

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En junio de 2021 la **producción de petróleo aumentó 6% i.a. y se redujo 3.3% a.a.** en los últimos 12 meses.

La producción de petróleo convencional en el mes de junio de 2021 se redujo 1.5% i.a. y cayó 10% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (24% del total) se incrementó 28% i.a. y 20.5% a.a.

En junio de 2021 la **producción de Gas aumentó 0.8% i.a. y se redujo 8.8% a.a. luego de 16 meses consecutivos de caída inter anual, se da en junio una leve variación positiva inter anual.**

En junio, la producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 8.3% i.a. y 7.8% a.a.

La producción no convencional aumentó 12.8% i.a. aunque disminuyó más que la convencional en los últimos doce meses: se redujo 10.1% a.a.

La cuenca Neuquina con el 61% de la producción nacional, donde se encuentran la mayoría de los desarrollos No Convencionales, explica gran parte de la caída anual del país mostrando una reducción del 10.3% a.a. en su producción.

La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 8.8% (12.8 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo **la producción acumulada de YPF se redujo 19.6% (7.7 MMm3/d) explicando el 66% de la caída** de la producción total de gas en el periodo y el 82% de la reducción de las cuatro principales productoras.

Demanda

En junio de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 3.4% i.m. y 24.9% i.a. Durante los últimos doce meses la demanda total de combustibles líquidos cayó 1.1% a.a. respecto a igual periodo anterior, explicadas por menores ventas de naftas.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil son 1.4% mayores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta son 5% menores.

La demanda total de gas natural aumentó 7.3% i.a. en mayo. **La demanda acumula una reducción del 4.5% (5.3 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** aumentó 9.3% en junio de 2021 respecto al mes anterior y 11.8% respecto a junio de 2020. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 1.8% a.a.

En términos anuales, se revirtió el comportamiento de la demanda industrial que muestra un aumento del 2.3% a.a. mientras que la demanda Comercial continúa disminuyendo. Por otra parte, el consumo Residencial aumenta anualmente.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a mayo de 2021 fueron \$ 231,628 mil millones, esto es USD 2,558 millones, y aumentaron 100.2% respecto a igual periodo de 2020. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con \$ 170 mil millones y un aumento de 78.9%, ocupando el 74% 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 | jun.-21 | 416.6 | 362.5 | 370.3 | 14.9% | 12.5% | 4.2% |
| Producción de petróleo | Mm3/d | jun.-21 | 81.4 | 81.5 | 76.7 | -0.1% | 6.0% | -3.3% |
| Producción de petróleo Convencional | Mm3/d | jun.-21 | 56.2 | 57.1 | 57.1 | -1.5% | -1.5% | -10.0% |
| Producción de petróleo No Convencional | Mm3/d | jun.-21 | 25.1 | 24.3 | 19.6 | 3.1% | 28.0% | 20.5% |
| Producción de gas natural | MMm3/d | jun.-21 | 127.0 | 121.3 | 126.0 | 4.7% | 0.8% | -8.8% |
| Producción de gas natural Convencional | MMm3/d | jun.-21 | 65.7 | 66.9 | 71.7 | -1.7% | -8.3% | -7.8% |
| Producción de gas No Convencional | MMm3/d | jun.-21 | 61.3 | 54.4 | 54.3 | 12.6% | 12.8% | -10.1% |
| Producción de Bioetanol | MTn. | may.-21 | 47.7 | 54.6 | 20.7 | -12.7% | 130.1% | -7.8% |
| Producción de Biodiesel | MTn. | may.-21 | 188.1 | 84.8 | 78.7 | 121.7% | 139.1% | -36.3% |
| Demanda Eléctrica | GWh/d | jun.-21 | 401.7 | 367.4 | 359.4 | 9.3% | 11.8% | 1.8% |
| Venta de combustibles | Mm3/d | jun.-21 | 57.4 | 55.5 | 46.0 | 3.4% | 24.9% | -1.1% |
| Naftas | Mm3/d | jun.-21 | 19.8 | 18.2 | 15.2 | 8.6% | 29.8% | -5.0% |
| Gasoil | Mm3/d | jun.-21 | 37.6 | 37.3 | 30.7 | 0.8% | 22.4% | 1.4% |
| Gas natural entregado a usuarios | MMm3/d | may.-21 | 119.9 | 105.3 | 111.7 | 13.9% | 7.3% | -4.5% |

* 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 julio de 2021.

1. [Revista Proyecto Energético N° 119](#) – Nuevamente asoma la crisis energética.
2. Entrevista de María O'Donnell a [Alejandro Einstoss en Radio Urbana Play](#).
3. [Una política tarifaria peligrosa](#). La propuesta de políticas energéticas para Argentina de la Fundación Alem busca implementar una política tarifaria que beneficie a los más vulnerables, abandonando el congelamiento de tarifas y cumpliendo los contratos y los marcos regulatorios. Alejandro Einstoss para *El Economista*.
4. [El petróleo de Vaca Muerta superó el precio del shale de Estados Unidos](#). Las últimas exportaciones consiguieron valores que superaron la marca del crudo de referencia de Norteamérica, el WTI. En el primer semestre ya se enviaron al exterior más de 2,5 millones de barriles. El desafío de las operadoras es lograr envíos regulares. *Diario Río Negro*.
5. [¿Qué debería hacer el Estado con las concesiones hidroeléctricas que vencen?](#) Con el vencimiento de las privatizaciones a la vuelta de la esquina, el sector comenzó a debatir cuál es el mejor modelo para gestionar y construir nuevas represas. *Energía On Line*.
6. [Los subsidios a la energía crecieron 43% en dólares](#). En lo que va del año, ascendieron a u\$s 4600 millones por mayores costos de importación y el retraso de las tarifas de luz y gas. *LMNeuquén*.
7. [Una radiografía de Vaca Muerta: luces y sombras acerca de su funcionamiento](#). *El Litoral*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de mayo de 2021 una variación negativa del 2% respecto al mes anterior mientras que la actividad aumentó 13.6% respecto al mismo mes del 2020 (i.a) y 9.5% 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 mayo de 2021 una variación negativa del 5% respecto al mes anterior mientras que fue 30.2% i.a. mayor. En el acumulado del año 2021 crece 23% respecto a igual periodo del año anterior. Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 30.6% i.a. y 9.4% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 54.4% i.a y 23.3% acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 20.6% i.a y 15.6% acumulado en el año 2021.
- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 3.1% en junio de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 65.1% respecto de igual mes de 2020 y acumula un incremento del 29.8% acumulado de 2021.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación positiva del 4.5% i.m en junio de 2021, mientras que fue 92.5% superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un aumento del 39% en el año 2021.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 5.6% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 81.1% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 51.9% en año 2021.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 0.8% i.m. en junio de 2021 con un aumento del 44% respecto de igual mes del año anterior. Durante el año 2021 aumentó 43.6% acumulado respecto a igual periodo anterior.

| | | Respecto mes anterior | Igual mes año anterior | Acumulado anual |
|-----------------------------|----------------|-----------------------|------------------------|-----------------|
| EMAE | may.-21 | ● -2.0% | ● 13.6% | ● 9.5% |
| IPI-M | may.-21 | ● -5.0% | ● 30.2% | ● 23.0% |
| Refinación del petróleo | may.-21 | - | ● 30.6% | ● 9.4% |
| Naftas | may.-21 | - | ● 54.4% | ● 23.3% |
| Gasoil | may.-21 | - | ● 20.6% | ● 15.6% |
| IPIM | jun.-21 | ● 3.1% | ● 65.1% | ● 29.8% |
| IPIM- Petróleo crudo y gas | jun.-21 | ● 4.5% | ● 92.5% | ● 39.0% |
| IPIM- Refinados de petróleo | jun.-21 | ● 5.6% | ● 81.1% | ● 51.9% |
| IPIM-Energía eléctrica | jun.-21 | ● 0.8% | ● 44.0% | ● 43.6% |

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 año 2021 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 100.2% en el acumulado al mes de mayo de 2021 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 115,671 millones.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del año, los subsidios energéticos sumaron USD 2,557 millones acumulados en 2021.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a mayo de 2021 fueron para CAMMESA (\$170,897 millones o USD 1,887 millones) que se incrementó 78.9% i.a y ocupó el 73% de las transferencias realizadas, para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$30,070 millones) y para IEASA (\$19,155 millones) con un aumento del 139%.

