

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En febrero de 2023 la **producción de petróleo** aumentó 12% i.a. y 12.6% a.a. en los últimos 12 meses.

La producción de petróleo convencional se redujo 2.3% i.a. y cayó 3.2% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (42% del total) se incrementó 34.2% i.a. y 43.2% a.a. impulsada por el Shale.

En febrero de 2023 la **producción de Gas** se incrementó 2% i.a. y 5.1% a.a. La producción de Gas convencional se redujo 5.3% i.a. y 7.2% a.a.

Por otra parte, la producción no convencional (55% del total) aumentó 8.8% i.a. y 17.8% a.a. en los últimos doce meses.

Por otra parte, la cuenca Neuquina junto con la cuenca Golfo San Jorge y Cuyana incrementan la producción anual de gas natural.

Demanda

En febrero de 2023 **las ventas de naftas y gasoil** tuvieron una disminución de 2% i.a. y un aumento del 7.7% a.a. respectivamente.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil fueron 4.7% mayores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 12.5% superiores. Sin embargo, **la producción de gasoil y naftas**, en el mismo periodo, aumentó por debajo de la demanda: 7.5% y 5.4% a.a. respectivamente.

El gas natural entregado se redujo en enero 5.5% i.a. (último dato disponible) y acumuló una baja del 4.3% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

La **demanda total de Energía Eléctrica** aumentó 12.7% en febrero de 2023 respecto a igual mes de 2022. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 3.9% a.a.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a febrero de 2023 fueron \$213,405 millones y aumentaron 35.6% respecto a igual periodo de 2022. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con \$ 134,188 millones y una disminución del 0.3% respecto a igual periodo del año anterior, ocupando el 70% de los fondos ejecutados.

Variable	Unidad	Fecha	mes	mes anterior	mes año anterior	% i.m.	% i.a.	% 12 meses i.a.
Generación eléctrica local	GWh/d	feb.-23	418.2	431.1	389.7	● -3.0%	● 7.3%	● -2.1%
Producción de petróleo	Mm3/d	feb.-23	101.3	99.6	90.5	● 1.7%	● 12.0%	● 12.6%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	feb.-23	53.9	53.5	55.2	● 0.8%	● -2.3%	● -3.2%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	feb.-23	47.4	46.1	35.3	● 2.8%	● 34.2%	● 43.2%
Producción de gas natural	MMm3/d	feb.-23	129.9	128.8	127.3	● 0.8%	● 2.0%	● 5.1%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	feb.-23	58.2	58.4	61.4	● -0.3%	● -5.3%	● -7.2%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	feb.-23	71.7	70.4	65.9	● 1.8%	● 8.8%	● 17.8%
Producción de Bioetanol	MTn.	dic.-22	72.1	82.9	69.4	● -13.1%	● 3.8%	● 14.6%
Producción de Biodiesel	MTn.	dic.-22	98.8	164.6	142.5	● -40.0%	● -30.7%	● 10.8%
Demanda Eléctrica	GWh/d	feb.-23	425.2	438.5	377.4	● -3.0%	● 12.7%	● 3.9%
Venta de combustibles	Mm3/d	feb.-23	67.3	66.5	68.7	● 1.2%	● -2.0%	● 7.7%
Naftas	Mm3/d	feb.-23	29.6	29.0	28.4	● 1.9%	● 4.1%	● 12.5%
Gasoil	Mm3/d	feb.-23	37.8	37.5	40.3	● 0.7%	● -6.3%	● 4.7%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	ene.-23	97.0	98.0	102.6	● -1.0%	● -5.5%	● -4.3%

* 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 marzo de 2023.

1. Lapeña: "CMMESA debería ser auditada por asumir funciones que no le corresponden. La compañía realizó la compra de buques de gasoil con plazo de pago de 120 días promedio. – *Entrevista a Jorge Lapeña - Diario Perfil*.
2. Hidrocarburos: crecimiento desperejo, estancamiento y falta de planes. POZOS. La cantidad de nuevas perforaciones disminuyó un 33% en los últimos once años. – *Por Jorge Lapeña - Diario Perfil*.
3. YPF y el peronismo: 30 años de desaciertos. Por Mario Negri para *La Nación*.
4. Cómo afecta a Vaca Muerta el desplome del precio del petróleo exportado. El valor del barril fronteras afuera cayó por debajo del que se paga en el mercado interno. Las petroleras reclaman cambios en el sistema de permisos para evitar la depreciación del crudo argentino. Qué podría pasar con la producción y el precio de los combustibles. - *Diario Rio Negro*.
5. Radiografía de Vaca Muerta: cuáles son las petroleras que apuestan al shale. A casi doce años de la perforación del primer pozo hacia Vaca Muerta la cantidad de empresas presentes se multiplicó. Cuáles tienen más áreas, cuáles son socios pasivos. De qué países son. Todos los detalles sobre quiénes son los actores clave del shale argentino. – *Diario Rio Negro*.
6. Plegarias por el gasoducto para gastar menos dólares. Los funcionarios del Gobierno rezan para que al comenzar el invierno pueda ponerse en marcha la primera etapa de esta obra y que esa mayor capacidad inicial de transporte permita aprovechar la mayor producción de Vaca Muerta para sustituir importaciones. - *Diario La Nación*.
7. Tecpetrol propuso la construcción de un gasoducto entre las empresas para exportar GNL. Lo planteó el CEO de la petrolera, Ricardo Markous, como alternativa para agilizar los desarrollos. Detalló que la empresa buscará tener su propio desarrollo de GNL. Remarcó la necesidad de reducir los costos para competir a nivel global. - *Diario Rio Negro*.
8. El costo acumulado de los subsidios a la energía ya superó el del Plan Marshall y de la fallida intervención de EEUU en Afganistán. Así surge de comparar informes del gobierno norteamericano y estudios locales sobre la política energética argentina. Tarifas, valor agregado y cortes en el área metropolitana y el resto del país. – *Diario Infobae*.
9. Una pregunta incómoda se coló en la presentación argentina durante la principal reunión mundial de energía. El CEO de YPF, Pablo Iuliano, y su par de Pan American Energy (PAE), Marcos Bulgheroni hablaron en el panel Unlocking Latin American Natural Gas (Desbloqueando el gas natural de América Latina) en la mayor conferencia del sector, la CERAWEEK by S&P. – *Diario La Nación*.
10. Por la segmentación, los subsidios energéticos cayeron un 28% en el primer bimestre. La mayor caída en términos reales se dio en las transferencias a Cammesa con una reducción del 50%. La quita de subsidios al nivel 1 hizo que la cobertura tarifaria alcance el 70% de los costos de generación. – *Portal Energía Online*.
11. Cuenca Neuquina: "las reservas comprobadas de petróleo aumentaron más del 160% en la última década". Con una Vaca Muerta que no para expandirse y sumar inversiones, el crecimiento del shale contribuyó a compensar el declino de la producción convencional que espera medidas para reactivarse. – *Portal Mejor Energía*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) se muestra para el mes de enero de 2023 con una variación positiva del 0.3% con respecto al mes anterior, mientras que la actividad fue 2.9% mayor respecto al mismo mes del 2022 (i.a) y 2.9% mayor en el acumulado del año 2023.

