

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 Febrero de 2021

#### Resumen ejecutivo

#### Producción de Hidrocarburos

En enero de 2021 la producción de petróleo se redujo 7.3% i.a y 6.3% a.a. La producción total acumulada durante los meses de cuarentena se redujo 8.1% respecto a iguales meses anteriores.

La producción de petróleo convencional en el mes de enero de 2021 cayó 13.3% i.a y se redujo 12.5% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (24% del total) se incrementó 12.7% i.a y 18.9% a.a.

En enero de 2021 la producción de Gas disminuyó 11.4% i.a y 9.9% a.a. Se redujo en todas las mediciones.

En enero, la producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 7.2% i.a y 9.3% a.a.

Por cuarto mes consecutivo, la producción no convencional disminuyó más que la convencional: se redujo 16.8% i.a. Por otra parte, anualmente cae 10.6% 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, disminuyeron 10.6% a.a.

La producción total acumulada durante los meses de cuarentena se redujo 11% respecto a iguales meses anteriores (15 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 23.5% (9.9 MMm3/d) explicando el 66% de la caída de la producción total de gas en cuarentena y el 87% de la reducción de las tres principales 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 21.9% aportando 2 MMm3/d adicionales.

#### Demanda

En enero de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** disminuyeron 6.9% i.m y 8.5% i.a. Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 18.5% a.a respecto a igual periodo anterior. En enero se observa una reducción en todas las mediciones sobre el consumo de combustibles líquidos.

Durante los meses de pandemia, las ventas de Gasoil son 12% inferiores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta son 31% menores. **YPF redujo sus ventas por encima del promedio.** 

La demanda total de gas natural se redujo 8.4% i.a. La demanda acumula una reducción del 5.8% (6.8 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior. Esto indica que la producción interna cayó más que la demanda en igual periodo, lo cual implicó un aumento de las improtaciones desde Bolivia y por GNL.

En el periodo de cuarentena, la demanda de gas es 8.1% inferior a iguales meses anteriores.

La demanda total de Energía Eléctrica aumentó 5.3% en enero de 2021 respecto al mes anterior y disminuyó 0.9% respecto a enero de 2020. El consumo eléctrico termina el año con una reducción acumulada del 1.9% a.a. Se sigue observando que cae toda demanda i.a correlacionada con la actividad comercial pero no así la demanda Residencial, debido mayormente a un uso más intensivo en los hogares y, en menor medida, a factores climáticos. El consumo industrial se acerca a niveles mensuales similares a los del año anterior.

### Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a diciembre de 2020 fueron \$ 440.1 mil millones, esto es USD 6,232 millones, y aumentaron 91.9% respecto a igual periodo de 2019. Cammesa lidera las transferencias recibidas con \$ 323 mil millones y un aumento de 133% ocupando el 75% de los fondos ejecutados.

Pr	incipales	indicador	es del sector	energético		
	igual mes año anterior	1 mes	Acum. año móvil anterior	Acum. año móvil	var % i.a	var % año móvil
Producción total de petróleo (Mm3/d). Ene-21	83.3	77.2	82.7	77.5	<b>-</b> 7.3%	<b>-</b> 6.3%
Pétroleo convencional (Mm3/d)	6/12	55.7	66.5	58.2	<b>-</b> 13.3%	<b>-</b> 12.5%
Pétroleo no convencional (Mm3/d)	19.1	21.6	16.2	19.3	<b>1</b> 2.7%	18.9%
Producción total de gas (MMm3/d). Ene-21	130.2	115.3	135.3	122.0	<b>-</b> 11.4%	-9.9%
Gas convencional (MMm3/d)	72.3	67.1	77.2	70.0	<b>-</b> 7.2%	<b>-</b> 9.3%
Gas no convencional (MMm3/d)	58.0	48.2	58.1	52.0	<b>-</b> 16.8%	<b>-</b> 10.6%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3/día). Ene-21	60.1	55.0	61.9	50.5	<b>-</b> 8.5%	<b>-</b> -18.5%
Demanda de Gas (MMm3/d). Dic-20	105.7	96.8	118.2	111.4	<b>-</b> 8.4%	<b>-</b> 5.8%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Dic-20	233	74	3,000	1,799	<b>-</b> 68.1%	<b>4</b> -40.0%
Demanda total energía eléctrica (GW/h por día). Ene-21	386.9	384.7	354.2	347.6	<b>-</b> 0.6%	<b>-</b> 1.9%
Generación neta local de energía eléctrica (GW/h por día). Ene-21	401.1	416.0	361.6	367.8	<b>1</b> 3.7%	<b>1.7%</b>
	1 mes	igual mes año anterior	Acumulado annual	Acum. Año anterior	var % i.a	Variación acumulado
Transferencias corrientes (subsidios). Nov-20	-	-	440,189	229,443	-	<b>1</b> 91.9%
Transferencias de capital. Nov-20	-	-	26,442	8,399	-	<b>1</b> 214.8%
Saldo comercial energético (millones de USD). Dic-20	84	43	84	43	-	-



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

- El IAE Mosconi publicó el Informe Anual de Hidrocarburos 2020 con datos de producción, demanda, reservas, precios y comercio exterior de la última década. Click para descargar.
- 2. Hidrocarburos. Una década perdida más un gobierno equivocado y confundido. Por Jorge Lapeña para Visión Federal.
- 3. Entes Reguladores: el IAE Mosconi solicitó la normalización del ENRE y el ENARGAS.
- 4. La producción de energía necesita certezas, un insumo que no hay en el país. La Nación.
- 5. Récord. El Gobierno importará el 26% del gas que se consumirá en invierno. La Nación
- 6. Entrevista a Jorge Lapeña en Radio Mitre Mendoza: "Es muy difícil congelar las naftas cuando la inflación mensual es del 4%".
- 7. Alejandro Einstoss: El Presidente se equivocó cuando habló de tarifas. Nuevos Papeles.
- 8. Qué se podría "desdolarizar" en las tarifas de los servicios de luz y gas, y en las naftas. La Nación.
- 9. Argentina fracasa en aumentar producción de gas para temporada invernal. El gobierno recibió tan solo dos ofertas para proveer a la energética estatal IEASA. BN Americas.
- 10. Antes de la audiencia pública, Energía detalló los costos del gas y cómo podrían evolucionar subsidios y tarifas. Econojournal.
- 11. El ENRE resolvió la nulidad del nombramiento de Directores de Cambiemos. Mejor Informado.
- 12. Subsidios a la energía: el Estado destinó u\$s 130.000 millones en 10 años y la producción igual se derrumbó. El Cronista.
- 13. Tarifas eléctricas: aumento de más de un 50% para industrias y comercios. Econojournal.
- 14. Las tarifas eléctricas aumentarían cerca de un 9% pero sin segmentación. El Cronista.
- 15. El último que «paque la luz». Apuntes de un asistente inexperto. Por Ricardo Caciofi.



