

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En diciembre de 2021 la **producción de petróleo aumentó 14.3% i.a. y 6.6% a.a.** en los últimos 12 meses. El nivel de producción es similar al del año 2011 y 13% inferior al promedio del año 2006.

La producción de petróleo convencional se redujo 3.5% i.a. y cayó 4.3% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (32% del total) se incrementó 63.9% i.a y 40.3% a.a. impulsada por el Shale.

La producción de petróleo crece únicamente en la cuenca Neuquina, el resto de las cuencas disminuye la producción en todas las mediciones. Por otra parte, en el total anual a nivel país, YPF explica el 57% del aumento en la producción.

En diciembre de 2021 la **producción de Gas aumentó 12.9% i.a y 0.7% a.a.** La producción de Gas convencional (52% del total) se redujo 8.5% i.a y 7.7% a.a.

La producción no convencional aumentó 43.6% i.a. y 11.8% a.a. en los últimos doce meses.

La cuenca Neuquina con el 64% de la producción nacional, donde se encuentran la mayoría de los desarrollos No Convencionales, explica el aumento anual e inter anual. El resto de las cuencas disminuye la producción en las mediciones inter anual y acumulado en doce meses (con excepción de la Cuyana de baja representatividad).

Demanda

En diciembre de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 1.8% i.m., 16.8% i.a. y 20.6% a.a.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil fueron 15.1% mayores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 30.3% superiores.

El gas natural entregado aumentó 3.4% i.a. en noviembre y acumula un aumento del 3.8% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

La **demanda total de Energía Eléctrica** aumentó 14% en diciembre de 2021 respecto al mes anterior y 9.9% respecto a igual mes de 2020. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 5.4% a.a.

Subsidios energéticos

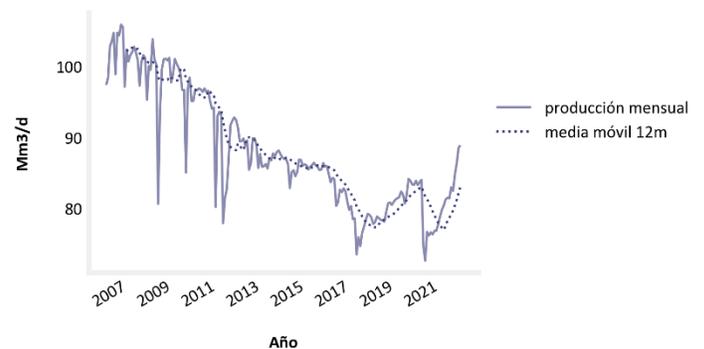
Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a diciembre de 2021 fueron \$ 1,046 mil millones (USD 11,000 millones al tipo de cambio promedio del año), y aumentaron 137% respecto a igual periodo de 2020. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con \$ 695 mil millones (USD 7,300 millones) y un aumento de 115.4%, ocupando el 66% de los fondos ejecutados.

A través de los diferentes subsidios a la oferta se destinaron \$277 mil millones (USD 2,900 millones) a la producción de gas natural.

Variable	Unidad	Fecha	mes	mes anterior	mes año anterior	% i.m.	% i.a.	% 12 meses i.a.
Generación eléctrica local	GWh/d	dic.-21	416.5	380.3	411.2	9.5%	1.3%	6.0%
Producción de petróleo	Mm3/d	dic.-21	88.9	88.6	77.8	0.4%	14.3%	6.6%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	dic.-21	55.1	56.1	57.2	-1.8%	-3.5%	-4.3%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	dic.-21	33.8	32.5	20.6	4.0%	63.9%	40.3%
Producción de gas natural	MMm3/d	dic.-21	128.5	127.9	113.9	0.5%	12.9%	0.7%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	dic.-21	61.5	61.4	67.2	0.1%	-8.5%	-7.7%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	dic.-21	67.1	66.5	46.7	0.9%	43.6%	11.8%
Producción de Bioetanol	MTn.	nov.-21	80.9	80.3	70.5	0.7%	14.7%	23.3%
Producción de Biodiesel	MTn.	nov.-21	99.9	147.6	28.3	-32.3%	252.9%	21.2%
Demanda Eléctrica	GWh/d	dic.-21	401.7	352.3	365.5	14.0%	9.9%	5.4%
Venta de combustibles	Mm3/d	dic.-21	68.9	67.7	59.1	1.8%	16.8%	20.6%
Naftas	Mm3/d	dic.-21	28.9	27.0	24.9	7.1%	15.7%	30.3%
Gasoil	Mm3/d	dic.-21	40.1	40.8	34.1	-1.6%	17.5%	15.1%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	nov.-21	103.9	107.3	100.5	-3.1%	3.4%	3.8%

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

Producción de petróleo | 2006-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SE

Las siguientes noticias constituyen a juicio del Departamento Técnico de Instituto Mosconi las noticias más relevantes del mes de enero de 2022.

