

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En noviembre de 2023 la **producción de petróleo** aumentó 9.3% i.a. y 9% a.a. en los últimos 12 meses.

La producción de petróleo convencional se redujo 3.2% i.a. y cayó 2.8% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (48% del total) se incrementó 24.6% i.a y 25.7% a.a. impulsada por el Shale.

La cuenca neuquina impulsa el crecimiento anual con un incremento del 16.6% a.a.

En noviembre de 2023 la **producción de Gas** se redujo 0.2% i.a y aumentó 0.3% a.a. La producción de Gas convencional se redujo 14.5% i.a y 7.4% a.a. Por otra parte, la producción no convencional (56% del total) aumentó 12.1% i.a. y 6.6% a.a. en los últimos doce meses.

La cuenca Neuquina junto con la cuenca Golfo San Jorge y Cuyana incrementan la producción anual de gas natural.

Demanda

En noviembre de 2023 **las ventas de naftas y gasoil** tuvieron un incremento del 6.3% i.a. y un aumento del 1.5% a.a. respectivamente.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil fueron 0.4% menores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 4.3% superiores. Por otra parte, **la producción de gasoil y naftas**, en el mismo periodo, aumentaron 5.5% y 6.6% a.a. respectivamente.

El gas natural entregado se redujo 4.2% i.a. en octubre (último dato disponible) y acumuló una baja del 1.6% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

La **demanda total de Energía Eléctrica** se redujo 2.5% i.a. en noviembre de 2023 respecto a igual mes de 2022. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 2.9% a.a.

Subsidios energéticos

Según el IIEP-UBA los subsidios energéticos acumulados a noviembre de 2023 fueron \$2,769,901 millones y aumentaron 69% respecto a igual periodo de 2022. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con \$ 1,427,532 millones y un incremento del 24% respecto a igual periodo del año anterior, ocupando el 52% de los fondos devengados.

Variable	Unidad	Fecha	mes	mes anterior	mes año anterior	% i.m.	% i.a.	% 12 meses i.a.
Generación eléctrica local	GWh/d	nov.-23	386.4	354.1	387.4	9.1%	-0.3%	2.2%
Producción de petróleo	Mm3/d	nov.-23	107.3	105.3	98.2	2.0%	9.3%	9.0%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	nov.-23	52.5	52.9	54.2	-0.8%	-3.2%	-2.8%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	nov.-23	54.9	52.4	44.0	4.8%	24.6%	25.7%
Producción de gas natural	MMm3/d	nov.-23	126.3	125.9	126.5	0.3%	-0.2%	0.3%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	nov.-23	49.9	53.3	58.4	-6.4%	-14.5%	-7.4%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	nov.-23	76.4	72.6	68.2	5.2%	12.1%	6.6%
Producción de Bioetanol	MTn.	oct.-23	86.3	84.1	99.4	2.7%	-13.2%	-0.9%
Producción de Biodiesel	MTn.	oct.-23	57.8	89.4	200.4	-35.3%	-71.1%	-44.8%
Demanda Eléctrica	GWh/d	nov.-23	368.0	337.2	377.5	9.1%	-2.5%	2.9%
Venta de combustibles	Mm3/d	nov.-23	73.4	69.2	69.0	6.1%	6.3%	1.5%
Naftas	Mm3/d	nov.-23	29.6	28.8	27.8	2.7%	6.5%	4.3%
Gasoil	Mm3/d	nov.-23	43.8	40.4	41.2	8.5%	6.1%	-0.4%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	oct.-23	100.8	123.6	105.2	-18.4%	-4.2%	-1.6%

* Var %12 meses: implica la variación acumulada de 12 meses corridos respecto a igual periodo anterior.

Las siguientes noticias constituyen a juicio del Departamento Técnico de Instituto Mosconi las noticias más relevantes del mes de diciembre de 2023.

1. [Jorge Lapeña: "Está bien ir al export parity, pero es de mal gusto hacerlo en un solo mes"](#). *Ámbito*.
2. [Gobierno nuevo, apurado y sin programa](#). Por Jorge Lapeña para *Perfil*.
3. [Enormes vacíos en la política energética del futuro gobierno de Javier Milei](#). Por Jorge Lapeña para *Perfil*.
4. [Lapeña: "Argentina ha dejado de explorar desde hace 30 años"](#). *La Mañana Neuquén*.
5. [La paralización de la obra pública tendrá consecuencias en el sector energético](#). Por Alejandro Einstoss para *El Economista*.
6. [Coordinación y tiempo para las tarifas](#). Por Julián Rojo para *Infobae*.
7. [El planeta, frente al colapso climático](#). Por Alieto Guadagni para *Clarín*.
8. ["Que la inocencia te valga": DNU 70/2023, un programa de reforma económica y social](#). Por Ricardo Carciofi para *El Economista*.
9. [Gasoducto Norte, entre el cierre de las obras públicas y la urgencia](#). *Diario Río Negro*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) se muestra para el mes de octubre de 2023 con una variación negativa con respecto al mes anterior, mientras que la actividad fue 0.6% mayor respecto al mismo mes del 2022 (i.a) y 1.4% inferior en el acumulado del año 2023.
- El **IPI-M** (índice de producción industrial manufacturera) muestra, en octubre de 2023, una variación negativa del 0.3% respecto al mes anterior mientras que fue 0.8% i.a. menor. En el acumulado del año 2023 se reduce 0.4% a.a.
Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** se redujo 5.9% i.a. y aumentó 5.8% en el acumulado de 2023. En particular, la refinación de petróleo para naftas se redujo 1.6% i.a y aumentó 8.1% acumulado, mientras la de Gasoil fue 10.2% i.a menor y tuvo un aumento del 5.7% en el acumulado en el año 2023.
- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 11.1% en noviembre de 2023 respecto del mes anterior y tuvo una variación del 159.3% respecto de igual mes de 2022. A su vez, aumentó 144.3% en el acumulado de 2023.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	oct.-23	-0.1%	0.6%	-1.4%
IPI-Manufacturas	oct.-23	-0.3%	-0.8%	-0.4%
Refinación del petróleo	oct.-23	-	-5.9%	5.8%
Naftas	oct.-23	-	-1.6%	8.1%
Gasoil	oct.-23	-	-10.2%	5.7%
IPIM-Precios	nov.-23	11.1%	159.3%	144.3%
IPIM- Petróleo crudo y gas	nov.-23	-1.3%	106.0%	91.3%
IPIM- Refinados de petróleo	nov.-23	11.0%	115.0%	106.4%
IPIM-Energía eléctrica	nov.-23	10.2%	107.2%	109.2%

Fuente: IAE en base a INDEC

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo una variación negativa del 1.3% i.m. mientras que fue 106% i.a. superior respecto a igual mes del año anterior. Durante el 2023 acumula un aumento del 91.3%.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 11% i.m. respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 115% respecto a igual mes del año anterior y acumula un incremento de 106.4% durante 2023.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica**¹ muestra una variación positiva del 10.2% i.m. mientras aumentó 107.2% i.a. respecto de igual mes del año anterior. En 2023 acumula un aumento del 109.2%.

