

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En noviembre de 2019 la **producción de petróleo aumentó 3,7% i.a y 3,8% en el acumulado de los 12 meses.**

La producción de petróleo convencional (81% de la producción) se redujo 3,3% en los últimos 12 meses mientras que la producción no convencional (19% del total) se incrementó 51,7% en el mismo periodo. Por otra parte, se evidencia que en noviembre de 2019 hubo una disminución en el ritmo de crecimiento de la producción.

En noviembre de 2019 la **producción de Gas aumentó 3,1% i.a y 5,5% en el acumulado de 12 meses.**

La producción de Gas convencional, 57% del total de la producción total, se redujo 7,2% en los últimos 12 meses mientras que la producción no convencional, liderada ahora por el Shale Gas, se incrementó 29,4% representando el 42% del total anual.

Es importante destacar la significativa reducción del ritmo de crecimiento de la expansión no convencional que alcanzó apenas al 7,9 % i.a. en el último mes.

La producción gasífera convencional y la variante no convencional Tight, que ocupan el 77% de la producción, disminuyen 5,8% anual. Esta situación debe ser objeto de especial atención por parte de las nuevas autoridades del sector.

Demanda

Las ventas de naftas y gasoil en noviembre de 2019 aumentaron 4% i.a mientras que en acumulado de los últimos 12 meses disminuyeron 1,8%.

La demanda total de gas natural tuvo un incremento del 4,2% en octubre de 2019 respecto al mismo mes del año anterior. Sin embargo en el acumulado de los últimos 12 meses la demanda se redujo el 5,3%.

Por su parte la **Demanda total de Energía Eléctrica** se incrementó en noviembre un 4,9% respecto a igual mes de 2018. En el acumulado de los últimos 12 meses la demanda de energía eléctrica total se redujo en 4,2%.

Los indicadores de demanda para los tres rubros analizados indicarían que se habría llegado al piso a partir del cual podría iniciarse una recuperación de del consumo energético.

Balance comercial energético

La **balanza comercial energética** del mes de noviembre de 2019 se muestra superavitaria en US\$ 90 millones. Adicionalmente, en los once meses de 2019 se observa un déficit comercial energético de USD 195 millones, 91,7% inferior al de igual periodo del año anterior.

El balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,6 MMm3/d (se redujo 9,1 MMm3/d), mientras la exportación es 5,1 MMm3/d (creció 4,3 MMm3/d). A su vez, la demanda anual de gas disminuye 5,3% (6,6 MMm3/d menos) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 5,5% (7 MMm3/d más). Esto revela que la sustitución de importaciones y la exportación de gas están determinadas tanto por la expansión de la oferta como por una menor demanda local.

Subsidios

Los subsidios energéticos devengados aumentaron 40,8% (+\$ 51.768 millones) en el acumulado a octubre de 2019 respecto a igual periodo de 2018 según datos de ASAP: CAMMESA recibió \$ 99.484 millones e IEASA \$ 43.160 millones. **Los subsidios a la producción de gas de multiplicaron por tres respecto a 2018 y totalizaron \$ 20.205 millones.**

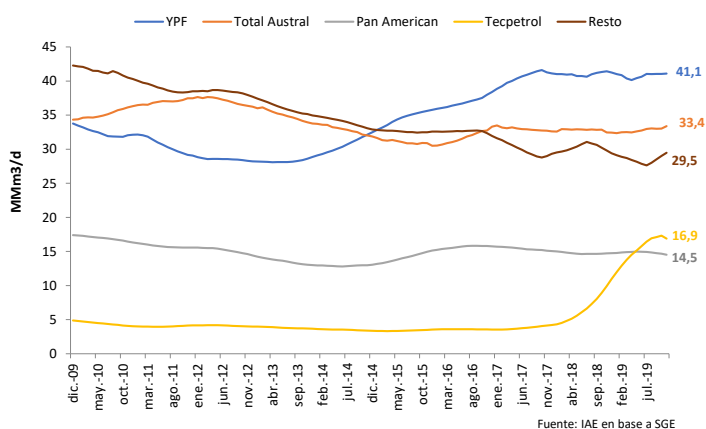
Principales indicadores del sector energético

	1 mes	1 mes año anterior	Acum. año móvil	Acum. año móvil anterior	var % i.a	var % año móvil
Producción total de petróleo (Mm3/d). Nov-19	81,7	78,8	80,6	77,7	↑ 3,7%	↑ 3,8%
Petróleo convencional (Mm3/d)	63,8	66,0	65,4	67,6	↓ -3,4%	↓ -3,3%
Petróleo no convencional (Mm3/d)	17,9	12,8	15,2	10,0	↑ 39,8%	↑ 51,7%
Producción total de gas (MMm3/d). Nov-19	127,0	123,2	135,4	128,3	↑ 3,1%	↑ 5,5%
Gas convencional (MMm3/d)	72,9	73,1	77,9	84,0	↓ -0,3%	↓ -7,2%
Gas no convencional (MMm3/d)	54,1	50,1	57,4	44,4	↑ 7,9%	↑ 29,4%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3). Nov-19	1.913	1.839	22.551	22.969	↑ 4,0%	↓ -1,8%
Demanda de Gas (MMm3/d). Oct-19	119,0	114,2	118,0	124,6	↑ 4,2%	↓ -5,3%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Oct-19	254	214	3.037	3.510	↑ 18,6%	↓ -13,5%
Demanda total energía eléctrica* (GW/h). Nov-19	10.532	10.035	10.714	11.181	↑ 4,9%	↓ -4,2%
Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h). Nov-19	10.637	10.388	10.900	11.573	↑ 2,4%	↓ -5,8%

	1 mes	1 mes año anterior	Acumulado anual	Acumulado anual anterior	var % i.a	Variación acumulado
Transferencias corrientes (subsídios). Oct-19	-	-	178.559	126.791	-	↑ 40,8%
Transferencias de capital. Oct-19	-	-	5.622	8.935	-	↓ -37,1%
Saldo comercial energético (millones de USD). Nov-19	90	177	-195	-2.352	↓ -49%	↓ -91,7%

* En estos casos el acumulado año móvil se presenta como la media móvil de los últimos 12 meses

Gráfico 4.3: producción de gas por principales operadores



Fuente: IAE en base a SGE

Las siguientes noticias constituyen a juicio del Departamento Técnico de Instituto Mosconi las noticias más relevantes del mes de diciembre de 2019

Un resumen de las principales noticias del mes de diciembre indica que los temas más importantes fueron la sanción de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y las novedades del nuevo gobierno en materia energética.

Nuevas autoridades, Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y otros.

- 1) [Oficializaron a Lanziani al frente de la Secretaría de Energía y sus subsecretarios de área](#). A través del decreto nacional 8/2019, se oficializó ayer la designación de Sergio Lanziani al frente de la Secretaría de Energía. *Energía Estratégica*.
- 2) [Energía. Congelan las tarifas de luz y gas por 180 días](#). Así quedó establecido en el proyecto de ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que envió hoy el Gobierno al Congreso y se espera que se trate el jueves. *La Nación*.
- 3) [Pese al ajuste, gastarán \\$ 75 mil millones más que el año pasado en el subsidio a las tarifas](#). Es por el congelamiento del transporte y las facturas de luz y gas. El Gobierno busca compensar ese gasto con el cambio en las jubilaciones, más la suba en retenciones y una mayor presión fiscal. *Clarín*.
- 4) [Tarifas de energía y Emergencia Económica: ¿hay riesgo de que vuelvan los cortes frecuentes?](#) Nota de *Infobae* con comentarios de Jorge Lapeña y Alejandro Einstoss.
- 5) [Energía recibió a la cúpula de YPF para definir una agenda de prioridades](#). El CEO de la petrolera, Daniel González, y el VP de Transformación, Carlos Alfonsi, se reunieron con el equipo de Juan José Carbajales, subsecretario de Hidrocarburos. Los directivos de la petrolera con mayoría estatal advirtieron que el atraso en surtidores asciende al 13% y reclamaron un aumento de combustibles. *Econojournal*.
- 6) [Energía: el Gobierno devuelve a las provincias el control de obras de transporte eléctrico](#). Los nuevos funcionarios darán marcha atrás con resoluciones de Gustavo Lopetegui y Juan Garade, que centralizaron la planificación en una unidad especial para evitar darle poder a los gobernadores. *El Cronista*.
- 7) [Cuál fue la responsabilidad de cada empresa en el apagón nacional según la UBA](#). El documento identificó el grado de participación de los agentes del sistema eléctrico y expuso el nivel de abandono por la inacción de los organismos de regulación y control. *Econojournal*.

