

INFORME DE COYUNTURA DEL IERAL REGIONAL COMAHUE

POR JOSÉ MARÍA RODRIGUEZ



Resumen ejecutivo

Argentina dispone de una amplia dotación de recursos energéticos y de un entramado industrial desarrollado y diversificado, con una trayectoria consolidada en las actividades de extracción, transformación, transporte y distribución de energía.

La matriz energética está dominada por los hidrocarburos, con 49% de gas natural y 40% de petróleo.

En los últimos años, la producción de hidrocarburos experimentó cambios estructurales de gran relevancia, entre los que se destacan: i) declive sostenido de la producción convencional; ii) marcado crecimiento de la producción no convencional (shale oil y shale gas); iii) mayor dinamismo relativo de la producción de petróleo en comparación con la de gas natural; y iv) predominio de la cuenca Neuquina, que lidera las transformaciones observadas en el sector.

Estos cambios estructurales impactaron en las cuentas externas del sector energético, que muestran una mejora significativa en los últimos tres años. Las exportaciones de petróleo crudo aumentaron 19% en el 2025, mientras que las exportaciones totales del rubro Combustibles y Energía crecieron 14%. Por su parte, las importaciones se redujeron 18%. Como resultado, la balanza comercial energética registró un superávit de USD 7.829 millones, observándose superávits incluso durante los meses de invierno.

El gas natural presenta un significativo potencial de expansión, sustentado en la abundancia de recursos de Vaca Muerta. No obstante, su desarrollo se encuentra condicionado por limitaciones en la infraestructura de transporte hacia los principales centros de consumo y la exportación. En este contexto, se observa un incremento moderado (2%) en la producción del 2025, estando próximo a los niveles máximos históricos alcanzados en el 2004. Los precios en el mercado mayorista, se mantuvieron relativamente estables en relación con los del año previo.

La producción de petróleo exhibe un dinamismo excepcional, alcanzando en 2025 un promedio de 800 mil barriles diarios. Este desempeño se explica fundamentalmente por la expansión de

la producción no convencional, que más que compensa el declive del segmento convencional. Asimismo, el sector atraviesa un proceso de transformación regulatoria relevante, en el cual el mercado interno y el de exportación operan bajo condiciones de paridad, con precios alineados a referencias internacionales. Este cambio implica una reasignación de riesgos, trasladando a los agentes del sector la exposición a la volatilidad de los precios internacionales.

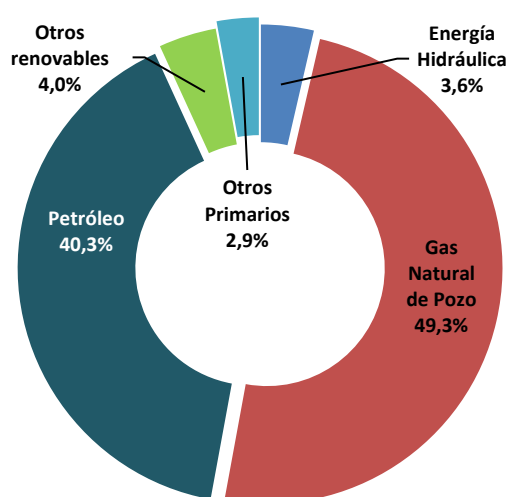
En este escenario, el desarrollo de Vaca Muerta no solo impulsa la expansión de las exportaciones de hidrocarburos, sino que también está dando lugar a un cambio estructural profundo en la economía argentina, posicionándola como relativamente abundante en recursos energéticos. Esta dotación genera ventajas comparativas que favorecen el desarrollo de un conjunto amplio de actividades intensivas en el uso de la energía.

La Matriz energética

La Argentina presenta una oferta energética diversificada, acompañada por un avanzado desarrollo tecnológico aplicado a las actividades de extracción, transformación, transporte y distribución de energía.

La matriz energética se caracteriza por el marcado predominio de los hidrocarburos. El gas natural y el petróleo concentran el 49,3% y el 40,3%, respectivamente, de la producción de energías primarias. Por su parte, las energías renovables, han evidenciado un crecimiento sostenido en los últimos años, aunque mantienen una participación relativamente acotada (7,6%), compuesta por energía hidráulica (3,6%) y otras fuentes renovables (4%)¹.

Gráfico 1. Matriz Energética
Año 2024



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del Balance Energético Nacional.

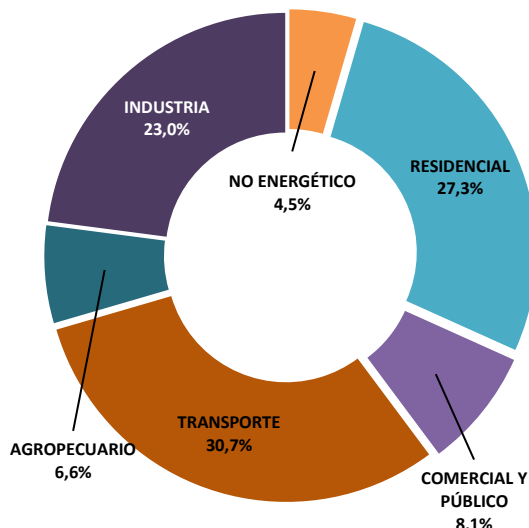
¹ Fuente: Balances Energéticos Nacionales (2024)– Secretaría de Energía de la Nación.

Si bien la Argentina cuenta con una participación relativamente baja de las energías renovables, el escaso aporte del carbón mineral y alta incidencia del gas natural, permiten concluir que la matriz energética del país es relativamente “limpia”. De esta manera, la alta disponibilidad de gas natural, sobre todo a partir de Vaca Muerta, puede jugar un rol importante en la transición energética hacia un proceso de “descarbonización”, que apunta a reducir la emisión de gases de efecto invernadero y limitar el calentamiento global.

