

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En enero de 2020 la **producción de petróleo aumentó 2,5% i.a y 3,8% en el acumulado de los últimos doce meses.**

La producción de petróleo convencional (80% de la producción) se redujo 3,4% durante los últimos doce meses. En cambio la producción no convencional (20% del total) se incrementó 47,7% en el mismo periodo.

En enero de 2020 la **producción de Gas aumentó sólo 0,8% i.a y 4,7% en el acumulado de los últimos doce meses respecto de igual periodo anterior.**

La producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 6,1% en el último año.

La producción no convencional se incrementó 23,6% representando el 43% del total producido. Es importante destacar la **significativa reducción del ritmo de crecimiento de la expansión no convencional** de gas natural que alcanzó un promedio de apenas al 8,5% i.a. en los últimos tres meses y que está explicada por la reducción en los niveles mensuales de la producción de Tecpetrol.

La producción gasífera convencional y la variante no convencional Tight Gas, que representan el 77% de la producción de la producción, disminuyen 5,2% anual.

Demanda

Las ventas de naftas y gasoil en enero de 2020 aumentaron 1,7% i.a mientras que en los últimos doce meses son 0,5% menores respecto a igual periodo anterior.

La demanda total de gas natural tuvo un incremento del 8,2% diciembre de 2019 respecto a igual mes del año anterior, y crece en términos inter anuales desde el mes de septiembre de ese año. Sin embargo en el acumulado de los últimos 12 meses la demanda se redujo un 3,7%.

La demanda total de Energía Eléctrica se incrementó en enero de 2020 un 2,3% respecto a igual mes del año anterior y, al igual que la demanda de gas natural, crece en términos inter anuales desde el mes de septiembre de 2019. En los últimos doce meses la demanda de energía eléctrica total se redujo en 2,4% respecto del año anterior.

Los indicadores de demanda para los tres rubros analizados indican que **en el mes de septiembre de 2019 se llegó al piso de consumo** a partir del cual se inició una moderada recuperación de los niveles de demanda energética **dentro de un contexto fuertemente recesivo.**

Balance comercial energético

La **balanza comercial energética** del mes de enero de 2020 se muestra deficitaria en US\$ 14 millones. Al ser el único mes contabilizado, el déficit acumulado anual es idéntico. El balance exterior en material de Gas nos indica que durante los últimos doce meses se importaron 18,7 MMm3/d mientras la exportación es 5,6 MMm3/d. A su vez, la demanda anual de gas disminuye 4,7% (-4,6 MMm3/d) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 4,7% (+6,1 MMm3/d). **Nuevamente, 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 23,1% en el acumulado a diciembre de 2019 respecto a igual periodo de 2018 según datos de ASAP: **CAMMESA recibió 34,5% más y los subsidios a la producción de gas de multiplicaron 2.8 veces respecto a 2018 totalizando \$ 27.648 millones.**

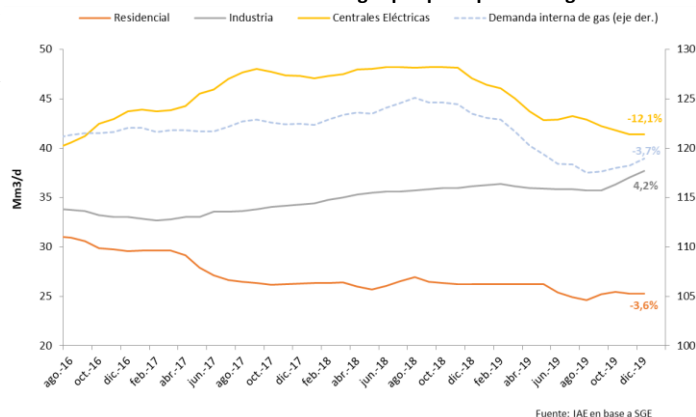
Principales indicadores del sector energético

	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). Ene-20	81,6	79,6	81,0	78,1	↑ 2,5%	↑ 3,8%
Petróleo convencional (Mm3/d)	62,5	66,0	64,9	67,1	↓ -5,3%	↓ -3,4%
Petróleo no convencional (Mm3/d)	19,1	13,7	16,2	10,9	↑ 40,0%	↑ 47,7%
Producción total de gas (MMm3/d). Ene-20	130,1	129,0	135,3	129,2	↑ 0,8%	↑ 4,7%
Gas convencional (MMm3/d)	72,1	76,1	77,1	82,2	↓ -5,2%	↓ -6,1%
Gas no convencional (MMm3/d)	58,0	53,0	58,2	47,1	↑ 9,4%	↑ 23,6%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3). Ene-20	1.862	1.830	22.599	22.709	↑ 1,7%	↓ -0,5%
Demanda de Gas (MMm3/d). Dic-19	108,1	99,9	118,9	123,5	↑ 8,2%	↓ -3,7%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Dic-19	233	139	3.000	3.142	↑ 67,2%	↓ -4,5%
Demanda total energía eléctrica* (GW/h). Ene-20	11.964	11.699	10.762	11.030	↑ 2,3%	↓ -2,4%
Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h). Ene-20	12.431	11.728	10.996	11.372	↑ 6,0%	↓ -3,3%

	1 mes	1 mes año anterior	Acumulado anual	Acumulado anual anterior	var % i.a	Variación acumulado
Transferencias corrientes (subsidijs). Dic-19	-	-	229.364	186.294	-	↑ 23,1%
Transferencias de capital. Dic-19	-	-	8.563	11.112	-	↓ -22,9%
Saldo comercial energético (millones de USD). Ene-20	-14	2	-14	2	-	-

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

Gráfico 4.6: demanda anual de gas por principales categorías



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 febrero de 2020

Petróleo y gas: caída de la actividad e incertidumbre

1. [Se frena la actividad en Vaca Muerta por la crisis y la incertidumbre](#). Hace dos años operaban 74 equipos y ahora solo 50; la industria espera definiciones en el sector de hidrocarburos; la falta de una política petrolera y el congelamiento de los combustibles provocaron la suspensión de proyectos de inversión. *La Nación*.
2. [Monteiro: "Estamos pensando en un precio sostén de U\\$S50 por barril"](#). El ministro de Energía de Neuquén, Alejandro Monteiro, confirmó que se trabaja en establecer un precio sostén del barril de petróleo para mitigar el impacto de la crisis internacional generada a partir de la pandemia del coronavirus y la guerra desatada en la OPEP. *Realidad Económica*.
3. [Argentina dispone licencias para controlar importación petróleo, busca proteger producción](#). *Infobae*.
4. [El golpe más duro en la historia de Vaca Muerta](#). Especialistas aseguran que, en caso de que se mantenga a la baja, es "inviabile" la explotación en los yacimientos. A la vez que quita presión a posibles subas de naftas. *Ámbito*
5. [Hubo más fracturas pero el tight gas se cayó del todo](#). En febrero hubo un leve repunte de las fracturas totales en Vaca Muerta. El gas de arenas compactas está en su peor momento. *LMNequén*.
6. [El gas de Vaca Muerta se paga apenas por encima de u\\$s 2,40](#). La subasta de MEGSA da una muestra del rango de precios de la producción de gas para marzo. Los valores se chocan con los costos de producción. *LMNequén*.
7. [Vaca Muerta: Nación se quedó sin fondos para el subsidio al gas](#). La asignación presupuestaria permite cubrir menos de la mitad de la producción contemplada en la Resolución 46. Los incentivos no se abonaron desde el cambio de gobierno y el rojo acumula tres meses. *Diario Rio Negro*.
8. [La crisis en la OPEP que detonó el pánico en los mercados](#). En los intercambios en Asia, el barril del petróleo WTI perdió un 30%, mientras que el Brent cedió 26%. La OPEP no logró un acuerdo para reducir la producción. *Ámbito*.
9. [Las cuatro razones que explican el derrumbe de YPF hasta el valor más bajo de su historia](#). El papel de la mayor petrolera de la Argentina cayó por debajo de los 8 dólares en Nueva York por primera vez en su historia. El derrumbe obedece a la pésima macroeconomía argentina y al contexto del petróleo en baja por el coronavirus. Pero también se explica por la ausencia de un plan y los coletazos del macrismo tardío. *Econojournal*.
10. [A pesar del congelamiento de las naftas, YPF aplicó un aumento](#). Tanto la súper como la premiun (Infinia) de la petrolera estatal ya reflejan el ajuste en los surtidores. Es por el alza del impuesto al dióxido de carbono. *Perfil*.

