

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En agosto de 2020 la **producción de petróleo se redujo 10.7% i.a y 1.8% en últimos doce meses. Se observa una moderada reducción respecto al mes anterior.**

La producción de petróleo convencional (77% de la producción) en el mes de agosto de 2020 cayó 15.7% i.a y se redujo 9% durante los últimos doce meses. En cambio la producción no convencional (23% del total) se incrementó 8.3% i.a y 33% en doce meses.

En agosto de 2020 la **producción de Gas disminuyó 14.1% i.a y 4.5% a/a.**

En este caso, la magnitud de la caída i.a se debe a los efectos limitantes del ASPO sobre la actividad y a un nivel de demanda notablemente inferior respecto a iguales periodos.

En agosto, la producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 12% i.a y 8.2% a/a en el último año.

La producción no convencional disminuyó más que la convencional: se redujo 16.6% i.a. Por otra parte, se incrementó solo 0.8% anual representando el 43% del total producido.

La producción gasífera convencional y la variante no convencional Tight Gas, que entre ambas representan el 75% de la producción de la producción, disminuyen 7.5% anual.

Demanda: los efectos del ASPO

En agosto de 2020 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 4.7% respecto a julio de 2020 pero se redujeron 14.7% i.a. Por otra parte, en los últimos 12 meses se presenta una caída de 11.9% en las ventas respecto a igual periodo del año anterior. La demanda de gasoil recuperó sus niveles pre-pandemia mientras que el consumo de naftas se encuentra virtualmente estancado en valores 30% inferiores a igual periodo del año anterior.

La demanda total de gas natural aumentó 0.6% i.m en julio de 2020 (último dato disponible) aunque, en línea con la producción de gas del mes de julio, se redujo 12% respecto de julio de 2019 y 2.6% a/a. Esto indica que la oferta local reacciona en igual magnitud a la disminución en la demanda local.

La demanda total de Energía Eléctrica se redujo en agosto de 2020 11.9% respecto al mes anterior y 6.4% respecto a agosto de 2019.

Se sigue observando que cayó toda demanda i.a correlacionada con la actividad industrial y transporte (esencialmente privado) pero no así la demanda Residencial, debido mayormente a un uso más intensivo en los hogares y a factores climáticos.

En los últimos 12 meses la demanda de energía eléctrica total se encuentra virtualmente estancada con un aumento de solo 0,4% a/a.

Subsidios energéticos: atención a la dinámica

Los subsidios energéticos acumulados a julio de 2020 fueron de \$ 218 mil millones, esto es aproximadamente USD 3.300 millones, y aumentaron 100,5% respecto a igual periodo de 2019. Cammesa lidera las transferencias recibidas con \$ 152 mil millones y un aumento de 157%. Ocupa el 70% de los fondos ejecutados.

Esta dinámica de los subsidios responde a mayores necesidades financieras derivadas de: 1) la creciente brecha entre costos y precios de la energía por tarifas congeladas y 2) una menor cobrabilidad, en recuperación, de las distribuidoras por el ASPO que derivan en deudas con CAMMESA y mayores erogaciones corrientes por parte del Estado Nacional.

Principales indicadores del sector energético

	1 mes año anterior	1 mes	Acum. año móvil anterior	Acum. año móvil	var % i.a	var % año móvil
Producción total de petróleo (Mm3/d). Ago-20	84.2	75.1	81.6	80.1	↓ -10.7%	↓ -1.8%
Petróleo convencional (Mm3/d)	66.8	56.3	67.7	61.6	↓ -15.7%	↓ -9.0%
Petróleo no convencional (Mm3/d)	17.4	18.9	13.9	18.4	↑ 8.3%	↑ 33.0%
Producción total de gas (MMm3/d). Ago-20	144.4	124.1	133.9	127.9	↓ -14.1%	↓ -4.5%
Gas convencional (MMm3/d)	80.2	70.5	78.8	72.3	↓ -12.0%	↓ -8.2%
Gas no convencional (MMm3/d)	64.3	53.6	55.1	55.5	↓ -16.6%	↑ 0.8%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3/día). Ago-20	62.8	53.6	61.3	54.0	↓ -14.7%	↓ -11.9%
Demanda de Gas (MMm3/d). Jul-20	150.9	132.8	118.3	115.3	↓ -12.0%	↓ -2.6%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Jul-20	212	237	2,888	2,540	↑ 11.8%	↓ -12.1%
Demanda total energía eléctrica (GW/h por día). Ago-20	369.7	346.0	348.6	350.0	↓ -6.4%	↑ 0.4%
Generación neta local de energía eléctrica (GW/h por día). Ago-20	373.7	353.7	356.2	360.8	↓ -5.3%	↑ 1.3%
	1 mes	1 mes año anterior	Acumulado anual	Acumulado anual año anterior	var % i.a	Variación acumulada
Transferencias corrientes (subsidijs). Jul-20	-	-	218,522	108,969	-	↑ 100.5%
Transferencias de capital. Jul-20	-	-	7,180	252	-	↑ 2749.2%
Saldo comercial energético (millones de USD). Ago-20	-174	-40	-491	189	-	-

Las siguientes noticias constituyen a juicio del Departamento Técnico de Instituto Mosconi las noticias más relevantes del mes de septiembre de 2020.

1. Comunicado del IAE Mosconi sobre la [situación de los Biocombustibles en Argentina](#).
2. Entrevista a Jorge Lapeña. "[Hoy la energía pasa un momento muy complicado en el país](#)". El exsecretario de Energía de la Nación y presidente del IAE, Jorge Lapeña, dijo que no hay gestión energética y cuestionó la ausencia de un responsable en la cartera por tanto tiempo. Advirtió que el futuro de los biocombustibles es muy incierto si el Gobierno no reacciona. *Puntal*.
3. [Energía: Un polvorín a punto de estallar, y algunos hitos positivos](#). Por Jorge Lapeña para *Portal Vision Federal*.
4. [Apuntes de una energía en cuarentena y en quiebra](#). Por Alejandro Einstoss para *Nuevos Papeles*.
5. [La gestión de los subsidios es clave](#). Los subsidios se incrementaron en 100% en los primeros siete meses del año, respecto de 2019. Por Jorge Lapeña para *Clarín*.
6. [Subsidios: la eterna "bola de nieve" del Gobierno y cómo impacta en las cuentas fiscales](#). Los subsidios a los servicios públicos para mantener congeladas las tarifas crecieron más del 100 por ciento en el último año y vuelven a disparar alarmas. El impacto en las cuentas fiscales y en las inversiones, según los especialistas. ¿Una película repetida?. *El Cronista*.
7. [Biocombustibles. Advierten que la "inacción" del Gobierno hará quebrar empresas](#). el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi -formado por referentes del sector- alertó que la decisión oficial constituye un "hecho anormal" que pone en riesgo a las empresas. *La Nación*.
8. [El biodiésel en alerta: proyectan que la producción argentina caerá a su nivel más bajo en diez años](#). *Clarín*.
9. [Ironía argentina. Ni las empresas eléctricas pueden pagar la luz](#). En un nuevo intento por parte del Gobierno de regularizar las deudas que acumulan las empresas distribuidoras de electricidad con el Estado, el Ministerio de Economía propuso en el presupuesto 2021 aplicar una moratoria, que incluye facilidades de pago a una tasa de interés por debajo de la de mercado. *La Nación*.
10. [Revuelo empresario. Metrogas les avisó a sus proveedoras de gas que no les puede pagar](#). *La Nación*.
11. [Las dudas del Plan Gas: nivel de precios, negociación con Tecpetrol y las condiciones para el offshore](#). *Econojournal*.
12. [Bolivia entrega un tercio menos del gas acordado](#). YPFB disminuyó esta semana y en forma considerable el volumen de las inyecciones hacia Argentina. La adenda contractual vence en tres meses. *Diario Río Negro*.
13. [Barril criollo: la trampa de un decreto que choca con la realidad](#). Desde fines de agosto dejó de aplicarse el precio sostén que generó múltiples polémicas. Mientras se debate si tendrá una reedición, la caída del precio del crudo impactará en las regalías. *Diario Río Negro*.
14. [Postergan la suba de los impuestos a los combustibles para el 16 de octubre, pero no la trasladarían a precios](#). El Gobierno incrementará dos tributos. La nafta debería subir 3% para compensarlo, pero las petroleras no lo harán por ahora. *Clarín*.
15. [La energía, la otra tormenta que se avecina](#). El Gobierno no sólo debe atender el problema de la falta de dólares y de un gasto público desbordado, dos cuestiones que de por sí exigen una gran pericia, sino que ya hay otra bomba que empieza a activarse, y que podría resultar letal en caso de que la actividad ensaye cualquier tipo de recuperación: es la energética. *La Nación*.
16. [Pensar en una buena política energética para salir del laberinto](#). La administración de Alberto Fernández entró con el pie izquierdo en la política energética argentina que además se complicó por la pandemia y ahora cayó en una trampa de difícil salida. *Por Fernando Navajas para Econojournal*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de julio de 2020 una variación positiva del 1.1% respecto al mes anterior mientras que la actividad disminuyó 13.2% respecto al mismo mes del 2019 (i.a) y 12,6% en el acumulado del año 2020. El efecto pleno del ASPO sobre toda la actividad económica, y sus parciales flexibilizaciones, se refleja en este indicador.