Los subsidios a la oferta de gas, en total, sumaron \$ 51,700 millones (USD 571 millones), es decir un 26% más que en igual periodo anterior.

Esta dinámica en el comportamiento de los subsidios a partir del abril de 2020 responde a las 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 mayo de 2021 para gastos de capital fueron \$ 9,936 millones incrementándose en 153.4% respecto a igual periodo de 2020. Esto implica un monto mayor en \$ 3,922 millones respecto a igual periodo de 2020. Las transferencias a IEASA explican la dinámica y se incrementaron 201%.

| | Acumulado mayo 2021 | Acumulado a mayo 2020 | Diferencia \$ | % Var. Acumulado |
|---|---------------------|-----------------------|----------------|------------------|
| SECTOR ENERGÉTICO | 231,628 | 115,671 | 115,957 | 100.2% |
| CAMMESA | 170,897 | 95,500 | 75,397 | 78.9% |
| Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas) | - | - | - | - |
| Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural | 5,432 | 3,574 | 1,858 | 52.0% |
| YCRT | 2,237 | 2,500 | -263 | -10.5% |
| EBY | - | - | - | - |
| Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017 | 30,071 | 2,690 | 27,380 | - |
| IEASA | 19,155 | 8,000 | 11,155 | 139.4% |
| Compensación distribuidoras de Gas | 810 | 0 | 810 | - |
| Productores de gas Propano | 634 | 0 | 634 | - |
| Productores de Propano y Gas indiluido por redes | 1,838 | 0 | 1,838 | - |
| Otros Beneficiarios sin discriminar | 554 | 2,902 | -2,348 | -80.9% |

Fuente: IAE en base a ASAP

| | Acumulado mayo 2021 | Acumulado a mayo 2020 | Diferencia \$ | % Var. Acumulado |
|---|---------------------|-----------------------|---------------|------------------|
| SECTOR ENERGÉTICO | 9,936 | 3,922 | 6,014 | 153.4% |
| IEASA | 8,934 | 2,968 | 5,966 | 201.0% |
| Nucleoeléctrica S.A. | - | - | - | - |
| Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal | - | - | - | - |
| Otros beneficiarios | 1,001 | 954 | 48 | 5.0% |

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de junio de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 9.3% mayor al mes anterior y 11.8% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 1.8% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.

En el mes de junio de 2021 la demanda industrial/Comercial se redujo 8.2% i.m. aunque aumentó 21.6% i.a. Esta categoría aumentó su consumo 2.3% anual.

Por otra parte, la demanda comercial aumentó 5.9% i.m. en junio de 2021 respecto de mayo y 10.5% i.a. El consumo anual de la categoría Comercial fue 1.5% menor.

El consumo Residencial aumentó 22.9% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales afectados por los efectos de la pandemia. Por otra parte, la demanda fue 8.1% mayor a la de junio de 2020 y creció 3.6% anual.

En junio se observa el tercer mes de caída i.m. de la demanda industrial. Sin embargo, el nivel de consumo mensual en junio se mantiene similar al 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 junio, 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 aumentó 13.8% i.m en junio de 2021 y 11.7% respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 3.7% superior a igual periodo anterior.

- La generación neta local aumentó 14.9% i.m. en junio de 2021 y 12.5% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 4.2% anual.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación renovable que aumentó 52% i.a.

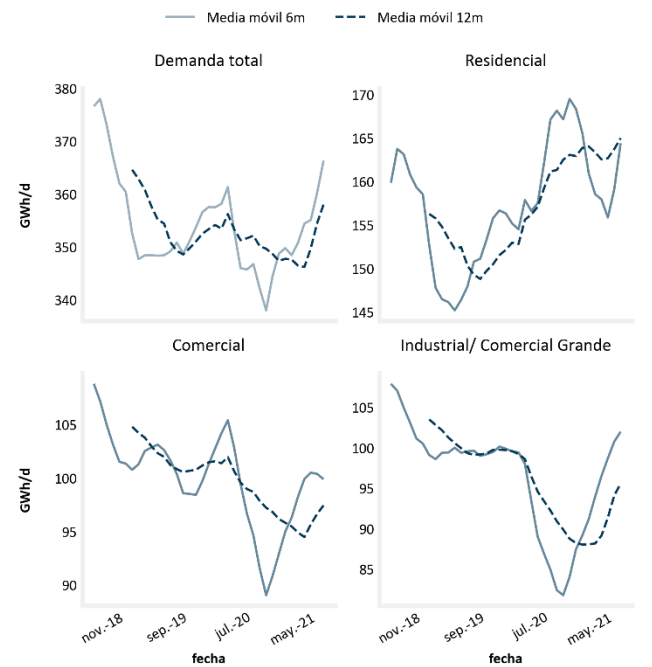
En los últimos doce meses la generación Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 52% y 8.2% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica y Nuclear disminuyeron 15.6% y 12.9% anualmente.

- La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 aumentó 9.5% i.m y 52%

| Demanda de energía eléctrica GWh/d | | | | |
|--------------------------------------|-----------|----------------|-------------|-------|
| | Comercial | Ind./Comercial | Residencial | Total |
| jun.-20 | 90.9 | 82.1 | 186.4 | 359.4 |
| may.-21 | 94.9 | 108.6 | 163.8 | 367.4 |
| jun.-21 | 100.5 | 99.8 | 201.4 | 401.7 |
| 12 meses ant. | 99.0 | 93.4 | 159.3 | 351.7 |
| 12 meses | 97.5 | 95.6 | 165.0 | 358.1 |
| Var. % i.m | 5.9% | -8.2% | 22.9% | 9.3% |
| Var. % i.a | 10.5% | 21.6% | 8.1% | 11.8% |
| Var. % a.a | -1.5% | 2.3% | 3.6% | 1.8% |

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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



IAE en base a CAMESA

| Oferta de energía eléctrica GWh/d | | | | | | | |
|-------------------------------------|------------|---------|-----------|---------|-------------|-----------------------|-------------------|
| | Hidráulica | Nuclear | Renovable | Térmica | Importación | Generación neta local | Total oferta neta |
| jun.-20 | 89.7 | 30.9 | 30.5 | 219.1 | 3.8 | 370.3 | 374.1 |
| may.-21 | 66.0 | 23.1 | 42.4 | 231.0 | 4.6 | 362.5 | 367.0 |
| jun.-21 | 59.2 | 35.5 | 46.4 | 275.6 | 1.1 | 416.6 | 417.7 |
| 12 meses ant. | 87.3 | 27.7 | 27.5 | 220.2 | 4.5 | 362.6 | 367.1 |
| 12 meses | 73.7 | 24.1 | 41.7 | 238.2 | 3.0 | 377.8 | 380.8 |
| Var. % i.m | -10.3% | 53.6% | 9.5% | 19.3% | -76.2% | 14.9% | 13.8% |
| Var. % i.a | -34.0% | 14.8% | 52.0% | 25.7% | -71.3% | 12.5% | 11.7% |
| Var. % a.a | -15.6% | -12.9% | 52.0% | 8.2% | -32.4% | 4.2% | 3.7% |

Fuente: IAE en base a CAMMESA

i.a. en junio de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 52% respecto a igual periodo anterior.

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 15.3%, 98.6%, 59.5% y 69.3% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 4.3% 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% en junio 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 10.1% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 20.4% de la generación neta local.

- **Precios y costos de la energía:** los datos indican que en junio de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo un incremento del 18.6% i.m y del 85.2% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) se redujo 2.2% i.m. en junio de 2021 y aumentó 13.1% i.a. Desde el mes de febrero de 2019 este precio se encontraba en niveles aproximadamente similares. Sin embargo, a partir de abril de 2021 se comenzaron a aplicar los nuevos precios de compra de energía para los Grandes Usuarios (Resolución 131/2021).