Hidrocarburos

- 8) [YPF está re-estudiando 246 proyectos convencionales: "Vaca Muerta no va a brillar si no ponemos en caja el convencional"](#). La petrolera puso en marcha un ambicioso proyecto para reducir del 14% al 8% la declinación de sus campos maduros o viejos, que aportan un 80% de su oferta total de petróleo. La búsqueda de eficiencia en la recuperación secundaria. Y el futuro de la mano del EOR. Las claves de un plan con menos marketing pero igual de importante que Vaca Muerta. *Econojournal*.
- 9) [Con el aval de YPF, el gas para usinas se venderá en enero a menos de un dólar](#). MEGSA realizó hoy una licitación para contratar el gas que consumirán las usinas térmicas en enero. Se registraron precios inferiores a un 1 US\$/MMBTU. YPF convalidó esos valores con ofertas en esa misma banda.
- 10) [El petróleo de Malvinas: el reclamo de soberanía y el potencial](#). En 2011 se promulgó en Argentina la Ley 26.659 que declara clandestinas a las empresas que operen en la plataforma continental de las islas, ya que deberían estar inscriptas en el país para poder hacerlo. La politóloga Daniela Varela aportó datos sobre las áreas en ese punto del Atlántico Sur y del avance de los proyectos. *LMNeuquen*.

Institucionales del IAE Mosconi y notas de interés

- 11) [Comunicado IAE Mosconi](#). Posición institucional respecto a los aspectos energéticos del Proyecto de Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.
- 12) [Críticas del IAE al proyecto de ley de emergencia por medidas que afectan al sector energético](#). Desde el IAE solo apoyaron la interrupción del traspaso de Edesur y Edenor a la ciudad y a la provincia. Pero hubo fuertes críticas para otras medidas como la intervención de los entes reguladores como el Enre y el Enargas. *El Economista*.
- 13) [Para el Instituto Mosconi, el problema medular es el gas en boca de pozo](#). Opinó sobre el proyecto de ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva del gobierno nacional y señaló que no hacía falta una ley para congelar las tarifas. *LMNeuquen*.

- 14) [La oposición sugiere bajarle el gas a las petroleras y defiende a entes reguladores](#). Técnicos del radicalismo cuestionaron el proyecto de emergencia energética por "innecesario" y criticaron las facultades de discrecionalidad para otorgar subsidios y piden tocarle el mercado a productoras de gas. *El Cronista*.
- 15) [Entrevista a Jorge Lapeña](#) en el programa La Brújula sobre los aspectos energéticos de la Ley de Solidaridad.
- 16) [Emergencia energética: no](#). Alejandro Einstoss para *Nuevos Papeles*.
- 17) [Bolivia: mar de gas, industrialización, exportaciones y otras falacias](#). Por Álvaro Ríos, Ex Ministro de Hidrocarburos de Bolivia.
- 18) [La Secretaría de Energía, un sillón de alto voltaje](#). De la negociación tarifaria al desarrollo de Vaca Muerta, es uno de los cargos claves del nuevo Gobierno. Más allá de los nombres, qué se necesita para poner en valor a un sector estratégico para la economía. *El Cronista*.

1. Indicadores de actividad económica y precios:

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de octubre de 2019 una variación positiva del 1,9% respecto al mes anterior. Por otra parte, la actividad disminuyó 0,9% respecto al mismo mes del 2018 (i.a), mientras que cayó 2,3% en el acumulado a octubre de 2019 respecto a igual periodo del año anterior.
- El **IPI-M** (Índice de producción industrial manufacturera) muestra en octubre de 2019 una variación positiva del 5% respecto al mes anterior mientras que disminuyó 2,3% i.a. A su vez, acumula una retracción del 7,2% durante 2019. Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 3,9% i.a aunque cayó 1,9% en el acumulado a los primeros diez meses de 2019. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 8,8% i.a y disminuyó 2,3% en el acumulado a octubre de 2019, mientras que la de Gasoil aumentó 9,7% i.a y presenta un disminución del 1,5% en el acumulado a octubre.

- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 5,4% en noviembre de 2019 respecto del mes anterior, y 54,8% respecto de igual mes de 2018. Además, acumula un aumento del 52,9% en 2019 respecto a igual periodo del año anterior.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de 6,6% i.m en noviembre de 2019, mientras que fue 25,2% superior respecto a igual mes del año anterior, acumulando un aumento del 32% en 2019 respecto a igual periodo del año anterior.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 11,6% en noviembre de 2019 respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 36,2% respecto a noviembre de 2018 acumulado un aumento del 39,3% en los once meses de 2019 respecto de igual periodo del año anterior.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 0,2% i.m en noviembre de 2019, con un aumento inter anual del 47% y una variación acumulada de 45,9% en los once meses de 2019 respecto a igual periodo del año anterior.

2. Situación fiscal del sector energético:

Evolución de los subsidios energéticos

- Los **subsidios energéticos** devengados presentan un aumento en términos acumulados al mes de octubre de 2019 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 40,8% en el acumulado al mes de octubre de 2019 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 51.768 millones en los primeros diez meses de 2019 respecto a igual periodo de 2018.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a octubre de 2019 fueron para CAMMESA (\$ 99.484 millones) con un incremento de 34,3%, IEASA (Ex ENARSA) con \$ 43.160 millones, es decir 31,6% más que igual periodo del año

Tabla 1: Principales indicadores macroeconómicos

	Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE Oct-19	↑ 1,9%	↓ -0,9%	↓ -2,3%
IPI-M Oct-19	↑ 5,0%	↓ -2,3%	↓ -7,2%
Refinación del petróleo. Oct-19	-	↑ 3,9%	↓ -1,9%
Naftas. Oct-19	-	↑ 8,8%	↓ -2,3%
Gasoil. Oct-19	-	↑ 9,7%	↓ -1,5%
IPIM Nov-19	↑ 5,4%	↑ 54,8%	↑ 52,9%
IPIM- Petróleo crudo y gas. Nov-19	↑ 6,6%	↑ 25,2%	↑ 32,0%
IPIM- Refinados de petróleo. Nov-19	↑ 11,6%	↑ 36,2%	↑ 39,3%
IPIM-energía elec. Nov-19	↑ 0,2%	↑ 47,0%	↑ 45,9%

Fuente: IAE en base a INDEC

Tabla 2.1: Transferencias para gastos corrientes (subsidios, millones de \$)

	Acumulado octubre 2019	Acumulado a octubre 2018	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	178.559	126.791	51.768	↑ 40,8%
CAMMESA	99.484	74.095	25.389	↑ 34,3%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	2.672	2.672	0	↓ 0,0%
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	5.967	6.271	-304	↓ -4,8%
EBY	3.313	585	2.728	↑ 466,2%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	17.533	3.582	13.951	↑ 389,4%
IEASA (Ex ENARSA)	43.160	32.792	10.368	↑ 31,6%
Compensación distribuidoras de Gas	3.169	5.306	-2.137	↓ -40,3%
Otros Beneficiarios sin discriminar	3.260	2.998	262	↑ 8,7%

Fuente: IAE en base a ASAP

anterior, el Plan Gas (Resolución N° 46 MINEM) con \$ 17.533 millones y un incremento del 389% y el Fondo Fiduciario para el consumo de GLP con \$ 5.967 millones que presenta una disminución del 4,8%.

Los subsidios otorgados al sector energético se encuentran por debajo de la variación del índice de precios mayoristas para igual periodo, lo cual sugiere que existe una reducción real en subsidios a la energía.

El impacto de la devaluación del Peso ha sido determinante ya que no se logró compensar el ahorro por menores importaciones de GNL (se importó menos y a menores precios) y por la derogación del régimen de Tarifa Social Eléctrica (que pasó a las Provincias). Estos factores explican el incremento nominal en los subsidios otorgados a IEASA y CAMMESA.

El total de subsidios destinado a la producción no convencional de gas natural (los ítems "Resolución 46" e "incentivos a la producción...") aumentó notablemente: en octubre de 2019 recibieron \$ 20.205 millones, un monto 3,25 veces superior al de igual periodo del año anterior. Representa el 11,3% del total de subsidios energéticos.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a octubre de 2019 para gastos de capital fueron \$ 5.622 millones reduciéndose en 37,1% respecto a igual periodo de 2018. Esto implica un monto menor en \$ 3.313 millones respecto a igual periodo de 2018. Las transferencias a IEASA son las únicas que crecen en el acumulado a octubre de 2019 puesto que recibió \$ 3.678 millones, esto es un 197,1% más a lo recibido en igual periodo del año anterior.

