



ANUNCIO DE RESULTADOS

3° Trimestre 2026
No auditados

YPF
LUZ

Sólido desempeño térmico y nuevos activos renovables impulsan crecimiento interanual del EBITDA del 20% en el 3T26

Buenos Aires, 27 de octubre de 2026 – YPF Energía Eléctrica S.A. (“YPF Luz” o la “Compañía”), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el tercer trimestre de 2026 finalizado el 30 de septiembre de 2026.

RESUMEN¹

	KPI	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
DATOS FINANCIEROS	Ingresos (k USD)	365.479	183.144	99,6%	910.728	483.267	88,5%
	EBITDA ajustado (k USD)	128.692	106.808	20,5%	384.626	311.028	23,7%
	Margen EBITDA ajustado (%)	35,2%	58,3%	-39,6%	42,2%	64,4%	-34,4%
	Resultado neto del Período (k USD)	69.721	(23.505)	n.a.	203.473	30.147	>200%
	Inversiones (k USD)	51.426	58.733	-12,4%	148.094	222.205	-33,4%
	Flujo de caja libre (k USD) ²	21.463	20.107	6,7%	38.558	(7.712)	n.a.
	Deuda Neta (k USD)	725.591	751.792	-3,5%	725.591	751.792	-3,5%
	Ratio Endeudamiento Neto	1,45x	1,83x	-21,1%	1,45x	1,83x	-21,1%
DATOS OPERATIVOS	Capacidad Instalada EoP (MW) ³	3.764	3.396	10,8%	3.764	3.396	10,8%
	Energía Vendida (GWh)	3.334	3.684	-9,5%	11.165	11.442	-2,4%
	Energía Térmica	2.581	3.020	-14,6%	8.912	9.500	-6,2%
	Energía Renovable	753	664	13,5%	2.253	1.942	16,0%
	Producción de Vapor (k tn.)	754	601	25,4%	2.352	2.209	6,4%
	Disponibilidad Operativa Energía Térmica ⁴	93,1%	88,6%	5,0%	92,5%	91,0%	1,6%
	Factor de Carga Energía Eólica ⁴	43,0%	49,4%	-12,9%	44,9%	48,4%	-7,1%
	Factor de Carga Energía Solar ⁴	18,6%	25,8%	-28,0%	21,3%	28,7%	-25,9%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio vigente a la fecha de la transacción. | 2. Flujo de caja de las actividades operativas (incluyendo el efecto de las variaciones de los tipos de cambio y los resultados financieros sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, efectivo y equivalentes de efectivo restringidos e inversiones en activos financieros corrientes), menos CAPEX (actividades de inversión), pagos de M&A (actividades de inversión) y pagos de intereses, costos financieros y arrendamientos (actividades de financiación). | 3. Incluye el 100% de la participación indirecta en CDS. |

4. Promedio ponderado por MW.

1. PRINCIPALES HITOS

El **EBITDA Ajustado** creció un 20% interanual hasta alcanzar USD 128,7 millones en el 3T26, impulsado principalmente por mayores ventas de generación térmica, respaldadas por mayores precios de nuestros activos expuestos al mercado spot bajo el nuevo marco regulatorio y una mayor disponibilidad y despacho en el Complejo de Cogeneración La Plata y en el Complejo Tucumán, junto con la contribución de los activos renovables que iniciaron sus operaciones a comienzos de este año.

La **capacidad instalada** aumentó un 11% interanual hasta alcanzar 3.764 MW en el 3T26, reflejando principalmente la incorporación del parque solar El Quemado y del parque eólico CASA, ambos alcanzando la operación comercial plena durante el primer semestre de 2026.

La **generación de energía** disminuyó un 9% interanual en el 3T26, principalmente debido a un menor despacho en el Complejo El Bracho y en la central térmica Central Dock Sud (“CDS”), así como a menores factores de carga en nuestros activos renovables. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la contribución de los nuevos activos renovables y un mayor despacho en el Complejo Tucumán, en el Complejo de Cogeneración La Plata y en la central térmica Loma Campana II.

El **flujo de caja libre** fue positivo en USD 21,5 millones en el 3T26, dado que el efectivo generado por las actividades operativas fue suficiente para cubrir las inversiones de capital y los pagos de intereses. El ratio de apalancamiento

neto se redujo a 1,45x desde 1,83x el año anterior, reflejando el crecimiento sostenido del EBITDA y una menor deuda neta.

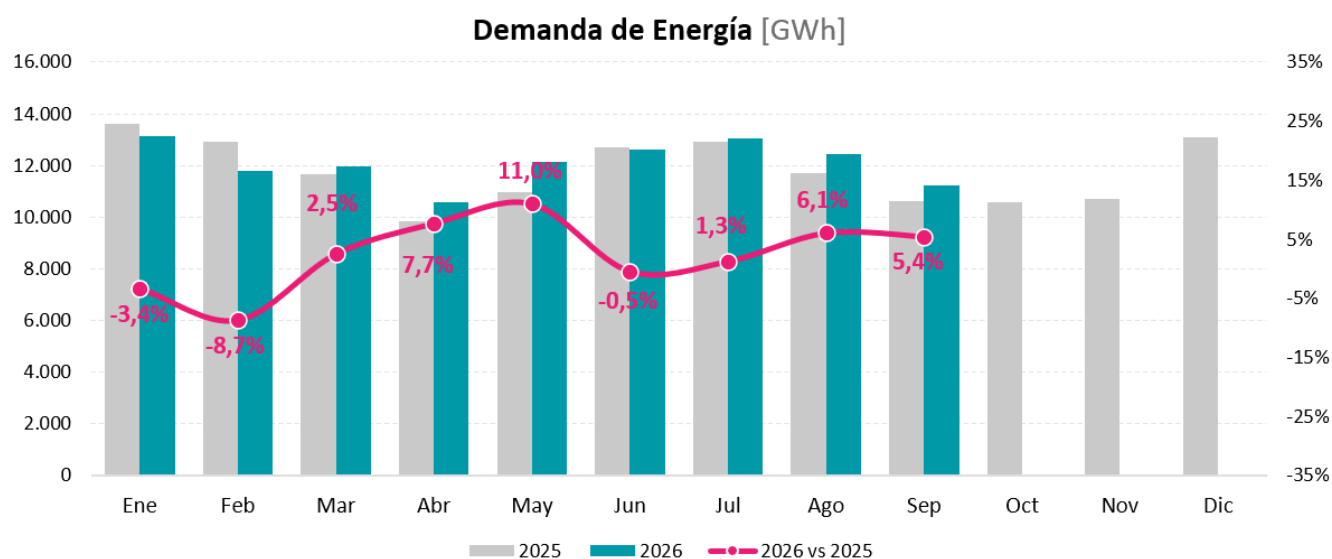
2. SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

