

## Resumen ejecutivo

### Producción de Hidrocarburos

En junio de 2023 la **producción de petróleo** aumentó 8% i.a. y 11.4% a.a. en los últimos 12 meses.

La producción de petróleo convencional se redujo 3.2% i.a. y cayó 2.9% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (44% del total) se incrementó 24.2% i.a y 35% a.a. impulsada por el Shale.

La cuenca neuquina impulsa el crecimiento anual con un incremento del 21.2% a.a.

En junio de 2023 la **producción de Gas** se redujo 1% i.a y aumentó 1.8% a.a.

La producción de Gas convencional se redujo 8.6% i.a y 5.7% a.a.

Por otra parte, la producción no convencional (55% del total) aumentó 5% i.a. y 8.5% 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 junio de 2023 **las ventas de naftas y gasoil** tuvieron un incremento del 0.1% i.a. y del 3% a.a. respectivamente.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil fueron 0.7% mayores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 6.4% superiores. Por otra parte, **la producción de gasoil y naftas**, en el mismo periodo, aumentaron: 9.2% y 6.9% a.a. respectivamente.

**El gas natural entregado** se redujo en mayo 3.3% i.a. (último dato disponible) y acumuló una baja del 3.9% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

La **demanda total de Energía Eléctrica** disminuyó 7.7% i.a. en junio de 2023 respecto a igual mes de 2022. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 3.2% a.a.

### Subsidios energéticos

Según la OPC los subsidios energéticos acumulados a junio de 2023 fueron \$1,276,207 millones y aumentaron 51.1% respecto a igual periodo de 2022. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con \$ 690,322 millones y un incremento del 23.1% respecto a igual periodo del año anterior, ocupando el 54% 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	jun.-23	392.5	345.9	420.3	13.5%	-6.6%	-2.5%
Producción de petróleo	Mm3/d	jun.-23	100.1	101.3	92.7	-1.1%	8.0%	11.4%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	jun.-23	52.9	53.2	54.7	-0.5%	-3.2%	-2.9%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	jun.-23	47.1	48.0	38.0	-1.8%	24.2%	35.0%
Producción de gas natural	MMm3/d	jun.-23	138.2	134.9	139.5	2.4%	-1.0%	1.8%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	jun.-23	55.8	56.3	61.1	-0.9%	-8.6%	-5.7%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	jun.-23	82.4	78.6	78.4	4.7%	5.0%	8.5%
Producción de Bioetanol	MTn.	may.-23	64.5	64.9	66.9	-0.7%	-3.6%	15.1%
Producción de Biodiesel	MTn.	may.-23	85.6	98.0	169.6	-12.7%	-49.5%	-32.0%
Demanda Eléctrica	GWh/d	jun.-23	402.3	348.9	435.8	15.3%	-7.7%	3.2%
Venta de combustibles	Mm3/d	jun.-23	68.1	67.8	68.0	0.5%	0.1%	3.0%
Naftas	Mm3/d	jun.-23	27.4	27.0	26.5	1.4%	3.5%	6.4%
Gasoil	Mm3/d	jun.-23	40.7	40.8	41.6	-0.2%	-2.1%	0.7%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	may.-23	118.9	99.2	123.0	19.8%	-3.3%	-3.9%

\* 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 julio de 2023.**

1. [La inauguración del gasoducto Néstor Kirchner](#). Jorge Lapeña para *Clarín*.
2. [Alejandro Einstoss: Argentina no tiene plan energético](#). *Nuevos Papeles*.
3. ["Argentina enfrenta una transición energética más compleja que el resto del mundo", afirmó un experto](#). El economista y consultor en energía y servicios públicos, Alejandro Einstoss aseveró que, "el proceso de transición energética es irreversible a nivel global". *Perfil*.
4. [Gasoducto Néstor Kirchner: ahorro de dólares, proyección exportadora y otros detalles de la obra que renueva la ilusión del "país gasífero"](#). *Infobae*.
5. [Sorpresa y cortocircuito: el Gobierno apura la normalización del ENRE antes de diciembre](#). *Letra P*.
6. [ENARSA indicó que se posterga "unos días más" el funcionamiento del gasoducto Néstor Kirchner](#). *El Litoral*.
7. [Fuerte impacto: La gigante ExxonMobil deja 'la joya' Vaca Muerta](#). *Urgente 24*.
8. [Presente y futuro del mercado de energías renovables: qué puede esperarse en Argentina](#). *La Nación*.
9. [Horacio Rodríguez Larreta presentó su plan energético y respondió la carta de los aliados políticos de Patricia Bullrich](#). *Infobae*.
10. [Nación extendió hasta el siguiente gobierno las concesiones hidroeléctricas](#). *Diario Río Negro*.
11. [Mientras el FMI insiste con el recorte de subsidios, el Gobierno asegura que solo queda un aumento de tarifas hasta fin de año](#). *Infobae*.

## 1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) se muestra para el mes de mayo de 2023 con una variación negativa del 0.1% con respecto al mes anterior, mientras que la actividad fue 5.5% menor respecto al mismo mes del 2022 (i.a) y 1.3% inferior en el acumulado del año 2023.
- El **IPI-M** (Índice de producción industrial manufacturera) muestra, en mayo de 2023, una variación negativa del 1.5% respecto al mes anterior mientras que fue 1.1% i.a. mayor. En el acumulado del año 2023 aumenta 2.2% respecto a igual periodo del año anterior. Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 3.8% i.a. y 12.1% en el acumulado de 2023. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 9% i.a y 14.1% acumulado, mientras la de Gasoil fue 2.8% i.a superior y tuvo un aumento del 14.9% en el acumulado en el año 2023.
- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 7.5% en junio de 2023 respecto del mes anterior y tuvo una variación del 112.8% respecto de igual mes de 2022. A su vez, aumentó 47.4% en el acumulado de 2023. El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo una variación del 9.9% i.m. mientras que fue 102.7% i.a. superior respecto a igual mes del año anterior. Durante el 2023 acumula un aumento del 48%. Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 6.4% i.m. respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 80.3% respecto a igual mes del año anterior y acumula un incremento de 32.5% durante 2023. Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica**<sup>1</sup> muestra una variación positiva del 10% i.m. mientras aumentó 94.9% i.a. respecto de igual mes del año anterior. En 2023 acumula un aumento del 67.9%.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
<b>EMAE</b>	may.-23	● -0.1%	● -5.5%	● -1.3%
<b>IPI-Manufacturas</b>	may.-23	● -1.5%	● 1.1%	● 2.2%
Refinación del petróleo	may.-23	● -	● 3.8%	● 12.1%
Naftas	may.-23	● -	● 9.0%	● 14.1%
Gasoil	may.-23	● -	● 2.8%	● 14.9%
<b>IPIM-Precios</b>	jun.-23	● 7.5%	● 112.8%	● 47.4%
IPIM- Petróleo crudo y gas	jun.-23	● 9.9%	● 102.7%	● 48.0%
IPIM- Refinados de petróleo	jun.-23	● 6.4%	● 80.3%	● 32.5%
IPIM-Energía eléctrica	jun.-23	● 10.0%	● 94.9%	● 67.9%