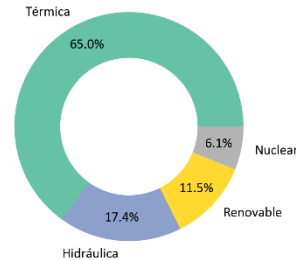
La variación en los costos se encuentra por encima del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 65.1% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó considerablemente menos que ambos en el mismo periodo debido al congelamiento tarifario. Esto indica **que los costos de generación crecieron por encima de la inflación mayorista en junio. A su vez, en junio 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.**

Con estos valores, **el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 29% de los costos de generación en junio de 2021.** En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 48% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso

| Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/d | | | | | | |
|--|--------|---------|--------|-----------------|--------|-----------------|
| | Biogas | Biomasa | Eólica | Hidro Renovable | Solar | Total Renovable |
| jun.-20 | 0.9 | 1.3 | 24.4 | 2.0 | 2.0 | 30.5 |
| may.-21 | 0.9 | 1.8 | 33.1 | 2.7 | 4.0 | 42.4 |
| jun.-21 | 1.1 | 2.5 | 37.2 | 2.0 | 3.5 | 46.4 |
| 12 meses ant. | 0.8 | 0.9 | 19.4 | 3.6 | 2.8 | 27.5 |
| 12 meses | 0.9 | 1.7 | 30.9 | 3.5 | 4.8 | 41.7 |
| Var. % i.m | 23.7% | 39.7% | 12.6% | -23.5% | -11.2% | 9.5% |
| Var. % i.a | 26.5% | 90.4% | 52.7% | 3.8% | 76.0% | 52.0% |
| Var. % a.a | 15.3% | 98.6% | 59.5% | -4.3% | 69.3% | 52.0% |

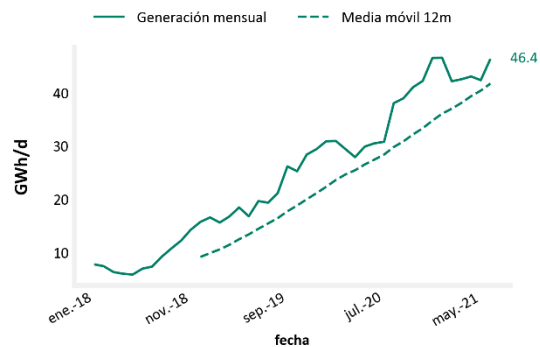
Fuente: IAE en base a CAMMESA

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 |
| jun.-20 | 4,399.2 | 2,123.2 |
| may.-21 | 6,865.4 | 2,456.1 |
| jun.-21 | 8,145.4 | 2,401.7 |
| 12 meses ant. | 3,773.8 | 2,160.2 |
| 12 meses | 5,227.9 | 2,234.1 |
| Var. % i.m | 18.6% | -2.2% |
| Var. % i.a | 85.2% | 13.1% |
| Var. % a.a | 38.5% | 3.4% |

Fuente: IAE en base a CAMMESA

en la cobertura de los costos de 19 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 38.5% anual, el precio que paga la demanda lo hace en solo 3.4%.

Por otra parte, las Provincias han actualizado los cuadros tarifarios, al igual que las concesiones bajo Jurisdicción Nacional. Sin embargo, el precio de la energía se mantiene prácticamente congelado. Estas particularidades tendrán invariablemente consecuencias fiscales a través de subsidios crecientes del Estado Nacional. En paralelo, persiste el fuerte deterioro de los ingresos de distribuidoras y cooperativas de energía eléctrica a pesar de la recomposición en el Valor Agregado de Distribución.

El descalce entre la evolución del costo y del precio que paga la demanda se inició en febrero de 2019 y se mantiene en la actualidad a pesar del incremento en los precios de la energía a Grandes Usuarios.

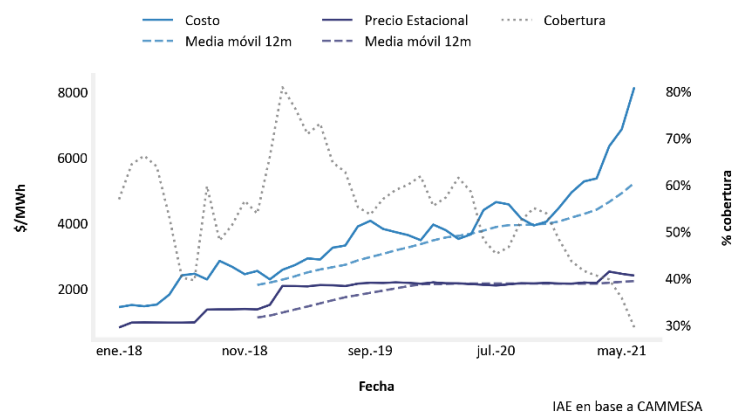
Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 43% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **La potencia instalada** en junio de 2021 fue de 42,453 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 25,913 MW.

- **En junio de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra un aumento del gas natural del 9.7% i.m y una reducción del 3.5% i.a. El consumo de gasoil aumentó 63.5% i.m y fue 339% mayor al de junio de 2020.

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural se redujo 7.1% durante el periodo, equivalente a 2.4 MMm3/d, mientras que se consumió 262% más de Gas Oil.**

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



IAE en base a CAMMESA

Potencia instalada junio 2021

| Potencia instalada (MW) | Potencia máxima bruta (MW) | Potencia máxima histórica (MW) |
|-------------------------|----------------------------|--------------------------------|
| 42,453 | 25,913 28/06/2021 | 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) |
|---------------|---------------|-----------------|--------------------|--------------|
| jun.-20 | 26.1 | 41.9 | 918.6 | 87.5 |
| may.-21 | 95.4 | 126.4 | 807.8 | 235.4 |
| jun.-21 | 85.3 | 91.6 | 886.3 | 384.8 |
| 12 meses ant. | 296.5 | 196.4 | 12,533.2 | 402.6 |
| 12 meses | 731.7 | 929.5 | 11,641.2 | 1,458.8 |
| Var. % i.m | -10.6% | -27.5% | 9.7% | 63.5% |
| Var. % i.a | 227.2% | - | -3.5% | 339.5% |
| Var. % a.a | 146.8% | 373.3% | -7.1% | 262.4% |

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En junio de 2021, la producción de petróleo aumentó 0.1% respecto del mes anterior y 6% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 3.3% inferior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de junio de 2021 la producción total muestra un aumento de 6% respecto al mismo mes de 2020. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina y en menor medida por las cuencas Cuyana y Austral. La cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, aumentó su producción 1.4% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 13.6% i.a mayor respecto a junio de 2020. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), redujo la producción 1.4% i.m. respecto de mayo de 2021 y disminuyó 2.2% i.a.

En la cuenca Austral la producción se redujo 3.3% i.m. y aumentó 6% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana se redujo 3.8% i.m. y aumentó 7.5% i.a.

La Cuenca Noroeste redujo su producción 5.6% i.m. y 15.8% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 3.3% inferior a la de igual periodo anterior.

La Cuenca Neuquina representa el 49% de la producción y es la única que crece anualmente con una tasa de 1.4% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San Jorge, con el 42% del total, se presenta con una disminución del 7.8% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una reducción del 7.8% en el acumulado en doce meses, la Cuenca Cuyana disminuye 11% anual y la cuenca Austral 11.7%.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) redujo la producción 0.9% en junio respecto a mayo de 2021 mientras que fue 7.5% superior respecto de igual mes del año anterior y 3.3% menor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