- El **IPI-M** (Índice de producción industrial manufacturera) muestra en diciembre de 2023 una variación positiva del 0.7% respecto al mes anterior mientras que fue 6.3% i.a. menor. En el acumulado del año 2023 aumenta 6.3% respecto a igual periodo del año anterior.

Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 8.3% i.a. y 8.3% en el acumulado de 2023. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 11.8% i.a. y aumentó 11.8% acumulado, mientras la de Gasoil fue 8.5% i.a superior y tuvo un aumento del 8.5% en el acumulado en el año 2023.

- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 7% en febrero de 2023 respecto del mes anterior y tuvo una variación del 104.3% respecto de igual mes de 2022. A su vez, aumentó 14% en el acumulado de 2023.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo una variación del 6.1% i.m. mientras que fue 105.4% i.a. superior respecto a igual mes del año anterior. Durante el 2023 acumula un aumento del 14.2%.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 5.1% i.m. respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 101.4% respecto a igual mes del año anterior y acumula un incremento de 12.7% durante 2023.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación positiva del 10.8% i.m. mientras aumentó 98.1% i.a. respecto de igual mes del año anterior. En 2023 acumula un aumento del 12.7%.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	ene.-23	0.3%	2.9%	2.9%
IPI-Manufacturas	ene.-23	0.7%	6.3%	6.3%
Refinación del petróleo	ene.-23	-	8.3%	8.3%
Naftas	ene.-23	-	11.8%	11.8%
Gasoil	ene.-23	-	8.5%	8.5%
IPIM-Precios	feb.-23	7.0%	104.3%	14.0%
IPIM- Petróleo crudo y gas	feb.-23	6.1%	105.4%	14.2%
IPIM- Refinados de petróleo	feb.-23	5.1%	101.4%	8.3%
IPIM-Energía eléctrica	feb.-23	10.8%	98.1%	12.7%

Fuente: IAE en base a INDEC

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 de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes en energía (los subsidios energéticos) aumentaron 35.6% en el acumulado al mes de febrero de 2023 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$56,009 millones.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a febrero de 2023 fueron para CAMMESA (\$134,188 millones) que se redujo 0.3% y ocupó el 70% de las transferencias y para IEASA (\$70,000 millones) que tuvo un crecimiento del 393.3% respecto a igual periodo anterior.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias de capital acumuladas a febrero de 2023 fueron de \$19,450 millones y crecieron 5059% respecto a igual periodo del año anterior. Las transferencias más importantes fueron para IEASA con \$19,000 millones y para el Fondo Fiduciario de Infraestructura Hídrica con \$17,290 millones.

En millones de \$

	Acumulado a febrero 2023	Acumulado a febrero 2022	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	213,405	157,396	56,009	35.6%
CAMMESA	134,188	134,622	-434	-0.3%
Plan Gas IV - Gas.Ar	1,773	406	1,367	336.7%
YCRT	2,561	607	1,954	321.9%
EBY	744	809	-65	-8.0%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	0	4,733	-4,733	-100.0%
IEASA	70,000	14,189	55,811	393.3%
Empresas distribuidoras de Gas	1,924	0	1,924	-
Productores de gas Propano	2,216	73	2,143	2935.6%
Asistencia Económica Transitoria a las Empresas Productoras, Fraccionadoras y Distribuidoras de Glp	0	1,932	-1,932	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	0	26	-26	-100.0%

Fuente: IAE en base a ASAP

En millones de \$

	Acumulado a febrero 2023	Acumulado a febrero 2022	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	19,450	377	19,073	5059.2%
IEASA	19,000	0	19,000	-
Nucleoeléctrica S.A.	0	-300	300	-100.0%
Fondo Fid.de infraestructura hídrica	17,290	0	17,290	-
YCRT	450	92	358	389.1%
Otros beneficiarios	0	21,771	-21,771	-100.0%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de febrero de 2023 la demanda total de energía eléctrica fue 3% menor al mes anterior y 12.7% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 3.9% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.

En el mes de febrero de 2023 la demanda industrial/Comercial fue 4.3% mayor con respecto al mes anterior y 2.4% mayor al mismo mes del año anterior. Esta categoría incrementó su consumo 2.3% anual.

Por otra parte, la demanda comercial disminuyó 3.7% i.m. en febrero de 2023 respecto del mes anterior y fue 2.9% i.a. mayor a igual mes de 2022. El consumo anual de la categoría Comercial fue 3.9% mayor.

El consumo Residencial se redujo 6.1% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales. Por otra parte, la demanda aumentó 25.6% con respecto a la de igual mes de 2022 y creció 4.8% 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 se redujo 3% i.m en febrero de 2023 y fue 14% i.a. mayor respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 2.6% superior a igual periodo anterior.

- La generación neta local en febrero de 2023 disminuyó 3.0% i.m. y aumentó 7.3% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo una reducción del 2.1% anual.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Hidráulica que aumentó 93.7% i.a, mientras que la Renovable se incrementó en 3%. Por otra parte, la energía Térmica y Nuclear disminuyeron 3.6% y 30.4% i.a. respectivamente.

En los últimos doce meses la generación Renovable e Hidráulica muestran crecimiento positivo con una variación del 7.9% y 41.4% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Térmica y Nuclear disminuye 10.8% y 36.7% anualmente.