### 1. Indicadores de actividad económica y precios

- El EMAE (estimador de actividad económica) muestra para el mes de diciembre de 2020 una variación positiva del 0.9% respecto al mes anterior mientras que la actividad disminuyó 2.2% respecto al mismo mes del 2019 (i.a) y 10% 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 enero de 2021 una variación positiva del 1.7% respecto al mes anterior mientras que fue 4.4% i.a. mayor. Por ser el primer mes del año, el acumulado anual coincide con la variación respecto de igual mes del año anterior.

Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** disminuyó 8.5% i.a. y 8.5% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas disminuyó 8.5% i.a y acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 6.9% i.a y acumulado en el año 2021.

 Los precios mayoristas (IPIM) aumentaron 5.6% en enero de 2021 respecto del mes anterior, que es equivalente al acumulado anual por tratarse del mes de enero. Por otra parte, tuvo una variación del 40.8% respecto de igual mes de 2020.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de 13% i.m en enero de 2021 y acumulado en 2021, mientras que fue 18.3% superior respecto a igual mes del año anterior.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 8.3% i.m respecto del mes anterior y acumulado en 2021. A su vez, se incrementaron 23.9% respecto a igual mes del año anterior

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 2.5% i.m. en enero de 2021 y acumulado anual, con un aumento del 3.5% respecto de igual mes del año anterior.

	Re	Respecto mes anterior		Igual mes año anterior		cumulado anual
EMAE Dic-20		0.9%		-2.2%		-10.0%
IPI-M Ene-21		1.7%		4.4%		4.4%
Refinación del petróleo		-	•	-8.5%	•	-8.5%
Naftas		-	$\blacksquare$	-8.5%	$\blacksquare$	-8.5%
Gasoil		-		6.9%		6.9%
IPIM Ene-21		5.6%		40.8%		5.6%
IPIM- Petroleo crudo y gas		13.0%		18.3%		13.0%
IPIM- Refinados de petroleo		8.3%		23.9%		8.3%
IPIM-Energía eléctrica		2.5%	_	3.5%		2.5%

Fuente: IAE en base a INDEC



### 2. Situación fiscal del sector energético

### Evolución de los subsidios energéticos

 Los subsidios energéticos devengados presentan un incremento en términos acumulados al mes de diciembre de 2020 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 91.9% en el acumulado del año 2020 respecto al año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 210.7 mil millones en acumulados en 2020 respecto a 2019.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del periodo, los subsidios energéticos sumaron USD 6.232 millones acumulados en 2020.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a diciembre de 2020 fueron para CAMMESA (\$323 millones o USD 4,570 millones) que se incrementó 133% i.a y ocupó el 74% de las transferencias realizadas, para IEASA (\$46,526 millones o USD 658 millones) con un incremento del 7.8% y para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$40,045 millones o USD 566 millones) con un incremento del 60.4%.

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 y precios congelados de la energía.

### Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a diciembre de 2020 para gastos de capital fueron \$ 26,442 millones. Esto implica un monto mayor en \$ 18,043 millones respecto a igual periodo de 2019. Las transferencias a IEASA se incrementaron 224.1% respecto a lo recibido en igual periodo del año anterior.

	Acumulado diciembre 2020	Acumulado a diciembre 2019	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	440,189	229,443	210,746	<b>91.9%</b>
CAMMESA	323,078	138,664	184,414	<b>1</b> 33.0%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	68	2,681	-2,613	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	8,593	6,339	2,254	▲ 35.6%
YCRT	7,050	60	6,990	▲ 11709.0%
EBY	3,367	3,313	55	<b>1.6%</b>
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	40,045	24,967	15,078	▲ 60.4%
IEASA	46,526	43,160	3,367	<b>~</b> 7.8%
Compensación distribuidoreas de Gas	2,802	4,858	-2,057	<b>▼</b> -42.3%
Otros Beneficiarios sin discriminar	8,260	5,002	3,258	<b>65.1%</b>

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado diciembre 2020	Diferencia \$		% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	26,442	8,399	18,043	<b>214.8%</b>
IEASA	19,596	6,046	13,550	<b>224.1%</b>
Nucleoeléctrica S.A.	2,310	1,100	1,210	<b>110.0%</b>
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	-	-
Otros beneficiarios	4,535	1,252	3,283	<b>262.2%</b>

Fuente: IAE en base a ASAP



 En el mes de enero de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 5.3% mayor al mes anterior y 0.6% menor a la del mismo mes del año anterior.
 En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 1.9% a.a menor

respecto a igual periodo anterior. En el mes de enero de 2021 la demanda industrial/Comercial aumentó 5% i.m. 1 1.2% i.a. Esta

Por otra parte, la demanda comercial aumentó en enero de 2021 respecto de diciembre de 2020 0.3% i.m., mientras que disminuyó 6.1% i.a y 6.1% anual.

categoria redujo su consumo 11.5% anual.

El consumo Residencial aumentó 8.5% i.m explicado principalmente por factores climáticos y estacionales afectados por los efectos del ASPO/DISPO. Por otra parte, la demanda fue 1.9% superior a la de enero de 2020 y creció 7.2% anual.

De esto se desprende que en el primer mes de 2021 se recuperó parcialmente la demanda industrial respecto a diciembre de 2020 y, por segundo mes consecutivo, alcanzó niveles aproximadamente similares a igual mes del año 2020. 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. Por otra parte, el consumo Industrial presenta un nivel mensual algo superior al de enero de 2020.

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

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

- La oferta neta de energía aumentó 1% i.m en enero de 2021 y 3.7% respecto a igual mes del año anterior.
   Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta es 0.8% superior a igual periodo anterior.
- La generación neta local aumentó 1.2% i.m. en enero de 2021 y 3.7% i.a respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses aumentó 1.7% anual.

El excedente de generación local tiene explicación por un aumento en las cantidades exportadas, principalmente a Brasil por 16.8 GWh/d.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación renovable y térmica, que aumentaron 50.6% y 12.7% i.a respectivamente.

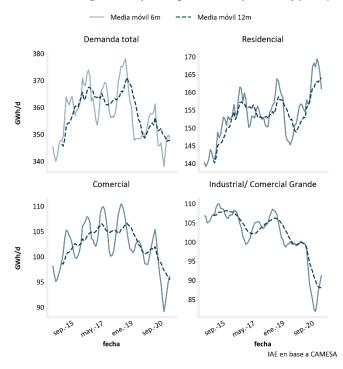
En los últimos doce meses la generación Nuclear, Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 16.4%, 59.9% y 3.4% respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica disminuyó 19.4%.