DEMANDA, GENERACIÓN Y CAPACIDAD INSTALADA						
	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Demanda de energía (GWh)	36.705	35.252	4,1%	108.935	106.871	1,9%
Residencial	17.823	16.836	5,9%	51.825	50.704	2,2%
Comercial	9.323	9.324	0,0%	28.289	29.036	-2,6%
Industrial	9.559	9.092	5,1%	28.820	27.131	6,2%
Generación de energía (GWh)	35.757	34.333	4,1%	108.825	107.206	1,5%
Térmica	16.090	17.324	-7,1%	57.952	58.296	-0,6%
Hidráulica	10.168	7.663	32,7%	23.469	21.874	7,3%
Nuclear	2.886	2.748	5,0%	7.336	7.996	-8,3%
Renovable	6.613	6.598	0,2%	20.068	19.040	5,4%
Capacidad Instalada (MW)	44.662	43.887	1,8%	44.662	43.887	1,8%
Térmica	24.918	25.095	-0,7%	24.918	25.095	-0,7%
Hidráulica	9.639	9.639	0,0%	9.639	9.639	0,0%
Nuclear	1.763	1.755	0,5%	1.763	1.755	0,5%
Renovable	8.342	7.398	12,8%	8.342	7.398	12,8%

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

DEMANDA DE ENERGÍA

De acuerdo con la última información disponible publicada por CAMMESA, durante el 3T26, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 36.705 GWh, lo que representa un incremento del 4,1% respecto del mismo período de 2025. Las demandas residencial e industrial aumentaron un 5,9% y un 5,1%, respectivamente, mientras que la demanda comercial se mantuvo relativamente en línea con el mismo período del año anterior. En términos acumulados, la demanda de energía aumentó un 1,9%, impulsada principalmente por las demandas industrial y residencial, que crecieron un 6,2% y un 2,2%, respectivamente, parcialmente compensadas por una disminución del 2,6% en la demanda comercial.



Fuente: CAMMESA

GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía eléctrica aumentó un 4,1% en el 3T26 respecto del mismo período del año anterior, alcanzando 35.757 GWh. En términos acumulados, la generación de energía aumentó levemente un 1,5% respecto del año anterior.

La generación térmica e hidroeléctrica fueron las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante el 3T26, representando el 45,0% y el 28,4% de la generación total, respectivamente. La generación térmica disminuyó un 7,1% respecto del 3T25, mientras que la generación hidroeléctrica aumentó un 32,7%. La generación nuclear representó el 8,1% de la generación total en el 3T26 y aumentó un 5,0% interanual.

Las Energías Renovables no convencionales ("ERNC") representaron el 18,5% de la generación total, con un leve incremento del 0,2% en la energía generada respecto del 3T25. Dentro de la generación de ERNC, la generación eólica continuó siendo la principal fuente del país, con una participación del 66,3%, seguida por la solar (22,1%), los biocombustibles (6,9%) y la generación hidroeléctrica renovable (4,8%). Los factores de capacidad promedio a nivel nacional fueron del 43,0% para la generación eólica y del 22,0% para la generación solar.

Para complementar la oferta de energía eléctrica local, durante el 3T26 Argentina importó 2.278 GWh, incluyendo 26 GWh provenientes de Paraguay, 874 GWh de Uruguay, 1.233 GWh de Brasil, 9 GWh de Chile y 136 GWh de Bolivia. Las importaciones totales disminuyeron un 0,2% respecto del 3T25. Asimismo, durante el 3T26, Argentina exportó 21 GWh de energía eléctrica, principalmente a Brasil. Como resultado, el balance entre las importaciones y exportaciones de energía eléctrica generó un impacto neto negativo de aproximadamente USD 182,5 millones en las cuentas de CAMMESA durante el 3T26.

El gas natural continuó siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando el 88,7% del consumo total de combustibles de las centrales térmicas durante el 3T26, frente al 92,8% registrado en el 3T25. El consumo total de combustibles alcanzó los 38,4 MMm³/d, lo que representa una disminución del 2,6% respecto del mismo período del año anterior. La generación térmica se complementó con un consumo promedio de combustibles líquidos y carbón equivalente a 4,3 MMm³/d de gas natural, lo que representa un incremento del 52,1% respecto del 3T25.

CAPACIDAD INSTALADA

Al 30 de septiembre de 2026, la capacidad instalada total de generación de Argentina se ubicó en 44.662 MW, lo que representa un aumento del 1,8% respecto del tercer trimestre de 2025. La generación térmica representó el 55,8% de la capacidad instalada total, seguida por la generación hidroeléctrica, con un 21,6%; las energías renovables no convencionales, con un 18,7%; y la generación nuclear, con un 3,9%. Durante el 3T26, se incorporaron al sistema 136,5 MW de capacidad renovable, mientras que se dieron de baja 254 MW de capacidad térmica.

COSTOS DE ENERGÍA

Durante el 3T26, el precio del mercado spot alcanzó los 138,9 USD/MWh, lo que representa un incremento interanual del 57%, reflejando principalmente la implementación de la Resolución N° 400/2025, en virtud de la cual los contratos vigentes con CAMMESA, la generación nuclear e hidroeléctrica, así como las importaciones de oportunidad ("mercado asignado"), fueron asignados a la demanda estacionalizada, mientras que los grandes usuarios no contractualizados quedaron expuestos al precio del mercado spot, que refleja el costo marginal real del sistema. El precio asociado al mercado asignado se ubicó en 63 USD/MWh.