1. [La energía argentina, al rojo vivo, en el inicio de 2022. El Gobierno recoge lo que siembra: confusión, incertidumbre y conflictos sin resolver por doquier.](#) Jorge Lapeña para *Clarín*.
2. [Jorge Lapeña: "No se está en condiciones de abastecer la demanda normal de los usuarios".](#) *Nuevos Papeles*.
3. [Jorge Lapeña: "Los congelamientos tarifarios retrasan las inversiones y nos llevan a esto".](#) *Continental*.
4. [El riesgo de una batalla judicial sobre las tarifas.](#) Alejandro Einstoss para *Clarín*.
5. [El Gobierno en su laberinto tarifario. Llegamos a 2022, con la misma receta del 2002: congelamiento de tarifas e intervención de los entes reguladores.](#) Alejandro Einstoss para *Infobae*.
6. [Entrevista a Julian Rojo, jefe del depto. Técnico del IAE Mosconi, sobre los cortes energía y la política energética en general.](#) *CNN Radio, Café con Pepe*.
7. [¿Argentina llega tarde a los dólares del petróleo? Petróleo offshore y cambio climático.](#) Entrevista a Nicolás Gadano.
8. [En plena pulseada con el FMI, el Gobierno define la baja del subsidio al gas: cuál puede ser el impacto en la factura final.](#) *Infobae*.
9. [El FMI enfatizó que el nuevo acuerdo incluirá una baja progresiva de los subsidios a la energía.](#) *Infobae*.
10. [Se necesitaría una partida de \\$81.000 millones para mantener los subsidios al gas.](#) *Télam*.
11. [Tarifas: el Gobierno convocó a discutir el aumento de la luz y el ajuste de subsidios.](#) *El Cronista*.
12. [Las importaciones de GNL en 2022 alcanzarían los 4000 millones de dólares.](#) *La Mañana Neuquén*.
13. [Alerta invierno: Bolivia ofrece enviar a la Argentina hasta un 35% menos de gas.](#) *Diario Rio Negro*.
14. [La falta de gas y los altos precios auguran un difícil invierno.](#) *Diario Rio Negro*.
15. [¿El barril criollo frena el desarrollo de Vaca Muerta?](#) *La Mañana Neuquén*.
16. [Kulfas defendió el proyecto petrolero offshore: "Está 400 km mar adentro, no está en la costa".](#) *Perfil*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de noviembre de 2021 un aumento del 1.7% respecto al mes anterior mientras que la actividad fue 9.3% superior respecto al mismo mes del 2020 (i.a) y 10.3% mayor en el acumulado del año 2021. El efecto pleno de la pandemia sobre toda la actividad económica, y sus flexibilizaciones, se refleja en este indicador.
- El **IPI-M** (Índice de producción industrial manufacturera) muestra en noviembre de 2021 una variación positiva del 4.8% respecto al mes anterior mientras que fue 10.1% i.a. mayor. En el acumulado del año 2021 crece 16.3% respecto a igual periodo del año anterior. Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 18.7% i.a. y 13.1% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 29.9% i.a y 18.1% acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 16.5% i.a y 12.9% acumulado en el año 2021.
- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 2.3% en diciembre de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 51.3% respecto de igual mes de 2020 que coincide en este mes con el acumulado de 2021.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación negativa del 1.9% i.m, mientras que fue 46.4% i.a. superior respecto a igual mes del año anterior y acumulado en el año 2021.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** se redujeron 0.1% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 65.9% respecto a igual mes del año anterior y acumulado en año 2021.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica**¹ muestra una variación positiva del 1.1% i.m. y del 61.1% i.a. respecto de igual mes del año anterior y acumulado en 2021.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	nov.-21	● 1.7%	● 9.3%	● 10.3%
IPI-Manufacturas	nov.-21	● 4.8%	● 10.1%	● 16.3%
Refinación del petróleo	nov.-21	-	● 18.7%	● 13.1%
Naftas	nov.-21	-	● 29.9%	● 18.1%
Gasoil	nov.-21	-	● 16.5%	● 12.9%
IPIM-Precios	dic.-21	● 2.3%	● 51.3%	● 51.3%
IPIM- Petróleo crudo y gas	dic.-21	● -1.9%	● 46.4%	● 46.4%
IPIM- Refinados de petróleo	dic.-21	● -0.1%	● 57.8%	● 57.8%
IPIM-Energía eléctrica	dic.-21	● 1.1%	● 61.1%	● 61.1%

Fuente: IAE en base a INDEC

¹ 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 2021 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 137.7% en el acumulado al mes de diciembre de 2021 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 606,112 millones.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del año, los subsidios energéticos sumaron **USD 11,000 millones acumulados en 2021**.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a diciembre de 2021 fueron para CAMMESA (\$695 mil millones o USD 7.3 mil millones) que se incrementó 115% i.a y ocupó el 66% de las transferencias realizadas, para IEASA (\$141,892 millones) con un aumento del 205%, para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$73,440 millones) y para el Apoyo a la exploración, producción y desarrollo de gas (\$60,190 millones).

Los subsidios a la oferta de gas, en total, sumaron \$ 277.450 millones (USD 2,927 millones), es decir un 220% más que en igual periodo anterior.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a diciembre de 2021 para gastos de capital fueron \$ 101,697 millones y se incrementaron 284.6% respecto a igual periodo de 2020. Esto implica un monto mayor en \$ 75,256 millones respecto a igual periodo de 2020. Las transferencias a IEASA y al Fondo Fiduciario de Infraestructura Hídrica (FFIH) explican la dinámica. En el caso de IEASA el aumento es del 366% respecto a igual periodo anterior mientras que el FFIH no tuvo transferencia durante 2020.

	Acumulado diciembre 2021	Acumulado a diciembre 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	1,046,301	440,189	606,112	137.7%
CAMMESA	695,831	323,078	372,753	115.4%
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	19,124	8,593	10,531	122.6%
Apoyo a la exploración, producción y desarrollo de gas natural (Ley 27.605)	60,190	0	60,190	-
YCRT	9,694	7,050	2,644	37.5%
EBY	8,094	4,600	3,494	76.0%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	73,440	40,045	33,395	83.4%
IEASA	141,892	46,527	95,365	205.0%
Empresas distribuidoras de Gas	4,160	2,802	1,358	48.5%
Productores de gas Propano	5,385	0	5,385	-
Productores de gas natural y propano induido por redes	1,933	0	1,933	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	26,559	7,496	19,063	254.3%

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado diciembre 2021	Acumulado a diciembre 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	101,697	26,442	75,256	284.6%
IEASA	75,134	16,096	59,037	366.8%
Nucleoeléctrica S.A.	1,500	2,310	-810	-35.1%
Fondo Fid.de infraestructura hídrica	17,290	0	17,290	-
YCRT	4,519	0	4,519	-
Otros beneficiarios	3,255	8,035	-4,780	-59.5%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de diciembre de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 14% mayor al mes anterior y 9.9% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 5.4% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.

En el mes de diciembre de 2021 la demanda industrial/Comercial se redujo 3.6% i.m. y aumentó 6.9% i.a. Esta categoría aumentó su consumo 13.4% anual.

Por otra parte, la demanda comercial aumentó 11.3% i.m. en diciembre de 2021 respecto del mes anterior y fue 9.2% i.a. mayor a igual mes de 2020. El consumo anual de la categoría Comercial fue 4.6% mayor.

El consumo Residencial se incrementó 28% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales. Por otra parte, la demanda fue 11.9% mayor a la de igual mes de 2020 y creció 1.6% anual. El comportamiento detallado de la demanda y su comparación respecto a 2019 y 2020 puede consultarse en el Informe de CAMMESA sobre el comportamiento de la demanda del MEM.

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

- La oferta neta de energía aumentó 9.7% i.m en diciembre de 2021 y 1.2% i.a. respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 5.6% superior a igual periodo anterior.

- La generación neta local aumentó 9.5% i.m. en diciembre de 2021 y 1.3% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 6% anual.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Renovable y Nuclear que aumentaron 7.5% y 47.7% i.a. respectivamente.

En los últimos doce meses la generación Renovable, Nuclear y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 37.2%, 1.6% y 9.6% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica disminuye 16.6% anualmente.

- La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 se redujo 6.3% i.m y aumentó 7.5% i.a. en diciembre de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 37.2% respecto a igual periodo anterior.