Por otra parte, Nucleoeléctrica recibió transferencias por \$ 1.100 millones, un 82,2% menos que en igual periodo del año anterior.

3. Situación del mercado eléctrico:

- En el mes de noviembre de 2019, la demanda total de energía eléctrica fue 4,9% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa una disminución de la demanda del 4,2% respecto a igual periodo del año anterior. La demanda total del sistema fue de 10.532 GWh en noviembre del año 2019, mientras que para el mismo periodo del año 2018 fue de 10.035 GWh.

En el mes de noviembre de 2019 aumentó el consumo en términos inter anuales en todas las categorías: la demanda comercial se incrementó un 6,1% i.a. mientras que la demanda Industrial/comercial y Residencial se incrementaron 0,7% y 7,3% i.a. respectivamente.

A pesar de haberse registrado temperaturas superiores a la media histórica y a noviembre del 2019, no se presentan factores climatológicos que pueden haber afectado la demanda de manera significativa.

Los datos anuales (octubre 2019 - noviembre 2019) indican que se ha reducido la demanda eléctrica en todas las categorías. La demanda anual de la categoría residencial disminuyó 4,1% mientras que la demanda comercial e industrial/comercial se han reducido 4,2% y 4,3% en el periodo respectivamente.

La caída anual en la demanda industrial y comercial de

Tabla 2.2: Transferencias para gastos de capital en millones de pesos

	Acumulado a octubre 2019	Acumulado a Octubre 2018	Diferencia \$	Acumulado var. % i.a
SECTOR ENERGÉTICO	5.622	8.935	-3.313	↓ -37,1%
IEASA	3.678	1.238	2.440	↑ 197,1%
Nucleoeléctrica S.A.	1.100	6.175	-5.075	↓ -82,2%
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	814	-
Otros beneficiarios	843	1.336	-493	↓ -36,9%

Fuente: IAE en base a ASAP

Tabla 3.1: Demanda neta total (GWh)

	nov-19	nov-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. % i.a.	Var. % año móvil
Comercial	3.147	2.966	3.078	3.213	↑ 6,1%	↓ -4,2%
Ind/comercial	3.090	3.068	3.035	3.172	↑ 0,7%	↓ -4,3%
Residencial	4.295	4.001	4.601	4.796	↑ 7,3%	↓ -4,1%
Demanda total	10.532	10.035	10.714	11.181	↑ 4,9%	↓ -4,2%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

energía eléctrica está correlacionada con la reducción de la actividad económica e industrial conforme muestran los índices de la sección 1.

- La **oferta neta de energía** aumentó 5,6% i.a en noviembre de 2019, a la vez que muestra caída en los últimos 12 meses de 3,9%. En este sentido, la oferta neta de energía fue de 11.004 GWh en noviembre de 2019, mientras que había sido de 10.418 GWh para el mismo mes del año anterior. La oferta media mensual fue de 11.137 GWh.

- La **generación neta local** aumentó 2,4% i.a en noviembre de 2019 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que la generación media del último año móvil se presenta con una caída del 5,8%.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación nuclear, renovable y térmica, que aumentaron 102,2%, 99% y 8% i.a. respectivamente. Adicionalmente, tomando los últimos doce meses corridos la generación Renovables y Nuclear muestran crecimiento positivo con una variación del 137,4% y 7,5% respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica (que ocupa el 60% de la generación) e Hidráulica disminuyeron 10,2% y 9,4% en el último año móvil respectivamente.

- La generación a través de **energías renovables definidas en la Ley 27.191** aumentó 99% i.a y 137,4% anual.

Hubo un aumento inter anual en las categorías Biogas, Biomasa, Eólica y Solar del 54%, 33,4%, 150,7% y 355,6% i.a respectivamente.

Por otra parte, en los datos en los datos referidos a los últimos doce meses corridos la generación renovable presenta un variación positiva del 137,4% (+356 GWh), que está impulsada por una mayor generación de todas las tecnologías pero especialmente por eólica y solar que crecen 280% y 916%.

En términos anuales la generación Eólica continúa siendo la de mayor importancia, por encima de la Hidráulica Renovable, representando el 63% del total Renovables y aportando 285 GWh adicionales sobre el total de 356 GWh incrementales de energía Renovables. Por otra parte, se evidencia un importante crecimiento de la generación Solar, que ha pasado de generar 24 GWh a 109 GWh anuales al mes de noviembre de 2019, aportando el 15% de los 356 GWh incrementales de energía Renovables.

La **participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191** fue del 5,6% del total generado en el último año móvil a noviembre de 2019. Por otra parte, **en términos mensuales representó el 8% de la energía generada** en el mes de noviembre de 2019. **Por esto, se puede afirmar que en noviembre se cumplió parcialmente el objetivo de cubrir el 8% del consumo a través de generación Renovables (Ley 27.191), originalmente establecido para el año 2018.** El objetivo se cumplirá completamente cuando, el 12 meses corridos, se alcance el valor establecido.

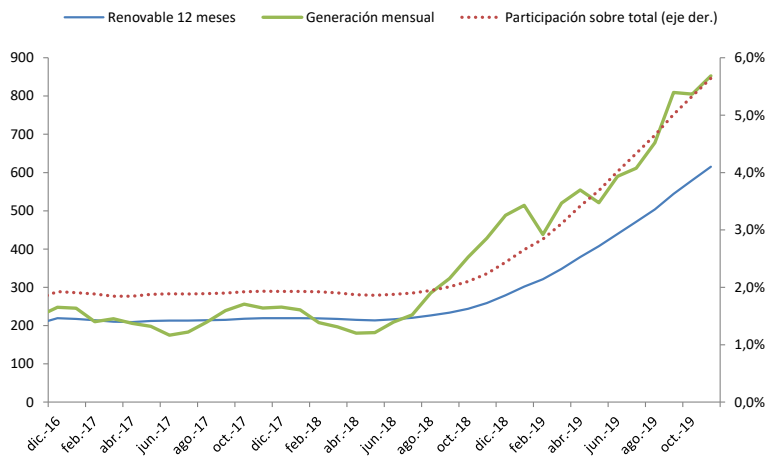
Sin embargo, es preciso mencionar que la energía generada a través de la tecnología Hidráulica Renovable (hidráulicas menores a 50 MW) surge de proyectos antiguos y podrían ser clasificadas como fuente de energía Hidráulica. Bajo este

Tabla 3.2: Generación de energía eléctrica (GW/h)

	nov-19	nov-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Hidráulica	2.875	3.891	3.019	3.333	↓ -26,1%	↓ -9,4%
Nuclear	761	376	617	574	↑ 102,2%	↑ 7,5%
Renovable	853	428	615	259	↑ 99,0%	↑ 137,4%
Biogas	22	14	20	12	↑ 54,0%	↑ 77,6%
Biomasa	30	23	24	21	↑ 33,4%	↑ 14,9%
Eólica	564	225	387	102	↑ 150,7%	↑ 280,3%
Hidráulica Renovable	128	143	123	119	↓ -10,4%	↑ 3,7%
Solar	109	24	60	6	↑ 355,6%	↑ 916,9%
Térmica	6.147	5.692	6.648	7.406	↑ 8,0%	↓ -10,2%
Generación neta local	10.637	10.388	10.900	11.573	↑ 2,4%	↓ -5,8%
Importación	367	30	237	-	↑ 1123%	↑ 1666,0%
Oferta neta	11.004	10.418	11.137	-	↑ 5,6%	↓ -3,9%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Gráfico 3.1: generación renovable



Fuente: IAE en base a CAMMESA

ordenamiento, la energía renovable ocupa el 4,5% del total anual generado mientras que la hidráulica representa el 28,8%.

- **Precios y costos de la energía:** los datos indican que en noviembre de 2019 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto a noviembre de 2018 tuvo un incremento del 52,5% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 58,8% i.a. La variación en los costos está por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 54,8% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó más que ambos en el mismo periodo. Esto sugiere una recuperación respecto a la cobertura del costo de generación.

Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir el 59% de los costos de generación en noviembre de 2019, siendo el resto cubierto con subsidios. En el mismo mes de 2018 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 56% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que desde este punto de vista la recuperación de los costos ha logrado un avance marginal en noviembre de 2019 respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, y bajo el mismo análisis, el esfuerzo que ha hecho la población en pagar la recomposición tarifaria, actualmente congelada de manera temporal, no logró la totalidad de su objetivo primordial debido a que en los datos anuales se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 63% de los costos de generación en los últimos doce meses corridos.

- **La potencia instalada** en noviembre de 2019 fue de 39.535 MW, mientras que la potencia máxima bruta generada ha sido de 23.674 MW el día 20/11/2019.