Durante el mismo período, el precio estacional se ubicó en USD 72,0/MWh, mientras que el precio residencial promedio alcanzó los USD 54,1/MWh. Como resultado, los subsidios disminuyeron a USD 622,7 millones para la demanda residencial y a USD 310,5 millones para la demanda comercial, totalizando USD 933,2 millones, equivalentes al 30,9% de los costos totales del sistema. Esto representó una disminución del 23,7% en comparación con el 3T25.

NOVEDADES REGULATORIAS

RESOLUCIÓN N° 202/2026

Lanza una licitación pública nacional e internacional de múltiples etapas para la construcción, operación y mantenimiento de la ampliación del sistema de transmisión de alta tensión del Área Metropolitana de Buenos Aires I ("AMBA I"). El proyecto contempla una inversión estimada de aproximadamente USD 800 millones e incluye alrededor de 270 km de nuevas líneas de transmisión y una nueva estación transformadora en Plomer. Una vez finalizado, se espera que el proyecto permita abastecer aproximadamente 2.000 MW de demanda de potencia adicional en la región del AMBA. La fecha límite para la presentación de ofertas es el 14 de diciembre de 2026.

RESOLUCIÓN N° 257/2026

Introduce mecanismos voluntarios de terminación y reestructuración para los contratos RenovAr, incluyendo la posibilidad de que los proyectos elegibles migren al MATER, y modifica determinadas condiciones aplicables a los proyectos RenMDI.

- Los contratos RenovAr y los celebrados bajo la Resolución N° 202/16 podrán rescindirse voluntariamente mediante un pago único equivalente al 14% de la garantía de cumplimiento aplicable, sujeto a determinadas renunciaciones, declaraciones juradas y a la terminación del correspondiente acuerdo FODER.
- Las penalidades pendientes serán condonadas, mientras que los importes previamente abonados no serán reembolsados ni acreditados.
- Los proyectos elegibles que opten por la terminación podrán migrar al MATER, sujetos a un pago de USD 500/MW por trimestre durante dos años, manteniendo la prioridad de despacho, cuando corresponda.
- La Resolución también establece mecanismos alternativos para reestructurar los contratos existentes.
- Para los proyectos RenMDI, la Resolución mantiene la posibilidad de una extensión de 365 días a un costo de USD 5.000/MW por trimestre y establece una extensión adicional de 365 días a un costo de USD 7.000/MW por trimestre. El plazo contractual remanente se reducirá en dos días por cada día adicional de extensión utilizado.

RESOLUCIÓN N° 264/2026

Establece un nuevo marco regulatorio para la Demanda Extraordinaria ("XDEM"), aplicable a la demanda nueva o incremental igual o superior al 0,5% de la demanda promedio del MEM. El marco comprende la demanda de procesamiento de datos y centros de datos a gran escala ("XDEM-DATOS"), así como la demanda a gran escala proveniente de actividades productivas ("XDEM-PRODUCCIÓN"), y establece requisitos específicos en materia de contratación, potencia firme, acceso a la red, planificación del abastecimiento y desempeño técnico.

Entre otros requisitos, los usuarios XDEM deberán presentar un Plan Especial de Abastecimiento y cumplir con requisitos mínimos mensuales de cobertura de abastecimiento, mientras que cualquier déficit estará sujeto a cargos adicionales por energía y potencia en el mercado spot. El régimen será aplicable durante 15 años desde la correspondiente fecha de operación comercial, y el acceso y la operación de la red estarán sujetos a los estudios técnicos aplicables.

DECRETO N° 1107/2026

Autoriza la venta de la totalidad de las participaciones accionarias de ENARSA en Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A., Termoeléctrica José de San Martín S.A. y, una vez completados los procedimientos societarios y administrativos aplicables, Central Térmica Guillermo Brown S.A. Los términos y condiciones de la licitación aún no han sido publicados.

3. RESULTADOS CONSOLIDADOS

INGRESOS POR VENTAS

En la siguiente tabla se detalla el desglose de ventas por segmentos:

VENTAS POR SEGMENTO¹						
<i>En miles de USD – cifras no auditadas</i>	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Generación Térmica						
Mercado Spot	191.152	52.798	>200%	476.534	112.405	>200%
PPAs	124.489	88.593	40,5%	296.350	248.561	19,2%
Otros ingresos por servicios	2.169	132	>200%	2.405	430	>200%
Total Generación Térmica	317.810	141.523	124,6%	775.289	361.396	114,5%
Generación Renovable						
PPAs	47.669	41.621	14,5%	135.439	121.871	11,1%
Total Generación Renovable	47.669	41.621	14,5%	135.439	121.871	11,1%
TOTAL	365.479	183.144	99,6%	910.728	483.267	88,5%

1. Expresado 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.

Los ingresos totales alcanzaron USD 365,5 millones en el 3T26, lo que representa un incremento interanual del 99,6%, atribuible principalmente a los siguientes factores:

- (i) Mayores ingresos de nuestros activos térmicos, impulsados principalmente por mayores precios spot debido a la temporada de invierno, la internalización de los costos de combustible tras la implementación de la Resolución N° 400/2025, que descentralizó el régimen de adquisición de combustibles e incorporó los costos de combustible en los precios de la energía, así como por una mayor disponibilidad y despacho en el Complejo Cogeneración La Plata y Complejo Tucumán.
- (ii) Mayores ingresos renovables, principalmente debido a la contribución del parque solar El Quemado y del parque eólico CASA, ambos alcanzando la operación comercial plena durante el primer semestre de 2026.

