

www.iae.org.ar iae@iae.org.ar Tel: 4334-7715/6751 Lic. Julián Rojo julian.rojo@iae.org.ar @julianrojo

Informe de Tendencias Energéticas Diciembre de 2020

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En noviembre de 2020 la producción de petróleo se redujo 8.9% i.a y 4.7% en los últimos doce meses. La producción total acumulada durante los meses de cuarentena se redujo 8.5% respecto a iguales meses de 2019.

La producción de petróleo convencional en el mes de noviembre de 2020 cayó 14.1% i.a y se redujo 11.2% durante los últimos doce meses. En cambio la producción no convencional (24% del total) se incrementó 10.4% i.a y 24.1% en doce meses.

En noviembre de 2020 la **producción de Gas disminuyó 9.7% i.a y 8.2% a.a.** En noviembre, la producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 7.2% i.a y 9.2% a.a en el último año.

Por segundo mes consecutivo, la producción no convencional disminuyó más que la convencional: se redujo 13% i.a. Por otra parte, anualmente cae 6.9% a.a.

La producción gasífera convencional y la variante no convencional Tight Gas, que entre ambas representan el 75% de la producción de la producción, disminuyen 9.7% anual.

La producción total acumulada durante los meses de cuarentena se redujo 11.2% respecto a iguales meses de 2019 (15.4 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 23.6% (10 MMm3/d) explicando el 65% de la caída de la producción total de gas en cuarentena y el 83% de la reducción de las tres princiaples productoras.

YPF y Tecpetrol explican la caída de la producción de Vaca Muerta en cuarentena ya que, en ausencia de éstas, la producción en la formación aumentó 28.2% aportando 2.5 MMm3/d adicionales.

Demanda: cae demanda industrial y aumenta residencial

En noviembre de 2020 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 9% respecto a octubre de 2020 aunque se redujeron 15.3% i.a. y 17% en los últimos 12 meses. El consumo de naftas se recupera lentamente y de manera continua en los últimos 4 meses.

Desde el inicio de la pandemia, el consumo de gasoil acumulado es 13% inferior a iguales meses de 2019, y el de naftas 37.2% menor en el mismo periodo.

La demanda total de gas natural se redujo 9.4% i.m en octubre de 2020 (último dato disponible), 8.3% respecto de octubre de 2019 y 4.5% a.a. Esto indica que la producción interna cayó más que la demanda en igual periodo.

En el periodo de cuarentena, la demanda de gas es 8.5% inferior a iguales meses de 2019.

La **demanda total de Energía Eléctrica** aumentó 4.1% en noviembre de 2020 respecto al mes anterior aunque disminuyó 4.4% respecto a noviembre de 2019. Se sigue observando que cae toda demanda i.a correlacionada con la actividad industrial pero no así la demanda Residencial, debido mayormente a un uso más intensivo en los hogares y, en menor medida, a factores climáticos.

En los últimos 12 meses la demanda de energía eléctrica total disminuye 1.5% a/a.

Subsidios energéticos: atención a la dinámica

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a octubre de 2020 fueron \$ 356.6 mil millones, esto es USD 5,124 millones, y aumentaron 99.6% respecto a igual periodo de 2019. Cammesa lidera las transferencias recibidas con \$ 262 mil millones y un aumento de 163% ocupando el 73% de los fondos ejecutados. Por otra parte, según datos preliminares del Presupuesto Abierto, en diciembre los subsidios anuales acumulados alcanzaron los USD 5,951 de los cuales USD 4,417 han sido destinados a CAMMESA. De esta manera, el año 2020 termina con un nivel de subsidios energéticos 26% superior a 2019 medido en dólares.

Pri	ncipales	indicado	res del sector	energético		
	1 mes 2019	1 mes 2020	Acum. año móvil anterior	Acum. año móvil	var % i.a	var % año móvil
Producción total de petróleo (Mm3/d). Nov-20	83.4	76.0	82.3	78.4	- 8.9%	↓ -4.7%
Pétroleo convencional (Mm3/d)	65.4	56.2	67.0	59.5	- 14.1%	-11.2%
Pétroleo no convencional (Mm3/d)	17.9	19.8	15.2	18.9	1 0.4%	1 24.1%
Producción total de gas (MMm3/d). Nov-20	127.0	114.7	135.3	124.2	- 9.7%	⊎ -8.2%
Gas convencional (MMm3/d)	72.9	67.7	77.9	70.8	-7.2%	↓ -9.2%
Gas no convencional (MMm3/d)	54.1	47.0	57.4	53.4	- 13.0%	↓ -6.9%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3/día). Nov-20	63.8	54.0	61.8	51.3	- 15.3%	-17.0%
Demanda de Gas (MMm3/d). Oct-20	114.3	104.8	117.8	112.4	- 8.3%	4 .5%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Oct-20	254	68	3,037	2,106	→ -73.4%	⊎ -30.7%
Demanda total energía eléctrica (GW/h por día). Nov-20	351.9	336.4	352.5	347.3	↓ -4.4%	⊎ -1.5%
Generación neta local de energía eléctrica (GW/h por día). Nov-20	354.7	389.7	358.5	363.2	1 9.9%	1 .3%
	1 mes 2020	1 mes 2019		Acumulado anual 2019	var % i.a	Variación acumulado
Transferencias corrientes (subsidios). Oct-20	-	-	356,331	178,559	-	1 99.6%
Transferencias de capital. Oct-20	-	-	10,077	5,622	-	1 79.3%
Saldo comercial energético (millones de USD). Nov-20	90	97	351	-188	-	-



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

- 1. La renegociación del contrato de abastecimiento de gas con Bolivia. Por Jorge Lapeña para Diario Rio Negro.
- 2. <u>Proponen determinar los costos de generar energía antes de fijar tarifas y subsidios.</u> "El corazón del problema está en la determinación del precio del gas en la Argentina, porque el gas natural es más de la mitad de la energía que el país consume en todas sus formas", aseguró a *Télam* el economista e investigador del Conicet Alejandro Einstoss.
- 3. Anuario 2020 de la revista Energía&Negocios. Escriben Jorge Lapeña, Gerardo Rabinovich, Alejandro Einstoss y Julián Rojo.
- Exautoridad argentina sugiere dejar sin efecto cuarta adenda y renegociar el precio del gas boliviano. Reportaje a Jorge Lapeña para El Deber.
- 5. Plan Gas: sin suba de tarifas confirmada, adjudicaron ofertas que no cubren el invierno. La Secretaría de Energía firmó este martes la Resolución 391 de adjudicación de ofertas a las petroleras. El precio promedio es cercano a los u\$s 3,50 por millón de BTU y el volumen es de 67,42 millones de metros cúbicos por día (MMm3/d). Faltará el fluido cuando llegue el frío. El Cronista.
- Adenda: Bolivia garantizó menos gas para el invierno 2021. Argentina firmó la quinta adenda con el vecino país. El gobierno nacional afirmó que el declino de los campos bolivianos caracterizó el nuevo acuerdo. La Mañana Neuquén.
- 7. Adenda del gas con Bolivia: no descartan una prórroga. La Mañana Neuquén.
- 8. <u>Déjà vu: en el invierno próximo, vuelve el buque regasificador a Bahía Blanca.</u> La Nación.
- 9. Nación negocia un cuadro tarifario de transición. La Mañana Neuquén.
- 10. Subsidios: El costo eléctrico bajó un 10% y hubo alivio fiscal, pero volverá a crecer en 2021. El Cronista.
- 11. Tarifas congeladas. Las empresas están descapitalizadas y las provincias analizan aumentos. La Nación.
- 12. Tarifas de gas y luz: Cristina Kirchner toma el control de un tema clave. La Nación.
- 13. Más déficit: los subsidios a la luz y el gas subieron 26% en dólares en 2020. La Nación.
- 14. Nación evaluará otro gasoducto de Vaca Muerta a Salliqueló. La secretaría de Energía dejó sin efecto la licitación de la obra que impulsó la gestión Macri, que incluía un régimen tarifario especial por 17 años. La Mañana Neuquén.
- 15. Se exportaron más de 25 millones de barriles de crudo. Fomentado por la caída de consumo, los envíos de crudo se multiplicaron. Si bien la tendencia marca una disminución en su flujo, sigue siendo un 20% mayor que el nivel prepandémico. El Medanito fue el segundo tipo de petróleo más vendido. Diario Rio Negro.
- 16. <u>Subas escalonadas de hasta 90% en biocombustibles: impactará en la nafta.</u> Lo autorizó el Gobierno y son hasta mayo. A su vez baja la proporción de la mezcla con la nafta y el gasoil. Se notará en el precio de los combustibles. *Clarín*.