2. Situación fiscal del sector energético

Evolución de los subsidios energéticos

Los **subsidios energéticos** devengados presentan un incremento en términos acumulados en el año 2023 según datos del del Instituto Interdisciplinario de Economía Política de la UBA (IIEP-UBA), antes de la última ampliación presupuestaria.

Las transferencias para gastos corrientes en energía (los subsidios energéticos) aumentaron 69% en el acumulado al mes de diciembre de 2023 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$1,134,280 millones. En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más

Transferencias en millones de pesos

	Diciembre 2023	Diciembre 2022	DIFF	Var. %
TOTAL ENERGÍA	2,769,901	1,635,621	1,134,280	69%
CAMMESA	1,427,532	1,154,383	273,149	24%
ENARSA	1,127,798	383,577	744,221	194%
FONDO FID. PARA EL CONSUMO DE GLP Y GAS POR REDES	74,859	41,938	32,921	78%
PLAN GAS.AR	139,714	42,454	97,259	229%
PLAN GAS I, II y III	0	15	-15	-
PLAN GAS NO CONVENCIONAL - R/46	0	13,255	-13,255	-

Fuente: elaboración propia en base a IIEP-UBA | AFISPOP

¹ En base a precios medios industriales y facturación de Grandes Usuarios.

importantes acumuladas a noviembre de 2023 fueron para CAMMESA (\$1,427 mil millones) que se incrementó 24% y ocupó el 52% de las transferencias y para ENARSA (\$1,127 mil millones) que tuvo un crecimiento del 194% respecto a igual periodo anterior. Los subsidios devengados para el Plan Gas.Ar fueron \$39 mil millones y aumentaron 229% a.a.

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de noviembre de 2023 la demanda total de energía eléctrica fue 9.1% i.m. menor a la del mes anterior y tuvo una variación negativa del 2.5% respecto de la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 2.9% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
nov.-22	105.8	105.0	166.7	377.5
oct.-23	98.2	97.0	142.0	337.2
nov.-23	105.1	101.1	161.7	368.0
12 meses ant.	105.5	101.4	171.7	378.6
12 meses	107.1	101.1	181.2	389.5
Var. % i.m	7.1%	4.2%	13.8%	9.1%
Var. % i.a	-0.6%	-3.7%	-3.0%	-2.5%
Var. % a.a	1.6%	-0.3%	5.6%	2.9%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

En el mes de noviembre de 2023 la demanda Comercial fue 7.1% i.m. mayor con respecto al mes anterior y 0.6% i.a. menor al mismo mes del año anterior. Esta categoría incrementó su consumo 1.6% anual.

Por otra parte, la demanda Industrial/Comercial se incrementó 4.2% i.m. en noviembre de 2023 respecto del mes anterior y fue 3.7% i.a. menor a igual mes de 2022. El consumo anual de esta categoría fue 0.3% inferior.

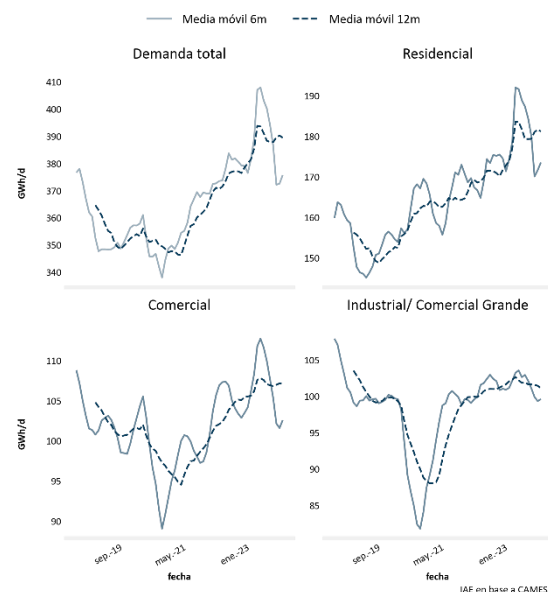
El consumo Residencial aumentó 13.8% i.m. explicado por factores estacionales. Por otra parte, la demanda se redujo 3% con respecto a la de igual mes de 2022 y creció 5.6% anual.

El comportamiento detallado de la demanda y su comparación respecto a 2020, 2021 y 2022 puede consultarse en el Informe de CAMMESA sobre el comportamiento de la demanda del MEM.

El dinamismo anual en la demanda industrial/comercial de energía eléctrica está correlacionada con la evolución de la actividad económica e industrial conforme muestran los índices de la sección 1 para el mismo periodo.

- La oferta neta de energía aumentó 9.1% i.m en noviembre de 2023 y fue 7% i.a. menor a la del mismo mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 3.2% mayor a igual periodo anterior.
- La generación neta local en noviembre de 2023 aumentó 9.1% i.m. y se redujo 0.3% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 2.2% anual. En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Hidráulica que aumentó 2.4% i.a. mientras la generación renovable y Nuclear aumentaron 22.8% y 2,427% i.a. (explicado por regreso a operación de central Atucha II) respectivamente. La generación Térmica disminuyó 21.4% i.a. En los últimos doce meses la generación Renovable, Nuclear e Hidráulica muestran crecimiento positivo con una variación del 4.4%, 2.1% y 30.1% a.a. respecto a

Demanda de energía eléctrica por categoría tarifaria | 2018 - Hoy | GWh/d



IAE en base a CAMMESA

Oferta de energía eléctrica GWh/día							
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Generación Total
nov.-22	123.1	1.1	55.5	207.7	28.4	387.4	415.8
oct.-23	134.2	27.7	61.2	131.0	0.3	354.1	354.4
nov.-23	126.1	29.0	68.1	163.1	0.2	386.4	386.5
12 meses ant.	80.1	22.2	52.5	225.7	14.9	380.5	395.4
12 meses	104.1	22.7	54.8	207.1	19.5	388.7	408.2
Var. i.m.	-6.0%	4.6%	11.3%	24.5%	-53.8%	9.1%	9.1%
Var. i.a.	2.4%	2427.1%	22.8%	-21.4%	-99.5%	-0.3%	-7.0%
Var. a.a	30.1%	2.1%	4.4%	-8.3%	30.7%	2.2%	3.2%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

igual periodo anterior. Mientras que la generación Térmica 8.3% anualmente.

- **La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191** muestra un aumento anual en la categoría Biogás, Eólica, Hidráulica Renovable y Solar que se incrementaron 2%, 2.2%, 10.5% y 10.7% a.a. Por otra parte, la generación Biomasa disminuye 3.5% a.a en los últimos doce meses. El incremento renovable en los últimos doce meses está impulsado por el aumento en la generación Eólica y Solar.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 18% en noviembre y del 14% en el acumulado en 12 meses. Es preciso mencionar que la energía generada a través de la tecnología Hidráulica Renovable (hidráulicas menores a 50 MW) surge mayormente de proyectos antiguos y podrían ser clasificadas como fuente de energía Hidráulica. Bajo este ordenamiento, la energía renovable ocupa el 13% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 28% de la generación neta local.

Precios y costos de la energía: los datos indican que en noviembre de 2023 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) aumentó 15.3% i.m respecto del mes anterior y creció 83% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) tuvo una reducción del 5.7% i.m. y un incremento del 82% i.a.

