

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En abril de 2021 la **producción de petróleo aumentó 8.6% i.a. y se redujo 6% a.a.**

Es importante destacar que **la medición inter anual de abril de 2021 se compara con abril de 2020, mes con fuertes restricciones por ASPO.**

La producción de petróleo convencional en el mes de abril de 2021 cayó 3.4% i.a y 12.3% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (24% del total) se incrementó 53.8% i.a y 17.3% a.a.

En abril de 2021 la **producción de Gas disminuyó 2.5% i.a y 10.2% a.a. Se observan niveles mensuales similares a los de los años 2013-2014.**

En abril, la producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 1.6% i.a y 8.3% a.a.

Por sexto mes consecutivo, la producción no convencional disminuyó más que la convencional: se redujo 3.7% i.a. y 12.7% a.a.

La **cuenca Neuquina, donde se encuentran la mayoría de los desarrollos No Convencionales, fue la cuenca con mayor caída anual del país** mostrando una reducción del 12.5% a.a en su producción.

La **producción total** acumulada durante los últimos doce meses se redujo 10.2% (13.6 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo **la producción acumulada de YPF se redujo 23% (9.3 MMm3/d) explicando el 69% de la caída** de la producción total de gas en el periodo y el 80% de la reducción de las cuatro principales productoras.

Demanda

En abril de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** disminuyeron 5.4% i.m y aumentaron 68.6% i.a. Este último dato se compara contra abril de 2020, mes con estricto aislamiento por ASPO. Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 8.5% a.a respecto a igual periodo anterior.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil son 3.8% inferiores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta son 15.7% menores. **YPF redujo sus ventas por encima del promedio.**

La **demanda total de gas natural** se redujo **9.7% i.a. en marzo. La demanda acumula una reducción del 8.6% (10.2 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior. Esto indica que la producción interna cayó más que la demanda en igual periodo, lo cual implicó un aumento de las importaciones de gas y utilización de combustibles líquidos en la generación eléctrica.

La **demanda total de Energía Eléctrica** se redujo 8.2% en abril de 2021 respecto al mes anterior y aumentó 14.9% respecto a abril de 2020. El consumo eléctrico anual presenta una reducción acumulada del 1% a.a.

Se sigue observando que cae toda demanda anual correlacionada con la actividad comercial e industrial pero no así la demanda Residencial, debido mayormente a un uso más intensivo en los hogares y, en menor medida, a factores climáticos.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a abril de 2021 fueron \$ 152.8 mil millones, esto es USD 1,705 millones, y aumentaron 128% respecto a igual periodo de 2020. Cammesa lideró las transferencias recibidas con \$ 103 mil millones y un aumento de 89.4% ocupando el 68% de los fondos ejecutados.

Variable	Unidad	Fecha	mes	mes anterior	mes año anterior	% i.m.	% i.a.	% 12 meses i.a.
Generación eléctrica local	GWh/d	abr.-21	338.1	371.0	299.6	-8.9%	12.8%	2.2%
Producción de petróleo	Mm3/d	abr.-21	81.2	80.4	74.7	1.0%	8.6%	-6.0%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	abr.-21	56.9	56.6	59.0	0.5%	-3.4%	-12.3%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	abr.-21	24.3	23.8	15.8	2.0%	53.8%	17.3%
Producción de gas natural	MMm3/d	abr.-21	113.8	114.5	116.7	-0.6%	-2.5%	-10.2%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	abr.-21	66.4	65.7	67.5	1.1%	-1.6%	-8.3%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	abr.-21	47.4	48.8	49.2	-2.8%	-3.7%	-12.7%
Producción de Bioetanol	MTn.	mar.-21	70.5	64.6	61.7	9.0%	14.2%	-28.7%
Producción de Biodiesel	MTn.	mar.-21	50.8	43.5	82.1	16.6%	-38.2%	-59.9%
Demanda Eléctrica	GWh/d	abr.-21	327.1	356.4	284.6	-8.2%	14.9%	-1.0%
Venta de combustibles	Mm3/d	abr.-21	58.8	62.2	34.9	-5.4%	68.6%	-8.5%
Naftas	Mm3/d	abr.-21	21.5	24.4	8.0	-11.7%	167.8%	-15.7%
Gasoil	Mm3/d	abr.-21	37.3	37.8	26.9	-1.3%	39.0%	-3.8%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	mar.-21	96.4	91.1	106.7	5.8%	-9.7%	-8.6%

* Var %12 meses: implica la variación acumulada de 12 meses corridos.

Las siguientes noticias constituyen a juicio del Departamento Técnico de Instituto Mosconi las noticias más relevantes del mes de mayo de 2021.

1. [La pelea por los subsidios energéticos: crecen al 50% anual en dólares y proyectan que este año sumarán USD 10.000 millones.](#)
Infobae.
2. [Tarifas: el eterno talón de Aquiles de la economía argentina.](#) *La Nación.*
3. [¿Tarifa social o segmentación de tarifas?](#) Por Alejandro Einstoss para *Nuevos Papeles.*
4. [Argentina: la economía y la política.](#) Por Pedro Albitos, Vicepresidente del IAE Mosconi.
5. [Volvería a faltar gas en el invierno y la industria comienza a comprar fueloil.](#) *Diario Puntal.*
6. [Biocombustibles. Sin fomento, ni sustentabilidad; intervencionismo para garantizar el capitalismo de amigos.](#) Por Jimena Latorre para Tranquera abierta- *Diario Puntal.*
7. [Biocombustibles: el proyecto oficial va en contra de metas internacionales ratificadas por la Argentina.](#) *La Nación.*
8. [Los interrogantes que quedan después del gran apagón.](#) Por Fernando Meiter para *Infobae.*
9. [El aumento de 6% en las tarifas de gas empieza a regir desde este miércoles.](#) Entra en vigencia con la publicación oficial de los cuadros tarifarios. Al igual que en la electricidad, no habría más retoques hasta 2022, aunque siguen evaluando segmentar.
El Cronista.
10. [Subsidios: liberan u\\$s 300 millones para eléctricas y calculan ahorro fiscal de \\$ 75.000 millones.](#) Darío Martínez y Federico Basualdo negociaron con las empresas una mejora de su remuneración. *El Cronista.*
11. [El oficialismo prevé sumar \\$ 10.000 millones para beneficiar a zonas frías.](#) El alivio será de 30% a 50% en las boletas de más de 10 millones de personas de áreas críticas y se financiará con la suba de tasa a hogares y comercios. Las grandes industrias serán las mayores aportantes. *El Cronista.*
12. [Apagón en Argentina 2019: sancionarán a Transener tras casi 2 años.](#) El Gobierno encontró que la transportista eléctrica Transener fue la principal responsable del apagón masivo del Día del Padre hace casi dos años. Habrá multas. *El Cronista.*
13. [Combustibles: postergan los impuestos del primer semestre hasta fin de año.](#) El gobierno nacional aplazó la carga impositiva de la nafta y el gasoil y se aplicarían en diciembre. Es una medida que quita presión a los surtidores. El próximo 21 de junio se terminarían de aplicar los de último trimestre de 2020. *Diario Rio Negro.*
14. [El presidente de YPF ratificó que no habrá más subas de combustibles.](#) Pablo González señaló que los aumentos de los últimos meses fueron inevitables para sostener las inversiones de la compañía y que no habrá más cambios en lo que resta del año.
La mañana Neuquén.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de marzo de 2021 una variación negativa del 0.2% respecto al mes anterior mientras que la actividad aumentó 11.4% respecto al mismo mes del 2020 (i.a) y 2.4% 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 marzo de 2021 una variación positiva del 0.7% respecto al mes anterior mientras que fue 32.8% i.a. mayor. En el acumulado al primer trimestre crece 12.4% respecto a igual periodo del año anterior. Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 6% i.a. y se redujo 4.4% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 14.9% i.a y 0.9% acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 10.4% i.a y 6% acumulado en el año 2021. La refinación de fuel oil impulsa la caída en el acumulado anual.
- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 4.8% en abril de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 61.3% respecto de igual mes de 2020 y acumula un incremento del 21.3% en el primer cuatrimestre de 2021.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de 5.7% i.m en abril de 2021, mientras que fue 110.3% superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un aumento del 34.9% en el primer cuatrimestre de 2021.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 9.5% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 59.3% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 34.4% en el primer cuatrimestre de 2021. Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 8.9% i.m. en abril de 2021 con un aumento del 36.9% respecto de igual mes del año anterior. Durante el primer cuatrimestre aumentó 35.6% acumulado respecto a igual periodo anterior.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	mar.-21	● -0.2%	● 11.4%	● 2.4%
IPI-M	mar.-21	● 0.7%	● 32.8%	● 12.4%
Refinación del petróleo	mar.-21	-	● 6.0%	● -4.4%
Naftas	mar.-21	-	● 14.9%	● 0.9%
Gasoil	mar.-21	-	● 10.4%	● 6.0%
IPIM	abr.-21	● 4.8%	● 61.3%	● 21.9%
IPIM- Petróleo crudo y gas	abr.-21	● 5.7%	● 110.3%	● 34.9%
IPIM- Refinados de petróleo	abr.-21	● 9.5%	● 59.3%	● 34.4%
IPIM-Energía eléctrica	abr.-21	● 8.9%	● 36.9%	● 35.6%

