



ANUNCIO DE RESULTADOS
3° Trimestre 2025

YPF
LUZ

Resultados sólidos impulsados por nueva capacidad renovable y buen desempeño térmico, en línea con los objetivos anuales

Buenos Aires, 6 de noviembre de 2025 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el tercer trimestre de 2025 finalizado el 30 de septiembre de 2025.

Principales Métricas¹

KPI		3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Datos financieros	Ingresos (k USD)	183.143	142.186	28,8%	483.266	387.040	24,9%
	EBITDA ajustado (k USD)	106.803	98.403	8,5%	311.021	261.841	18,8%
	Margen EBITDA ajustado (%)	58,3%	69,2%	-15,7%	64,4%	67,7%	-4,9%
	Resultado neto del Período (k USD)	(23.506)	93.372	n.a.	30.147	163.903	-81,6%
	Inversiones (k USD)	52.682	34.974	50,6%	210.792	95.224	121,4%
	Flujo de caja libre (k USD) ²	440	34.541	-98,7%	(31.499)	101.232	n.a.
	Deuda Neta (k USD)	751.792	670.977	12,0%	751.792	670.977	12,0%
	Ratio Endeudamiento Neto	1,83x	1,92x	-4,5%	1,83x	1,92x	-4,5%
Datos operativos	Capacidad Instalada EoP(MW) ³	3.397	3.299	3,0%	3.397	3.299	3,0%
	Energía Vendida (GWh)	3.678	3.543	3,8%	11.429	10.559	8,2%
	Energía Térmica	3.014	2.986	1,0%	9.487	9.044	4,9%
	Energía Renovable	664	557	19,1%	1.942	1.515	28,2%
	Producción de Vapor (k tn.)	601	717	-16,1%	2.211	2.280	-3,0%
	Disponibilidad Energía Térmica	87,9%	87,9%	0,0%	86,7%	84,5%	2,6%
	Factor de Carga Energía Eólica	49,7%	54,7%	-9,2%	48,7%	50,7%	-4,0%
	Factor de Carga Energía Solar	26,1%	26,6%	-2,2%	28,8%	27,2%	5,7%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye flujo de caja de operaciones menos CAPEX y M&A (actividades de inversión), pagos de dividendos, intereses y arrendamientos (actividades de financiación). | 3. Incluye el 100% de la participación indirecta en CDS.

1. Principales Hitos

El **EBITDA ajustado** alcanzó los USD 106,8 millones, un 9% por encima del 3T24, impulsado principalmente por el nuevo parque eólico General Levalle, que alcanzó su operación comercial completa en el 4T24, mayor disponibilidad y reintegros de seguros en el parque eólico Los Teros, el retorno al servicio de Loma Campana I, mayor generación en nuestra planta térmica del Complejo Tucumán, y un margen adicional por el régimen opcional de autoabastecimiento de combustible. Esto fue parcialmente compensado por menor recurso eólico en la Patagonia, indisponibilidad temporal en las unidades térmicas de La Plata Cogeneración y Central Dock Sud (“CDS”), y un mantenimiento mayor programado en El Bracho.

La **capacidad instalada** aumentó un 3% en comparación con el año anterior, alcanzando los 3.397 MW, explicado principalmente por el nuevo parque eólico General Levalle.

La **generación de energía** aumentó un 4% interanual, impulsada principalmente por una mayor producción en las plantas térmicas del Complejo Tucumán, nueva generación renovable del parque eólico General Levalle y el retorno al servicio de la planta térmica Loma Campana I. Esto fue parcialmente compensado por menor recurso eólico en la Patagonia, así como menor generación térmica en La Plata Cogeneración, CDS y El Bracho.

Las **inversiones** totalizaron USD 52,7 millones, un 51% más que en el 3T24, destinadas principalmente a los proyectos en construcción, avanzando con el parque eólico Cementos Avellaneda y el parque solar El Quemado, cuyas fechas de habilitación comercial se esperan entre el primer y segundo trimestre de 2026. Además, en agosto

de 2025 se nos adjudicó un proyecto de almacenamiento de energía con baterías de 90 MW a través de nuestra subsidiaria Central Dock Sud.

