

# Informe Trimestral de Coyuntura Energética

Tercer Trimestre de 2018



# Informe Trimestral de Coyuntura Energética: Tercer Trimestre de 2018

El Ministerio de Energía y Minería pone a disposición del público su Informe trimestral de coyuntura energética correspondiente al Tercer trimestre de 2018, elaborado por la Dirección de Datos Estadísticos Energéticos, que presenta de manera sintética la evolución de variables seleccionadas del sector energético argentino y sus variaciones respecto del mismo período del año anterior. Todas las cifras se muestran redondeadas.

## Hidrocarburos: Producción

Durante el Tercer trimestre de 2018 la producción de petróleo alcanzó los 7.181 Mm<sup>3</sup>, presentando un aumento del 2,5% respecto al mismo período del año anterior.

La producción de petróleo de la Cuenca del Golfo San Jorge, principal cuenca del país, se incrementó un 1,1% en términos interanuales, mientras que la producción de la Cuenca Neuquina, segunda en importancia, aumentó 3,8%. Por su parte, la producción de gas natural alcanzó los 132,6 MMm<sup>3</sup>/día, 7,3% por encima de la correspondiente al Tercer trimestre de 2017. Los mayores incrementos se observan en la Cuenca Austral (+10,7%), y en la Cuenca Neuquina (+10,5%), mientras que la Cuenca del Golfo San Jorge presentó una contracción del 7,7%.

## Hidrocarburos: Refinación y comercialización

El volumen de petróleo procesado disminuyó 10,5% en el Tercer trimestre de 2018 respecto del mismo período del año anterior. El 57,0% del crudo procesado durante el trimestre fue petróleo liviano.

La producción de gas oil disminuyó en el trimestre 6,9% respecto del mismo período del año anterior, mientras que la producción de motonaftas (grados 2 y 3) aumentó 0,4%. Las ventas de gas oil disminuyeron 3,4% en el trimestre analizado respecto del mismo período del año anterior. Por su parte, las ventas de naftas grados 2 y 3 entre ambos trimestres se redujo 2,1%.

## Gas natural: Transporte y distribución

La inyección de gas natural al sistema de transporte aumentó 2,2% en el tercer trimestre del año respecto del mismo período de 2017. El consumo de gas natural, por su parte, se incrementó 4,0% en términos interanuales. El gas entregado a la industria creció en el período 3,2% respecto del tercer trimestre de 2017, mientras que la demanda del sector residencial creció 4,6%.

El precio promedio ponderado del gas natural importado (Bolivia, GNL) fue 7,66 USD/MMBTU en el Tercer trimestre de 2018.

## Biocombustibles: Bioetanol y biodiesel

La producción de bioetanol se ubicó en el trimestre de referencia 5,2% por encima de la producción del mismo trimestre de 2017, mientras que las ventas al corte se redujeron 2,0% en términos interanuales.

Por su parte, la producción de biodiésel disminuyó en el mismo período 13,4%, con una reducción del 1,7% en las ventas al mercado interno y de un 3,3% en las exportaciones.

## Energía eléctrica

Al fin del Tercer trimestre de 2018 la potencia instalada en el SADI fue de 38.228 MW.

La generación neta del tercer trimestre alcanzó los 35.361 GWh, 3,0% por encima de la generación del mismo período del año anterior. 65,2% de la generación neta provino de fuentes térmicas, mientras que el 27,7% fue de origen hidráulico (excluyendo pequeños aprovechamientos menores a 50 MW de potencia), 4,8% nuclear y 2,4% renovable, de acuerdo con la clasificación establecida en la Ley 27.191.

El consumo de fuel oil para generación eléctrica disminuyó en el período 17,8% en relación al mismo período del año anterior, mientras que el consumo de gas oil para el mismo fin lo hizo en 48,6%. Por su parte, el consumo de gas natural para generación eléctrica presentó un incremento del 8,1% en el período.

La demanda de energía eléctrica creció 2,5% en el período respecto del mismo trimestre del año anterior, alcanzando los 34.089 GWh. Se destacan, respecto del mismo trimestre del año anterior, un incremento del 0,8% por parte del sector comercial y una disminución del 3,3% por parte de la demanda industrial/comercial mayor a 300 kW.

El 4 de julio se produjo el récord de demanda de potencia del SADI, alcanzando los 23.774 MW. Dicha demanda fue cubierta en un 100% con generación local, con reservas operativas del sistema equivalentes al 23,1% de la demanda.

## Balanza comercial energética

El Ministerio de Energía y Minería compila las estadísticas de la balanza comercial energética sobre la base de datos del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), y de Aduana, organismo dependiente de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP).

Debido a que desde el mes de marzo de 2018 la AFIP no hace pública dicha información a través de su sistema "SIM en línea", esta edición del Informe Trimestral de Coyuntura Energética no presenta la sección de comercio exterior, que se presentará de manera separada, adaptando la difusión de los resultados conforme a la normativa vigente sobre secreto estadístico y protección de datos individuales (Art 10° de la Ley 17.622; Título VI del Decreto 3.110; Art. 1° de la Disposición 176/99, entre otros).

## Cuadro resumen de variables seleccionadas

		Tercer Trimestre 2018	Tercer Trimestre 2017	Var %
Producción de petróleo	Mm <sup>3</sup>	7.181	7.005	2,5%
Producción de gas natural	MMm <sup>3</sup> /d	133	124	7,3%
Petróleo procesado	Mm <sup>3</sup>	6.635	7.410	-10,5%
Ventas de naftas	Mm <sup>3</sup>	2.279	2.327	-2,1%
Ventas de gasoil	Mm <sup>3</sup>	3.390	3.509	-3,4%
Gas natural entregado	MMm <sup>3</sup> /d	145	139	4,0%
Demanda energía eléctrica	GWh	34.089	33.252	2,5%
Importaciones gas natural	MMm <sup>3</sup> /d	121	139	-13,3%

