

REPORTE ENERGÉTICO

El Instituto de Energía de la Universidad Austral realiza esta publicación con el objeto de informar a la comunidad temas relevantes del sector energético de Argentina y Brasil.

Director: Roberto Carnicer

Co Director: Luciano Codeseira, Francisco Romano





El Instituto de Energía de la Universidad Austral realiza esta publicación con el objeto de informar a la comunidad temas relevantes del sector energético de Argentina y Brasil.

Para la realización del presente informe se cuenta con la colaboración de un equipo de graduados y alumnos de la Universidad Austral. Facultad de Ingeniería: Francisco Rouco, Martin Gaddi, Mariano Oberst, Bruno Cuevas, Santiago Baratta, Agustín Bataglia, Valentín Fauda, Alfonsina Fauda, Jerónimo Damonte, Facundo García, Tomás Pagano, Macarena Colombo, Adriano Poletti.

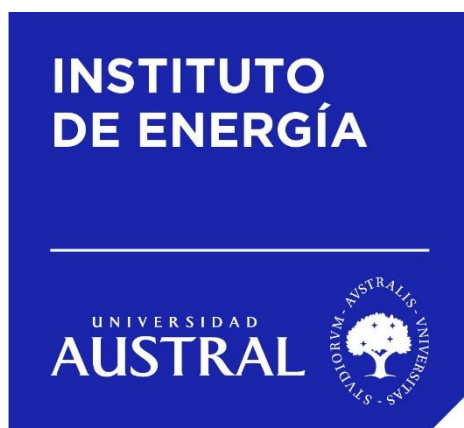
En este número se presentan los siguientes artículos:

- Prof. Federico de Cristo (Facultad de Ciencias Empresariales): “Informe Monetario Argentino”
- Francisco J. Romano, socio Estudio Perez Alati, Grondona, Benites & Arntsen y Codirector del Instituto de Energía de la Universidad Austral:
 - Audiencia pública ENARGAS. - Nuevo reglamento para almacenaje de Gas Natural.
 - Desregulaciones del Mercado eléctrico mayorista.

The Institute of Energy from the Austral University (School of Engineering) make this publication to inform the community about relevant issues in the Argentina and Brazil energy sector Student and Graduate Team Collaborator from the Austral University School of Engineering: Francisco Rouco, Martin Gaddi, Mariano Oberst, Bruno Cuevas, Santiago Baratta, Agustín Bataglia, Valentín Fauda, Alfonsina Fauda, Jerónimo Damonte, Facundo García, Tomás Pagano, Macarena Colombo, Adriano Poletti.

In this publication we present:

- Prof. Federico de Cristo (Faculty of Business Sciences):” Argentine Monetary Report”
- Francisco J. Romano (Director of the Diploma in Hydrocarbons Law, Universidad Austral):
 - ENARGAS Public Hearing. - New regulations for natural gas storage.
 - Deregulation of the wholesale electricity market.



Reporte Energético – Febrero 2025

Índice

1. ARGENTINA	6
1.1 BALANCE ENERGÉTICO COMERCIAL.....	6
1.2. Producción de gas natural	11
1.2.1 Evolución de la producción de gas por cuenca y por tipo de recurso	12
1.2.2 Producción de gas: cuenca neuquina	14
1.2.3 Producción de gas desde reservorios de Shale por concesión	16
1.2.4 Producción de gas desde reservorios Tight por concesión	18
1.3 Producción de Petróleo	20
1.3.1 Evolución de la Producción de Petróleo por cuenca y por tipo de recurso.....	21
1.3.2 Producción de Petróleo: Cuenca Neuquina	22
1.3.3 Producción de Petróleo desde reservorios Shale por concesión	24
1.3.4 Producción de Petróleo desde reservorios Tight por concesión.....	26
1.4 Exportación de Crudo.....	27
1.5 Inversiones previstas y realizadas	30
1.6 Productos Refinados	32
1.6.1 Refinación: detalle anual	32
1.6.2 Refinación: detalle mensual.....	36
1.7 Demanda de Gas Natural	40
1.7.1 Demanda Doméstica de Gas Natural.....	40

1.7.2 Evolución demanda interna (1993 – 2022).....	42
1.7.3 Demanda de Gas Natural por Tipo de Cliente (2020-2022).....	46
1.7.4 Balance de Gas Natural (1993-2022)	48
1.7.5 Importaciones y exportaciones de Gas Natural	51
1.8 Mercado Eléctrico	54
1.8.1 Evolución de la capacidad instalada.....	54
1.8.2 Potencia Instalada por fuente.....	56
1.8.3 Potencia Instalada por fuente y región	57
1.8.4 Evolución de la Generación Eléctrica Instalada por Fuente.....	58
1.8.5 Evolución de los volúmenes de Combustible consumidos por Centrales Térmicas.....	60
1.8.6 Evolución Precio de los combustibles	61
1.8.7 Evolución de la demanda de Electricidad por tipo de usuario	62
1.9 Precios de Gas Natural	63
1.9.1 Evolución de la Tarifa Final y del Precio del Gas en el punto de ingreso al Sistema de Transporte para Residencias R1 y R3 4ª en Ciudad de Buenos Aires	63
1.9.2 Tarifa Final y precio de Gas en el punto de ingreso al Sistema de Transporte para Categorías Residenciales en febrero 2025.....	68
1.9.3 Evolución de los precios de Gas en C. Neuquina para Residenciales Comparación Precio de Gas importado Brasil – Bolivia	72
1.9.4 Evolución de los precios venta de Bolivia a Brasil y a Argentina	73
1.10 Renovables	74
1.10.1 Generación Mensual.....	74
1.10.2 Generación Anual Acumulada	75
1.10.3 Factores de Carga Parques Eólicos y Parques solares Fotovoltaicos	75
2. Precios Hidrocarburos Internacionales	77
2.1 Evolución de Precios: Crudo y Gas Natural.....	77
2.2 Evolución de Precios internacionales de gas natural.....	79
2.3 Diferencial de Precios LGN USA Export Parity-Henry HUB (USD / MMBTU)	81
3. Brasil	85
3.1 Gas.....	85
3.1.1 Demanda Interna.....	85
3.1.2 Oferta: Balance e Importaciones	90
3.2 Petróleo Crudo.....	92

3.3 Mercado Eléctrico	96
3.3.1 Capacidad Instalada.....	96
3.3.2 Potencia Instalada por fuente (2022)	97
3.3.3 Potencia Instalada por región	98
3.3.4 Generación Eléctrica Instalada por fuente	99
3.3.5 Evolución de la demanda de electricidad por tipo de usuario (mensual)	100
3.4 Gas Natural: Precios	101
3.4.1 Precio de GNL importaciones.....	101
3.4.2 Precio de Venta de Gas Natural de Petrobras a Distribuidoras.....	102
3.4.3 Precios Finales de gas natural por sector	103
4. Economía y Finanzas	105
INFORMACIÓN LEGAL Y REGULATORIA	110

ARGENTINA



INSTITUTO
DE ENERGÍA

UNIVERSIDAD
AUSTRAL



1. ARGENTINA

1.1 BALANCE ENERGÉTICO COMERCIAL

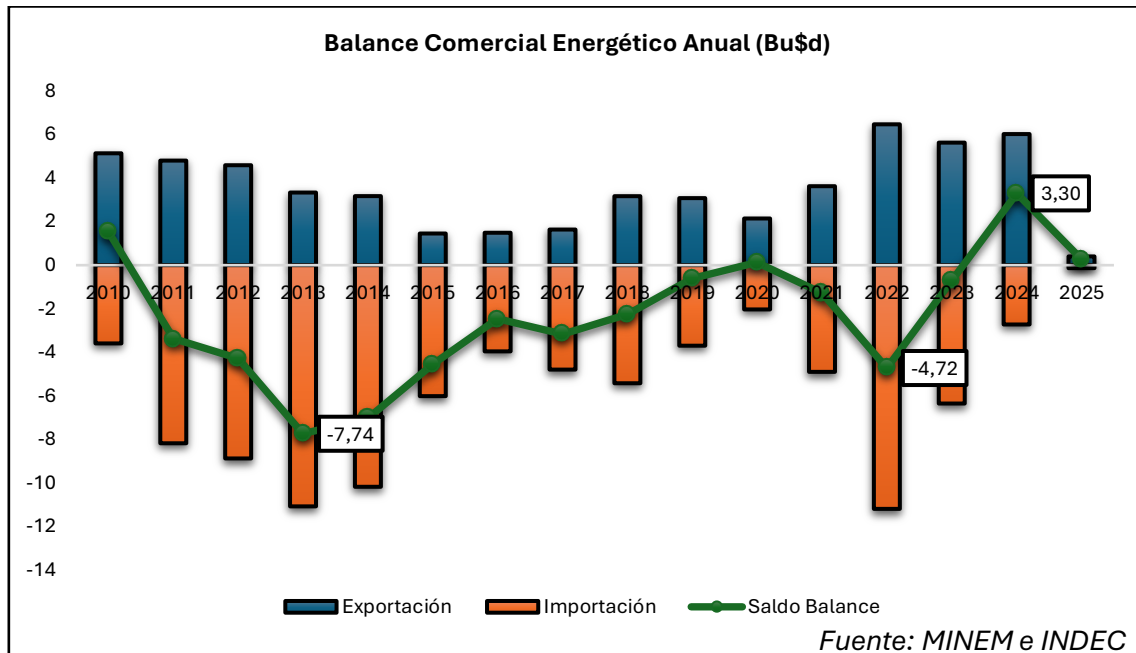


Gráfico 1: Balance energético comercial expresado en forma anual en Bu\$d

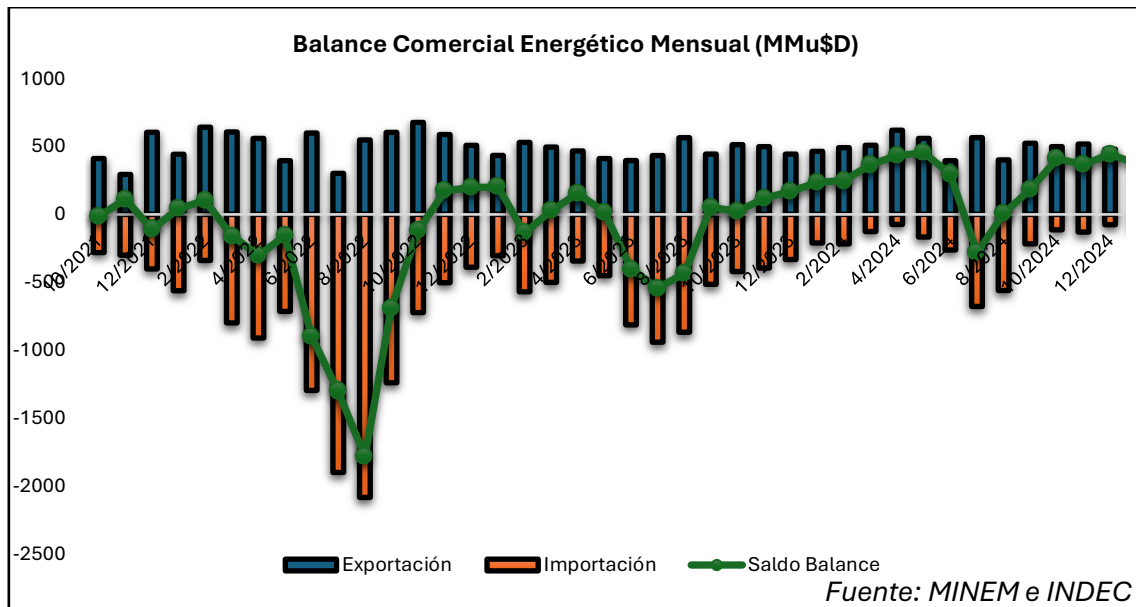


Gráfico 2: Balance energético comercial expresado en forma mensual en MMu\$d

Puede observarse que desde el año 2010, hasta el 2023 el balance energético comercial anula es claramente negativo, mientras que el año 2024 muestra con saldo de balance positivo entre exportaciones e importaciones, se estima que el 2025, presentará valores que duplican el correspondiente al 2024. Sólo hubo un balance cercano a cero en el año 2020, periodo marcado por la

pandemia. También puede apreciarse que los valores de las exportaciones del año 2024 siguen los mismos patrones que en los años 2022 y 2023, mientras que el efecto del aumento de la producción de gas y la infraestructura de gasoductos permitieron cubrir mejor la demanda doméstica con gas nacional, reduciendo las importaciones, lo cual da como resultado el saldo balance positivo descrito anteriormente.

Del Balance Energético Comercial en Base mensual, surge que el período de mayor déficit fue entre marzo y agosto 2022-2023, agravados especialmente por el impacto de la invasión Rusa a Ucrania (2/2022) y el consecuente extraordinario aumento de los precios internacionales de gas-oil y de gas natural. Si analizamos el déficit alcanzado a nivel anual, el año 2022 fue tan crítico como el 2014. Los meses de febrero a septiembre 2022, manifiestan balanza comercial negativa, comenzando a ser positivo a partir de octubre 2023 hasta junio 2024 (negativo clásico comportamiento invernal), y finalmente desde julio 2024 hasta el presente fuertemente creciente. La fuerte caída de precios de Gas y Crudo a nivel internacional durante el invierno argentino del 2023 favorece a que se redujera fuertemente el déficit de la balanza comercial energética frente a los valores 2022.

En 2022, se destaca un gasto anual fue de casi 12000 millones de dólares en importaciones, alcanzando en Julio los 2000 millones de dólares por mes, utilizados para cubrir la demanda energética pico con altísimos precios tanto de GNL como de combustibles líquidos. Si bien la llegada de la primavera redujo la necesidad de importaciones y detuvo el crecimiento del déficit, la situación no dejó de ser alarmante. El último trimestre del 2022 presentó un leve superávit.

El déficit del periodo 2022 demostró la necesidad de invertir en el desarrollo de la actividad energética nacional, reviviendo proyectos que estaban en cartera y que habían sido postergados. Proyectos de infraestructura en gas (Gasoducto Perito Moreno (PM), reversión del Gasoducto de Norte) y en crudo (ampliación del oleoducto de Oldelval, puesta en funcionamiento de OTASA), y actualmente la finalización de la segunda etapa de gasoducto PM (septiembre 2024). Proyectos en estudio son: el oleoducto Vaca Muerta Sur y Norte, el barco regasificador alquilado por PAE (Barco Licuefaccionador Hilly Episenyo), un nuevo barco licuefaccionador (Golar) así como los de Licuefacción (YPF-Shell) son las inversiones imprescindibles para recuperar el autoabastecimiento en gas y volver a ser un exportador de hidrocarburos.

Durante 2023, el balance comercial mejoro frente al 2022, pero durante el invierno continuó siendo fuertemente negativo, recordemos que el gasoducto PM primer tramo recién empezó a inyectar a pleno a fines de septiembre. Las expectativas de aumento de las exportaciones de crudo y la reversión del gasoducto permitieron reducir la negatividad del balance e incluso a ser positiva. A partir de octubre 2023, la balanza es positiva volviendo a caer en julio 2024 (propio de la demanda invernal), observándose una fuerte caída de importaciones entre ambos años. Otro de los motivos que justifican este comportamiento fue una fuerte reducción del despacho de centrales térmicas, debido a una importante generación hidráulica (mucha agua) y de renovables, con una reducción notable de consumo de gas natural y gasoil.

Se puede observar que la tendencia de crecimiento que tuvo lugar en los últimos meses del año 2023 continua durante los primeros meses del año 2024, aumentando la positividad del balance en el último período.

El primer paso fue recuperar las exportaciones gasíferas regionales a partir de la infraestructura existente, que ha estado parada por más de 15 años debido a no crearse condiciones adecuadas de inversiones por políticas erróneas. Finalmente, y a la brevedad, se deben lograr impulsar los proyectos de exportación de GNL, así como los asociados a la industria petroquímica asociada. Su concreción será

una fuente confiable de divisas, aportando soberanía al país tanto en el acceso a los recursos como al desarrollo económico.

It can be observed that from 2010 to 2023 the commercial energy balance is clearly negative, while 2024 shows a positive balance between exports and imports, and it is estimated that 2025 will present values that double those of 2024. There was only a balance close to zero in 2020, a period marked by the pandemic. It can also be seen that the values of exports in 2024 follow the same patterns as in 2022 and 2023, while the effect of increased gas production and pipeline infrastructure allowed to better meet domestic demand with domestic gas, reducing imports, resulting in the positive balance described above.

From the Commercial Energy Balance on a monthly basis, it appears that the period of greatest deficit was between March and August 2022-2023, especially aggravated by the impact of the Russian invasion of Ukraine (2/2022) and the consequent extraordinary increase in the international prices of gas-oil and natural gas. If we analyze the deficit achieved at the annual level, the year 2022 was as critical as 2014. The months from February to September 2022, show a negative trade balance, starting to be positive from October 2023 to June 2024 (classic negative winter behavior), and finally from July 2024 to the present strongly increasing. The strong fall in Gas and Crude Oil prices at international level during the Argentine winter of 2023 favors a strong reduction in the energy trade balance deficit compared to 2022 values.

In 2022, an annual expenditure of almost US\$ 12 billion in imports is highlighted, reaching US\$ 2 billion per month in July, used to cover peak energy demand with very high prices for both LNG and liquid fuels. Although the arrival of spring reduced the need for imports and halted the growth of the deficit, the situation was still alarming. The last quarter of 2022 showed a slight surplus.

The deficit for the 2022 period demonstrated the need to invest in the development of the national energy activity, reviving projects that were in the pipeline and had been postponed. Infrastructure projects in gas (Perito Moreno (PM) pipeline, reversion of the Gasoducto de Norte) and in crude oil (expansion of the Oldelval pipeline, start-up of OTASA), and currently the completion of the second stage of the PM pipeline (September 2024). Projects under study are: the Vaca Muerta Sur and Norte pipeline, the regasification ship rented by PAE (Hilly Episenyo Liquefaction Ship), a new liquefaction ship (Golar) as well as the Liquefaction (YPF-Shell) are the essential investments to recover gas self-supply and become a hydrocarbon exporter again.

During 2023, the trade balance improved compared to 2022, but during the winter it remained strongly negative, remembering that the first section of the PM pipeline only started to inject at full capacity at the end of September. Expectations of increased crude oil exports and the reversal of the pipeline allowed to reduce the negativity of the balance and even to become positive. From October 2023 onwards, the balance is positive, falling again in July 2024 (due to winter demand), with a sharp drop in imports between the two years. Another reason for this behavior was a strong reduction in the dispatch of thermal power plants, due to an important hydro generation (a lot of water) and renewables, with a significant reduction in the consumption of natural gas and diesel.

It can be observed that the growth trend that took place in the last months of the year 2023 continues during the first months of the year 2024, increasing the positivity of the balance sheet in the last period.

The first step was to recover regional gas exports based on the existing infrastructure, which has been idle for more than 15 years due to the failure to create adequate investment conditions as a result of erroneous policies. Finally, and as soon as possible, LNG export projects should be promoted, as well as

those associated with the petrochemical industry. Their realization will be a reliable source of foreign currency, providing sovereignty to the country both in terms of access to resources and economic development.

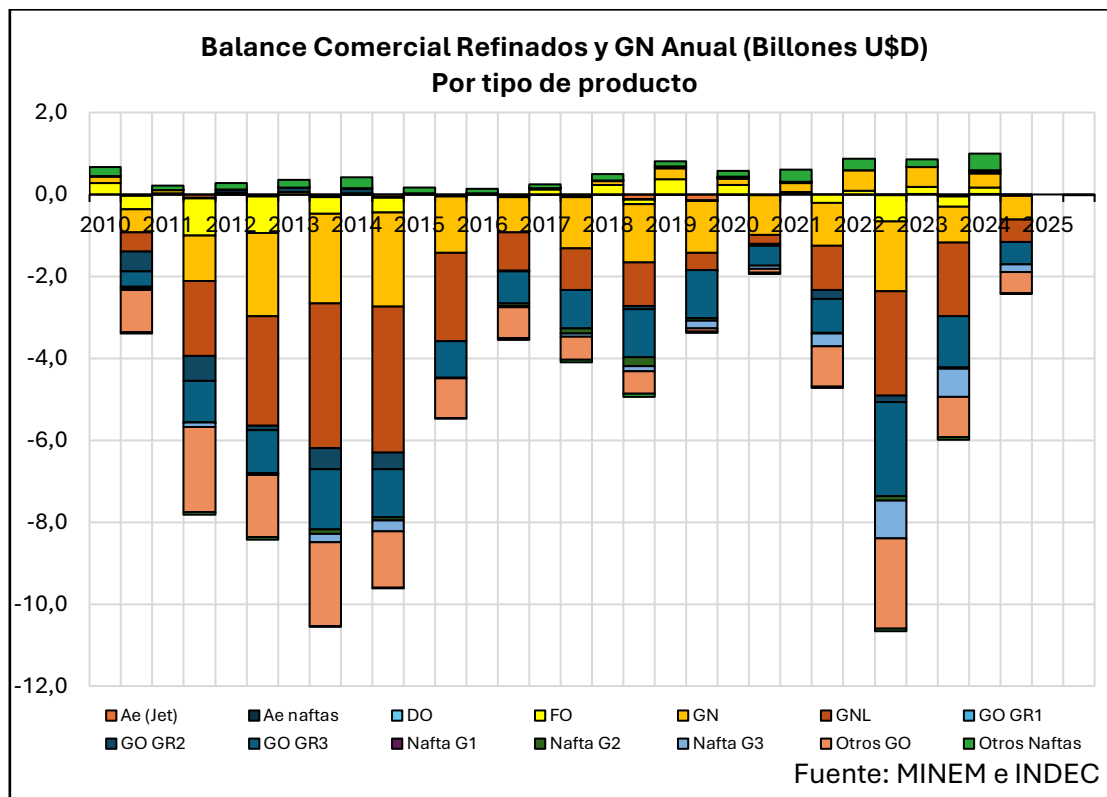


Gráfico 3: Balance comercial Anual por tipo de productos.

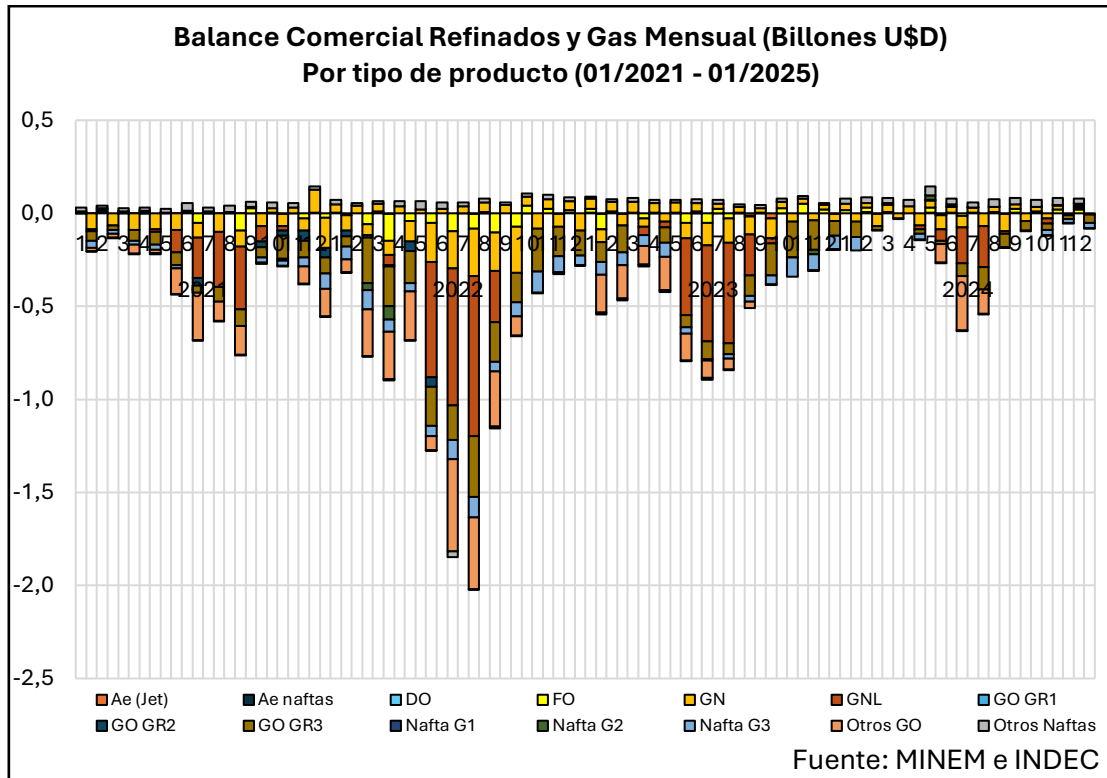


Gráfico 4: Balance comercial Mensual por tipo de producto.

De la figura anterior se observa claramente el fuerte impacto negativo del costo de la importación de gas natural hasta Julio 2022, principalmente debido al incremento del precio del GNL, a raíz de la guerra en Ucrania. En agosto se revierte por la reducción de las importaciones de GNL. El año 2023, muestra una fuerte recuperación, alcanzando valores negativos más habituales.

Durante el transcurso del año 2024, los valores mensuales de importaciones poseen el mismo patrón de comportamiento que en los años anteriores, pero alcanzando valores negativos menores, lo cual contribuye a que a nivel anual el balance comercial de refinados y gas natural muestra una semejanza a los valores obtenidos en el año 2020, durante la pandemia.

From the figure above it is clear the strong negative impact of the cost of natural gas imports until July 2022, mainly due to the increase in the price of LNG, as a result of the war in Ukraine. In August it is reversed due to the reduction of LNG imports. The year 2023, shows a strong recovery, reaching more usual negative values.

During the year 2024, the monthly values of imports have the same pattern of behavior as in previous years, but reaching lower negative values, which contributes to the fact that at annual level the trade balance of refined and natural gas shows a similarity to the values obtained in the year 2020, during the pandemic.

1.2. Producción de gas natural

► GAS TOTAL PAIS		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de gas	MM m3/d (var. anual)	129.51	138.89	133.98	-4%
<i>Natural Gas Gross production</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	4.58	4.91	4.73	-4%

► GAS NO CONVENCIONAL (TOTAL PAIS)		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de gas NC	MM m3/d (var. anual)	71.69	83.26	83.42	0%
<i>Unconventional Natural Gas production</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	2.53	2.94	2.95	0%
Respecto a (%)	Total País total	55.35%	59.95%	62.26%	4%

En febrero de 2025, la producción total de gas alcanzó los 133.98 MM m³/d, reflejando una leve disminución respecto al mes anterior (142.83 MM m³/d). La producción de gas no convencional se situó en 83.42 MM m³/d, representando el 62.26% del total nacional, consolidando su rol fundamental dentro de la matriz energética.

Se puede destacar:

1. Estabilidad en la demanda de gas no convencional: Se mantiene un nivel de demanda estable respecto a los meses previos, reafirmando su importancia en la oferta de gas del país.
2. Tendencia a positiva en la producción total: Desde el año 2020, el aumento en la demanda de gas ha sido significativo, en especial en los meses invernales de nuestro país.
3. Perspectivas para 2025: A medida que avanzan las inversiones en infraestructura y exploración, se espera que la producción de gas recupere dinamismo en los próximos meses, con un foco especial en el desarrollo de Vaca Muerta y otras cuencas clave.

El sector gasífero continúa siendo un pilar estratégico para la matriz energética nacional, con el gas no convencional consolidando su protagonismo en la producción total del país.

In February 2025, total gas production reached 133.98 MM m³/d, reflecting a slight decrease compared to the previous month (142.83 MM m³/d). Non-conventional gas production stood at 83.42 MM m³/d, accounting for 62.26% of the national total, consolidating its fundamental role within the energy matrix.

Key Highlights:

1. Stability in non-conventional gas demand: Production levels remained stable compared to previous days, reaffirming its importance in the country's gas supply.
2. Positive trend in total production: Since 2020, the evolution of gas production has increased significantly, especially in the winter months of our country.
3. 2025 Outlook: As investments in infrastructure and exploration progress, gas production is expected to regain momentum in the coming months, with a particular focus on the development of Vaca Muerta and other key basins.

The gas sector continues to be a strategic pillar for the national energy matrix, with non-conventional gas consolidating its prominence in the country's total production.

1.2.1 Evolución de la producción de gas por cuenca y por tipo de recurso

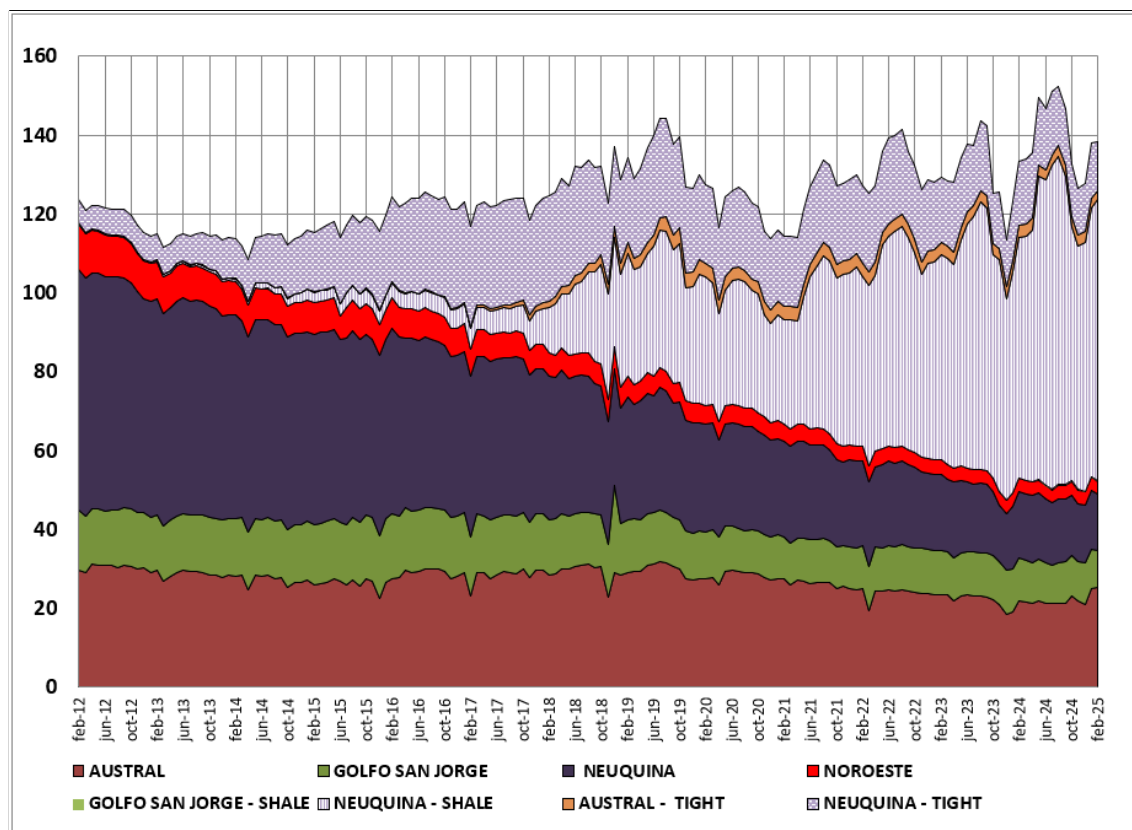


Gráfico 5: Producción de gas natural por cuenca y tipo de extracción.

El Gráfico 5 muestra la evolución de la producción de gas natural segmentada por cuenca y tipo de extracción desde febrero de 2012 hasta febrero de 2025. En los últimos meses, se ha mantenido la tendencia de crecimiento del gas no convencional, con un fuerte impulso de la producción shale y tight en la Cuenca Neuquina. Esta región sigue consolidándose como el motor del sector, mientras que las cuencas convencionales continúan en declive progresivo.

Entre los principales puntos a destacar:

1. Predominio del gas no convencional: La producción de shale y tight en la Cuenca Neuquina representa una proporción creciente del total nacional, superando ampliamente a las cuencas convencionales.
2. Descenso en las cuencas maduras: La producción en las cuencas Austral, Noroeste y Golfo San Jorge ha mostrado una disminución continua, reflejando la madurez de estos yacimientos y la falta de nuevos desarrollos significativos.
3. Variabilidad en la demanda total: A pesar de algunas fluctuaciones que acompañan la demanda, la tendencia general indica crecientes niveles elevados de extracción, impulsada por el gas no convencional.

El crecimiento sostenido del gas no convencional ha sido clave para mantener altos niveles de producción nacional. A futuro, se espera que la Cuenca Neuquina siga siendo el epicentro del desarrollo, con nuevas inversiones en infraestructura y tecnología para optimizar la extracción.

Sin embargo, la dependencia de este recurso plantea desafíos en términos de costos operativos y logística.

La evolución del mercado internacional y las políticas energéticas también jugarán un papel clave en la sostenibilidad del sector a largo plazo.

Graph 5 shows the evolution of natural gas production segmented by basin and extraction type from February 2012 to February 2025. In recent months, the trend of growing non-conventional gas production has continued, with a strong boost from shale and tight formations in the Neuquina Basin. This region remains the driving force of the sector, while conventional basins continue to experience a progressive decline.

Key observations include:

1. **Dominance of non-conventional gas:** Shale and tight gas production in the Neuquina Basin accounts for an increasing share of the national total, significantly surpassing conventional basins.
2. **Decline in mature basins:** Production in the Austral, Noroeste, and Golfo San Jorge basins has shown a continuous decrease, reflecting the maturity of these fields and the lack of significant new developments.
3. **Variability in total production:** Despite some recent fluctuations, the overall trend indicates stabilization at high extraction levels, driven by non-conventional gas.

The sustained growth of non-conventional gas has been key to maintaining high national production levels. Looking ahead, the Neuquina Basin is expected to remain the epicenter of development, with new investments in infrastructure and technology to optimize extraction. However, reliance on this resource presents challenges in terms of operational costs and logistics.

To ensure a stable and competitive supply, it will be essential to continue expanding transportation and storage networks, as well as encouraging exploration in other basins with potential. The evolution of the international market and energy policies will also play a crucial role in the long-term sustainability of the sector.

1.2.2 Producción de gas: cuenca neuquina

► SHALE GAS Cuenca NQN NQN basin		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de Shale gas NQN	MM m3/d (var. anual)	52.02	63.46	68.92	9%
Shale Gas production NQN	bcf/d (yoy)	1.84	1.80	2.23	24%
Respecto a (%)	Total País total	40.17%	45.69%	51.44%	13%
Respect to (%)	Total cuenca total	59.13%	64.86%	72.86%	12%
► TIGHT GAS Cuenca NQN NQN basin					
		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de gas NQN	MM m3/d (var. anual)	16.59	16.87	11.85	-30%
Natural Gas Gross production NQN	bcf/d (yoy)	0.59	0.60	0.42	-30%
Respecto a (%)	País country	12.81%	12.15%	8.84%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN	18.86%	17.24%	12.53%	
► GAS NO CONVENCIONAL Cuenca NQN					
		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de gas NQN	MM m3/d (var. anual)	68.81	80.33	80.77	1%
Natural Gas Gross production NQN	bcf/d (yoy)	2.43	2.84	2.85	1%
Respecto a (%)	País country	53.13%	57.84%	60.29%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN	78.22%	82.10%	85.39%	
► GAS CONVENCIONAL Cuenca NQN NQN basin					
		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de gas Convencional NQN	MM m3/d (var. anual)	19.36	17.51	13.83	-21%
Natural Gas Gross production NQN	bcf/d (yoy)	0.68	0.62	0.49	-21%
Respecto a (%)	País country	14.95%	12.61%	10.32%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN	22.01%	17.90%	14.62%	
► GAS TOTAL Cuenca NQN NQN basin					
		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de gas Total NQN	MM m3/d (var. anual)	87.97	97.84	94.59	-3%
Total Natural Gas production	bcf/d (yoy)	3.11	3.46	3.34	-3%
Respecto a (%)	País country	67.93%	70.44%	70.60%	

En febrero de 2025, la producción total de gas en la Cuenca Neuquina alcanzó los 94,59 MMm³/d, representando el 70,60% del total nacional. Este valor refleja una leve caída del 3% con respecto al mismo período del año anterior.

El gas no convencional (Shale + Tight) mantiene su predominio en la cuenca, con 80,77 MMm³/d, equivalente al 85,39% de la producción regional y al 60,29% del total país. En particular, el Shale Gas continúa su crecimiento con 68,92 MMm³/d, representando el 72,86% de la producción de la cuenca, con un notable incremento del 9% interanual.

Por otro lado, el Tight Gas presentó una significativa caída del 30%, alcanzando los 11,85 MMm³/d, lo que redujo su participación en la cuenca al 12,53%. Este descenso responde, en parte, al declive natural de los yacimientos maduros y a la priorización de inversiones en desarrollos de shale.

En contraste, el gas convencional continúa su tendencia a la baja, con una producción de 13,83 MMm³/d, lo que representa una disminución del 21% respecto a febrero de 2024. Su participación en la cuenca cae al 14,62%, reflejando el desplazamiento progresivo de esta tecnología frente a los recursos no convencionales.

La Cuenca Neuquina sigue consolidándose como el pilar central de la producción de gas en Argentina, impulsada por el crecimiento sostenido del Shale Gas. La tendencia indica que en los próximos meses

continuará la expansión de proyectos no convencionales, en especial en Vaca Muerta, beneficiándose de mejoras en infraestructura y mayores incentivos para la exportación.

No obstante, la caída del Tight Gas y del gas convencional resalta la necesidad de seguir optimizando costos y eficiencia operativa en estas áreas. Las políticas energéticas y las condiciones de mercado jugarán un rol clave en la evolución del sector, con la expectativa de una mayor participación del gas no convencional en la matriz energética nacional.

In February 2025, total gas production in the Neuquén Basin reached 94.59 MMm³/d, accounting for 70.60% of the national total. This represents a slight 3% decline compared to the same period in the previous year, following the trend observed in conventional production.

Unconventional gas (Shale + Tight) remains dominant in the basin, reaching 80.77 MMm³/d, equivalent to 85.39% of regional production and 60.29% of the national total. Notably, Shale Gas continues to expand, reaching 68.92 MMm³/d, representing 72.86% of basin production, with a remarkable 9% year-on-year growth.

Conversely, Tight Gas experienced a sharp 30% decline, dropping to 11.85 MMm³/d, reducing its share of the basin's production to 12.53%. This decrease is partly due to the natural decline of mature fields and the prioritization of investments in shale development.

Meanwhile, conventional gas continued its downward trend, producing 13.83 MMm³/d, a 21% decrease compared to February 2024. Its share in the basin fell to 14.62%, highlighting the ongoing shift from conventional extraction to unconventional resources.

The Neuquén Basin continues to solidify its role as Argentina's primary gas production hub, driven by the steady growth of Shale Gas. This suggests further expansion of unconventional projects, particularly in Vaca Muerta, supported by infrastructure improvements and increased incentives for exports.

However, the decline of Tight Gas and conventional gas underlines the need for cost optimization and operational efficiency in these segments. Energy policies and market conditions will play a crucial role in shaping the sector's future, with expectations of a growing share of unconventional gas in the national energy matrix.

1.2.3 Producción de gas desde reservorios de Shale por concesión

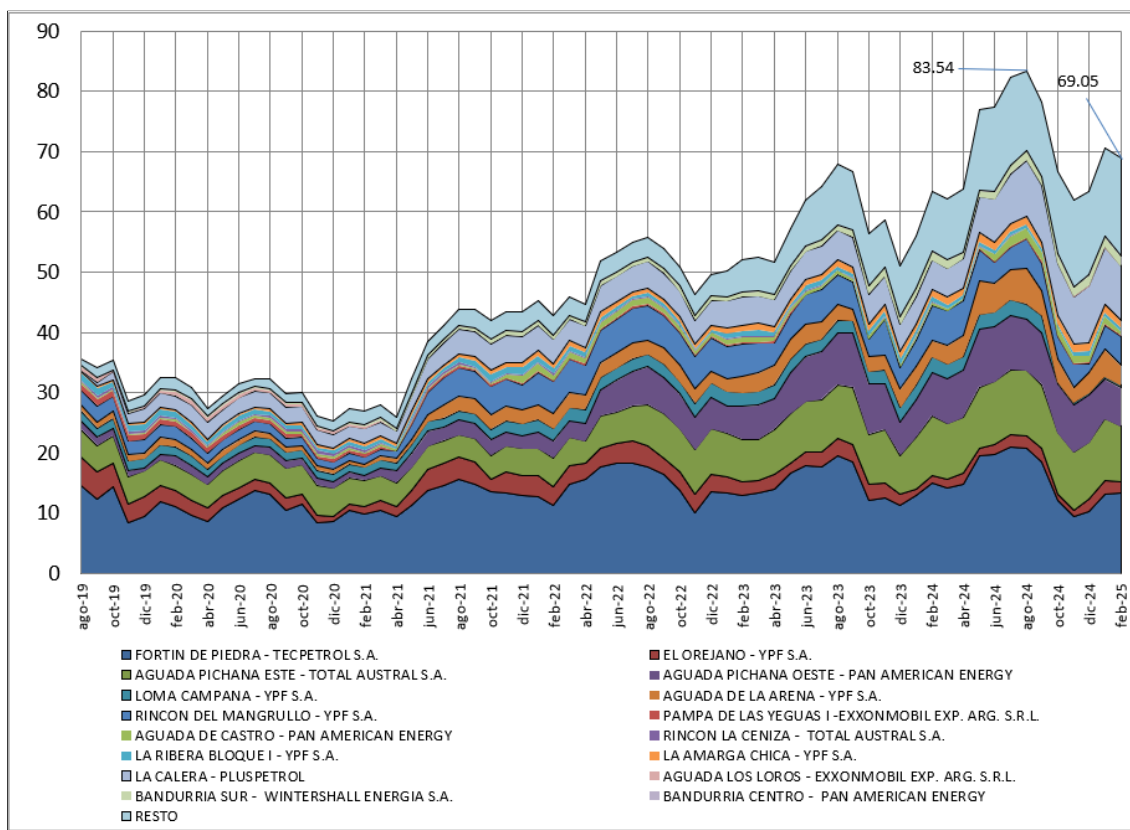


Gráfico 6: Producción de gas de Shale.

AREA	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sept-24	oct-24	nov-24	dic-24	ene-25	feb-25
FORTIN DE PIEDRA - TECPETROL S.A.	14.94	14.23	14.74	19.58	19.72	21.02	20.76	18.56	12.18	9.38	10.36	13.13	13.43
EL OREJANO - YPF S.A.	1.25	1.30	1.86	1.11	1.64	1.95	2.14	2.14	1.02	1.06	1.97	2.23	1.70
AGUADA PICHANA ESTE - TOTAL AUSTRAL S.A.	9.94	9.31	9.31	10.20	10.44	10.84	10.81	10.64	10.23	9.66	9.46	10.31	9.29
AGUADA PICHANA OESTE - PAN AMERICAN E.	7.27	7.48	7.81	9.65	9.22	9.03	8.55	8.62	8.06	7.96	7.9	6.60	6.35
LOMA CAMPANA - YPF S.A.	2.57	2.42	2.24	2.44	2.39	2.55	2.45	2.78	0.38	0.31	0.32	0.41	0.45
AGUADA DE LA ARENA - YPF S.A.	2.67	3.04	3.51	5.61	4.66	5.07	5.93	4.21	3.77	2.46	3.37	4.46	3.28
RINCON DEL MANGRULLO - YPF S.A.	5.86	5.75	5.88	5.14	3.52	3.62	4.86	4.43	3.72	3.88	1.44	4.11	4.80
PAMPA DE LAS YEGUAS I - EXXONMOBIL E. A.	0.00	0.00	0.08	0.19	0.27	0.24	0.26	0.28	0.25	0.25	0.28	0.27	0.24
AGUADA DE CASTRO - PAN AMERICAN ENERGY	0.47	0.31	0.13	0.35	1.10	1.63	1.48	1.52	1.41	1.15	0.91	1.13	0.74
RINCON LA CENIZA - TOTAL AUSTRAL S.A.	0.09	0.08	0.12	0.09	0.09	0.08	0.05	0.09	0.09	0.08	0.11	0.06	0.01
LA RIBERA BLOQUE I - YPF S.A.	0.84	0.70	0.43	0.75	0.60	0.68	0.69	0.54	0.37	0.49	0.71	0.62	0.54
LA AMARGA CHICA - YPF S.A.	1.19	1.25	1.30	1.39	1.33	1.24	1.18	1.23	1.30	1.29	1.34	1.34	1.06
LA CALERA - PLUSPETROL	4.90	4.71	4.80	6.01	7.15	8.39	9.46	9.35	8.69	7.86	9.53	9.46	9.05
AGUADA LOS LOROS - EXXONMOBIL E. A.	-	-	-	-	-	-	-	-	0.06	0.10	0.1	0.12	0.09
BANDURRIA SUR - WINTERSHALL ENERGIA S.A.	1.43	1.31	1.10	1.04	1.22	1.34	1.43	1.48	1.49	1.57	1.74	1.72	1.61
BANDURRIA CENTRO - PAN AMERICAN ENERGY	0.08	0.12	0.10	0.09	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.04
RESTO	9.95	10.09	10.46	13.25	13.95	14.58	13.24	12.32	13.66	14.39	13.74	14.63	16.35
Total Shale Neuquen	63.46	62.09	63.85	76.89	77.38	82.33	83.38	78.26	66.56	61.82	63.18	70.50	68.92
Total Shale Golfo San Jorge	0.00	0.00	0.03	0.14	0.17	0.17	0.16	0.16	0.18	0.15	0.15	0.15	0.12
Total Shale Pais	63.46	62.09	63.88	77.04	77.55	82.50	83.54	78.42	66.74	61.97	63.33	70.65	69.05

En febrero de 2025, la producción de gas Shale en la Cuenca Neuquina alcanzó los 68,92 MMm³/d, representando una ligera disminución respecto a los 70,50 MMm³/d registrados en enero. A pesar de esta leve baja del 2,4%, el Shale gas sigue siendo el componente predominante en la producción regional y nacional.

El yacimiento Fortín de Piedra (Tecpetrol) lideró la producción con 13,43 MMm³/d, manteniendo su posición como el principal productor de Shale gas en Argentina. Sin embargo, su producción se

encuentra por debajo de los valores observados en el segundo semestre de 2024. En contraste, áreas como Rincón del Mangrullo (YPF) y La Calera (Pluspetrol) mostraron una leve recuperación intermensual.

La producción acumulada de los principales bloques en Vaca Muerta sigue consolidando su peso en la matriz energética del país, aunque algunos proyectos han mostrado fluctuaciones en su rendimiento. Este comportamiento puede atribuirse a factores operativos y ajustes en la producción, así como a condiciones de mercado que han impactado en la actividad del sector.

Se espera que en los próximos meses la producción de shale gas mantenga una tendencia estable, con posibles aumentos impulsados por nuevas inversiones y optimización de la infraestructura en los yacimientos de la Cuenca Neuquina.

In February 2025, shale gas production in the Neuquén Basin reached 68.92 MMm³/d, slightly decreasing from 70.50 MMm³/d in January. Despite this 2.4% drop, shale gas remains the dominant component of both regional and national gas production.

The Fortín de Piedra (Tecpetrol) field led production with 13.43 MMm³/d, maintaining its position as Argentina's top shale gas producer. However, its output remains below the levels observed in the second half of 2024. Meanwhile, areas such as Rincón del Mangrullo (YPF) and La Calera (Pluspetrol) showed slight month-over-month recoveries.