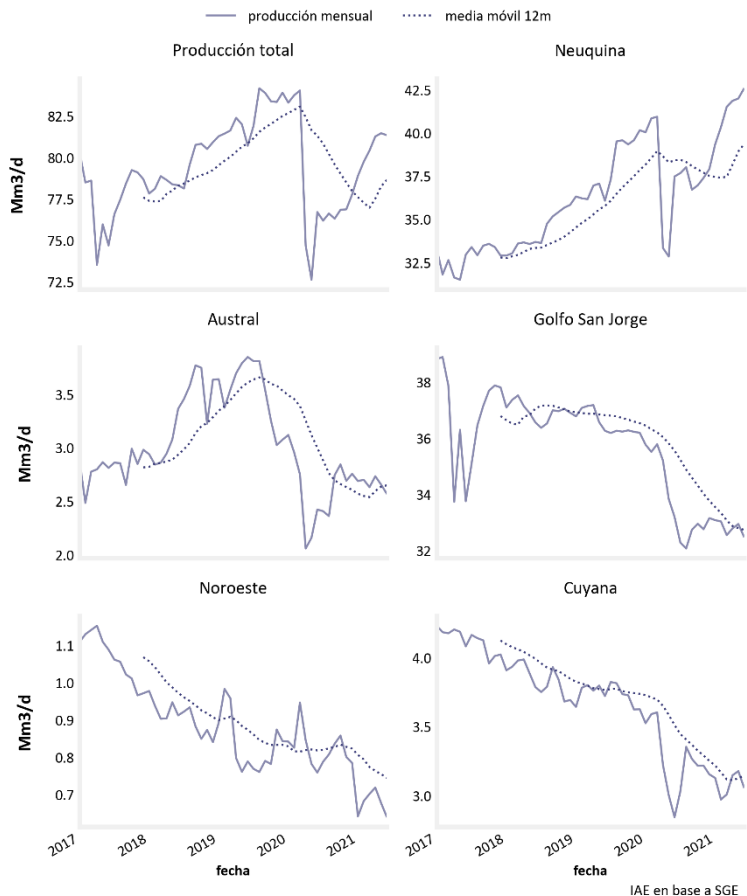
Pan American Energy, con una participación del 21% en el total, aumentó la producción 0.1% respecto del mes anterior mientras disminuyó 2.4% i.a. La producción anual de PAE es 5.3% a.a. menor.

Pluspetrol, y Tecpetrol aumentan su producción 4.9%, y 5.4% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas redujeron la producción acumulada en doce meses en 3.6% y 7.8% a.a respectivamente. Por otra parte, SINOPEC redujo su producción 5.4% i.a. y 20.7% a.a. mientras que Vista redujo 8.6% i.m. y aumentó su producción 27.7% i.a y 37.7% anualmente. El conjunto de las empresas restantes reduce su producción anual 4.1% a.a.

| Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d | | | | | | |
|---|---------|-------|----------|----------|--------|-------|
| | Austral | GSJ | Neuquina | Noroeste | Cuyana | Total |
| jun.-20 | 2.4 | 33.2 | 37.5 | 0.8 | 2.8 | 76.7 |
| may.-21 | 2.7 | 33.0 | 42.0 | 0.7 | 3.2 | 81.5 |
| jun.-21 | 2.6 | 32.5 | 42.6 | 0.6 | 3.1 | 81.4 |
| 12 meses ant. | 3.0 | 35.6 | 38.4 | 0.8 | 3.5 | 81.3 |
| 12 meses | 2.7 | 32.7 | 39.4 | 0.7 | 3.1 | 78.7 |
| Var. % i.m | -3.3% | -1.4% | 1.4% | -5.6% | -3.8% | -0.1% |
| Var. % i.a | 6.0% | -2.2% | 13.6% | -15.8% | 7.5% | 6.0% |
| Var. % a.a | -11.7% | -7.9% | 2.5% | -9.0% | -10.5% | -3.3% |

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2016-Hoy | Mm3/d



| Producción de Petróleo por principales operadoras- Mm3/d | | | | | | | | |
|--|-------|------------|---------|-----------|-------|-------|-------|-------|
| | PAE | Pluspetrol | SINOPEC | Tecpetrol | Vista | YPF | Otras | Total |
| jun.-20 | 16.2 | 4.1 | 2.3 | 2.4 | 3.6 | 35.5 | 12.6 | 76.7 |
| may.-21 | 15.8 | 4.2 | 2.3 | 2.2 | 5.1 | 38.5 | 13.4 | 81.5 |
| jun.-21 | 15.8 | 4.3 | 2.1 | 2.5 | 4.6 | 38.2 | 13.8 | 81.4 |
| 12 meses ant. | 16.9 | 4.3 | 2.8 | 2.4 | 2.8 | 38.0 | 13.9 | 81.3 |
| 12 meses | 16.0 | 4.2 | 2.3 | 2.2 | 3.9 | 36.8 | 13.3 | 78.7 |
| Var. % i.m | 0.1% | 2.5% | -4.9% | 12.5% | -8.6% | -0.9% | 2.6% | -0.1% |
| Var. % i.a | -2.4% | 4.9% | -5.4% | 5.4% | 27.7% | 7.5% | 9.2% | 6.0% |
| Var. % a.a | -5.3% | -3.6% | -20.7% | -7.8% | 37.7% | -3.3% | -4.1% | -3.3% |

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 72.5% del total, se redujo 1.5% i.m. respecto del mes anterior y 1.5% i.a. A su vez, disminuyó 10% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 27.5% del total anual, aumentó 3.1% i.m en junio de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 28% respecto a igual mes de 2020 y 20.5% en los últimos doce meses.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 28% i.a. debido al aumento del 30.2% i.a en el Shale que compensó una disminución del 11.9% i.a en la producción de Tight oil.

La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 24% mientras que la de Tight se redujo 27.3% 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 10.4% en la producción conjunta de Convencional y Tight** que representan el 74% del total de la producción nacional.

| Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d | | | | | |
|--|--------------|-----------------|---------|----------|-------|
| | Convencional | No convencional | Shale | Tight | % NC |
| jun.-20 | 57.1 | 19.6 | 18.6 | 1.0 | 25.6% |
| may.-21 | 57.1 | 24.3 | 23.5 | 0.8 | 29.9% |
| jun.-21 | 56.2 | 25.1 | 24.2 | 0.9 | 30.9% |
| 12 meses ant. | 63.3 | 18.0 | 16.7 | 1.2 | 22.1% |
| 12 meses | 57.0 | 21.7 | 20.8 | 0.9 | 27.5% |
| Var. % i.m | ● -1.5% | ● 3.1% | ● 2.9% | ● 8.4% | |
| Var. % i.a | ● -1.5% | ● 28.0% | ● 30.2% | ● -11.9% | |
| Var. % a.a | ● -10.0% | ● 20.5% | ● 24.0% | ● -27.3% | |

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas natural

- La producción de gas natural aumentó 4.7% i.m. en junio 2021 respecto al mes anterior y 0.8% i.a. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 8.8% inferior al año anterior. La producción de gas natural tuvo su primera suba inter anual luego de 16 meses consecutivos de caída.

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

Las cuenca Neuquina y Cuyana son las únicas que presentan un incremento inter anual, con un crecimiento del 6.1% y 8.8% i.a. respectivamente. En la cuenca Austral la producción disminuyó 9.8% i.a y en Golfo San Jorge y Noroeste 10.7% 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 10.3% a.a. mientras que en la cuenca Austral es 4.4% 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 10.7%, y 8.7% a.a respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 6.2% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 26% del gas en Argentina, aumentó la producción en junio de 2021 respecto a mayo 7.6% i.m. mientras produce 7.1% más de gas que en igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 19.6% a.a. inferior. En los últimos doce meses, YPF ha perdido 6.4 puntos porcentuales en la participación anual de la producción total, esto es equivalente a 7.7 MMm3/d.

La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 8.8% (11.5 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 19.6% (7.7 MMm3/d) explicando el 66% de la caída de la producción total de gas en el periodo.

Total Austral aporta el 27% de la producción total y disminuyó 10.7% i.a. su producción respecto a junio de 2020 mientras que durante los últimos doce meses su producción acumulada se encuentra estancada.

Pan American, que representa el 11% de la producción total, aumentó la producción 5.2% i.a respecto a junio de 2020. Por otra parte, disminuye su producción anual 5% a.a.

