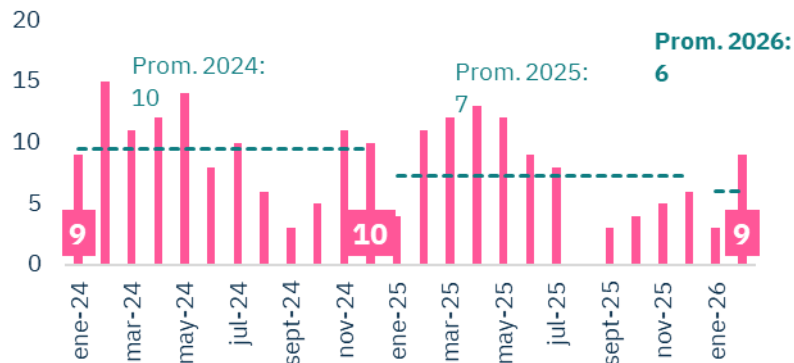
	MMm ³ /día
YPF	-2,6
PAE	-1,0
TECPETROL	-0,6
TOTAL E.	-1,0
PAMPA	-1,4

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



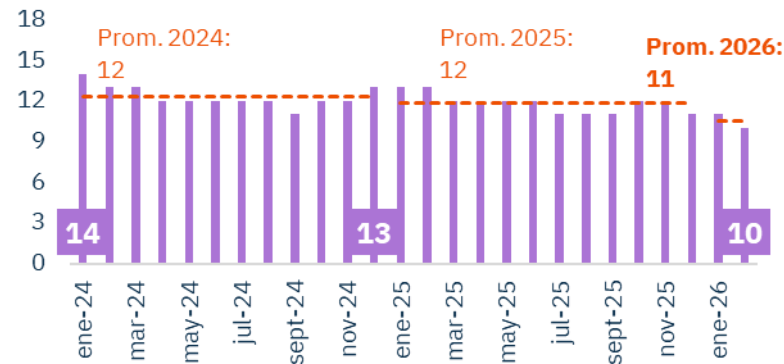
Pozos de explotación terminados ⁽¹⁾

(cantidad de pozos #)



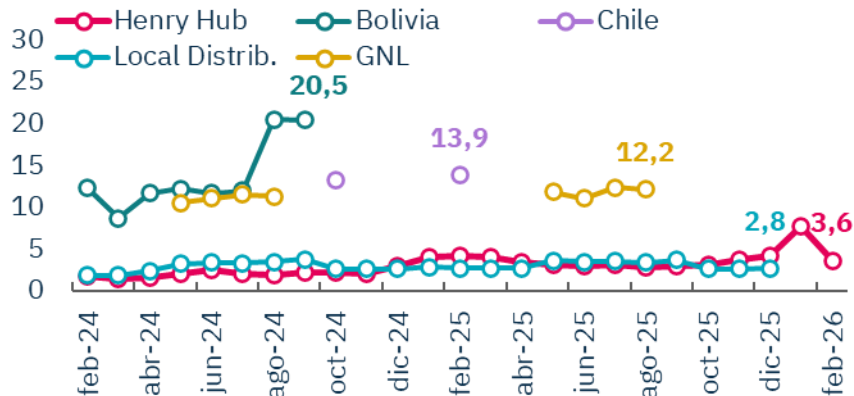
Plataformas en operación

(cantidad de plataformas #)



Precios del gas natural

(USD/MMBTU)



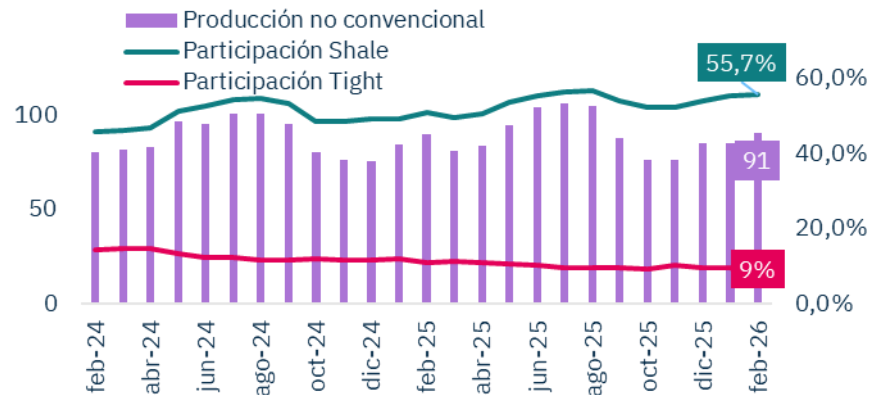
Monto, volumen y precio de las importaciones y exportaciones de gas natural y GNL (USD/MMBTU)

IMPORTACIONES	MMm3/d	MUSD	USD/MMBTU
Ene.Feb-25	0,5	15	0,5
Ene.Feb-26	0,0	0	0,0
Var. i.a.	-100%	-100%	-100%

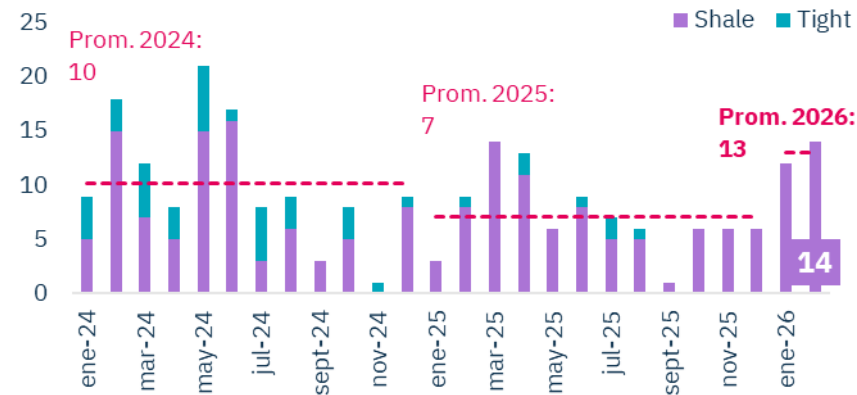
EXPORTACIONES	MMm3/d	MUSD	USD/MMBTU
Ene.Feb-25	6,5	64	6,5
Ene.Feb-26	6,0	47	6,0
Var. i.a.	-7%	-27%	-7%

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

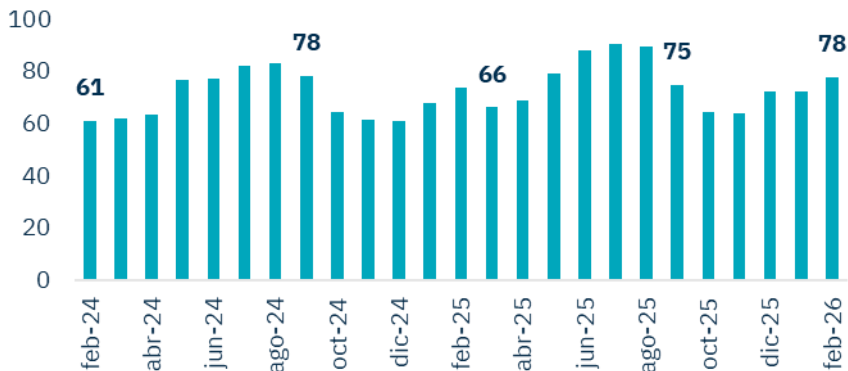
Producción no convencional y participación sobre el total (MMm3/día)



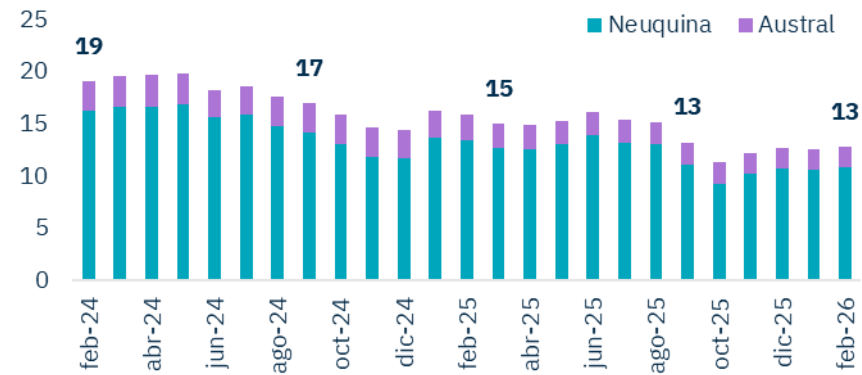
Nivel de actividad no convencional (cantidad de pozos)



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 ⁽¹⁾ (MMm3/día)

Empresa	SHALE GAS	
	feb-26	Var %
YPF	18,7	3,0%
TECPETROL	14,9	0,7%
PLUSPETROL	11,5	8,3%
PAMPA	10,5	9,8%
RESTO	22,5	7,7%
TOTAL	78,0	5,5%

Producción de tight gas por empresa operadora (MMm3/día)

Empresa	TIGHT GAS	
	feb-26	Var %
YPF	5,2	-16,5%
PAMPA	2,9	-20,6%
CGC	2,1	-23,8%
PAE	0,6	-18,4%
RESTO	2,2	-20,9%
TOTAL	13,0	-19,5%

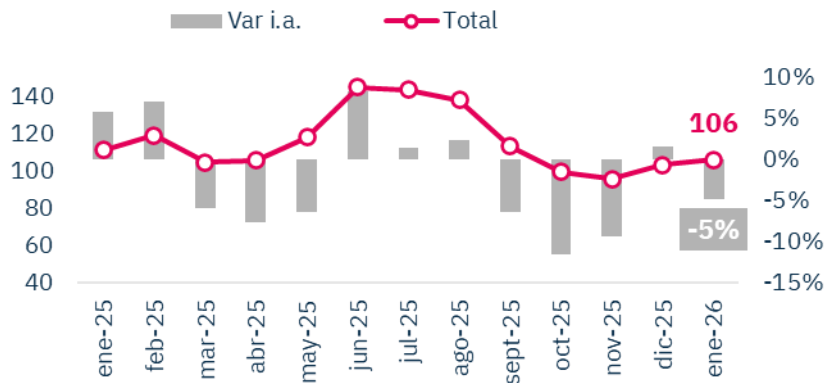
Producción de shale gas por empresa propietaria (MMm3/día)

Empresa	SHALE GAS	
	feb-26	Var %
YPF	29,0	9,2%
TECPETROL	14,9	0,7%
PAMPA	6,4	-1,7%
PLUSPETROL	6,1	10,8%
RESTO	21,6	5,1%
TOTAL	78,0	5,5%

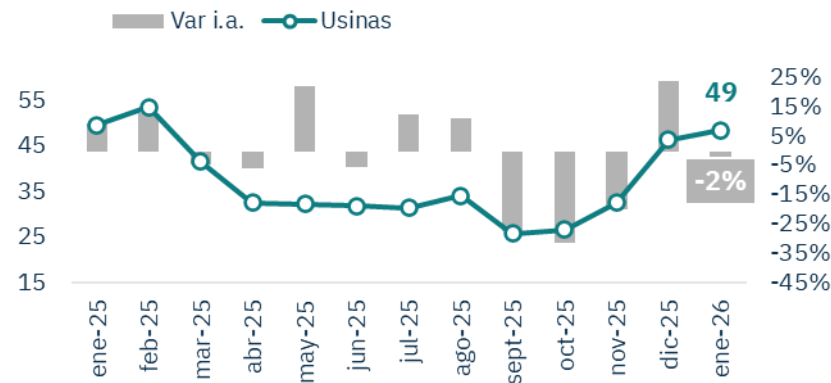
Producción de tight gas por empresa propietaria (MMm3/día)