- El **IPI-M** (Índice de producción industrial manufacturera) muestra en julio de 2020 una variación positiva del 2.1% respecto al mes anterior mientras que disminuyó 6,9% i.a. y 13.4% acumulado en los primeros siete meses de 2020 respecto a igual periodo del año anterior. La magnitud en las variaciones se debe a las limitaciones operativas durante el Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (ASPO).

Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** disminuyó 7.6% i.a. y 11.5% en los primeros siete meses de 2020. En particular, la refinación de petróleo para naftas disminuyó 29.7% i.a y 24,9% acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 8.1% i.a y se redujo 4.3% acumulado del año 2020.

- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 4.1% en agosto de 2020 respecto del mes anterior mientras tuvo una variación del 35.3% respecto de igual mes de 2019. Por otra parte, en los primeros ocho meses de 2020 los precios mayoristas son 14.7% superiores a igual periodo del año anterior.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de 10% i.m en agosto de 2020, mientras que fue 13.5% superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un incremento de 4.8% en 2020.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 1.1% i.a respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 25,9% respecto a igual mes del año anterior y acumulan una reducción del 2.9% en 2020.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación negativa del 0,1% i.m. en agosto de 2020, con un aumento del 2.7% respecto de igual mes del año anterior y una variación acumulada de 1,3% en los primeros ocho meses de 2020 respecto a igual periodo del año anterior.

	Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE Jul-20	▲ 1.1%	▼ -13.2%	▼ -12.6%
IPI-M Jul-20	▲ 2.1%	▼ -6.9%	▼ -13.4%
Refinación del petróleo	-	▼ -7.6%	▼ -11.5%
Naftas	-	▼ -29.7%	▼ -24.9%
Gasoil	-	▲ 8.1%	▼ -4.3%
IPIM Ago-20	▲ 4.1%	▲ 35.3%	▲ 14.7%
IPIM- Petróleo crudo y gas	▲ 10.0%	▲ 13.5%	▲ 4.8%
IPIM- Refinados de petróleo	▲ 1.1%	▲ 25.9%	▼ -2.9%
IPIM-Energía eléctrica	▼ -0.1%	▲ 2.7%	▲ 1.3%

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 al mes de julio de 2020 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 100,5% en el acumulado anual a julio de 2020 respecto al año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 109.553 millones en acumulados a julio de 2020 respecto a igual periodo de 2019.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del periodo, los subsidios energéticos sumaron aproximadamente USD 3.300 millones acumulados a julio de 2020.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a julio de 2020 fueron para CAMMESA (\$152.061 millones o USD 2.320 millones) que se incrementó 157% i.a y ocupó el 70% de las transferencias realizadas, para IEASA (\$33.526 millones o USD 511 millones) con un incremento del 37,7% y para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$15.611 millones o USD 238 millones) con un incremento del 33%.

Esta dinámica en el comportamiento de los subsidios a CAMMESA a partir del abril responde a las crecientes necesidades financieras derivadas de tres factores: 1) la brecha entre costos y precios de la energía, 2) la baja cobrabilidad de las distribuidoras por el ASPO que derivan en deudas con CAMMESA y mayores erogaciones corrientes por parte del Estado Nacional, y 3) por el pago de deudas de CAMMESA con generadoras durante el periodo.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a julio de 2020 para gastos de capital fueron \$ 7.180 millones. Esto implica un monto mayor en \$ 6.928 millones respecto a igual periodo de 2019. Las transferencias a IEASA se incrementaron 322% mientras que para Nucleoeléctrica se redujeron 27,3% respecto a lo recibido en igual periodo del año anterior.

	Acumulado julio 2020	Acumulado a julio 2019	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	218.522	108.969	109.553	▲ 100,5%
CAMMESA	152.061	59.094	92.967	▲ 157,3%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	0	2.268	-2.268	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	5.219	4.026	1.193	▲ 29,6%
YCRT	3.450	1.293	2.157	▲ 166,8%
EBY	3.367	3.313	54	▲ 1,6%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	15.611	11.738	3.873	▲ 33,0%
IEASA (Ex ENARSA)	33.526	24.355	9.171	▲ 37,7%
Compensación distribuidoras de Gas	395	2.485	-2.090	▼ -84,5%
Otros Beneficiarios sin discriminar	4.890	396	4.494	▲ 1133,4%

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado julio 2020	Acumulado a julio 2019	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	7.180	252	6.928	▲ 2749,2%
IEASA	5.657	1.339	4.318	▲ 322,5%
Nucleoeléctrica S.A.	800	1.100	-300	▼ -27,3%
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	-	-
Otros beneficiarios	722	-2.188	2.910	▼ -133,0%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de agosto de 2020 la demanda total de energía eléctrica fue 11,9% menor al mes anterior y 6,4% inferior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa una demanda estancada con un aumento de solo 0,4% respecto a igual periodo del año anterior.

En el mes de agosto de 2020 la demanda industrial/Comercial aumentó 2,5% i.m, mientras que se redujo 15% i.a y 8,3% anual.

Por otra parte, la demanda comercial se redujo 12,8% en agosto respecto de julio de 2020, mientras que disminuyó 13,4% i.a y 2,8% anual.

El consumo Residencial se redujo 17,3% i.m explicada principalmente por factores climáticos y estacionales potenciados por los efectos del ASPO. Por otra parte, es 3% superior a la de agosto de 2019 y crece 8,4% anual.

De esto se desprende que en agosto si bien se recuperó parcialmente la demanda industrial respecto a julio (por flexibilizaciones en provincias y mayor actividad), sigue disminuyendo respecto al 2019 en la categoría comercial el efecto del ASPO redujo significativamente el consumo de energía eléctrica respecto del mes y año anterior. Los efectos no han tenido el mismo comportamiento en la categoría residencial que muestra un dinamismo opuesto pero revela el efecto estacional en agosto respecto a julio.

El comportamiento detallado de la demanda durante el ASPO, y su comparación respecto a 2019 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 12.4% i.m en agosto y 6.8% respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos 12 meses aumentó 1.3%.

- La generación neta local se redujo 10,2% en agosto respecto a julio y 5.3% i.a respecto del mismo mes del año anterior. La generación local de los últimos doce meses aumentó 1.3%.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación nuclear y renovable, que aumentaron 2.9 y 74% i.a respectivamente.

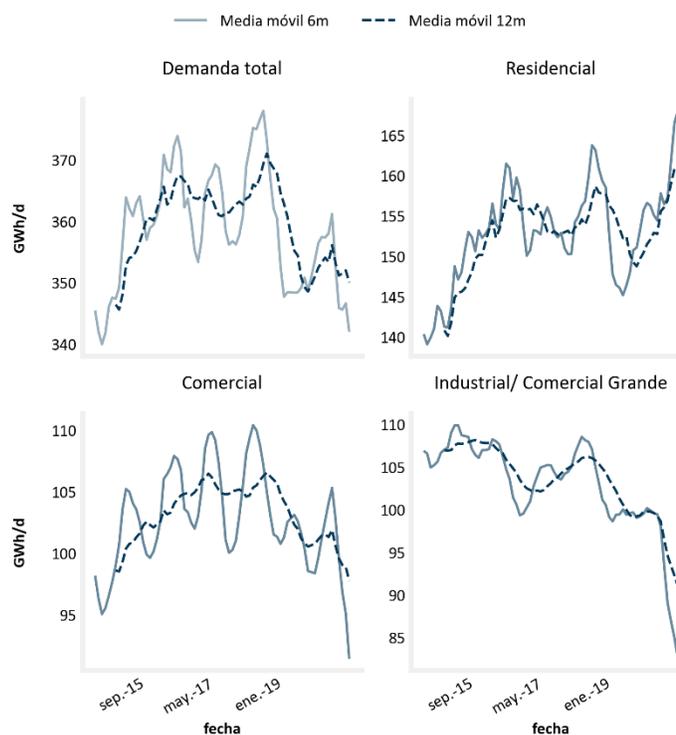
En el período de los últimos doce meses corridos la generación Renovable y Nuclear muestran crecimiento positivo con una variación del 81% y 65.2% respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica e Hidráulica, que ocupan el 85% de la generación, disminuyeron 1.3% y 16.3% en los últimos doce meses.