The cumulative production from Vaca Muerta's key blocks continues to solidify its role in the country's energy matrix, though some projects have shown fluctuations. This performance can be attributed to operational adjustments and market conditions affecting the sector's activity.

In the coming months, shale gas production is expected to remain stable, with potential increases driven by new investments and infrastructure optimization in the Neuquén Basin fields.

1.2.4 Producción de gas desde reservorios Tight por concesión

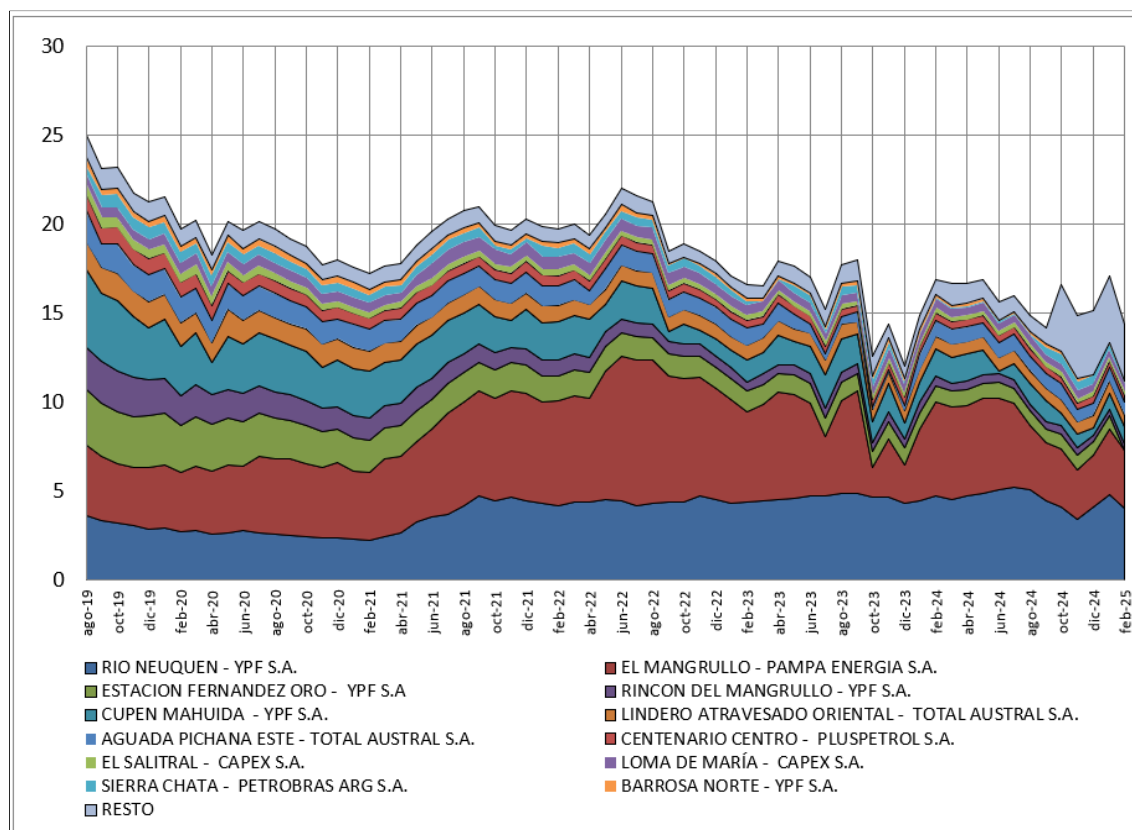


Gráfico 7: Producción de gas desde reservorios Tight.

AREA	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sept-24	oct-24	nov-24	dic-24	ene-25	feb-25
RIO NEUQUEN - YPF S.A.	4.73	4.49	4.72	4.89	5.07	5.18	5.05	4.47	4.08	3.38	4.11	4.80	4.00
EL MANGRULLO - PAMPA ENERGIA S.A.	5.26	5.23	5.09	5.31	5.17	4.77	3.61	3.21	3.31	2.83	2.89	3.67	3.30
ESTACION FERNANDEZ ORO - YPF S.A	0.92	0.88	0.88	0.87	0.86	0.85	0.82	0.82	0.84	0.80	0.81	0.79	0.00
RINCON DEL MANGRULLO - YPF S.A.	0.55	0.46	0.47	0.48	0.48	0.47	0.40	0.41	0.44	0.40	0.35	0.35	0.33
CUPEN MAHUIDA - YPF S.A.	1.54	1.48	1.53	1.42	0.18	0.88	1.13	1.16	0.72	0.79	0.36	0.88	1.00
LINDERO ATRAVESADO ORIENTAL - T. AUST	0.72	0.73	0.72	0.72	0.75	0.77	0.74	0.71	0.73	0.68	0.74	0.71	0.63
AGUADA PICHANA ESTE - TOTAL AUSTRAL S.A.	0.85	0.84	0.84	0.78	0.84	0.94	0.84	0.84	0.93	0.72	0.7	0.73	0.77
CENTENARIO CENTRO - PLUSPETROL S.A.	0.45	0.43	0.41	0.43	0.41	0.36	0.42	0.38	0.38	0.37	0.38	0.38	0.35
EL SALITRAL - CAPEX S.A.	0.28	0.27	0.24	0.23	0.25	0.25	0.25	0.27	0.26	0.24	0.25	0.23	0.21
LOMA DE MARÍA - CAPEX S.A.	0.49	0.49	0.45	0.46	0.45	0.45	0.45	0.43	0.43	0.44	0.45	0.42	0.41
SIERRA CHATA - PETROBRAS ARG S.A.	0.06	0.04	0.05	0.09	0.09	0.05	0.06	0.39	0.56	0.48	0.44	0.33	0.06
BARROSA NORTE - YPF S.A.	0.20	0.13	0.16	0.15	0.06	0.10	0.15	0.20	0.18	0.17	0.07	0.08	0.10
RESTO	0.82	1.19	1.14	1.05	1.02	0.91	0.94	0.89	3.74	3.58	3.57	3.72	3.21
Total Tight Neuquen	16.87	16.65	16.70	16.88	15.63	15.99	14.88	14.19	13.59	11.91	12.19	14.22	11.85
Total Tight Austral	2.93	2.97	2.98	2.97	2.61	2.71	2.84	2.80	3.03	2.97	2.93	2.87	2.53
Total Tight Pais	19.80	19.61	19.68	19.85	18.24	18.70	17.72	16.99	16.62	14.88	15.12	17.09	14.37

En febrero de 2025, la producción de Tight gas en la cuenca Neuquina alcanzó los 11,85 MMm³/d, lo que representó el 8,39 % de la producción total del país y el 13,52 % del total producido en la cuenca. Esto refleja una caída significativa en comparación con enero de 2025, que tuvo una producción de 14,22 MMm³/d, lo que equivale a una disminución de 2,37 MMm³/d.

Al analizar los diferentes campos, se observa que varios de ellos experimentaron reducciones importantes en su producción. En el campo *Río Neuquén* (YPF S.A.), la producción disminuyó de 4,80 MMm³/d en enero a 4,00 MMm³/d en febrero, lo que representa una caída de 0,80 MMm³/d. De igual forma, en el campo *El Mangrullo* (Pampa Energía S.A.), la producción también experimentó una

disminución de 0,37 MMm³/d, pasando de 3,67 MMm³/d en enero a 3,30 MMm³/d en febrero. Estas bajas contribuyen a la reducción general de la producción.

Sin embargo, algunos campos mostraron un desempeño positivo. Por ejemplo, en *Cupen Mahuida* (YPF S.A.), la producción aumentó de 0,88 MMm³/d en enero a 1,00 MMm³/d en febrero, lo que refleja una mejora. También se observa una ligera mejora en *Aguada Pichana Este* (Total Austral S.A.), con un aumento de 0,73 MMm³/d en enero a 0,77 MMm³/d en febrero.

En cuanto a la producción total de la cuenca austral, también se observó una caída, pasando de 2,87 MMm³/d en enero a 2,53 MMm³/d en febrero, representando el 13,50 % de la producción total de tight gas en el país, lo que muestra que la cuenca neuquina sigue siendo la más relevante en términos de producción.

En resumen, la producción de tight gas en febrero de 2025 experimentó una caída notable con respecto al mes anterior. Esta disminución se debe principalmente a la caída en la producción de campos clave como *Río Neuquén* y *El Mangrullo*. A pesar de los aumentos en ciertos campos, la producción general sigue siendo un componente esencial en la matriz energética nacional, representando un porcentaje relevante de la producción tanto a nivel nacional como en la cuenca neuquina.

In February 2025, tight gas production in the Neuquén basin reached 11.85 MMm³/d, representing 8.39% of the country's total production and 13.52% of the total produced in the basin. This reflects a significant decline compared to January 2025, which had a production of 14.22 MMm³/d, representing a decrease of 2.37 MMm³/d.

When analyzing the different fields, it is observed that several experienced significant reductions in their production. In the *Río Neuquén* field (YPF S.A.), production dropped from 4.80 MMm³/d in January to 4.00 MMm³/d in February, a decline of 0.80 MMm³/d. Similarly, the *El Mangrullo* field (Pampa Energía S.A.) also saw a decrease of 0.37 MMm³/d, going from 3.67 MMm³/d in January to 3.30 MMm³/d in February. These declines contributed to the overall reduction in production.

However, some fields showed positive performance. For instance, in *Cupen Mahuida* (YPF S.A.), production increased from 0.88 MMm³/d in January to 1.00 MMm³/d in February, reflecting an improvement. A slight improvement was also seen in *Aguada Pichana Este* (Total Austral S.A.), with an increase from 0.73 MMm³/d in January to 0.77 MMm³/d in February.

As for the total production in the Austral basin, a decline was also observed, from 2.87 MMm³/d in January to 2.53 MMm³/d in February, representing 13.50% of the total tight gas production in the country, indicating that the Neuquén basin remains the most relevant in terms of production.

In summary, tight gas production in February 2025 experienced a notable decrease compared to the previous month. This decline is mainly due to the drop in production from key fields such as *Río Neuquén* and *El Mangrullo*. Despite increases in certain fields, overall production remains a key

component of the national energy matrix, representing a significant percentage of production both nationally and in the Neuquén basin.

1.3 Producción de Petróleo

▶ PETROLEO TOTAL PAIS		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de petróleo	M m ³ /d (var. anual)	101.33	111.93	111.61	0%
<i>Oil Gross production</i>	<i>Kbd (yoy)</i>	637.35	704.02	702.01	0%
▶ PETROLEO NO CONVENCIONAL (TOTAL PAIS)		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de petróleo NC	M m ³ /d (var. anual)	47.37	58.84	66.4	13%
<i>Unconventional Oil production</i>	<i>Kbd (yoy)</i>	297.95	370.09	417.643	13%
Respecto a (%)	Total País <i>total</i> <i>country</i>	46.75%	52.57%	59.49%	

En febrero de 2025, la producción total de petróleo del país alcanzó los 111.61 mil m³/día, lo que muestra una ligera caída en comparación con el mes del año anterior (111.93 mil m³/día). A pesar de esta pequeña disminución, la producción sigue manteniéndose a niveles crecientes. En términos de barriles, la producción de petróleo crudo se mantuvo en 702.01 Kbd, sin variaciones significativas en comparación con el mes anterior.

Por otro lado, la producción de petróleo no convencional creció significativamente, alcanzando los 66.4 mil m³/día, lo que representa un aumento del 13% respecto a febrero de 2024. Este crecimiento en la producción de petróleo no convencional demuestra un claro refuerzo en la participación de los hidrocarburos no convencionales en la matriz energética nacional, representando el 59.49% del total de la producción de petróleo del país en febrero. En términos de barriles, la producción de petróleo no convencional alcanzó los 417.64 Kbd, con un aumento interanual del 13%.

En resumen, la producción de petróleo del país sigue mostrando un aumento en la demanda muy significativa. La producción de petróleo no convencional continúa su crecimiento sostenido, aumentando su participación en la demanda total y reflejando un avance en la explotación de recursos no convencionales. Este crecimiento es clave para el futuro energético del país, con expectativas de continuar la tendencia alcista en los próximos meses.

In February 2025, the country's total oil production reached 111.61 thousand m³/day, showing a slight decrease compared to the previous year (111.93 thousand m³/day). Despite this small decrease, production remains stable at these levels. In terms of barrels, crude oil production stood at 702.01 Kbd, with no significant changes from the previous month.

On the other hand, unconventional oil production saw significant growth, reaching 66.4 thousand m³/day, representing a 13% increase compared to February 2024. This growth in unconventional oil production highlights the increasing share of unconventional hydrocarbons in the country's energy mix, accounting for 59.49% of the total oil production in February. In terms of barrels, unconventional oil production reached 417.64 Kbd, with a 13% year-on-year increase.

In summary, the country's total oil production continues to show stability, with a slight decline in total production compared to the previous month. However, unconventional oil production maintains its steady growth, increasing its share of the total production and reflecting progress in the exploitation of

unconventional resources. This growth is crucial for the country's energy future, with expectations of continuing the upward trend in the coming months.

1.3.1 Evolución de la Producción de Petróleo por cuenca y por tipo de recurso

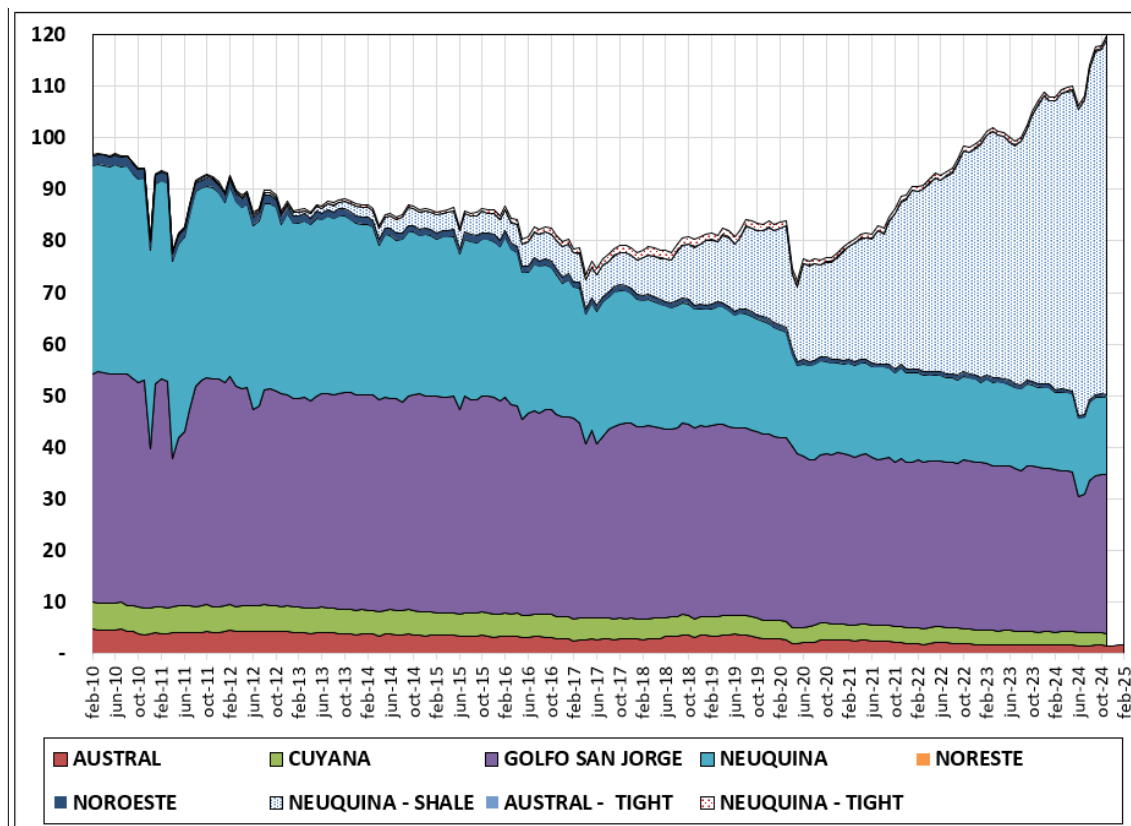


Gráfico 8: Evolución de la producción de petróleo según cuenca y tipo de recurso.

1.3.2 Producción de Petróleo: Cuenca Neuquina

▶ PETROLEO SHALE Cuenca NQN NQN basin		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de petróleo Shale NQN	Mm3/d (var. anual)	46.56	58.08	65.76	13%
Shale Oil Production NQN	kbd (yoy)	292.85	365.31	413.62	13%
Respecto a (%)	Total País total country	45.95%	51.89%	58.92%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	73.24%	78.01%	82.93%	
▶ PETROLEO TIGHT Cuenca NQN NQN basin		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de petróleo Tight NQN	Mm3/d (var. anual)	0.72	0.68	0.43	-37%
Tight Oil production NQN	kbd (yoy)	4.53	4.28	2.70	-37%
Respecto a (%)	Total País total country	0.71%	0.61%	0.39%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	1.13%	0.91%	0.54%	
▶ PETROLEO NO CONVENCIONAL Cuenca NQN NQN basin		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción petróleo (shale + tight)	Mm3/d (var. anual)	47.28	58.75	66.19	13%
Shale & Tight Oil Gross production	Kbd (yoy)	297.38	369.53	416.32	13%
Respecto a (%)	Total País total country	46.66%	52.49%	59.30%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	74.37%	78.91%	83.47%	
▶ PETROLEO CONVENCIONAL Cuenca NQN NQN basin		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción Convencional NQN	M m3/d (var. anual)	16.29	15.69	13.11	-16%
Conventional Oil production NQN	Kbd (yoy)	102.46	98.69	82.46	-16%
Respecto a (%)	Total País total country	16.08%	14.02%	11.75%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	25.63%	21.07%	16.53%	
▶ PETROLEO TOTAL Cuenca NQN NQN basin		23-feb	24-feb	25-feb	
Producción de Petroleo	M m3/d (var. anual)	63.57	74.45	79.3	7%
Oil Gross production	Kbd (yoy)	399.84	468.28	498.78	7%
Respecto a (%)	País country	62.74%	66.51%	71.05%	

En febrero de 2025, la producción de petróleo no convencional (Shale + Tight) en la cuenca Neuquina alcanzó los 66.19 mil m³/día, lo que representa el 59.30% de la producción total de petróleo del país y el 83.47% de la producción total en la cuenca Neuquina. Este aumento de 13% respecto al año anterior refleja un comportamiento continuo de crecimiento en el sector, aunque a un ritmo más moderado comparado con el 32% de aumento observado en enero de 2025. En términos de barriles, la producción de Shale y Tight crude oil en febrero de 2025 fue de 416.32 Kbd, representando el 59.30% del total país y el 83.47% de la cuenca Neuquina.

Analizando por separado los tipos de petróleo no convencional, la producción de Shale oil en la cuenca Neuquina mostró un aumento considerable, alcanzando los 65.76 mil m³/día, con un crecimiento de 13% respecto a febrero de 2024. En términos de barriles, esta producción fue de 413.62 Kbd, lo que representa el 58.92% de la producción total del país y el 82.93% de la producción en la cuenca Neuquina. Este aumento continúa destacando la relevancia del shale oil dentro de la matriz energética de la región.

En cuanto a la producción de Tight oil, sin embargo, se observó una caída importante, alcanzando solo 0.43 mil m³/día en febrero de 2025, lo que representa una disminución del 37% en comparación con el año anterior. Esta caída se refleja también en la demanda, que pasó de 4.28 Kbd en febrero de 2024 a

2.70 Kbd en febrero de 2025. La demanda de Tight oil representa solo el 0.39% de la demanda total del país y el 0.54% de la producción en la cuenca Neuquina.

Por otro lado, la producción de petróleo convencional en la cuenca Neuquina alcanzando los 13.11 mil m³/día en febrero de 2025, lo que representa una disminución del 16% respecto al año anterior. Esta baja fue también evidente en la producción en barriles, que pasó de 98.69 Kbd en febrero de 2024 a 82.46 Kbd en febrero de 2025. El petróleo convencional representa solo el 11.75% de la demanda total del país y el 16.53% de la producción en la cuenca Neuquina. Esto refleja una disminución en la participación del petróleo convencional en la matriz energética de la cuenca, siendo cada vez más importante la demanda y producción de petróleo no convencional.

En resumen, la cuenca Neuquina sigue liderando la producción de petróleo en el país, con un aumento sostenido en la producción de petróleo no convencional (Shale + Tight), a pesar de la caída en la producción de Tight oil. La transición hacia el petróleo no convencional sigue siendo un factor clave para el futuro energético del país. Se espera que la cuenca continúe dominando la producción de petróleo en el país, con una participación creciente de los recursos no convencionales.

In February 2025, unconventional oil production (Shale + Tight) in the Neuquén Basin reached 66.19 thousand m³/day, representing 59.30% of the country's total oil production and 83.47% of the total production in the Neuquén Basin. This 13% increase compared to the previous year reflects a continued growth trend, although at a slower pace than the 32% increase observed in January 2025. In terms of barrels, Shale and Tight crude oil production in February 2025 was 416.32 Kbd, representing 59.30% of the total country production and 83.47% of the Neuquén Basin production.

Breaking it down by type of unconventional oil, Shale oil production in the Neuquén Basin showed considerable growth, reaching 65.76 thousand m³/day, a 13% increase compared to February 2024. In terms of barrels, this production was 413.62 Kbd, representing 58.92% of the country's total and 82.93% of the Neuquén Basin production. This increase continues to highlight the importance of shale oil in the region's energy matrix.

However, Tight oil production saw a significant decline, reaching only 0.43 thousand m³/day in February 2025, representing a 37% decrease compared to the previous year. This drop is also reflected in the barrels produced, which fell from 4.28 Kbd in February 2024 to 2.70 Kbd in February 2025. Tight oil production accounts for only 0.39% of the total country's production and 0.54% of the Neuquén Basin production. This decline may be related to factors such as the maturity of Tight oil fields or reduced investment in these resources.

On the other hand, conventional oil production in the Neuquén Basin continued its downward trend, reaching 13.11 thousand m³/day in February 2025, which represents a 16% decrease compared to the previous year. This decline was also evident in barrels, dropping from 98.69 Kbd in February 2024 to 82.46 Kbd in February 2025. Conventional oil accounts for only 11.75% of the country's total production and 16.53% of the Neuquén Basin production. This reflects a diminishing share of conventional oil in the region's energy matrix, with unconventional oil becoming increasingly important.

In summary, the Neuquén Basin continues to lead the country's oil production, with sustained increases in unconventional oil (Shale + Tight) production despite the decline in Tight oil output. The shift towards unconventional oil remains a key factor in the country's energy future. The Neuquén Basin is expected to continue dominating oil production in the country, with a growing share of unconventional resources.

1.3.3 Producción de Petróleo desde reservorios Shale por concesión

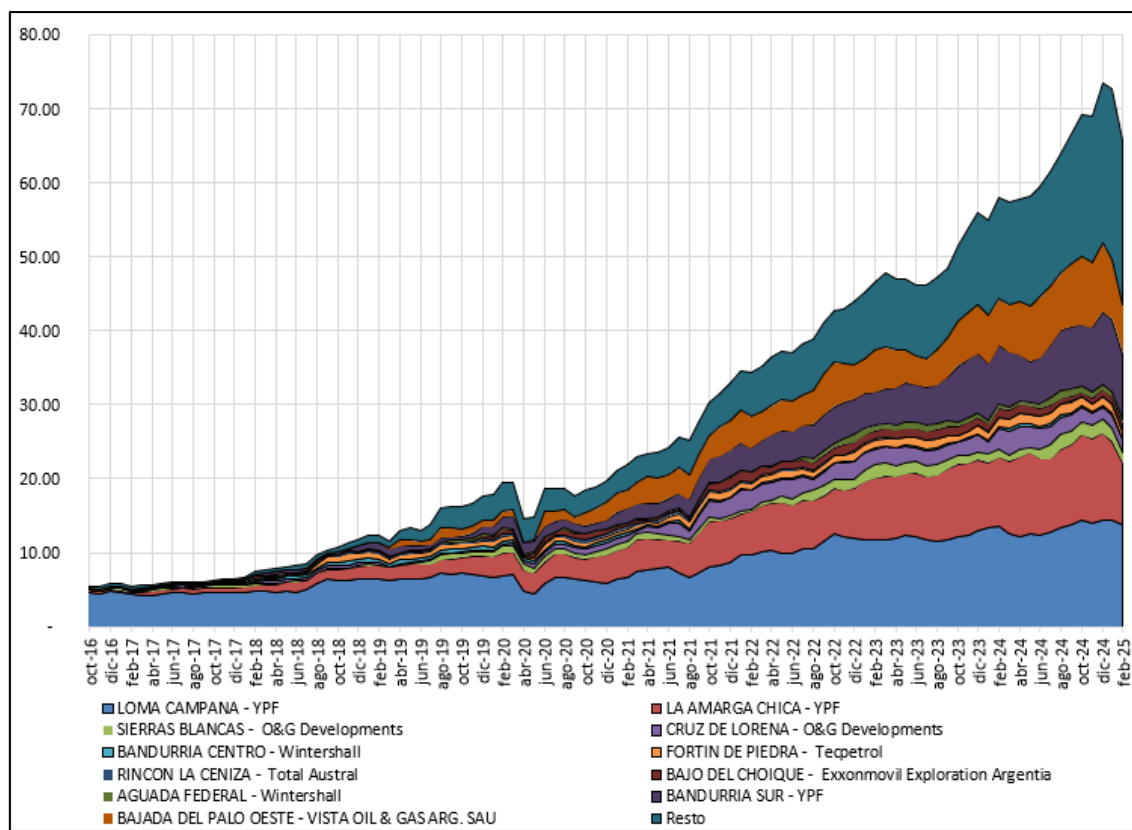


Gráfico 9: Producción de Petróleo desde reservorios Shale.

AREA	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sept-24	oct-24	nov-24	dic-24	ene-25	feb-25
LOMA CAMPANA - YPF	13.54	12.63	12.24	12.51	12.33	12.86	13.43	13.77	14.43	13.91	14.38	14.35	13.70
LA AMARGA CHICA - YPF	9.35	9.72	10.61	11.05	10.36	9.87	10.58	10.84	11.50	11.52	11.82	10.68	8.38
SIERRAS BLANCAS - O&G Developments	1.08	0.84	1.09	0.61	1.34	1.86	2.05	1.86	1.63	1.90	1.89	1.72	1.47
CRUZ DE LORENA - O&G Developments	2.75	3.17	3.12	2.78	2.72	2.48	2.20	2.10	2.09	1.61	1.56	1.88	1.75
BANDURRIA CENTRO - Wintershall	0.37	0.44	0.43	0.38	0.34	0.32	0.31	0.31	0.25	0.22	0.23	0.21	0.19
FORTIN DE PIEDRA - Tecpetrol	1.14	1.25	1.29	1.32	1.34	1.52	1.54	1.43	1.20	0.93	1.18	1.17	0.98
RINCON LA CENIZA - Total Austral	0.07	0.06	0.08	0.05	0.06	0.05	0.03	0.08	0.07	0.05	0.08	0.04	0.01
BAJO DEL CHOIQUE - Exxonmobil Exploration Argentina	1.17	1.16	1.16	1.14	1.09	0.96	0.71	0.77	0.54	0.80	0.92	1.01	0.97
AGUADA FEDERAL - Wintershall	0.51	0.45	0.40	0.42	0.45	1.05	1.11	0.91	0.89	0.78	0.75	0.66	0.60
BANDURRIA SUR - YPF	8.07	7.42	6.33	5.62	6.34	7.08	8.19	8.42	8.23	8.73	9.79	9.77	8.84
BAJADA DEL PALO OESTE - VISTA OIL & GAS ARG. SAU	6.28	6.29	7.22	7.51	8.13	7.94	7.56	8.57	9.24	8.85	9.25	8.20	6.55
Resto	13.75	13.86	13.75	14.82	14.84	15.39	16.27	17.49	19.11	19.63	21.70	23.02	22.34
Total Shale Neuquina	58.08	57.30	57.73	58.21	59.33	61.37	63.99	66.55	69.13	68.87	73.52	72.68	65.76
Total Shale Golfo San Jorge	0.00	0.00	0.01	0.06	0.06	0.05	0.05	0.04	0.05	0.05	0.03	0.03	0.02
Total Shale Pais	58.08	57.30	57.74	58.27	59.39	61.42	64.04	66.59	69.18	68.91	73.54	72.71	65.78

En febrero de 2025, la producción de petróleo shale en la Cuenca Neuquina alcanzó los 65.76 mil m³/día, representando el 58.49% del total país y el 82.41% del total de la cuenca. Esta cifra muestra una ligera disminución del 9% respecto al mes de enero de 2025 (72.68 mil m³/día). Sin embargo, en comparación con el mismo mes del año anterior, la producción de petróleo shale creció un 13% en febrero de 2025. Este crecimiento anual es consistente con la tendencia observada en los últimos meses, lo que refleja la estabilidad de la producción de shale en la región.

El desarrollo del petróleo no convencional sigue siendo un motor clave para la producción de crudo en la Cuenca Neuquina, impulsado en gran parte por las políticas agresivas de los productores para aumentar la producción y la continua expansión de la infraestructura. La producción de shale crude oil

en términos de barriles alcanzó los 413.62 Kbd en febrero de 2025, lo que representa el 58.92% de la producción total del país y el 82.93% de la producción de la cuenca Neuquina. Aunque se observa una ligera disminución en términos de volumen comparado con enero, la tendencia general es positiva, con un crecimiento constante año tras año.

Por otro lado, es relevante mencionar que la producción de shale en otras cuencas, como el Golfo San Jorge, sigue siendo mínima, con solo 0.02 mil m³/día en febrero de 2025, lo que refleja la centralización de la producción shale en la Cuenca Neuquina.

En resumen, la Cuenca Neuquina continúa dominando la producción de petróleo shale en el país, con un aporte significativo al total nacional y una alta participación en la producción de la cuenca. La estabilidad en el crecimiento anual y el fuerte impulso exportador continúan siendo los principales factores que respaldan esta tendencia. Las políticas de expansión de infraestructura y la alta demanda externa seguirán siendo claves para el crecimiento sostenido de la producción de shale crude oil en los próximos meses.

In February 2025, shale oil production in the Neuquén Basin reached 65.76 thousand m³/day, representing 58.49% of the country's total and 82.41% of the total in the basin. This figure shows a slight decrease of 9% compared to January 2025 (72.68 thousand m³/day). However, compared to the same month last year, shale oil production grew by 13% in February 2025. This year-over-year growth is consistent with the trend observed in recent months, reflecting the stability of shale production in the region.

The development of unconventional oil remains a key driver of crude oil production in the Neuquén Basin, largely driven by aggressive policies from producers to increase output and the ongoing expansion of infrastructure. Shale crude oil production in terms of barrels reached 413.62 kbd in February 2025, representing 58.92% of the country's total and 82.93% of the Neuquén Basin's production. While there is a slight decrease in volume compared to January, the general trend remains positive, with consistent year-on-year growth.

It is also worth noting that shale production in other basins, such as the Golfo San Jorge, remains minimal, with only 0.02 thousand m³/day in February 2025, highlighting the centralization of shale production in the Neuquén Basin.

In summary, the Neuquén Basin continues to dominate shale oil production in the country, contributing significantly to the national total and holding a high share of the basin's production. The stability in year-on-year growth and strong export incentives remain the main factors supporting this trend. Infrastructure expansion policies and high external demand will continue to be key drivers for the sustained growth of shale crude oil production in the coming months.

1.3.4 Producción de Petróleo desde reservorios Tight por concesión

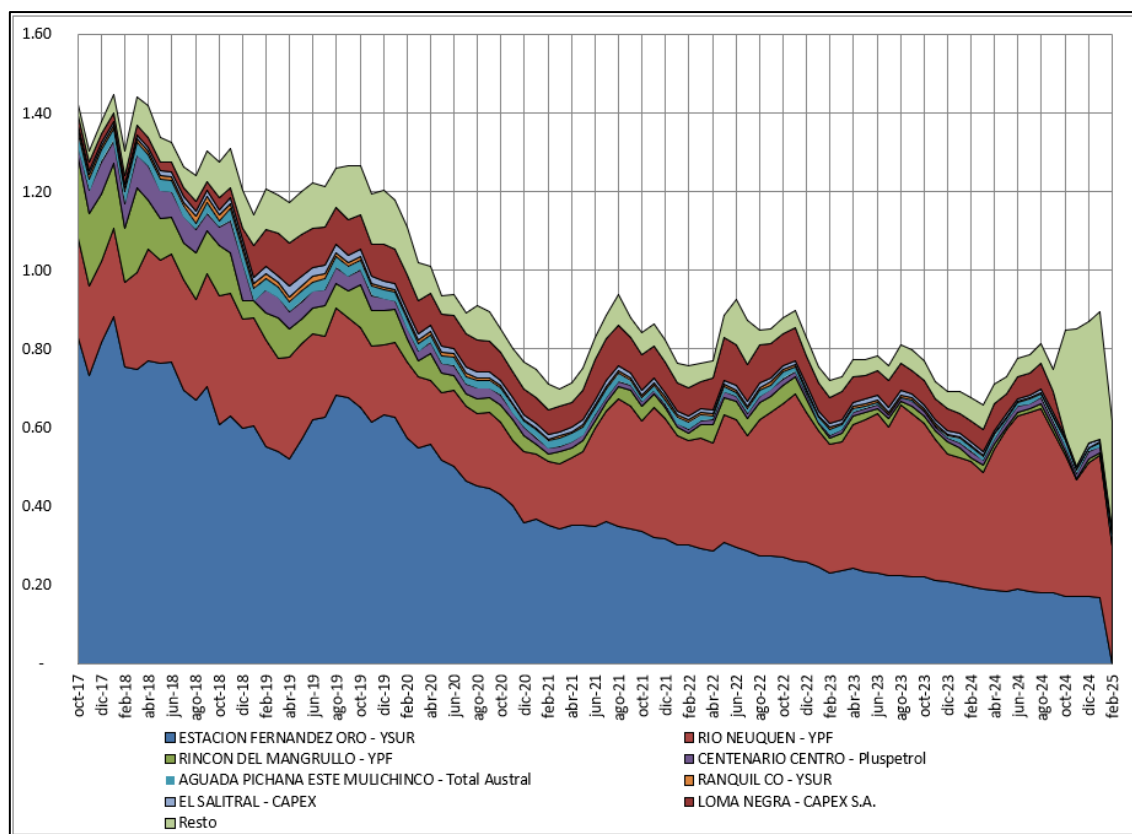


Gráfico 10: Producción de petróleo desde reservorios Tight.

AREA	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sept-24	oct-24	nov-24	dic-24	ene-25	feb-25
ESTACION FERNANDEZ ORO - YSUR	0.20	0.19	0.19	0.18	0.19	0.18	0.18	0.18	0.17	0.17	0.17	0.17	-
RIO NEUQUEN - YPF	0.32	0.30	0.36	0.41	0.44	0.45	0.47	0.41	0.36	0.29	0.34	0.36	0.30
RINCON DEL MANGRULLO - YPF	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
CENTENARIO CENTRO - Pluspetrol	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01
AGUADA PICHANA ESTE MULICHINCO - Total Austral	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
RANQUIL CO - YSUR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	0.00	0.00
EL SALITRAL - CAPEX	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
LOMA NEGRA - CAPEX S.A.	0.05	0.06	0.07	0.05	0.05	0.06	0.06	0.05	-	-	-	-	-
Resto	0.06	0.06	0.05	0.04	0.05	0.04	0.05	0.06	0.27	0.35	0.31	0.32	0.28
Total Tight Neuquina	0.68	0.66	0.71	0.73	0.78	0.78	0.81	0.75	0.69	0.61	0.67	0.67	0.43
Total Tight Austral	0.08	0.08	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.17	0.24	0.20	0.22	0.19
Total Tight País	0.76	0.74	0.80	0.81	0.86	0.86	0.89	0.82	0.85	0.85	0.87	0.90	0.62

En febrero de 2025, la producción de petróleo tight en la Cuenca Neuquina se redujo a 0.43 mil m³/día, lo que representa el 0.39% del total país y el 0.54% del total de la cuenca. Esta cifra refleja una disminución significativa del 37% en comparación con el mes anterior, enero de 2025, que registró 0.67 mil m³/día. En términos de producción de barriles, la producción de tight crude oil fue de 2.70 Kbd en febrero, un descenso también notable respecto a los 4.22 Kbd de enero.

El descenso en la producción de petróleo tight en la Cuenca Neuquina podría estar relacionado con la variabilidad inherente a este tipo de yacimientos, los cuales a menudo dependen de ciertas inversiones o de la optimización de las técnicas de extracción en áreas clave. Aunque el crecimiento general de la producción de petróleo no convencional sigue impulsado por las exportaciones y la expansión de la infraestructura, el petróleo tight ha mostrado más volatilidad en sus cifras mensuales en comparación con el shale.

En general, la producción de petróleo tight representa una fracción pequeña en la Cuenca Neuquina, contribuyendo solo con el 0.76% del total de la cuenca en enero de 2025, aunque tiene una relevancia estratégica para las áreas donde se realiza la explotación.

El segmento de tight crude oil sigue siendo más estable, pero las inversiones enfocadas en ciertas áreas productivas son clave para asegurar un rendimiento continuo y minimizar las fluctuaciones en su producción.

In February 2025, tight oil production in the Neuquén Basin decreased to 0.43 thousand m³/day, accounting for 0.39% of the total country and 0.54% of the total in the basin. This figure reflects a significant 37% decrease compared to the previous month, January 2025, which had reached 0.67 thousand m³/day. In terms of barrels, tight crude oil production was 2.70 Kbd in February, also showing a notable decline from the 4.22 Kbd in January.

The decline in tight oil production in the Neuquén Basin may be related to the inherent variability of these types of reservoirs, which often depend on specific investments or optimization of extraction techniques in key areas. While the overall growth of unconventional oil production continues to be driven by exports and infrastructure expansion, tight oil has shown more volatility in its monthly figures compared to shale oil.

Overall, tight oil production represents a small fraction of the Neuquén Basin, contributing only 0.76% of the basin's total in January 2025, though it holds strategic relevance for the areas where it is exploited.

The tight crude oil segment remains relatively stable, but investments focused on key productive areas are crucial to ensure continued performance and minimize fluctuations in its production.

1.4 Exportación de Crudo

En los últimos años, la exportación de crudo de Argentina ha experimentado un constante crecimiento que ha llevado a que en el año 2024 se alcance la máxima exportación de los últimos 24 años. Según los datos del Ministerio de Energía y Minería de Argentina (MINEM), hasta noviembre 2024 se exportaron

un total de 7,4 millones metros cúbicos de crudo. Y, siguiendo con esta tendencia alcista se continúa superando la exportación de crudo.

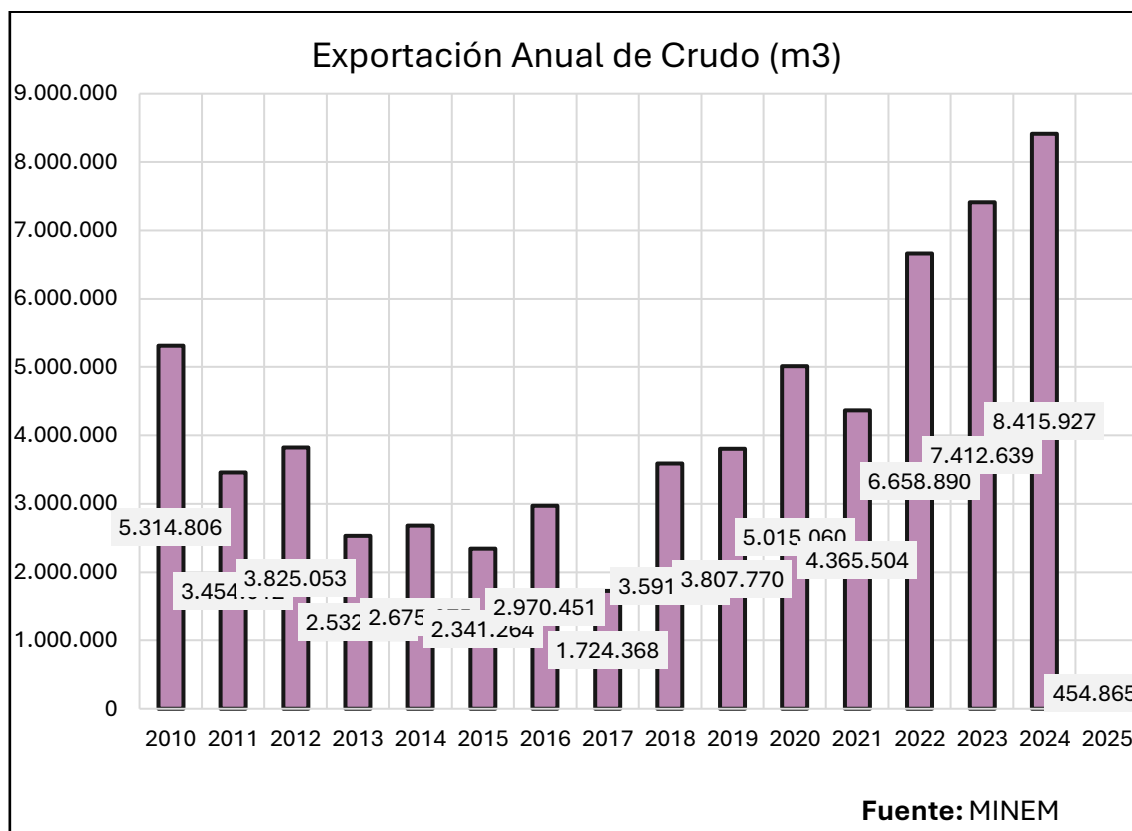


Gráfico 11: Exportación anual de crudo expresado en m³

In recent years, Argentina's crude oil exports have experienced a steady growth that has led to the highest exports in the last 24 years in 2024. According to data from the Argentine Ministry of Energy and Mining (MINEM), a total of 7.4 million cubic meters of crude oil were exported up to November 2024. And, continuing with this upward trend, crude oil exports continue to be exceeded.

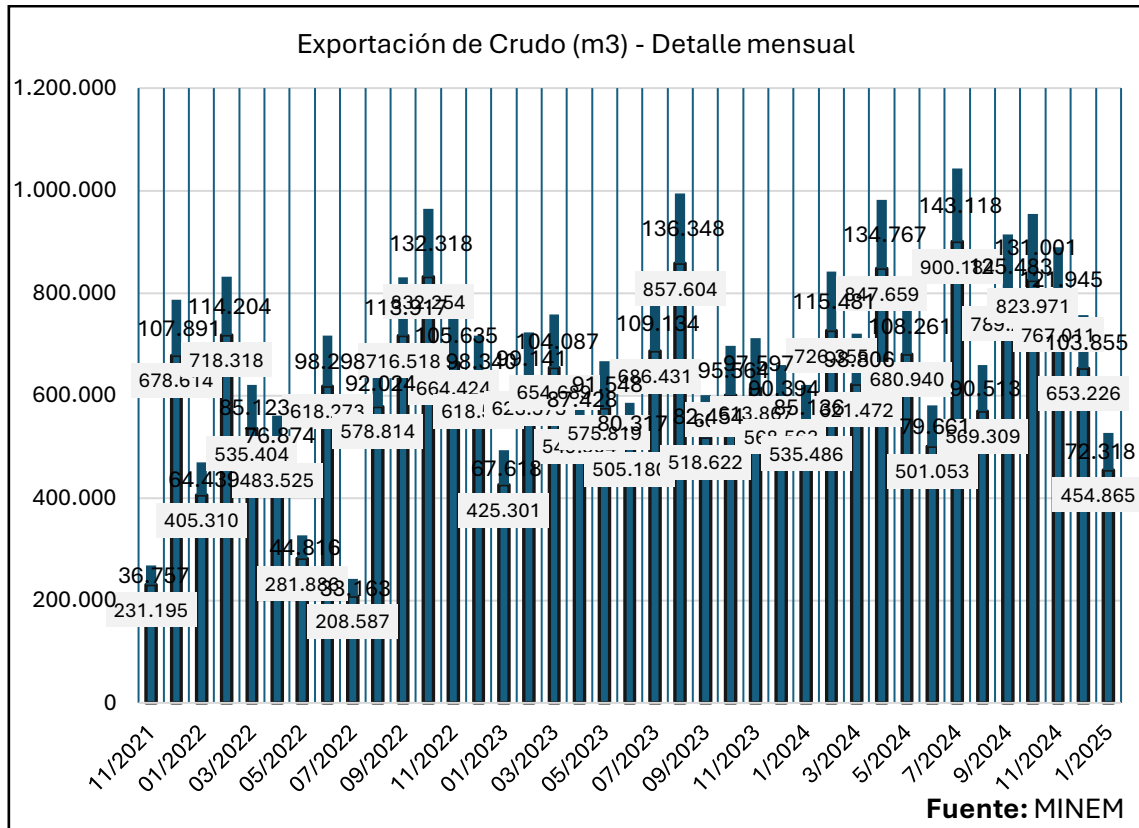


Gráfico 12: Exportación de crudo en detalle mensual, expresado en m³.

1.5 Inversiones previstas y realizadas

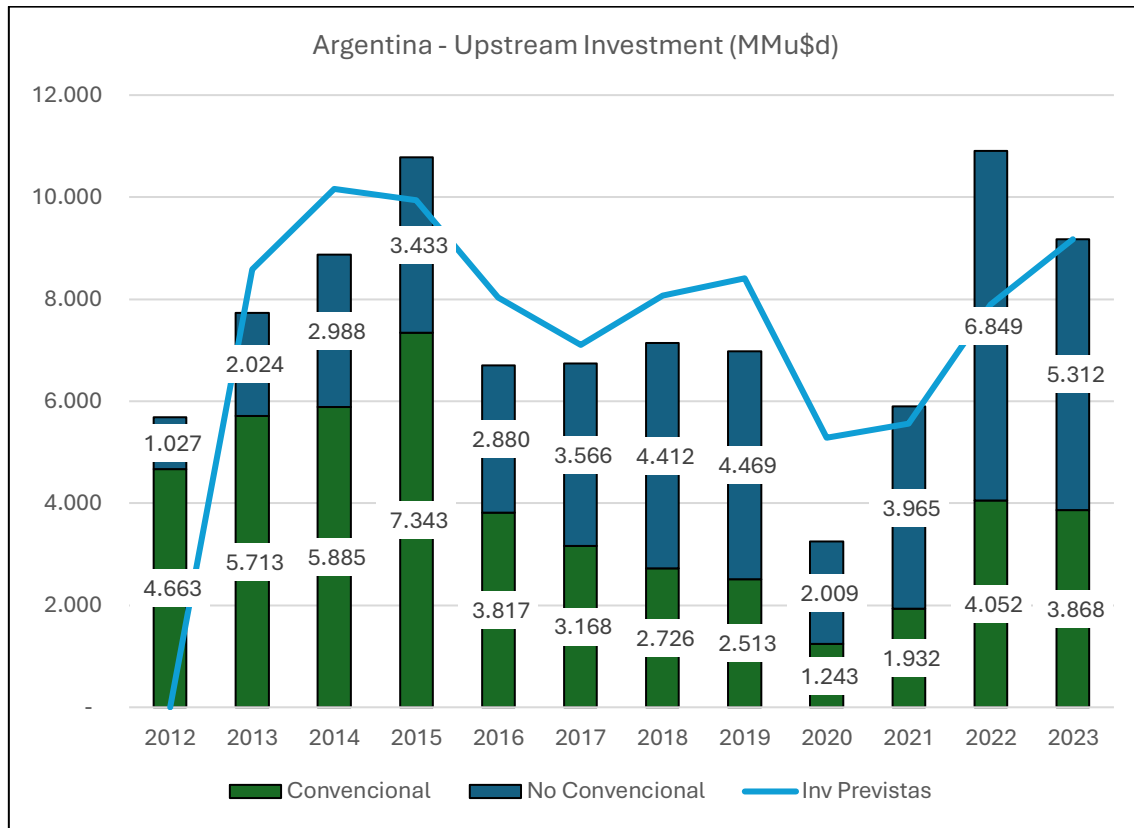


Gráfico 13: Inversiones Argentina en Upstream Investment expresado en MMu\$d.

