



# ANUNCIO DE RESULTADOS

1° trimestre 2026

No auditados

**YPF**  
LUZ

## Sólidos resultados impulsados por el crecimiento de las energías renovables.

Buenos Aires, 6 de Mayo de 2026 – YPF Energía Eléctrica S.A. (“YPF Luz” ó la “Compañía”), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el primer trimestre finalizado el 31 de marzo de 2026.

### RESUMEN<sup>1</sup>

	KPI	1T26	1T25	Var.
DATOS FINANCIEROS	Ingresos (k USD)	217.157	148.989	45,8%
	EBITDA ajustado (k USD)	125.743	103.648	21,3%
	Margen EBITDA ajustado (%)	57,9%	69,6%	-16,8%
	Resultado neto del Período (k USD)	66.534	43.441	53,2%
	Inversiones (k USD)	61.223	76.977	-20,5%
	Flujo de caja libre (k USD) <sup>2</sup>	21.896	18.504	18,3%
	Deuda Neta (k USD)	733.271	710.626	3,2%
	Ratio Endeudamiento Neto	1,63x	1,80x	-9,3%
DATOS OPERATIVOS	Capacidad Instalada (MW) <sup>3</sup>	3.659	3.392	7,9%
	Energía Vendida (GWh)	3.989	4.344	-8,2%
	<i>Energía Térmica</i>	3.226	3.719	-13,3%
	<i>Energía Renovable</i>	764	626	22,0%
	Producción de Vapor (k tn.)	799	827	-3,4%
	Disponibilidad Energía Térmica	83,5%	86,7%	-3,7%
	Factor de Carga Energía Eólica	47,0%	47,1%	0,0%
Factor de Carga Energía Solar <sup>4</sup>	31,9%	35,1%	-9,0%	

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye flujo de caja de actividades operativas menos CAPEX y M&A (actividades de inversión), pagos de intereses, costos financieros y arrendamientos (actividades de financiación). | 3. Incluye el 100% de la participación indirecta en CDS. | 4. Excluye el parque solar El Quemado dada su habilitación comercial durante el período.

### 1. PRINCIPALES HITOS

El **EBITDA Ajustado** creció un 21% interanual hasta alcanzar USD 125,7 millones en el 1T26, impulsado principalmente por la contribución de nuevos activos renovables que entraron en operación, una mayor disponibilidad y despacho de la central térmica El Bracho, mayores precios spot bajo el nuevo marco regulatorio y reintegros de seguros relacionados con Loma Campana I vinculados a fallas previas.

La **capacidad instalada** aumentó un 8% interanual hasta alcanzar 3.659 MW en el 1T26, impulsada principalmente por la puesta en marcha de nuevos proyectos renovables. En este sentido, el parque solar El Quemado alcanzó la operación comercial parcial por una capacidad neta de hasta 100 MW en diciembre de 2025 y por otros 100 MW adicionales en febrero de 2026, sobre una capacidad instalada total esperada de 305 MW. Asimismo, el parque eólico CASA alcanzó la operación comercial plena en febrero de 2026, incorporando 63 MW de capacidad instalada.

La **generación de energía** disminuyó un 8% interanual en el 1T26, debido principalmente a un menor despacho en las centrales térmicas Complejo Tucumán y Central Dock Sud, parcialmente compensado por la entrada en operación de nuevos activos renovables y un mayor despacho de la central térmica El Bracho.

El **flujo de caja libre** fue positivo en USD 21,9 millones en el 1T26, en comparación con USD 18,5 millones en el 1T25, impulsado principalmente por menores inversiones de capital. El ratio de apalancamiento neto se redujo a 1,6x desde 1,8x el año anterior, dado que el mayor EBITDA más que compensó el aumento de la deuda neta.

## 2. SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

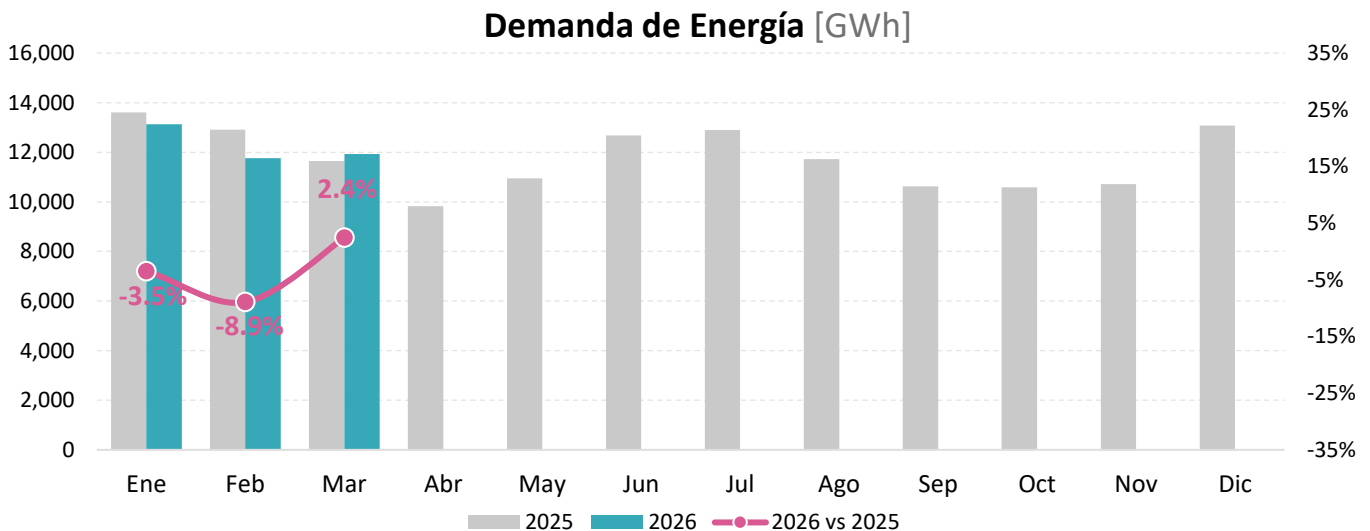
### DEMANDA, GENERACIÓN Y CAPACIDAD INSTALADA