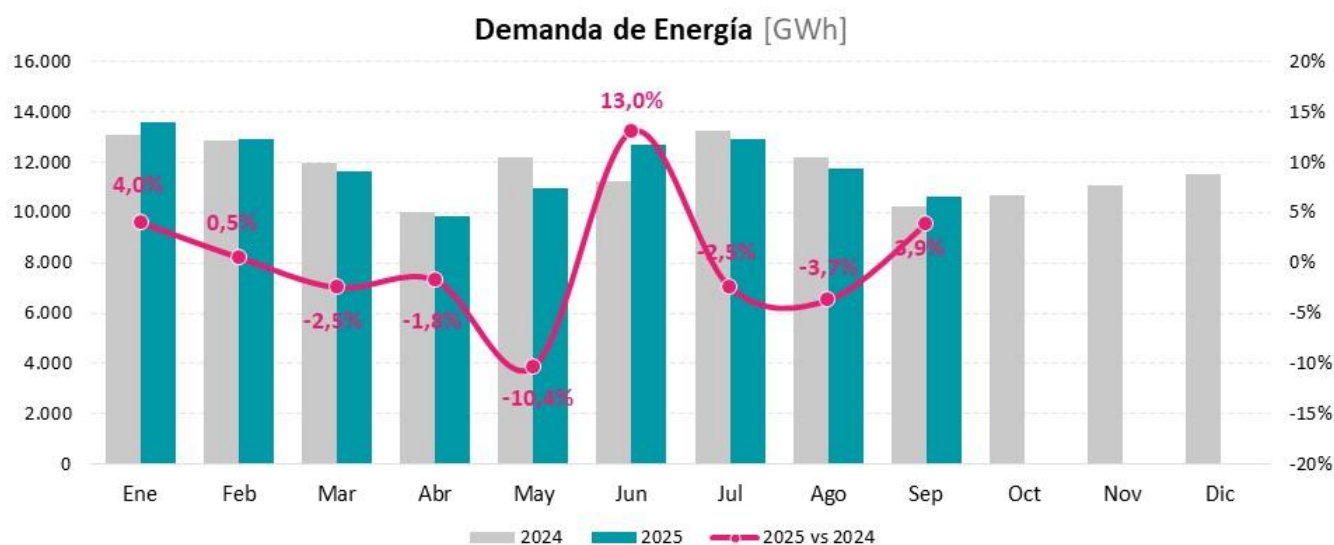
El **flujo de caja libre** fue levemente positivo, alcanzando USD 0,4 millones durante el trimestre, ya que el flujo de caja operativo se destinó principalmente a nuestro plan de inversiones, pagos de intereses y distribución de dividendos a partes minoritarias en la subsidiaria CDS, llevando nuestra deuda neta a USD 752 millones. Dicho esto, el ratio de apalancamiento neto disminuyó a 1,83x desde 1,92x en el año anterior, ya que el aumento del EBITDA compensó el mayor nivel de deuda neta.

2. Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Indicador	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Demanda de energía (GWh)	35.255	35.635	-1,1%	106.879	106.952	-0,1%
Residencial	16.796	17.031	-1,4%	50.527	50.817	-0,6%
Comercial	9.348	9.458	-1,2%	29.122	29.066	0,2%
Industrial	9.111	9.146	-0,4%	27.230	27.069	0,6%
Generación de energía (GWh)	34.342	34.888	-1,6%	107.213	107.981	-0,7%
Térmica	17.339	18.782	-7,7%	58.309	57.757	1,0%
Hidráulica	7.663	8.017	-4,4%	21.874	24.912	-12,2%
Nuclear	2.748	2.378	15,5%	7.996	8.977	-10,9%
Renovable	6.593	5.711	15,4%	19.034	16.336	16,5%
Capacidad Instalada (MW)	43.887	42.919	2,3%	43.887	42.919	2,3%
Térmica	25.095	25.165	-0,3%	25.095	25.165	-0,3%
Hidráulica	9.639	9.639	0,0%	9.639	9.639	0,0%
Nuclear	1.755	1.755	0,0%	1.755	1.755	0,0%
Renovable	7.398	6.360	16,3%	7.398	6.360	16,3%

Demanda de energía

En el tercer trimestre de 2025, la demanda eléctrica totalizó 35.255 GWh, disminuyendo un 1,1% interanual. La demanda residencial cayó un 1,4% debido a las temperaturas más altas registradas en julio y agosto en comparación con el año anterior, mientras que las demandas comercial e industrial retrocedieron 1,2% y 0,4%, respectivamente. En lo que va del año, la demanda de energía disminuyó levemente un 0,1% frente al año anterior, principalmente por menor demanda residencial, compensada en gran medida por mayor demanda industrial y comercial reflejando mejores condiciones económicas.