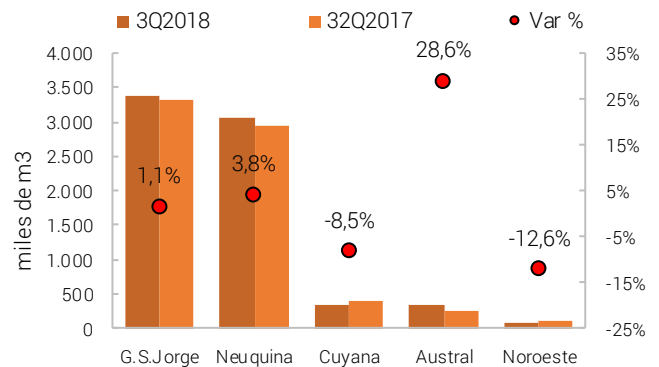
# Hidrocarburos: Producción

**Tabla 1. Petróleo: Producción por tipo de extracción**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017 (miles m3)

	Tercer Trimestre 2018	Tercer Trimestre 2017	Var %	(%) T3 2018
Condensado	349	331	5,3%	4,9%
Primaria	4.010	3.782	6,0%	55,8%
Secundaria	2.789	2.861	-2,5%	38,8%
Recup. Asistida	34	30	10,8%	0,5%
Total	7.181	7.005	2,5%	100,0%

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**Figura 1. Petróleo: Producción por cuenca**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**+2.5%**

La producción de petróleo aumentó 2,5% en el Tercer trimestre de 2018 respecto del mismo trimestre del año anterior.

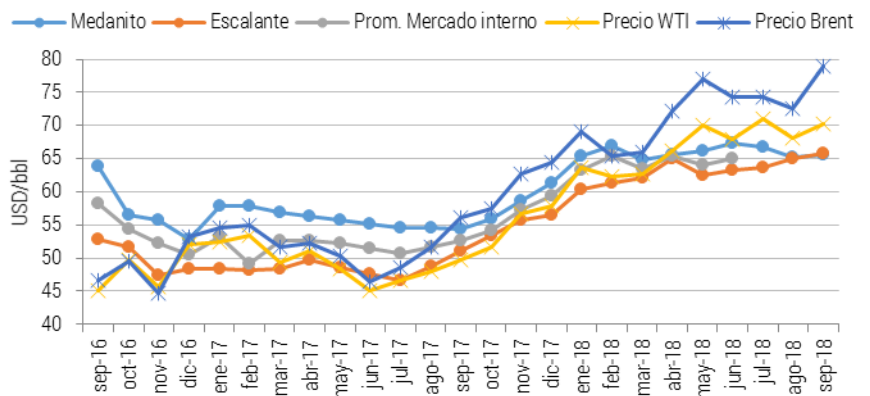
**+1.1%**

La producción de petróleo de la cuenca del Golfo San Jorge aumentó 1,1% en el Tercer trimestre de 2018 respecto del tercer trimestre de 2017.

**+3.8%**

La producción de petróleo de la cuenca Neuquina creció 3,8% de manera interanual en el Tercer trimestre de 2018.

**Figura 2. Petróleo: Precio mercado interno e internacional**



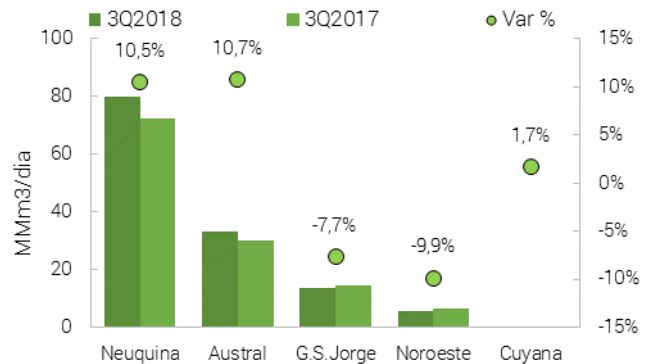
Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía y EIA (EEUU)

**Tabla 2. Gas Natural: Producción por presión**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017 (millones de m3 diarios)

	Tercer Trimestre 2018	Tercer Trimestre 2017	Var %	(%) T3 2018
Alta presión	19,7	14,0	40,3%	14,8%
Media presión	38,1	35,5	7,5%	28,8%
Baja presión	74,8	74,1	1,0%	56,4%
Total	132,6	123,5	7,3%	100,0%

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**Figura 3. Gas Natural: Producción por cuenca**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**+7.3%**

La producción de gas natural aumentó 7,3% en el Tercer trimestre de 2018 respecto del mismo período del año anterior.

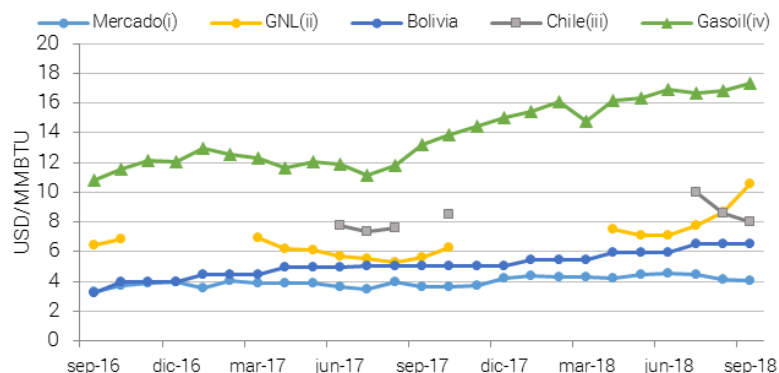
**+10.7%**

La producción de gas natural de la cuenca Austral creció 10,7% en el Tercer trimestre de 2018 en relación al tercer trimestre de 2017.

**7.66 USD/MMBTU**

Fue el precio promedio ponderado del gas natural importado en el trimestre de referencia.

**Figura 4. Gas Natural: Precio mercado interno e internacional**



i: Precio promedio sin Plan Gas – ii: No Incluye costo de gasificación y otros – iii: Precio promedio en frontera iv: Principal sustituto del gas natural en la industria y generación eléctrica.