	1T26	1T25	Var.
<b>Demanda de energía (GWh)</b>	<b>36.828</b>	<b>38.170</b>	<b>-3,5%</b>
Residencial	18.363	18.204	0,9%
Comercial	9.988	10.709	-6,7%
Industrial	8.478	9.257	-8,4%
<b>Generación de energía (GWh)</b>	<b>38.111</b>	<b>38.751</b>	<b>-1,7%</b>
Térmica	22.775	23.342	-2,4%
Hidráulica	5.822	6.613	-12,0%
Nuclear	2.352	2.580	-8,9%
Renovable	7.162	6.216	15,2%
<b>Capacidad Instalada (MW)</b>	<b>44.475</b>	<b>43.554</b>	<b>2,1%</b>
Térmica	25.227	25.224	0,0%
Hidráulica	9.639	9.639	0,0%
Nuclear	1.755	1.755	0,0%
Renovable	7.853	6.936	13,2%

Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

### DEMANDA DE ENERGÍA

Durante el primer trimestre de 2026, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 36.828 GWh. Esto significó una caída de 3,5% respecto al mismo período de 2025. En el trimestre, la demanda residencial se posicionó 0,9% por encima de los niveles del 1Q25 debido a mayores temperaturas, mientras que la demanda comercial e industrial se ubicaron 6,7% y 8,4% por debajo de los valores del mismo periodo del año previo reflejando una menor actividad económica.



Fuente: CAMMESA

### GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación en el primer trimestre de 2026 disminuyó 1,7% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 38.111 GWh debido principalmente a los menores volúmenes de energía demandada respecto al mismo trimestre del año anterior.

La generación térmica y renovable se posicionaron como las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante el 1T26, con una participación del 60% y 19% respectivamente. La generación hidroeléctrica tuvo una caída del 12,0% respecto 1T25 y representó 15% de la oferta energética. La energía nuclear representó un 6% de la generación de 1T26, presentando una caída del 8,9% respecto a 1T25.

Las Energías Renovables no convencionales (“ERNC”) aumentaron en un 15% la energía generada respecto a 1T25. Dentro de esta participación, la generación eólica es la principal fuente del país (65%), seguida por la solar (24%), los biocombustibles (6%) y la hidroeléctrica renovable (5%). El factor de capacidad medio país fue de 47,5% para el eólico y 31,8% para el solar.

Para completar la oferta energética, durante 1T26 se importaron 356 GWh (31 GWh de Paraguay, 58 GWh de Uruguay, 240 GWh de Brasil, 4GWh de Chile y 23 GWh de Bolivia), registrando un descenso del 65% respecto a las importaciones del 1T25. A su vez, durante el primer trimestre de 2026 hubo exportaciones de energía por 244 GWh principalmente con destino a Uruguay (121 GWh) y Brasil (123 GWh). Finalmente, el balance entre importaciones y exportaciones representó un margen negativo en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 19,7 millones el primer trimestre del 2026.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 98,4% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante el 1T26. El consumo de combustibles alcanzó los 53,9 MMm<sup>3</sup>/d representando una caída del 3,7% respecto al mismo período del año anterior

## CAPACIDAD INSTALADA

Al 31 de marzo de 2026 Argentina cuenta con una potencia instalada de 44.475 MW, habiendo registrado un crecimiento del 2,1% en el último año móvil. El 57% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 21% a fuentes de generación hidroeléctrica, 18% a fuentes de origen renovable no convencional y 4% a centrales nucleares. Durante el 1T26, se incorporaron al sistema 175 MW de capacidad renovable, incluyendo nuestros parques renovables El Quemado y CASA, y 123 MW de capacidad térmica.

## COSTOS DE ENERGÍA

Durante el 1T26, el precio del mercado spot alcanzó 64,6 USD/MWh, registrando una disminución interanual del 5,5%. Esta variación corresponde a la entrada en vigor de la Resolución 400/2025, que asignó los contratos vigentes con CAMMESA, generación nuclear, hidráulica e importación de oportunidad (generación asignada) a la demanda estacionalizada, asignando en contraposición a los grandes usuarios no contractualizados el precio spot, el cual refleja la renta marginal real del sistema. Esta asignación refleja un costo monómico más alto para la demanda estacionalizada, reduciendo al mismo tiempo el precio de mercado spot. En cuanto al precio asociado al mercado asignado, se posicionó en 80,0 USD/MWh.

En el mismo período, el precio estacional se ubicó en 53,0 USD/MWh, mientras que el precio promedio residencial fue de 47,0 USD/MWh. Como resultado, los subsidios ascendieron a 574,1 MUSD para la demanda residencial y 52,4 MUSD para la demanda comercial, totalizando 626,5 MUSD equivalentes al 30,6% del costo del sistema.

## NOVEDADES REGULATORIAS

### RESOLUCIÓN N° 50/2026

Convoca a una licitación abierta, nacional e internacional, denominada “AlmaSADI”, destinada a incorporar centrales nuevas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías (BESS) al Mercado Eléctrico Mayorista.

La medida instruye a CAMMESA a llevar adelante el proceso de selección y a celebrar contratos de abastecimiento por hasta una potencia referencial de 700 MW, exigiendo que los proyectos aseguren la entrega de potencia

comprometida durante al menos cuatro horas consecutivas, con foco en nodos y regiones donde el impacto en la confiabilidad del sistema sea mayor.

### **RESOLUCIÓN N° 66/2026**

Establece la reconfiguración del sistema de transporte de gas natural, reasignando la capacidad de transporte de las distribuidoras en función del declino de la inyección de gas del norte. Adicionalmente a la redistribución de transportes, se hace un llamado a realizar un concurso abierto de transporte firme por la capacidad de transporte liberada en sentido norte por la reversión del gasoducto norte. Los principales puntos son:

- Reasignación de capacidad de transporte de las distribuidoras, alineado con la reversión del gasoducto norte, la baja producción y suministro de gas de Bolivia y la mayor producción de gas de Vaca Muerta.
- Se deroga el programa Transport.Ar Producción Nacional, a causa de que muchas de sus obras no se completaron y el esquema no se ajusta a las nuevas políticas de menor intervención estatal.
- Se rescinde el contrato de transporte firme de CAMMESA – IEASA con el Gasoducto Perito Moreno (~21 MMm3/d).
- Se hace un llamado a realizar un concurso abierto de transporte firme por la capacidad entre GBA y Norte, por la reversión del gasoducto norte.

### **RESOLUCIÓN N° 78/2026**

Establece que los contratos de mercado a término (MAT) celebrados entre privados podrán ser presentados ante CAMMESA en forma mensual y con una antelación no inferior a cinco días corridos previos al inicio de su vigencia, a los efectos de su validación, registración y administración en el Mercado Eléctrico Mayorista.