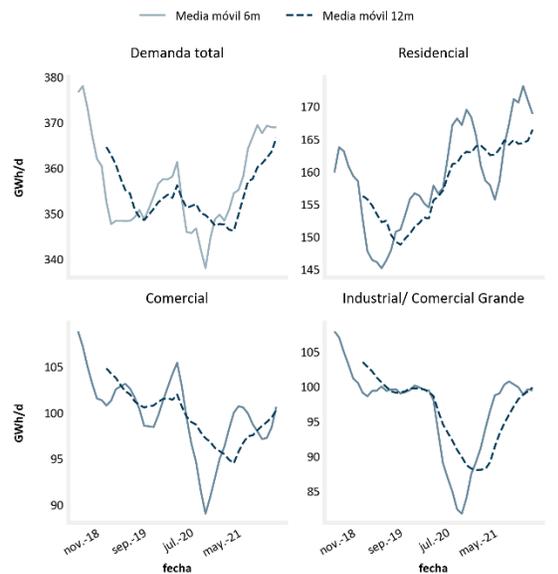
Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 29.1%, 75.6%, 37.8% y 63.9% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuyó 6.3% en los últimos doce meses.

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
dic.-20	103.5	92.4	169.6	365.5
nov.-21	101.5	102.4	148.3	352.3
dic.-21	113.0	98.8	189.9	401.7
12 meses ant.	95.8	88.1	163.9	347.8
12 meses	100.3	99.9	166.5	366.6
Var. % i.m	11.3%	-3.6%	28.0%	14.0%
Var. % i.a	9.2%	6.9%	11.9%	9.9%
Var. % a.a	4.6%	13.4%	1.6%	5.4%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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



IAE en base a CAMMESA

Oferta de energía eléctrica GWh/d							
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Total oferta neta
dic.-20	70.2	22.4	46.6	272.1	1.4	411.2	412.6
nov.-21	69.0	35.5	53.4	222.3	0.5	380.3	380.8
dic.-21	63.2	33.1	50.0	270.1	1.0	416.5	417.5
12 meses ant.	79.5	27.4	34.8	224.9	3.3	366.5	369.8
12 meses	66.2	27.8	47.7	246.6	2.2	388.4	390.6
Var. % i.m	-8.4%	-6.8%	-6.3%	21.5%	98.6%	9.5%	9.7%
Var. % i.a	-9.9%	47.7%	7.5%	-0.7%	-23.1%	1.3%	1.2%
Var. % a.a	-16.6%	1.6%	37.2%	9.6%	-31.4%	6.0%	5.6%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

generación eólica y solar debido a la representación que tienen en el total.

En términos anuales la generación Eólica es la de mayor importancia, representando el 74% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 12% en diciembre y del 12.3% del total generado durante el año 2021.

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 11.5% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 17.9% de la generación neta local.

- Precios y costos de la energía:** los datos indican que en diciembre de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo un aumento del 8.1% i.m y creció 55.4% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) se redujo 3.4% i.m. mientras creció 19.1% i.a. Desde el mes de febrero de 2019 este precio se encontraba en niveles aproximadamente similares. Sin embargo, a partir de abril de 2021 se comenzaron a aplicar los nuevos precios de compra de energía para los Grandes Usuarios (Resolución 131/2021) que tienen impacto en el precio estacional.

La variación en los costos se encuentra por encima del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 51.3% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó considerablemente menos que ambos en el mismo periodo debido al congelamiento tarifario. Esto indica que los costos de generación crecieron por encima de la inflación mayorista en diciembre. Por otra parte, en diciembre de 2021, debido a una reducción en los precios que paga la demanda y un aumento inter mensual del costo de generación, se redujo el nivel de cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.

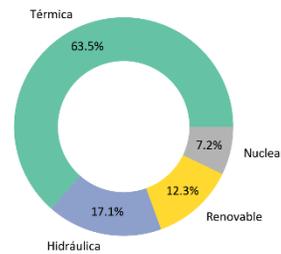
Con estos valores, **el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 37% de los costos de generación en diciembre, mientras en julio y agosto de 2021 se alcanzó la cobertura mínima con 28.5% y 30.9% respectivamente.** En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 48% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos de 11 puntos porcentuales.

En el contexto de la pandemia del coronavirus Covid-19, y la cuarentena obligatoria, los ingresos de los hogares e industrias se han resentido fuertemente y, de manera temporal, el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica ha sido un mecanismo válido para no deteriorar aún más esta delicada situación. Sin embargo, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/d						
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
dic.-20	0.8	1.8	33.0	3.9	7.0	46.6
nov.-21	1.2	2.3	36.9	3.7	9.3	53.4
dic.-21	1.2	1.8	35.7	3.2	8.1	50.0
12 meses ant.	0.8	1.1	25.7	3.4	3.7	34.8
12 meses	1.1	2.0	35.4	3.2	6.0	47.7
Var. % i.m	0.6%	-19.2%	-3.1%	-14.5%	-13.6%	-6.3%
Var. % i.a	47.2%	2.8%	8.1%	-18.8%	15.5%	7.5%
Var. % a.a	29.1%	75.6%	37.8%	-6.3%	63.9%	37.2%

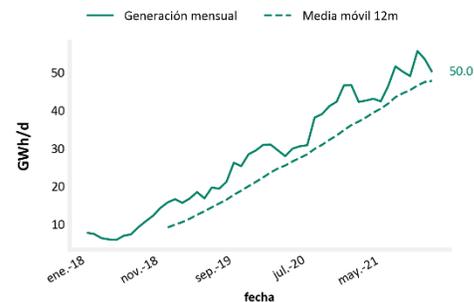
Fuente: IAE en base a CAMMESA

Composición de la generación eléctrica por fuente - Año 2021



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
dic.-20	4,467.3	2,159.3
nov.-21	6,421.4	2,659.9
dic.-21	6,944.2	2,570.7
12 meses ant.	4,050.6	2,154.4
12 meses	6,760.6	2,447.7
Var. % i.m	8.1%	-3.4%
Var. % i.a	55.4%	19.1%
Var. % a.a	66.9%	13.6%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

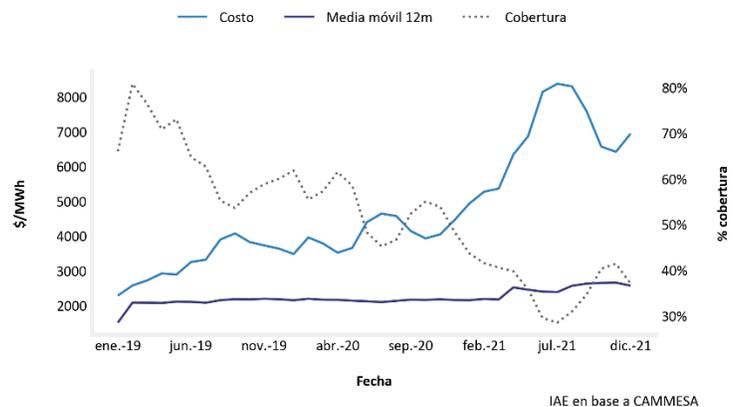
prolongado mientras los costos crecen 66% anual, el precio que paga la demanda lo hace en solo 13.6%.