# Hidrocarburos: Refinación y Comercialización

**Tabla 3. Petróleo procesado por origen y tipo**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017 (miles de m3)

	Tercer Trimestre 2018	Tercer Trimestre 2017	Var %	(%) T3 2018
Por origen				
Crudo importado	27	384	-93,0%	0,4%
Cuenca Austral	162	246	-34,2%	2,4%
Cuenca Cuyana	243	269	-9,5%	3,7%
Cuenca Golfo San Jorge	2.607	2.993	-12,9%	39,3%
Cuenca Neuquina	3.486	3.411	2,2%	52,5%
Cuenca Noroeste	111	108	3,3%	1,7%
Total	6.635	7.410	-10,5%	100,0%
Por tipo				
Liviano	3.785	4.148	-8,8%	57,0%
Medio	2.850	3.262	-12,6%	43,0%
Total	6.635	7.410	-10,5%	100,0%

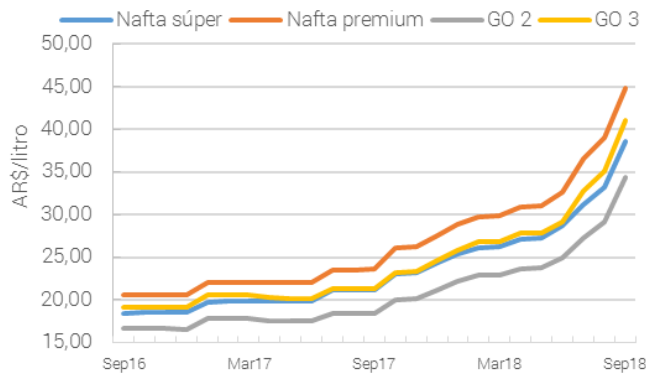
Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**Tabla 4. Principales subproductos obtenidos**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017

		Tercer Trimestre 2018	Tercer Trimestre 2017	Var %
Gas oil	Mm³	2.803	3.010	-6,9%
Nafta grado 2	Mm³	1.633	1.516	7,7%
Nafta grado 3	Mm³	599	707	-15,2%
Kerosene y Aerokerosene	Mm³	457	465	-1,6%
Fuel Oil + IFO	Mt	434	755	-42,5%

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**Figura 5. Precio promedio ponderado c/impuesto**  
2016 - 2018 (AR\$ por Litro)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía – BCRA (A3500)

**+81.9% / +86.1%**

Fueron los incrementos interanuales medidos en pesos del precio promedio al surtidor de la nafta grado 2 (súper) y del gas oil grado 2, respectivamente, en septiembre de 2018 vs. el mismo mes del año anterior.

**-18.7% / -16.8%**

Fueron las variaciones medidas en dólares del precio promedio en surtidor de la nafta grado 2 (súper) y del gas oil grado 2, respectivamente, en septiembre de 2018 vs. el mismo mes del año anterior.

**+0.8%**

Las ventas de gas licuado a fraccionadores se incrementaron 0,8% en el Tercer trimestre de 2018 respecto del mismo período de 2017.

**-10.5%**

El volumen de petróleo procesado disminuyó 10,5% en el Tercer trimestre de 2018 respecto del mismo trimestre del año anterior.

**-6.9%**

La producción de gas oil disminuyó 6,9% en el Tercer trimestre de 2018 respecto del mismo período de 2017.

**-3.4%**

Las ventas de gas oil disminuyeron 3,4% en términos interanuales en el Tercer trimestre de 2018.

**-2.1%**

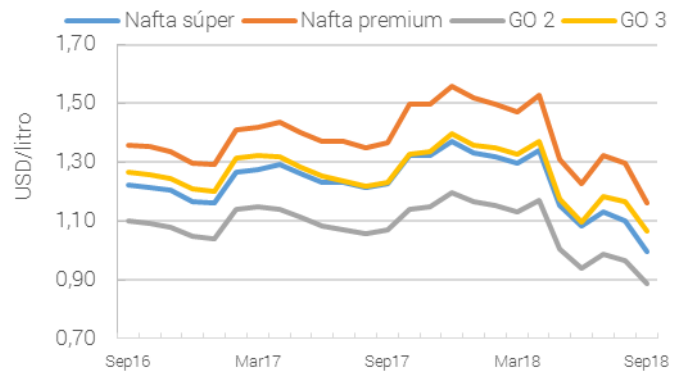
Las ventas de naftas (grados 2 y 3) se redujeron 2,1% el Tercer trimestre de 2018 respecto del mismo trimestre de 2017.

**Tabla 5. Ventas al mercado/bunker subproductos**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017

		Tercer Trimestre 2018	Tercer Trimestre 2017	Var %
Gas oil	Mm³	3.390	3.509	-3,4%
Nafta grado 2	Mm³	1.656	1.590	4,2%
Nafta grado 3	Mm³	623	737	-15,5%
Kerosene y Aerokerosene	Mm³	500	478	4,6%
Fuel Oil + IFO	Mt	236	522	-54,8%

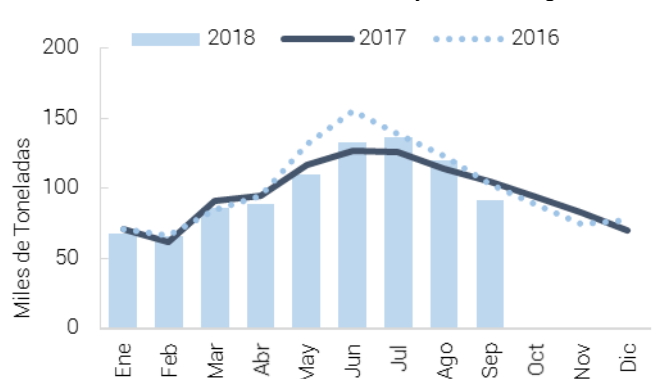
Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**Figura 6. Precio promedio ponderado c/impuesto**  
2016 - 2018 (US\$ por Litro)



**Figura 7. Ventas de gas licuado de petróleo**

2016 vs. 2018 A Fraccionadores y envases a granel



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

## Gas natural por redes

**Tabla 6. Gas natural inyectado al sistema de transporte**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017 (millones m3 diarios)