Generación de energía

En el 3T25, la generación de energía disminuyó un 1,6% en comparación con el mismo período del año anterior, totalizando 34.342 GWh, explicado principalmente por menor generación térmica e hidráulica debido a la menor demanda de energía, parcialmente compensado por un aumento en la generación renovable gracias a una mayor capacidad instalada.

La generación térmica e hidroeléctrica se mantuvieron como las principales fuentes de energía para cubrir la demanda en el 3T25, con participaciones del 51% y 22%, respectivamente. La generación hidroeléctrica disminuyó un 4% frente al 3T24. La energía nuclear representó el 8% de la generación en el 3T25, un aumento del 16% respecto al 3T24, debido a la parada programada por el mantenimiento de la central nuclear Embalse en agosto y septiembre de 2024. La central nuclear Atucha I permaneció fuera de servicio durante el trimestre mientras continúa su proceso de extensión de vida útil. En lo que va del año, el suministro de energía disminuyó un 0,7%, ya que el incremento en la generación renovable por la entrada en operación de nuevos proyectos fue más que compensado por menor generación nuclear debido al mantenimiento programado de Atucha I y menor generación hidroeléctrica por menores caudales y niveles de embalse en Salto Grande y las represas del Comahue.

Las energías renovables no convencionales ("ERNC") representaron el 19% de la generación, un aumento del 15% respecto al 3T24, impulsado por la nueva capacidad renovable instalada. De esta participación, la generación eólica se mantuvo como la principal fuente renovable del país (71%), seguida por solar (18%), biocombustibles (7%) e hidro renovable (4%). Durante el 3T25, el factor de capacidad promedio nacional fue de 47,6% para la generación eólica y 25,2% para solar.

Para completar la oferta energética, en el tercer trimestre del año las importaciones de energía ascendieron a 2.282 GWh, un 1% menos que el año anterior. Por otro lado, las exportaciones de energía totalizaron 3 GWh hacia Brasil. Como resultado, la balanza comercial de CAMMESA entre importaciones y exportaciones de energía representó un margen negativo de USD 208 millones.

El gas natural continuó siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando el 93% del total consumido por las centrales térmicas en el 3T25, lo que equivale a un consumo de 39,4 MMm³/d, un 11% menos en comparación con el mismo período del año anterior.

Capacidad Instalada

Al 30 de septiembre de 2025, Argentina reportó una capacidad instalada de 43.887 MW, lo que representa un aumento del 2% respecto al 3T24, donde la capacidad renovable creció significativamente un 16% interanual. Del

total de la capacidad instalada, el 57% proviene de fuentes térmicas, el 22% de fuentes hidroeléctricas, el 17% de ERNC y el 4% de centrales nucleares.

Costos de Energía

El costo promedio de generación del sistema en el 3T25 ascendió a USD 84,2/MWh, un 1% menos en comparación con el mismo período del año anterior. Por su parte, el precio promedio residencial fue de USD 36,8/MWh, lo que representa un nivel de subsidio del 56% en el 3T25, frente al 50% registrado en el 3T24.

Por otro lado, el precio de la energía para grandes usuarios industriales ("GUDI") cubrió completamente el costo de generación del sistema en el 3T25, sin representar subsidio para este segmento de demanda.

Como resultado, el subsidio total a la electricidad (excluyendo transporte) en el 3T25 representó aproximadamente el 34% del costo del sistema, frente al 27% del 3T24, alcanzando USD 1.074 millones. Sin embargo, en lo que va del año, los subsidios totalizaron USD 1.935 millones, un 33% menos en comparación con el año anterior.