Empresa	TIGHT GAS	
	feb-26	Var %
PAMPA	4,0	-19,3%
YPF	3,3	-17,5%
CGC	2,1	-23,8%
PETROBRAS	1,2	-17,8%
RESTO	2,4	-19,4%
TOTAL	13,0	-19,5%

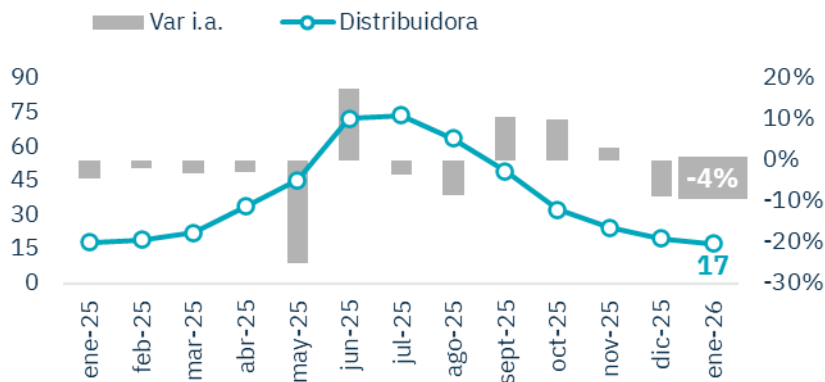
Consumo total (1)
(MMm³/día y porcentajes)



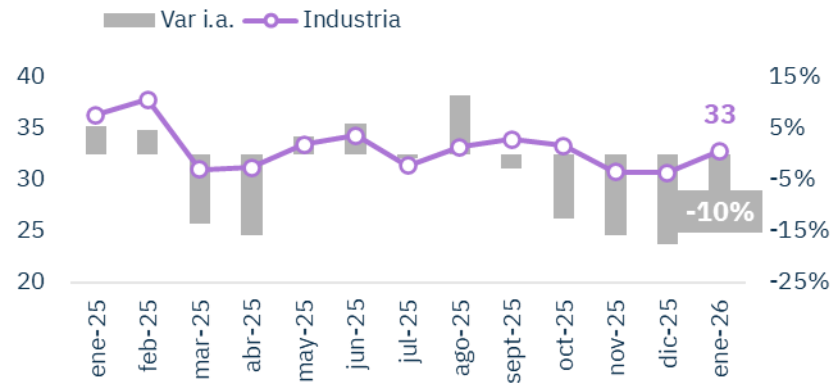
Consumo usinas (1)
(MMm³/día y porcentajes)



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



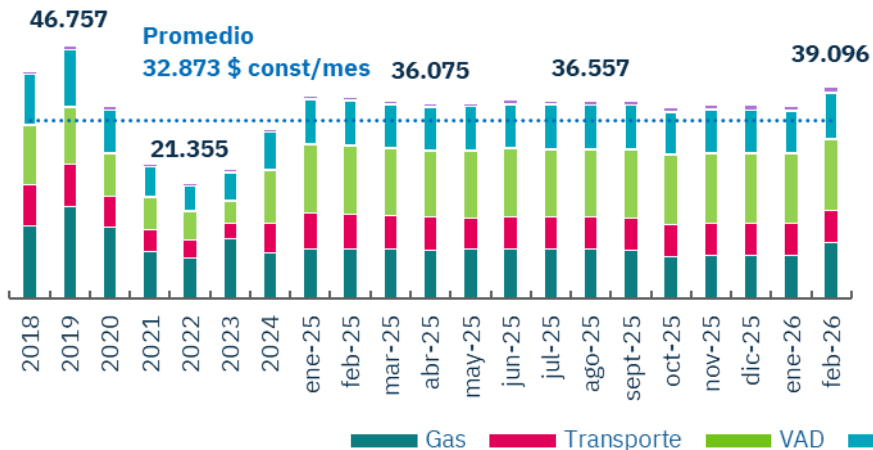
Industria (3)
(MMm³/día y porcentajes)



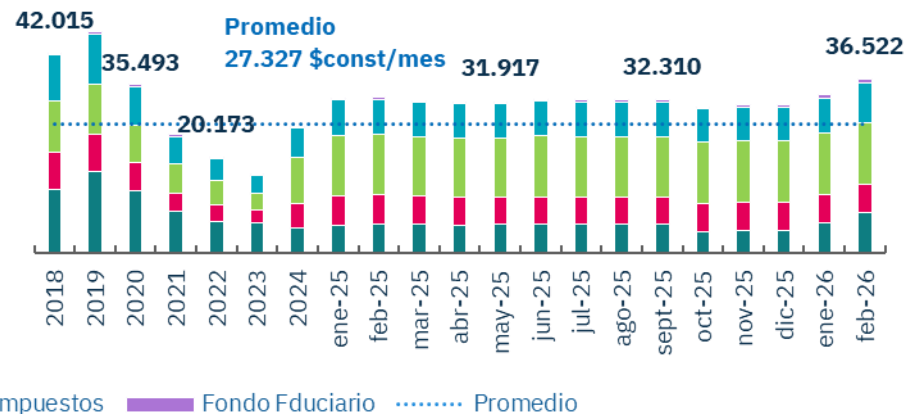
Notas: (1) Incluye exportaciones. (2) Incluye consumo total de usinas (de distribuidora, transporte y off system. (3) Incluye residencial, comercial, industria, entes oficiales y GNC de distribuidora, no incluye la demanda industrial de distribuidora. (4) Incluye demanda industrial de distribuidora,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

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

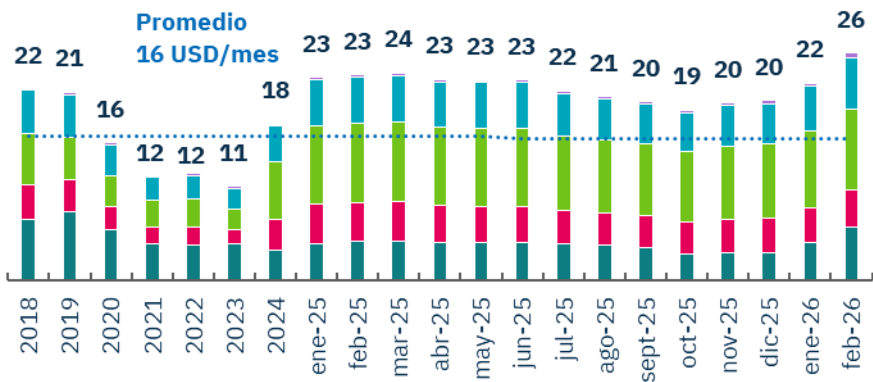
SEF - AR\$ constantes de Feb-26/mes



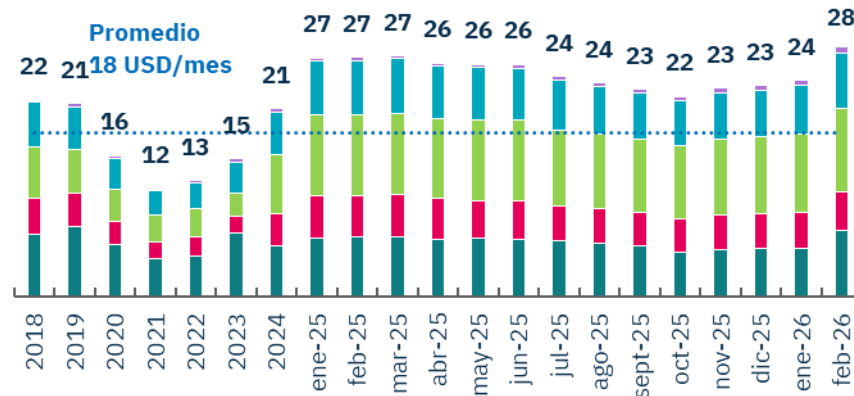
No SEF - AR\$ constantes de Feb-26/mes



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, Febrero 2026

(kbbbl/día y %)

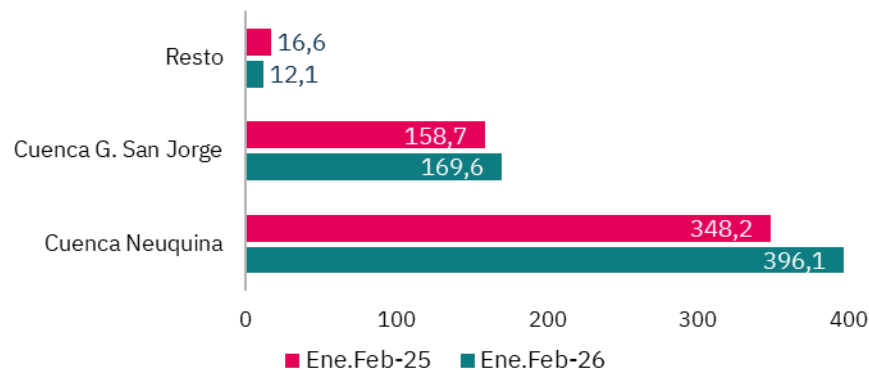
TOTAL	Cuenca Neuquina	Cuenca G. San Jorge	Resto
585,7	405,2	168,4	12,1
kbbbl/día	kbbbl/día	kbbbl/día	kbbbl/día
20,4%	23,3%	17,4%	-14,5%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

Febrero 2026 vs. Febrero 2025:

TOTAL: +99,4 kbbbl/día

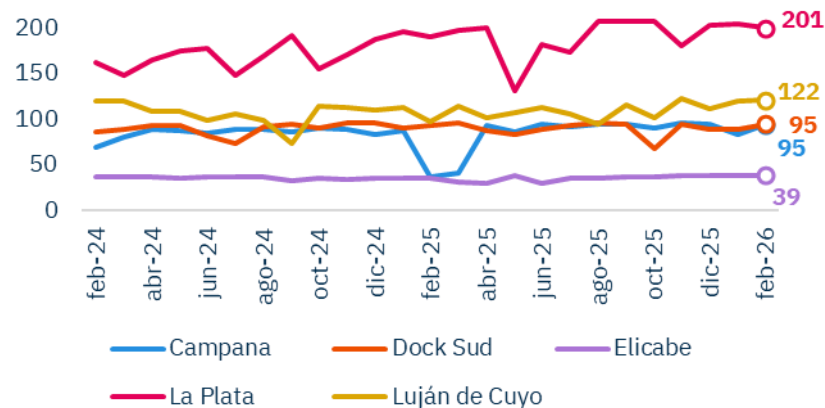
Crudo procesado

(kbbbl/día)



Crudo procesado según refinería

(kbbbl/día)



Producción de combustibles por tipo ⁽¹⁾

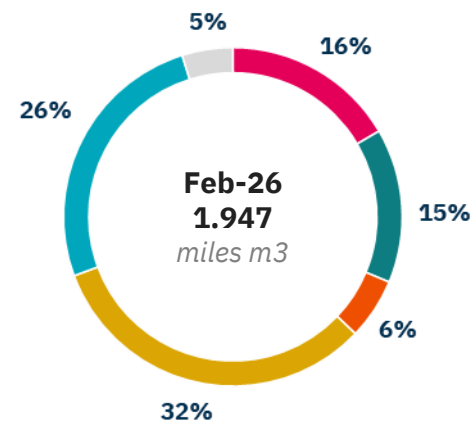
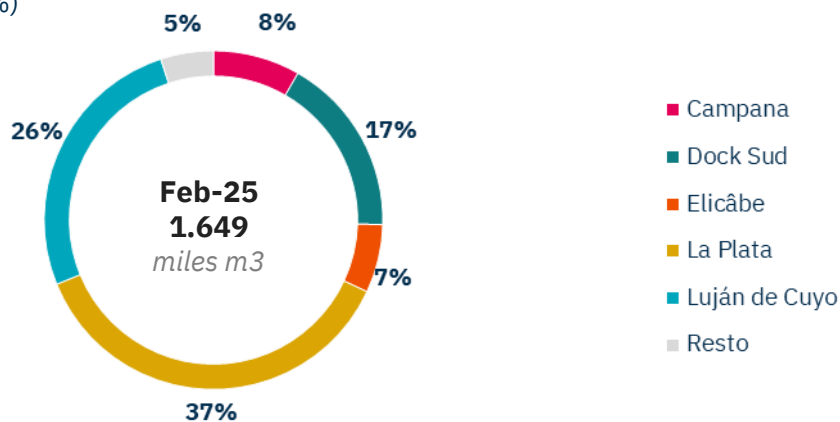
(miles de m3 y %)