	<b>Tercer Trimestre 2018</b>	<b>Tercer Trimestre 2017</b>	<b>Var %</b>	<b>(%) T3 2018</b>
Norte	22,7	23,9	-5,3%	14,9%
Centro Oeste	27,2	21,7	25,4%	17,9%
Neuba I	21,8	22,2	-1,8%	14,3%
Neuba II	21,5	19,9	7,8%	14,1%
San Martín	34,5	32,0	7,9%	22,7%
Sur	4,2	4,2	0,9%	2,8%
Malargüe	0,0	0,0	-28,6%	0,0%
Otros Orígenes	20,1	24,8	-18,9%	13,2%
<b>Total</b>	<b>151,9</b>	<b>148,7</b>	<b>2,2%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: ENARGAS (9300 kcal)

**-13.3%**

Las importaciones de gas natural se redujeron 13,3% en el Tercer trimestre de 2018 en relación al mismo trimestre del año anterior.

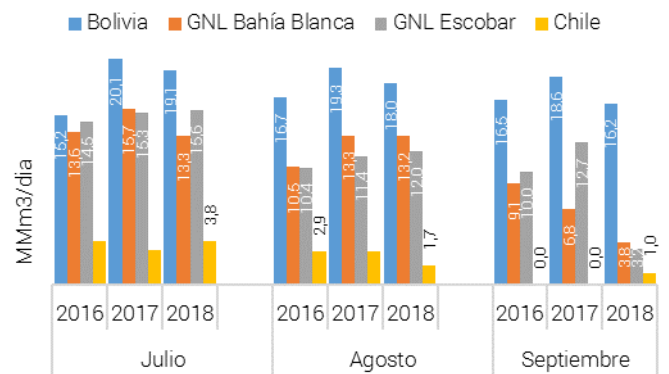
**+4.0%**

La demanda de gas natural se incrementó 4,0% en el Tercer trimestre de 2018 vs el tercer trimestre de 2017.

**+3.2%**

El gas natural entregado a la industria creció 3,2% en el Tercer trimestre de 2018 en relación a igual período del año anterior.

**Figura 8. Inyecciones de gas natural importado por origen**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017 (millones m3 diarios)



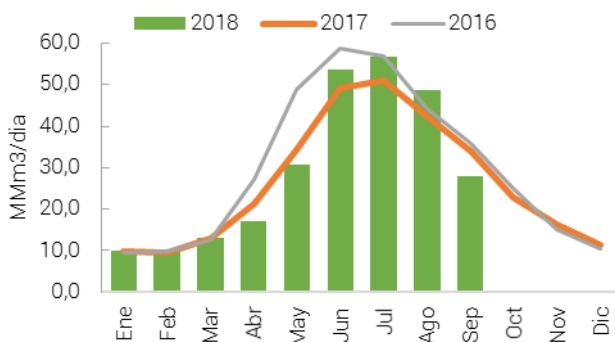
Fuente: ENARGAS (9300 kcal)

**Tabla 7. Gas natural entregado por tipo de usuario**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017 (millones m3 diarios)

	<b>Tercer Trimestre 2018</b>	<b>Tercer Trimestre 2017</b>	<b>Var %</b>	<b>(%) T3 2018</b>
Residencial	45	43	4,6%	30,8%
Comercial	5	5	2,6%	3,5%
Entes oficiales	2	2	-9,3%	1,3%
Industria	34	33	3,2%	23,4%
Cent. Eléctricas	49	46	6,9%	33,7%
SDB	4	4	-0,6%	2,8%
GNC	7	7	-6,9%	4,5%
<b>Total</b>	<b>145</b>	<b>139</b>	<b>4,0%</b>	<b>100,0%</b>

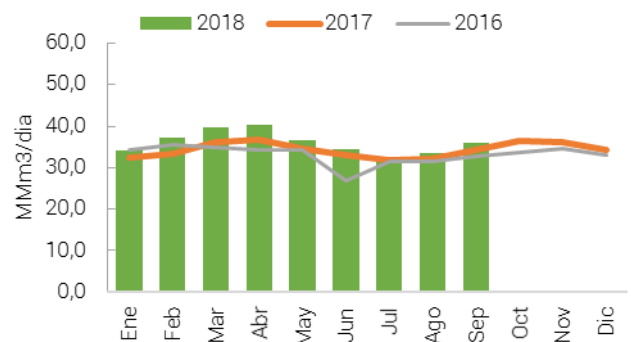
Fuente: ENARGAS (9300 kcal)

**Figura 9. Gas Natural: consumo del sector residencial**  
2016 - 2018 (millones de m3 diarios)



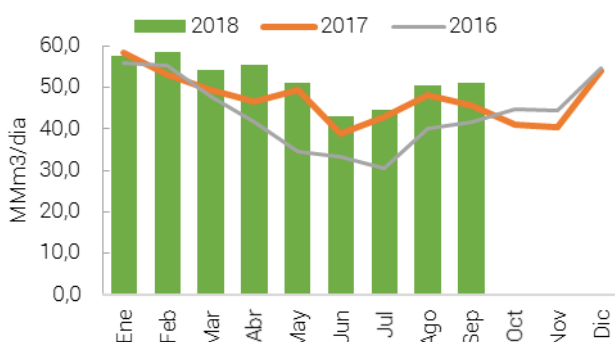
Fuente: ENARGAS (9300 kcal)

**Figura 10. Gas Natural: consumo del sector industrial**  
2016 - 2018 (millones de m3 diarios)



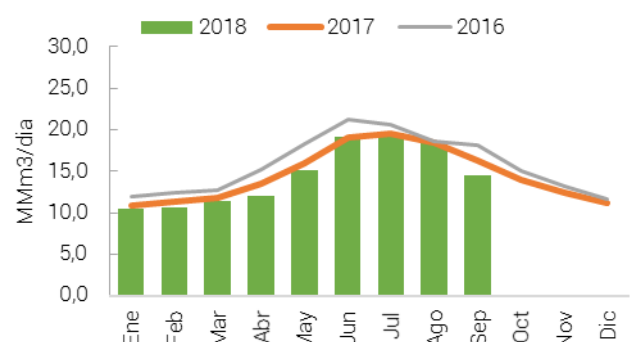
Fuente: ENARGAS (9300 kcal)