- **En noviembre de 2019 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra un aumento del gas natural del 10,2% i.a mientras que el gasoil creció 186% i.a. (19 Mm3).

En cuanto a la variación del último año móvil, **el Consumo de Gas Natural se redujo 6,3% respecto a igual periodo del año anterior mientras que se consumió 55,3% menos de Gas Oil y 68,8% menos de Fuel Oil.** Por otra parte, la utilización de Carbón mineral se redujo 75,4% en el último año móvil.

Tabla 3.3: Precios (\$/MWh)

	nov-19	nov-18	Medio año móvil	Medio año móvil anterior	%i.a	Var. %año móvil
Costo monómico	3.728	2.444	3.171	2.006	↑ 52,5%	↑ 58,1%
Precio monómico estacional	2.195	1.382	2.011	1.078	↑ 58,8%	↑ 86,5%

Fuente: IAE en base a CAMMESA, no incluye transporte.

Tabla 3.4: Potencia instalada noviembre de 2019

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
39.535	23.674 20/11/2019	26.320 8/2/2018

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Tabla 3.5: Consumo de combustibles por tipo

	nov-19	nov-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. %i.a.	Var. %año móvil
Biodiesel (MTn)	0	0	0	0	-	-
Carbón Mineral (MTn)	3	0	15	59	-	↓ -75,4%
Fuel oil (MTn)	2	0	15	50	-	↓ -68,8%
Gas Natural (MMm3)	1.364	1.238	1.428	1.523	↑ 10,2%	↓ -6,3%
Gas Oil (Mm3)	30	11	34	75	↑ 186,1%	↓ -55,3%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos:

Upstream

Petróleo

- **La producción de petróleo aumentó 3,7% i.a en noviembre de 2019. En el acumulado anual la producción es 3,8% superior al año precedente.**

En el mes de noviembre de 2019 la producción de petróleo crudo tuvo un incremento de 3,7% respecto al mismo mes de 2018 impulsada por un incremento del 11,5% en la cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta que representa el 35% de la cuenca. La cuenca Golfo San Jorge (la cuenca productora más importante) disminuyó 2,2% i.a su producción, mientras que las cuencas Austral y Cuyana, que aportan poco al total, redujeron su producción 5,6% i.a y 1,3% i.a. Por otra parte, la cuenca Noroeste tuvo un aumento del 1,2% i.a.

La producción de petróleo acumulada en doce meses a noviembre de 2019 fue 3,8% superior a la del año anterior. La producción anual acumulada muestra crecimientos dentro de las principales cuencas. Sin embargo, la Cuenca Golfo de San Jorge que representa el 45% del total se presenta con una disminución del 1,2%. Por otra parte, el crecimiento está impulsado por la Cuenca Neuquina, que representan el 44% de la producción Nacional y ha aumentado 10,1% en los últimos 12 meses. La cuenca Austral, con un aporte marginal a la producción, aumenta también 10,1% en el acumulado.

La Cuenca Noroeste presenta una retracción del 9,5% en el acumulado del último año móvil respecto de igual periodo del año anterior y la Cuenca Cuyana disminuye 3,7% anual.

En la Cuenca Austral la producción Off Shore, que ocupa el 51% de la producción total de la cuenca, aumentó 6,7% acumulada en los últimos doce meses a noviembre de 2019 mientras que la producción On Shore fue 14% superior a igual periodo del año anterior.

Desagregando por los principales cinco operadores, que representan el 81% de la producción total, se observa que YPF (48% de la producción total) ha incrementado su producción acumulada en el último año móvil un 8,2%, Pan American Energy 3,7% y Tecpetrol 20%. Estas tres empresas ocupan el 72% de la producción total de petróleo. Por otra parte, Pluspetrol y Sinopec disminuyen su producción anual 0,8% y 11%.

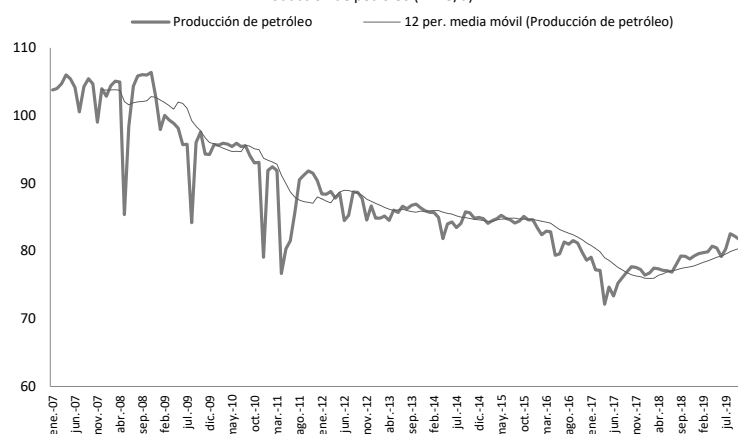
Tabla 4: Producción de petróleo total y por cuenca (Mm3/d)

	nov-19	nov-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	2,9	3,1	3,5	3,2	↓ -5,6%	↑ 10,1%
Cuyana	3,6	3,7	3,7	3,9	↓ -1,3%	↓ -3,7%
Golfo San Jorge	36,2	37,0	36,6	37,0	↓ -2,2%	↓ -1,2%
Neuquina	38,2	34,2	36,1	32,8	↑ 11,5%	↑ 10,1%
Noroeste	0,8	0,8	0,8	0,9	↑ 1,2%	↓ -9,5%
Producción de petróleo (Mm3/d)	81,7	78,8	80,6	77,7	↑ 3,7%	↑ 3,8%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

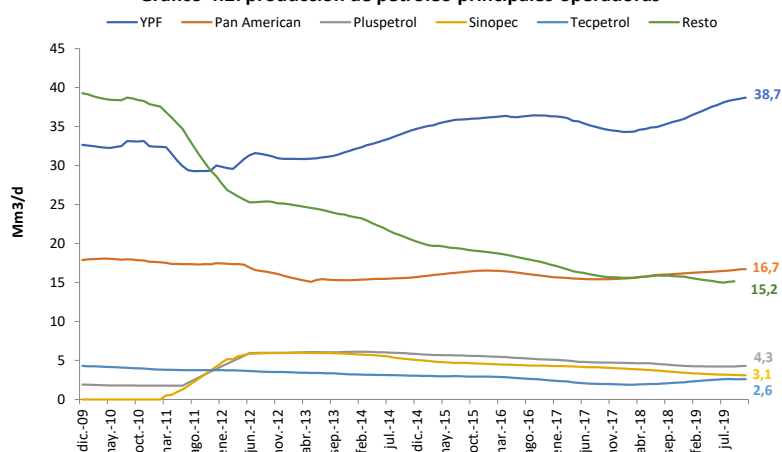
Gráfico 4.1

Producción de petróleo (Mm3/d)



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.2: producción de petróleo principales operadoras



Fuente: IAE en base a SGE

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 81% del total, disminuyó en noviembre de 2019 3,4% i.a y 3,3% en el acumulado del último año móvil. De esta manera, la producción convencional es, en 2019, un 32% inferior a la del año 2009.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 18,6% del total anual, aumentó 39,8% i.a y 51,7% en el acumulado de los últimos doce meses a noviembre de 2019 según datos preliminares de la Secretaría de Energía (capítulo IV).

En el mes de noviembre de 2019 la producción de petróleo no convencional representó el 21,9% del total mensual, mientras que en el acumulado anual a noviembre de 2019 es del 18,6% del total producido.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 39,8% i.a. debido al aumento del 46,9% i.a en el Shale que ha compensado la disminución del 13,6% i.a en la producción de Tight oil.

La producción acumulada en los últimos doce meses de Shale Oil, que representa el 17% de la producción total, creció 62,7% mientras que la de Tight se redujo 11,4% en el mismo periodo, representando el 1,6% de la producción total. **El Shale Oil es el único Tipo/subtipo de petróleo que aumenta debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución anual.** En este sentido, se observa una caída del 3,4% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 83% del total aproximadamente.

Gas natural

- La producción de Gas Natural se incrementó 3,1% i.a en noviembre de 2019 respecto del mismo mes de 2018. En los últimos doce meses tuvo un aumento respecto a igual periodo del año anterior del 5,5%.

La producción de gas natural muestra un incremento inter anual en las cuencas Austral y Cuyana (con un aporte marginal) del 22,2% y 15,2% i.a. respectivamente. Las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste presentan en noviembre de 2019 una producción 9,5% y 11,4% inferior respecto a igual mes del año anterior. La cuenca Neuquina mantuvo su producción invariante respecto a igual mes del año anterior.