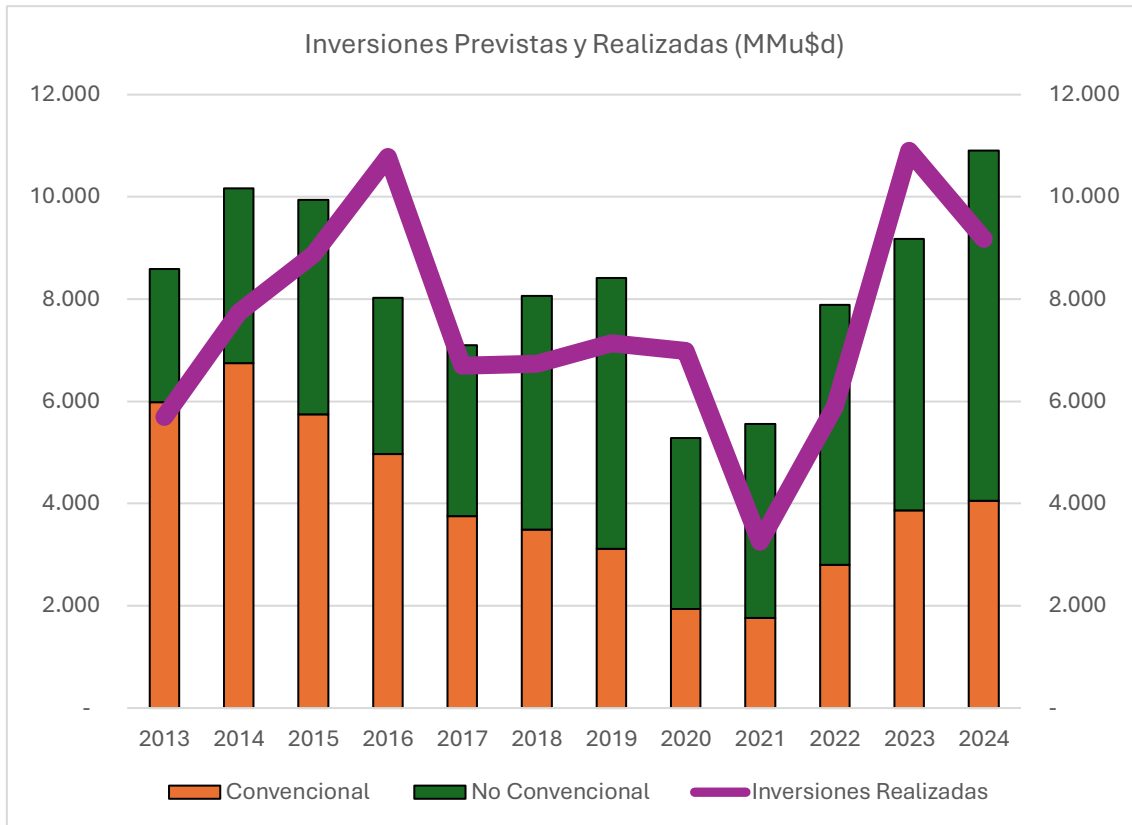


Gráfico 14: Inversiones previstas y realizadas expresadas en MMu\$d.

En los períodos 2012 al 2015 y 2020 al 2023, los valores son a la cotización del dólar oficial. Podemos notar, en los años 2022 y 2023, vemos una gran subida, impulsada principalmente por el Plan Gas, un gran incentivo para las inversiones en upstream.

In the periods from 2012 to 2015 and 2020 to 2023, the values are based on the official dollar exchange rate. We can observe, in the years 2022 and 2023, a significant increase, driven mainly by Plan Gas, a major incentive for upstream investments.

1.6 Productos Refinados

1.6.1 Refinación: detalle anual

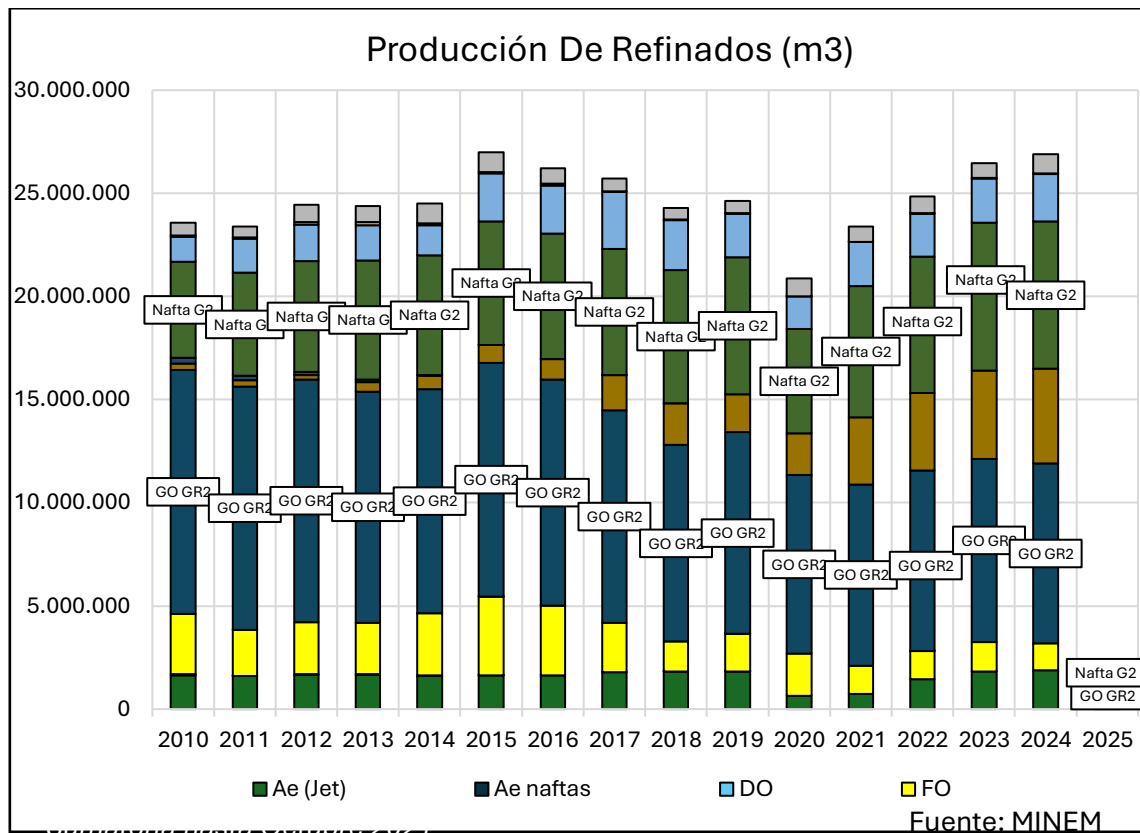


Gráfico 15: Producción de refinados detallado de manera anual y expresado en m³.

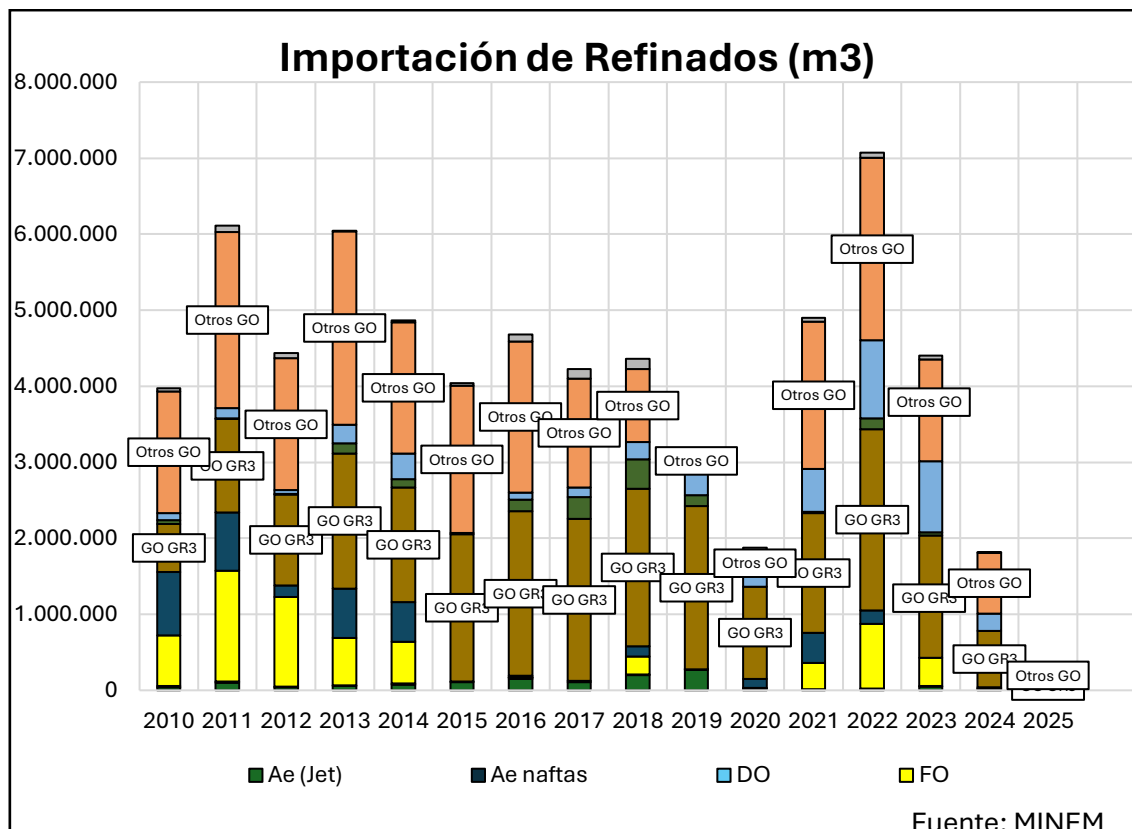


Gráfico 16: Importación de refinados detallado de manera anual y expresado en m³.

Como se puede notar en el gráfico, la importación de gas oil en 2023 fue menor al 2022, esto puede ser debido a un menor consumo de gas para CT durante el 2022, por los altos precios de gas de dicho periodo.

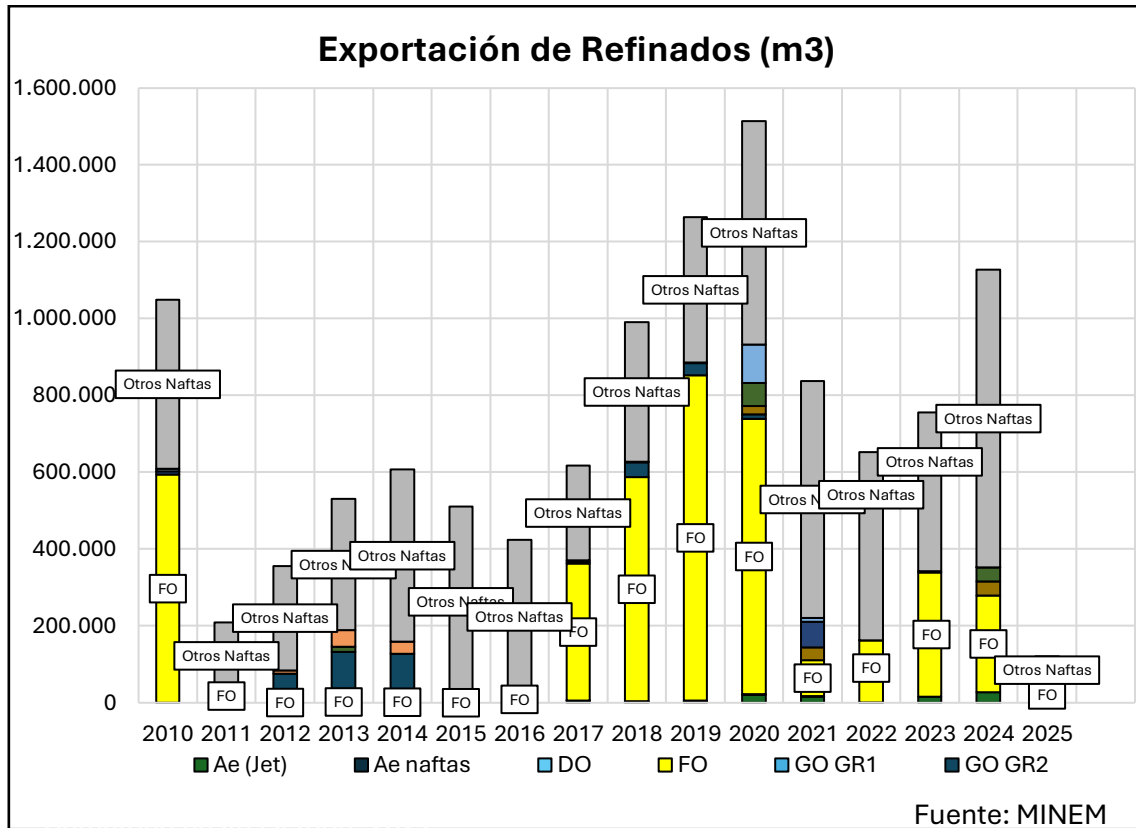


Gráfico 17: Exportación de refinados en detalle anual y expresado en m³.

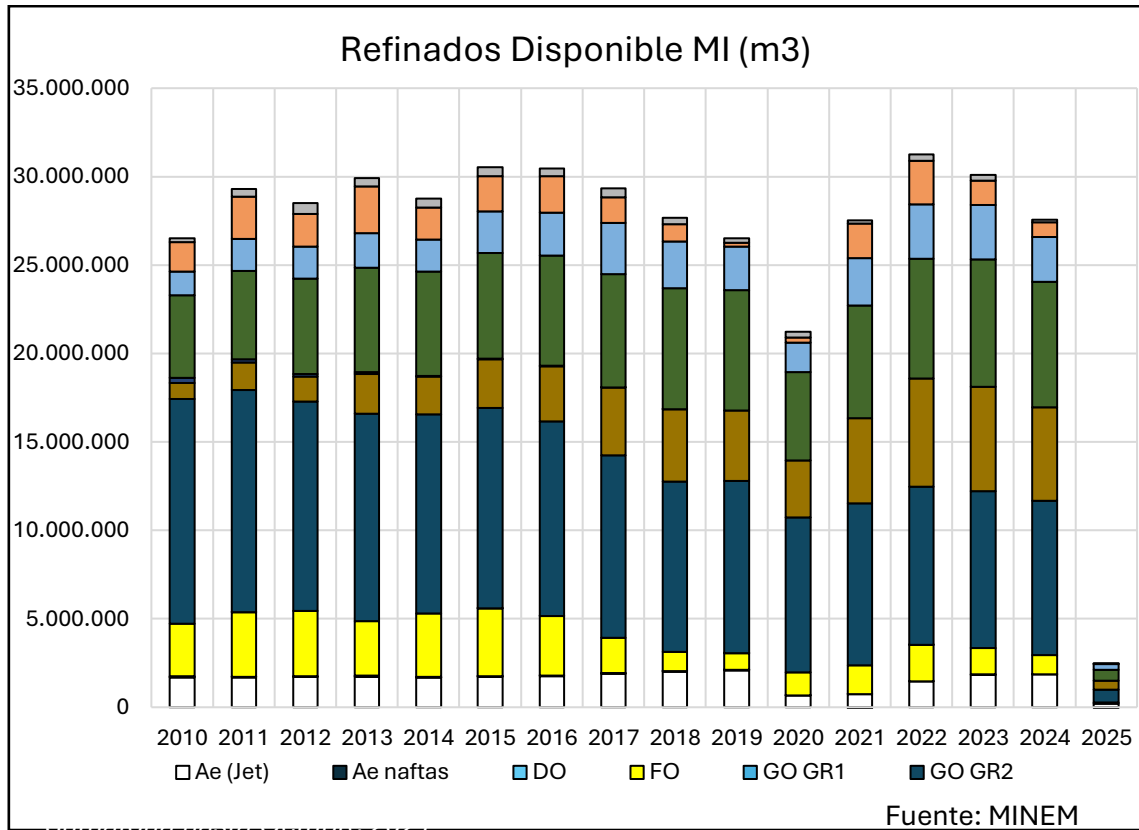


Gráfico 18: Refinados disponibles detallado de manera anual y expresado en m³.

1.6.2 Refinación: detalle mensual

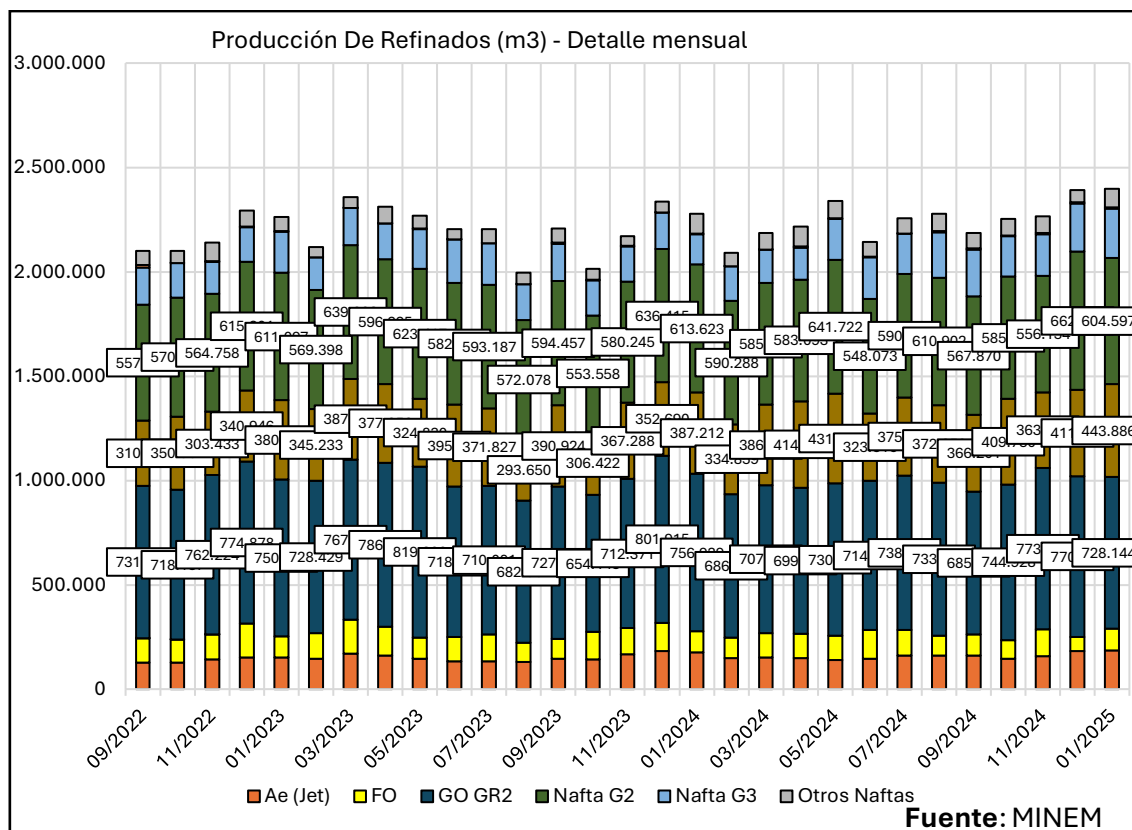


Gráfico 19: Producción de refinados en detalle mensual y expresado en m³.

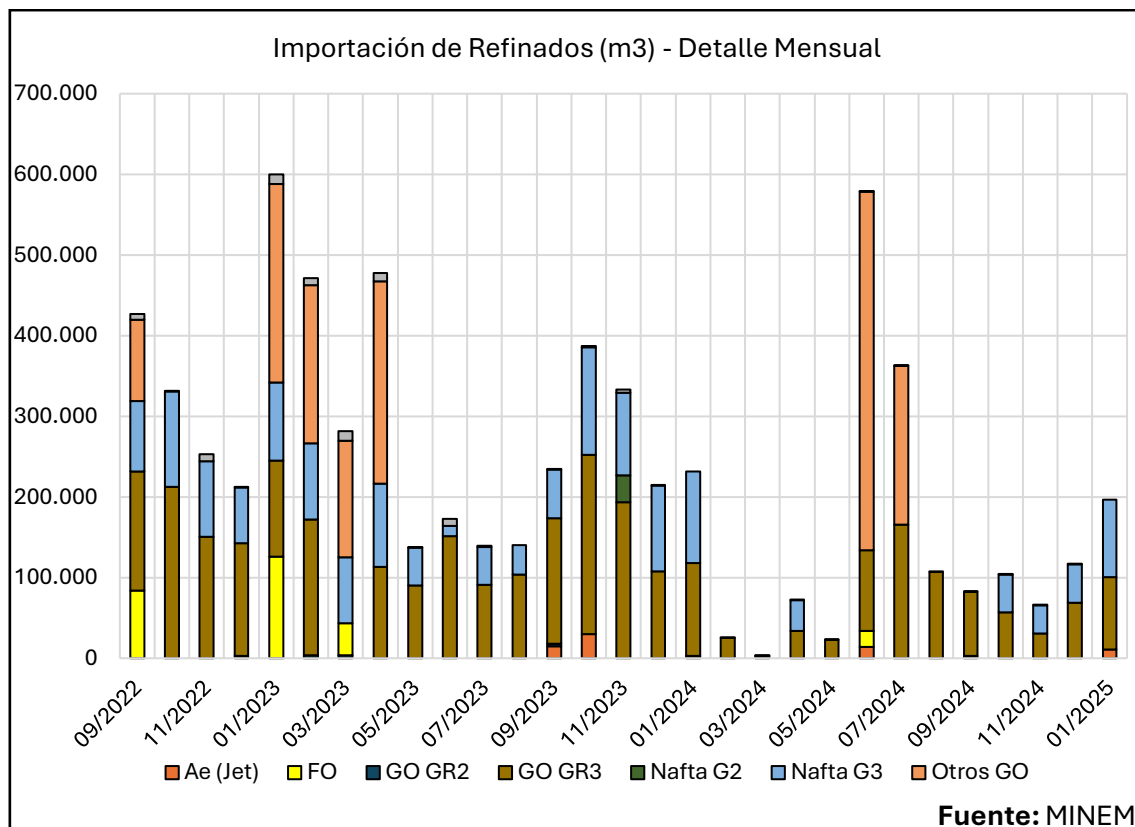


Gráfico 20: Importación de refinados en detalle mensual y expresado en m³.

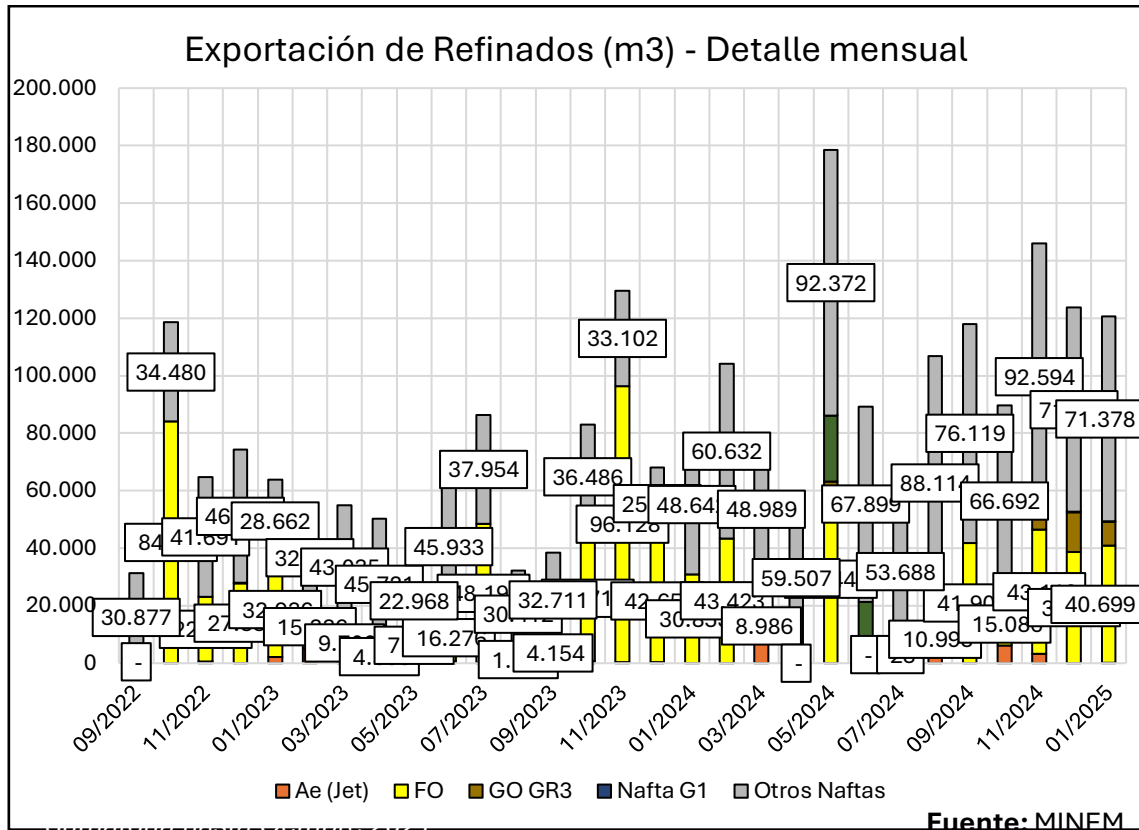


Gráfico 21: Exportación de refinados en detalle mensual y expresado en m³.

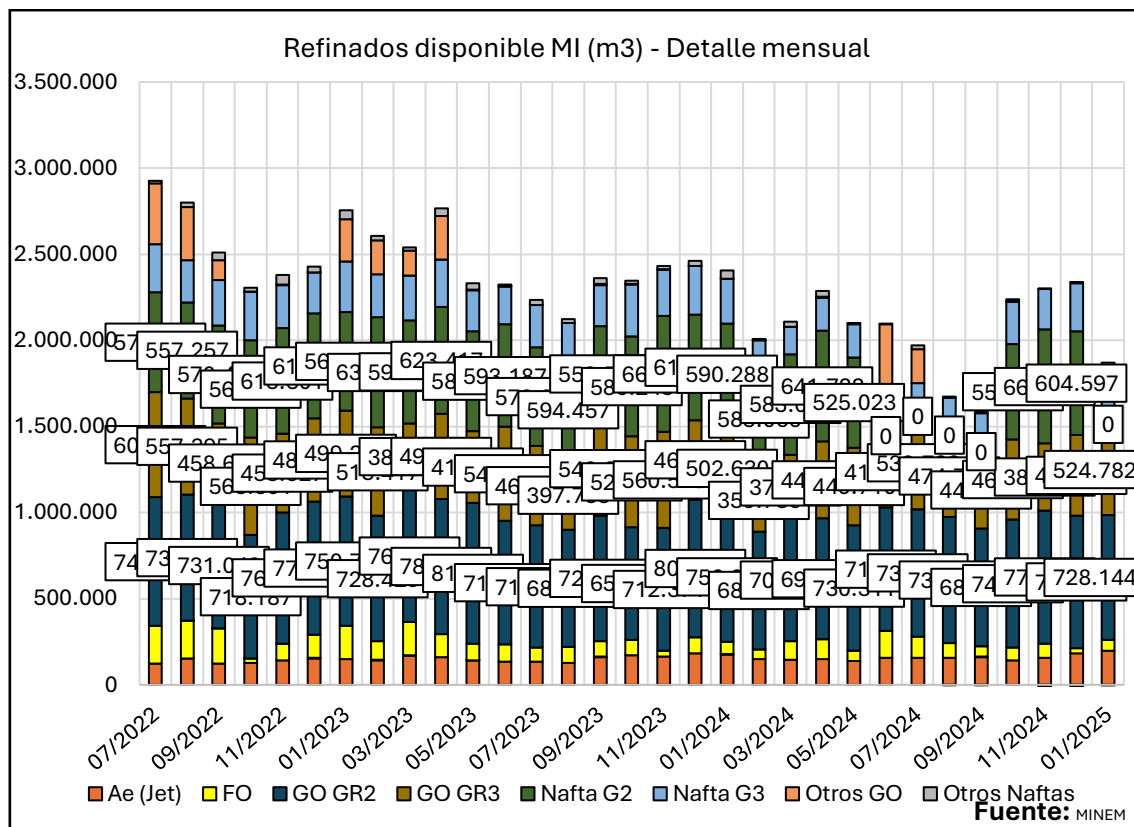


Gráfico 22: Disponibilidad de refinados en detalle mensual y expresado en m³.

1.7 Demanda de Gas Natural

1.7.1 Demanda Doméstica de Gas Natural

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (BCM)																	
	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Residencial/Comercial/Público/SDB	8,70	9,40	11,59	12,11	12,76	13,29	12,88	13,04	13,77	12,37	12,30	12,08	11,88	12,11	13,03	12,58	12,80
Transporte (GNC)	1,68	3,20	2,66	2,76	2,78	2,76	2,85	2,98	2,83	2,55	2,40	2,48	1,87	2,34	2,38	2,25	2,08
Industrial	9,96	11,27	12,04	12,51	11,66	12,39	12,48	12,63	12,08	12,52	13,19	13,29	12,55	12,11	12,32	12,84	12,47
Centrales Térmicas	10,90	10,68	11,52	12,95	14,35	14,47	14,54	14,92	16,00	17,28	17,19	15,33	14,42	16,08	13,38	13,12	13,82
Demanda Interna	30,72	34,55	37,81	40,34	41,55	42,91	42,75	43,57	44,69	44,71	45,08	43,17	40,72	42,65	41,10	40,79	41,17
ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (MMm3/d)																	
	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Residencial/Comercial/Público/SDB	23,83	25,75	31,74	33,18	34,95	36,42	35,28	35,73	37,73	33,88	33,70	33,10	32,55	33,18	35,71	34,48	35,06
Transporte (GNC)	4,60	8,77	7,30	7,56	7,63	7,56	7,82	8,17	7,74	6,99	6,58	6,79	5,12	6,42	6,51	6,16	5,70
Industrial	27,30	30,88	32,98	34,28	31,95	33,95	34,19	34,61	33,11	34,29	36,15	36,40	34,39	33,18	33,75	35,18	34,17
Centrales Térmicas	29,86	29,26	31,56	35,48	39,32	39,65	39,84	40,87	43,84	47,34	47,09	41,99	39,51	44,06	36,64	35,93	37,85
Demanda Interna	84,16	94,66	103,58	110,51	113,84	117,57	117,12	119,37	122,43	122,50	123,52	118,28	111,56	116,84	112,61	111,75	112,79
ARGENTINA: ESTRUCTURA DE DEMANDA DE GAS NATURAL (%)																	
	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Residencial/Comercial/Público/SDB	28%	27%	31%	30%	31%	31%	30%	30%	31%	28%	27%	28%	29%	28%	32%	31%	31%
Transporte (GNC)	5%	9%	7%	7%	7%	6%	7%	7%	6%	6%	5%	6%	5%	5%	6%	6%	5%
Industrial	32%	33%	32%	31%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	29%	31%	31%	28%	30%	31%	30%
Centrales Térmicas	35%	31%	30%	32%	35%	34%	34%	34%	36%	39%	38%	35%	35%	38%	33%	32%	34%
ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% incremental)																	
	00/95	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Residencial/Comercial/Público/SDB	21,0%	5,6%	33,2%	4,5%	5,3%	4,2%	-3,1%	1,3%	5,6%	-10,2%	-0,5%	-1,8%	-1,7%	1,9%	7,6%	-3,5%	1,7%
Transporte (GNC)	66,5%	6,7%	58,8%	3,6%	0,9%	-0,9%	3,4%	4,5%	-5,2%	-9,7%	-5,9%	3,3%	-24,7%	25,5%	1,5%	-5,5%	-7,5%
Industrial	8,3%	0,4%	20,8%	3,9%	-6,8%	6,3%	0,7%	1,2%	-4,3%	3,6%	5,4%	0,7%	-5,5%	-3,5%	1,7%	4,3%	-2,9%
Centrales Térmicas	52,6%	3,3%	5,7%	12,4%	10,8%	0,8%	0,5%	2,6%	7,3%	8,0%	-0,5%	-10,8%	-5,9%	11,5%	-16,8%	-1,9%	5,3%
Demanda Interna	25,2%	3,3%	23,1%	6,7%	3,0%	3,3%	-0,4%	1,9%	2,6%	0,1%	0,8%	-4,2%	-5,7%	4,7%	-3,6%	-0,8%	0,9%

Fuente ENARGAS

La estructura de la demanda de gas natural evolucionó de Residencial / GNC / Industrial / Centrales representando 33% / 4% / 36% / 28% (1993) a ser 39% / 4% / 25% / 31% en 2024. Se observa el importante aumento de participación de la generación eléctrica respecto de la Residencial e Industrial.

La demanda ha crecido sostenidamente en 104% desde 1993-2018, frenándose en 2019 y más fuertemente en 2020 (COVID). La recuperación post COVID 2021, recién a fin de año alcanzó demandas similares (levemente inferiores) a las del 2019, exceptuando en el Sector Industrial que presenta en 2021 un 8,87% menor al consumido en 2019. Actualmente no se ha recuperado la demanda del 2018/19.

En el 2022 podemos advertir una reducción de la participación de las industrias con relación al resto de los sectores, la cual alcanzó el 38% en 2021. La demanda de CT, podría aumentar, en función de la concreción de las distintas ampliaciones del gasoducto NK, desplazando a los combustibles líquidos en los períodos de pico de demanda invernal.

En cuanto al año 2023, el promedio de consumo diario interno fue de 111.681 Mm3, lo cual se asimila al promedio en 2022, el cual fue de 112.495 Mm3. La diferencia radica en la composición de esa demanda, con una caída de la demanda residencial, y un aumento del sector industrial y de sectores térmicas. La composición parcial de la demanda interna fue para los sectores Residencia l / GNC / Industrial / Centrales de 31% / 6% / 31% / 32% .

Durante el invierno 2023 el transporte presentó el habitual cuello de botella, debido a que no se contó con la capacidad extra del nuevo gasoducto prevista para el 20 de junio. Igualmente, la concreción del NK a pleno en septiembre, es un gran avance para lograr desplazar combustibles líquidos importados por gas natural. Con Vaca Muerta Argentina no tiene problemas de autoabastecimiento de gas natural, sino de capacidad de los gasoductos para satisfacer las demandas.

Al ver los datos de 2024 podemos notar un claro incremento en los valores porcentuales de residenciales y centrales térmicas mientras que hubo una disminución en lo que respecta a al resto de las categorías, este incremento se atribuye a las bajas temperaturas durante los meses de frío de dicho año.

The structure of natural gas demand evolved from Residential/CNG/Industrial/Central representing 33% / 4% / 36% / 28% (1993) to being 39% / 4% / 25% / 31% in 2023. There is a significant increase in the share of electricity generation compared to Residential and Industrial.

Demand has grown steadily by 104% from 1993-2018, slowing down in 2019 and more strongly in 2020 (COVID). The recovery post COVID 2021, only at the end of the year reached similar demands (slightly lower) than in 2019, except in the Industrial Sector which presents in 2021 8.87% lower than consumed in 2019. Currently, the demand of 2018/19 has not been recovered.

In 2022 we can notice a reduction in the participation of the industries in relation to the rest of the sectors, which had reached 38% in 2021. The demand for CT could increase depending on the completion of various expansions of the NK gas pipeline, displacing liquid fuels during peak winter demand periods.

Regarding the 11 months considered for 2023, the average daily internal consumption was 113416 Mm^3 , which is assimilated to the average in 2022 for the same period, which was 113818 Mm^3 . The difference lies in the composition of that demand, with a drop in residential demand, and an increase in the industrial and thermal sectors. The partial composition of domestic demand was for the Residential / CNG / Industrial / Central sectors of 31% / 6% / 31% / 32%.

During the winter of 2023, transportation experienced the usual bottleneck, as the extra capacity of the new gas pipeline, planned for June 20, was not available. Nevertheless, the full completion of NK in September was a significant step towards replacing imported liquid fuels with natural gas in 2024. From the first phase of the NK (11 MMm^3/d), the installation of the 4 compressors between Tratayén and Salliqueló is currently being finalized, which will allow for an additional 10 MMm^3/d injection from NQN.

When looking at the data for 2024 we can notice a clear increase in the percentage values of residential and thermal power plants while there was a decrease in the rest of the categories, this increase is attributed to the low temperatures during the cold months of that year.

With Vaca Muerta, Argentina does not have problems with self-sufficiency in natural gas but rather with pipeline capacity to meet demands. In this context, the work on reversing the northern gas pipeline stands out, aiming to transport gas from Neuquén to the north due to the decline in Bolivian gas production. The reversal began in 2023 to increase the flow (+10 MMm^3/d) from Escobar (LNG) towards the north and continued with the construction of 100 km of pipeline from Río Pujio to La Carlota, with an additional 23 km still to be built. Lastly, the reversal of the Lavalle and Lumbreras compressors will enable a total supply of 19 MMm^3/d , opening the possibility of exporting the surplus to Brazil via Bolivia.

1.7.2 Evolución demanda interna (1993 – 2022)

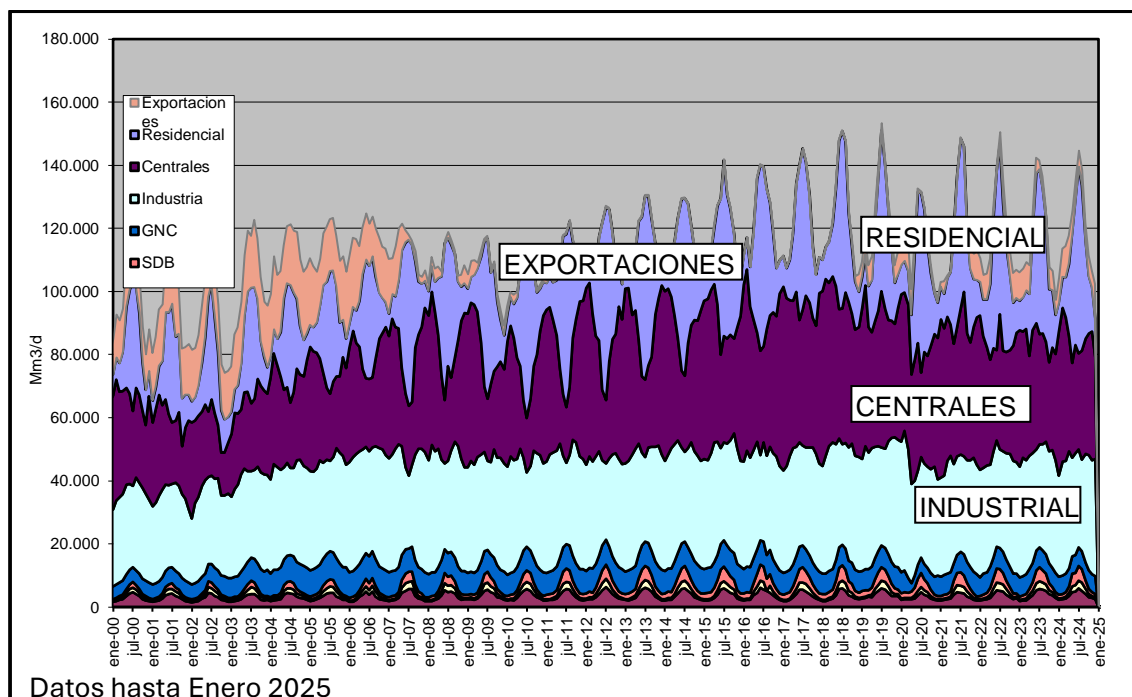


Gráfico 23: Evolución de la demanda interna en detalle semestral, expresados en Mm³/d.

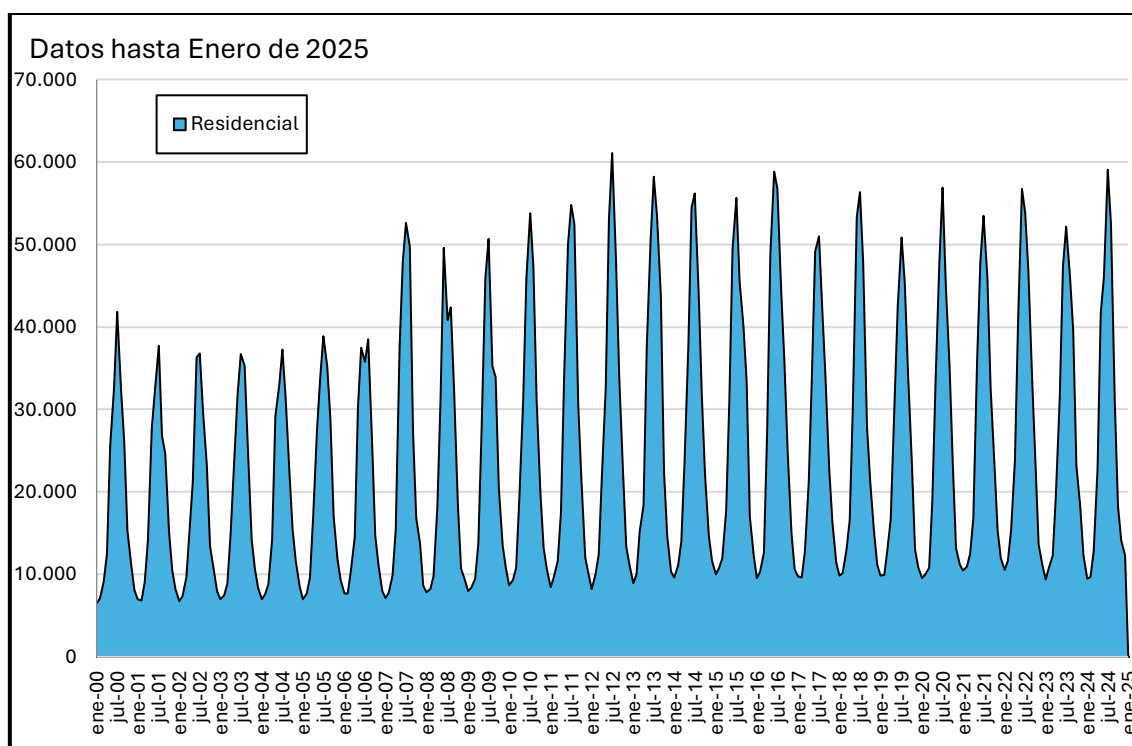


Gráfico 24: Demanda residencial en detalle semestral, expresados en Mm³/d.

La demanda residencial se caracteriza por tener prioridad de abastecimiento, de acuerdo con la regulación nacional vigente. Como muestra el gráfico, es altamente estacional, mostrando en invierno picos que representan 5 veces la demanda del verano. Dicho comportamiento tiene un fuerte impacto en la operación del sistema de transporte, el cual tiene un déficit de capacidad de transporte firme durante el periodo invernal que no permite abastecer la totalidad de la demanda potencial de gas en todos los sectores, siendo el sector de centrales térmicas el más afectado. Este comportamiento es normal, en países con inviernos fuertes, y una fuerte demanda residencial, que no disponen de almacenamientos cerca de la demanda, para cubrir el “swing” verano invierno del sector residencial.

El gráfico permite observar que el pico de los años impares demostró ser menor. El 2023 no fue la excepción, y empíricamente podemos afirmar que se trató de razones climatológicas, dado que se trata de uno de los inviernos más cálidos a nivel histórico. En cuanto al 2024, las bajas temperaturas comenzaron en Mayo y permanecieron durante Agosto y principios de Septiembre, obteniendo así resultados muy altos similares a ciclos años atrás.

Residential demand is characterized by having priority supply, in accordance with current national regulations. As the graph shows, it is highly seasonal, showing peaks in winter that represent 5 times the demand in summer. This behavior has a strong impact on the operation of the transportation system, which has a transport capacity deficit during the winter season that does not allow it to supply all the potential demand for gas in all sectors, being the thermal power plant sector the most affected. This behavior is normal, in countries with severe winters and strong residential demand, which do not have storage close to the demand, to cover the summer-winter swing of the residential sector.

The graph shows that the peak in odd years is usually lower. 2023 was no exception, and empirically we can affirm that it was due to climatological reasons, given that it is one of the warmest winters in history. As for 2024, low temperatures began in May and continued through August and early September, thus achieving very high results similar to cycles in previous years.

Centrales térmicas (Mm3/d)

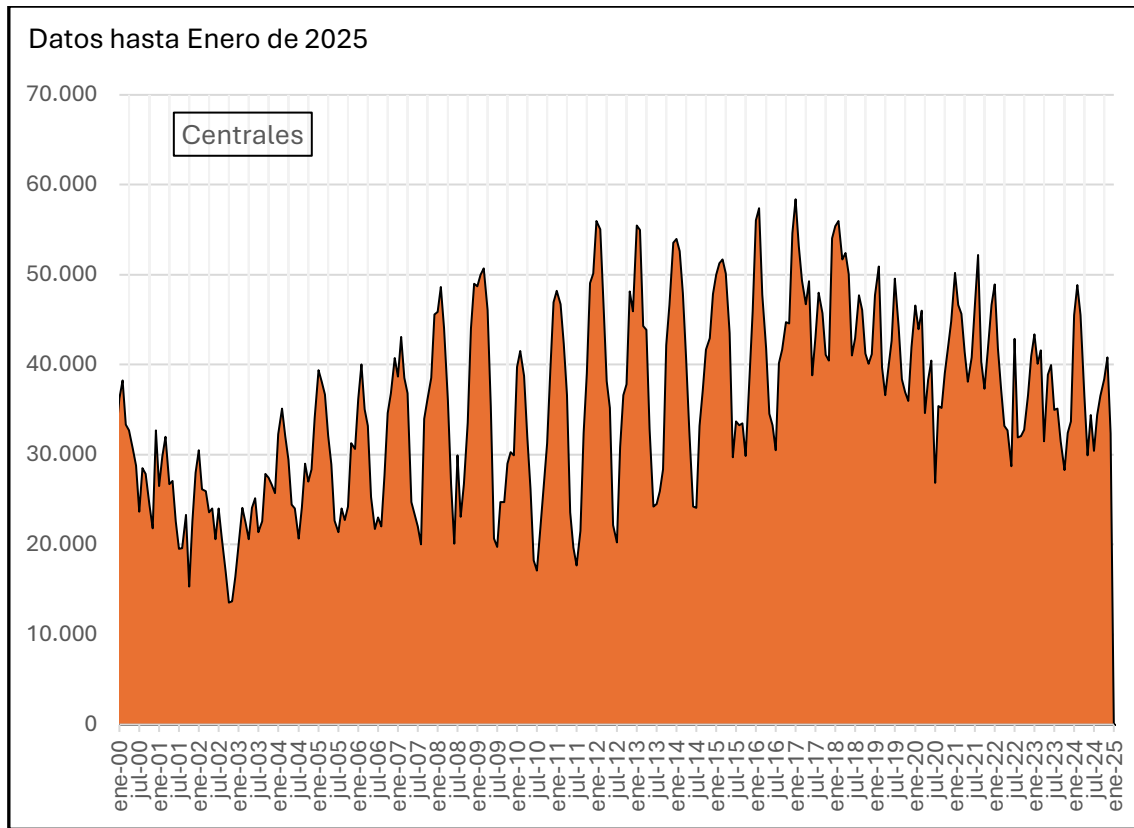


Gráfico 25: Demanda de energía de centrales eléctricas en detalle semestral, expresados en Mm³/d.

