

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En marzo de 2021 la **producción de petróleo se redujo 4.4% i.a y 7.4% a.a.** Es importante destacar que **la medición inter anual de marzo de 2021 se compara con marzo de 2020 que tuvo 11 días de cuarentena estricta.**

La producción de petróleo convencional en el mes de marzo de 2021 cayó 10.6% i.a y se redujo 13% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (24% del total) se incrementó 14.7% i.a y 14.1% a.a.

En marzo de 2021 la **producción de Gas disminuyó 9.6% i.a y 10.8% a.a.**

En marzo, la producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 8.6% i.a y 9.2% a.a.

Por quinto mes consecutivo, la producción no convencional disminuyó más que la convencional: se redujo 10.9% i.a. Por otra parte, anualmente cae 13% 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 10.4% i.a. y 13.2% a.a en su producción.

La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 10.8% (14.6 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo **la producción acumulada de YPF se redujo 23.1% (9.5 MMm3/d) explicando el 65% de la caída** de la producción total de gas en el periodo y el 87% de la reducción de las tres principales productoras.

YPF y Tecpetrol representan el 60% de la producción de gas de Vaca Muerta, y explican la caída de la producción de esta formación en los últimos doce meses ya que, en ausencia de éstas empresas, la producción en la formación aumentó 15.3% aportando 1.5 MMm3/d adicionales.

Demanda

En marzo de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 7.9% i.m y 30.1% i.a. Este último dato se compara contra marzo de 2020, mes con 11 días de cuarentena estricta. Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 15.3% a.a respecto a igual periodo anterior.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil son 8.7% inferiores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta son 24.9% menores. **YPF redujo sus ventas por encima del promedio.**

La demanda total de gas natural se redujo 16.9% i.a. en febrero. La demanda acumula una reducción del 7.6% (9 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.

La **demanda total de Energía Eléctrica** se redujo 1% en marzo de 2021 respecto al mes anterior y 3.7% respecto a marzo de 2020. El consumo eléctrico anual presenta una reducción acumulada del 2.8% a.a.

Se sigue observando que cae toda demanda i.a correlacionada con la actividad comercial pero no así la demanda Residencial, debido mayormente a un uso más intensivo en los hogares y, en menor medida, a factores climáticos. El consumo industrial muestra niveles mensuales superiores a los del año anterior por tercer mes consecutivo.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a marzo de 2021 fueron \$ 105.1 mil millones, esto es USD 1,187 millones, y aumentaron 228% respecto a igual periodo de 2020. Cammesa lideró las transferencias recibidas con \$ 71 mil millones y un aumento de 184% ocupando el 67% 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	mar.-21	371.0	390.2	377.6	● -4.9%	● -1.8%	● 0.7%
Producción de petróleo	Mm3/d	mar.-21	80.4	79.8	84.1	● 0.9%	● -4.4%	● -7.4%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	mar.-21	56.6	57.0	63.4	● -0.7%	● -10.6%	● -13.0%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	mar.-21	23.8	22.7	20.7	● 4.7%	● 14.7%	● 14.1%
Producción de gas natural	MMm3/d	mar.-21	114.5	114.5	126.6	● 0.0%	● -9.6%	● -10.8%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	mar.-21	65.7	66.8	71.9	● -1.7%	● -8.6%	● -9.2%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	mar.-21	48.8	47.7	54.7	● 2.3%	● -10.9%	● -13.0%
Producción de Bioetanol	MTn.	feb.-21	64.6	65.7	69.5	● -1.7%	● -7.0%	● -30.5%
Producción de Biodiesel	MTn.	feb.-21	43.5	22.3	62.7	● 95.4%	● -30.5%	● -57.3%
Demanda Eléctrica	GWh/d	mar.-21	356.7	360.2	359.5	● -1.0%	● -0.8%	● -2.8%
Venta de combustibles	Mm3/d	mar.-21	62.1	57.6	47.8	● 7.9%	● 30.1%	● -15.3%
Naftas	Mm3/d	mar.-21	24.4	24.6	18.0	● -1.1%	● 35.1%	● -24.9%
Gasoil	Mm3/d	mar.-21	37.8	33.0	29.7	● 14.5%	● 27.0%	● -8.7%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	feb.-21	91.2	104.0	109.7	● -12.3%	● -16.9%	● -7.6%

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

1. [Biocombustibles: Comunicado del IAE Mosconi ante el Proyecto de Ley.](#)
2. [Biocombustibles: ex secretarios de Energía piden prorrogar el actual régimen en la previa del debate en comisión.](#) A través de un comunicado, un grupo de exfuncionarios repasaron el crecimiento del sector en la última década, enumeraron las ventajas ambientales y económicas que trae aparejado y, de paso, difundieron una serie de propuestas que debería incluir una nueva ley. *El Cronista*.
3. [Biocombustibles: la trama secreta del proyecto que rechaza la agroindustria.](#) Es de un diputado del oficialismo que reduce a la mitad el corte de biodiesel. ¿A quiénes beneficia? El régimen actual vence el próximo 15. *Clarín*.
4. [Comenzó con críticas empresariales el análisis del proyecto de ley de biocombustibles.](#) Las principales cámaras del sector cuestionaron la iniciativa que propone reducir del 10% al 5% el corte obligatorio del gasoil con biodiésel, y volvieron a pedir la prorroga de la normativa que vence el 12 de mayo próximo. *Télam*.
5. [7 preguntas sobre el conflicto en Neuquén y el futuro de Vaca Muerta, la "joya" energética argentina.](#) Los cortes de ruta paralizaron la principal reserva de petróleo y gas "no convencionales" del país, provocarán faltantes de gas y afectarán la producción futura. Por ahora no hay vías de solución. *Infobae*.
6. [Vaca Muerta: el tenso trasfondo político y sindical que jaquea a la producción petrolera.](#) Hay más de 30 cortes de rutas sostenidos por "autoconvocados" ante el silencio del Gobierno provincial y de la Casa Rosada. *La Nación*.
7. [Cortes en Vaca Muerta: las pérdidas podrían llegar al 12% de la producción de gas de la cuenca neuquina.](#) Según los datos de la industria, se acumularon pérdidas por alrededor de 3,5 millones de metros cúbicos de gas y unos de 10.000 barriles diarios menos de petróleo. Si bien el conflicto se acerca a una solución, hasta anoche los dos principales accesos a Añelo seguían bloqueados. *Infobae*.
8. Entrevista a Jorge Lapeña en *Perfil*. [Prevén que habrá un importante déficit de gas durante el invierno.](#)
9. [El affaire Guzmán-Basualdo y el riesgo de una "segunda ola" de subsidios.](#) La disputa entre el ministro y su subsecretario no sería por los actuales aumentos de tarifas, sino por la necesidad de implementar nuevos aumentos, que deberían concentrarse en el precio de la energía. Alejandro Einstoss para *Clarín*.
10. [El barco de la energía no tiene rumbo y todo conduce a mayores subsidios.](#) Alejandro Einstoss para *El Economista*.
11. [Alejandro Einstoss: Donde focalizar los subsidios.](#) *Nuevos Papeles*.
12. [Si se mantiene el ritmo actual hasta 2023, el gasto en subsidios a las tarifas alcanzará a más de la mitad de la deuda con el FMI.](#) *Infobae*.
13. [Postergan la suba del gas hasta mediados de mayo.](#) El gobierno había anticipado que los nuevos cuadros de transición regirían desde este sábado pero no notificaron aún a las empresas. Las subas serían de entre un 7 y un 4% ya que no se avalaría una modificación en el precio del gas en boca de pozo. *Diario Río Negro*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de febrero de 2021 una variación negativa del 1% respecto al mes anterior mientras que la actividad disminuyó 2.6% 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 febrero de 2021 una variación negativa del 1.6% respecto al mes anterior mientras que fue 1.6% i.a. mayor. En el acumulado al primer bimestre crece 2.9% respecto a igual periodo del año anterior. Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** disminuyó 10.4% i.a. y 9.1% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas disminuyó 1.4% i.a y 5.2% acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 1.5% i.a y 3.8% acumulado en el año 2021.

- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 3.9% en marzo de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 52% respecto de igual mes de 2020 y acumula un incremento del 16.3% en el primer trimestre de 2021.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de 2.5% i.m en marzo de 2021, mientras que fue 43.6% superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un aumento del 27.6% en el primer trimestre de 2021.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 5.3% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 40.8% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 22.8% en el primer trimestre de 2021.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 11.6% i.m. en marzo de 2021 con un aumento del 25.5% respecto de igual mes del año anterior. Durante el primer trimestre aumentó 24.5% acumulado respecto a igual periodo anterior.

	Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE Feb-21	● -1.0%	● -2.6%	● -2.4%
IPI-M Feb-21	● -1.6%	● 1.6%	● 2.9%
Refinación del petróleo	-	● -10.4%	● -9.1%
Naftas	-	● -1.4%	● -5.2%
Gasoil	-	● 1.5%	● 3.8%
IPIM Mar-21	● 3.9%	● 52.0%	● 16.3%
IPIM- Petróleo crudo y gas	● 2.5%	● 43.6%	● 27.6%
IPIM- Refinados de petróleo	● 5.3%	● 40.8%	● 22.8%
IPIM-Energía eléctrica	● 11.6%	● 25.5%	● 24.5%

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 trimestre de 2021 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 228.1% en el acumulado al primer trimestre de 2021 respecto al año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 73,101 millones en acumulados.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del primer trimestre, los subsidios energéticos sumaron **USD 1,187 millones en el primer trimestre de 2021.**

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a marzo de 2021 fueron para CAMMESA (\$71,100 millones o USD 802 millones) que se incrementó 184.9% i.a y ocupó el 67% de las transferencias realizadas, para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$16,495 millones) con una disminución del 14.2% y para IEASA (\$12,755 millones) con un aumento del 264%.

Esta dinámica en el comportamiento de los subsidios a partir del abril responde a las crecientes necesidades financieras derivadas de una creciente brecha entre costos y precios de la energía.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a marzo de 2021 para gastos de capital fueron \$ 4,576 millones incrementándose en 20.5% respecto a igual periodo de 2020. Esto implica un monto mayor en \$ 3,798 millones respecto a igual periodo de 2020 Las transferencias a IEASA explican la dinámica y se incrementaron 48.9%.

	Acumulado marzo 2021	Acumulado a marzo 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	105,150	32,049	73,101	▲ 228.1%
CAMMESA	71,100	24,960	46,140	● 184.9%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	0	0	0	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	1,897	1,212	686	● 56.6%
YCRT	1,587	1,850	-263	● -14.2%
EBY	0	0	0	-
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	16,495	0	16,495	-
IEASA	12,755	3,500	9,255	● 264.4%
Compensación distribuidoras de Gas	647	0	647	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	670	667	2	● 0.3%

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado marzo 2021	Acumulado a marzo 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	4,576	3,798	778	● 20.5%
IEASA	4,420	2,968	1,452	● 48.9%
Nucleoeléctrica S.A.	-	-	-	-
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	-	-
Otros beneficiarios	156	830	-674	● -81.2%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de marzo de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 1% menor al mes anterior y 0.8% inferior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 2.8% a.a menor respecto a igual periodo anterior.

En el mes de marzo de 2021 la demanda industrial/Comercial aumentó 0.5% i.m. y 11.8% i.a. Esta categoría redujo su consumo 9.7% anual.

Por otra parte, la demanda comercial se redujo en marzo de 2021 respecto de febrero 3.4% i.m., mientras que disminuyó 6% i.a y 7.4% anual.

El consumo Residencial se redujo 0.3% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales afectados por los efectos de la pandemia. Por otra parte, la demanda fue 4.5% menor a la de marzo de 2020 y creció 4.5% anual.

De esto se desprende que en marzo volvió a recuperarse la demanda industrial respecto al año anterior y, por cuarto mes consecutivo, alcanzó niveles aproximadamente similares a iguales meses del periodo anterior. En la categoría comercial el efecto de la pandemia redujo significativamente el consumo de energía eléctrica respecto del año anterior. Los efectos no han tenido el mismo comportamiento en la categoría residencial que muestra un dinamismo opuesto. Por otra parte, el consumo Industrial presenta un nivel mensual algo superior al de marzo de 2020.

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 4.9% i.m en marzo de 2021 y 1.8% respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta se presenta prácticamente estancada con un aumento de solo 0.1% superior a igual periodo anterior.

- La generación neta local disminuyó 4.9% i.m. en marzo de 2021 y 1.8% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 0.7% anual.

El leve excedente de generación local tiene explicación por un aumento en las cantidades exportadas, principalmente a Brasil por 2.3 GWh/d.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación renovable que aumentó 44.2% i.a.

En los últimos doce meses la generación Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 54.4% y 2.5% respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica disminuyó 17.6% y la Nuclear se mantiene invariante.

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
mar.-20	105.3	91.8	162.4	359.5
feb.-21	102.4	102.1	155.7	360.2
mar.-21	99.0	102.6	155.1	356.7
12 meses ant.	102.0	98.6	155.6	356.2
12 meses	94.5	89.1	162.7	346.2
Var. % i.m	-3.4%	0.5%	-0.3%	-1.0%
Var. % i.a	-6.0%	11.8%	-4.5%	-0.8%
Var. % a.a	-7.4%	-9.7%	4.5%	-2.8%

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							Generación neta local	Total oferta neta
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación			
mar.-20	71.1	29.9	29.4	247.2	0.8		377.6	378.5
feb.-21	90.7	18.9	42.1	238.6	0.9		390.2	391.2
mar.-21	64.2	22.9	42.4	241.4	0.9		371.0	371.9
12 meses ant.	93.2	25.7	24.7	221.3	5.6		364.9	370.6
12 meses	76.8	25.7	38.1	226.9	3.3		367.6	370.8
Var. % i.m	-29.2%	21.5%	0.8%	1.2%	-6.0%		-4.9%	-4.9%
Var. % i.a	-9.6%	-23.4%	44.2%	-2.4%	3.1%		-1.8%	-1.8%
Var. % a.a	-17.6%	0.0%	54.4%	2.5%	-42.3%		0.7%	0.1%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

- La generación a través de **energías renovables definidas en la Ley 27.191** aumentó 0.8% i.m y 44.2% i.a. en marzo de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 54.4% respecto a igual periodo anterior.