A su vez, el crecimiento inter anual de los costos se encuentra por debajo del índice de precios internos mayorista (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 159.3% i.a. Esto indica que los precios mayoristas crecieron por arriba tanto del precio que paga la demanda como del costo de generación en el mes de noviembre de 2023.

Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 56% de los costos de generación en noviembre. En el mismo mes de 2022 el precio promedio pagado por la demanda igual proporción.

El descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras los costos crecen 72.5% anual, el precio promedio que paga la demanda lo hace en 123.2%, esto indica un aumento en la cobertura anual.

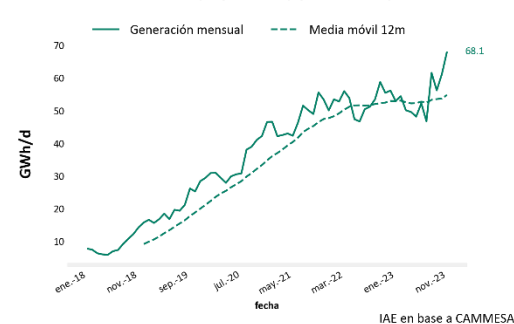
El descalce entre la evolución del costo y del precio que paga la demanda se reinició en noviembre de 2019 y se mantiene en la actualidad a pesar del incremento en los precios de la energía a Grandes Usuarios, reducciones estacionales en el costo de generación y el aumento al segmento distribuidor.

Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 50% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/día						
	Biogás	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
nov.-22	1.1	2.2	38.2	3.9	10.1	55.5
oct.-23	1.3	1.9	42.5	4.4	11.1	61.2
nov.-23	1.3	2.0	48.7	4.5	11.7	68.1
12 meses ant.	1.2	2.1	38.5	2.9	7.9	52.5
12 meses	1.2	2.0	39.7	3.2	8.7	54.8
Var. i.m.	-0.2%	3.1%	14.6%	1.2%	5.4%	11.3%
Var. i.a.	17.5%	-11.7%	27.5%	16.5%	15.5%	22.8%
Var. a.a	2.0%	-3.5%	3.2%	10.5%	10.7%	4.4%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2018 - Hoy



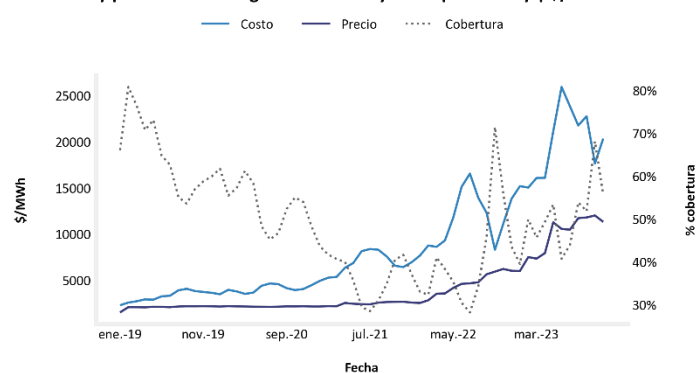
IAE en base a CAMMESA

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista (\$/Mwh)

	Costo	Precio Estacional	Cobertura
nov.-22	\$ 11,115	\$ 6,220	56%
oct.-23	\$ 17,641	\$ 12,011	68%
nov.-23	\$ 20,345	\$ 11,323	56%
12 meses ant.	\$ 11,095	\$ 4,254	38%
12 meses	\$ 19,136	\$ 9,496	50%
Var. i.m.	15.3%	-5.7%	
Var. i.a.	83.0%	82.0%	
Var. a.a	72.5%	123.2%	

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista | 2019-Hoy | \$/MWh



IAE en base a CAMMESA

- **En noviembre de 2023 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra un incremento del gasoil del 379% i.m y una reducción del 83.3% i.a. El consumo de gas natural aumentó 18.8% i.m y fue 14.7% i.a. menor en noviembre de 2022.

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, el Consumo de Gas Natural aumentó 0.4% durante el periodo, mientras que se consumió 39.5% menos de Gas Oil y 33.8% menos de Fuel Oil.

Consumo de combustibles				
	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
nov.-22	27.8	31.7	890.6	137.4
oct.-23	4.1	0.2	639.8	4.8
nov.-23	0.3	1.7	759.8	22.9
12 meses ant.	64.5	92.7	878.6	171.2
12 meses	50.0	61.4	882.4	103.7
Var. i.m.	-93.3%	803.3%	18.8%	379.0%
Var. i.a.	-	-94.7%	-14.7%	-83.3%
Var. a.a	-22.4%	-33.8%	0.4%	-39.5%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Petróleo

- En noviembre de 2023, la producción de petróleo aumentó 2% respecto del mes anterior y creció 9.6% i.a. respecto de igual mes de 2022. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 9% superior respecto a igual periodo anterior.

En noviembre de 2023 la producción muestra un aumento respecto al mismo mes de 2022 que está impulsado por la cuenca Neuquina que incrementó la producción 17.1% i.a. respecto a noviembre de 2022.

La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), redujo la producción 1.4% i.a. respecto a igual mes del año anterior.

En la cuenca Austral la producción se redujo 13.2% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana fue 12.1% i.a. menor.

En la Cuenca Noroeste, con una participación minoritaria, disminuyó la producción 9.9% i.a.

La Cuenca Neuquina representa el 63% de la producción y es la que más crece anualmente con una tasa de 16.6% a.a., luego le sigue la Cuenca Noroeste, con un aporte marginal, que crece 3% anualmente. La Cuenca Golfo de San Jorge, con el 31% del total, se presenta con una disminución del 0.6% anual mientras que la Cuyana y Austral disminuyen 8.7% y 15.9% a.a. Debido al declino anual de las restantes, y la suba de la cuenca neuquina y noroeste (con aporte marginal), la producción sube 9% anual.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (49% de la producción total de petróleo) aumentó la producción 2.1% en noviembre respecto al mes anterior mientras que fue 17.2% i.a. superior respecto de igual mes del año anterior y 12.2% mayor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Pan American Energy, con una participación del 16% en el total, aumentó la producción 4.3% respecto del mes anterior y 0.3% i.a. La producción anual de PAE es 0.4% a.a. mayor.

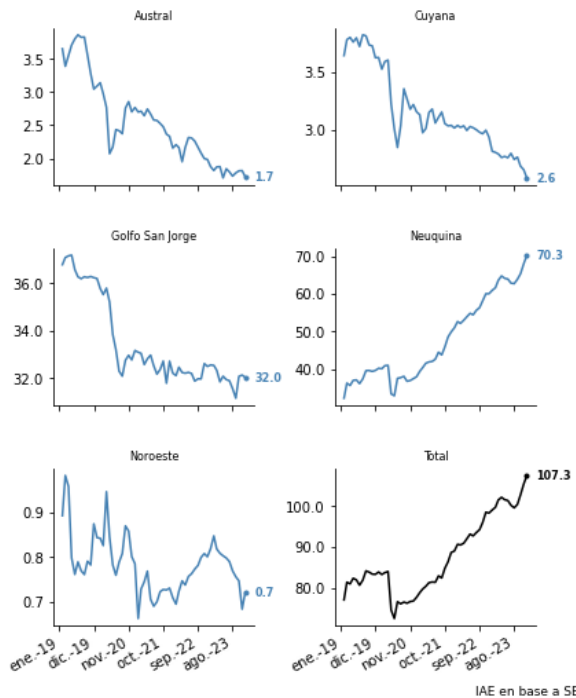
Pluspetrol explica el 5% del total y redujo su producción 3.4% i.a. mientras crece 5.4% a.a.