- La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 aumentó 23.6% i.m y 74% i.a en agosto de 2020, mientras que en los últimos

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
Aug-19	100.7	101.3	167.7	369.7
Jul-20	100.0	84.0	209.0	392.9
Aug-20	87.2	86.1	172.7	346.0
12 meses ant.	100.6	99.2	148.8	348.6
12 meses	97.8	91.0	161.2	350.0
Var. % i.m	▼ -12.8%	▲ 2.5%	▼ -17.3%	▼ -11.9%
Var. % i.a	▼ -13.4%	▼ -15.0%	▲ 3.0%	▼ -6.4%
Var. % a.a	▼ -2.8%	▼ -8.3%	▲ 8.4%	▲ 0.4%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Demanda de energía eléctrica por categoría tarifaria | 2014 - 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
Aug-19	103.9	27.9	21.9	220.0	11.3	373.7	385.0
Jul-20	114.4	23.8	30.8	224.7	15.9	393.7	409.6
Aug-20	82.3	28.7	38.1	204.7	4.9	353.7	358.6
12 meses ant.	103.5	16.8	16.6	219.3	0.5	356.2	356.7
12 meses	86.6	27.7	30.0	216.5	0.4	360.8	361.2
Var. % i.m	▼ -28.1%	▲ 21.0%	▲ 23.6%	▼ -8.9%	▼ -69.3%	▼ -10.2%	▼ -12.4%
Var. % i.a	▼ -20.8%	▲ 2.9%	▲ 74.0%	▼ -7.0%	▼ -56.9%	▼ -5.3%	▼ -6.8%
Var. % a.a	▼ -16.3%	▲ 65.2%	▲ 81.0%	▼ -1.3%	▼ -19.1%	▲ 1.3%	▲ 1.3%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

doce meses presenta un incremento del 81% respecto a igual periodo del año anterior.

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 29.9%, 27.7%, 122% y 122.4% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuyó 13.6% anualmente.

El incremento total anual está impulsado especialmente por el aumento en la generación eólica y solar debido a la representación que tienen en el total.

En términos anuales la generación Eólica continúa siendo la de mayor importancia, por encima de la Hidráulica Renovable, representando el 72% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 8.3% del total generado en 12 meses y 8.5% en acumulado del año a agosto de 2020. Por otra parte, en términos mensuales representó 10.8% de la energía generada en el mes de agosto de 2020.

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 7.3% del total anual generado mientras que la hidráulica representa el 24% de la generación neta local.

- **Precios y costos de la energía:** los datos indican que en agosto de 2020 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo una reducción del 1.5% i.m y un aumento del 17.3% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 1.6% en agosto respecto a julio de 2020 mientras que se redujo 0,9% respecto a igual mes del año anterior. En los últimos cinco meses este precio aumentó interanualmente de manera similar, es decir, muy por debajo de los costos.

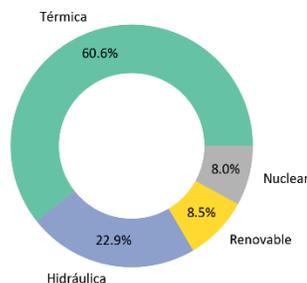
La variación en los costos se encuentra muy por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 35.3% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó considerablemente menos que ambos en el mismo periodo. Esto indica **que los costos de generación crecen por debajo de la inflación mayorista, pero también que en agosto, debido a la baja en el costo y la suba en el precio respecto al mes anterior, se recuperó parcialmente la cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.**

Con estos valores, **el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir solo el 47% de los costos de generación en agosto de 2020, esto es 2 puntos porcentuales mayor al mes anterior aunque aún implica que más de la mitad del costo de generación es cubierto con subsidios.** En el mismo mes de 2019 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 55% de los costos de generación

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/d						
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
Aug-19	0.8	1.1	14.5	3.4	2.2	21.9
Jul-20	0.9	1.4	24.4	1.9	2.2	30.8
Aug-20	0.9	1.6	30.0	2.8	2.8	38.1
12 meses ant.	0.6	0.7	9.8	4.1	1.3	16.6
12 meses	0.8	0.9	21.8	3.5	2.9	30.0
Var. % i.m	▼ -1.5%	▲ 11.4%	▲ 22.9%	▲ 46.6%	▲ 29.0%	▲ 23.6%
Var. % i.a	▲ 17.4%	▲ 47.9%	▲ 107.6%	▼ -18.8%	▲ 29.3%	▲ 74.0%
Var. % a.a	▲ 29.9%	▲ 27.7%	▲ 122.0%	▼ -13.6%	▲ 122.4%	▲ 81.0%

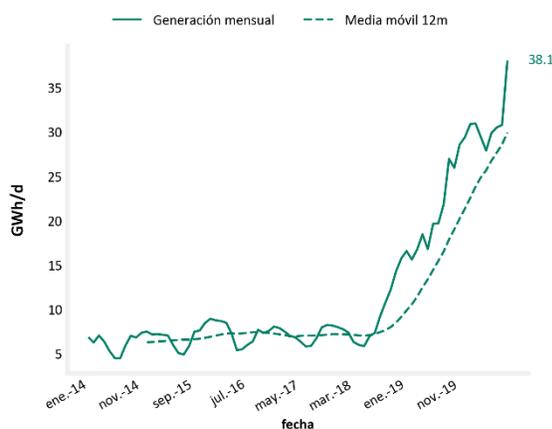
Fuente: IAE en base a CAMMESA

Composición de la generación eléctrica por fuente - Año 2020



IAE en base a CAMMESA

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2014 - Hoy



IAE en base a CAMMESA

	Costo y precio de la energía eléctrica mayorista (\$/Mwh)	
	Costo	Precio Estacional
Aug-19	3,900.0	2,154.7
Jul-20	4,644.2	2,100.2
Aug-20	4,573.9	2,134.6
12 meses ant.	2,865.3	1,808.1
12 meses	3,940.5	2,160.1
Var. % i.m	▼ -1.5%	▲ 1.6%
Var. % i.a	▲ 17.3%	▼ -0.9%
Var. % a.a	▲ 37.5%	▲ 19.5%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

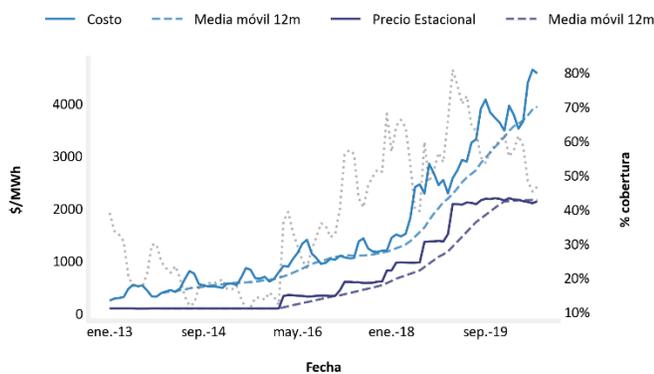
eléctrica, lo cual revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos.

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 es un mecanismo válido para no deteriorar aún más esta delicada situación. Sin embargo, **si el descalce creciente entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se mantiene por un periodo prolongado puede tener consecuencias fiscales importantes a través de subsidios crecientes del Estado Nacional**, a la vez que se verían deteriorados 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 enero de 2019 y se mantiene la tendencia en la actualidad.

Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 55% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **La potencia instalada** en agosto de 2020 fue de 40.622 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 22.430 MW.
- **En agosto de 2020 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra una disminución del gas natural del 14.5% i.a mientras que el consumo de gasoil de incrementó 31.8% i.a. En cuanto a la variación anual, **el Consumo de Gas Natural se redujo 5.4% durante los últimos doce meses mientras que se consumió 127.4% más de Gas Oil.**

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista | 2014-Hoy | \$/MWh



IAE en base a CAMMESA

Potencia instalada agosto de 2020

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
40,622	22,430 20/8/2020	26,320 2/8/2018

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Consumo de combustibles en generación eléctrica

	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
Aug-19	0.0	23.44	1404.0	50.7
Jul-20	115.7	177.22	912.0	396.7
Aug-20	69.9	62.07	1200.2	66.7
12 meses ant.	159.6	151.7	17,142.6	338.7
12 meses	423.4	354.3	16,224.3	770.2
Var. % i.m	▼ -39.6%	-	▲ 31.6%	▼ -83.2%
Var. % i.a	-	▲ 164.8%	▼ -14.5%	▲ 31.5%
Var. % a.a	▲ 165.3%	▲ 133.5%	▼ -5.4%	▲ 127.4%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En agosto, la producción de petróleo disminuyó 01.4% respecto del mes anterior y se 10.7% i.a respecto de igual mes de 2019. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 1.8% inferior al año anterior.