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 14.3%, 71.5%, 68.7% y 66.4% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 11% 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 74% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 11.1% 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 9.4% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 21.8% de la generación neta local.

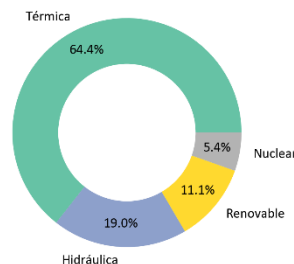
- Precios y costos de la energía:** los datos indican que en marzo de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo un incremento del 1.7% i.m y del 41.7% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) se redujo 0.7% i.m. en marzo de 2021 y se presenta similar a igual mes del año anterior con una variación positiva de solo 0.3% i.a. Desde el mes de febrero de 2019 este precio se encuentra en niveles aproximadamente similares. La variación en los costos se encuentra por debajo 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 crecen por debajo de la inflación mayorista, pero también que en marzo de 2021, debido a un incremento en los costos de generación, volvió a caer 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 41% de los costos de generación en marzo de 2021.** En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 57% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos.

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/d						
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
mar.-20	0.8	0.5	21.4	3.6	3.2	29.4
feb.-21	0.8	1.6	29.4	4.2	6.1	42.1
mar.-21	0.8	1.5	30.6	4.3	5.2	42.4
12 meses ant.	0.7	0.8	16.6	3.9	2.6	24.7
12 meses	0.9	1.4	28.0	3.4	4.3	38.1
Var. % i.m	0.9%	-7.9%	4.2%	3.0%	-14.5%	0.8%
Var. % i.a	8.0%	205.2%	42.9%	20.3%	63.4%	44.2%
Var. % a.a	14.3%	71.5%	68.7%	-11.0%	66.4%	54.4%

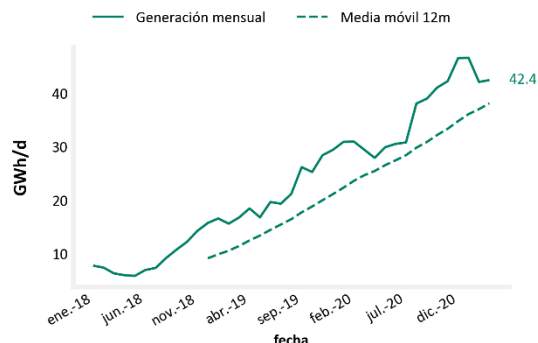
Fuente: IAE en base a CAMMESA

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
mar.-20	3,786.1	2,169.0
feb.-21	5,274.2	2,191.9
mar.-21	5,364.4	2,175.9
12 meses ant.	3,564.9	2,148.9
12 meses	4,413.1	2,154.8
Var. % i.m	1.7%	-0.7%
Var. % i.a	41.7%	0.3%
Var. % a.a	23.8%	0.3%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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 que, con un repunte de los costos, se espera aún el impacto del aumento en razón del precio del gas determinado en el Plan Gas 4. 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.

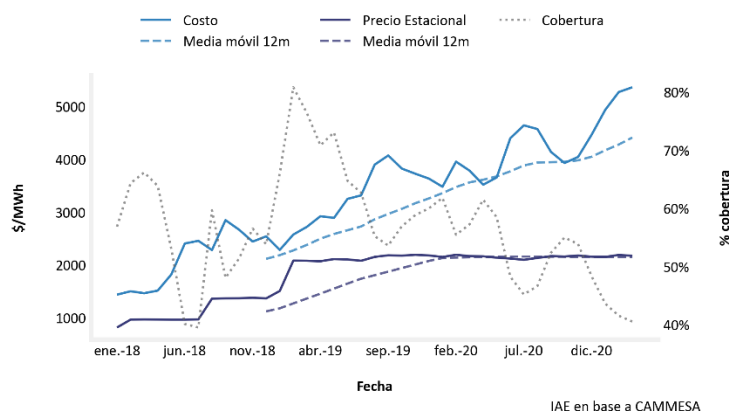
Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 49% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **La potencia instalada** en marzo de 2021 fue de 42,286 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 22,247 MW.

- **En marzo de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra un aumento del gas natural del 8.9% i.m y una reducción del 11.9% i.a. El consumo de gasoil aumentó 31.1% i.m y fue 171% i.a. superior.

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural se redujo 7.7% durante el periodo, equivalente a 3.7 MMm3/d, mientras que se consumió 122% más de Gas Oil.**

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



IAE en base a CAMMESA

Potencia instalada marzo 2021

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
42,286	22,247 02/03/2021	26,450 25/01/2021

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Consumo de combustibles en generación eléctrica

	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
mar.-20	57.5	3.7	1682.9	17.3
feb.-21	9.2	21.2	1361.3	35.9
mar.-21	57.4	47.1	1482.5	47.0
12 meses ant.	309.7	191.8	17,306.6	420.4
12 meses	500.7	699.6	15,969.9	935.4
Var. % i.m	522.7%	122.4%	8.9%	31.1%
Var. % i.a	-0.1%	1166.5%	-11.9%	171.0%
Var. % a.a	61.6%	264.8%	-7.7%	122.5%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En marzo de 2021, la producción de petróleo aumentó 0.9% respecto del mes anterior y disminuyó 4.4% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 7% inferior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de marzo de 2021 la producción total muestra una reducción de 4.4% respecto al mismo mes de 2020 explicada por los efectos de la pandemia en la actividad y la demanda local en niveles aún inferiores a los observados en la pre-pandemia. Esto se refleja en una caída inter anual en las cuencas con excepción de la neuquina.

La cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, aumentó su producción 2.9% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 1.3% i.a mayor respecto a marzo de 2020. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), se redujo 1.5% i.m. respecto de febrero de 2020 y se disminuyó 9% i.a, mientras que las cuencas Austral y Cuyana que aportan poco al total, redujeron su producción 4.4% y 16.5% i.a. respectivamente. La Cuenca Noroeste redujo su producción un 25.9% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 7% 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 4% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San, con el 43% del total, se presenta con una disminución del 7.9% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una reducción del 2.5% en el acumulado en doce meses, la Cuenca Cuyana disminuye 14.3% anual y la cuenca Austral 25.1%.