	Nafta 2	Nafta 3	Gasoil 2	Gasoil 3
Feb-25	522	201	620	307
Feb-26	552	250	642	505
Var. Ia	5,7%	23,9%	3,5%	64,7%
Ene.Feb-25	1.126	438	1.352	750
Ene.Feb-26	1.160	498	1.368	1.014
Var. Ia	3,0%	13,6%	1,2%	35,2%

Febrero 2026 vs. Febrero 2025:
TOTAL: +298,0 miles de m3

Producción de naftas y gasoil por refinería

(en %)



Ventas de naftas y gasoil, Febrero 2026

(miles m3 y %)

TOTAL	Nafta	Gasoil
1.876	793	1.083
Miles m ³	Miles m ³	Miles m ³
0,9%	-0,1%	1,7%
Var. % interanual	Var. % interanual	Var. % interanual

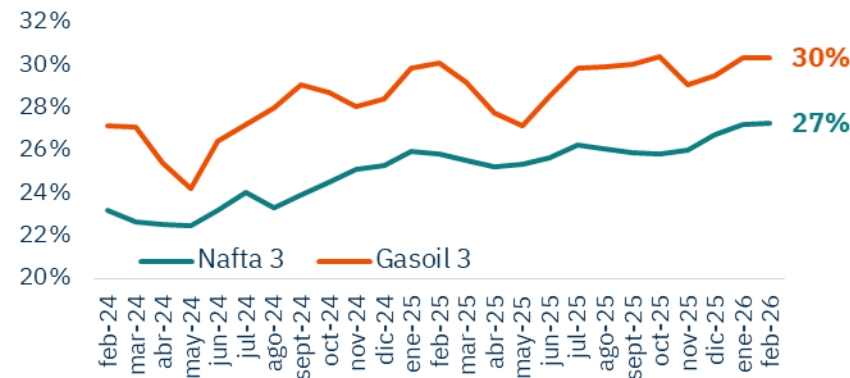
Ventas de naftas y gasoil ⁽¹⁾

(miles m3 y %)

	Nafta 2	Nafta 3	Gasoil 2	Gasoil 3
Feb-25	589	205	744	320
Feb-26	577	216	754	328
Var. Ia	-2,1%	5,5%	1,3%	2,4%
Ene.Feb-25	1.229	429	1.546	661
Ene.Feb-26	1.210	453	1.595	693
Var. Ia	-1,5%	5,6%	3,1%	4,9%

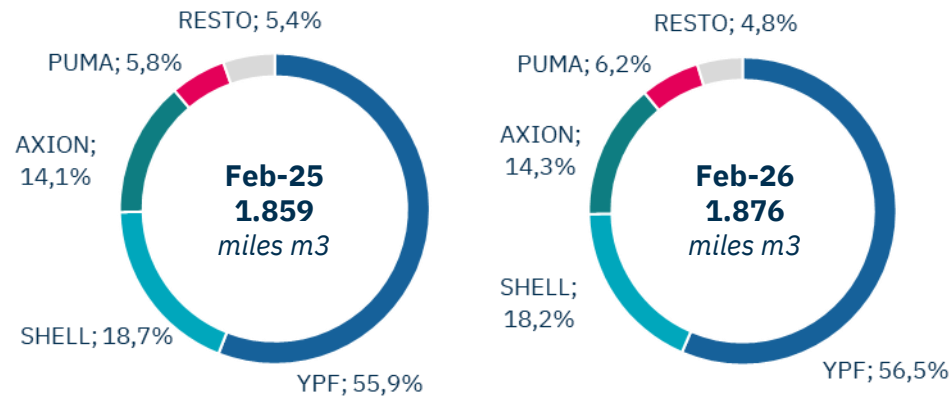
Participación grado 3

(% sobre ventas)

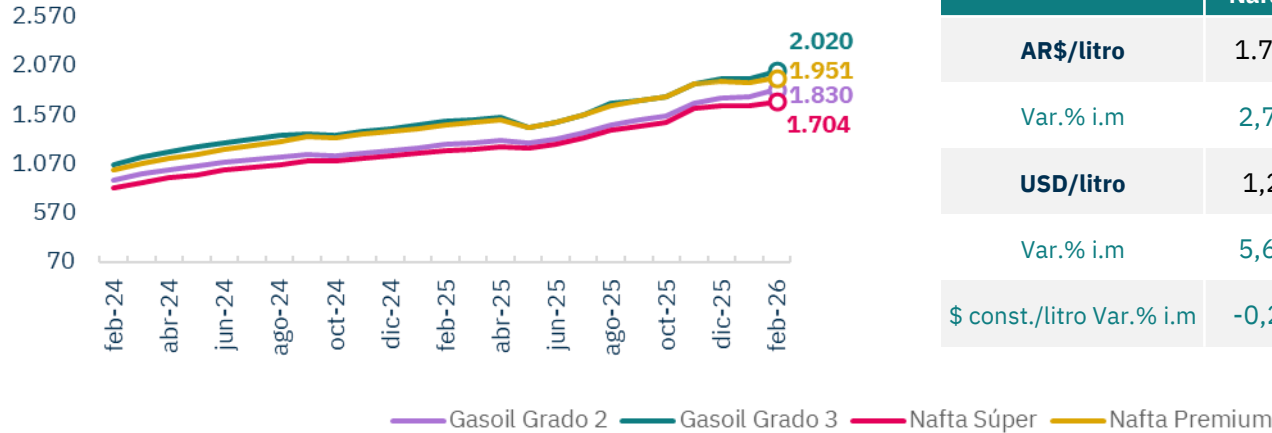


Market share, Febrero 2025 y 2026 ⁽¹⁾

(% sobre ventas)



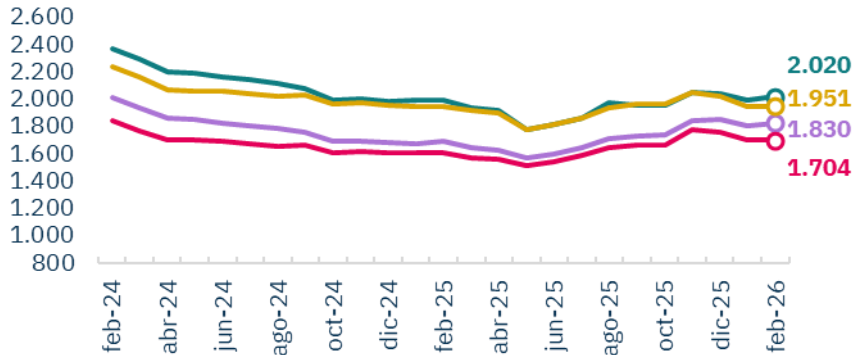
Precio de los combustibles en pesos corrientes (AR\$/litro)



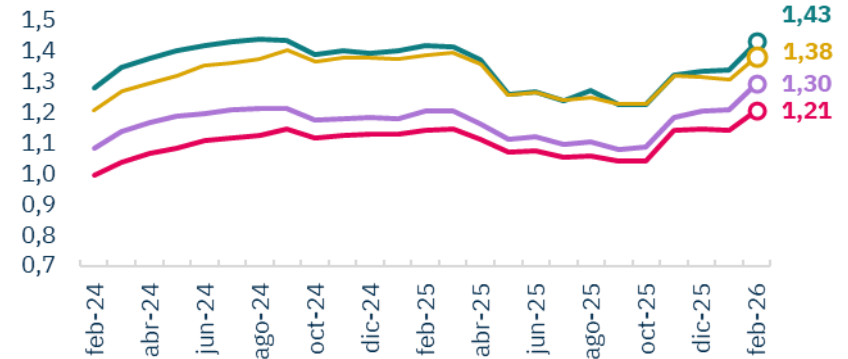
Precio de los combustibles, Febrero 2026 (USD/litro y \$/litro)

	Nafta 2	Nafta 3	Gasoil 2	Gasoil 3
AR\$/litro	1.704	1.951	1.830	2.020
Var.% i.m	2,7%	2,8%	4,4%	4,0%
USD/litro	1,21	1,38	1,30	1,43
Var.% i.m	5,6%	5,7%	7,3%	6,9%
\$ const./litro Var.% i.m	-0,2%	-0,1%	1,4%	1,1%

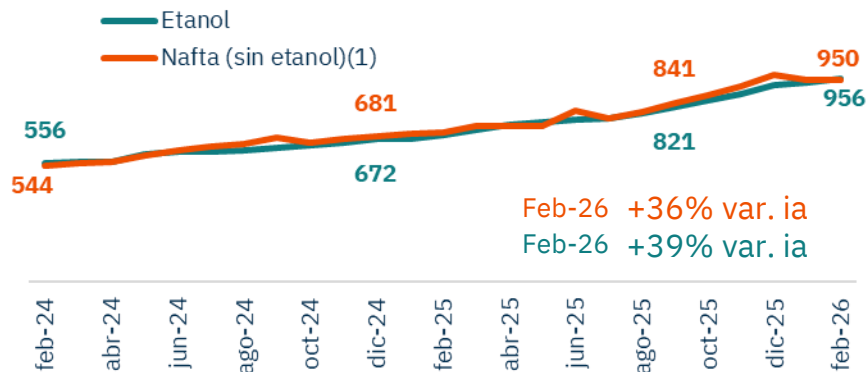
Precio de los combustibles en pesos constantes (AR\$ constantes de Feb-26/litro)



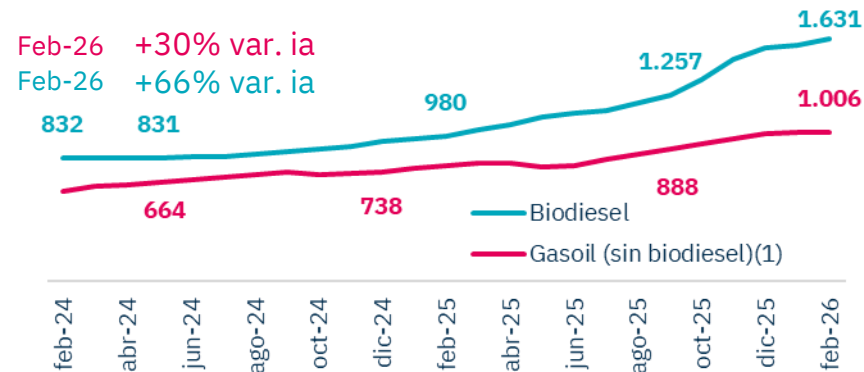
Precio de los combustibles en dólares corrientes (USD/litro)



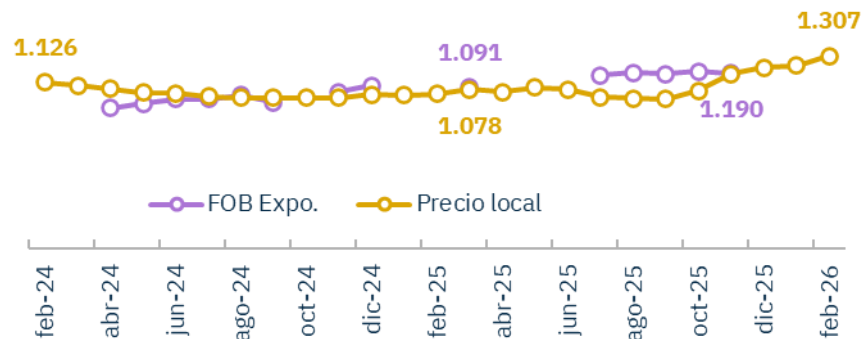
Precio del etanol vs. precio de la nafta ⁽¹⁾ (\$/litro)