Novedades Regulatorias

RESOLUCIÓN N° 280, 331 y 356/2025

Actualiza todos los conceptos remunerativos de la generación no contractualizada (generación spot) considerando los siguientes ajustes:

- Resolución 280/2025: +1.0% desde Julio 2025
- Resolución 331/2025: +0.4% desde Agosto 2025
- Resolución 356/2025: +0.5% desde Septiembre 2025

RESOLUCIÓN N° 361/2025

Adjudica los proyectos presentados en la licitación AlmaGBA para suscribir los respectivos contratos de almacenamiento indicados en la Res 67/2025. Entre los proyectos presentados nuestra subsidiaria CDS fue adjudicada con 90MW para la firma de un contrato con Edesur

RESOLUCIÓN N° 1.200/2025

Convoca a licitación para la venta del 100% del capital accionario de las hidroeléctricas Alicurá, Chocón, Cerros Colorados y Piedra del Águila. La concesión será por 30 años, y se adjudicará mediante el sistema de dos sobres (técnico y económico).

- Se exige patrimonio neto superior a USD 150 millones y activos por más de USD 300 millones.
- Se podrá ofertar por más de una central, pero adjudicar hasta dos.
- El esquema de remuneración evoluciona de precios regulados (95%) a libres (100%) en 21 años.
- Se establecen cánones y regalías sobre la energía vendida.
- La disponibilidad garantizada de potencia exigida es del 95%.

Inicialmente, las ofertas podían presentarse hasta el 23/10/2025, fecha en la que también se realizaría su apertura (modificado por la Resolución N° 1.649/2025 a continuación).

RESOLUCIÓN N° 1.649/2025

Extiende la fecha para presentar ofertas en el proceso licitatorio de las centrales hidroeléctricas Alicurá, El Chocón, Cerros Colorados y Piedra del Águila hasta el 7 de noviembre de 2025.

RESOLUCIÓN N° 400/2025

Objetivo de normalizar progresivamente el Mercado Eléctrico Mayorista, fomentando la competencia y la libre contratación entre los participantes del mercado, descentralizando la gestión de combustibles y estableciendo incentivos económicos para la incorporación de nueva capacidad de generación.

Introduce mecanismos para optimizar la gestión de la demanda, diferenciar la remuneración entre generación existente y nueva, y mejorar la transparencia en los cargos y precios del sistema.

Estas medidas buscan garantizar la confiabilidad del suministro, la eficiencia operativa y la sostenibilidad económica del sector eléctrico nacional.

La resolución entró en vigencia el 1 de noviembre de 2025.

3. Resultados Económicos**Ingresos por ventas**

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

Desglose de Ventas por Contraparte¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
CAMMESA Energía Base	50.799	20.985	142,1%	100.689	54.438	85,0%
PPA con CAMMESA	72.466	66.442	9,1%	195.671	186.856	4,7%
PPA con YPF S.A.	31.101	32.587	-4,6%	99.378	86.011	15,5%
PPA con otros privados	26.647	16.658	60,0%	75.383	45.990	63,9%
Ingreso por combustible y transporte	1.999	5.356	-62,7%	11.716	13.294	-11,9%
Subtotal	183.012	142.028	28,9%	482.837	386.589	24,9%
Otros ingresos por servicios	131	158	-17,1%	429	451	-4,7%
Total	183.143	142.186	28,8%	483.266	387.040	24,9%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertido utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

Desglose de Ventas por Contraparte² (%) (cifras no auditadas)						
	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
CAMMESA Energía Base	27,7%	14,8%	13,0%	20,8%	14,1%	6,8%
PPA con CAMMESA	39,6%	46,7%	-7,2%	40,5%	48,3%	-7,8%
PPA con YPF S.A.	17,0%	22,9%	-5,9%	20,6%	22,2%	-1,7%
PPA con otros privados	14,5%	11,7%	2,8%	15,6%	11,9%	3,7%
Ingreso por combustible y transporte	1,1%	3,8%	-2,7%	2,4%	3,4%	-1,0%
Subtotal	99,9%	99,9%	0,0%	99,9%	99,9%	0,0%
Otros ingresos por servicios	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%
Total	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%	

2. La variación a/a se calcula como la diferencia entre el porcentaje por contraparte de cada período.

Los ingresos totales en el tercer trimestre de 2025 alcanzaron USD 183,1 millones, un 28,8% más que en el mismo período de 2024, principalmente debido a los siguientes efectos:

- (i) Mayor generación renovable, impulsada por nuestro nuevo parque eólico General Levalle.
- (ii) Reanudación de operaciones de la central térmica Loma Campana I y mayor energía despachada por las plantas térmicas del Complejo Tucumán.