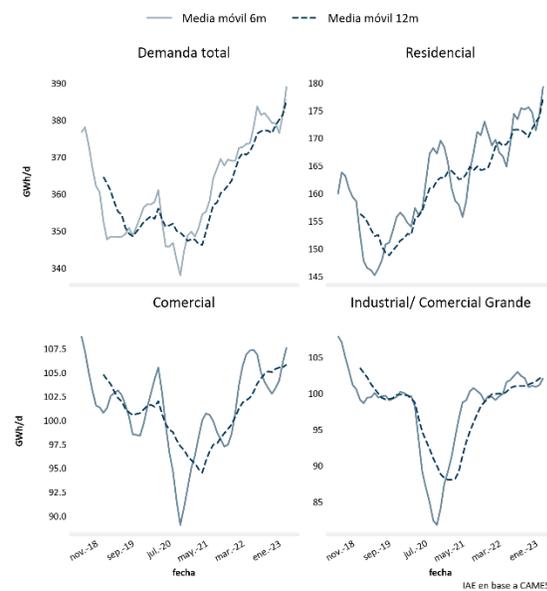
- La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 muestra un aumento anual en las categorías: Biogás, Eólica y Solar que se incrementaron 2.5%, 6.4% y 28.6% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable y Biomasa disminuyeron 9.2% y 0.3% a.a en los últimos doce meses.

El incremento renovable en los últimos doce meses está impulsado principalmente por el aumento en la

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
feb.-22	109.9	102.8	164.7	377.4
ene.-23	117.3	100.9	220.3	438.5
feb.-23	113.1	105.2	206.9	425.2
12 meses ant.	101.9	100.0	169.2	371.1
12 meses	105.8	102.3	177.4	385.5
Var. % i.m.	-3.7%	4.3%	-6.1%	-3.0%
Var. % i.a.	2.9%	2.4%	25.6%	12.7%
Var. % a.a.	3.9%	2.3%	4.8%	3.9%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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



Oferta de energía eléctrica GWh/día							
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Generación Total
feb.-22	48.9	31.9	52.8	256.1	1.2	389.7	390.9
ene.-23	85.0	20.4	53.0	272.7	28.2	431.1	459.3
feb.-23	94.7	22.2	54.4	246.8	27.5	418.2	445.7
12 meses ant.	62.3	29.7	49.2	248.9	2.7	390.1	392.8
12 meses	88.1	18.8	53.1	222.0	21.2	382.0	403.2
Var. i.m.	11.4%	8.8%	2.7%	-9.5%	-2.5%	-3.0%	-3.0%
Var. i.a.	93.7%	-30.4%	3.0%	-3.6%	2204.8%	7.3%	14.0%
Var. a.a.	41.4%	-36.7%	7.9%	-10.8%	673.2%	-2.1%	2.6%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/día						
	Biogás	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
feb.-22	1.2	1.9	37.6	3.3	8.8	52.8
ene.-23	1.0	1.9	37.0	3.2	9.9	53.0
feb.-23	1.0	1.8	38.7	3.2	9.7	54.4
12 meses ant.	1.1	2.1	36.4	3.1	6.4	49.2
12 meses	1.1	2.1	38.8	2.9	8.2	53.1
Var. i.m.	-2.9%	-5.3%	4.5%	0.9%	-1.2%	2.7%
Var. i.a.	-16.9%	-5.0%	2.7%	-2.4%	11.1%	3.0%
Var. a.a.	2.5%	-0.3%	6.4%	-9.2%	28.6%	7.9%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

generación eólica y solar debido a la representación que tienen sobre el total. Sin embargo, se observa una reducción notable en la tasa de crecimiento anual que ha sido muy elevada hasta el año 2022.

En términos anuales la generación Eólica es la de mayor importancia ya que representa el 73% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 13.1% en febrero y del 12.6% en el acumulado del año 2023. 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 24% de la generación neta local.

Precios y costos de la energía: los datos indican que en febrero de 2023 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) tuvo una disminución del 1% i.m respecto del mes anterior y creció 71.7% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) tuvo un aumento del 23% i.m. y del 159.5% i.a.

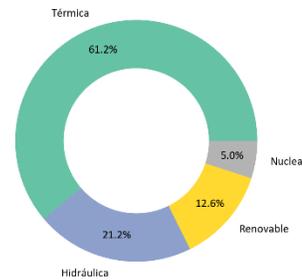
El crecimiento inter anual de los costos se encuentra por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 104.3% i.a. Esto indica que los precios que paga la demanda crecieron por arriba tanto de la inflación mayorista en febrero como del costo de generación en febrero de 2023.

Por otra parte, en febrero de 2023 los costos decrecieron mientras que el precio que paga la demanda respecto del mes anterior aumentó. Esto conlleva a un incremento del nivel de cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda. Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 49% de los costos de generación en febrero. En el mismo mes de 2022 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 32% de los costos de generación eléctrica.

El descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras los costos crecen 70.6% anual, el precio promedio que paga la demanda lo hace en 105.1%, esto indica un aumento en la cobertura anual.

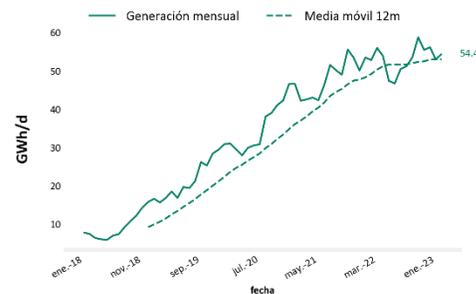
Por otra parte, las Provincias han actualizado los cuadros tarifarios (Valor Agregado de Distribución), al igual que, parcialmente, las concesiones bajo Jurisdicción Nacional. Esta particularidad sumada a la aún baja cobertura anual de costos tienen invariablemente consecuencias fiscales a través de subsidios crecientes del Estado Nacional. En paralelo, persiste el fuerte deterioro de los ingresos de Distribuidoras y cooperativas de energía eléctrica a pesar de la recomposición en el Valor Agregado de Distribución.