	Comercial	Ind.	/Comercial	F	tesidencial	To	otal					
ene20	110.7		95.8		180.4	38	36.9					
dic20	103.7		92.4		169.4	36	55.5					
ene21	104.0		97.0		183.8	38	34.7					
12 meses ant.	101.6		99.6		153.0	35	4.2					
12 meses	95.4		88.2		164.0	34	17.6					
Var. % i.m	<b>0.3%</b>		5.0%		8.5%	<b>5</b> .	.3%					
Var. % i.a	-6.1%		1.2%		1.9%	▼ -0	.6%					
Var. % a.a	-6.1%	_	-11.5%		7.2%	<b>▼</b> -1	.9%					

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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



		Oferta de e	nergía eléctri	ca   GWh/c	i		
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Total oferta neta
ene20	97.5	25.5	30.9	247.1	0.9	401.1	401.9
dic20	70.2	22.4	46.6	272.1	1.4	411.2	412.6
ene21	69.2	21.9	46.5	278.4	0.8	416.0	416.8
12 meses ant.	95.7	23.3	22.6	220.1	6.5	361.6	368.1
12 meses	77.1	27.1	36.1	227.5	3.3	367.8	371.1
Var. % i.m	▼-1.4%	▼-2.4%	▼-0.1%	<b>2.3%</b>	▼-41.0%	<b>1.2%</b>	<b>1.0%</b>
Var. % i.a	<b>▼</b> -29.1%	<b>▼</b> -14.3%	▲50.6%	<b>12.7%</b>	<b>▼</b> -7.3%	<b>3.7%</b>	<b>3.7%</b>
Var. % a.a	<b>▼</b> -19.4%	<b>16.4%</b>	▲59.9%	<b>3.4%</b>	<b>▼</b> -49.2%	<b>1.7%</b>	▲ 0.8%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 se redujo 0.1% i.m aunque aumentó 50.6% i.a en enero de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 59.9% respecto a igual periodo anterior.

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 16%, 47.9%, 81.3% y 65.1% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 13.1% en los últimos doce meses.

El incremento total en los últimos doce meses está impulsado principalmente por el aumento en la generación eólica y solar debido a la representación que tienen en el total.

En términos anuales la generación Eólica es la de mayor importancia, representando el 74% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 11.2% del total generado durante el año 2021 habiendo cerrado el año 2020 con una representacion del 9.5% annual.

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 8.9% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 21.9% de la generación neta local.

Precios y costos de la energía: los datos indican que en enero de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo un incremento del 10.5% i.m y del 41.8% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) disminuyó 0.2% i.m. en enero de 2021 y se presenta similar a igual mes del año anterior con una variación de solo 0.1% i.a. Desde el mes de febrero de 2019 este precio se encuentra en niveles aproximadamente similares.

La variación en los costos se encuentra por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 40.8% 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 enero de 2021, debido a un incremento significativo en los costos de generación, volvió a caer el nivel de cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.

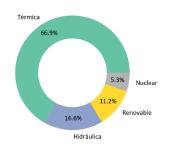
Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 44% de los costos de generación en enero de 2021. En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 48% de los costos de generación eléctrica mientras que en enero de 2019 la cobertura fue del 62%. Esto



Generación por fuente renovable - Ley 27.191   GWh/d									
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable			
ene20	0.7	0.5	22.0	4.1	3.5	30.9			
dic20	0.8	1.8	33.0	3.9	7.0	46.6			
ene21	0.8	1.6	34.1	3.8	6.3	46.5			
12 meses ant.	0.7	0.8	14.7	3.9	2.4	22.6			
12 meses	0.8	1.2	26.7	3.4	3.9	36.1			
Var. % i.m	▼ -2.3%	▼-12.0%	<b>3.1%</b>	▼ -3.5%	▼ -9.9%	▼ -0.1%			
Var. % i.a	<b>1</b> 0.3%	<b>202.1%</b>	▲ 54.6%	▼ -8.5%	<b>82.3%</b>	▲ 50.6%			
Var. % a.a	<b>16.0%</b>	<b>47.9%</b>	<b>81.3%</b>	▼-13.1%	▲ 65.1%	<b>59.9%</b>			

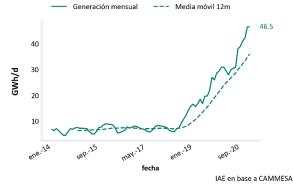
Fuente: IAE en base a CAMMESA

### Composición de la generación eleéctrica por fuente - Año 2021



IAE en base a CAMMESA

### Generación Renovable (Ley 27.191) | 2014 - Hoy



Costo y precio de la energía eléctrica mayorista (\$/Mwh								
	Costo	Precio Estacional						
ene20	3,482.0	2,152.8						
dic20	4,467.3	2,159.3						
ene21	4,935.9	2,154.7						
12 meses ant.	3,361.3	2,132.2						
12 meses	4,171.8	2,154.5						
Var. % i.m	<b>10.5%</b>	-0.2%						
Var. % i.a	<b>41.8%</b>	<b>△</b> 0.1%						
Var. % a.a	<b>24.1%</b>	<b>1.0%</b>						

Fuente: IAE en base a CAMMESA



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

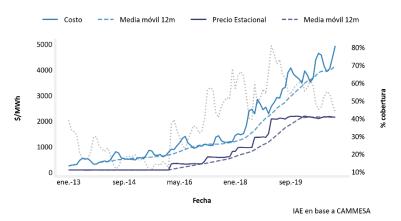
En el contexto de la pandemia del coronavirus Covid-19, y la cuarentena obligatoria, los ingresos de los hogares e industrias se han resentido fuertemente y, de manera temporal, el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica es un mecanismo válido para no deteriorar aún más esta delicada situación. Sin embargo, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras que, con un repunte de los costos, se espera aún el impacto del aumento en razón del precio del gas determinado en el Plan Gas 4. Ambas particularidades tienen consecuencias fiscales invariablemente 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 52% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- La potencia instalada en enero de 2021 fue de 42,057 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 26,450 MW. Esto se presenta como un nuevo valor máximo histórico ya que superó los 26,320 MW alcanzados en febrero de 2018.
- En enero de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica muestra un creciecimiento del gas natural del 4.7% i.m y del 0.5% i.a. El consumo de gasoil se redujo 6.8% i.m aunque fue 92.4% i.a. superior.

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, el Consumo de Gas Natural se redujo 5.2% durante el periodo, equivalente a 2.4 MMm3/d, mientras que se consumió 112% más de Gas Oil.

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



Potencia instalada enero 2021

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
42.057	26,450	26,450
42,057	25/01/2021	25/01/2021

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Consu	ımo de coml	oustibles en g	eneración eléc	trica
	Carbón	Fuel Oil	Gas Natural	Gasoil
	(MTn.)	(MTn.)	(MMm3)	(Mm3)
ene20	17.4	20.5	1658.7	41.0
dic20	81.1	119.3	1591.9	84.6
ene21	67.0	90.4	1666.9	78.9
12 meses ant.	238.8	201.5	17,185.9	418.2
12 meses	524.6	650.6	16,300.1	889.7
Var. % i.m	-	-	<b>4.7%</b>	▼ -6.8%
Var. % i.a	-	-	<b>a</b> 0.5%	<b>92.4%</b>
Var. % a.a	<b>119.7%</b>	<b>222.9%</b>	<b>-5.2%</b>	<b>112.7%</b>

Fuente: IAE en base a CAMMESA



### 4. Hidrocarburos

### Upstream

### Petróleo

En enero de 2021, la producción de petróleo disminuyó 0.7% respecto del mes anterior y 7.3% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 6.3% inferior respecto a igual periodo anterior, mientras que en los meses de pandemia la producción es 8.1% inferior respecto a iguales meses anteriores.