Fuente: IAE en base a INDEC

2. Situación fiscal del sector energético

Evolución de los subsidios energéticos

- Los subsidios energéticos devengados presentan un incremento en términos acumulados en el primer cuatrimestre de 2021 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 128.4% en el acumulado al primer cuatrimestre de 2021 respecto al año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 85.926 millones en acumulados.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del primer cuatrimestre, los subsidios energéticos sumaron USD 1,705 millones en el primer cuatrimestre de 2021.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a abril de 2021 fueron para CAMMESA (\$103,605 millones o USD 1,155 millones) que se incrementó 89.4% i.a y ocupó el 68% de las transferencias realizadas, para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$128,130 millones y para IEASA (\$12,755 millones) con un aumento del 264%.

Esta dinámica en el comportamiento de los subsidios a partir del abril de 2020 responde a las crecientes necesidades financieras derivadas de una creciente brecha entre costos y precios de la energía debido al congelamiento de los precios de la energía eléctrica y a los sucesivos Plan Gas.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a abril de 2021 para gastos de capital fueron \$ 5,738 millones incrementándose en 51.1% respecto a igual periodo de 2020. Esto implica un monto mayor en \$ 1,940 millones respecto a igual periodo de 2020 Las transferencias a IEASA explican la dinámica y se incrementaron 81%.

	Acumulado abril 2021	Acumulado a abril 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	152,857	66,931	85,926	↑ 128.4%
CAMMESA	103,605	54,692	48,913	● 89.4%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	-	-	-	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	3,702	2,774	928	● 33.5%
YCRT	2,237	2,500	-263	● -10.5%
EBY	-	-	-	-
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	28,130	67	28,063	-
IEASA	12,755	3,500	9,255	● 264.4%
Compensación distribuidoras de Gas	683	0	683	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	1,746	2,892	-1,146	● -39.6%

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado abril 2021	Acumulado a abril 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	5,738	3,798	1,940	● 51.1%
IEASA	5,371	2,968	2,403	● 81.0%
Nucleoeléctrica S.A.	-	-	-	-
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	-	-
Otros beneficiarios	367	830	-463	● -55.8%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de abril de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 8.2% menor al mes anterior y 14.9% mayor a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 1% a.a menor respecto a igual periodo anterior.

Es preciso señalar que en abril de 2020, producto de la pandemia y el ASPO, todos los indicadores energéticos encontraron su valor más bajo de los últimos 36 meses. En el mes de abril de 2021 la demanda industrial/Comercial se redujo 2.2% i.m. aunque aumentó 34.4% i.a. Esta categoría redujo su consumo 5.3% anual.

Por otra parte, la demanda comercial se redujo en abril de 2021 respecto de marzo 6.3% i.m., mientras que aumentó 16.4% i.a. El consumo anual de la categoría Comercial fue 5% menor.

El consumo Residencial se redujo 13.6% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales afectados por los efectos de la pandemia. Por otra parte, la demanda fue 2.6% mayor a la de abril de 2020 y creció 4.2% anual.

En abril volvió se interrumpió el crecimiento i.m. de la demanda industrial. Sin embargo, el nivel de consumo mensual en abril se mantiene por encima del promedio pre-pandemia.

En la categoría comercial el efecto de la pandemia redujo significativamente el consumo de energía eléctrica respecto del año anterior. En abril, esta categoría aún muestra dificultades para recuperar los niveles de consumo pre-pandemia.

Los efectos no han tenido el mismo comportamiento en la categoría residencial que muestra un dinamismo opuesto.

El comportamiento detallado de la demanda durante la pandemia, y su comparación respecto a 2019 y 2020 puede consultarse en el Informe de CAMMESA sobre el comportamiento de la demanda del MEM.

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

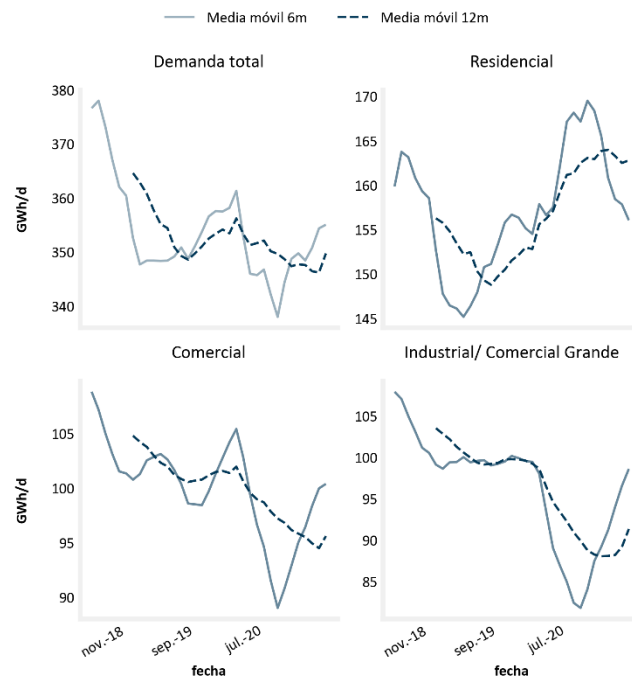
- La oferta neta de energía se redujo 8.8% i.m en abril de 2021 aunque aumentó 12.1% respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 2.1% superior a igual periodo anterior.