### **RESOLUCIÓN N° 99/2026**

Introduce ajustes puntuales al régimen de recupero de costos de combustibles del Mercado Eléctrico Mayorista establecido por la Resolución N°400/2025. Incorpora un nuevo mecanismo opcional para los generadores con gestión propia de combustibles líquidos, permitiendo la declaración quincenal del costo variable de producción (“CVP”) en base al costo real de adquisición del combustible puesto en central, expresado en USD por MWh, bajo un esquema de valoración de stock ponderado y con límites regulatorios (mínimo 75% y máximo 110% del CVP de referencia).

Adicionalmente, elimina el esquema de Deliver or Pay ante indisponibilidad del combustible declarado, reduciendo penalidades asociadas a contingencias de abastecimiento.

### **DECRETO N° 943/2025**

Reformula integralmente la política de subsidios energéticos en Argentina, reemplazando el esquema de segmentación por niveles por un régimen único y focalizado en hogares de comprobada vulnerabilidad socioeconómica. Los subsidios se limitan a bloques base de consumo estacional, exponiendo el excedente a tarifa plena, y se eliminan programas preexistentes

### 3. RESULTADOS CONSOLIDADOS

#### INGRESOS POR VENTAS

En las siguientes dos tablas se detalla el desglose de ventas por segmentos y su ponderación:

<b>VENTAS POR SEGMENTO<sup>1</sup></b>			
<i>En miles de USD – cifras no auditadas</i>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
<b>Generación Térmica</b>			
Mercado Spot	99.259	29.712	>200%
PPAs	72.899	79.720	-8,6%
Otros ingresos por servicios	130	160	-18,8%
<b>Total Generación Térmica</b>	<b>172.288</b>	<b>109.592</b>	<b>57,2%</b>
<b>Generación Renovable</b>			
PPAs	44.869	39.397	13,9%
<b>Total Generación Renovable</b>	<b>44.869</b>	<b>39.397</b>	<b>13,9%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>217.157</b>	<b>148.989</b>	<b>45,8%</b>

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertido utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

<b>VENTAS POR SEGMENTO<sup>2</sup></b>			
<i>En porcentaje – cifras no auditadas</i>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
<b>Generación Térmica</b>			
Mercado Spot	45,7%	19,9%	25,8%
PPAs	33,6%	53,5%	-19,9%
Otros ingresos por servicios	0,1%	0,1%	0,0%
<b>Total Generación Térmica</b>	<b>79,3%</b>	<b>73,6%</b>	<b>5,8%</b>
<b>Generación Renovable</b>			
PPAs	20,7%	26,4%	-5,8%
<b>Total Generación Renovable</b>	<b>20,7%</b>	<b>26,4%</b>	<b>-5,8%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	

2. La variación se calcula como la diferencia entre el porcentaje por contraparte de cada período. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

Los ingresos totales alcanzaron USD 217,2 millones en el 1T26, lo que representa un aumento interanual del 45,8%, explicado principalmente por los siguientes factores:

- (i) mayores ingresos provenientes de activos expuestos al mercado spot, reflejando el impacto de la Resolución N°400/2025, que incorpora los costos de combustible en los precios de la energía, dado el esquema de aprovisionamiento de combustible autogestionado bajo el nuevo marco regulatorio;
- (ii) mayor generación renovable, impulsada por la contribución de los nuevos activos renovables, el parque solar El Quemado y el parque eólico CASA; y
- (iii) mayores ingresos en la central térmica El Bracho, como resultado de una mejora en la disponibilidad y el despacho.

## EBITDA

El EBITDA alcanzó USD 125,7 millones en el 1T26, lo que representa un incremento del 21,3% respecto de los USD 103,6 millones registrados en el 1T25, respaldado por un sólido desempeño en el portafolio de la Compañía. La siguiente tabla detalla la composición del EBITDA por segmento:

<b>EBITDA POR SEGMENTO<sup>1</sup></b>			
<i>En miles de USD – cifras no auditadas</i>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
De Energía Térmica	95.200	78.925	20,6%
De Energía Renovable	39.015	33.439	16,7%
<b>Subtotal</b>	<b>134.215</b>	<b>112.364</b>	<b>19,4%</b>
Corporación y eliminaciones <sup>2</sup>	(8.472)	(8.716)	-2,8%
<b>Total</b>	<b>125.743</b>	<b>103.648</b>	<b>21,3%</b>

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertido utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye gastos corporativos. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

El EBITDA generado por los activos térmicos ascendió a USD 95,2 millones en el 1T26, lo que representa un incremento del 20,6% interanual, impulsado principalmente por una mayor disponibilidad y despacho en El Bracho, mayores precios spot como consecuencia del impacto de la Resolución N° 400/2025 y los reembolsos de seguros por lucro cesante relacionados con las fallas de Loma Campana I ocurridas durante años anteriores.

El EBITDA proveniente de los activos renovables alcanzó USD 39,0 millones en el 1T26, lo que representa un incremento interanual del 16,7%, impulsado principalmente por la contribución del parque solar El Quemado y del parque eólico CASA, que iniciaron su operación comercial entre diciembre de 2025 y febrero de 2026.

Los costos operativos (excluidas las depreciaciones y amortizaciones) ascendieron a USD 98,8 millones en el 1T26, frente a USD 46,1 millones en el 1T25, reflejando principalmente el impacto de la Resolución N°400/2025, que incorpora los costos de combustible en los costos de producción, dado el esquema de aprovisionamiento de combustible autogestionado bajo el nuevo marco regulatorio. Excluyendo los costos de gas, combustible y transporte, los gastos operativos disminuyeron un 2,1%, impulsados por menores costos laborales.

#### 4. OPERACIONES

En la siguiente tabla se muestra la capacidad instalada por planta y total de la compañía:

<b>CAPACIDAD INSTALADA<sup>1</sup></b>			
<i>En MW – cifras no auditadas</i>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
Central Tucumán	447	447	-
San Miguel de Tucumán	382	382	-
El Bracho TG	274	274	-
El Bracho TV	199	199	-
Loma Campana Este	17	17	-
Loma Campana I	105	105	-
Loma Campana II	107	107	-
La Plata Cogeneración I	128	128	-
La Plata Cogeneración II	90	90	-
Motores Manantiales Behr	58	58	-
Central Dock Sud <sup>1</sup>	933	933	-
<b>Total Energía Térmica</b>	<b>2.740</b>	<b>2.740</b>	<b>-</b>
PE Manantiales Behr	104	99	4,5%
PE Los Teros I	123	123	-
PE Los Teros II	52	52	-
PE Cañadón León	123	123	-
PE General Levalle	155	155	-
PE CASA	63	-	n.a.
PS Zonda	100	100	-
PS El Quemado	200	-	n.a.
<b>Total Energía Renovable</b>	<b>919</b>	<b>652</b>	<b>41,1%</b>
<b>Total</b>	<b>3.659</b>	<b>3.392</b>	<b>7,9%</b>