1. Indicadores de actividad económica y precios

- El EMAE (estimador de actividad económica) muestra para el mes de octubre de 2020 una variación positiva del 1.9% respecto al mes anterior mientras que la actividad disminuyó 7.4% respecto al mismo mes del 2019 (i.a) y 11.3% en el acumulado del año 2020. El efecto pleno del ASPO/DISPO sobre toda la actividad económica, y sus parciales flexibilizaciones, se refleja en este indicador.
- El IPI-M (Índice de producción industrial manufacturera) muestra en octubre de 2020 una variación negativa del 2.5% respecto al mes anterior mientras que fue 2.9% i.a. menor. En el acumulado en los primeros diez meses de 2020 respecto a igual periodo del año anterior disminuye 9.9%. La magnitud en las variaciones se debe a las limitaciones operativas durante el ASPO/DISPO.

Desagregando el índice, la actividad referida a la refinación de petróleo disminuyó 21.6% i.a. y 13.5% en los primeros diez meses de 2020. En particular, la refinación de petróleo para naftas disminuyó 29.8% i.a y 26% acumulado, mientras la de Gasoil se redujo 21.7% i.a y 6.8% acumulado del año 2020.

 Los precios mayoristas (IPIM) aumentaron 4.2% en noviembre de 2020 respecto del mes anterior mientras tuvo una variación del 34.4% respecto de igual mes de 2019. Por otra parte, en los primeros once meses de 2020 los precios mayoristas son 29.7% superiores a igual periodo del año anterior.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de 2.4% i.m en noviembre de 2020, mientras que fue 6.8% superior respecto a igual mes del año anterior y acumula una reducción del 1.5% en 2020.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 2.4% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 18.6% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 9% en 2020.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación negativa del 0.2% i.m. en noviembre de 2020, con un aumento del 1% respecto de igual mes del año anterior y una variación acumulada de 1% en los primeros once meses de 2020 respecto a igual periodo del año anterior.

	Re	specto mes anterior	Igu	ual mes año anterior	Д	cumulado anual
EMAE Oct-20		1.9%	\blacksquare	-7.4%		-11.3%
IPI-M Oct-20	•	-2.5%	•	-2.9%	•	-9.9%
Refinación del petróleo		-	•	-21.6%	•	-13.5%
Naftas		-	•	-29.8%	•	-26.0%
Gasoil		-	•	-21.7%	•	-6.8%
IPIM Nov-20		4.2%		34.4%		29.7%
IPIM- Petroleo crudo y gas	_	2.4%		6.8%	•	-1.5%
IPIM- Refinados de petroleo		2.4%		18.6%		9.0%
IPIM-Energía eléctrica	_	0.2%		1.0%		1.0%

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 octubre de 2020 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 99.6% en el acumulado anual a octubre de 2020 respecto al año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 177,772 millones en acumulados a octubre de 2020 respecto a igual periodo de 2019.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del periodo, los subsidios energéticos sumaron USD 5.124 millones acumulados a octubre de 2020.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a octubre de 2020 fueron para CAMMESA (\$262.3 millones o USD 3,772 millones) que se incrementó 163.7% i.a y ocupó el 73% de las transferencias realizadas, para IEASA (\$46,526 millones o USD 669 millones) con un incremento del 7.8% y para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$25.231 millones o USD 362 millones) con un incremento del 43.9%.

Esta dinámica en el comportamiento de los subsidios a CAMMESA a partir del abril responde a las crecientes necesidades financieras derivadas principalmente entre la brecha de costos crecientes aunque estables por la pandemia y precios congelados.

Según datos del Presupuesto Abierto, valuado al dólar mayorista de cada mes, en noviembre los subsidios anuales acumulados alcanzaron los USD 5,574 de los cuales USD 4,109 han sido destinados a CAMMESA (73% del total). A su vez, según datos premilinares, los subsidios energéticos terminaron el año sumando USD 5,950 millones a diciembre de 2020.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a octubre de 2020 para gastos de capital fueron \$ 10.077 millones. Esto implica un monto mayor en \$ 4,456 millones respecto a igual periodo de 2019. Las transferencias a IEASA se incrementaron 126.9% mientras que para Nucleoeléctrica se redujeron 27.3% respecto a lo recibido en igual periodo del año anterior.

	Acumulado octubre 2020	Acumulado a octubre 2019	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	356,331	178,559	177,772	99.6%
CAMMESA	262,366	99,484	162,882	163.7%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	0	2,672	-2,672	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	7,351	5,967	1,383	2 3.2%
YCRT	4,750	60	4,690	7816.7%
EBY	3,368	3,313	55	1.6%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	25,231	17,533	7,697	43.9%
IEASA (Ex ENARSA)	46,526	43,159	3,367	~ 7.8%
Compensación distribuidoreas de Gas	1,411	3,169	-1,758	▼ -55.5%
Otros Beneficiarios sin discriminar	5,328	3,200	2,128	66.5%

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado Acumulado octubre 2020 octubre 20		Diferencia \$	% Var. Acumulado		
SECTOR ENERGÉTICO	10,077	5,622	4,456		79.3%	
IEASA	8,344	3,678	4,666		126.9%	
Nucleoeléctrica S.A.	800	1,100	-300	•	-27.3%	
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	-		-	
Otros beneficiarios	933	843	90		10.7%	

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

En el mes de noviembre de 2020 la demanda total de energía eléctrica fue 4.1% mayor al mes anterior y 4.4% inferior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa una demanda 1.5% a.a menor respecto a igual periodo del año anterior. En el mes de noviembre de 2020 la demanda industrial/Comercial aumentó 8.6% i.m, mientras que se redujo 5.8% i.a y 11.5% anual.

Por otra parte, la demanda comercial se mantuvo invariante en noviembre respecto de octubre de 2020, mientras que disminuyó 11.2% i.a y 5.1% anual.

El consumo Residencial aumentó 4% i.m explicado principalmente por factores climáticos y estacionales afectados por los efectos del ASPO/DISPO. Por otra parte, es 1.4% superior a la de noviembre de 2019 y crece 7.6% anual.

De esto se desprende que en noviembre si bien se recuperó parcialmente la demanda industrial respecto a octubre (por flexibilizaciones y mayor actividad), sigue es niveles muy inferiores respecto al año 2019. En la categoría comercial el efecto del ASPO/DISPO redujo significativamente el consumo de energía eléctrica respecto del año anterior. Los efectos no han tenido el mismo comportamiento en la categoría residencial que muestra un dinamismo opuesto. Se observa el efecto estacional en noviembre respecto a octubre.

El comportamiento detallado de la demanda durante el ASPO, y su comparación respecto a 2019 puede consultarse en el <u>Informe de CAMMESA sobre el comportamiento de la demanda del MEM.</u>

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 12.6% i.m en noviembre y 6.4% respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos 12 meses aumentó 1.2%.
- La generación neta local aumentó 12.9% en noviembre respecto a octubre y 9.9% i.a respecto del mismo mes del año anterior. La generación local de los últimos doce meses aumentó 1.3%.