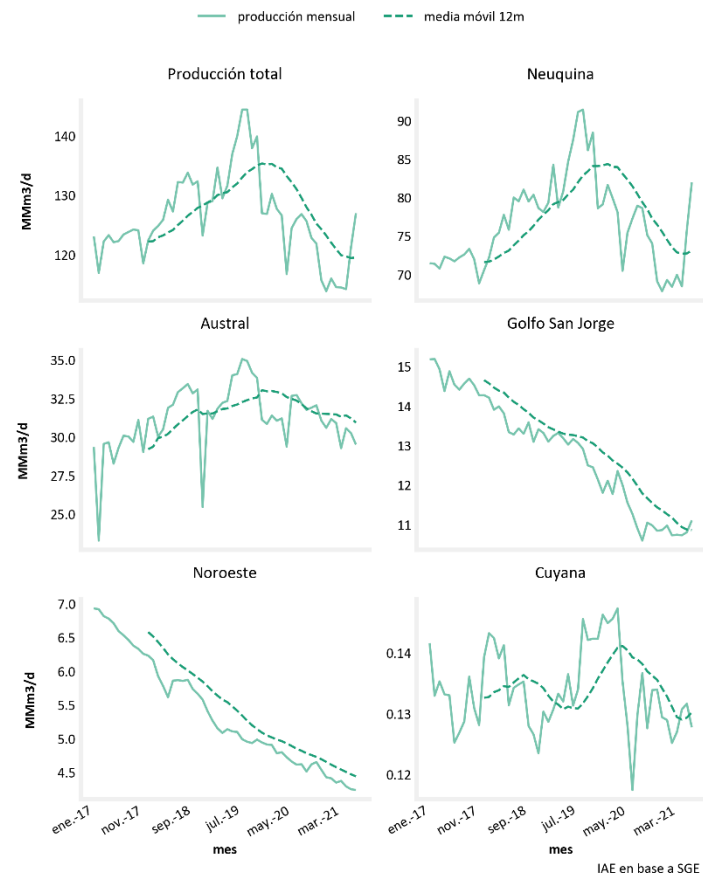
Tecpetrol con un peso 11% en el total, aumentó su producción 9.5% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 6.6% a.a inferior respecto a igual periodo anterior.

Estas cuatro empresas representan el 76% del total del gas producido y en conjunto redujeron 9.3% su

| | Austral | GSJ | Neuquina | Noroeste | Cuyana | Total |
|---------------|---------|--------|----------|----------|--------|-------|
| jun.-20 | 32.7 | 11.3 | 77.3 | 4.6 | 0.1 | 126.0 |
| may.-21 | 30.3 | 10.8 | 75.8 | 4.3 | 0.1 | 121.3 |
| jun.-21 | 29.5 | 11.1 | 82.0 | 4.2 | 0.1 | 127.0 |
| 12 meses ant. | 32.4 | 12.2 | 81.5 | 4.9 | 0.1 | 131.0 |
| 12 meses | 30.9 | 10.9 | 73.1 | 4.4 | 0.1 | 119.5 |
| Var. % i.m | -2.5% | 2.8% | 8.2% | -0.3% | -2.9% | 4.7% |
| Var. % i.a | -9.8% | -1.5% | 6.1% | -8.1% | 8.8% | 0.8% |
| Var. % a.a | -4.4% | -10.7% | -10.3% | -8.5% | -6.5% | -8.8% |

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

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



IAE en base a SGE

| | CGC | Total Austral | PAE | Pampa energía | Pluspetrol | Tecpetrol | YPF | Otras | Total |
|---------------|-------|---------------|-------|---------------|------------|-----------|--------|-------|-------|
| jun.-20 | 4.8 | 34.3 | 13.3 | 5.7 | 5.8 | 15.0 | 33.4 | 13.7 | 126.0 |
| may.-21 | 4.6 | 31.7 | 13.4 | 6.5 | 5.2 | 14.0 | 33.2 | 12.6 | 121.3 |
| jun.-21 | 4.5 | 30.7 | 14.0 | 6.8 | 6.2 | 16.4 | 35.7 | 12.7 | 127.0 |
| 12 meses ant. | - | 32.5 | 13.6 | 6.0 | 5.2 | 14.6 | 39.1 | 12.7 | 131.0 |
| 12 meses | - | 32.5 | 12.9 | 6.3 | 5.4 | 13.6 | 31.5 | 12.6 | 119.5 |
| Var. % i.m | -2.4% | -3.2% | 4.1% | 5.0% | 19.4% | 16.6% | 7.6% | 0.8% | 4.7% |
| Var. % i.a | -4.6% | -10.7% | 5.2% | 19.6% | 6.0% | 9.5% | 7.1% | -7.3% | 0.8% |
| Var. % a.a | - | 0.0% | -5.0% | 4.7% | 3.9% | -6.6% | -19.6% | -0.7% | -8.8% |

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 es liderado por YPF que explica el 82% 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 57.1% del total, se redujo 1.7% i.m. en junio de 2021 respecto al mes anterior mientras disminuyó 8.3% i.a respecto a junio de 2020 y 7.8% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.
- **La producción de gas natural no convencional aumentó 12.6% i.m. en junio de 2021 respecto a mayo, mientras fue 12.8% i.a. superior respecto de junio de 2020.** Por otra parte, continúa presentando una caída anual mayor a la del convencional ya que **disminuye 10.1% en el acumulado de doce meses.** La producción anual de Shale y Tight gas se reducen anualmente.

La producción de gas no convencional aumentó 12.8% i.a. debido a un incremento en el Shale del 21.9% i.a. mientras el Tight se presenta prácticamente invariante.

La producción acumulada en doce meses de shale gas, que representa el 24.7% de la producción total, disminuye 7.5% mientras que la de Tight disminuye 13.3% anual, representando el 18.3% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante doce meses representó el 42.9% del total y presentó una caída del 10.1% a.a. respecto a igual periodo anterior.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 75% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 9.2% 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 5.8% aportando 10.9 MMm3/d sobre un total de 119.5 Mm3/d (9% del total).

Estos datos indican que Tecpetrol aportó 0.7 MMm3/d menos respecto del año anterior mientras que el total nacional se redujo 11.7 MMm3/d. De esta manera, Tecpetrol explicó sólo el 5.8% 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 10.1% anual, mientras que descontando la

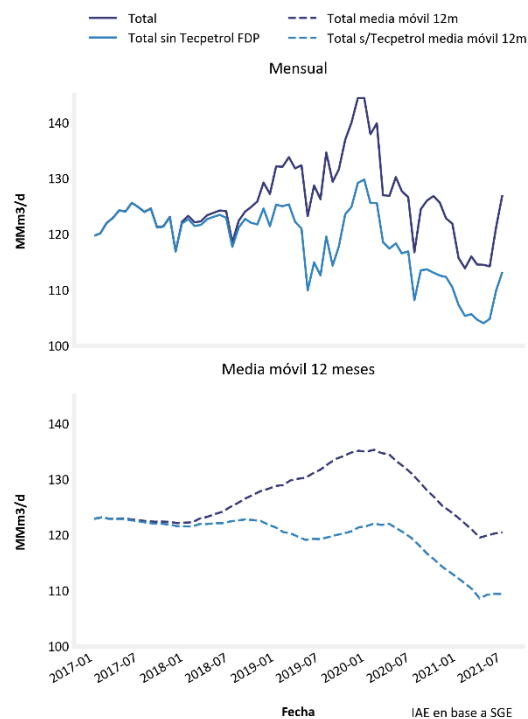
| | Convencional | No convencional | Shale | Tight | % NC |
|---------------|--------------|-----------------|---------|----------|-------|
| jun.-20 | 71.7 | 54.3 | 31.6 | 22.8 | 43.1% |
| may.-21 | 66.9 | 54.4 | 32.3 | 22.1 | 44.9% |
| jun.-21 | 65.7 | 61.3 | 38.5 | 22.8 | 48.2% |
| 12 meses ant. | 73.9 | 57.1 | 31.9 | 25.2 | 43.6% |
| 12 meses | 68.2 | 51.3 | 29.5 | 21.9 | 42.9% |
| Var. % i.m. | ● -1.7% | ● 12.6% | ● 19.2% | ● 3.1% | |
| Var. % i.a. | ● -8.3% | ● 12.8% | ● 21.9% | ● 0.1% | |
| Var. % a.a. | ● -7.8% | ● -10.1% | ● -7.5% | ● -13.3% | |

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

| | Tecpetrol FDP | Total | Total sin Tecpetrol | Total No Convencional | No Convencional sin Tecpetrol |
|---------------|---------------|---------|---------------------|-----------------------|-------------------------------|
| jun.-20 | 12.4 | 126.0 | 113.7 | 54.3 | 42.0 |
| may.-21 | 11.4 | 121.3 | 109.9 | 54.4 | 43.0 |
| jun.-21 | 13.8 | 127.0 | 113.2 | 61.3 | 47.5 |
| 12 meses ant. | 11.6 | 131.0 | 119.4 | 57.1 | 45.5 |
| 12 meses | 10.9 | 119.5 | 108.6 | 51.3 | 40.4 |
| Var. % i.m. | ● 21.1% | ● 4.7% | ● 3.0% | ● 12.6% | ● 10.4% |
| Var. % i.a. | ● 11.5% | ● 0.8% | ● -0.4% | ● 12.8% | ● 13.1% |
| Var. % a.a. | ● -5.8% | ● -8.8% | ● -9.1% | ● -10.1% | ● -11.2% |

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

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



producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (10.9 MMm3/d anuales), la producción no convencional cae 11.2% 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 2.9% i.m, 30.4% i.a. y 24.2% durante los últimos doce meses. Representa el 28.4% 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 16% a.a.