EBITDA

El EBITDA alcanzó USD 128,7 millones en el 3T26, un incremento del 20,5% respecto de los USD 106,8 millones registrados en el 3T25, impulsado principalmente por el sólido desempeño operativo de los activos de generación térmica de la Compañía. La siguiente tabla detalla la apertura del EBITDA por segmento:

EBITDA POR SEGMENTO¹						
<i>En miles de USD – cifras no auditadas</i>	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
De Energía Térmica	101.945	79.660	28,0%	301.654	232.120	30,0%
De Energía Renovable	40.420	38.767	4,3%	114.091	107.778	5,9%
Subtotal	142.365	118.427	20,2%	415.745	339.898	22,3%
Corporación y eliminaciones ²	(13.673)	(11.619)	17,7%	(31.119)	(28.870)	7,8%
Total	128.692	106.808	20,5%	384.626	311.028	23,7%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos 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 alcanzó USD 101,9 millones en el 3T26, un incremento del 28,0% respecto del 3T25, impulsado principalmente por mayores precios spot debido a la temporada de invierno y tras la implementación de la Resolución N° 400/2025, una mejora en la disponibilidad de Central Dock Sud, un mayor

despacho de energía en el Complejo Tucumán y una mayor disponibilidad y despacho en nuestro Complejo de Cogeneración La Plata.

El EBITDA de los activos renovables alcanzó USD 40,4 millones en el 3T26, un incremento del 4,3% respecto del 3T25, principalmente debido a la contribución de los nuevos activos renovables que iniciaron operaciones entre diciembre de 2025 y junio de 2026, parcialmente compensada por menores factores de carga en el resto del portafolio renovable.

Nuestros costos operativos (excluidas las depreciaciones y amortizaciones) ascendieron a USD 237,8 millones en el 3T26, desde USD 81,0 millones en el 3T25, reflejando principalmente la internalización de los costos de combustible tras la implementación de la Resolución N° 400/2025. Excluyendo los costos de gas, combustibles y transporte, los gastos operativos aumentaron un 18,8%, impulsados por mayores gastos administrativos dado que la inflación interanual superó la devaluación interanual en Argentina.

4. OPERACIONES

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

CAPACIDAD INSTALADA¹			
<i>En MW – cifras no auditadas</i>	3T26	3T25	Var.
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 ¹	933	933	-
Total Energía Térmica	2.740	2.740	-
PE Manantiales Behr	104	104	-
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	305	-	n.a.
Total Energía Renovable	1.024	656	56,1%
Total	3.764	3.396	10,8%

1. Incluye el 100% de la capacidad instalada de la participación indirecta en CDS. | Fuente: CAMMESA y datos internos de la Compañía para los activos fuera de la red. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

En la siguiente tabla se detallan las unidades vendidas por central en GWh y en miles de toneladas de vapor:

DATOS OPERATIVOS - DESPACHO							
<i>Cifras no auditadas</i>	Unidad	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Complejo Tucumán	GWh	276	168	64,2%	952	874	8,9%
Complejo El Bracho	GWh	406	855	-52,5%	1.885	2.446	-22,9%
Loma Campana Este	GWh	29	26	8,5%	84	69	21,5%
Loma Campana I	GWh	152	188	-19,2%	472	523	-9,9%
Loma Campana II	GWh	159	99	59,6%	391	253	54,9%
La Plata Cogeneración I	GWh	208	189	9,8%	628	609	3,2%
	k Tn	396	347	14,2%	1.184	1.161	2,0%
La Plata Cogeneración II	GWh	153	118	29,4%	479	439	9,1%
	k Tn	358	254	40,7%	1.168	1.048	11,4%
Motores Manantiales Behr	GWh	117	109	7,2%	343	320	7,0%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	96	119	-19,7%	348	376	-7,4%
Parque Eólico Los Teros	GWh	177	198	-10,4%	501	549	-8,6%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	114	122	-6,8%	391	398	-1,6%
Parque Eólico General Levalle	GWh	145	167	-13,3%	417	432	-3,5%
Parque Eólico CASA	GWh	56	-	n.a.	149	-	n.a.
Parque Solar Zonda	GWh	49	57	-13,7%	165	187	-11,8%
Parque Solar El Quemado	GWh	117	-	n.a.	280	-	n.a.
Central Dock Sud ¹	GWh	1.082	1.267	-14,6%	3.678	3.967	-7,3%
Total	GWh	3.334	3.684	-9,5%	11.165	11.442	-2,4%
	k Tn	754	601	25,4%	2.352	2.209	6,4%

1. Incluye el 100% de CDS. | Fuente: CAMMESA y datos internos de la Compañía para los activos de autogeneración y fuera de la red, sobre la base de las cifras disponibles a la fecha de este informe. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

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

DISPONIBILIDAD OPERACIONAL ENERGÍA TÉRMICA							
<i>En porcentaje – cifras no auditadas</i>	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.	
Complejo Tucumán	96,6%	96,1%	0,6%	94,5%	93,9%	0,7%	
El Bracho	98,2%	97,1%	1,1%	96,2%	95,3%	0,9%	
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%	
Loma Campana I	84,8%	84,9%	-0,2%	84,9%	85,3%	-0,5%	
Loma Campana II	86,0%	82,0%	4,9%	83,6%	82,0%	1,9%	
La Plata Cogeneración I	98,0%	81,4%	20,4%	97,0%	93,4%	3,9%	
La Plata Cogeneración II	88,0%	81,7%	7,7%	88,3%	84,3%	4,7%	
Central Térmica Manantiales Behr	97,7%	96,3%	1,5%	97,3%	92,7%	5,0%	
Central Dock Sud	88,5%	79,9%	10,8%	90,0%	88,0%	2,3%	
Promedio YPF Luz	93,1%	88,8%	4,8%	92,4%	90,5%	2,1%	
MW-promedio ponderado YPF Luz	93,1%	88,6%	5,0%	92,5%	91,0%	1,6%	

Fuente: CAMMESA y datos internos de la Compañía para los activos de autogeneración y fuera de la red, sobre la base de las cifras disponibles a la fecha de este informe.