**Figura 11. Gas Natural: consumo de centrales eléctricas**  
2016 - 2018 (millones de m3 diarios)



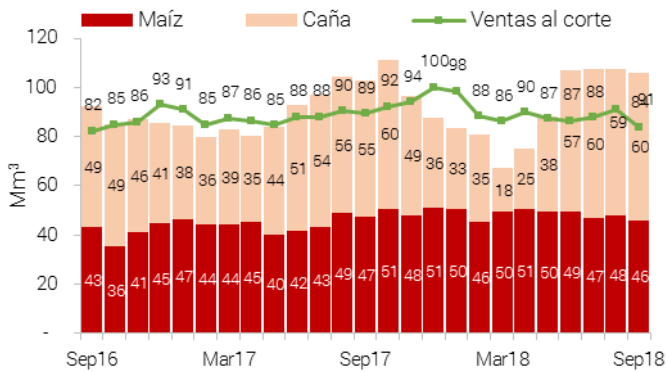
Fuente: ENARGAS (9300 kcal)

**Figura 12. Gas Natural: consumo resto de usuarios**  
2016 - 2018 (millones de m3 diarios)



Fuente: ENARGAS (9300 kcal)

**Figura 13. Producción de bioetanol**  
2016 vs. 2018 (miles m3)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**+5.2%**

Durante el Tercer trimestre de 2018 se produjeron 320,6 Mm<sup>3</sup> de bioetanol, 5,2% por encima de la producción del mismo trimestre de 2017.

**-2.0%**

Las ventas al corte de bioetanol disminuyeron 2,0% en el Tercer trimestre de 2018 respecto del mismo trimestre de 2017.

**+56.0%**

El 44,0% del bioetanol producido durante el Tercer trimestre de 2018 provino del procesamiento de caña de azúcar.

**21.10 AR\$/l**

En septiembre de 2018 el precio del bioetanol producido en base a caña de azúcar fue de 21,10 \$/l.

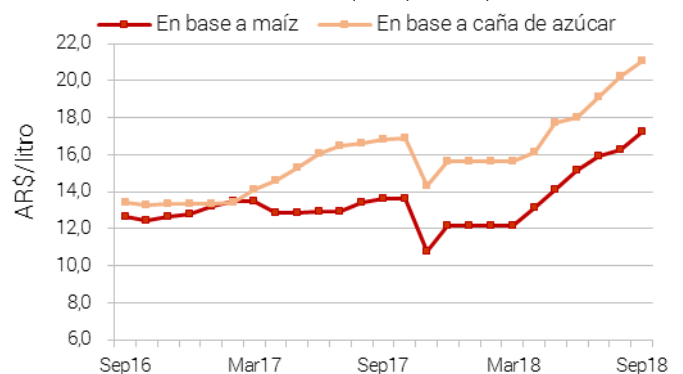
**17.22 AR\$/l**

En septiembre de 2018 el precio del bioetanol producido en base a maíz fue de 17,22 \$/l.

**+25.5%/+26.5%**

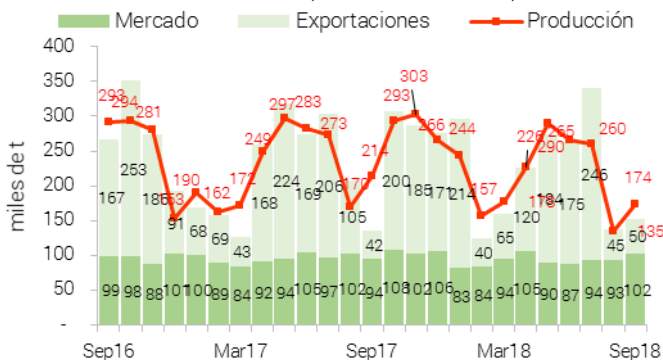
fueron las variaciones interanuales en septiembre de 2018 del precio del bioetanol en base a caña de azúcar y a maíz, respectivamente.

**Figura 14. Precio bioetanol en mercado interno**  
2016 vs. 2018 (AR\$ por litro)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**Figura 15. Producción, venta y exportación de Biodiésel**  
2016 vs. 2018 (miles de toneladas)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**-13.4%**

La producción de biodiésel disminuyó 13,4% en el Tercer trimestre de 2018 respecto del mismo trimestre de 2017.

**-3.3%**

Las exportaciones de biodiésel se ubicaron en el Tercer trimestre de 2018 3,3% por debajo del primer trimestre de 2017.

**-1.7%**

Las ventas de biodiésel al mercado interno se redujeron 1,7% en el Tercer trimestre de 2018 en relación al mismo

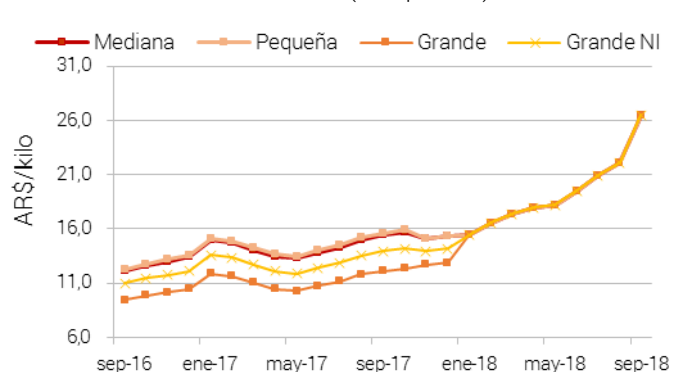
**26.51 AR\$/kg**

En septiembre de 2018 el precio del biodiésel para las empresas fue de 26,51 \$/kg.

**+69.6%/+71.8%**

fueron las variaciones interanuales en el mes de septiembre del precio del biodiésel para empresas pequeñas y medianas, respectivamente.