Fuente: IAE en base a INDEC

<sup>1</sup> En base a precios medios industriales y facturación de Grandes Usuarios.

## 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 la Oficina de Presupuesto del Congreso (OPC).

Las transferencias para gastos corrientes en energía (los subsidios energéticos) aumentaron 51.1% en el acumulado al mes de junio de 2023 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica juniore subsidios por la suma nominal de \$431,591 millones.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a junio de 2023 fueron para CAMMESA (\$564,285 millones) que se incrementó 23.1% y ocupó el 54% de las transferencias y para ENARSA (\$507,000 millones) que tuvo un crecimiento del 118.6% respecto a igual periodo anterior.

En suma, los subsidios devengados para el gas fueron \$571,000 millones y aumentaron 108% a.a.

### Transferencias para gastos de capital

Las transferencias de capital acumuladas a junio de 2023 fueron de \$189,217 millones y crecieron 504.8% respecto a igual periodo del año anterior. Las transferencias más importantes fueron para ENARSA con \$184,468 millones.

Subsidios corrientes devengados en millones de \$

	Acumulado a junio 2022	Acumulado a junio 2023	% Var. a.a
<b>Energía</b>	\$ 844,616	\$ 1,276,207	51.1%
Energía Eléctrica	\$ 564,285	\$ 693,259	22.9%
CAMMESA	\$ 560,682	\$ 690,322	23.1%
Ente Binacional Yacypetá	\$ 3,507	\$ 2,769	-21.0%
Resto	\$ 96	\$ 168	75.0%
<b>Gas</b>	\$ 274,510	\$ 571,404	108.2%
ENARSA	\$ 231,892	\$ 507,000	118.6%
Plan Gas IV   Gas.AR	\$ 8,731	\$ 37,180	325.8%
FF a Consumos Res. GLP	\$ 16,043	\$ 11,153	-30.5%
Plan Gas no Convencional Res. 46/2017	\$ 11,454	\$ -	-100.0%
Resto gas	\$ 6,391	\$ 16,070	151.4%
<b>Resto</b>	\$ 5,820	\$ 11,544	98.4%

Fuente: IAE en base a OPC

Transferencias de capital devengadas millones de \$

	Acumulado a junio 2022	Acumulado a junio 2023	% Var. a.a
<b>Energía</b>	\$ 31,288	\$ 189,217	504.8%
Energía Argentina S.A.	\$ 10,529	\$ 180,468	1614.0%
FF de Infraestructura Hídrica (FFIH)	\$ 20,759	\$ 8,749	-57.9%

Fuente: IAE en base a OPC

### 3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de junio de 2023 la demanda total de energía eléctrica fue 15.3% mayor al mes anterior y tuvo una variación negativa del 7.7% a la del mismo mes del año anterior.

En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 3.2% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.

En el mes de junio de 2023 la demanda industrial/Comercial fue 4.9% i.m. mayor con respecto al mes anterior y 1.9% superior al mismo mes del año anterior. Esta categoría incrementó su consumo 1.1% anual.

Por otra parte, la demanda comercial aumentó 6.2% i.m. en junio de 2023 respecto del mes anterior y fue 4.8% i.a. menor a igual mes de 2022. El consumo anual de la categoría Comercial fue 2.9% mayor.

El consumo Residencial aumentó 28.2% i.m. explicado por factores climáticos. Por otra parte, la demanda se redujo 13.5% con respecto a la de igual mes de 2022 y creció 4.6% 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 15.4% i.m en junio de 2023 y fue 8.3% i.a. menor respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 1.8% mayor a igual periodo anterior.

- La generación neta local en junio de 2023 se incrementó 13.5% i.m. y se redujo 6.6% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo una reducción del 2.5% anual.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Nuclear que aumentó 0.3% i.a, mientras que la Renovable se incrementó en 11.9%. Por otra parte, la energía Hidráulica y Térmica disminuyeron 26% y 2.8% i.a. respectivamente.

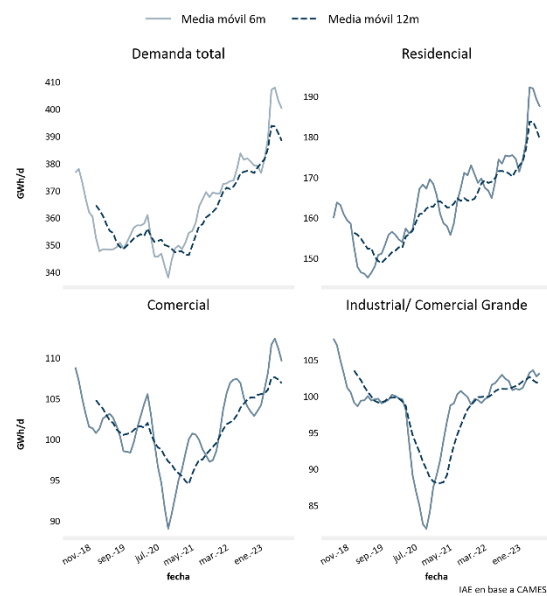
En los últimos doce meses la generación Renovable e Hidráulica muestran crecimiento positivo con una variación del 2.1% y 33.9% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Térmica y Nuclear disminuye 9.6% y 35.4% anualmente.