1. Incluye el 100% de la capacidad instalada de la participación indirecta en CDS. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

En las siguientes dos tablas se detallan las unidades vendidas por central en GWh, MW-mes y en miles de toneladas de vapor, según corresponda:

### DATOS OPERATIVOS – DESPACHO

<i>Cifras no auditadas</i>	<b>Unidad</b>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
Complejo Tucumán	GWh	351	669	-47,5%
El Bracho TG	GWh	494	477	3,6%
El Bracho TV	GWh	336	315	6,7%
Loma Campana Este	GWh	27	20	36,3%
Loma Campana I	GWh	150	172	-13,1%
Loma Campana II	GWh	86	76	14,2%
La Plata Cogeneración I	GWh	210	212	-0,9%
	k Tn	382	408	-6,3%
La Plata Cogeneración II	GWh	163	163	0,0%
	k Tn	417	419	-0,6%
Motores Manantiales Behr	GWh	117	107	9,2%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	124	122	2,4%
Parque Eólico Los Teros	GWh	166	163	2,0%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	137	129	5,9%
Parque Eólico General Levalle	GWh	140	137	2,6%
Parque Eólico CASA	GWh	41	-	n.a.
Parque Solar Zonda	GWh	69	76	-9,0%
Parque Solar El Quemado	GWh	87	-	n.a.
Central Dock Sud <sup>1</sup>	GWh	1.292	1.509	-14,3%
<b>Total</b>	<b>GWh</b>	<b>3.989</b>	<b>4.344</b>	<b>-8,2%</b>
	<b>k Tn</b>	<b>799</b>	<b>827</b>	<b>-3,4%</b>

1. Incluye el 100% de CDS. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

### DATOS OPERATIVOS – POTENCIA

<i>MW-mes, cifras no auditadas</i>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
Complejo Tucumán	730	706	3,4%
El Bracho TG	241	236	1,9%
El Bracho TV	186	176	5,9%
Loma Campana Este	15	10	47,6%
Loma Campana I	88	88	-0,4%
Loma Campana II	78	82	-4,2%
La Plata Cogeneración I	99	105	-6,2%
La Plata Cogeneración II	72	76	-4,9%
Motores Manantiales Behr	56	56	0,1%
Central Dock Sud <sup>1</sup>	696	812	-14,3%
<b>Total</b>	<b>2.261</b>	<b>2.347</b>	<b>-3,7%</b>

1. Incluye el 100% de CDS. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

En la siguiente tabla se detalla la disponibilidad comercial de energía térmica por central:

### DISPONIBILIDAD COMERCIAL ENERGÍA TÉRMICA<sup>1</sup>

<i>En porcentaje – cifras no auditadas</i>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
Complejo Tucumán	88,0%	85,2%	3,4%
El Bracho TG	92,2%	90,5%	1,9%
El Bracho TV	94,1%	88,9%	5,9%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	0,0%
Loma Campana I	83,5%	83,8%	-0,4%
Loma Campana II	74,5%	77,8%	-4,2%
La Plata Cogeneración I	77,0%	82,1%	-6,2%
La Plata Cogeneración II	89,9%	94,6%	-4,9%
Central Térmica Manantiales Behr	96,5%	96,4%	0,1%
Central Dock Sud	74,6%	87,0%	-14,3%
<b>Total</b>	<b>83,5%</b>	<b>86,7%</b>	<b>-3,7%</b>

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada, excepto activos en el mercado spot, calculados como capacidad remunerada/capacidad instalada.

En la siguiente tabla se detalla el factor de carga y disponibilidad por parque eólico y solar:

### FACTOR DE CARGA Y DISPONIBILIDAD COMERCIAL ENERGÍA RENOVABLE

<i>En porcentaje – cifras no auditadas</i>		<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	55,7%	56,6%	-1,6%
	Factor de disponibilidad	97,4%	97,6%	-0,2%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga	43,5%	43,9%	-0,8%
	Factor de disponibilidad	91,6%	89,8%	1,9%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga	50,9%	50,4%	1,0%
	Factor de disponibilidad	93,6%	98,0%	-4,5%
Parque Eólico General Levalle	Factor de carga	41,7%	41,8%	-0,2%
	Factor de disponibilidad	96,0%	96,2%	-0,2%
Parque Eólico CASA	Factor de carga	48,1%	n.a	n.a
	Factor de disponibilidad	96,7%	n.a	n.a
<b>Total Parques Eólicos</b>	<b>Factor de carga</b>	<b>47,0%</b>	<b>47,1%</b>	<b>0,0%</b>
	<b>Factor de disponibilidad</b>	<b>94,6%</b>	<b>94,8%</b>	<b>-0,3%</b>
Parque Solar Zonda	Factor de carga	31,9%	35,1%	-9,0%
	Factor de disponibilidad	99,7%	100,0%	-0,3%
Parque Solar El Quemado	Factor de carga	30,4%	n.a	n.a
	Factor de disponibilidad	97,1%	n.a	n.a

A continuación se detallan los aspectos más relevantes de las variaciones interanuales en la generación de energía y la disponibilidad por activo correspondientes al 1T26:

- En el Complejo Tucumán, el factor de disponibilidad aumentó al 88,0% desde el 85,2%, mientras que la generación de energía disminuyó un 47,5%, como consecuencia de una menor disponibilidad de gas natural y una caída de la demanda en la región.