La producción de gas natural en Vaca Muerta aumentó 19.2% i.m. y 22% i.a. aunque disminuyó 7.5% a.a durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 25.2% 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.

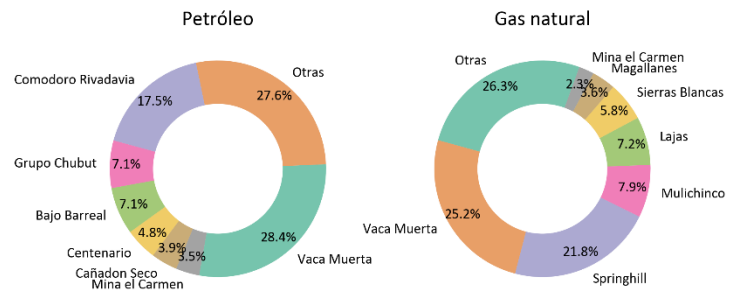
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol redujo su producción anual 7.5% mientras que la producción de YPF fue 24.5% a.a menor. Por otra parte, Total mantiene prácticamente invariante su producción en Vaca Muerta durante los últimos doce meses.

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 6.3% aportando 0.7 MMm3/d adicionales.

| Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d | | | | | | | | Total petróleo Vaca Muerta |
|---|------------|-------|-----------|--------|--------|-------|-------|----------------------------|
| PAE | Pluspetrol | Shell | Tecpetrol | Vista | YPF | Otras | | |
| jun.-20 | 1.5 | 0.6 | 1.5 | 0.8 | 2.0 | 10.9 | 1.3 | 18.6 |
| may.-21 | 1.2 | 0.7 | 2.0 | 0.5 | 3.5 | 14.4 | 1.4 | 23.5 |
| jun.-21 | 1.4 | 0.9 | 2.6 | 0.7 | 3.1 | 14.3 | 1.2 | 24.2 |
| 12 meses ant. | 1.3 | 0.4 | 1.3 | 0.6 | 0.9 | 10.9 | 1.3 | 16.7 |
| 12 meses | 1.3 | 0.7 | 1.9 | 0.5 | 2.3 | 12.6 | 1.4 | 20.8 |
| Var. % i.m | 16.6% | 36.2% | 31.3% | 61.2% | -12.1% | -0.6% | -9.3% | 2.9% |
| Var. % i.a | -4.8% | 43.6% | 72.3% | -3.9% | 55.0% | 30.9% | -6.2% | 30.4% |
| Var. % a.a | -4.3% | 63.3% | 48.0% | -13.2% | 156.2% | 16.0% | 10.3% | 24.2% |

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 |
|---|--------|------------|-----------|---------------|--------|--------|-------|-----------------------|
| E Exxon | PAE | Pluspetrol | Tecpetrol | Total Austral | YPF | Otras | | |
| jun.-20 | 1.4 | 2.0 | 2.7 | 12.4 | 4.8 | 7.4 | 0.9 | 31.6 |
| may.-21 | 1.0 | 2.7 | 2.4 | 11.4 | 4.2 | 9.1 | 1.6 | 32.3 |
| jun.-21 | 0.9 | 2.9 | 3.4 | 13.8 | 4.1 | 12.0 | 1.5 | 38.5 |
| 12 meses ant. | 1.4 | 1.8 | 1.9 | 11.7 | 4.7 | 9.5 | 0.9 | 31.9 |
| 12 meses | 1.1 | 2.0 | 2.5 | 10.9 | 4.7 | 7.2 | 1.1 | 29.5 |
| Var. % i.m | -7.8% | 7.6% | 41.3% | 21.1% | -1.9% | 31.8% | -7.0% | 19.2% |
| Var. % i.a | -35.3% | 48.0% | 23.8% | 11.5% | -14.9% | 62.3% | 60.3% | 22.0% |
| Var. % a.a | -26.6% | 13.1% | 33.3% | -6.4% | 0.1% | -24.5% | 22.7% | -7.5% |

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Downstream

- En el mes de junio de 2021 **las ventas de naftas y gasoil aumentaron 3.4% i.m. y 24.9% i.a.**, en este último caso se mide contra un mes con registros de consumo muy bajos debido al ASPO. **Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 1.1% a.a** respecto a igual periodo anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 22.4% i.a en las ventas de Gasoil y del 29.8% i.a. en las ventas de las naftas. Esta diferencia en las variaciones se debe a que el consumo de gasoil cayó proporcionalmente menos que el de naftas durante el ASPO, debido a su utilización principalmente en transporte y carga.

A su vez, los datos indican que no hubo una variación significativa del consumo de gasoil en los últimos cuatro meses, periodo en el que hubo días con fuertes restricciones a la circulación. Esto sugiere una recomposición consolidada de la demanda de gasoil que se encuentra en niveles pre-pandemia.

Desagregando las ventas de naftas, en junio de 2021 se observa un incremento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (27% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (39.4% 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 19.2% y 33.6% i.a. respectivamente.

Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses aumentaron 1.4% respecto a igual periodo anterior:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 2.6% mayores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, aumentaron 1% a.a.

Las ventas acumuladas de **Naftas disminuyeron 5% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior** debido a la caída del 3% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 5.6% en la Nafta Súper.

Durante los últimos doce meses **YPF redujo las ventas acumuladas de gasoil y naftas un 0.3% y 7.9% respecto a iguales meses del año anterior.** Es decir, por encima del total consolidado.

- El Gas entregado** en el mes de mayo de 2021 (últimos datos disponible) fue 119.9 MMm3/d. **Las entregas totales aumentaron 13.9% i.a. La demanda acumulada una reducción del 4.5% (5.3 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior.

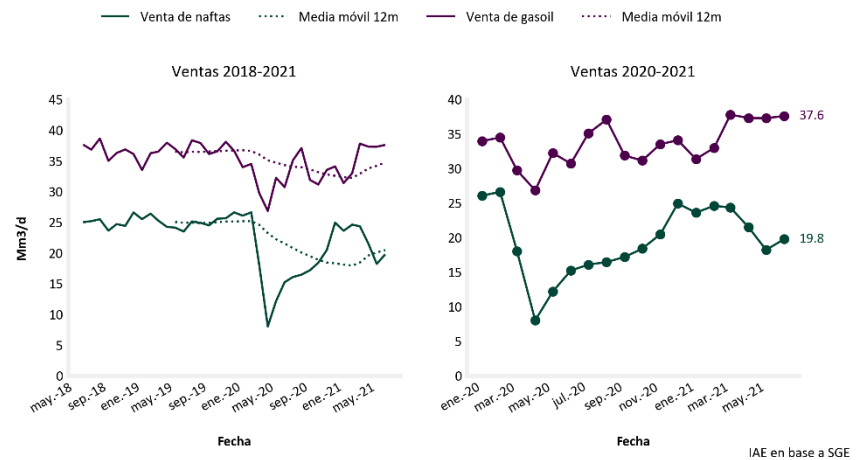
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 10% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 5.3% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 14.9% i.m. menor y 4.3% i.a. mayor. A su vez, presenta una reducción anual de 10.4% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 8% menos en mayo de 2021 respecto de abril, mientras que bajaron

| | Gasoil Común | Gasoil Ultra | Nafta Súper | Nafta Ultra | Total Gasoil | Total Nafta | Total Combustibles |
|---------------|--------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|--------------------|
| jun.-20 | 24.0 | 6.8 | 11.8 | 3.5 | 30.7 | 15.2 | 46.0 |
| may.-21 | 28.5 | 8.8 | 13.8 | 4.5 | 37.3 | 18.2 | 55.5 |
| jun.-21 | 28.6 | 9.0 | 14.9 | 4.9 | 37.6 | 19.8 | 57.4 |
| 12 meses ant. | 26.0 | 8.3 | 16.2 | 5.4 | 34.3 | 21.6 | 55.9 |
| 12 meses | 26.2 | 8.5 | 15.3 | 5.2 | 34.8 | 20.5 | 55.3 |
| Var. % i.m. | 0.2% | 2.7% | 8.4% | 9.0% | 0.8% | 8.6% | 3.4% |
| Var. % i.a | 19.2% | 33.6% | 27.0% | 39.4% | 22.4% | 29.8% | 24.9% |
| Var. % a.a | 1.0% | 2.6% | -5.6% | -3.0% | 1.4% | -5.0% | -1.1% |