La demanda de gas para centrales térmicas mostrara un aumento a partir de la entrada en funcionamiento del gasoducto NK primer etapa, desplazando el consumo de gas oil importado y permitirá que el abastecimiento de GNL se reduzca en su ventana temporal de abastecimiento.

Se observa la baja de demanda de gas para centrales térmicas por la alta hidraulicidad en el 2023 especialmente y la penetración de los renovables. El último semestre de 2025 parece recuperar la pérdida de 2023 en cuanto a residenciales, mientras que el repunte en centrales eléctricas se ve comenzando el año 2025.

The demand for gas for thermal power plants will show an increase from the start of operation of the first stage NK gas pipeline, displacing the consumption of imported diesel oil and will allow the LNG supply to be reduced in its temporary supply window.

The drop in demand for gas for thermal power plants is observed due to high hydraulics in 2023 especially and the penetration of renewables. The last half of 2025 seems to recover from the loss of 2023 in terms of residential, while the rebound in power plants is seen starting in 2025.

Industria (Mm3/d)

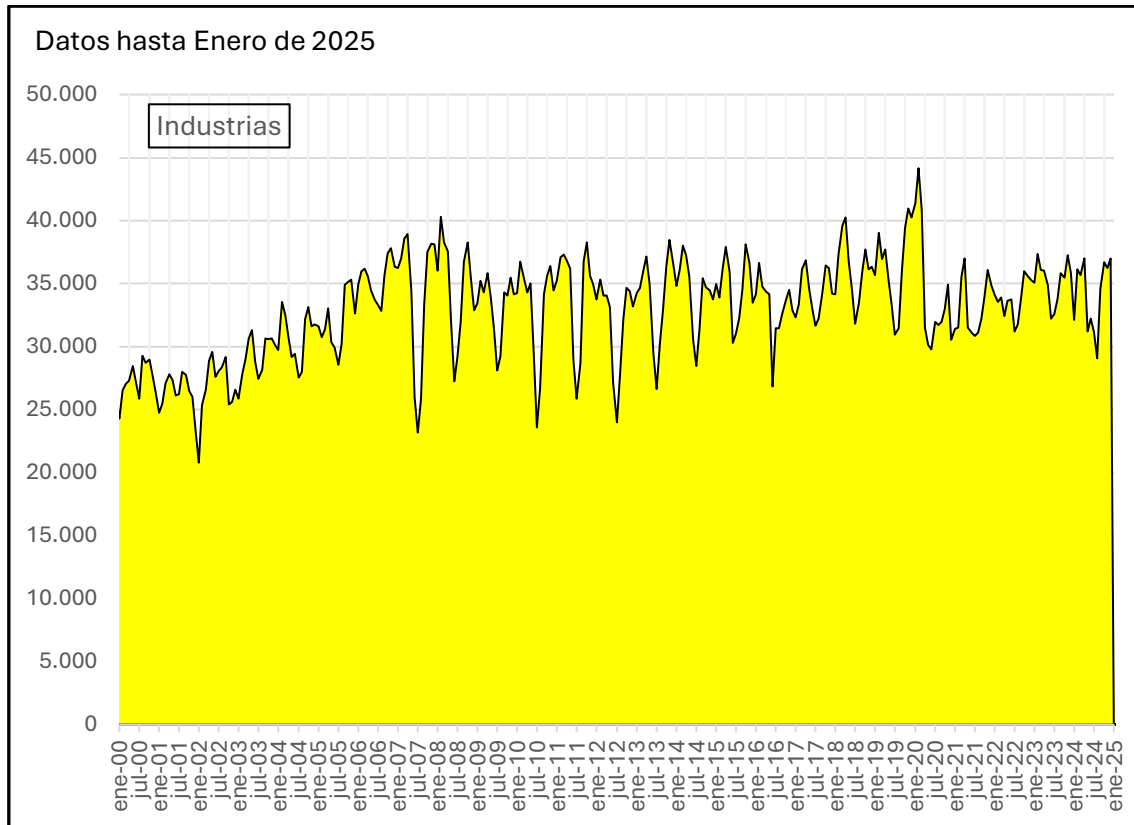


Gráfico 26: Demanda proveniente de industrias en detalle semestral, expresados en Mm³/d.

La demanda industrial durante el período 20-23 en promedio se mantiene inferior a la del año 2019. Se observan los picos de corte a la industria desde 2007 al 2016, ante la falta de producción de gas para el sector residencial. En 2024, dada la disminución de la actividad industrial, el consumo se encuentra estancado con un consumo casi 8 MMm³/d menor que en Mayo de 2019.

El año 2025 comienza con una notable mejora en la demanda proveniente de las industrias luego de una caída en el segundo semestre del año 2024.

Industrial demand during the period 2020-2023, on average, remains lower than that of 2019. Peaks in industrial cuts are observed from 2007 to 2016 due to the lack of gas production for the residential sector. In 2024, due to the decrease in industrial activity, consumption is stagnant, with a consumption level almost 8 MMm³/d lower than in May 2019.

The year 2025 begins with a notable improvement in demand from industries after a drop in the second half of 2024.

1.7.3 Demanda de Gas Natural por Tipo de Cliente (2020-2022)

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (Mm3/d base promedio mensual)						
	Residencial/ Comercial/P úblico/SDB	Transporte (GNC)	Industrial	Centrales Térmicas	Demanda Interna	Exportaciones
sep-22	41.856	6.603	33.789	32.051	114.299	7.095
oct-22	29.852	6.510	35.964	32.770	105.096	8.031
nov-22	17.904	6.407	35.592	36.599	96.502	9.396
dic-22	15.373	6.331	35.295	40.938	97.936	8.896
ene-23	12.721	5.970	35.051	43.355	97.098	9.005
feb-23	14.501	6.184	37.381	40.108	98.173	9.073
mar-23	16.275	6.301	36.105	41.611	100.291	8.974
abr-23	25.495	6.208	36.053	31.490	99.246	9.015
may-23	39.282	6.060	34.887	38.915	119.144	6.566
jun-23	58.987	6.185	32.220	39.948	137.340	5.010
jul-23	64.872	6.334	32.590	34.961	138.757	2.876
ago-23	57.789	6.134	33.745	35.079	132.747	3.764
sep-23	50.084	6.154	35.842	31.460	123.590	3.286
oct-23	30.847	6.175	35.489	28.255	100.834	6.983
nov-23	24.606	6.110	37.272	32.440	100.360	6.095
dic-23	17.022	6.062	35.810	33.695	92.589	4.806
ene-24	13.348	5.620	32.145	45.465	96.578	7.852
feb-24	13.830	5.753	36.133	48.838	104.553	9.108
mar-24	17.561	5.716	35.702	45.514	104.493	9.931
abr-24	29.382	5.670	37.005	36.554	108.610	9.083
may-24	52.276	5.582	31.183	29.911	118.952	6.772
jun-24	56.947	5.601	32.238	34.421	129.207	6.456
jul-24	72.195	5.704	31.142	30.435	139.477	5.248
ago-24	64.435	5.742	29.099	34.400	133.675	5.904
sep-24	39.145	5.647	34.638	36.542	115.972	5.820
oct-24	24.044	5.766	36.681	38.393	104.884	5.821
nov-24	18.739	5.704	36.246	40.813	101.502	5.254
dic-24	16.477	5.672	37.015	32.326	91.490	6.097

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% Incremento mes interanual)						
	Residencial/ Comercial/P úblico/SDB	Transporte (GNC)	Industrial	Centrales Térmicas	Demanda Interna	Exportaciones
sep-22	4,18%	-2,88%	4,99%	-20,46%	-4,31%	613,50%
oct-22	2,31%	-4,84%	5,93%	-12,22%	-2,06%	26,97%
nov-22	-8,37%	-7,14%	-1,30%	-11,66%	-7,15%	16,10%
dic-22	0,31%	-8,46%	1,31%	-12,21%	-5,57%	-2,98%
ene-23	-8,92%	0,17%	2,76%	-11,38%	-5,69%	18,27%
feb-23	-6,71%	-6,09%	11,49%	-4,05%	0,73%	16,13%
mar-23	-17,96%	-3,80%	6,56%	11,66%	2,83%	9,53%
abr-23	-14,72%	-7,18%	11,24%	-5,22%	-2,91%	10,52%
may-23	-21,64%	-7,74%	3,71%	19,15%	-3,13%	111,78%
jun-23	-14,62%	-7,81%	-4,51%	39,00%	-0,68%	105,29%
jul-23	-1,63%	-4,61%	4,36%	-18,44%	-5,40%	-26,31%
ago-23	0,13%	-7,35%	6,24%	10,01%	3,72%	-39,34%
sep-23	19,66%	-6,80%	6,08%	-1,84%	8,13%	-53,68%
oct-23	3,33%	-5,14%	-1,32%	-13,78%	-4,06%	-13,05%
nov-23	37,43%	-4,64%	4,72%	-11,37%	4,00%	-35,14%
dic-23	10,73%	-4,26%	1,46%	-17,69%	-5,46%	-45,98%
ene-24	4,93%	-5,87%	-8,29%	4,87%	-0,54%	-12,81%
feb-24	-4,63%	-6,97%	-3,34%	21,77%	6,50%	0,38%
mar-24	7,90%	-9,28%	-1,11%	9,38%	4,19%	10,67%
abr-24	15,24%	-8,67%	2,64%	16,08%	9,44%	0,75%
may-24	33,08%	-7,89%	-10,62%	-23,14%	-0,16%	3,13%
jun-24	-3,46%	-9,45%	0,06%	-13,84%	-5,92%	28,86%
jul-24	11,29%	-9,94%	-4,44%	-12,95%	0,52%	82,50%
ago-24	11,50%	-6,40%	-13,77%	-1,94%	0,70%	56,88%
sep-24	-21,84%	-8,24%	-3,36%	16,15%	-6,16%	77,10%
oct-24	-22,05%	-6,62%	3,36%	35,88%	4,02%	-16,64%
nov-24	-23,85%	-6,64%	-2,75%	25,81%	1,14%	-13,79%
dic-24	-3,20%	-6,44%	3,37%	-4,06%	-1,19%	26,87%

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% Incremento mes interanual)
Fuente: Enargas

1.7.4 Balance de Gas Natural (1993-2022)

Balance de Gas Natural

ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (BCM)														
	1993	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022*	2023	2024
Producción	26,73	45,13	51,64	47,11	42,91	44,99	44,66	47,02	49,35	45,10	45,29	48,25	48,09	50,65
Importación Bolivia	2,08	0,00	1,71	1,77	5,97	5,76	6,62	6,01	5,13	5,46	4,695	3,843	2,343	1,155
Importación GNL	0,00	0,00	0,00	1,71	5,55	4,84	4,47	3,57	1,74	1,83	3,531	2,302	2,639	1,544
Importación Chile				-	-	0,36	0,27	0,21	-	-	0,009	0	0	0,077
Exportación	0,00	4,50	6,62	0,46	0,31	0,06	0,08	0,46	1,93	1,35	0,933	2,684	2,24	3,025
Reinyección, Combustible y Perdidas	7,36	9,92	12,18	12,32	10,54	11,19	11,23	11,27	11,12	10,31	9,941	10,76	10,05	16,48
Total	21,45	30,72	34,55	37,81	43,57	44,69	44,71	45,08	43,17	40,72	42,65	40,94	40,77	33,93

ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (MMm3/d)														
	1993	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022*	2023	2024
Producción	73,23	123,66	141,48	129,1	117,5	123,3	122,3	128,8	135,2	123,6	124,1	132,2	131,7	138,8
Importación Bolivia	5,71	0,00	4,68	4,86	16,36	15,78	18,13	16,48	14,07	14,95	12,86	10,53	6,42	3,16
Importación GNL	0,00	0,00	0,00	4,69	15,20	13,25	12,25	9,77	4,76	5,01	9,67	6,31	7,23	4,23
Importación Chile				0,00	0,00	0,98	0,75	0,59	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,21
Exportación	0,00	12,32	18,13	1,27	0,85	0,17	0,21	1,26	5,30	3,71	2,56	7,35	6,14	8,29
Reinyección, Combustible y Perdidas	20,17	27,18	33,37	33,76	28,89	30,67	30,77	30,88	30,45	28,24	27,23	29,49	27,54	45,14
Total	58,77	84,16	94,66	103,58	119,37	122,43	122,50	123,52	118,28	111,56	116,84	112,17	111,71	92,95

Fuente: Enargas

La mayor exportación se concretó en el año 2004, alcanzando un promedio anual de 22 MMm3/d, pero cayó fuertemente hasta julio de 2007, donde se redujo a valores marginales. A partir de septiembre de 2018, comenzaron a realizarse exportaciones de importancia, alcanzándose un pico de 13 MMm3/d en marzo de 2020, para cortarse totalmente en el invierno y recuperarse en octubre, noviembre y diciembre. Desde septiembre de 2021 hasta el presente, se han manifestado exportaciones de relevancia bastante estables en valores entre 5 y 8 MMm3/d, durante el periodo estival. Se debe aclarar que, aunque durante el invierno de 2022 las exportaciones se redujeron a la mitad, se siguió exportando. Durante el año 2022, las exportaciones lograron un valor promedio de 6 MMm3/d, ligeramente superior a las cifras de 2019 y 2004. La exportación de 2023 queda trunca en los valores del 2022. Las exportaciones promedio del 2023, a la fecha, alcanzan valores similares a las del 2022.

Las importaciones de gas natural comenzaron en 2004 desde Bolivia y, a partir de 2008, mediante GNL por el barco regasificador ubicado en Bahía Blanca. En 2011 entró en operaciones el segundo barco regasificador en Escobar, y en noviembre de 2018 se retiró el barco de Bahía Blanca. Dadas las condiciones de escasez de producción doméstica ante la parada de la fractura de NC durante varios meses del 2020, y agravado por los conflictos gremiales, en mayo de 2021 volvió el barco regasificador a Bahía Blanca.

En el año, 2023, ha habido un aumento en la exportación de gas, mientras que la importación de GNL se ha reducido. El invierno ha jugado un papel importante en esta dinámica. Durante los meses de invierno, la demanda de gas aumenta significativamente en Argentina debido a las bajas temperaturas. Sin embargo, este aumento de demanda ha sido más benigno debido a las temperaturas más templadas durante el invierno.

Si analizamos ahora el año 2024, podemos notar que, comparándolo con el año anterior, la producción se ve en alza, las importaciones disminuyeron y las exportaciones aumentaron, lo que fue una gran noticia para el sector, tendencia que se espera continúe a lo largo del año corriente 2025.

The largest gas exports took place in the year 2004, with an annual average of 22 MMm3/d, but they sharply fell until July 2007, when it reduced to marginal values. From September 2018, significant exports started to be made, reaching a peak of 13 MMm3/d in March 2020, only to stop completely

during the winter and recover in October, November, and December. From September 2021 until the present, relevant exports have been quite stable, ranging from 5 to 8 *MMm3/d*, during the summer period. Although exports were halved during the winter of 2022, they continued to be made. In 2022, gas exports reached an average value of 6 *MMm3/d*, slightly higher than in 2019 and 2004.

Natural gas imports started from Bolivia in 2004 and, from 2008, via LNG through the regasification ship located in Bahía Blanca. The second regasification ship in Escobar began operations in 2011, and in November 2018, the Bahía Blanca ship was withdrawn. Given the scarcity of domestic production due to the NC fracking stoppage for several months in 2020, aggravated by union conflicts, the regasification ship returned to Bahía Blanca in May 2021.

In the last year, there has been an increase in gas exports, while LNG imports have decreased. Winter has played an important role in this dynamic. During the winter months, gas demand significantly increases in Argentina due to low temperatures. However, this increase in demand has been more benign due to milder winter temperatures. In 2024, the average is 7300 *MMm3/d*. It is worth noting that during the period from May (when the low temperatures began) to July, the average was around 5600 *MMm3/d*, with Chile as the primary destination.

If we now analyze the year 2024, we can notice that compared to the previous year, production is on the rise, imports decreased and exports increased, which was great news for the sector, a trend that is expected to continue throughout the current year 2025.

ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (BCM)														
	1993	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción Convencional	26,73	45,13	51,64	45,28	35,97	35,86	33,71	30,60	28,55	25,80	23,73	21,89	19,97	18,83
Shale				-	1,10	1,46	2,19	6,57	11,32	10,98	13,28	18,11	21,01	25,72
Tight				1,83	5,84	7,67	8,76	9,86	9,49	8,32	8,28	8,41	6,96	6,88
Producción Total	26,73	45,13	51,64	47,11	42,91	44,99	44,66	47,02	49,35	45,10	45,29	48,42	47,93	51,43
Importación Bolivia	2,08	0,00	1,71	-	5,97	5,76	6,62	6,01	5,13	5,46	4,70	3,84	2,34	1,15
Importación GNL	0,00	0,00	0,00	1,83	5,55	4,84	4,47	3,57	1,74	1,83	3,53	2,30	2,64	1,54
Importación Chile	0,00	0,00	0,00	-	-	0,36	0,27	0,21	-	-	0,01	-	-	0,08
Oferta Total Bruta	28,81	45,13	53,35	48,93	54,42	55,94	56,02	56,82	56,22	52,38	53,52	54,56	52,91	54,21
Exportación	0,00	4,50	6,62	0,46	0,31	0,06	0,08	0,46	1,93	1,35	0,93	2,68	2,24	3,02
Reinyección, Combustible y Perdidas	7,36	9,92	12,18	12,32	10,54	11,19	11,23	11,27	11,12	10,31	9,94	10,94	10,05	16,48
Oferta Doméstica	21,45	30,72	34,55	36,15	43,57	44,69	44,71	45,08	43,17	40,72	42,65	40,94	40,62	34,70
ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (MMm3/d)														
	1993	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción Convencional	73,23	123,66	141,48	124,06	98,55	98,25	92,35	83,83	78,21	70,68	65,01	59,97	54,7	51,59
Shale				0,00	3,00	4,00	6,00	18,00	31,00	30,07	36,39	49,63	57,55	70,47
Tight				5,00	16,00	21,00	24,00	27,00	26,00	22,80	22,68	23,05	19,06	18,84
Producción Total	73,23	123,66	141,48	129,06	117,55	123,25	122,35	128,83	135,21	123,55	124,08	132,65	131,31	140,90
Importación Bolivia	5,71	0,00	4,68	0,00	16,36	15,78	18,13	16,48	14,07	14,95	12,86	10,53	6,42	3,16
Importación GNL	0,00	0,00	0,00	5,00	15,20	13,25	12,25	9,77	4,76	5,01	9,67	6,31	7,23	4,23
Importación Chile				0,00	0,00	0,98	0,75	0,59	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,21
Oferta Total	78,94	123,66	146,16	134,06	149,11	153,26	153,48	155,66	154,04	143,51	146,64	149,49	144,96	148,51
Exportación	0,00	12,32	18,13	1,27	0,85	0,17	0,21	1,26	5,30	3,71	2,56	7,35	6,14	8,29
Reinyección, Combustible y Perdidas	20,17	27,18	33,37	33,76	28,89	30,67	30,77	30,88	30,45	28,24	27,23	29,98	27,54	45,14
Oferta Doméstica	58,77	84,16	94,66	99,04	119,37	122,43	122,50	123,52	118,28	111,56	116,85	112,16	111,28	95,07

Fuente: Enargas/Secretaría de Energía

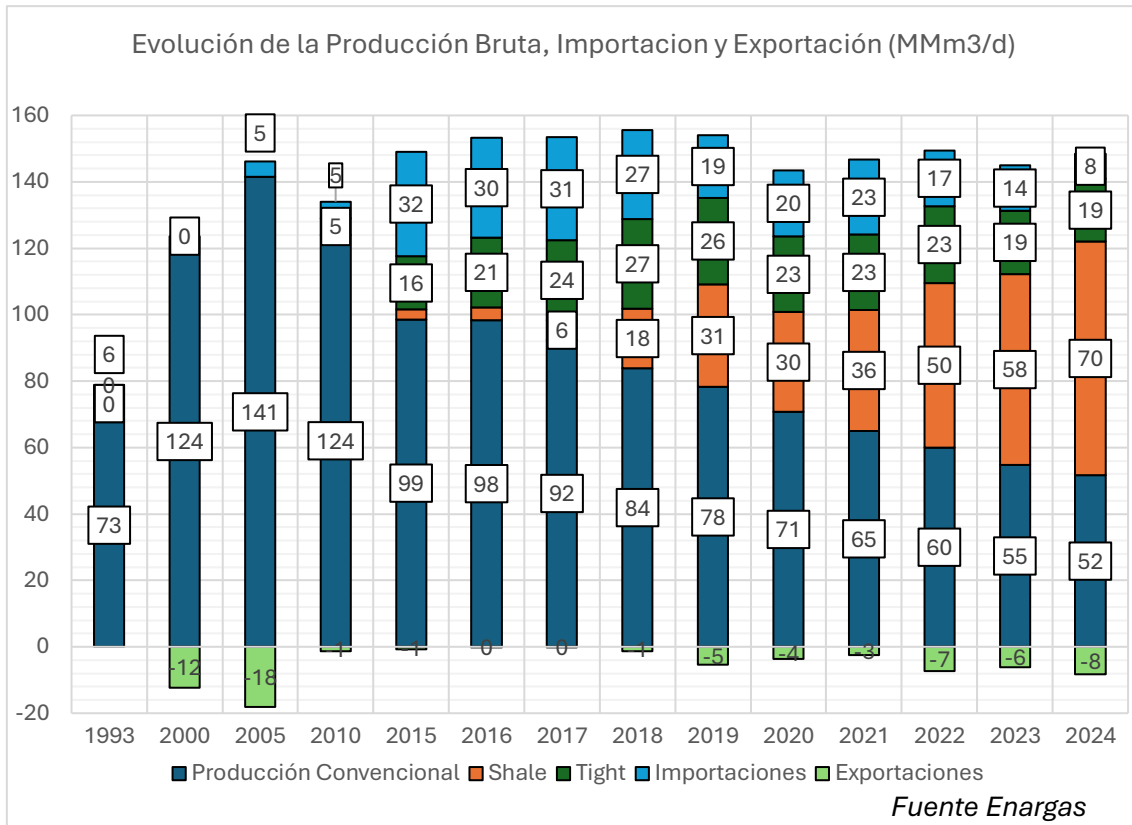


Gráfico 27: Evolución de la producción bruta, importación y exportación en detalle anual, expresado en MMm³/d.

1.7.5 Importaciones y exportaciones de Gas Natural

Importaciones

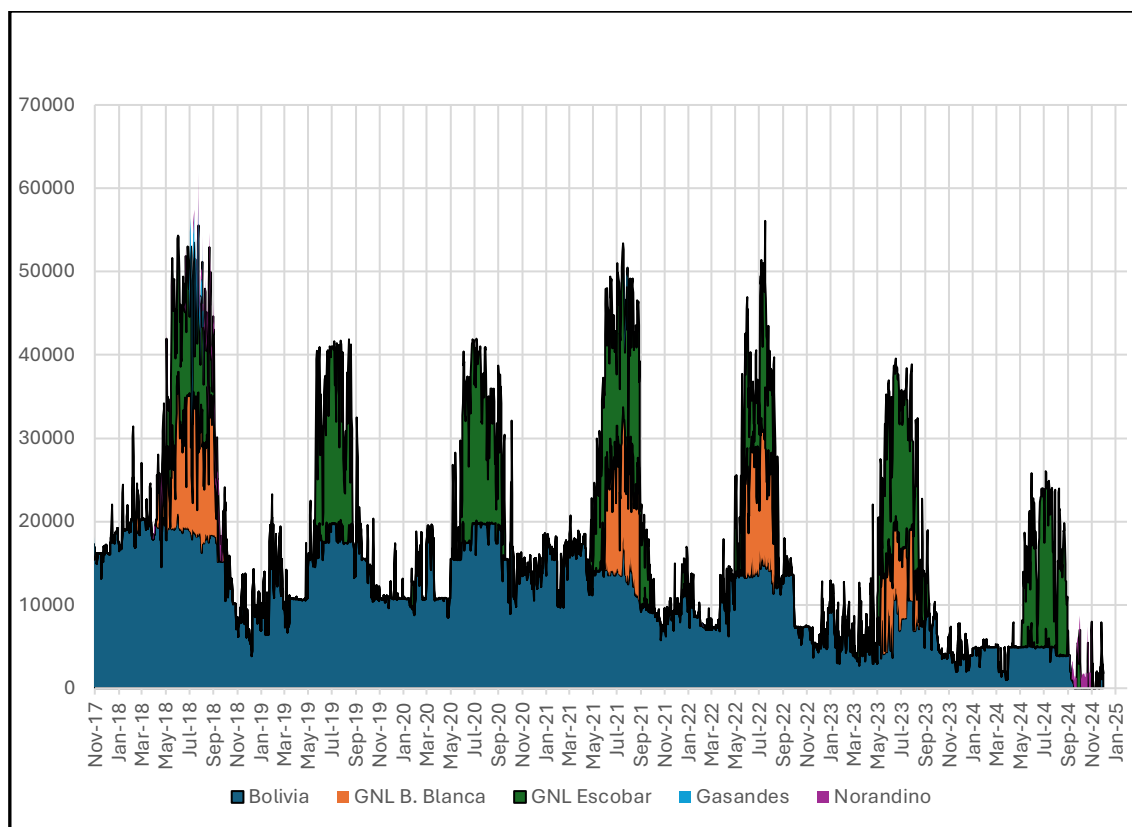


Gráfico 28: Importaciones realizadas, en detalle trimestral.

Argentina se abastece principalmente por tres fuentes de importación: Bolivia, Bahía Blanca y Escobar. Si bien históricamente el gas proveniente de Bolivia representaba un volumen relevante, las dificultades de extracción de dicho país generaron tanto una reducción en el volumen como un alza en los precios. Su objetivo fue satisfacer la demanda del norte ante la fuerte caída que la cuenca Noroeste que comenzó a manifestarse en 2010. Actualmente la expectativa de que Bolivia no pueda satisfacer sus exportaciones a Argentina y Brasil, requieren la urgencia de la reversión del gasoducto del Norte para llevar gas de Vaca Muerta hacia la zona de Tucumán en una primera etapa, y abre la posibilidad de que en un futuro se exporte a Brasil utilizando la infraestructura de Bolivia.

Con respecto al GNL, su objetivo es cubrir el pico de la demanda invernal. Históricamente el precio de importación de gas de Bolivia fue siempre bastante inferior al precio de GNL. En el año 2022, el precio de importación de GNL (40 u\$d MMBTU) superó muy fuertemente el precio de Bolivia (que alcanzó hasta 19 u\$d/MMBTU), impactando fuertemente la Balanza Comercial Energética. Durante el mes de mayo 2023 el anterior gobierno ha llamado a licitación para realizar a infraestructura necesaria. En lo que va de este año podemos decir que hubo una importante disminución en la importación y un aumento en la exportación.

En el 2023, se puede apreciar una disminución en las importaciones producto de haber transitado un invierno más cálido respecto de los últimos años, el cual se destacó por sus temperaturas primaverales por momentos. Sumado a ello hubo una disminución tanto en el precio de los combustibles como del

GNL (en torno de los 15 u\$/MMBTU en promedio), por lo cual respecto del 2022 e importó un menor volumen y a un menor precio.

Durante el 2024, el foco estuvo puesto en la obra de reversión mencionada previamente. La licitación se realizará en 3 etapas (o renglones). La primera etapa, que había sido ya licitada debió ser anulada dado que la oferta ganadora excedió el presupuesto, y BTU fue la empresa que resultó ganadora luego de la revisión mencionada. El segundo y tercer renglón fueron licitados, y la propuesta que ocupó el primer lugar fue la UTE de Techint y SACDE, quien lidera las obras de infraestructura energéticas de los últimos años. La llevada a cabo de la obra será determinante para el desarrollo energético del país.

Argentina is mainly supplied by three sources: Bolivia, Bahía Blanca and Escobar. Although gas from Bolivia historically represented a significant volume, the difficulties in extracting it have led to both a reduction in volume and a rise in prices. Its objective was to satisfy the demand from the north in the face of the sharp fall in the Northwest basin that began to manifest itself in 2010. Currently, the expectation that Bolivia will not be able to satisfy its exports to Argentina and Brazil, requires the urgency of the reversal of the northern gas pipeline to bring gas from Vaca Muerta to the Tucuman area in a first stage, and opens the possibility that in the future it will be exported to Brazil using Bolivia's infrastructure.

In respect of LNG, its objective is to cover the peak of winter demand. Historically the Bolivian gas import price was always well below the LNG price. In 2022, the LNG import price (40 u\$/MMBTU) exceeded the Bolivian price very strongly (which reached up to 19 u\$/MMBTU), strongly impacting the Energy Trade Balance. During the month of May 2023, the previous government called for tenders to conduct the necessary infrastructure.

In 2023, a decrease in imports can be seen because of going through the warmest winter in history, which stood out for its spring temperatures at times. In addition to this, there was a decrease in both the price of fuels and LNG (around 15 u\$/MMBTU on average), for which, compared to 2022, it imported a lower volume and at a lower price.

Looking ahead to the second half of 2024, the focus is on continuing the previously mentioned reversal project. The tender will be conducted in three stages. BTU manages the first stage, while the second and third stages are managed by the joint venture of Techint and SACDE, which has been leading energy infrastructure projects in recent years. The reversal began in 2023 to increase the flow (+10 MMm³/d) from Escobar (LNG) towards the north and continued with the construction of 100 km of pipeline from Río Pujio to La Carlota, with 23 additional kilometers still to be built. Finally, the reversal of the Lavalle and Lumbreras compressors will allow for a total supply of 19 MMm³/d, which opens the possibility of exporting the surplus to Brazil via Bolivia.

Exportaciones

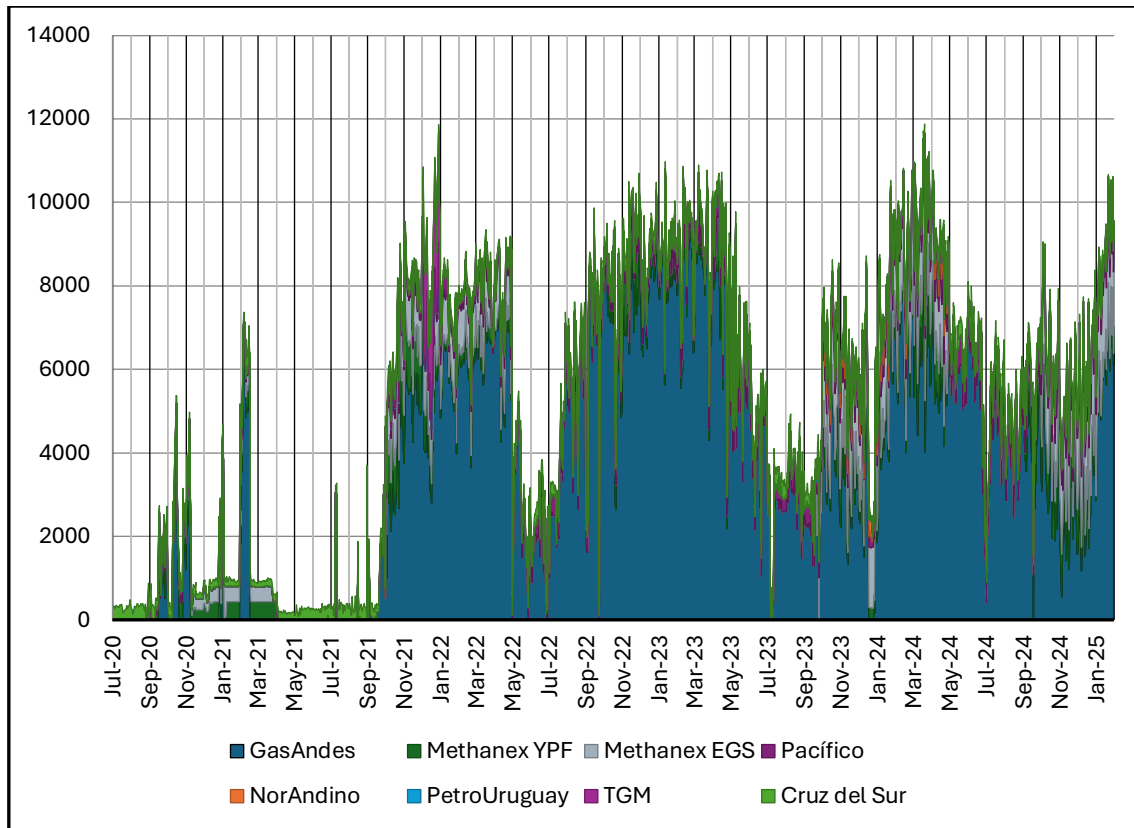


Gráfico 29: Evolución de la exportación de gas natural en detalle trimestral, expresado en Mm³/d.

Es necesario destacar que durante el 2022 las exportaciones fueron importantes y con un comportamiento sostenido, lo cual de mantenerse en el tiempo podría significar un ingreso de divisas confiable y de gran magnitud. Las exportaciones regionales que aprovechen la infraestructura existente tanto de gas como de electricidad, es el primer objetivo de exportación de Argentina para comercializar sus excedentes de gas y de generación a base de gas natural.

En términos cuantificables, en 2022 las exportaciones diarias promedio fueron de 6737 miles de metros cúbicos de gas natural por día, teniendo una caída esperable en los meses invernales, y un comportamiento casi constante en los meses restantes en cumplimiento de los contratos vigentes. Se destaca a Gas Andes como el mayor importador de gas proveniente de nuestro país.

En 2023, las exportaciones continuaron estables y se vieron limitadas por la capacidad de transporte actual por lo cual se destaca la necesidad de seguir fomentando la inversión en proyectos de expansión del sistema de gas natural. El promedio diario de exportación fue de 6288 miles de metros cúbicos, con pico en el mes de febrero de 9073 miles de metros cúbicos diarios. Este año se espera que las exportaciones regionales sean mayores que en 2023 (7300 MMm³d YTD), y en un futuro cercano el gasoducto del norte permitirá abastecer el mercado brasilero utilizando la infraestructura boliviana.

It is important to highlight that during 2022, exports were significant and showed sustained behavior, which, if maintained over time, could represent a reliable and sizable inflow of foreign currency. Regional exports leveraging existing infrastructure for both gas and electricity are Argentina's primary export objective to market its surplus gas and natural gas-based generation.

In quantifiable terms, during 2022 average daily exports were 6,737 million cubic meters of natural gas per day, with an expected drop in the winter months, and an almost constant behavior in the remaining months in compliance with current contracts. Gas Andes stands out as the largest importer of gas from our country.

In 2023, exports remained stable and were constrained by the current transportation capacity, highlighting the need to continue promoting investment in natural gas system expansion projects. The daily average export was 6,288 thousand cubic meters, with a peak in February of 9,073 thousand cubic meters per day. This year, regional exports are expected to be higher than in 2023 (7300 MMm³/d YTD), and in the near future, the northern gas pipeline will allow for supplying the Brazilian market using Bolivian infrastructure.

1.8 Mercado Eléctrico

1.8.1 Evolución de la capacidad instalada

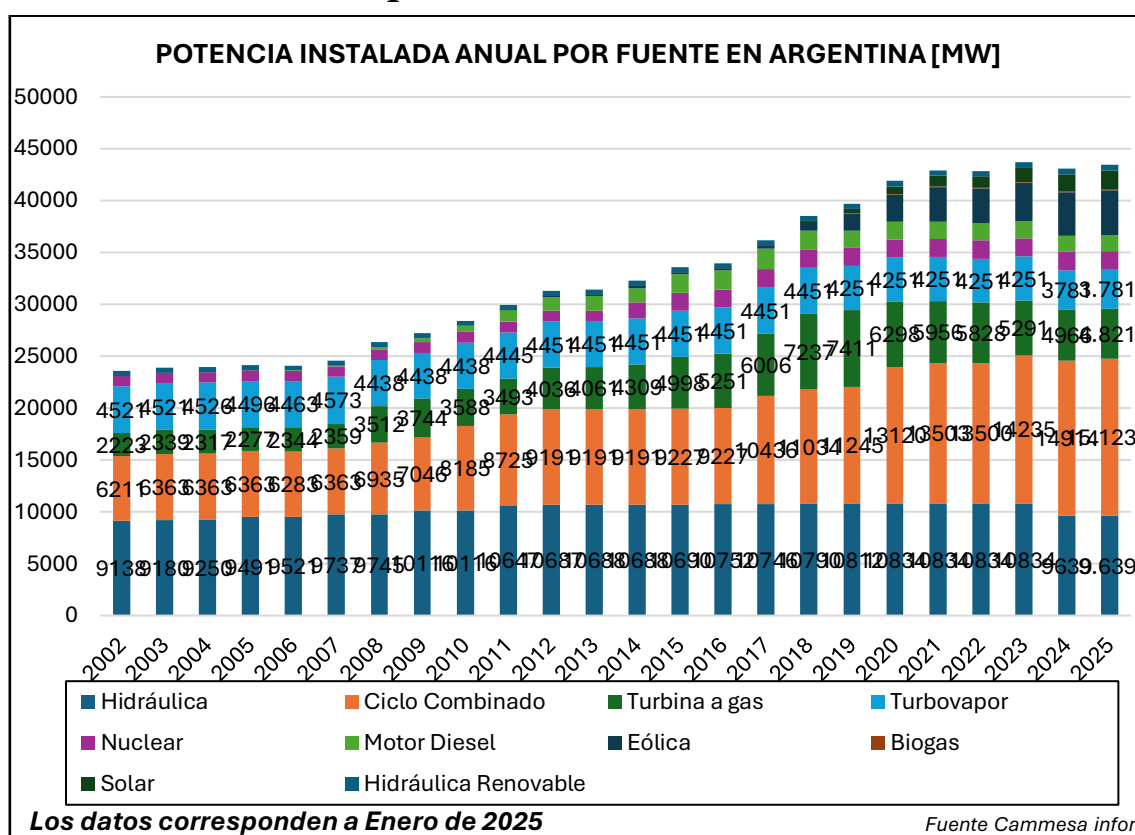


Gráfico 30: Potencia instalada por fuente en detalle anual y expresado en MW.

Febrero 2025: Informe sobre Potencia Instalada y Costos de Generación

En febrero de 2025, la potencia instalada en el país alcanzó los **43.525 MW**, con la siguiente distribución por fuente de generación:

- 58% de fuentes térmicas
- 16% de fuentes renovables

- **4%** de energía nuclear

Dentro del segmento de fuentes renovables, la tecnología hidroeléctrica representó el **15%**, en línea con lo establecido por la Ley N.º 26.190. En este contexto, la Central Hidroeléctrica Yacyretá, con una potencia instalada total de **3.100 MW**, aportó **1.550 MW** a la capacidad firme disponible para el sistema eléctrico argentino.

La potencia instalada correspondiente a energías renovables alcanzada en el marco de la Ley N.º 26.190 representó el **16%** de la capacidad total del sistema y cubrió aproximadamente el **15,9%** de la demanda total durante enero.

Costo de Generación y Regulaciones Vigentes

El precio medio monómico de generación registrado en febrero de 2025 fue de **\$69.746/MWh**, lo que representa un incremento del **38,56%** en comparación con el mismo mes de 2024 (**\$50.333/MWh**). En términos anuales, el costo medio se ubicó en **\$70.702/MWh**.

Asimismo, durante el mes entró en vigencia la **Resolución N.º 26/2025**, que establece los nuevos precios de compra de la demanda estacional previamente definidos en la **Resolución N.º 283/2024**.

Adicionalmente, se oficializó la **Resolución N.º 36/2025**, que implementa una reducción gradual de las bonificaciones otorgadas a los segmentos residenciales N2 y N3, modificando así los criterios establecidos por la **Resolución N.º 92/2024**.

El **Precio Estacional de la Energía (PEST)**, correspondiente al valor medio de compra por parte de los distribuidores, fue de **\$61.713/MWh**, lo que representa un aumento cercano al **96%** respecto a enero de 2024. Este valor no contempla los cargos adicionales aplicados a los GUDIs (Grandes Usuarios del Distribuidor), conforme a la **Resolución SE N.º 976/2023**, cuyo impacto ajustaría el precio medio de compra a aproximadamente **\$61.271/MWh**.

February 2025: Report on Installed Capacity and Generation Costs

As of February 2025, the installed power capacity in the country reached **43,525 MW**, with the following distribution by generation source:

- **58%** from thermal sources
- **16%** from renewable sources
- **4%** from nuclear energy

Within the renewable segment, **hydropower** accounted for **15%**, in line with the provisions of Law No. 26,190. In this context, the **Yacyretá Hydroelectric Power Plant**, with a total installed capacity of **3,100 MW**, contributed **1,550 MW** to the firm capacity available to the Argentine power system.

The installed capacity of renewable energy sources under the framework of Law No. 26,190 represented **16%** of the system's total capacity and covered approximately **15.9%** of total demand in January.

Generation Cost and Current Regulations

The average monomic generation cost in February 2025 was **\$69,746/MWh**, representing a **38.56%** increase compared to February 2024 (**\$50,333/MWh**). On an annual basis, the average cost stood at **\$70,702/MWh**.

In addition, **Resolution No. 26/2025** came into effect this month, establishing the new seasonal demand purchase prices previously set forth in **Resolution No. 283/2024**.

Furthermore, **Resolution No. 36/2025** was issued, implementing a gradual reduction in subsidies granted to residential segments N2 and N3, modifying the criteria defined in **Resolution No. 92/2024**.

The **Seasonal Energy Price (PEST)**—the average purchase price for distribution companies—was **\$61,713/MWh**, reflecting an increase of approximately **96%** compared to January 2024. This value does not include additional charges applied to Large Users under Distribution (GUDIs), in accordance with **Resolution SE No. 976/2023**, which would adjust the average purchase price to approximately **\$61,271/MWh**.

1.8.2 Potencia Instalada por fuente

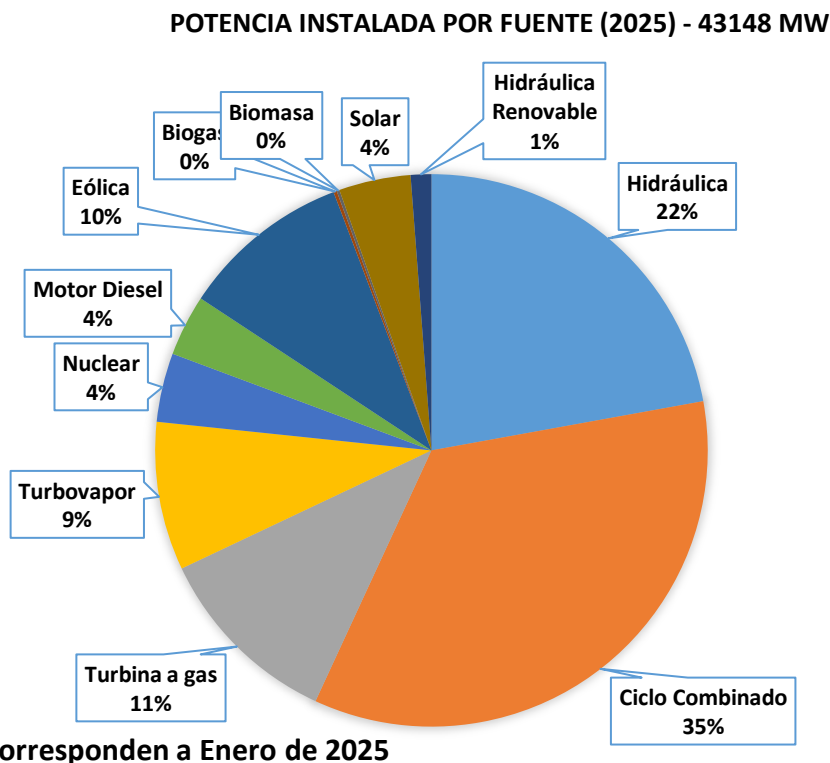


Gráfico 31: Potencia instalada por fuente correspondiente al año corriente y expresado en MW.

1.8.3 Potencia Instalada por fuente y región

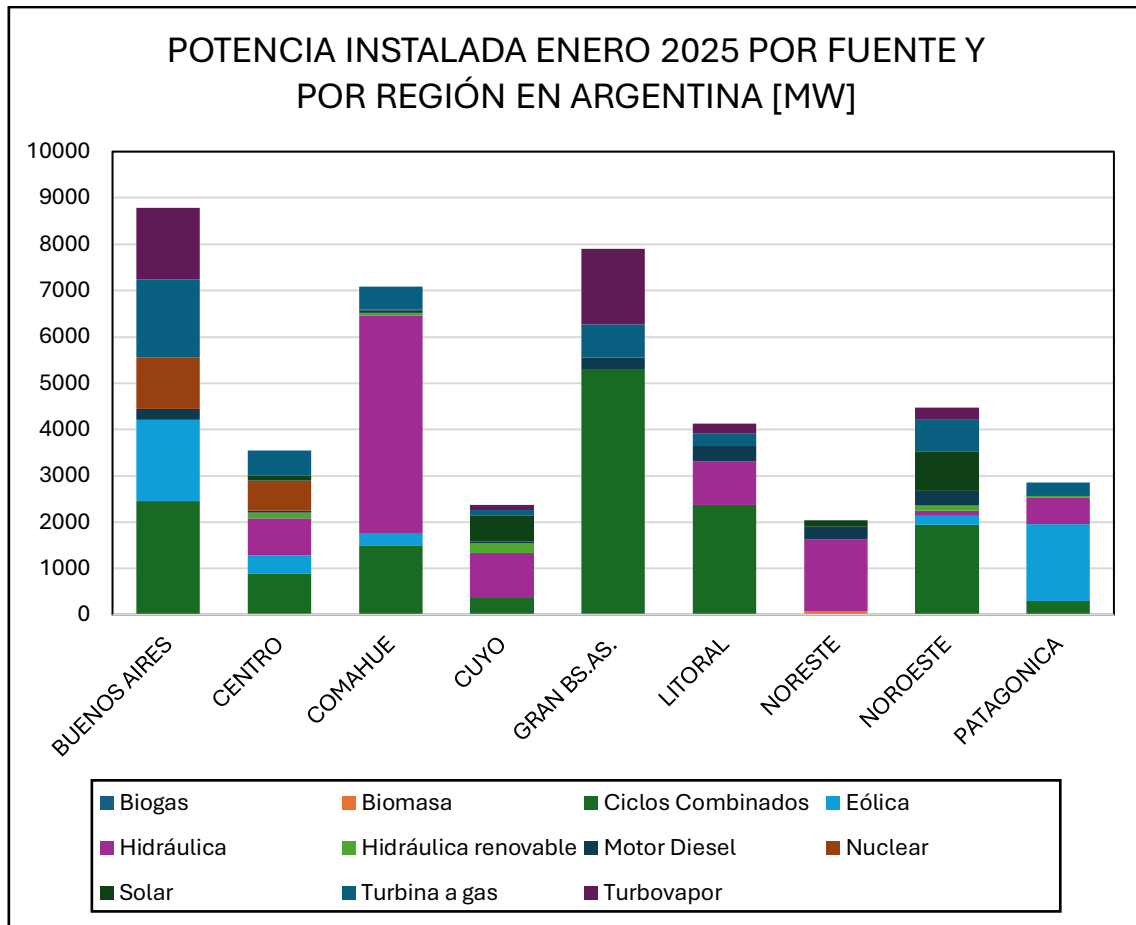


Gráfico 32: Potencia instalada en el mes de año corriente detallado por fuente y región, expresado en MW.