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



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

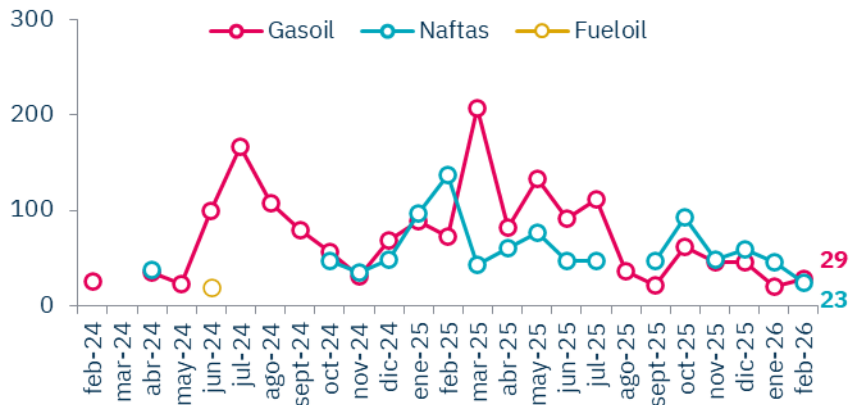


Impacto del corte con biocombustibles Últimos 12 meses ⁽²⁾

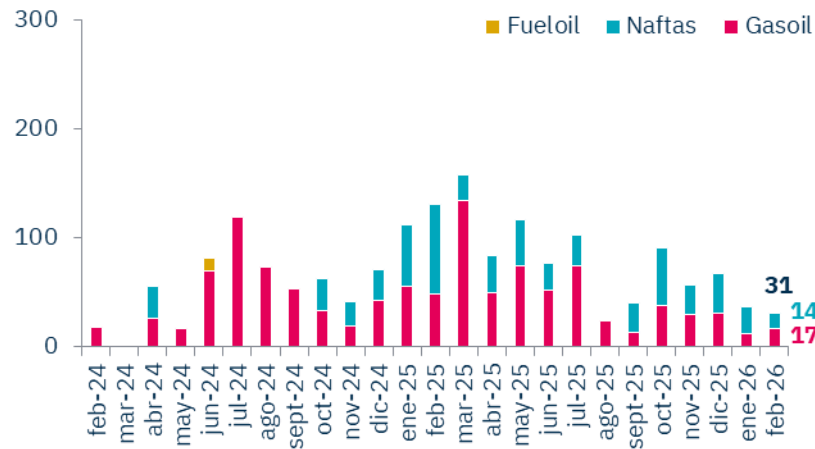
Nafta	Gasoil	Total consumidores
-1,8 \$/litro	+23,1 \$/litro	149 MUSD

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.Feb-25	Ene.Feb-26	Var. Ia
Gasoil	162	49	-70%
Naftas	234	69	-70%
Fuel Oil	-	-	-
Total	396	119	-70%

MUSD	Ene.Feb-25	Ene.Feb-26	Var. Ia
Gasoil	104	29	-72%
Naftas	140	39	-72%
Fuel Oil	13	-	-
Total	244	68	-72%

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

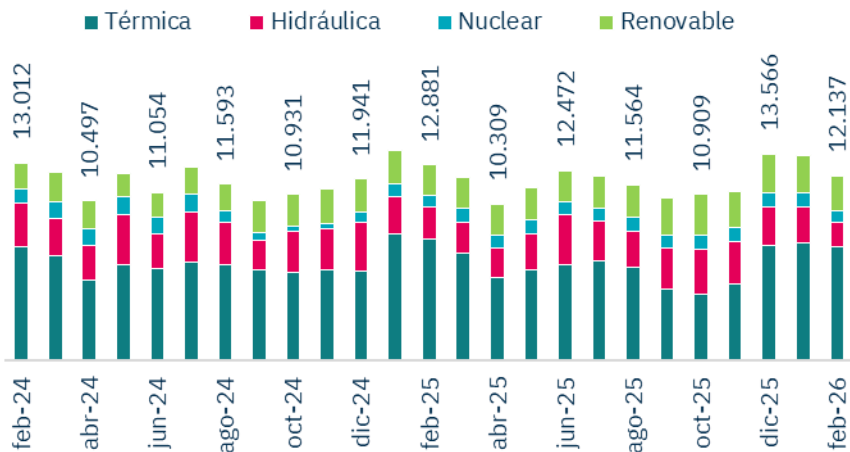
Generación de energía eléctrica

(GWh y %)

	TÉRMICA	HIDRÁULICA	NUCLEAR	RENOVABLE	TOTAL
Feb-25	7.958	2.132	789	2.003	12.881
Feb-26	7.470	1.581	830	2.257	12.137
Var. Ia	-6,1%	-25,9%	5,1%	12,7%	-5,8%
Ene.Feb-25	16.312	4.559	1.666	4.160	26.696
Ene.Feb-26	15.235	3.930	1.762	4.733	25.661
Var. Ia	-6,6%	-13,8%	5,8%	13,8%	-3,9%

Generación de energía eléctrica por fuente

(GWh)



Participación por fuente en la generación de energía eléctrica

(en %)

	Ene.Feb-25	Ene.Feb-26	Var.	feb-25	feb-26	Var.
TÉRMICA	61%	59%	-2 p.p.	62%	62%	0 p.p.
HIDRÁULICA	17%	15%	-2 p.p.	17%	13%	-4 p.p.
NUCLEAR	6%	7%	1 p.p.	6%	7%	1 p.p.
RENOVABLE	16%	18%	3 p.p.	16%	19%	3 p.p.

Exportación e importación de energía eléctrica

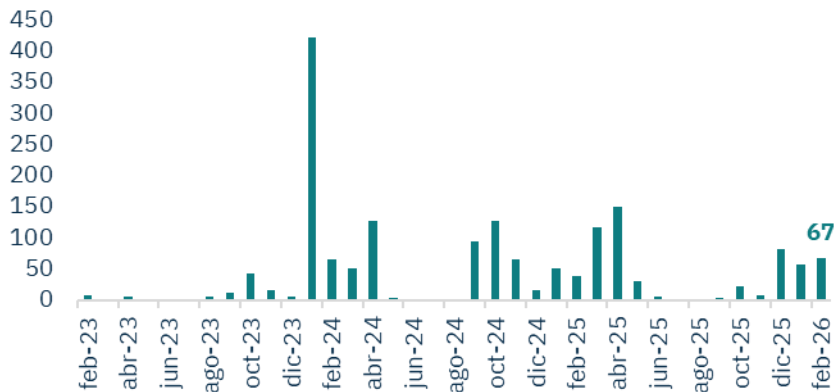
(GWh y %)

	EXPORTACIÓN			IMPORTACIÓN			
	BRASIL	RESTO	TOTAL	URUGUAY	BRASIL	RESTO	TOTAL
Feb-25	-	39	39	5	481	56	542
Feb-26	1	66	67	9	112	11	131
Var. Ia	-	68%	69%	88%	-77%	-81%	-76%
Ene.Feb-25	4	86	91	5	744	110	859
Ene.Feb-26	50	75	125	34	220	29	283
Var. Ia	1045%	-14%	38%	588%	-70%	-74%	-67%

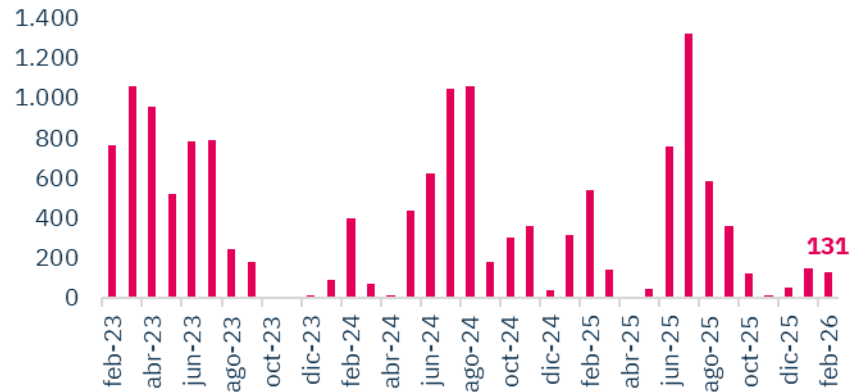
Exportación e importación de energía eléctrica

(GWh)

Exportación

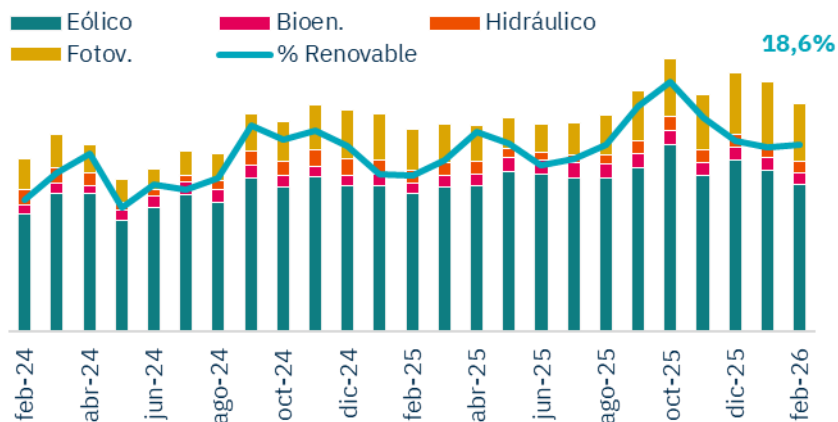


Importación



Generación renovable y participación sobre el total

(en GWh y %)



Generación de energía renovable por tecnología

(en GWh y %)

	Feb-26	Vs. Ene-26	Vs. Feb-25	Vs. Feb-24
EÓLICA	1.454	-9,0%	5,8%	25,2%
SOLAR	569	-9,2%	43,4%	88,4%
BIOENERGÍA	119	-7,1%	23,2%	28,4%
PAH	114	-7,0%	-15,2%	-25,0%
TOTAL	2.257	-8,9%	12,7%	32,1%

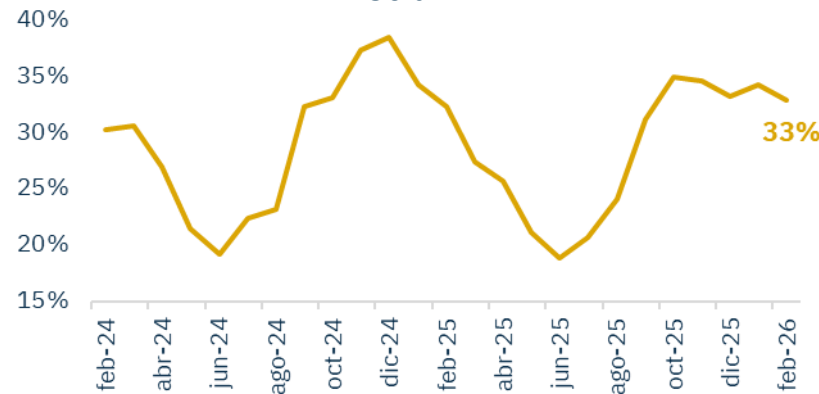
Factor de carga eólica y solar

(en porcentajes)