Composición de la generación eléctrica por fuente - Año 2023



IAE en base a CAMMESA

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2018 - Hoy



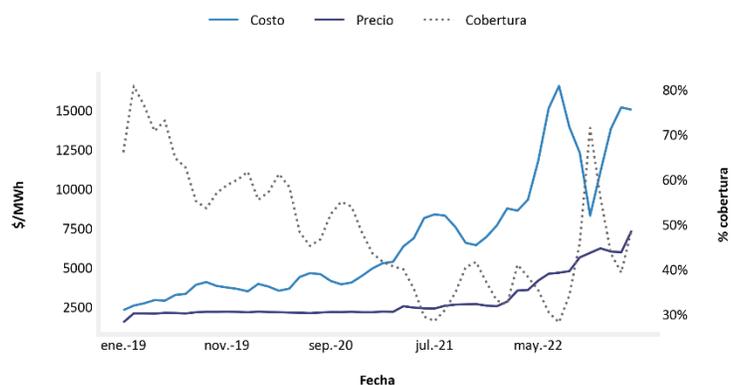
IAE en base a CAMMESA

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

	Costo	Precio Estacional	Cobertura
feb.-22	\$ 8,757	\$ 2,830	32%
ene.-23	\$ 15,190	\$ 5,968	39%
feb.-23	\$ 15,033	\$ 7,342	49%
12 meses ant.	\$ 7,382	\$ 2,536	34%
12 meses	\$ 12,590	\$ 5,203	41%
Var. i.m.	-1.0%	23.0%	
Var. i.a.	71.7%	159.5%	
Var. a.a.	70.6%	105.1%	

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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



IAE en base a CAMMESA

El descalce entre la evolución del costo y del precio que paga la demanda se inició en febrero 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 41% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **En febrero de 2023 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra una disminución del gasoil del 19.4% i.m y una variación negativa del 25.9% i.a. El consumo de gas natural se redujo 17.2% i.m y fue 5.1% mayor al de febrero de 2022.

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, el Consumo de Gas Natural se redujo 12.6% durante el periodo, mientras que se consumió 2.5% menos de Gas Oil y 43.5% más de Fuel Oil.

Consumo de combustibles				
	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
feb.-22	73.0	73.3	904.6	206.3
ene.-23	95.2	126.1	1148.4	189.8
feb.-23	61.3	82.1	951.2	152.9
12 meses ant.	79.0	67.0	996.0	170.3
12 meses	64.5	96.1	870.9	166.1
Var. i.m.	-35.7%	-34.9%	-17.2%	-19.4%
Var. i.a.	-16.0%	12.0%	5.1%	-25.9%
Var. a.a	-18.3%	43.5%	-12.6%	-2.5%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En febrero de 2023, la producción de petróleo aumentó 1.7% respecto del mes anterior y creció 12% i.a respecto de igual mes de 2022. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 12.6% superior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de febrero de 2023 la producción total muestra un aumento de 12% respecto al mismo mes de 2022. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina que incrementó la producción 21.9% i.a respecto a febrero de 2022.

La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), disminuyó la producción 0.4% i.a respecto a igual mes del año anterior.

En la cuenca Austral la producción se redujo 13.6% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana fue 7.7% i.a. menor.

En la Cuenca Noroeste, con una participación minoritaria, aumentó la producción 13.1% i.a.

La Cuenca Neuquina representa el 60% de la producción y es la que más crece anualmente con una tasa de 24.5% a.a., luego le sigue la Cuenca Noroeste que crece 9.4% anualmente. La Cuenca Golfo de San Jorge, con el 34% del total, se presenta con una disminución del 0.6% anual.

Debido al declino anual de las restantes, y la suba de la cuenca neuquina y noroeste (con aporte marginal), la producción sube un 12.6% anual.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (48% de la producción total de petróleo) aumentó la producción 1.1% en febrero respecto al mes anterior mientras que fue 13.9% superior respecto de igual mes del año anterior y 14% mayor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

YPF explica el 52% del crecimiento en la producción anual de petróleo.

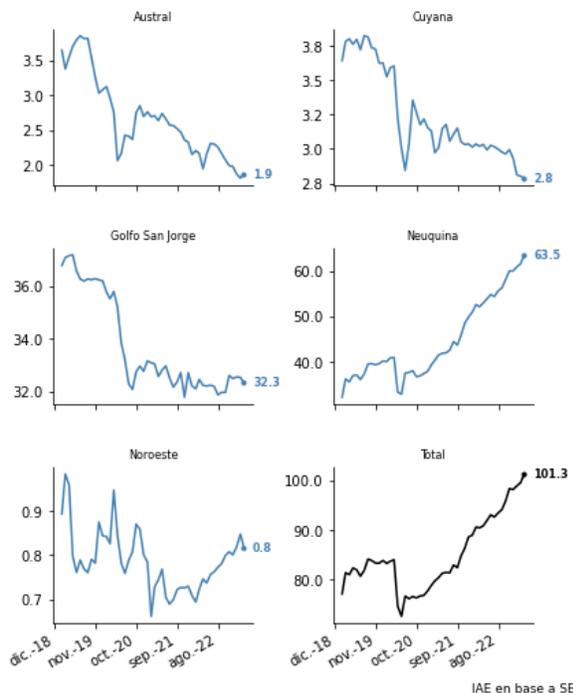
Pan American Energy, con una participación del 17.3% en el total, redujo la producción 1.1% respecto del mes anterior y aumentó 0.4% i.a. La producción anual de PAE es 3.4% a.a. mayor.

Tecpetrol representa el 2.8% del total y aumentó su producción 35% i.a. mientras que Vista, con el 7.2% del total, aumentó un 38.4% i.a. A su vez, estas empresas aumentaron su producción acumulada en doce meses en 5.3% y 37.2% a.a respectivamente.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	Cuyana	GSJ	Neuquina	Noroeste	Total
feb.-22	2.2	3.0	32.5	52.1	0.7	90.5
ene.-23	1.8	2.8	32.5	61.6	0.8	99.6
feb.-23	1.9	2.8	32.3	63.5	0.8	101.3
12 meses ant.	2.4	3.1	32.4	46.3	0.7	85.0
12 meses	2.1	2.9	32.3	57.7	0.8	95.7
Var. % i.m	3.2%	-0.5%	-0.6%	3.1%	-3.5%	1.7%
Var. % i.a	-13.6%	-7.7%	-0.4%	21.9%	13.1%	12.0%
Var. % a.a	-15.8%	-4.1%	-0.6%	24.5%	9.4%	12.6%

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
feb.-22	16.7	4.4	0.4	2.5	6.0	42.5	18.0	90.5
ene.-23	17.0	4.5	3.1	3.2	7.3	47.9	16.6	99.6
feb.-23	16.8	4.8	3.1	3.3	8.3	48.4	16.6	101.3
12 meses ant.	16.0	4.5	0.4	2.6	5.2	40.1	16.3	85.0
12 meses	16.6	4.5	1.5	2.7	7.1	45.7	17.7	95.7
Var. % i.m	-1.1%	7.4%	2.1%	3.5%	12.5%	1.1%	-0.2%	1.7%
Var. % i.a	0.4%	10.6%	720.8%	35.0%	38.4%	13.9%	-8.2%	12.0%
Var. % a.a	3.4%	0.6%	256.8%	5.3%	37.2%	14.0%	8.6%	12.6%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 56.7% del total, se incrementó 0.8% i.m. en febrero respecto del mes anterior y disminuyó 2.3% i.a. A su vez, fue 3.2% inferior en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 43.3% del total anual, aumentó 2.8% i.m en febrero de 2023 respecto al mes anterior. Además, creció 34.2% respecto a igual mes de 2022 y 43.2% en los últimos doce meses.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 34.2% i.a. debido al aumento del 35.3% i.a en el Shale.