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d

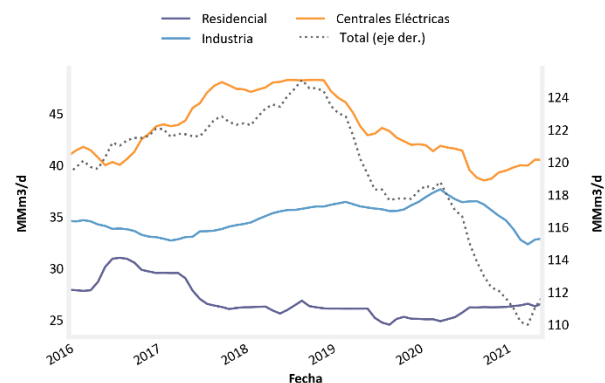


IAE en base a SGE

| | Residencial | Comercial | Entes oficiales | Industria | Centrales Eléctricas | SDB | GNC | Total |
|---------------|-------------|-----------|-----------------|-----------|----------------------|--------|--------|-------|
| may.-20 | 33.3 | 2.8 | 0.9 | 30.1 | 38.3 | 2.5 | 3.7 | 111.7 |
| abr.-21 | 16.0 | 2.6 | 0.6 | 37.0 | 41.4 | 1.6 | 6.1 | 105.3 |
| may.-21 | 36.6 | 3.8 | 1.5 | 31.4 | 38.1 | 2.9 | 5.5 | 119.9 |
| 12 meses ant. | 25.3 | 3.7 | 1.1 | 36.7 | 41.6 | 2.6 | 6.1 | 117.0 |
| 12 meses | 26.6 | 3.0 | 0.9 | 32.9 | 40.5 | 2.2 | 5.6 | 111.7 |
| Var. % i.m. | 129.5% | 46.9% | 140.9% | -14.9% | -8.0% | 83.5% | -10.3% | 13.9% |
| Var. % i.a | 10.0% | 39.2% | 60.4% | 4.3% | -0.6% | 15.2% | 47.1% | 7.3% |
| Var. % a.a | 5.3% | -18.1% | -18.4% | -10.4% | -2.6% | -14.7% | -8.3% | -4.5% |

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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



IAE en base a ENARGAS

su demanda 0.6% i.a a la vez que acumulan una reducción del 2.6% anual en el consumo.

Precios: recuperación consolidada

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en junio de 2021 fue de USD/bbl 73.4 cual implica un precio 7.4% mayor respecto al mes anterior mientras que es 80.8% superior al registrado en junio de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 71.3 teniendo una variación positiva del 9.4% respecto del mes anterior y un aumento del 86.2% respecto a junio de 2020.

Los precios del crudo a nivel mundial comenzaron a caer rápidamente a partir de enero de 2020, llegando al mínimo en abril de 2020. Por otra parte, los niveles de precios a partir de julio de 2020 muestran una respuesta al colapso de la demanda mundial de crudo durante la pandemia del Covid-19 y a las dificultades en el almacenamiento disponible. Como se observa, los precios internacionales ha tenido una considerable recuperación y se presentan estables en niveles similares a los pre-pandemia.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 61.5 en junio de 2021 esto implica un aumento del 2.5% respecto al mes anterior mientras fue 75.3% mayor al precio de junio de 2020. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 55.2 en el mes de junio de 2021: 4.5% mayor al mes anterior y 39.2% superior respecto al de igual mes del año anterior.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 3.26 MMBtu (millón de Btu) en junio de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 12% respecto al mes anterior y 100% respecto de igual mes del año anterior.

En el caso argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo en base al cálculo de regalías (lo que reciben los productores locales)** fue de 3.47 USD/MMBtu en junio de 2021 lo cual implica un precio 4.5% mayor al mes anterior y 41.6% superior a igual mes del año 2020.

- El Precio de importación del GNL.** Según se publica en la web de IEASA, el precio promedio de las compras del año 2021 fue de 7.77 USD/MMBtu para el año 2021, mientras que para el año 2020 había sido de USD 2.96 USD/MMBtu.

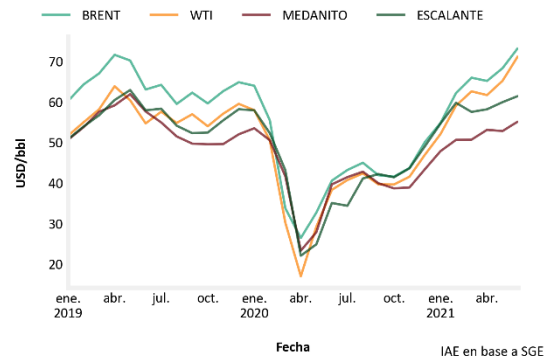
Por otra parte, los datos de comercio exterior indica que en junio el precio de GNL importado fue de USD/MMBtu 7.61.

El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 5.29 USD/MMBTU para el mes de junio de 2021. Esto representa un precio igual al del mes anterior y 5.2% mayor al de igual mes del año 2020. Este precio es 52% superior al precio del gas local.

| Precios del petróleo USD/bbl | | | | |
|------------------------------|-------|-------|-----------|----------|
| | BRENT | WTI | Escalante | Medanito |
| jun.-20 | 40.6 | 38.3 | 35.1 | 39.7 |
| may.-21 | 68.3 | 65.2 | 59.9 | 52.8 |
| jun.-21 | 73.4 | 71.3 | 61.5 | 55.2 |
| Var. % i.m | 7.4% | 9.4% | 2.5% | 4.5% |
| Var. % i.a | 80.8% | 86.2% | 75.3% | 39.2% |

Fuente: IAE en base a SGE

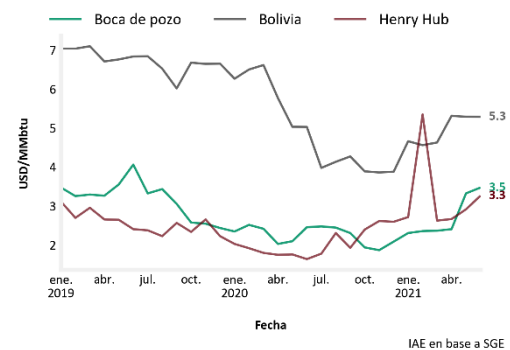
Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl



| Precios del Gas Natural USD/Mmbtu | | | | |
|-------------------------------------|-------------------|---------|--------|-----------|
| | Boca de pozo Arg. | Bolivia | GNL | Henry Hub |
| jun.-20 | 2.45 | 5.03 | 3.40 | 1.63 |
| may.-21 | 3.32 | 5.29 | 6.71 | 2.91 |
| jun.-21 | 3.47 | 5.29 | 7.61 | 3.26 |
| Var. % i.m | 4.5% | 0.0% | 13.5% | 12.0% |
| Var. % i.a | 41.6% | 5.2% | 123.8% | 100.0% |