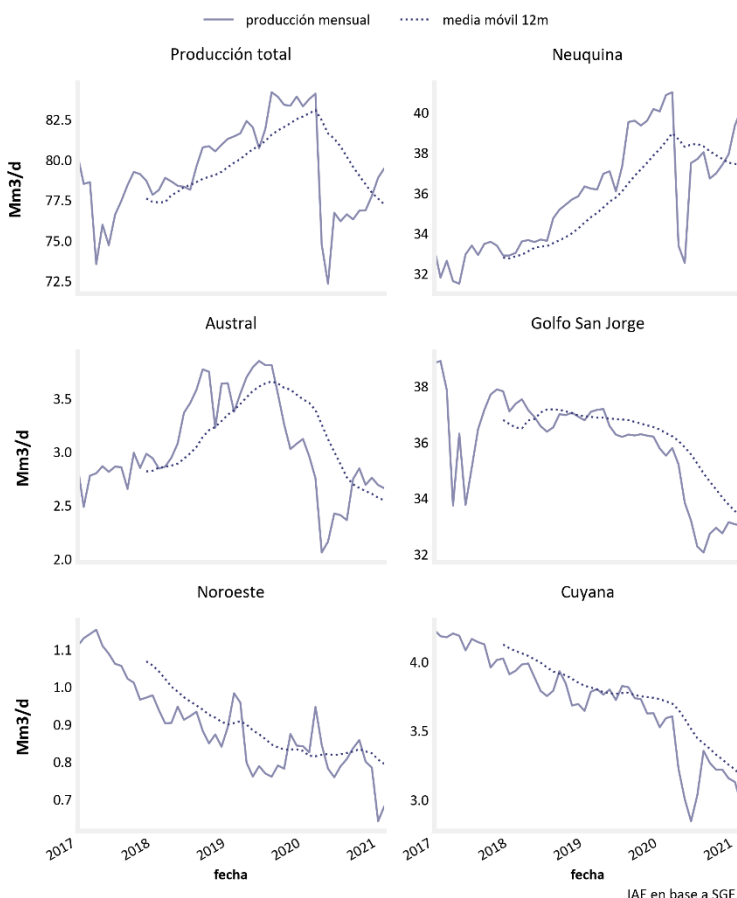
Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) aumentó su producción 2.8% en marzo respecto a febrero de 2021 mientras que fue 2.5% inferior respecto de igual mes del año anterior y 7.7% menor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Pan American Energy, con una participación del 21% en el total, disminuyó su producción 1.4% respecto del mes anterior y 9.7% i.a. La producción anual de PAE disminuye 3.8% a.a.

Pluspetrol, SINOPEC Y Tecpetrol reducen su producción 5.5%, 26.5% y 12.9% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas redujeron la producción acumulada en doce meses en 9.1%, 23% y 16.8% a.a respectivamente. Por otra parte, Vista aumentó su producción 15% i.m., 68.4% i.a y 11.5% anualmente. El conjunto de las empresas restantes reduce su producción anual 8.4% a.a.

	Austral	GSI	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
mar.-20	2.8	35.8	41.0	0.9	3.6	84.1
feb.-21	2.7	33.0	40.3	0.7	3.0	79.8
mar.-21	2.6	32.6	41.5	0.7	3.0	80.4
12 meses ant.	3.4	36.2	39.0	0.8	3.7	83.1
12 meses	2.5	33.3	37.4	0.8	3.2	77.3
Var. % i.m	-2.6%	-1.5%	2.9%	2.8%	1.2%	0.9%
Var. % i.a	-4.4%	-9.0%	1.3%	-25.9%	-16.5%	-4.4%
Var. % a.a	-25.1%	-7.9%	-4.0%	-2.5%	-14.3%	-7.0%

Producción de petróleo | 2016-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SGE

	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
mar.-20	17.3	4.6	2.9	2.5	2.7	39.6	14.4	84.1
feb.-21	15.9	4.3	2.3	2.2	3.9	37.6	13.5	79.8
mar.-21	15.6	4.4	2.1	2.2	4.5	38.6	12.9	80.4
12 meses ant.	16.9	4.4	3.0	2.6	2.9	38.9	14.3	83.1
12 meses	16.2	4.0	2.3	2.2	3.3	35.9	13.1	77.3
Var. % i.m	-1.4%	1.0%	-9.0%	1.0%	15.0%	2.8%	-4.3%	0.9%
Var. % i.a	-9.7%	-5.6%	-26.5%	-12.9%	68.4%	-2.5%	-10.3%	-4.4%
Var. % a.a	-3.8%	-9.1%	-23.0%	-16.8%	11.5%	-7.7%	-8.4%	-7.0%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 74% del total, disminuyó 0.7% i.m. respecto del mes anterior. A su vez, disminuyó 10.6% i.a y 13% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 26% del total anual, aumentó 4.7% i.m en marzo de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 14.7% respecto a igual mes de 2020 y 14.1% en los últimos doce meses.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 14.7% i.a. debido al aumento del 17.2% i.a en el Shale que compensó una disminución del 29.2% 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 26.3% 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 13.3% 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
mar.-20	63.4	20.7	19.6	1.1	24.7%
feb.-21	57.0	22.7	21.9	0.8	28.5%
mar.-21	56.6	23.8	23.0	0.8	29.6%
12 meses ant.	65.8	17.3	16.0	1.3	20.9%
12 meses	57.2	19.8	18.8	1.0	25.7%
Var. % i.m	● -0.7%	● 4.7%	● 5.0%	● -1.7%	
Var. % i.a	● -10.6%	● 14.7%	● 17.2%	● -29.2%	
Var. % a.a	● -13.0%	● 14.1%	● 17.3%	● -26.3%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Gas natural

- La producción de gas natural se mantuvo invariante en marzo de 2021 respecto al mes anterior y disminuyó 9.6% i.a. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 10.8% inferior al año anterior.

La producción de gas natural disminuyó en todas las cuencas tanto en términos interanuales como en el acumulado de 12 meses.

En la cuenca Neuquina disminuyó 10.4% i.a y en Golfo San Jorge 13% i.a. Por otra parte, en las cuencas Austral, Noroeste y Cuyana disminuyó 6.2%, 8.5% y 8.1% 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 13.2% a.a. mientras que en la cuenca Austral es 4.7% 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 11.9%, y 8.5% a.a respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 8.1% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 27% del gas en Argentina, aumentó la producción en marzo de 2021 respecto a febrero 2.4% i.m. mientras produce 19.3% menos de gas que en igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 23.1% a.a. inferior. En los últimos doce meses, YPF ha perdido 7.9 puntos porcentuales en la participación anual de la producción total, esto es equivalente a 9.5 MMm3/d.

La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 10.8% (14.6 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 26.4% (9.5 MMm3/d) explicando el 65% de la caída de la producción total de gas en el periodo.