La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 44.5% mientras que la de Tight aumentó 1.8% en el mismo periodo.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
feb.-22	55.2	35.3	34.4	0.9	39.0%
ene.-23	53.5	46.1	45.2	0.9	46.3%
feb.-23	53.9	47.4	46.6	0.8	46.8%
12 meses ant.	56.1	28.9	28.0	0.9	34.0%
12 meses	54.3	41.4	40.5	0.9	43.3%
Var. % i.m	● 0.8%	● 2.8%	● 2.9%	● -3.8%	
Var. % i.a	● -2.3%	● 34.2%	● 35.3%	● -6.2%	
Var. % a.a	● -3.2%	● 43.2%	● 44.5%	● 1.8%	

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Gas natural

- La producción de gas natural en febrero 2023 aumentó 0.8% con respecto al mes anterior y fue 2% i.a. mayor. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 5.1% mayor al año anterior.

Las cuencas Austral y Noroeste presentan una disminución inter anual del 6.5% y 6.7% i.a. respectivamente. En las cuencas Cuyana, Golfo San Jorge y Neuquina la producción aumentó 1.7%, 3.4%, 5.1% 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. 10.6%, 2.4% y 4.3% a.a. Por otra parte, en la cuenca Austral disminuyó 8.1% a.a. La cuenca Noroeste disminuyó 8.4% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 28% del gas en Argentina, disminuyó la producción en febrero 6.5% i.a. respecto igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 0.2% a.a. superior.

Total Austral aporta el 23% de la producción total y aumentó 2% i.a. mientras que su producción acumulada durante los últimos doce meses fue 0.7% a.a. inferior.

Pan American, que representa el 12% de la producción total, incrementó la producción 1.7% i.a. respecto a igual mes de 2022. Por otra parte, aumentó su producción anual 19.6% a.a.

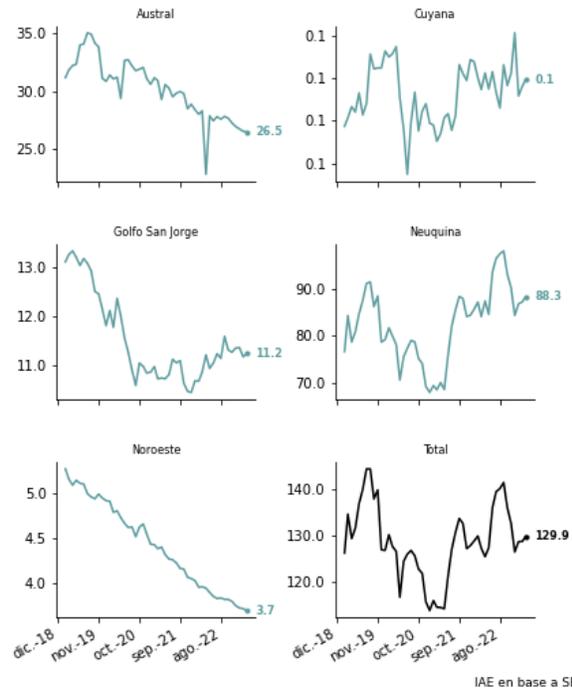
Tecpetrol con un peso 13.3% en el total, aumentó su producción 13.5% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 15% a.a superior respecto a igual periodo anterior.

Estas cuatro empresas representan el 76% del total del gas producido y en conjunto aumentaron 5.1% 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 crecimiento.

Producción de Gas Natural por cuenca - MMm3/d						
	Austral	Cuyana	GSI	Neuquina	Noroeste	Total
feb.-22	28.3	0.1	10.9	84.1	4.0	127.3
ene.-23	26.5	0.1	11.2	87.2	3.7	128.8
feb.-23	26.5	0.1	11.2	88.3	3.7	129.9
12 meses ant.	29.3	0.1	10.8	81.9	4.1	126.3
12 meses	26.9	0.1	11.2	90.6	3.8	132.7
Var. % i.m	-0.2%	1.1%	0.6%	1.3%	-0.5%	0.8%
Var. % i.a	-6.5%	1.7%	3.4%	5.1%	-6.7%	2.0%
Var. % a.a	-8.1%	2.4%	4.3%	10.6%	-8.4%	5.1%

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
feb.-22	4.5	30.2	16.2	8.2	6.7	13.8	37.3	12.2	127.3
ene.-23	5.8	31.1	15.4	8.6	6.9	16.3	34.2	10.4	128.8
feb.-23	5.9	30.8	16.5	8.4	7.1	15.7	34.9	10.6	129.9
12 meses ant.	4.6	30.5	13.7	7.4	6.3	15.5	35.7	11.6	126.3
12 meses	5.0	30.3	16.4	9.0	6.7	17.9	35.8	11.6	132.7
Var. % i.m	1.3%	-0.8%	6.7%	-2.5%	3.4%	-3.9%	1.8%	2.1%	0.8%
Var. % i.a	30.3%	2.0%	1.7%	2.7%	6.5%	13.5%	-6.5%	-12.7%	2.0%
Var. % a.a	7.8%	-0.7%	19.6%	21.5%	6.0%	15.0%	0.2%	-0.4%	5.1%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Gas convencional y gas no convencional

- La producción de gas natural convencional, que representa el 44.8% del total, disminuyó 0.3% i.m. en febrero de 2023 respecto al mes anterior y disminuyó 5.3% i.a respecto a igual mes de 2022. A su vez, disminuye 7.2% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.
- La producción de gas natural no convencional que ocupa el 55.2% de la producción aumentó 1.8% i.m. respecto al mes anterior mientras fue 8.8% i.a superior respecto a igual mes de 2022 y 17.8% a.a mayor.

La producción de gas no convencional aumentó 8.8% i.a. debido a un incremento en el Shale del 21.6% y una disminución en el Tight del 14.9% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de Shale gas aumenta 29.5% mientras que el Tight disminuye 2.1% anual respectivamente.