Por otra parte, las Provincias han actualizado los cuadros tarifarios (Valor Agregado de Distribución), al igual que, parcialmente, las concesiones bajo Jurisdicción Nacional. Sin embargo, el precio de la energía al que compran las Distribuidoras se mantiene congelado. Estas particularidades tendrán 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 inició en febrero de 2019 y se mantiene en la actualidad a pesar del incremento en los precios de la energía a Grandes Usuarios y reducciones estacionales en el costo de generación.

Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 36% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

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



IAE en base a CAMMESA

- En diciembre de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica muestra aumento del gas natural del 23% i.m y una reducción del 0.7% i.a. El consumo de gasoil aumentó 68.7% i.m y fue 110.1% superior al de diciembre de 2020.** En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural aumentó 0.4% durante el periodo, mientras que se consumió 137.3% más de Gas Oil y 29% más de Fuel Oil.**

Consumo de combustibles en generación eléctrica				
	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
dic.-20	81.1	118.5	1174.2	72.5
nov.-21	86.1	28.8	948.6	90.2
dic.-21	77.7	75.3	1166.5	152.2
12 meses ant.	475.0	579.8	12,007.7	724.9
12 meses	865.7	750.2	12,050.0	1,720.0
Var. % i.m	-9.7%	161.9%	23.0%	68.7%
Var. % i.a	-4.2%	-36.5%	-0.7%	110.1%
Var. % a.a	82.3%	29.4%	0.4%	137.3%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En diciembre de 2021, la producción de petróleo aumentó 0.4% respecto del mes anterior y 14.3% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 6.6% superior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de diciembre de 2021 la producción total muestra un aumento de 14.3% respecto al mismo mes de 2020. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina que aumentó la producción 2.2% i.m. respecto al mes anterior, mientras que es 34.3% i.a mayor respecto a diciembre de 2020.

La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), redujo la producción 1.6% i.m. respecto del mes anterior y 3% i.a.

En la cuenca Austral la producción se redujo 9.6% i.m. y 23.9% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana se redujo 0.8% i.m y 4.5% i.a.

La Cuenca Noroeste se redujo la producción 2.8% i.m. y 9.7% i.a.

La Cuenca Neuquina representa el 53% de la producción y es la única que crece anualmente con una tasa de 17.9% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San Jorge, con el 39% del total, se presenta con una disminución del 3.6% anual.

En ausencia de la cuenca neuquina, y debido al declino anual de las restantes, la producción cae 4% anual.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) aumentó la producción 1% en diciembre respecto al mes anterior mientras que fue 18.3% superior respecto de igual mes del año anterior y 8.1% mayor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

YPF explica el 57% del crecimiento en la producción anual de petróleo.

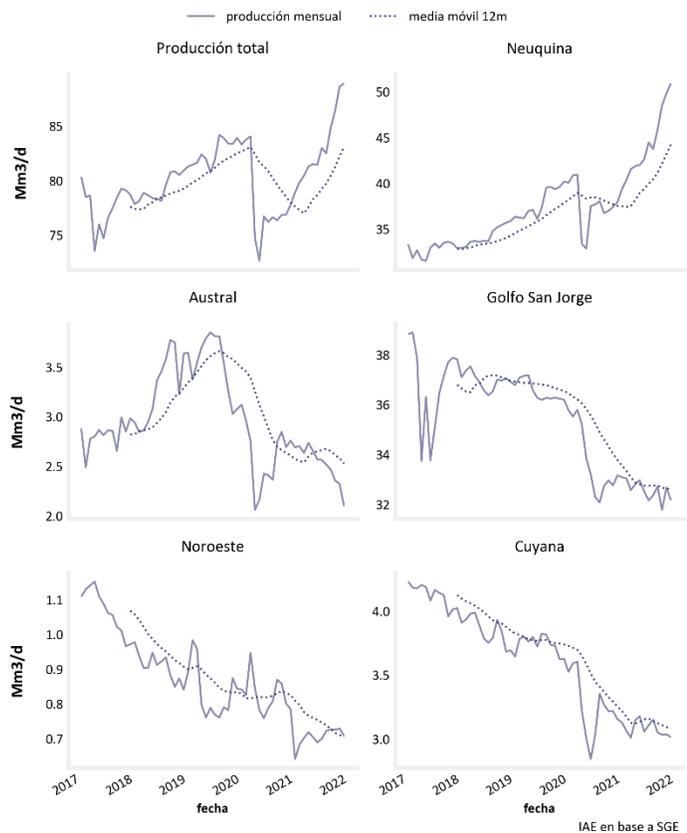
Pan American Energy, con una participación del 19.2% en el total, aumentó la producción 0.4% respecto del mes anterior mientras fue 1.2% i.a. superior. La producción anual de PAE es 3.7% a.a. menor.

Tecpetrol y Vista aumentan su producción 28.6% y 41.3% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas aumentaron su producción acumulada en doce meses en 12.5% y 66.9% a.a respectivamente.

	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
dic.-20	2.8	33.2	37.9	0.8	3.2	77.8
nov.-21	2.3	32.7	49.8	0.7	3.0	88.6
dic.-21	2.1	32.2	50.9	0.7	3.0	88.9
12 meses ant.	2.6	33.8	37.5	0.8	3.3	78.0
12 meses	2.5	32.6	44.3	0.7	3.1	83.1
Var. % i.m	-9.6%	-1.6%	2.2%	-2.8%	-0.8%	0.4%
Var. % i.a	-23.9%	-3.0%	34.3%	-9.7%	-4.5%	14.3%
Var. % a.a	-3.1%	-3.6%	17.9%	-14.7%	-5.3%	6.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2017-Hoy | Mm3/d