1.8.4 Evolución de la Generación Eléctrica Instalada por Fuente

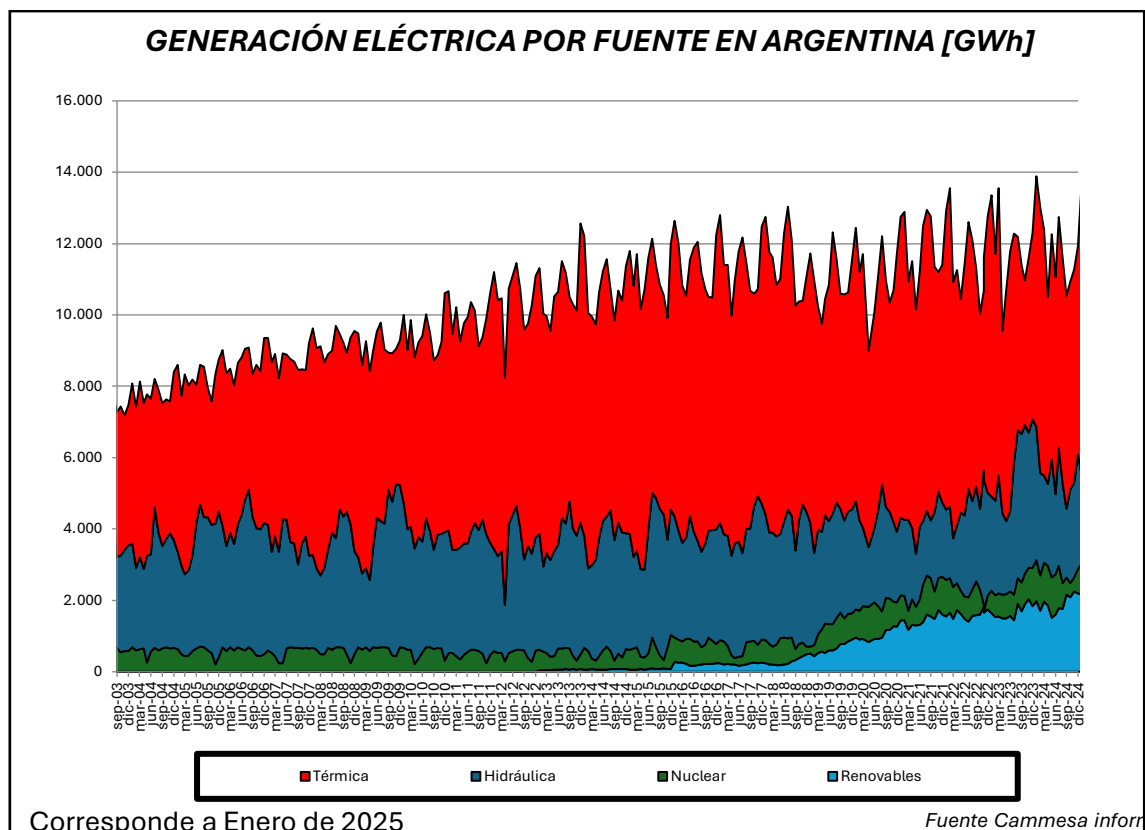


Gráfico 33: Detalle de la generación eléctrica por fuente en Argentina expresado en GWh.

Generación Eléctrica en Febrero de 2025

Durante el segundo mes de 2025, no se registraron variaciones significativas en la cantidad de GWh generados por las distintas fuentes en comparación con febrero de 2024. El total de generación en febrero fue de 12.881 GWh.

La fuente con mayor incremento interanual fue la térmica, que pasó de 7.447 GWh en febrero de 2024 a 7.957 GWh en febrero de 2025, lo que representa un aumento del 6,8%. Por el contrario, la fuente que registró la mayor caída fue la renovable - hidroeléctrica > 50 MW, con una reducción del 25,6% (de 2.866 GWh en febrero de 2024 a 2.131,7 GWh en febrero de 2025).

La distribución de la generación eléctrica en febrero de 2025 fue la siguiente:

- Térmica: 61,8%
- Hidráulica: 16,5%
- Nuclear: 6,1%
- Renovable: 15,6%

En comparación con febrero de 2024, se observa una reducción de 131 GWh en la generación total de electricidad.

El análisis del año 2023 muestra un incremento significativo en la generación eléctrica durante enero y febrero, impulsado por la ola de calor y la sequía que afectaron al país en esos meses. En contraste, los meses de septiembre, octubre y noviembre se destacaron por una mayor participación del despacho de generación hidráulica y renovable, en detrimento de la generación de origen térmico.

Desde 2018, la generación eléctrica a partir de fuentes renovables ha mostrado un crecimiento sostenido. No obstante, la potencia instalada de estas fuentes representa aún solo el 20% del total. Este porcentaje ha registrado incrementos constantes desde julio de 2024, lo que evidencia un avance progresivo en la diversificación de la matriz energética nacional.

Electricity Generation in February 2025

During the second month of 2025, no significant variations were recorded in the amount of GWh generated by the different sources compared to February 2024. Total electricity generation in February amounted to **12,881 GWh**.

The generation source with the highest year-on-year increase was **thermal**, which rose from **7,447 GWh** in February 2024 to **7,957 GWh** in February 2025, representing a **6.8%** increase. On the other hand, the source with the largest decrease was **renewable – hydropower > 50 MW**, which dropped by **25.6%** (from **2,866 GWh** in February 2024 to **2,131.7 GWh** in February 2025).

The distribution of electricity generation in February 2025 was as follows:

- **Thermal:** 61.8%
- **Hydropower:** 16.5%
- **Nuclear:** 6.1%
- **Renewables:** 15.6%

Compared to February 2024, there was a **131 GWh** reduction in total electricity generation.

The analysis of 2023 reveals a significant increase in electricity generation during January and February, driven by the **heatwave** and **drought** experienced during those months. In contrast, the months of **September, October, and November** were notable for the higher share of **hydropower and renewable** generation, in contrast to thermal dispatch.

Since 2018, **renewable energy generation** has shown steady growth. However, the **installed capacity** of these sources still accounts for only **20%** of the total. This share has seen continuous increases since July 2024, reflecting progressive progress in the diversification of the **national energy matrix**.

1.8.5 Evolución de los volúmenes de Combustible consumidos por Centrales Térmicas

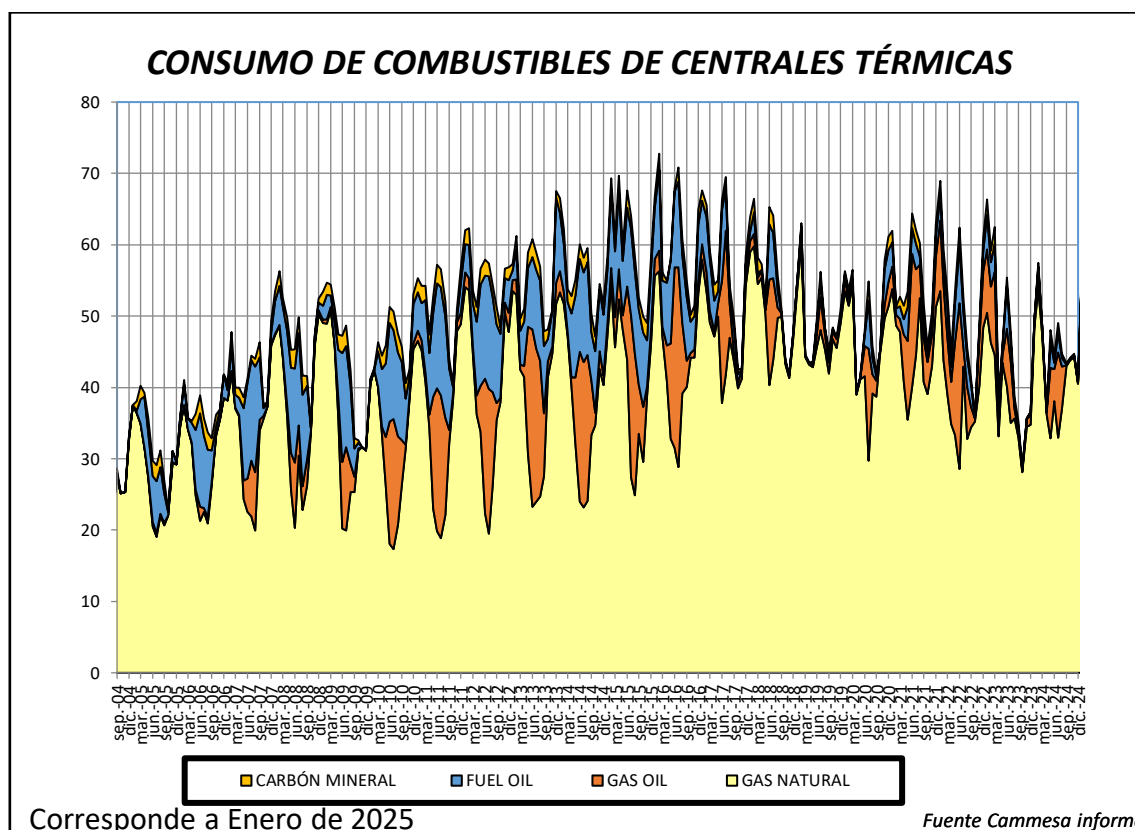


Gráfico 34: Consumo de combustibles en centrales térmicas, expresado en MMm³/d.

Consumo de Combustibles en el Bimestre Enero-Febrero 2025

Comenzamos el año 2025 con una **tendencia creciente en el consumo de gas natural**, que ya se venía observando desde el segundo semestre del año pasado. Sin embargo, el incremento registrado en febrero fue **menos pronunciado** en comparación con el mes de enero.

Por otro lado, el **consumo de gasoil** experimentó un **notable incremento**, prácticamente **triplicándose entre diciembre de 2024 y febrero de 2025**. Asimismo, el **consumo de fuel oil** mostró un aumento significativo del **542,57%** entre enero y febrero de 2025, al pasar de **458 toneladas/mes a 2.485 toneladas/mes**.

En lo que respecta al **carbón mineral**, su consumo **no presentó variaciones significativas**, registrando un leve aumento de **32.505 toneladas/mes** en enero a **32.515 toneladas/mes** en febrero de 2025.

Fuel Consumption in January–February 2025

The year 2025 began with a **continued upward trend in natural gas consumption**, a pattern that had already been observed during the second half of the previous year. However, the increase in February was **less pronounced** compared to January.

In contrast, **gasoil consumption** showed a **significant rise**, nearly **tripling from December 2024 to February 2025**. Likewise, **fuel oil consumption** increased sharply by **542.57%** between January and February 2025, rising from **458 tons/month to 2,485 tons/month**.

As for **mineral coal**, its consumption **remained relatively stable**, with a slight increase from **32,505 tons/month** in January to **32,515 tons/month** in February 2025.

1.8.6 Evolución Precio de los combustibles

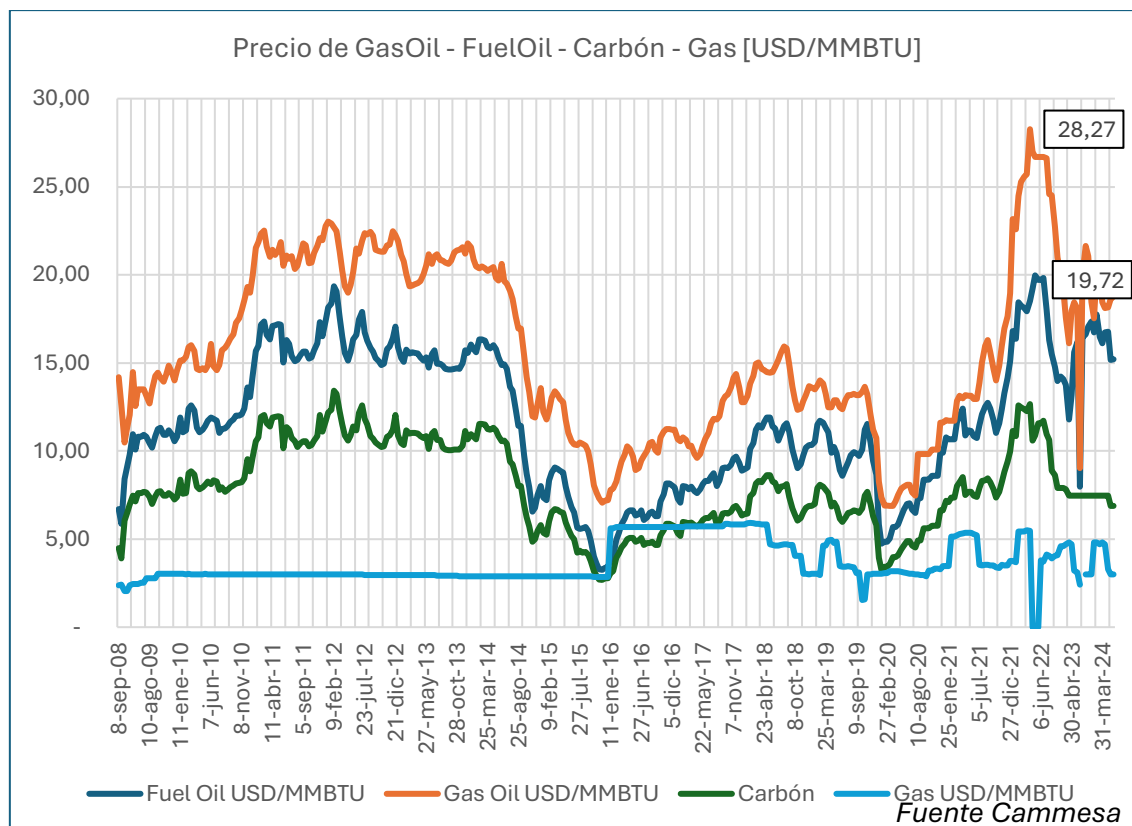


Gráfico 35: Detalle de evolución del precio de combustibles y gas detallado en U\$/MMBTU.

**El último dato corresponde a diciembre 2024 y se toma el dólar al valor oficial.

A partir del gráfico se observa el aumento progresivo de los últimos 10 años, y se observan también los picos de consumo en los meses de Enero-Febrero y Junio-Julio, lo cual refleja la marcada estacionalidad de la demanda del recurso, alineada con las temperaturas más altas y bajas del año. Se llega a apreciar el impacto de la pandemia del COVID-19 en la demanda eléctrica de marzo 2020.

Durante el verano de 2023, se observa un consumo eléctrico significativamente mayor en comparación con los niveles históricos, debido a las altas temperaturas que se prolonga

From the graph, the progressive increase over the last 10 years can be observed, as well as the peaks in consumption during the months of January-February and June-July, which reflects the marked seasonality of resource demand, aligned with the highest and lowest temperatures of the year. The impact of the COVID-19 pandemic on electricity demand in March 2020 can also be seen.

During the summer of 2023, electricity consumption was significantly higher compared to historical levels due to the high temperatures that extended into March.

Compared to the previous month, August saw a decrease of almost 1,000 GWh, with most of it corresponding to the residential sector.

1.8.7 Evolución de la demanda de Electricidad por tipo de usuario

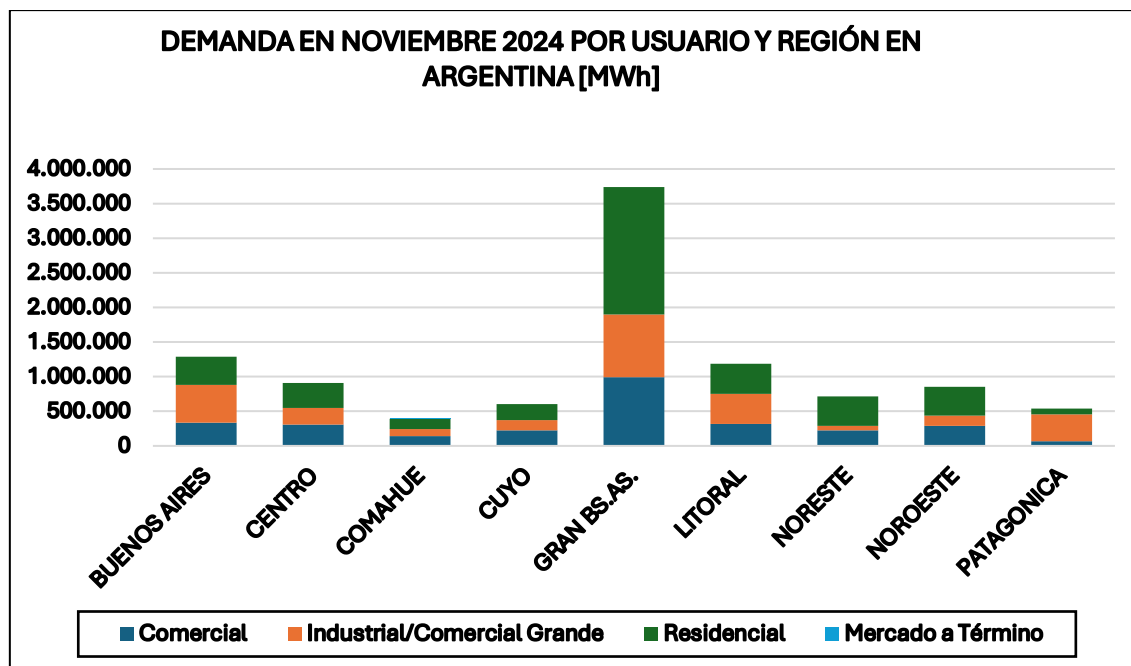


Gráfico 36: Demanda según usuario y región en Argentina, expresado en Mwh.

En febrero de 2025 se registró una **disminución de aproximadamente 700 GWh** en la demanda eléctrica de los sectores **residencial, comercial e industrial**.

En particular, la **demanda residencial** presentó una caída cercana a **600 GWh** en comparación con enero. Esta variación se explica por las **temperaturas levemente más bajas** y el **mayor régimen de lluvias** registrado durante febrero.

Por su parte, la **demanda eléctrica de los sectores comercial e industrial no mostró variaciones significativas** entre el final de 2024 y el inicio de 2025. El consumo del sector **comercial** osciló entre **3.300 GWh y 3.800 GWh**, mientras que el del **sector industrial** se mantuvo en un rango de **2.900 GWh a 3.100 GWh**.

In February 2025, there was a **reduction of approximately 700 GWh** in electricity demand across the **residential, commercial, and industrial sectors**.

The **residential sector** experienced a decline of nearly **600 GWh** compared to January. This drop is mainly attributed to **slightly lower temperatures** and **increased rainfall** during the month.

Meanwhile, **electricity demand in the commercial and industrial sectors remained relatively stable** between late 2024 and early 2025. **Commercial consumption** ranged between **3,300 GWh and 3,800 GWh**, while **industrial consumption** stayed within **2,900 GWh to 3,100 GWh**.

1.9 Precios de Gas Natural

1.9.1 Evolución de la Tarifa Final y del Precio del Gas en el punto de ingreso al Sistema de Transporte para Residencias R1 y R3 4^a en Ciudad de Buenos Aires

*Metrogas - Evolución Histórica
Tarifa Final N2 R1 de gas Natural (U\$D/MMBTU)*

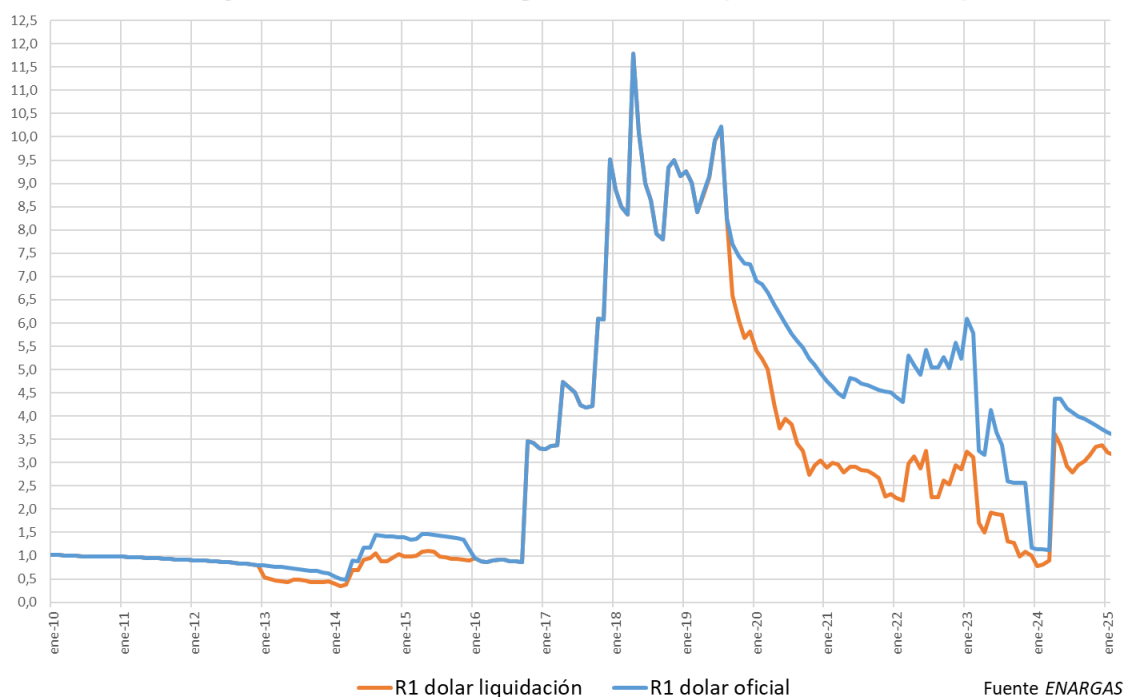
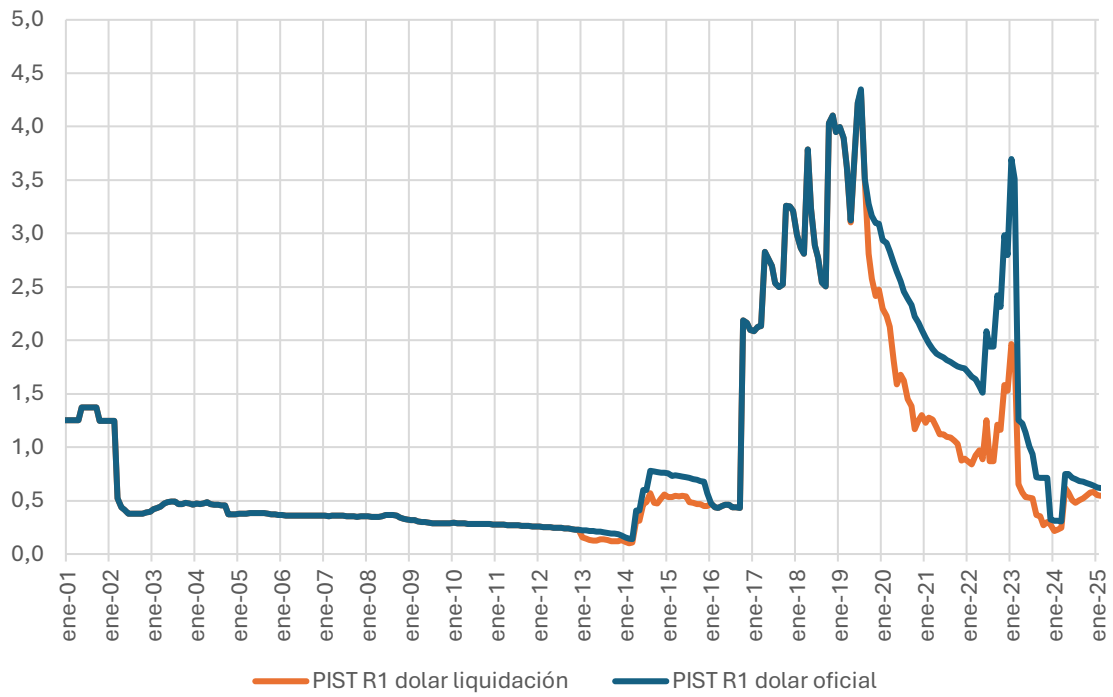


Gráfico 37: Evolución histórica de tarifa final N2, R1 de gas natural expresado en U\$D/MMBTU.

Metrogas - Evolución Histórica
Precio PIST N2 R1 de gas Natural (U\$D/MMBTU)



Fuente **FNARGAS**

Gráfico 38: Evolución histórica de precios de PIST N2 R1 de gas natural expresado en U\$D/MMBTU.

Metrogas - Evolución Histórica
 Tarifa Final N1 R3 4 de gas Natural (U\$D/MMBTU)

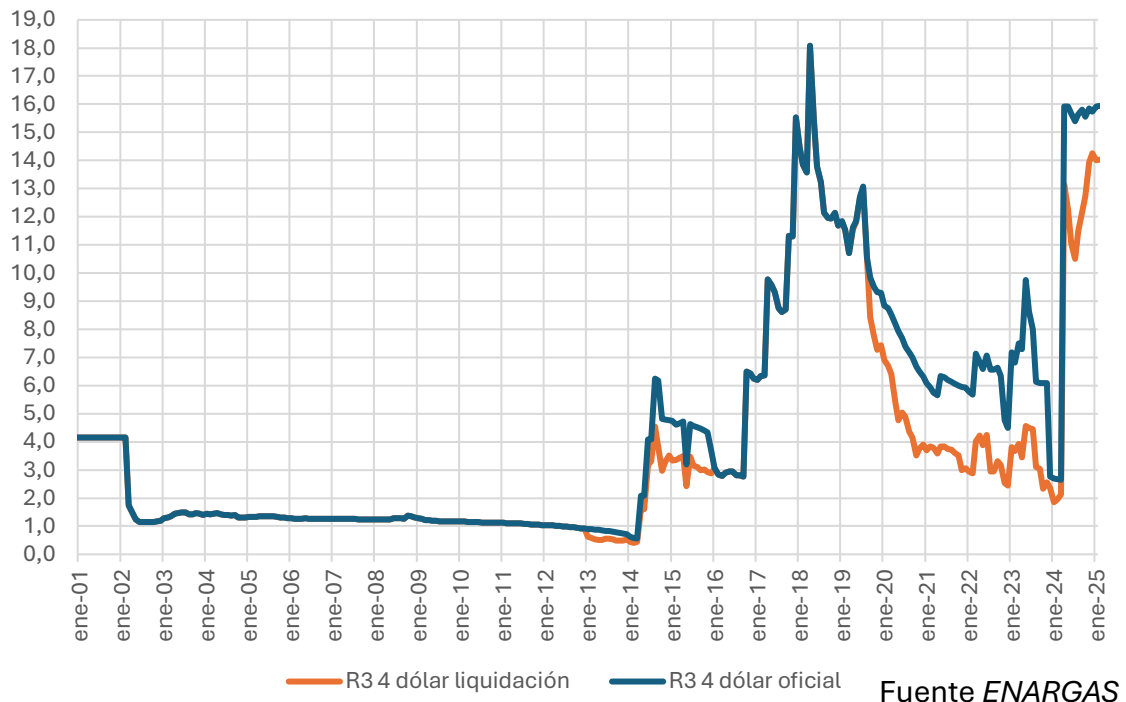


Gráfico 39: Evolución histórica de tarifa final N1 R3 4 de gas natural expresado en U\$D/MMBTU.

Metrogas - Evolución Histórica
Precio PIST N1 R3 4 de gas Natural (U\$D/MMBTU)

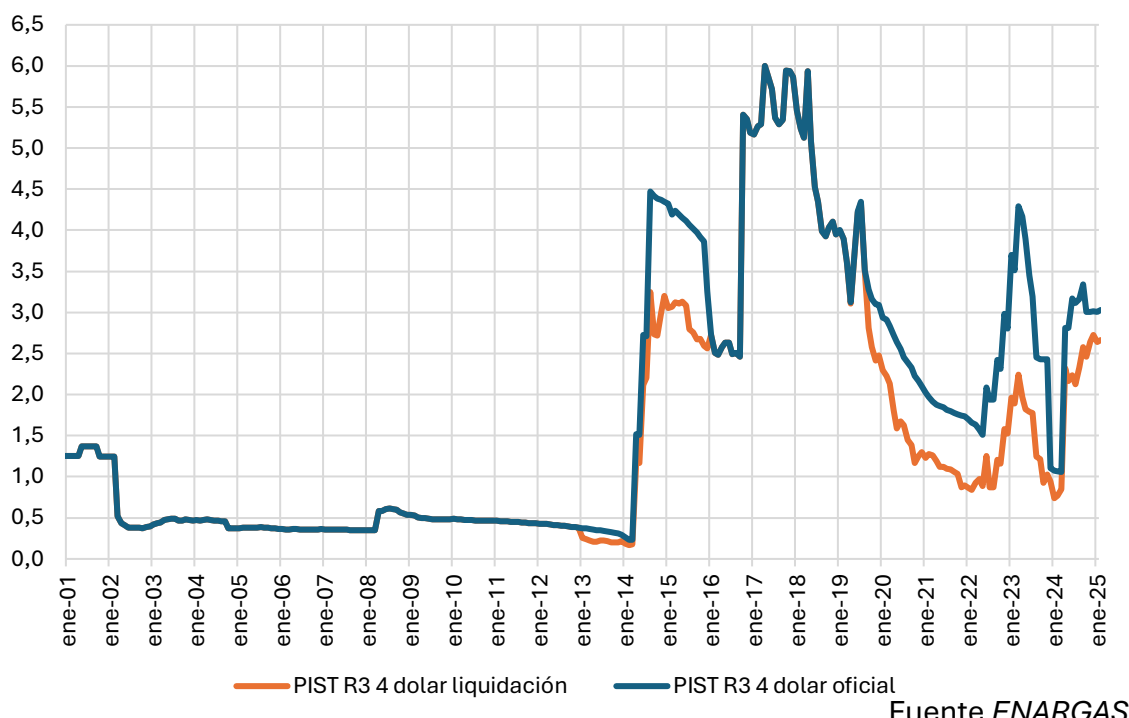


Gráfico 40: Evolución histórica de precio PIST N1 R3 4 de gas natural expresado en U\$D/MMBTU.

Aclaraciones sobre Gráficos y Tarifas

Se informa que **los gráficos presentados pueden mostrar variaciones** respecto de los reportes de meses anteriores, debido a la realización de **ajustes sobre valores históricos**.

Asimismo, se aclara que las **tarifas correspondientes a la categoría R1** fueron calculadas para el segmento **N2** (usuarios de menores ingresos), mientras que las **tarifas de la categoría R3-4** fueron estimadas para el segmento **N1** (usuarios de mayores ingresos).

Los **aumentos tarifarios**, medidos en dólares, **se ven atenuados** como consecuencia de la **devaluación del peso**, tanto en relación al **dólar oficial** como al **dólar contado con liquidación**. Este fenómeno puede observarse en los ajustes aplicados en **julio de 2022, mayo de 2023 y abril de 2024**. En **febrero de 2025**, la diferencia entre ambos tipos de cambio fue de aproximadamente **17%**, lo que evidencia cómo las sucesivas devaluaciones **han absorbido o contrarrestado** los efectos de los aumentos tarifarios.

Los gráficos muestran claramente el impacto del ajuste tarifario de abril de 2024. A pesar de la suba del tipo de cambio, el incremento en las tarifas generó aumentos significativos. En particular:

- La **tarifa final N2 R1** aumentó aproximadamente un **300%**
- El **precio PIST N2 R1** subió cerca de un **500%**
- La **tarifa final N1 R3-4** se incrementó en un **150%**
- El **precio PIST N1 R3-4** creció un **175%**, medidos todos en **dólares por MMBTU**.

Aun así, los valores no alcanzaron los niveles registrados en abril de 2019.

Notes on Charts and Tariff Adjustments

Please note that the **charts presented may show variations** compared to previous monthly reports, due to **adjustments made to historical values**.

It is also clarified that **tariffs for the R1 category** were calculated for **N2 users** (lower-income households), while **tariffs for the R3-4 category** were estimated for **N1 users** (higher-income households).

Tariff increases, when measured in U.S. dollars, are **diluted** due to the **devaluation of the Argentine peso**, both in terms of the **official exchange rate** and the **"contado con liquidación" (CCL)** rate. This trend can be seen in the adjustments implemented in **July 2022, May 2023, and April 2024**. In **February 2025**, the difference between both exchange rates was around **17%**, illustrating how successive devaluations have **absorbed or offset** the impact of tariff hikes.

The charts clearly reflect the effect of the **April 2024 tariff increase**. Despite the depreciation of the peso, the tariff adjustments led to substantial increases. Specifically:

- The **final tariff for N2 R1** rose by approximately **300%**
- The **PIST price for N2 R1** increased by around **500%**
- The **final tariff for N1 R3-4** rose by **150%**
- The **PIST price for N1 R3-4** increased by **175%**, all measured in **USD/MMBTU**.

Even so, the resulting values have not yet reached the levels observed in April 2019.

1.9.2 Tarifa Final y precio de Gas en el punto de ingreso al Sistema de Transporte para Categorías Residenciales en febrero 2025

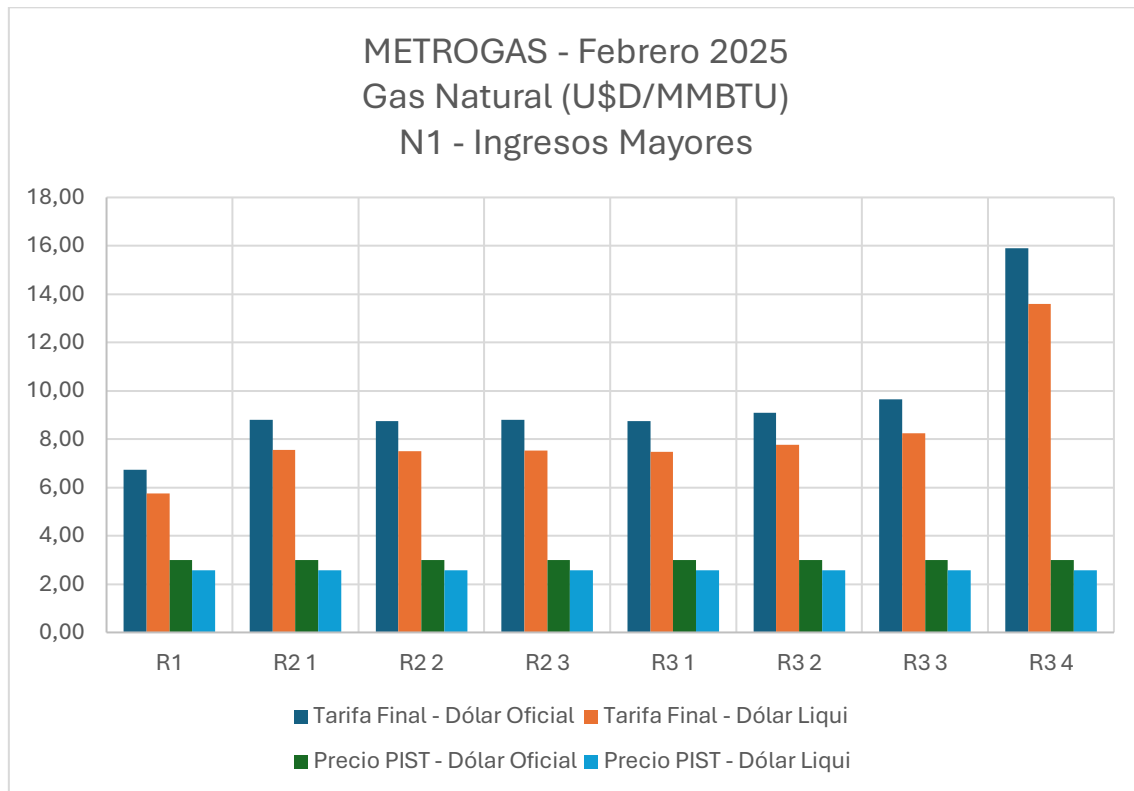


Gráfico 41: Ingresos mayores N1 en el mes de diciembre 2024, expresado en U\$D/MMBTU.

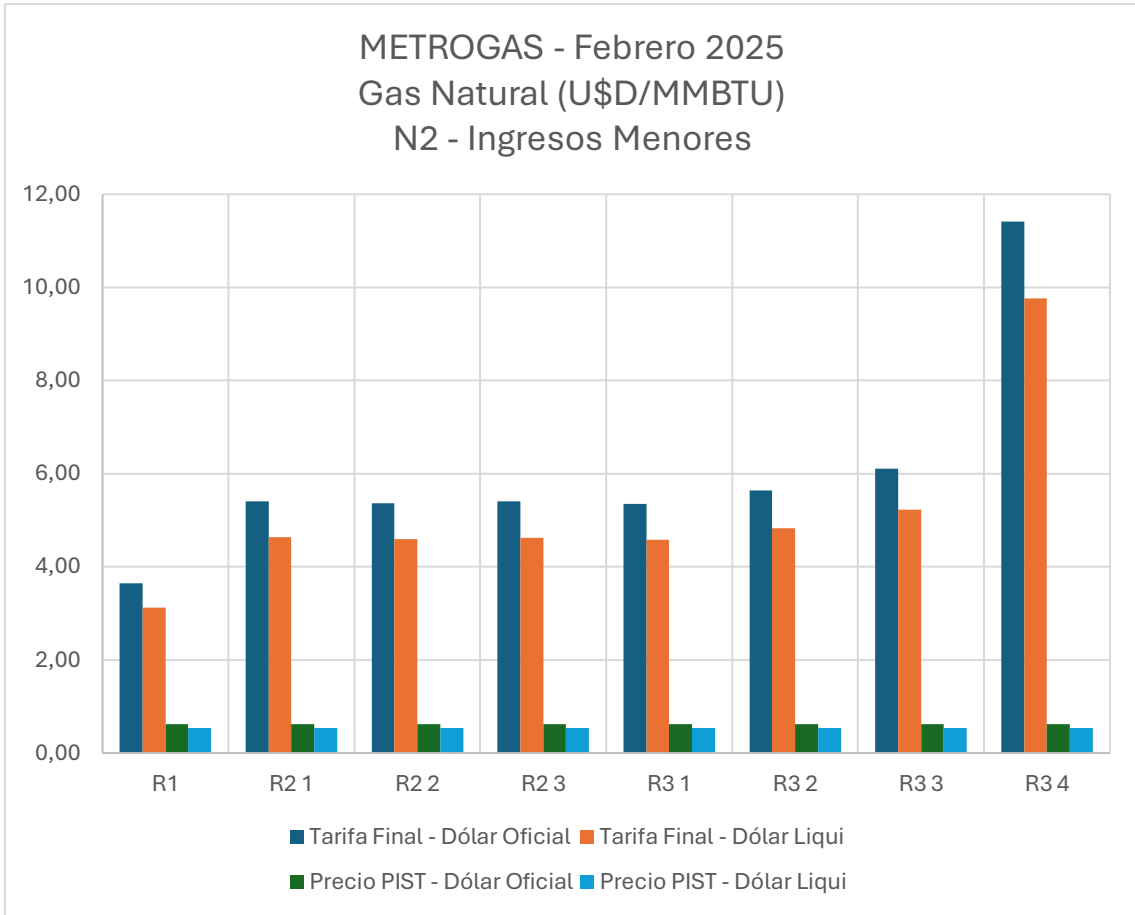


Gráfico 42: Ingresos mayores N2 en el mes de Septiembre 2024, expresado en U\$/MMBTU.

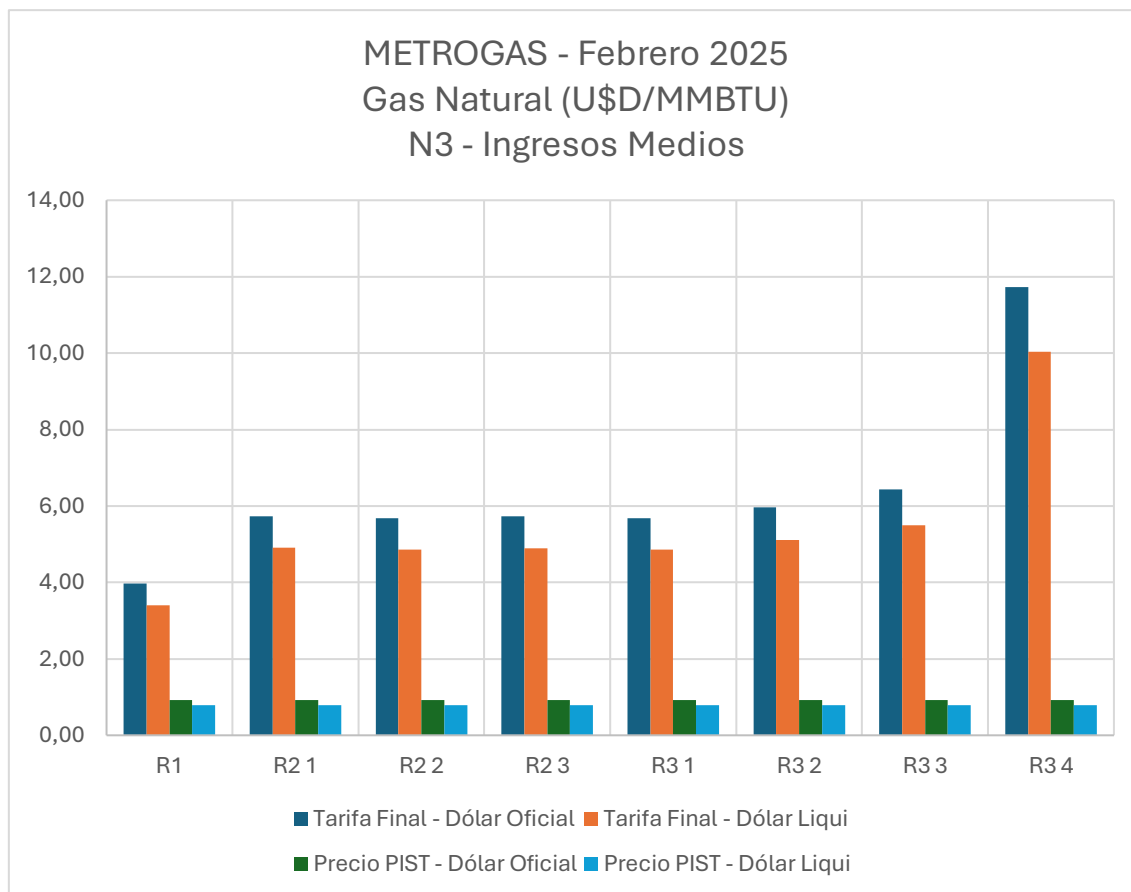


Gráfico 43: Ingresos mayores N3 en el mes de Septiembre 2024, expresado en U\$/MMBTU.

Tarifas Finales y Precio PIST por Nivel de Ingreso y Categoría de Consumo

Los gráficos de columnas presentados permiten visualizar las **tarifas finales mínimas** y el **precio PIST**, tanto en **dólar oficial** como en **dólar contado con liquidación**, para cada **nivel de ingreso** según la **categoría de consumo** de los usuarios residenciales.

Los **niveles de ingreso** considerados son:

- **N1:** mayores ingresos
- **N2:** menores ingresos
- **N3:** ingresos medios

Las **categorías de consumo residencial**, definidas según el volumen anual de consumo de gas natural, son:

- **R1:** hasta 500 m³/año
- **R2 1°:** entre 501 y 650 m³/año
- **R2 2°:** entre 651 y 800 m³/año
- **R2 3°:** entre 801 y 1.000 m³/año
- **R3 1°:** entre 1.001 y 1.250 m³/año
- **R3 2°:** entre 1.251 y 1.500 m³/año

- **R3 3°**: entre 1.501 y 1.800 m³/año
- **R3 4°**: más de 1.800 m³/año

Las **tarifas finales** se calculan considerando **costos fijos y variables**. El costo fijo se distribuye sobre el **volumen máximo permitido** por cada categoría. Por lo tanto, si el consumo real es inferior a ese volumen máximo, la tarifa final será **levemente mayor**, ya que el costo fijo se prorratea entre una menor cantidad de metros cúbicos.

La **única excepción** es la categoría **R3 4°**, ya que 1.800 m³/año es el mínimo requerido para esa categoría. Por eso, la tarifa final mostrada en el gráfico **representa el valor máximo**: si el usuario consume más, el costo fijo se distribuye entre más metros cúbicos, y la tarifa final disminuye.

Al analizar los gráficos, se observa que **en algunos casos una categoría superior puede tener una tarifa final máxima levemente inferior** a la de una categoría inmediatamente inferior (por ejemplo, entre **R2 1° y R2 2°**). Esto se explica porque el **aumento porcentual del consumo máximo permitido** puede ser mayor al **incremento porcentual del costo fijo**, lo que reduce el **costo fijo por metro cúbico** en la categoría superior.

Final Tariffs and PIST Price by Income Level and Residential Consumption Category

The column charts shown allow for the comparison of **minimum final tariffs** and the **PIST price**, expressed both in **official U.S. dollars** and in **dollars via the "contado con liquidación" (CCL)**, across different **income levels** and **residential consumption categories**.

The **income levels** are:

- **N1**: higher-income users
- **N2**: lower-income users
- **N3**: middle-income users

The **residential consumption categories**, based on annual gas usage, are defined as follows:

- **R1**: up to 500 m³/year
- **R2 1°**: 501–650 m³/year
- **R2 2°**: 651–800 m³/year
- **R2 3°**: 801–1,000 m³/year
- **R3 1°**: 1,001–1,250 m³/year
- **R3 2°**: 1,251–1,500 m³/year
- **R3 3°**: 1,501–1,800 m³/year
- **R3 4°**: over 1,800 m³/year

Final tariffs are calculated by including both **fixed and variable costs**. The fixed cost is distributed based on the **maximum allowed volume** for each category. Therefore, if actual consumption is **below that maximum**, the final tariff will be **slightly higher**, since the fixed charge is allocated across fewer cubic meters.

An **exception** is the **R3 4° category**, where 1,800 m³/year is the **minimum threshold**. Thus, the final tariff shown in the graph **represents the maximum value** for that category: if consumption exceeds this threshold, the fixed cost is distributed across more cubic meters, reducing the final unit tariff.

Upon examining the charts, it becomes evident that **in some cases, a higher category may display a slightly lower maximum final tariff** than the category immediately below (e.g., between **R2 1° and R2 2°**). This occurs because the **percentage increase in maximum allowed consumption** can exceed the **percentage increase in the fixed cost**, thereby lowering the **fixed cost per cubic meter** in the higher category.

