



INSTITUTO ARGENTINO
DE LA ENERGÍA
"GENERAL MOSCONI"

***La producción de hidrocarburos
en Argentina
Informe anual
Año 2023***

*Lic. Julián Rojo
Director del Departamento Técnico
IAE Mosconi*

Marzo de 2023

*www.iae.org.ar
iae@iae.org.ar
Tel: 4334-7715/6751*

*Equipo Técnico,
Instituto Argentino de Energía "Gral. Mosconi"*

Índice

Prólogo por Jorge Lapeña.....	3
Resumen	5
1. <i>Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural</i>	9
<i>Petróleo</i>	9
<i>Gas natural</i>	13
2. <i>Reservas y pozos</i>	17
<i>Reservas de petróleo</i>	17
<i>Reservas de gas natural</i>	19
<i>Reservas por tipo de recurso</i>	21
<i>Agotamiento de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural</i>	21
<i>Pozos terminados</i>	22
3. <i>Downstream: Ventas de los principales combustibles</i>	25
<i>Principales combustibles líquidos</i>	25
<i>Ventas de Gas natural</i>	26
4. <i>Precios de los hidrocarburos y derivados</i>	28
<i>Barril de petróleo: precios locales e internacionales</i>	28
<i>Gas natural: Precio en mercado local, importación y Henry Hub</i>	29
<i>Nafta y Gas Oil: precios internos</i>	31
5. <i>Balanza comercial energética</i>	33
6. <i>Subsidios al sector energético</i>	38

Prólogo por Jorge Lapeña

Como lo hacemos habitualmente al comienzo de cada año el IAE Mosconi presenta el “Informe Anual de Hidrocarburos” correspondiente al año inmediato anterior. En este caso se trata de datos de producción, consumo, reservas, pozos perforados, precios, importaciones, exportaciones y todo otro dato que sirva para caracterizar la performance productiva y de consumo correspondiente al último año en Argentina. El Informe fue elaborado por el Departamento Técnico del IAE Mosconi, dirigido por el Lic. Julián Rojo, mediante una metodología sistémica que permite la comparación entre años y entre décadas. Agradezco especialmente a los autores su brillante trabajo. Cabe agregar que el IAE Mosconi ha utilizado en todos los casos información oficial producida y publicada por la Secretaria de Energía de la Nación.

Los datos contenidos en el Informe se refieren al año 2023 y reproducen la información publicada mensualmente en el Informe de Tendencias Energéticas por el IAE Mosconi que son distribuidos entre nuestros asociados, entidades académicas y el periodismo en general. La experiencia demuestra que el contenido de los informes resulta un material de interés periodístico y a través del mismo la información institucional es divulgada y comentada por la prensa oral y escrita.

La información Anual se presenta además en un formato que incluye la producción de la década precedente, de manera que el lector puede relacionar variables temporales y tendencias productivas a lo largo de la década. En este caso la década analizada es la que corresponde al periodo 2013-2023 que abarca los periodos de gestión de tres presidencias en Argentina (Cristina Fernández; Mauricio Macri; Alberto Fernández) sin incluir la presidencia actual que se verá recién reflejada en el Informe correspondiente a 2024.

Los datos más relevantes de 2023 que merecen ser puestos de relieve son los siguientes:

La producción total de petróleo en 2023 fue 36.868 Mm³, un 9% mayor a la registrada en el año anterior y 16,1% mayor a la del año 2013. Es la producción mayor de la década. Sin embargo, es 25% menor que la producción de año 1998. La producción de petróleo crudo es igual a la del año 2009 y menor que la del 1993. La tasa promedio anual de crecimiento fue del 1,5% en la última década.

Los yacimientos Convencionales y los No Convencionales

La producción convencional de petróleo y gas natural, que representan el 52% y 42% del total producido de cada producto, han disminuido su producción con tasas del 4,6% y 6,6% anual acumulativo en promedio respectivamente entre los años 2013 y 2023. Esto permite afirmar que ha existido un abandono de las políticas clásicas lideradas por la YPF estatal en el Siglo XX, basadas en la exploración de todas las cuencas productivas y la puesta en producción de los nuevos yacimientos descubiertos.

Probablemente esto esté asociado a tres factores diversos: a) al abandono de la exploración en la década de 1990 en que se redujo la labor exploratoria histórica de la YPF estatal, b) la eliminación en los años 90 del Plan de Exploración a riesgo conocido como “Plan Houston” implementado durante el Gobierno de Presidente Alfonsín, c) la reconversión y desnacionalización de YPF durante el período 1993-2012 que dejó de lado la exploración de

las cuencas continentales y marinas y desactivó los equipos técnicos de alta especialización en geología exploratoria de YPF, d) adicionalmente debería puntualizarse como posible causal el cambio de régimen de Propiedad de los Recursos de Hidrocarburos previsto en el artículo 124 la CN de 1994 que estableció que el dominio original de los recursos ubicados en las Provincias pertenecen a las mismas. La experiencia prueba que no se han descubierto recursos convencionales ni de gas ni de petróleo en territorios provinciales impulsados por las provincias ni tampoco en el mar impulsados por la Nación en ese periodo.

En 2023, las tasas de reducción respecto del año anterior tienen comportamientos muy diferentes en el caso del petróleo y el gas: petróleo convencional se reduce 2,9% mientras que la de gas 8,8%. Esto indica que a partir del año 2020 se aceleró la declinación anual de las cuencas convencionales de gas natural mientras que las de petróleo continúan declinando a una tasa menor.

Los ritmos de declinación productiva de gas natural convencional son muy pronunciados y no hay, ni hubo, una explicación causal convincente de esta fuerte anomalía por parte de la Secretaría de Energía (Autoridad de Aplicación de la Ley de Hidrocarburos) de ninguno de los gobiernos del presente siglo.

La producción de petróleo convencional en 2023 es 37,4% inferior a la de 2013, mientras que la de gas es 49,6% menor a la de aquel año y ambas declinan con tendencias de larga data con características estructurales. Sería procedente que la Empresa YPF hiciera una evaluación definitiva y produjera un informe actualizado sobre la potencialidad de la Argentina en todas las cuencas continentales y marinas que permita al país fijar una política hidrocarburífera de largo plazo.

La producción de gas natural es similar a la del año 2001, y se encuentra en un nivel 7,8% menor a su pico histórico dado en el año 2004 con un volumen de 52.157 millones de m³. Estos datos ponen en evidencia una producción decadente en este caso en los últimos 4 lustros. Que no ha sido revertida hasta ahora por la producción no convencional.

En nuestra opinión, la baja experimentada en la producción nacional de hidrocarburos convencionales se enmarca en un contexto de baja inversión y resultados insatisfactorios en la exploración de las formaciones y reservorios convencionales de las cuencas terrestres, con la consiguiente reducción drástica de la inversión de riesgo en esas áreas.

La muy baja inversión en exploración respecto a las performances anuales del siglo 20 se manifiesta claramente en una disminución de las reservas comprobadas, probables y posibles de petróleo y gas natural en las cuencas convencionales según los datos oficiales de la Secretaría de Energía. En el periodo 2012-2022, las reservas comprobadas de petróleo y gas se reducen significativamente en términos absolutos en todas las cuencas con excepción de la Neuquina – única cuenca en crecimiento productivo- que impulsa el crecimiento total a partir de la actividad no convencional.

19 de marzo de 2024

Resumen

Upstream y Downstream

La producción total de petróleo en 2023 fue 36.868 Mm³, esto es 9% mayor a la registrada en el año anterior y 16,1% mayor a la del año 2013. La producción de petróleo fue récord de la década, aunque aún se encuentra en niveles bajos respecto a la marca histórica: es 25% menor a la observada en 1998. Actualmente, los niveles de producción son similares al del año 2009 y menores a los del año 1993. La producción de petróleo aumenta a una tasa promedio anual del 1,5% en la última década.

En la última década la producción anual de petróleo disminuyó, respecto del año anterior, en 4 de las 10 mediciones del periodo. Dentro de los seis años de crecimiento se puede observar que el año 2015 tuvo un virtual estancamiento de la producción mientras que en 2021 se explica por la recuperación respecto a la pandemia. Sin embargo, en el 2022 y especialmente en 2023 se observa un crecimiento notable que logra niveles récord de producción en el periodo. Esto revela que en la última década hubo cuatro años de crecimiento de la producción, los años 2018, 2019, 2022 y 2023.

La producción convencional de petróleo y gas natural, que representan el 52% y 42% del total producido de cada producto, declinan con tasas del 4,6% y 6,6% anual en promedio respectivamente entre los años 2013 y 2023.

En 2023, las tasas de reducción respecto del año anterior tienen comportamientos muy diferentes en el caso del petróleo y el gas: petróleo convencional se reduce 2,9% mientras que la de gas 8,8%. Esto indica que a partir del año 2020 se aceleró la declinación anual de las cuencas convencionales de gas natural mientras que las de petróleo continúan declinando a una tasa menor.

La producción de petróleo convencional en 2023 es 37,4% inferior a la de 2013, mientras que la de gas es 49,6% menor a la de aquel año y ambas declinan con tendencias de larga data con características estructurales.

La producción de petróleo Convencional presenta una declinación crónica que se inicia en 1998, año en que la producción nacional petrolera alcanzó su máximo histórico con 49.148 Mm³ anuales. A su vez, la producción total de 2023 es 60,6% inferior a total producido en aquel año. En contraste, la producción No Convencional muestra un importante crecimiento a partir del año 2015 que, con las cuencas convencionales en caída ininterrumpida, explica el dinamismo de la producción total nacional.

En el caso del gas natural, la producción en 2023 fue de 48.109 MMm³ y tuvo una reducción respecto al año anterior del 0,8%. La producción del año 2023 es 15,3% mayor a la de 2013 y en la última década aumenta a una tasa promedio anual del 1,4%.

Actualmente, la producción de gas natural es similar a la del año 2009 y 2001, y se encuentra en un nivel 7,8% menor a su pico histórico dado en el año 2004 con un volumen de 52.157 millones de m³.

Por un lado, la producción de petróleo no convencional fue 25,3% superior a la del año anterior, presentando una tasa de crecimiento promedio anual entre 2015 y 2023 del 42,6%. Durante el último año, el incremento en este tipo de petróleo ha sido impulsada por el shale oil mientras se observa una leve reducción de la variante tight.

Por otra parte, la producción de gas natural no convencional fue 6,1% superior a la del año anterior, presentando una tasa de crecimiento promedio anual entre 2015 y 2023 del 19,5%. Durante el último año, el aumento en este tipo de gas ha sido explicada por un incremento en shale mientras hubo una reducción en el tight gas.

En nuestra opinión, la baja experimentada en la producción nacional de hidrocarburos convencionales se enmarca en un contexto de baja inversión y resultados insatisfactorios en la exploración de las formaciones y reservorios convencionales de las cuencas terrestres, con la consiguiente reducción drástica de la inversión de riesgo en esas áreas. A su vez, las operaciones de mejora en el factor de recuperación de los reservorios convencionales no han logrado aumentar significativamente la producción. Finalmente, la incipiente concentración de las inversiones en proyectos de Shale Oil y Shale Gas en la Cuenca Neuquina han dejado poco margen para el financiamiento de los proyectos convencionales.

La insuficiente inversión en exploración se manifiesta claramente en una disminución de las reservas comprobadas, probables y posibles de petróleo y gas natural en las cuencas convencionales según los datos oficiales de la Secretaría de Energía. En el periodo 2012-2022, las reservas comprobadas de petróleo y gas se reducen significativamente en términos absolutos en todas las cuencas con excepción de la Neuquina, que impulsa el crecimiento total a partir de la actividad no convencional.

A su vez, en 2022 las reservas comprobadas convencionales disminuyen para el petróleo y el gas respecto del año anterior. A su vez, la tendencia marca una caída estructural desde el año 2012 para ambos casos. En contraste, las reservas comprobadas no convencionales crecen para el petróleo y gas en todas sus mediciones destacándose una tasa promedio anual de crecimiento del 59,9% para el petróleo y del 21,5% para el gas.

Las cuencas con mayores caídas en las reservas comprobadas son la Cuyana y Noroeste, con caídas del 86% y 48% respectivamente en petróleo y 80% y 67% respectivamente en gas entre 2012 y 2022. En orden de importancia en la disminución le siguen la cuenca Austral y Golfo San Jorge con un nivel 50% y 21% menor a las del año 2012 en petróleo y del 20% y 29% inferior para gas.

En 2022, las reservas comprobadas de petróleo fueron 24,3% mayores a las del año 2012, mientras que las de gas natural fueron 8,6% superiores que las de aquel año. Este incremento se explica enteramente por el crecimiento de las reservas comprobadas no convencionales que aumentaron 945% y 165% respectivamente desde el año 2015.

Las reservas comprobadas no convencionales de gas natural superan a las registradas para el tipo convencional desde el año 2020.

Por último, los recursos contingentes de petróleo aumentaron 15,6% con respecto al año anterior mientras que para el gas se redujeron 2,6% respecto a 2021.

Downstream

Durante 2023 las ventas de nafta aumentaron 4,4% respecto del año anterior mientras que el consumo de gasoil se redujo 0,8% en relación a 2022. En el caso de las ventas de naftas, se observa un nivel récord de ventas en la última década.

Las ventas totales de gas natural, en 2023, fueron 1,2% menor observándose que no se logró recuperar los niveles de consumo previos al año 2020: la demanda es 5,5% menor a la de 2019 y 9,5% inferior a la del año 2018 momento en que se demandó el máximo de la década.