Eólica

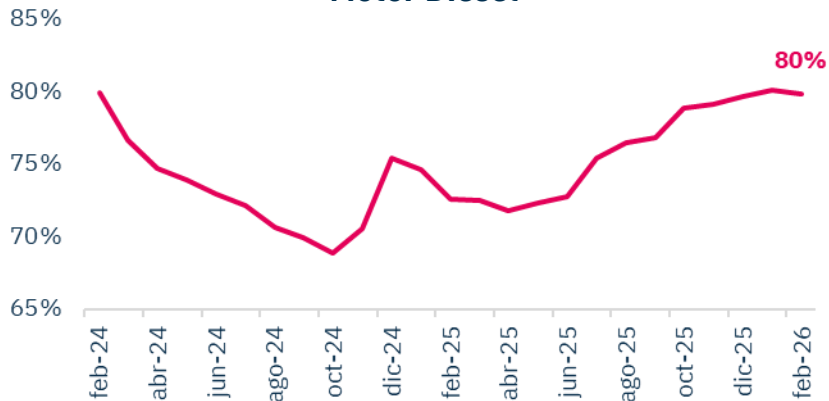


Solar



Disponibilidad de potencia térmica por tecnología (en porcentajes)

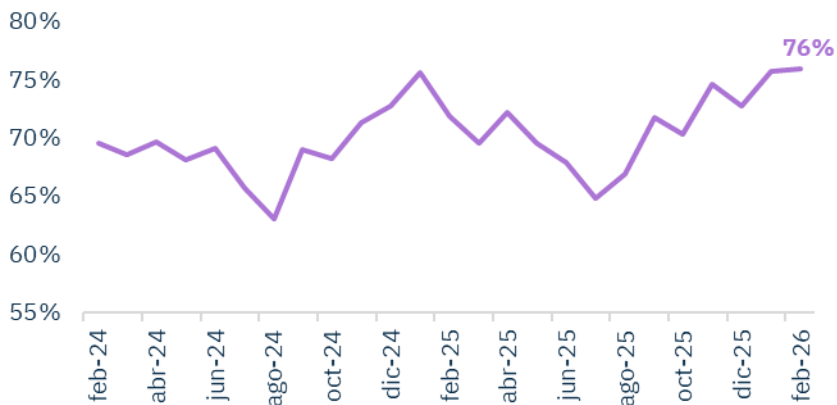
Motor Diesel



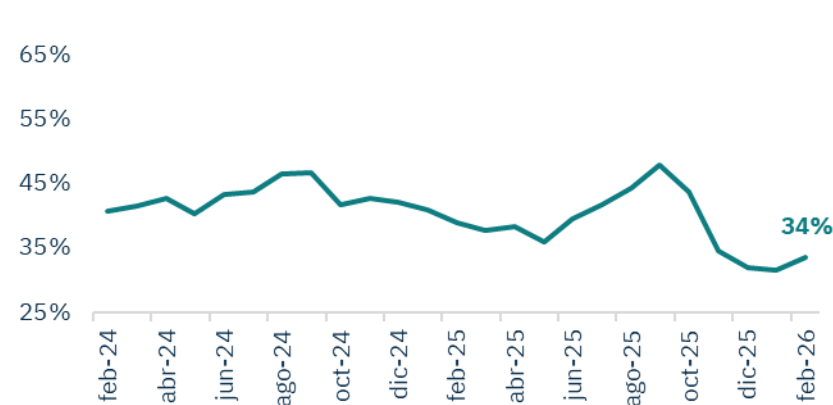
Ciclo Combinado



Turbo gas

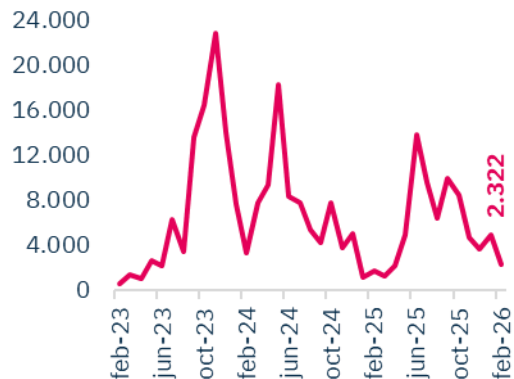


Turbo vapor

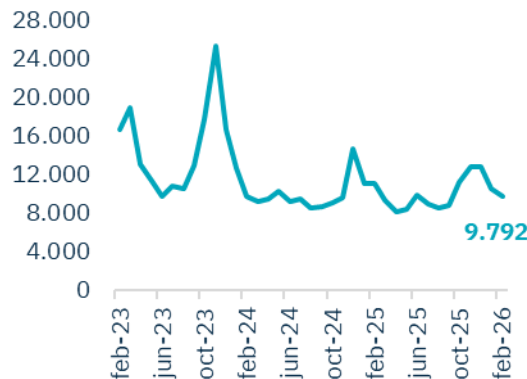


Caudal medio por río
(en m3/seg)

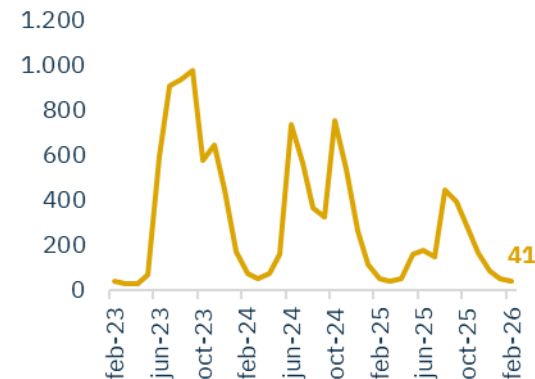
Uruguay



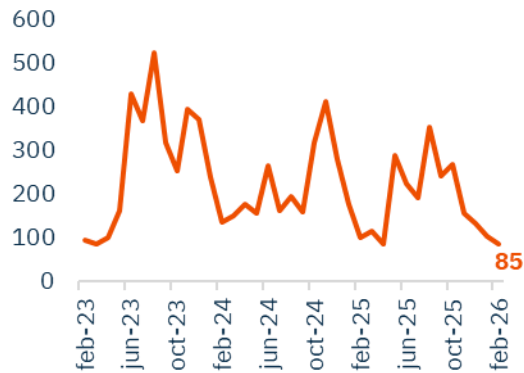
Paraná



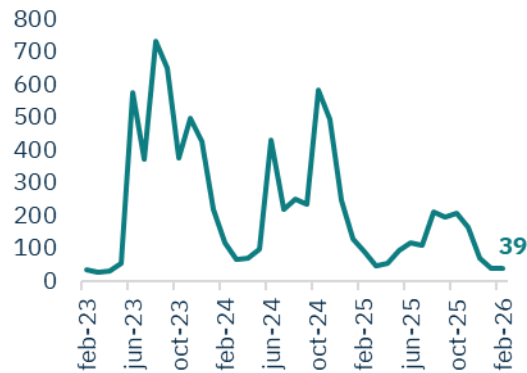
C. Curá



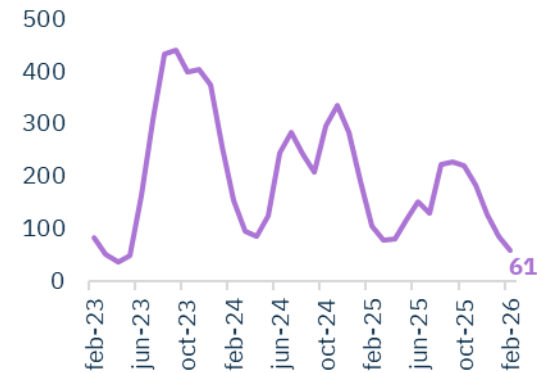
Futalefú



Neuquén



Limay



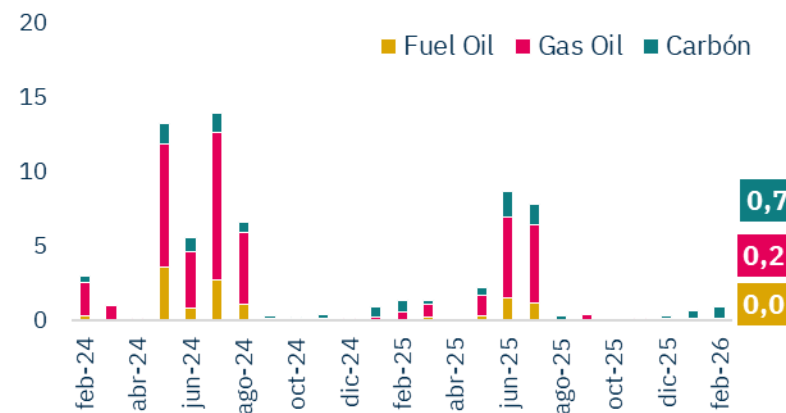
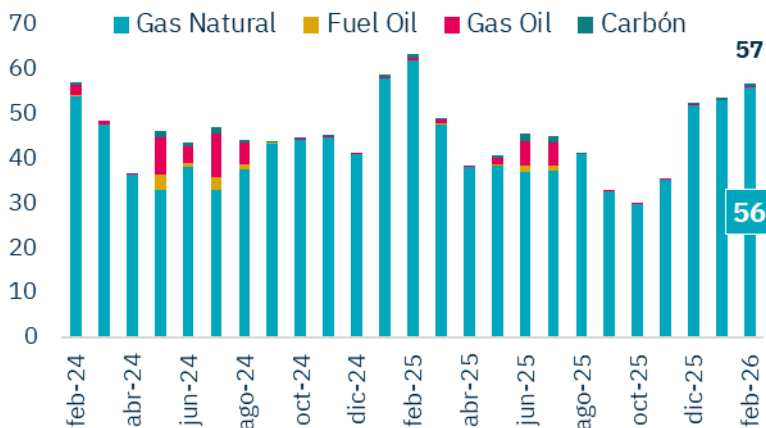
Consumo de combustibles en la generación de energía eléctrica ⁽¹⁾

(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
Feb-25	63,3	61,9	2.519	14.137	32.515
Feb-26	56,9	56,0	2	5.511	30.609
Var. % i.a.	-10%	-10%	-100%	-61%	-6%
Ene.Feb-25	60,9	59,7	2.980	22.444	65.020
Ene.Feb-26	55,2	54,4	22	10.904	55.174
Var. % i.a.	-9%	-9%	-99%	-51%	-15%

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

(MM m3/día de gas equivalente)



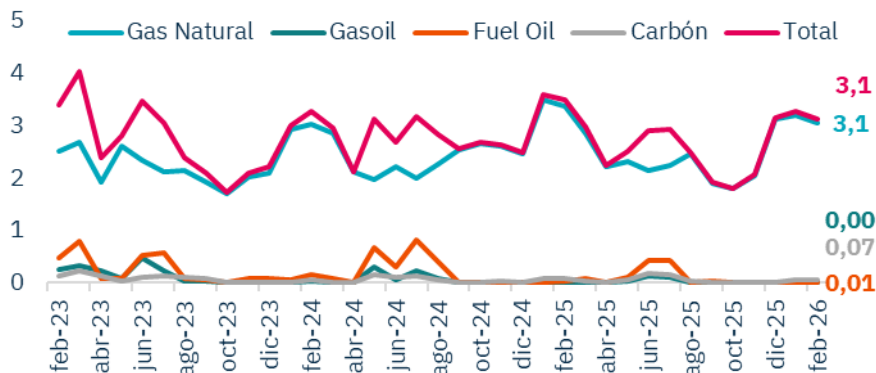
Emisiones producto de la generación térmica

(MMton de CO₂)

	TOTAL	GAS NATURAL	FUEL OIL	GASOIL	CARBÓN
Feb-25	3,50	3,38	0,04	0,01	0,08
Feb-26	3,14	3,05	0,01	0,00	0,07
Var. Ia	-10,3%	-9,6%	-61,0%	-99,9%	-5,9%
Ene.Feb-25	7,09	6,87	0,06	0,01	0,15
Ene.Feb-26	6,41	6,25	0,03	0,00	0,13
Var. Ia	-9,6%	-9,0%	-51,4%	-99,3%	-15,1%