En el mes de enero de 2021 la producción total muestra una reducción de 7.3% respecto al mismo mes de 2010 explicada por los efectos del ASPO/DISPO en la actividad y la demanda local virtualmente estancada en niveles aún 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, redujo su producción 0.1% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 5.4% i.a inferior respecto a enero de 2021. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), disminuyó 0.2% i.m. su producción respecto a diciembre de 2020 y se redujo 7.6% i.a, mientras que las cuencas Austral y Cuyana que aportan poco al total, redujeron su producción 15.1% y 15.5% i.a respectivamente. La Cuenca Noroeste redujo su producción un 23.8% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 6.3% inferior a la de igual periodo anterior. En este sentido, en ninguna cuenca la producción anual se muestra creciente.

La Cuenca Neuquina representa el 48% de la producción y disminuye 2.2% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San, con el 43% del total, se presenta con una disminución del 8% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una reducción del 2.8% en el acumulado en doce meses respecto, la Cuenca Cuyana disminuye 14% anual y la cuenca Austral 26.4%.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) aumentó su producción 4% en enero de 2021 respecto a diciembre de 2020 mientras que fue 4.3% inferior respecto de igual mes del año anterior y 7% menor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

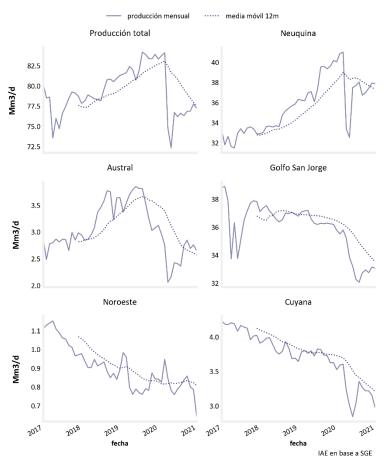
Pan American Energy, con una participación del 21% en el total, disminuyó su producción 1.5% respecto del mes anterior y 5.9% i.a. La producción anual de PAE disminuye 2% a.a.

Pluspetrol, SINOPEC Y Tecpetrol reducen su producción 18.1%, 20.9% y 17.1% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas redujeron la producción acumulada en doce meses en 7%, 20.9 y 15.1% a.a respectivamente. Por otra parte, Vista aumentó su producción 3.1% i.m, 50.7% i.a y 4.3% anualmente. El

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d										
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total				
ene20	3.1	35.8	40.0	0.8	3.5	83.3				
dic20	2.8	33.1	37.9	0.8	3.2	77.8				
ene21	2.7	33.1	37.9	0.6	3.0	77.2				
12 meses ant.	3.5	36.5	38.2	0.8	3.7	82.7				
12 meses	2.6	33.5	37.3	0.8	3.2	77.5				
Var. % i.m	▼-3.9%	▼-0.2%	<b>▼</b> -0.1%	▼-18.2%	▼-5.6%	<b>-0.7</b> %				
Var. % i.a	▼-15.1%	<b>▼</b> -7.6%	▼-5.4%	<b>▼</b> -23.8%	<b>▼</b> -15.5%	<b>▼</b> -7.3%				
Var. % a.a	<b>V</b> -26.4%	<b>V</b> -8.0%	<b>▼</b> -2.2%	<b>▼</b> -2.8%	<b>V</b> -14.0%	-6.3%				

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

### Producción de petróleo | 2016-Hoy | Mm3/d



	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
ene20	17.0	4.6	2.9	2.6	2.7	38.7	14.8	83.3
dic20	16.2	3.8	2.3	2.2	3.9	35.6	13.7	77.8
ene21	16.0	3.8	2.3	2.1	4.0	37.1	13.2	77.2
12 meses ant.	16.8	4.4	3.0	2.6	2.9	38.8	14.0	82.7
12 meses	16.5	4.1	2.4	2.2	3.0	36.1	13.3	77.5
Var. % i.m	▼-1.5%	▲ 0.5%	▼-0.7%	▼-2.5%	▲ 3.1%	<b>4.0%</b>	▼-3.6%	▼ -0.7%
Var. % i.a	▼-5.9%	<b>▼</b> -18.1%	<b>▼</b> -20.9%	<b>▼</b> -17.1%	▲50.7%	<b>▼</b> -4.3%	<b>▼</b> -10.6%	<b>▼</b> -7.3%
Var. % a.a	▼-2.0%	<b>▼</b> -7.0%	▼-20.9%	<b>▼</b> -15.1%	<b>4.3%</b>	<b>▼</b> -7.0%	<b>▼</b> -4.8%	▼ -6.3%

ruente. IAE en base a 3GE - Capitulo I



conjunto de las empresas restantes reduce su producción anual 4.8%.

### Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 75.1% del total, se redujo en enero de 2021 2.6% respecto del mes anterior, 13.3% i.a y 12.5% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 24.9% del total anual, aumentó 4.4% i.m en enero de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 12.7% respecto a igual mes de 2020 y 18.9% en los últimos doce meses.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 12.7% i.a. debido al aumento del 16.3% i.a en el Shale que compensó una disminución del 35.7% i.a en la producción de Tight oil.

La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 22.7% mientras que la de Tight se redujo 23.3% en el mismo periodo. El Shale Oil es el único subtipo de petróleo que aumenta debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución anual. En este sentido, en los últimos doce meses se observa una caída del 12.7% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 76.5% del total de la producción nacional.

	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
ene20	64.2	19.1	17.8	1.3	23.0%
dic20	57.2	20.6	19.7	0.9	26.5%
ene21	55.7	21.6	20.7	0.8	27.9%
12 meses ant.	66.5	16.2	14.9	1.3	19.6%
12 meses	58.2	19.3	18.2	1.0	24.9%
Var. % i.m	<b>▼</b> -2.6%	<b>4.6%</b>	<b>5.1%</b>	<b>▼</b> -5.7%	
Var. % i.a	<b>▼</b> -13.3%	<b>12.7%</b>	<b>16.3%</b>	<b>▼</b> -35.7%	
Var %aa	-12.5%	<b>18 9%</b>	<b>22 7%</b>	<b>7</b> -23 3%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV



### Gas natural

 La producción de gas natural aumentó 1.3% i.m en enero de 2021 respecto a diciembre de 2020 aunque se redujo 11.4% i.a. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 9.9% inferior al año anterior mientras que en los meses de pandemia la producción es 11% inferior respecto a iguales anteriores.

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

En la cuenca Neuquina disminuyó 15.5% i.a y en Golfo San Jorge 9.4% i.a. Por otra parte, en las cuencas Austral, Noroeste y Cuyana disminuyó 1.9%, 10.1% y 13.8% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en los últimos doce meses muestra una significativa declinación en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina disminuye 11.7% a.a. mientras que en la cuenca Austral es 4.7% a.a. menor. Estas dos cuencas concentran el 87% del total de gas producido en el país. Sumados a la cuenca Neuquina, en los últimos doce meses la producción de gas natural presentó una fuerte disminución en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste que disminuyen 11.6%, y 8% a.a respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 4.3% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 27% del gas en Argentina, redujo la producción en enero de 2021 respecto a diciembre de 2020 0.8% i.m. mientras produce 24.6% menos de gas que en igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 20.3% a.a. inferior. Desde el comienzo de la pandemia, YPF ha perdido 6.9 puntos porcentuales en la participación anual de la producción total, esto es equivalente a 8.4 MMm3/d. La producción total acumulada durante los meses de cuarentena se redujo 11% respecto a iguales meses de 2019 (15 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 23.5% (9.9 MMm3/d) explicando el 66% de la caída de la producción total de gas en cuarentena.