Subsidios

Las transferencias corrientes nominales medidas en dólares corrientes sumaron USD 11.353 millones y se redujeron 14,4% en el acumulado a diciembre de 2023 respecto del año anterior. Esto implicó menores subsidios por un monto de USD 1.912 millones explicado por los subsidios a CAMMESA que se redujeron 33,9% anual en dólares y ocuparon el 52% del total de las transferencias corrientes por conceptos energéticos.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios a la energía en términos anuales, el pico de subsidios se dio en el año 2014 con un total de USD 24.704 millones. A su vez, en los últimos once años los subsidios acumularon USD 149.036 millones, un monto que equivale al 28% del PBI del año 2023.

Los programas relacionados a la producción de gas natural (Plan Gas no convencional, Ex Plan Gas y Plan Gas.Ar) han recibido transferencias por un total de USD 10.310 millones desde el año 2013, momento en el que entraron en vigencia. En el año 2021 entró en vigencia el Plan Gas.Ar que, en 2023, es el único vigente y sumó USD 456 millones. Esto es un aumento del 58,1% respecto al año anterior a la vez que tiene un peso del 4% sobre el total de las transferencias corrientes.

Comercio exterior

La importación de gas de Bolivia se redujo 40,4% entre 2022 y 2023, y es 59,8% menor a la del año 2013. En la última década la importación de gas natural por gasoducto ha disminuido un 8,7% en promedio anualmente.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) aumentó 13,8% entre el año 2022 y 2023, mientras que en el último año fue 53,1% menor a la del año 2013. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL de redujo 7,3% promedio anual en la última década.

En la suma del total del Gas entregado a usuarios, el 12,2% corresponde al gas importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 4.962 MMm3.

En el año 2023 se redujo la importación de gas natural mientras crecieron las compras de GNL por barco. Por otra parte, en el mismo periodo se redujo la importación de gasoil luego de llegar, en 2022, a valores máximos de la década. Este combustible se utilizó mayormente para la generación de energía eléctrica.

Entre 2013 y 2023 el monto total de exportaciones energéticas aumentó 41,7%, lo cual implica un incremento promedio anual del 3,5% en el valor energético exportado en el periodo. Por otra parte, las importaciones tuvieron una reducción absoluta del 36,4% en la última década y una disminución promedio anual del 4,4%. En el último año las exportaciones se redujeron significativamente menos que las importaciones: cayeron 7,4% y 38,4% respectivamente en relación a 2022. Esto resultó en un déficit comercial energético de solo USD 46 millones.

***Consideraciones técnicas:**

El presente informe anual de hidrocarburos puede contener diferencias en los datos históricos respecto a sus versiones anteriores. Esto se debe a que se ha cambiado la metodología y utilización de bases de datos principalmente en dos temas centrales: producción de petróleo y gas y subsidios energéticos. En el primer caso se utiliza en conjunto las Tabla SESCO y la base de datos de producción de gas y petróleo por pozo (Capítulo IV), mientras que en el segundo caso se utilizan datos del concepto "Transferencias" para partidas seleccionadas publicados en Presupuesto Abierto.

Performance anual del sector hidrocarburífero argentino

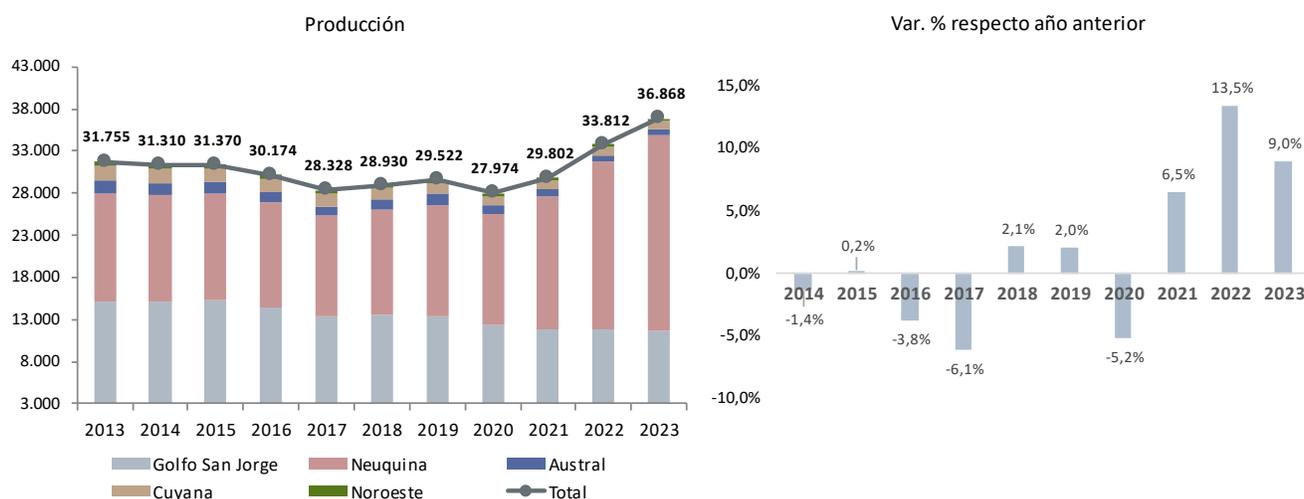
1. Upstream: Producción anual de Petróleo y Gas natural

Petróleo

En la última década la producción de petróleo ha sufrido una fuerte y crónica declinación hasta mediados del año 2018, la mayoría de los indicadores que se utilicen para medir su desempeño ha estado en retroceso durante ese periodo. A partir de entonces se observa marcada recuperación de la producción, temporariamente interrumpida en el año 2020 debido a los efectos de la pandemia del Covid 19, en toda la industria a nivel local y global. A su vez, durante los años 2022 y 2023 la producción aumentó de manera significativa, un 13,5% y 9% anual respectivamente y alcanzó el nivel más alto de la última década.

La producción de petróleo crudo aumentó en los últimos diez años en términos absolutos en un contexto de reservas comprobadas que se recuperan luego de varios años de caída a la vez que se han observado transferencias crecientes a la producción en distintas versiones (Ej. Barril Criollo) durante buena parte del periodo, y de precios internacionales que han sido favorables durante algunos de años de la década analizada, en particular entre los años 2013 y 2015 y luego de la invasión de Rusia a Ucrania a principios del año 2022.

Gráfico N° 1.1: producción de petróleo por cuenca en Miles de m3 y variación a.a.



Fuente: IAE en base a SE

Como se puede observar en el **Gráfico N° 1.1** durante el año 2023 la producción de petróleo llegó a los 36.868 Mm3 y marca un récord de la última década. Estas cifras arrojan un incremento absoluto del 16,1% entre los años 2013 y 2023, de lo cual se desprende que la producción aumentó a una tasa promedio anual del 1,5% en el periodo descripto.

Un dato significativo es que en la última década la producción anual de petróleo aumentó, respecto del año anterior, en 6 de los 10 años del periodo. Dentro de los seis años de variación positiva se puede observar que el año 2015 tuvo un virtual estancamiento de la producción mientras que 2021 se explica por el recupero de la caída durante la pandemia. Por esto, es preciso afirmar que los años de crecimiento genuino de la producción han sido 2018, 2019 y, en particular, 2022 y 2023.

En la **Tabla N° 1.1** se presenta la producción anual de petróleo desagregada por cuenca de los últimos 10 años.

Tabla N° 1.1: Producción anual de petróleo por cuenca (Mm3)												
	Austral		Cuyana		Golfo San Jorge		Neuquina		Noroeste		TOTAL	
	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a
2013	1.461		1.753		15.048		12.989		504		31.755	
2014	1.352	-7,5%	1.702	-2,9%	15.128	0,5%	12.660	-2,5%	468	-7,1%	31.310	-1,4%
2015	1.273	-5,9%	1.614	-5,1%	15.264	0,9%	12.747	0,7%	472	0,8%	31.370	0,2%
2016	1.186	-6,8%	1.582	-2,0%	14.508	-5,0%	12.467	-2,2%	431	-8,6%	30.174	-3,8%
2017	1.030	-13,2%	1.505	-4,8%	13.428	-7,4%	11.975	-4,0%	390	-9,6%	28.328	-6,1%
2018	1.202	16,7%	1.404	-6,7%	13.488	0,4%	12.505	4,4%	331	-15,1%	28.930	2,1%
2019	1.256	4,5%	1.356	-3,5%	13.327	-1,2%	13.299	6,3%	284	-14,4%	29.522	2,0%
2020	923	-26,6%	1.184	-12,6%	12.353	-7,3%	13.223	-0,6%	291	2,6%	27.974	-5,2%
2021	898	-2,7%	1.117	-5,7%	11.882	-3,8%	15.651	18,4%	255	-12,5%	29.802	6,5%
2022	764	-14,9%	1.083	-3,0%	11.754	-1,1%	19.943	27,4%	268	5,2%	33.812	13,5%
2023	634	-17,1%	989	-8,7%	11.642	-1,0%	23.335	17,0%	268	0,0%	36.868	9,0%
%2022-2023	-17,1%		-8,7%		-1,0%		17,0%		0,0%		9,0%	
% 2013-2023	-56,6%		-43,6%		-22,6%		79,7%		-46,9%		16,1%	
% eq.*	-8,0%		-5,6%		-2,5%		6,0%		-6,1%		1,5%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar en la **Tabla N° 1.1**, en los últimos 10 años la producción aumenta sólo en la cuenca neuquina mientras disminuye en las demás cuencas en todas las mediciones: inter anual (con excepción de la cuenca noroeste), en términos absolutos y en promedio anual durante el periodo.

La cuenca Neuquina *-en donde se encuentran los yacimientos de Shale Oil-* que en la actualidad representa el 63% del total de la producción nacional de petróleo, tuvo un aumento absoluto del 79,7% en los años comprendidos entre 2013 y 2023 y muestra un incremento promedio anual del 6% en el periodo.

En esta cuenca la producción del último año fue 17% superior a la del año anterior, y promedia una tasa de crecimiento del 20,9% en los últimos tres años. Este dato reviste especial atención debido a que, observada la importante caída en las restantes cuencas, explica la totalidad del aumento, más que compensando a las restantes, en la producción total en todas las mediciones. Esto sucede por tercer año consecutivo.

La cuenca con mayor caída en la producción de la última década ha sido la del Austral, con una disminución absoluta del 56,6% y una tasa promedio anual de caída del 8% durante el periodo 2013-2023.

La cuenca Noroeste exhibe una disminución absoluta del 46,9% entre los años 2013 y 2023, y una tasa promedio anual de caída del 6,1%.

La cuenca Cuyana tuvo una disminución absoluta del 43,6% en su producción en la última década, con una tasa de disminución promedio de 5,6% durante el periodo. Esta cuenca es la única que presenta caídas inter anuales en todos los años de la década.

Por último, la cuenca Golfo San Jorge –*la segunda mayor cuenca productora de Argentina*- que representa el 31% del total de petróleo producido en el país, tuvo una disminución absoluta del 22,6% entre 2013 y 2023. Esto implica una tasa de disminución promedio del 2,5% en la última década. Por otra parte, la producción de petróleo en la segunda cuenca petrolera más importante del país disminuyó 1% en 2023 respecto de 2022. Esta cuenca presenta cinco años consecutivos de caída inter anual a una tasa y promedio del 2,9%.

En cuanto a la desagregación de la producción por tipo de recurso, la dinámica es algo diferente: la producción no convencional de Shale y Tight Oil continuó creciendo en 2023 en contraste con la caída observada de la producción convencional que representó el 52% de la producción petrolera en 2023.

Tabla N° 1.2: Producción anual de Petróleo por tipo de recurso (Mm3)

	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional/ Total
2013	30.864	400	69	469	1%
2014	29.811	969	100	1.069	3%
2015	29.390	1.346	162	1.508	5%
2016	27.693	1.725	290	2.015	7%
2017	25.234	2.177	422	2.599	9%
2018	24.584	3.278	543	3.821	13%
2019	23.788	5.249	480	5.729	19%
2020	20.998	6.588	384	6.972	25%
2021	20.002	9.446	332	9.778	33%
2022	19.910	14.082	342	14.425	42%
2023	19.333	17.739	332	18.077	48%
% 2022-2023	-2,9%	26,0%	-2,9%	25,3%	
% 2013-2023	-37,4%	928,4%	14,6%	1098,8%	
% eq. *	-4,6%	44,5%	10,8%	42,6%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2023 para una comparación representativa

** Otros computados responde a diferencias computadas entre base Capítulo IV y Tablas SESCO

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

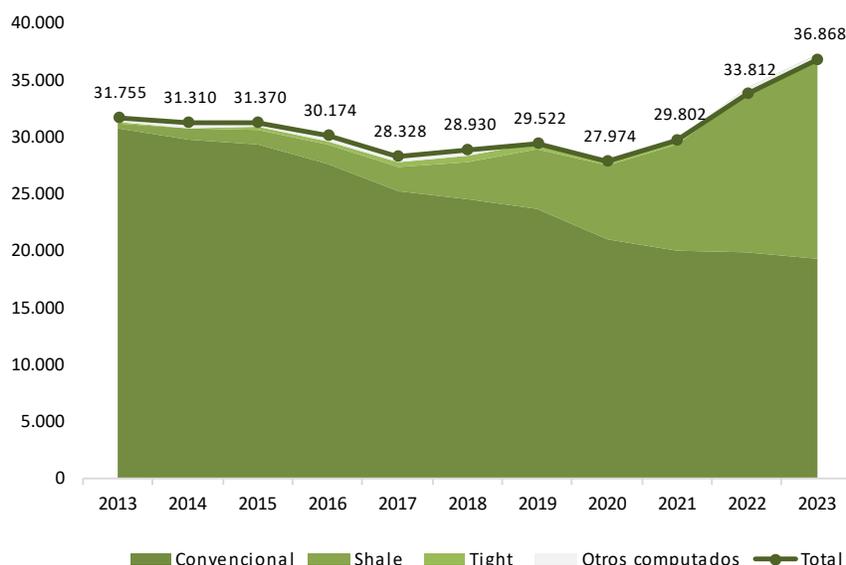
La producción Convencional de petróleo ocupó el 52% del total y, en 2023, es 2,9% menor a la del año 2022, 37,4% inferior a la del año 2013 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 4,6% en el periodo. Esto implica una disminución monótona y crónica sin pausa en la última década: todos los años se produce menos petróleo convencional que el año anterior. En contraste, la producción No Convencional, impulsada por el Shale Oil, crece durante todos los años en la última década llegando a representar el 48% del total del petróleo producido en 2023.