Debido a la caída en la demanda i.a., la mayor generación local tiene explicación por un aumento en las cantidades exportadas, principalmente a Brasil.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación renovable y térmica, que aumentaron 47.7% y 26.3% i.a respectivamente.

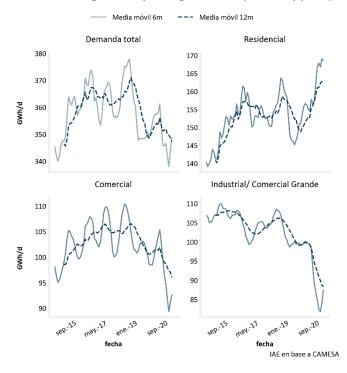
En el período de los últimos doce meses corridos la generación Nuclear y Renovable muestran crecimiento positivo con una variación del 35.5% y 65% respecto a igual periodo del año anterior. A esto se le suma un crecimiento en la generación Térmica del 1% annual, mientras que la generación Hidráulica disminuye 17.9% en los últimos doce meses.



	Demanda (1		
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
Nov-19	103.5	102.5	145.9	351.9
Oct-20	91.8	88.9	142.3	323.1
Nov-20	91.8	96.6	148.0	336.4
12 meses ant.	101.2	99.8	151.5	352.5
12 meses	96.0	88.3	163.0	347.3
Var. % i.m	▼ 0.0%	8.6%	4.0%	4.1%
Var. % i.a	-11.2%	-5.8%	1.4%	▼ -4.4%
Var. % a.a	-5.1%	-11.5%	7.6%	▼ -1.5%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Demanda de energía eléctria por categoria tarifaria | 2014 - Hoy | GWh/d



Oferta de energía eléctrica GWh/d											
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Total oferta neta				
Nov-19	95.8	25.4	28.6	204.9	12.2	354.7	366.9				
Oct-20	71.6	22.3	41.1	210.0	1.7	345.0	346.7				
Nov-20	66.0	22.6	42.2	258.8	0.8	389.7	390.5				
12 meses ant.	99.2	20.3	20.2	218.9	0.6	358.5	359.2				
12 meses	81.4	27.5	33.4	221.0	0.3	363.2	363.5				
Var. % i.m	▼-7.9%	1.5%	2.9%	▲23.3%	▼-52.9%	12.9%	12.6%				
Var. % i.a	▼-31.1%	▼ -10.9%	▲47.7 %	▲26.3%	▼-93.5%	9.9%	6.4%				
Var. % a.a	▼-17.9%	▲35.5%	65.0%	1.0%	▼-55.9%	1.3%	1.2%				

Fuente: IAE en base a CAMMESA

 La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 aumentó 2.9% i.m y 47.7% i.a en noviembre de 2020, mientras que en los últimos doce meses presenta un incremento del 65% respecto a igual periodo del año anterior.

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 21.9%, 34.8%, 93.4% y 72.6% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 14.1% 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 es la de mayor importancia, por encima de la Hidráulica Renovable, representando el 73% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 9.2% del total generado en 12 meses y 9.3% en acumulado del año a noviembre de 2020 superando a la contribución de la energía nuclear. Por otra parte, en términos mensuales representó 10.8% de la energía generada en el mes de noviembre 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 8.2% del total anual generado mientras que la hidráulica representa el 23.4% de la generación neta local.

Precios y costos de la energía: los datos indican que en noviembre de 2020 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo un incremento del 2.9% i.m y del 8.5% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 0.7% en noviembre respecto a octubre de 2020 mientras que se redujo 0.7% respecto a igual mes del año anterior. Desde el mes de febrero de 2019 este precio se encuentra en niveles aproximadamente similares.

La variación en los costos se encuentra muy por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 34.4% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó considerablemente menos que ambos en el mismo periodo debido al congelamiento tarifario. Esto indica que los costos de generación crecen por debajo de la inflación mayorista, pero también que en noviembre, debido a cierta estabilidad en los costos y en el precio respecto al mes anterior, se mantiene similar cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.

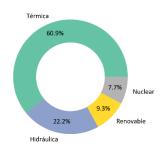
Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir el 54% de los costos de generación en noviembre de 2020. En el mismo mes de 2019 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 59% de los costos de generación eléctrica, lo



	Genera	ción por fuen	te renovable	- Ley 27.191	GWh/d	
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
Nov-19	0.7	1.0	19.0	4.3	3.6	28.6
Oct-20	0.9	1.6	29.4	4.4	4.9	41.1
Nov-20	0.8	1.7	28.9	4.3	6.5	42.2
12 meses ant.	0.7	0.8	12.7	4.1	2.0	20.2
12 meses	0.8	1.1	24.6	3.5	3.4	33.4
Var. % i.m	▼ -4.1%	10.7%	-1.6 %	-1.8%	32.9%	2.9%
Var. % i.a	15.9%	~ 72.8%	▲ 52.4%	a 0.5%	78.1%	47.7%
Var. % a.a	21.9%	34.8%	93.4%	▼ -14.1%	~ 72.6%	65.0%

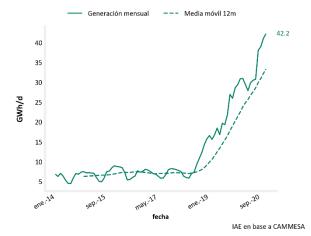
Fuente: IAE en base a CAMMESA

Composición de la generación eleéctrica por fuente - Año 2020



IAE en base a CAMMESA

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2014 - Hoy



	Costo	- 1	Precio Estacional
Nov-19	3,728.3		2,194.9
Oct-20	3,930.9		2,162.3
Nov-20	4,046.0		2,180.4
12 meses ant.	3,170.7		2,010.9
12 meses	3,981.3		2,156.3
Var. % i.m	2.9%		0.8%
Var. % i.a	8.5%	_	-0.7%
Var. % a.a	25.6%		7.2%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

cual revela que desde este punto de vista hubo un leve 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, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras que se espera un aumento de los costos en razón del precio del gas determinado en el Plan Gas 4. Ambas particularidades tienen invariablemente consecuencias fiscales importantes a través de subsidios crecientes del Estado Nacional. A su vez, existe un fuerte deterioro de los ingresos de distribuidoras y cooperativas de energía eléctrica. El descalce entre la evolución del costo y del precio que paga la demanda se inició en febrero de 2019 y se mantiene en la actualidad.

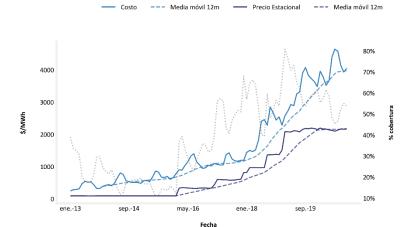
Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 54% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- La potencia instalada en noviembre de 2020 fue de 41,991 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 22,289 MW.
- En noviembre de 2020 el consumo de combustibles en la generación eléctrica muestra un creciecimiento del gas natural del 7% i.m y del 8.4% i.a. El consumo de gasoil se aumentó 465% i.m y 58% i.a.

En cuanto a la variación anual, el Consumo de Gas Natural se redujo 5.5% durante los últimos doce meses mientras que se consumió 94.8% más de Gas Oil.