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	0,70	65,9%
FUEL OIL	0,75	76,3%
CARBÓN	1,02	139,5%
TOTAL	0,45	6,7%

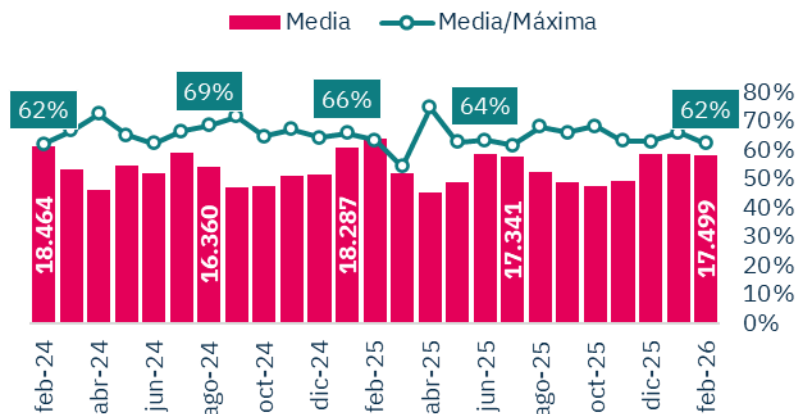
Demanda local de energía eléctrica

(GWh y %)

	RESIDENCIAL	COMERCIO / IND. CHICA	COMERCIO / IND. GRANDE	TOTAL
Feb-25	6.269	3.556	3.083	12.908
Feb-26	5.560	3.304	2.896	11.759
Var. Ia	-11,3%	-7,1%	-6,1%	-8,9%
Ene.Feb-25	13.124	7.267	6.122	26.514
Ene.Feb-26	12.038	6.785	6.076	24.899
Var. Ia	-8,3%	-6,6%	-0,7%	-6,1%

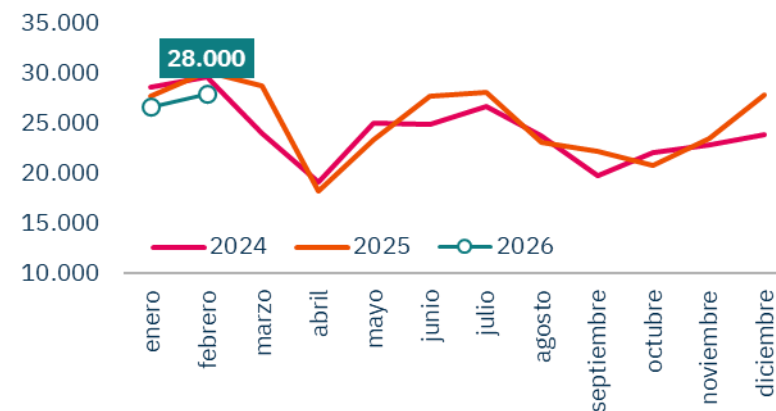
Demanda media de potencia

(MW)



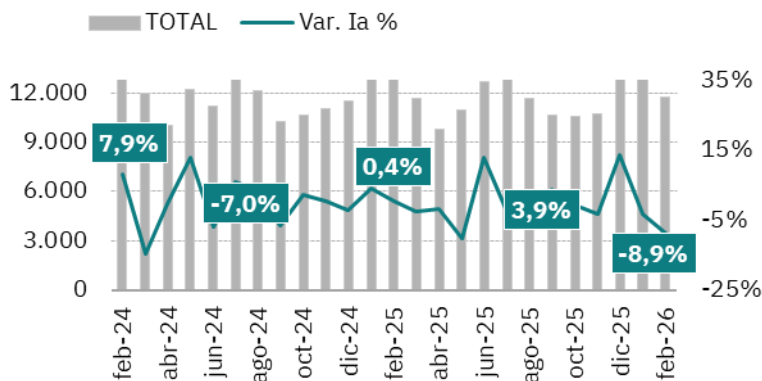
Demanda de potencia máxima

(MW)



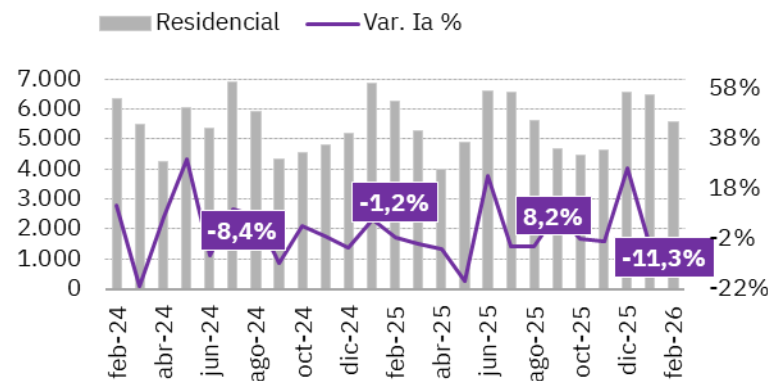
Demanda total de energía eléctrica

(GWh y %)



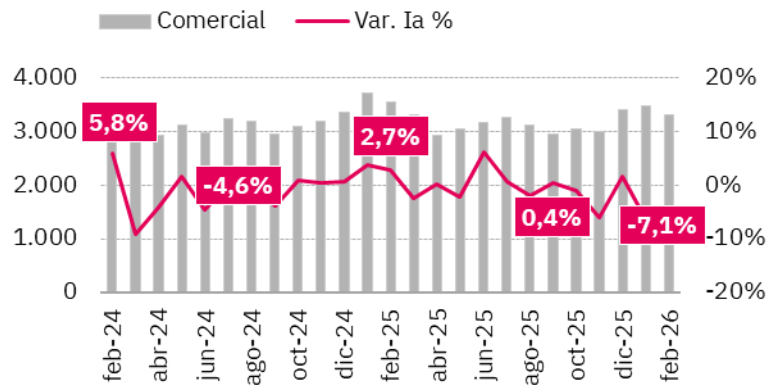
Demanda de energía eléctrica – Segmento residencial

(GWh y %)



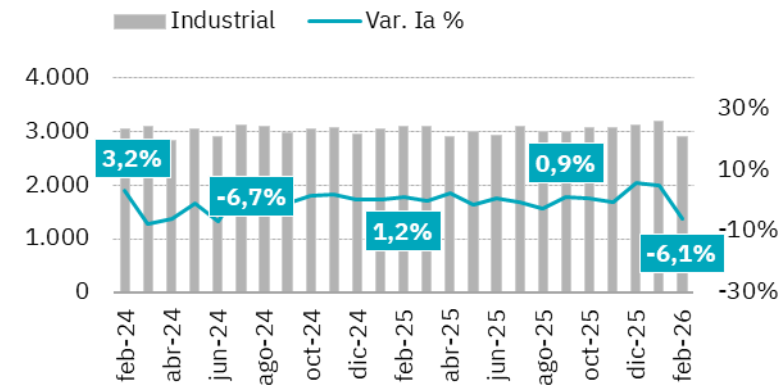
Demanda de energía eléctrica – Comercio / Industria chica

(GWh y %)



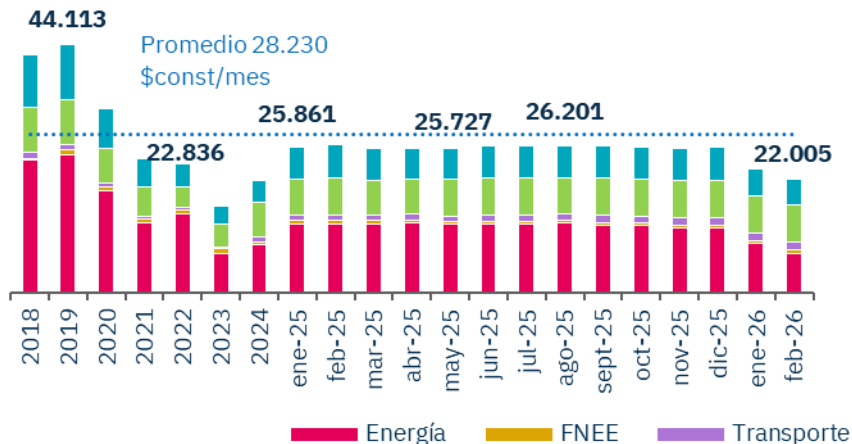
Demanda de energía eléctrica – Comercio / Industria grande

(GWh y %)