Tecpetrol representa el 3% del total y aumentó su producción 14.2% i.a. mientras que Vista, con el 7% del total, se incrementó 1.5% i.a. A su vez, estas empresas aumentaron su producción acumulada en doce meses en 17.7% y 7.1% a.a. respectivamente.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	Cuyana	GSJ	Neuquina	Noroeste	Total
nov.-22	2.0	2.9	32.5	60.0	0.8	98.2
oct.-23	1.8	2.7	32.1	68.0	0.7	105.3
nov.-23	1.7	2.6	32.0	70.3	0.7	107.3
12 meses ant.	2.1	3.0	32.2	55.1	0.8	93.3
12 meses	1.8	2.7	32.0	64.3	0.8	101.7
Var. % i.m	-5.2%	-2.7%	-0.3%	3.4%	5.6%	2.0%
Var. % i.a	-13.2%	-12.1%	-1.4%	17.1%	-9.9%	9.3%
Var. % a.a	-15.9%	-8.7%	-0.6%	16.6%	3.0%	9.0%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2019-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SE

Producción de Petróleo por principales operadoras- Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	CGC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
nov.-22	16.7	4.4	3.0	2.5	7.9	46.5	17.3	98.2
oct.-23	16.0	4.6	3.2	2.6	7.8	53.3	17.7	105.3
nov.-23	16.7	4.3	3.2	2.8	8.0	54.4	17.9	107.3
12 meses ant.	16.5	4.4	0.8	2.6	6.6	44.4	17.9	93.3
12 meses	16.5	4.7	3.1	3.0	7.1	49.8	17.4	101.7
Var. % i.m	4.3%	-6.2%	-1.0%	5.9%	2.7%	2.1%	1.3%	2.0%
Var. % i.a	0.3%	-3.4%	7.1%	14.2%	1.5%	17.2%	3.2%	9.3%
Var. % a.a	0.4%	5.4%	273.8%	17.7%	7.1%	12.2%	-2.9%	9.0%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 52% del total, se redujo 0.8% i.m. en noviembre respecto del mes anterior y disminuyó 3.2% i.a. A su vez, fue 2.8% inferior en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

- **La producción de petróleo no convencional**, que ocupa el 48% del total anual, aumentó 4.8% i.m en noviembre de 2023 respecto al mes anterior. Además, creció 24.6% respecto a igual mes de 2022 y 25.7% en los últimos doce meses.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 24.6% i.a. debido al aumento del 25.6% i.a en el Shale.

La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 26.4% mientras que la de Tight se reduce 2.2% en el mismo periodo.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
nov.-22	54.2	44.0	43.0	1.0	45%
oct.-23	52.9	52.4	51.4	0.9	50%
nov.-23	52.5	54.9	54.0	0.9	51%
12 meses ant.	54.6	38.6	37.7	0.9	41%
12 meses	53.1	48.5	47.6	0.9	48%
Var. % i.m	-0.8%	4.8%	5.0%	-6.7%	
Var. % i.a	-3.2%	24.6%	25.6%	-12.9%	
Var. % a.a	-2.8%	25.7%	26.4%	-2.2%	

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Gas natural

- **La producción de gas natural en noviembre 2023 aumentó 0.3% i.m. con respecto al mes anterior y fue 0.2% i.a. menor. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 0.3% mayor al año anterior.**

Las cuencas Golfo San Jorge, Cuyana, Austral y Noroeste presentan una disminución interanual del 1%, 14%, 11.6% y 7.4% i.a. respectivamente. En esta medición, la única cuenca que creció en noviembre fue la Neuquina con un incremento de 3.9% i.a.

La producción acumulada en los últimos doce meses aumenta en 3 de las 5 cuencas del país: crece en las cuencas Neuquina, Cuyana y Golfo San Jorge 2.1%, 1.2% y 1.6% a.a. Por otra parte, en la cuenca Austral disminuyó 4.9% a.a. La cuenca Noroeste se reduce 7.1% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 26% del gas en Argentina, aumentó la producción en noviembre 6.7% i.a. respecto igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 6.4% a.a. inferior.

Total Austral aporta el 23% de la producción total y redujo 14.7% i.a. mientras que su producción acumulada durante los últimos doce meses fue 0.4% a.a. menor.

Pan American, que representa el 13% de la producción total, redujo la producción 9% i.a. respecto a igual mes de 2022 y aumentó 10.7% a.a.

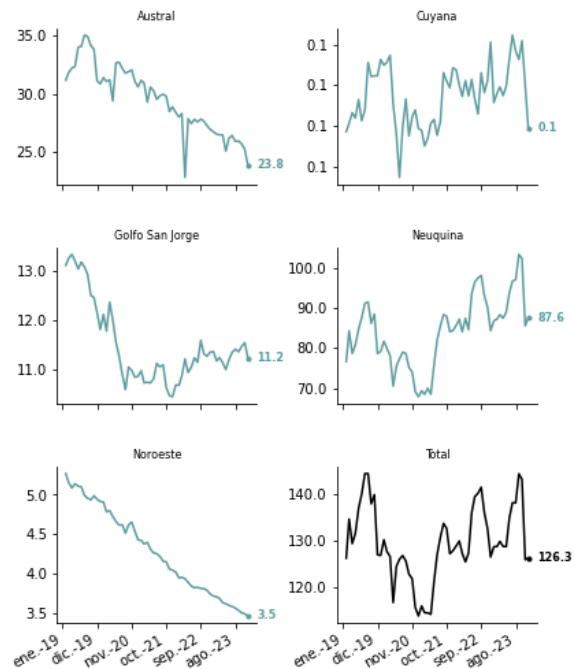
Tecpetrol con un peso 13% en el total, aumentó su producción 17.3% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 0.9% a.a. mayor respecto a igual periodo anterior.

Estas cuatro empresas representan el 75% del total del gas producido y en conjunto redujeron 0.6% su producción acumulada en los últimos doce meses. Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras de gas en Argentina se encuentra en caída. Sin embargo, el crecimiento anual es liderado por PAE, Pampa y CGC.