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



IAE en base a CAMMESA

Potencia instalada noviembre de 2020

in	Potencia stalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
	41.991	22,289	26,320
	41,551	24/11/2020	08/02/2018

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Consu	ımo de coml	oustibles en g	eneración eléc	trica
	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
Nov-19	3.3	1.5	1366.8	30.4
Oct-20	0.0	0.0	1384.9	8.5
Nov-20	53.8	125.6	1481.5	48.0
12 meses ant.	174.3	185.6	17,138.4	403.9
12 meses	441.4	461.2	16,201.8	786.9
Var. % i.m	-	-	7.0%	465.9%
Var. % i.a	-	-	8.4%	58.0%
Var. % a.a	153.3%	148.5%	-5.5%	4 94.8%

Fuente: IAE en base a CAMMESA



4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

En noviembre, la producción de petróleo se redujo 1.1% respecto del mes anterior y 8.9% i.a respecto de igual mes de 2019. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 4.7% inferior al año anterior mientras que en los meses de pandemia la producción es 8.5% inferior respecto a iguales meses de 2019.

En el mes de noviembre de 2020 la producción total muestra una reducción de 8.9% respecto al mismo mes de 2019 explicada por los efectos del ASPO/DISPO en la actividad y la demanda local virtualmente estancada niveles aún muy inferiores a los pre-pandemia. Esto se refleja en una caída inter anual importante en las principales cuencas.

La cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta que representa el 45% de la cuenca, aumentó su producción 0.2% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 6.4% i.a inferior respecto a noviembre de 2019. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), se redujo 0.6% i.m. su producción respecto a octubre y 9.6% i.a en su producción, mientras que las cuencas Austral y Cuyana que aportan poco al total, redujeron su producción 25% y 11.2% i.a respectivamente. La Cuenca Noroeste redujo su producción un 22.6% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 4.7% inferior a la del año anterior. En este sentido, la única cuenca que incrementa su producción anual es la Cuenca Neuquina, que representan el 48% de la producción Nacional y ha aumentado 0.4% 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 7% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una reducción del 1.9% en el acumulado del último año respecto del año anterior, la Cuenca Cuyana disminuye 12.1% anual y la cuenca Austral 27.4%.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total) aumentó su producción solo un 0.3% en noviembre respecto de octubre mientras que es 10.7% inferior respecto de igual mes del año anterior y 5.9% menor en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

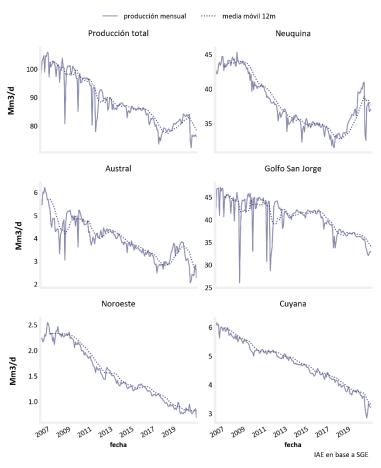
Pan American Energy, con una participación del 21% en el total, redujo su producción 1.2% respecto del mes anterior y 4.9% i.a. La producción anual de PAE se presenta virtualmente estancanda con una disminución de solo 0.7% a.a.

Pluspetrol, SINOPEC Y Tecpetrol reducen su producción 13.4%, 22.2% y 14.7% i.a respectivamente. Mientras Pluspetrol aumenta su producción anual 6.4%, SINOPEC y Tecpetrol la reducen en 18.4% y

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d									
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total			
Nov-19	3.0	36.2	39.6	0.9	3.6	83.4			
Oct-20	2.8	32.9	37.0	0.9	3.2	76.8			
Nov-20	2.3	32.8	37.1	0.7	3.2	76.0			
12 meses ant.	3.6	36.6	37.5	0.8	3.7	82.3			
12 meses	2.6	34.0	37.7	0.8	3.3	78.4			
Var. % i.m	▼ -20.2%	▼-0.6%	a 0.2%	▼-21.1%	▲ 0.0%	-1.1 %			
Var. % i.a	▼-25.0%	▼ -9.6%	▼ -6.4%	▼-22.6%	▼ -11.2%	▼ -8.9%			
Var. % a.a	▼ -27.4%	▼ -7.0%	a 0.4%	▼ -1.9%	▼ -12.1%	▼ -4.7%			

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2006-Hoy | Mm3/d



	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
Nov-19	17.0	4.7	3.0	2.6	3.0	39.0	13.9	83.4
Oct-20	16.4	4.1	2.3	2.3	3.4	34.8	13.6	76.8
Nov-20	16.2	4.1	2.4	2.2	3.6	34.9	13.6	76.0
12 meses ant.	16.7	4.0	3.1	2.6	2.8	38.8	13.7	82.3
12 meses	16.6	4.2	2.5	2.3	2.8	36.5	13.5	78.4
Var. % i.m	▼-1.2%	▼ -1.1%	1.6%	▼-3.8%	▲ 5.9%	▲ 0.3%	▼ 0.0%	▼ -1.1%
Var. % i.a	▼-4.9%	▼ -13.4%	▼-22.2%	▼ -14.7%	21.1%	▼ -10.7%	▼ -1.7%	▼ -8.9%
Var. % a.a	▼-0.7%	6.4%	▼ -18.4%	▼ -12.6%	▲ 0.4%	▼-5.9%	▼ -1.8%	▼ -4.7%

8

12.6% a.a respectivamente. Por otra parte, Vista aumentó su producción 5.9% i.m, 21.1% i.a y 0.4% anualmente. El conjunto de las empresas restantes reduce su producción anual 1.8%.

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 76% del total, se redujo en noviembre de 2020 un 2.3% respecto del mes anterior, 14.1% i.a y 11.2% durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 24% del total anual, aumentó 2.3% i.m en noviembre respecto al mes anterior. Además, creció 10.4% respecto a igual mes de 2019 y 24.1% en los últimos doce meses respecto a igual periodo.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 10% i.a. debido al aumento del 13.4% i.a en el Shale que compensó una disminución del 28% i.a en la producción de Tight oil.

La producción durante los últimos doce meses de Shale Oil creció 24.1% mientras que la de Tight se redujo 17.3% 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, se observa una caída anual del 11.4% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 77% del total de la producción nacional.



	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
Nov-19	65.4	17.9	16.6	1.3	21.5%
Oct-20	57.5	19.3	18.4	1.0	25.2%
Nov-20	56.2	19.8	18.9	0.9	26.1%
12 meses ant.	67.0	15.2	13.9	1.3	18.5%
12 meses	59.5	18.9	17.8	1.1	24.1%
Var. % i.m	-2.3%	2.3%	2.7%	-4.4 %	
Var. % i.a	▼ -14.1%	10.4%	13.4%	▼ -28.0%	
Var. % a.a	▼ -11.2%	24.1%	28.0%	▼ -17.3%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV



Gas natural

 La producción de gas natural se redujo 5.9% i.m en noviembre respecto a octubre y 9.7% i.a en noviembre de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 8.2% inferior al año anterior mientras que en los meses de pandemia la producción es 11.2% inferior respecto a iguales meses de 2019.

La producción de gas natural disminuye en todas las cuencas tanto en términos interanuales como en el acumulado de los últimos doce meses.

En la cuenca Neuquina disminuyó 12.2% i.a y en Golfo San Jorge 10.8% i.a. Por otra parte, en las cuencas Austral, Noroeste y Cuyana disminuyó 3%, 8.2% y 5.9% i.a. respectivamente.

La producción acumulada de los últimos doce meses muestra declinación en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina disminuye 9.1% mientras que en la cuenca Austral 4.8% a.a. Estas dos cuencas concentran el 87% del total de gas producido en el país.

Sumados a la cuenca Neuquina, 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 11.7%, y 7.7% a.a respectivamente. La cuenca Cuytana disminuye la producción annual 0.1% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 28% del gas en Argentina, redujo la producción en noviembre respecto a octubre 4.8% mientras produce 24.7% menos de gas que en igual mes del año anterior. A su vez, la producción anual disminuye 16% a.a. Desde el comienzo de la pandemia, YPF ha perdido 2.7 puntos porcentuales en la particpación anual de la producción total, esto es equivalente a 6.6 MMm3/d. La producción total acumulada durante los meses de cuarentena se redujo 11.1% respecto a iguales meses de 2019 (15.4 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 23.3% (10 MMm3/d) explicando el 65% de la caída de la producción total de gas en cuarentena.