La producción acumulada anual crece en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 9% mientras que en la cuenca Austral el incremento fue del 4,9%. Estas dos cuencas concentran el 86% del total de gas producido en el país.

La producción anual de gas natural presenta una fuerte disminución en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste y que disminuyen 5%, y 13% respectivamente. La cuenca Cuyana aumenta su producción anual un 0,7%.

Tabla 4.1: Producción de petróleo por tipo y subtipo (Mm3/d)

	nov-19	nov-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Petróleo Convencional (Mm3/d)	63,8	66,0	65,4	67,6	↓ -3,4%	↓ -3,3%
Producción de petróleo No Convencional	17,9	12,8	15,2	10,0	↑ 39,8%	↑ 51,7%
Shale	16,6	11,3	13,9	8,5	↑ 46,9%	↑ 62,7%
Tight	1,29	1,50	1,32	1,5	↓ -13,6%	↓ -11,4%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

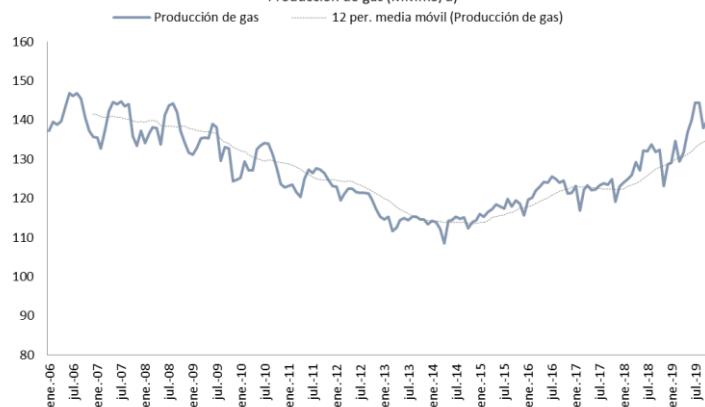
Tabla 4.2: Producción de Gas Natural total y por cuenca (MMm3/d)

	nov-19	nov-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	31,1	25,5	33,1	31,5	↑ 22,2%	↑ 4,9%
Golfo San Jorge	12,1	13,4	13,0	13,6	↓ -9,5%	↓ -5,0%
Neuquina	78,6	78,6	84,1	77,2	↓ 0,0%	↑ 9,0%
Noroeste	4,9	5,6	5,1	5,8	↓ -11,4%	↓ -13,0%
Cuyana	0,14	0,12	0,14	0,13	↑ 15,2%	↑ 0,7%
Producción de gas (MMm3/d)	127,0	123,2	135,4	128,3	↑ 3,1%	↑ 5,5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.3

Producción de gas (MMm3/d)



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Desagregando por principales operadores (80% del total) se observa que la producción acumulada del último año móvil de YPF, que produce el 30% del gas en Argentina, se presenta prácticamente estancada con una reducción de sólo 0,8% anual. Por otra parte, Total Austral incrementó su producción un 2,9% respecto de igual periodo del año anterior, mientras que Pan American, que representa el 11,1% de la producción total, redujo su producción un 1,3% respecto periodo del año anterior. Estas tres empresas representan el 66% del total del gas producido y en conjunto disminuyen 0,17% anual. **Esto indica que el 66% de la producción anual de gas en Argentina se encuentra estancada.**

Por otra parte, **Tecpetrol con un peso 12,5% en el total aumentó su producción acumulada en el último año móvil en 70%, aunque se observa una muy importante disminución respecto al mes anterior: produjo un 35% menos de gas que en el mes de octubre de 2019 y 31% menos respecto a noviembre de 2018.**

El resto de las empresas, que ocupan el 21% restante, **disminuye su producción anual 1,1%.**

Gas convencional y gas no convencional

- La producción de gas natural convencional, que representa el 58% del total anual, disminuyó en noviembre de 2019 un 0,3% i.a y 7,2% en el acumulado de los últimos doce meses. De esta manera, la producción convencional es 40% inferior a la del año 2009.
- La producción de gas natural no convencional aumentó 7,9% i.a y 29,4% en el acumulado de los doce meses a noviembre de 2019 impulsado por el Shale mientras el Tight declina, según los datos preliminares de la Secretaría de Energía (capítulo IV).

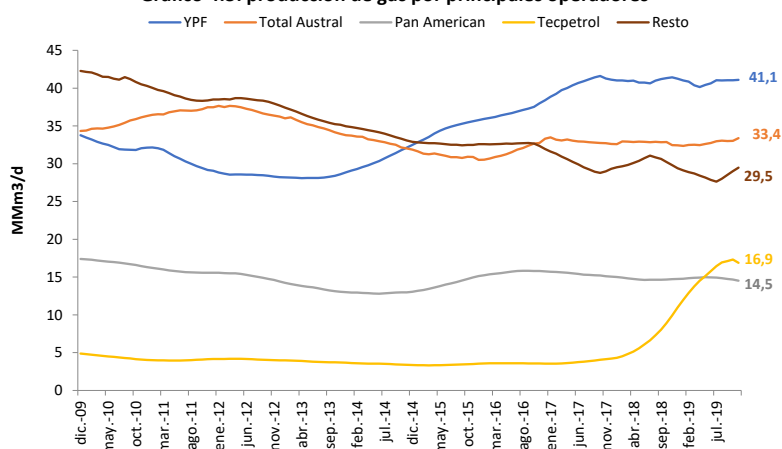
En noviembre de 2019 la producción no convencional representó el 42,6% del total, mientras que en el acumulado de doce meses a noviembre de 2019 es del 42,4% del total producido.

La producción de gas no convencional se incrementó 7,9% i.a. debido al aumento del 6,4% i.a en el Shale, que reduce considerablemente su tasa de crecimiento, mientras que el Tight aumentó 9,6% i.a.

La producción acumulada en los últimos doce meses de shale gas, que representa el 23% de la producción total, creció 86,6% mientras que la de Tight se redujo 5,6% en el mismo periodo, representando el 19% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante los 12 meses corridos fue 29,4% superior a igual periodo del año anterior.

Cabe destacar que el **77% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 5,8% anual, por esto el aumento en la producción se explica enteramente por la producción de Shale Gas.**

Gráfico 4.3: producción de gas por principales operadores



Fuente: IAE en base a SGE

Tabla 4.3: Producción de gas por tipo y subtipo (MM m3/d)

	nov-19	nov-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Gas convencional (MMm3/d)	72,9	73,1	77,9	84,0	↓ -0,3%	↓ -7,2%
Producción de gas no convencional (MM m3/d)	54,1	50,1	57,4	44,4	↑ 7,9%	↑ 29,4%
Shale	28,5	26,8	31,4	16,8	↑ 6,4%	↑ 86,6%
Tight	25,6	23,3	26,0	27,5	↑ 9,6%	↓ -5,6%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

El aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra sigue siendo clave para el aumento en la producción gasífera.

La empresa que más gas aporta al incremento de la producción total de gas natural es Tecpetrol. En particular, a partir del desarrollo del yacimiento no convencional Fortín de Piedra donde extrae el 81% del gas que produce.

En los últimos doce meses a noviembre de 2019 la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se incrementó 115,2% aportando 13,7 MMm3/d sobre un total de 135,4 MMm3/d (10,1% del total).

La producción total de gas acumulada en doce meses crece 5,5%. 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 se presenta estancada con una declinación leve que alcanza el 0,3% anual.

En igual sentido, dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir del yacimiento Fortín de Piedra, que representa el 24% del total del gas no convencional, se muestra como determinante al momento de evaluar las tasas de crecimiento.

La producción no convencional total crece 7,9% i.a en noviembre y 29,4% en doce meses, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (8,4 MMm3/d en noviembre y 13,7 MMm3/d en doce meses), la producción no convencional crece 24,2% i.a. y 15% anual.

Como se muestra en los **Gráficos 4.4 y 4.5**, 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.

Sin embargo, las tasas de crecimiento de la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra son positivas y aún muy altas aunque decrecientes. Esto sugiere que se están superando las etapas tempranas de producción haciéndose notar la declinación de la misma. Esto es, la velocidad a la que crece se está reduciendo significativamente.

Por otra parte, se evidencia que **Tecpetrol, en su yacimiento Fortín de Piedra, tuvo una caída muy importante en el mes de noviembre de 2019 que explica la reducción de la producción total de la empresa: disminuyó su producción 36,8% i.a y 41% respecto al mes anterior.**

Cabe destacar que esta producción es 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. Por esta Resolución, el Estado ha aportado más de \$ 20.000 millones en los primeros diez meses del año.