La producción no convencional de petróleo creció a una tasa promedio anual del 42,6% entre los años 2015 y 2023, periodo en el cual se puede considerar que ha tenido una producción suficiente a modo comparativo anual. Al comienzo de la década muestra niveles de producción prácticamente inexistentes.

La producción de Shale Oil creció 26% entre 2022 y 2023, mientras que la producción de Tight Oil se redujo 2,9% en el último año. En conjunto, la producción No convencional de petróleo en 2023 es 25,3% superior a la del año anterior.

La **Tabla 1.2** revela que la variante Shale Oil no solo predomina sobre el Tight Oil sino que también explica todo el crecimiento no convencional y es determinante para observar la variación de la producción total en el año 2023. En este sentido, el Shale presentó una producción de 17.739 Mm³ en 2023 con una tasa de crecimiento del 44,5% promedio anual entre 2015 y 2023, mientras que en el caso Tight Oil la producción fue de 332 Mm³ observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 10,8% en el mismo periodo.

Gráfico 1.1.1: producción de petróleo por tipo de recurso



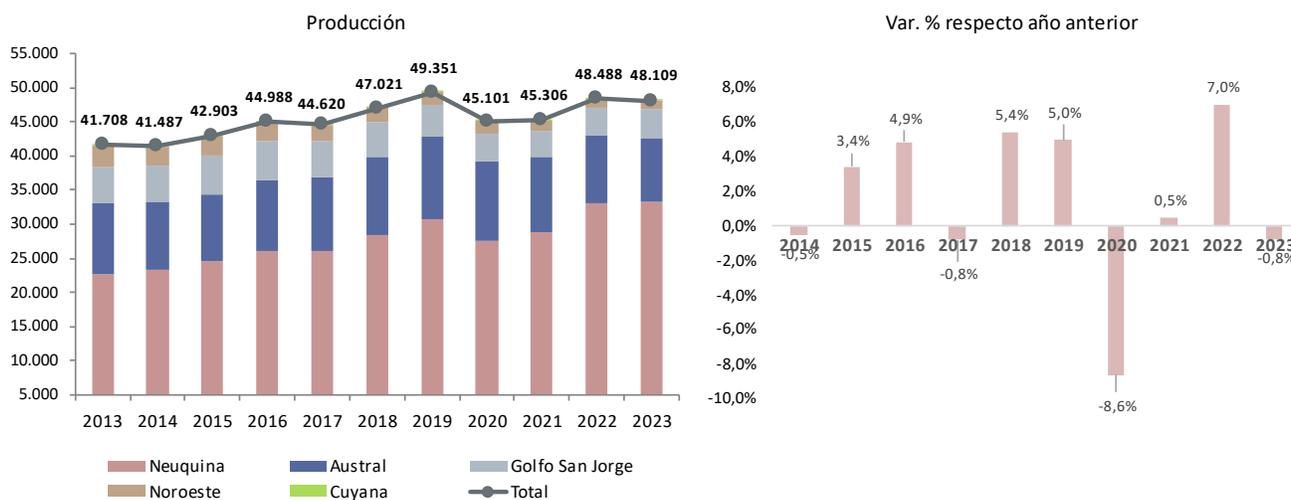
Fuente: IAE en base a SE

Gas natural

La producción de gas natural de 2023 se redujo 0,8% respecto a 2022. Esta variación revela estancamiento en la producción que no ha recuperado los valores de producción observados en el año 2019 ya que implica un nivel 2,5% inferior a la de aquel año. A su vez, la producción es 15,3% mayor a la del año 2013 y aumentó 1,4% promedio anual.

En el **Gráfico N° 1.2** se presenta la producción anual de Gas natural entre los años 2013 y 2023.

Gráfico N° 1.2: producción anual de Gas natural por cuenca, en millones de m3 y variación a.a.



Fuente: IAE en base a SE

Hasta el año 2013 existió una tendencia decreciente en la producción de Gas natural, iniciada en el año 2006. Sin embargo, como se puede observar en el **Gráfico N° 1.2**, fue interrumpida en el año 2014 momento en que empieza a crecer hasta el año 2019. Esto indicó un cambio en la tendencia productiva que se mantuvo hasta el año 2019 pero que fue interrumpida durante 2020 debido principalmente a los efectos de la pandemia del Covid-19. Durante los años 2021, 2022 y 2023 no se logró recuperar los niveles de producción pre-pandemia.

Entre los años 2022 y 2023 se observa un estancamiento en la producción producto de la declinación crónica de las cuencas. En este sentido, las cuencas que mantienen el nivel de producción son la Neuquina y Golfo San Jorge.

En la **Tabla N° 1.3** se presenta la producción anual de Gas natural desagregada por cuenca de los últimos 10 años.

Tabla N° 1.3: Producción anual de Gas Natural por cuenca (Millones de m3)

	Austral		Cuyana		Golfo San Jorge		Neuquina		Noroeste		TOTAL	
	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a
2013	10.514		58		5.234		22.642		3.260		41.708	
2014	10.016	-4,7%	56	-3,0%	5.304	1,3%	23.217	2,5%	2.893	-11,3%	41.487	-0,5%
2015	9.654	-3,6%	54	-4,2%	5.715	7,7%	24.628	6,1%	2.853	-1,4%	42.903	3,4%
2016	10.592	9,7%	51	-5,1%	5.704	-0,2%	25.970	5,4%	2.671	-6,4%	44.988	4,9%
2017	10.682	0,8%	48	-5,6%	5.348	-6,2%	26.141	0,7%	2.401	-10,1%	44.620	-0,8%
2018	11.521	7,9%	49	1,1%	4.948	-7,5%	28.394	8,6%	2.109	-12,2%	47.021	5,4%
2019	12.041	4,5%	50	2,2%	4.681	-5,4%	30.736	8,2%	1.843	-12,6%	49.351	5,0%
2020	11.535	-4,2%	49	-1,9%	4.158	-11,2%	27.654	-10,0%	1.706	-7,4%	45.101	-8,6%
2021	10.859	-5,9%	49	0,0%	3.941	-5,2%	28.915	4,6%	1.543	-9,5%	45.306	0,5%
2022	9.986	-8,0%	51	3,8%	4.078	3,5%	32.971	14,0%	1.403	-9,1%	48.488	7,0%
2023	9.293	-6,9%	52	1,8%	4.116	0,9%	33.344	1,1%	1.304	-7,0%	48.109	-0,8%
%2022-2023	-6,9%		1,8%		0,9%		1,1%		-7,0%		-0,8%	
% 2013-2023	-11,6%		-10,7%		-21,4%		47,3%		-60,0%		15,3%	
% eq.*	-1,2%		-1,1%		-2,4%		3,9%		-8,8%		1,4%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar en la **Tabla N° 1.3** la cuenca Neuquina, que es responsable del 69% de la producción total de gas natural del país, tuvo un crecimiento absoluto del 47,3% entre los años 2013 y 2023, lo cual implica una tasa de crecimiento promedio anual del 3,9%. Esta cuenca es la única que mantuvo una tasa anual de crecimiento positiva con la excepción del año 2020. A su vez, durante los años 2022 y 2023 la producción en esta cuenca creció un 14% y 1,1% anual respecto del año anterior, y es la que presenta las mayores tasas de crecimiento positivo entre los años 2013 y 2023.

Durante 2022 y 2023 la cuenca neuquina superó el nivel de producción pre-pandemia. De esta manera, se presenta como la única cuenca que alcanzó este logro.

Por su parte, la cuenca Austral, que en la actualidad responsable del 19% del total de Gas natural producido en el país, ha tenido una reducción absoluta del 11,6% entre 2013 y 2023, es decir que la producción en esta cuenca se redujo a una tasa promedio anual del 1,2% en la última década, mientras que en 2023 presentó una caída anual del 6,9%.

La cuenca Golfo San Jorge tuvo un aumento del 0,9% respecto del año anterior y muestra una disminución absoluta en su producción del 21,4% en el periodo. Esta cuenca muestra una reducción promedio anual del 2,4%.

La cuenca con mayor caída absoluta fue la del Noroeste, con una disminución del 60% entre 2013 y 2023. Esto implica que la cuenca ha disminuido su producción a una tasa promedio anual del 8,8% durante la última década. Adicionalmente, en el año 2023 la cuenca tuvo una producción 7% inferior a la del año anterior. Esta cuenca muestra tasas de caída inter anual en todos los años del periodo.

La cuenca Cuyana presenta una disminución absoluta del 10,7% entre 2013 y 2023, a lo cual le corresponde una tasa de disminución promedio anual del 1,1%. Por otra parte, en el último año la producción creció 1,8% respecto del año anterior.

En cuanto a la desagregación de la producción por tipo de recurso, la producción de gas natural No Convencional muestra una muy buena performance durante la última década que ha sido interrumpida en el año 2020 debido

a las particularidades de la pandemia del Covid-19. La **Tabla N° 1.4** muestra la producción de Gas natural desagregada por tipo de recurso entre los años 2013 y 2023.

Tabla N° 1.4: Producción anual de Gas Natural por tipo de recurso (MMm3)					
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional
2013	39.635	216	1.857	2.073	5%
2014	37.225	564	3.695	4.259	10%
2015	36.158	1.161	5.587	6.748	16%
2016	35.387	1.607	7.994	9.601	21%
2017	32.772	2.291	9.593	11.884	27%
2018	30.336	6.751	9.935	16.686	35%
2019	28.280	11.534	9.537	21.070	43%
2020	25.789	10.976	8.335	19.311	43%
2021	23.731	13.282	8.279	21.562	48%
2022	21.885	18.094	8.415	26.509	55%
2023	19.969	21.007	7.004	28.125	58%
% 2022-2023	-8,8%	16,1%	-16,8%	6,1%	
% 2013-2023	-49,6%	1709,4%	25,4%	316,8%	
% eq. *	-6,6%	43,6%	2,9%	19,5%	

* En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2023 para una comparación representativa

** Otros computados responde a diferencias computadas entre base Capitulo IV y Tablas SESCO

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

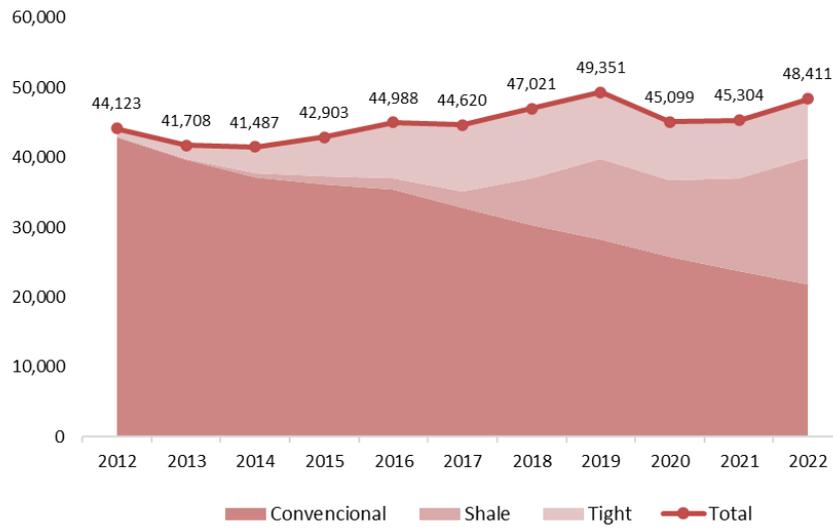
Como se puede observar, la producción Convencional de gas natural en 2023 es 8,8% menor a la del año 2022, 49,3% inferior a la del año 2013 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 6,6% en los últimos diez años. Esto implica, al igual que en el caso del petróleo convencional, una disminución crónica sin pausa que se refleja en el hecho de que no tuvo ninguna variación positiva anual en la última década.

En contraste, la producción No Convencional creció en todos los años analizados con excepción de 2020, momento en que se interrumpió la tendencia producto de la pandemia del Covid-19 y sus restricciones.

En 2023 la producción No Convencional es 6,1% mayor a la del año anterior. La explicación del crecimiento anual se debe a que la producción de Tight Gas se redujo 16,8% entre 2022 y 2023, mientras que la de Shale Gas se incrementó 16,1% en el último año.

La **Tabla 1.4** revela que se produjeron 21.007 MMm3 de Shale Gas en 2023 con una tasa de crecimiento del 43,6% anual entre 2015 y 2023, mientras que en el caso del Tight Gas la producción fue de 7.004 MMm3 observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 2,9% en el mismo periodo. En conjunto, la producción No Convencional de gas natural creció a una tasa promedio del 19,5% anual entre 2015 y 2023.

Gráfico 1.2.1: producción de gas natural por tipo



Fuente: IAE en base a SE

2. Reservas y pozos

Reservas de petróleo

Como se ha expuesto, la producción de petróleo presentó una caída tendencial hasta mediados del año 2018 en un contexto donde las reservas comprobadas¹, probables² y posibles³ también disminuían. A partir de 2018 las reservas comprobadas comenzaron a recuperarse, con la excepción del año 2020.