- La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 muestra un aumento anual en la categoría Solar y Eólica que se incrementaron 14.9% y 0.4% a.a. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable, Biomasa y Biogas disminuyeron 0.8%, 1.6% y 6.6% a.a en los últimos doce meses.

Demanda de energía eléctrica   GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
jun.-22	110.1	102.9	222.9	435.8
may.-23	98.6	99.9	150.4	348.9
jun.-23	104.8	104.8	192.8	402.3
12 meses ant.	103.9	101.0	171.5	376.4
12 meses	106.9	102.1	179.4	388.4
Var. % i.m	6.2%	4.9%	28.2%	15.3%
Var. % i.a	-4.8%	1.9%	-13.5%	-7.7%
Var. % a.a	2.9%	1.1%	4.6%	3.2%

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
jun.-22	101.2	22.6	46.7	249.7	36.3	420.3	456.6
may.-23	66.3	21.9	48.2	209.4	17.0	345.9	362.9
jun.-23	74.9	22.7	52.3	242.6	26.2	392.5	418.7
12 meses ant.	67.4	28.8	51.7	243.2	7.7	391.1	398.8
12 meses	90.2	18.6	52.8	219.9	24.7	381.5	406.2
Var. i.m.	12.9%	3.5%	8.5%	15.8%	54.3%	13.5%	15.4%
Var. i.a.	-26.0%	0.3%	11.9%	-2.8%	-27.8%	-6.6%	-8.3%
Var. a.a	33.9%	-35.4%	2.1%	-9.6%	221.1%	-2.5%	1.8%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Generación por fuente renovable - Ley 27.191   GWh/día						
	Biogás	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
jun.-22	1.1	2.2	36.5	1.7	5.3	46.7
may.-23	1.1	1.9	37.5	1.8	5.8	48.2
jun.-23	1.2	1.9	41.5	1.7	5.9	52.3
12 meses ant.	1.2	2.1	38.2	2.9	7.2	51.7
12 meses	1.1	2.1	38.4	2.9	8.3	52.8
Var. i.m.	7.2%	0.6%	10.7%	-7.5%	1.8%	8.5%
Var. i.a.	7.5%	-12.1%	13.9%	0.2%	12.6%	11.9%
Var. a.a	-6.6%	-1.6%	0.4%	-0.8%	14.9%	2.1%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

El incremento renovable en los últimos doce meses está impulsado por el aumento en la generación Solar y Eólica. Sin embargo, se observa una reducción notable en la tasa de crecimiento anual que ha sido muy elevada hasta el año 2022.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 14% en junio y del 13.1% 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 junio de 2023 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) tuvo un incremento del 22.8% i.m respecto del mes anterior y creció 71.5% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) tuvo una caída del 4.8% i.m. y un aumento del 134% 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 112.8% i.a. Esto indica que los precios que paga la demanda crecieron por arriba tanto de la inflación mayorista en junio como del costo de generación en junio de 2023 y conlleva a un incremento del nivel de cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.

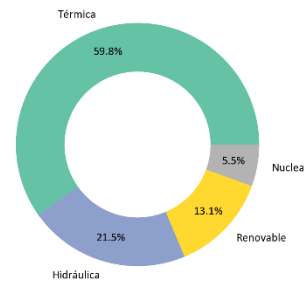
Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 42% de los costos de generación en junio. En el mismo mes de 2022 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 30% de los costos de generación eléctrica.

El descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras los costos crecen 64.7% anual, el precio promedio que paga la demanda lo hace en 128.8%, 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.

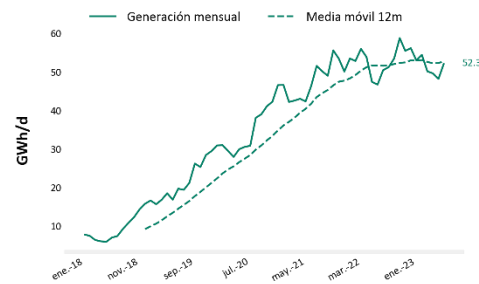
El descalce entre la evolución del costo y del precio que paga la demanda se reinició en junio de 2019 y se mantiene en la actualidad a pesar del incremento en los precios de la energía a Grandes Usuarios, reducciones estacionales en el costo de generación y el aumento al segmento distribuidor.

Composición de la generación eléctrica por fuente - Año 2023



IAE en base a CAMMESA

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2018 - Hoy

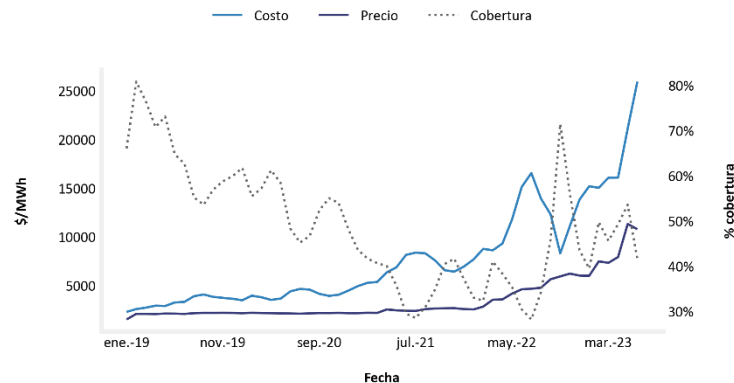


IAE en base a CAMMESA

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista (\$/Mwh)			
	Costo	Precio Estacional	Cobertura
jun.-22	\$ 15,122	\$ 4,603	30%
may.-23	\$ 21,127	\$ 11,319	54%
jun.-23	\$ 25,935	\$ 10,781	42%
12 meses ant.	\$ 9,386	\$ 3,062	33%
12 meses	\$ 15,455	\$ 7,006	45%
Var. i.m.	22.8%	-4.8%	
Var. i.a.	71.5%	134.2%	
Var. a.a	64.7%	128.8%	

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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



IAE en base a CAMMESA

Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 45% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **En junio de 2023 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra un aumento del gasoil del 591% i.m y una variación negativa del 65.2% i.a. El consumo de gas natural se redujo 10.4% i.m y fue 39.5% i.a. mayor al de junio de 2022.

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, el Consumo de Gas Natural se redujo 2.7% durante el periodo, mientras que se consumió 38.9% menos de Gas Oil y 1.8% menos de Fuel Oil.