Energía eléctrica y Tarifas

1. [El Gobierno confirmó que habrá subas de tarifas en junio: dicen que ya hay retrasos de entre 40% y 50% en gas y luz](#). Según las empresas, en la Ciudad y el GBA no cubren sus costos y empiezan a generar deuda con el Estado por su incapacidad para pagar insumos clave. *Clarín*.
2. [La cobrabilidad de Cammesa se derrumbó del 96 al 70 por ciento en tres meses](#). Fuentes del gobierno aseguraron a EconoJournal que ese número seguirá cayendo si en los próximos meses no se le envían al sector señales políticas claras y se avanza con algún tipo de recomposición tarifaria, aunque sea parcial. *Econojournal*.
3. [El Gobierno pesifica las tarifas que paga por la energía y ahorra u\\$s 318 millones](#). El Ministerio de Desarrollo Productivo aprovechará que hay centrales térmicas e hidroeléctricas sin contrato para reducir un 24% la remuneración fija por potencia y pesificarles esos ingresos a generadoras eléctricas. *El Cronista*.
4. [Cammesa licitó el gas para generación un 6% más barato](#). El precio promedio del gas de marzo para las centrales de generación fue de US\$ 2,35 por millón de BTU. En la subasta para el mes de febrero había sido de US\$ 2,50. La baja se explica por cuestiones estacionales. *Econojournal*.

Artículos recomendados

11. [Los problemas del sector eléctrico que los gobiernos no han resuelto](#). Jorge Lapeña para *Clarín*.
12. [Hagamos funcionar bien la energía y la macro juntas esta vez](#). Fernando Navajas para *El Cronista*.
13. [¿Será posible pesificar las tarifas?](#) El grueso de los contratos está en dólares. Será muy difícil pagar la energía mayorista en pesos. El desafío de actualizar valores y evitar la inflación. *Clarín*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de diciembre de 2019 una variación positiva del 0,2% respecto al mes anterior. Por otra parte, la actividad disminuyó 0,3% respecto al mismo mes del 2018 (i.a), mientras que cayó 2,1% en el acumulado del año 2019 respecto al año anterior.
- El **IPI-M** (Índice de producción industrial manufacturera) muestra en enero de 2020 una variación positiva del 1,5% respecto al mes anterior mientras que disminuyó 0,1% i.a. y acumulado en 2020 (en enero de cada año estas cifras siempre son iguales: es el único a contabilizar). Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 4,1% i.a. y acumulado anual en. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 5,2% i.a y acumulado, y la de Gasoil aumentó 3,4% i.a y acumulado.
- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 1,5% en enero de 2020 respecto del mes anterior (y coincide con el acumulado del año 2020 en todos los casos por ser la medición anual) y 60% respecto de igual mes de 2019.
El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de 2,1% i.m en enero de 2020, mientras que fue 60,1% superior respecto a igual mes del año anterior.
Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron no tuvieron variación en enero de 2020 respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 51,6% respecto a igual mes del año anterior.
Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 0,3% i.m. en enero de 2020, con un aumento del 41,7% respecto de igual mes del año anterior.

Tabla 1: Principales indicadores macroeconómicos

	Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE Dic-19	↑ 0,2%	↓ -0,3%	↓ -2,1%
IPI-M Ene-20	↑ 1,5%	↓ -0,1%	↓ -0,1%
Refinación del petróleo Ene-20	-	↑ 4,1%	↑ 4,1%
Naftas. Ene-20	-	↑ 5,2%	↑ 5,2%
Gasoil. Ene-20	-	↑ 3,4%	↑ 3,4%
IPIM Ene-20	↑ 1,5%	↑ 60,0%	↑ 1,5%
IPIM- Petróleo crudo y gas. Ene-20	↑ 2,1%	↑ 60,1%	↑ 2,1%
IPIM- Refinados de petróleo. Ene-20	↓ 0,0%	↑ 51,6%	↓ 0,0%
IPIM-Energía elec. Ene-20	↑ 0,3%	↑ 41,7%	↑ 0,3%

Fuente: IAE en base a INDEC

2. Situación fiscal del sector energético

Evolución de los subsidios energéticos

- Los **subsidios energéticos** devengados presentan un aumento en términos acumulados al mes de diciembre de 2019 según datos de ASAP.
Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 23,1% en el acumulado anual de 2019 respecto al año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 43.070 millones en los doce meses de 2019 respecto a igual período de 2018.
En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a diciembre de 2019 fueron para CAMMESA (\$ 138.664 millones) con un incremento de 34,5%, IEASA (Ex ENARSA) con \$ 43.160 millones, es decir 16,1% menos que igual período del año anterior, el Plan Gas (Resolución N° 46 MINEM) con \$ 24.967 millones y un incremento del 295% y el Fondo Fiduciario para el consumo de GLP con \$ 6.339 millones que presenta una disminución del 5,9%.
Los subsidios otorgados al sector energético se encuentran por debajo de la variación del índice de precios mayoristas para igual período, lo cual sugiere que existe una reducción real en subsidios a la energía. Esta diferencia entre subsidios nominales y reales fue abordada en el último informe anual de

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

	Acumulado diciembre 2019	Acumulado a diciembre 2018	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	229.364	186.294	43.070	↑ 23,1%
CAMMESA	138.664	103.095	35.569	↑ 34,5%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	2.681	3.508	-827	↓ -23,6%
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	6.339	6.735	-396	↓ -5,9%
EBY	3.313	2.859	454	↑ 15,9%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	24.967	6.318	18.649	↑ 295,2%
IEASA (Ex ENARSA)	43.160	51.469	-8.309	↓ -16,1%
Compensación distribuidoras de Gas	4.858	8.192	-3.334	↓ -40,7%
Otros Beneficiarios sin discriminar	5.382	4.120	1.262	↑ 30,6%

Fuente: IAE en base a ASAP

hidrocarburos que publica el IAE Mosconi y puede verse [\[AQUÍ\]](#).

El impacto de la devaluación del Peso durante el año 2019 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 durante el año 2019.

El total de subsidios destinado a la producción no convencional de gas natural, otorgados por la Resolución 46 y por el programa de incentivos a la producción, aumentó notablemente: acumulado a diciembre de 2019 recibieron \$ 27.648 millones, un monto 2,81 veces superior al de igual periodo del año anterior. Representa el 12,1% del total de subsidios energéticos.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a diciembre de 2019 para gastos de capital fueron \$ 8.563 millones reduciéndose en 22,9% respecto a igual periodo de 2018. Esto implica un monto menor en \$ 2.549 millones respecto a igual periodo de 2018. Las transferencias a IEASA son las únicas que crecen en el acumulado a diciembre de 2019 puesto que recibió \$ 6.046 millones, esto es un 388% más a lo recibido en igual periodo del año anterior.

Por otra parte, Nucleoeléctrica recibió transferencias por \$ 1.100 millones, un 84,9% menos que en igual periodo del año anterior.

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

	Acumulado a diciembre 2019	Acumulado a diciembre 2018	Diferencia \$	Acumulado var. % i.a
SECTOR ENERGÉTICO	8.563	11.112	-2.549	↓ -22,9%
IEASA	6.046	1.238	4.808	↑ 388,3%
Nucleoeléctrica S.A.	1.100	7.290	-6.190	↓ -84,9%
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	0	-	-394	-
Otros beneficiarios	1.416	2.189	-773	↓ -35,3%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de enero de 2020, la demanda total de energía eléctrica fue 2,3% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa una disminución de la demanda del 2,4% respecto a igual periodo del año anterior. La demanda total del sistema fue de 11.964 GWh en enero de 2020, mientras que para el mismo periodo del año 2019 fue de 11.699 GWh.