En 2022, y por segundo año consecutivo, las reservas han aumentado en todas sus mediciones, incluso los recursos, y reflejan los niveles más altos de la década.

Tabla N° 2.1: Reservas de petróleo por tipo

Reservas de petróleo (Mm3)				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2012	374.289	124.249	92.527	82.527
2013	370.374	132.287	91.101	147.589
2014	380.028	135.100	96.173	141.308
2015	380.730	131.344	95.165	141.461
2016	344.525	119.987	79.972	162.918
2017	320.916	116.762	80.165	169.775
2018	379.796	163.257	86.849	169.501
2019	407.420	174.453	86.973	163.252
2020	383.280	193.865	99.667	155.374
2021	451.231	235.252	148.949	682.920
2022	465.424	252.540	165.562	789.136
% 2021-2022	3,1%	7,3%	11,2%	15,6%
% 2012-2022	24,3%	103,3%	78,9%	856,2%
% eq.	2,2%	7,4%	6,0%	25,3%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En 2022 las reservas comprobadas de petróleo fueron 24,3% mayores a las registradas en el año 2013, lo cual implica una tasa promedio anual del 2,2% en el periodo. De la misma manera han aumentado las reservas probables un 7,4% promedio anualmente a la vez que son 103,3% superiores a las del año 2012.

¹ Son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

² Son aquellas reservas no comprobadas que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las reservas comprobadas, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

³ Son aquellas reservas no comprobadas que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

Por otra parte, las Reservas Posibles son 78,9% mayores respecto del año 2012 y crecen a una tasa promedio anual del 6% en la última década. Los Recursos contingentes⁴ de petróleo aumentan 25,3% en promedio anual y son 856% mayores a los del año 2012.

En el año 2022 las reservas comprobadas de petróleo crecen al igual que las demás categorías respecto al año anterior: las reservas Comprobadas son 3,1% mayores, las Probables y las Posibles 7,3% y 11,2% superiores respectivamente. Por otra parte, los Recursos contingentes crecieron 15,6% respecto de 2021.

Las reservas Comprobadas presentan una evolución diferente entre las cuencas argentinas. En la última década crecieron las reservas Comprobadas únicamente en la cuenca Neuquina: son 212% superiores a las del año 2012 y crecieron a una tasa promedio anual del 12,1%.

A su vez, las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral presentan niveles de reservas Comprobadas muy inferiores a las del año 2012: son 47,8%, 86,2%, 20,9% y 50,2% menores respectivamente.

Por otra parte, respecto de 2021 la única cuenca que incrementó sus reservas comprobadas es la Neuquina con un aumento del 14,3%. Adicionalmente, las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas comprobadas 2,1%, 63,2%, 4,9% y 19,8% respecto del año anterior.

Tabla N° 2.1.1: Reservas de petróleo por cuenca

Reservas comprobadas de petróleo por cuenca, Mm3						
	Noroeste	Cuyana	Neuquina	Golfo San Jorge	Austral	TOTAL
2012	4.677	23.915	81.224	251.824	12.649	374.289
2013	4.568	22.480	78.604	251.163	13.559	370.374
2014	4.718	22.638	84.107	255.330	13.234	380.028
2015	4.922	20.411	86.690	253.872	14.834	380.730
2016	4.780	16.715	77.429	234.174	11.426	344.525
2017	3.955	12.926	72.170	219.966	11.624	320.916
2018	3.217	14.744	118.606	232.513	10.716	379.796
2019	3.003	7.060	162.287	224.866	10.180	407.420
2020	2.621	6.757	156.903	208.445	8.555	383.280
2021	2.492	8.954	222.332	209.604	7.850	451.231
2022	2.439	3.299	254.140	199.252	6.293	465.424
% 2021-2022	-2,1%	-63,2%	14,3%	-4,9%	-19,8%	3,1%
% 2012-2022	-47,8%	-86,2%	212,9%	-20,9%	-50,2%	24,3%
% eq.	-6,3%	-18,0%	12,1%	-2,3%	-6,7%	2,2%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas Comprobadas 6,3%, 18%, 2,3% y 6,7% en promedio anualmente.

La caída absoluta y tendencial en las cuencas convencionales revela la muy escasa exploración en estas áreas, y se correlaciona con la declinación crónica de la producción de petróleo convencional.

⁴ Son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos descubiertos líquidos, gaseosos o ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación y para los que no exista, en ese momento, viabilidad económica o comercialidad de la explotación.

Reservas de gas natural

En este caso, han aumentado las reservas Comprobadas, las Probables, las Posibles y los Recursos de gas natural un 3,7%, 4,5%, 1,1% y 15,2% promedio anual en la última década respectivamente. A su vez, son 43,2%, 55,5%, 12% y 310,8% superiores a las existentes en el año 2012.

Tabla N° 2.2: Reservas de gas por tipo

Reservas de Gas (MMm3)				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2012	315.508	143.269	145.814	203.847
2013	328.260	142.011	135.033	214.391
2014	332.217	149.562	145.084	221.215
2015	350.483	160.441	158.299	251.969
2016	336.526	148.578	134.881	235.185
2017	355.459	188.987	147.640	359.924
2018	371.566	188.607	171.042	399.584
2019	400.225	190.523	134.670	415.020
2020	397.246	191.661	153.560	360.068
2021	415.988	182.750	161.253	859.721
2022	451.763	222.746	163.310	837.427
% 2021-2022	8,6%	21,9%	1,3%	-2,6%
% 2012-2022	43,2%	55,5%	12,0%	310,8%
% eq.	3,7%	4,5%	1,1%	15,2%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En el año 2022 las reservas Comprobadas de gas son 8,6% superiores a las del año anterior mientras que las Probables y Posible son 21,9% y 1,3% superiores a las del año 2021 respectivamente. Por otra parte, los Recursos de gas se redujeron 2,6% respecto de 2021.

Por otra parte, las reservas Comprobadas de gas aumentan solo en la cuenca Neuquina: son 17,6% superiores respecto del año anterior. A su vez, es la única cuenca que aumenta el nivel de reservas Comprobadas respecto a 2012 con un incremento absoluto del 143,9% y una tasa promedio anual de crecimiento de 9,3% en el periodo.

Adicionalmente, las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen 4,9%, 33,6%, 9,1% y 8,7% en relación al año 2022 respectivamente.

Tabla N° 2.2.1: Reservas de gas por cuenca

Reservas de Gas comprobadas por cuenca, MMm3						
	Noroeste	Cuyana	Neuquina	Golfo San Jorge	Austral	TOTAL
2012	31.820	761	133.699	48.446	100.781	315.508
2013	30.052	744	138.960	47.849	110.655	328.260
2014	26.055	770	147.909	47.987	109.497	332.217
2015	23.764	727	156.485	48.591	120.917	350.483
2016	20.271	598	155.950	46.024	113.683	336.526
2017	17.358	362	177.129	43.441	117.169	355.459
2018	14.900	418	204.711	43.798	107.739	371.566
2019	13.575	206	242.940	42.464	101.040	400.225
2020	12.116	225	252.382	36.393	96.130	397.246
2021	11.075	233	278.526	37.563	88.592	415.988
2022	10.529	155	326.064	34.142	80.873	451.763
% 2021-2022	-4,9%	-33,6%	17,1%	-9,1%	-8,7%	8,6%
% 2012-2022	-66,9%	-79,6%	143,9%	-29,5%	-19,8%	43,2%
% eq.	-10,5%	-14,7%	9,3%	-3,4%	-2,2%	3,7%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Las cuencas Noroeste y Cuyana presentan niveles de reservas Comprobadas de gas muy inferiores a las del año 2012: son 66,9% y 79,6% menores respectivamente. A su vez, las cuencas Golfo San Jorge y Austral muestra un nivel 29,5% y 19,8% menor en relación a las existentes en el año 2012 respectivamente.

Las cuencas Noroeste, Cuyana, Golfo San Jorge y Austral disminuyen sus reservas Comprobadas un 10,5%, 14,7%, 3,4% y 2,2% en promedio anualmente.

Al igual que en el caso del petróleo, la caída absoluta y tendencial en la mayoría de las cuencas convencionales de gas revela la muy escasa exploración en estas áreas, y se correlaciona con la declinación crónica de la producción de gas natural convencional.

La menor inversión en exploración redundará en un menor nivel de descubrimientos de nuevos yacimientos, lo que trae aparejado, indefectiblemente, una menor producción conforme el paso del tiempo debido a que los rendimientos decrecientes de los yacimientos.

La exploración en áreas poco exploradas de cuencas existentes, o en nuevas cuencas, ha tenido escaso desarrollo en Argentina en al menos los últimos 20 años, dando como resultado la extracción de hidrocarburos en yacimientos maduros y de alto costo de producción con rendimientos decrecientes. De esto se desprende que sin exploración de riesgo la producción hidrocarburífera convencional del país indefectiblemente seguirá su sendero de declinación en el mediano/largo plazo.

Reservas por tipo de recurso

Las reservas comprobadas por tipo de recurso comenzaron a informarse en el año 2017. Desde entonces se puede observar un claro patrón de comportamiento que implica una declinación marcada en el caso del petróleo y gas convencional y un aumento significativo para el petróleo y gas no convencional.

Tabla 2.2.3: reservas comprobadas por tipo de recurso

Reservas comprobadas de petróleo por tipo de recurso				
	Convencionales		No Convencionales	
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)
2017	299.815	242.847	21.101	112.700
2018	318.213	221.933	61.583	149.633
2019	297.388	208.095	110.032	192.136
2020	264.880	183.032	118.400	214.215
2021	274.007	171.399	177.225	244.589
2022	244.861	152.846	220.563	298.917
% 2021-2022	-10,6%	-10,8%	24,5%	22,2%
% 2017-2022	-18,3%	-37,1%	945,3%	165,2%
% eq.	-4,0%	-8,8%	59,9%	21,5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En 2022, las reservas comprobadas de petróleo convencional son 18,6% menores respecto de 2017 10,6% menores respecto del año anterior y se reducen a una tasa promedio anual del 4%.

En el caso del gas convencional se observa que las reservas comprobadas han disminuido 37,1% respecto de 2017 y 10,8% en relación al año anterior. A su vez, disminuyen a una tasa promedio del 8,8% por año.

En contraste, las reservas comprobadas no convencionales aumentan en ambos casos y en todas las mediciones. Se destaca el petróleo con un incremento del 945% respecto de 2017 y del 24,5% respecto del año anterior. A su vez, crece a una tasa promedio del 59,9% anual.

Por otra parte, las reservas comprobadas de gas no convencional son 164% más elevadas que las existentes en 2017 mientras fueron 22,2% superiores respecto del año anterior. En este caso, crecen a una tasa promedio anual del 21,5%.

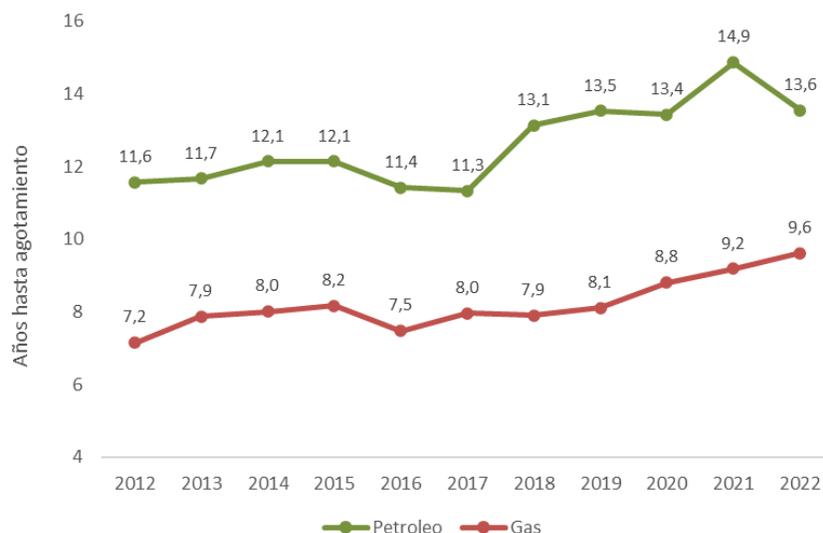
Estas mediciones por tipo de recurso se complementan a las observadas en la desagregación por cuenca e indica que las reservas comprobadas no convencionales son las únicas que crecen y, en particular, en la cuenca neuquina donde se encuentra la formación Vaca Muerta.

Agotamiento de las reservas comprobadas de petróleo y gas natural

La relación entre la producción y las reservas comprobadas revela el horizonte de agotamiento. Esto es, cuántos años demora en consumirse el stock de reservas al ritmo anual de producción si es que no existe reposición alguna.

A partir del año 2017, en paralelo al comienzo de la información por tipo de recurso, las reservas comprobadas de petróleo y gas han extendido su horizonte de agotamiento.

Gráfico N° 2.1: evolución del horizonte de agotamiento de las reservas comprobadas



Fuente: IAE en base a SE.

Como muestra el **Gráfico N° 2.1** el horizonte de agotamiento se extendió de 11,3 a 13,6 años entre 2017 y 2022 en el caso de las reservas comprobadas de petróleo. Mientras que el gas natural expandió su horizonte de agotamiento de 8 a 9,6 años en el mismo periodo.

La reposición de reservas comprobadas año a año permite elevar el indicador.