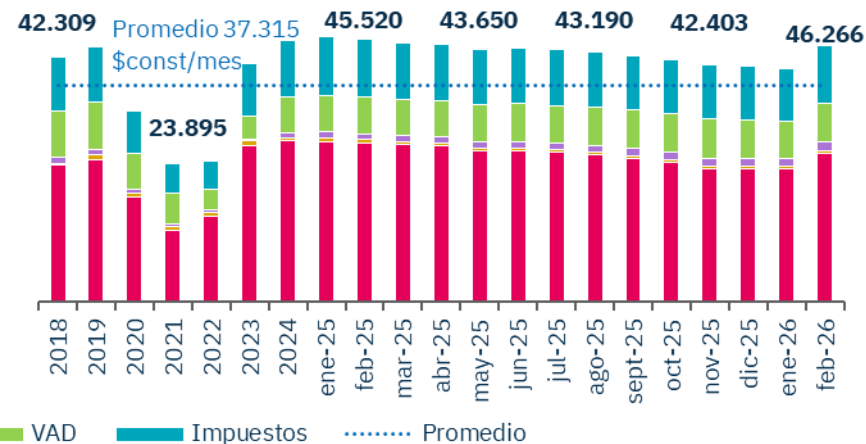


Tarifa media de energía eléctrica, Nivel 1 y 3 ⁽¹⁾

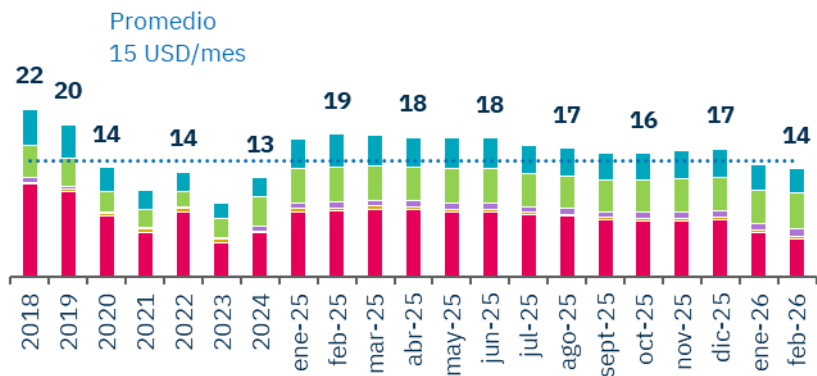
SEF - AR\$ constantes de Feb-26/mes



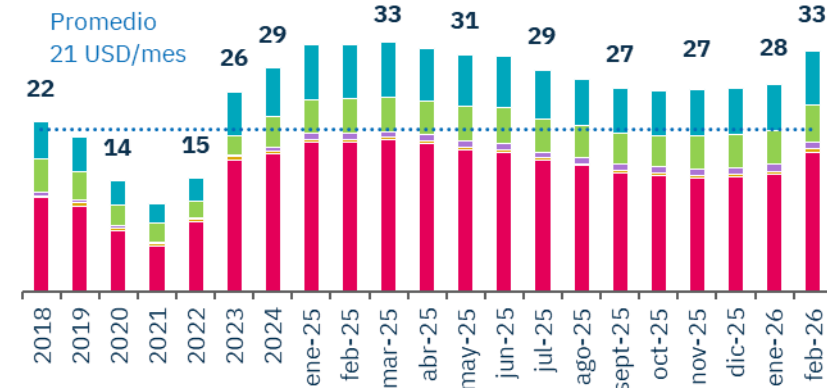
No SEF - AR\$ constantes de Feb-26/mes



SEF USD/mes



No SEF USD/mes

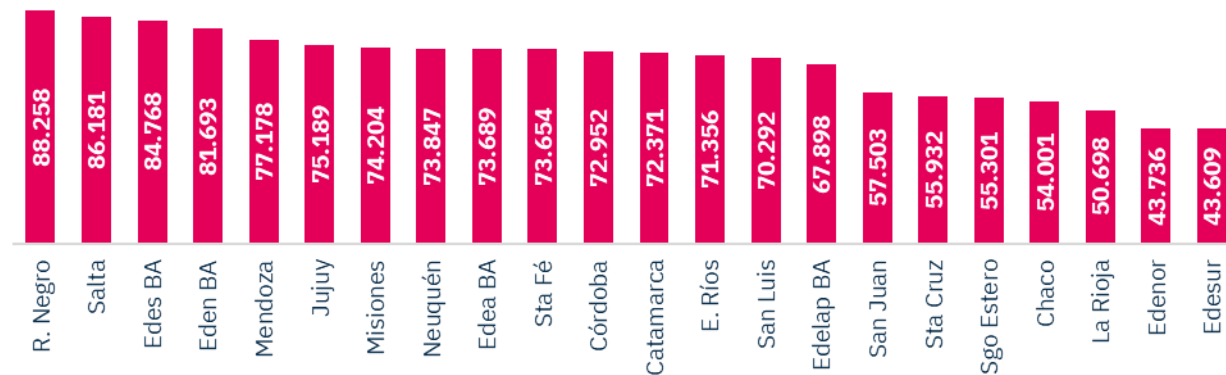


Notas: (1) Corresponde a una tarifa media de Edenor para un consumo de 250 kWh/mes, segmento R2. Fuente: elaboración propia en base a ENRE, índices de precios provinciales, IPC CABA y BCRA.

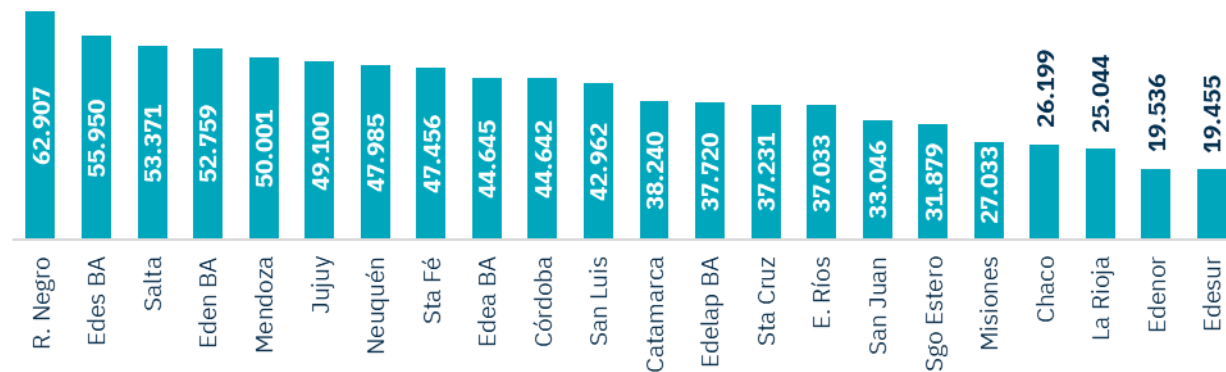
Tarifas de energía eléctrica vigentes en febrero 2026 para un consumo de 250 KWh/mes, incluye IVA ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾

(AR\$/mes)

NO SEF



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: Edersa, Salta: Edesal, Santa Cruz: SPSE, Santa Fé: EPE, Santiago del Estero: Edese y Tucumán: Edet. (2) Última fecha de consulta al 22 del corriente mes. (3) No se incluyen las tarifas de aquellas distribuidoras que no actualizaron los cuadros tarifarios con la nueva segmentación. Fuente: elaboración propia en base a antes provinciales y empresas distribuidoras.

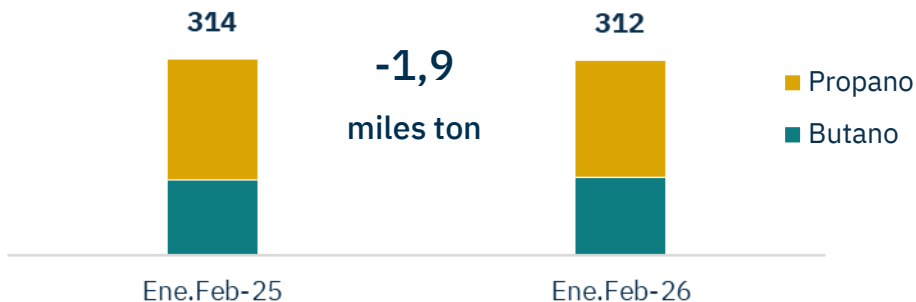
Producción de GLP en plantas de procesamiento de gas, febrero 2026 (miles ton y %)

TOTAL	BUTANO	PROPANO
149,2	58,3	90,9
miles de ton	miles de ton	miles de ton
-1,3%	0,4%	-2,3%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

Producción de GLP en refinerías, febrero 2026 (miles ton y %)

TOTAL	BUTANO	PROPANO
96,4	53,4	43,0
miles de ton	miles de ton	miles de ton
7,0%	23,1%	-7,9%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

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



Producción de GLP ⁽¹⁾ en refinerías (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 en plantas de procesamiento de gas ⁽¹⁾

(miles ton)

Empresa	Feb-25	Feb-26	Var. % i.a.	Ene.Feb-25	Ene.Feb-26	Var. % i.a.
MEGA	79	76	-4%	166	160	-4%
TGS	58	63	9%	120	130	8%
YPF	7	5	-27%	16	12	-25%
CGC	2	0	-78%	2	3	19%
RESTO	4	3,9	-10%	10	9	-13%
TOTAL	151	149	-1%	314	312	-1%

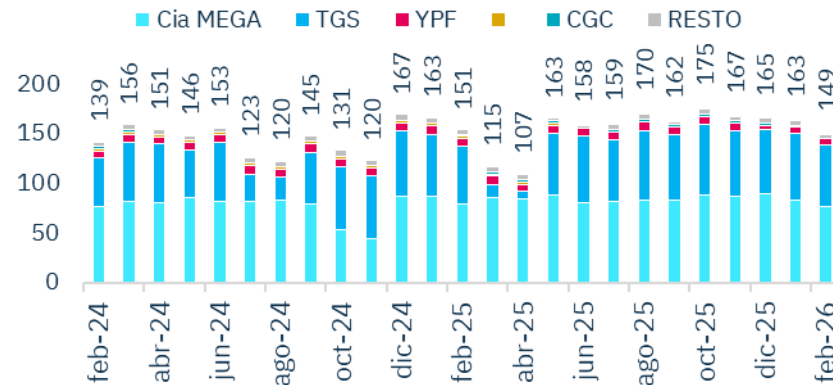
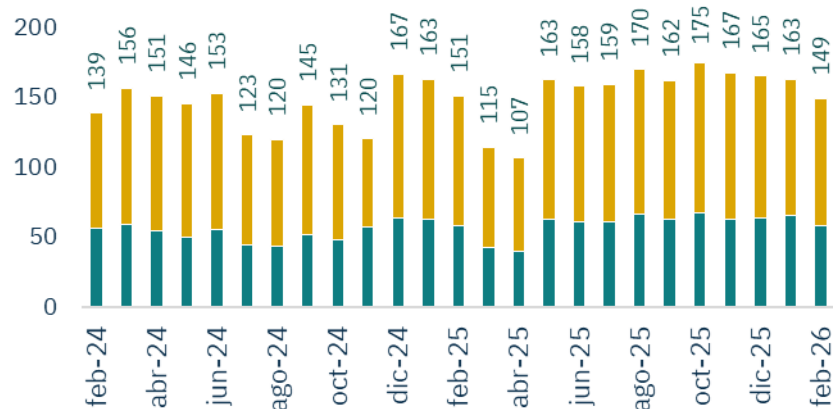
Producción de GLP por refinería

(miles ton)

Empresa	Feb-25	Feb-26	Var. % i.a.	Ene.Feb-25	Ene.Feb-26	Var. % i.a.
YPF	68	63	-8%	142	141	-1%
PAE	5	17	256%	22	33	47%
SHELL	9	8	-10%	20	18	-6%
TRAFIGURA	5	6	17%	10	11	13%
RESTO	3	3	-1%	8	7	-21%
TOTAL	90	96	7%	203	210	4%

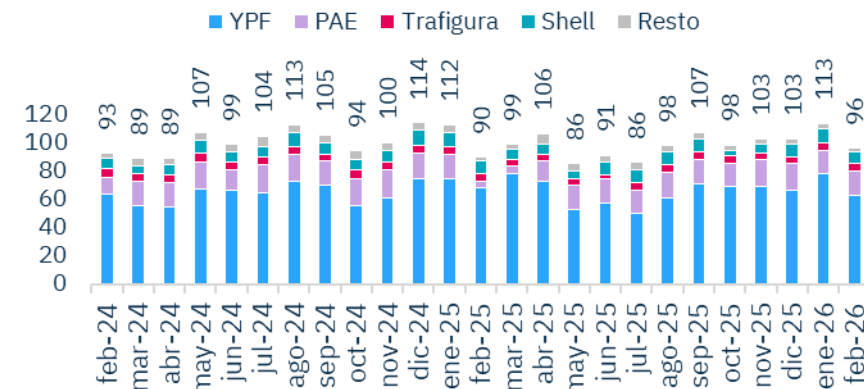
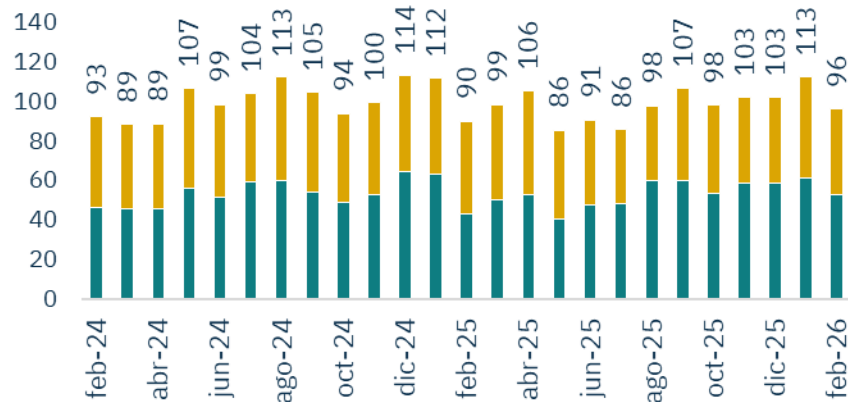
Producción de GLP ⁽¹⁾ por en plantas de procesamiento de gas

(miles ton)



Producción de GLP en refinerías

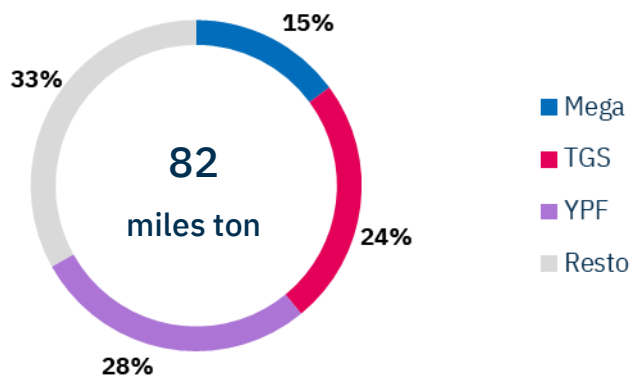
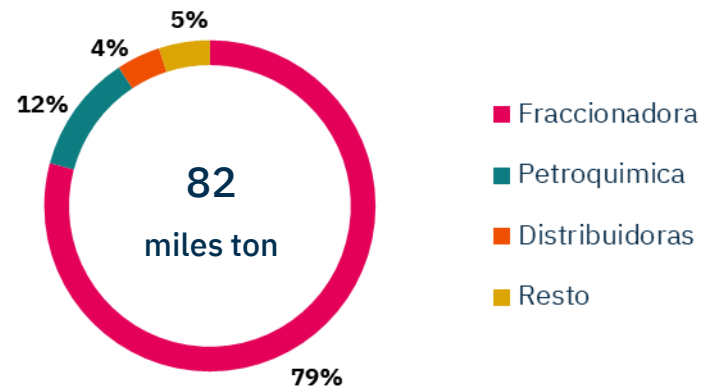
(miles ton)