Los sectores económicos con mayor relevancia en el consumo son el **transporte** (31%), el **residencial** (27%) y el sector **industrial** (23%), que acumulan el 81% del consumo final de energía del país.

El gas por redes (37%), los combustibles líquidos (34%) y la energía eléctrica (20%), representan el 91% del total de la energía final consumida en el país.

Gráfico 2. Consumo final de energía por sector económico
Año 2024



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del Balance Energético Nacional.

Balance comercial energético

La balanza comercial energética de la Argentina exhibe un marcado comportamiento cíclico. Pasó de una fase superavitaria sostenida en el período 1992–2010, en el cual registró un excedente acumulado de USD 59.193 millones, a presentar un déficit acumulado de USD 35.840 millones entre 2011 y 2023. A partir de 2024, esta tendencia se revierte, iniciando una nueva etapa de superávit.

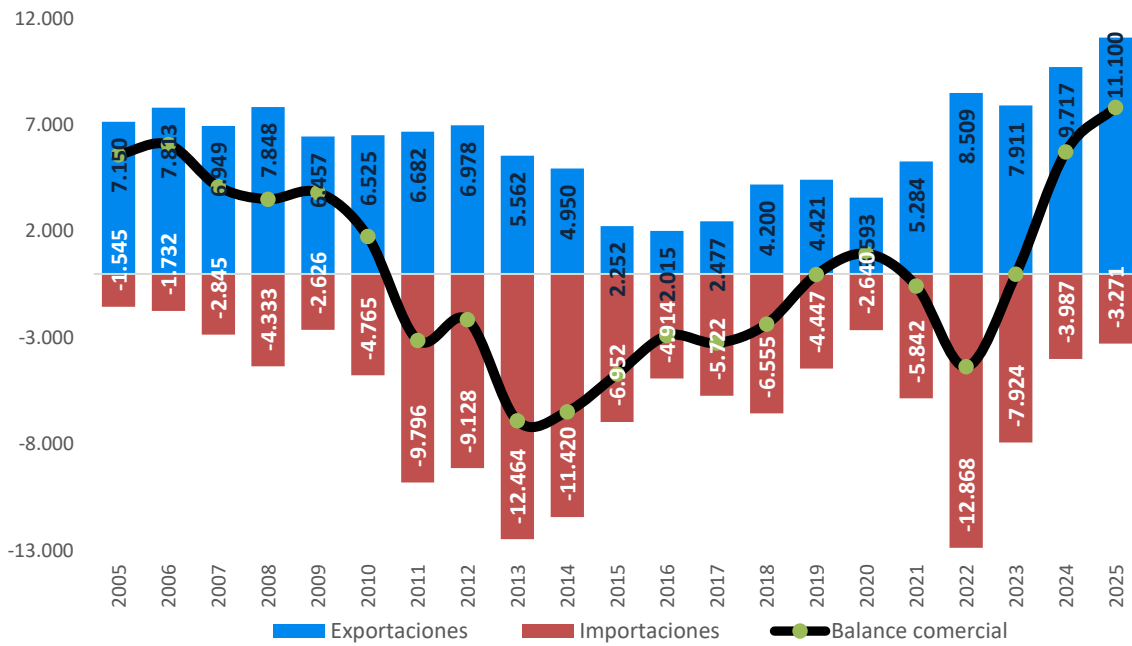
En el año 2025, el saldo comercial energético alcanzó un superávit de USD 7.829 millones, impulsado por una fuerte expansión de las exportaciones —que totalizaron USD 11.100 millones— y una significativa contracción de las importaciones, que descendieron a USD 3.271 millones.

En comparación con 2024, año en el que se registró un superávit de USD 5.730 millones, la mejora del resultado comercial del año 2025 se explica por una reducción de USD 716 millones en las importaciones, y un incremento de USD 1.383 millones en las exportaciones.

Este desempeño se encuentra estrechamente vinculado al aumento en la producción de los hidrocarburos (gas natural y petróleo), asociado en gran medida al desarrollo de Vaca Muerta. Estos incrementos permitieron sustituir importaciones —especialmente de GNL— y expandir de manera significativa los saldos exportables, en particular de petróleo crudo, cuya dinámica ha sido especialmente destacada en los últimos dos años.

De cara a los próximos años, resulta poco probable que las importaciones continúen reduciéndose al ritmo observado recientemente. No obstante, se espera que las exportaciones —principalmente aquellas vinculadas al petróleo crudo, originadas en el desarrollo de la infraestructura orientada a la exportación, como la finalización del Oleoducto Vaca Muerta Sur (VMOS)— mantengan una trayectoria creciente, lo que permitiría consolidar un superávit comercial energético estructural.

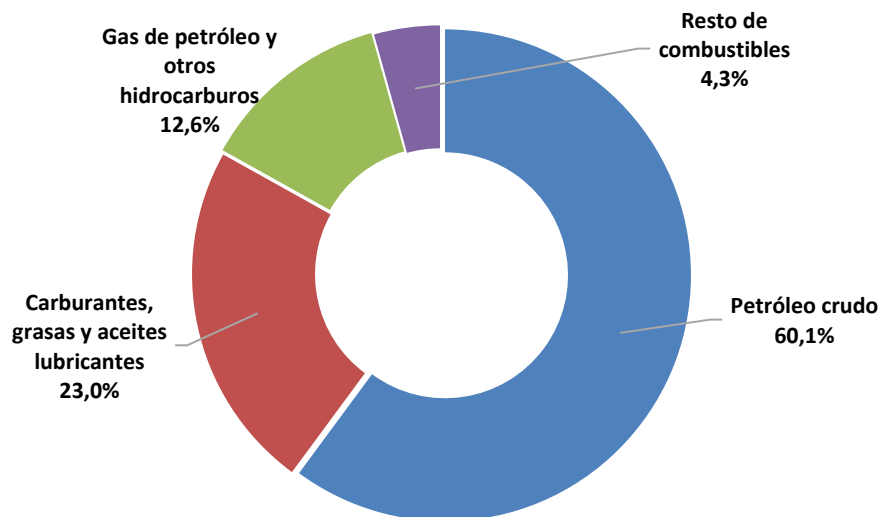
Gráfico 3. Balance comercial energético
En millones de dólares/año



Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

El sector de *combustibles y energía* representa el 13% del total de las ventas externas del país. La canasta exportadora del sector se encuentra fuertemente concentrada en el *petróleo crudo*, que explica el 60% del total, seguido por los *carburantes, grasas y aceites lubricantes* (23% del total) (Gráfico 4).

Gráfico 4. Composición de las exportaciones de energía
Año 2025



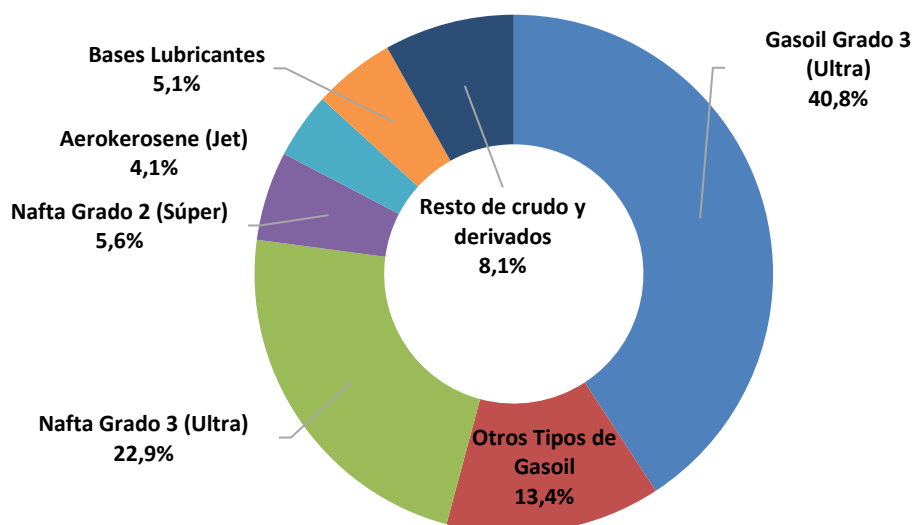
Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

La estructura del perfil exportador evidencia el predominio de productos primarios o de bajo nivel de procesamiento, lo que sugiere oportunidades de desarrollo en eslabones de mayor valor agregado dentro de la amplia cadena energética.

En relación con la composición de las importaciones de derivados del crudo, se observa alta concentración en combustibles asociados al transporte. En particular, los distintos tipos de gasoil —Gasoil Grado 3/Ultra y Otros tipos de gasoil— representan el 54% del total importado, mientras que las naftas —Grado 3/Ultra y Grado 2/Súper— explican el 28,5% (Gráfico 5).

Esta estructura pone de manifiesto el grado de dependencia externa en combustibles líquidos, clave para el sector transporte, lo que sugiere un desbalance entre la oferta interna y la demanda de estos productos específicos. En este sentido, la sustitución de estas importaciones constituye un eje estratégico para la mejora sostenida del saldo energético.

Gráfico 5. Derivados del crudo: Composición de las importaciones
Año 2025



Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Gas natural

El desarrollo productivo de Vaca Muerta convierte al país en un jugador con posibilidades de creciente expansión en la producción de gas natural, respaldado por altos niveles de productividad en *shale-gas* y *tight-gas*. Sin embargo, la infraestructura del transporte constituye una de las principales restricciones para el desarrollo productivo que permita reforzar el abastecimiento interno y dinamizar las exportaciones con proyectos de GNL.

La producción presenta un marcado cambio estructural, con creciente participación de la producción de no convencional, que en el 2025 fue del 63% de la producción total. En el año 2010 la participación del gas no convencional sólo alcanzaba el 2,4% del total producido. Esta transformación está determinada por una caída en los niveles de producción de gas convencional y el notable incremento del *shale-gas*. A partir de agosto del 2021, la producción de *shale+tight* superó a la producción de gas convencional del país.

La producción total muestra una leve tendencia creciente, habiendo alcanzado en el 2025 los 51.703 mil millones de m3 (MMm3/año), ubicándose 1,8% por encima de la producción del año 2024.

La dinámica estructural muestra al 2004 como el año de mayor nivel de producción de gas en el país, con 52.156 MMm3/año (146,5 MMm3/día), cayendo luego hasta los 41.484 MMm3/año (113,5 MMm3/día) en el 2014. A partir de este año, la producción comienza nuevamente a incrementarse, encontrando al 2025 con un 1% por debajo de la máxima producción de gas del país (año 2004).

La provincia de Neuquén es el área gasífera por excelencia, donde se obtiene el 68,5% de gas de pozo producido en el país, en tanto que Chubut aporta el 4,4% y Río Negro el 2%. El resto del país aporta el 25% del gas natural producido en el país (Gráfico 6).