**Figura 16. Precio biodiésel en mercado interno**  
2016 vs. 2018 (AR\$ por kilo)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

# Energía Eléctrica

**Tabla 8. Potencia instalada en el SADI**  
Septiembre 2018 vs. Junio 2018 (MW)

Tecnología	Septiembre	Junio	Adición	(%) T3
	2018	2018		
Hidráulica	10.790	10.790	-	28,2%
Ciclos Combinados	11.034	10.844	190	28,9%
Turbina a gas	7.237	7.200	37	18,9%
Turbovapor	4.451	4.451	-	11,6%
Nuclear	1.755	1.755	-	4,6%
Motor Diesel	1.879	1.879	-	4,9%
Eólica	525	327	198	1,4%
Biogás	23	22	1	0,1%
Solar	35	9	26	0,1%
Pequeña hidro	498	498	-	1,3%
<b>Total</b>	<b>38.228</b>	<b>37.775</b>	<b>453</b>	<b>100,0%</b>

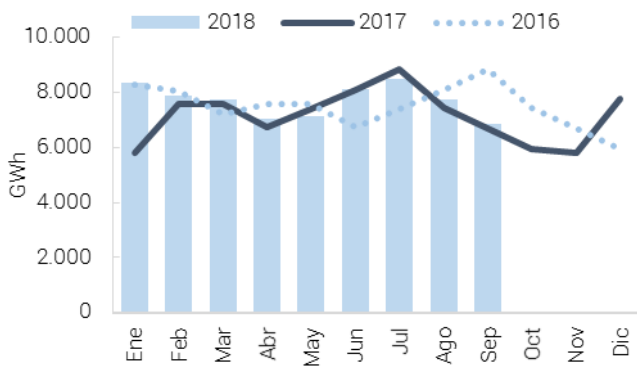
Pequeños aprovechamientos hidráulicos : menos de 50 MW de Potencia

**Tabla 10. Generación neta por fuente**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017 (GWh)

	Tercer	Tercer	Var %	(%) T3
	Trimestre	Trimestre		
	2018	2017		2018
Térmica	23.046	22.981	0,3%	65,2%
Hidráulica	9.794	9.236	6,0%	27,7%
Nuclear	1.683	1.484	13,4%	4,8%
Renovable	837	632	32,5%	2,4%
<b>Total</b>	<b>35.361</b>	<b>34.333</b>	<b>3,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

**Figura 17. Generación neta térmica**



Fuente: CAMMESA

**Tabla 9. Adición de potencia en el SADI**  
Tercer trimestre 2018 (MW)

Región	Central	Adición
Máquinas Nuevas		
BUENOS AIRES	C.T. AES PARANA	TG 24,3
COMAHUE	CT ROCA SA	CC 60,0
BUENOS AIRES	CT LUJAN II - ARAUCARIA ENERG	TG 127,3
PATAGONICA	P.EOLICO MANANTIALES BEHR	EOL 49,5
CENTRO	C.FOTOV.CALDENES DEL OESTE	SOL 24,8
CUYO	PTA FOTOVOLTAICA S.JUAN I-EP	SOL 0,5
BUENOS AIRES	P.EOLICO LA CASTELLANA	EOL 100,8
CENTRO	P.EOLICO ACHIRAS	EOL 48,0
CENTRO	C.BIOELECT.R.CUARTO2 REN1	BG 1,2
CUYO	PQUE FOTOVOLTAICO LAS LOMIT	SOL 1,7
Cambios de Potencia		
CUYO	PTA FOTOVOLTAICA S.JUAN I-EP	SOL - 0,5
BUENOS AIRES	CT SAN PEDRO - SPI ENERGY SA	TG 4,7
BUENOS AIRES	CT LAS PALMAS 2 - ARAUCARIA	TG 2,6
CENTRO	CT VILLA MARIA - UENSA SA	TG 8,5
<b>Total</b>		<b>453,2</b>

● 21/2017 ● RenovAr

Fuente: CAMMESA

38.228 MW

Era la potencia instalada en el SADI al fin del tercer trimestre de 2018.

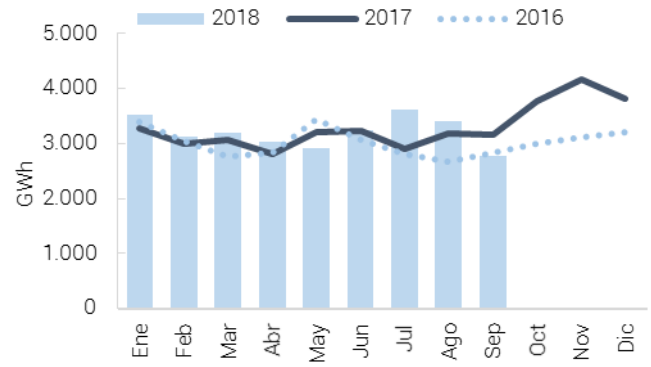
+2.4%

Fue el porcentaje de la generación neta de renovables (eólica + biogás + solar + hidro renovable) en el trimestre presentado.

+3.0%

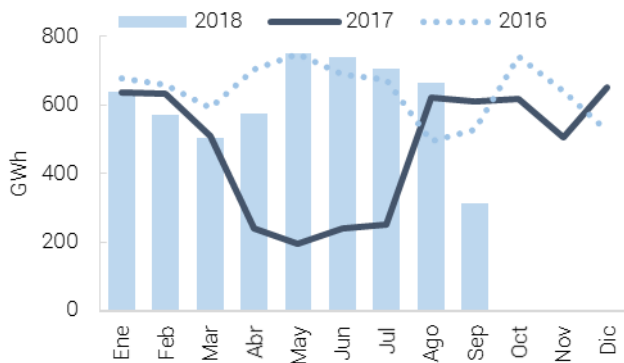
La generación neta se incrementó 3.0% en el tercer trimestre de 2018 respecto del tercer trimestre de 2017.