1.9.3 Evolución de los precios de Gas en C. Neuquina para Residenciales Comparación Precio de Gas importado Brasil – Bolivia

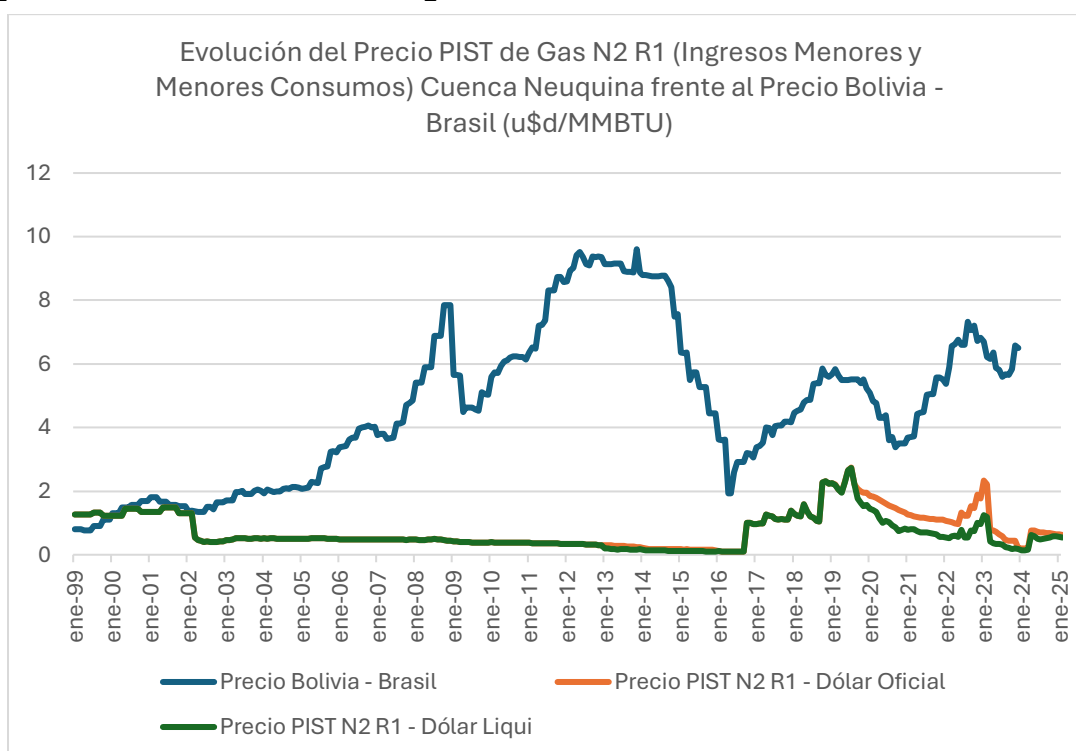


Gráfico 44 Comparación de Precios de Gas de Bolivia Brasil con Precios en Cuenca Gas Cuenca Neuquina que paga el residencial N2 R1

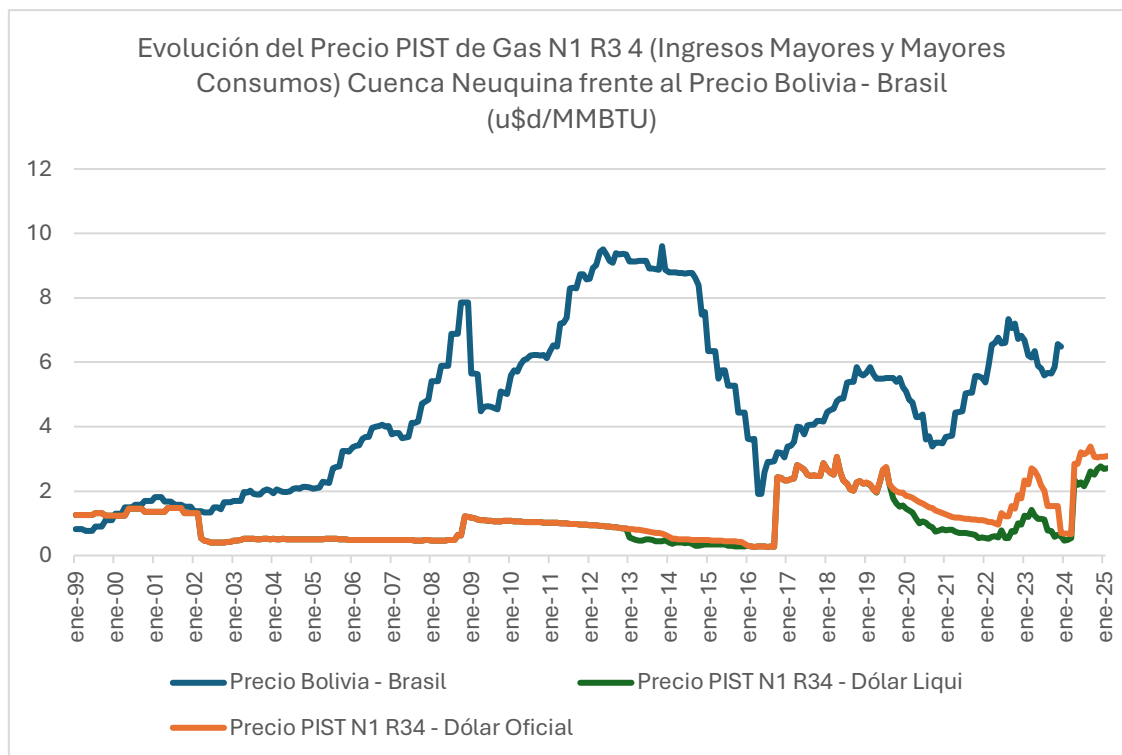


Gráfico 45 Comparación de Precios de Gas de Bolivia Brasil con Precios en Cuenca Gas Cuenca Neuquina que paga el residencial N1 R34

1.9.4 Evolución de los precios venta de Bolivia a Brasil y a Argentina

En los meses de Abril y Mayo de 2022 se observó un aumento en el precio de venta de gas boliviano a Argentina. Se dio en el marco de la renegociación del contrato, estableciendo un precio de 9 USD/MMBTU para montos hasta 10 millones de metros cúbicos y de entre 18 USD/MMBTU y 20 USD/MMBTU para el excedente, con una importación diaria de aproximadamente 14 millones de m^3 de gas. En cuanto a Brasil, la situación con Bolivia es conflictiva dado que no se renegocio el contrato, por lo cual los precios a´ un se mantienen estables, aunque no fueron informados oficialmente.

Se puede apreciar un crecimiento sostenido de los precios para ambos países a lo largo del 2022, aunque el precio de las exportaciones bolivianas fue mayor para Argentina que para Brasil.

In the months of April and May, a large increase in the sale price of Bolivian gas to Argentina was observed. It occurs within the framework of the renegotiation of the contract, establishing a price of 9 USD/MMBTU for amounts up to 10 million cubic meters and between 18 USD/MMBTU and 20 USD/MMBTU for the surplus, with a daily import of approximately 14 million m^3 of gas. As for Brazil, the situation with Bolivia is conflictive given that the contract was not renegotiated, so prices are still stable although they were not officially reported.

A sustained growth in prices can be seen for both countries throughout 2022, although the price of Bolivian exports was higher for Argentina than for Brazil.

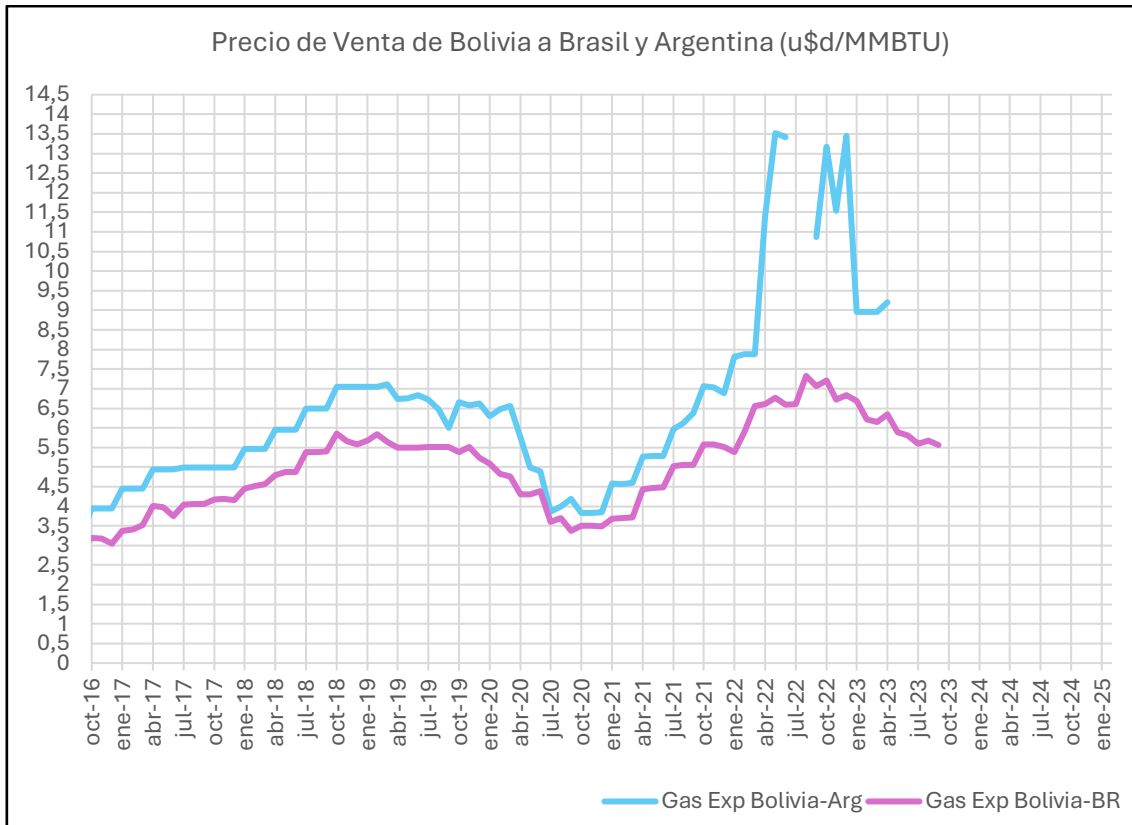


Gráfico 46: Seguimiento mensual del precio de venta de Bolivia a Argentina y Brasil, expresado en u\$d/MMBTU.

1.10 Renovables

1.10.1 Generación Mensual

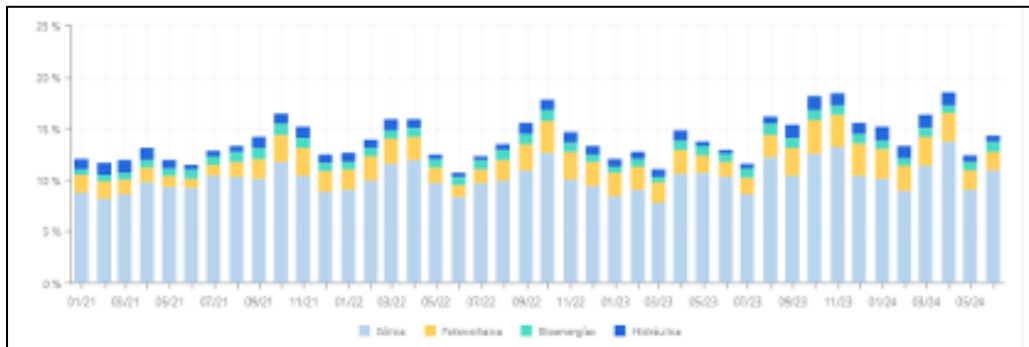


Gráfico 47 Tipo de Generación Renovable

En febrero de 2025, las fuentes renovables satisficieron el 15,6% de la demanda eléctrica total. La generación eólica cubrió el 67,9% del total generado de manera renovable, mientras que la energía fotovoltaica aportó el 20,4 %, las bioenergías el 4,87 %, y las centrales hidroeléctricas que por ley entran en la categoría renovable, proveyeron un 6,7%.

1.10.2 Generación Anual Acumulada

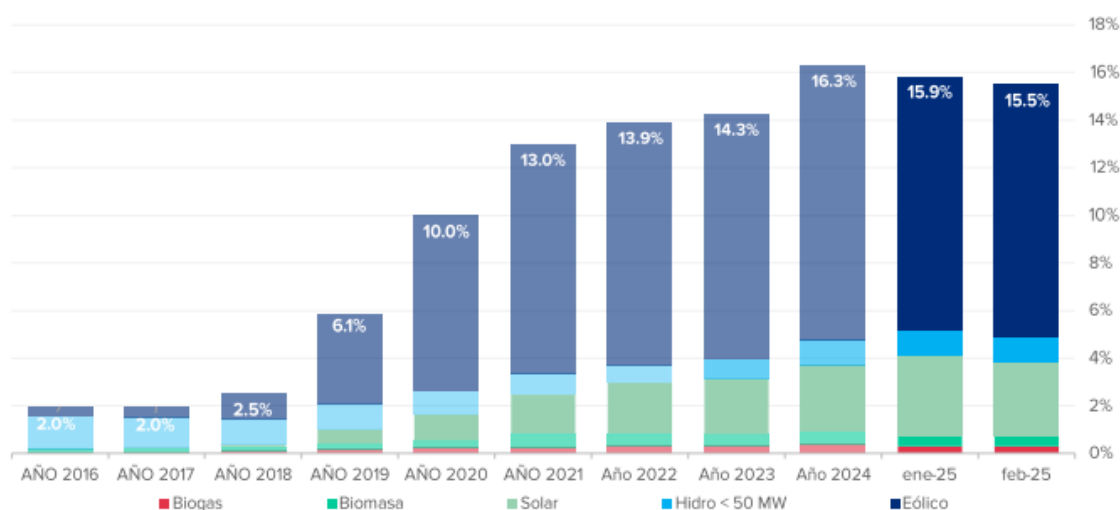


Gráfico 48 Generación Anual Acumulada (GWh) Fuente: Cammesa

En el gráfico se muestra la **generación histórica acumulada por año** a partir de fuentes renovables. El dato correspondiente a **2024** incluye la producción total de los distintos tipos de fuentes renovables utilizadas.

Puede observarse que los valores registrados durante **los primeros dos meses de 2025** ya superan los alcanzados **a lo largo de todo el año 2023** y de años anteriores, marcando un nuevo récord en el uso de energías limpias.

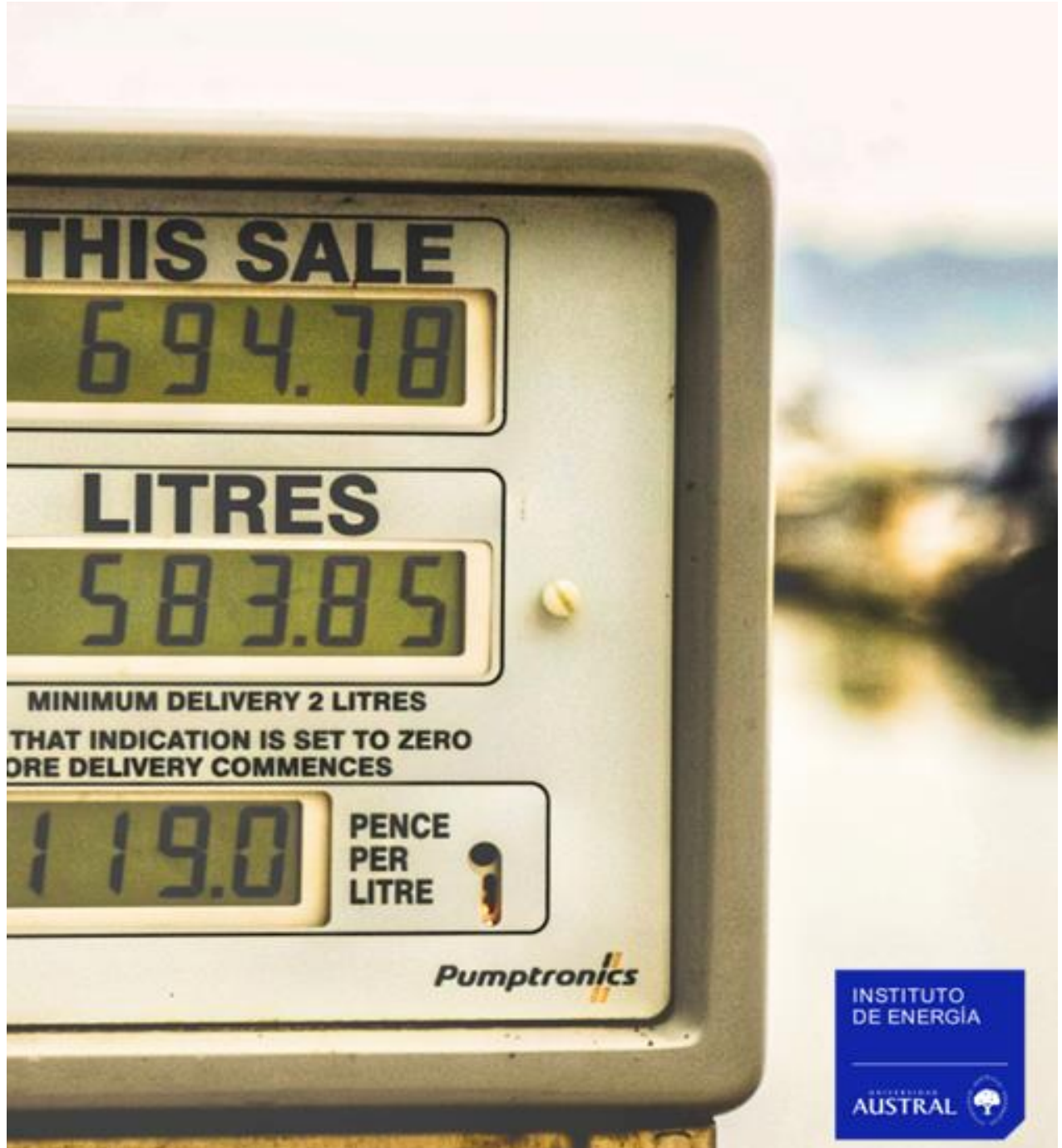
Entre **2012 y 2017**, se registró un crecimiento sostenido, aunque moderado. Sin embargo, a partir de **2018**, la tendencia se intensificó con incrementos más pronunciados. Luego de una etapa de **amsetamiento en 2022 y 2023**, **2024** mostró un salto significativo en la generación renovable, con un aumento de casi **3.000 GWh adicionales** respecto al año anterior.

1.10.3 Factores de Carga Parques Eólicos y Parques solares Fotovoltaicos

Durante el mes de enero el factor de carga de los parques eólicos Loma Blanca 1 y Bicentenario 1 fue del 60,7% y 59,4%, respectivamente. Ambos superaron ampliamente el promedio global, que ronda entre el 40% y 55% para parques onshore.

En cuanto a parques fotovoltaicos a nivel mundial, el factor de carga generalmente se encuentra en un rango del 10% al 25%. En Argentina el PSFV 360 Energy La Rioja 3 tuvo un factor de carga del 41,2% y el PSFV Tocota 3 tuvo uno de 39,9%, marcando en ambos casos un altísimo rendimiento.

PRECIOS: HIDROCARBUROS INTERNACIONALES



INSTITUTO
DE ENERGÍA

ASOCIACIÓN
AUSTRAL



2. Precios Hidrocarburos Internacionales

2.1 Evolución de Precios: Crudo y Gas Natural

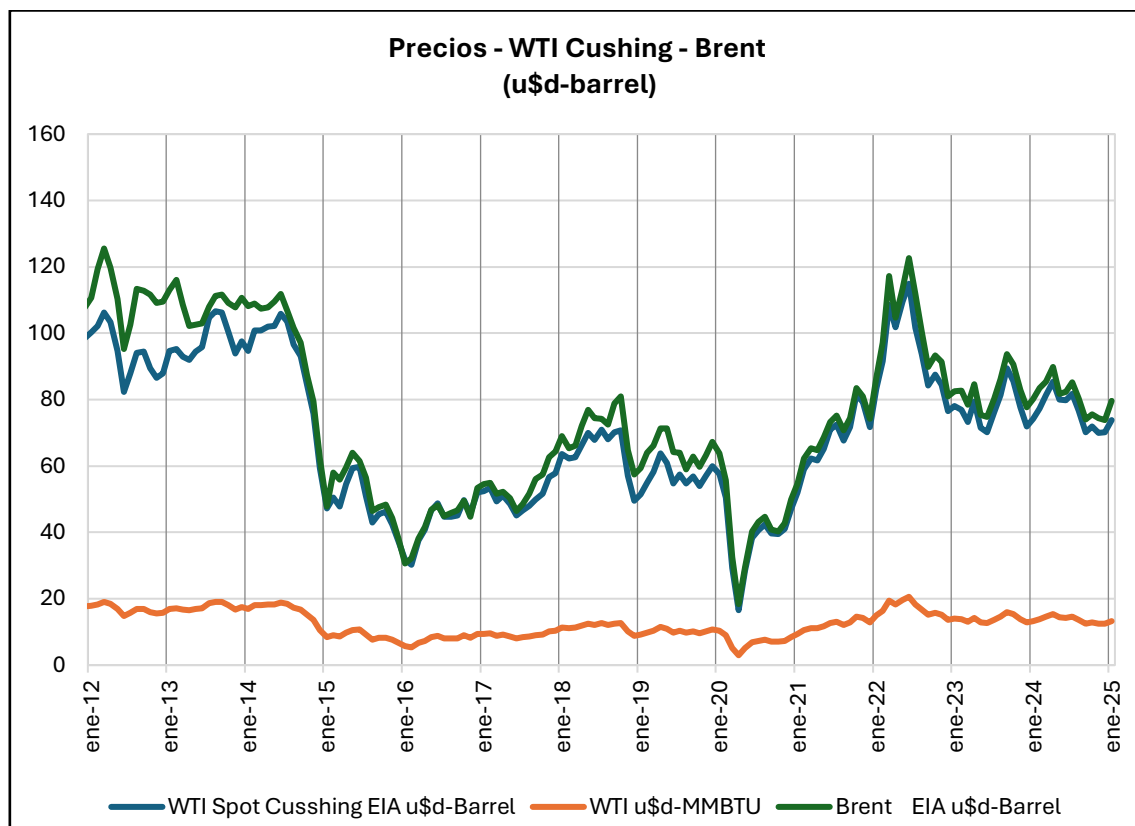


Gráfico 49: Precio de WTI y Brent, expresado en u\$d/barril.

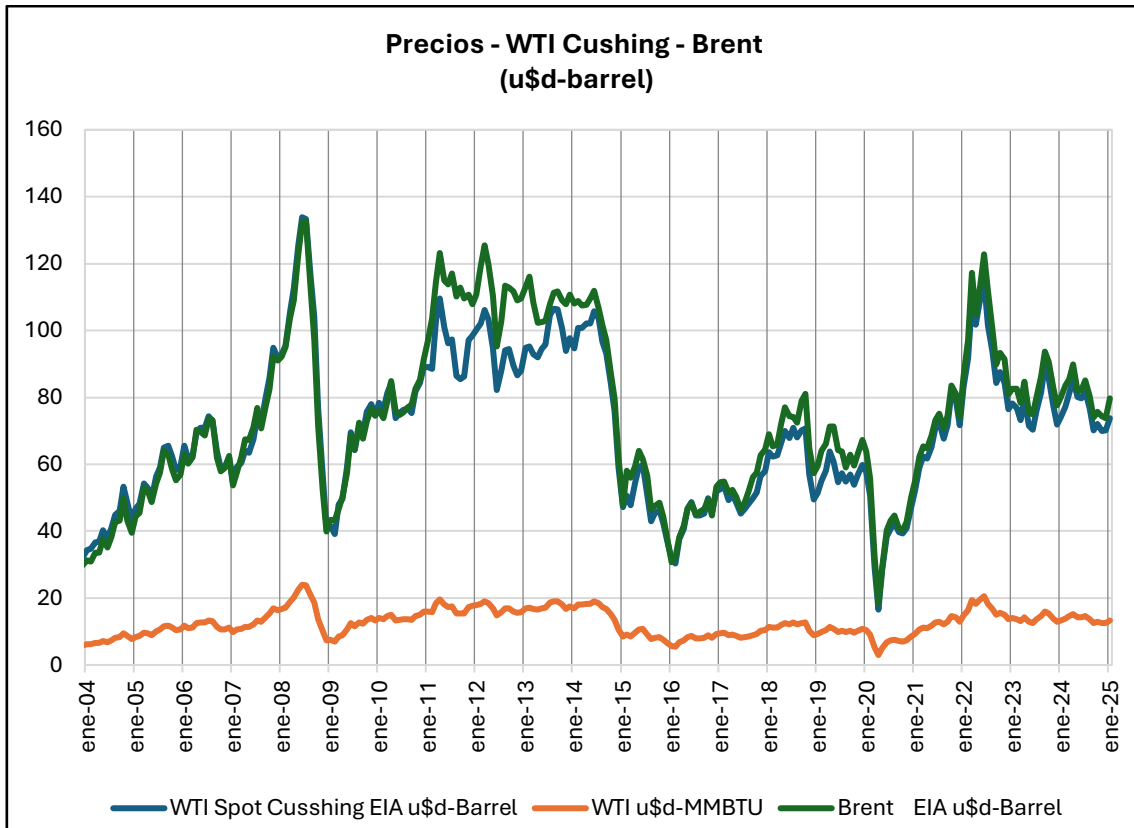


Gráfico 50:

Precios de crudo y gas natural en detalle cuatrimestral, expresado en u\$d/barril.

** Datos actualizados a octubre 2024

2.2 Evolución de Precios internacionales de gas natural

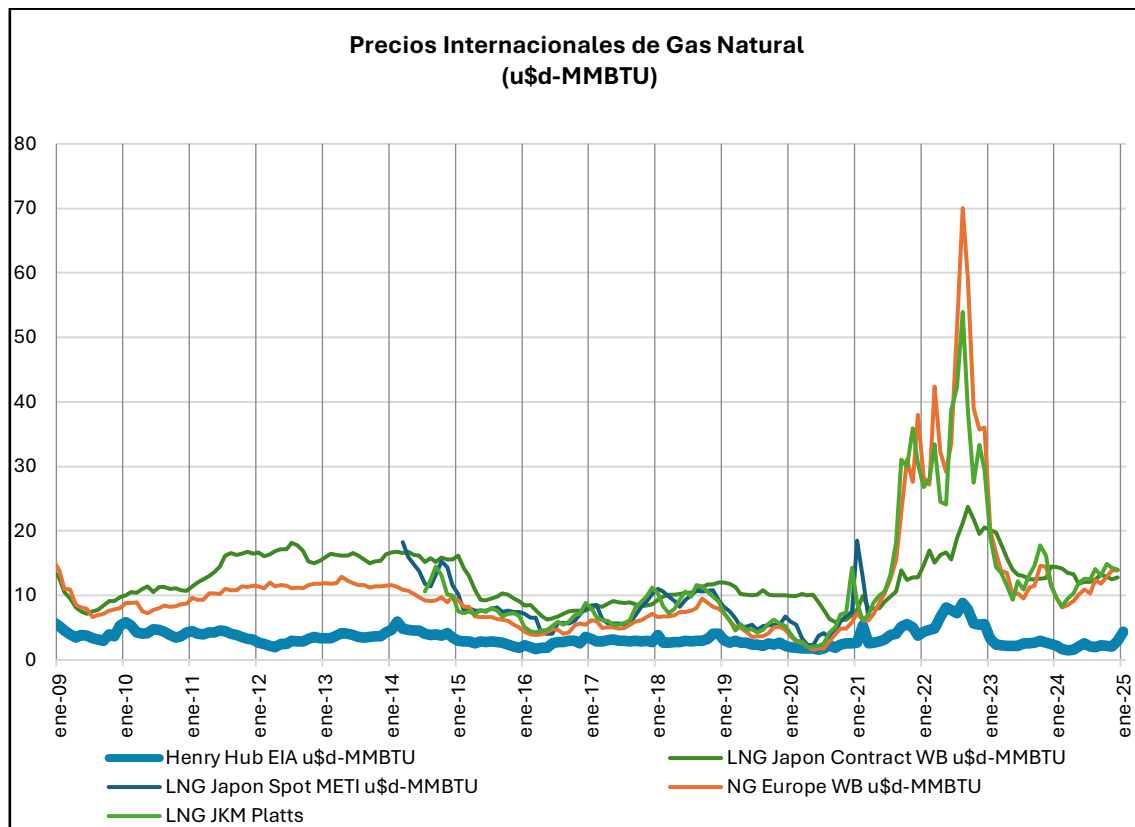


Gráfico 51: Precios internacionales de gas natural en detalle cuatrimestral, expresado en u\$d-MMBTU.

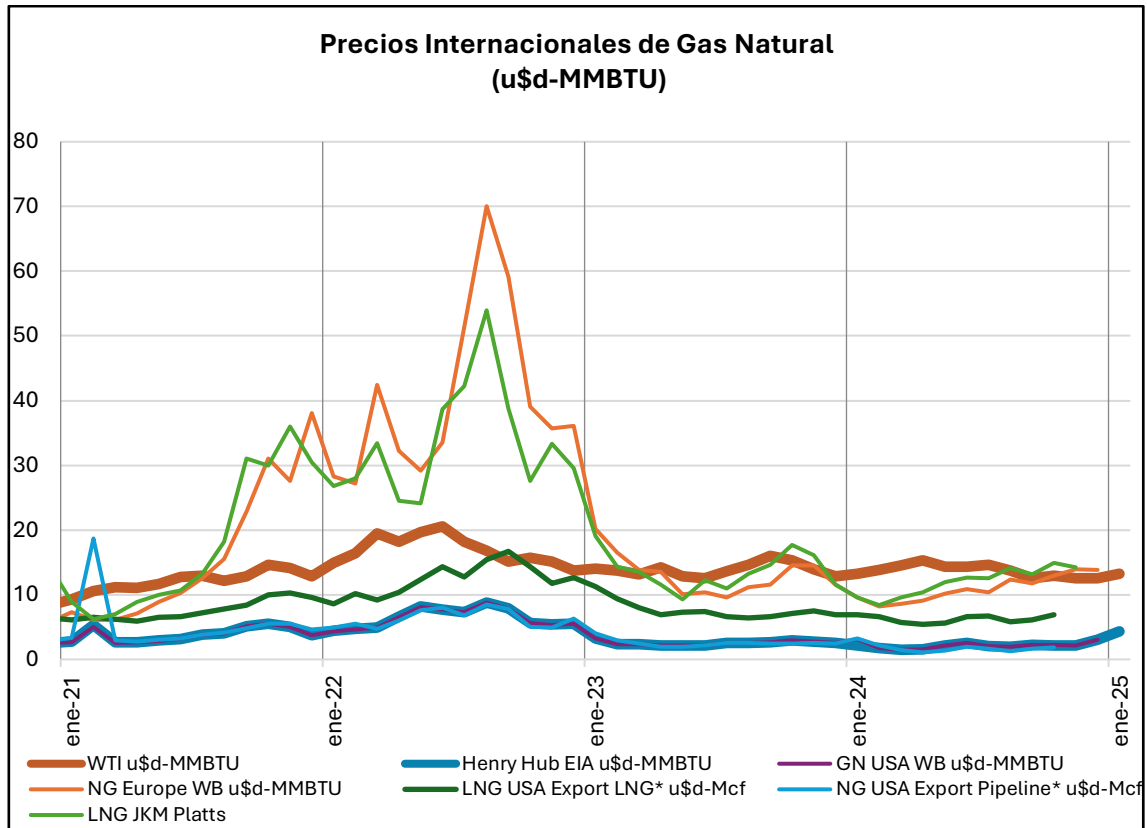


Gráfico 52: Precios internacionales de gas natural, expresado en u\$d-MMBTU.

** Datos actualizados a septiembre 2024

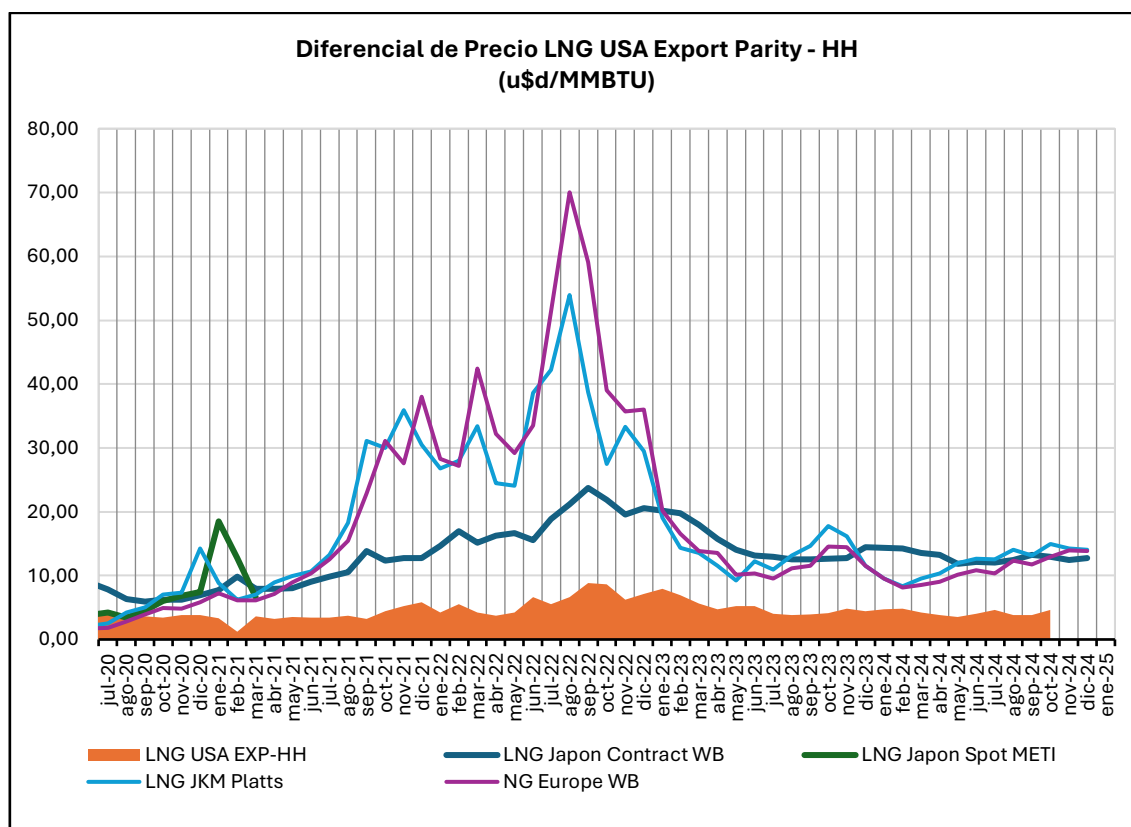
En diciembre 2023, a pesar del invierno, los precios internacionales de GNL bajaron considerablemente, llegando a 10 u\$d/MMBTU. El accionar regulatorio de Europa, logrando suministros de gas de GNL (USA y Qatar), de Noruega y de los países del Norte de África para reemplazar el gas de procedencia rusa, y un invierno templado, permitieron alcanzar los niveles de almacenamientos previstos, logrando una importante baja en los precios en TTF.

Durante 2024 los precios del gas se han mantenido un poco más bajos que el 2023. La decisión de Ucrania de impedir que el gas ruso llegue a Europa, impactara en alza en los precios TTF durante el invierno.

In December 2023, despite the winter season, prices dropped considerably, reaching 10 u\$d/MMBTU. The regulatory actions of Europe, obtaining supplies of LNG gas (USA and Qatar), from Norway and from the countries of North Africa to replace the gas of Russian origin, and a mild winter, allowed reaching the expected storage levels, achieving a significant drop in prices in TTF.

During 2024 gas prices have remained slightly lower than in 2023. Ukraine's decision to prevent Russian gas from reaching Europe has had an upward impact on TTF prices...

2.3 Diferencial de Precios LGN USA Export Parity-Henry HUB (USD / MMBTU)



** Datos actualizados a enero 2025 para LNG USA-HH.

A partir de diciembre de 2018, ante el aumento de la capacidad de LNG, se produce una fuerte oferta mundial, provocando una importante caída en los precios de LNG Asia comprados con los precios LNG contractuales. La caída se agudiza aún más por la pandemia COVID en 2020, pero en enero 2021, se produce un fuerte repunte de precios superando las expectativas, creciendo en forma sostenida y continua en Diciembre 2021 alcanzando, en ese momento, los mayores precios de la historia en Europa y en Asia. Aunque, a partir de marzo 2022, por el impacto bélico Rusia-Ucrania, el precio de gas LNG supera toda expectativa y pronóstico.

Los valores alcanzados en marzo 2022 por NG Europe WB y UK LNG Spot son de 42,39 y 41,07 USD/MMBTU respectivamente, cuando en Febrero de 2022 habían sido de 27,23 y 26,6 USD/MMBTU. En junio 2022 llegaron a superar los 70 USD/MMBTU. Cabe destacar el rol de Estados Unidos como productor de GNL, transformándose en el tercer mayor exportador del mundo, seguido por Qatar y Australia.

El esfuerzo de almacenamiento, regulatorio europeo y un invierno templado tanto europeo y asiático, produjeron fuerte disminución en los precios internacionales, incluso llegando a nivelar (Europa Asia) entre sí, lo cual no sucedía desde Marzo del 2021.

En 2023, Los precios spot del gas natural licuado en los mercados de Asia han caído a su nivel más bajo de los últimos 19 meses debido a la débil demanda que se espera que dure hasta finales de marzo. En

Europa también están bajos ante la llegada de la primavera, debido a un muy adecuado nivel de almacenamiento.

Según el reporte semanal de precios publicado por la agencia Reuters, el precio spot promedio de GNL para las entregas de abril 2024 al noreste de Asia (*LNG – AS*) fue de *USD 14,50* por millón de unidades térmicas británicas (*MMBtu*), una disminución de *USD 0,50*, o 3,3%, con respecto a la semana anterior. La debilidad del mercado se debe en parte a la ausencia de compradores del norte de Asia en el mercado spot y a los altos inventarios de gas en Europa.

Los precios spot del GNL han caído más del 48% en lo que va del año y alrededor del 79% desde el pico de agosto de 2022 a *USD 70,50 / MMBtu*. Aunque los precios recientes han alentado a los compradores del sur de Asia, con precios a menos de *USD 15* todavía no es suficiente para los compradores chinos. El alza de los precios del GNL es limitada debido a la ausencia de los compradores del norte de Asia en el mercado spot, combinada con los altos inventarios de gas en Europa y el reinicio parcial de la instalación de GNL de Freeport en EE. UU, generando una mayor oferta spot.

Durante 2023 y 2024, los precios han bajado considerablemente, pero se han mantenido en la media histórica de los últimos 10 años.

Starting from December 2018, due to the increase in LNG capacity, there is a significant global oversupply, leading to a substantial decline in Asian LNG prices compared to contractual LNG prices. This decline is further exacerbated by the COVID pandemic in 2020. However, in January 2021, there is a strong price rebound, surpassing expectations and steadily rising until December 2021, reaching historically high prices in both Europe and Asia. However, from March 2022, due to the Russo-Ukrainian conflict, the LNG gas price surpasses all expectations and forecasts.

The values reached in March 2022 for NG Europe WB and UK LNG Spot are 42.39 and 41.07 per *MMBTU* respectively, whereas in February 2022 they were 27.23 and 26.6 *USD/MMBTU*. By June 2022, they surpassed 70 *USD/MMBTU*. It is noteworthy the role of the United States as a producer of LNG, becoming the third-largest exporter globally, following Qatar and Australia.

The storage efforts, European regulatory actions, and a mild winter in both Europe and Asia led to a significant decrease in international prices, even reaching a balance between Europe and Asia, which had not occurred since March 2021.

In 2023, spot prices for liquefied natural gas (LNG) in Asian markets have fallen to their lowest level in the last 19 months due to weak demand expected to last until the end of March. Prices in Europe are also low due to the arrival of spring, facilitated by a very adequate level of storage.

According to the weekly price report published by Reuters, the average spot price of LNG for deliveries in April to Northeast Asia (*LNG – AS*) was *USD 14.50* per million British thermal units (*MMBtu*), a decrease of *USD 0.50*, or 3.3%, compared to the previous week. Market weakness is partly due to the absence of buyers from North Asia in the spot market and high gas inventories in Europe.

Spot LNG prices have dropped by more than 48% so far this year and by around 79% since the peak in August 2022 at *USD 70.50 / MMBtu*. Although recent prices have encouraged buyers from South Asia, with prices below *USD 15*, it is still not sufficient for Chinese buyers. The rise in LNG prices is limited due to the absence of buyers from North Asia in the spot market, combined with high gas inventories in Europe and the partial restart of the Freeport LNG facility in the USA, leading to increased spot supply.

In 2024, JKM reached a maximum value of 14.1 *USD/MMBtu* in August, while the minimum value was 8.4 *USD/MMBtu* in February.

During 2023 and 2024, prices have dropped considerably, but have remained at the historical average of the last 10 years.

BRASIL



3. Brasil

3.1 Gas

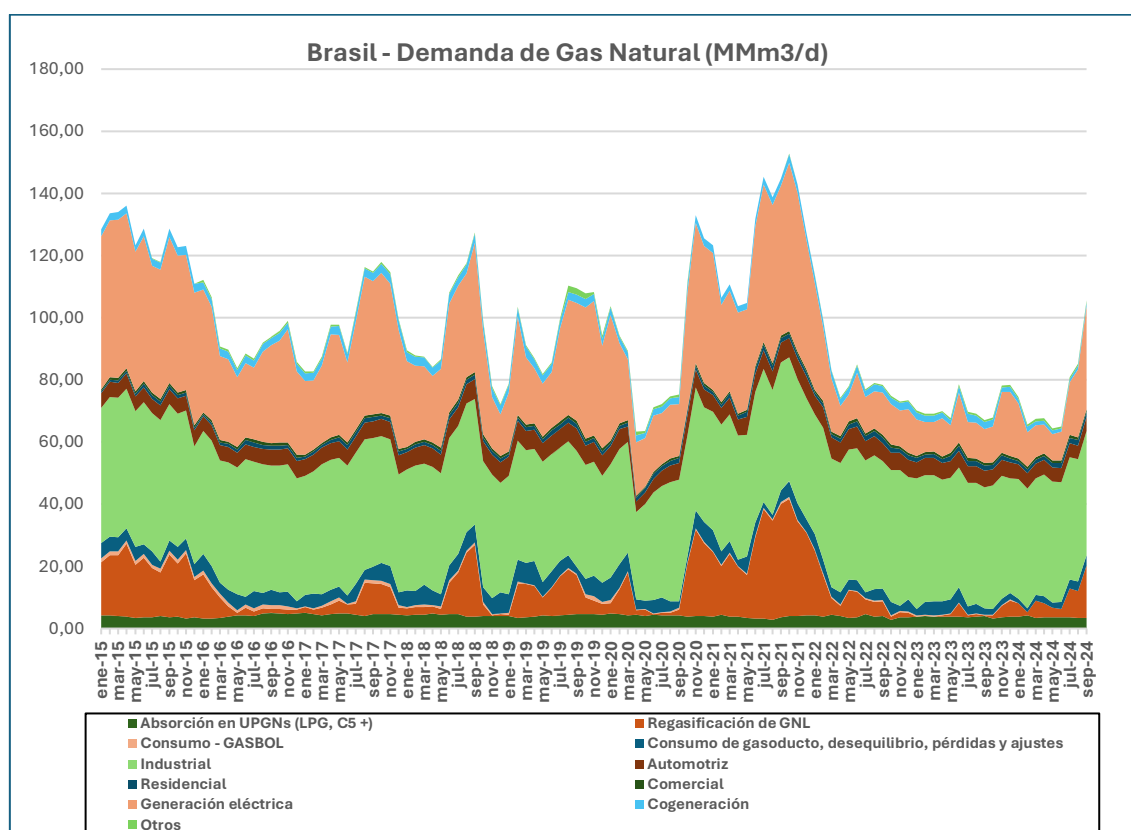
3.1.1 Demanda Interna

En Brasil, en el año 2021 se produjo una gran sequía, generando una extraordinaria demanda de gas natural. La reducción de los niveles de agua en las presas hidroeléctricas disminuyó la generación de energía eléctrica, lo que ha llevado a un aumento de consumo de gas natural.

En los siguientes años, con la llegada del Niño, Brasil disminuye su demanda de gas natural para centrales térmicas, reduciéndose fuertemente las importaciones, y manteniéndose niveles muy bajos desde 2022.

In Brazil, during the dry season, there has been a high demand for natural gas. The reduction of water levels in hydroelectric dams decreases the generation of electrical energy, which has led to an increase in the need to use natural gas. This is used in thermal power plants and has been an important source to compensate for the decrease in hydroelectric production.

However, with the arrival of rainfall, the demand for natural gas decreased, and the importation of gas was limited, increasing the reservoir levels.



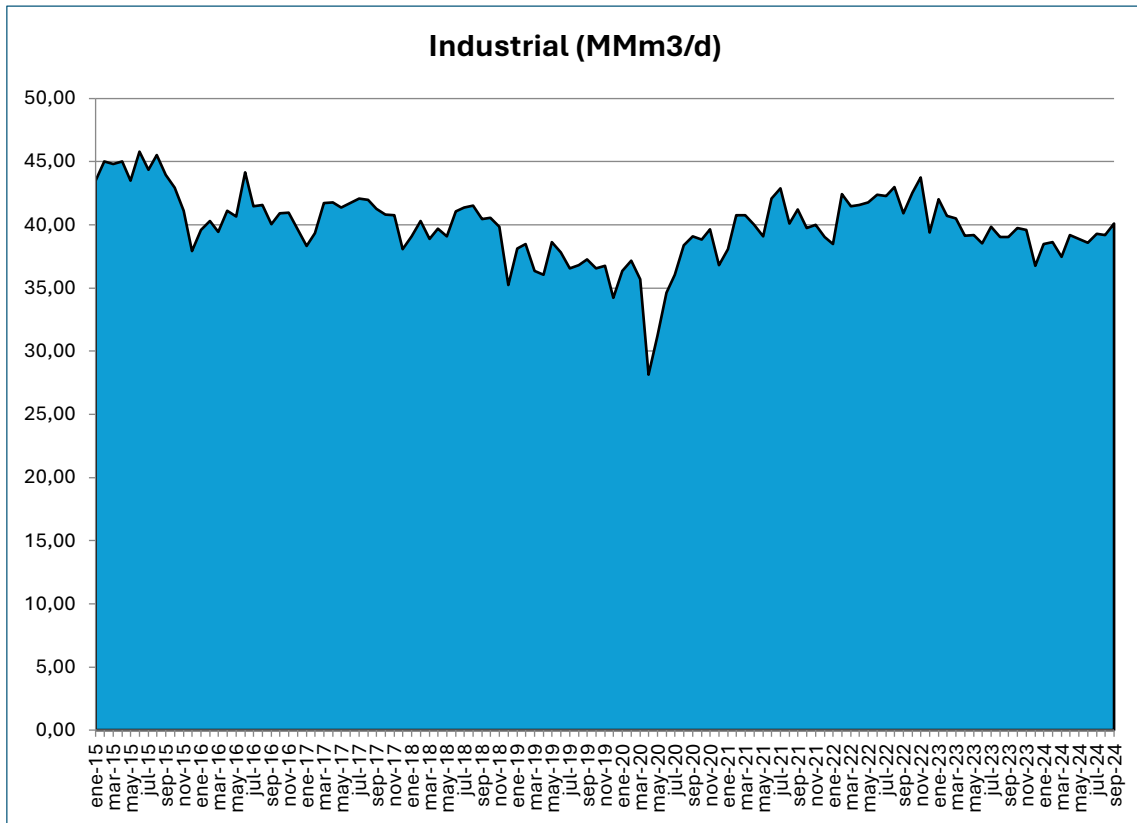


Gráfico 53:

Demanda de Brasil por industrias, expresado en MMm³/d.