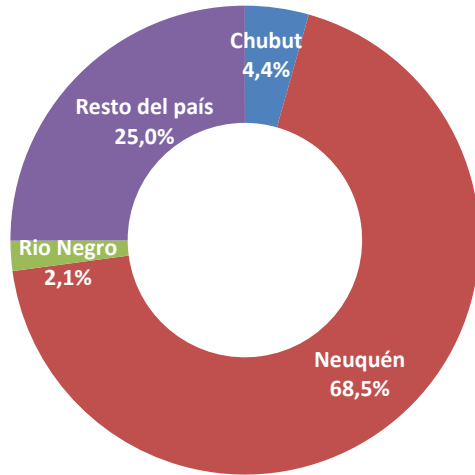
Cuadro 1. Producción de Gas Natural

Año	Producción total		Producción convencional		Producción no convencional		Participación del No Convencional
	MMm3/día	Variación	MMm3/día	Variación	MMm3/día	Variación	
2010	129.1	-2.7%	125.9	-3.1%	2.6	18.2%	2.4%
2011	124.8	-3.3%	120.3	-4.5%	3.1	42.4%	3.6%
2012	120.6	-3.4%	114.9	-4.5%	4.4	27.8%	4.7%
2013	114.3	-5.2%	107.9	-6.1%	5.7	12.2%	5.6%
2014	113.7	-0.5%	102.1	-5.4%	6.4	81.4%	10.1%
2015	117.6	3.4%	100.2	-1.9%	11.5	50.6%	14.8%
2016	123.1	4.7%	99.8	-0.4%	17.4	34.0%	18.9%
2017	122.8	-0.2%	93.3	-6.6%	23.3	27.0%	24.1%
2018	129.0	5.0%	84.4	-9.5%	29.5	50.8%	34.5%
2019	135.3	4.9%	79.2	-6.2%	44.6	25.8%	41.4%
2020	123.3	-8.8%	71.7	-9.4%	56.1	-8.0%	41.8%
2021	124.2	0.7%	66.1	-7.9%	51.6	12.6%	46.8%
2022	132.9	7.0%	60.7	-8.3%	58.1	24.4%	54.4%
2023	131.9	-0.8%	55.4	-8.6%	72.2	5.8%	58.0%
2024	138.7	5.2%	51.9	-6.4%	76.4	13.6%	62.6%
2025	141.7	2.1%	51.9	0.1%	86.8	3.3%	63.4%

Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

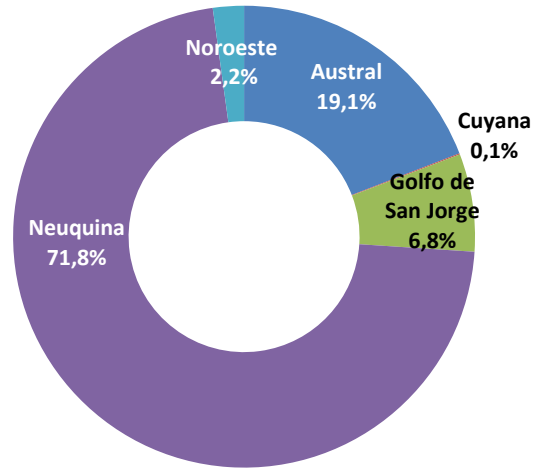
Considerando la producción de gas por cuenca, la Neuquina es la de mayor relevancia, alcanzando una participación del 72% de la producción total. El resto de las cuencas presentaron una tendencia descendente donde, por ejemplo, la cuenca del Noroeste obtuvo sólo el 18% del gas que producía en el año 2019.

**Gráfico 6. Producción de Gas Natural por provincia
En % del total – Año 2025**



Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

**Gráfico 7. Producción de Gas Natural por cuenca
En % del total – Año 2025**

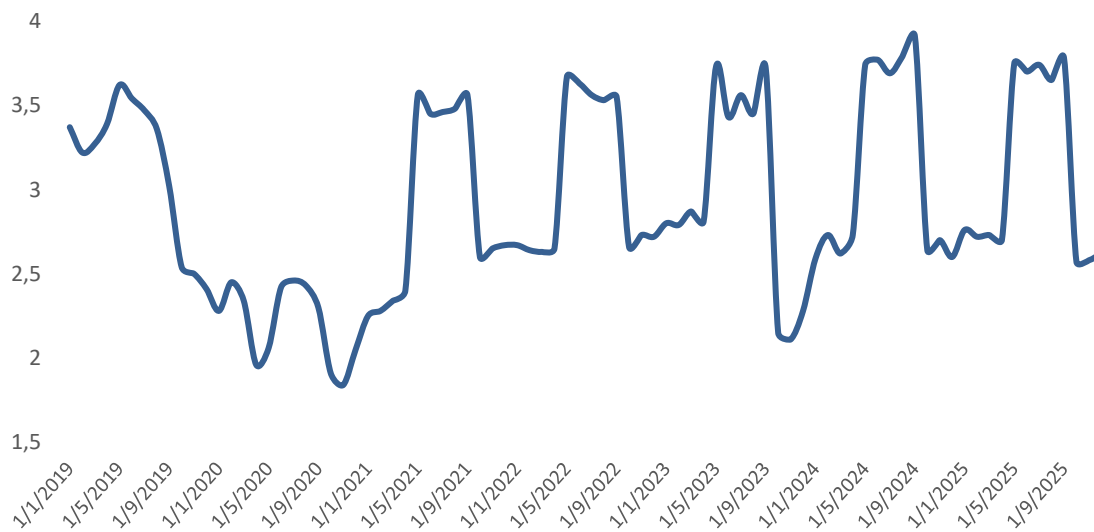


Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Respecto al precio interno del gas natural en el mercado mayorista, se puede apreciar un comportamiento marcadamente estacional, con precios superiores en el invierno. La tendencia del precio promedio anual se muestra estable desde el 2021.

El precio promedio del período estival (octubre/2024-abril/2025) fue de USD 2.7 MMBTU, en tanto que en el período mayo-sep/2025 fue de USD 3.72 MMBTU. El PIST en el período octubre/diciembre 2025 fue de USD 2.59 MMBTU (Gráfico 8).