Total Austral disminuyó 3.6% i.a. su producción respecto a marzo de 2020 mientras que durante los últimos doce meses su producción acumulada fue 0.9% a.a. inferior.

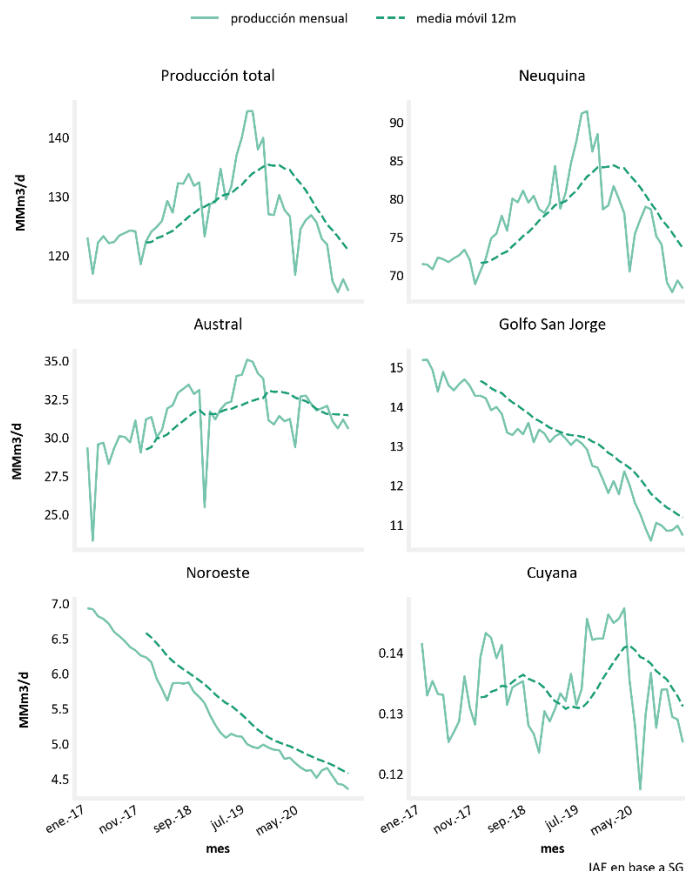
Pan American, que representa el 11% de la producción total, aumentó su producción 1.3% i.a respecto a marzo de 2020. Por otra parte, disminuye su producción anual 7.6% a.a.

Estas tres empresas representan el 64% del total del gas producido y en conjunto redujeron 12.3% su 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 88% de la caída en la producción de las tres grandes empresas.**

	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
mar.-20	31.2	12.4	78.1	4.8	0.1	126.6
feb.-21	30.9	10.7	68.4	4.4	0.1	114.5
mar.-21	29.3	10.7	70.0	4.4	0.1	114.5
12 meses ant.	32.8	12.5	84.0	5.0	0.1	134.5
12 meses	31.3	11.0	72.9	4.5	0.1	119.9
Var. % i.m	-5.3%	0.1%	2.3%	0.6%	1.4%	0.0%
Var. % i.a	-6.2%	-13.0%	-10.4%	-8.9%	-13.8%	-9.6%
Var. % a.a	-4.7%	-11.9%	-13.2%	-8.5%	-8.1%	-10.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

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



	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
mar.-20	5.4	31.8	12.6	5.9	6.1	12.8	36.9	14.2	126.6
feb.-21	4.8	32.0	12.2	6.2	5.2	12.6	29.1	12.4	114.5
mar.-21	4.8	30.6	12.7	6.2	5.1	13.1	29.8	12.1	114.5
12 meses ant.	-	32.9	13.9	5.9	4.7	15.7	41.1	13.0	134.5
12 meses	-	32.7	12.9	6.1	5.5	13.4	31.6	12.9	119.9
Var. % i.m	0.0%	-4.3%	4.2%	-0.4%	-1.4%	4.1%	2.4%	-2.3%	0.0%
Var. % i.a	-11.0%	-3.6%	1.3%	4.0%	-16.6%	2.7%	-19.3%	-14.6%	-9.6%
Var. % a.a	-	-0.9%	-7.6%	3.4%	16.8%	-14.7%	-23.1%	-0.7%	-10.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Por otra parte, **Tecpetrol** con un peso 11% en el total, **aumentó su producción 2.7% i.a.** A su vez, **la producción acumulada en doce meses fue 14.7% a.a inferior respecto a igual periodo anterior.**

Gas convencional y gas no convencional

- La **producción de gas natural convencional**, que representa el 57% del total, **se redujo 1.7% i.m en marzo de 2021 respecto al mes anterior mientras disminuyó 8.6% i.a respecto a marzo de 2020 y 9.2% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.**
- La **producción de gas natural no convencional** **aumentó 2.3% i.m. en marzo de 2021 respecto a enero, mientras que se redujo 10.9% respecto a marzo de 2020.** Por otra parte, presenta una caída anual mayor a la del convencional ya que **disminuye 13% 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 10.9% i.a. debido una disminución del 10.3% y 11.7% i.a. en el Shale y en el Tight respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de shale gas, que representa el 24.1% de la producción total, disminuye 10.6% mientras que la de Tight disminuye 15.9% 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 13% 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 10.9% 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 14.1% aportando 10.7 MMm3/d sobre un total de 119.9 Mm3/d (8.9% del total).

Estos datos indican que Tecpetrol aportó 1.8 MMm3/d menos respecto del año anterior mientras que el total nacional se redujo 14.6 MMm3/d. De esta manera, Tecpetrol explicó el 12% 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 13% anual, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (10.7 MMm3/d anuales), la producción no convencional cae 12.6% anual.

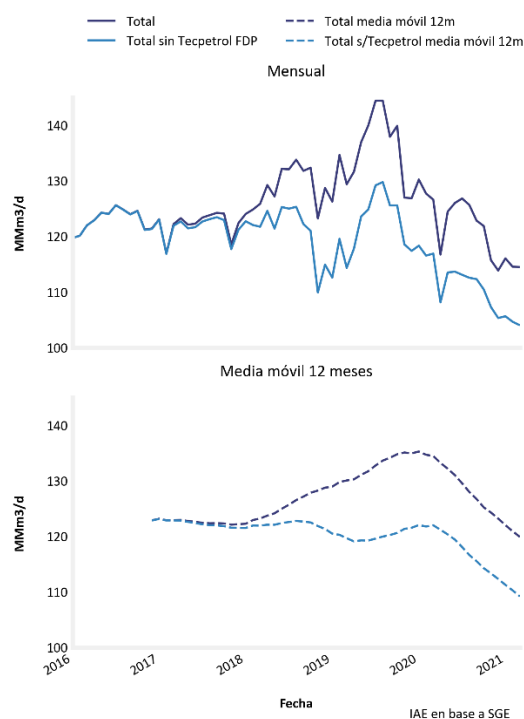
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
mar.-20	71.9	54.7	30.9	23.8	43.2%
feb.-21	66.8	47.7	26.5	21.1	41.6%
mar.-21	65.7	48.8	27.7	21.0	42.6%
12 meses ant.	76.1	58.3	32.1	26.2	43.4%
12 meses	69.1	50.8	28.8	22.0	42.3%
Var. % i.m	-1.7%	2.3%	4.4%	-0.5%	
Var. % i.a	-8.6%	-10.9%	-10.3%	-11.7%	
Var. % a.a	-9.2%	-13.0%	-10.6%	-15.9%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