En el mes de enero de 2020 aumentó el consumo en términos inter anuales en las categorías Comercial y Residencial que se incrementaron 2,7% y 4,2% i.a. respectivamente. Por otra parte, la demanda total crece por quinto mes consecutivo de manera inter anual: lo hace desde el mes de septiembre de 2019. En contraste, la categoría Industrial/Comercial disminuye su consumo respecto a igual mes del año anterior un 1,6%.

No se presentan factores climatológicos que pueden haber afectado la demanda de manera significativa.

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

De esta manera, la demanda eléctrica comienza el año 2020 con una retracción del 2,4%. Sin embargo, se evidencia un repunte inter anual de la demanda eléctrica desde el mes de septiembre de 2019 que sugiere una recuperación sostenida en los niveles de consumo.

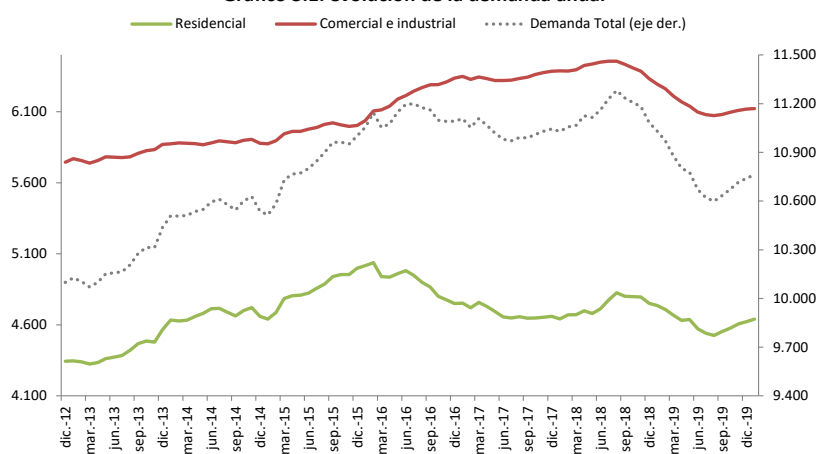
La caída anual en la demanda industrial y comercial de

Tabla 3.1: Demanda neta total (GWh)

	ene-20	ene-19	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. % i.a.	Var. % año móvil
Comercial	3.488	3.397	3.093	3.168	↑ 2,7%	↓ -2,4%
Ind/comercial	2.973	3.022	3.030	3.126	↓ -1,6%	↓ -3,1%
Residencial	5.503	5.280	4.640	4.736	↑ 4,2%	↓ -2,0%
Demanda total	11.964	11.699	10.762	11.030	↑ 2,3%	↓ -2,4%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Gráfico 3.1: evolución de la demanda anual



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

- La **oferta neta de energía** aumentó 2,7% en enero de 2020, a la vez que muestra caída en los últimos 12 meses de 2,1%. En este sentido, la oferta neta de energía fue de 12.458 GWh en enero de 2020, mientras que había sido de 12.135 GWh para el mismo mes del año anterior. En los últimos doce meses, la oferta media mensual fue de 11.193 GWh.
- La **generación neta local** aumentó 6% i.a en enero de 2020 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que la generación media del último año móvil se presenta con una caída del 3,3%.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación nuclear, renovable y térmica, que aumentaron 294,7%, 85,9% y 1,3% i.a. respectivamente.

En el período de los últimos doce meses corridos la generación Renovable y Nuclear muestran crecimiento positivo con una variación del 127,8% y 41,6% respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica e Hidráulica, que ocupan el 83% de la generación, disminuyeron 7,7% y 12,4% en el último año móvil respectivamente.

- La generación a través de **energías renovables definidas en la Ley 27.191** aumentó 85,9% i.a en enero, mientras que en los últimos doce meses presenta un incremento del 127,8% respecto de igual periodo del año anterior.

Hubo un aumento inter anual en las categorías Biogas, Biomasa, Eólica y Solar del 58,2%, 63,5%, 136,4% y 164,1% i.a respectivamente.

Por otra parte, en los datos en los datos referidos a los últimos doce meses corridos la generación renovable presenta una variación positiva del 127,8% (+386 GWh), que está impulsada por una mayor generación de todas las tecnologías pero especialmente por eólica y solar que crecen 227% y 489%.

En términos anuales la generación Eólica continúa siendo la de mayor importancia, por encima de la Hidráulica Renovable, representando el 65% del total Renovable y aportando 312 GWh adicionales sobre el total de 386 GWh incrementales de energía Renovable. Por otra parte, se evidencia un importante crecimiento de la generación Solar, que ha pasado de generar 12 GWh a 72 GWh anuales en doce meses.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 6,3% del total generado en 12 meses y abasteció al 6,4% de la demanda total. Por otra parte, **en términos mensuales representó el 7,7% de la energía generada y el 8% de la demanda en el mes de enero de 2020. Por esto, se puede afirmar que en el trimestre noviembre de 2019 a enero de 2020 se cumplió parcialmente el objetivo de cubrir el 8% del consumo a través de generación Renovable (Ley 27.191), originalmente establecido para el año 2018.** El objetivo se cumplirá completamente cuando, en 12 meses corridos, se alcance el valor establecido.

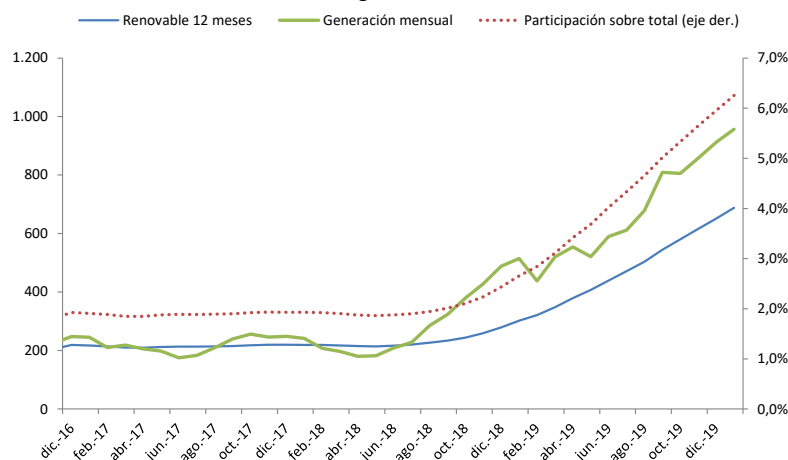
Sin embargo, es preciso mencionar que la energía generada a través de la tecnología Hidráulica Renovable (hidráulicas

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

	ene-20	ene-19	Media año móvil	Media año móvil anterior	%i.a	Variación año móvil
Hidráulica	3.024	3.454	2.912	3.324	↓ -12,4%	↓ -12,4%
Nuclear	791	200	710	501	↑ 294,7%	↑ 41,6%
Renovable	956	515	688	302	↑ 85,9%	↑ 127,8%
Biogas	23	14	22	13	↑ 58,2%	↑ 73,6%
Biomasa	16	10	25	21	↑ 63,5%	↑ 21,7%
Eólica	682	288	449	137	↑ 136,4%	↑ 227,6%
Hidráulica Renovable	129	161	119	119	↓ -20,3%	↓ 0,0%
Solar	107	41	72	12	↑ 164,1%	↑ 489,2%
Térmica	7.660	7.559	6.687	7.245	↑ 1,3%	↓ -7,7%
Generación neta local	12.431	11.728	10.996	11.372	↑ 6,0%	↓ -3,3%
Importación	27	407	197	-	↓ -93,4%	↑ 217,0%
Oferta neta	12.458	12.135	11.193	-	↑ 2,7%	↓ -2,1%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Gráfico 3.2: generación renovable



Fuente: IAE en base a CAMMESA

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 5,2% del total anual generado mientras que la hidráulica representa el 27,6% de la generación neta local.