- (iii) Ingresos incrementales derivados del reconocimiento de compras de combustibles bajo el nuevo régimen opcional de autogestión de combustibles.

Costos y Otros resultados operativos

Excluyendo los costos de gas, combustible y transporte que se trasladan a los ingresos, así como las compras incrementales de gas natural y combustible bajo el nuevo régimen opcional de autoabastecimiento, los gastos operativos aumentaron un 3,5%, impulsados por mayores gastos administrativos y por nuestro nuevo parque eólico General Levalle.

Otros resultados operativos totalizaron una ganancia de USD 4,6 millones en el 3T25, frente a la ganancia de USD 3,7 millones registrada el año pasado, como resultado del reintegro de seguros relacionado con el parque eólico Los Teros y mayores intereses comerciales de CAMMESA.

EBITDA

Como resultado, el EBITDA ascendió a USD 106,8 millones en 3T25. El siguiente cuadro detalla el desglose del EBITDA por clase de activo:

EBITDA por Clase de Activos ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
De Energía Térmica	64.956	60.413	7,5%	183.432	154.510	18,7%
De Energía Renovable	37.377	25.903	44,3%	104.043	77.146	34,9%
De Cogeneración	11.500	16.372	-29,8%	43.881	43.819	0,1%
De Generación de Energía Distribuida	3.227	2.345	37,6%	8.651	6.908	25,2%
Subtotal	117.060	105.033	11,5%	340.007	282.383	20,4%
Corporación y eliminaciones ²	(10.257)	(6.630)	54,7%	(28.986)	(20.542)	41,1%
Total	106.803	98.403	8,5%	311.021	261.841	18,8%

1. Expresado en dólares estadounidenses, convertido utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye gastos corporativos.

El EBITDA generado por los activos térmicos totalizó USD 65,0 millones en el 3T25, un 7,5% más que en el 3T24, impulsado principalmente por el retorno al servicio de la central térmica Loma Campana I, el mayor despacho de energía en el Complejo Tucumán y el margen obtenido bajo el nuevo régimen opcional de autoabastecimiento.

El EBITDA de los activos renovables alcanzó USD 37,4 millones en el 3T25, aumentando significativamente un 44,3% interanual, debido a nuestro nuevo parque eólico General Levalle, así como a una mayor disponibilidad y reintegros de seguros en el parque eólico Los Teros. Esto fue parcialmente compensado por menor recurso eólico y solar, en promedio, en comparación con el año anterior.

El EBITDA generado por los activos de cogeneración totalizó USD 11,5 millones, una disminución del 29,8% interanual, impulsada principalmente por el esquema *take-or-pay* acordado con YPF relacionado con diferencias en ventas de vapor y menor disponibilidad en ambas plantas. La planta La Plata Cogeneración I estuvo fuera de servicio durante 15 días en julio debido a fallas en el terminal del cable de 132 kV. La planta La Plata Cogeneración II tuvo disponibilidad reducida durante julio y agosto por fallas en el cable de 33 kV y una parada programada más prolongada de lo esperado en septiembre.

El EBITDA de los activos de energía distribuida totalizó USD 3,2 millones, un 37,6% más que el año pasado, debido a una mayor generación en ambas plantas térmicas, los motores de Manantiales Behr y Loma Campana Este.

4. Operaciones

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

Capacidad Instalada ¹ (MW) (cifras no auditadas)			
	3T25	3T24	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	99	4,5%
PE Los Teros I	123	123	-
PE Los Teros II	52	52	-
PE Cañadón León	123	123	-
PE General Levalle	155	62	150,0%
PS Zonda I	100	100	-
Total Energía Renovable	657	559	17,4%
Total	3.397	3.299	3,0%