Total Austral, con el 26% de la producción total anual, redujo su producción un 0.1% en noviembre de 2020 respecto a octubre, aunque aumentó 8.2% respecto a noviembre de 2019. Total Austral disminuye su producción 2.9% anualmente.

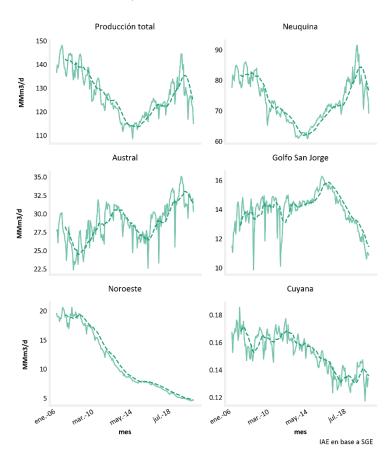
Pan American, que representa el 10.5% de la producción total, redujo su producción 0.2% en noviembre respecto de octubre y se reduce 2.4% i.a respecto a noviembre de 2019. Por otra parte, disminuye su producción anual 9.8%. Estas tres empresas representan el 65% del total del gas producido y en conjunto redujeron 10.1% 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 un importante retroceso que, en la cuarentena, es

	Produ	ucción de Ga	s Natural por o	cuenca - MM	m3/d		
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total	
Nov-19	31.1	12.1	78.6	4.9	0.1	127.0	
Oct-20	32.1	11.0	74.0	4.7	0.1	121.9	
Nov-20	30.2	10.8	69.0	4.5	0.1	114.7	
12 meses ant.	33.0	13.0	84.1	5.1	0.1	135.3	
12 meses	31.5	11.4	76.5	4.7	0.1	124.2	
Var. % i.m	▼ -5.8%	▼ -1.3%	▼ -6.8%	▼ -2.5%	▲ 0.1%	▼ -5.9%	
Var. % i.a	▼ -3.0%	▼-10.8%	▼ -12.2%	▼ -8.2%	▼ -5.9%	▼ -9.7%	
Var. % a.a	▼ -4.8%	▼-11.7%	▼ -9.1%	▼ -7.7%	▼ -0.1%	▼ -8.2%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

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

producción mensual --- media móvil 12m



Producción de Gas Natural por principales operadoras- MMm3/d									
	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
Nov-19	0.0	31.0	13.1	6.1	5.1	11.5	39.9	20.1	127.0
Oct-20	4.9	33.6	12.8	6.3	5.6	14.2	31.5	12.9	121.9
Nov-20	4.8	33.6	12.8	5.8	5.2	11.2	30.0	12.3	114.7
12 meses ant.	-	33.4	14.5	5.7	3.9	16.9	41.1	14.6	135.3
12 meses	-	32.4	13.1	6.1	5.7	13.8	34.5	14.1	124.2
Var. % i.m	▼-2.3%	▼-0.1%	▼-0.2%	▼-7.6%	▼-5.7%	▼ -21.5%	▼-4.8%	▼-5.0%	▼ -5.9%
Var. % i.a	_	▲ 8.2%	▼ -2.4%	▼-5.2%	2.5%	▼-2.4%	▼ -24.7%	▼-38.7%	▼ -9.7%
Var. % a.a	-	▼ -2.9%	▼-9.8%	6.8%	46.1%	▼ -18.4%	▼ -16.0%	▼-3.1%	▼ -8.2%



liderado por YPF que explica el 83% de la caída en la producción de las tres grandes empresas.

Por otra parte, **Tecpetrol** con un peso 11% en el total redujo su producción en noviembre respecto de ocrubre un 21.5% mientras que es 2.4% menor a la registrada en noviembre de 2019. A su vez, la producción de los últimos doce meses es 18.4% a.a inferior respecto a igual periodo anterior.

Gas convencional y gas no convencional

- La producción de gas natural convencional, que representa el 57% del total, se redujo 3% i.m en noviembre respecto de octubre de 2020, 7.2% i.a respecto de noviembre de 2019 y 9.2% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de gas natural no convencional se redujo 9.7% en noviembre respecto de octubre de 2020, mientras que se redujo 13% respecto de noviembre de 2019. Por otra parte, presenta una caída anual ya que disminuye 6.9% en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior. La producción anual de Shale y Tight gas se reducen anualmente.

La producción de gas no convencional se redujo 13% i.a. debido una disminución del 8.6% i.a en el Shale y del 17.8% i.a en el Tight.

La producción de los últimos doce meses de shale gas, que representa el 24.4% de la producción total, disminuye 3.4% mientras que la de Tight disminuye 11.1% anual, representando el 18.6% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante los últimos doce meses representó el 43% del total y presenta una caída del 6.9% a.a. 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 9.7% anual.

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

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 20.3% aportando 10.9 MMm3/d sobre un total de 124.2 Mm3/d (8.8% del total).

La producción total de gas acumulada en los últimos doce meses se redujo 8.2% 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 6.9% anual. Este dato es de particular importancia: la

	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
Nov-19	72.9	54.1	28.5	25.6	42.6%
Oct-20	69.8	52.1	30.0	22.1	42.8%
Nov-20	67.7	47.0	26.0	21.0	41.0%
12 meses ant.	77.9	57.4	31.4	26.0	42.4%
12 meses	70.8	53.4	30.4	23.1	43.0%
Var. % i.m	-3.0%	-9.7%	▼ -13.2%	▼ -4.9%	
Var. % i.a	-7.2%	-13.0%	▼ -8.6%	▼-17.8%	
Var. % a.a	-9.2%	-6.9%	▼ -3.4%	▼ -11.1%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de gas: el aporte de Tecpetrol - MMm3/d									
	Tecpetrol FDP	Total	Total sin Tecpetrol	Total No Covencional	No Convenciona sin Tecpetrol				
Nov-19	8.4	127.0	118.6	54.1	45.6				
Oct-20	11.4	121.9	110.5	52.1	40.7				
Nov-20	8.4	114.7	106.3	47.0	38.6				
12 meses ant.	13.7	135.3	121.6	57.4	43.7				
12 meses	10.9	124.2	113.3	53.4	42.5				
Var. % i.m	▼ -26.1%	▼ -5.9%	▼ -3.8%	▼ -9.7%	-5.1%				
Var. % i.a	▲ 0.2%	▼ -9.7%	▼ -10.4%	▼ -13.0%	▼ -15.4%				
Var. % a.a	▼ -20.3%	▼ -8.2%	▼ -6.9%	-6.9%	-2.7%				

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV



producción total anual tiene una declinación 1.3 puntos porcentuales superior en presencia 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 noviembre de 2020 cae 6.9% anual, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (10.9 MMm3/d anuales), la producción no convencional cae 2.7% anual. Nuevamente, este dato es de particular importancia porque refleja que la producción anual decreciente de Tecpetrol cambia aumenta considerablemebte la tasa de crecimiento negativa.

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 13.6% i.a, 25.4% en los últimos doce y 18.2% acumulado en los meses de cuarentena respecto a igual periodo de 2019. Actualmente representa el 22.9% del total producido en el país en el año 2020.

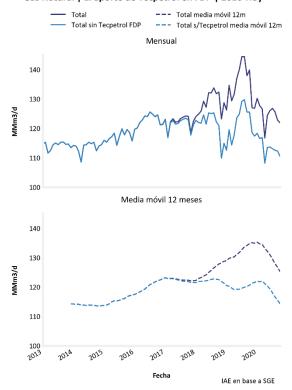
El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que representa el 62% de la producción de la formación y aumentó su producción acumulada un 12.2% en los últimos doce meses y 5.1% en los meses de cuarentena respecto a iguales meses de 2019.