	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
dic.-20	16.2	3.8	2.3	2.2	3.9	35.6	13.8	77.8
nov.-21	16.4	4.5	2.2	3.1	5.4	41.7	15.3	88.6
dic.-21	16.4	4.4	2.3	2.8	5.5	42.1	15.3	88.9
12 meses ant.	16.5	4.2	2.5	2.3	2.9	36.3	13.4	78.0
12 meses	15.9	4.4	2.2	2.5	4.8	39.2	14.0	83.1
Var. % i.m	0.4%	-1.4%	2.6%	-9.2%	2.6%	1.0%	-0.1%	0.4%
Var. % i.a	1.2%	16.2%	-1.6%	28.6%	41.3%	18.3%	11.4%	14.3%
Var. % a.a	-3.7%	6.5%	-9.4%	12.5%	66.9%	8.1%	4.2%	6.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 67.8% del total, se redujo 1.8% i.m. respecto del mes anterior y 3.5% i.a. A su vez, disminuyó 4.3% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 32.2% del total anual, aumentó 4% i.m en diciembre de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 63.9% respecto a igual mes de 2020 y 40.3% en los últimos doce meses.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
dic.-20	57.2	20.6	19.7	0.9	26.5%
nov.-21	56.1	32.5	31.5	1.0	36.6%
dic.-21	55.1	33.8	32.8	0.9	38.0%
12 meses ant.	58.9	19.1	18.0	1.1	24.5%
12 meses	56.4	26.8	25.9	0.9	32.2%
Var. % i.m	● -1.8%	● 4.0%	● 4.3%	● -3.5%	
Var. % i.a	● -3.5%	● 63.9%	● 66.5%	● 5.6%	
Var. % a.a	● -4.3%	● 40.3%	● 43.5%	● -13.8%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

La producción de petróleo no convencional se incrementó 63.9% i.a. debido al aumento del 66.5% i.a en el Shale y del 5.6% i.a en la producción de Tight oil. La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 40.3% mientras que la de Tight se redujo 13.8% en el mismo periodo. **El Shale Oil es el único subtipo de petróleo que aumenta en términos anuales debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución.** En este sentido, en los últimos doce meses **se observa una caída del 4.5% en la producción conjunta de Convencional y Tight** que representan el 68% del total de la producción nacional.

Gas natural

- La producción de gas natural aumentó 0.5% i.m. en diciembre 2021 respecto al mes anterior y fue 12.9% i.a. mayor. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 0.7% mayor al año anterior.

Las cuencas Neuquina y Cuyana presentan un incremento inter anual del 26.2% y 11.1% i.a. respectivamente. En las cuencas Austral y GSJ la producción disminuyó 8.7% y 1.8% i.a. En la cuenca Noroeste disminuyó 9.2% i.a.

La producción acumulada en los últimos doce meses cayó en 3 de las 5 cuencas del país: crece solo en las cuencas Neuquina y Cuyana 4.8% y 0.5% a.a. Por otra parte, en la cuenca Austral es 5.6% a.a. menor mientras que en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste disminuye 5% y 9.4% a.a respectivamente.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 27% del gas en Argentina, aumentó la producción en diciembre 25.9% i.a. respecto igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 1.8% a.a. superior.

Total Austral aporta el 26% de la producción total y disminuyó 3.1% i.a. su producción que durante los últimos doce meses su producción acumulada fue 4.9% a.a inferior.

Pan American, que representa el 10.8% de la producción total, aumentó la producción 5.4% i.a. respecto a igual mes de 2020. Por otra parte, aumenta su producción anual 1.9% a.a.

Tecpetrol con un peso 12.3% en el total, aumentó su producción 40% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 11.7% a.a superior respecto a igual periodo anterior.

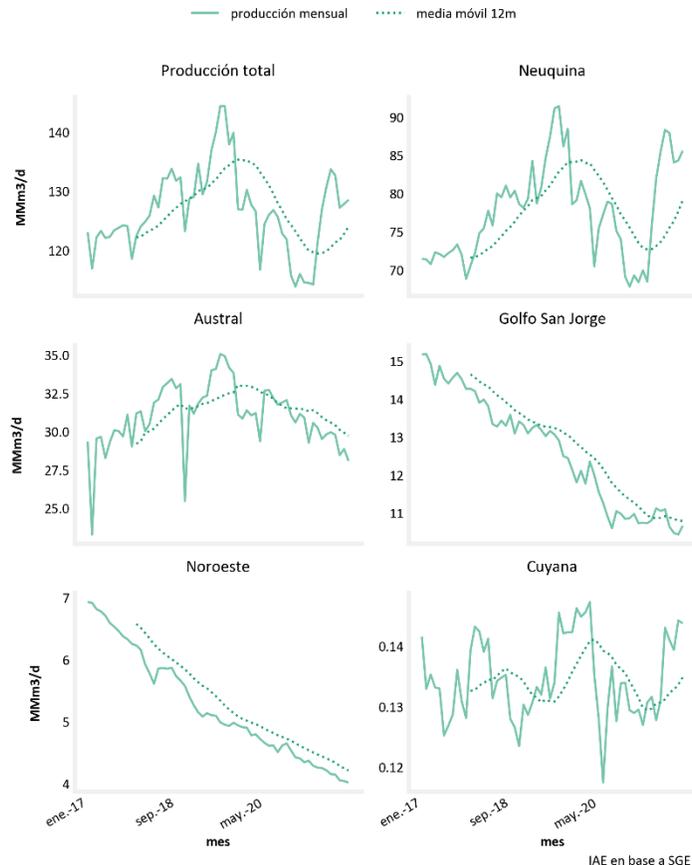
Estas cuatro empresas representan el 76% del total del gas producido y en conjunto aumentaron 0.9% su producción acumulada en los últimos doce meses. Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras gas en Argentina se encuentra con un leve crecimiento que es liderado por YPF que explica el 70% del aumento en la producción de estas cuatro principales productoras y el 75% del total país.

Cabe destacar que YPF, como se ha mencionado en informes anteriores, también explicó más del 80% de la caída de la producción de gas durante la pandemia.

	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
dic.-20	30.6	10.9	67.8	4.4	0.1	113.9
nov.-21	28.9	10.4	84.4	4.0	0.1	127.9
dic.-21	28.1	10.7	85.6	4.0	0.1	128.5
12 meses ant.	31.5	11.4	75.6	4.7	0.1	123.2
12 meses	29.7	10.8	79.1	4.2	0.1	124.0
Var. % i.m	-2.7%	2.2%	1.5%	-0.6%	-0.3%	0.5%
Var. % i.a	-8.2%	-1.8%	26.2%	-9.2%	11.1%	12.9%
Var. % a.a	-5.6%	-5.0%	4.8%	-9.4%	0.5%	0.7%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de Gas Natural | 2017-Hoy | MMm3/d



IAE en base a SGE

	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
dic.-20	5.0	31.5	13.5	6.0	5.1	11.2	29.6	12.9	113.9
nov.-21	4.6	29.5	13.5	7.8	7.2	16.1	37.0	12.2	127.9
dic.-21	4.6	30.5	14.2	7.8	6.9	15.7	37.3	11.5	128.5
12 meses ant.	5.0	32.5	13.1	6.1	5.7	13.6	33.7	12.4	123.2
12 meses	4.7	30.9	13.4	7.1	6.0	15.2	34.3	12.4	124.0
Var. % i.m	1.3%	3.5%	5.5%	1.0%	-3.6%	-2.8%	0.7%	-6.2%	0.5%
Var. % i.a	-6.9%	-3.1%	5.4%	31.6%	36.8%	40.0%	25.9%	-11.4%	12.9%
Var. % a.a	-6.6%	-4.9%	1.9%	17.0%	6.7%	11.7%	1.8%	-0.3%	0.7%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas convencional y gas no convencional