Total Austral aumentó 6.3% i.a. su producción respecto a enero de 2020. Sin embargo, durante los últimos doce meses su producción acumulada fue 1.6% a.a. inferior. Pan American, que representa el 10% de la producción total, redujo su producción 1.9% i.a respecto a enero de 2020. Por otra parte, disminuye su producción anual 8.1% a.a.

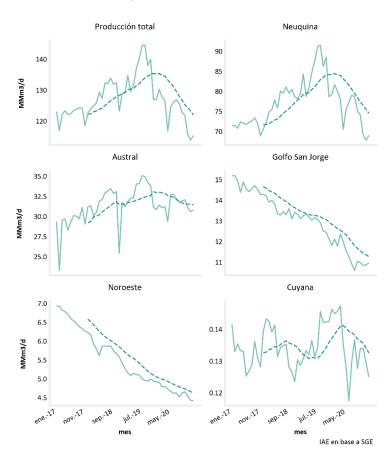
Estas tres empresas representan el 64% del total del gas producido y en conjunto redujeron 11.3% su producción acumulada en los últimos doce meses. Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras gas en Argentina se encuentra en un retroceso que, en la cuarentena, es liderado por YPF que explica el 87%

	Prod	ucción de Ga	s Natural por o	cuenca - MM	m3/d	
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
ene20	31.4	12.1	81.7	4.9	0.1	130.2
dic20	30.6	10.9	67.8	4.4	0.1	113.8
ene21	30.8	11.0	69.0	4.4	0.1	115.3
12 meses ant.	33.0	12.7	84.4	5.0	0.1	135.3
12 meses	31.5	11.3	74.5	4.6	0.1	122.0
Var. % i.m	▲ 0.7%	▲ 0.9%	<b>1.8%</b>	▼ -0.4%	▼ -3.4%	<b>1.3%</b>
Var. % i.a	▼ -1.9%	▼ -9.4%	<b>▼</b> -15.5%	<b>▼</b> -10.1%	<b>▼</b> -13.8%	▼-11.4%
Var. % a.a	<b>▼</b> -4.7%	▼-11.6%	<b>▼</b> -11.7%	▼ -8.0%	<b>-4.3%</b>	<b>-9.9%</b>

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

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

producción mensual --- media móvil 12m



	cgc	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
ene20	5.7	30.7	12.8	6.1	5.8	15.1	39.0	14.7	130.2
dic20	5.0	31.5	12.7	6.0	5.1	11.2	29.6	12.9	113.8
ene21	5.1	32.6	12.6	5.9	5.0	13.1	29.4	12.3	115.3
12 meses ant.	-	33.2	14.2	5.8	4.4	16.4	41.3	13.4	135.3
12 meses	-	32.7	13.1	6.0	5.6	13.5	32.9	13.3	122.0
Var. % i.m	<b>1.6%</b>	<b>3.5%</b>	▼-0.8%	▼-0.3%	▼-2.0%	<b>17.3%</b>	▼-0.8%	▼-4.3%	<b>1.3%</b>
Var. % i.a	-	<b>▲</b> 6.3%	▼-1.9%	<b>▼</b> -2.1%	<b>▼</b> -14.4%	<b>▼</b> -13.1%	<b>▼</b> -24.6%	<b>▼</b> -16.1%	<b>▼-11.4</b> %
Var. % a.a	-	<b>▼</b> -1.6%	▼-8.1%	<b>3.5%</b>	<b>26.8%</b>	<b>▼</b> -17.8%	<b>▼</b> -20.3%	<b>▼</b> -0.8%	▼ -9.9%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV



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 13.1% i.a.** A su vez, **la producción acumulada en doce meses fue 17.8% 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 mantuvo inveriante en enero de 2021 respecto al mes anterior mientras disminuyó 7.2% i.a respecto a enero de 2020 y 9.1% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.
- La producción de gas natural no convencional aumentó 3.3% i.m. en enero de 2021 respecto a diciembre de 2020, mientras que se redujo 16.8% respecto de enero de 2020. Por otra parte, presenta una caída anual ya que disminuye 10.6% en el acumulado de doce meses. La producción anual de Shale y Tight gas se reducen anualmente.

La producción de gas no convencional se redujo 16.8% i.a. debido una disminución en similares magnitudes en el Shale y en el Tight.

La producción acumulada en doce meses de shale gas, que representa el 24.2% de la producción total, disminuye 7.4% mientras que la de Tight disminuye 14.5% anual, representando el 18.4% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante doce meses representó el 42.6% del total y presentó una caída del 10.6% a.a. respecto a igual periodo anterior.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que el 75% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 10.6% 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

Durante los últimos doce meses la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se redujo 18.8% aportando 10.7 MMm3/d sobre un total de 122 Mm3/d (8.8% del total).

La producción total de gas natural acumulada en doce meses se redujo 9.9% 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 8.9% anual. Este dato es de particular importancia: la producción total anual tiene una declinación 1 punto porcentual superior en presencia de Tecpetrol.

Pro	ducción de Gas N	atural por tipo y su	btipo de reci	urso - MMm3/	d
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
ene20	72.3	58.0	32.5	25.4	44.5%
dic20	67.1	46.7	25.3	21.4	41.0%
ene21	67.1	48.2	27.0	21.2	41.8%
12 meses ant.	77.2	58.1	31.9	26.2	43.0%
12 meses	70.0	52.0	29.5	22.4	42.6%
Var. % i.m	▼ 0.0%	<b>3.3%</b>	<b>~</b> 7.0%	▼ -1.1%	
Var. % i.a	-7.2%	-16.8%	▼-16.9%	<b>▼</b> -16.6%	
Var. % a.a	-9.3%	-10.6%	<b>7.4%</b>	<b>▼</b> -14.5%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

	Tecpetrol FDP	Total	Total sin Tecpetrol	Total No Covencional	No Convencional sin Tecpetrol
ene20	11.9	130.2	118.3	58.0	46.1
dic20	8.5	113.8	105.3	46.7	38.2
ene21	10.4	115.3	104.9	48.2	37.8
12 meses ant.	13.2	135.3	122.1	58.1	44.9
12 meses	10.7	122.0	111.2	52.0	41.2
Var. % i.m	<b>21.9%</b>	<b>1.3%</b>	▼ -0.4%	<b>3.3%</b>	-0.9%
Var. % i.a	▼ -12.4%	<b>▼</b> -11.4%	<b>▼</b> -11.4%	<b>▼</b> -16.8%	<b>▼</b> -17.9%
Var. % a.a	<b>▼</b> -18.8%	<b>-9.9%</b>	▼ -8.9%	<b>▼</b> -10.6%	-8.2%

11



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 cae 10.6% anual, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (10.7 MMm3/d anuales), la producción no convencional cae 8.2% anual. Nuevamente, este dato es de particular importancia porque refleja que la producción anual decreciente de Tecpetrol 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 ha sido benefiaria 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 18.2% i.a, 21.9% durante los últimos doce meses y 17.5% acumulado en los meses de pandemia respecto a igual periodo anterior. Representa el 26.9% del total producido en el país en enero de 2021.