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>		3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	41,9%	52,2%	-19,8%	51,5%	56,9%	-9,5%
	Factor de disponibilidad	97,8%	97,3%	0,6%	97,7%	97,3%	0,4%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga	46,0%	51,2%	-10,1%	43,7%	47,9%	-8,6%
	Factor de disponibilidad	86,7%	92,9%	-6,7%	87,9%	92,0%	-4,4%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga	42,0%	45,1%	-6,9%	48,8%	49,5%	-1,3%
	Factor de disponibilidad	96,6%	95,6%	1,0%	94,3%	97,4%	-3,1%
Parque Eólico General Levalle	Factor de carga	42,5%	49,0%	-13,2%	41,0%	42,6%	-3,6%
	Factor de disponibilidad	94,4%	88,8%	6,3%	96,0%	92,3%	4,1%
Parque Eólico CASA	Factor de carga	40,1%	-	n.a	38,8%	-	n.a
	Factor de disponibilidad	97,3%	-	n.a	97,3%	-	n.a
Total Parques Eólicos	Factor de carga	43,0%	49,4%	-12,9%	44,9%	48,4%	-7,1%
	Factor de disponibilidad	93,5%	93,2%	0,4%	93,8%	94,2%	-0,5%
Parque Solar Zonda	Factor de carga	22,3%	25,8%	-13,7%	25,3%	28,7%	-11,8%
	Factor de disponibilidad	98,2%	98,6%	-0,4%	99,1%	99,3%	-0,2%
Parque Solar El Quemado	Factor de carga	17,4%	-	n.a	19,5%	-	n.a.
	Factor de disponibilidad	85,6%	-	n.a	88,7%	-	n.a.
Total Parques Solares	Factor de carga	18,6%	25,8%	-28,0%	21,3%	28,7%	-25,9%
	Factor de disponibilidad	88,7%	98,6%	-10,1%	91,8%	99,3%	-7,6%

Fuente: CAMMESA y datos internos de la Compañía, sobre la base de las cifras disponibles a la fecha de este informe.

A continuación, se presentan los aspectos más relevantes de las variaciones interanuales de generación y disponibilidad por activo en el 3T26:

- El despacho de energía del Complejo Tucumán aumentó significativamente un 64,2% en el 3T26 debido a las compras de combustible autogestionadas en julio y agosto de 2026 a pesar de la disponibilidad limitada de gas natural en la región.
- En el complejo térmico El Bracho, la disponibilidad aumentó levemente a 98,2% desde 97,1%, mientras que la generación disminuyó un 52,5% debido a la disponibilidad limitada de gas natural en la región.
- La energía despachada por la central térmica Loma Campana Este aumentó un 8,5% en el 3T26 debido a una mayor demanda de YPF S.A.
- La disponibilidad de Loma Campana I se mantuvo relativamente estable en 84,8%, mientras que el despacho de energía disminuyó un 19,2% en el 3T26 debido a una parada programada de mantenimiento mayor en septiembre de 2026. El PPA de Loma Campana I celebrado con YPF fue rescindido el 5 de agosto de 2026, con efectos a partir del 1 de septiembre de 2026. Desde entonces, Loma Campana I se encuentra alcanzado por las disposiciones de la Resolución N° 400/2025.
- El despacho de energía de la central térmica Loma Campana II aumentó significativamente un 59,6%, principalmente debido a una mayor demanda y a su cercanía a la fuente de gas, mientras que la disponibilidad mejoró a 86,0% desde 82,0% en el mismo período del año anterior.
- La generación de energía de Cogeneración La Plata I y Cogeneración La Plata II ("LPC II") aumentó un 9,8% y un 29,4%, respectivamente, en el 3T26, mientras que la disponibilidad mejoró a 98,0% y 88,0% desde 81,4% y 81,7%, respectivamente, principalmente debido a algunos problemas técnicos registrados, así como a una parada programada más prolongada de lo previsto en LPC II durante el mismo período del año anterior.

- La disponibilidad de la central térmica Manantiales Behr aumentó a 97,7% desde 96,3%, mientras que el despacho de energía aumentó un 7,2% en el 3T26, principalmente debido a paradas de mantenimiento mayor durante el año anterior.
- La disponibilidad de la central térmica Central Dock Sud aumentó a 88,5% en el 3T26 desde 79,9%, principalmente debido a algunas fallas técnicas ocurridas durante el año anterior. El despacho de energía disminuyó un 14,6% interanual, principalmente como resultado de una menor demanda por la generación térmica y a disponibilidad limitada de combustible.
- El factor de carga del parque eólico Manantiales Behr, de 41,9%, se ubicó por debajo del 52,2% registrado el año anterior, principalmente debido a un menor recurso eólico, mientras que la disponibilidad de 97,8% se mantuvo relativamente en línea con el año anterior, resultando en una disminución del 19,7% en la generación de energía.
- El factor de carga del parque eólico Los Teros disminuyó a 46,0% desde 51,2% registrado el año anterior, mientras que la disponibilidad disminuyó a 86,7% desde 92,9%, principalmente debido a problemas técnicos en algunos aerogeneradores, incluyendo fallas en las palas, resultando en una disminución del 10,4% en la generación de energía.
- El factor de carga del parque eólico Cañadón León disminuyó levemente a 42,0% desde 45,1%, mientras que la disponibilidad aumentó levemente a 96,6% desde 95,6% en el año anterior.
- El factor de carga del parque eólico General Levalle disminuyó a 42,5% desde 49,0% debido a un menor recurso eólico, mientras que la disponibilidad mejoró a 94,4% desde 88,8% en el año anterior.
- El parque eólico CASA, que alcanzó su operación comercial plena en febrero de 2026, generó 56 GWh, con un factor de carga de 40,1% y una disponibilidad de 97,3% en el 3T26.
- El factor de carga del parque solar Zonda disminuyó a 22,3% desde 25,8% debido a menor recurso y a ciertas restricciones en las líneas de transmisión, reduciendo la generación de energía un 13,7% en el 3T26, a pesar de mantener una disponibilidad cercana al máximo.
- El parque solar El Quemado, que alcanzó su operación comercial plena en junio de 2026, generó 117 GWh, con un factor de carga de 17,4% y una disponibilidad de 85,6% en el 3T26.