El hecho de que la producción convencional y la variante no convencional Tight (77% de la producción) estén declinando anualmente, y que la producción total en ausencia del aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra también sea decreciente en los datos anuales, podría estar implicando que la producción de gas natural en Argentina no puede desarrollarse sin un esquema de fuertes subsidios la producción y/o el descubrimiento de nuevos yacimientos convencionales cuya puesta en producción compense la caída productiva.

Gráfico 4.4: Producción de Gas Natural acumulada en 12 meses

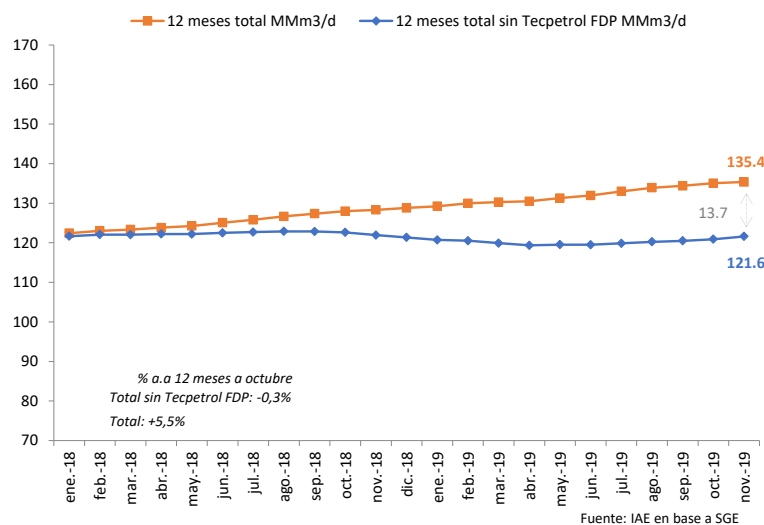
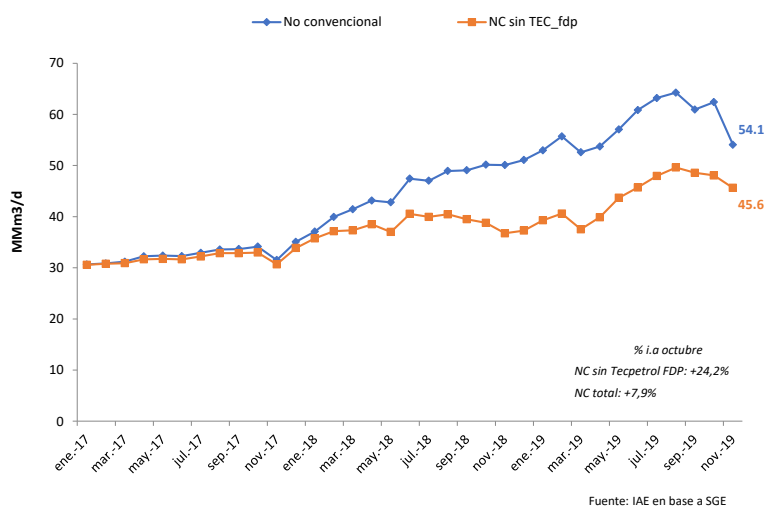


Gráfico 4.5: Producción de Gas Natural No Convencional – mensual –



Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo no convencional en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumenta **60,7% anual en noviembre** y representa actualmente el 17,2% del total producido en el país.

Como se puede observar en la **Tabla 4.4** el principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF que extrae desde allí el 12% del total de petróleo que se produce en el país, que a su vez representa el 70% de la producción de Vaca Muerta. YPF se constituye claramente como el principal operador en Vaca Muerta, y aumenta su producción 48,4% anual en los últimos doce meses en esta formación.

Por otra parte, la **Tabla 4.5** muestra que la producción de gas natural en Vaca Muerta crece 85,9% anual y representa el 23,2% del total del gas producido en el país. En este caso hay tres operadores de importancia: Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total que producen desde esta área el 10,2%, 6,8% y 3,5% del total del gas natural del país.

En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumenta su producción anual 113%, YPF 25% y Total 199%.

Downstream

- En el mes de noviembre de 2019 las ventas de naftas y gasoil aumentaron 4% i.a mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil tuvieron una caída del 1,8% respecto a igual periodo del año anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 3,2% i.a en las ventas de Gasoil y de 5,3% i.a en las ventas de las naftas.

Desagregando las ventas de naftas, en noviembre de 2019 se observa un aumento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Ultra (10,1% i.a) y Súper (3,8% i.a). Por su parte, el aumento i.a en las ventas de gasoil se explica por una suba en el consumo de gasoil ultra del 6% y las ventas de gasoil común que se incrementaron 2,2%.

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos 12 meses disminuyeron del 1,5% respecto a igual periodo del año anterior: las ventas de Gasoil Ultra disminuyeron 2,1% mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, cayeron 1,2%.

Las ventas de Naftas disminuyeron, en términos acumulados en el año móvil, un 2,3%, debido a la caída del 16,2% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) a pesar del aumento de las ventas de Nafta Súper del 3,5%.

- El Gas entregado en el mes octubre de 2019 fue 119 MMm3/d. Las entregas totales fueron 4,2% mayores en términos i.a mientras acumula una reducción del 5,3% (6,6 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 13,3% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta una disminución de 3,3% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria se incrementó 17,5% i.a y 1% en el acumulado

Tabla 4.4: Vaca Muerta - Petróleo Mm3/d - Acumulado en 12 meses

	nov-19	nov-18	% 12 M	nov-17	% sobre total
Total	80,6	77,7	↑ 3,8%	76,3	
Vaca Muerta	13,9	8,7	↑ 60,7%	6,0	17,2%
YPF VM	9,7	6,5	↑ 48,4%	5,2	12,0%
Tecpetrol VM	0,7	0,3	↑ 163,3%	0,0	0,9%
Pan American VM	0,8	0,3	↑ 153,4%	0,1	1,0%
Vista VM	0,6	0,0	↑ 9615,4%	0,0	0,7%
Total VM	0,4	0,1	↑ 379,8%	0,1	0,5%

Elaboración propia en base a SGE

Tabla 4.5: Vaca Muerta - Gas Natural MMm3/d - Acumulado en 12 meses

	nov-19	nov-18	% 12 M	nov-17	% sobre total
Total	135,4	128,3	↑ 5,5%	122,2	100,0%
Vaca Muerta	31,4	16,9	↑ 85,9%	6,1	23,2%
Tecpetrol VM	13,8	6,4	↑ 113,6%	0,6	10,2%
YPF VM	9,3	7,4	↑ 25%	4,6	6,8%
Total VM	4,7	1,6	↑ 199%	0,7	3,5%
Pan American VM	1,9	0,9	↑ 99%	0,0	1,4%
Exxon VM	0,9	0,3	↑ 262%	0,1	0,7%

Elaboración propia en base a SGE

Tabla 4.4: Ventas de principales combustibles

	nov-19	nov-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Fueloil (Miles de Tn)	4	5	291	385	↓ -26,9%	↓ -24,4%
Gasoil (Mm3)	1.141	1.106	13.379	13.577	↑ 3,2%	↓ -1,5%
Agrogasoil	0	0	0	0	-	-
Común	851	832	10.036	10.162	↑ 2,2%	↓ -1,2%
Ultra	290	274	3.343	3.415	↑ 6,0%	↓ -2,1%
Naftas (Mm3)	771	732	9.172	9.392	↑ 5,3%	↓ -2,3%
Común	0	0	0	11	-	-
Súper	578	557	6.879	6.645	↑ 3,8%	↑ 3,5%
Ultra	194	176	2.293	2.736	↑ 10,1%	↓ -16,2%
Naftas* + Gasoil. Mm3	1.913	1.839	22.551	22.969	↑ 4,0%	↓ -1,8%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Tabla 4.5: Demanda de Gas (MMm3/d)

	oct-19	oct-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Residencial	24,0	21,2	25,5	26,3	↑ 13,3%	↓ -3,3%
Comercial	3,6	3,3	3,8	3,4	↑ 8,5%	↑ 11,4%
Entes Oficiales	1,3	1,1	1,2	1,2	↑ 9,8%	↑ 0,7%
Industria	44,3	37,7	36,3	36,0	↑ 17,5%	↑ 1,0%
Centrales Eléctricas	36,3	41,2	41,8	48,2	↓ -12,0%	↓ -13,2%
SDB	2,5	2,9	2,7	2,9	↓ -13,4%	↓ -6,8%
GNC	7,0	6,7	6,7	6,6	↑ 4,3%	↑ 1,4%
Total	119,0	114,2	118,0	124,6	↑ 4,2%	↓ -5,3%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

para el último año móvil a octubre de 2019 respecto a igual periodo del año 2018. Las **Centrales Eléctricas consumieron 12% menos en octubre de 2019 respecto a igual mes del año anterior mientras que han reducido su demanda un 13,2% en el acumulado** de los últimos doce meses corridos.