- **Precios y costos de la energía:** los datos indican que en enero de 2020 costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto a enero de 2019 tuvo un incremento del 52,3% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 42,6% i.a. La variación en los costos está por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 58,5% 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 61% de los costos de generación en enero de 2020, siendo el resto cubierto con subsidios. En el mismo mes de 2019 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 66% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que desde este punto de vista, la recuperación de los costos no logró avanzar en enero de 2020 respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 63% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **La potencia instalada** en enero de 2020 fue de 39.832 MW, mientras que la potencia máxima bruta generada ha sido de 24.891 MW el día 20/01/2020.
- **En enero de 2020 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra una disminución del gas natural del 1,8% i.a mientras que el gasoil aumentó 53,4% i.a. En cuanto a la variación anual, **el Consumo de Gas Natural se redujo 4% durante los últimos doce meses mientras que se consumió 51,5% menos de Gas Oil y 62,5% menos de Fuel Oil.** Por otra parte, la utilización de Carbón mineral se redujo 57,9% en el último año móvil.

	ene-20	ene-19	Medio año móvil	Medio año móvil anterior	%i.a	Var. % año móvil
Costo monómico	3.482	2.287	3.361	2.188	↑ 52,3%	↑ 53,6%
Precio monómico estacional	2.153	1.510	2.132	1.182	↑ 42,6%	↑ 80,4%

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

Tabla 3.4: Potencia instalada enero de 2020

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
39.832	24.891 20/1/2020	26.320 8/2/2018

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Tabla 3.5: Consumo de combustibles por tipo

	ene-20	ene-19	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. %i.a.	Var. % año móvil
Biodiesel (MTn)	0	0	0	0	-	-
Carbón Mineral (MTn)	17	0	20	47	-	↓ -57,9%
Fuel oil (MTn)	20	5	17	45	↑ 339,4%	↓ -62,5%
Gas Natural (MMm3)	1.651	1.682	1.432	1.491	↓ -1,8%	↓ -4,0%
Gas Oil (Mm3)	41	27	35	72	↑ 53,4%	↓ -51,5%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- La producción de petróleo aumentó 2,5% i.a en enero de 2020. En los últimos doce meses la producción acumulada fue 3,8% superior al año anterior.

En el mes de enero de 2020 la producción de petróleo crudo tuvo un incremento de 2,5% respecto al mismo mes de 2019 explicada enteramente por un incremento del 10,4% en la cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta que representa el 40% de la cuenca. La cuenca Golfo San Jorge (la cuenca productora más importante) disminuyó 2,8% i.a su producción, mientras que las cuencas Austral, Cuyana y noroeste, que aportan poco al total, redujeron su producción 14%, 3,1% y 6,2% i.a respectivamente.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses 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 1,3%. Por otra parte, el crecimiento está impulsado por la Cuenca Neuquina, que representan el 45% de la producción Nacional y ha aumentado 10,4% durante los últimos doce meses. La cuenca Austral, con un aporte marginal a la producción, aumentó también 3,9% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una retracción del 8,3% en el acumulado del último año respecto del año anterior y la Cuenca Cuyana disminuye 2,7% anual.

En la Cuenca Austral la producción Off Shore, que ocupa el 53% de la producción total de la cuenca, aumentó 6,4% acumulada durante los últimos doce meses respecto a igual período anterior, mientras que la producción On Shore fue 1,1% superior.

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 6,6%, Pan American Energy 3,5%, Tecpetrol 13,2% y Pluspetrol 2,9%. Estas cuatro empresas ocupan el 77% de la producción total de petróleo.

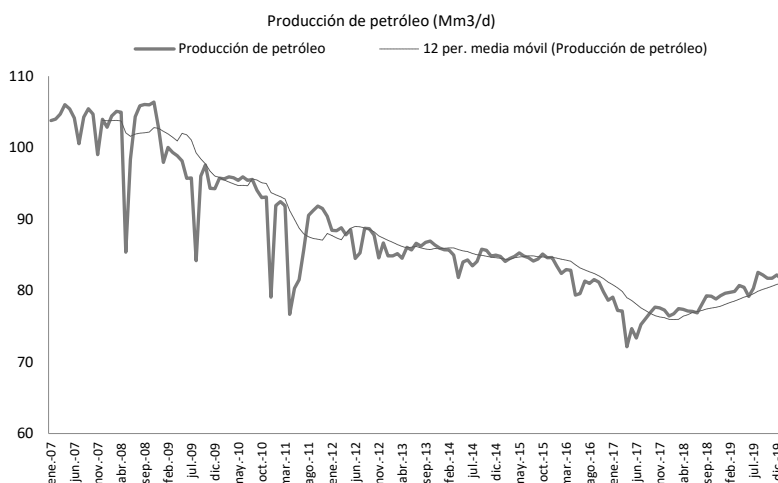
Por otra parte Sinopec disminuyen su producción anual 9,5%.

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

	ene-20	ene-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	3,0	3,5	3,4	3,3	↓-14,0%	↑ 3,9%
Cuyana	3,5	3,6	3,7	3,8	↓-3,1%	↓-2,7%
Golfo San Jorge	35,7	36,8	36,4	36,9	↓-2,8%	↓-1,3%
Neuquina	38,5	34,9	36,7	33,3	↑10,4%	↑10,4%
Noroeste	0,8	0,8	0,8	0,8	↓-6,2%	↓-8,3%
Producción de petróleo (Mm3/d)	81,6	79,6	81,0	78,1	↑ 2,5%	↑ 3,8%

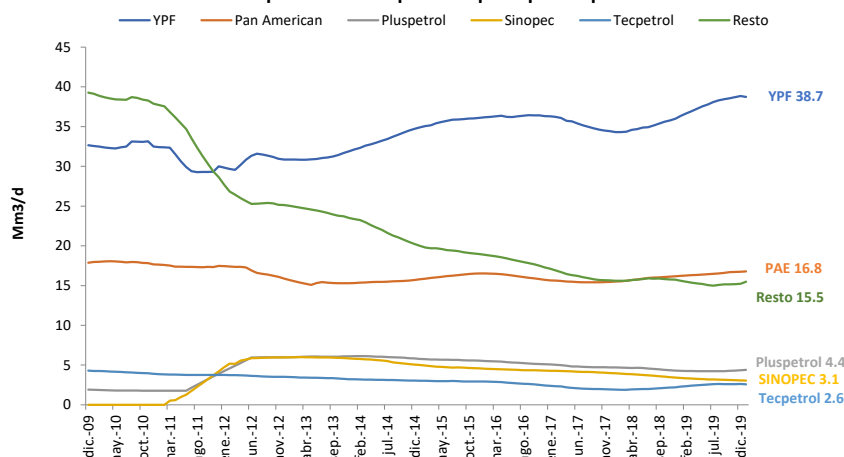
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.1



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 80,1% del total, disminuyó en enero de 2020 un 5,3% i.a y 3,2% durante los últimos doce meses acumulados respecto a igual periodo anterior. De esta manera, la producción convencional es, en 2019, un 34% inferior a la del año 2009.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 19,9% del total anual, aumentó 40% i.a y 47,7% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior según datos preliminares de la Secretaría de Energía (capítulo IV).

En el mes de enero de 2020 la producción de petróleo no convencional representó el 23,5% del total mensual, mientras que en el acumulado de los últimos doce meses es del 19,8% del total producido.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 40% i.a. debido al aumento del 44,1% i.a en el Shale y del 0,9% i.a en la producción de Tight oil.