1. Incluye el 100% de la capacidad instalada de la participación indirecta en CDS.

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 (cifras no auditadas)							
	Unidad	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Complejo Tucumán	GWh	168	23	>200%	874	1.037	-15,7%
El Bracho TG	GWh	518	554	-6,4%	1.479	1.397	5,9%
El Bracho TV	GWh	336	353	-4,8%	966	911	6,1%
Loma Campana Este	GWh	26	23	15,0%	69	60	15,2%
Loma Campana I	GWh	188	60	>200%	523	60	>200%
Loma Campana II	GWh	99	182	-45,4%	253	346	-27,0%
La Plata Cogeneración I	GWh	194	220	-11,9%	612	653	-6,1%
	k Tn	347	428	-19,1%	1.161	1.254	-7,5%
La Plata Cogeneración II	GWh	118	129	-8,5%	439	437	0,5%
	k Tn	255	289	-11,8%	1.050	1.025	2,4%
Motores Manantiales Behr	GWh	105	87	19,9%	309	313	-1,0%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	119	132	-9,7%	376	368	2,2%
Parque Eólico Los Teros	GWh	198	181	9,2%	549	521	5,3%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	122	161	-24,2%	398	423	-6,0%
Parque Eólico General Levalle	GWh	167	24	>200%	432	24	>200%
Parque Solar Zonda I	GWh	57	59	-3,0%	187	179	4,9%
Central Dock Sud ¹	GWh	1.261	1.354	-6,9%	3.962	3.831	3,4%
Total	GWh	3.678	3.543	3,8%	11.429	10.559	8,2%
	k Tn	601	717	-16,1%	2.211	2.280	-3,0%

1. Incluye 100% de CDS.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)							
	Unidad	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Complejo Tucumán	MW-mes	767	730	5,1%	735	725	1,4%
El Bracho TG	MW-mes	259	257	0,6%	252	247	1,8%
El Bracho TV	MW-mes	197	192	2,3%	189	190	-0,6%
Loma Campana Este	MW-mes	10	8	25,0%	10	8	25,0%
Loma Campana I	MW-mes	89	28	>200%	88	9	>200%
Loma Campana II	MW-mes	89	89	-0,3%	87	84	3,1%
La Plata Cogeneración I	MW-mes	97	108	-10,7%	101	109	-7,5%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	71	78	-9,1%	74	78	-5,4%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	54	56	-4,6%	54	56	-4,0%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	747	831	-10,1%	760	780	-2,6%
Total	MW-mes	2.380	2.378	0,1%	2.348	2.287	2,7%

1. Incluye 100% de CDS.

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

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica ¹ (%) (cifras no auditadas)						
	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Complejo Tucumán	92,6%	88,0%	5,1%	88,6%	87,4%	1,4%
El Bracho TG	99,2%	98,5%	0,6%	96,3%	94,7%	1,7%
El Bracho TV	99,4%	97,2%	2,3%	95,6%	96,2%	-0,6%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%
Loma Campana I	84,8%	26,4%	>200%	83,7%	8,8%	>200%
Loma Campana II	84,2%	84,5%	-0,3%	82,5%	80,0%	3,1%
La Plata Cogeneración I	75,6%	84,7%	-10,7%	78,8%	85,2%	-7,5%
La Plata Cogeneración II	89,1%	98,0%	-9,1%	92,3%	97,6%	-5,4%
Central Térmica Manantiales Behr	93,1%	97,6%	-4,6%	93,1%	97,0%	-4,0%
Central Dock Sud	80,0%	89,0%	-10,1%	81,4%	83,6%	-2,6%
Total²	87,9%	87,9%	0,0%	86,7%	84,5%	2,6%

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada, excepto activos bajo esquema de remuneración de Energía Base, 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 (%)							
		3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	53,1%	60,7%	-12,5%	57,5%	56,8%	1,2%
	Factor de disponibilidad	96,6%	93,4%	3,5%	97,2%	92,2%	5,4%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga	51,4%	48,6%	5,8%	47,9%	47,1%	1,8%
	Factor de disponibilidad	92,2%	85,8%	7,5%	91,7%	86,2%	6,4%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga	44,7%	58,6%	-23,7%	49,8%	50,8%	-1,9%
	Factor de disponibilidad	96,8%	98,3%	-1,5%	97,7%	98,8%	-1,0%
Parque Eólico General Levalle	Factor de carga	49,3%	n.a.	n.a.	42,7%	n.a.	n.a.
	Factor de disponibilidad	92,0%	n.a.	n.a.	93,9%	n.a.	n.a.
Total Parques Eólicos	Factor de carga	49,7%	54,7%	-9,2%	48,7%	50,7%	-4,0%
	Factor de disponibilidad	94,0%	91,6%	2,6%	94,7%	91,6%	3,4%
Parque Solar Zonda I	Factor de carga	26,1%	26,6%	-2,2%	28,8%	27,2%	5,7%
	Factor de disponibilidad	100,0%	100,0%	0,0%	99,8%	100,0%	-0,2%