La siguiente tabla presenta el total de energía vendida en el Mercado a Término de Energía Eléctrica (MATE) y en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), así como la participación de mercado de YPF Luz en función de la energía vendida en cada mercado:

MERCADOS PRIVADOS A TÉRMINO DE ENERGÍA (MATE) Y DE ENERGÍA RENOVABLE (MATER)

<i>Cifras no auditadas</i>	3T26	3T25	Var.¹	9M26	9M25	Var.¹
Energía vendida total en el MATE (GWh)	5.455	n.a.	n.a.	15.144	n.a.	n.a.
Energía vendida total en el MATER (GWh)	2.534	2.467	2,7%	7.687	6.773	13,5%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida en MATE (%)	16%	n.a.	n.a.	16%	n.a.	n.a.
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida en MATER (%)	25%	23%	2,1%	24%	24%	0,3%

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

En el 3T26, YPF Luz alcanzó una participación del 25% de la energía vendida bajo el régimen MATER, frente al 23% en el mismo período del año anterior, principalmente debido a la puesta en operación de los parques renovables El Quemado y CASA.

Adicionalmente, la Resolución N° 400/2025, vigente desde el 1 de noviembre de 2025, nos permitió contratar nuestra capacidad térmica instalada sujeta a ciertas restricciones, lo que generó oportunidades adicionales de contratación.

Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2026, contamos con el mayor portafolio de energía total (MATE) y energía renovable (MATER) contratada en los mercados privados de PPA de Argentina, con una participación de mercado de aproximadamente 16% y 24%, respectivamente.

5. INVERSIONES

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN (al 30 de septiembre de 2026 - cifras no auditadas)							
Activo	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha Habilitación Comercial	CAPEX (M USD)	Avance (%)
Sistema de Almacenamiento en Baterías	Provincia de Bs. As.	90	Edesur	BESS	4Q26	57	~92%
Total		90				57	

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍAS (“BESS”) - CDS

Durante el 3T26, se completó la instalación de los equipos principales, incluyendo el transformador de potencia, los equipos híbridos y las celdas de media tensión de 33 kV. Asimismo, durante el trimestre comenzaron las actividades de puesta en marcha de los sistemas de almacenamiento de energía y de conversión de potencia. Se espera que la operación comercial comience durante el cuarto trimestre de 2026.

El proyecto comprende un sistema de almacenamiento de energía con baterías de 90 MW / 450 MWh, incluyendo la instalación y puesta en marcha de los equipos eléctricos asociados.

6. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

RESUMEN CONSOLIDADO DEL FLUJO DE EFECTIVO						
En miles de USD – cifras no auditadas						
	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Efectivo y equivalentes, al inicio del período	167.332	194.772	-14,1%	191.798	213.132	-10,0%
Inversiones en activos financieros y efectivo restringido, al inicio del período	58.230	58.812	-1,0%	57.251	88.506	-35,3%
Efectivo + Inversiones corrientes, al inicio del período¹	225.562	253.584	-11,1%	249.049	301.638	-17,4%
Flujo neto de efectivo + inversiones corrientes de las actividades operativas ²	81.324	91.180	-10,8%	235.917	256.178	-7,9%
Flujo neto de efectivo + inversiones corrientes de las actividades de inversión	(46.356)	(58.937)	-21,3%	(142.984)	(226.182)	-36,8%
Flujo neto de efectivo + inversiones corrientes de las actividades de financiación	4.653	(87.135)	n.a.	(76.800)	(132.945)	-42,2%
Efectivo + Inversiones corrientes al cierre del período	265.185	198.690	33,5%	265.185	198.690	33,5%

1. Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, efectivo y equivalentes de efectivos restringidos, e inversiones corrientes en activos financieros. | 2. Incluye el efecto de las variaciones de los tipos de cambio y otros resultados financieros sobre el efectivo y equivalentes de efectivo, efectivo y equivalentes de efectivos restringidos e inversiones corrientes en activos financieros. | Nota: la suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

El **flujo de caja neto de las actividades operativas** alcanzó USD 81,3 millones en el 3T26, en comparación con USD 91,2 millones en el 3T25, principalmente debido a mayores necesidades de capital de trabajo y al segundo pago anticipado realizado por CDS por capacidad de transporte de gas natural en relación con el proyecto de expansión de Transportadora de Gas del Sur S.A., que más que compensaron el mayor EBITDA del período.

El **flujo de caja neto utilizado en actividades de inversión** totalizó USD 46,4 millones en el 3T26, un 21,3% por debajo del año anterior, principalmente debido a un menor CAPEX desembolsado dado que los proyectos renovables entraron en operación durante el primer semestre de 2026.

El **flujo de caja neto de las actividades de financiación** fue positivo en USD 4,7 millones, dado que los fondos provenientes de emisiones de deuda más que compensaron los pagos de deuda e intereses.

Nuestro **efectivo e inversiones de corto plazo** se ubicaron en USD 265,2 millones al cierre del 3T26, manteniendo una sólida posición de liquidez. Asimismo, la Compañía continuó con una estrategia activa de gestión de liquidez, finalizando el trimestre con una exposición cambiaria neta consolidada limitada a aproximadamente el 23% de la liquidez total, en línea con los desembolsos en moneda local previstos para los próximos meses.

7. DEUDA FINANCIERA

DEUDA FINANCIERA CONSOLIDADA¹				
<i>En miles de USD – cifras no auditadas</i>	30 de septiembre de 2026	30 de septiembre de 2025	Var.	
Corto Plazo	260.866	175.457	48,7%	
Largo Plazo	729.910	775.025	-5,8%	
Deuda Bruta	990.776	950.482	4,2%	
Caja y Equivalentes ²	265.185	198.690	33,5%	
Deuda Neta	725.591	751.792	-3,5%	
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM³	1,45x	1,83x	-21,1%	
Costo promedio de la deuda	6,5%	5,8%	12,7%	

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 e inversiones corrientes en 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 alcanzó USD 725,6 millones al 30 de septiembre de 2026, mientras que el ratio de apalancamiento neto disminuyó a 1,45x desde 1,83x en términos interanuales, respaldado por un mayor EBITDA anual y una menor deuda neta.