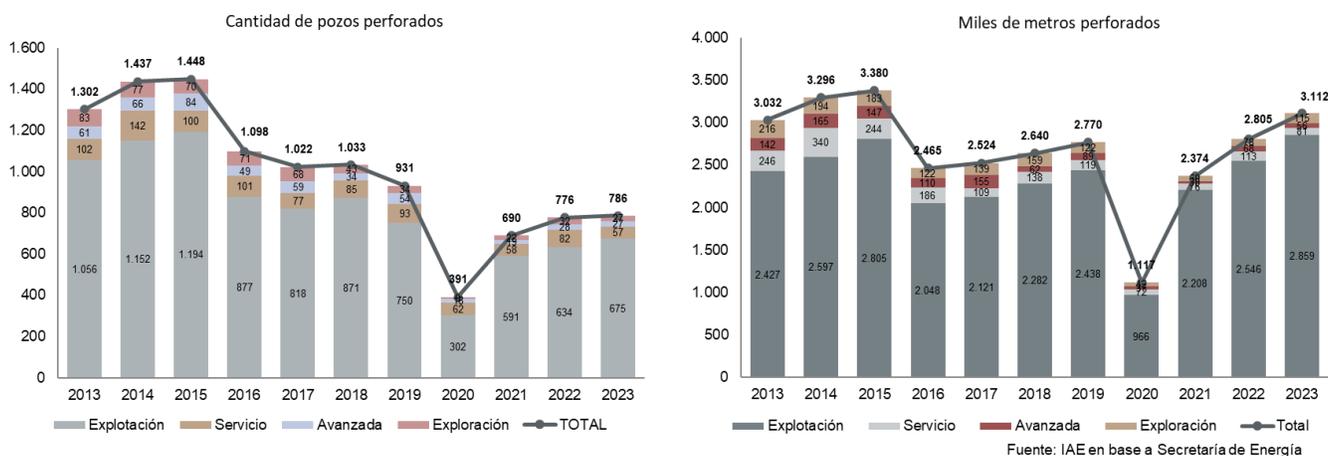
Pozos terminados

La cantidad de pozos terminados arroja información complementaria sobre la actividad y la inversión hidrocarburífera.

Como se puede ver en el **Gráfico N° 2.2** la cantidad anual de pozos terminados ha disminuido en los últimos 10 años de manera tendencial, llegando al nivel más bajo durante el 2020 a partir de los efectos de la pandemia del Covid-19 y la paralización de las actividades. Sin embargo, en 2021 y 2022 hubo un repunte. Sin embargo, en 2023 se observa un cierto estancamiento a la vez que continúa por debajo de los niveles observados entre 2013 y 2019.

El gráfico muestra, a su vez, una tendencia creciente en la cantidad de metros perforados a partir del año 2021.

Gráfico N° 2.2: evolución de la cantidad total de pozos terminados y metros perforados (miles de metros) por tipo de pozo



En la **Tabla N° 2.3** se puede observar la cantidad de pozos terminados por tipo por año y su variación i.a, absoluta y promedio.

Tabla 2.3: cantidad de pozos terminados por tipo

	Avanzada		Exploración		Explotación		Servicio		Total	
	Pozos	% i.a								
2013	61		83		1.056		102		1.302	
2014	66	8,2%	77	-7,2%	1.152	9,1%	142	39,2%	1.437	10,4%
2015	84	27,3%	70	-9,1%	1.194	3,6%	100	-29,6%	1.448	0,8%
2016	49	-41,7%	71	1,4%	877	-26,5%	101	1,0%	1.098	-24,2%
2017	59	20,4%	68	-4,2%	818	-6,7%	77	-23,8%	1.022	-6,9%
2018	34	-42,4%	43	-36,8%	871	6,5%	85	10,4%	1.033	1,1%
2019	54	58,8%	34	-20,9%	750	-13,9%	93	9,4%	931	-9,9%
2020	18	-66,7%	9	-73,5%	302	-59,7%	62	-33,3%	391	-58,0%
2021	19	5,6%	22	144,4%	591	95,7%	58	-6,5%	690	76,5%
2022	28	47,4%	32	45,5%	634	7,3%	82	41,4%	776	12,5%
2023	27	-3,6%	27	-15,6%	675	6,5%	57	-30,5%	786	1,3%
%2022-2023	-3,6%		-15,6%		6,5%		-30,5%		1,3%	
% 2013-2023	-55,7%		-67,5%		-36,1%		-44,1%		-39,6%	
% eq.*	-7,8%		-10,6%		-4,4%		-5,7%		-4,9%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se muestra en la **Tabla N° 2.3** la cantidad de pozos totales ha tenido una disminución absoluta del 39,6% en 2023 respecto de 2013. Esto da como resultado una tasa de disminución promedio anual del 4,9%, mientras que en el último año el aumento de la cantidad de pozos terminados fue del 1,3% respecto de 2022.

En 2013 se perforaron 98 pozos Exploratorios. Desde ese año hasta 2023 se produce una disminución tendencial prácticamente ininterrumpida en la cantidad de pozos de exploración anuales hasta el año 2020 que, a fines prácticos, no es comparable. En 2021 se perforaron 22 pozos exploratorios mientras que en 2022 y 2023 se

terminaron 32 y 27 respectivamente. Es decir, en el último año la cantidad de pozos exploratorios fue 67,5% inferior a la del año 2013 con una caída promedio anual del 10,6%.

Los pozos de Explotación han tenido una disminución absoluta del 36,1% en 2023 respecto de 2013, es decir, una disminución promedio anual del 4,4% en la última década. A su vez, en 2023 se observa un aumento del 6,5% respecto del año anterior.

Tabla 2.4: metros perforados por tipo de pozo (en miles de metros)

	Avanzada		Exploración		Explotación		Servicio		Total	
	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a
2013	142		216		2.427		246		3.032	
2014	165	16%	194	-10%	2.597	7%	340	38%	3.296	8,7%
2015	147	-11%	183	-5%	2.805	8%	244	-28%	3.380	2,6%
2016	110	-25%	122	-33%	2.048	-27%	186	-24%	2.465	-27,1%
2017	155	41%	139	14%	2.121	4%	109	-41%	2.524	2,4%
2018	62	-60%	159	14%	2.282	8%	138	26%	2.640	4,6%
2019	89	45%	122	-23%	2.438	7%	119	-13%	2.770	4,9%
2020	37	-59%	42	-66%	966	-60%	72	-39%	1.117	-59,7%
2021	30	-18%	60	41%	2.208	129%	76	6%	2.374	112,5%
2022	68	125,3%	78	30,6%	2.546	15,3%	113	48,3%	2.805	18,2%
2023	56	-17,0%	115	48,2%	2.859	12,3%	81	-28,1%	3.112	11,0%
%2022-2023	-17,0%		48,2%		12,3%		-28,1%		11,0%	
% 2013-2023	-60,3%		-46,7%		17,8%		-67,0%		2,7%	
% eq.*	-8,8%		-6,1%		1,7%		-10,5%		0,3%	

La **Tabla 2.4** muestra que la cantidad total de metros perforados ha tenido un incremento absoluto del 2,7% en 2023 respecto de 2013. Esto da como resultado una tasa de crecimiento promedio anual del 0,3%, mientras que en el último año los metros totales perforados aumentaron 11%.

Se destaca el crecimiento de los metros perforados en pozos de explotación que crece 12,3% respecto de 2022 y 17,8% respecto a 2013. El crecimiento anual promedio en este caso es del 1,7% en el periodo observado.

3. Downstream: Ventas de los principales combustibles

Principales combustibles líquidos

Las ventas de los principales combustibles líquidos muestran, en 2023, un muy un comportamiento divergente: mientras el consumo de gasoil se redujo 0,8% anual, las ventas de nafta alcanzaron un récord con un incremento del 4,4% respecto al año anterior.

El consumo de naftas crece sin interrupciones a partir del año 2021. En este sentido, después de caer 26,9% durante la pandemia del Covid-19 tuvo un incremento del 30,3%, 13,6% y 4,4% en 2021, 2022 y 2023 respectivamente. En el último año las ventas llegaron a los 10.335 mil metros cúbicos.

Tabla N° 3.1: Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3)

Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3)										
	Gas Oil			Naftas			TOTALES			
	Gas Oil G1	Gas Oil G2	Gas Oil G3	Nafta G1	Nafta G2	Nafta G3	Total Gas Oil	% i.a	Total Naftas	% i.a
2013	0,00	12.210	1.540	123	6.090	1.954	13.750		8.166	
2014	0,07	11.594	2.123	29	6.159	2.356	13.717	-0,2%	8.544	4,6%
2015	0,00	11.754	1.661	27	6.161	1.892	13.415	-2,2%	8.081	-5,4%
2016	0,14	11.304	2.371	34	6.198	2.432	13.675	1,9%	8.664	7,2%
2017	0,95	10.669	3.047	17	6.388	2.894	13.718	0,3%	9.299	7,3%
2018	0,00	10.092	3.399	9	6.668	2.669	13.491	-1,7%	9.346	0,5%
2019	0,46	10.038	3.358	0	6.878	2.294	13.397	-0,7%	9.171	-1,9%
2020	0,11	9.173	2.759	0	5.046	1.654	11.932	-10,9%	6.700	-26,9%
2021	0,00	10.033	3.682	0	6.377	2.353	13.715	14,9%	8.730	30,3%
2022	0,00	10.411	4.368	0	7.118	2.802	14.779	7,8%	9.920	13,6%
2023	0,00	10.629	4.039	0	7.545	2.810	14.668	-0,8%	10.355	4,4%
% 2022-2023	-	2,1%	-7,5%	-	6,0%	0,3%	-0,8%		4,4%	
% 2013-2023	-	-13%	162%	-	23,9%	43,8%	6,7%		26,8%	
% eq.	-	-1,4%	10,1%	-	2,2%	3,7%	0,6%		2,4%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

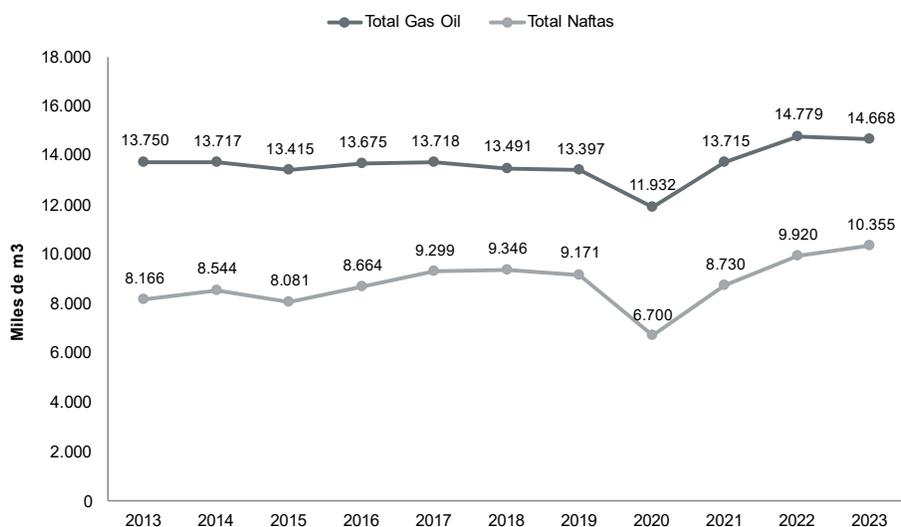
La disminución en las ventas de gasoil respecto del año anterior está explicada por menores volúmenes de gasoil grado 2 (gasoil común) que fueron compensador por una caída en las ventas de gasoil de grado 3 (gasoil ultra). Por otra parte, en el año 2023 se consumió un 6,7% más de gasoil que en el año 2013 y lo explica en su totalidad el aumento del 162% del gasoil Grado 3. Esto sugiere un cambio en la utilización del gasoil común por el gasoil ultra que no ha sido experimentado durante el año 2023.

A su vez, el gasoil total comercializado presenta una tasa de crecimiento anual promedio del 0,6% en la demanda durante el periodo.

La demanda de naftas aumentó 4,4% respecto del año anterior y presenta un notable dinamismo en la última década: entre 2013 y 2023 las ventas totales aumentaron 26,8% debido al considerable incremento de las ventas

de Naftas grado 2 (súper) y grado 3 (ultra). Las ventas de este combustible han aumentado a una tasa promedio anual del 2,4% durante los últimos diez años.

Gráfico N° 3.1: venta de los principales combustibles líquidos en el mercado interno



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar en el Gráfico y Tabla N° 3.1 la demanda de gasoil presenta un nivel de consumo similar al año anterior mientras que el consumo de naftas evidencia un importante dinamismo a partir del año 2021.

Ventas de Gas natural

Durante el año 2023 las ventas totales de gas natural se redujeron 1,2% respecto al año anterior. Por otra parte, en 2023 no se logró recuperar los niveles de consumo previos a la pandemia: se consumió 5,5% menos que en 2019 y 9,5% menos que en el pico de la década marcado en 2018.

Por otra parte, entre 2013 y 2023 las ventas totales de gas natural se redujeron 5% en términos absolutos observándose una tasa de reducción promedio anual del 0,5% durante el periodo. En este sentido, se observan cinco años de crecimiento de la demanda y cinco años en caída respecto del año anterior.

En particular los usuarios Residenciales, que consumen el 24% del total, redujeron su demanda 6,2% entre 2013 y 2023. Esto implica que los consumos de estos usuarios disminuyen a una tasa promedio anual del 0,6% en ese periodo.

En el caso de las Centrales Eléctricas, que consumen el 32% del Gas natural entregado, se observa una reducción en la demanda entre los años 2013 y 2023: las entregas fueron 9,4% menores respecto de 2013 y se redujeron 1% promedio anual en el periodo. A su vez, esta categoría demandó 3,3% menos de gas que el año anterior.