La demanda anual de gas disminuye 5,3% (6,6 MMm3/d menor en octubre) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 5,5% (7 MMm3/d mayor). A su vez, el balance exterior en material de Gas indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,6 MMm3/d (9,1 MMm3/d menos) mientras la exportación anual es de 5,1 MMm3/d (4,3 MMm3/d adicionales). Es importante volver a indicar, como en informes anteriores, que esta situación revela que **la sustitución de importaciones y la exportación de gas están determinadas no solo por la expansión de la oferta sino también en idéntica cantidad por una fuerte disminución de la demanda interna.**

- El **Petróleo procesado** aumentó 8% i.a en noviembre de 2019 mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil se observa un crecimiento del 3% respecto a igual periodo del año anterior.

Precios:

- El precio del barril de petróleo **WTI** en noviembre de 2019 fue de USD/bbl 57 lo cual implica un precio 5,7% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 0,1% superior al registrado en noviembre de 2018. Por otra parte, el precio del barril de crudo **BRENT** fue USD/bbl 63,2 teniendo una variación positiva del 5,9% respecto del mes anterior mientras que disminuyó 2,4% respecto a noviembre de 2019.
- El barril Argentino del tipo **Medanito** tuvo un precio de USD/bbl 49,3 en octubre de 2019 (último dato disponible en Secretaría de Energía) reduciéndose 26,4% i.a y 1,5% respecto al mes anterior. Por otra parte, el barril del tipo **Escalante** muestra un precio que se ubica en los USD/bbl 52,2 en el mes de octubre de 2019: 19% inferior al de igual mes del año anterior y 0,1% mayor respecto al mes anterior.
- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2,65 MMBtu (millón de Btu) en noviembre de 2019. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 35,2% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 13,7% mayor al del mes anterior.

En el caso Argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales)** fue de 2,64 USD/MMbtu en octubre de 2019 (último dato disponible), lo cual implica un precio 19% menor al mes anterior y 29,1% inferior a igual mes del año anterior.

- El **Precio de importación del GNL** para el mes de septiembre calculado en base al comercio exterior fue de 4,2 USD/MMbtu debido a la entrada de un único cargamento de Petrobras. Para el mismo mes del año anterior fue de 10,6 USD/MMbtu. En noviembre no se registraron entrada de cargamentos.

Para el año 2019 promedió los 6,28 USD/MMbtu al mes de septiembre según informa IEASA en su detalle de

Gráfico 4.6: oferta bruta, demanda y reducción de importaciones – 12 meses acumulado

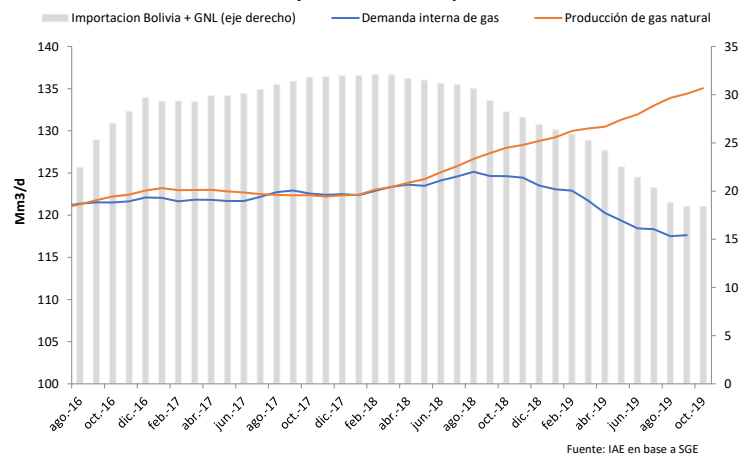
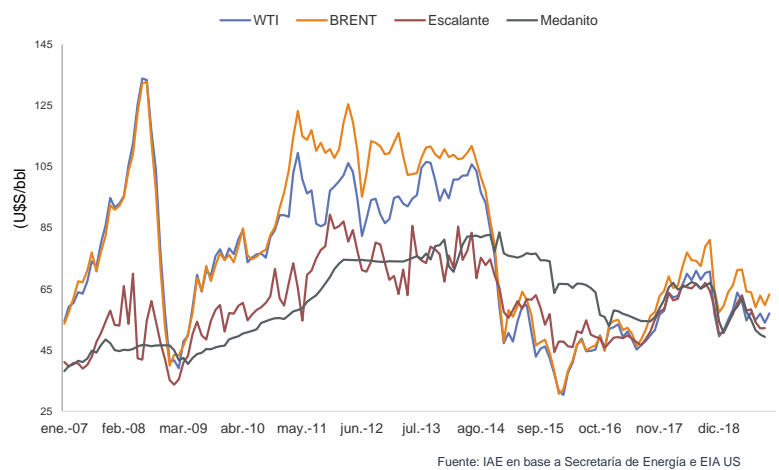


Tabla 4.6: Petróleo procesado

	nov-19	nov-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Petróleo procesado (Mm3)	2.330	2.158	27.593	26.799	↑ 8,0%	↑ 3,0%

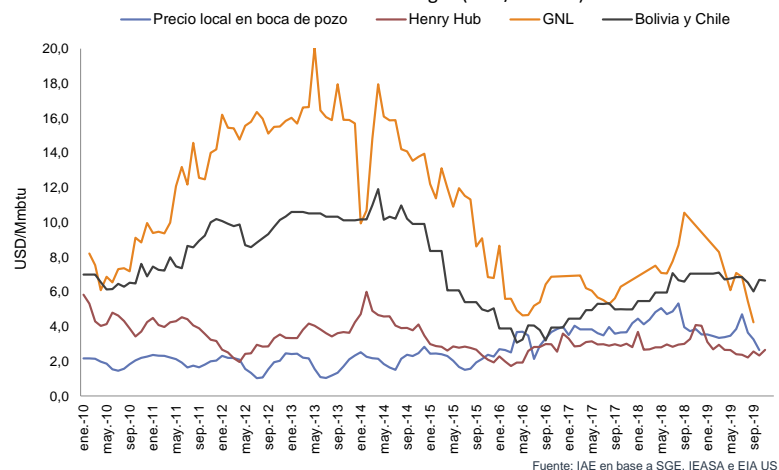
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.6: precio promedio mensual SPOT Petróleo USD/bbl)



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía e EIA US

Gráfico 4.7: Precios del gas (USD/MMbtu)



Fuente: IAE en base a SGE, IEASA e EIA US

cargamentos comprados por licitación para el año 2019. Esto implica un precio de importación 20,5% inferior al de 2018 (7,9 US\$/MMbtu).

El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación promedio ponderado de 6,6 US\$/MMBTU para el mes de noviembre de 2019. Esto representa un precio 0,5% menor al del mes anterior y 5,6% inferior al de igual mes del año 2018.

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar se mantuvo invariante en octubre de 2019, mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción disminuyó 3,2%. Las ventas respecto de octubre del año anterior crecieron 7% i.a, mientras que fueron 2,1% inferiores en el cálculo acumulado de doce meses respecto al año anterior.
- La **producción de Biodiesel** aumentó en el mes de octubre de 2019: fue 30,1% mayor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa una disminución del 16,9% en la producción acumulada en el último año móvil. En octubre de 2019 las ventas de biodiesel fueron 19% mayores a las registradas el mismo mes de año anterior a la vez que muestran una disminución del 1,6% en el cálculo acumulado para los últimos 12 meses. Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a octubre de 2019 fueron 43,2% menores a igual periodo del año anterior.
- Por último, la **producción total de biocombustibles** medida en toneladas aumentó 18,6% i.a en octubre de 2019, mientras disminuye en el acumulado para el último año móvil a un ritmo de 13,5%, impulsado por la caída en la producción de biodiesel.

Tabla 5.1: Biodiesel y Bioetanol

	oct-19	oct-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Bioetanol (MTn)						
Producción	82	82	851	879	↓ 0,0%	↓ -3,2%
Ventas	73	68	839	857	↑ 7,0%	↓ -2,1%
Biodiesel (MTn)						
Producción	172	132	2.186	2.631	↑ 30,1%	↓ -16,9%
Ventas	101	85	1.106	1.123	↑ 19,0%	↓ -1,6%
Exportación	0	40	849	1.495	-	↓ -43,2%
Total* (MTn)	254	214	3.037	3.510	↑ 18,6%	↓ -13,5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

*Bioetanol se pasa de m3 a toneladas haciendo los cálculos correspondientes tomando la densidad del etanol (0,794 Kg/L).