Vaca Muerta en perspectiva

En febrero, la producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 2.9% i.m. a su vez fue 35.2% i.a. y 44.5% a.a mayor durante los últimos doce meses. En el acumulado anual a febrero de 2023, representó el 45.8% 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 40.6% a.a. Por esto, YPF explicó el 54% del crecimiento de la producción en la formación.

En febrero, la producción de gas natural en Vaca Muerta aumentó 3.2% i.m. y 21.8% i.a. A su vez, fue 29.7% a.a superior durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 39.9% del total del gas producido en el país en 2023. En este caso los tres operadores en importancia son YPF, Tecpetrol y Total Austral.

En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 19.6% a.a mientras que la producción de YPF fue 22.9% a.a superior. Por otra parte, Total Austral aumentó su producción anual un 50.1% a.a.

En este caso, YPF explicó el 25% del crecimiento de la producción de gas en la formación.

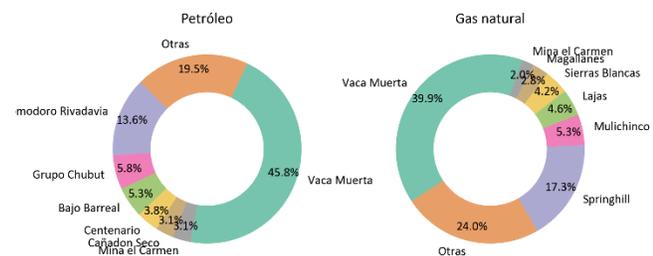
Producción de Gas Natural por tipo y subtipo de recurso - MMm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
feb.-22	61.4	65.9	42.8	23.1	51.8%
ene.-23	58.4	70.4	50.3	20.2	54.7%
feb.-23	58.2	71.7	52.0	19.7	55.2%
12 meses ant.	64.1	62.2	39.2	23.0	49.3%
12 meses	59.5	73.3	50.8	22.5	55.2%
Var. % i.m	-0.3%	1.8%	3.5%	-2.3%	
Var. % i.a	-5.3%	8.8%	21.6%	-14.9%	
Var. % a.a	-7.2%	17.8%	29.5%	-2.1%	

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
feb.-22	2.5	0.8	4.0	0.8	4.5	19.8	2.1	34.5
ene.-23	3.1	1.1	4.6	1.6	6.0	26.1	2.7	45.3
feb.-23	3.0	1.3	4.7	1.8	6.9	26.5	2.6	46.6
12 meses ant.	1.7	0.9	2.7	0.8	3.6	16.6	1.7	28.1
12 meses	2.7	1.0	4.7	1.1	5.6	23.4	2.1	40.5
Var. % i.m	-1.4%	9.9%	1.0%	7.3%	15.7%	1.2%	-6.7%	2.9%
Var. % i.a	20.3%	56.5%	15.5%	133.3%	53.9%	33.6%	23.4%	35.2%
Var. % a.a	54.8%	6.2%	72.6%	39.2%	55.7%	40.6%	26.1%	44.5%

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
feb.-22	0.9	3.9	4.0	11.4	5.0	15.5	2.2	43.0
ene.-23	0.8	5.6	4.5	13.9	7.5	15.4	3.1	50.8
feb.-23	0.8	6.5	4.7	13.3	7.3	15.7	4.1	52.4
12 meses ant.	0.9	3.0	3.6	13.0	4.3	12.7	1.9	39.4
12 meses	0.8	6.1	4.2	15.5	6.5	15.6	2.4	51.1
Var. % i.m	-2.2%	16.4%	5.3%	-4.7%	-1.8%	2.0%	31.1%	3.2%
Var. % i.a	-12.2%	65.1%	17.4%	16.3%	45.9%	1.3%	84.3%	21.8%
Var. % a.a	-9.2%	99.0%	16.5%	19.6%	50.1%	22.9%	30.2%	29.7%

Fuente: IAE en base a SE - Capítulo IV

Downstream

- En el mes de febrero de 2023 **las ventas de combustibles aumentaron 1.2% i.m. y disminuyeron 2% i.a.** Durante los últimos doce meses **la demanda de combustibles líquidos aumentó 7.7% a.a** respecto a igual periodo anterior.

La reducción observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una disminución del 6.3% i.a en las ventas de Gasoil y un aumento de 4.1% en la venta de Naftas.

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses aumentaron 4.7% respecto a igual periodo anterior: las ventas de Gasoil Ultra fueron 13% mayores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 70% del gasoil comercializado, aumentaron 1.6% a.a.

Las ventas acumuladas de Naftas aumentaron 12.5% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior debido a un aumento del 13.5% en las ventas de nafta Ultra (28% del total comercializado) y del 12.2% en la Nafta Súper.

- El **petróleo procesado** total en el mes de febrero aumentó 25% i.a. y 7.1% a.a. Por otra parte, el **gasoil obtenido** fue 31.8% i.a. y 7.5% a.a. mayor mientras que la **producción de naftas** fue 10% i.a y 5.4% a.a. mayor.

Estos datos indican que en el acumulado de los últimos doce meses el crecimiento de la demanda de naftas fue superior al crecimiento de la producción. En el caso del gasoil, el aumento en la producción fue superior al incremento de la demanda.

El Gas entregado en el mes de enero de 2023 (últimos datos disponibles) fue 97 MMm3/d. Las entregas totales disminuyeron 5.5% i.a. La demanda acumula una disminución del 4.3% (5 MMm3/d) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