Los efectos limitantes del **ASPO/DISPO** sumado a una demanda notablemente reducida y precios bajos, aunque recuperados en septiembre y octubre, 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 en un nivel 18% superior a iguales meses de 2019.

La producción de gas natural en Vaca Muerta se redujo 13.2% i.m., 8.5% i.a. y 3.5% durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 24.5% 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 Austral.

En la formación Vaca Muerta Tecpetrol redujo su producción anual 19.9% mientras que la producción de YPF fue 15.3% a.a menor. Por otra parte, Total

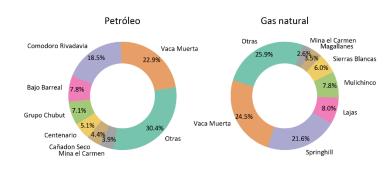
Gas Natural | El aporte de Tecpetrol en FDP | 2016-Hoy



Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
Nov-19	1.3	0.4	1.0	0.6	1.0	11.1	1.2	16.6
Oct-20	1.4	0.7	1.7	0.5	1.8	10.6	1.6	18.4
Nov-20	1.3	0.6	1.9	0.5	2.0	10.9	1.6	18.9
12 meses ant.	0.9	0.2	1.0	0.7	0.6	9.9	1.0	14.2
12 meses	1.5	0.6	1.5	0.6	1.1	11.1	1.4	17.8
Var. % i.m	▼-3.1%	▼-12.5%	13.0%	▼-11.0%	1 0.7%	2.4%	1.0%	2.7%
Var. % i.a	6.2%	42.6%	84.6%	▼-19.4%	△1 04.5%	▼ -2.1%	▲36.7%	13.6%
Var. % a.a	▲73.9 %	288.0%	▲61.1%	▼-16.3%	▲ 67.6%	12.2%	▲39.7%	25.4%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2020



IAF en base a SGE

aumenta 2.7% a.a su producción en los últimos doce meses.

Durante los meses de cuarentena, la producción acumulada de gas en Vaca Muerta se redujo 8.2%, esto es 2.7 MMm3/d y se explica por dos factores: en primer lugar por la caída en la producción de YPF y Tecpetrol alcanca el 29% y 17% respectivamente, esto es un total de 5.2 MMm3/d (2.9 YPF y 2.2 Tecpetrol). En segundo lugar por el aumento del 28% en la producción del conjunto de las demás empresas que aportaron 2.5 MMm3/d acumulados en los meses de cuarentena.

YPF y Tecpetrol explican la caída de la producción de Vaca Muerta en cuarentena ya que, en ausencia de éstas, la producción en la formación aumentó 28% aportando 2.5 MMm3/d adicionales.

Downstream

 En el mes de noviembre de 2020 las ventas de naftas y gasoil aumentaron 9% i.m aunque son 15.3% i.a inferiores. En los últimos doce meses presenta una caída de 17% a.a en las ventas acumuladas respecto a igual periodo anterior.

Durante los meses de pandemia, las ventas de Gasoil son 13% inferiores respecto a igual periodo de 2019, mientras que las ventas de nafta son 37.2% menores.

En noviembre se observa nuevamente una recuperación parcial de las ventas de nafta del 11.3% i.m. y del 7.6% i.m. en el caso del gasoil.

La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 12% i.a en las ventas de Gasoil y del 20.2% 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 noviembre respecto de octubre de 2020.

Desagregando las ventas de naftas, en noviembre de 2020 se observa una disminución respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (20.5% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (19.3% i.a.) Por su parte, la caída i.a en las ventas de gasoil es explicada una reducción del consumo de gasoil ultra del 13.6% y del gasoil común que se redujeron 11.4% i.a en noviembre de 2020.

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses disminuyen 10.5% respecto a igual periodo anterior: las ventas de Gasoil Ultra fueron 17.3% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, disminuyeron 8.3%.

Las ventas acumuladas de **Naftas disminuyeron en los últimos doce meses 26.5%** debido a la caída del 28% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 26.1% en la Nafta Súper.



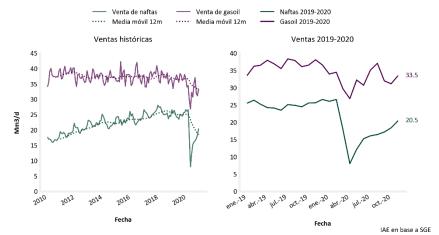
	Vaca IV	luerta : Prod	lucción de Gas	Natural por	principales	operadoras	- MMm3/d	
	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
Nov-19	1.0	1.5	1.7	8.4	5.1	9.5	1.2	28.5
Oct-20	1.1	1.7	2.6	11.4	5.3	6.7	1.1	30.0
Nov-20	1.2	1.8	2.4	8.4	5.4	5.9	1.0	26.1
12 meses ant.	0.9	1.9	0.5	13.8	4.7	9.3	0.5	31.5
12 meses	1.4	1.7	2.6	11.0	4.8	7.8	1.0	30.4
Var. % i.m	3.4%	4.2%	-8.4%	▼ -26.1%	1.5%	▼ -12.4%	▼ -10.5%	▼ -13.2%
Var. % i.a	11.8%	17.8%	41.0%	▲ 0.2%	6.1%	▼-38.2%	▼ -16.8%	▼ -8.5%
Var. % a.a	45.6%	▼ -5.7%	430.7%	▼ -19.9%	2.7%	▼ -15.3%	▲106.9%	▼ -3.5%

Fuente:	IAE en	base a	SGE -	Ca	pitulo	I۷
---------	--------	--------	-------	----	--------	----

	Gasoil	Gasoil	Nafta	Nafta	Total	Total	Total	
	Gason	Gason	Narta	Narta	Total	TOTAL	Total	
	Común	Ultra	Súper	Ultra	Gasoil	Nafta	Combustible	
Nov-19	28.4	9.7	19.2	6.5	38.1	25.7	63.8	
Oct-20	23.5	7.7	13.9	4.5	31.2	18.4	49.6	
Nov-20	25.2	8.4	15.3	5.2	33.5	20.5	54.0	
12 meses ant.	27.5	9.2	18.8	6.3	36.7	25.1	61.8	
12 meses	25.2	7.6	13.9	4.5	32.8	18.5	51.3	
Var. % i.m	7.3%	▲ 8.6%	9.8%	15.9%	7.6%	11.3%	9.0%	
Var. % i.a	▼-11.4%	▼ -13.6%	▼ -20.5%	▼ -19.3%	▼ -12.0%	▼ -20.2%	-15.3%	
Var. % a.a	▼-8.3%	▼ -17.3%	▼ -26.1%	▼ -28.0%	▼ -10.5%	▼ -26.5%	▼ -17.0%	

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2010-Hoy | Mm3/d



13



El Gas entregado en el mes de octubre de 2020 (último datos disponible) fue 104.8 MMm3/d. Las entregas totales disminuyeron 9.4% i.m. en octubre respecto a septiembre y fueron 8.2% menores en términos i.a. 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.

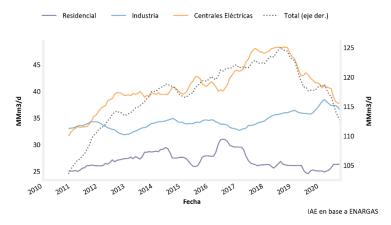
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales disminuyó 1.3% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 4% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 0.8% i.m mayor y 19.1% i.a. menor. A su vez, presenta un incremento anual del 1.1% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 8.6% más en octubre respecto de septiembre de 2020, mientras que aumentaron su demanda 4.8% i.a a la vez que acumulan una reducción del 9.9% anual en el consumo. La demanda anual de gas disminuye 4.5% (5.3 MMm3/d menor) mientras que la oferta local cae a un ritmo de 8.2% (11.1 MMm3/d menor). A su vez, el balance exterior en material de Gas indica que durante los últimos doce meses se importaron 19.6 MMm3/d (5.6 MMm3/d más) mientras la exportación anual es de 3.6 MMm3/d (0.9 MMm3/d menos).