En el mes de agosto de 2020 la producción de petróleo crudo se redujo respecto al mes anterior debido a una disminución en la producción de la cuenca Neuquina. Además, tuvo una reducción de 10.7% respecto al mismo mes de 2019 explicada por los efectos del ASPO en la actividad y la demanda local virtualmente es niveles aún muy inferiores a los pre-pandemia. Esto se refleja en una caída importante en las principales cuencas.

La cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta que representa el 40% de la cuenca, disminuyó su producción un 3% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 7.5% i.a inferior respecto a agosto de 2019. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia) muestra un retroceso con una disminución del 0.7% i.m y 11.6% i.a en su producción, mientras que las cuencas Austral y Cuyana que aportan poco al total, redujeron su producción 38% y 12.1% i.a respectivamente. La Cuenca Noroeste creció 6.2% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 1.8% inferior a la del año anterior. En este sentido, la única cuenca que incrementa su producción anual es la Cuenca Neuquina, que representan el 47% de la producción Nacional y ha aumentado 4.7% durante los últimos doce meses.

Por otra parte, la Cuenca Golfo de San Jorge que representa el 43% del total se presenta con una disminución del 5.2% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una retracción del 2.7% en el acumulado del último año respecto del año anterior, la Cuenca Cuyana disminuye 9.7% anual y la cuenca Austral 24.5%.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total) mantuvo similar nivel de producción en agosto respecto de julio aunque es 8.5% inferior respecto de igual mes del año anterior y 3% menor en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

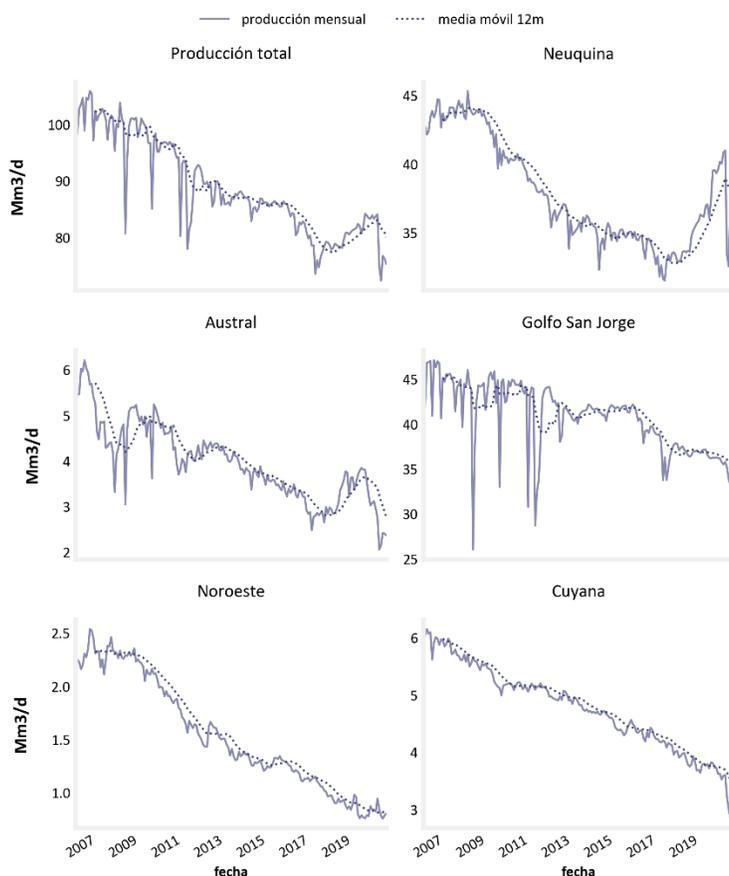
Pan American Energy, con una participación del 21% en el total, disminuyó su producción 0.6% respecto del mes anterior y 4.6% i.a. sin embargo crece 1.6% anualmente.

Pluspetrol y Vista aumentaron su producción 10.8% y 8.1% anual. SINOPEC y Tecpetrol reducen su producción anual un 14.6% y 12.1%. El conjunto de las empresas restantes aumenta 1.1% anual su producción.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
Aug-19	3.8	36.3	39.5	0.8	3.8	84.2
Jul-20	2.4	32.3	37.7	0.8	3.0	76.2
Aug-20	2.4	32.1	36.6	0.8	3.4	75.1
12 meses ant.	3.7	36.8	36.5	0.8	3.8	81.6
12 meses	2.8	34.9	38.2	0.8	3.4	80.1
Var. % i.m	▼-1.9%	▼-0.7%	▼-3.0%	▲2.5%	▲10.6%	▼-1.4%
Var. % i.a	▼-38.0%	▼-11.6%	▼-7.5%	▲6.2%	▼-12.1%	▼-10.7%
Var. % a.a	▼-24.5%	▼-5.2%	▲4.7%	▼-2.7%	▼-9.7%	▼-1.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2006-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SGE

Producción de Petróleo por principales operadoras- Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
Aug-19	16.8	4.2	3.0	2.7	3.4	39.4	14.6	84.2
Jul-20	16.1	4.3	2.1	2.4	3.1	36.0	12.2	76.2
Aug-20	16.0	4.3	2.1	2.3	2.8	36.0	13.1	75.1
12 meses ant.	16.5	3.9	3.1	2.7	2.6	38.7	13.5	81.6
12 meses	16.8	4.3	2.7	2.4	2.8	37.6	13.6	80.1
Var. % i.m	▼-0.6%	▼-0.1%	▲0.2%	▼-2.2%	▼-9.5%	▼-0.1%	▲7.3%	▼-1.4%
Var. % i.a	▼-4.6%	▲1.9%	▼-29.4%	▼-13.2%	▼-19.2%	▼-8.5%	▼-10.4%	▼-10.7%
Var. % a.a	▲1.6%	▲10.8%	▼-14.6%	▼-12.1%	▲8.1%	▼-3.0%	▲1.1%	▼-1.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 77% del total, se redujo en agosto de 2020 un 0.6% respecto del mes anterior, 15.7% i.a y 9% durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 23% del total anual, se redujo 3.6% i.m en agosto respecto al mes anterior. Por otra parte, creció 8.3% respecto a igual mes de 2019 y 33% en los últimos doce meses respecto a igual periodo.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
Aug-19	66.75	17.43	16.07	1.37	20.7%
Jul-20	56.61	19.59	18.61	0.98	25.7%
Aug-20	56.27	18.88	17.86	1.01	25.1%
12 meses ant.	67.69	13.87	12.55	1.32	17.0%
12 meses	61.63	18.45	17.27	1.18	23.0%
Var. % i.m	▼ -0.6%	▼ -3.6%	▼ -4.0%	▲ 3.1%	
Var. % i.a	▼ -15.7%	▲ 8.3%	▲ 11.2%	▼ -25.9%	
Var. % a.a	▼ -9.0%	▲ 33.0%	▲ 37.6%	▼ -10.7%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

En el mes de agosto de 2020 la producción de petróleo no convencional representó el 25.1% del total mensual, mientras que en el acumulado de los últimos doce meses es del 23% del total producido.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 8.3% i.a. debido al aumento del 11.2% i.a en el Shale que compensó una disminución del 25.9% i.a en la producción de Tight oil.

La producción durante los últimos doce meses de Shale Oil, que representa el 21% de la producción total, creció 37.6% mientras que la de Tight se redujo 10.7% en el mismo periodo, representando el 1,5% de la producción total. **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, se observa una caída anual del 9% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 79% del total de la producción nacional.

Gas natural

- La producción de gas natural se redujo 2.1% i.m en agosto respecto a julio aunque y 14.1% i.a en agosto de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 4.5% inferior al año anterior.

La producción de gas natural disminuye inter anualmente en todas las cuencas.

En la cuenca Neuquina disminuyó 15.7% i.a y en Golfo San Jorge 17.9% i.a. Por otra parte, en las cuencas Austral y Noroeste y Cuyana disminuyó 9.1%, 8.9% y 6.1% i.a. respectivamente.

La producción acumulada de los últimos doce meses muestra una declinación en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina disminuye 4.4% mientras que en la cuenca Austral 1.6%. Estas dos cuencas concentran el 87% del total de gas producido en el país. Además, la cuenca Cuyana, con un aporte marginal, aumenta su producción un 4.9% anual.

La producción anual de gas natural presenta una fuerte disminución en los últimos doce meses en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste que disminuyen 10.7%, y 9.2% respectivamente.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 30% del gas en Argentina, redujo la producción en agosto respecto a julio un 1% mientras produce 27.1% menos de gas que en igual mes del año anterior. A su vez, la producción anual disminuye 9.5%.

Total Austral, con el 24,5% de la producción total anual, aumentó su producción un 0.2% en agosto de 2020 respecto a julio. Además, disminuye su producción 3.2% respecto a agosto de 2019 y 2.7% anualmente.