- La producción de gas natural convencional, que representa el 52.4% del total, **aumentó 0.1% i.m. en diciembre de 2021 respecto al mes anterior y se redujo 8.5% i.a respecto a igual mes de 2020. A su vez, disminuye 7.7% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.**
- La producción de gas natural no convencional que ocupa el 47.6% de la producción **aumentó 0.9% i.m. respecto al mes anterior, mientras fue 43.6% i.a. superior respecto a igual mes de 2020 y 11.8% a.a mayor.**

La producción de gas no convencional aumentó 40.3% i.a. debido a un incremento en el Shale y Tight del 71.5% y 10.7% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de shale gas aumenta 21.1% mientras que la de Tight disminuye 0.5% anual.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 70% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 5.9% anual.**

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, **aumentó 4.3% i.m. a su vez fue 66.5% i.a. y 43.6% a.a mayor durante los últimos doce meses.** Representó el 31.2% del total producido en el país en 2021.

El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que ocupa el 60% de la producción de la formación y, durante los últimos doce meses, aumentó su producción acumulada 39.1% a.a. Por esto, YPF explicó más del 55% del crecimiento de la producción en la formación.

La producción de gas natural en Vaca Muerta se **redujo 0.4% i.m. y aumentó 72.4% i.a. A su vez, fue 21.6% a.a superior** durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 29.4% del total del gas producido en el país en 2021. En este caso los tres principales operadores son Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total Austral.

En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 15.6% mientras que la producción de YPF fue 47% a.a superior. Por otra parte, Total reduce su producción anual un 11.5% a.a.

Al igual que en el caso del petróleo, YPF explicó más del 54% del crecimiento de la producción de gas en la formación. En este caso es más destacable porque su participación en el total es del 30%, por detrás de Tecpetrol que es del 35% y explicó el 26% del crecimiento.

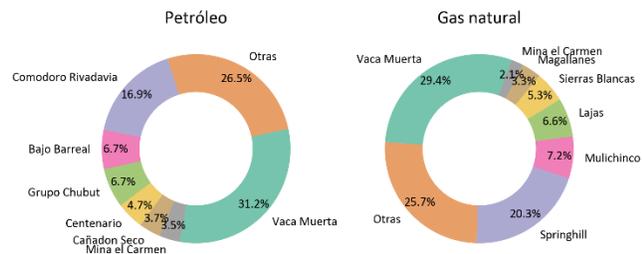
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
dic.-20	67.2	46.7	25.3	21.4	41.0%
nov.-21	61.4	66.5	43.5	23.0	52.0%
dic.-21	61.5	67.1	43.3	23.7	52.2%
12 meses ant.	70.4	52.8	30.0	22.8	42.8%
12 meses	65.0	59.0	36.3	22.7	47.6%
Var. % i.m	0.1%	0.9%	-0.3%	3.2%	
Var. % i.a	-8.5%	43.6%	71.5%	10.7%	
Var. % a.a	-7.7%	11.8%	21.1%	-0.5%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
dic.-20	1.3	0.6	2.0	0.5	2.4	11.3	1.6	19.8
nov.-21	2.0	1.0	2.9	1.1	3.9	18.5	2.2	31.5
dic.-21	2.2	0.9	3.2	1.0	4.0	19.3	2.4	32.9
12 meses ant.	1.5	0.6	1.6	0.6	1.2	11.1	1.4	18.0
12 meses	1.5	0.9	2.4	0.7	3.3	15.5	1.6	25.9
Var. % i.m	9.5%	-3.8%	8.8%	-8.0%	2.5%	4.0%	9.1%	4.3%
Var. % i.a	71.8%	67.6%	56.5%	92.8%	63.3%	70.0%	46.8%	66.5%
Var. % a.a	1.9%	43.3%	51.0%	31.7%	170.1%	39.1%	10.6%	43.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2021



IAE en base a SGE

	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
dic.-20	1.2	1.7	2.2	8.5	5.1	5.7	1.0	25.3
nov.-21	0.8	3.3	4.6	13.6	4.4	15.0	2.1	43.8
dic.-21	1.0	3.7	4.3	13.3	4.7	14.5	2.2	43.6
12 meses ant.	1.4	1.8	2.6	10.9	4.9	7.5	1.0	30.0
12 meses	0.9	2.6	3.3	12.6	4.3	11.0	1.7	36.5
Var. % i.m	30.8%	13.1%	-6.8%	-2.2%	5.9%	-3.4%	1.4%	-0.4%
Var. % i.a	-11.1%	124.0%	95.6%	55.1%	-8.9%	156.1%	127.8%	72.4%
Var. % a.a	-33.5%	45.7%	27.8%	15.6%	-11.5%	47.0%	74.3%	21.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Downstream

- En el mes de diciembre de 2021 **las ventas de naftas y gasoil aumentaron 1.8% i.m. y 16.8% i.a.** Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos aumentó 20.6% a.a respecto a igual periodo anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 17.5% i.a en las ventas de Gasoil y del 15.7% i.a. en las ventas de las naftas.

A su vez, los datos indican que en diciembre el consumo de gasoil se ubicó dentro de los valores máximos de los últimos 24 meses.

Esto sugiere una recomposición consolidada de la demanda de gasoil que se encuentra en niveles superiores a los pre-pandemia.

Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses aumentaron 15.1% respecto a igual periodo anterior:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 3%3.6 mayores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 73% del gasoil comercializado, aumentaron 9.5% a.a.

Las ventas acumuladas de **Naftas aumentaron 30.3% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior** debido a un aumento del 42.4% en las ventas de nafta Ultra (27% del total comercializado) y del 26.3% en la Nafta Súper.