Producción de Gas Natural por cuenca - MMm3/d						
	Austral	Cuyana	GSJ	Neuquina	Noroeste	Total
nov.-22	26.9	0.2	11.4	84.3	3.7	126.5
oct.-23	25.2	0.1	11.5	85.5	3.5	125.9
nov.-23	23.8	0.1	11.2	87.6	3.5	126.3
12 meses ant.	27.3	0.1	11.1	90.2	3.9	132.6
12 meses	25.9	0.1	11.3	92.1	3.6	133.0
Var. % i.m	-5.5%	-7.5%	-2.7%	2.4%	-0.8%	0.3%
Var. % i.a	-11.6%	-14.0%	-1.0%	3.9%	-7.4%	-0.2%
Var. % a.a	-5.3%	1.2%	1.6%	2.1%	-7.1%	0.3%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Producción de Gas Natural | 2019-Hoy | MMm3/d



IAE en base a SE

Producción de Gas Natural por principales operadoras- MMm3/d									
	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
nov.-22	5.8	31.5	20.0	8.5	6.4	12.6	34.1	11.1	126.5
oct.-23	6.3	27.6	19.2	8.7	7.1	14.6	32.3	10.1	125.9
nov.-23	6.1	26.9	18.2	9.3	6.8	14.8	34.5	9.6	126.3
12 meses ant.	4.7	30.1	16.0	8.9	6.7	17.6	36.6	10.2	132.6
12 meses	6.0	30.0	17.7	10.1	7.0	17.7	34.3	10.1	133.0
Var. % i.m	-3.9%	-2.4%	-5.2%	6.9%	-4.3%	1.6%	6.7%	-4.2%	0.3%
Var. % i.a	4.2%	-14.7%	-9.0%	10.1%	7.0%	17.3%	1.1%	-12.8%	-0.2%
Var. % a.a	29.1%	-0.4%	10.7%	12.9%	3.8%	0.9%	-6.4%	-0.7%	0.3%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Gas convencional y gas no convencional

- **La producción de gas natural convencional**, que representa el 42% del total, se redujo 6.4% i.m. en noviembre de 2023 respecto al mes anterior y disminuyó 14.5% i.a respecto a igual mes de 2022. A su vez, disminuye 7.4% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.

- **La producción de gas natural no convencional** que ocupa el 58% de la producción aumentó 5.2% i.m. respecto al mes anterior mientras fue 12.1% i.a. superior respecto a igual mes de 2022 y 6.6% a.a. mayor.

La producción de gas no convencional aumentó 12.1% i.a. debido a un incremento en el Shale del 26.5% y una disminución en el Tight del 19.1% i.a.

La producción acumulada en doce meses de Shale gas aumenta 17% mientras que el Tight disminuye 15.5% anual respectivamente.

Por otra parte, el 56% de la producción (Convencional + Tight) se reduce 9.7% anual.

Vaca Muerta en perspectiva

En noviembre, la producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 5% i.m. a su vez fue 25.4% i.a. y 26.3% a.a. mayor durante los últimos doce meses. En el acumulado anual a noviembre de 2023, representó el 47.1% del total producido en el país en 2023.

El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que ocupa el 58% de la producción de la formación y, durante los últimos doce meses, aumentó su producción acumulada 26.8% a.a. Por esto, YPF explicó el 59% del crecimiento de la producción en la formación.

En noviembre, la producción de gas natural en Vaca Muerta se incrementó 3.1% i.m. y aumentó 27.3% i.a. A su vez, fue 17.7% a.a. superior durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 44.1% del total del gas producido en el país en 2023. En este caso los cuatro operadores en importancia son YPF, Tecpetrol, Total Austral y PAE.

En la formación Vaca Muerta, Tecpetrol aumentó su producción anual 2.2% a.a. mientras que la producción de YPF fue 1.8% a.a. menor. Por otra parte, Total Austral aumentó su producción anual un 43.5% a.a. y PAE 41.9% a.a.

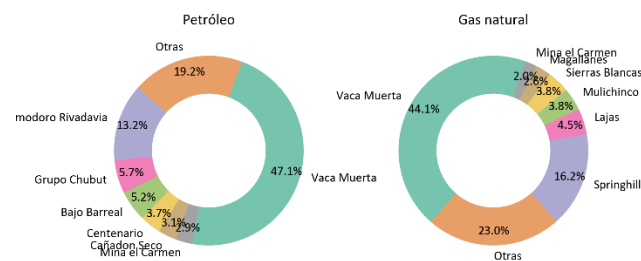
Producción de Gas Natural por tipo y subtipo de recurso - MMm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
nov.-22	58.4	68.2	46.3	21.6	54%
oct.-23	53.3	72.6	56.5	15.9	58%
nov.-23	49.9	76.4	58.6	17.5	60%
12 meses ant.	60.0	72.6	49.1	23.3	55%
12 meses	55.6	77.4	57.4	19.7	58%
Var. % i.m.	-6.4%	5.2%	3.8%	10.2%	
Var. % i.a.	-14.5%	12.1%	26.5%	-19.1%	
Var. % a.a.	-7.4%	6.6%	17.0%	-15.5%	

Fuente: IAE en base a SE - Capítulo IV

Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
nov.-22	2.8	1.0	5.1	0.8	6.5	24.3	2.7	43.1
oct.-23	2.6	1.2	3.8	1.3	7.7	31.0	3.8	51.4
nov.-23	3.2	1.0	4.5	1.5	7.9	32.2	3.6	54.0
12 meses ant.	2.5	0.9	4.5	0.9	5.1	21.8	2.0	37.7
12 meses	3.0	1.3	4.5	1.6	6.6	27.7	3.0	47.6
Var. % i.m.	24.8%	-16.4%	17.8%	14.9%	2.8%	3.8%	-4.8%	5.0%
Var. % i.a.	16.9%	4.6%	-12.3%	94.0%	22.5%	32.6%	35.4%	25.4%
Var. % a.a.	21.2%	39.7%	1.3%	74.3%	29.0%	26.8%	48.4%	26.3%

Fuente: IAE en base a SE - Capítulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2023



IAE en base a SE

Vaca Muerta : Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d								
	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
nov.-22	0.9	6.2	4.0	10.3	7.7	15.2	2.3	46.5
oct.-23	0.5	9.3	5.0	12.6	8.6	13.9	7.5	57.4
nov.-23	0.5	8.6	4.7	12.9	9.2	16.9	6.5	59.2
12 meses ant.	0.8	5.5	4.2	15.2	5.8	15.6	2.2	49.4
12 meses	0.7	7.9	4.7	15.6	8.3	15.3	5.7	58.1
Var. % i.m.	-9.9%	-7.6%	-6.3%	2.2%	6.9%	21.9%	-13.7%	3.1%
Var. % i.a.	-43.9%	38.5%	18.2%	25.3%	20.1%	10.9%	180.0%	27.3%
Var. % a.a.	-21.3%	41.9%	13.2%	2.1%	43.5%	-1.8%	158.3%	17.7%

Fuente: IAE en base a SE - Capítulo IV

Downstream

- En el mes de noviembre de 2023 **las ventas de combustibles** se incrementaron 6.1% i.m. y 6.3% i.a. Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos aumentó 1.5% a.a respecto a igual periodo anterior.

El aumento en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 6.1% i.a. en las ventas de Gasoil y del 6.5% i.a. en la venta de Naftas.

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses se redujeron 0.4% respecto a igual periodo anterior: las ventas de Gasoil Ultra fueron 7.8% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 72% del gasoil comercializado, aumentaron 2.7% a.a.

Las ventas acumuladas de Naftas aumentaron 4.3% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior debido a incremento del 0.1% en las ventas de nafta Ultra (28% del total comercializado) y un aumento del 6% en la Nafta Súper.