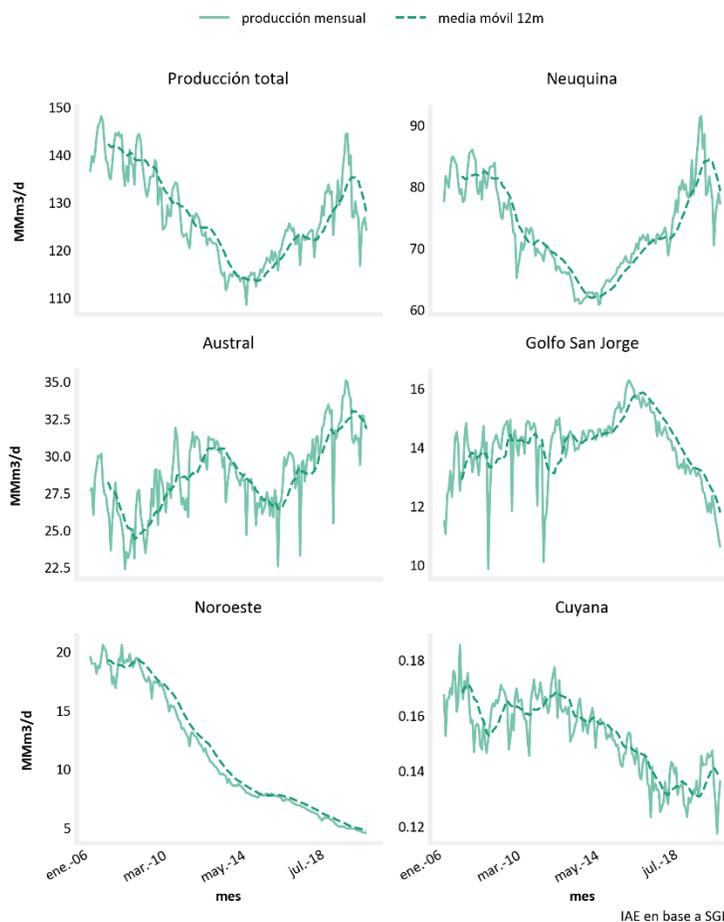
Pan American, que representa el 10,4% de la producción total, redujo su producción 1.1% en agosto respecto de julio y 4.3% respecto de agosto de 2019. A su vez, disminuye su producción anual un 10.4%. Estas tres empresas representan el 65% del total del gas producido y en conjunto redujeron 7.1% su producción acumulada en los últimos doce meses. **Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras gas en Argentina se encuentra en caída.**

Por otra parte, **Tecpetrol** con un peso 11% en el total redujo su producción en agosto respecto de julio un 4.4% mientras que es un 12.3% menor a la registrada en agosto de 2019. A su vez, la producción de los últimos doce meses cae 15.8% respecto a igual periodo anterior.

Producción de Gas Natural por cuenca - MMm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
Aug-19	34.9	12.9	91.5	5.0	0.1	144.4
Jul-20	32.2	10.9	79.0	4.6	0.1	126.8
Aug-20	31.8	10.6	77.1	4.5	0.1	124.1
12 meses ant.	32.4	13.2	82.9	5.3	0.1	133.9
12 meses	31.9	11.8	79.3	4.8	0.1	127.9
Var. % i.m	▼-1.3%	▼-2.8%	▼-2.4%	▼-2.3%	▲5.3%	▼-2.1%
Var. % i.a	▼-9.1%	▼-17.9%	▼-15.7%	▼-8.9%	▼-6.1%	▼-14.1%
Var. % a.a	▼-1.6%	▼-10.7%	▼-4.4%	▼-9.2%	▲4.9%	▼-4.5%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de Gas Natural | 2006-Hoy | MMm3/d



IAE en base a SGE

Producción de Gas Natural por principales operadoras- MMm3/d									
	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
Aug-19	0.0	35.3	13.4	5.9	3.7	18.0	45.4	21.4	144.4
Jul-20	4.5	34.1	13.0	6.4	5.8	16.6	33.5	13.1	126.8
Aug-20	4.5	34.1	12.8	6.5	5.8	15.8	33.1	12.9	124.1
12 meses ant.	-	33.1	14.9	5.2	3.8	16.9	41.0	16.5	133.9
12 meses	-	32.2	13.3	6.1	5.5	14.3	37.1	16.1	127.9
Var. % i.m	▲0.5%	▲0.2%	▼-1.1%	▲1.1%	▼-0.1%	▼-4.4%	▼-1.0%	▼-1.1%	▼-2.1%
Var. % i.a	-	▼-3.2%	▼-4.3%	▲10.1%	▲54.2%	▼-12.3%	▼-27.1%	▼-39.7%	▼-14.1%
Var. % a.a	-	▼-2.7%	▼-10.4%	▲16.5%	▲46.4%	▼-15.8%	▼-9.5%	▼-2.5%	▼-4.5%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas convencional y gas no convencional

- La producción de gas natural convencional, que representa el 56.6% del total, **disminuyó 1.4% en agosto respecto de julio de 2020, 12% i.a respecto de agosto de 2019 y 78.2% en el acumulado de los últimos doce meses** respecto a igual periodo anterior.
- La producción de gas natural no convencional **disminuyó 3.1% en agosto respecto de julio de 2020, mientras que se redujo 16.6% respecto de julio de 2019**. Por otra parte, se presenta virtualmente estacanda anualmente ya que **aumenta 0.8% en el acumulado de los últimos doce meses** respecto a igual periodo anterior. La producción anual de Shale crece anualmente mientras la de Tight disminuye.

La producción de gas no convencional se redujo 16.6% i.a. debido una disminución del 13.2% i.a en el Shale y del 20.9% i.a en el Tight.

La producción de los últimos doce meses de shale gas, que representa el 24% de la producción total, crece 6% mientras que la de Tight disminuye 5.1% anual, representando el 19% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante los últimos doce meses representó el 43,5% del total y se muestra virtualmente estacanda con un incremento de solo 0.8% respecto a igual periodo del año anterior.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 75% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 7.5% anual**.

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

Tecpetrol extrae gran parte del gas que produce desde el desarrollo del yacimiento no convencional Fortín de Piedra.

En los últimos doce meses la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se redujo 17% aportando 11.3 MMm3/d sobre un total de 127.9 MMm3/d (8,9% del total).

La producción total de gas acumulada en los últimos doce meses se redujo 4.5% respecto del año anterior. Sin embargo, nuevamente es destacable que no es trivial el aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra ya que en ausencia de éste la producción de gas disminuye 3.1% anual. Este dato es de particular importancia: la producción total anual tiene una declinación 1.4 puntos porcentuales superior en ausencia de Tecpetrol.

Dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir del yacimiento Fortín de Piedra, que representa el 20% del total del gas no convencional, se muestra como determinante al momento de evaluar las tasas de crecimiento.

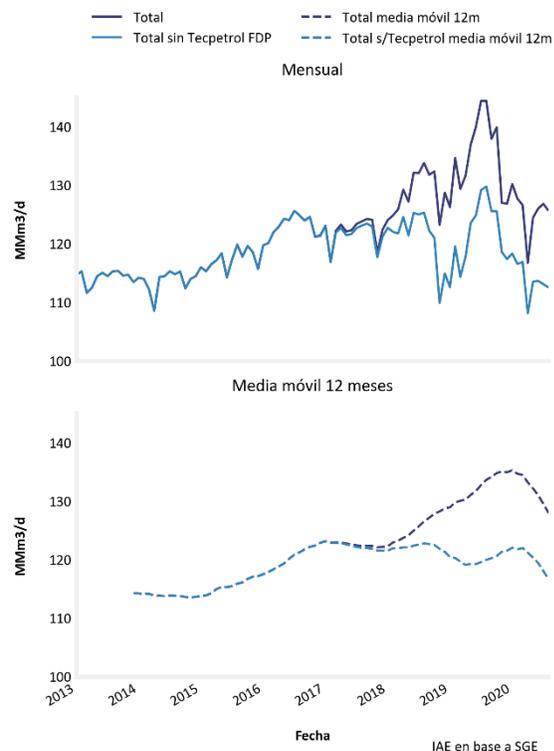
La producción no convencional acumulada en doce meses a agosto de 2020 crece 0.8% anual, mientras