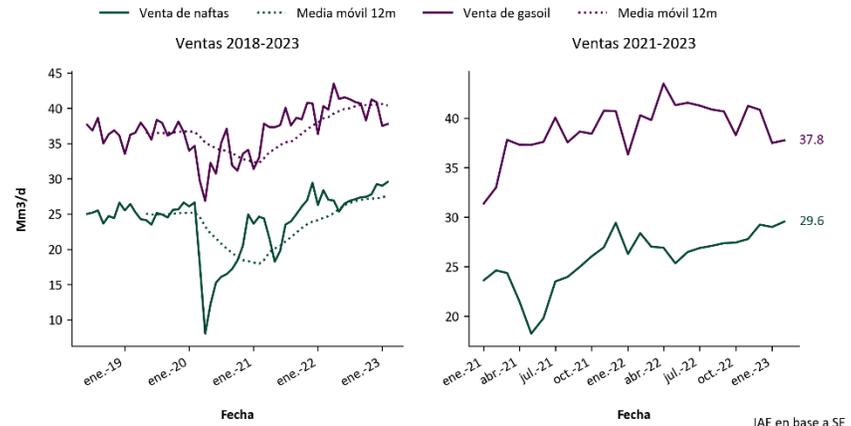
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales disminuyó 7.2% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 7% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue del 2.6% i.a. mayor. A su vez, presenta un aumento anual de 1.2% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 1% más respecto del mes anterior, mientras que redujeron su demanda 13.6% i.a. A su vez, acumulan una disminución del 18% 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
feb.-22	28.1	12.2	19.7	8.6	40.3	28.4	68.7
ene.-23	26.6	10.9	20.8	8.2	37.5	29.0	66.5
feb.-23	26.8	11.0	21.4	8.2	37.8	29.6	67.3
12 meses ant.	28.1	10.5	17.7	6.7	38.6	24.5	63.0
12 meses	28.5	11.9	19.9	7.7	40.4	27.5	67.9
Var. % i.m	0.6%	1.0%	2.6%	0.0%	0.7%	1.9%	1.2%
Var. % i.a	-4.8%	-9.8%	8.3%	-5.4%	-6.3%	4.1%	-2.0%
Var. % a.a	1.6%	13.0%	12.2%	13.5%	4.7%	12.5%	7.7%

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
feb.-22	68.8	29.1	23.6
ene.-23	83.9	36.5	26.1
feb.-23	85.9	38.3	25.9
12 meses ant.	74.4	32.8	23.0
12 meses	79.7	35.3	24.2
Var. % i.m	2.4%	5.1%	-0.5%
Var. % i.a	25.0%	31.8%	10.0%
Var. % a.a	7.1%	7.5%	5.4%

Fuente: IAE en base a SE

Demanda de gas por redes | MMm3/d

	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
ene.-22	10.1	2.1	0.4	34.1	48.9	1.0	6.0	102.6
dic.-22	11.1	1.9	0.4	35.3	41.9	1.0	6.3	98.0
ene.-23	9.4	3.0	0.4	35.0	42.3	1.0	6.0	97.0
12 meses ant.	26.5	3.2	1.1	33.4	44.1	2.2	6.4	117.0
12 meses	28.4	3.4	1.3	33.8	36.2	2.5	6.5	112.0
Var. % i.m	-15.9%	54.9%	0.3%	-0.8%	1.0%	-0.7%	-5.7%	-1.0%
Var. % i.a	-7.2%	43.6%	6.6%	2.6%	-13.6%	-4.6%	0.2%	-5.5%
Var. % a.a	7.0%	8.6%	12.3%	1.2%	-18.0%	9.6%	1.5%	-4.3%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Precios

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en febrero de 2023 fue de USD/bbl 83.7, lo cual implica un precio 1.6% superior respecto al mes anterior mientras que es 11.3% inferior al registrado en igual mes de 2022. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 77 teniendo una variación negativa 1.7% respecto del mes anterior y una disminución del 15.9% respecto a igual mes de 2022.

Los precios del crudo a nivel mundial comenzaron a caer rápidamente a partir de febrero de 2020, llegando al mínimo en mayo de 2020. Por otra parte, los niveles de precios a partir de febrero de 2020 muestran una respuesta al colapso de la demanda mundial de crudo durante la pandemia del Covid-19 y a las dificultades en el almacenamiento disponible. Como se observa, los precios internacionales han tenido una considerable recuperación con picos en el primer semestre de 2022.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 72.6 en febrero de 2023 esto implica una disminución del 0.1% respecto al mes anterior mientras fue 11.3% 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 66.6 en el mes de febrero de 2023: 1% mayor al mes anterior y 7.7% superior respecto al de igual mes del año anterior.

- Estos precios muestran que la **brecha BRENT-ESCALANTE** fue del 15.2% en el mes de febrero mientras que la **brecha BRENT-MEDANITO** es del 25.6%.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2.38 MMBtu (millón de Btu) en febrero de 2023. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 27.2% respecto al mes anterior y fue 49.3% 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 3.20 USD/MMBtu en febrero de 2023 lo cual implica un precio 1% menor al del mes anterior y 15.9% superior a igual mes del año 2022.

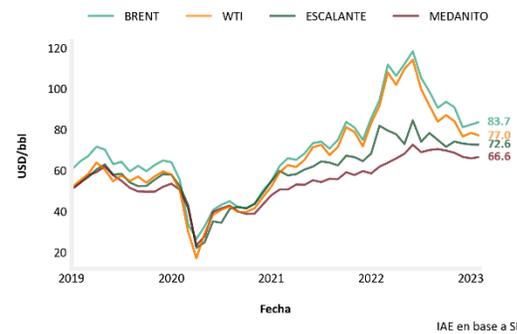
- El Precio de importación del GNL.** Según se publica en la web de IEASA, el precio promedio de las compras del año 2023 fue de 28.82 USD/MMbtu mientras que en 2022 y 2020 fue de 8.33 y 2.96 USD/MMbtu respectivamente. Las compras de GNL al mes de febrero totalizan USD 2,884 millones por 41 cargamentos.

Según las estadísticas de comercio exterior, el gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 8.91 USD/MMBTU para el mes de febrero de 2023.

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
feb.-22	94.4	91.6	81.9	61.8
ene.-23	82.4	78.4	72.7	65.9
feb.-23	83.7	77.0	72.6	66.6
Var. % i.m	1.6%	-1.7%	-0.1%	1.0%
Var. % i.a	-11.3%	-15.9%	-11.3%	7.7%

Fuente: IAE en base a SE

Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl

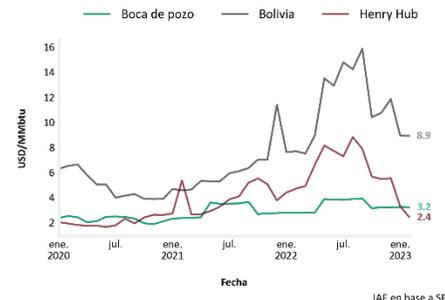


Precios del Gas Natural | USD/MMbtu

	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
feb.-22	2.76	7.68	0.00	4.69
ene.-23	3.24	8.92	0.00	3.27
feb.-23	3.20	8.91	0.00	2.38
Var. % i.m	-1.0%	-0.1%	-	-27.2%
Var. % i.a	15.9%	16.0%	-	-49.3%