- La generación neta local disminuyó 8.9% i.m. en abril de 2021 aunque aumentó 12.8% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 2.2% anual. En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación renovable que aumentó 54.3% i.a. En los últimos doce meses la generación Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 54.6% y 4.6% respecto a igual periodo

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
abr.-20	80.4	75.4	128.8	284.6
mar.-21	100.0	103.5	152.9	356.4
abr.-21	93.7	101.3	132.1	327.1
12 meses ant.	100.6	96.5	156.2	353.4
12 meses	95.6	91.3	162.8	349.8
Var. % i.m	-6.3%	-2.2%	-13.6%	-8.2%
Var. % i.a	16.4%	34.4%	2.6%	14.9%
Var. % a.a	-5.0%	-5.3%	4.2%	-1.0%

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
abr.-20	55.5	32.5	27.9	183.7	3.1	299.6	302.7
mar.-21	64.2	22.9	42.5	241.4	0.9	371.0	371.9
abr.-21	49.7	17.7	43.1	227.6	1.2	338.1	339.3
12 meses ant.	90.3	26.7	25.5	220.4	0.5	362.8	363.3
12 meses	76.3	24.5	39.4	230.5	0.3	370.8	371.0
Var. % i.m	-22.6%	-22.8%	1.5%	-5.7%	38.0%	-8.9%	-8.8%
Var. % i.a	-10.5%	-45.5%	54.3%	23.9%	-60.6%	12.8%	12.1%
Var. % a.a	-15.5%	-8.1%	54.6%	4.6%	-43.3%	2.2%	2.1%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

anterior. Mientras que la generación Hidráulica y Nuclear disminuyeron 15.5% y 8.1% anualmente.

- La generación a través de **energías renovables definidas en la Ley 27.191** aumentó 1.5% i.m y 54.3% i.a. en abril de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 54.6% respecto a igual periodo anterior.

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 14.9%, 78.7%, 66.7% y 68.1% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 8% en los últimos doce meses.

El incremento total en los últimos doce meses está impulsado principalmente por el aumento en la 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 73% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 17.7% en abril y del 11.5% del total generado durante el año 2021 habiendo cerrado el año 2020 con una representación del 9.5% anual.

Es preciso mencionar que la energía generada a través de la tecnología Hidráulica Renovable (hidráulicas menores a 50 MW) surge de proyectos antiguos y podrían ser clasificadas como fuente de energía Hidráulica. Bajo este ordenamiento, la energía renovable ocupa el 9.7% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 21.5% de la generación neta local.

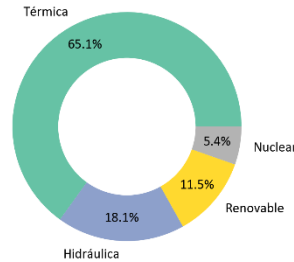
- Precios y costos de la energía:** los datos indican que en abril de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo un incremento del 18.3% i.m y del 80.3% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 16% i.m. en abril de 2021 y 16.5% i.a. Desde el mes de febrero de 2019 este precio se encontraba en niveles aproximadamente similares. Sin embargo, a partir de abril se comenzaron a aplicar los nuevos precios de compra de energía para los Grandes Usuarios ([Resolución 131/2021](#)) resultando en un Precio Estacional (sin transporte) 16% superior al mes anterior.

La variación en los costos se encuentra por encima del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 52% 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 abril. A su vez, en abril de 2021, debido a un incremento proporcionalmente mayor en los costos de generación respecto al precio, volvió a caer el nivel de cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.**

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/d						
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
abr.-20	0.8	0.6	20.4	3.5	2.7	27.9
mar.-21	0.8	1.5	30.6	4.3	5.2	42.5
abr.-21	0.9	1.5	32.0	3.8	4.9	43.1
12 meses ant.	0.7	0.8	17.4	3.8	2.7	25.5
12 meses	0.9	1.5	29.0	3.5	4.5	39.4
Var. % i.m	7.8%	2.7%	4.4%	-11.5%	-6.6%	1.5%
Var. % i.a	13.6%	171.2%	56.8%	9.2%	81.8%	54.3%
Var. % a.a	14.9%	78.7%	66.7%	-8.0%	68.1%	54.6%

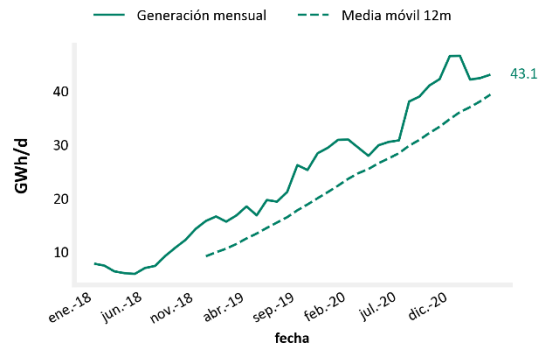
Fuente: IAE en base a CAMMESA

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
abr.-20	3,520.2	2,165.3
mar.-21	5,364.4	2,175.9
abr.-21	6,345.6	2,523.0
12 meses ant.	3,614.5	2,156.6
12 meses	4,648.5	2,184.6
Var. % i.m	18.3%	16.0%
Var. % i.a	80.3%	16.5%
Var. % a.a	28.6%	1.3%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Con estos valores, **el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 40% de los costos de generación en abril de 2021**. En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 62% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos de 22 puntos porcentuales.

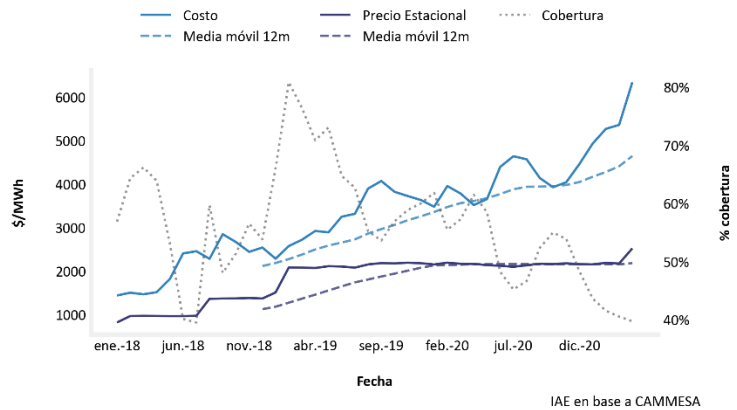
En el contexto de la pandemia del coronavirus Covid-19, y la cuarentena obligatoria, los ingresos de los hogares e industrias se han resentido fuertemente y, de manera temporal, el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica ha sido un mecanismo válido para no deteriorar aún más esta delicada situación. Sin embargo, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras: mientras los costos crecen 28.6% anual, el precio que paga la demanda lo hace en solo 1.3%.

Por otra parte, las Provincias han comenzado a actualizar los cuadros tarifarios mientras se esperan definiciones acerca de las "tarifas de transición" bajo jurisdicción nacional. 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.

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.

Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 47% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista | 2018-Hoy | \$/MWh



IAE en base a CAMMESA

Potencia instalada abril 2021

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
42,392	19,676 07/04/2021	26,450 25/01/2021

Fuente: IAE en base a CAMMESA

- **La potencia instalada** en marzo de 2021 fue de 42,392 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 19,674 MW.

- **En abril de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra una reducción del gas natural del 17.8% i.m y un aumento del 4.1% i.a. El consumo de gasoil aumentó 247% i.m y fue 56 veces mayor al de abril de 2020.

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural se redujo 6.7% durante el periodo, equivalente a 3.2 MMm3/d, mientras que se consumió 163% más de Gas Oil.**

Consumo de combustibles en generación eléctrica

	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
abr.-20	0.0	0.0	1170.2	2.9
mar.-21	57.4	47.0	1482.4	47.0
abr.-21	82.7	53.9	1218.5	163.3
12 meses ant.	309.7	191.8	17,180.6	416.9
12 meses	583.4	753.4	16,021.0	1,096.2
Var. % i.m	44.0%	14.8%	-17.8%	247.6%
Var. % i.a	-	-	4.1%	5598.4%
Var. % a.a	88.4%	292.8%	-6.7%	163.0%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En abril de 2021, la producción de petróleo aumentó 1% respecto del mes anterior y 8.6% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 6.6% inferior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de abril de 2021 la producción total muestra un aumento de 8.6% respecto al mismo mes de 2020, momento en que la producción tuvo uno de sus niveles más bajo de los último 5 años (el mínimo fue en mayo de 2020). Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina y en menor medida la Austral.

La cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, aumentó su producción 0.8% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 25.4% i.a mayor respecto a abril de 2020. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), aumentó 0.7% i.m. respecto de marzo de 2021 y disminuyó 6.9% i.a.

En la cuenca Austral la producción aumentó 2% i.m. y 30.4% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana aumentó 4.6% i.m. pero disminuyó 2.3% i.a.

La Cuenca Noroeste redujo su producción un 18.6% i.a. La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 6.6% inferior a la de igual periodo anterior. En este sentido, en ninguna cuenca la producción anual se muestra creciente.

La Cuenca Neuquina representa el 48% de la producción y disminuye 3.2% a.a. aunque con tendencia al alza, mientras que la Cuenca Golfo de San, con el 43% del total, se presenta con una disminución del 8.2% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una reducción del 5.5% en el acumulado en doce meses, la Cuenca Cuyana disminuye 14.6% anual y la cuenca Austral 20.4%.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) aumentó su producción 0.3% en abril respecto a marzo de 2021 mientras que fue 8% superior respecto de igual mes del año anterior y 6.5% menor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

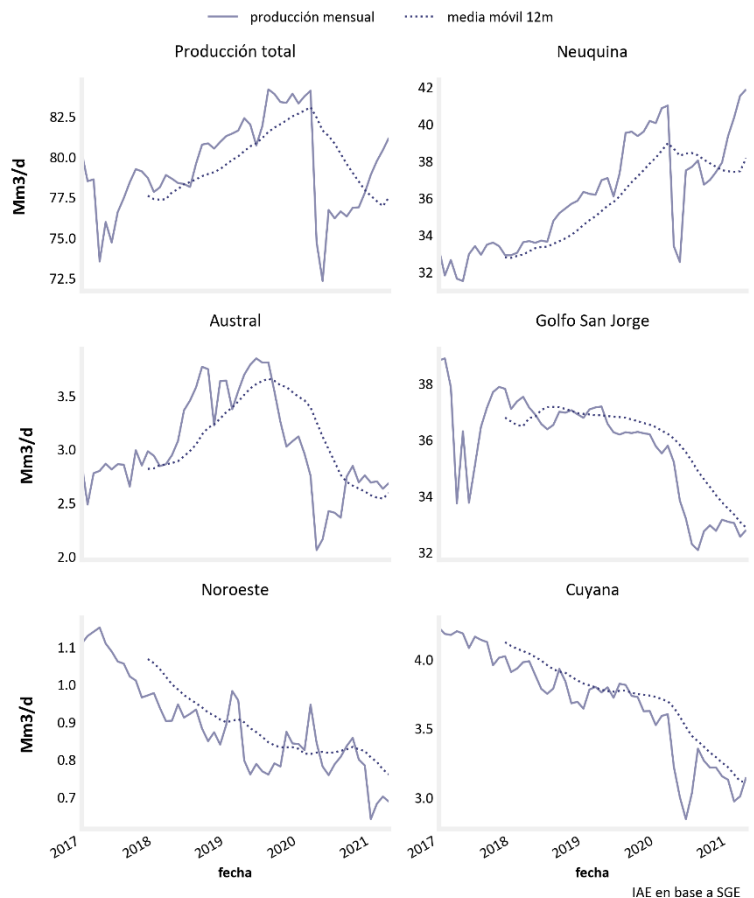
Pan American Energy, con una participación del 21% en el total, disminuyó su producción 0.5% respecto del mes anterior y 9.2% i.a. La producción anual de PAE disminuye 4.8% a.a.

Pluspetrol, y Tecpetrol aumentan su producción 28.2%, y 27.6% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas redujeron la producción acumulada en doce meses en 5.5% y 12.9% a.a respectivamente. Por otra parte, SINOPEC redujo su producción 13.8% i.a. y 22.9% a.a. mientras que Vista aumentó 16.2% i.m., 183% i.a y 25.6% anualmente. El conjunto de las empresas restantes reduce su producción anual 7.1% a.a.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
abr.-20	2.1	35.2	33.4	0.8	3.2	74.7
mar.-21	2.6	32.6	41.5	0.7	3.0	80.4
abr.-21	2.7	32.8	41.9	0.7	3.1	81.2
12 meses ant.	3.3	36.0	38.7	0.8	3.7	82.4
12 meses	2.6	33.1	37.5	0.8	3.1	77.0
Var. % i.m	2.0%	0.7%	0.8%	-1.9%	4.6%	1.0%
Var. % i.a	30.4%	-6.9%	25.4%	-18.6%	-2.3%	8.6%
Var. % a.a	-20.4%	-8.2%	-3.2%	-5.5%	-14.6%	-6.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2016-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SGE

Producción de Petróleo por principales operadoras- Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
abr.-20	17.1	3.4	2.6	1.6	1.9	35.9	12.2	74.7
mar.-21	15.6	4.4	2.1	2.2	4.5	38.6	12.9	80.4
abr.-21	15.6	4.3	2.3	2.1	5.3	38.8	13.0	81.2
12 meses ant.	16.9	4.4	3.0	2.5	2.8	38.7	14.1	82.4
12 meses	16.1	4.1	2.3	2.2	3.5	36.2	13.1	77.0
Var. % i.m	-0.5%	-0.6%	7.8%	-5.0%	16.2%	0.3%	0.4%	1.0%
Var. % i.a	-9.2%	28.2%	-13.8%	27.6%	183.6%	8.0%	6.6%	8.6%
Var. % a.a	-4.8%	-5.8%	-22.9%	-12.9%	25.6%	-6.5%	-7.1%	-6.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 74% del total, aumentó 0.5% i.m. respecto del mes anterior. A su vez, disminuyó 3.4% i.a y 12.3% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 26% del total anual, aumentó 2% i.m en abril de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 53.8% respecto a igual mes de 2020 y 17.3% en los últimos doce meses.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 53.8% i.a. debido al aumento del 60% i.a en el Shale que compensó una disminución del 27.2% i.a en la producción de Tight oil.

La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 17.3% mientras que la de Tight se redujo 27.7% en el mismo periodo. **El Shale Oil es el único subtipo de petróleo que aumenta debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución anual.** En este sentido, en los últimos doce meses se observa una caída del 12.6% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 75% del total de la producción nacional.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
abr.-20	59.0	15.8	14.6	1.1	21.1%
mar.-21	56.6	23.8	23.0	0.8	29.6%
abr.-21	56.9	24.3	23.4	0.8	29.9%
12 meses ant.	65.0	17.5	16.2	1.3	21.2%
12 meses	57.0	20.5	19.5	0.9	26.4%
Var. % i.m	● 0.5%	● 2.0%	● 2.0%	● 2.1%	
Var. % i.a	● -3.4%	● 53.8%	● 60.0%	● -27.2%	
Var. % a.a	● -12.3%	● 17.3%	● 20.9%	● -27.7%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas natural

- La producción de gas natural disminuyó 0.6% i.m. en abril 2021 respecto al mes anterior y 2.5% i.a. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 10.2% inferior al año anterior. En abril de 2021 la producción fue menor que en abril de 2020, mes de pandemia más severo para la actividad.

En los últimos doce meses, la producción de gas natural disminuyó en todas las cuencas.