- El Gas entregado** en el mes de noviembre de 2021 (últimos datos disponible) fue 103.9 MMm3/d. **Las entregas totales aumentaron 3.4% i.a.** La demanda acumula un aumento del 3.8% (4.3 MMm3/d más) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

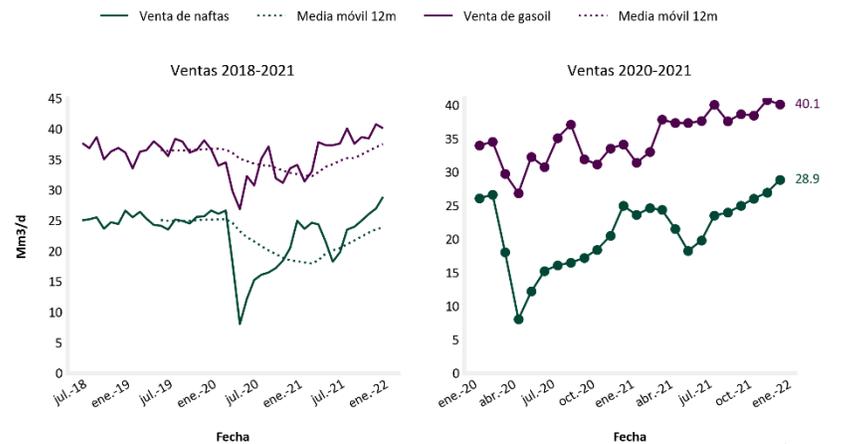
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 15.9% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 1% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 6.2% i.m. y 4.3% i.a. mayor. A su vez, presenta una reducción anual de 5.5% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 11% más respecto del mes anterior, mientras que redujeron su demanda 4% i.a. A su vez, acumulan un aumento del 11.6% anual en el consumo.

Venta de principales combustibles líquidos Mm3/d							
	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
dic.-20	24.9	9.2	18.2	6.8	34.1	24.9	59.1
nov.-21	29.1	11.6	19.3	7.7	40.8	27.0	67.7
dic.-21	28.1	12.0	20.2	8.6	40.1	28.9	68.9
12 meses ant.	25.0	7.5	13.8	4.5	32.6	18.3	50.9
12 meses	27.4	10.1	17.4	6.4	37.5	23.9	61.4
Var. % i.m.	-3.6%	3.3%	4.9%	12.4%	-1.6%	7.1%	1.8%
Var. % i.a.	12.8%	30.3%	11.1%	27.9%	17.5%	15.7%	16.8%
Var. % a.a.	9.5%	33.6%	26.3%	42.4%	15.1%	30.3%	20.6%

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d

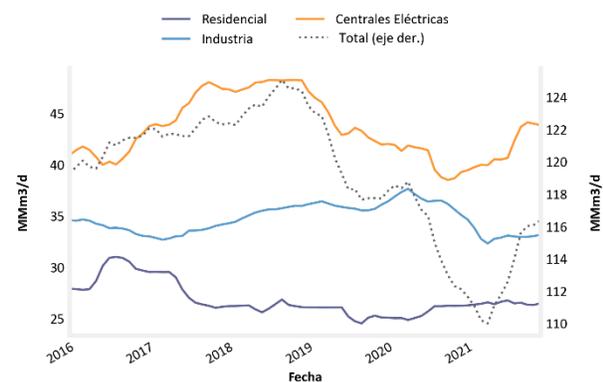


IAE en base a SGE

Demanda de gas por redes MMm3/d								
	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
nov.-20	13.2	2.3	0.5	34.6	43.2	1.1	5.7	100.5
oct.-21	23.4	2.9	1.0	33.9	37.3	1.9	6.8	107.3
nov.-21	15.3	2.3	0.6	36.1	41.4	1.3	6.9	103.9
12 meses ant.	26.3	3.1	0.9	35.1	39.3	2.4	5.2	112.1
12 meses	26.5	3.2	1.1	33.2	43.8	2.2	6.4	116.4
Var. % i.m.	-34.7%	-18.6%	-40.5%	6.2%	11.0%	-30.3%	0.9%	-3.1%
Var. % i.a.	15.9%	2.9%	22.0%	4.3%	-4.0%	20.6%	20.4%	3.4%
Var. % a.a.	1.0%	2.6%	28.8%	-5.5%	11.6%	-6.1%	23.4%	3.8%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Demanda de gas natural - Principales consumidores | Media móvil 12m



IAE en base a ENARGAS

Precios

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en diciembre de 2021 fue de USD/bbl 74.9 cual implica un precio 7.5% menor respecto al mes anterior mientras que es 49.4% superior al registrado en igual mes de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 71.8 teniendo una variación negativa del 8.9% respecto del mes anterior y un aumento del 52.8% respecto a igual mes de 2020.

Los precios del crudo a nivel mundial comenzaron a caer rápidamente a partir de enero de 2020, llegando al mínimo en abril de 2020. Por otra parte, los niveles de precios a partir de julio 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 y se presentan crecientes en niveles superiores a los pre-pandemia.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 64.6 en diciembre de 2021 esto implica una baja de 3.9% respecto al mes anterior mientras fue 31.5% mayor al precio de igual mes de 2020. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 59.4 en el mes de diciembre de 2021: 4% mayor al mes anterior y 36.7% superior respecto al de igual mes del año anterior.
- Estos precios muestran que la **brecha BRENT-ESCALANTE** fue del 16% en el mes de diciembre.
- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 3.76 MMBtu (millón de Btu) en diciembre de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA se redujo 25.5% respecto al mes anterior y aumentó 45.2% respecto de igual mes del año anterior.

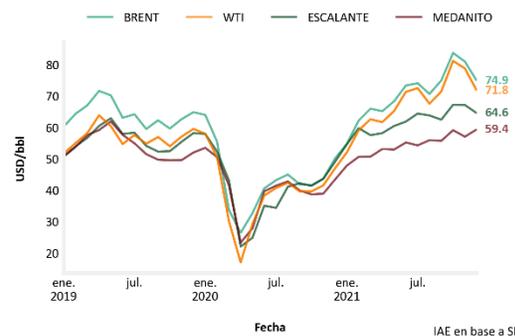
En el caso argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo en base al cálculo de regalías (lo que reciben los productores locales)** fue de 2.72 USD/MMBtu en diciembre de 2021 lo cual implica un precio 0.4% menor al mes anterior y 30.8% superior a igual mes del año 2020.

- El Precio de importación del GNL.** Según se publica en la web de IEASA, el precio promedio de las compras del año 2021 fue de 8.33 USD/MMBtu, mientras que para el año 2020 había sido de USD 2.96 USD/MMBtu. **Según las estadísticas de comercio exterior, el gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 11.38 USD/MMBTU** para el mes de diciembre de 2021. Esto representa un precio 62.5% mayor al del mes anterior y 192.3% superior al de igual mes del año 2020.