Consumo de combustibles				
	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
jun.-22	104.0	206.3	633.1	482.4
may.-23	13.0	27.1	985.7	24.3
jun.-23	48.7	152.6	883.3	168.1
12 meses ant.	79.9	83.8	943.5	191.9
12 meses	55.4	82.3	918.2	117.2
Var. i.m.	● 275.6%	● 462.4%	● -10.4%	● 591.3%
Var. i.a.	● -53.2%	● -26.0%	● 39.5%	● -65.2%
Var. a.a	● -30.6%	● -1.8%	● -2.7%	● -38.9%

Fuente: IAE en base a CMMESA

#### 4. Hidrocarburos

##### Upstream

##### Petróleo

- En junio de 2023, la producción de petróleo disminuyó 1.1 % respecto del mes anterior y creció 8 % i.a respecto de igual mes de 2022. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 11.4% superior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de junio de 2023 la producción total muestra un aumento de 8% respecto al mismo mes de 2022. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina que incrementó la producción 15.5% i.a respecto a junio de 2022.

La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), disminuyó la producción 0.9% i.a respecto a igual mes del año anterior.

En la cuenca Austral la producción se redujo 22.3% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana fue 7.4% i.a. menor.

En la Cuenca Noroeste, con una participación minoritaria, aumentó la producción 3.6% i.a.

La Cuenca Neuquina representa el 61% de la producción y es la que más crece anualmente con una tasa de 21.2% a.a., luego le sigue la Cuenca Noroeste que crece 10.4% anualmente. La Cuenca Golfo de San Jorge, con el 33% del total, se presenta con una disminución del 0.3% anual mientras que la Cuyana y Austral disminuyen 6% y 15.5% a.a.

Debido al declino anual de las restantes, y la suba de la cuenca neuquina y noroeste (con aporte marginal), la producción sube un 11.4% anual.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (48% de la producción total de petróleo) redujo la producción 0.6% en junio respecto al mes anterior mientras que fue 12.6% i.a. superior respecto de igual mes del año anterior y 13.2% mayor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Pan American Energy, con una participación del 17% en el total, redujo la producción 1.1 % respecto del mes anterior y 1.3% i.a. La producción anual de PAE es 1.9% a.a. mayor.

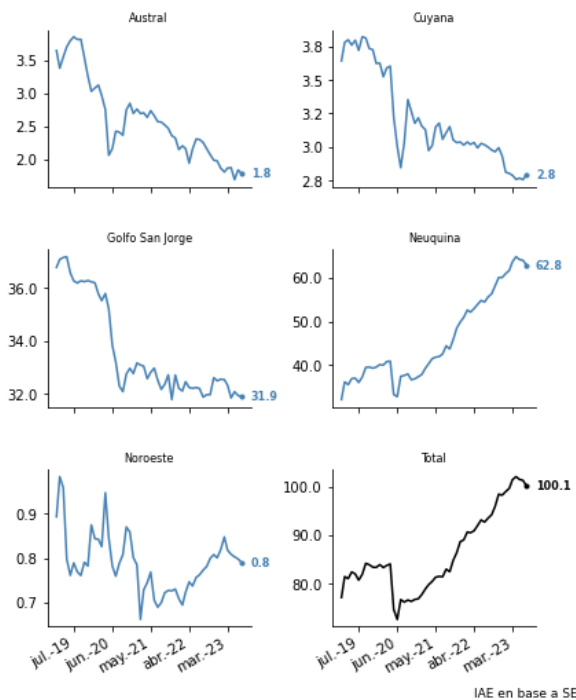
Pluspetrol explica el 5% del total y aumentó su producción 10.6% i.a. y 4% a.a.

Tecpetrol representa el 3% del total y aumentó su producción 15.4% i.a. mientras que Vista, con el 7% del total, redujo 2.9% i.a. A su vez, estas empresas aumentaron su producción acumulada en doce meses en 7.5% y 30% a.a respectivamente.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	Cuyana	GSJ	Neuquina	Noroeste	Total
jun.-22	2.3	3.0	32.2	54.4	0.8	92.7
may.-23	1.8	2.8	31.9	63.9	0.8	101.3
jun.-23	1.8	2.8	31.9	62.8	0.8	100.1
12 meses ant.	2.3	3.0	32.3	50.3	0.7	88.7
12 meses	1.9	2.9	32.2	61.0	0.8	98.8
Var. % i.m	-2.9%	1.4%	-0.1%	-1.7%	-1.0%	-1.1%
Var. % i.a	-22.3%	-7.4%	-0.9%	15.5%	3.6%	8.0%
Var. % a.a	-15.5%	-6.0%	-0.3%	21.2%	10.4%	11.4%

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
jun.-22	16.6	4.4	0.4	2.6	6.1	44.0	18.6	92.7
may.-23	16.6	4.8	3.1	3.0	6.5	49.8	17.5	101.3
jun.-23	16.4	4.8	3.1	3.0	5.9	49.5	17.3	100.1
12 meses ant.	16.3	4.5	0.4	2.7	5.6	42.0	17.2	88.7
12 meses	16.6	4.7	2.4	2.9	7.2	47.5	17.5	98.8
Var. % i.m	-1.1%	0.2%	1.7%	0.1%	-8.6%	-0.6%	-1.0%	-1.1%
Var. % i.a	-1.3%	10.6%	699.9%	15.4%	-2.9%	12.6%	-7.1%	8.0%
Var. % a.a	1.9%	4.0%	483.3%	7.5%	30.0%	13.2%	1.2%	11.4%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV



### Crudo convencional y no convencional

- **La producción de petróleo convencional**, que representa el 54.5% del total, se redujo 0.5% i.m. en junio respecto del mes anterior y disminuyó 3.2% i.a. A su vez, fue 2.9% inferior en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- **La producción de petróleo no convencional**, que ocupa el 45.5% del total anual, se redujo 1.8% i.m. en junio de 2023 respecto al mes anterior. Además, creció 24.2% respecto a igual mes de 2022 y 35% en los últimos doce meses.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 24.2% i.a. debido al aumento del 24.8% i.a. en el Shale y una reducción del 0.4% i.a. en el Tight. La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 36% mientras que la de Tight se redujo 1.9% en el mismo periodo.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
jun.-22	54.7	38.0	37.0	1.0	41.0%
may.-23	53.2	48.0	47.1	0.9	47.4%
jun.-23	52.9	47.1	46.2	1.0	47.1%
12 meses ant.	55.4	33.3	32.3	0.9	37.5%
12 meses	53.8	44.9	44.0	0.9	45.5%
Var. % i.m	● -0.5%	● -1.8%	● -1.9%	● 0.9%	
Var. % i.a	● -3.2%	● 24.2%	● 24.8%	● -0.4%	
Var. % a.a	● -2.9%	● 35.0%	● 36.0%	● -1.9%	

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

## Gas natural

- La producción de gas natural en junio 2023 se incrementó 2.4% con respecto al mes anterior y fue 1% i.a. menor. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 1.8% superior al año anterior.