**Gráfico 8. Precio promedio del gas natural en el mercado mayorista
En USD/MMBTU**



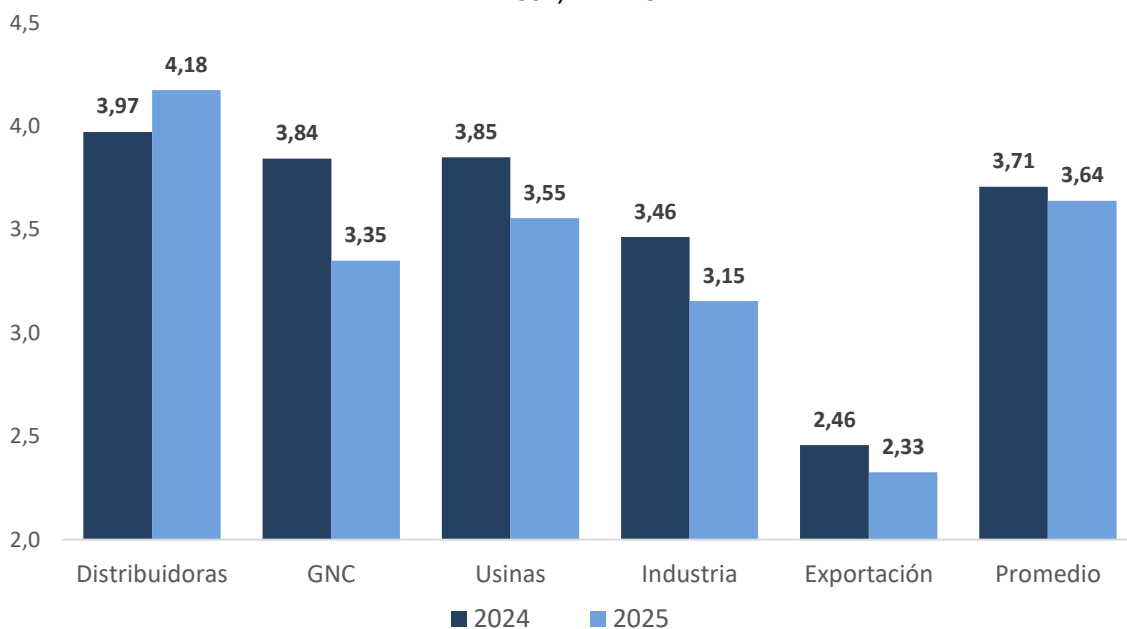
Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

El mecanismo de determinación del precio en el mercado mayorista de gas natural es uno de los factores más relevantes de la política energética del país, que debe estar orientada a introducir mayor competencia en el mercado y crear los incentivos adecuados para atraer capital de riesgo en toda la cadena productiva del sector.

El precio del gas natural en el mercado mayorista difiere según la cuenca del cual provenga, y si es provisto con contratos firmes o interrumpibles. El Gráfico 8 muestra el precio promedio ponderado, efectivamente percibido por los productores por ventas de gas natural de 9.300 Kcal/m³, de origen convencional y no convencional, puestas en los Puntos de Ingreso a los Sistemas de Transporte (PIST) y/o puntos previos a estos (sin incluir cargos por transporte, distribución, subsidios, impuestos o cargos financieros).

Además, el precio mayorista del gas natural depende del tipo de destino, siendo más elevado el precio del gas destinado a las distribuidoras. Comparando el precio del 2025 con el del año previo, el gas destinado a las distribuidoras mostró un leve incremento. En contraste, para el resto de los destinos, el precio de gas natural presentó una leve reducción (véase Gráfico 9).

Gráfico 9. Precio del Gas Natural según destino
En USD/MMBTU



Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Pronósticos de producción de gas natural

Si bien el país tiene una alta ponderación del gas natural en la matriz energética nacional, las proyecciones que viene presentando en los últimos períodos muestran una sustitución de gas natural por petróleo, donde el total de producción de gas natural proyectada para el 2029 es 4,3% menor a la proyectada para el año 2026.

Cuadro 2. Pronóstico de producción de Gas Natural (en MMm3/día)

	Año			
	2026	2027	2028	2029
Total país	145.9	146.0	142.6	139.6
Neuquén	112.3	116.0	114.5	114.6
Río Negro	2.0	2.0	1.8	1.5
Chubut	2.0	1.8	1.7	1.5
Resto del país	29.5	26.3	24.6	22.1

Fuente: IERAL en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Figura 1. Síntesis gas natural

+2,1% Variación en la producción promedio diaria (2025/2024)	+1,3% Variación en la producción promedio diaria de la cuenca neuquina (2025/2024)	+1,8% Variación en la producción total acumulada (2025/2024)	-4.3% Variación en la producción promedio diaria proyectada para el año 2029	USD 3,64/MMBTU Precio promedio ponderado del gas en el año 2025, frente a los USD 3,71/MMBTU del 2024.
--	--	--	--	--

Fuente: IERAL en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Petróleo

Desde la salida de la pandemia, la dinámica de la producción de petróleo se ha consolidado como un factor central en la expansión del sector hidrocarburífero argentino. En el año 2025, la producción promedio diaria registró un crecimiento del 13%, impulsado por comportamientos divergentes: mientras que la producción convencional mostró un declive anual del 5,5%, la producción de petróleo no convencional se expandió 28%.

En la evolución a largo plazo del sector, se pueden observar tres fases bien definidas:

Declinación estructural (1998–2017):

- La producción total cae de cerca de 800 a 480 mil bbl/d (-40% acumulado).
- Se observan tasas negativas casi continuas, con mínimos en el año 2017.
- Esta caída está explicada casi exclusivamente por el convencional.