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
dic.-20	50.1	47.0	49.1	43.4
nov.-21	81.0	78.8	67.1	57.1
dic.-21	74.9	71.8	64.6	59.4
Var. % i.m	-7.5%	-8.9%	-3.9%	4.0%
Var. % i.a	49.4%	52.8%	31.5%	36.7%

Fuente: IAE en base a SE

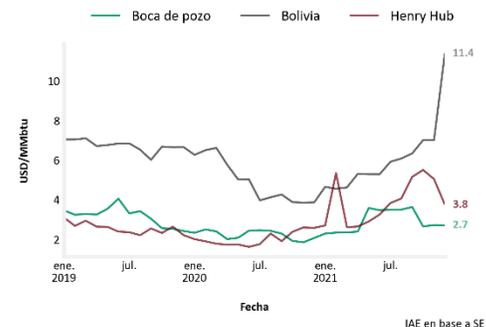
Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl



Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
dic.-20	2.08	3.88	0.00	2.59
nov.-21	2.73	7.01	0.00	5.05
dic.-21	2.72	11.38	0.00	3.76
Var. % i.m	-0.4%	62.5%	-	-25.5%
Var. % i.a	30.8%	193.6%	-	45.2%

Fuente: IAE en base a SE y EIA

Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMbtu



5. Biocombustibles

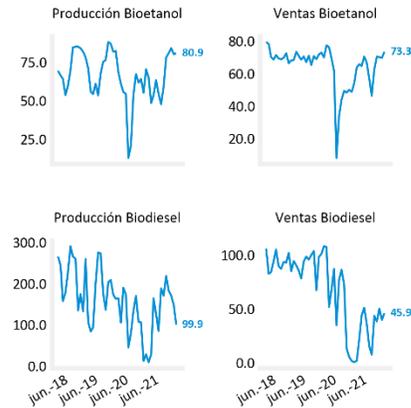
- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó en noviembre de 2021 respecto al mes anterior 0.7% i.m. y fue 14.7% i.a. mayor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 23.3% a.a. superior. Por otra parte, las ventas aumentaron en noviembre de 2021 respecto al mes anterior 5.3% i.m. y son 35.8% i.a. superiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 25.3% 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	
nov.-20	70.5	54.0	28.3	0.4	0.0	98.8
oct.-21	80.3	69.7	147.6	39.7	170.0	227.9
nov.-21	80.9	73.3	99.9	45.9	25.0	180.8
12 meses ant.	645.6	620.5	1,312.6	604.4	745.9	1,958.2
12 meses	796.1	780.5	1,590.2	395.7	1,224.6	2,386.3
Var. % i.m.	0.7%	5.3%	-32.3%	15.6%	-85.3%	-20.7%
Var. % i.a.	14.7%	35.8%	252.9%	12394.7%	-	83.0%
Var. % a.a.	23.3%	25.8%	21.2%	-34.5%	64.2%	21.9%

Fuente: IAE en base a SE

- La **producción de Biodiesel** se redujo en noviembre de 2021 respecto al mes anterior 32.3% i.m. y fue 252% i.a. superior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 21.2% a.a mayor en el último año móvil. Las ventas de biodiesel aumentaron respecto al mes anterior 15.6% i.m. Por otra parte, las ventas fueron 112 veces superiores a las registradas en el mismo mes de año anterior, donde se alcanzó el mínimo histórico. En el año móvil registra una caída del 34.5% a.a. Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a noviembre de 2021 fueron 64.2% mayores a igual periodo del año anterior. Noviembre de 2020 fue, para el biodiesel, uno de los peores meses ya que la producción y venta llegó a valores mínimos.

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



IAE en base a SGE

6. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de diciembre de 2021 se muestra deficitaria en USD 150 millones. Las exportaciones aumentaron 37.8% i.a mientras que las importaciones fueron 391.7% i.a. mayores. En 2021 se observa un déficit acumulado de USD 628 millones con las exportaciones creciendo 45.1% y las importaciones incrementándose 121.3% a.a.
- Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en diciembre de 2021 se exportó un 16.1% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto a igual mes de 2020, mientras que los precios de exportación aumentaron 74.5% i.a dando como resultado un aumento en el valor exportado del 37.8% i.a.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 212% en cantidades en diciembre de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa un aumento del 58.4%. Esto generó un incremento en el valor importado del 391.7% i.a.

En el cálculo acumulado en 2021 de se observa una reducción en las cantidades exportadas del 15.5% mientras las importaciones aumentaron 68%. A su vez, los precios energéticos de exportación aumentaron 71.8% mientras que los de importación fueron 31.7% a.a superiores. Esto implica que el valor exportado en energía aumentó 45.1%, y el valor importado se incrementó 121.3% durante el año 2021.

Balanza comercial energética en millones de USD			
	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
dic.-20	261	405	144
dic.-21	-150	558	708
Acumulado 2020	953	3,593	2,640
Acumulado 2021	-628	5,215	5,843
% i.a.	-	37.8%	391.7%
% var. a.a.	-	45.1%	121.3%

Fuente: IAE en base a INDEC

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %)			
		Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Respecto de diciembre de 2020	Valor	37.8%	391.7%
	Precio	74.5%	58.4%
	Cantidad	-16.1%	212.6%
Respecto al acumulado a diciembre de 2021	Valor	45.1%	121.3%
	Precio	71.8%	31.7%
	Cantidad	-15.5%	68.0%

Fuente: IAE en base a INDEC

- Según datos de comercio exterior, las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran menores ventas al exterior. En el caso del petróleo y el gas natural las ventas fueron 22% y 18% a.a. inferiores.

En cuanto a las **importaciones**, hubo un aumento en las compras de naftas al exterior del 259% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, en doce meses se importó un total de 1,972 Mm3 de Gasoil, es decir 48% a.a. más.

Por último, las importaciones de GNL totalizaron 3,539 MMm3 durante 2021 (9.7 MMm3/día) y aumentaron 90% a.a. respecto al año anterior. Mientras que las importaciones de gas de Bolivia totalizaron 4,726 MMm3 (12.9 MMm3/día) y se redujeron 12.8% a.a.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades

	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
dic.-20	34.2	29.9	163.9	48.4
nov.-21	50.0	204.6	133.7	48.7
dic.-21	60.9	260.2	348.5	50.8
12 meses ant.	453.7	1,167.0	3,481.9	604.0
12 meses	430.0	875.8	2,715.5	495.0
Var. % i.m	● 21.8%	● 27.2%	● 160.6%	● 4.3%
Var. % i.a	● 78.4%	● 770.7%	● 112.6%	● 5.0%
Var. % a.a	● -5.2%	● -25.0%	● -22.0%	● -18.0%

Fuente: IAE en base a SE

Principales productos energéticos importados - Cantidades

	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
dic.-20	0.0	451.3	89.5	0.0
nov.-21	0.0	260.6	224.9	72.1
dic.-21	0.0	377.1	228.5	133.8
12 meses ant.	1,855.8	5,422.2	1,332.8	161.5
12 meses	3,539.5	4,726.1	1,972.7	580.7
Var. % i.m	-	● 44.7%	● 1.6%	● 85.6%
Var. % i.a	-	● -16.4%	● 155.4%	-
Var. % a.a	● 90.7%	● -12.8%	● 48.0%	● 259.6%

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 Enero 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.