Las cuencas Austral y Noroeste presentan una disminución interanual del 5% y 6.2% i.a. respectivamente. En las cuencas Cuyana, Golfo San Jorge y Neuquina la producción aumentó 11.4%, 0.9% y 1.1% a.a. Por otra parte, en la cuenca Austral disminuyó 4.9% a.a. La cuenca Noroeste se reduce 7.3% a.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 4.1%, 3.6% y 1.1% a.a. Por otra parte, en la cuenca Austral disminuyó 4.9% a.a. La cuenca Noroeste se reduce 7.3% a.a.

**Desagregando por principales operadores** se observa que YPF, que produce el 26% del gas en Argentina, disminuyó la producción en junio 7.3% i.a. respecto igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 6.5% a.a. inferior.

Total Austral aporta el 23% de la producción total y redujo 1% i.a. mientras que su producción acumulada durante los últimos doce meses fue 4% a.a. superior.

Pan American, que representa el 13% de la producción total, aumentó la producción 17.8% i.a. respecto a igual mes de 2022 y 17.1% a.a.

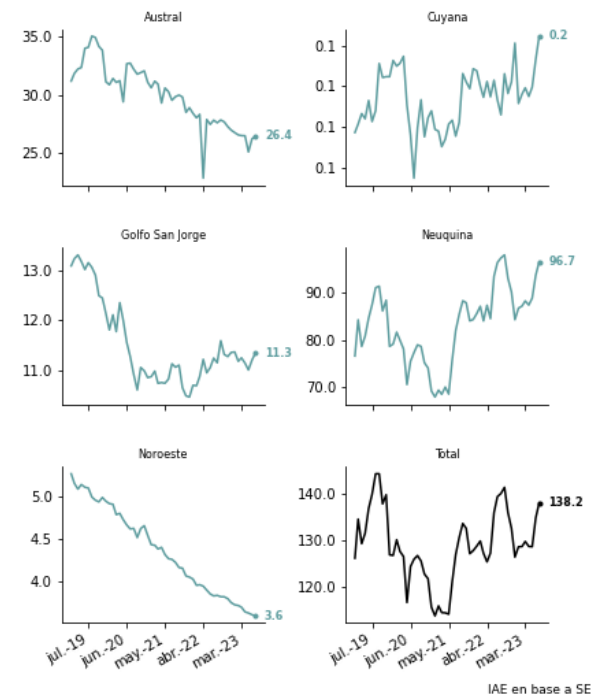
Tecpetrol con un peso 13% en el total, disminuyó su producción 2% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 1.7% a.a. superior respecto a igual periodo anterior.

Estas cuatro empresas representan el 75% del total del gas producido y en conjunto aumentaron 1.5% 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
jun.-22	27.8	0.1	11.2	96.5	3.8	139.5
may.-23	26.2	0.1	11.2	93.8	3.6	134.9
jun.-23	26.4	0.2	11.3	96.7	3.6	138.2
12 meses ant.	28.1	0.1	10.9	87.4	4.0	130.6
12 meses	26.8	0.1	11.3	91.0	3.7	132.9
Var. % i.m	0.9%	3.9%	1.3%	3.1%	-0.4%	2.4%
Var. % i.a	-5.0%	11.4%	0.9%	0.2%	-6.2%	-1.0%
Var. % a.a	-4.9%	1.1%	3.6%	4.1%	-7.3%	1.8%

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
jun.-22	4.3	30.6	15.7	10.5	6.8	20.6	37.6	12.1	139.5
may.-23	6.2	30.6	17.6	10.6	6.9	19.4	33.5	10.2	134.9
jun.-23	6.2	30.2	18.4	11.5	7.0	20.2	34.8	9.8	138.2
12 meses ant.	4.5	29.7	14.5	8.3	6.7	17.2	37.4	11.0	130.6
12 meses	5.6	30.9	16.9	9.3	6.8	17.5	34.9	10.9	132.9
Var. % i.m	-0.2%	-1.0%	4.7%	8.5%	0.6%	4.5%	4.1%	-4.3%	2.4%
Var. % i.a	44.7%	-1.0%	17.8%	9.3%	3.1%	-2.0%	-7.3%	-19.2%	-1.0%
Var. % a.a	23.6%	4.0%	17.1%	12.2%	1.1%	1.7%	-6.5%	-0.8%	1.8%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

## Gas convencional y gas no convencional

- **La producción de gas natural convencional**, que representa el 44% del total, se redujo 0.9% i.m. en junio de 2023 respecto al mes anterior y disminuyó 8.6% i.a respecto a igual mes de 2022. A su vez, disminuyó 5.7% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.
- **La producción de gas natural no convencional** que ocupa el 56% de la producción aumentó 4.7% i.m. respecto al mes anterior mientras fue 5% i.a. superior respecto a igual mes de 2022 y 8.5% a.a mayor.

La producción de gas no convencional aumentó 5% i.a. debido a un incremento en el Shale del 16.2% y una disminución en el Tight del 18.8% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de Shale gas aumenta 17.6% mientras que el Tight disminuye 9.3% anual respectivamente.

Por otra parte, el 60% de la producción (Convencional + Tight) se reduce 6.7% anual.

### Vaca Muerta en perspectiva

**En junio, la producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, se redujo 1.9% i.m. a su vez fue 24.8% i.a. y 36% a.a mayor durante los últimos doce meses.** En el acumulado anual a junio de 2023, representó el 46.2% 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 34.1% a.a. Por esto, YPF explicó el 55% del crecimiento de la producción en la formación.