Tabla 3.2 Gas Natural entregado por tipo de Usuario, en MMm3

Gas Natural entregado por tipo de Usuario, en MMm3									
Mes	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total	% i.a
2013	10.491	1.344	446	12.391	14.472	1.012	2.759	42.915	
2014	10.108	1.326	442	12.478	14.543	1.001	2.853	42.750	-0,4%
2015	10.229	1.334	431	12.632	14.916	1.047	2.981	43.571	1,9%
2016	10.835	1.368	479	12.084	16.002	1.090	2.827	44.686	2,6%
2017	9.606	1.271	446	12.516	17.278	1.044	2.551	44.712	0,1%
2018	9.568	1.257	432	13.193	17.189	1.045	2.401	45.085	0,8%
2019	9.198	1.460	441	13.287	15.326	981	2.480	43.172	-4,2%
2020	9.647	1.080	315	12.673	14.439	852	1.868	40.873	-5,3%
2021	9.714	1.163	410	12.121	16.149	819	2.346	42.722	4,5%
2022	10.433	1.236	460	12.303	13.566	896	2.395	41.287	-3,4%
2023	9.844	1.375	469	12.842	13.115	896	2.247	40.789	-1,2%
% 2022-2023	-5,6%	11,2%	2,1%	4,4%	-3,3%	0,1%	-6,2%	-1,2%	
% 2013-2023	-6,2%	2,3%	5,3%	3,6%	-9,4%	-11,4%	-18,6%	-5,0%	
% eq.	-0,6%	0,2%	0,5%	0,4%	-1,0%	-1,2%	-2,0%	-0,5%	

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Por su parte, la Industria, que es responsable del 31% de las ventas totales, consumió 3,6% más de gas natural que en el año 2013, con un aumento promedio anual del 0,4%, y 4,4% respecto del año anterior.

Los usuarios del tipo Comercial, que representan el 3% de la demanda, consumieron 2,3% más respecto al año 2013 resultando en una tasa de crecimiento promedio 0,2% anual entre los años 2013 y 2023. A su vez, aumentaron su demanda 11,2% respecto del año anterior.

4. Precios de los hidrocarburos y derivados

Barril de petróleo: precios locales e internacionales

El barril de petróleo tipo WTI cotizó en promedio, durante 2023, 77,6 USD/bbl. Esto implica una reducción del 17,7% respecto de 2022. Adicionalmente, el precio promedio del barril de petróleo tipo BRENT en 2023 fue USD/bbl 82,1, es decir, un 17,1% menor respecto del año 2022.

	BRENT	ESCALANTE	MEDANITO	WTI
2013	108,6	73,1	76,1	98,0
2014	99,0	74,6	79,4	93,0
2015	52,4	57,5	74,6	48,8
2016	43,5	48,8	63,2	43,3
2017	54,2	50,9	56,5	50,9
2018	71,6	63,0	65,0	64,8
2019	64,1	56,1	54,0	57,0
2020	43,2	40,6	40,1	39,5
2021	70,8	61,8	54,4	67,9
2022	99,1	75,9	67,1	94,3
2023	82,1	69,6	63,8	77,6
% 2022-2023	-17,1%	-8,3%	-4,9%	-17,7%
% 2013-2023	-24,4%	42,7%	0,9%	79,1%
% eq. *	-2,8%	5,2%	0,1%	8,7%

Los precios del WTI y el BRENT alcanzaron el máximo del año en el mes de junio de 2022 cotizando 118 y 114 USD por barril respectivamente. Estos valores fueron similares a los picos observados entre 2013 y 2014 donde cotizaron alrededor de 111 y 105 USD por barril respectivamente en ambas oportunidades.

En 2020, en el mercado local el impacto en los precios tuvo correlato y, como consecuencia de ello, volvió a implementarse una política de precio sostén o "Barril Criollo" (Decreto 488/2023) similar a la que estuvo vigente entre los años 2014 y 2017. En este caso el precio sostén duró 3 meses⁵.

En 2023, al igual que en los últimos dos años, se observa una reversión del "barril criollo" pero con precios internacionales en descenso. En este caso, es notable el desacople de los precios internos respecto a los internacionales.

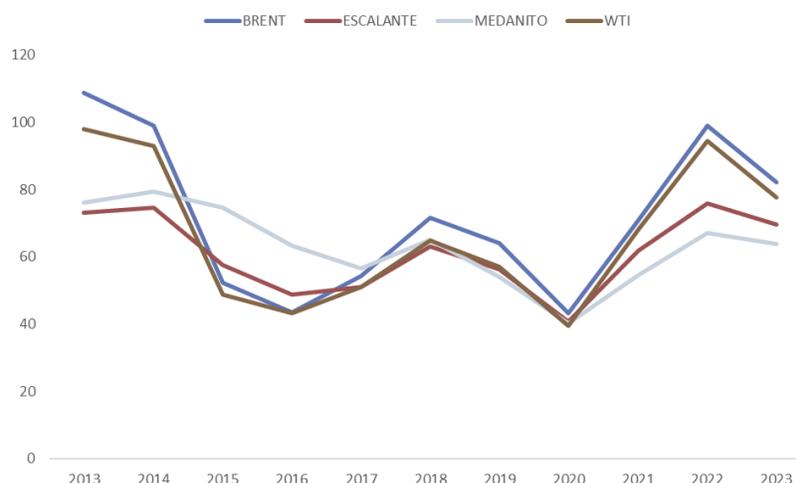
El barril de petróleo del tipo Escalante tuvo un precio promedio, en el año 2023, de USD/bbl 69,6, es decir, un valor 8,3% menor al del año anterior. Asimismo, el barril de petróleo tipo Medanito cotizó, en promedio, USD/bbl 63,8 durante el año 2023 con una reducción del 4,9% respecto de 2022.

⁵ Se puso como referencia una cotización del tipo Medanito de USD/bbl 45 mientras la cotización del crudo tipo BRENT se encuentre por debajo de ese valor. Esta referencia se utilizó para el cálculo de regalías y se aplicó sin distinción de cuenca o tipo de crudo más allá del ajuste por calidad.

En promedio, durante 2023, el precio de los barriles Escalante y Medanito fueron 12,5 y 18,3 dólares inferior al barril tipo BRENT. Es decir, el BRENT fue 18% y 29% superior respectivamente.

Asimismo, en 2023, el precio de los barriles Escalante y Medanito fueron 8 y 13,8 dólares inferior al barril tipo WTI. Es decir, el WTI fue 11% y 222% superior respectivamente.

Gráfico N° 4.1: Precios locales e internacionales del barril de petróleo



Fuente: IAE Mosconi en base a SE

El **Gráfico 4.1** muestra la evolución de los precios internacionales y locales del barril de petróleo. Como se puede observar, hasta mediados del año 2014 el precio promedio internacional en cualquiera de sus cotizaciones fue superior al precio local. Es preciso destacar que la política de “Barril Criollo” ha estado presente desde el año 2007 hasta el año 2017 y desde mayo a agosto de 2020 en diferentes versiones, incluso aún en los tres años donde los precios locales fueron superiores a los internacionales.

En 2023 se observa una reversión del “barril criollo” con precios internacionales en descenso. En este caso, es notable el desacople de los precios internos respecto a los internacionales: las cotizaciones del BRENT y WTI se encuentran en promedio un 17% por encima de las cotizaciones locales.

A su vez, se observa un desacople no solo en el precio sino en las variaciones respecto del año anterior de los precios locales en relación a los internacionales.

Gas natural: Precio en mercado local, importación y Henry Hub

Al igual que en el caso del petróleo, la pandemia del Covid-19 tuvo un impacto muy significativo en la demanda y en la oferta de gas en todo el mundo durante el año 2020. Por entonces, se observaron precios del gas que fueron los mínimos de la década tanto en importación como el local y en el mercado de Estados Unidos. Sin embargo, a partir del año 2021 comenzó a recuperarse.

La recuperación de los precios fue seguida del impacto de la invasión de Rusia en Ucrania en el primer trimestre de 2022 que disparó los precios del gas en Europa, debido a la restricción a la oferta rusa, y por consiguiente en el resto del mundo.

En el mercado local, el precio de Gas natural doméstico en boca de pozo tuvo un aumento de 6,2% promedio anual entre 2013 y 2023, tomando como cálculo el precio promedio de cada año. Por otra parte, entre el precio promedio del año 2013 y el precio promedio del año 2023 hubo un incremento del 82% en el Gas natural Doméstico. Adicionalmente, en el último año el precio del gas argentino se redujo 2,9% respecto del año anterior.

Tabla 4.2: precios del gas natural local, importación e internacional

Precios promedio anual del Gas en USD/Mmbtu								
	Importación Bolivia		Importación GNL		NYMEX Henry Hub		Local boca de pozo	
	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a
2013	10,39		16,57		3,73		1,77	
2014	10,40	0,1%	14,23	-14,1%	4,39	17,8%	2,16	22,1%
2015	6,20	-40,4%	10,47	-26,4%	2,63	-40,1%	2,05	-5,3%
2016	3,74	-39,6%	5,80	-44,7%	2,52	-4,4%	3,21	56,7%
2017	4,93	31,7%	5,95	2,6%	2,98	18,7%	3,76	17,2%
2018	6,31	28,0%	8,10	36,2%	3,15	5,6%	4,13	9,7%
2019	6,74	6,8%	6,34	-21,8%	2,57	-18,6%	3,19	-22,9%
2020	4,94	-26,8%	4,13	-34,8%	2,04	-20,7%	2,24	-29,6%
2021	6,12	24,1%	9,07	119,3%	3,91	92,1%	2,94	31,1%
2022	11,33	85,0%	29,66	227,2%	6,42	64,2%	3,32	13,0%
2023	10,01	-11,7%	17,09	-42,4%	2,54	-60,5%	3,22	-2,9%
% 2022-2023	-11,7%		-42,4%		-60,5%		-2,9%	
% 2013-2023	-3,6%		3,1%		-32,0%		82,0%	
% eq. *	-0,4%		0,3%		-3,8%		6,2%	

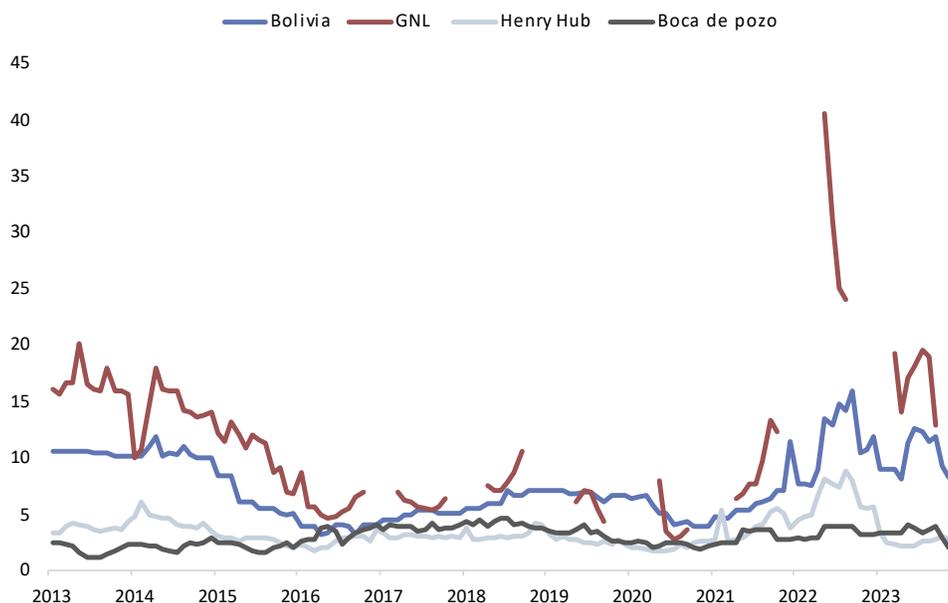
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y EIA.

Durante los años observados, el precio promedio de importación de Gas natural (Desde Bolivia y Chile) se redujo 0,4 % promedio anual mientras el de GNL tuvo una tasa promedio de crecimiento del 3,1% promedio anual. A su vez, en el último año el precio del gas natural del Bolivia fue 11,7% menor a la vez que se importó GNL a un precio promedio 42,4% inferior al del año anterior. Estos precios fueron 3,6% menores y 3,1% mayores a los registrados en 2013.

El precio del gas natural Henry Hub es el que se registró en el NYMEX⁶ en Estados Unidos. En promedio, durante 2023 el precio fue de US\$/MMbtu 2,54, es decir, 60,5% inferior al del año anterior y 32% menor al del año 2013.

⁶ New York Mercantile Exchange por sus siglas en inglés.

Gráfico N° 4.2: Precios del gas



Fuente: IAE Mosconi en base a SE y EIA.

El **Gráfico 4.2** muestra la evolución del precio del gas natural Henry Hub y doméstico en boca de pozo, junto con el precio pagado por la importación argentina de gas natural de Bolivia y GNL durante los meses de importación efectiva. Como se puede observar, desde el año 2013 los precios promedio de importación han sido superiores a la referencia internacional y al precio del gas natural doméstico en boca de pozo.

El precio local del gas natural se encuentra desacoplado de los precios internacionales. En este sentido, si bien sigue la dirección de las referencias, lo hace en una magnitud considerablemente menor sugiriendo cierta rigidez en su valoración.

Nafta y Gas Oil: precios internos

Los precios internos de los principales combustibles líquidos en Argentina tienen diferentes valores dependiendo de la región donde se efectivice la venta al público. Por este motivo, seguir el precio en una región determinada es un buen indicador del nivel de variaciones que ha tenido en el tiempo, aunque, por la razón expuesta, no significa que la trayectoria haya sido exactamente igual en todas las regiones.