La disponibilidad comercial agregada de los activos térmicos de la compañía alcanzó el 87,9% en el 3T25, en línea con el nivel registrado en el 3T24. El factor de carga promedio eólico totalizó 49,7% en el 3T25, 9,2% por debajo del año pasado, mientras que el factor de carga solar disminuyó levemente 2,2%, ubicándose en 26,1%

A continuación se detallan los aspectos más relevantes de las variaciones interanuales de generación y disponibilidad de energía por activo:

- En el Complejo Tucumán, el factor de disponibilidad aumentó a 92,6% desde 88,0%, mientras que la generación de energía se incrementó significativamente en un 631,6% debido a las compras de gas natural bajo el nuevo régimen opcional de autogestión de combustibles.
- En la central térmica El Bracho, la disponibilidad comercial mejoró a 99,3% desde 97,9% en comparación con el año anterior, mientras que la generación disminuyó un 5,8% debido a un mantenimiento mayor programado.

- La disponibilidad de la central térmica Manantiales Behr disminuyó a 93,1% desde 97,6% debido a una parada mayor programada, mientras que la generación aumentó un 19,9% por una mayor demanda de YPF.
- La energía despachada por la central térmica Loma Campana Este aumentó un 15,0% debido a una mayor demanda por parte de YPF
- Loma Campana I reanudó operaciones en septiembre de 2024 y desde entonces se mantuvo operativa, lo que resultó en un incremento de generación del 212,9% en comparación con el año anterior.
- La disponibilidad comercial de la central térmica Loma Campana II se mantuvo relativamente estable en 84,2%, mientras que la generación de energía disminuyó un 45,4%, despachando principalmente durante las horas pico de demanda.
- Las disponibilidades comerciales de La Plata Cogeneración I y La Plata Cogeneración II disminuyeron a 75,6% y 89,1% desde 84,7% y 98,0%, respectivamente, y despacharon menores volúmenes de energía y vapor en comparación con el año anterior. La menor disponibilidad de La Plata Cogeneración I se debió principalmente a interrupciones en el terminal del cable de la línea de 132 kV durante julio, mientras que la menor disponibilidad comercial en La Plata Cogeneración II fue causada principalmente por problemas en los cables de 33 kV durante julio y agosto, así como por una parada programada más prolongada de lo esperado en septiembre.
- El parque eólico General Levalle, nuestro activo más reciente, generó 167 GWh con un factor de carga del 49,3% y una disponibilidad del 92,0% en el 3T25.
- Los parques eólicos Manantiales Behr y Cañadón León alcanzaron factores de carga de 53,1% y 44,7% en el 3T25, respectivamente, menores frente a 60,7% y 58,6% en el año anterior, principalmente debido a los factores de carga récord registrados en el 3T24. Como resultado, la generación de energía disminuyó un 9,7% en Manantiales Behr y un 24,2% en Cañadón León en comparación con el año anterior
- El parque eólico Los Teros mejoró su disponibilidad a 92,2% desde 85,8%, principalmente debido a fallas en palas registradas el año pasado, mientras que el recurso eólico aumentó 5,8% a 51,4% desde 48,6%, incrementando el despacho de energía en 9,2% en el 3T25.
- El parque solar Zonda registró una leve disminución en su factor de carga a 26,1% desde 26,6% del año anterior, manteniendo disponibilidad máxima, lo que redujo ligeramente la generación de energía en 3,0% en el 3T25.
- La disponibilidad comercial de la central térmica Dock Sud disminuyó a 80,0% en el 3T25 desde 89,0% en el año anterior, debido a una falla en el anillo de combustión durante julio y problemas en el cable del aislador del transformador durante agosto y principios de septiembre. Como resultado, el despacho de energía se redujo 6,9% en el 3T25.