**En junio, la producción de gas natural en Vaca Muerta aumentó 8% i.m. y 17.3% i.a.** A su vez, fue 18% a.a superior durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 41.6% del total del gas producido en el país en 2023. En este caso los tres operadores en importancia son YPF, Tecpetrol, Total Austral y PAE.

En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 2.7% a.a mientras que la producción de YPF fue 3.1% a.a superior. Por otra parte, Total Austral aumentó su producción anual un 63% a.a. y PAE 75.4% a.a.

En este caso, YPF explicó el 15% del crecimiento de la producción de gas en la formación mientras que total y PAE explicaron el 36% en ambos casos.

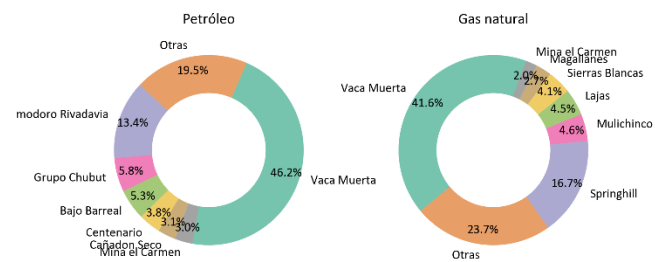
Producción de Gas Natural por tipo y subtipo de recurso - Mmm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
jun.-22	61.1	78.4	53.2	25.0	56.2%
may.-23	56.3	78.6	57.3	20.9	58.3%
jun.-23	55.8	82.4	61.9	20.3	59.6%
12 meses ant.	61.6	69.0	45.1	23.6	52.8%
12 meses	58.1	74.8	53.1	21.4	56.3%
Var. % i.m	-0.9%	4.7%	8.0%	-3.1%	
Var. % i.a	-8.6%	5.0%	16.2%	-18.8%	
Var. % a.a	-5.7%	8.5%	17.6%	-9.3%	

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
jun.-22	2.6	0.9	5.1	1.0	4.6	21.2	1.6	37.1
may.-23	3.1	1.4	4.7	1.5	6.3	27.6	2.5	47.1
jun.-23	2.9	1.4	4.6	1.6	5.8	27.4	2.6	46.2
12 meses ant.	2.2	0.9	3.6	0.9	4.0	18.9	1.8	32.4
12 meses	2.8	1.2	4.7	1.3	6.2	25.4	2.5	44.1
Var. % i.m	-5.8%	2.9%	-3.1%	1.7%	-8.5%	-0.8%	4.7%	-1.9%
Var. % i.a	14.6%	60.2%	-10.7%	52.9%	24.3%	29.0%	62.6%	24.8%
Var. % a.a	31.2%	23.6%	29.0%	43.4%	53.4%	34.1%	39.4%	36.0%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo 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
jun.-22	0.8	6.5	4.2	18.4	5.4	15.8	2.3	53.4
may.-23	0.8	7.9	4.6	17.1	8.3	14.2	5.1	58.0
jun.-23	0.5	8.5	4.7	18.0	8.7	15.8	6.5	62.7
12 meses ant.	0.9	3.9	4.1	14.8	4.6	15.0	2.1	45.4
12 meses	0.8	6.8	4.4	15.2	7.5	15.4	3.4	53.5
Var. % i.m	-37.2%	8.1%	1.6%	5.6%	3.7%	11.0%	27.3%	8.0%
Var. % i.a	-35.8%	30.7%	11.6%	-1.9%	59.8%	-0.4%	184.4%	17.3%
Var. % a.a	-8.7%	75.4%	7.4%	2.7%	63.0%	3.1%	57.8%	18.0%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

## Downstream

- En el mes de junio de 2023 **las ventas de combustibles** aumentaron 0.5% i.m. y 0.1% i.a. Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos aumentó 3% a.a respecto a igual periodo anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por una reducción del 2.1% i.a en las ventas de Gasoil y un aumento de 3.5% en la venta de Naftas.

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses aumentaron 0.7% respecto a igual periodo anterior: las ventas de Gasoil Ultra fueron 1% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 72% del gasoil comercializado, aumentaron 1.5% a.a.

Las ventas acumuladas de Naftas aumentaron 6.4% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior debido a un aumento del 2% en las ventas de nafta Ultra (28% del total comercializado) y del 8.2% en la Nafta Súper.

- El **petróleo procesado** total en el mes de junio aumentó 2.2% i.a. y 7.3% a.a. Por otra parte, el **gasoil obtenido** fue 0.8% i.a. y 9.2% a.a. mayor mientras que la **producción de naftas** fue 7.8% i.a y 6.9% a.a superior.

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 fue superior al incremento de la demanda.

**El Gas entregado** en el mes de mayo de 2023 (últimos datos disponibles) fue 118.9 MMm3/d. Las entregas totales se redujeron 3.3% i.a. La demanda acumula una disminución del 3.9% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

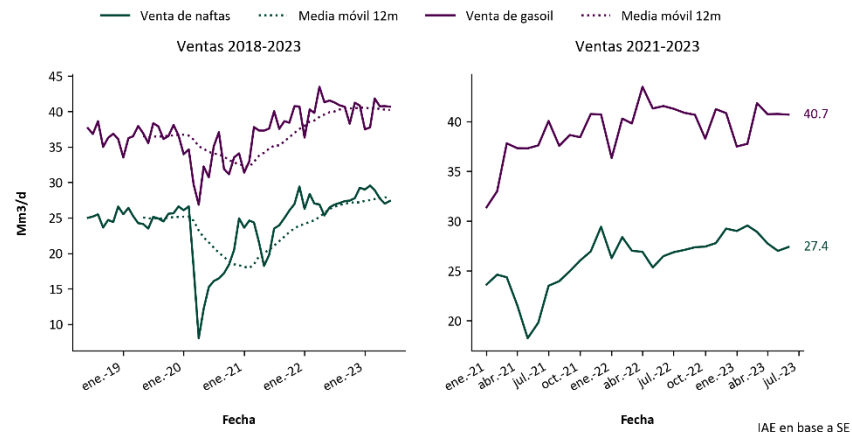
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales disminuyó 23.4% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta una reducción del 3.1% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue del 3.7% i.a. mayor. A su vez, presenta un aumento anual de 4.5% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 23.5% i.m. más respecto del mes anterior, mientras que aumentaron su demanda 19.1% i.a. A su vez, acumulan una disminución del 12.2% 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
jun.-22	29.3	12.2	19.2	7.3	41.6	26.5	68.0
may.-23	30.2	10.5	19.9	7.1	40.8	27.0	67.8
jun.-23	30.1	10.6	20.2	7.2	40.7	27.4	68.1
12 meses ant.	28.4	11.5	18.8	7.5	39.9	26.3	66.2
12 meses	28.8	11.4	20.3	7.6	40.2	28.0	68.2
Var. % i.m	-0.5%	0.8%	1.4%	1.5%	-0.2%	1.4%	0.5%
Var. % i.a	2.6%	-13.3%	5.2%	-0.9%	-2.1%	3.5%	0.1%
Var. % a.a	1.5%	-1.0%	8.2%	2.0%	0.7%	6.4%	3.0%