El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que representa el 62% de la producción de la formación y, durante los últimos doce meses, aumentó su producción acumulada un 9.4% a.a y 5.4% en los meses de cuarentena respecto a iguales meses anteriores.

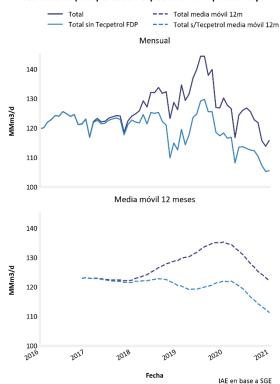
Los efectos limitantes del **ASPO/DISPO** sumado a una demanda notablemente reducida y precios bajos, aunque parcialmente recuperados a partir de septiembre de 2020, han derivado en una reducción importante en los niveles de producción de las principales empresas en abril y mayo de 2020 que se ha recuperado parcialmente a partir de junio de 2020.

La producción de gas natural en Vaca Muerta aumentó 6.1% i.m. aunque se redujo 17.6% i.a. y 7.4% a.a durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 23.1% del total del gas producido en el país en 2021. En este caso hay tres operadores de importancia: Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total Austral.

En la formación Vaca Muerta Tecpetrol redujo su producción anual 18.7% mientras que la producción de YPF fue 24.6% a.a menor. Por otra parte, Total aumentó 1.6% a.a su producción en Vaca Muerta durante los últimos doce meses.

Durante los meses de pandemia, la producción acumulada de gas en Vaca Muerta se redujo 9.8%, esto es 3.15 MMm3/d y se explica por dos factores: en

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



	Vaca	Muerta: Pro	ducción de	Petróleo por	principales	operadora	s - Mm3/d	
	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
ene20	1.5	0.6	1.3	0.7	0.8	11.3	1.6	17.9
dic20	1.3	0.6	2.0	0.5	2.4	11.3	1.6	19.8
ene21	1.2	0.5	2.1	0.5	2.6	12.7	1.5	21.1
12 meses ant.	1.0	0.2	1.0	0.7	0.8	10.3	1.0	15.0
12 meses	1.5	0.6	1.7	0.5	1.4	11.2	1.4	18.3
Var. % i.m	<b>▼</b> -4.9%	<b>▼</b> -6.8%	<b>2.1%</b>	<b>▼</b> -6.9%	▲ 5.3%	<b>12.2%</b>	<b>▼</b> -4.3%	<b>6.8%</b>
Var. % i.a	<b>▼</b> -21.1%	<b>▼</b> -7.4%	▲57.4%	▼-31.0%	△208.2%	<b>12.5%</b>	<b>▼</b> -4.8%	<b>18.2%</b>
Var. % a.a	<b>▲</b> 48.5%	<b>158.4%</b>	<b>64.5%</b>	▼-21.5%	<b>▲71.8%</b>	▲ 9.4%	▲38.5%	<b>21.9%</b>

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV



primer lugar por la caída en la producción de YPF y Tecpetrol alcanza el 31.1% y 16.2% respectivamente durante el periodo, esto es un total de 5.2 MMm3/d (3.1 YPF y 2.1 Tecpetrol). En segundo lugar por el aumento del 21.9% en la producción del conjunto de las demás empresas que aportaron 2 MMm3/d acumulados durante los últimos doce meses.

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 21.9% aportando 2 MMm3/d adicionales.

### **Downstream**

 En el mes de enero de 2021 las ventas de naftas y gasoil disminuyeron 6.9% i.m y 8.5% i.a. Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 18.5% a.a respecto a igual periodo anterior.

Durante los meses de pandemia, las ventas de Gasoil son 12% inferiores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta son 31% menores

En enero se observa una reducción en todas las mediciones sobre el consumo de combustibles líquidos.

La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 7.7% i.a en las ventas de Gasoil y del 9.4% i.a. en las ventas de las naftas. En este sentido, se observa que se interrumpió la recuperación del consumo de naftas que tuvo lugar en los últimos 3 meses.

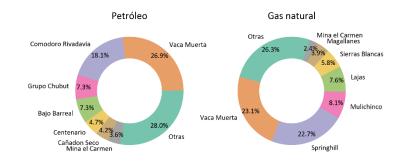
Desagregando las ventas de naftas, en enero de 2020 se observa una disminución respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (11% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (4.9% i.a.) Por su parte, la caída i.a. en las ventas de gasoil es explicada una reducción del consumo de gasoil ultra del 2.6% y del gasoil común que se redujeron 9.6% i.a.

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses disminuyeron 11.9% respecto a igual periodo anterior: las ventas de Gasoil Ultra fueron 18.5% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, disminuyeron 9.7%.

Las ventas acumuladas de **Naftas disminuyeron** 28.1% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior debido a la caída del 28.7% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 27.8% en la Nafta Súper.

Durante los meses de pandemia, las ventas de Gasoil fueron 12% inferiores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 31% menores. En este sentido, durante los meses de pandemia, YPF redujo las ventas acumuladas de gasoil y naftas un 14.4% y 34.9% respecto a iguales meses del año anterior. Es decir, por encima del total.

### Principales formaciones productivas | Año 2021



IAE en base a SGE

	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
ene20	1.5	1.4	2.4	12.1	4.7	9.5	1.1	32.5
dic20	1.2	1.7	2.2	8.5	5.1	5.7	1.0	25.3
ene21	1.1	1.5	2.0	10.4	4.7	6.0	1.0	26.8
12 meses ant.	1.1	1.7	0.8	13.3	4.8	9.6	0.6	31.9
12 meses	1.3	1.8	2.5	10.8	4.9	7.2	1.0	29.5
Var. % i.m	▼ -3.9%	▼-8.8%	-6.2%	<b>21.9%</b>	▼-8.4%	<b>6.5%</b>	▲ 5.5%	<b>6.1%</b>
Var. % i.a	▼-22.3%	<b>8.3%</b>	<b>-14.9%</b>	<b>V</b> -13.8%	▲ 0.8%	<b>▼</b> -36.3%	▼ -9.0%	<b>-17.6%</b>
Var. % a.a	<b>23.4%</b>	<b>4.9%</b>	<b>205.1%</b>	<del>-</del> 18.7%	<b>1.6%</b>	<b>▼</b> -24.6%	<b>54.0%</b>	<b>▼</b> -7.4%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