Producción de Gas Natural por tipo y subtipo de recurso - MMm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
Aug-19	80.2	64.3	35.7	28.6	44.5%
Jul-20	71.5	55.3	32.2	23.1	43.6%
Aug-20	70.5	53.6	31.0	22.6	43.2%
12 meses ant.	78.8	55.1	29.5	25.6	41.1%
12 meses	72.3	55.5	31.3	24.3	43.4%
Var. % i.m	▼ -1.4%	▼ -3.1%	▼ -3.8%	▼ -2.1%	
Var. % i.a	▼ -12.0%	▼ -16.6%	▼ -13.2%	▼ -20.9%	
Var. % a.a	▼ -8.2%	▲ 0.8%	▲ 6.0%	▼ -5.1%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Producción de gas: el aporte de Tecpetrol - MMm3/d					
	Tecpetrol FDP	Total	Total sin Tecpetrol	Total No Convencional	No Convencional sin Tecpetrol
Aug-19	14.6	144.4	129.8	64.3	49.6
Jul-20	13.7	126.8	113.1	55.3	41.6
Aug-20	13.1	124.1	111.0	53.6	40.5
12 meses ant.	13.7	133.9	120.2	55.1	41.4
12 meses	11.3	127.9	116.5	55.5	44.2
Var. % i.m	▼ -4.6%	▼ -2.1%	▼ -1.8%	▼ -3.1%	▼ -2.6%
Var. % i.a	▼ -10.5%	▼ -14.1%	▼ -14.5%	▼ -16.6%	▼ -18.4%
Var. % a.a	▼ -17.0%	▼ -4.5%	▼ -3.1%	▲ 0.8%	▲ 6.7%

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



que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (11.3 MMm3/d anuales), la producción no convencional crece 6.7% anual. Nuevamente, este dato es de particular importancia porque refleja que la producción anual decreciente de Tecpetrol reduce en 5.9 puntos porcentuales el incremento en la producción no convencional anual.

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 de manera significativa las tasas de crecimiento de la producción.

Cabe destacar que gran parte de esta producción es aún 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 32.9% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior y representa actualmente el 22.5% del total producido en el país en el año 2020.

Dada la coyuntura a partir del ASPO, en agosto la formación Vaca Muerta presenta un aumento del 16.6% i.a mientras que, en los últimos tres meses, se presenta estancada con un aumento de solo 0.2% y 0.5% i.m en julio y agosto respectivamente.

El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que representa el 64% de la producción de la formación y aumentó su producción acumulada un 20.6% en los últimos doce meses.

Los efectos limitantes del ASPO sumado a una demanda notablemente reducida y precios bajos, aunque recuperados en agosto, han derivado en una reducción importante en los niveles de producción de las principales empresas en abril y mayo de 2020 que se ha recuperado parcialmente a partir de junio. Desde entonces la producción de petróleo en Vaca Muerta se encuentra virtualmente estancada.

La producción de gas natural en Vaca Muerta se redujo 9.7% i.a y creció 6.3% durante los últimos doce meses. Representa el 24.8% del total del gas producido en el país en 2020. En este caso hay tres operadores de importancia: Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total.

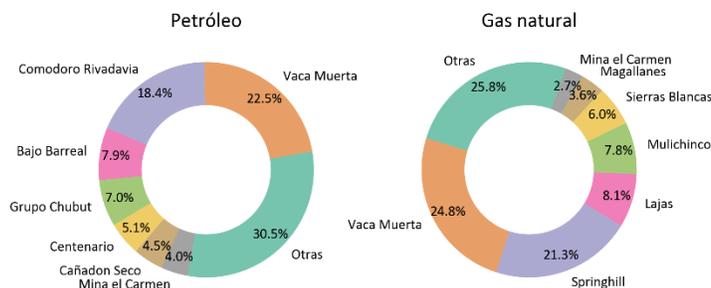
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol redujo su producción anual 16.8% mientras que YPF aumentó 3.6% y Total 11.4% los últimos doce meses.

En este caso, los efectos limitantes del ASPO sumado a la estacionalidad característica de la demanda han derivado en un estancamiento inter mensual en los niveles de producción en agosto respecto de julio de 2020. En este sentido, Tecpetrol e YPF redujeron 4.6% y 2% i.m la producción de agosto respecto a julio. A su vez, el nivel de producción de agosto es 10.5% y 38.6% i.a menor respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, Total Austral aumentó

Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								Total petróleo Vaca Muerta
PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras		
Aug-19	0.9	0.1	1.2	0.7	1.3	10.8	1.1	16.1
Jul-20	1.4	0.7	1.5	0.7	1.5	11.8	0.9	18.6
Aug-20	1.4	0.7	1.6	0.6	1.2	11.7	1.5	18.7
12 meses ant.	0.7	0.1	0.9	0.7	0.4	9.2	1.1	13.1
12 meses	1.5	0.5	1.4	0.6	1.0	11.1	1.3	17.4
Var. % i.m	▼-0.4%	▲0.2%	▲2.6%	▼-6.6%	▼-20.3%	▼-1.1%	▲57.8%	▲0.5%
Var. % i.a	▲56.8%	▲666.1%	▲35.8%	▼-8.6%	▼-10.7%	▲8.2%	▲37.7%	▲16.6%
Var. % a.a	▲112.2%	▲779.0%	▲49.7%	▼-18.3%	▲155.3%	▲20.6%	▲22.9%	▲32.9%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2020



IAE en base a SGE

Vaca Muerta : Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d								Total Gas Vaca Muerta
Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras		
Aug-19	1.5	2.1	0.3	14.6	4.9	11.8	0.5	35.7
Jul-20	1.2	1.8	2.7	13.7	4.7	7.4	0.8	32.2
Aug-20	1.2	1.9	2.7	13.1	5.1	7.3	1.0	32.2
12 meses ant.	0.7	1.9	0.1	13.7	4.2	8.5	0.3	29.5
12 meses	1.4	1.7	2.3	11.4	4.7	8.8	1.0	31.4
Var. % i.m	▲6.9%	▲7.8%	▼-0.6%	▼-4.6%	▲8.5%	▼-2.0%	▲23.3%	▲0.0%
Var. % i.a	▼-19.6%	▼-6.1%	▲959.0%	▼-10.5%	▲3.5%	▼-38.6%	▲107.0%	▼-9.7%
Var. % a.a	▲102.7%	▼-9.0%	▲1469.0%	▼-16.8%	▲11.4%	▲3.6%	▲271.2%	▲6.3%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

su producción 8.5% i.m., 3.5% i.a y 11.4% anualmente.

De esto se desprende que, tanto en petróleo como en gas, hubo una importante reducción en los niveles mensuales de producción entre abril y mayo de 2020. Sin embargo, comenzó a recuperarse en junio y actualmente se encuentran estancadas en los niveles de los últimos dos meses.

Downstream

- En el mes de agosto de 2020 las ventas de naftas y gasoil aumentaron 4.7% i.m aunque se redujeron 14.7% i.a. Por otra parte, en los últimos doce meses presenta una caída de 11.9% a.a en las ventas acumuladas respecto a igual periodo anterior. En agosto se observa una recuperación parcial de las ventas de nafta del 2.4% i.m. y de gasoil del 5.7% i.m.. Esta últimas recuperaron los niveles pre-pandemia.

La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 2.1% i.a en las ventas de Gasoil y del 33.9% i.a en las ventas de las naftas. En este sentido, se observa una menor caída en el gasoil debido a su utilización intensiva para el transporte de cargas (actividad esencial) y transporte público durante el periodo de aislamiento.

Se observa también una recuperación parcial en los principales tipos de combustibles en el mes de agosto respecto de julio de 2020, destacándose que la demanda de gasoil recuperó sus niveles pre-pandemia mientras que el consumo de naftas se muestra virtualmente estancado en los últimos 3 meses.

Desagregando las ventas de naftas, en agosto de 2020 se observa una disminución respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (32.9% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (36.7% i.a.) Por su parte, la caída i.a en las ventas de gasoil es explicada una reducción del consumo de gasoil ultra del 20.8% mientras que las ventas de gasoil común se incrementaron 3.9% i.a en agosto de 2020.

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses disminuyen 6.8% respecto a igual periodo anterior: las ventas de Gasoil Ultra fueron 11.9% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, disminuyeron 5.2%.

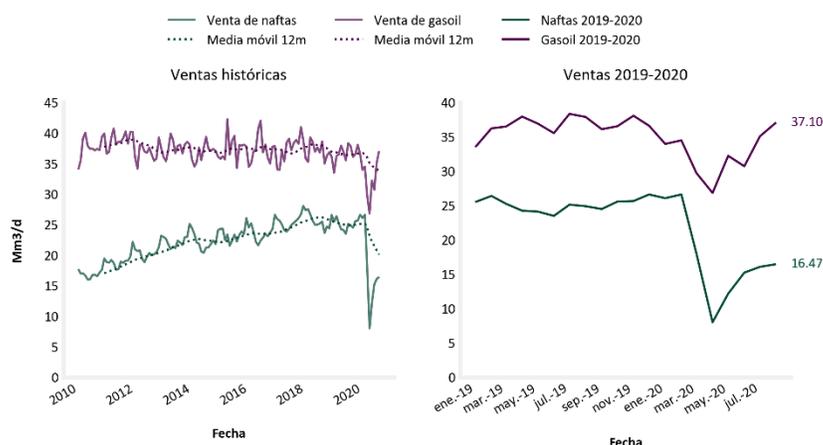
Las ventas acumuladas de Naftas disminuyeron en los últimos doce meses 19.2% debido a la caída del 19.5% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 19.1% en la Nafta Súper.