- El **petróleo procesado** total en el mes de noviembre aumentó 9.1% i.a. y 6.8% a.a. Por otra parte, el **gasoil obtenido** fue 1.3% i.a. y 5.5% a.a. mayor mientras que la **producción de naftas** fue 3.7% i.a y 6.6% a.a superior.

Por otra parte, se observan aumentos significativos en el procesamiento de petróleo y obtención de gasoil y naftas del 17.2%, 16.1% y 6.7% i.m. en noviembre respecto de octubre.

Estos datos indican que en el acumulado de los últimos doce meses el crecimiento de la demanda de naftas fue similar al crecimiento de la producción. En el caso del gasoil, el aumento en la producción se da junto con una reducción en la demanda anual.

El Gas entregado en el mes de octubre de 2023 (últimos datos disponibles) fue 100.8 MMm3/d. Las entregas totales disminuyeron 4.2% i.a. La demanda acumula una disminución del 1.6% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

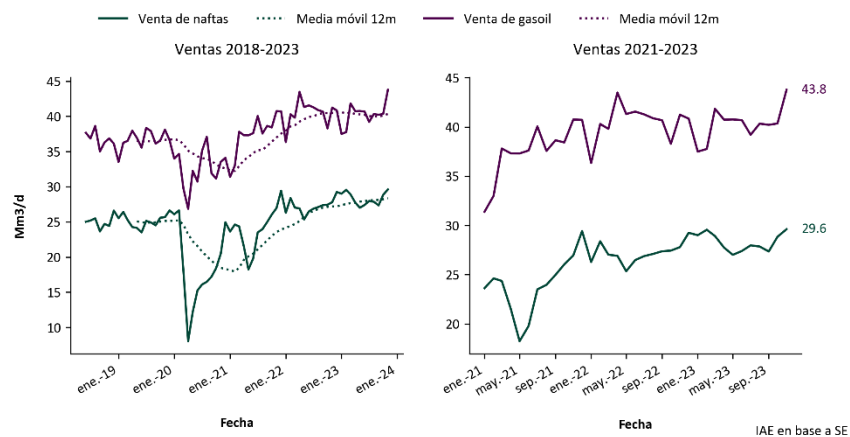
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales se redujo 0.6% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta una reducción del 7.6% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 1.7% i.a. menor. A su vez, presenta un aumento anual de 3.8% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 10.2% i.m. menos respecto del mes anterior, mientras que redujeron su demanda 13.8% i.a. A su vez, acumulan una disminución del 1.6% anual en el consumo.

Venta de principales combustibles líquidos Mm3/d							
	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
nov.-22	29.5	11.7	20.2	7.6	41.2	27.8	69.0
oct.-23	28.9	11.5	20.4	8.4	40.4	28.8	69.2
nov.-23	31.6	12.1	21.5	8.1	43.8	29.6	73.4
12 meses ant.	28.5	12.0	19.5	7.7	40.5	27.2	67.7
12 meses	29.2	11.1	20.6	7.7	40.3	28.4	68.7
Var. % i.m	9.5%	6.0%	5.3%	-3.7%	8.5%	2.7%	6.1%
Var. % i.a	7.1%	3.6%	6.4%	7.0%	6.1%	6.5%	6.3%
Var. % a.a	2.7%	-7.8%	6.0%	0.1%	-0.4%	4.3%	1.5%

Fuente: IAE en base a SE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SE

Petróleo procesado y productos obtenidos Mm3/día

	Petróleo procesado	Gasoil obtenido	Nafta obtenida
nov.-22	78.9	35.5	24.0
oct.-23	73.5	31.0	23.3
nov.-23	86.1	36.0	24.9
12 meses ant.	77.1	34.1	23.9
12 meses	82.4	36.0	25.4
Var. % i.m	17.2%	16.1%	6.7%
Var. % i.a	9.1%	1.3%	3.7%
Var. % a.a	6.8%	5.5%	6.6%

Fuente: IAE en base a SE

Demanda de gas por redes | MMm3/d

	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
oct.-22	23.8	3.0	1.1	36.0	32.8	2.0	6.5	105.2
sep.-23	39.7	5.1	2.1	35.9	31.5	3.3	6.2	123.6
oct.-23	23.7	3.8	1.3	35.3	28.3	2.2	6.2	100.8
12 meses ant.	28.6	3.4	1.3	33.7	37.6	2.5	6.6	113.6
12 meses	26.4	3.6	1.2	35.0	37.0	2.4	6.2	111.8
Var. % i.m	-40.4%	-25.9%	-34.8%	-1.4%	-10.2%	-32.0%	0.3%	-18.4%
Var. % i.a	-0.6%	26.6%	22.0%	-1.7%	-13.8%	9.0%	-5.3%	-4.2%
Var. % a.a	-7.6%	5.8%	-1.4%	3.8%	-1.6%	-3.3%	-6.0%	-1.6%

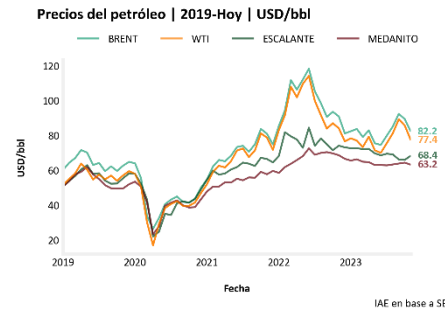
Fuente: IAE en base a ENARGAS

Precios

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en noviembre de 2023 fue de USD/bbl 82.2, lo cual implica un precio 8% menor respecto al mes anterior mientras que es 9.6% inferior al registrado en igual mes de 2022. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 77.4 teniendo una variación negativa del 9.7% respecto del mes anterior y del 8% respecto a igual mes de 2022. Como se observa, los precios internacionales han tenido una considerable recuperación con picos en el primer semestre de 2022, con tendencia a la estabilización en 2023 que, hacia finales del año, parece tomar tendencia al alza mientras el precio del barril argentino se estabiliza en valores 45% inferiores.
- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 68.4 en noviembre de 2023 esto implica un aumento del 3.6% respecto al mes anterior mientras fue 7.7% menor al precio de igual mes de 2022. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 63.2 en el mes de noviembre de 2023: 1.8% menor al mes anterior y 7.9% inferior respecto al de igual mes del año anterior.
- Estos precios muestran que la **brecha BRENT-ESCALANTE** fue del 20% en el mes de noviembre mientras que la **brecha BRENT-MEDANITO** es del 30%.
- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2.71 MMBtu (millón de Btu) en noviembre de 2023. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA se redujo 9.1% respecto al mes anterior y fue 50.3% menor respecto de igual mes del año anterior.
- En el caso argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo en base al cálculo de regalías (lo que reciben los productores locales)** fue de 2.13 USD/MMBtu en noviembre de 2023 lo cual implica un precio 25.4% inferior al del mes anterior y 33.2% menor a igual mes del año 2022.
- El Precio de importación del GNL** no tuvo cotización por no haber importaciones en ese mes. Sin embargo, según se publica en la web de ENARSA, el precio promedio de las compras para todo el año 2023 fue de 17.8 USD/MMbtu mientras que, en 2022, 2021 y 2020 fue de 28.8, 8.3 y 2.9 USD/MMbtu respectivamente. Las compras anuales de GNL totalizan USD 1.837 millones por 44 cargamentos esto es una reducción del 57% en el monto importado (USD 2,884 millones en 2022). Según las estadísticas de comercio exterior, el **gas importado por gasoductos de Bolivia** (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 8.28 USD/MMBTU para el mes de noviembre de 2023 y se redujo 10.7% i.m. y mientras es 23% i.a. inferior.