6. Balanza comercial energética:

- La **balanza comercial energética** del mes de noviembre de 2019 se muestra superavitaria en USD 90 millones. Por otra parte, en los once meses de 2019 se observa un déficit comercial energético de USD 195 millones que implica una disminución de USD 2.157 millones respecto de igual periodo del año anterior. Esto se debe a una caída muy importante en el valor de las importaciones energéticas del periodo y, marginalmente, a un leve aumento de las exportaciones.
- Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en noviembre de 2019 se exportó un 25,3% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de noviembre de 2018, mientras que los precios de exportación se redujeron 6,5% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado de 30,2% i.a. En el acumulado de los once meses se exportó 2,1% más en valor, incrementándose 11,8% las cantidades vendidas al exterior a la vez que el precio de los bienes energéticos exportables se redujo 8,6%. Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron en cantidades un 18,4% en noviembre de 2019 respecto a igual mes de 2018, mientras que en precios se observa una reducción del 1,9%. Esto generó una disminución

Tabla 6.1: Balanza comercial energética (millones de Dólares)

	nov-19	nov-18	Acumulado 2019	Acumulado 2018	% i.a	% var. Acumulado
Balanza comercial energética	90	177	-195	-2.352	↓ -49,2%	↓ -91,7%
Exportación combustibles y energía	352	504	3.993	3.909	↓ -30,2%	↑ 2,1%
Importación combustibles y lubricantes	262	327	4.188	6.261	↓ -19,9%	↓ -33,1%

Fuente: IAE en base a INDEC

Tabla 6.2: Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (Variación %)

	Respecto de noviembre de 2019			Respecto al acumulado a noviembre		
	Valor	Precio	Cantidad	Valor	Precio	Cantidad
Exportación combustibles y energía	↓ -30,2%	↓ -6,5%	↓ -25,3%	↑ 2,1%	↓ -8,6%	↑ 11,8%
Importación combustibles y lubricantes	↓ -19,9%	↓ -1,9%	↓ -18,4%	↓ -33,1%	↓ -0,6%	↓ -32,7%

Fuente: IAE en base a INDEC

en el valor importado del 19,9% i.a.

En el acumulado de los once meses de 2019 las importaciones se redujeron 33,1% en valor, debido a una caída de 32,7% en las cantidades y del 0,6% en los precios.

- Las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado del año móvil al mes de noviembre de 2019 muestran mayores ventas al exterior de Propano (1,1%), de petróleo del tipo Escalante (5,5%) y de Gas Natural (530%) que parte de una base muy baja debido a la reapertura de los mercados. La exportación anual de Gas Natural equivale a 1.867 MMm3 o bien 5,1 MMm3/d, esto es el 4,3% del total consumido internamente.

Hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 31,4% en los últimos 12 meses acumulados a noviembre de 2019. Por otra parte, se importó 1,8% menos de Gasoil en el acumulado del último año móvil respecto a igual periodo del año anterior.

Las importaciones de gas natural de Bolivia aumentaron 21% i.a aunque disminuyeron 22,3% en el acumulado del último año móvil a noviembre de 2019. A su vez, las importaciones de GNL se redujeron 51,6% en el último año móvil. En conjunto, la importación total de Gas Natural y GNL disminuyó 32,9%, es decir se importaron 3.323 MMm3 (9,1 MMm3/d) menos de gas en los últimos 12 meses acumulados a noviembre de 2019.

De esta manera, el balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,6 MMm3 por día: esto es 13,7 MMm3/d de Gas Natural (5.012 MMm3) y 4,8 MMm3/d de GNL (1.769 MMm3); mientras la exportación ha sido de 5,1 MMm3/d anuales.

Como se puede observar en la Tabla 6.3, en los últimos 12 meses el país exportó una mayor cantidad de gas natural que la que importó de GNL.

Tabla 6.3: Exportación e importación por principales combustibles (en cantidades)

	nov-19	nov-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	var % acumulado
Exportación						
Butano y otros (MTn)	46	77	575	592	↓ -40,4%	↓ -2,9%
Escalante (Mm3)	260	435	2.850	2.701	↓ -40,3%	↑ 5,5%
Gas natural (MMm3)	162	57	1.867	296	↑ 184,7%	↑ 530,6%
Propano y otros (MTn)	82	105	636	630	↓ -21,9%	↑ 1,1%
Importación						
Crudo importado (Mm3)	0	0	0	655	-	-
Gas natural (MMm3)	323	267	5.012	6.450	↑ 21,0%	↓ -22,3%
GNL (MMm3)	0	0	1.769	3.653	-	↓ -51,6%
Gasoil* (Mm3)	151	132	2.180	2.220	↑ 14,6%	↓ -1,8%
Naftas* (Mm3)	37	33	483	704	↑ 12,9%	↓ -31,4%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y ENARGAS

* Naftas común, Súper y ultra. Gasoil es la suma de agrogasoil, gasoil común y gasoil ultra

[\[Volver al índice\]](#)

Glosario:

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

ASAP: Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública.

Balanza comercial energética: surge de las estadísticas del INDEC particularmente del informe de "Intercambio comercial argentino" donde se desagregan los ítems "combustibles y energía" para la exportación y "combustibles y lubricantes para la importación". Adicionalmente de informan los índices de valor, precio y cantidad de comercio exterior para cada uno de ellos.

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

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

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista.

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

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

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

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

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

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

Exportación e importación de principales combustibles: se refiere al comercio exterior mensual con destino a todos los países a los cuales se exporta. Los totales figuran en cantidad (metros cúbicos) y en Dólares Estadounidenses. En el presente informe se utilizan las cantidades.

Fondo Fiduciario para consumo GLP y red de gas natural: Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de GLP de Sectores de Bajos Recursos y para la Expansión de Redes de Gas Natural.

Fondo fiduciario consumo residencial de gas: Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores Residenciales de Gas (Ley N° 25,565).

Gas: la producción total se refiere a datos según lo informa el Ministerio de Energía y Minería de la Nación para todas las cuencas, concesiones, provincias y yacimientos, así como también tanto para la producción ON y OFF Shore. Por otra parte, los conceptos de los cuales se establece la reproducción de datos son los fijados originalmente en las tablas dinámicas "Sesco Web": gas de alta presión, gas de media presión y gas de baja presión.

Generación de energía eléctrica por tipo: la generación térmica se refiere a la suma de la generación por Ciclos combinados, Turbo vapor, Turbina a gas y Motor diésel. Por otro lado, la generación por fuentes renovables se refiere a la suma de generación Solar, Eólica, Hidráulica renovable (menor a 50 MW según Ley 27.191), Biomasa y Biogas. Las generaciones de tipo Nuclear e Hidroeléctrica no tienen desagregación. Adicionalmente, la importación hace referencia a la suma de compras de todos los países.

i.a: Abreviación de "inter anual", datos correspondientes a igual mes del año anterior.

i.m: Abreviación de "inter mensual", datos correspondientes a un mes respecto al mes anterior.

Ingresos y gastos: se refieren a los ingresos y gastos corrientes según informa ASAP.

INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

IPC: Los índices de precios al consumidor miden la variación de precios de los bienes y servicios representativos del gasto de consumo de los hogares residentes en la zona seleccionada en comparación con los precios vigentes en el año base.

IPIM: El Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) tiene por objeto medir la evolución promedio de los precios de los productos de origen nacional e importado ofrecidos en el mercado interno. Una de las desagregaciones ponderadas es la correspondiente a Energía Eléctrica.

Petróleo: la producción total se refiere a datos según lo informa el Ministerio de Energía y Minería de la Nación para todas las cuencas, concesiones, provincias y yacimientos, así como también para la producción ON y OFF Shore. Por otra parte, los conceptos de los cuales se establece la reproducción de datos son los fijados originalmente en las tablas dinámicas "Sesco Web": Producción de condensado, producción por recuperación asistida, producción primaria y producción secundaria.

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

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

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

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

Tn: abreviación de toneladas

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

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

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

Publicación del
Departamento Técnico del
INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA "GENERAL MOSCONI"
Moreno 943 3º Piso, (C1091AAS) Ciudad Autónoma de Buenos Aires – Argentina
Teléfono: 43347715 / 6751
iae@iae.org.ar
www.iae.org.ar

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