- En la central térmica El Bracho, la disponibilidad comercial mejoró al 93,0% desde el 89,8%, principalmente como resultado de los problemas técnicos registrados en el año anterior, mientras que la generación aumentó un 4,8%, reflejando un mejor desempeño operativo.
- En la central térmica Loma Campana Este, la energía despachada aumentó un 36,3% en el 1T26, impulsada por una mayor demanda de YPF S.A.
- En Loma Campana I, la energía despachada disminuyó un 13,1% en el 1T26 debido a una menor demanda, mientras que la disponibilidad del 83,5%, se mantuvo relativamente en línea con el año anterior.
- En la central térmica Loma Campana II, la disponibilidad comercial disminuyó al 74,5% desde el 77,8%, principalmente debido a ciertas limitaciones operativas relacionadas con el supercore de la turbina, que ya han sido resueltas, mientras que la generación de energía aumentó un 14,2% como consecuencia de una mayor demanda.
- En las plantas de cogeneración LPC I y LPC II, la disponibilidad comercial disminuyó al 77,0% y 89,9%, respectivamente, en el 1T26, desde 82,1% y 94,6% registrados en el año anterior, principalmente como consecuencia de paradas programadas por mantenimiento, mientras que la generación de energía se mantuvo relativamente en línea en ambas plantas respecto del año previo.
- En la central térmica Manantiales Behr, la disponibilidad se mantuvo relativamente en línea con el año anterior, alcanzando el 96,5%, mientras que la generación de energía aumentó un 9,2%, principalmente como consecuencia de paradas por mantenimiento registradas en el año previo.
- En el parque eólico Manantiales Behr, el factor de carga fue de 55,7% y la disponibilidad alcanzó el 97,4% en el 1T26, levemente por debajo del 56,6% y 97,6%, respectivamente, registrados el año anterior.
- En el parque eólico Los Teros, el factor de carga fue de 43,5% en el 1T26, levemente por debajo del 43,9% registrado el año anterior, mientras que la disponibilidad mejoró al 91,6% desde 89,8%, lo que resultó en un aumento del 2,0% en la generación de energía.
- En el parque eólico Cañadón León, la disponibilidad disminuyó al 93,6% en el 1T26 desde el 98,0%, como consecuencia de problemas técnicos en el transformador de un aerogenerador, mientras que el factor de carga eólico se incrementó levemente al 50,9% desde el 50,4%.
- En el parque eólico General Levalle, el factor de carga alcanzó el 41,7% y la disponibilidad el 96,0% en el 1T26, en niveles relativamente en línea con los 41,8% y 96,2%, respectivamente, registrados el año anterior.
- El parque eólico CASA, que alcanzó la operación comercial plena en febrero de 2026, generó 41 GWh en el 1T26, con un factor de carga del 48,1% y una disponibilidad del 96,7%.
- En el parque solar Zonda, el factor de carga disminuyó al 31,9% desde el 35,1% debido a ciertas restricciones en las líneas de transmisión, lo que resultó en una reducción del 9,0% en la generación de energía en el 1T26, a pesar de mantener una disponibilidad cercana al máximo.
- En el parque solar El Quemado, que alcanzó una operación comercial parcial de 200 MW entre diciembre de 2025 y febrero de 2026, la generación totalizó 87 GWh en el 1T26, con un factor de carga del 30,4% y una disponibilidad del 97,1%.
- En la central térmica Central Dock Sud, la disponibilidad comercial disminuyó al 74,6% en el 1T26 desde 87,0% en el año anterior, como consecuencia de una fuga en los tubos de la caldera que se extendió por cinco días en enero de 2026, ya resuelta, y de una parada por mantenimiento de ocho días en marzo de 2026, resultando en una reducción de la energía despachada de 14,3%.

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada total en el Mercado a Término de Energías Renovables de Argentina (MATER), la energía vendida en el MATER y la participación de mercado de YPF Luz en términos de capacidad instalada y energía vendida:

<b>MERCADO A TÉRMINO DE ENERGÍA RENOVABLE (MATER)</b>			
<i>Cifras no auditadas</i>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.<sup>(1)</sup></b>
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	3.516	2.476	42,0%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	2.736	2.171	26,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	23%	22%	1,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	23%	24%	-1,0%

1. La variación de la cuota de mercado es calculada como la diferencia entre la cuota de mercado de cada período.

YPF Luz mantuvo una participación del 23% en las ventas de energía bajo el régimen renovable MATER en el 1T26, frente al 24% registrado el año anterior. No obstante, la participación de mercado de la Compañía en términos de capacidad instalada bajo el régimen MATER aumentó al 23%, desde el 22% del año previo, reflejando principalmente la reciente puesta en operación de los parques renovables CASA y El Quemado.

## 5. INVERSIONES

### PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN *(al 31 de marzo de 2026 – cifras no auditadas)*

Activo	Ubicación	Capacidad		Tecnología	Fecha Habilitación Comercial	CAPEX (M USD)	Avance (%)
		Instalada (MW)	Contraparte				
Parque Solar El Quemado	Mendoza	305 <sup>1</sup>	Privados	Solar	2T26 <sup>2</sup>	210	~95%
Sistema de Almacenamiento en Baterías	Bs. As.	90	Edesur	Baterías	4T26	57	~9%
<b>Total</b>		<b>395</b>				<b>267</b>	

1. El parque solar El Quemado alcanzó la operación comercial parcial por 100 MW en diciembre de 2025 y por 100 MW adicionales en febrero de 2026, como parte de una capacidad instalada total esperada de 305 MW.

#### PARQUE EÓLICO CASA

En febrero de 2026, CAMMESA autorizó el inicio de la operación comercial plena del parque eólico CASA en el Mercado Eléctrico Mayorista, por una capacidad neta de hasta 63 MW.

#### PARQUE SOLAR EL QUEMADO

CAMMESA autorizó el inicio de la operación comercial parcial del parque solar El Quemado en el Mercado Eléctrico Mayorista por una capacidad neta de hasta 100 MW en diciembre de 2025 y por otros 100 MW adicionales en febrero de 2026.

En cuanto a la capacidad remanente, continúan las obras de ampliación en la subestación, que incluyen la instalación y puesta en servicio de un tercer transformador, la instalación de paneles y trackers en campo, así como la puesta en marcha de los equipos, sujeto a la finalización de las pruebas requeridas para la operación comercial.

El parque solar El Quemado fue el primer proyecto aprobado bajo el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (“RIGI”) en Argentina y el primer proyecto RIGI en alcanzar la operación comercial. El Quemado contará con una capacidad instalada total de 305 MW, con autorizaciones comerciales otorgadas de manera escalonada, cuya finalización está prevista para el segundo trimestre de 2026.

## SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍAS (“BESS”)

Durante el primer trimestre de 2026, comenzaron las obras civiles en el sitio del proyecto. Las principales actividades incluyeron trabajos de pilotaje y conformación de base para transformador de potencia, elaboración de cámaras y tendido de cañeros eléctricos junto con movimiento de suelo y nivelación. En paralelo, se llevaron a cabo pruebas de aceptación en fábrica del equipamiento híbrido de alta tensión, del transformador de potencia y de los equipos del sistema de almacenamiento de energía (módulos de baterías), junto con el seguimiento del aprovisionamiento de los sistemas de protección y control.

El proyecto contempla el suministro, la instalación y la puesta en servicio de un sistema de almacenamiento de energía en baterías con una potencia total de 90 MW y una capacidad de almacenamiento de 450 MWh, así como la instalación del equipamiento eléctrico de potencia asociado.