Estabilización con volatilidad (2018–2020):

- Leve recuperación en 2018–2019 (+2,2% y +4,5%).
- Caída en 2020 (-5,3%), asociada al shock causado por la pandemia.

- El sistema deja de caer estructuralmente, pero aún sin crecimiento robusto.

Expansión acelerada (2021–2025)

- Crecimiento muy significativo: de 518 a 800 mil bbl/d (+54% en 4 años).
- Tasas altas y sostenidas: entre 6,6% y 13,4% anual.
- La producción a finales del año 2025 sobrepasa los máximos históricos.

Esta fase de expansión muestra un quiebre estructural, pasando de un régimen de declino a uno de fuerte expansión.

Estas fases están explicadas por el marcado declive del convencional y la expansión de la producción no convencional.

La producción convencional muestra una caída continua, pasando de 588 en el año 2010 (véase Cuadro 3) a 296 miles de bbl/d (-51%), sin años de recuperación sostenida. Incluso, durante el boom reciente de la producción total, el convencional sigue contrayéndose (-5% anual en promedio reciente). El agotamiento de campos maduros y la menor inversión relativa explicarían esta dinámica.

En este contexto, el segmento no convencional evidenció un crecimiento significativo, a partir del desarrollo del *shale-oil* de Vaca Muerta, pasando de una producción marginal en el 2010 a tener dominancia sectorial, transformando de esta manera la matriz productiva del sector, posicionándose como el principal motor del crecimiento de la actividad *up-stream* en el país (véase Cuadro 3).

Cuadro 3. Producción de petróleo
En miles de barriles/día

Mes/año	Producción total		Producción convencional		Producción no convencional		Participación del No Convencional
	miles de barriles/día	Variación	miles de barriles/día	Variación	miles de barriles/día	Variación	
2010	589.3	-2.4%	588.4	-2.4%	0.9	-8.7%	0.2%
2011	553.4	-6.1%	551.9	-6.2%	1.5	72.2%	0.3%
2012	549.4	-0.7%	546.5	-1.0%	2.8	82.5%	0.5%
2013	539.9	-1.7%	535.9	-1.9%	4.0	43.0%	0.7%
2014	532.2	-1.4%	514.5	-4.0%	17.7	342.0%	3.3%
2015	532.8	0.1%	508.2	-1.2%	24.6	38.8%	4.6%
2016	511.2	-4.1%	477.0	-6.1%	34.2	39.0%	6.7%
2017	480.6	-6.0%	437.1	-8.4%	43.5	27.2%	9.0%
2018	491.1	2.2%	426.7	-2.4%	64.4	48.2%	13.1%
2019	513.4	4.5%	417.2	-2.2%	96.1	49.2%	18.7%
2020	486.2	-5.3%	368.6	-11.7%	117.6	22.3%	24.2%
2021	518.3	6.6%	355.1	-3.6%	163.2	38.8%	31.5%
2022	587.9	13.4%	341.4	-3.9%	246.5	51.0%	41.9%
2023	642.8	9.3%	333.6	-2.3%	309.1	25.4%	48.1%
2024	706.2	9.9%	312.9	-6.2%	393.3	27.2%	55.7%
2025	800.1	13.3%	295.7	-5.5%	504.4	28.2%	63.0%

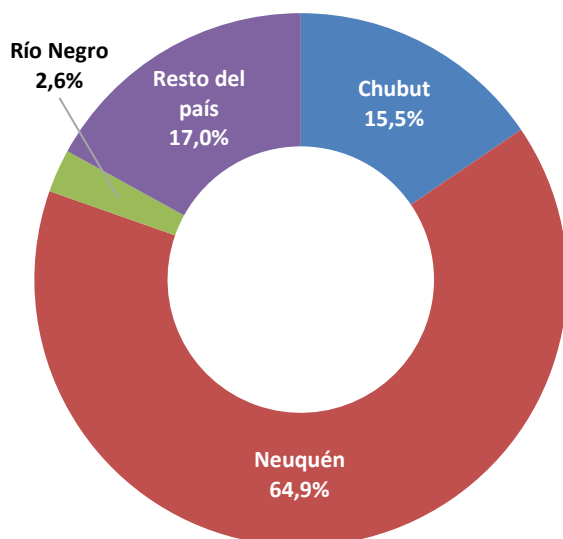
Fuente: IERAL en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

La principal provincia petrolera es Neuquén, con el 65% de la producción de crudo, seguida por Chubut con el 15,5%, en tanto que la provincia de Río Negro participa con el 2,6%. El resto, está

compuesto por el territorio del Estado Nacional, y las provincias de Santa Cruz, Mendoza, Salta, Tierra del Fuego, La Pampa, Formosa y Jujuy (véase Gráfico 10).

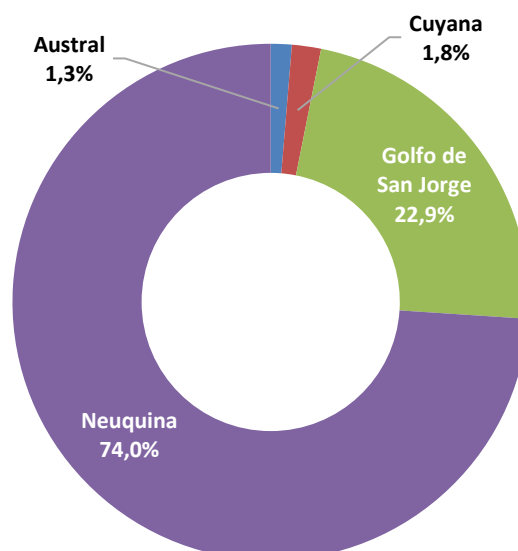
El aporte de la cuenca Neuquina fue determinante en la evolución reciente de la producción de petróleo del país, representando el 74% del total, en tanto que el resto de las cuencas evidencian una tendencia descendente en la producción, que está en línea con lo que muestra la extracción de crudo convencional (véase Gráfico 11).