Fuente: IAE en base a SGE y EIA

Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMBtu



5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar se redujo en mayo de 2021 respecto a abril 12.7% i.m. y fue 130.1% i.a. mayor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 7.8% inferior. A su vez, las ventas bajaron en mayo de 2021 respecto al mes anterior 14.9% i.m. y son 68% i.a. superiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 8.5% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

| | Bioetanol Miles de Tn. | | Biodiesel Miles de Tn. | | | Total en miles de Tn. |
|---------------|--------------------------|----------------|--------------------------|-----------------|-------------|-----------------------|
| | Producción | Ventas totales | Producción | Ventas internas | Exportación | |
| may.-20 | 20.7 | 33.8 | 78.7 | 76.9 | 0.0 | 99.4 |
| abr.-21 | 54.6 | 66.8 | 84.8 | 36.3 | 0.0 | 139.5 |
| may.-21 | 47.7 | 56.8 | 188.1 | 15.1 | 141.8 | 235.7 |
| 12 meses ant. | 764.7 | 745.7 | 1,815.7 | 1,003.1 | 866.3 | 2,580.4 |
| 12 meses | 705.1 | 682.2 | 1,157.2 | 350.2 | 738.6 | 1,862.3 |
| Var. % i.m. | -12.7% | -14.9% | 121.7% | -58.4% | - | 69.0% |
| Var. % i.a. | 130.1% | 68.0% | 139.1% | -80.4% | - | 137.2% |
| Var. % a.a. | -7.8% | -8.5% | -36.3% | -65.1% | -14.7% | -27.8% |

Fuente: IAE en base a SGE

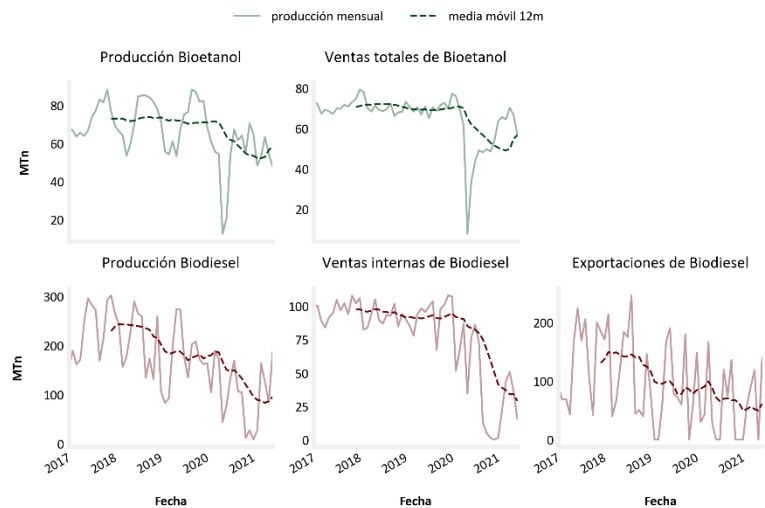
- La **producción de Biodiesel** aumentó en mayo de 2021 respecto al mes anterior 121.7% i.m. y fue 139.1% i.a. superior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 36.3% a.a. menor en el último año móvil.

En mayo de 2021 las ventas de biodiesel se redujeron respecto a abril 58.4% i.m. Por otra parte, las ventas fueron 80.4% i.a. menores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 65.1% a.a.

Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a mayo de 2021 fueron 14.7% menores a igual periodo del año anterior.

- Por último, la **producción total de biocombustibles** medida en toneladas aumentó en mayo de 2021 69% i.m y 137.2% i.a respecto a mayo de 2020. En el acumulado para el último año móvil es 27.8% inferior.

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



IAE en base a SGE

6. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de junio de 2021 se muestra deficitaria en USD 427 millones. En junio de 2021 las exportaciones aumentaron 35.2% i.a mientras que las importaciones fueron 210.6% i.a. mayores.

En 2021 se observa un déficit acumulado de USD 396 millones con las exportaciones creciendo 5% y las importaciones incrementándose 59.3% a.a.

- Los **índices de valor, precio y cantidad** indican que en junio de 2021 se exportó un 29.5% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de junio de 2020, mientras que los precios de exportación aumentaron 101.6% i.a dando como resultado un aumento en el valor exportado del 35.2% i.a.

Cabe recordar que junio de 2021 se compara contra mayo de 2020, momento en que los precios del petróleo fueron bajos.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 134.7% en cantidades en junio de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa un aumento del 34.5%. Esto generó un incremento en el valor importado del 210.6% i.a.

En el cálculo acumulado a junio de se observa una reducción en las cantidades exportadas del 28.3% mientras las importaciones aumentaron 61.6%. A su

| Balanza comercial energética en millones de USD | | | |
|---|----------------------------|------------------------------------|--|
| | Saldo comercial energético | Exportación combustibles y energía | Importación combustibles y lubricantes |
| jun.-20 | 2 | 247 | 245 |
| jun.-21 | -427 | 334 | 761 |
| Acumulado 2020 | 364 | 1,796 | 1,432 |
| Acumulado 2021 | -396 | 1,885 | 2,281 |
| % i.a. | - | 35.2% | 210.6% |
| % var. a.a. | -208.8% | 5.0% | 59.3% |

Fuente: IAE en base a INDEC

| Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %) | | | |
|---|----------|------------------------------------|--|
| | | Exportación combustibles y energía | Importación combustibles y lubricantes |
| Respecto de junio de 2020 | Valor | 35.2% | 210.6% |
| | Precio | 101.6% | 34.5% |
| | Cantidad | -29.5% | 134.7% |
| Respecto al acumulado a junio de 2021 | Valor | 5.0% | 59.3% |
| | Precio | 46.3% | -1.4% |
| | Cantidad | -28.3% | 61.6% |

Fuente: IAE en base a INDEC

vez, los precios energéticos de exportación aumentaron 46.3% mientras que los de importación cayeron 1.4%. Esto implica que el valor exportado en energía aumentó 5%, y el valor importado se incrementó 59.3% durante el primer semestre 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 menores ventas al exterior de petróleo (-10.3%) y de Gas Natural (-80.3%). La exportación de Gas Natural durante los últimos doce meses fue de 335 MMm3, esto equivale a 0.91 MMm3/d y muestra una notable caída en los últimos siete meses respecto a iguales meses del año anterior.

En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 27.4% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, se importó un total de 237.7 Mm3 de Gasoil (concentrados principalmente entre septiembre de 2020 y enero de 2021), presentando un incremento importante debido a que las importaciones de igual periodo anterior fueron bajas. Es importante destacar que **en junio de importó el mayor volumen de gasoil desde abril de 2014.**

Las importaciones totales de gas natural de Bolivia y Chile fueron 20.6% i.a. menores en junio de 2021 respecto a igual mes del año anterior mientras presenta un aumento del 9.1% en 12 meses.

En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 51.5% 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 22.3 MMm3/d, esto es un 19% superior a igual periodo anterior. La exportación registrada por comercio exterior ha sido de 0.91 MMm3/d anuales.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades

| | Butano (Mtn.) | Gas Natural (MMm3) | Petróleo (Mm3) | Propano (MTn.) |
|---------------|------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|
| jun.-20 | 25.2 | 29.6 | 253.0 | 51.1 |
| may.-21 | 27.2 | 7.2 | 412.5 | 30.7 |
| jun.-21 | 7.0 | 8.4 | 116.5 | 2.1 |
| 12 meses ant. | 518.7 | 1,701.8 | 3,327.6 | 640.7 |
| 12 meses | 404.3 | 335.0 | 2,983.6 | 564.1 |
| Var. % i.m | ● -74.3% | ● 15.7% | ● -71.8% | ● -93.3% |
| Var. % i.a | ● -72.2% | ● -71.8% | ● -53.9% | ● -96.0% |
| Var. % a.a | ● -22.1% | ● -80.3% | ● -10.3% | ● -12.0% |

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades

| | GNL (MMm3) | Gas Natural (MMm3) | Gasoil (Mm3) | Nafta (Mm3) |
|---------------|---------------|-----------------------|-----------------|----------------|
| jun.-20 | 582.5 | 526.3 | 0.0 | 0.0 |
| may.-21 | 488.7 | 452.3 | 0.0 | 34.3 |
| jun.-21 | 765.6 | 417.8 | 81.2 | 0.0 |
| 12 meses ant. | 1,669.2 | 5,165.9 | 0.0 | 366.6 |
| 12 meses | 2,528.4 | 5,634.7 | 235.7 | 266.3 |
| Var. % i.m | ● 56.7% | ● -7.6% | - | - |
| Var. % i.a | ● 31.4% | ● -20.6% | - | - |
| Var. % a.a | ● 51.5% | ● 9.1% | - | ● -27.4% |

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.