En la **Tabla N° 4.3** se presenta los precios finales de los principales combustibles líquidos según las ventas minoristas al público en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, informadas por la Secretaría de Energía a diciembre de cada año.

En promedio, los combustibles líquidos han aumentado sus precios medidos en dólares corrientes⁷ un 1,3% entre 2022 y 2023.

Tabla N° 4.3: precio de combustibles líquidos

Precios por litro de los principales combustibles en estaciones de servicio de CABA, en USD corrientes										
	\$/USD	Nafta súper		Nafta Premium		Gas Oil G3 (últra)		Gas Oil G2 (común)		Total % promedio
		Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	
dic.-13	6,3	1,40		1,53		1,42		1,27		
dic.-14	8,5	1,44	2,8%	1,62	5,5%	1,50	5,6%	1,31	3,2%	4,3%
dic.-15	11,4	1,18	-17,7%	1,32	-18,7%	1,22	-18,6%	1,07	-18,4%	-18,4%
dic.-16	15,8	1,10	-7,4%	1,23	-6,2%	1,15	-5,7%	1,00	-6,1%	-6,4%
dic.-17	17,7	1,29	18,0%	1,48	20,3%	1,33	15,0%	1,14	14,0%	16,8%
dic.-18	37,9	1,00	-22,7%	1,16	-22,0%	1,09	-17,9%	0,94	-17,8%	-20,1%
dic.-19	59,9	0,90	-10,4%	1,03	-10,7%	0,99	-9,6%	0,85	-9,5%	-10,0%
dic.-20	82,6	0,82	-8,6%	0,95	-8,3%	0,90	-8,4%	0,77	-9,1%	-8,6%
dic.-21	101,9	0,89	9,3%	1,04	9,5%	0,99	9,9%	0,85	10,6%	9,8%
dic.-22	172,9	0,89	-0,6%	1,09	5,0%	1,29	30,2%	0,99	15,4%	12,5%
dic.-23	642,0	0,92	3,6%	1,13	3,9%	1,22	-5,8%	1,02	3,4%	1,3%
% 2022-2023			3,6%		3,9%		-5,8%		3,4%	1,3%
% 2013-2023			-34,2%		-26,2%		-14,5%		-19,6%	-23,6%
% eq.			-4,1%		-3,0%		-1,6%		-2,2%	-2,7%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y BCRA

Por otra parte, en promedio los precios de los principales combustibles fueron un 23,6% más baratos que en diciembre de 2013 y disminuyeron a una tasa promedio anual del 2,7% en la última década. Los precios máximos y mínimos se dieron en los años 2014 y 2020 respectivamente.

El precio gasoil grado 2 (común) aumentó 3,4% respecto de diciembre 2022, mientras que presenta un precio 19,6% menor al de diciembre del año 2013. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 2,2% promedio anual.

El precio del gasoil grado 3 (ultra) medido en dólares se redujo 5,8% respecto de diciembre 2022, mientras que presenta un precio 14,5% menor al del año 2013. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 1,6% promedio anual.

La Nafta Súper aumentó el precio en dólares un 3,6% respecto de 2022, mientras que presenta un precio 34,2% menor al del año 2013. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 4,1% promedio anual.

Por último, el precio de la Nafta Premium aumentó 3,9% respecto de 2022, mientras que presenta un precio 26,2% menor al del año 2013. Por otra parte, en los últimos diez años disminuyó a una tasa del 3% promedio anual.

⁷ Se toma el tipo de cambio mayorista promedio del mes informado por el BCRA.

5. Balanza comercial energética

La balanza comercial energética de Argentina se define por la diferencia entre los bienes energéticos vendidos (exportaciones de combustibles y energía) y los bienes energéticos comprados al exterior (importación de combustibles y lubricantes) según las clasificaciones del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) para el comercio exterior.

La **Tabla N° 5.1** muestra la evolución de las exportaciones e importaciones energéticas y el saldo comercial energético en la última década.

Tabla 5.1: exportaciones e importaciones energéticas

Tabla N° 5.1: Exportaciones e importaciones por grandes rubros y uso económico, en millones de Dólares corrientes						
	Exportaciones de combustibles y energía		Importaciones de combustibles y lubricantes		Saldo comercial energético	
	MM u\$d	%i.a	MM u\$d	%i.a	MM u\$d	%i.a
2013	5.562		12.464		-6.902	
2014	4.943	-11,1%	11.343	-9,0%	-6.401	-7,3%
2015	2.246	-54,6%	6.854	-39,6%	-4.608	-28,0%
2016	2.048	-8,8%	4.856	-29,2%	-2.808	-39,1%
2017	2.478	21,0%	5.723	17,9%	-3.244	15,6%
2018	4.201	69,5%	6.555	14,6%	-2.354	-27,4%
2019	4.422	5,2%	4.446	-32,2%	-25	-99,0%
2020	3.593	-18,7%	2.640	-40,6%	953	-
2021	5.284	47,0%	5.843	121,3%	-560	-
2022	8.509	61,0%	12.868	120,2%	-4.359	679,0%
2023	7.878	-7,4%	7.924	-38,4%	-46	-98,9%
%2022-2023	-7,4%		-38,4%		-	
% 2013-2023	41,7%		-36,4%		-	
% eq.*	3,5%		-4,4%		-	

Fuente: IAE en base a INDEC

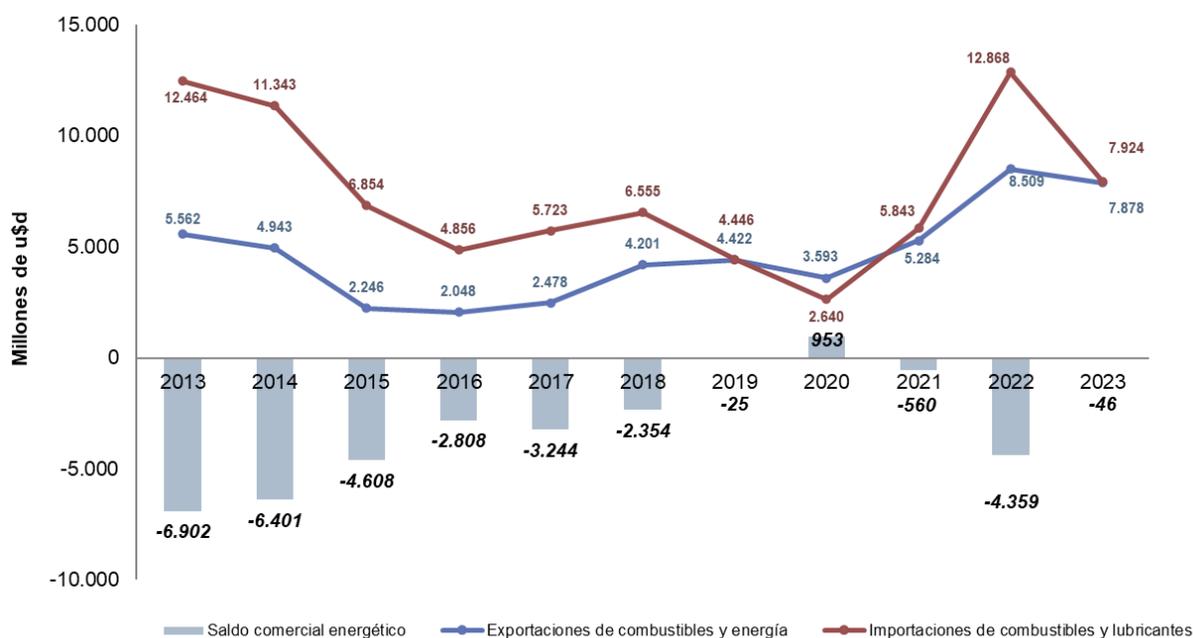
Como se puede observar, entre los años 2013 y 2016 las exportaciones de combustibles y energía han mostrado una tendencia a la baja. A partir de ese momento, y hasta la actualidad, las exportaciones energéticas se presentan crecientes de manera tendencial. Por otra parte, las importaciones muestran una tendencia declinante desde el año 2014 hasta el 2020, mientras que los años 2021 y 2022 presentan un incremento significativo. Sin embargo, en 2023 las importaciones de combustibles disminuyeron significativamente.

Entre 2013 y 2023 el monto total de exportaciones energéticas aumentó 41,7%, lo cual implica un crecimiento promedio anual del 3,5% en el valor energético exportado de los últimos diez años. Por otra parte, las importaciones tuvieron una reducción absoluta del 36,4% en los últimos diez años y una reducción promedio anual del 4,4%.

En 2023, las exportaciones se redujeron significativamente menos que las importaciones: 7,4% y 38,4% respectivamente en relación a 2022. Esto resultó en un déficit comercial energético de USD 46 millones. Es decir, virtualmente existió equilibrio comercial energético. En la última década, Argentina tuvo déficit energético en 9 de 10 años: sólo hubo superávit en el año 2020, momento en que la pandemia del Covid-19 paralizó el comercio internacional.

El saldo comercial energético ha sido deficitario desde el año 2013, con excepción del 2020, hasta el 2023 con picos de déficit en los años 2013 y 2014 (USD -6,902 y USD -6,401 millones), donde se registró la mayor suma de importaciones de energía con USD 12.464 y USD 11.343 millones respectivamente. Sin embargo, el récord de importaciones energética fue en 2022 aunque también lo ha sido el de exportaciones.

Gráfico N° 5.1: Balanza comercial energética | años 2013-2023



Fuente: IAE en base a INDEC

Según los datos del Informe de Tendencias del IAE Mosconi en base a INDEC, en el año 2023 las cantidades exportadas de combustible y energía aumentaron 13,3% respecto a 2022, mientras que los precios fueron 18,4% menores. A su vez, las cantidades importadas de combustible y lubricantes se aumentaron 23,7% respecto a 2022 y los precios de importación fueron 19,3% i.a. inferiores.

Las importaciones de los principales productos energéticos en términos de cantidades muestran que en la última década hubo una disminución absoluta en las compras de gas natural de Bolivia (y marginalmente de Chile) del 59,8% debido principalmente a la incapacidad de Bolivia de garantizar volúmenes y la consiguiente renegociación del contrato de venta con Argentina.

En 2023 se redujo la importación de gasoil⁸ con un total de 1.608 mil m3 y una disminución del 2,7% respecto del año anterior. En términos absolutos, las compras de gasoil fueron 33,7% menores a las del año 2013 y presentan una tasa de reducción anual promedio del 4%. Análogamente, se observan valores importantes en la importación de naftas⁹ con un volumen total de 955 mil m3 y una reducción del 21,5% respecto del año anterior, mientras es 150% superior respecto de 2013 y tiene una tasa de crecimiento anual del 9,7% promedio en el periodo.

Tabla 5.2: importaciones energéticas por principales combustibles

Tabla N° 5.2: Importaciones de combustibles y petróleo en cantidades										
	Petróleo (Mm3)	% i.a	Gas Natural (MMm3)	% i.a	GNL (MMm3)	% i.a	GasOil (Mm3)	% i.a	Naftas (Mm3)	% i.a
2013	421		5.690		5.711		2.427		379	
2014	548	30,1%	5.973	5,0%	6.604		2.026		449	
2015	292	-46,6%	5.957	-0,3%	5.315	-19,5%	1.934	-4,5%	15	-96,7%
2016	920	214,8%	6.221	4,4%	4.651	-12,5%	2.190	13,3%	247	1543,8%
2017	1.195	29,9%	6.870	10,4%	4.799	3,2%	2.132	-2,7%	416	68,6%
2018	445	-62,8%	6.065	-11,7%	3.653	-23,9%	2.203	3,3%	618	48,6%
2019	0	-	5.096	-16,0%	1.769	-51,6%	2.144	-2,7%	531	-14,1%
2020	0	-	5.422	6,4%	1.856	4,9%	1.338	-37,6%	162	-69,6%
2021	0	-	4.726	-12,8%	3.539	90,7%	1.972	47,4%	581	259,6%
2022	0	-	3.835	-18,9%	2.352	-33,5%	2.558	-2,7%	1.216	109,4%
2023	0	-	2.286	-40,4%	2.676	13,8%	1.608	-2,7%	955	-21,5%
%2022-2023	-		-40,4%		13,8%		-37,1%		-21,5%	
% 2013-2023	-		-59,8%		-53,1%		-33,7%		152,2%	
% eq.*	-		-8,7%		-7,3%		-4,0%		9,7%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La importación de petróleo es nula en los años 2019 a 2023 luego de haber aumentado considerablemente entre 2013 y 2018, con un pico de compras al exterior en el año 2017 de 1.195 Mm3.

En el caso del gas natural, la importación de Bolivia se redujo 40,4% entre 2022 y 2023, y es 59,8% menor a la del año 2013. En los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto se ha reducido 8,7% promedio anual pasando de importar 5.690 MMm3 en 2013 a 2.286 MMm3 en 2023. Por esto, durante el año 2023 el 5,6% del total de gas entregado a los usuarios es gas natural importado de Bolivia.