Gráfico 10. Producción de petróleo crudo por provincia -En % del total – Año 2025



Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfico 11. Producción de petróleo crudo por cuenca - En % del total – Año 2025



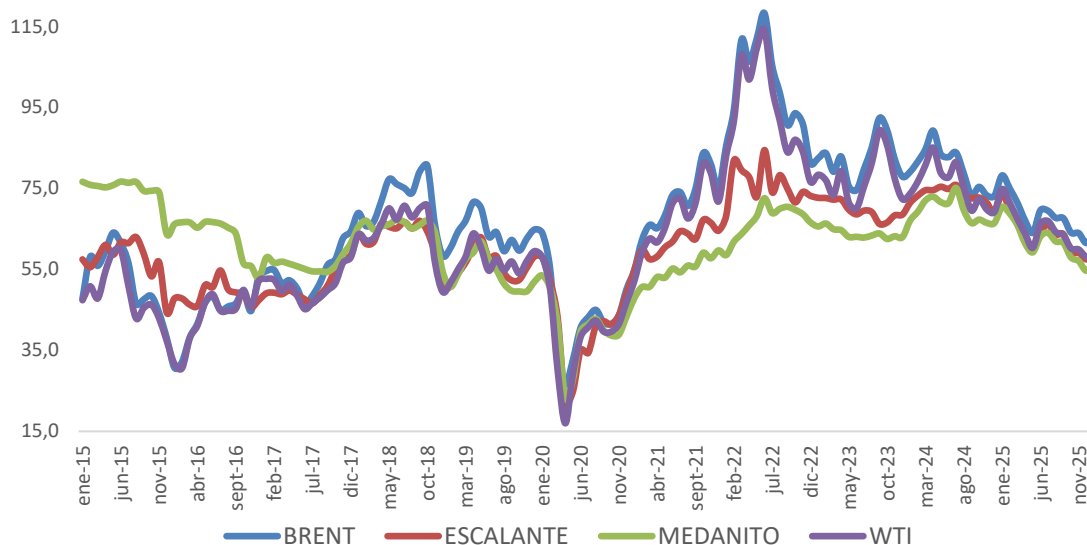
Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Por su parte, los precios del petróleo en el mercado interno están determinados por las decisiones de política sectorial (regulaciones/retenciones/regalías) y por los precios internacionales. En cuanto a las decisiones internas, la determinación de los precios a través de mercados cambios estructurales, determinados por períodos de desacople con los precios externos, con períodos de convergencia hacia las paridades de exportación/importación.

El actual marco implementado por el Gobierno Nacional tiende a alinear los precios domésticos con los de paridad de exportación o importación, según corresponda, por lo cual se observa una convergencia del precio local del crudo, en particular del Escalante, con el internacional (WTI y Brent). Este mecanismo de formación de precios involucra un esquema de asignación de riesgos en el proceso productivo, trasladando gran parte de los riesgos originados en la volatilidad del precio internacional a la cadena de valor del sector.

Por otra parte, la Secretaría de Energía de la Nación determinó la reducción de las retenciones al crudo convencional, pasando del 8% al 4%, introduciendo incentivos a este tipo de extracción, que evidencia un marcado declive histórico. Además, esta medida puede interpretarse como parte de un proceso de negociación política entre el Gobierno Nacional y los gobernadores de las provincias petroleras, sobre todo las centradas en el crudo convencional.

Gráfico 12. Precios spot del petróleo
En USD/barril



Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Pronósticos de producción de petróleo

Uno de los cambios estructurales por los que atraviesa el sector queda expresado en la creciente participación del petróleo en la producción total de hidrocarburos, aspecto que cobra gran impulso desde finales del año 2019, con el creciente desarrollo de la producción de Vaca Muerta.

De esta manera, las proyecciones de producción de petróleo muestran que en el año 2029 se estaría muy próximo a alcanzar el millón de barriles de crudo, asociado este incremento al aporte de la cuenca Neuquina. No obstante, es posible formular un escenario más optimista, originado en la productividad presentada por el *shale-oil* y la infraestructura del transporte asociada a la exportación (Cuadro 4).

Cuadro 4. Pronóstico de producción de petróleo
En miles de barriles/día

	Año			
	2026	2027	2028	2029
Total país	841.63	891.65	927.55	970.97
Neuquén	611.26	666.06	704.75	757.83
Río Negro	13.31	12.51	11.37	9.79
Chubut	126.09	121.45	115.53	106.91
Resto del país	90.97	91.63	95.91	96.44

Fuente: IERAL en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Figura 2. Síntesis Petróleo

+13% Variación en la producción promedio diaria (2025/2024)	+21% Variación en la producción promedio diaria de la cuenca neuquina (2025/2024)	+15% Variación en la producción promedio diaria proyectada para el año 2029	65% Participación de la provincia de Neuquén en la producción total de petróleo del país.	-2.9% Brecha entre el precio local (Medanito) y el internacional (WTI) en diciembre del 2025
--	--	--	--	---

Fuente: IERAL en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Actividad en Vaca Muerta

Los datos de etapas de fractura mensuales en Vaca Muerta (2010–2025) permiten realizar un análisis estructural del desarrollo del *shale* en Argentina. La serie refleja con bastante precisión el ciclo de inversión, madurez operativa y restricciones activas del sector.

El período 2010-2013 puede identificarse con una fase exploratoria, con escaso escalamiento y elevada volatilidad sobre una base pequeña de etapas de fracturas mensuales.