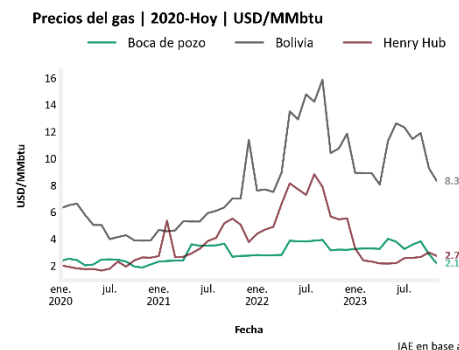
Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
nov.-22	90.9	84.1	74.1	68.6
oct.-23	89.4	85.7	66.0	64.4
nov.-23	82.2	77.4	68.4	63.2
Var. % i.m	-8.0%	-9.7%	3.6%	-1.8%
Var. % i.a	-9.6%	-8.0%	-7.7%	-7.9%

Fuente: IAE en base a SE



Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
nov.-22	3.19	10.75	0.00	5.45
oct.-23	2.86	9.27	0.00	2.98
nov.-23	2.13	8.28	0.00	2.71
Var. % i.m	-25.4%	-10.7%	-	-9.1%
Var. % i.a	-33.2%	-23.0%	-	-50.3%

Fuente: IAE en base a SE y EIA



Cargamentos GNL 2023			
	Precio Promedio	Volumen (MMm3)	Monto (MM USD)
Licitación 1	20.8	1,707	\$ 1,310
Licitación 2	14.1	57	\$ 30
Licitación 3	13.3	382	\$ 187
Licitación 4	12.9	650	\$ 310
Total	17.8	2,796	\$ 1,837

Fuente: IAE en base a IEASA

Precios, cantidades y monto de importación de GNL

	2022	2023	Var. %
Precio Promedio (USD/MMbtu)	28.8	17.8	-38.2%
Volumen (MMm3)	2,712	2,796	3.1%
Monto (MM USD)	2,885	1,837	-36.3%

Fuente: elaboración propia en base a ENARSA

1. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó 2.7% i.m. en octubre respecto al mes anterior y fue 13.2% i.a. menor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 0.9% a.a. menor. Por otra parte, las ventas disminuyeron en octubre de 2023 respecto al mes anterior 4.8% i.m. y fueron 5.7% i.a. inferiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 4.9% superiores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

	Bioetanol Miles de Tn.		Biodiesel Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
oct.-22	99.4	80.4	200.4	82.4	119.5	299.7
sep.-23	84.1	79.6	89.4	52.1	39.1	173.5
oct.-23	86.3	75.8	57.8	35.2	21.5	144.1
12 meses ant.	912.2	877.2	1,888.6	688.9	1,089.7	2,800.8
12 meses	904.5	919.9	1,041.9	658.3	477.4	1,946.4
Var. % i.m.	2.7%	-4.8%	-35.3%	-32.6%	-	-16.9%
Var. % i.a.	-13.2%	-5.7%	-71.1%	-57.4%	-	-51.9%
Var. % a.a.	-0.9%	4.9%	-44.8%	-4.4%	-56.2%	-30.5%

Fuente: IAE en base a SE

- La **producción de Biodiesel** se redujo en octubre de 2023 respecto al mes anterior 35.3% i.m. y 71.1% i.a. respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 44.8% a.a. menor en el último año móvil. Las ventas internas de biodiesel se redujeron 32.6% i.m. respecto al mes anterior. Por otra parte, las ventas fueron 57.4% i.a. menores a las registradas en el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 4.4% a.a. Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a octubre de 2023 fueron 56.2% menores a igual periodo del año anterior.

2. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de noviembre de 2023 se muestra con superávit de USD 281 millones. Las exportaciones se redujeron 9.5% i.a. mientras que las importaciones fueron 14.9% i.a. menores. En el acumulado anual de 2023 las exportaciones se redujeron 7.3% a.a. mientras que las importaciones fueron 38.8% inferiores a.a.

- Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en noviembre de 2023 se exportó 8.4% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto a igual mes de 2022, mientras que los precios de exportación se redujeron 16.6% i.a. dando como resultado una disminución en el valor exportado del 9.5% i.a.

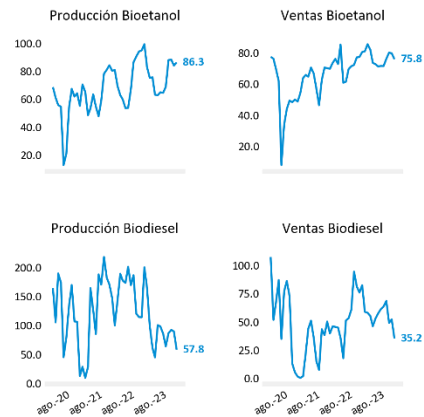
Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes se redujeron 2.9% en cantidades en noviembre de 2023 respecto a igual mes de 2022, mientras que en precios se observa una disminución del 12.1%. Esto generó una disminución en el valor importado del 14.9% i.a.

Los datos acumulados en 2023 indican que se exportó 15.1% más de cantidades a precios 19.5% menores. Esto implica un valor exportado 7.3% inferior al de igual periodo anterior.

Por otra parte, las importaciones fueron 24.5% menores en cantidades a precios 18.9% inferiores. Esto arroja un valor importado 38.8% inferior.

- Según datos de comercio exterior disponibles a noviembre de 2023, las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran

Producción y ventas de Biodiesel y Bioetanol | Miles de Tn.



IAE en base a SE

Balanza comercial energética en millones de USD

	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
nov.-22	282	751	469
nov.-23	281	680	399
Acumulado 2022	-4,710	7,723	12,433
Acumulado 2023	-457	7,158	7,615
% i.a.	-	-9.5%	-14.9%
% var. a.a.	-	-7.3%	-38.8%

Fuente: IAE en base a INDEC

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %)

noviembre de 2023		Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Respecto de noviembre de 2022	Valor	-9.5%	-14.9%
	Precio	-16.6%	-12.1%
	Cantidad	8.4%	-2.9%
Respecto al acumulado a noviembre	Valor	-7.3%	-38.8%
	Precio	-19.5%	-18.9%
	Cantidad	15.1%	-24.5%

Fuente: IAE en base a INDEC

mayores ventas al exterior. En el caso del petróleo las ventas anuales fueron 2.9% superiores.

En cuanto a las **importaciones**, los últimos datos disponibles a noviembre indican que hubo una reducción en las compras de naftas al exterior del 28.4% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual período anterior.

Por otra parte, en doce meses se importó un total de 1,639 Mm3 de Gasoil, es decir 38.2% a.a. menos.