- El Gas entregado en el mes de julio de 2020 (último datos disponible) fue 132.8 MMm3/d. Las entregas totales, aunque aumentaron 0.6% en julio respecto a junio, fueron 12% menores en términos i.a. La demanda acumula una reducción del 2.6% (3

Venta de principales combustibles líquidos Mm3/d							
	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
Aug-19	28.6	9.3	18.7	6.2	37.9	24.9	62.8
Jul-20	27.7	7.4	12.3	3.8	35.1	16.1	51.2
Aug-20	29.7	7.4	12.5	4.0	37.1	16.5	53.6
12 meses ant.	27.4	9.1	18.7	6.2	36.4	24.9	61.3
12 meses	26.0	8.0	15.1	5.0	33.9	20.1	54.0
Var. % i.m	▲ 7.2%	▲ 0.0%	▲ 1.5%	▲ 5.1%	▲ 5.7%	▲ 2.4%	▲ 4.7%
Var. % i.a	▲ 3.9%	▼ 20.8%	▼ 32.9%	▼ 36.7%	▼ 2.1%	▼ 33.9%	▼ 14.7%
Var. % a.a	▼ 5.2%	▼ 11.9%	▼ 19.1%	▼ 19.5%	▼ 6.8%	▼ 19.2%	▼ 11.9%

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2010-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SGE

Demanda de gas por redes MMm3/d								
	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
Jul-19	51.0	6.0	2.4	31.7	48.7	4.3	6.9	150.9
Jun-20	47.6	4.3	1.6	30.0	40.3	3.7	4.5	132.0
Jul-20	57.7	5.1	1.9	32.0	26.9	4.4	4.8	132.8
12 meses ant.	24.8	3.7	1.2	35.8	43.5	2.7	6.7	118.3
12 meses	26.2	3.6	1.1	36.6	39.5	2.6	5.7	115.3
Var. % i.m	▲ 21.1%	▲ 19.3%	▲ 21.0%	▲ 6.8%	▼ 33.3%	▲ 19.1%	▲ 6.5%	▲ 0.6%
Var. % i.a	▲ 13.3%	▼ 14.7%	▼ 20.6%	▲ 0.9%	▼ 44.8%	▲ 3.6%	▼ 31.2%	▼ 12.0%
Var. % a.a	▲ 5.9%	▼ 2.1%	▼ 9.6%	▲ 2.1%	▼ 9.2%	▼ 5.7%	▼ 13.8%	▼ 2.6%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

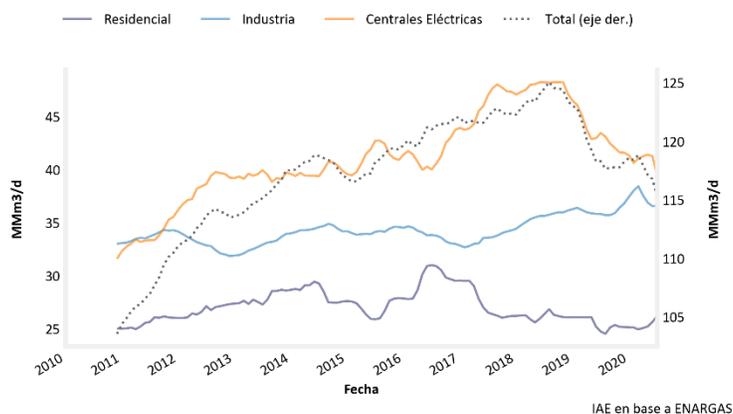
MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumento 13.3% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 5.9% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria aumentó 6.8% i.m y 0.9% i.a. A su vez, presenta un incremento anual del 2,1%.

Las Centrales Eléctricas consumieron 33.3% menos en julio respecto de junio de 2020, mientras que disminuyeron su demanda 44.8% i.a a la vez que acumulan una reducción del 9.2% anual en el consumo.

Por otra parte, la demanda anual de gas disminuye 2.6% (3 MMm3/d menor) mientras que la oferta local cae a un ritmo de 4.5% (6 MMm3/d menor). A su vez, el balance exterior en material de Gas indica que durante los últimos doce meses se importaron 18.8 MMm3/d (0.2 MMm3/d menos) mientras la exportación anual es de 4.4 MMm3/d (0.45 MMm3/d adicionales).

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



Precios: colapso y recuperación de precios internacionales

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en agosto de 2020 fue de USD/bbl 45 lo cual implica un precio 4.1% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 24.4% inferior al registrado en agosto de 2019. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 42.4 teniendo una variación positiva del 4% respecto del mes anterior mientras que disminuyó 22.7% respecto a agosto de 2019.

Los niveles de precios de julio y agosto 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, el precio ha tenido una considerable recuperación respecto de los valores de abril, mayo y junio aunque permanece lejos de los valores del año anterior.

- El barril Argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 40.8 en agosto de 2020 esto implica un aumento del 18.9% respecto al mes anterior mientras fue 24.6% inferior al precio de agosto de 2019. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 42.7 en el mes de agosto de 2020: 3.2% superior al mes anterior aunque es un 17% inferior al de igual mes del año anterior.

Cabe recordar que a partir del 19 de mayo, y hasta el mes de agosto, el precio local de referencia del petróleo estuvo fijado en USD/bbl 45 (Decreto 488/20) para la liquidación de regalías. Aunque quedó sin efecto porque el precio internacional pasó el límite definido, actualmente se está revisando la medida para implementarla nuevamente.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2.3 MMBtu (millón de Btu) en agosto de 2020. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 3.6% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 29.9% mayor al del mes anterior.

En el caso Argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales)** fue de 2.43 USD/MMbtu en agosto de 2020 lo cual implica un precio 1.2% menor al mes anterior y 29.2% inferior a igual mes del año anterior.

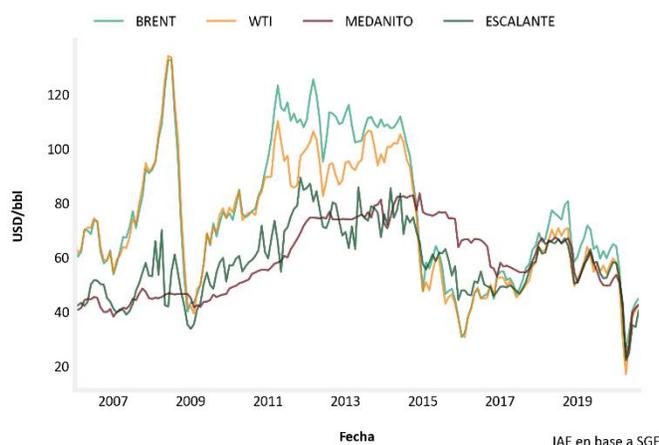
- El Precio de importación del GNL.** Según se informa en la [web de IEASA](#) las licitaciones para los cargamentos de GNL del año 2020 arrojaron precios de alrededor de 2,87 USD/MMbtu, esto es un precio 30% inferior al del año anterior. En las estadísticas de comercio exterior al mes de agosto publicadas por la Secretaría de Energía de la Nación, corresponde un precio de 3.03 USD/MMbtu para el mes de agosto de 2020, esto es un precio 44.5% inferior al de igual mes del año anterior.

El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 4.13 US\$/MMBTU para el mes de agosto de 2020. Esto representa un precio 3.8% mayor

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
Aug-19	59.5	54.8	54.1	51.5
Jul-20	43.2	40.7	34.3	41.4
Aug-20	45.0	42.4	40.8	42.7
Var. % i.m	▲ 4.1%	▲ 4.0%	▲ 18.9%	▲ 3.2%
Var. % i.a	▼ -24.4%	▼ -22.7%	▼ -24.6%	▼ -17.0%

Fuente: IAE en base a SGE

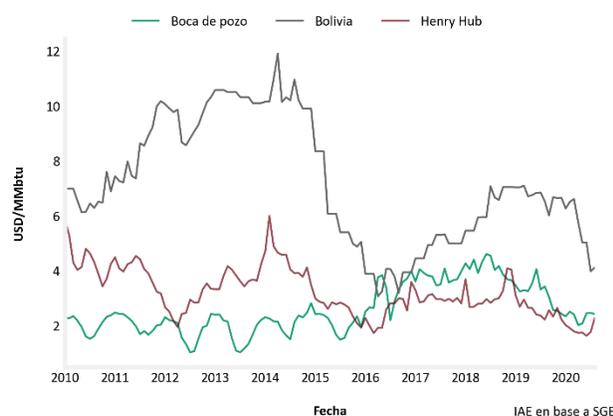
Precios del petróleo | 2007-Hoy | USD/bbl



Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
Aug-19	3.43	6.53	5.46	2.22
Jul-20	2.46	3.98	2.74	1.77
Aug-20	2.43	4.13	3.03	2.30
Var. % i.m	▼ -1.2%	▲ 3.8%	▲ 10.6%	▲ 29.9%
Var. % i.a	▼ -29.2%	▼ -36.8%	▼ -44.5%	▲ 3.6%

Fuente: IAE en base a SGE y EIA

Precios del gas | 2010-Hoy | USD/MMbtu



al del mes anterior y 36.8% inferior al de igual mes del año 2019.