El despegue inicial puede asociarse al período 2014-2016, con aumento gradual de fracturas (entre 100 y 250 mensuales) y mayor continuidad operativa. Es la etapa donde se evidencia un importante proceso de aprendizaje y el comienzo de desarrollos sistemáticos de las operaciones.

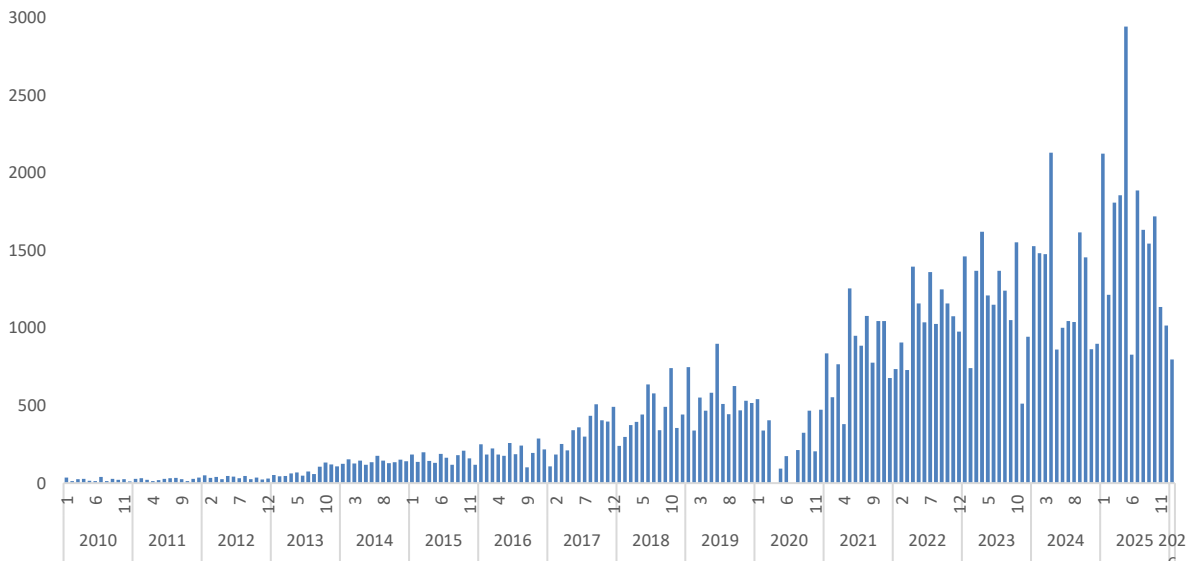
La fase de expansión acelerada se origina en el 2017-2019, causada por importantes cambios en las reglas de juego que regían el sector. Se observa un salto importante en las etapas de fracturas (entre 700 y 900 mensuales) entrando en la fase de desarrollo masivo de la formación, con creciente eficiencia operativa de los nuevos pozos.

Con posterioridad al impacto causado por la pandemia (2020), a partir del 2021 se consolida el modelo del *shale*. Se observa fuerte crecimiento en las etapas de fracturas, con meses por encima de las 2000 etapas. Representa una fase de escalamiento industrial maduro, con más pozos completados y mayor producción. No obstante, aún se observan altos niveles de volatilidad.

Algunas restricciones activas pueden estar asociadas a la disponibilidad de insumos claves y todos sus aspectos logísticos relacionados, y la evacuación de lo producido, en particular los oleoductos.

Es necesario destacar que este es un sector productivo de capital intensivo, donde los procesos están asociados a una corriente permanente de inversiones, que es un aspecto clave para mantener e incrementar el nivel de producción del *shale* en el país.

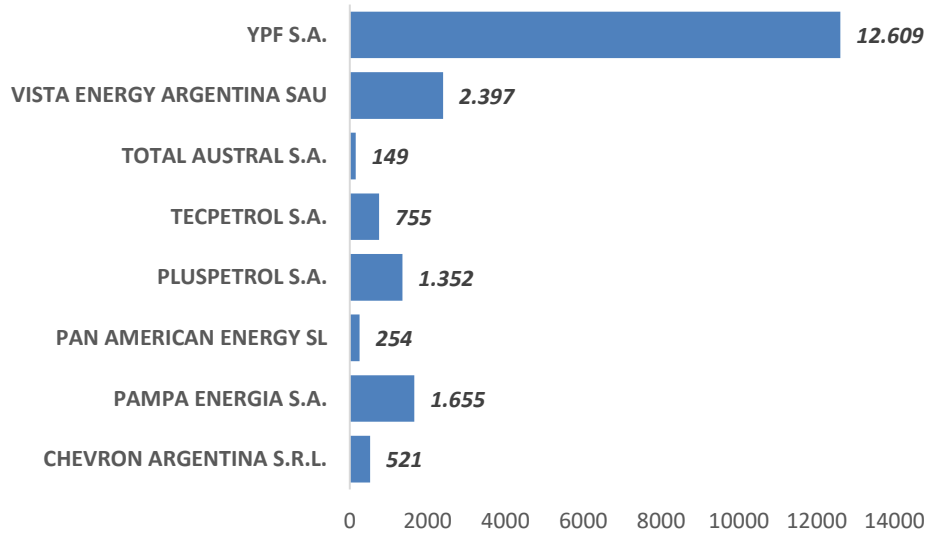
Gráfico 13. Etapas de fracturas - Formación de Vaca Muerta



Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Las operaciones en Vaca Muerta están lideradas por YPF, pero participan una gran cantidad de operadoras con crecientes participaciones en el sector (véase Gráfico 14).

Gráfico 14. Etapas de fracturas - Formación de Vaca Muerta
Año 2025 - Principales operadoras



Fuente: IERAL, en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.