	V	enta de prir	ncipales con	nbustibles li	quidos   Mr	n3/d	
	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
ene20	24.9	9.1	19.3	6.8	34.0	26.1	60.1
dic20	24.9	9.2	18.2	6.8	34.1	24.9	59.1
ene21	22.5	8.9	17.2	6.4	31.4	23.6	55.0
12 meses ant.	27.5	9.2	18.9	6.3	36.7	25.2	61.9
12 meses	24.8	7.5	13.6	4.5	32.4	18.1	50.5
Var. % i.m	▼-9.7%	▼-3.5%	▼-5.4%	▼-5.0%	▼-8.1%	▼-5.3%	-6.9%
Var. % i.a	▼-9.6%	<b>▼</b> -2.6%	<b>▼</b> -11.0%	▼-4.9%	▼-7.7%	▼-9.4%	-8.5%
Var. % a.a	▼-9.7%	<b>▼</b> -18.5%	<b>▼</b> -27.8%	<b>▼</b> -28.7%	<b>▼</b> -11.9%	<b>▼</b> -28.1%	<b>-18.5%</b>

Fuente: IAE en base a SGE

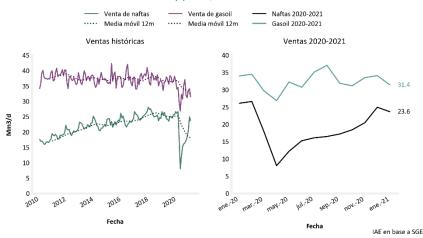


El Gas entregado en el mes de diciembre de 2020 (últimos datos disponible) fue 96.8 MMm3/d. Las entregas totales disminuyeron 8.4% i.a. La demanda acumula una reducción del 5.8% (6.8 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 3% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 4.4% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 12% i.m. menor y 26.3% i.a. inferior. A su vez, presenta una reducción anual de 5.4% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 3.9% más en diciembre respecto de noviembre de 2020, mientras que aumentaron su demanda 10.2% i.a a la vez que acumulan una reducción del 6.3% anual en el consumo.

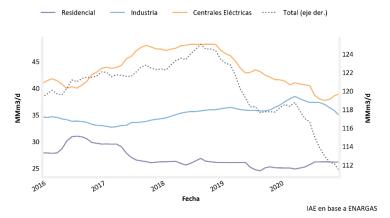




		Den	nanda de ga	as por redes	MMm3/d			
	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
dic19	10.8	3.6	0.4	41.5	40.6	1.6	7.1	105.7
nov20	12.5	2.5	0.5	34.8	43.1	1.1	5.8	100.4
dic20	11.2	2.3	0.4	30.6	44.8	1.1	6.4	96.8
12 meses ant.	25.1	4.0	1.2	36.9	41.6	2.7	6.8	118.2
12 meses	26.2	3.0	0.9	34.9	39.0	2.3	5.1	111.4
Var. % i.m	<b>▼</b> -10.6%	▼-9.2%	<b>▼</b> -24.8%	<b>▼</b> -12.0%	<b>3.9%</b>	▲ 0.5%	<b>11.0%</b>	▼ -3.5%
Var. % i.a	▲ 3.0%	<b>▼</b> -35.6%	<b>▼</b> -7.4%	<b>▼</b> -26.3%	<b>10.2%</b>	<b>▼</b> -28.4%	▼-9.8%	▼ -8.4%
Var. % a.a	<b>4.4%</b>	<b>▼</b> -24.4%	<b>▼</b> -27.9%	<b>▼</b> -5.4%	<b>-6.3%</b>	<b>▼</b> -13.0%	<b>~</b> 24.8%	<b>▼</b> -5.8%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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





### Precios: tendencia creciente

- El precio del barril de petróleo BRENT en enero de 2021 fue de USD/bbl 54.8 lo cual implica un precio 9.3% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 14.4% inferior al registrado en enero de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo WTI fue USD/bbl 52.1 teniendo una variación positiva del 10.8% respecto del mes anterior mientras que disminuyó 10.2% respecto a enero de 2020.
  - 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 con tendencia creciente en los últimos cuatro meses.
- El barril argentino del tipo Escalante tuvo un precio de USD/bbl 53.5 en enero de 2021 esto implica un aumento del 8.9% respecto al mes anterior mientras fue 7.6% inferior al precio de enero de 2020. Por otra parte, el barril del tipo Medanito muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 47.9 en el mes de enero de 2021: 10% superior al mes anterior y 10.5% menor respecto al de igual mes del año anterior.
- El precio spot del gas natural Henry Hub fue de USD 2.71 MMBtu (millón de Btu) en enero de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 4.6% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 34.2% menor al del mes anterior.
  - En el caso Argentino, el precio del Gas Natural en boca de pozo en base al cálculo de regalías (lo que reciben los productores locales) fue de 2.29 USD/MMbtu en enero de 2021 lo cual implica un precio 11.2% mayor al mes anterior y 2.1% inferior a igual mes del año 2020.
- 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 4.66 US\$/MMBTU para el mes de enero de 2021. Esto representa un precio 20.2% mayor al del mes anterior y 25.7% inferior al de igual mes del año 2020. Este precio es 71% superior al obervado en Henry Hub y 103% mayor al observado en boca de pozo en Argentina (más del doble).

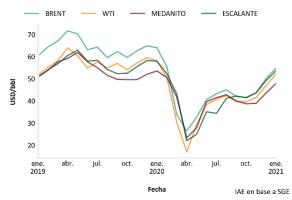
### 5. Biocombustibles

 La producción de Bioetanol en base a maíz y caña de azúcar se redujo en diciembre respecto a noviembre

	Precios	del petróleo	USD/bbi	
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
ene20	64.0	58.0	57.9	53.5
dic20	50.1	47.0	49.2	43.5
ene21	54.8	52.1	53.5	47.9
Var. % i.m	<b>9.3%</b>	<b>1</b> 0.8%	<b>8.9%</b>	<b>10.0%</b>
Var. % i.a	<b>▼</b> -14.4%	<b>▼</b> -10.2%	<b>7.6%</b>	<b>V</b> -10.5%

Fuente: IAE en base a SGE

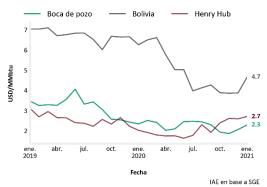
### Precios del petróleo | 2018-Hoy | USD/bbl



	Вос	ca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
ene20		2.34	6.27	7	2.02
dic20		2.06	3.88	-	2.59
ene21		2.29	4.66	_	2.71
Var. % i.m		11.2%	△ 20.2%	-	<b>4.6%</b>
Var. % i.a	~	-2.1%	<b>▼</b> -25.7%	-	<b>34.2%</b>

Fuente: IAE en base a SGE y EIA

### Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMbtu





de 2020 7.6% i.m. y fue 5.1% i.a. menor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 24.7% inferior.

A su vez, las ventas aumentaron en diciembre respecto a noviembre 18% i.m. y son 17.6% i.a inferiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 28.1% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

La producción de Biodiesel disminuyó en diciembre respecto a noviembre 68% i.m y fue 94.5% i.a. inferior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 46.1% a.a menor en el último año móvil. En diciembre las ventas de biodiesel aumentaron respecto a noviembre 401% i.m. debido a ventas virtualmente nulas en aquel mes. Por otra parte, las ventas fueron 94.5% i.a. menores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 56.1% a.a.

Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a diciembre de 2020 fueron 41% menores a igual periodo del año anterior.

 Por último, la producción total de biocombustibles medida en toneladas se redujo en diciembre respecto a noviembre 24.9% i.m y disminuyó 68.1% i.a respecto a diciembre de 2020. En el acumulado para el último año móvil es 40% inferior.

### 6. Balanza comercial energética

 La balanza comercial energética del mes de enero de 2021 se muestra superavitaria en 84 millones.

En enero de 2021 las exportaciones se redujeron 1.4% i.a mientras que las importaciones fueron 14.7% i.a. menores.

En este mes, el calculo acumulado annual coincide con el mensual.

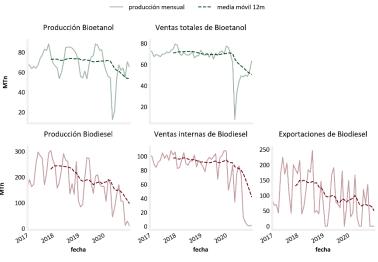
 Los índices de valor, precio y cantidad indican que en enero de 2021 se exportó un 33.9% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto de enero de 2020, mientras que los precios de exportación se redujeron 26.4% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado de 1.4% i.a.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 1.9% en cantidades en enero de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa una reducción de 16.9%. Esto generó una caída en el valor importado del 14.7% i.a. El calculo de enero de 2021 coincide con los indices acumulados anuales.

 Según datos de comercio exterior, las exportaciones medidas en cantidades de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran mayores ventas al exterior de petróleo (23.8%) mientras se reducen las de Gas Natural (-45.7%). La exportación de Gas Natural durante 2020

	Bioetanol	Miles de Tn.	Biodi	esel   Miles	de Tn.	Total en
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	miles de Tn.
dic19	68.6	77.4	164.3	107.4	148.7	232.9
nov20	70.5	54.0	28.3	0.4	0.0	98.8
dic20	65.1	63.8	9.1	1.8	0.0	74.2
12 meses ant.	852.4	844.4	2,147.3	1,136.7	1,015.0	2,999.6
12 meses	642.1	606.9	1,157.4	498.9	597.2	1,799.5
Var. % i.m	▼ -7.6%	<b>18.0%</b>	▼-68.0%	<u>401.7%</u>	-	<b>▼</b> -24.9%
Var. % i.a	▼ -5.1%	<b>▼</b> -17.6%	▼-94.5%	▼-98.3%	-	▼-68.1%
Var. % a.a	<b>▼</b> -24.7%	<b>▼</b> -28.1%	▼-46.1%	▼-56.1%	<b>▼</b> -41.2%	▼-40.0%

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



IAF en hase a SGI

	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y Iubricantes
ene20	43	355	312
ene21	84	350	266
Acumulado 2020	43	355	312
Acumulado 2021	84	350	266
% i.a	- '	-1.4%	-14.7%
% var. a.a	_ ,	-1.4%	-14.7%

Fuente: IAE en base a INDEC

		c	Exportacion ombustibles y energía	co	mportación mbustibles y lubricantes
B	Valor	_	-1.4%	•	-14.7%
Respecto de enero de 2020	Precio	_	-26.4%		-16.6%
	Cantidad		33.9%		1.9%
Respecto al	Valor	_	-1.4%	_	-14.7%
acumulado a enero de 2021	Precio	_	-26.4%	$\blacksquare$	-16.6%
	Cantidad	_	-33.9%		1.9%



fue de de 970 MMm3, esto equivale a 2.6 MMm3/d y muestra una notable caída en los últimos cuatro meses. En enero de 2021, las cantidades exportadas de petróleo fueron 72.6% i.a superiores respecto a igual mes de año anterior y 74.4% i.m mayores respecto al mes anterior.

En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 56% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, se importó un total de 154.5 Mm3 de Gasoil, presentando un incremento importante debido a que las importaciones del año anterior fueron prácticamente nulas.

Las importaciones totales de gas natural de Bolivia y Chile fueron 8.8% i.m mayores en enero de 2021 respecto a diciembre de 2020, mientras presenta un aumento del 54.7% i.a y del 10.8% en 12 meses.

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 durante los últimos doce meses se importaron 20.4 MMm3/d) mientras la exportación registrada por comercio exterior ha sido de 2.6 MMm3/d anuales.

Principale	es productos	energéticos ex	portados - Ca	antidades	
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)	
ene20	ene20 53.7		165.6	61.1	
dic20	34.2	28.0	163.9	48.4	
ene21	47.6	37.4	285.8	73.0	
12 meses ant.	591.6	1,786.6	2,854.4	609.2	
12 meses	447.6	970.3	3,533.5	615.9	
Var. % i.m	<b>39.3%</b>	<b>▲</b> 33.7%	<b>4.4%</b>	▲ 50.8%	
Var. % i.a	<b>▼</b> -11.4%	▼ -83.9%	<b>~</b> 72.6%	<b>19.5%</b>	
Var. % a.a	<b>▼</b> -24.3%	<b>▼</b> -45.7%	<b>23.8%</b>	<b>1.1%</b>	

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades						
	GNL (MMm3)	G	ias Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)	
ene20	0.0		317.3	0.0	50.2	
dic20	0.0		451.3	0.0	0.0	
ene21	0.0		491.0	34.0	89.7	
12 meses ant.	1,768.9		5,050.7	0.5	456.9	
12 meses	1,855.8		5,595.9	154.5	201.1	
Var. % i.m	-		8.8%	-	-	
Var. % i.a	-		54.7%	-	-	
Var. % a.a	<b>4.9%</b>		10.8%	-	▼-56.0%	

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 primaria y producción secundaria.

**Precio monómico estacional:** Precio Monómico ponderado Estacional (Energía + Potencia) + Otros Ingresos.

**Resultado financiero:** es la diferencia entre los gastos totales e ingresos totales.

Resultado primario: es la diferencia entre los gastos primarios y los ingresos totales. La nueva metodología del resultado primario quita de los ingresos aquellos provenientes de rentas de la propiedad, y a los gastos los referidos a intereses. Este se empieza a implementar a partir de Enero de 2016.

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

Tn: abreviación de toneladas

Ventas de principales combustibles: se refiere a las "ventas no al sector". Es decir, para todos los sectores excepto las empresas que se desempeñen en el sector hidrocarburos (Upstream y Downstream) y para todas las provincias.

WTI: petróleo denominado "West Texas Intermediate", de referencia para el mercado Estadounidense.

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

Publicación del

Departamento Técnico del

INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA "GENERAL MOSCONI"

Moreno 943 3º Piso, (C1091AAS) Ciudad Autónoma de Buenos Aires – Argentina

Teléfono: 43347715 / 6751

iae@iae.org.ar

www.iae.org.ar

El Instituto Argentino de Energía "Gral. Mosconi" no produce datos primarios, sino que procesa, elabora y comenta información basada en datos publicados por organismos oficiales del sector energético citando debidamente las fuentes que se encuentran consignadas al pie de cada cuadro y figura.