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
jun.-22	80.7	36.8	24.4
may.-23	83.0	36.9	26.2
jun.-23	82.5	37.1	26.3
12 meses ant.	76.1	33.3	23.6
12 meses	81.6	36.3	25.3
Var. % i.m	-0.6%	0.6%	0.4%
Var. % i.a	2.2%	0.8%	7.8%
Var. % a.a	7.3%	9.2%	6.9%

Fuente: IAE en base a SE

Demanda de gas por redes   MMm3/d								
	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
may.-22	41.0	4.0	1.8	33.6	32.7	3.3	6.6	123.0
abr.-23	19.8	2.9	0.9	36.0	31.5	1.9	6.2	99.2
may.-23	31.4	3.6	1.4	34.9	38.9	2.7	6.1	118.9
12 meses ant.	27.7	3.2	1.2	33.2	41.9	2.3	6.6	116.2
12 meses	26.9	3.4	1.2	34.7	36.8	2.4	6.4	111.7
Var. % i.m	58.6%	21.7%	59.3%	-3.1%	23.5%	40.8%	-2.4%	19.8%
Var. % i.a	-23.4%	-11.3%	-23.8%	3.7%	19.1%	-17.6%	-7.7%	-3.3%
Var. % a.a	-3.1%	4.0%	0.9%	4.5%	-12.2%	1.7%	-3.0%	-3.9%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

## Precios

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en junio de 2023 fue de USD/bbl 74.6, lo cual implica un precio 1.2 % menor respecto al mes anterior mientras que es 36.9% inferior al registrado en igual mes de 2022. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 70 teniendo una variación negativa del 2% respecto del mes anterior y una disminución del 38.7% respecto a igual mes de 2022.

Los precios del crudo a nivel mundial comenzaron a caer rápidamente a partir de junio de 2020, llegando al mínimo en junio de 2020. Por otra parte, los niveles de precios a partir de junio 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 y con tendencia a la estabilización en 2023.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 68.4 en junio de 2023 esto implica una disminución del 1.9% respecto al mes anterior mientras fue 19% 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 62.9 en el mes de junio de 2023: 0.4% menor al mes anterior y 13.4% menor respecto al de igual mes del año anterior.

- Estos precios muestran que la **brecha BRENT-ESCALANTE** fue del 9% en el mes de junio mientras que la **brecha BRENT-MEDANITO** es del 18.6%.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2.18 MMBtu (millón de Btu) en junio de 2023. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 1.4% respecto al mes anterior y fue 71.7% 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 3.72 USD/MMBtu en junio de 2023 lo cual implica un precio 6.7% menor al del mes anterior y 2.6% inferior a igual mes del año 2022.

- El Precio de importación del GNL** fue de USD 17.06 por MMBtu en mayo.

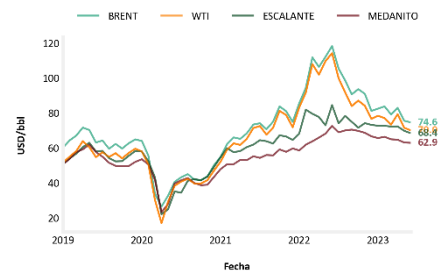
Según se publica en la web de ENARSA, el precio promedio de las compras para todo el año 2023 es de 17.8 USD/MMbtu mientras que, en 2022, 2021 y 2020 fue de 28.8, 8.3 y 2.9 USD/MMbtu respectivamente. Las compras anuales de GNL totalizan USD 1.837 millones por 44 cargamentos esto es una reducción del 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 11.30 USD/MMBTU para el mes de mayo de 2023.

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
jun.-22	118.3	114.2	84.5	72.6
may.-23	75.5	71.5	69.8	63.1
jun.-23	74.6	70.0	68.4	62.9
Var. % i.m	-1.2%	-2.0%	-1.9%	-0.4%
Var. % i.a	-36.9%	-38.7%	-19.0%	-13.4%

Fuente: IAE en base a SE

Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl

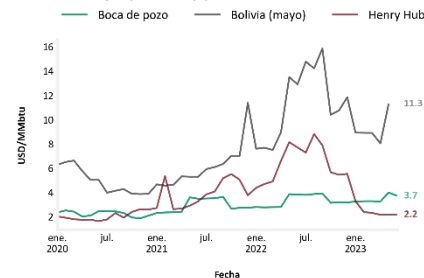


IAE en base a SE

Precios del Gas Natural   USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
jun.-22	3.82	12.91	30.94	7.70
may.-23	3.99	11.30	17.06	2.15
jun.-23	3.72	0.00	0.00	2.18
Var. % i.m	-6.7%	*	*	1.4%
Var. % i.a	-2.6%	*	*	-71.7%

Fuente: IAE en base a SE y EIA

Precios del gas | 2020-Hoy | USD/MMbtu



IAE en base a SE

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
<b>Total</b>	<b>17.8</b>	<b>2,796</b>	<b>\$ 1,837</b>