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

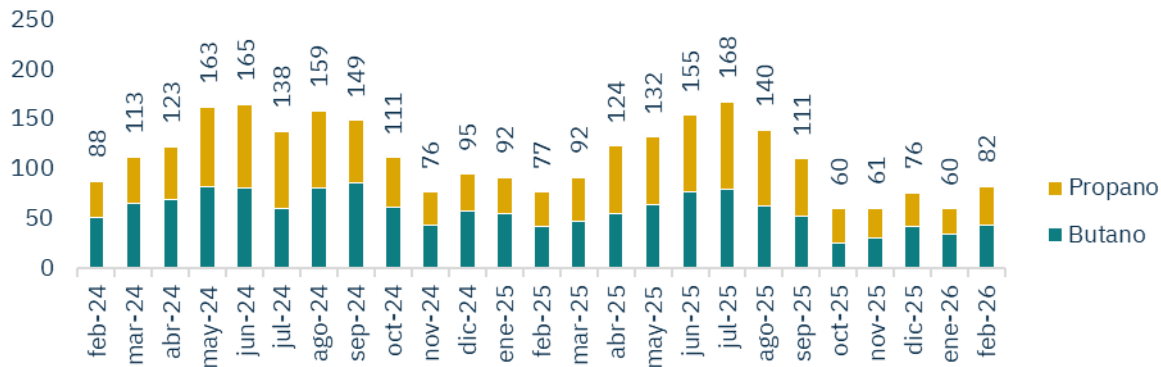
Ventas de GLP, febrero 2026 ⁽¹⁾ (miles ton y %)

TOTAL	BUTANO	PROPANO	MEZCLA
82,5	43,0	38,9	0,5
miles de ton	miles de ton	miles de ton	miles de ton
7,5%	2,9%	12,4%	87,4%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

Ventas de GLP por empresa, febrero 2026 ⁽¹⁾
(miles ton)

Ventas de GLP por sector, febrero 2026 ⁽¹⁾
(miles ton)


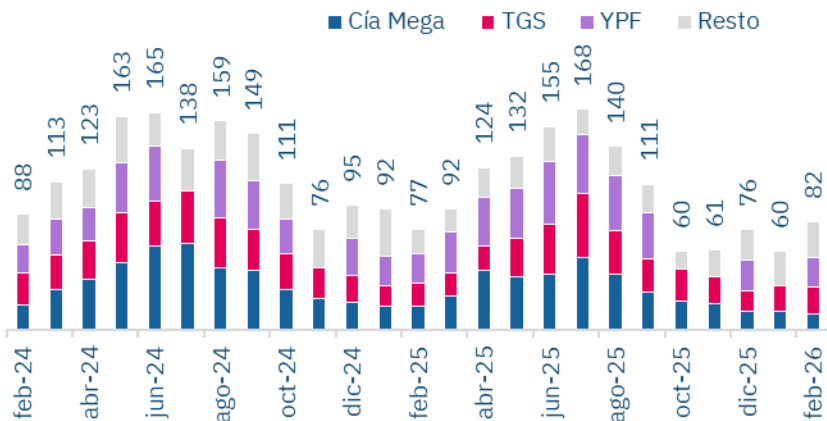
Ventas de GLP de empresas productoras ⁽¹⁾

(miles ton)



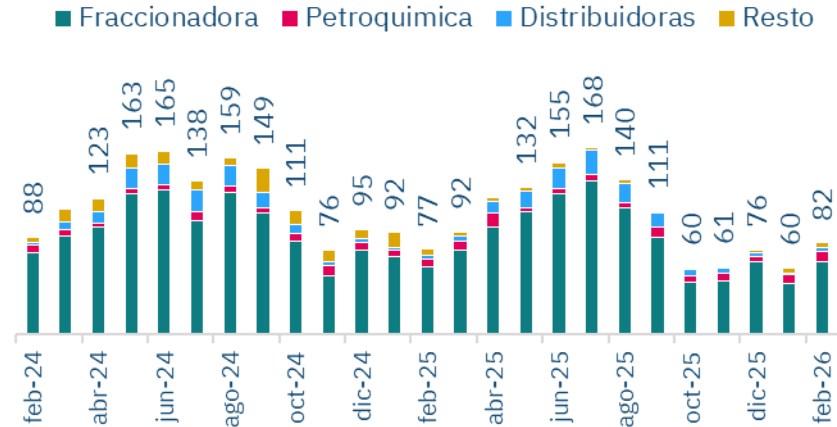
Ventas de GLP por empresa productora ⁽¹⁾

(miles ton)



Ventas de GLP de productores por sector ⁽¹⁾

(miles ton)



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.

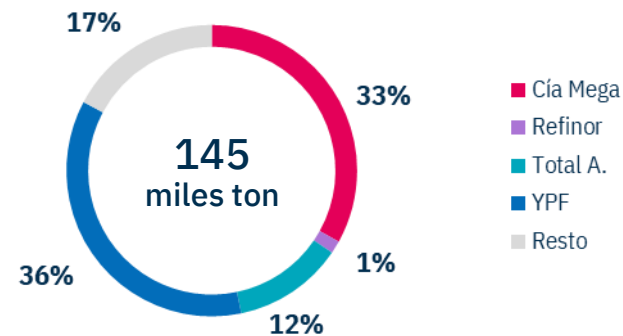
Exportación de GLP, febrero 2026

(miles ton)

TOTAL	BUTANO	PROPANO
145,4	83,5	61,9
miles de ton	miles de ton	miles de ton
-16,4%	-1,8%	-30,4%
Var. interanual	Var. interanual	Var. interanual

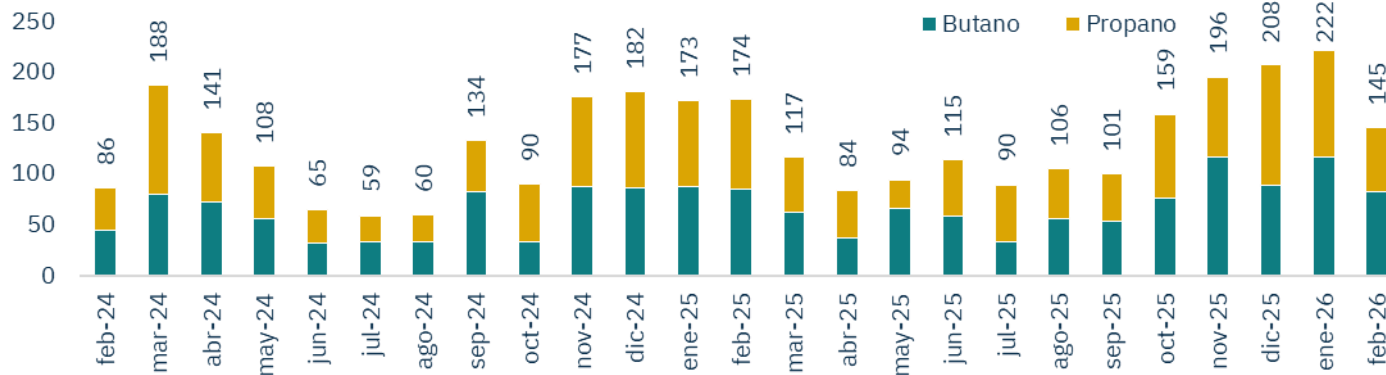
Exportación de GLP por empresa, febrero 2026

(%)



Exportación de GLP ⁽¹⁾

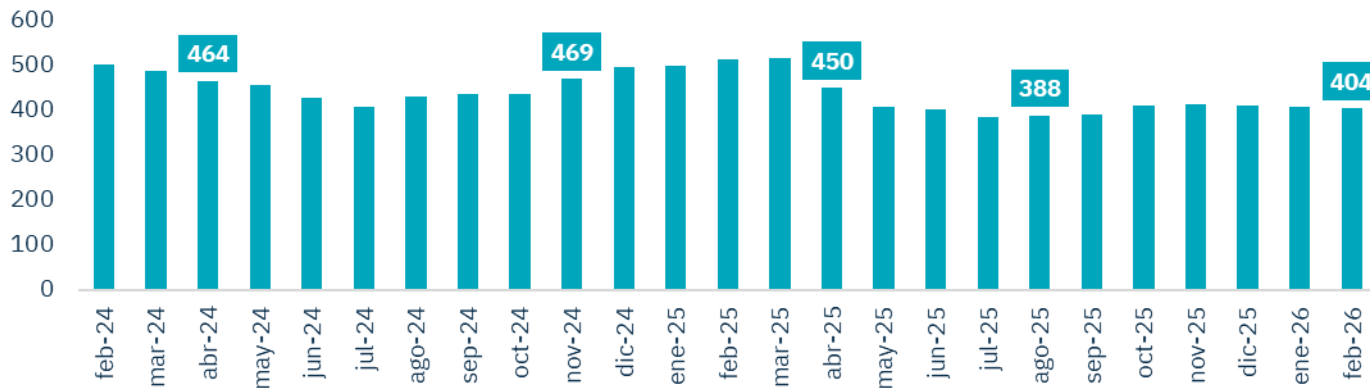
(miles ton)



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.

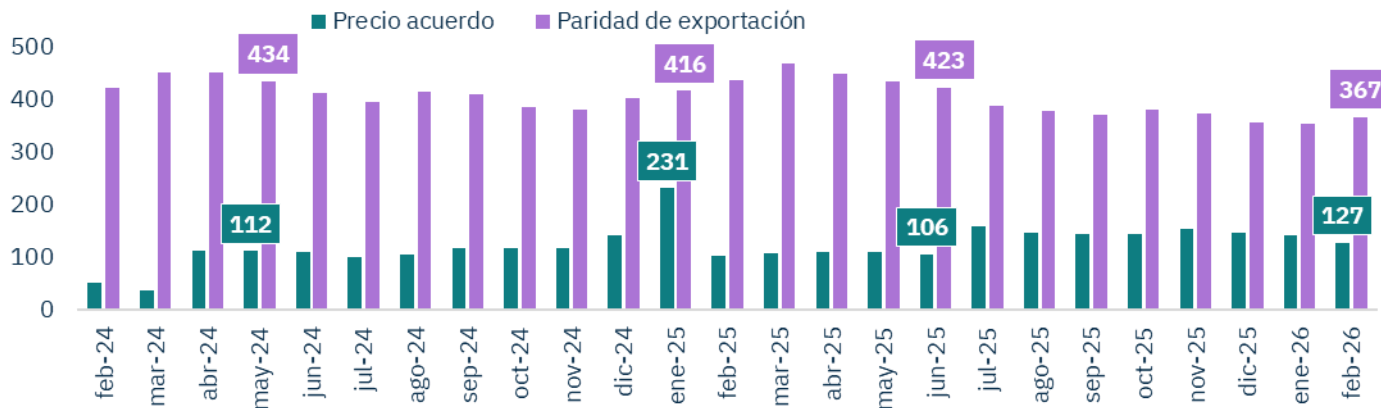
Precios de paridad de exportación del butano

(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.