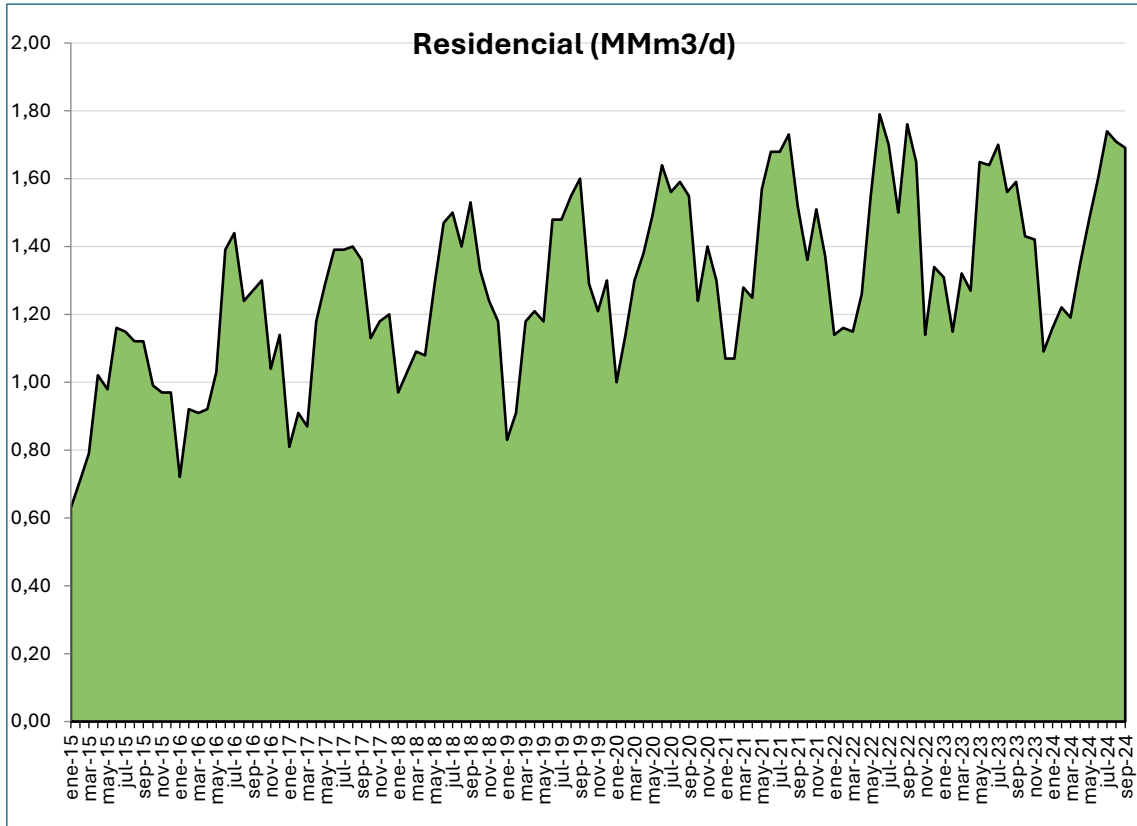


Gráfico 54: Demanda de Brasil por residencial, expresado en MMm³/d.

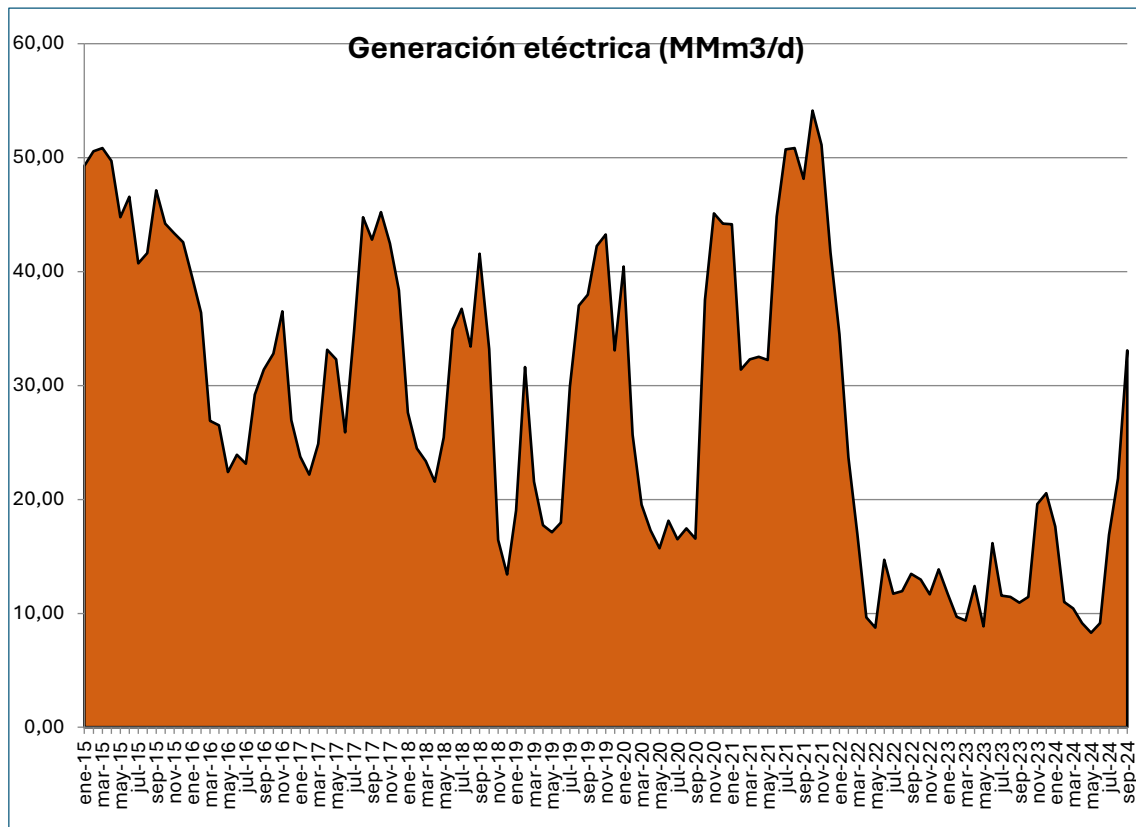


Gráfico 55: Demanda de Brasil por generación eléctrica, expresado en MMm³/d.

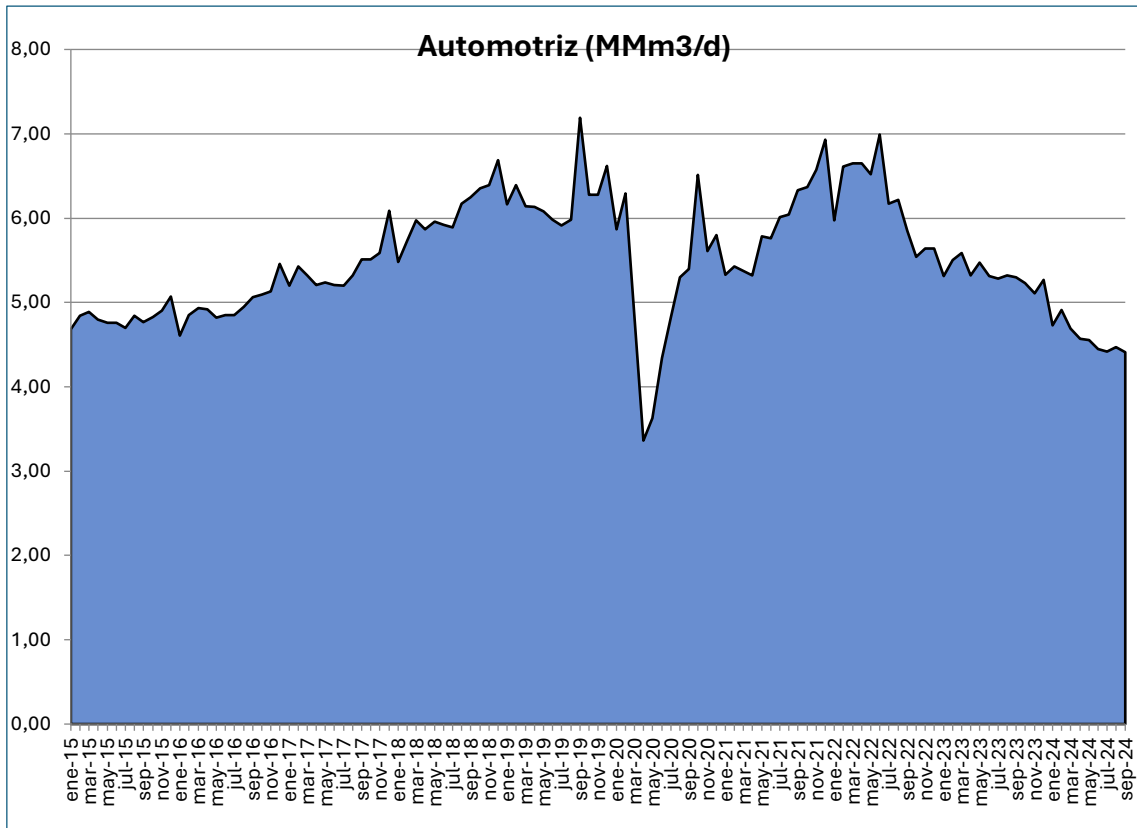


Gráfico 56: Demanda de Brasil por sector automotriz, expresado en MMm³/d.

3.1.2 Oferta: Balance e Importaciones

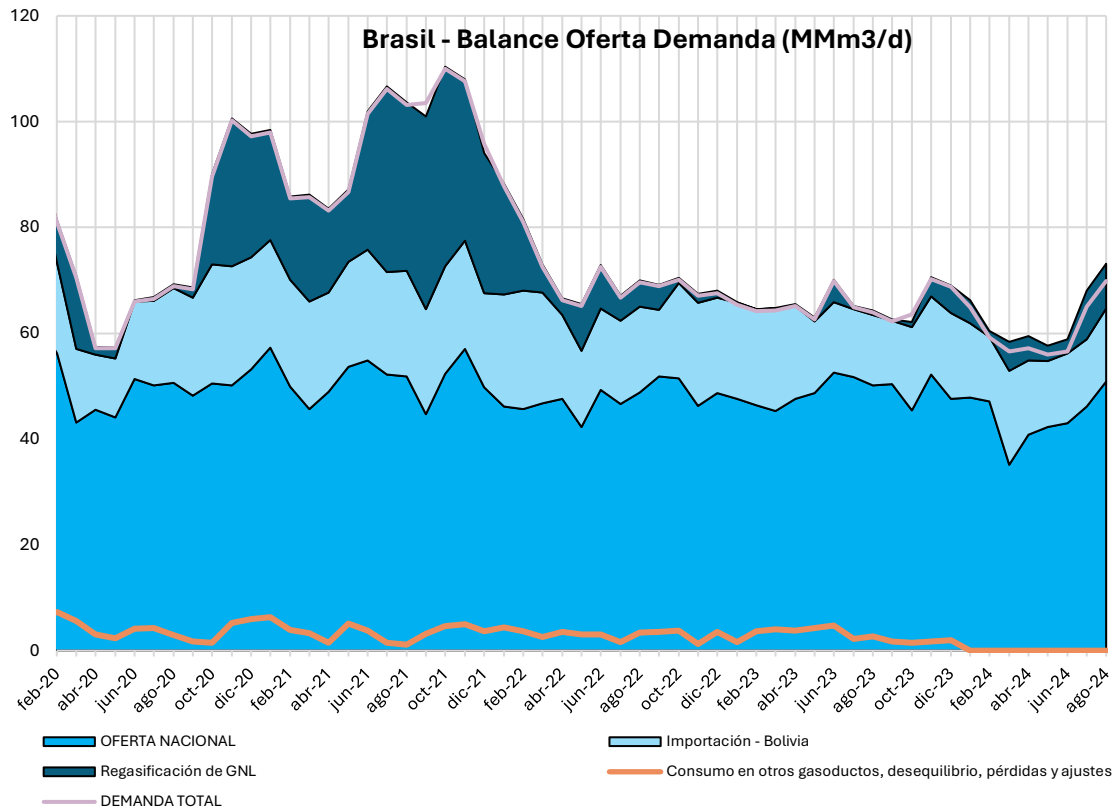
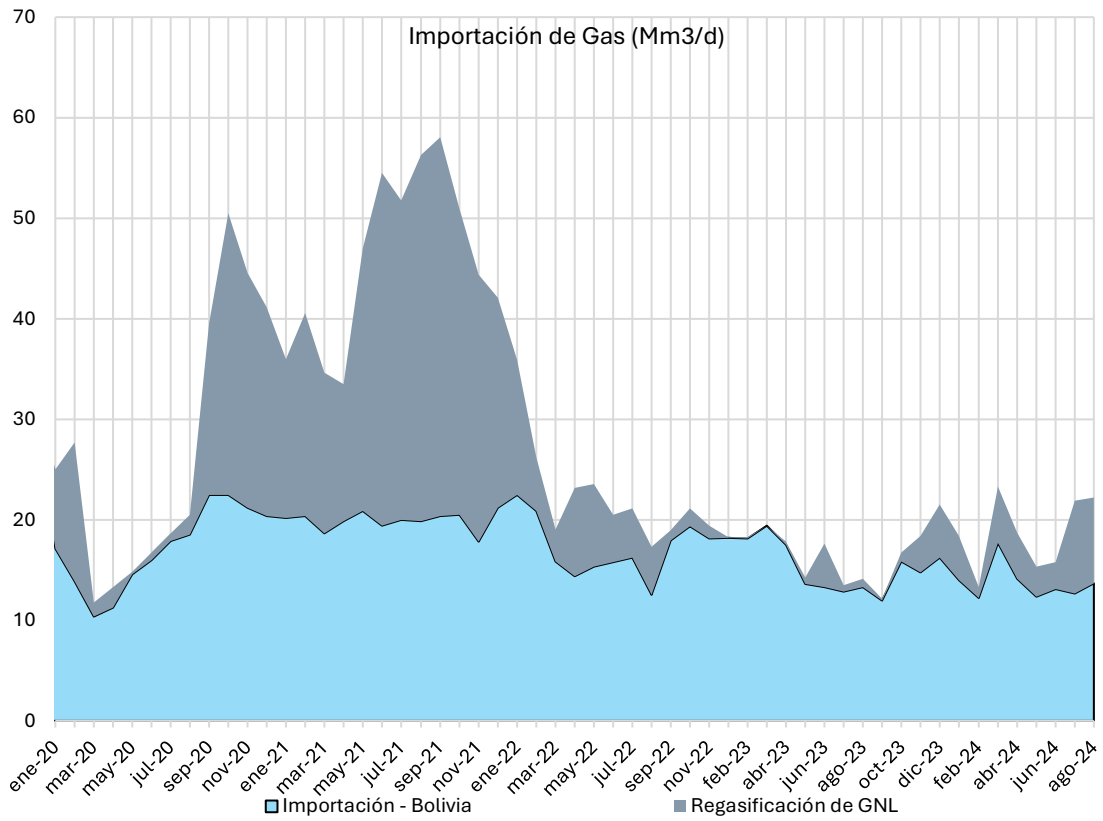


Gráfico 57: Balance de oferta demanda de gas natural.



3.2 Petróleo Crudo

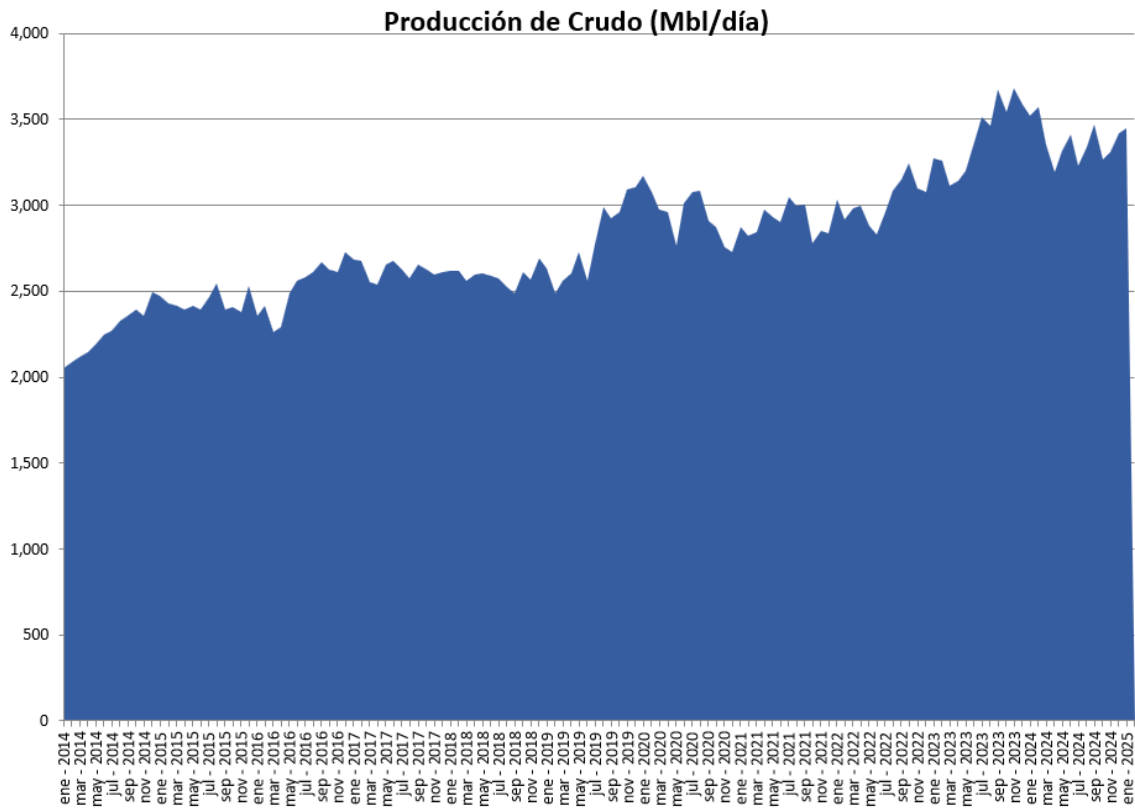


Gráfico 58: Producción de crudo expresado en Mbl/día.

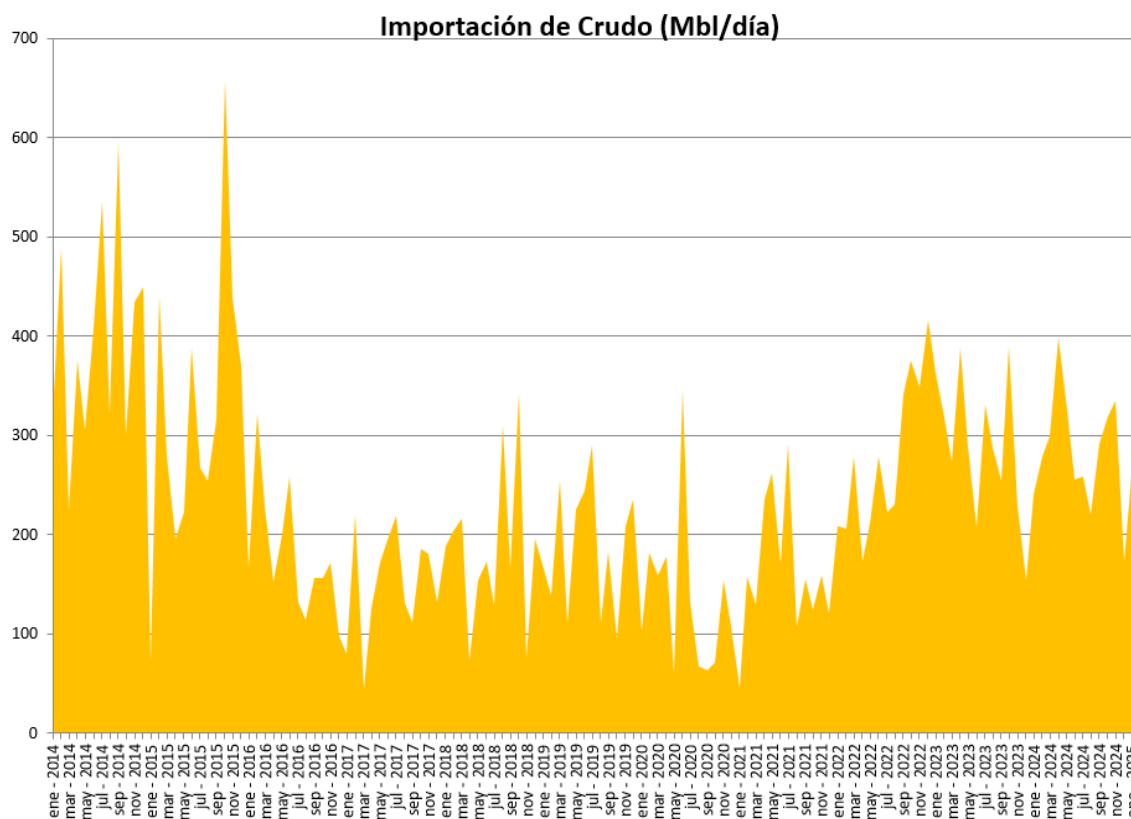


Gráfico 59: Importación de crudo, expresado en Mbl/día.

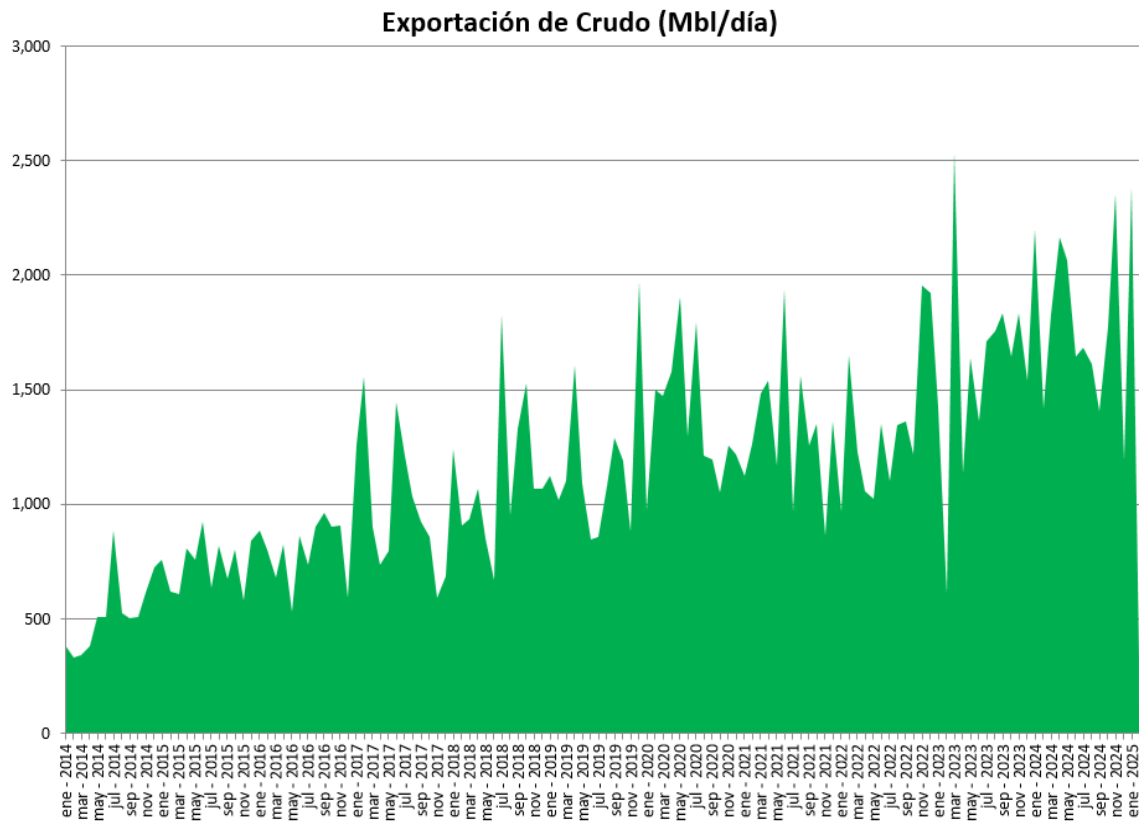


Gráfico 60: Exportación de crudo, expresado en Mbl/día.

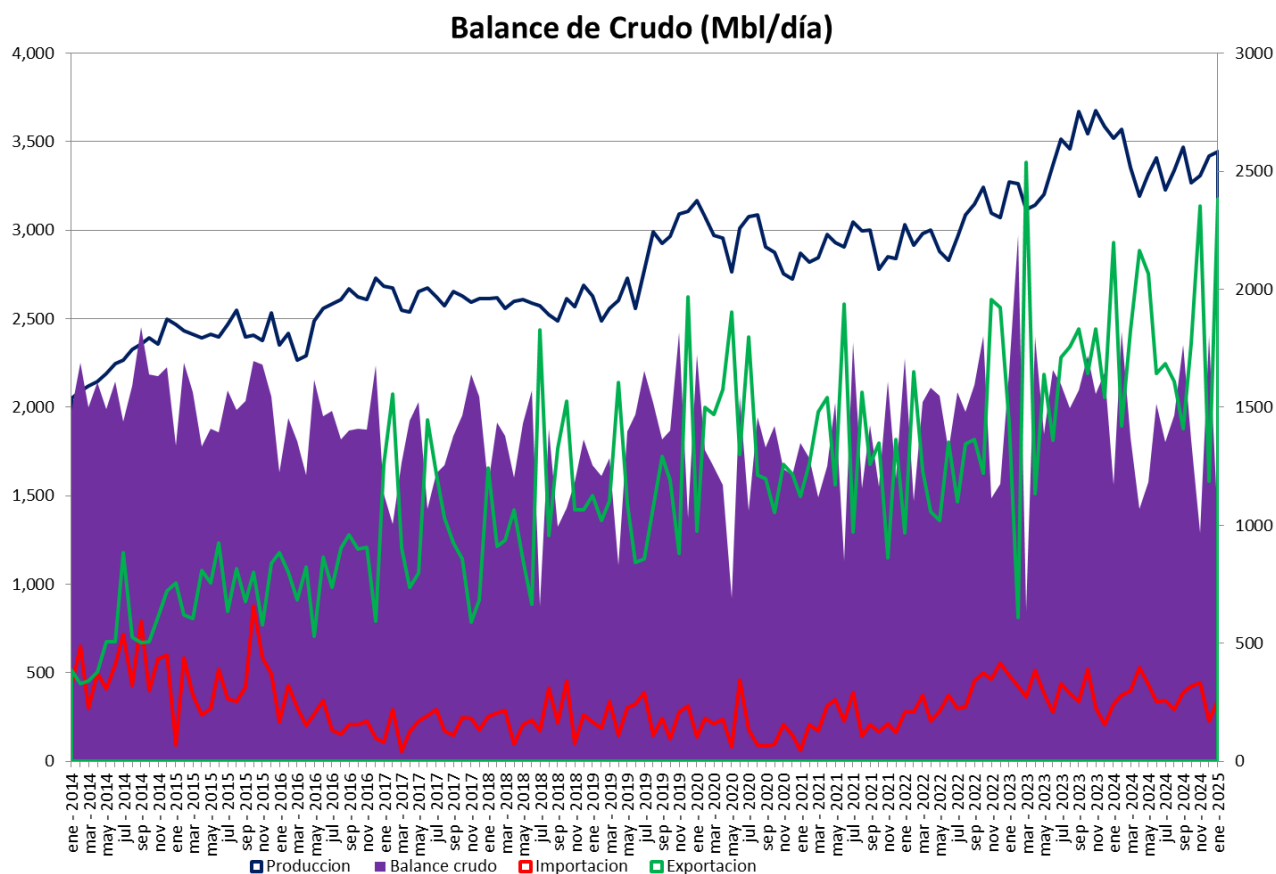


Gráfico 61: Balance de crudo, expresado en Mbl/día.

3.3 Mercado Eléctrico

3.3.1 Capacidad Instalada

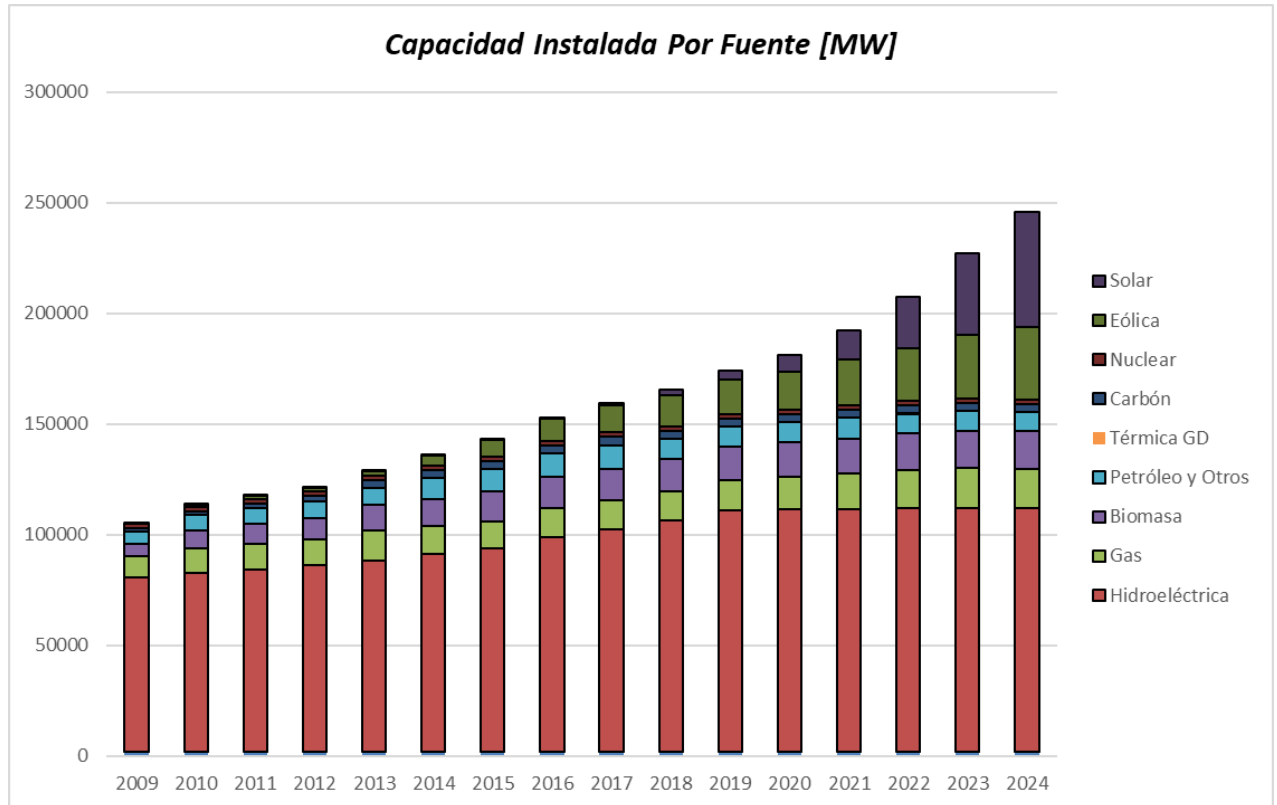


Gráfico 62: Capacidad eléctrica instalada por fuente, expresado en MW.

**Los últimos datos corresponden a Diciembre de 2024

Los mayores aportes de potencia nueva instalada desde 2014 hasta la actualidad corresponden a capacidad de renovables. Del gráfico surge que crece sostenidamente, alcanzando en 2023 los 225 GW, destacándose el crecimiento de generación distribuida solar de energía. En 2024, el crecimiento alcanzó aproximadamente 240 GW, mostrando el continuo crecimiento.

The largest contributions of newly installed power from 2014 to the present correspond renewable capacity. We can see that it grows steadily, reaching 225 GW in 2023, where the growth of distributed solar energy generation stands out. In 2024, the growth reached approximately 240 GW, showing continued growth.

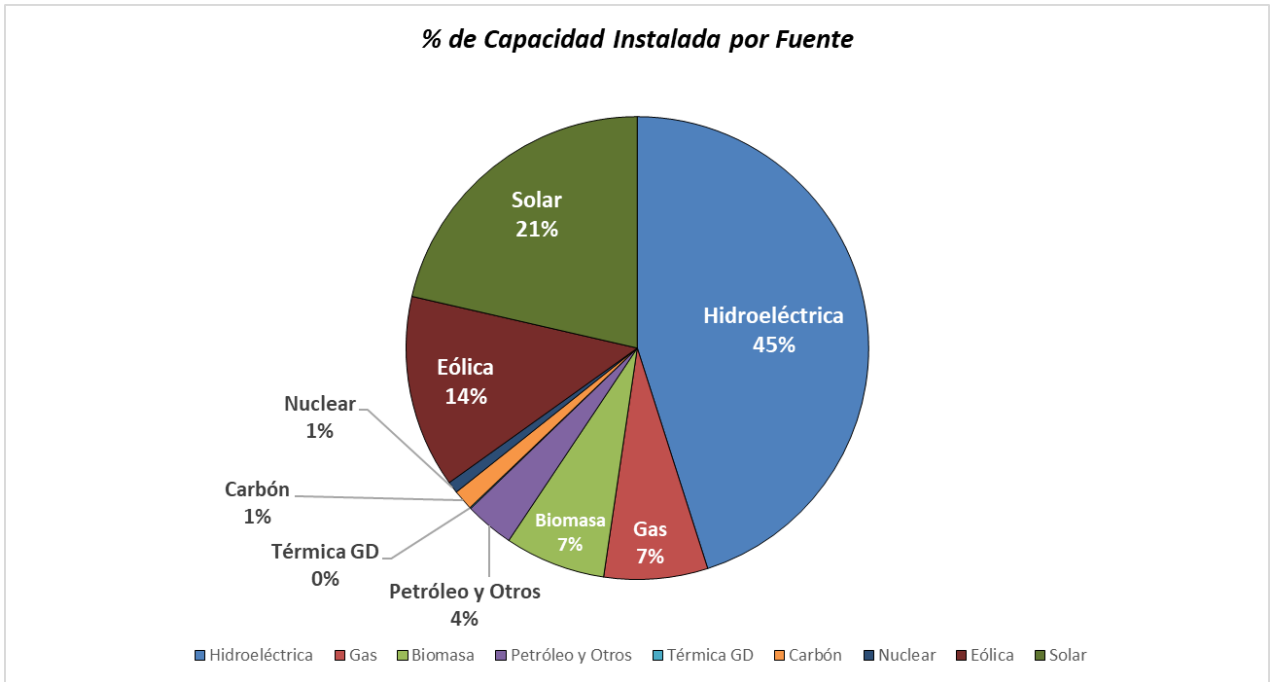
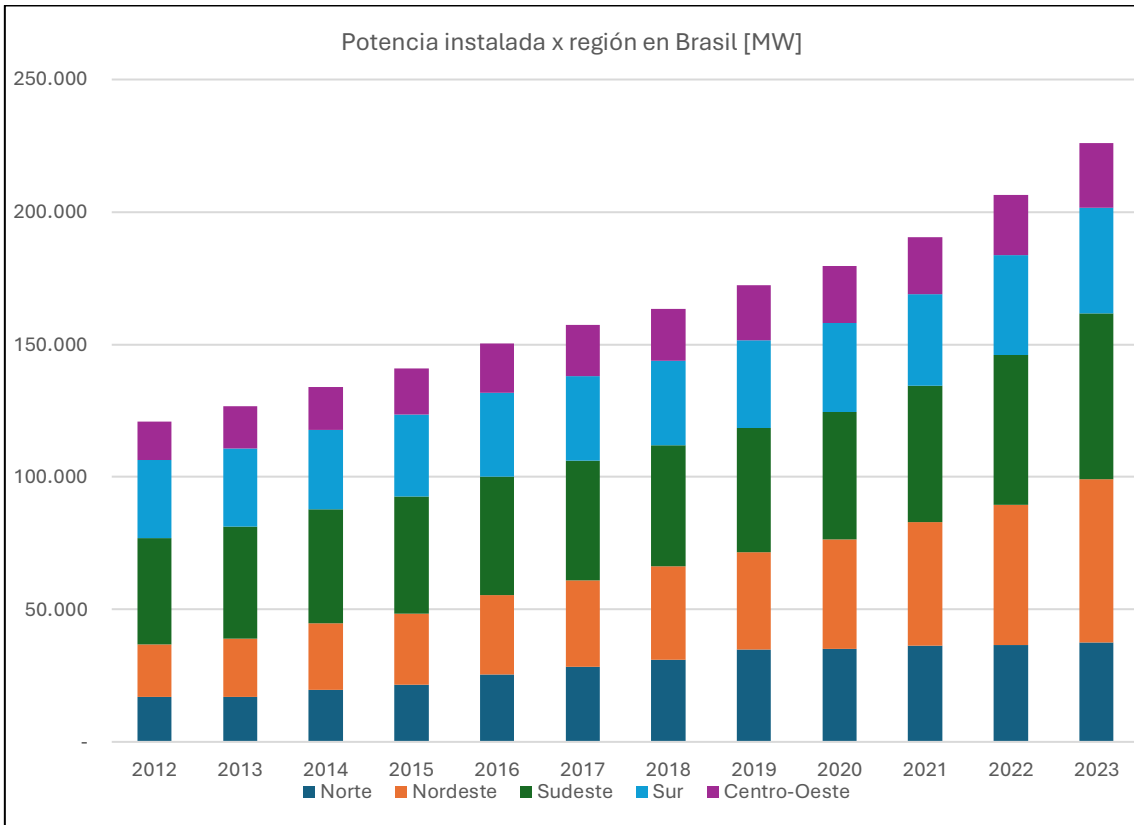


Gráfico 63: Porcentaje de capacidad eléctrica instalada por fuente.

3.3.2 Potencia Instalada por fuente (2022)



3.3.3 Potencia Instalada por región

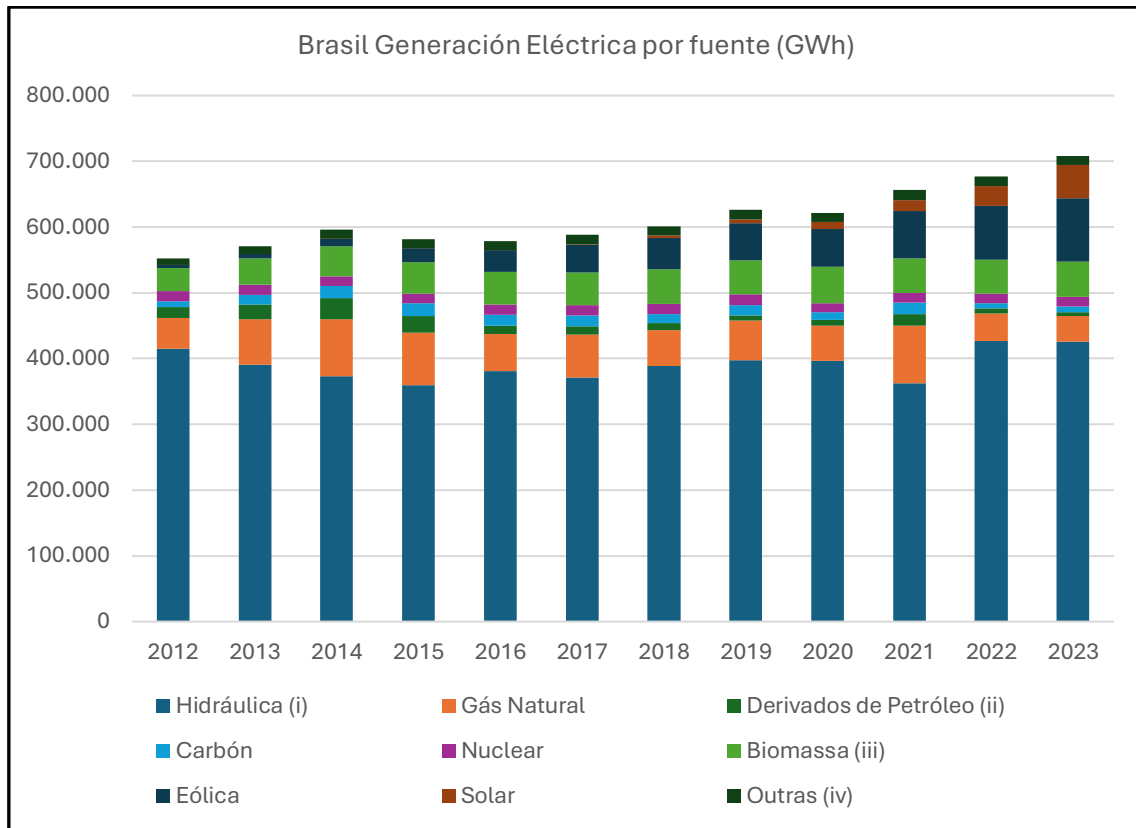


Gráfico 64: Generación eléctrica por tipo de fuente, expresado en GWh.

3.3.4 Generación Eléctrica Instalada por fuente

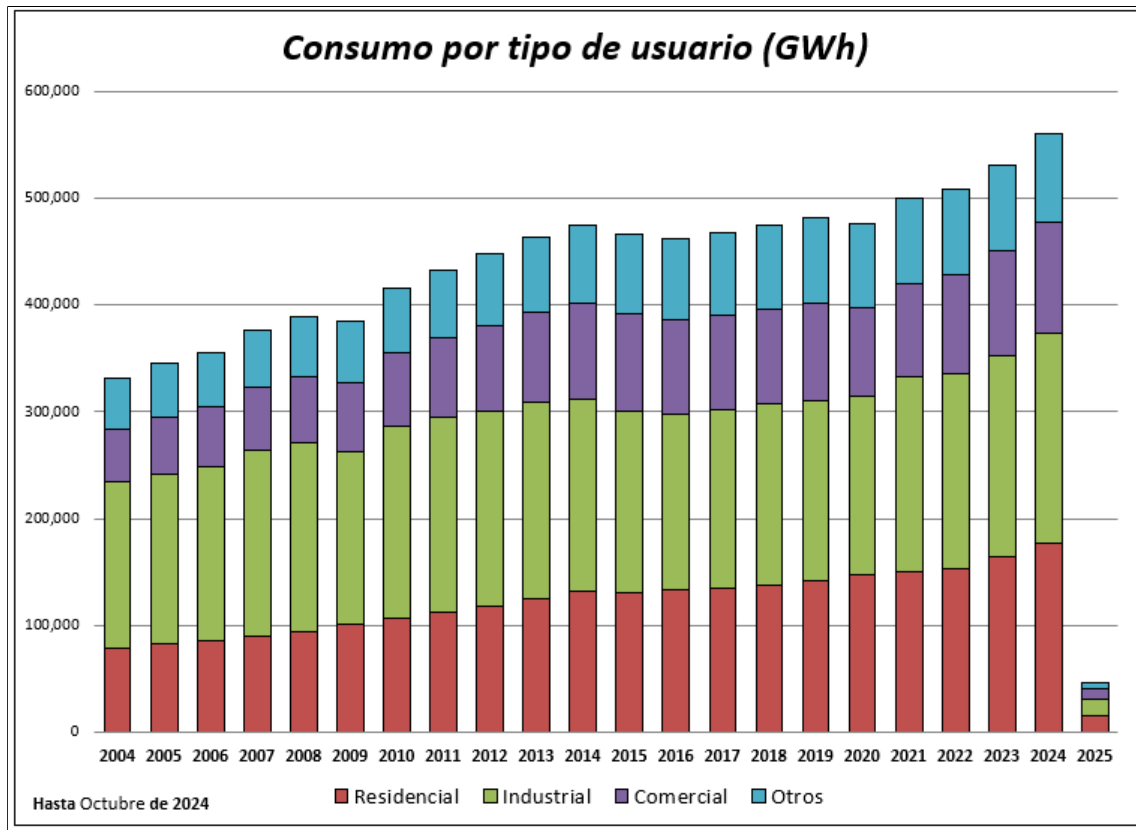


Gráfico 65: Consumo según tipo de usuario, expresado en GWh.

3.3.5 Evolución de la demanda de electricidad por tipo de usuario (mensual)

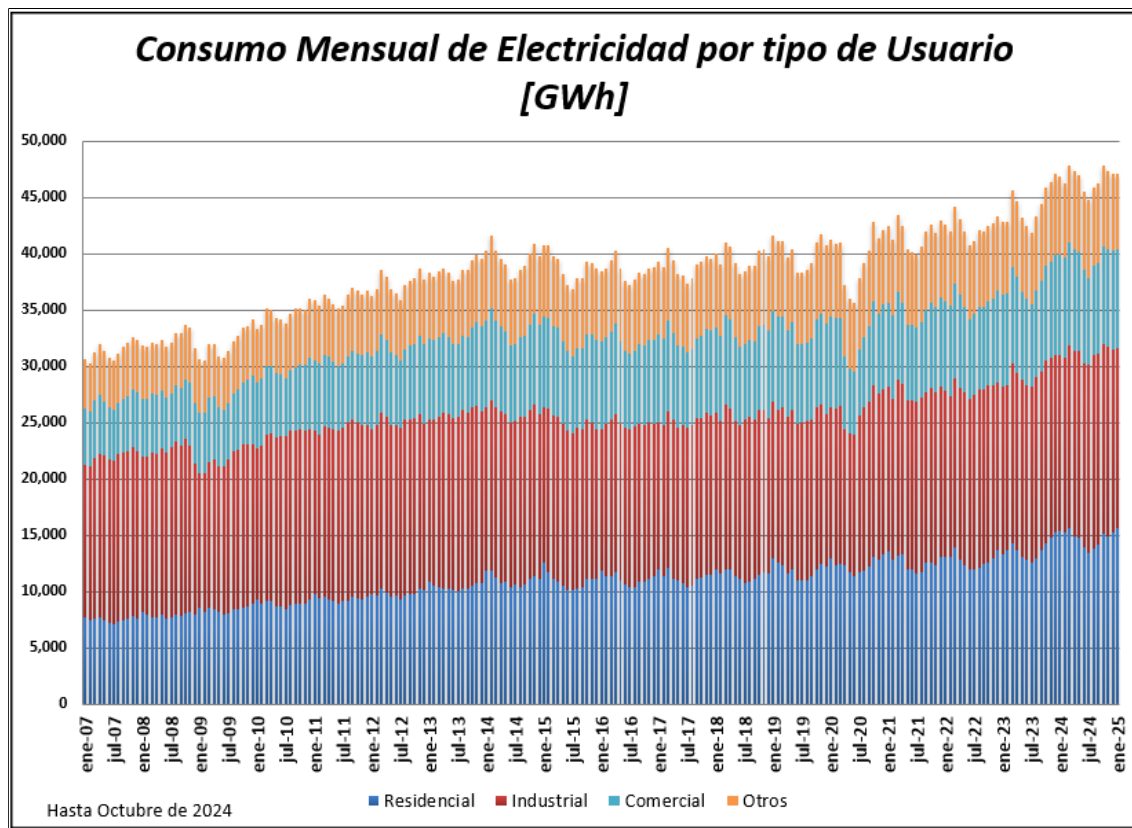


Gráfico 66: Consumo mensual de electricidad según tipo de usuario, expresado en GWh.