## 6. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

### RESUMEN CONSOLIDADO DEL FLUJO DE EFECTIVO

<i>En miles de USD – cifras no auditadas</i>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
Efectivo al inicio del período	191.798	213.132	-10,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	97.563	102.377	-4,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(61.341)	(67.316)	-8,9%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(55.520)	(70.743)	-21,5%
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	7.153	4.247	68,4%
<b>Efectivo al cierre del período</b>	<b>179.653</b>	<b>181.697</b>	<b>-1,1%</b>
Inversiones en activos financieros y Efectivo restringido, neto de Repos	57.827	68.403	-15,5%
<b>Efectivo + Inversiones corrientes al cierre del período</b>	<b>237.480</b>	<b>250.100</b>	<b>-5,0%</b>

Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

El **flujo de caja neto de efectivo de las actividades operativas** alcanzó USD 97,6 millones en el 1T26, por debajo de los USD 102,4 millones registrados en el 1T25, principalmente debido a reducciones en el capital de trabajo que más que compensaron el incremento del EBITDA del período.

El **flujo de caja neto utilizado en actividades de inversión** totalizó USD 61,3 millones en el 1T26, 8,9% inferior al año anterior, como consecuencia de un menor nivel de capex ejecutado tras la entrada en operación de proyectos renovables.

El **flujo de caja neto aplicado a actividades de financiación** fue negativo por USD 55,5 millones, principalmente como consecuencia de amortizaciones de deuda por USD 41,1 millones y pagos de intereses por USD 10,4 millones.

Finalmente, en el estado de flujo de efectivo, se registró un impacto positivo de USD 7,2 millones, impulsado principalmente por los retornos de inversiones financieras y por el efecto de la apreciación de la moneda local sobre la posición de liquidez denominada en pesos.

El **efectivo y las inversiones de corto plazo** ascendieron a USD 237,5 millones al cierre del 1T26, cubriendo holgadamente los próximos 13 meses de obligaciones financieras. Asimismo, la Compañía continuó implementando una estrategia activa de gestión de liquidez, finalizando el trimestre con una exposición neta consolidada a moneda extranjera limitada a aproximadamente el 14% de la liquidez total, en línea con los gastos en moneda local previstos para los próximos meses.

## 7. DEUDA FINANCIERA

### DEUDA FINANCIERA CONSOLIDADA<sup>1</sup>

En miles de USD – cifras no auditadas	31 de marzo de 2026	31 de marzo de 2025	Var.
Corto Plazo	237.448	243.621	-2,5%
Largo Plazo	733.303	717.105	2,3%
Deuda Bruta	970.751	960.726	1,0%
Caja y Equivalentes <sup>2</sup>	237.480	250.100	-5,0%
<b>Deuda Neta</b>	<b>733.271</b>	<b>710.626</b>	<b>3,2%</b>
<b>Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM<sup>3</sup></b>	<b>1,63x</b>	<b>1,80x</b>	<b>-9,3%</b>
<b>Costo promedio de la deuda</b>	<b>6,6%</b>	<b>5,5%</b>	<b>21,2%</b>

1. Los montos de deuda y caja y equivalentes denominados en moneda local son expresados en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio al cierre del período. | 2. Incluye Efectivo y equivalentes de efectivo, Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos y Otros activos financieros. | 3. Expresados en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

La deuda neta consolidada de YPF Luz totalizó USD 733,3 millones al 31 de marzo de 2026. A pesar del leve aumento de la deuda neta, el ratio de apalancamiento neto de la Compañía se redujo a 1,63x desde 1,80x interanual, respaldado por un mayor EBITDA anual.

En materia de **costos de financiamiento**, la tasa de interés promedio de la deuda financiera fue 6,6% al cierre del 1T26, mientras que la vida promedio de la deuda financiera se ubicó en 3,6 años.

En cuanto al **perfil de vencimientos**, la Compañía enfrenta compromisos de deuda por USD 184 millones durante el resto de 2026, de los cuales aproximadamente USD 166 millones corresponden a bonos locales con vencimiento durante la segunda mitad del año.

## 8. AMBIENTAL, SOCIAL Y GOBIERNO CORPORATIVO (ESG)

### AMBIENTAL

	1T26	1T25 <sup>4</sup>	Var.
YPF Luz ERNC (GWh)	764	626	22,0%
ERNC/Total de energía generada (%)	19,1%	14,4%	32,9%
Emisiones directas GEI (tCO <sub>2</sub> e) <sup>1</sup>	1.352.443	1.561.899	-13,4%
Intensidad emisiones GEI <sup>2</sup>	0,285	0,298	-4,4%
Ahorro de emisiones (tCO <sub>2</sub> ) <sup>3</sup>	293.854	274.992	6,9%
Consumo de agua (ktn) <sup>1</sup>	2.008	2.363	-15,0%
Intensidad de uso de agua (ktn) <sup>1</sup>	0,42	0,45	-6,9%

1. Datos estadísticos internos de la Compañía. | 2. Se calcula como: emisiones GEI (tCO<sub>2</sub> e)/energía eléctrica producida (MWh). | 3. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de ton/CO<sub>2</sub> y SPHERA para la energía eléctrica producida por parques renovables. | 4. Las cifras del año anterior se han reexpresado tras la auditoría del Reporte de Sustentabilidad 2025.

En el 1T26, YPF Luz registró una generación renovable de 764 GWh, lo que representa un incremento interanual del 22,0%, impulsado principalmente por la contribución de los nuevos activos renovables, el parque eólico CASA y el parque solar El Quemado.

Asimismo, durante el 1T26, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) disminuyeron un 13,4% en términos absolutos, mientras que la intensidad de emisiones de GEI se redujo un 4,4%, como resultado de la mayor participación de la generación renovable mencionada anteriormente y de paradas de mantenimiento programadas en determinadas centrales térmicas.

Desde el punto de vista de la seguridad, no se registraron incidentes durante el primer trimestre de 2026.

## GOBIERNO CORPORATIVO

Durante el 1T26, se lanzó el Plan de Compliance y Auditoría Interna. Se definió el plan anual de capacitación, con foco en temas alineados con las necesidades de la Compañía, con el objetivo de fortalecer áreas específicas de compliance, incluyendo capacitaciones focalizadas en gestión de riesgos. Asimismo, se lanzó el Programa de Compliance Champions 2026, seleccionando un referente por gerencia y por activo para actuar como punto de referencia y desplegar el programa en todos los ámbitos de trabajo.