Demanda de gas por redes MMm3/d								
	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
Oct-19	23.6	3.6	1.2	40.0	36.4	2.5	7.0	114.3
Sep-20	35.4	3.8	1.4	32.1	35.2	2.8	5.0	115.6
Oct-20	23.3	3.1	0.9	32.4	38.2	1.9	5.1	104.8
12 meses ant.	25.3	3.8	1.2	35.9	42.1	2.7	6.7	117.8
12 meses	26.3	3.3	0.9	36.3	37.9	2.4	5.3	112.4
Var. % i.m	▼ -34.2%	▼ -19.7%	▼ -32.6%	▲ 0.8%	8.6%	▼ -33.1%	2.0%	▼ -9.4%
Var. % i.a	▼ -1.3%	▼ -14.4%	▼ -24.9%	▼ -19.1%	4.8%	▼ -25.3%	~ 26.4%	▼ -8.3%
Var. % a.a	4.0%	▼ -13.6%	▼ -25.3%	1.1%	-9.9%	▼-9.8%	7 -22.0%	-4.5 %

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

Fuente: IAE en base a ENARGAS





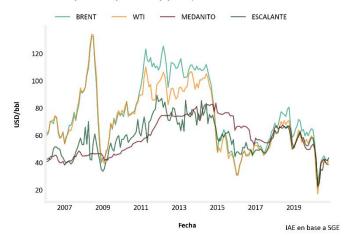
Precios: colapso, recuperación parcial y estabilidad de precios internacionales

- El precio del barril de petróleo BRENT en noviembre de 2020 fue de USD/bbl 43.7 lo cual implica un precio 5.1% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 30.3% inferior al registrado en noviembre de 2019. Por otra parte, el precio del barril de crudo WTI fue USD/bbl 41.5 teniendo una variación positiva del 4.8% respecto del mes anterior mientras que disminuyó 27.3% respecto a noviembre de 2019.
 - 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, lo precios internacionales ha tenido una considerable recuperación y se mantienen estables en los últimos tres meses en un nivel promedio 28% inferior de los valores del año anterior.
- El barril Argentino del tipo Escalante tuvo un precio de USD/bbl 43.7 en noviembre de 2020 esto implica un aumento del 6% respecto al mes anterior mientras fue 21.2% inferior al precio de noviembre de 2019. Por otra parte, el barril del tipo Medanito muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 38.9 en el mes de noviembre de 2020: 0.6% superior al mes anterior y 21.6% menor respecto 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, esta medida quedó sin efecto porque el precio internacional pasó el limite definido.
- El precio spot del gas natural Henry Hub fue de USD 2.61 MMBtu (millón de Btu) en noviembre de 2020. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 1.5% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 9.2% 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 1.87 USD/MMbtu en noviembre de 2020 lo cual implica un precio 4.1% menor al mes anterior y 26.4% inferior a igual mes del año 2019.
- 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 septiembre publicadas por la Secretaría de Energía de la Nación, corresponde un precio de 3.51 USD/Mmbtu para el mes de septiembre de 2020, esto es un precio 17.2% 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 3.86 US\$/MMBTU para el mes de noviembre de 2020. Esto representa un precio 0.7% menor al del mes anterior y 41.9% inferior al de igual

Precios del petróleo USD/bbl									
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito					
Nov-19	62.7	57.1	55.5	49.6					
Oct-20	41.6	39.6	41.2	38.7					
Nov-20	43.7	41.5	43.7	38.9					
Var. % i.m	▲ 5.1%	4.8%	6.0%	a 0.6%					
Var. % i.a	▼-30.3%	▼ -27.3%	▼ -21.2%	▼ -21.6%					

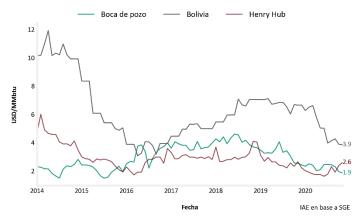
Precios del petróleo | 2007-Hoy | USD/bbl

Fuente: IAE en base a SGE



	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
Nov-19	2.54	6.65	-	2.65
Oct-20	1.95	3.89	-	2.39
Nov-20	1.87	3.86	-	2.61
Var. % i.m	▼ -4.1%	▼ -0.7%	-	9.2%
Var. % i.a	-26.4%	▼ -41.9%	-	-1.5%

Precios del gas | 2014-Hoy | USD/MMbtu





IAE en base a SGE

mes del año 2019. Este precio es 47% superior al obervado en Henry Hub y más del doble del observado en boca de pozo en Argentina.

5. Biocombustibles

 La producción de Bioetanol en base a maíz y caña de azúcar se redujo en octubre respecto a septiembre 14.1% y es 32.7% i.a. menor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 22.7% inferior.

A su vez, las ventas se redujeron respecto a septiembre 2.5% y son 33.2% i.a inferiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 24.1% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

 La producción de Biodiesel se redujo en octubre respecto a septiembre 88.3% i.m y respecto al mismo mes del año anterior 92.3% i.a. La producción es 33.8% a.a menor en el último año móvil.

En octubre las ventas de biodiesel se redujeron respecto a septiembre 69.4% i.m y fueron 98.3% i.a. menores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 35.5% a.a.

Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a octubre de 2020 fueron 21.7% menores a igual periodo del año anterior.

 Por último, la producción total de biocombustibles medida en toneladas disminuyó en octubre respecto a septiembre un 60.4% i.m y 73.4% i.a respecto a octubre de 2020. En el acumulado para el último año móvil es 30.7% inferior.

6. Balanza comercial energética

 La balanza comercial energética del mes de noviembre de 2020 se muestra superavitaria en 97 millones, mientras que en los once meses de 2020 presenta un superávit acumulado de USD 351 millones. En noviembre las exportaciones se redujeron 31.2% i.a mientras que las importaciones fueron 40.1% i.a. menores. De la misma manera, en los primeros once meses del año las exportaciones se redujeron 27.7% y las importaciones 39.3%.

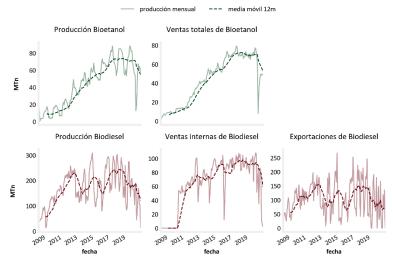
Ante una menor demanda local y extranjera, derivada de la pandemia del Covid-19, el intercambio comercial energético (exportaciones más importaciones) se redujo 33% en 2020.