La producción acumulada durante los últimos doce meses de Shale Oil, que representa el 18,2% de la producción total, creció 56,8% mientras que la de Tight se redujo 10,4% en el mismo periodo, representando el 1,6% de la producción total. **El Shale Oil es el único subtipo de petróleo que aumenta debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución anual.** En este sentido, se observa una caída del 3,8% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 81,7% del total de la producción nacional.

Gas natural

- La producción de Gas Natural aumentó solo 0,8% i.a en enero de 2020 respecto del mismo mes de 2019. Sin embargo, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 4,7% mayor a la de igual periodo anterior.

La producción de gas natural muestra un incremento inter anual en las cuencas Neuquina, Austral y Cuyana (esta última con un aporte marginal) del 2,7%, 0,7% y 12,6% i.a. respectivamente. Las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste presentan en enero de 2020 una producción 7,5% y 6,8% inferior respecto a igual mes del año anterior.

La producción acumulada de los últimos doce meses creció en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 7,7% mientras que en la cuenca Austral el incremento fue del 4,6%. Estas dos cuencas concentran el 86% del total de gas producido en el país. Además, la cuenca Cuyana aumentó su producción anual un 4,2% anual.

La producción anual de gas natural presenta una fuerte disminución en los últimos doce meses en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste y que disminuyen 5,4%, y 12% respectivamente.

Desagregando por principales operadores (77% del total) se observa que la producción acumulada del último año móvil

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

	ene-20	ene-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Petróleo Convencional (Mm3/d)	62,5	66,0	64,9	67,1	↓ -5,3%	↓ -3,4%
Producción de petróleo No Convencional	19,1	13,7	16,2	10,9	↑ 40,0%	↑ 47,7%
Shale	17,8	12,4	14,8	9,5	↑ 44,1%	↑ 56,8%
Tight	1,30	1,29	1,32	1,5	↑ 0,9%	↓ -10,5%

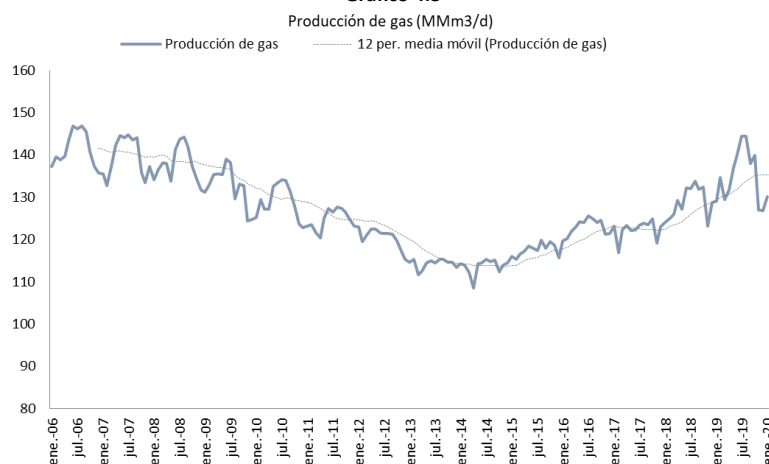
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

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

	ene-20	ene-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	31,4	31,2	33,0	31,6	↑ 0,7%	↑ 4,6%
Golfo San Jorge	12,1	13,1	12,7	13,5	↓ -7,5%	↓ -5,4%
Neuquina	81,5	79,4	84,4	78,4	↑ 2,7%	↑ 7,7%
Noroeste	4,9	5,3	5,0	5,7	↓ -6,8%	↓ -12,0%
Cuyana	0,14	0,13	0,14	0,13	↑ 12,6%	↑ 4,2%
Producción de gas (MMm3/d)	130,1	129,0	135,3	129,2	↑ 0,8%	↑ 4,7%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.3



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

de YPF, que produce el 30% del gas en Argentina, se presenta prácticamente estancada con un aumento de sólo 0,7% en su producción de los últimos doce meses. Por otra parte, Total Austral incrementó su producción acumulada un 2,5% respecto de igual periodo del año anterior, mientras que Pan American, que representa el 10,5% de la producción total, redujo su producción anual un 3,9%. Estas tres empresas representan el 66% del total del gas producido y en conjunto aumentaron sólo 0,6% su producción acumulada en los últimos doce meses. **Esto indica que el 66% de la producción anual de gas en Argentina se encuentra virtualmente estancada.**

Por otra parte, **Tecpetrol con un peso 12,1% en el total aumentó su producción acumulada de los últimos doce meses en 36,9% respecto a igual periodo anterior. Sin embargo, se observa una muy importante disminución en los niveles mensuales de producción: en noviembre y diciembre de 2019, y enero de 2020, produjo un 31,7%, 25% y 8,5% menos de gas que en iguales meses del año anterior.**

El resto de las empresas, que ocupan el **22% restante, aumentó la producción acumulada de los últimos doce meses un 3,8% respecto a igual periodo anterior.**

Gas convencional y gas no convencional

- La producción de gas natural convencional, que representa el 57% del total, disminuyó en enero de 2020 un 5,2% i.a y 6,1% en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior. De esta manera, la producción convencional es 43% inferior a la del año 2009.
- La producción de gas natural no convencional aumentó 9,4% i.a en enero de 2020 y 23,6% en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior. La producción anual de Shale crece mientras la de Tight declina según los datos preliminares de la Secretaría de Energía (capítulo IV).

La producción de gas no convencional se incrementó 9,4% i.a. debido al aumento del 12,8% i.a en el Shale, que reduce considerablemente su tasa de crecimiento, mientras que el Tight aumentó 5,3% i.a.

La producción acumulada durante los últimos doce meses de shale gas, que representa el 23,6% de la producción total, creció 58,3% mientras que la de Tight se redujo 2,5% anual, representando el 19,4% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante los últimos doce meses representó el 43% del total y aumentó 23,6% respecto a igual periodo del año anterior.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 76% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 5,2% anual, por esto el aumento en la producción de gas de los últimos doce meses se explicó enteramente por la producción de Shale Gas.**

Gráfico 4.3: producción de gas por principales operadores

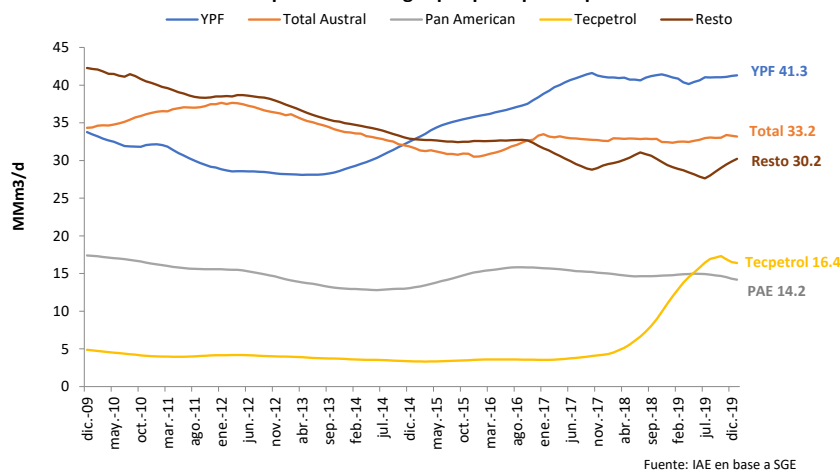


Tabla 4.3: Producción de gas por tipo y subtipo (MM m3/d)

	ene-20	ene-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Gas convencional (MMm3/d)	72,1	76,1	77,1	82,2	↓ -5,2%	↓ -6,1%
Producción de gas no convencional (MM m3/d)	58,0	53,0	58,2	47,1	↑ 9,4%	↑ 23,6%
Shale	32,5	28,8	31,9	20,2	↑ 12,8%	↑ 58,3%
Tight	25,4	24,1	26,2	26,9	↑ 5,3%	↓ -2,5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

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

La empresa que más gas aportó durante los últimos doce meses 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 79% del gas que produce.