La cuenca Austral es la única que presenta un incremento inter anual, con un crecimiento del 2.8% i.a. En la cuenca Neuquina disminuyó 2.9% i.a y en Golfo San Jorge 10.6% i.a. Por otra parte, en las cuencas, Noroeste y Cuyana disminuyó 3.7% y 8.6% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en los últimos doce meses muestra una significativa declinación en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina disminuye 12.5% a.a. mientras que en la cuenca Austral es 3.7% a.a. menor. Estas dos cuencas concentran el 87% del total de gas producido en el país. Sumados a la cuenca Neuquina, en los últimos doce meses la producción de gas natural presentó una fuerte disminución en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste que disminuyen 12.1%, y 8.6% a.a. respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 8.6% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 26% del gas en Argentina, aumentó la producción en abril de 2021 respecto a marzo 0.6% i.m. mientras produce 11.1% menos de gas que en igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 23% a.a. inferior. En los últimos doce meses, YPF ha perdido 7.8 puntos porcentuales en la participación anual de la producción total, esto es equivalente a 9.3 MMm3/d.

La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 10.2% (13.6 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 23% (9.5 MMm3/d) explicando el 69% de la caída de la producción total de gas en el periodo.

Total Austral aporta el 27% de la producción total y aumentó 11.5% i.a. su producción respecto a abril de 2020 mientras que durante los últimos doce meses su producción acumulada fue 1% a.a. superior.

Pan American, que representa el 11% de la producción total, aumentó su producción 4.4% i.a respecto a abril de 2020. Por otra parte, disminuye su producción anual 6.6% a.a.

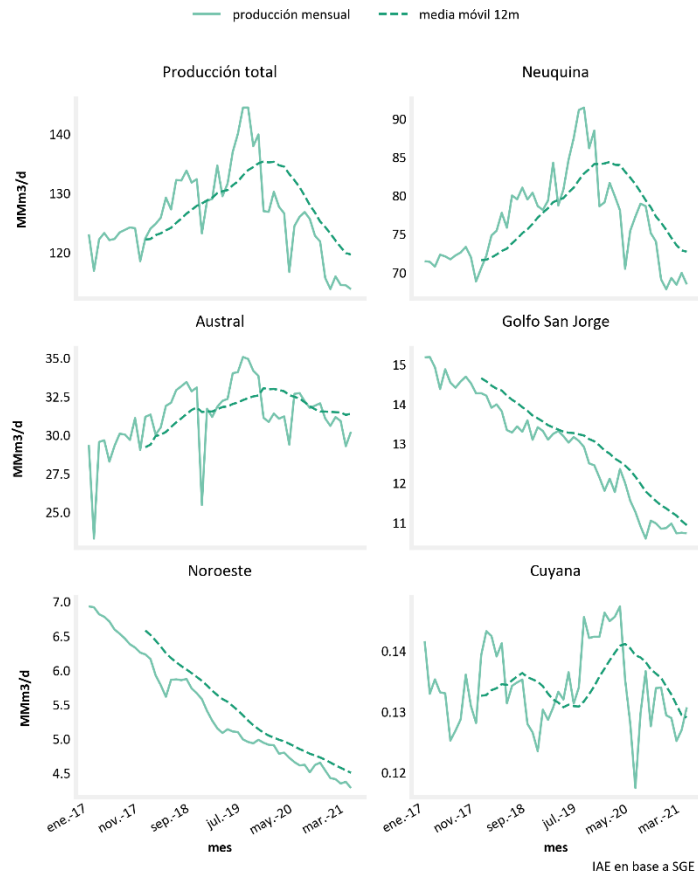
Tecpetrol con un peso 11% en el total, aumentó su producción 9.8% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 11.4% a.a inferior respecto a igual periodo anterior.

Estas cuatro empresas representan el 76% del total del gas producido y en conjunto redujeron 11.4% su

Producción de Gas Natural por cuenca - MMm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
abr.-20	29.4	12.0	70.5	4.7	0.1	116.7
mar.-21	29.3	10.7	70.0	4.4	0.1	114.5
abr.-21	30.2	10.7	68.5	4.3	0.1	113.8
12 meses ant.	32.6	12.4	83.1	4.9	0.1	133.2
12 meses	31.4	10.9	72.7	4.5	0.1	119.7
Var. % i.m	3.2%	-0.1%	-2.1%	-2.1%	2.9%	-0.6%
Var. % i.a	2.8%	-10.6%	-2.9%	-9.3%	-3.4%	-2.5%
Var. % a.a	-3.7%	-12.1%	-12.5%	-8.6%	-8.6%	-10.2%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de Gas Natural | 2016-Hoy | MMm3/d



Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d									
	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
abr.-20	5.2	28.2	12.2	5.8	6.0	11.0	33.7	13.7	116.7
mar.-21	4.8	30.6	12.7	6.2	5.1	13.1	29.8	12.1	114.5
abr.-21	4.8	31.4	13.3	6.0	4.8	12.1	30.0	11.8	113.8
12 meses ant.	-	32.6	13.8	6.0	4.9	15.2	40.7	12.8	133.2
12 meses	-	32.9	12.9	6.1	5.4	13.4	31.3	12.8	119.7
Var. % i.m	-1.7%	2.4%	4.4%	-2.5%	-5.5%	-7.6%	0.6%	-2.2%	-0.6%
Var. % i.a	-8.3%	11.5%	8.8%	2.9%	-19.0%	9.8%	-11.1%	-13.8%	-2.5%
Var. % a.a	-	1.0%	-6.6%	2.8%	10.9%	-11.4%	-23.0%	-0.6%	-10.2%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

producción acumulada en los últimos doce meses. Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras gas en Argentina se encuentra en un retroceso que, en la cuarentena, es liderado por YPF que explica el 80.2% de la caída en la producción de estas cuatro principales productoras.

Gas convencional y gas no convencional

- La producción de gas natural convencional, que representa el 57.7% del total, aumentó 1.1% i.m en abril de 2021 respecto al mes anterior mientras disminuyó 1.6% i.a respecto a abril de 2020 y 8.3% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.
- La producción de gas natural no convencional se redujo 2.8% i.m. en abril de 2021 respecto a marzo, mientras fue 3.7% i.a. inferior respecto de abril de 2020. Por otra parte, presenta una caída anual mayor a la del convencional ya que disminuye 12.7% en el acumulado de doce meses. La producción anual de Shale y Tight gas se reducen anualmente.

La producción de gas no convencional se redujo 3.7% i.a. debido una disminución del 4.4% y 2.8% i.a. en el Shale y en el Tight respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de shale gas, que representa el 24% de la producción total, disminuye 10.5% mientras que la de Tight disminuye 15.3% anual, representando el 18.4% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante doce meses representó el 42.3% del total y presentó una caída del 1.7% a.a. respecto a igual periodo anterior.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que el 76% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 10.1% anual.

El aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra a la producción gasífera sigue siendo determinante en el dinamismo gasífero del país.

Durante los últimos doce meses la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se redujo 10.4% aportando 10.8 MMm3/d sobre un total de 119.7 Mm3/d (9% del total).

Estos datos indican que Tecpetrol aportó 1.3 MMm3/d menos respecto del año anterior mientras que el total nacional se redujo 13.6 MMm3/d. De esta manera, Tecpetrol explicó el 9.3% de la caída en la producción de gas.

Dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir del yacimiento Fortín de Piedra, que representa el 21% del total del gas no convencional, se muestra como determinante al momento de evaluar las tasas de crecimiento.