 Los índices de valor, precio y cantidad indican que en noviembre de 2020 se exportó un 6.8% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de noviembre de 2019, mientras que los precios de exportación se redujeron 26.5% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado de 31.2% i.a.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron 14% en cantidades en

Bioetanol Miles de Tn.		Biodiesel Miles de Tn.			Total en
Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	miles de Tn.
81.9	72.9	172.3	101.0	0.0	254.3
64.2	49.9	106.2	5.5	135.8	170.4
55.1	48.7	12.4	1.7	0.0	67.5
850.7	838.8	2,186.2	1,105.8	1,028.7	3,036.9
657.5	636.4	1,448.0	712.8	805.9	2,105.5
▼-14.1%	▼ -2.5%	▼-88.3%	▼-69.4%	-	▼-60.4%
▼-32.7%	▼ -33.2%	▼-92.8%	▼-98.3%	-	▼-73.4 %
▼-22.7%	-24.1%	▼ -33.8%	▼-35.5%	▼ -21.7%	▼-30.7%
	Producción 81.9 64.2 55.1 850.7 657.5 ▼-14.1% ▼-32.7%	Producción Ventas totales 81.9 72.9 64.2 49.9 55.1 48.7 850.7 838.8 657.5 636.4 ▼-14.1% ▼ -2.5% ▼-32.7% ▼ -33.2%	Producción Ventas totales Producción 81.9 72.9 172.3 64.2 49.9 106.2 55.1 48.7 12.4 850.7 838.8 2,186.2 657.5 636.4 1,448.0 ▼-14.1% ▼ -2.5% ▼-88.3% ▼-32.7% ▼ -33.2% ▼-92.8%	Producción Ventas internas 81.9 72.9 172.3 101.0 64.2 49.9 106.2 5.5 55.1 48.7 12.4 1.7 850.7 838.8 2,186.2 1,105.8 657.5 636.4 1,448.0 712.8 ▼-14.1% ▼ -2.5% ▼-88.3% ▼-69.4% ▼-32.7% ▼ -33.2% ▼-92.8% ▼-98.3%	Producción Ventas totales Producción internas internas Exportación o.0 81.9 72.9 172.3 101.0 0.0 64.2 49.9 106.2 5.5 135.8 55.1 48.7 12.4 1.7 0.0 850.7 838.8 2,186.2 1,105.8 1,028.7 657.5 636.4 1,448.0 712.8 805.9 ▼-14.1% ▼ -2.5% ▼-88.3% ▼-69.4% - ▼-32.7% ▼ -33.2% ▼-92.8% ▼-98.3% -

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



Balanza comercial energética en millones de USD Importación Exportación Saldo comercial combustibles y combustibles y energético lubricantes energía Nov-19 97 359 262 Nov-20 157 Acumulado 2019 -188 4,000 4,188 Acumulado 2020 2.893 2 542 351 % i.a -31.2% -40.1% % var. a.a -27.7% -39.3%

Fuente: IAE en base a INDEC

noviembre de 2020 respecto a igual mes de 2019, mientras que en precios se observa una reducción de 30.2%. Esto generó una caída en el valor importado del 40.1 % i.a.

Durante los primeros once meses de 2020 las cantidades exportadas de combustible y energía aumentaron 11.5% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, los precios de exportación disminuyeron 35.1% dando como resultado una caída del valor exportado del 27.7%.

Las cantidades importadas de combustible y lubricantes se redujeron 18.8% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, los precios de importación fueron 25.3% i.a. menores dando como resultado una reducción del valor importado de 39.3%.

Según datos de comercio exterior, las exportaciones medidas en cantidades de los principales combustibles para el acumulado de los últimos doce meses muestran mayores ventas al exterior de petróleo (16.1%) mientras se reducen las de Gas Natural (-20.2%). La exportación acumulada en los últimos doce meses de Gas Natural es de 1.318 MMm3, esto equivale a 3.6 MMm3/d.

En noviembre, las cantidades exportadas de petróleo fueron 77.3% i.a superiores respecto a igual mes de año anterior y 181% i.m mayores respecto al mes anterior.

En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 57% a.a en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior. En octubre y noviembre de 2020 no se importaron naftas.

Por otra parte, se importaron 10 Mm3 de Gasoil, presentando un incremento importante debido a que las importaciones del año anterior fueron bajas.

Las importaciones de gas natural de Bolivia y Chile fueron 2.7% i.m inferiores en noviembre respecto a octubre, mientras presenta un aumento del 30.2% i.a y del 6.3% en 12 meses. Por otra parte, en en noviembre no se importó GNL. En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 4.9% a.a superiores 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 19.6 MMm3/d (5.6% más que en igual periodo anterior) mientras la exportación registrada por comercio exterior ha sido de 3.6 MMm3/d anuales.



Balanza come	rcial energética	por va	alor, precio y cant	idad (var %)
			Exportacion combustibles y energía	Importación combustibles y Iubricantes
Respecto de noviembre de 2019	Valor	_	-31.2%	-40.1%
	Precio	_	-26.5%	-30.2%
	Cantidad	_	-6.8%	-14.0%
Respecto al acumulado a noviembre	Valor	_	-27.7%	-39.3%
	Precio	_	-35.1%	-25.3%
	Cantidad		11.5%	-18.8%

Fuente: IAE en base a INDEC

Principales productos energéticos exportados - Cantidades					
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)	
nov19	46.1	120.3	259.5	82.3	
oct20	45.3	49.1	163.4	50.2	
nov20	24.6	40.0	460.2	44.0	
12 meses ant.	574.8	1,650.9	2,942.6	636.7	
12 meses	494.3	1,318.0	3,415.3	618.1	
Var. % i.m	▼ -45.7%	▼ -18.5%	181.6%	▼ -12.4%	
Var. % i.a	▼ -46.5%	▼ -66.8%	77.3%	▼ -46.5%	
Var. % a.a	▼ -14.0%	-20.2 %	16.1%	▼ -2.9%	

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades						
	GNL	G	as Natural	Gasoil	Nafta	
	(MMm3)		(MMm3)	(Mm3)	(Mm3)	
Nov-19	0.0		323.2	0.0	37.2	
Oct-20	0.0		432.6	39.2	0.0	
Nov-20	0.0		420.8	40.9	0.0	
12 meses ant.	1,768.9		5,011.6	0.1	40.2	
12 meses	1,855.8		5,327.2	10.0	17.2	
Var. % i.m	-	_	-2.7%	4.1%	-	
Var. % i.a	-		30.2%	-	-	
Var. % a.a	4.9%		6.3%	1 2091.7%	▼ -57.1%	

Fuente: IAE en base a SGE

Glosario

Año móvil: son los últimos doce meses corridos al mes de cálculo. En base a esto se puede calcular la "media del año móvil" que es un promedio simple de los datos de los últimos meses corridos, el "acumulado para el año móvil" (suma de los últimos 12 meses corridos) y la "variación año móvil" que indica la variación de la media del año móvil respecto a igual periodo (mismos doce meses corridos) del año anterior.

ASAP: Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública.

Balanza comercial energética: surge de las estadísticas del INDEC particularmente del informe de "intercambio comercial argentino" donde se desagregan los ítems "combustibles y energía" para la exportación y "combustibles y lubricantes para la importación".

Adicionalmente de informan los índices de valor, precio y cantidad de comercio exterior para cada uno de ellos.

Bioetanol: la producción de Bioetanol se refiere a la suma de producción a base de Maíz y caña de azúcar.

BRENT: petróleo denominado BRENT, de referencia en los mercados Europeos.

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista.

Costo medio de generación: Precio monómico según lo define CAMMESA.

La demanda de energía eléctrica: se toma según los establece CAMMESA es base a la resolución 6/2016 de Ministerio de Energía y Minería.

EMAE: El Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) refleja la evolución mensual de la actividad económica del conjunto de los sectores productivos a nivel nacional. Este indicador permite anticipar las tasas de variación del Producto Interno Bruto (PIB) trimestral.

EMI: El Estimador Mensual Industrial (EMI) mide el desempeño del sector manufacturero sobre la base de información proporcionada por empresas líderes, cámaras empresarias y organismos públicos. El cálculo del EMI se efectúa en base a unidades físicas de producción de distintos sectores industriales.

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

Energías renovables incluye: Eólico, Solar, Biogas, Biomasa e Hidráulicas menores a 50 MW. Según Ley 27.191.

Exportación e importación de principales combustibles: se refiere al comercio exterior mensual con destino a todos los países a los cuales de 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 primaría y producción secundaría.

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.