En términos de **financiamiento**, en agosto de 2026, la Compañía emitió una obligación negociable local por USD 50 millones a 3 años, con una tasa de interés del 5,00%. Adicionalmente, en septiembre de 2026, nuestra subsidiaria Central Dock Sud accedió exitosamente al mercado local de capitales por primera vez, mediante la emisión de una obligación negociable local por USD 20 millones a 2 años, con un cupón del 5,25%.

En términos de **costos de financiamiento**, la tasa de interés promedio de nuestra deuda financiera es del 6,5% al cierre del 3T26, mientras que la vida promedio remanente alcanzó los 3,2 años.

Respecto del **perfil de vencimientos**, la Compañía enfrenta vencimientos de deuda por un total de USD 129 millones durante el 4T26, de los cuales aproximadamente USD 80 millones ya fueron cancelados a la fecha. De cara a los próximos años, la Compañía mantiene un perfil de vencimientos de deuda manejable, con vencimientos anuales promedio de aproximadamente USD 118 millones durante los próximos tres años.

8. AMBIENTAL, SOCIAL Y GOBIERNO CORPORATIVO (ESG)

AMBIENTAL						
<i>Cifras no auditadas</i>	3T26	3T25⁴	Var.	9M26	9M25⁴	Var.
YPF Luz ERNC (GWh)	753	664	13,5%	2.253	1.942	16,0%
ERNC/Total de energía generada (%)	22,6%	18,0%	25,4%	20,2%	17,0%	18,9%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ¹	1.141.732	1.240.099	-7,9%	3.826.249	3.966.843	-3,5%
Intensidad emisiones GEI ²	0,279	0,287	-2,8%	0,283	0,289	-2,1%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ³	352.992	285.701	23,6%	990.915	848.181	16,8%
Consumo de agua (ktn) ¹	2.397	2.526	-5,1%	8.388	8.687	-3,4%
Intensidad de uso de agua (ktn) ¹	0,59	0,58	1,7%	0,62	0,63	-1,6%

1. Datos estadísticos internos de la Compañía. | 2. Se calcula como: emisiones de GEI (tCO₂e)/energía eléctrica producida (MWh). | 3. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de tCO₂ y de SPHERA para la energía eléctrica producida por los parques renovables. | 4. Las cifras del año anterior se reexpresaron tras la auditoría del Reporte de Sustentabilidad 2025.

En el 3T26, las emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) y la intensidad de emisiones de GEI disminuyeron un 7,9% y un 2,8%, respectivamente, en comparación con el mismo período del año anterior. El ahorro de emisiones aumentó un 23,6% interanual, impulsado principalmente por la contribución de los nuevos activos renovables, el parque eólico CASA y el parque solar El Quemado.

Desde el punto de vista de la seguridad, no se registraron incidentes registrables durante el 3T26.

GOBIERNO CORPORATIVO

Durante el 3T26, como parte del Programa Integral de Compliance de YPF Luz, la Compañía fue sometida a una auditoría para mantener su certificación internacional ISO 37001:2025 (Sistema de Gestión Antisoborno), que abarca el 100% de sus operaciones. La auditoría se completó exitosamente sin identificarse “no conformidades”, demostrando una vez más el compromiso de la Compañía con la mejora continua de su sistema de gestión de compliance.

Durante el trimestre, la Compañía continuó implementando su plan anual de capacitación en compliance a través de actividades virtuales y presenciales en distintos sitios operativos, destinadas a continuar fortaleciendo su cultura de integridad. Asimismo, avanzó con su Programa de Desarrollo de Terceros 2026, incluyendo sesiones teóricas y prácticas presenciales con proveedores.

En términos de gestión de riesgos, la Compañía continuó con la revisión integral y el mantenimiento de su matriz corporativa de riesgos y controles y su integración con la estrategia y los objetivos de negocio de la Compañía. Asimismo, evaluó el cumplimiento y la efectividad de los controles, identificó oportunidades de mejora y acciones correctivas, y continuó gestionando su registro de asuntos y monitoreando los KPIs relacionados para contribuir a la identificación temprana de desvíos y a la mejora continua de los procesos.

Por último, la Compañía continuó ejecutando su plan anual de auditoría interna de acuerdo con el cronograma establecido y monitoreó los planes de acción derivados de las pruebas de la matriz de controles y de las auditorías internas.

Anexo: Balance ¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	Var.
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	2.091.581	2.098.130	-0,3%
Activos intangibles	9.755	7.404	31,8%
Activos por derecho de uso	15.906	15.216	4,5%
Inversiones asociadas	11	11	0,0%
Otros créditos	47.662	23.502	102,8%
Inversiones en activos financieros	-	7.724	-100,0%
Activos por impuesto diferido, netos	128.751	66.703	93,0%
Total del activo no corriente	2.293.666	2.218.690	3,4%
Activo corriente			
Otros activos	723	-	n.a.
Otros créditos	42.893	45.433	-5,6%
Créditos por ventas	254.989	131.779	93,5%
Inversiones en activos financieros	17.494	45.204	-61,3%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	14.954	12.047	24,1%
Efectivo y equivalentes de efectivo	232.737	191.798	21,3%
Total del activo corriente	563.790	426.261	32,3%
TOTAL DEL ACTIVO	2.857.456	2.644.951	8,0%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	0,0%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	836.017	662.981	26,1%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	1.288.497	1.115.461	15,5%
Participación no controlante	178.582	148.145	20,5%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.467.079	1.263.606	16,1%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	13.163	11.924	10,4%
Pasivo por impuesto diferido, netos	30.835	27.696	11,3%
Pasivo por arrendamientos	15.441	14.165	9,0%
Préstamos	729.910	771.762	-5,4%
Otros pasivos	4.210	4.210	0,0%
Pasivos de contratos	29.977	33.919	-11,6%
Impuesto a las ganancias a pagar	88.374	96.931	-8,8%
Cuentas por pagar	1.222	-	n.a.
Total del pasivo no corriente	913.132	960.607	-4,9%
Pasivo corriente			
Provisiones	470	160	193,8%
Cargas fiscales	4.961	5.033	-1,4%
Impuesto a las ganancias a pagar	44.540	31.977	39,3%
Remuneraciones y cargas sociales	18.041	16.282	10,8%
Pasivo por arrendamientos	1.550	1.750	-11,4%
Préstamos	260.866	232.585	12,2%
Otros pasivos	1.657	1.295	28,0%
Pasivos de contratos	7.561	7.561	0,0%
Cuentas por pagar	137.599	124.095	10,9%
Total del pasivo corriente	477.245	420.738	13,4%
TOTAL DEL PASIVO	1.390.377	1.381.345	0,7%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.857.456	2.644.951	8,0%