	Tecpetrol FDP	Total	Total sin Tecpetrol	Total No Convencional	No Convencional sin Tecpetrol
mar.-20	9.7	126.6	116.9	54.7	45.0
feb.-21	9.9	114.5	104.6	47.7	37.8
mar.-21	10.5	114.5	104.0	48.8	38.3
12 meses ant.	12.5	134.5	122.0	58.3	45.9
12 meses	10.7	119.9	109.2	50.8	40.1
Var. % i.m	5.8%	0.0%	-0.6%	2.3%	1.3%
Var. % i.a	7.8%	-9.6%	-11.0%	-10.9%	-14.9%
Var. % a.a	-14.1%	-10.8%	-10.5%	-13.0%	-12.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

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



La producción de Tecpetrol a partir del yacimiento no convencional Fortín de Piedra continúa presentándose como determinante para analizar el desempeño de la producción de gas natural ya que afecta las tasas de crecimiento de la producción.

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 5% i.m, 17.4% i.a. y 17.4% 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 7.2% a.a.

La producción de gas natural en Vaca Muerta aumentó 4.5% i.m. aunque se redujo 10.3% i.a. y 10.5% a.a durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 23.5% 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.

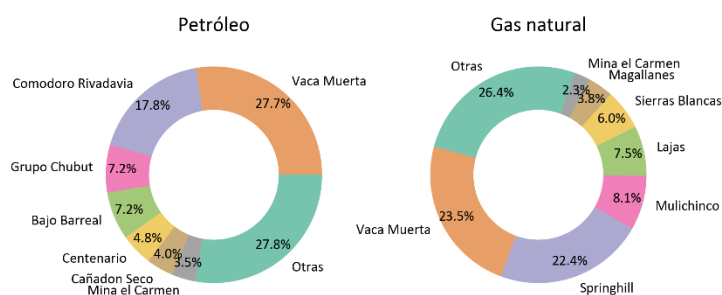
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol redujo su producción anual 14.5% mientras que la producción de YPF fue 31.2% a.a menor. Por otra parte, Total aumentó 0.8% a.a su producción en Vaca Muerta durante los últimos doce meses.

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 15.3% aportando 1.5 MMm3/d adicionales.

Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
mar.-20	1.7	0.6	1.6	0.6	0.9	12.6	1.7	19.6
feb.-21	1.2	0.8	2.2	0.5	2.4	13.4	1.5	21.9
mar.-21	1.1	0.7	1.7	0.5	3.0	14.6	1.4	23.0
12 meses ant.	1.1	0.3	1.1	0.7	0.9	10.8	1.2	16.0
12 meses	1.4	0.6	1.7	0.5	1.7	11.5	1.4	18.8
Var. % i.m	● -5.0%	● -8.2%	● -24.0%	● 0.5%	● 23.8%	● 9.0%	● -2.1%	● 5.0%
Var. % i.a	● -34.8%	● 27.8%	● 4.8%	● -18.4%	● 235.9%	● 15.8%	● -12.6%	● 17.4%
Var. % a.a	● 21.3%	● 106.3%	● 56.8%	● -24.3%	● 83.6%	● 7.2%	● 19.2%	● 17.4%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2021



IAE en base a SGE

Vaca Muerta : Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d								
	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
mar.-20	1.8	1.8	3.0	9.9	4.6	8.8	1.1	30.9
feb.-21	1.0	1.4	2.4	9.9	4.6	5.9	1.3	26.6
mar.-21	1.0	1.9	2.3	10.5	4.4	6.4	1.3	27.8
12 meses ant.	1.3	1.7	1.2	12.5	4.8	9.8	0.8	32.2
12 meses	1.2	1.8	2.5	10.7	4.8	6.8	1.0	28.8
Var. % i.m	● -1.0%	● 34.2%	● -5.4%	● 5.8%	● -4.9%	● 7.8%	● 2.6%	● 4.5%
Var. % i.a	● -43.8%	● 5.8%	● -23.1%	● 6.0%	● -4.7%	● -27.0%	● 16.4%	● -10.3%
Var. % a.a	● -5.0%	● 3.3%	● 102.5%	● -14.5%	● 0.8%	● -31.2%	● 25.1%	● -10.5%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Downstream

- En el mes de marzo de 2021 **las ventas de naftas y gasoil aumentaron 7.9% i.m. y 30.1% i.a.**, en este último caso se mida contra el mes inicial de pandemia. **Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 15.3% a.a** respecto a igual periodo anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un aumento del 27% i.a en las ventas de Gasoil y del 35.1% i.a. en las ventas de las naftas. Cabe aclarar que esta medición contrasta los datos contra marzo de 2020, mes inicial de la pandemia en con 11 días de cuarentena estricta.

Desagregando las ventas de naftas, en marzo de 2021 se observa un incremento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (33% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (41.3% 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 37% y 23.8% i.a. respectivamente.

Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses disminuyeron 8.7% respecto a igual periodo anterior**: las ventas de Gasoil Ultra fueron 14.7% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, disminuyeron 6.7%.

Las ventas acumuladas de **Naftas disminuyeron 24.9% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior** debido a la caída del 25.4% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 24.7% en la Nafta Súper.

Durante los últimos doce meses **YPF redujo las ventas acumuladas de gasoil y naftas un 11% y 28.5% respecto a iguales meses del año anterior**. Es decir, por encima del total consolidado.

- El Gas entregado** en el mes de febrero de 2021 (últimos datos disponible) fue 91.2 MMm3/d. **Las entregas totales disminuyeron 16.9% i.a. La demanda acumula una reducción del 7.6% (9 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior.