La producción no convencional acumulada en doce meses cae 12.7% anual, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de

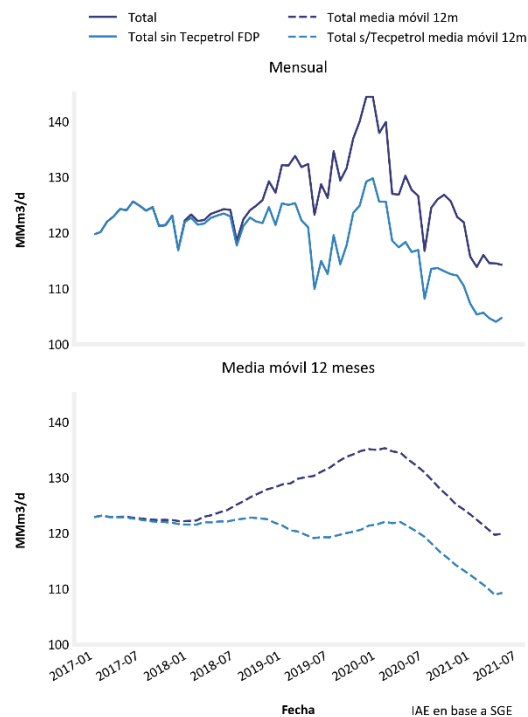
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
abr.-20	67.5	49.2	27.4	21.8	42.2%
mar.-21	65.7	48.8	27.7	21.0	42.6%
abr.-21	66.4	47.4	26.2	21.2	41.7%
12 meses ant.	75.3	58.0	32.0	25.9	43.5%
12 meses	69.0	50.6	28.7	22.0	42.3%
Var. % i.m	1.1%	-2.8%	-5.5%	0.8%	
Var. % i.a	-1.6%	-3.7%	-4.4%	-2.8%	
Var. % a.a	-8.3%	-12.7%	-10.5%	-15.3%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

	Tecpetrol FDP	Total	Total sin Tecpetrol	Total No Convencional	No Convencional sin Tecpetrol
abr.-20	8.6	116.7	108.1	49.2	40.6
mar.-21	10.5	114.5	104.0	48.8	38.3
abr.-21	9.4	113.8	104.4	47.4	38.0
12 meses ant.	12.0	133.2	121.2	58.0	45.9
12 meses	10.8	119.7	108.9	50.6	39.9
Var. % i.m	-10.0%	-0.6%	0.4%	-2.8%	-0.8%
Var. % i.a	9.7%	-2.5%	-3.5%	-3.7%	-6.5%
Var. % a.a	-10.4%	-10.2%	-10.1%	-12.7%	-13.2%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Gas Natural | El aporte de Tecpetrol en FDP | 2016-Hoy



Piedra (10.8 MMm3/d anuales), la producción no convencional cae 13.2% anual.

Cabe destacar que gran parte de esta producción ha sido beneficiaria de los subsidios otorgados por la Resolución 46/2017 del Ex MINEM que establece el programa de incentivos a la producción de gas natural no convencional.

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 2% i.m, 60.3% i.a. y 21% durante los últimos doce meses. Representa el 27.7% del total producido en el país en 2021.

El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que representa el 61% de la producción de la formación y, durante los últimos doce meses, aumentó su producción acumulada 10.3% a.a.

La producción de gas natural en Vaca Muerta se redujo 5.4% i.m., 4.3% i.a. y 10.5% a.a durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 23.4% del total del gas producido en el país en 2021. En este caso hay tres operadores de importancia: Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total Austral.

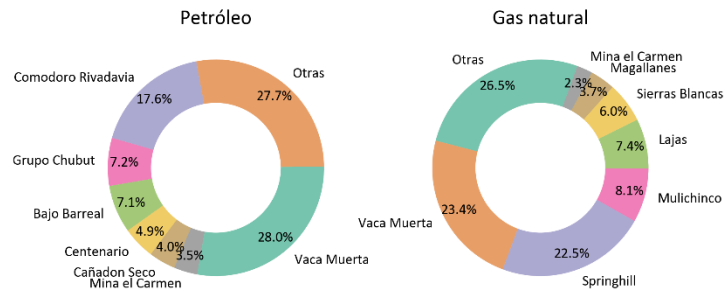
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol redujo su producción anual 11% mientras que la producción de YPF fue 32.5% a.a menor. Por otra parte, Total aumentó 1.4% a.a su producción en Vaca Muerta durante los últimos doce meses.

YPF y Tecpetrol explican la caída de la producción de Vaca Muerta en los últimos doce meses ya que, en ausencia de éstas, la producción en la formación aumentó 11.6% aportando 1.2 MMm3/d adicionales.

Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								Total petróleo Vaca Muerta
PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras		
abr.-20	1.6	0.5	1.5	0.1	0.0	10.0	0.8	14.7
mar.-21	1.1	0.7	1.7	0.5	3.0	14.6	1.4	23.0
abr.-21	1.2	0.6	2.0	0.3	3.7	14.7	1.0	23.5
12 meses ant.	1.2	0.4	1.2	0.6	0.8	10.8	1.2	16.2
12 meses	1.3	0.7	1.8	0.5	2.0	11.9	1.4	19.6
Var. % i.m	5.1%	-15.6%	17.6%	-35.7%	25.1%	0.7%	-30.3%	2.0%
Var. % i.a	-29.3%	17.7%	27.1%	184.2%	5126.5%	46.9%	26.3%	60.3%
Var. % a.a	10.1%	87.7%	50.5%	-16.6%	136.0%	10.3%	19.4%	21.0%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2021



IAE en base a SGE

Vaca Muerta : Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d								Total Gas Vaca Muerta
Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras		
abr.-20	1.4	1.7	2.8	8.7	4.1	7.8	0.8	27.4
mar.-21	1.0	1.9	2.3	10.5	4.4	6.4	1.3	27.8
abr.-21	0.6	2.5	2.0	9.4	4.0	6.5	1.3	26.3
12 meses ant.	1.3	1.7	1.5	12.1	4.8	9.8	0.8	32.0
12 meses	1.1	1.8	2.4	10.8	4.8	6.6	1.0	28.7
Var. % i.m	-41.2%	33.0%	-13.4%	-10.0%	-10.0%	1.7%	-2.7%	-5.4%
Var. % i.a	-58.0%	44.6%	-30.0%	7.9%	-2.2%	-16.9%	48.8%	-4.3%
Var. % a.a	-14.1%	6.9%	67.8%	-11.0%	1.4%	-32.5%	22.4%	-10.5%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Downstream

- En el mes de abril de 2021 **las ventas de naftas y gasoil disminuyeron 5.4% i.m. y aumentaron 68.6% i.a.**, en este último caso se mide contra el mes con el que se registró el consumo mínimo del periodo de pandemia. **Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 8.5% a.a** respecto a igual periodo anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un aumento del 167% i.a en las ventas de Gasoil y del 39% i.a. en las ventas de las naftas.

Desagregando las ventas de naftas, en abril de 2021 se observa un incremento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (144.8% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (268.8% i.a.) Por su parte, el aumento i.a. en las ventas de gasoil es explicada por un incremento del consumo de gasoil ultra y común del 103.4% y 26.2% i.a. respectivamente.

Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses disminuyeron 3.8% respecto a igual periodo anterior:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 6.6% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, disminuyeron 2.8%.

Las ventas acumuladas de **Naftas disminuyeron 15.7% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior** debido a la caída del 15% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 15.9% en la Nafta Súper.

Durante los últimos doce meses **YPF redujo las ventas acumuladas de gasoil y naftas un 5.6% y 19.2% respecto a iguales meses del año anterior.** Es decir, por encima del total consolidado.