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

Anexo: Estado de Resultados Consolidados ¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Ingresos por ventas	365.479	183.144	99,6%	910.728	483.267	88,5%
Costos de producción	(261.553)	(102.695)	154,7%	(608.863)	(247.736)	145,8%
Resultado bruto	103.926	80.449	29,2%	301.865	235.531	28,2%
Gastos de administración y comercialización	(18.654)	(15.008)	24,3%	(49.189)	(44.395)	10,8%
Otros resultados operativos netos	1.047	4.631	-77,4%	8.759	7.734	13,3%
Resultado operativo	86.319	70.072	23,2%	261.435	198.870	31,5%
Resultados financieros, netos	(21.904)	(23.291)	-6,0%	(52.484)	(58.492)	-10,3%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	64.415	46.781	37,7%	208.951	140.378	48,8%
Impuesto a las ganancias	5.306	(70.286)	n.a.	(5.478)	(110.231)	-95,0%
Resultado neto del período	69.721	(23.505)	n.a.	203.473	30.147	>200%
<i>Atribuible a los accionistas</i>	<i>59.221</i>	<i>(21.169)</i>	<i>n.a.</i>	<i>173.036</i>	<i>28.818</i>	<i>>200%</i>
<i>Interés no controlante</i>	<i>10.500</i>	<i>(2.336)</i>	<i>n.a.</i>	<i>30.437</i>	<i>1.329</i>	<i>>200%</i>

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

Anexo: Estado de Flujo de Efectivo¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	69.721	(23.505)	n.a.	203.473	30.147	>200%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Depreciación de propiedades, planta y equipo	41.771	36.142	15,6%	121.460	109.998	10,4%
Depreciación de activos por derecho de uso	476	482	-1,2%	1.381	1.826	-24,4%
Amortización de activos intangibles	126	112	12,5%	350	334	4,8%
Baja de propiedades, planta y equipo	1.599	193	>200%	5.607	2.587	116,7%
Baja de activos por derecho de uso	-	-	n.a.	-	(117)	100,0%
Resultados financieros, netos	21.904	23.291	-6,0%	52.484	58.492	-10,3%
Movimiento de provisiones del pasivo	446	154	>200%	316	279	13,3%
Cargo por impuesto a las ganancias	(5.306)	70.286	n.a.	5.478	110.231	-95,0%
Aumento Previsión por obsolescencia	132	(2)	n.a.	124	(10)	n.a.
Multas contractuales y provisión incobrables	142	186	-23,7%	142	872	-83,7%
Recupero de seguros	2.139	-	n.a.	-	-	n.a.
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	8.702	(11.880)	n.a.	(134.194)	(30.031)	>200%
Otros créditos	(10.258)	(569)	>200%	(29.453)	7.579	n.a.
Otros activos corrientes	2.726	6.791	-59,9%	(723)	-	n.a.
Cuentas por pagar	(38.784)	(2.400)	>200%	45.896	6.725	>200%
Remuneraciones y cargas sociales	4.190	3.298	27,0%	2.542	3.086	-17,6%
Cargas fiscales	(14.485)	993	n.a.	(19.745)	1.884	n.a.
Otros pasivos	(352)	-	n.a.	515	-	n.a.
Pasivos de contratos	(1.274)	(960)	32,7%	(3.946)	37	n.a.
Intereses cobrados	484	314	54,1%	2.225	1.555	43,1%
Pago de impuesto a las ganancias	(2.300)	(63)	>200%	(27.492)	(24.806)	10,8%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	81.799	102.863	-20,5%	226.440	280.668	-19,3%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(51.426)	(58.733)	-12,4%	(148.094)	(222.205)	-33,4%
Adquisición de activos Intangibles	(2.149)	-	n.a.	(2.149)	-	n.a.
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(36)	(202)	-82,2%	(36)	(202)	-82,2%
Adquisición en otros activos financieros	(31.220)	(10.503)	197,2%	(47.569)	(37.487)	26,9%
Liquidación de otros activos financieros	51.988	8.240	>200%	70.870	22.800	>200%
Cobranzas por otros activos financieros	11.996	883	>200%	12.624	22.455	-43,8%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	(744)	8.579	n.a.	(2.907)	14.994	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(21.591)	(51.736)	-58,3%	(117.261)	(199.645)	-41,3%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	69.710	43.703	59,5%	70.203	133.306	-47,3%
Cancelación de préstamos	(51.552)	(98.688)	-47,8%	(92.628)	(204.756)	-54,8%
Pago de dividendos	-	(20.012)	100,0%	-	(20.012)	100,0%
Pago de pasivos por arrendamientos	(839)	(850)	-1,3%	(2.366)	(2.583)	-8,4%
Pago de intereses y otros costos financieros	(9.773)	(11.294)	-13,5%	(42.845)	(38.901)	10,1%
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(2.893)	-	n.a.	(9.164)	-	n.a.
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	4.653	(87.141)	n.a.	(76.800)	(132.946)	-42,2%
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	64.861	(36.014)	n.a.	32.379	(51.923)	n.a.
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	544	(6.869)	n.a.	8.560	(9.320)	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	167.332	194.772	-14,1%	191.798	213.132	-10,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	232.737	151.889	53,2%	232.737	151.889	53,2%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio vigente a la fecha de la transacción, excepto por los saldos de efectivo, que están expresados al tipo de cambio de cierre vigente en 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 pública y/o privada y/o 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/IR

inversores.ypfee@ypf.com