En los últimos doce meses la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se incrementó 55,4% aportando 13,2 MMm³/d sobre un total de 135,3 MMm³/d (9,7% del total).

La producción total de gas acumulada en los últimos doce meses creció 4,7% 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 aumenta sólo 1,1% anual. Este dato es de particular importancia: la producción total anual sin el aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra no crecía desde noviembre de 2018, lo cual sugiere, teniendo en cuenta que la producción convencional declina, un considerable aporte de las demás empresas en los yacimientos no convencionales.

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 acumulada en doce meses a enero de 2020 crece 23,6% anual, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (13,2 MMm³/d anuales), la producción no convencional crece 16,5% anual. Por otra parte, **en los últimos tres meses la caída en el nivel mensual de la producción de Tecpetrol (-31,7%, -25,5% y -8,5% i.a) provocan una reducción importante en la tasa de crecimiento inter anual del gas no convencional que pasa de 24,4% a 9,4 i.a.**

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 tanto que se están superando las etapas tempranas de producción haciéndose notar la declinación de la misma como una cierta desaceleración debido a la los inconvenientes presentados por la incertidumbre que implica la actual coyuntura económica.

Cabe destacar que esta producción es aún beneficiaria de los subsidios otorgados por la Resolución 46/2017 del Ex MINEM que establece el programa de incentivos a la producción de gas natural no convencional. Por esta Resolución, el Estado ha aportado más de \$ 25.000 millones acumulados al mes de noviembre de 2019.

El hecho de que la producción convencional y la variante no convencional Tight (77% de la producción) estén declinando

Gráfico 4.4: Producción de Gas Natural acumulada en 12 meses

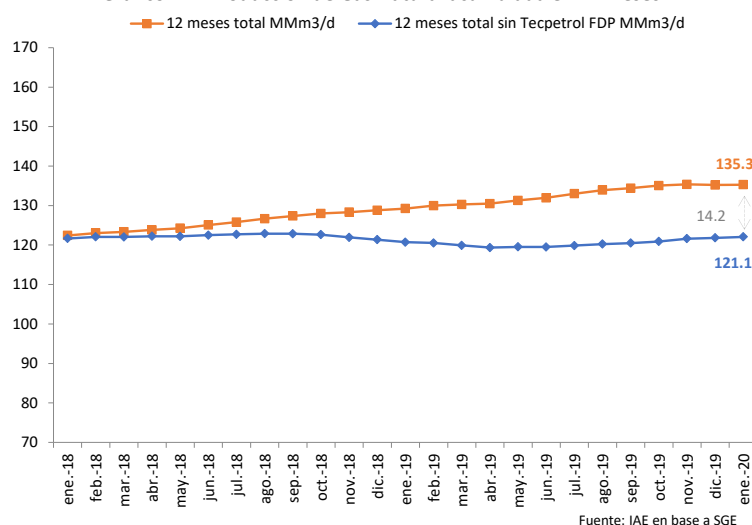
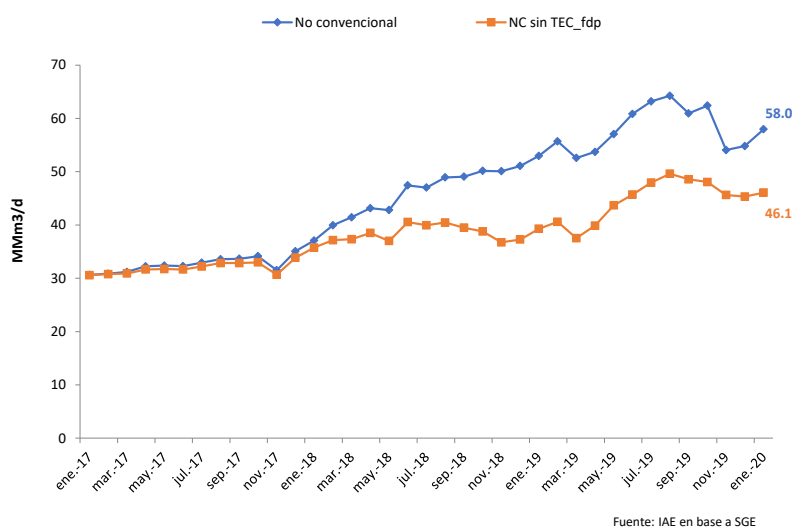


Gráfico 4.5: Producción de Gas Natural No Convencional – mensual



anualmente, y que la producción total en ausencia del aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra se muestre levemente creciente 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.

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 54,8% en los últimos doce meses respecto a igual período anterior y representa actualmente el 18,3% 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 12,5% del total de petróleo que se produce en el país, que a su vez representa el 68% de la producción de Vaca Muerta. YPF se constituye claramente como el principal operador en Vaca Muerta, y aumentó su producción acumulada un 43,7% en los últimos doce meses.

Por otra parte, la **Tabla 4.5** muestra que la producción de gas natural en Vaca Muerta creció 57,8% durante los últimos doce meses y representa el 23,6% 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 9,8%, 7,1% y 3,5% del total del gas natural del país.

En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 55%, YPF 26% y Total 117% los últimos doce meses.

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

	ene-20	ene-19	% 12 M	ene-18	% sobre total
Total	81,0	78,1	↑ 3,8%	76,0	100,0%
Vaca Muerta	14,9	9,6	↑ 54,8%	6,1	18,3%
YPF VM	10,1	7,0	↑ 43,7%	5,2	12,5%
Pan American VM	0,9	0,4	↑ 113,2%	0,1	1,1%
Tecpetrol VM	0,7	0,4	↑ 76,5%	0,0	0,9%
Vista VM	0,7	0,0	↑ 8128,2%	0,0	0,9%
Total VM	0,4	0,1	↑ 229,7%	0,1	0,5%

Elaboración propia en base a SGE

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

	ene-20	ene-19	% 12 M	ene-18	% sobre total
Total	135,3	129,2	↑ 4,7%	122,4	100,0%
Vaca Muerta	31,9	20,2	↑ 57,8%	6,7	23,6%
Tecpetrol VM	13,3	8,6	↑ 55,0%	0,8	9,8%
YPF VM	9,6	7,6	↑ 26%	5,0	7,1%
Total VM	4,8	2,2	↑ 117%	0,6	3,5%
Pan American VM	1,7	1,3	↑ 38%	0,0	1,3%
Exxon VM	1,1	0,3	↑ 258%	0,1	0,8%

Elaboración propia en base a SGE

Downstream

- En el mes de enero de 2019 las ventas de naftas y gasoil aumentaron 1,7% i.a mientras en los últimos doce meses presenta una caída de solo 0,5% en las ventas acumuladas respecto a igual periodo anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 1,4% i.a en las ventas de Gasoil y del 2,2% i.a en las ventas de las naftas.

Desagregando las ventas de naftas, en enero de 2020 se observa un aumento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Ultra (3,2% i.a) y Súper (1,9% 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 2,9% mientras que las ventas de gasoil común se mantuvieron prácticamente invariantes.

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses se mantienen prácticamente invariantes con una disminución de sólo 0,1% respecto a igual periodo anterior: las ventas de Gasoil Ultra fueron 0,8% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, aumentaron 0,1%.

Las ventas acumuladas de Naftas disminuyeron en los últimos doce meses 1,1%, debido a la caída del 11,4% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) a pesar del aumento de las ventas de Nafta Súper del 3,1% anual.

- El Gas entregado en el mes diciembre de 2019 fue 108,1 MMm3/d. Las entregas totales fueron 8,2% mayores en términos i.a, siendo el cuarto mes de datos inter anuales positivos. Sin embargo, la demanda acumula una reducción del 3,7% (4,6 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 se redujo 2,1% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta una disminución de 3,6% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria incrementó 21,1% i.a y 4,2% en el acumulado para el último año móvil a diciembre de 2019 respecto a igual periodo del año 2018. Las Centrales Eléctricas consumieron 1,3% menos en diciembre de 2019 respecto a igual mes del año anterior mientras que han reducido su demanda un 12,1% en el acumulado de los últimos doce meses corridos.