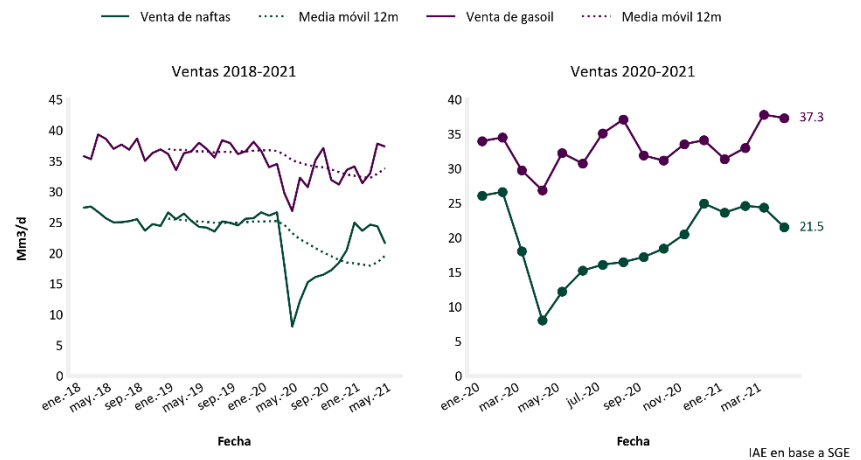
- El Gas entregado** en el mes de marzo de 2021 (últimos datos disponible) fue 96.4 MMm3/d. **Las entregas totales disminuyeron 9.7% i.a. La demanda acumulada una reducción del 8.6% (10.2 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior.

En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 17.6% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 6.8% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 5.7% i.m. mayor y 24.2% i.a. inferior. A su vez, presenta una reducción anual de 17% a.a. Las Centrales Eléctricas consumieron 3.1% más en marzo de 2021 respecto de febrero, mientras que bajaron su demanda 8.7% i.a a la vez que acumulan una reducción del 5.4% anual en el consumo.

	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
abr.-20	22.4	4.5	6.5	1.5	26.9	8.0	34.9
mar.-21	27.9	9.9	17.9	6.5	37.8	24.4	62.2
abr.-21	28.3	9.1	16.0	5.5	37.3	21.5	58.8
12 meses ant.	26.4	8.7	17.4	5.8	35.1	23.2	58.3
12 meses	25.7	8.1	14.7	4.9	33.8	19.6	53.4
Var. % i.m.	1.1%	-8.1%	-10.5%	-15.0%	-1.3%	-11.7%	-5.4%
Var. % i.a	26.2%	103.4%	144.8%	268.8%	39.0%	167.8%	68.6%
Var. % a.a	-2.8%	-6.6%	-15.9%	-15.0%	-3.8%	-15.7%	-8.5%

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d

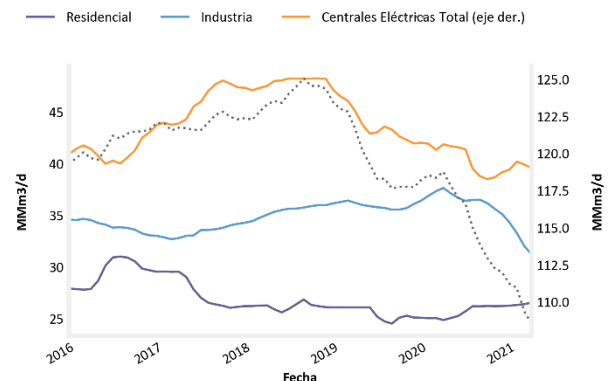


IAE en base a SGE

	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
mar.-20	10.8	2.4	0.4	40.8	46.0	1.7	4.6	106.7
feb.-21	10.9	2.3	0.3	29.3	40.7	1.2	6.4	91.1
mar.-21	12.6	2.5	0.4	31.0	42.0	1.3	6.5	96.4
12 meses ant.	24.9	3.9	1.2	37.7	41.9	2.6	6.7	118.8
12 meses	26.6	2.9	0.9	31.2	39.6	2.2	5.2	108.5
Var. % i.m	16.4%	11.0%	28.6%	5.7%	3.1%	6.9%	1.8%	5.8%
Var. % i.a	17.6%	6.9%	10.1%	-24.2%	-8.7%	-25.8%	40.7%	-9.7%
Var. % a.a	6.8%	-24.0%	-28.1%	-17.0%	-5.4%	-17.0%	-22.7%	-8.6%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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



IAE en base a ENARGAS

Precios: recuperación consolidada

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en abril de 2021 fue de USD/bbl 61.0 lo cual implica un precio 1.2% menor respecto al mes anterior mientras que es 146.6% superior al registrado en abril de 2020, mes donde colapsaron los precios a nivel mundial. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 61.7 teniendo una variación negativa del 1.5% respecto del mes anterior y un aumento del 263% respecto a abril de 2020.

En abril de 2021 comienza la comparación inter anual respecto a periodo en pandemia. 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 ha tenido una considerable recuperación y se presentan ya estables en niveles similares a los pre-pandemia.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 57.6 en abril de 2021 esto implica una baja del 6.7% respecto al mes anterior mientras fue 161.3% mayor al precio de abril de 2020. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 52.3 en el mes de abril de 2021: 3.4% mayor al mes anterior y 124.4% superior respecto al de igual mes del año anterior.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2.66 MMBtu (millón de Btu) en abril de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 1.5% respecto al mes anterior y 52.9% 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 2.41 USD/MMBtu en abril de 2021 lo cual implica un precio 1.3% mayor al mes anterior y 19.3% superior a igual mes del año 2020.

- El Precio de importación del GNL.** Según se [informa en el Diario Río Negro](#), las compras de GNL para abastecer el mercado de gas suman, en las primeras dos licitaciones, 47 cargamentos que totalizan USD 798 millones. Esto implica que se ha pagado un precio promedio de 7.25 USD/MMBtu para el año 2021.

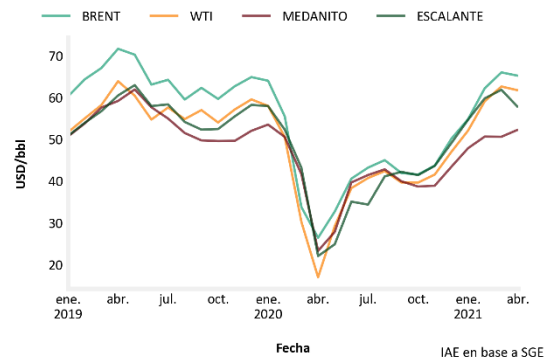
Los datos de comercio exterior indica que en abril el precio de GNL importado fue de USD/MMBtu 6.38, coincidente con la primera licitación de cargamentos durante el mes.

El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 5.31 USD/MMBTU para el mes de abril de 2021. Esto representa un precio 14.8% mayor al del mes anterior y 7.9% inferior al de igual mes del año

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
abr.-20	26.4	17.0	22.1	23.3
mar.-21	66.0	62.6	61.8	50.6
abr.-21	65.2	61.7	57.6	52.3
Var. % i.m	-1.2%	-1.5%	-6.7%	3.4%
Var. % i.a	146.6%	263.0%	161.3%	124.4%

Fuente: IAE en base a SGE

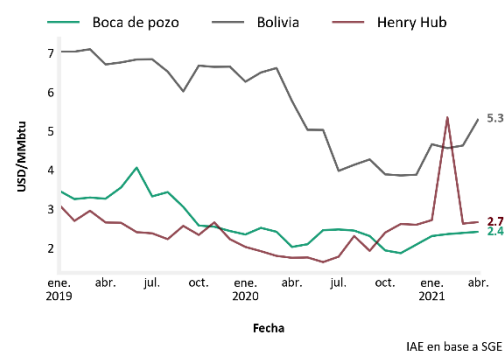
Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl



Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
abr.-20	2.02	5.77	0.00	1.74
mar.-21	2.38	4.63	0.00	2.62
abr.-21	2.41	5.31	6.38	2.66
Var. % i.m	1.3%	14.8%	-	1.5%
Var. % i.a	19.3%	-7.9%	-	52.9%

Fuente: IAE en base a SGE y EIA

Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMBtu



2020. Este precio es 120% superior al precio del gas local.

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó en marzo de 2021 respecto a febrero 9% i.m. y fue 14.2% i.a. mayor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 28.7% inferior.