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 se redujo de 2023 0.7% i.m. respecto al mes anterior y fue 3.6% i.a. menor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 15.1% a.a. superior. Por otra parte, las ventas aumentaron en mayo de 2023 respecto al mes anterior 0.5% i.m. y fueron 2.8% i.a. mayores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 11.9% 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	
may.-22	66.9	69.6	169.6	53.2	143.3	236.5
abr.-23	64.9	71.1	98.0	57.5	90.0	162.9
may.-23	64.5	71.5	85.6	61.3	10.0	150.0
12 meses ant.	829.5	818.1	2,042.5	473.3	1,587.0	2,872.0
12 meses	954.4	915.1	1,388.1	784.4	639.8	2,342.5
Var. % i.m.	● -0.7%	● 0.5%	● -12.7%	● 6.5%	-	● -7.9%
Var. % i.a.	● -3.6%	● 2.8%	● -49.5%	● 15.1%	● -93.0%	● -36.5%
Var. % a.a.	● 15.1%	● 11.9%	● -32.0%	● 65.7%	● -59.7%	● -18.4%

Fuente: IAE en base a SE

- La **producción de Biodiesel** disminuyó en mayo de 2023 respecto al mes anterior 12.7% i.m. y se redujo 49.5% i.a. respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 32% a.a. menor en el último año móvil.

Las ventas internas de biodiesel aumentaron 6.5% i.m. respecto al mes anterior. Por otra parte, las ventas fueron 15.1% i.a. mayores a las registradas en el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra un aumento del 65.7% a.a.

Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a abril de 2023 fueron 59.7% menores a igual periodo del año anterior.

## 2. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de junio de 2023 se muestra en déficit en USD 545 millones. Las exportaciones disminuyeron 50% i.a. mientras que las importaciones fueron 37.7% i.a. menores. En el acumulado anual de 2023 las exportaciones se redujeron 5.9% a.a. mientras que las importaciones fueron 32.9% inferiores a.a.

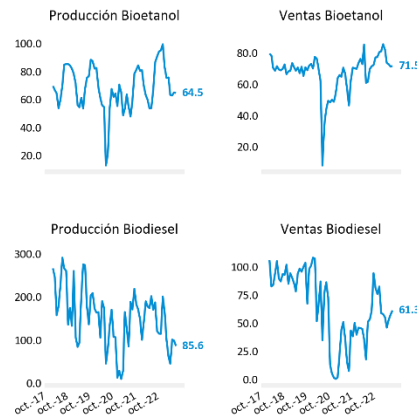
- Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en junio de 2023 se exportó 0.4% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto a igual mes de 2022, mientras que los precios de exportación disminuyeron 36.8% i.a. dando como resultado una disminución en el valor exportado del 37.7% i.a. Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron 41.9% en cantidades en junio de 2023 respecto a igual mes de 2022, mientras que en precios se observa una disminución del 13%. Esto generó una disminución en el valor importado del 50% i.a.

Los datos acumulados en 2023 indican que se exportó 18.1% más de cantidades a precios 20.2% menores. Esto implica un valor exportado 5.9% menor al de igual periodo anterior.

Por otra parte, las importaciones fueron 16.1% menores en cantidades a precios 20% inferiores. Esto arroja un valor importado 32.9% inferior.

- Según datos de comercio exterior disponibles a mayo de 2023, las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran mayores ventas al exterior. En el caso del petróleo las ventas anuales fueron 19.1% superiores.

### 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
jun.-22	-1,284	786	2,070
jun.-23	-545	490	1,035
Acumulado 2022	-2,707	4,020	6,727
Acumulado 2023	-735	3,782	4,517
% i.a.	-	● -37.7%	● -50.0%
% var. a.a.	-	● -5.9%	● -32.9%

Fuente: IAE en base a INDEC

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

Junio de 2023		Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Respecto de junio de 2022	Valor	● -37.7%	● -50.0%
	Precio	● -36.8%	● -13.0%
	Cantidad	● 0.4%	● -41.9%
Respecto al acumulado a junio	Valor	● -5.9%	● -32.9%
	Precio	● -20.2%	● -20.0%
	Cantidad	● 18.1%	● -16.1%

Fuente: IAE en base a INDEC

En cuanto a las **importaciones**, los últimos datos disponibles a junio indican que hubo una reducción en las compras de naftas al exterior del 6.5% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, en doce meses se importó un total de 1,770 Mm3 de Gasoil, es decir 32.8% a.a. menos.

Por último, las importaciones de GNL totalizaron 2,795 MMm3 durante los últimos doce meses relevados por estadísticas de comercio exterior y disminuyeron 16.2% a.a. respecto al año anterior. Mientras que las importaciones de gas de Bolivia totalizaron 3,031 MMm3 y se redujeron 23.6% a.a.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades				
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
<b>may.-22</b>	15.4	51.9	618.3	14.4
<b>abr.-23</b>	59.5	146.8	500.2	55.3
<b>jun.-23</b>	42.3	115.1	304.0	58.8
<b>12 meses ant.</b>	483.0	1,743.2	5,514.7	554.9
<b>12 meses</b>	670.6	1,855.1	6,566.2	771.5
<b>Var. % i.m</b>	● -28.8%	● -21.6%	● -39.2%	● 6.3%
<b>Var. % i.a</b>	● 174.7%	● 121.7%	● -50.8%	● 308.0%
<b>Var. % a.a</b>	● 38.8%	● 6.4%	● 19.1%	● 39.0%

Fuente: IAE en base a SE

Principales productos energéticos importados - Cantidades				
	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
<b>may.-22</b>	643.3	415.7	169.5	100.3
<b>abr.-23</b>	658.3	191.5	90.1	47.2
<b>jun.-23</b>	777.1	254.5	151.2	12.6
<b>12 meses ant.</b>	3,337.3	3,966.2	2,634.0	1,016.3
<b>12 meses</b>	2,795.0	3,031.1	1,770.4	950.7
<b>Var. % i.m</b>	● 18.0%	● 32.9%	● 67.7%	● -73.3%
<b>Var. % i.a</b>	● 20.8%	● -38.8%	● -10.8%	● -87.4%
<b>Var. % a.a</b>	● -16.2%	● -23.6%	● -32.8%	● -6.5%

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 Juniorista.

**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 Junior (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 Junio 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](mailto:iae@iae.org.ar)  
[www.iae.org.ar](http://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.