Fuente: IAE en base a SE y EIA

Precios del gas | 2020-Hoy | USD/MMbtu



	Precio Promedio	Volumen (MMm3)	Monto (MM USD)
Licitación 1	27.74	56.9	\$ 58.3
Licitación 2	39.96	536.5	\$ 791.1
Licitación 3	29.08	620.5	\$ 665.9
Licitación 4	25.11	791.2	\$ 733.2
Licitación 5	24.38	707.2	\$ 636.3
Total	28.82	2712.3	\$ 2,884.8

Fuente: IAE en base a IEASA

1. Biocombustibles

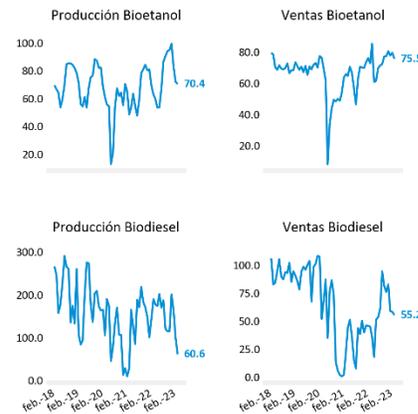
- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar disminuyó en enero de 2023 2.4% i.m. respecto al mes anterior y fue 12% i.a. mayor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 13.5% a.a. superior. Por otra parte, las ventas disminuyeron en enero de 2023 respecto al mes anterior 4.9% i.m. y fueron 3.8% i.a. mayores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 11% mayores 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	
ene.-22	62.8	72.7	189.2	44.9	140.9	252.0
dic.-22	72.1	79.4	98.8	58.0	59.3	170.9
ene.-23	70.4	75.5	60.6	55.2	30.0	131.0
12 meses ant.	814.8	799.8	1,884.8	461.6	1,351.9	2,699.6
12 meses	924.5	887.8	1,781.0	724.6	1,125.5	2,705.5
Var. % i.m.	-2.4%	-4.9%	-38.7%	-4.9%	-49.4%	-23.4%
Var. % i.a.	12.0%	3.8%	-68.0%	23.0%	-	-48.0%
Var. % a.a.	13.5%	11.0%	-5.5%	57.0%	-16.7%	0.2%

Fuente: IAE en base a SE

- La **producción de Biodiesel** se redujo en enero de 2023 respecto al mes anterior 38.7% i.m. y 68% i.a. respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 5.5% a.a. menor en el último año móvil. Las ventas internas de biodiesel disminuyeron 4.9% i.m. respecto al mes anterior. Por otra parte, las ventas fueron 23% mayores a las registradas en el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra un aumento del 57% a.a. Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a enero de 2023 fueron 16.7% menores a igual periodo del año anterior.

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



IAE en base a SE

2. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de febrero de 2023 se muestra en superávit en USD 82 millones. Las exportaciones disminuyeron 0.1% i.a. mientras que las importaciones fueron 29.6% i.a. menores. En el acumulado anual de 2023 las exportaciones aumentaron 6.2% mientras que las importaciones fueron 5.2% superiores a.a.
- Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en febrero de 2023 se exportó 10.6% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto a igual mes de 2022, mientras que los precios de exportación disminuyeron 9.8% i.a. dando como resultado una disminución en el valor exportado del 0.1% i.a. Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron 36.7% en cantidades en febrero de 2023 respecto a igual mes de 2022, mientras que en precios se observa un aumento del 10.2%. Esto generó una disminución en el valor importado del 29.6% i.a. Los datos acumulados en 2023 indican que se exportó 8.9% más de cantidades a precios 2.4% menores. Esto implica un valor exportado 6.2% superior a igual periodo anterior. Por otra parte, las importaciones fueron 5.8% menores en cantidades a precios 11.8% superiores. Esto arroja un valor importado 5.2% superior.
- Según datos de comercio exterior disponibles a febrero de 2023, las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran mayores ventas al

Balanza comercial energética en millones de USD			
	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
feb.-22	-184	717	901
feb.-23	82	716	634
Acumulado 2022	-12	1,252	1,264
Acumulado 2023	0	1,330	1,330
% i.a.	-	-0.1%	-29.6%
% var. a.a.	-	6.2%	5.2%

Fuente: IAE en base a INDEC

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %)			
febrero de 2023		Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Respecto de febrero de 2022	Valor	-0.1%	-29.6%
	Precio	-9.8%	10.2%
	Cantidad	10.6%	-36.7%
Respecto al acumulado a febrero	Valor	6.2%	5.2%
	Precio	-2.4%	11.8%
	Cantidad	8.9%	-5.8%

Fuente: IAE en base a INDEC

exterior. En el caso del petróleo las ventas anuales fueron 31.6% superiores.

En cuanto a las **importaciones**, hubo un aumento en las compras de naftas al exterior del 42.9% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, en doce meses se importó un total de 2,316.2 Mm3 de Gasoil, es decir 1.6% a.a. más.

Por último, las importaciones de GNL totalizaron 2,352.1 MMm3 durante los últimos doce meses relevados por estadísticas de comercio exterior y disminuyeron 33.5% a.a. respecto al año anterior. Mientras que las importaciones de gas de Bolivia totalizaron 3,734 MMm3 y se redujeron 14.3% a.a.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades

	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
feb.-22	50.2	235.3	718.3	97.7
ene.-23	29.6	183.8	420.3	49.0
feb.-23	74.0	157.8	451.1	65.8
12 meses ant.	449.1	1,225.3	4,869.1	566.9
12 meses	531.0	1,785.0	6,409.6	615.8
Var. % i.m	● 149.9%	● -14.1%	● 7.3%	● 34.1%
Var. % i.a	● 47.4%	● -32.9%	● -37.2%	● -32.7%
Var. % a.a	● 18.2%	● 45.7%	● 31.6%	● 8.6%

Fuente: IAE en base a SE

Principales productos energéticos importados - Cantidades

	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
feb.-22	0.0	203.1	382.3	186.2
ene.-23	0.0	212.1	119.1	96.9
feb.-23	0.0	186.5	168.2	84.8
12 meses ant.	3,539.5	4,354.9	2,280.1	738.0
12 meses	2,352.1	3,734.0	2,316.2	1,054.4
Var. % i.m	-	● -12.1%	● 41.2%	● -12.6%
Var. % i.a	-	● -8.2%	● -56.0%	● -54.5%
Var. % a.a	● -33.5%	● -14.3%	● 1.6%	● 42.9%

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 Mayorista.

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 Mayor (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 Mayo 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.