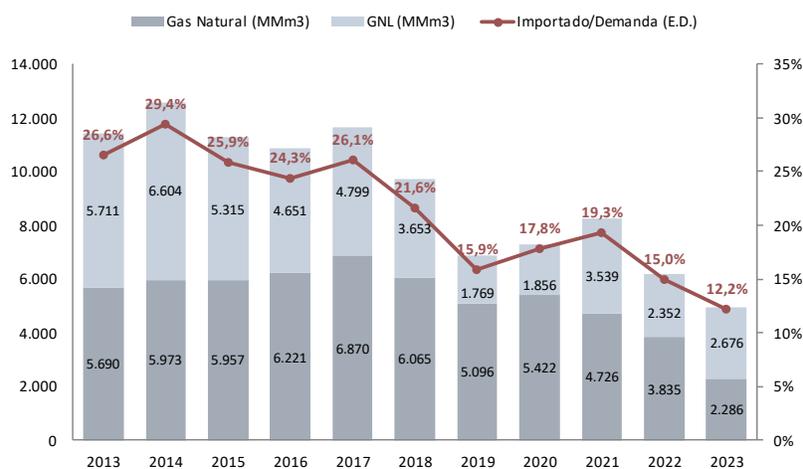
La importación de Gas natural Licuado (GNL) aumentó 13,8% entre el año 2022 y 2023, mientras que en el último año fue 53,1% menor a la del año 2013 pasando de 5.711 MMm3 a 2.676 MMm3. Es decir, bajo este criterio la importación de GNL se redujo 7,3% promedio anual en la década, representado el 6,6% del total del gas entregado a usuarios en el año 2023.

En la suma del total del Gas entregado a usuarios el 12,2% es importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 4.962 MMm3. Esto es una reducción del 20% respecto del año anterior.

⁸ Incluye total Gas Oil grado 1, 2 y 3.

⁹ Incluye total Naftas grado 1, 2 y 3.

Gráfico N° 5.2: Gas importado y % sobre entregado a usuarios



Fuente: IAE Mosconi en base a SE y ENARGAS

Las exportaciones de petróleo tuvieron un crecimiento importante en el último año mientras que las exportaciones de gas natural se encuentran en niveles similares a los años 2019 y 2020.

Las ventas totales de gas natural al exterior fueron récord del periodo en 2022 mientras que en 2023 sumaron 1.625 millones de m3 a la vez se redujeron 16% respecto a 2022 y crecieron 2.615% respecto a 2013. Se observa una tasa de crecimiento promedio anual del 39,1% en el periodo.

Tabla 5.3: exportaciones de petróleo y gas

Tabla 5.3: Exportaciones		
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)
2013	2.533	60
2014	2.675	29
2015	2.341	23
2016	2.970	28
2017	1.724	68
2018	3.592	422
2019	3.808	1.848
2020	5.015	1.360
2021	4.366	876
2022	6.659	1.935
2023	7.014	1.625
%2022-2023	5,3%	-16,0%
% 2013-2023	176,9%	2615,1%
% eq.*	10,7%	39,1%

Fuente: IAE en base a SE

De igual manera, Las ventas totales de petróleo fueron récord del periodo en 2023 y sumaron 7.014 mil m3 a la vez que aumentaron 5,3% respecto a 2022 y 176,9% respecto a 2013. En este caso se observa una tasa de crecimiento promedio anual del 10,7% en el periodo.

Tabla 5.4: exportaciones de petróleo por cuenca

	2022	2023	Participación 2023	Var. %
Cuenca Austral - Santa Cruz - Off Shore	127	96	1,5%	-24,3%
Cuenca Austral - Santa Cruz - On Shore	245	243	3,9%	-0,8%
Cuenca Austral - Tierra I Fuego - Off Shore (Hidra)	183	153	2,4%	-16,6%
Cuenca Austral - Tierra I Fuego - On Shore (San Sebastián)	101	107	1,7%	6,2%
Cuenca Golfo San Jorge - Chubut (Escalante)	1.806	1.529	24,5%	-15,3%
Cuenca Neuquina - La Pampa (Medanito)	47	48	0,8%	1,9%
Cuenca Neuquina - Neuquen (Medanito)	3.941	4.703	75,3%	19,3%
Cuenca Neuquina - Rio Negro (Medanito)	208	107	1,7%	-48,6%
Cuenca Noroeste - Salta 26,891	0	27	0,4%	-
Total	4.331	6.247	100,0%	44,2%

Fuente: IAE en base a SE

La **Tabla 5.4** muestra las exportaciones de petróleo por cuenca y tipo de crudo. El 75% de la exportación del año 2023 fue explicada por los envíos de crudo tipo Medanito, de la cuenca Neuquina en la provincia de Neuquén, cuyas ventas al exterior fueron 19,3% mayores a la del año anterior.

A su vez, la exportación de crudo tipo Escalante se redujo 15,3% ocupando el 24,5% del total exportado.

Las ventas al exterior de crudo de la Cuenca Austral suman 600 Mm³ de los cuales 249 Mm³ pertenecen a la producción off-shore. Los envíos de la cuenca Austral representaron el 10% del total y se redujeron 9% respecto del año anterior.

Por otra parte, los envíos de petróleo tipo Medanito de la Cuenca Neuquina suman 4.858 Mm³ de los cuales 4.703 Mm³ fueron producidos en la Provincia de Neuquén, 107 Mm³ en la Provincia de Rio Negro y 48 Mm³ en La Pampa. Estos envíos representaron el 78% del total exportado y aumentaron, en conjunto, 16% respecto del año anterior.

6. Subsidios al sector energético

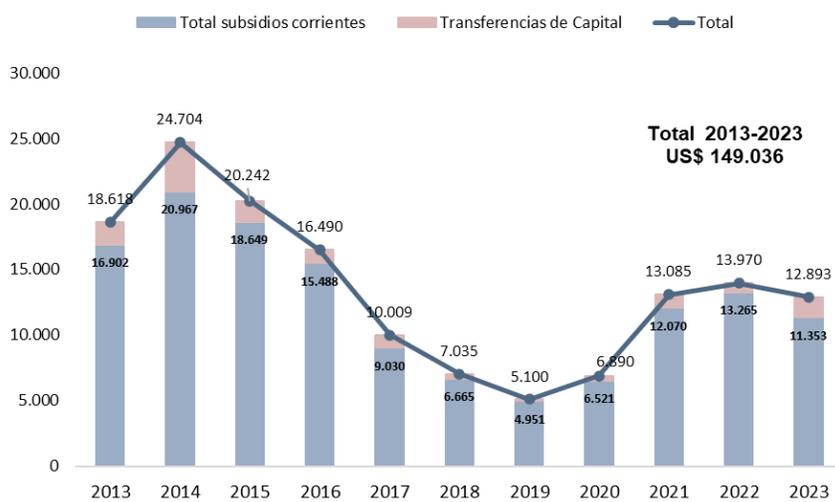
En términos nominales, los subsidios energéticos y las transferencias de capital totales han crecido de manera tendencial durante los últimos diez años siendo los primeros los que realmente han determinado el dinamismo. Sin embargo, para realizar un mejor análisis se toman las cifras en dólares corrientes. De esta manera, se evidencia una disminución a partir del año 2016 medidos en dólares que se interrumpió en el año 2020 hasta el 2022. En el último año se observa una reducción de los subsidios medidos en dólares.

Entre 2003 y 2015 existió un periodo de congelamiento tarifario extendido que se retomó a partir de 2019, debido a la declaración de emergencia tarifaria y energética plasmada en la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, y hasta mediados de 2022. En agosto de 2022 se puso en marcha la segmentación de subsidios a los hogares residenciales por el cual se identificaron usuarios en tres niveles según el ingreso, el patrimonio y otras variables. Por esto, los usuarios identificados como de “altos ingresos – N 1” dejaron de recibir subsidio alguno y comenzaron a pagar el costo pleno de la energía eléctrica, no así en gas natural. Sin embargo, los restantes usuarios identificados como de “ingresos bajos – N 2” e “ingresos medios – N 3” continuaron recibiendo un importante nivel de subsidios tanto en gas como en energía eléctrica.

Este nuevo esquema, en conjunto con una moderada reducción de la ayuda a usuarios comerciales e industriales en energía eléctrica, implicó una caída en los subsidios eléctricos que son responsables del 52% de las transferencias corrientes y del 45% de las transferencias totales (corrientes y de capital).

En 2023, los subsidios energéticos (transferencias corrientes) nominados en dólares corrientes se redujeron 14,4% respecto al año anterior y fueron 32,8% menores a los observados en el año 2013.

Gráfico 6.1: Subsidios totales en millones de USD corrientes



Fuente: IAE en base a Presupuesto Abierto, ASAP y BCRA

Esto implicó menores subsidios por un monto de USD 1.912 millones explicado por los subsidios a CAMMESA que se redujeron 33,9% anual en dólares.

Las transferencias de capital se incrementaron 118,5% en 2023 respecto a 2022. Este incremento lo explica ENARSA que recibió 201,4% más en concepto de transferencias para gastos de capital. Esto lo explica, principalmente, la construcción del primer tramo del del Gasoducto Néstor Kirchner. Adicionalmente, en 2023 ENARSA recibió un 10,2% menos de transferencias que en 2013.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios energéticos en términos anuales, el Gráfico 6.1 muestra que el pico de subsidios se dio en el año 2014 con un total de USD 24.704 millones. A su vez, en los últimos once años los subsidios acumularon USD 149.036 millones.

Tabla N° 6.1: Transferencias anuales corrientes y de capital al sector energético en dólares corrientes (años 2013-2023)

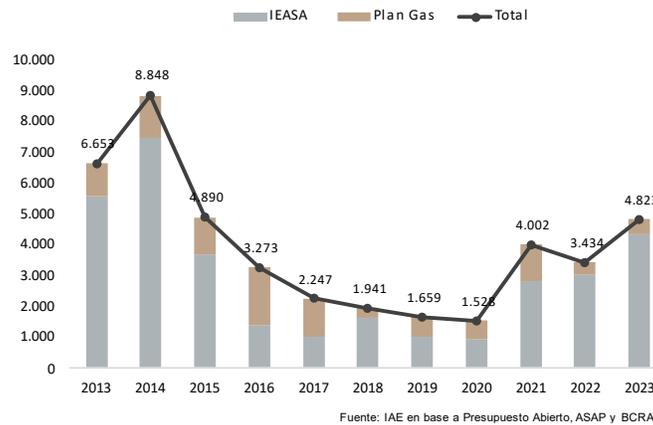
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	% 2022-2023	% 2013-2023
Total subsidios corrientes	16.902	20.967	18.649	15.488	9.030	6.665	4.951	6.521	12.070	13.265	11.353	-14,4%	-32,8%
CAMMESA	6.639	8.763	9.754	9.467	4.476	3.462	2.794	4.470	7.199	8.883	5.869	-33,9%	-11,6%
Distribuidoras de gas natural	0	0	0	0	0	264	112	103	46	11	18	59,7%	*
FF para consumos residenciales de GLP	262	223	441	299	307	262	137	122	199	314	252	-19,7%	-3,8%
FF para consumos residenciales de gas	25	38	44	27	198	0	0	0	0	0	0	*	*
ENARSA	5.603	7.487	3.683	1.398	1.023	1.613	1.027	919	2.840	3.026	4.367	44,3%	-22,1%
Plan Gas I, II y III	1.050	1.361	1.207	1.875	1.224	104	60	1	2	0	0	*	*
Plan Gas No Convencional-R/46	0	0	0	0	0	224	572	608	878	119	0	*	*
Plan Gas Ar	0	0	0	0	0	0	0	0	282	288	456	58,1%	*
YCRT	517	450	474	280	277	106	49	99	146	147	152	3,7%	-70,5%
Otros	2.806	2.646	3.046	2.141	1.524	630	200	200	477	476	238	-49,9%	-91,5%
Transferencias de Capital	1.716	3.736	1.593	1.002	979	369	148	369	1.016	705	1.540	118,5%	-10,2%
IEASA	438	2.542	700	397	278	49	114	303	760	487	1.468	201,4%	235,5%
Ente Binacional Yaciretá Nucleoeléctrica S.A.	37	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	*	*
Fdo Fid para el transporte eléctricos federal	870	794	599	396	448	288	26	32	15	14	10	-28,3%	-98,8%
Fondo Fiduciario de infraestructura hídrica	181	150	83	125	171	15	0	15	0	0	4	*	-97,7%
YCF Rio Turbio	0	0	0	0	0	0	0	0	176	143	0	-100,0%	*
Otros	135	184	138	61	24	6	0	0	46	44	37	-15,4%	-72,2%
Otros	56	61	71	23	58	11	9	19	18	16	21	25,4%	-62,9%
Total Transferencias	18.618	24.704	20.242	16.490	10.009	7.035	5.100	6.890	13.085	13.970	12.893	-7,7%	-30,7%

Los programas relacionados a la producción de gas natural (Plan Gas no convencional, Plan Gas I, II y III y Plan Gas.Ar) han recibido transferencias por un total de USD 10.310 millones desde el año 2013, momento en el que comenzaron a entrar en vigencia. En el año 2023 solo quedaron transferencias significativas en el Plan Gas.Ar por un total de USD 456 millones.

En 2023 ENARSA recibió subsidios por la suma de USD 4.367 millones lo cual implica un aumento de 44,3% respecto al año anterior. Los subsidios en dólares a ENARSA fueron un 45% superiores al promedio histórico siendo éste de USD 3.000 millones entre 2013 y 2023.

En total, el abastecimiento de gas natural tuvo un costo fiscal de USD 4.823 millones durante el año 2023, un 23% superior al promedio del periodo analizado.

Gráfico 6.2: Transferencia en millones de USD ENARSA y Plan Gas



Las transferencias corrientes a ENARSA se utilizan para cubrir la necesidad de importación de gas natural por gasoducto desde Bolivia y de Gas Natural Licuado (GNL) por barco. Estos precios han sido muy elevados para los años 2022 y 2023, registrándose valores récord históricos. Sin embargo, el volumen importado ha sido considerablemente menor respecto al promedio del periodo. Esto explica la diferencia con los años 2013 y 2014 momento en que los precios del gas fueron altos pero también lo fue el volumen comprado al extranjero, dando como resultado un valor de importación elevado.