Adicionalmente, se avanzó en la planificación del Programa de Desarrollo de Terceros 2026 y se definieron tanto el plan de comunicaciones como el plan de gestión de riesgos, que incluye una revisión integral de la Matriz Corporativa de Riesgos y Controles.

Por último, se dio inicio al plan anual de auditoría interna y se continuó con el seguimiento de los planes de acción derivados de las pruebas de la matriz y de las auditorías realizadas en el período anterior.

**Anexo: Balance <sup>1</sup> (cifras no auditadas)**

<i>(En miles de USD)</i>	<b>31 de marzo de 2026</b>	<b>31 de diciembre de 2025</b>	<b>Var.</b>
<b>ACTIVO</b>			
<b>Activo no corriente</b>			
Propiedades, planta y equipo	2.092.484	2.098.130	-0,3%
Activos intangibles	7.292	7.404	-1,5%
Activos por derecho de uso	14.763	15.216	-3,0%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	11	11	0,0%
Otros créditos	20.557	23.502	-12,5%
Inversiones en activos financieros	7.776	7.724	0,7%
Activos por Impuesto Diferido	89.659	66.703	34,4%
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>2.232.542</b>	<b>2.218.690</b>	<b>0,6%</b>
<b>Activo corriente</b>			
Otros créditos	51.244	45.433	12,8%
Créditos por ventas	164.131	131.779	24,6%
Inversiones en activos financieros	43.654	45.204	-3,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	14.173	12.047	17,6%
Efectivo y equivalentes de efectivo	179.653	191.798	-6,3%
<b>Total del activo corriente</b>	<b>452.855</b>	<b>426.261</b>	<b>6,2%</b>
<b>TOTAL DEL ACTIVO</b>	<b>2.685.397</b>	<b>2.644.951</b>	<b>1,5%</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	0,0%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	721.961	662.981	8,9%
<b>Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante</b>	<b>1.174.441</b>	<b>1.115.461</b>	<b>5,3%</b>
Interés no controlante	155.699	148.145	5,1%
<b>TOTAL DEL PATRIMONIO</b>	<b>1.330.140</b>	<b>1.263.606</b>	<b>5,3%</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>Pasivo no corriente</b>			
Provisiones	12.293	11.924	3,1%
Pasivo por impuesto diferido, neto	33.208	27.696	19,9%
Pasivo por arrendamientos	13.995	14.165	-1,2%
Préstamos	733.303	771.762	-5,0%
Pasivos de contratos	32.657	33.919	-3,7%
Otros pasivos	4.210	4.210	0,0%
Impuesto a las Ganancias a pagar	109.827	96.931	13,3%
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>939.493</b>	<b>960.607</b>	<b>-2,2%</b>
<b>Pasivo corriente</b>			
Provisiones	306	160	91,3%
Cargas fiscales	6.841	5.033	35,9%
Impuesto a las ganancias a pagar	38.432	31.977	20,2%
Remuneraciones y cargas sociales	17.445	16.282	7,1%
Pasivo por arrendamientos	1.486	1.750	-15,1%
Préstamos	237.448	232.585	2,1%
Otros pasivos	1.514	1.295	16,9%
Cuentas por pagar	104.731	124.095	-15,6%
Pasivos de contratos	7.561	7.561	0,0%
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>415.764</b>	<b>420.738</b>	<b>-1,2%</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO</b>	<b>1.355.257</b>	<b>1.381.345</b>	<b>-1,9%</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>2.685.397</b>	<b>2.644.951</b>	<b>1,5%</b>

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio cierre del ejercicio o período. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

## Anexo: Estado de Resultados Consolidados<sup>1</sup> (cifras no auditadas)

<i>(En miles de USD)</i>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
Ingresos por ventas	217.157	148.989	45,8%
Costos de producción	(124.587)	(69.607)	79,0%
<b>Resultado bruto</b>	<b>92.570</b>	<b>79.381</b>	<b>16,6%</b>
Gastos de administración y comercialización	(14.009)	(14.396)	-2,7%
Otros resultados operativos netos	7.353	711	>200%
<b>Resultado operativo</b>	<b>85.914</b>	<b>65.696</b>	<b>30,8%</b>
Resultados financieros, netos	(16.030)	(11.098)	44,4%
<b>Resultado neto antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>69.884</b>	<b>54.598</b>	<b>28,0%</b>
Impuesto a las ganancias	(3.350)	(11.156)	-70,0%
<b>Resultado neto del período</b>	<b>66.534</b>	<b>43.441</b>	<b>53,2%</b>
<i>Atribuible a los accionistas</i>	<i>58.980</i>	<i>38.201</i>	<i>54,4%</i>
<i>Interés no controlante</i>	<i>7.554</i>	<i>5.240</i>	<i>44,2%</i>

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

**Anexo: Estado de Flujo de Efectivo<sup>1</sup> (cifras no auditadas)**

<i>(En miles de USD)</i>	<b>1T26</b>	<b>1T25</b>	<b>Var.</b>
<b>ACTIVIDADES OPERATIVAS</b>			
<b>Resultado neto del período</b>	66.534	43.441	53,2%
<b>Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:</b>			
Baja de activos por derecho de uso	-	(115)	100,0%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	39.264	37.236	5,4%
Depreciación de activos por derecho de uso	453	606	-25,2%
Amortización de activos intangibles	112	110	1,8%
Baja de propiedades, planta y equipo	1.921	1.014	89,4%
Resultados financieros, netos	16.030	11.098	44,4%
Movimiento de provisiones del pasivo	(23)	65	n.a.
Desvalorización créditos con CAMMESA	-	-	n.a.
Cargo por impuesto a las ganancias	3.350	11.156	-70,0%
Aumento Previsión por obsolescencia	(7)	-	n.a.
Recupero de seguros	(6.255)	-	n.a.
<b>Cambios en activos y pasivos operativos:</b>			
Créditos por ventas	(29.885)	(14.577)	105,0%
Otros créditos	1.477	2.297	-35,7%
Otros activos corrientes	-	-	n.a.
Cuentas por pagar	8.544	3.727	129,2%
Remuneraciones y cargas sociales	296	(2.459)	n.a.
Cargas fiscales	(2.380)	6.012	n.a.
Otros pasivos	147	-	n.a.
Pasivos de contratos	(1.265)	2.332	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(1.408)	-	n.a.
Intereses cobrados	658	434	51,6%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades operativas</b>	<b>97.563</b>	<b>102.377</b>	<b>-4,7%</b>
<b>ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(61.223)	(76.977)	-20,5%
Cobranzas por otros activos financieros	628	7.142	-91,2%
Adquisición en otros activos financieros	(6.039)	(13.461)	-55,1%
Liquidación de otros activos financieros	7.419	14.164	-47,6%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	(2.126)	1.816	n.a.
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(61.341)</b>	<b>(67.316)</b>	<b>-8,9%</b>
<b>ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>			
Préstamos obtenidos	-	20.000	-100,0%
Cancelación de préstamos	(41.076)	(83.847)	-51,0%
Pago de pasivos por arrendamientos	(859)	(685)	25,4%
Pago de intereses y otros costos financieros	(10.437)	(6.211)	68,0%
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(3.148)	-	n.a.
<b>Flujo neto efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>(55.520)</b>	<b>(70.743)</b>	<b>-21,5%</b>
<b>Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(19.298)</b>	<b>(35.682)</b>	<b>-45,9%</b>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	7.153	4.247	68,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	191.798	213.132	-10,0%
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período</b>	<b>179.653</b>	<b>181.697</b>	<b>-1,1%</b>