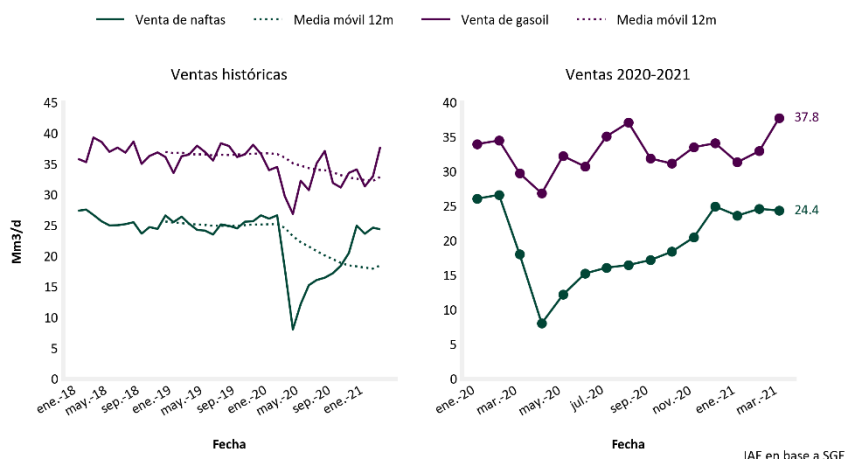
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 9% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 5.3% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 0.2% i.m. mayor y 35.9% i.a. inferior. A su vez, presenta una reducción anual de 15% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 25.6% menos en febrero de 2021 respecto de enero, mientras que bajaron su demanda 4% i.a a la vez que acumulan una reducción del 2.6% anual en el consumo.

	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
mar.-20	22.5	7.2	13.5	4.6	29.7	18.0	47.8
feb.-21	23.6	9.4	18.0	6.6	33.0	24.6	57.6
mar.-21	27.9	9.9	17.9	6.5	37.8	24.4	62.1
12 meses ant.	27.0	9.1	18.4	6.2	36.0	24.6	60.6
12 meses	25.2	7.7	13.9	4.6	32.9	18.5	51.4
Var. % i.m.	18.1%	5.5%	-0.7%	-2.2%	14.5%	-1.1%	7.9%
Var. % i.a.	23.8%	37.0%	33.0%	41.3%	27.0%	35.1%	30.1%
Var. % a.a.	-6.7%	-14.7%	-24.7%	-25.4%	-8.7%	-24.9%	-15.3%

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d

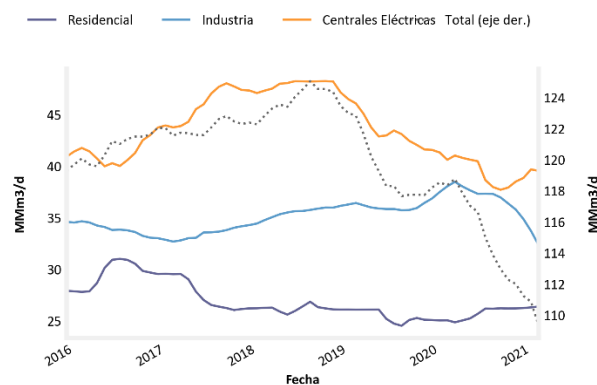


IAE en base a SGE

	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
feb.-20	10.0	2.5	0.4	45.7	42.4	1.8	6.9	109.7
ene.-21	10.3	2.3	0.4	29.2	54.7	1.1	6.0	104.0
feb.-21	10.9	2.3	0.3	29.3	40.7	1.2	6.4	91.2
12 meses ant.	25.1	3.9	1.2	38.1	40.6	2.6	6.9	118.4
12 meses	26.4	2.9	0.9	32.4	39.5	2.2	5.0	109.3
Var. % i.m.	6.1%	0.1%	-2.3%	0.2%	-25.6%	12.1%	6.2%	-12.3%
Var. % i.a.	9.0%	-8.4%	-7.1%	-35.9%	-4.0%	-34.5%	-6.7%	-16.9%
Var. % a.a.	5.3%	-25.5%	-28.8%	-15.0%	-2.6%	-15.5%	-26.9%	-7.6%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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



IAE en base a ENARGAS

Precios: tendencia creciente

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en marzo de 2021 fue de USD/bbl 66 lo cual implica un precio 6.1% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 95.4% superior al registrado en marzo de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 62.1 teniendo una variación positiva del 6% respecto del mes anterior y del 107.2% respecto a marzo de 2020. En marzo 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 mantienen con tendencia creciente en los últimos seis meses.
- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 61.8 en marzo de 2021 esto implica un aumento del 4.1% respecto al mes anterior mientras fue 43.2% mayor al precio de marzo de 2020. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 50.6 en el mes de marzo de 2021: 0.8% menor al mes anterior y 21.5% mayor respecto al de igual mes del año anterior.
- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2.62 MMBtu (millón de Btu) en marzo de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 51% respecto al mes anterior mientras muestra un precio 46.4% mayor al de igual mes del año anterior. La baja respecto del mes anterior responde al hecho de que en febrero hubo una demanda inusual producto de factores climáticos severos, con su consecuente alza en el precio.

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 2.38 USD/MMBtu en marzo de 2021 lo cual implica un precio 1.3% mayor al mes anterior y 1.2% inferior a igual mes del año 2020.

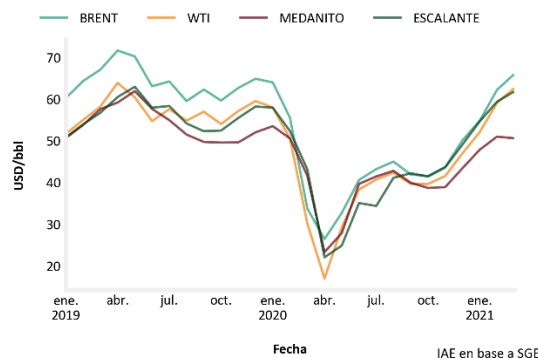
- El Precio de importación del GNL.** Según se [informa en el Diario Río Negro](#), las compras de GNL para abastecer el mercado de gas suman, en las primeras dos licitaciones, 37 cargamentos que totalizan 2,100 millones de metros cúbicos a un monto total de USD 526 millones. Esto implica que se ha pagado un precio promedio de 6.96 USD/MMBtu. Sin embargo, se espera la publicación oficial de los precios y cantidades ponderados incluyendo la licitación del tercer tender.

El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 4.63 US\$/MMBTU para el mes de marzo de 2021. Esto representa un precio 1.5% mayor

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
mar.-20	33.8	30.2	43.2	41.6
feb.-21	62.2	59.1	59.4	51.0
mar.-21	66.0	62.6	61.8	50.6
Var. % i.m	6.1%	6.0%	4.1%	-0.8%
Var. % i.a	95.4%	107.2%	43.2%	21.5%

Fuente: IAE en base a SGE

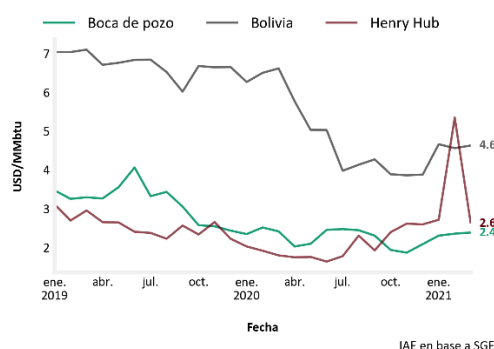
Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl



Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
mar.-20	2.41	6.62	-	1.79
feb.-21	2.35	4.56	-	5.35
mar.-21	2.38	4.63	-	2.62
Var. % i.m	1.3%	1.5%	-	-51.0%
Var. % i.a	-1.2%	-30.1%	-	46.4%

Fuente: IAE en base a SGE y EIA

Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMbtu



al del mes anterior y 30.1% inferior al de igual mes del año 2020. Este precio es 95% superior al precio del gas local.