**Figura 18. Generación neta hidráulica**



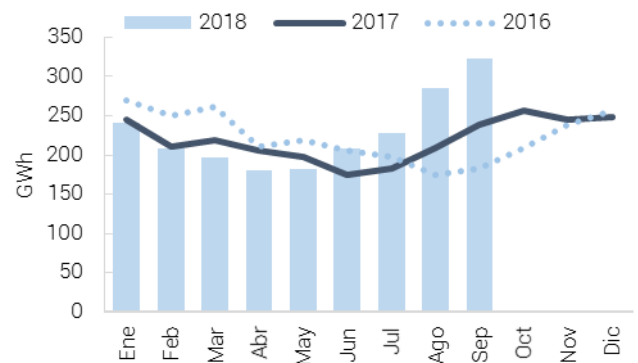
Fuente: CAMMESA

**Figura 19. Generación neta nuclear**



Fuente: CAMMESA

**Figura 20. Generación neta renovable**

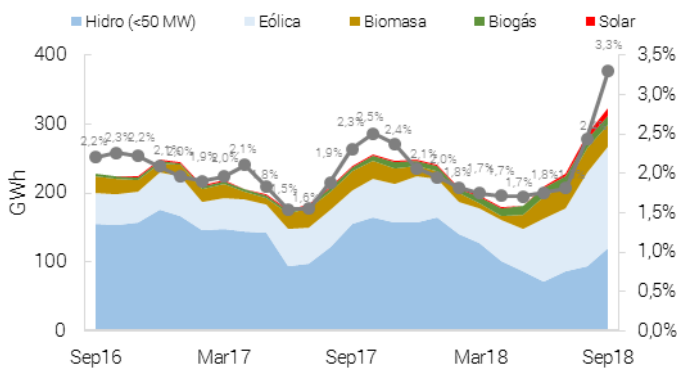


Fuente: CAMMESA



# Energía Eléctrica

**Figura 21. Generación renovable y participación 2016 vs. 2018 (GWh)**



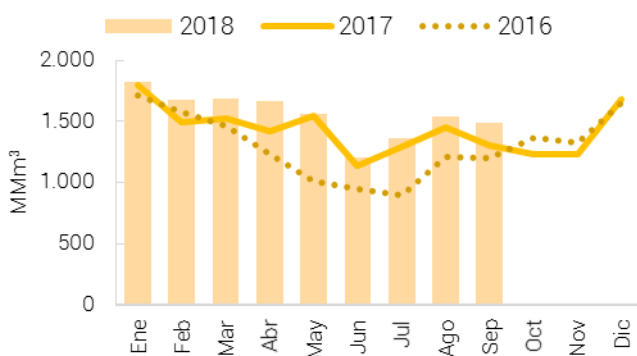
Fuente: CAMMESA

**Tabla 11. Consumo de combustible del parque térmico Tercer trimestre 2018 vs. 2017**

		Tercer Trimestre 2018	Tercer Trimestre 2017	Var %
Gas natural	Mm <sup>3</sup>	4.386	4.056	8,1%
Fuel oil	Mt	232	282	-17,8%
Gas oil	Mm <sup>3</sup>	338	658	-48,6%
Carbón mineral	Mt	213	173	23,5%

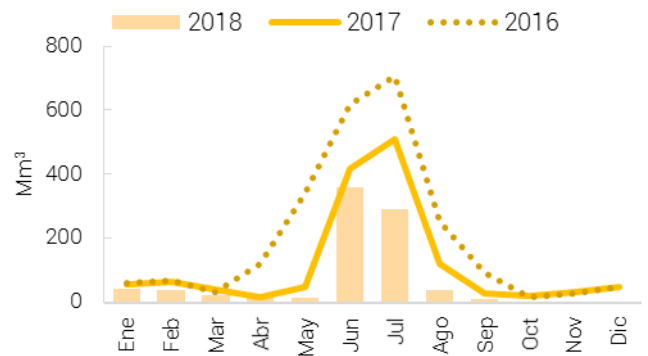
Fuente: CAMMESA

**Figura 22. Consumo de gas natural para generación**



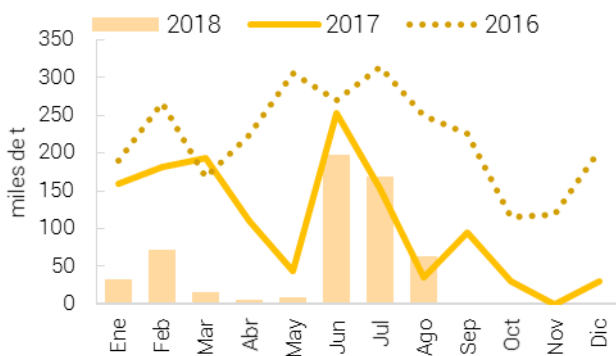
Fuente: CAMMESA

**Figura 23. Consumo de gasoil para generación**



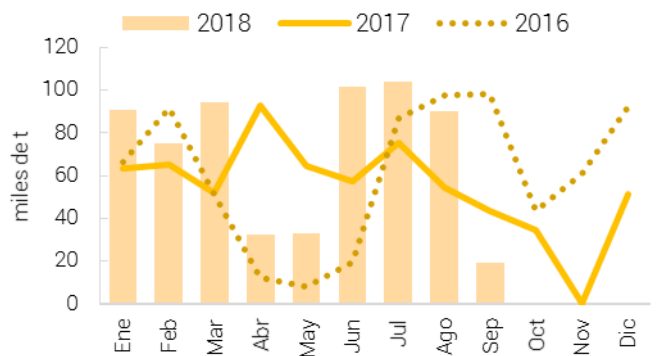
Fuente: CAMMESA

**Figura 24. Consumo de fueloil para generación**



Fuente: CAMMESA

**Figura 25. Consumo de carbón mineral para generación**



Fuente: CAMMESA

**-17.8%**

El consumo de fuel oil para generación eléctrica disminuyó 17,8% en el Tercer trimestre de 2018 respecto del mismo período de 2017.

**+2.5%**

La demanda eléctrica aumentó 2,5% en el Tercer trimestre de 2018 en relación al tercer trimestre de 2017.