A su vez, las ventas disminuyeron en marzo de 2021 respecto al mes anterior 1.1% i.m. y son 8.7% i.a. inferiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 30% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

- La **producción de Biodiesel** aumentó en marzo de 2021 respecto al mes anterior 16.6% i.m. aunque fue 38.2% i.a. inferior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 59.9% a.a. menor en el último año móvil.

En marzo de 2021 las ventas de biodiesel aumentaron respecto a febrero 31.9% i.m. Por otra parte, las ventas fueron 30.6% i.a. menores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 50.4% a.a.

Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a marzo de 2021 fueron 62.2% menores a igual periodo del año anterior.

- Por último, la **producción total de biocombustibles** medida en toneladas aumentó en marzo de 2021 12.1% i.m. y disminuyó 15.7% i.a. respecto a marzo de 2020. En el acumulado para el último año móvil es 45.7% inferior.

6. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de abril de 2021 se muestra deficitaria en USD 88 millones. En abril de 2021 las exportaciones se redujeron 26.4% i.a. mientras que las importaciones fueron 38.8% i.a. mayores.

En el primer cuatrimestre se observa un superávit acumulado de USD 136 millones con las exportaciones cayendo 10.8% y las importaciones incrementándose 2.4%.

- Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en abril de 2021 se exportó un 65.5% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de abril de 2020, mientras que los precios de exportación aumentaron 107.9% i.a. dando como resultado una reducción en el valor exportado del 26.4% i.a.

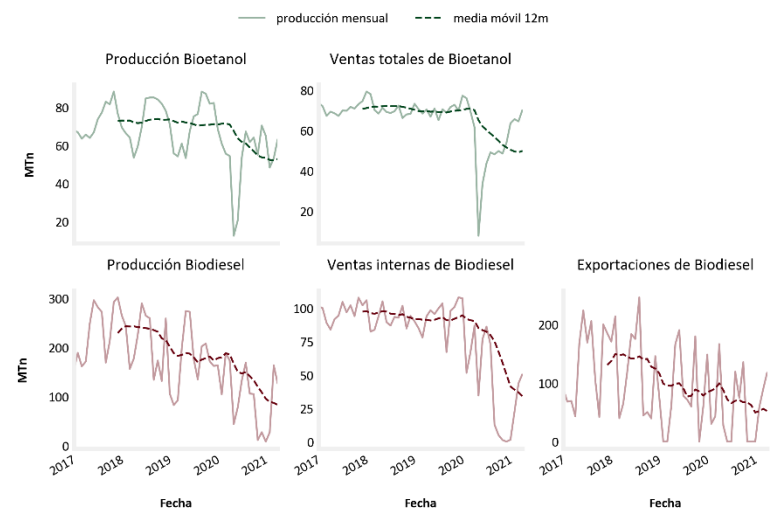
Cabe recordar que abril de 2021 se compara contra abril de 2020, momento en que los precios del petróleo tocaron valores mínimos a la vez que las restricciones por el ASPO tuvieron su efecto más notorio.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 28.8% en cantidades en abril

	Bioetanol Miles de Tn.		Biodiesel Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
mar.-20	61.7	38.1	82.1	171.6	87.0	143.8
feb.-21	64.6	35.2	43.5	90.3	43.9	108.2
mar.-21	70.5	34.8	50.8	119.1	51.0	121.2
12 meses ant.	842.0	455.7	1,007.4	1,273.1	1,085.4	1,849.3
12 meses	600.4	318.9	403.5	631.5	410.4	1,003.9
Var. % i.m.	9.0%	-1.1%	16.6%	31.9%	16.2%	12.1%
Var. % i.a.	14.2%	-8.7%	-38.2%	-30.6%	-41.4%	-15.7%
Var. % a.a.	-28.7%	-30.0%	-59.9%	-50.4%	-62.2%	-45.7%

Fuente: IAE en base a SGE

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



IAE en base a SGE

Balanza comercial energética en millones de USD

	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
abr.-20	63	269	206
abr.-21	-88	198	286
Acumulado 2020	301	1,307	1,006
Acumulado 2021	136	1,166	1,030
% i.a.	-	-26.4%	38.8%
% var. a.a.	-54.8%	-10.8%	2.4%

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 abril de 2020	Valor	-26.4%	38.8%
	Precio	107.9%	7.7%
	Cantidad	-65.5%	28.8%
Respecto al acumulado a abril de 2021	Valor	-10.8%	2.4%
	Precio	12.6%	-10.7%
	Cantidad	-20.7%	14.6%

Fuente: IAE en base a INDEC

de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa un aumento del 7.7%. Esto generó un aumento en el valor importado del 38.8% i.a.

En el cálculo acumulado a abril de se observa una reducción en las cantidades exportadas del 20.7% en el primer cuatrimestre de 2021, mientras las importaciones aumentaron 14.6%. En el primer cuatrimestre, los precios energéticos de exportación aumentaron 12.6% mientras que los de importación cayeron 10.7%. Esto implica que el valor exportado en energía cayó 10.8% y aumentó en el caso de las importaciones un 2.4% en el primer cuatrimestre de 2021.

- Según datos de comercio exterior, las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran mayores ventas al exterior de petróleo (13.1%) mientras se reducen las de Gas Natural (-76.4%). La exportación de Gas Natural durante los últimos doce meses fue de 441 MMm3, esto equivale a 1.2 MMm3/d y muestra una notable caída en los últimos seis meses respecto a iguales meses del año anterior.

En abril de 2021, las cantidades exportadas de petróleo fueron nulas.

En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 47.8% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, se importó un total de 154.5 Mm3 de Gasoil (concentrados entre septiembre de 2020 y enero de 2021), presentando un incremento importante debido a que las importaciones de igual periodo anterior fueron nulas.

Las importaciones totales de gas natural de Bolivia y Chile fueron 41.5% i.m mayores en abril de 2021 respecto a igual mes del año anterior mientras presenta un aumento del 11.1% en 12 meses.

En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 11.8% a.a superiores respecto a igual periodo anterior.

De esta manera, el balance exterior en material de Gas nos indica que durante los últimos doce meses se importaron 21 MMm3/d mientras la exportación registrada por comercio exterior ha sido de 1.2 MMm3/d anuales.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades				
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
abr.-20	39.3	206.7	433.6	51.3
mar.-21	14.9	24.5	265.3	67.6
abr.-21	40.7	5.6	0.0	46.1
12 meses ant.	545.9	1,870.8	2,939.1	634.6
12 meses	417.1	441.8	3,322.7	599.1
Var. % i.m	173.1%	-76.9%	-	-31.9%
Var. % i.a	3.5%	-97.3%	-	-10.3%
Var. % a.a	-23.6%	-76.4%	13.1%	-5.6%

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades				
	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
abr.-20	0.0	312.8	0.0	7.0
mar.-21	0.0	519.0	0.0	39.1
abr.-21	59.7	442.7	0.0	56.9
12 meses ant.	1,712.6	5,197.3	0.0	459.0
12 meses	1,915.4	5,775.1	154.5	239.5
Var. % i.m	-	-14.7%	-	45.8%
Var. % i.a	-	41.5%	-	711.7%
Var. % a.a	11.8%	11.1%	-	-47.8%

Fuente: IAE en base a SGE

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: Eólica, 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.

El informe de tendencias se publicará el primer viernes de cada mes.

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.