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar se redujo en febrero de 2021 respecto a enero 1.7% i.m. y fue 7% i.a. menor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 30.5% inferior. A su vez, las ventas aumentaron en febrero de 2021 respecto al mes anterior 12% i.m. y son 6.2% i.a. inferiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 29.3% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La **producción de Biodiesel** aumentó en febrero de 2021 respecto al mes anterior 95.4% i.m aunque fue 30.5% i.a. inferior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 57.3% a.a menor en el último año móvil. En febrero de 2021 las ventas de biodiesel aumentaron respecto a enero 53.5% i.m. Por otra parte, las ventas fueron 89.8% i.a. mayores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 41.2% a.a. Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a febrero de 2021 fueron 59.1% menores a igual periodo del año anterior.
- Por último, la **producción total de biocombustibles** medida en toneladas aumentó en febrero de 2021 22.9% i.m y disminuyó 18.2% i.a respecto a febrero de 2020. En el acumulado para el último año móvil es 45.1% inferior.

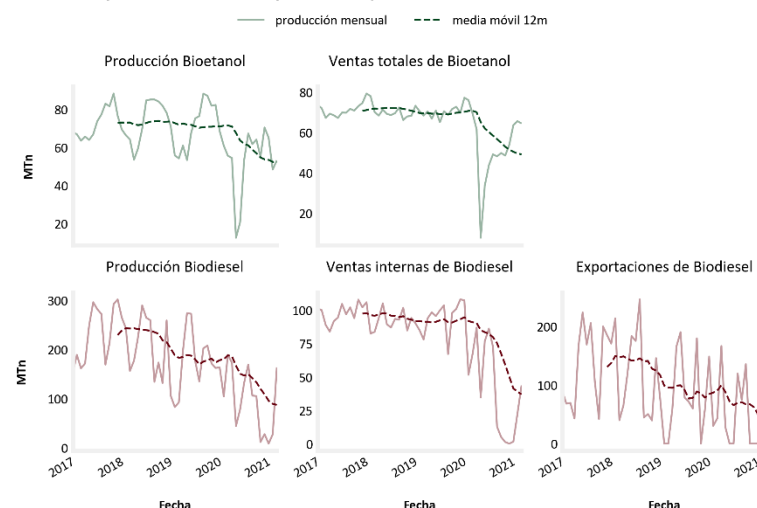
6. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de marzo de 2021 se muestra deficitaria en USD 18 millones. En marzo de 2021 las exportaciones se redujeron 0.7% i.a mientras que las importaciones fueron 28.3% i.a. mayores. En el primer trimestre se observa un superávit acumulado de USD 223 millones con las exportaciones cayendo 6.8% y las importaciones 7%.
- Los **índices de valor, precio y cantidad** indican que en marzo de 2021 se exportó un 18.8% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de marzo de 2020, mientras que los precios de exportación aumentaron 22.2% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado del 0.7% i.a. Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 56.7% en cantidades en marzo de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa una caída de 18%. Esto generó un aumento en el valor importado del 28.3% i.a.

	Bioetanol Miles de Tn.		Biodiesel Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
feb.-20	69.5	37.5	62.7	47.6	67.3	132.2
ene.-21	65.7	31.4	22.3	58.9	22.7	88.0
feb.-21	64.6	35.2	43.5	90.3	43.9	108.2
12 meses ant.	850.8	455.7	1,017.7	1,163.0	1,092.4	1,868.5
12 meses	591.6	322.2	434.8	684.0	446.4	1,026.4
Var. % i.m	-1.7%	12.0%	95.4%	53.5%	93.8%	22.9%
Var. % i.a	-7.0%	-6.2%	-30.5%	89.8%	-34.8%	-18.2%
Var. % a.a	-30.5%	-29.3%	-57.3%	-41.2%	-59.1%	-45.1%

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
mar.-20	51	288	237
mar.-21	-18	286	304
Acumulado 2020	238	1,038	800
Acumulado 2021	223	967	744
% i.a	-	-0.7%	28.3%
% var. a.a	-6.3%	-6.8%	-7.0%

Fuente: IAE en base a INDEC

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %)			
Respecto de marzo de 2020	Valor	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
	Precio	22.2%	-18.0%
	Cantidad	-18.8%	56.7%
Respecto al acumulado a marzo de 2021	Valor	-6.8%	-7.0%
	Precio	-6.3%	-16.9%
	Cantidad	-0.7%	12.0%

Fuente: IAE en base a INDEC

En el cálculo acumulado a marzo de se observa una reducción en las cantidades exportadas del 0.7% en el primer trimestre de 2021, mientras las importaciones aumentaron 12%. La caída en los precios del primer trimestre fue del 6.3% para los exportados y del 16.9% para los importados. Esto implica caídas en el valor del 6.8% en el caso de las exportaciones y del 7% en las importaciones en el primer trimestre 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 (33.7%) mientras se reducen las de Gas Natural (-62.2%). La exportación de Gas Natural durante los últimos doce meses fue de 638 MMm3, esto equivale a 1.7 MMm3/d y muestra una notable caída en los últimos seis meses respecto a iguales meses del año anterior.

En marzo de 2021, las cantidades exportadas de petróleo fueron 68.8% i.a menores respecto a igual mes de año anterior y 79.2% i.m inferiores respecto al mes anterior.

En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 59.1% 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 36.6% i.m mayores en marzo de 2021 respecto a igual mes del año anterior mientras presenta un aumento del 8.5% en 12 meses.

En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 8.4% 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 20.5 MMm3/d mientras la exportación registrada por comercio exterior ha sido de 1.7 MMm3/d anuales.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades				
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
mar.-20	53.9	245.6	158.0	54.4
feb.-21	61.2	85.4	236.7	68.8
mar.-21	14.9	19.6	49.3	43.9
12 meses ant.	548.3	1,885.4	2,648.5	620.2
12 meses	415.7	638.1	3,540.3	580.7
Var. % i.m	-75.6%	-77.0%	-79.2%	-36.1%
Var. % i.a	-72.3%	-92.0%	-68.8%	-19.2%
Var. % a.a	-24.2%	-66.2%	33.7%	-6.4%

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades				
	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
mar.-20	0.0	467.7	0.0	50.9
feb.-21	0.0	379.9	0.0	46.3
mar.-21	0.0	519.0	0.0	39.1
12 meses ant.	1,712.6	5,205.2	0.0	463.9
12 meses	1,855.8	5,645.2	154.5	189.6
Var. % i.m	-	36.6%	-	-15.6%
Var. % i.a	-	11.0%	-	-23.3%
Var. % a.a	8.4%	8.5%	-	-59.1%

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: 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.

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.