Los datos de consumo de gas natural muestran un repunte inter anual de la demanda desde el mes de septiembre de 2019 que sugiere una recuperación sostenida en los niveles de consumo.

Por otra parte, la demanda anual de gas disminuye 3,7% (4,6 MMm3/d menor en diciembre) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 4,7% (6,1 MMm3/d mayor). A su vez, el balance exterior en material de Gas indica que durante los últimos doce meses se importaron 18,7 MMm3/d (7,7 MMm3/d menos) mientras la exportación anual es de 5,6 MMm3/d (4 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

Tabla 4.4: Ventas de principales combustibles

	ene-20	ene-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Fueloil (Miles de Tn)	4	6	288	381	↓ -45,4%	↓ -24,5%
Gasoil (Mm3)	1.053	1.039	13.410	13.420	↑ 1,4%	↓ -0,1%
Agrogasoil	6	0	9	0	-	-
Común	765	764	10.035	10.025	↑ 0,1%	↑ 0,1%
Ultra	283	275	3.366	3.395	↑ 2,9%	↓ -0,8%
Naftas (Mm3)	809	791	9.189	9.289	↑ 2,2%	↓ -1,1%
Común	0	0	0	8	-	-
Súper	599	588	6.889	6.684	↑ 1,9%	↑ 3,1%
Últra	209	203	2.300	2.597	↑ 3,2%	↓ -11,4%
Naftas + Gasoil. Mm3	1.862	1.830	22.599	22.709	↑ 1,7%	↓ -0,5%

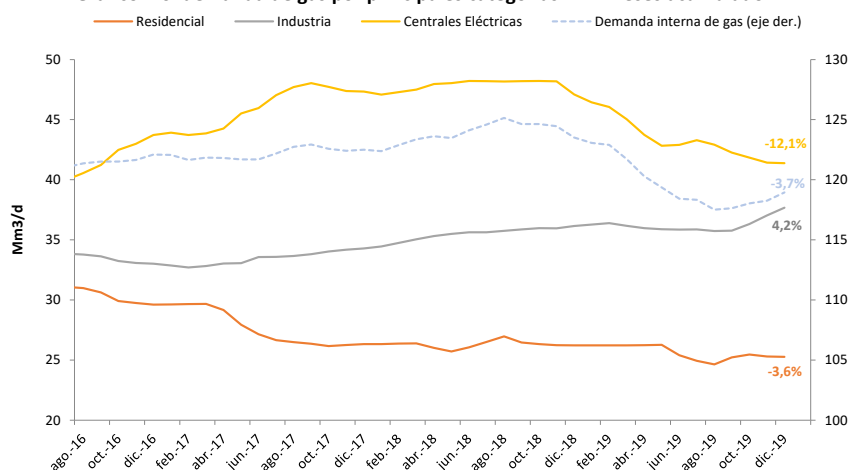
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Tabla 4.5: Demanda de Gas (MMm3/d)

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Residencial	10,9	11,2	25,3	26,2	↓ -2,1%	↓ -3,6%
Comercial	3,5	2,5	4,0	3,4	↑ 42,6%	↑ 15,8%
Entes Oficiales	0,5	0,4	1,2	1,2	↑ 3,0%	↓ -0,6%
Industria	44,0	36,4	37,7	36,1	↑ 21,1%	↑ 4,2%
Centrales Eléctricas	40,6	41,2	41,4	47,1	↓ -1,3%	↓ -12,1%
SDB	1,6	1,5	2,7	2,9	↑ 3,2%	↓ -5,6%
GNC	7,0	6,8	6,7	6,6	↑ 2,5%	↑ 2,6%
Total	108,1	99,9	118,9	123,5	↑ 8,2%	↓ -3,7%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Gráfico 4.6: demanda de gas por principales categorías – 12 meses acumulado



Fuente: IAE en base a SGE

sino también en idéntica cantidad por una fuerte disminución de la demanda anual interna.

- El **Petróleo procesado** aumentó 4,8% i.a en enero de 2020 mientras que en el cálculo acumulado en los últimos doce meses se observa un crecimiento del 3,5% respecto a igual periodo anterior.

Tabla 4.6: Petróleo procesado

	ene-20	ene-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Petróleo procesado (Mm3)	2.464	2.351	27.739	26.805	↑ 4,8%	↑ 3,5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Precios:

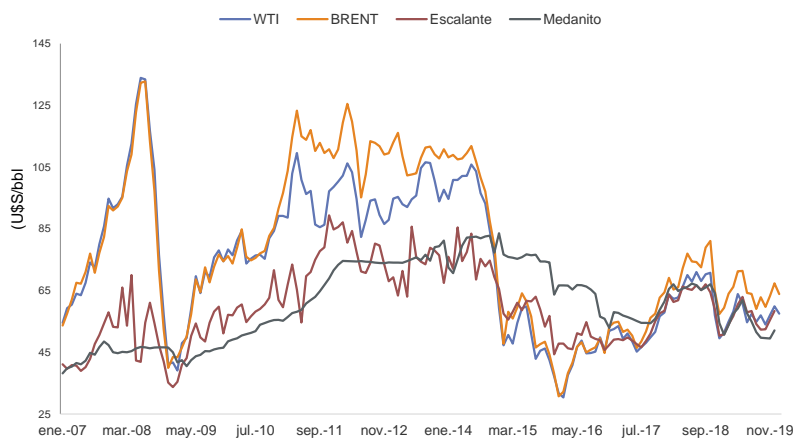
- El precio del barril de petróleo **WTI** en enero de 2020 fue de USD/bbl 57,5 lo cual implica un precio 3,9% menor respecto al mes anterior mientras que es un 12% superior al registrado en enero de 2019. Por otra parte, el precio del barril de crudo **BRENT** fue USD/bbl 63,8 teniendo una variación negativa del 5,2% respecto del mes anterior mientras que aumentó 7,4% respecto a enero de 2019.
- El barril Argentino del tipo **Medanito** tuvo un precio de USD/bbl 52 en diciembre de 2019 (último dato disponible en Secretaría de Energía) reduciéndose 4,4% i.a a la vez que aumentó 5,3% respecto al mes anterior. Por otra parte, el barril del tipo **Escalante** muestra un precio que se ubica en los USD/bbl 58,4 en el mes de diciembre de 2019: 15,9% superior al de igual mes del año anterior y 5,3% mayor respecto al mes anterior.
- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2 MMBtu (millón de Btu) en enero de 2020. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 35% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 9% menor 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 2,4 USD/MMbtu en diciembre de 2019 (último dato disponible), lo cual implica un precio 2,4% menor al mes anterior y 31% inferior a igual mes del año anterior.

- El **Precio de importación del GNL** para el mes de septiembre de 2019, último mes de compra, 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. Desde septiembre no se ha registrado entrada de cargamentos. Para el año 2019 promedió los 6,28 USD/MMbtu al mes de septiembre según informa IEASA en su detalle de cargamentos comprados por licitación para el año 2019. Esto implica un precio de importación 20,5% inferior al de 2018 (7,9 US\$/MMbtu).