3.4 Gas Natural: Precios

3.4.1 Precio de GNL importaciones

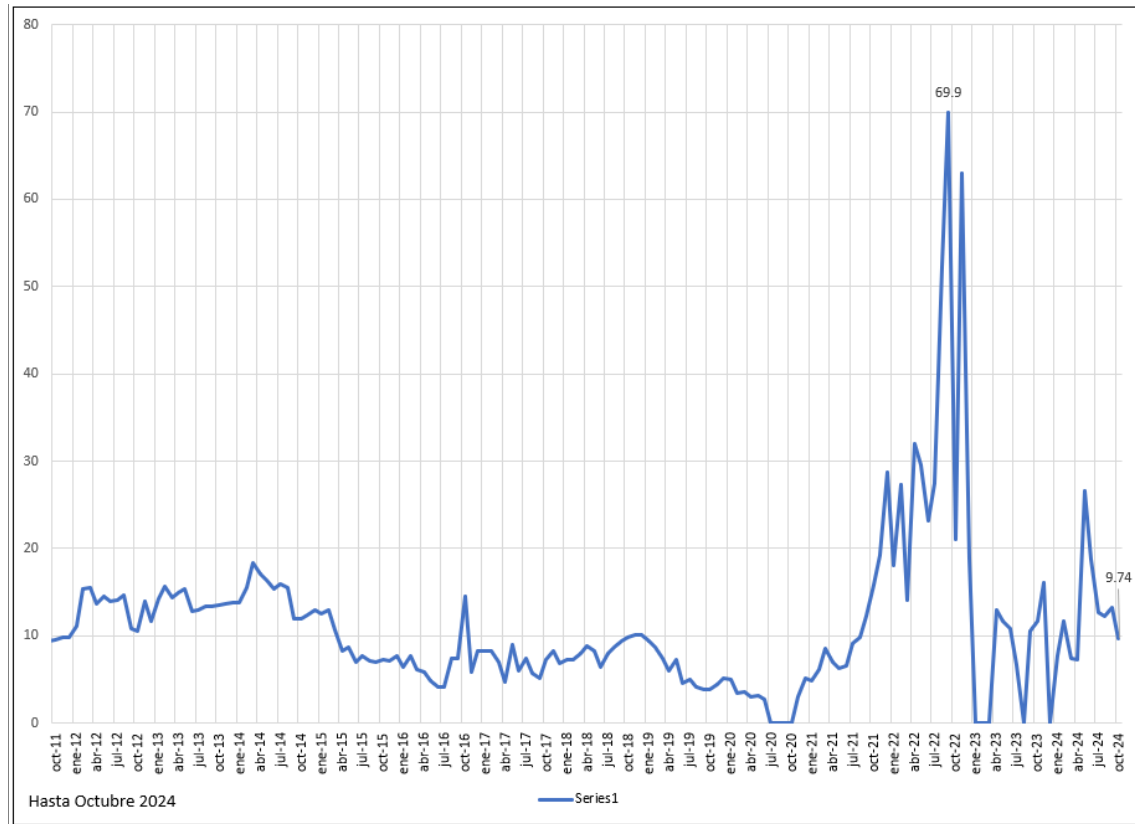


Gráfico 67: Precio de GNL importaciones Brasil.

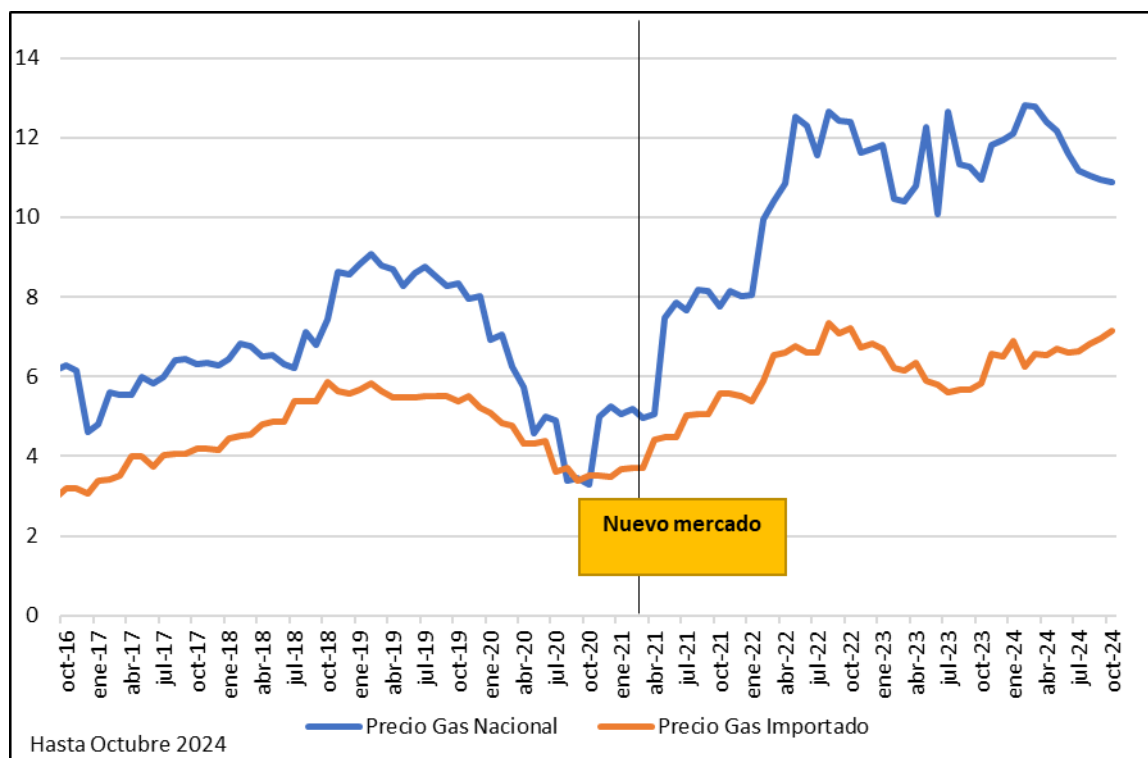
El dato del mes de Diciembre de 2021, muestra el momento en el cual ya comenzaba a dispararse el precio del gas natural. El año 2022 muestra datos de precios de LNG que superan los valores históricos, tornando los proyectos de plantas de licuefacción muy rentables a nivel mundial. Los precios picos de importación se manifiestan en septiembre y noviembre.

En cuanto al 2023, el precio del GNL se ha disminuido, producto del cuidado en el consumo europeo y el aprovechamiento de la capacidad de almacenamiento, han generado un excedente en la oferta que naturalmente genera una caída en los precios.

Attention to the data for the month of December 2021, in which the price of natural gas was already beginning to skyrocket. The current year shows unprecedented price data for liquefied natural gas, making projects of liquefaction plants very profitable worldwide. Peak import prices are manifested in September and November.

As for 2023, the price of LNG has decreased, because of care in European consumption and the use of storage capacity, have generated a surplus in supply that naturally generates a drop in prices.

3.4.2 Precio de Venta de Gas Natural de Petrobras a Distribuidoras



En enero de 2020 entró en vigor el contrato “Nuevo mercado de gas”, un programa oficial que tiene como principal objetivo garantizar el acceso a infraestructura de transporte de gas e instalaciones para empresas privadas, con el fin de reducir el monopolio de empresas estatales en el sector energético. El precio de gas importado corresponde a gas proveniente de Bolivia.

In January 2020, the “New Gas Market contract entered into force, an official program whose main objective is to guarantee access to gas transportation infrastructure and facilities for private companies, to reduce the monopoly of state companies in the energy sector. The price of imported gas corresponds to gas from Bolivia.

3.4.3 Precios Finales de gas natural por sector

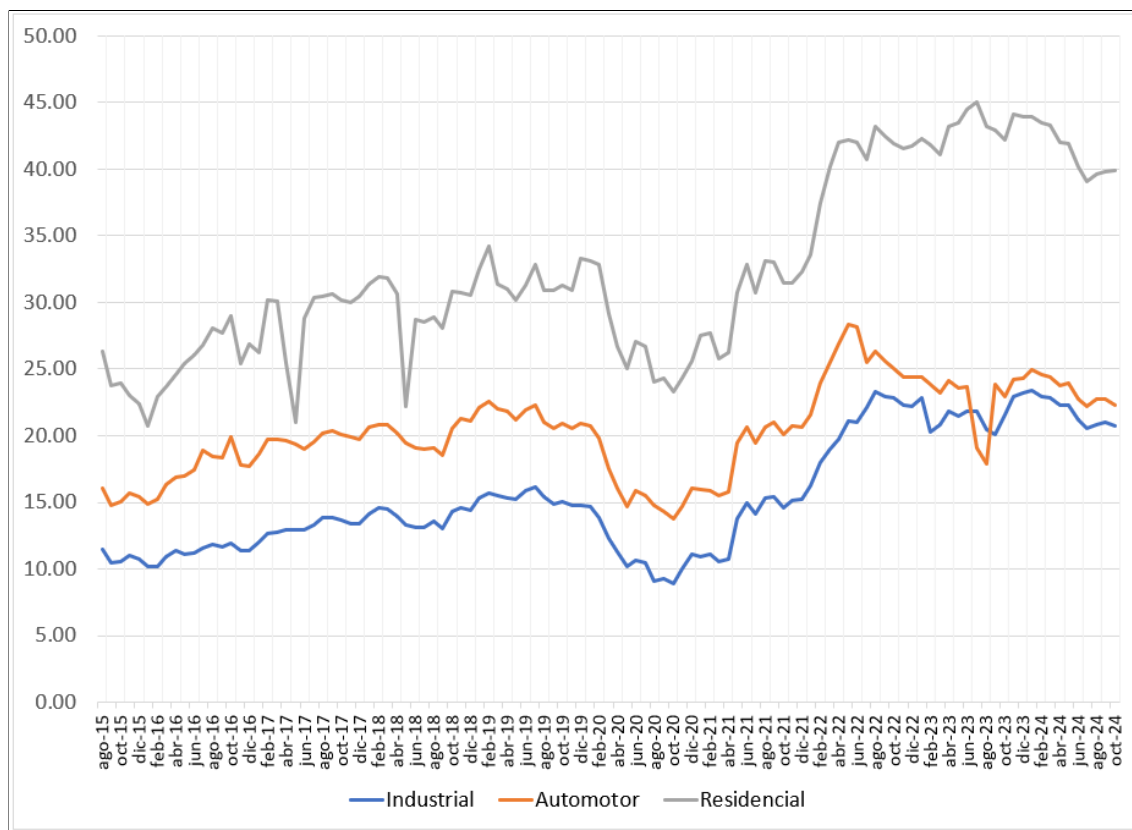


Gráfico 68: Precio de gas natural a consumidor final según sector

Si bien podemos notar que luego de la caída de los precios generada en el inicio del COVID los precios recuperaron su valor previo, es notable el impacto del aumento de precio internacional al comienzo de la invasión rusa a Ucrania. Dicho cambio aumenta el precio domestico tanto para Petrobras en cuanto a la posibilidad de hacer más inversiones, teniendo en cuenta que la industria brasileña es altamente competitiva.

Although we can note that after the fall in prices generated at the beginning of COVID, prices recovered their previous value, the impact of the international price increase at the beginning of the Russian invasion of Ukraine is notable. Said change increases the domestic price for Petrobras in terms of the possibility of making more investments, considering that the Brazilian industry is highly competitive.

ECONOMÍA Y FINANZAS



INSTITUTO
DE ENERGÍA

UNIVERSIDAD
AUSTRAL 

4. Economía y Finanzas

Panorama monetario y cambiario:

Federico De Cristo

Febrero 2025

En el primer bimestre de 2025 la base monetaria aumentó ARS 554 mil millones (2% de la base monetaria promedio de diciembre 2024). Este aumento se explica por la compra de divisas al sector privado, neto de las ventas al sector público, por ARS 2.168 mil millones (7,9% de la base monetaria). El aumento fue parcialmente compensado por otras operaciones por ARS 948 mil millones (3,5% de la base monetaria), por esterilización por ARS 435 mil millones (1,6% de la base monetaria) y por operaciones con el gobierno por ARS 232 mil millones (0,8% de la base monetaria).

Respecto de las reservas internacionales del BCRA, durante el primer bimestre las reservas internacionales disminuyeron USD 1.494 millones, debido a ventas al sector público por USD 3.788 millones, pagos a organismos multilaterales por USD 1.004 millones y otras operaciones por USD 433 millones. Esto fue contrarrestado por la compra de divisas al sector privado por USD 3.565 millones y USD 167 millones por el aumento del efectivo mínimo en dólares de los bancos.

En el contexto de una negociación con el FMI con muchos anuncios oficiales, pero sin definiciones de los términos y condiciones, en el mercado aumentó la incertidumbre sobre el funcionamiento del esquema cambiario durante los próximos meses. El mercado empezó a desarmar el “carry” con el cual aprovechaba una tasa en pesos mayor al ritmo de devaluación, para conseguir una elevada rentabilidad en dólares. El “carry” generó incentivos para adelantar la liquidación de divisas de las exportaciones y atrasar los pagos de importaciones para hacer colocaciones en pesos a tasas atractivas. Sin embargo, la reciente incertidumbre cambiaria cambió la conducta del mercado, que empezó a desarmar posiciones en pesos y a dolarizar la cartera de inversión. Este movimiento se vio reflejado en la caída de precios de los bonos en pesos y un aumento del dólar futuro Rofex, con devaluaciones implícitas (punta a punta) de 4,5% a Abril, 7,9% a Mayo, 10,3% a Junio y 12,6% a Julio, lo cual supera el “crawling-peg” del 1% mensual prometido por el ministro de economía.

Otra consecuencia del cambio de expectativas fue la aceleración de la demanda de divisas para el pago de importaciones, y la caída en la oferta de divisas por parte de los exportadores, lo cual fuerza al BCRA a vender divisas. Es por ello que durante las primeras semanas del mes de Marzo las reservas registran una caída de USD 1.072 millones por un cambio en la dinámica cambiaria: el BCRA pasó de comprar a vender divisas al sector privado por USD 469 millones, y el efectivo mínimo en dólares de los bancos que se contabiliza como reservas disminuyó USD 373 millones. A esto se le suman pagos a organismos internacionales por USD 328 millones y ventas de divisas al sector público por USD 69 millones. Esto fue parcialmente compensado por otras operaciones por USD 167 millones.

La liquidez disponible del BCRA para intervenir en el mercado de cambios es limitada, y es por ello que el mercado espera anuncios durante las próximas semanas con definiciones de un nuevo esquema de funcionamiento del mercado de cambios que permita que el BCRA vuelva a comprar divisas y a recomponer reservas internacionales.

(*) Información al 25 de Marzo de 2025, según CIARA-CEC y BCRA (Informe Monetario Diario); sujeto a cambios del BCRA.

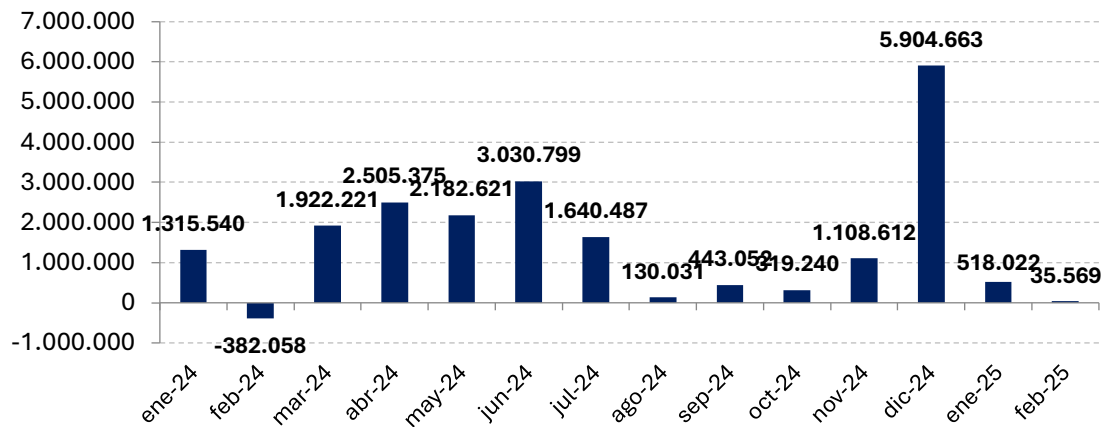


Gráfico 69: Base Monetaria: variación mensual (promedio menos promedio)

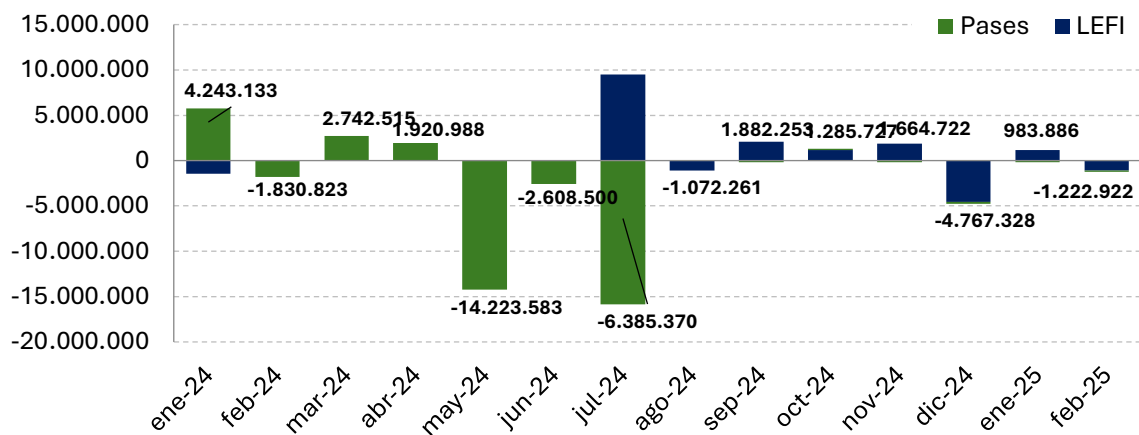


Gráfico 70: Stock neto de Leliq & Notaliq + Pases: variación mensual (promedio menos promedio)

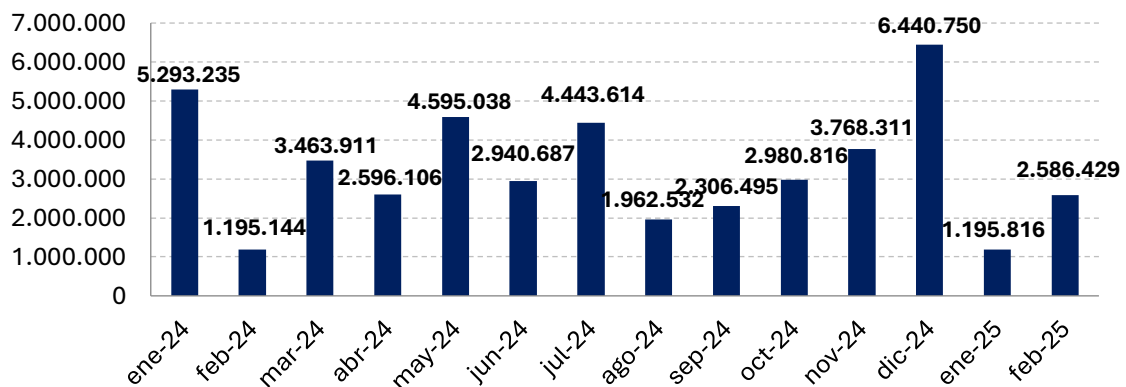


Gráfico 71: Depósitos Privados en ARS: variación mensual (promedio vs. promedio)

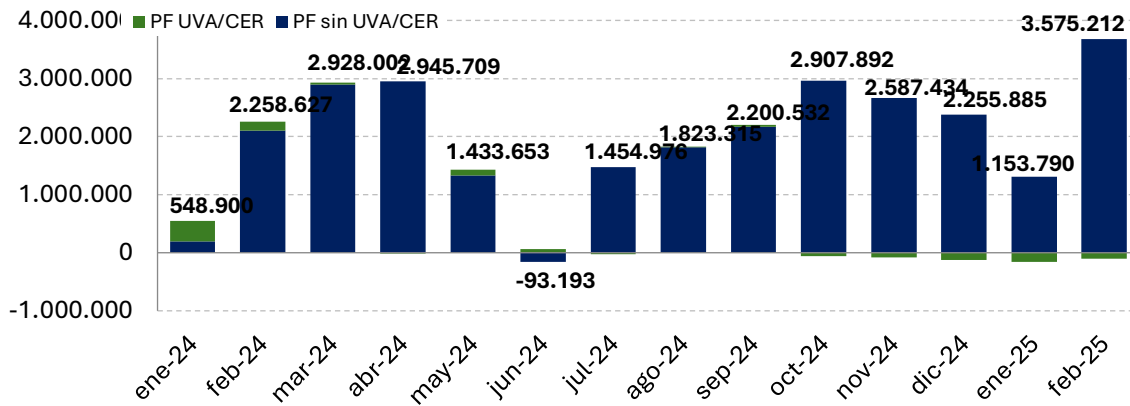


Gráfico 72: Depósitos Privados a Plazo en ARS: variación mensual (promedio vs. promedio)

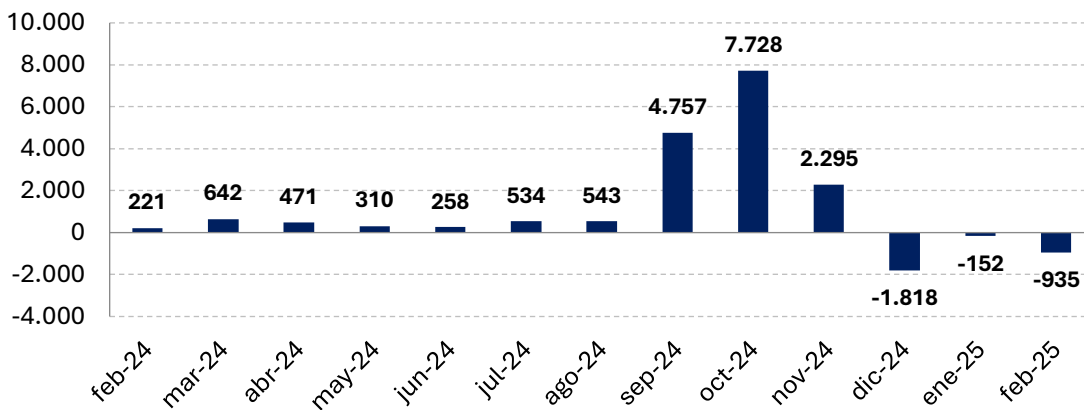


Gráfico 73: Depósitos Privados en USD: variación mensual (promedio vs. promedio)

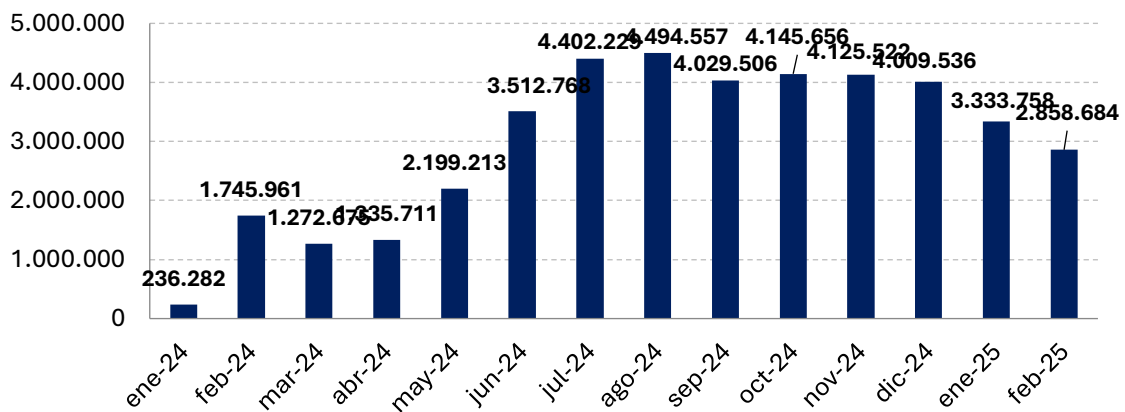


Gráfico 74: Préstamos en pesos al Sector Privado: variación mensual (promedio vs. promedio)

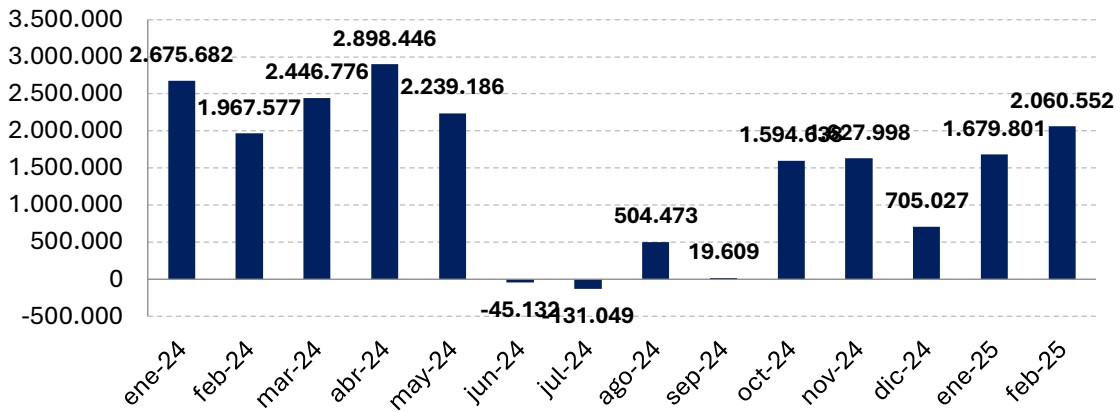


Gráfico 75: Compra Neta de Divisas del BCRA al S.Privado (acumulado del mes)

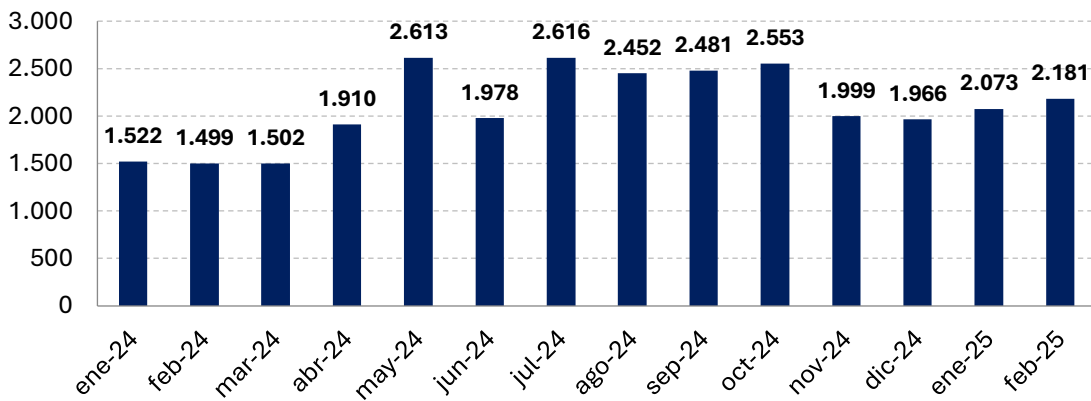


Gráfico 76: Liquidación mensual de divisas CIARA (acumulado)

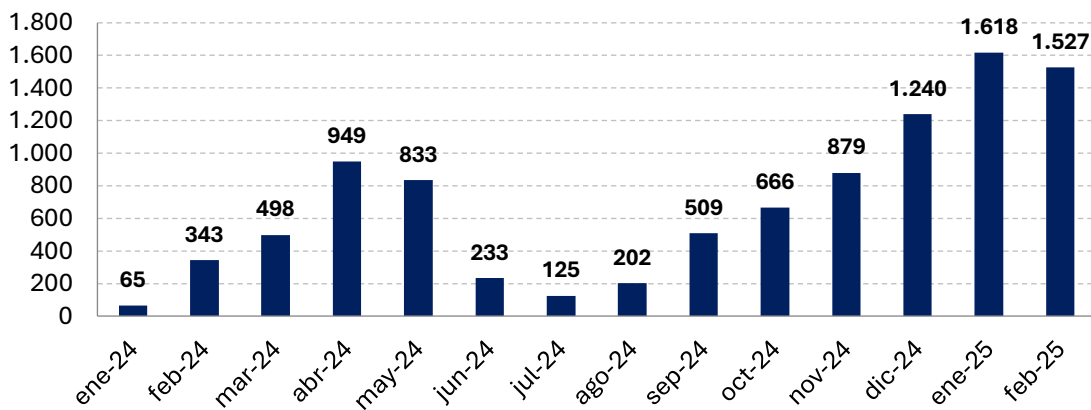


Gráfico 77: Préstamos en USD al Sector Privado: variación mensual (promedio vs. promedio)

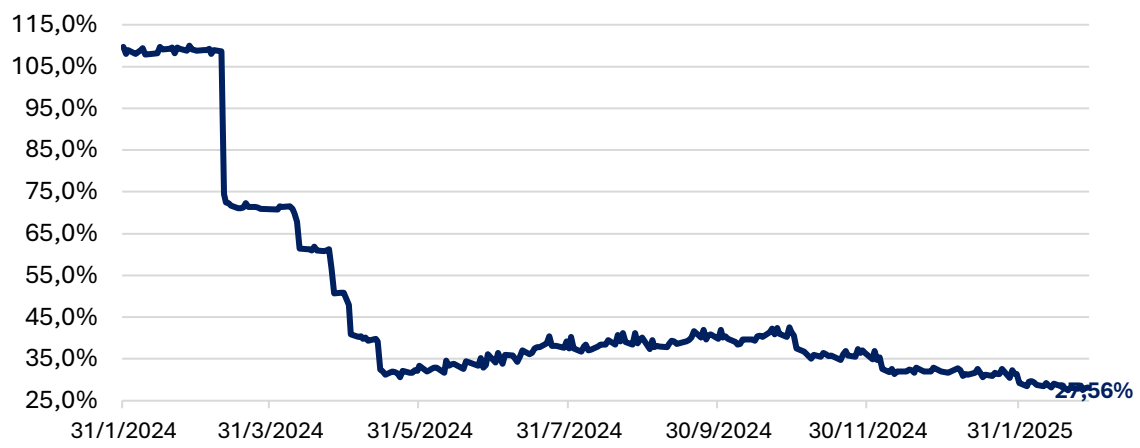


Gráfico 78: Badlar Privada

V

HUB energía

INFORMACIÓN LEGAL Y REGULATORIA



INSTITUTO
DE ENERGÍA

UNIVERSIDAD
AUSTRAL



Novedades legales. Enero 2025.

Audiencia Pública ENARGAS.

Mediante la Resolución N° 16/2025, publicada el 14 de enero de 2025 en el Boletín Oficial, el Ente Nacional Regulador del Gas convocó a la Audiencia Pública N° 106, que se llevará a cabo de forma virtual el 6 de febrero de 2025 desde la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. En esta instancia, se tratará (i) la revisión quinquenal de las tarifas de transporte y distribución de gas, (ii) la metodología de ajuste periódico de estas tarifas y (iii) la modificación al Reglamento de Servicio de Distribución en relación a la facultad de corte de servicio por falta de pago.

ENARGAS Public Hearing.

By means of Resolution No. 16/2025, published on January 14, 2025 in the Official Gazette, the National Gas Regulator called for Public Hearing No. 106, to be held virtually on February 6, 2025 from the Autonomous City of Buenos Aires. The hearing will address: (i) the five-year review of gas transportation and distribution tariffs, (ii) the methodology for the periodic adjustment of such tariffs and (iii) the modification of the Distribution Service Regulations in relation to the power to cut off the service for non-payment.

Nuevo Reglamento para el Almacenaje de Gas Natural.

La Secretaría de Energía aprobó el “Reglamento para el Almacenaje de Gas Natural” (el “Reglamento”) mediante la Resolución N° 41/2025, publicada el 27 de enero de 2025 en el Boletín Oficial.

El Reglamento establece las condiciones, los procedimientos y los requisitos que deben cumplir las personas jurídicas de derecho público o privado que presten el Servicio de Almacenaje de Gas y/o realicen la actividad de Almacenaje Móvil.

Se excluyen expresamente las siguientes modalidades de almacenamiento: (i) recipientes de GNC para uso vehicular, (ii) estaciones de expendio de GNC, (iii) buques metaneros, (iv) instalaciones de almacenamiento que formen parte del sistema de transporte o distribución, (v) almacenaje realizado por las Licenciatarias de Transporte y/o Distribución, con el objetivo de garantizar el suministro de los servicios no interrumpibles, (vi) instalaciones destinadas a la producción en

yacimientos de hidrocarburos y (vii) almacenamientos subterráneos en áreas de concesión de explotación de hidrocarburos para uso propio.

Asimismo, se crea el “Registro de Almacenaje de Gas Natural de la República Argentina” (el “RAGNar”), administrado por el Ente Nacional Regulador del Gas (el “ENARGAS”), donde deberán inscribirse quienes operen, construyan instalaciones para prestar el Servicio de Almacenaje de Gas o deseen desarrollar la Actividad de Almacenaje Móvil. La inscripción en el RAGNar será un requisito obligatorio para operar.

El Reglamento clasifica a los Almacenadores en distintas categorías de almacenaje, determinando los requisitos técnicos específicos para su registro y autorización.

Además, incorpora la figura del Responsable Técnico de Almacenaje (“RTA”) que deberá ser una persona humana o jurídica con experiencia en administración, gestión o dirección de proyectos de construcción y/u operación y mantenimiento de instalaciones de almacenaje.

New Regulations for the Storage of Natural Gas.

The Federal Energy Secretary approved the “Regulations for the Storage of Natural Gas” (the “Regulations”) through Resolution No. 41/2025, published on January 27, 2025 in the Official Gazette.

The Regulations apply to all public or private legal entities that provide gas storage or mobile storage services and all facilities destined to render those services, other than (i) CNG containers for vehicle use, (ii) CNG refueling stations, (iii) methane tankers, (iv) storage facilities that are part of the transportation or distribution system, (v) storage performed by Transportation and/or Distribution Licensees to guarantee the supply of non-interruptible services, (vi) facilities intended for production in hydrocarbon fields and (vii) underground storage in hydrocarbon exploitation concession areas for own use.

The Regulations create the “Argentine Natural Gas Storage Registry” (“RAGNar”, after its Spanish acronym), administered by the National Gas Regulator (“ENARGAS”, after its Spanish acronym), for mandatory registration of those who operate, build facilities to provide Gas Storage Services or wish to develop the Mobile Storage Activity.

The Regulations classify the storage companies in different categories with specific technical requirements for their registration and authorization.

In addition, the Regulations incorporate the Storage Technical Responsible (“RTA”, after its Spanish acronym) who must be an individual or legal entity with experience in administration, management or direction of construction and/or operation and maintenance of storage facilities.

Desregulación del Mercado Eléctrico Mayorista: Nuevas Medidas.

Mediante la Resolución SE N° 21/2025 publicada el 24 de enero de 2025 se comienza a desregular la comercialización y los contratos del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”), conforme lo preveía la Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos (aprobada en mayo de 2024) a través de diversas medidas para el sector, autorizando a las centrales térmicas, hidroeléctricas y nucleares a participar del Mercado a Término, siempre y cuando tengan fecha de habilitación comercial posterior al 1 de enero de 2025.

Mediante la Nota N° “2025-09628437- APN-SE#MEC” del 28 de enero de 2025 se establece una serie de lineamientos para la normalización del MEM y su adaptación progresiva. Dentro de las medidas establecidas, se contempla –entre otras medidas- la creación de dos Mercados a Término:

Mercado a Término de Energía

- Objetivo: incentivar nuevas inversiones en generación eléctrica y reducir el uso de combustibles alternativos.
- Alcances: Permitirá la contratación de los costos variables del MEM, asociados a la operación y mantenimiento, mediante contratos destinados al abastecimiento energético.
- Participantes: Generadores Térmicos como Renovables que cuenten con recursos propios o gestión de combustible.

Toda la Demanda Spot, con excepción de la Demanda Prioritaria Cubierta y aquella sin contratos vigentes, podrá participar en este mercado. Los contratos se basarán en la generación real mensual y podrán celebrarse con uno o varios generadores, con términos y condiciones pactados libremente.

Mercado a Término de Potencia

- **Objetivo:** contratación de los costos fijos del MEM, incluyendo equipamiento de generación y almacenamiento de respaldo, para garantizar capacidad firme tanto a distribuidores como a grandes usuarios.
- **Participantes:** Los Generadores Térmicos al Spot con recurso propio o gestión de combustible. Su única obligación será la entrega de la potencia disponible mensual real. Toda la Potencia Spot no cubierta podrá ser contratada en este esquema, asegurando respaldo en megavatios necesario en función del requerimiento máximo de cada demandante.
- **Contratos:** Los contratos se podrán acordar sin restricciones en cuanto a plazos y condiciones. Cada generador definirá la asignación de su potencia disponible, estableciendo sus propias prioridades de suministro.

Además, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (“CAMMESA”) deberá evaluar, al menos una vez por año, la necesidad de incorporar nueva energía y potencia en el MEM para garantizar el abastecimiento en cada región del Sistema Argentino de Interconexión.

Por último, en caso de detectarse un posible déficit de abastecimiento, la SEN, por iniciativa propia o a pedido de los Agentes de Distribución, podrá instruir a CAMMESA a realizar licitaciones centralizadas con el objetivo de garantizar el suministro energético a mediano plazo.

Deregulation of the Wholesale Power Market: New Measures.

Published January 24, 2025, Resolution No. 21/2025 of the Federal Energy Secretary paved the way for the deregulation of the Wholesale Electricity Market (“WEM”) marketing contracts, as provided for in the Bases Law (approved in May 2024) through several measures, including the authorization for new thermal, hydroelectric and nuclear plants starting commercial operation after January 1, 2025, to participate in the Forward Market.

In the same vein, Note No. 2025-09628437- APN-SE#MEC dated January 28, 2025 establishes a series of guidelines for the normalization of the WEM and its progressive adaptation, including – among others- the creation of two Forward Markets:

Forward Energy Market:

- Objective: Encourage new investments in electricity generation and reduce the use of alternative fuels.
- Scope: Allow the contracting of variable costs of the WEM, associated to operation and maintenance, through contracts for energy supply.
- Participants: Thermal and Renewable Generators that have their own resources or fuel management. All Spot Demand, with the exception of Covered Priority Demand and those without current contracts, may participate in this market. Contracts will be based on actual monthly generation and may be entered into with one or several generators, with terms and conditions freely agreed upon.

Forward Power Market:

- Objective: contracting of WEM fixed costs, including generation equipment and backup storage, to guarantee firm capacity to both distributors and large users.
- Participants: Thermal Generators to the Spot Market with own resource or fuel management. Their only obligation will be to deliver the actual monthly available power. All Power other than the Covered Priority Demand may be contracted on a spot basis under this scheme, ensuring backup in megawatts needed based on the maximum requirement of each client.
- Contracts: Contracts may be agreed without restrictions as to terms and conditions. Each generator will define the allocation of its available power, establishing its own supply priorities.

In addition, the Wholesale Electricity Market Administration Company (CMMESA, after its Spanish acronym) shall evaluate, at least once a year, the need to incorporate new energy and power in the WEM to guarantee the supply in each region of the Argentine Interconnection System.

Finally, in case a possible supply deficit is detected, the FED, on its own initiative or at the request of the Distribution Agents, may instruct CMMESA to carry out centralized bids with the purpose of guaranteeing the energy supply in the medium term.

Se autoriza el autodespacho de combustible.

El Decreto N° 46/2025 (el “Decreto”), publicado el 28 de enero de 2025 en el Boletín Oficial, autoriza en todo el país el autodespacho de combustible como modalidad optativa, permitiendo que las estaciones de servicio instalen surtidores de autoservicio de manera total o parcial.

Hasta que la Secretaría de Energía establezca los requisitos para su implementación, quienes deseen adoptar esta modalidad deberán solicitar autorización.

Asimismo, el Decreto habilita el uso de tanques de almacenamiento sobre el terreno en estaciones de servicio, y la instalación de estaciones de servicio móviles.

Finalmente, se flexibilizan los requisitos de dimensión mínima para las estaciones de servicio exigiendo una superficie que permita la circulación y evacuación segura de vehículos y personas en caso de emergencia.

Self-dispatching of fuels authorized.

Decree No. 46/2025 (the “Decree”), published on January 28, 2025 in the Official Gazette, authorizes the self-dispensing of fuel throughout the country as an optional modality, allowing service stations to install total or partial self-service pumps.

Until the Federal Energy Secretary establishes the requirements for its implementation, those who wish to adopt this modality must request authorization.

Likewise, the Decree enables the use of on-site storage tanks in service stations and the installation of mobile service stations.

Finally, the minimum size requirements for service stations are made more flexible, requiring a surface area that allows the safe circulation and evacuation of vehicles and people in case of emergency.

Equiparación de subsidios para electricidad y gas natural.

A través de la Resolución N° 24/2025, publicada el 29 de enero de 2025 en el Boletín Oficial, la Secretaría de Energía dispuso la equiparación de los subsidios para electricidad y gas natural destinados a los usuarios de Nivel 2 (bajos ingresos) y Nivel 3 (ingresos medios).

Los usuarios de Nivel 2 recibirán una bonificación del 65% sobre sus consumos base de electricidad y gas natural. Además, aquellos ubicados en el área abastecida por Camuzzi Gas del Sur S.A. contarán con una bonificación adicional del 24% sobre el consumo excedente.

Para los usuarios de Nivel 3, la bonificación establecida será del 50%.

La aplicación de estos beneficios comenzará el 1º de febrero de 2025.

Subsidies for electricity and natural gas were equalized.

Through Resolution No. 24/2025, published on January 29, 2025 in the Official Gazette, the Federal Energy Department provided for the equalization of electricity and natural gas subsidies for Level 2 (low income) and Level 3 (middle income) users.

Level 2 users will receive a 65% bonus on their base consumption of electricity and natural gas. In addition, those located in the area supplied by Camuzzi Gas del Sur S.A. will receive an additional 24% bonus on the excess consumption.

For Level 3 users, the established bonus will be 50%.

The application of these benefits will begin on February 1, 2025.

Determinación de precio de gas natural en punto de ingreso.

Mediante la Resolución N° 25/2025, publicada el 30 de enero de 2025 en el Boletín Oficial, la Secretaría de Energía estableció el precio del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para ser trasladado a los usuarios finales, según los acuerdos vigentes en el marco del “Plan Gas.Ar” (Decreto N° 892/2020). El precio promedio se fijó en 3.097 USD/MBTU y será aplicable a los consumos de gas a partir de febrero de 2025.

Determination of natural gas price at the entry point.

By means of Resolution No. 25/2025, published on January 30, 2025 in the Official Gazette, the Federal Energy Department established the price of natural gas at the Entry Point to the Transportation System to be transferred to end users, according to the agreements in force under the “Gas.Ar Plan” (Decree No. 892/2020). The average price was set at 3,097 USD/MBTU and will be applicable to gas consumption as from February 2025.

Precio de referencia de potencia eléctrica febrero-abril 2025.

A través de la Resolución N° 26/2025, publicada el 30 de enero de 2025 en el Boletín Oficial, la Secretaría de Energía aprobó la Reprogramación Trimestral de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”), válida para el período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2025.

En ese marco, se estableció el precio de referencia de la Potencia Eléctrica en \$5.304.027 por MW/mes y el Precio Estabilizado de la Energía en un promedio de \$60.136 por MWh para el MEM durante el período indicado.

Además, se determinaron los valores que cada agente distribuidor del MEM deberá abonar por el Servicio Público de Transporte de Energía en Alta Tensión y Distribución Troncal, con un rango de valores que oscila entre un mínimo de \$2.788 por MWh y un máximo de \$6.788 por MWh, dependiendo de la distribuidora.

Reference price of electric power February-April 2025.

Through Resolution No. 26/2025, published on January 30, 2025 in the Official Gazette, the Federal Energy Department approved the Summer Quarterly Rescheduling for the Wholesale Electricity Market (“WEM”), valid for the period from February 1 to April 30, 2025.

Within this framework, the reference price of the Electric Power was set at \$5,304,027 per MW/month and the Stabilized Energy Price was set at an average of \$60,136 per MWh for the WEM during the indicated period.

In addition, the values that each distribution agent of the WEM shall pay for the Public Service of Energy Transportation in High Voltage and Trunk Distribution were determined, with a range of values from a minimum of \$2,788 per MWh to a maximum of \$6,788 per MWh, depending on the distribution company.

Determinación de precios base en materia de energía eléctrica.

Mediante la Resolución N° 27/2025, publicada el 30 de enero de 2025 en el Boletín Oficial, la Secretaría de Energía sustituyó los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución N° 603/2024 por los nuevos anexos que forman parte de la presente resolución.

El Anexo I establece el Precio Base para la remuneración de la Generación Eléctrica Térmica, sin contrato en el Mercado a Término, fijándolo en un promedio de \$2.466.765 por MW-mes, según la tecnología y la escala en cada caso. Asimismo, se definieron los precios de la Energía Generada, siendo de \$4.283 por MWh la alimentada a Gas Natural y de \$7.494 por MWh la alimentada a Gas Oil.

A su vez, el Anexo III determina el Precio Base de la Potencia para los generadores hidráulicos habilitados, de acuerdo con su potencia instalada y conforme sus características básicas, que promedia \$2.794.545,17 por MW-mes. Además, se fijaron los precios de la energía de origen hidráulico generada en \$3.744 por MWh y en \$1.490 por MWh para la energía operada.

En cuanto al Anexo IV, estableció el Precio de la Potencia para Centrales Hidroeléctricas Binacionales en \$3.850.855 por MW-mes.

Finalmente, se definió que, a partir del 1° de febrero de 2025, el Precio Spot máximo en el Mercado Eléctrico Mayorista será de \$12.469 por MWh.

Determination of base prices for electric energy.

By Resolution No. 27/2025, published on January 30, 2025 in the Official Gazette, the Federal Energy Department replaced Annexes I, II, III, IV and V of Resolution No. 603/2024 with the new annexes that are part of this resolution.

Annex I establishes the Base Price for the remuneration of Thermal Electric Generation, without contract in the Forward Market, setting it at an average of \$2,466,765 per MW-month, according to the technology and scale in each case. Likewise, the prices of the Energy Generated were defined, being \$4,283 per MWh for the one powered by Natural Gas and \$7,494 per MWh for the one powered by Gas Oil.

In turn, Annex III determines the Base Price of the Power for the authorized hydraulic generators, according to their installed power and their basic characteristics, which averages \$2,794,545.17 per MW-month. In addition, the prices of the energy of hydraulic origin generated were set at \$3,744 per MWh and \$1,490 per MWh for the energy operated.

As for Annex IV, it established the Power Price for Binational Hydroelectric Power Plants at \$3,850,855 per MW-month.

Finally, it was defined that, as from February 1, 2025, the maximum Spot Price in the Wholesale Electricity Market will be \$12,469 per MWh.