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción, excepto por los saldos de efectivo, que están al tipo de cambio de cierre de cada fecha. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

## Aviso Legal

El material que se presenta en este documento constituye una presentación de información general de carácter introductorio sobre YPF Energía Eléctrica S.A. (“YPF Luz”) a la fecha de este documento. Se trata de información resumida y no pretende ser completa. Los inversores deberán leer este documento conjuntamente con los estados financieros consolidados de YPF Luz y demás información financiera disponible en el sitio web de YPF Luz. La presente ha sido preparada exclusivamente con fines informativos y no deberá interpretarse como una solicitud ni una oferta para comprar o vender valores de YPF Luz o de cualquiera de sus subsidiarias, en ninguna jurisdicción, ni como asesoramiento de inversión, legal, fiscal o de cualquier otra naturaleza. Asimismo, no está dirigida a ningún objetivo de inversión, situación financiera o necesidad particular de ningún destinatario.

No se realiza declaración ni se otorga garantía alguna, expresa o implícita, respecto de la exactitud, integridad o confiabilidad de la información contenida en el presente, y no deberá confiarse en la exactitud, equidad o integridad de la información aquí presentada, incluyendo datos estadísticos, predicciones, estimaciones o proyecciones, que se proporcionan únicamente con fines informativos.

Este documento no está destinado a ser distribuido ni utilizado por ninguna persona o entidad en ninguna jurisdicción o país en el que dicha distribución o uso sea contrario a las leyes o regulaciones aplicables. La presente no constituye una oferta, invitación ni solicitud de una oferta para suscribir o adquirir valores, y ninguna parte de este documento constituirá ni será utilizada como base para, ni será invocada en relación con, compromiso contractual alguno. Cualquier decisión de adquirir valores en una eventual oferta de valores de YPF Luz deberá basarse exclusivamente en la información contenida en un documento de oferta confidencial que, en su caso, podrá ser distribuido oportunamente en relación con dicha oferta.

Parte de la información contenida en este documento ha sido obtenida de fuentes externas y no ha sido verificada de manera independiente.

Este documento puede contener “declaraciones prospectivas” conforme a la definición de dicho término en la Sección 27A de la Securities Act y la Sección 21E de la U.S. Securities and Exchange Act de 1934, y sus modificaciones. Palabras tales como “anticipa”, “cree”, “podría”, “potencial”, “desea”, “espera”, “estima”, “tiene la intención”, “pronostica”, “planea”, “predice”, “proyecta”, “objetivos” y expresiones similares tienen por objeto identificar dichas declaraciones. Cualquier proyección, pronóstico, estimación u otra declaración prospectiva contenida en este documento ilustra únicamente desempeños hipotéticos bajo supuestos específicos de eventos o condiciones. Dichas proyecciones, pronósticos, estimaciones u otras declaraciones prospectivas no constituyen indicadores confiables de resultados o desempeños futuros. Los potenciales inversores deberán comprender los supuestos y evaluar si resultan apropiados para sus propios fines. Algunos eventos o condiciones podrían no haber sido considerados o diferir sustancialmente de dichos supuestos. Este documento puede incluir cifras correspondientes a desempeños pasados o desempeños pasados simulados, los cuales no constituyen indicadores confiables de resultados o desempeños futuros. YPF Luz no asume obligación alguna de actualizar su visión sobre riesgos e incertidumbres ni de anunciar públicamente el resultado de eventuales revisiones a las declaraciones prospectivas aquí contenidas, salvo en la medida en que así lo exija la normativa aplicable. Se advierte que no debe confiarse en las declaraciones prospectivas, ya que los resultados reales podrían diferir sustancialmente de aquellos expresados o implícitos en dichas declaraciones. Todas las declaraciones prospectivas escritas u orales posteriores relativas a una eventual transacción u otros asuntos y atribuibles a YPF Luz o a cualquier persona que actúe en su nombre quedan expresamente calificadas en su totalidad por las advertencias precedentes.

Este documento contiene ciertas medidas financieras no definidas por las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), tales como EBITDA Ajustado y margen de EBITDA Ajustado. La administración considera que la divulgación del EBITDA Ajustado puede proporcionar información complementaria útil a inversores y analistas financieros para evaluar la capacidad de la Compañía de atender sus compromisos de deuda. Estas medidas no NIIF se presentan con el objetivo de mejorar la comprensión general del desempeño financiero actual de la Compañía y de sus perspectivas futuras. En particular, se considera que dichas medidas aportan información útil tanto para la administración como para los inversores, al excluir determinados gastos, ganancias y pérdidas que podrían no ser representativos de los resultados operativos centrales ni de las perspectivas del negocio. El EBITDA Ajustado y el margen de EBITDA Ajustado pueden no ser comparables con medidas de denominación similar utilizadas por otras compañías, presentan limitaciones como herramientas analíticas y no deben considerarse de manera aislada ni como sustituto del análisis de los resultados operativos reportados conforme a las NIIF. Las medidas no NIIF, incluyendo el EBITDA Ajustado y el margen de EBITDA Ajustado, no constituyen mediciones del desempeño ni de la liquidez bajo NIIF y no deben considerarse como alternativas al resultado operativo, al resultado neto, al flujo de efectivo proveniente de las actividades operativas ni a otras métricas determinadas de conformidad con las NIIF.”

# YPF LUZ

[ypfluz.com/RI](http://ypfluz.com/RI)

[inversores.ypfee@ypf.com](mailto:inversores.ypfee@ypf.com)