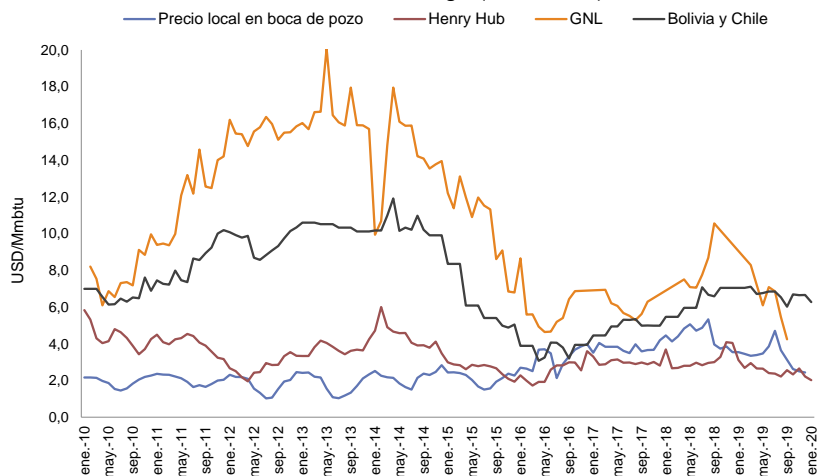
El gas importado por gasoductos de **Bolivia (y marginalmente de Chile)** tuvo un precio de importación promedio ponderado de 6,3 US\$/MMBTU para el mes de enero de 2020. Esto representa un precio 5,8% menor al del mes anterior y 11% inferior al de igual mes del año 2019.

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

Tabla 5.1: Biodiesel y Bioetanol

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Bioetanol (MTn)						
Producción	69	56	852	874	↑22,9%	↓-2,5%
Ventas	77	71	844	837	↑9,4%	↑0,9%
Biodiesel (MTn)						
Producción	164	83	2.147	2.268	↑96,7%	↓-5,3%
Ventas	107	85	1.137	1.102	↑26,1%	↑3,1%
Exportación	149	0	806	1.187	-	↓-32,1%
Total* (MTn)	233	139	3.000	3.142	↑67,2%	↓-4,5%

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).

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó 22,9% en diciembre de 2019, mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción disminuyó 2,5%.
Las ventas respecto de diciembre del año anterior crecieron 9,4% i.a, mientras que fueron 0,9% mayores en el cálculo acumulado de doce meses respecto al año anterior.
- La **producción de Biodiesel** aumentó en el mes de diciembre de 2019: fue 96,7% mayor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa una disminución del 5,3% en la producción acumulada en el último año móvil.
En diciembre de 2019 las ventas de biodiesel fueron 26,1% mayores a las registradas el mismo mes de año anterior a la vez que muestran un incremento del 3,1% en el cálculo acumulado para los últimos 12 meses.
Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a diciembre de 2019 fueron 32,1% menores a igual periodo del año anterior.
- Por último, la **producción total de biocombustibles** medida en toneladas aumentó 67,2% i.a en diciembre de 2019, mientras disminuye en el acumulado para el último año móvil a un ritmo de 4,5%, impulsado por la caída en la producción de biodiesel.

6. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de enero de 2020 se muestra deficitaria en USD 14 millones. Al ser el único mes contabilizado, estos datos son iguales para el acumulado anual de 2020.
En enero las exportaciones se redujeron 11,1% i.a mientras que las importaciones lo hicieron 6,3% i.a.
- Los **índices de valor, precio y cantidad** indican que en enero de 2020 se exportó un 22,7% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de enero de 2019, mientras que los precios de exportación aumentaron 14,9% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado de 11,1% i.a.
Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron en cantidades un 1,9% en enero de 2020 respecto a igual mes de 2019, mientras que en precios se observa una disminución del 4,2%. Esto generó una reducción en el valor importado del 6,3% i.a.
El cálculo acumulado arroja los mismos resultados por ser enero el único mes contabilizado.
- Las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado de los últimos doce meses muestran mayores ventas al exterior de petróleo del tipo Escalante (5%) y de Gas Natural (251,8%) que parte de una base muy baja debido a la reapertura de los mercados. La exportación anual de Gas Natural equivale a 2.048 MMm3 o bien 6 MMm3/d, esto es el 5% del total consumido internamente.
Hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 27% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior. Por otra parte, se importó 4,7% más de Gasoil.

Tabla 6.1: Balanza comercial energética (millones de Dólares)

	ene-20	ene-19	Acumulado 2019	Acumulado 2018	% i.a	% var. Acumulado
Balanza comercial energética	-14	2	-14	2	-	-
Exportación combustibles y energía	296	333	296	333	↓-11,1%	↓-11,1%
Importación combustibles y lubricantes	310	331	310	331	↓-6,3%	↓-6,3%

Fuente: IAE en base a INDEC

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

	Respecto de enero de 2019			Respecto al acumulado a enero		
	Valor	Precio	Cantidad	Valor	Precio	Cantidad
Exportación combustibles y energía	↓-11,1%	↑14,9%	↓-22,7%	↓-11,1%	↑14,9%	↓-22,7%
Importación combustibles y lubricantes	↓-6,3%	↓-4,2%	↓-1,9%	↓-6,3%	↓-4,2%	↓-1,9%

Fuente: IAE en base a INDEC

Las importaciones de gas natural de Bolivia disminuyeron 12,6% i.a en enero de 2020 y fueron 15,4% menores en el cálculo acumulado para los últimos doce meses. A su vez, las importaciones de GNL se redujeron 51,6% en el último año. En conjunto, la importación total de Gas Natural y GNL disminuyó 29,1% en los últimos doce meses, es decir se importaron 2.803 MMm3 (7,6 MMm3/d) respecto al año móvil anterior.

De esta manera, el balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,7 MMm3 por día: esto es 13,8 MMm3/d de Gas Natural (5.051 MMm3) y 4,8 MMm3/d de GNL (1.769 MMm3); mientras la exportación ha sido de 6 MMm3/d anuales.

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

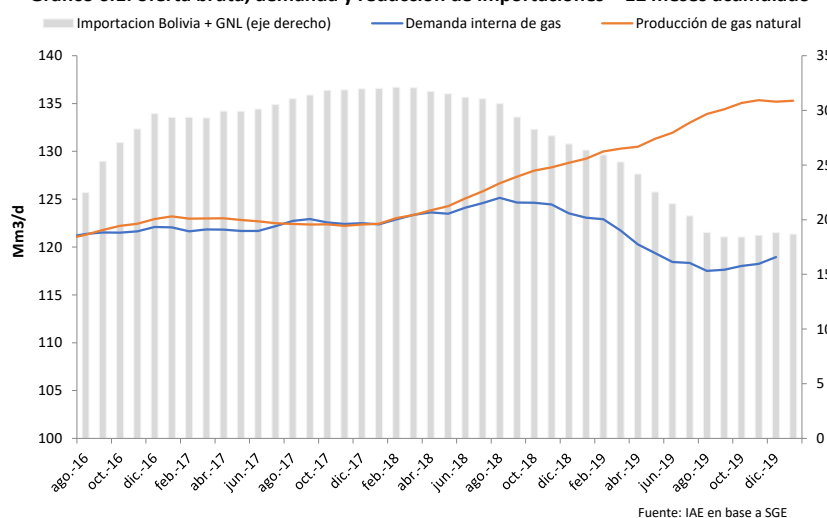
Tabla 6.3: Exportación e importación por principales combustibles (en cantidades)

	ene-20	ene-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	var % acumulado
Exportación						
Butano y otros (MTn)	54	53	592	595	↑ 2,1%	↓ -0,6%
Escalante (Mm3)	166	260	2.762	2.631	↓ -36,4%	↑ 5,0%
Gas natural (MMm3)	272	142	2.048	582	↑ 91,3%	↑ 251,8%
Propano y otros (MTn)	61	100	609	664	↓ -38,8%	↓ -8,3%
Importación						
Crudo importado (Mm3)	0	0	0	240	-	-
Gas natural (MMm3)	317	363	5.051	5.970	↓ -12,6%	↓ -15,4%
GNL (MMm3)	0	0	1.769	3.653	-	↓ -51,6%
Gasoil* (Mm3)	198	110	2.232	2.131	↑ 81,1%	↑ 4,7%
Naftas* (Mm3)	53	114	460	630	↓ -53,6%	↓ -27,0%

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

Gráfico 6.1: oferta bruta, demanda y reducción de importaciones – 12 meses acumulado



[\[Volver al índice\]](#)

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 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.