Por último, las importaciones de GNL totalizaron 2,676 MMm3 durante los últimos doce meses relevados por estadísticas de comercio exterior y aumentaron 13.8% a.a. respecto al año anterior. Mientras que las importaciones de gas de Bolivia totalizaron 2,381 MMm3 y se redujeron 40.4% a.a.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades

	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
nov.-22	62.2	174.2	669.3	82.6
oct.-23	40.7	162.5	535.8	49.5
nov.-23	45.0	142.8	525.3	46.9
12 meses ant.	550	2,024	6,742	666
12 meses	638	1,671	6,940	719
Var. % i.m	● 10.6%	● -12.1%	● -2.0%	● -5.3%
Var. % i.a	● -27.8%	● -18.0%	● -21.5%	● -43.2%
Var. % a.a	● 16.0%	● -17.4%	● 2.9%	● 8.1%

Fuente: IAE en base a SE

Principales productos energéticos importados - Cantidades

	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
nov.-22	0.0	177.9	150.5	93.7
oct.-23	0.0	132.7	221.8	133.5
nov.-23	0.0	128.9	193.3	136.1
12 meses ant.	2,352	3,997	2,651	1,281
12 meses	2,676	2,381	1,639	918
Var. % i.m	-	● -2.9%	● -12.9%	● 1.9%
Var. % i.a	-	● -27.5%	● 28.4%	● 45.3%
Var. % a.a	● 13.8%	● -40.4%	● -38.2%	● -28.4%

Fuente: IAE en base a SE

Glosario

Año móvil: son los últimos doce meses corridos al mes de cálculo. En base a esto se puede calcular la "media del año móvil" que es un promedio simple de los datos de los últimos meses corridos, el "acumulado para el año móvil" (suma de los últimos 12 meses corridos) y la "variación año móvil" que indica la variación de la media del año móvil respecto a igual período (mismos doce meses corridos) del año anterior.

ASAP: Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública.

Balanza comercial energética: surge de las estadísticas del INDEC particularmente del informe de "intercambio comercial argentino" donde se desagregan los ítems "combustibles y energía" para la exportación y "combustibles y lubricantes para la importación". Adicionalmente de informan los índices de valor, precio y cantidad de comercio exterior para cada uno de ellos.

Bioetanol: la producción de Bioetanol se refiere a la suma de producción a base de Maíz y caña de azúcar.

BRENT: petróleo denominado BRENT, de referencia en los mercados Europeos.

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Novembrerista.

Costo medio de generación: Precio monómico según lo define CAMMESA.

La demanda de energía eléctrica: se toma según los establece CAMMESA es base a la resolución 6/2016 de Ministerio de Energía y Minería.

EMAE: El Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) refleja la evolución mensual de la actividad económica del conjunto de los sectores productivos a nivel nacional. Este indicador permite anticipar las tasas de variación del Producto Interno Bruto (PIB) trimestral.

EMI: El Estimador Mensual Industrial (EMI) mide el desempeño del sector manufacturero sobre la base de información proporcionada por empresas líderes, cámaras empresarias y organismos públicos. El cálculo del EMI se efectúa en base a unidades físicas de producción de distintos sectores industriales.

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

Energías renovables incluye: Eólico, Solar, Biogas, Biomasa e Hidráulicas menores a 50 MW. Según Ley 27.191.

Exportación e importación de principales

combustibles: se refiere al comercio exterior mensual con destino a todos los países a los cuales se exporta. Los totales figuran en cantidad (metros cúbicos) y en Dólares Estadounidenses. En el presente informe se utilizan las cantidades.

Fondo Fiduciario para consumo GLP y red de gas natural: Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de GLP de Sectores de Bajos Recursos y para la Expansión de Redes de Gas Natural.

Fondo fiduciario consumo residencial de gas: Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores Residenciales de Gas (Ley N° 25,565).

Gas: la producción total se refiere a datos según lo informa el Ministerio de Energía y Minería de la Nación para todas las cuencas, concesiones, provincias y yacimientos, así como también tanto para la producción ON y OFF Shore. Por otra parte, los conceptos de los cuales se establece la reproducción de datos son los fijados originalmente en las tablas dinámicas "Sesco Web": gas de alta presión, gas de media presión y gas de baja presión.

Generación de energía eléctrica por tipo: la generación térmica se refiere a la suma de la generación por Ciclos combinados, Turbo vapor, Turbina a gas y Motor diésel. Por otro lado, la generación por fuentes renovables se refiere a la suma de generación Solar, Eólica, Hidráulica renovable (menor a 50 MW según Ley 27.191), Biomasa y Biogas. Las generaciones de tipo Nuclear e Hidroeléctrica no tienen desagregación. Adicionalmente, la importación hace referencia a la suma de compras de todos los países.

i.a: Abreviación de "inter anual", datos correspondientes a igual mes del año anterior.

i.m: Abreviación de "inter mensual", datos correspondientes a un mes respecto al mes anterior.

Ingresos y gastos: se refieren a los ingresos y gastos corrientes según informa ASAP.

INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

IPC: Los índices de precios al consumidor miden la variación de precios de los bienes y servicios representativos del gasto de consumo de los hogares residentes en la zona seleccionada en comparación con los precios vigentes en el año base.

IPIM: El Índice de Precios Internos al por Noviembre (IPIM) tiene por objeto medir la evolución promedio de los precios de los productos de origen nacional e importado ofrecidos en el mercado interno. Una de las desagregaciones ponderadas es la correspondiente a Energía Eléctrica.

Petróleo: la producción total se refiere a datos según lo informa el Ministerio de Energía y Minería de la Nación para todas las cuencas, concesiones, provincias y yacimientos, así como también para la producción ON y OFF Shore. Por otra parte, los conceptos de los cuales se establece la reproducción de datos son los fijados originalmente en las tablas dinámicas "Sesco Web": Producción de condensado, producción por recuperación asistida, producción primaria y producción secundaria.

Precio monómico estacional: Precio Monómico ponderado Estacional (Energía + Potencia) + Otros Ingresos.

Resultado financiero: es la diferencia entre los gastos totales e ingresos totales.

Resultado primario: es la diferencia entre los gastos primarios y los ingresos totales. La nueva metodología del resultado primario quita de los ingresos aquellos provenientes de rentas de la propiedad, y a los gastos los referidos a intereses. Este se empieza a implementar a partir de Noviembre de 2016.

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

Tn: abreviación de toneladas

Ventas de principales combustibles: se refiere a las "ventas no al sector". Es decir, para todos los sectores excepto las empresas que se desempeñen en el sector hidrocarburos (Upstream y Downstream) y para todas las provincias.

WTI: petróleo denominado "West Texas Intermediate", de referencia para el mercado Estadounidense.

Publicación del
Departamento Técnico del
INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA "GENERAL MOSCONI"
Moreno 943 3º Piso, (C1091AAS) Ciudad Autónoma de Buenos Aires – Argentina
Teléfono: 43347715 / 6751
iae@iae.org.ar
www.iae.org.ar

El Instituto Argentino de Energía "Gral. Mosconi" no produce datos primarios, sino que procesa, elabora y comenta información basada en datos publicados por organismos oficiales del sector energético citando debidamente las fuentes que se encuentran consignadas al pie de cada cuadro y figura.