**-3.3%**

La demanda eléctrica industrial/ comercial >300 kW disminuyó 3,3% durante el tercer trimestre en relación al mismo trimestre de 2017.

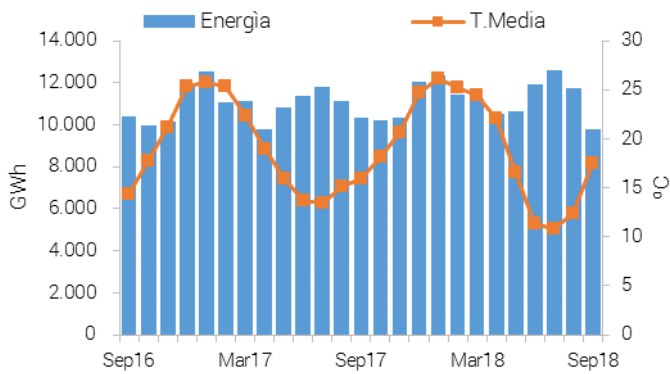
**Tabla 12. Demanda eléctrica por tipo de usuario Tercer trimestre 2018 vs. 2017**

	Tercer Trimestre 2018	Tercer Trimestre 2017	Var %	(%) T3 2018
Residencial	15.522	14.446	7,4%	45,5%
Comercial	9.380	9.306	0,8%	27,5%
Industrial/Comerc	9.188	9.501	-3,3%	27,0%
Total	34.089	33.252	2,5%	100,0%

Fuente: CAMMESA

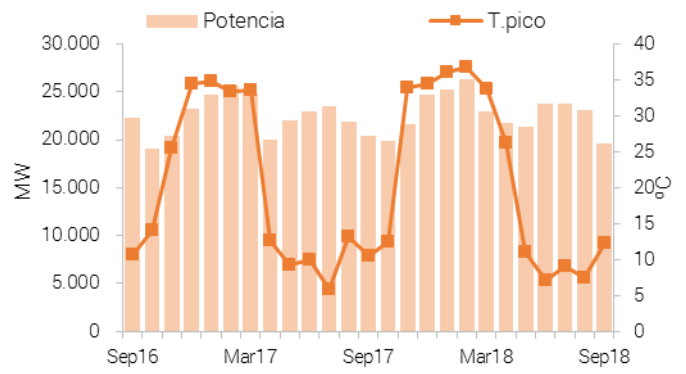


**Figura 26. Demanda eléctrica y temperatura promedio**  
2016 - 2018 (GWh y °C)



Fuente: CAMMESA

**Figura 27. Demanda potencia max. Y temperatura en pico**  
2016 - 2018 (GWh y °C)



Fuente: CAMMESA

**Tabla 13. Cubrimiento del pico real del SADI**  
Tercer trimestre 2018 vs. 2017

	<b>Tercer Trimestre 2018</b>	<b>Tercer Trimestre 2017</b>	<b>Var %</b>
Día	4/7/18	17/7/17	
Hora	20:30:00	20:45:00	
Temp. Promedio AMBA + Litoral (°C)	9	6	
Demanda total SADI (MW)	23.774	23.529	1,0%
Generación total (MW)	23.774	23.514	1,1%
Nuclear	1.105	363	204,4%
Térmica	14.198	14.723	-3,6%
Hidráulica	8.255	8.378	-1,5%
Renovable	216	50	332,0%
Importación (MW)	-	15	n.a.
Brasil	-	-	n.a.
Paraguay	-	15	n.a.
Uruguay	-	-	n.a.
Reserva rotante (RPF+RSF+RRO) (MW)	1.500	1.694	
Reserva térmica disponible (MW)	4.002	2.470	
Generación indisponible (MW)	6.470	5.911	9,5%
Térmica	5.039	4.098	23,0%
Hidráulica	781	423	84,6%
Nuclear	650	1.390	-53,2%

Fuente: CAMMESA

**17.5°C**

fue la temperatura promedio en AMBA y el Litoral en septiembre de 2018, 1,6°C por encima de la temperatura promedio de septiembre de 2017.

**23.774 MW**

fue la demanda máxima de potencia alcanzada en el SADI en el Tercer trimestre de 2018, 3,7% por encima de la demanda máxima de potencia alcanzada en el tercer trimestre de 2017.

**+100,0%**

El pico de demanda del tercer trimestre de 2018 fue cubierto en un 100% con generación local.

**1.500 MW**

La reserva rotante durante el pico del Tercer trimestre de 2018 fue de 1.500 MW.

**5.039 MW**

Durante el pico del Tercer trimestre de 2018 la indisponibilidad térmica alcanzó los 5.039 MW, equivalente al 20,7% de la capacidad térmica instalada.

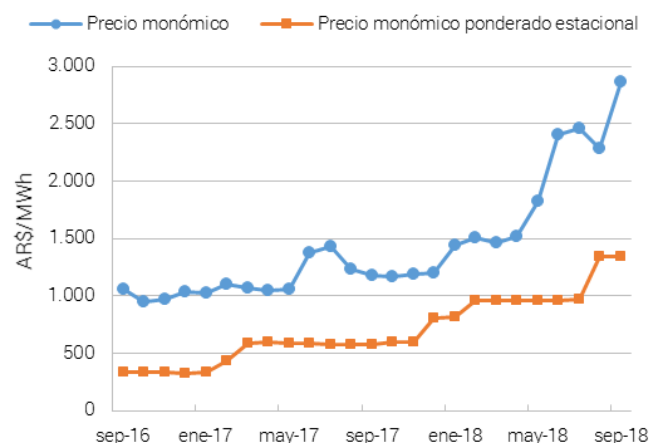
**2.865 AR\$/MWh**

En septiembre de 2018 el precio monómico promedio fue de 2.865 \$/MWh, un 143,0% por encima del promedio del mes del año anterior.

**1348 AR\$/MWh**

fue el precio monómico ponderado estacional en septiembre de 2018, representando un incremento del 133,3% respecto al mismo mes del año anterior.

**Figura 28. Precio monómico y estacional ponderado**



Fuente: CAMMESA