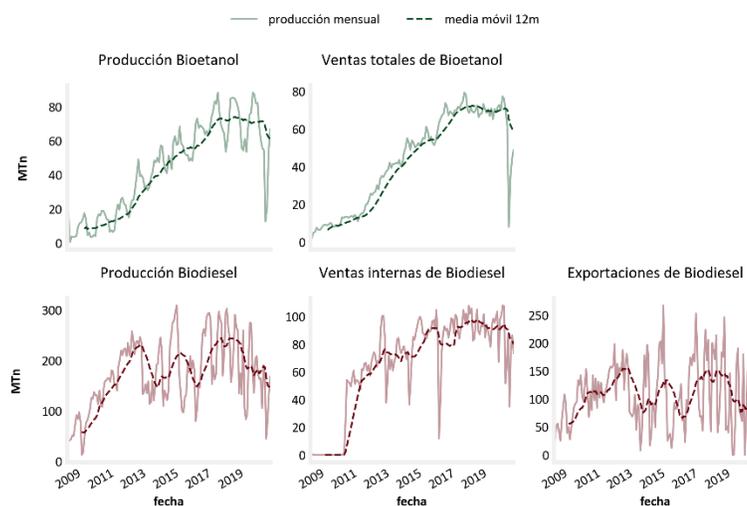
5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar se recuperó en julio respecto a junio un 25.8%, sin embargo es 12% i.a. menor, mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 13.1% inferior. A su vez, las ventas también se recuperaron respecto a junio (+12.4%) aunque respecto a julio del año anterior cayeron 30.3% i.a, mientras que fueron 15.5% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La **producción de Biodiesel** se recuperó en julio respecto a junio incrementándose 27.4% i.m y respecto al mismo mes del año anterior con un crecimiento del 25.2% i.a. Sin embargo, la producción es 11.6% a.a menor en el último año móvil. En julio las ventas de biodiesel se redujeron respecto a junio un 15.6% i.m y fueron 29.6% i.a. menores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 14.3% a.a. Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a julio de 2020 fueron 6.1% mayores a igual periodo del año anterior.
- Por último, la **producción total de biocombustibles** medida en toneladas se recuperó respecto a julio un 27% i.a y 11.8% i.a respecto a julio de 2020, mientras en el acumulado para el último año móvil es 12.1% inferior.

	Bioetanol Miles de Tn.		Biodiesel Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
Jul-19	76.5	70.7	135.8	103.6	71.5	212.3
Jun-20	53.6	43.9	133.4	86.5	0.0	186.9
Jul-20	67.3	49.3	170.0	72.9	119.4	237.3
12 meses ant.	844.7	832.2	2,043.7	1,119.0	787.8	2,888.4
12 meses	733.8	703.0	1,806.5	958.9	835.7	2,540.3
Var. % i.m	▲ 25.8%	▲ 12.4%	▲ 27.4%	▼ -15.6%	-	▲ 27.0%
Var. % i.a	▼ -12.0%	▼ -30.3%	▲ 25.2%	▼ -29.6%	-	▲ 11.8%
Var. % a.a	▼ -13.1%	▼ -15.5%	▼ -11.6%	▼ -14.3%	▲ 6.1%	▼ -12.1%

Fuente: IAE en base a SGE

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 agosto de 2020 se muestra deficitaria en 40 millones, mientras que en los ocho meses de 2020 presenta un superávit acumulado de USD 189 millones. En agosto las exportaciones se redujeron 30.6% i.a mientras que las importaciones fueron 48.1% i.a. menores. De la misma manera, en los primeros ocho meses del año las exportaciones se redujeron 23.9% y las importaciones 40.7%. Ante una menor demanda local y extranjera, derivada de la pandemia del Covid-19, el comercio internacional energético se redujo significativamente en 2020.
- Los **índices de valor, precio y cantidad** indican que en agosto de 2020 se exportó un 5% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de agosto de 2019, mientras que los precios de exportación se redujeron 27% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado de 30.6% i.a. Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes se redujeron en cantidades un 23.6% en agosto de 2020 respecto a igual mes de 2019, mientras que en precios se observa una reducción de 32.2%.

Balanza comercial energética en millones de USD			
	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Aug-19	-174	288	462
Aug-20	-40	200	240
Acumulado 2019	-491	2,865	3,356
Acumulado 2020	189	2,180	1,991
% i.a	-	▼ -30.6%	▼ -48.1%
% var. a.a	-	▼ -23.9%	▼ -40.7%

Fuente: IAE en base a INDEC

Esto generó una caída en el valor importado del 40.7% i.a.

Durante los primeros ocho meses de 2020 las cantidades exportadas de combustible y energía se aumentaron 21.6% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, los precios de exportación disminuyeron 37.5% dando como resultado una caída del valor exportado del 23.9%.

A su vez, las cantidades importadas de combustible y lubricantes se redujeron 24.7% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, los precios de importación fueron 21.2% menores dando como resultado una reducción del valor importado de 40.7%.

- Las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado de los últimos doce meses muestran mayores ventas al exterior de petróleo (5.1%) y de Gas Natural (11.9%). La exportación anual de Gas Natural equivale a 1.560 MMm3, esto equivale a 4.2 MMm3/d.

Sin embargo, debido a la reducción de la demanda, estos productos han tenido una caída muy importante en términos inter anuales con una reducción del 50.1% i.a en el petróleo y del 88.9% en el gas exportado.

En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 48.6% a.a en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior. En julio y agosto no se importaron naftas.

Por otra parte, se importó 36.2% a.a menos de Gasoil. Las importaciones de gas natural de Bolivia y Chile fueron 2.8% i.m inferiores en agosto respecto a julio, mientras presenta un incremento del 6.9% i.a y del 5% en 12 meses. Por otra parte, en agosto se importó 29.8% i.m menos de GNL respecto a julio, aunque se incrementó 19.4% respecto a agosto de 2019. En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 12.1% a.a inferiores respecto a igual periodo anterior.

De esta manera, el balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18.8 MMm3/d (0.2% menos que en igual periodo anterior) mientras la exportación registrada por comercio exterior ha sido de 4.2 MMm3/d anuales.

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %)			
		Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Respecto de agosto de 2019	Valor	▼ -30.6%	▼ -38.1%
	Precio	▼ -27.0%	▼ -32.2%
	Cantidad	▼ -5.0%	▼ -23.6%
Respecto al acumulado a agosto	Valor	▼ -23.9%	▼ -40.7%
	Precio	▼ -37.5%	▼ -21.2%
	Cantidad	▲ 21.6%	▼ -24.7%

Fuente: IAE en base a INDEC

Principales productos energéticos exportados - Cantidades				
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
ago.-19	37.5	85.8	278.6	30.4
jul.-20	42.1	9.4	411.4	46.4
ago.-20	34.2	9.5	139.0	34.3
12 meses ant.	598.8	1,394.8	3,108.4	631.6
12 meses	534.8	1,560.6	3,267.6	672.3
Var. % i.m	▼ -18.8%	▲ 1.0%	▼ -66.2%	▼ -26.2%
Var. % i.a	▼ -8.8%	▼ -88.9%	▼ -50.1%	▲ 12.7%
Var. % a.a	▼ -10.7%	▲ 11.9%	▲ 5.1%	▲ 6.4%

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades				
	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
Aug-19	340.7	534.9	183.2	58.0
Jul-20	579.4	588.1	60.8	0.0
Aug-20	406.9	571.9	99.5	0.0
12 meses ant.	1,914.2	4,962.3	192.4	48.7
12 meses	1,683.1	5,209.2	122.8	25.0
Var. % i.m	▼ -29.8%	▼ -2.8%	▲ 63.5%	-
Var. % i.a	▲ 19.4%	▲ 6.9%	▼ -45.7%	-
Var. % a.a	▼ -12.1%	▲ 5.0%	▼ -36.2%	▼ -48.6%

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 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 desempeñan 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.