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:

Mercado a Término de Energía Renovable (MATER)						
	3T25	3T24	Var. ⁽¹⁾	9M25	9M24	Var. ⁽¹⁾
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	2.784	2.012	38,4%	2.784	2.012	38,4%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	2.370	1.718	38,0%	6.714	4.490	49,5%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	20%	23%	-3,0%	20%	23%	-3,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	24%	25%	-1,0%	24%	26%	-2,0%

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

La participación de mercado de YPF Luz en la energía vendida en el MATER totalizó 24% en 3T25, levemente por debajo del 25% registrado en el mismo período del año anterior, principalmente debido al ingreso de nuevos proyectos renovables al mercado. A pesar de ello, YPF Luz mantuvo su posición de liderazgo en el segmento de PPAs renovables privados, ocupando el primer lugar en participación de mercado.

5. Inversiones

Proyectos en construcción							
Activo	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX (M USD)	Avance (%)
Parque Eólico Cementos Avellaneda	Provincia de Bs. As.	63	Privados	Eólica	1T26	80	~91%
Parque Solar El Quemado	Provincia de Mendoza	305	Privados	Solar	1T26/2T26	210	~75%
Total		368				290	

Parque Eólico Cementos Avellaneda

En el tercer trimestre de 2025, la Compañía continuó avanzando en la construcción del parque eólico Cementos Avellaneda, alcanzando un grado de avance en torno al 91%, destacando los siguientes avances:

- Todas las tareas principales de obras civiles se encuentran finalizadas.
- En cuanto al montaje de aerogeneradores, se cuenta con el 100% de los equipos montados y se avanza con las tareas de cableado y terminación mecánica.
- La obra eléctrica se encuentra finalizada a excepción de los trabajos de interconexión a ejecutar en la ET Calera Avellaneda, que contemplan la adecuación de la barra que permitirá la conexión del parque a la red de 132KV.

Parque Solar El Quemado

En el 3T25, se avanzó de manera sostenida en la construcción del parque solar El Quemado, alcanzando un grado de avance cercano al 75% al cierre de septiembre de 2025, destacándose los siguientes progresos:

- En el área del parque se instalaron 58.000 hincas que representan el 80% del parque, se completó el armado de 3.200 *trackers* y 230.000 paneles lo que representa 54% y 45% del total respectivamente. Se inició el tendido de cables de los circuitos de media tensión alcanzando un 15% de avance
- La subestación para interconectar el parque a la línea de alta tensión Cruz de Piedar - San Juan se encuentra con los edificios construidos iniciando el montaje de tableros de protecciones y comando como equipos de playa,

destacándose el montaje del primer transformador 33/220KV con capacidad de 100MW, y el montaje de los reactores de neutro.

- Se comenzó el montaje del interruptor de maniobra aislado en gas (GIS) y el completamiento del montaje de las celdas de media tensión correspondientes a 200MW.

Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías ("BESS")

A comienzos de 2025, CAMMESA lanzó un proceso licitatorio para BESS, con el objetivo de incorporar 500 MW de capacidad instalada para mejorar la confiabilidad y las condiciones de suministro eléctrico en el área metropolitana de Buenos Aires

La subasta pública se diseñó mediante contratos de PPA a 15 años, adjudicados directamente a las distribuidoras EDENOR y EDESUR, incluyendo una garantía de pago por parte de CAMMESA.

Un total de 15 empresas presentaron 27 proyectos, representando una capacidad instalada agregada de 1,3 GW, más del doble del volumen objetivo

Entre agosto y octubre de 2025, se adjudicaron 12 proyectos, totalizando 713 MW de capacidad instalada. Bajo la Resolución N° 361/2025, YPF Luz, a través de su subsidiaria Central Dock Sud, fue adjudicada con un proyecto BESS de 90 MW de capacidad de almacenamiento, 450 MWh de energía almacenada y un precio de capacidad de USD 12.815 por MW-mes. La inversión total se estima en aproximadamente USD 57 millones y la fecha de habilitación comercial se estima hacia fines de 2026.

6. Liquidez y recursos de capital

Resumen consolidado del Flujo de Efectivo (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Efectivo al inicio del período	194.769	233.010	-16,4%	213.132	102.439	108,1%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	102.864	95.656	7,5%	280.666	239.807	17,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(51.744)	(47.383)	9,2%	(199.646)	(158.038)	26,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(87.136)	(62.125)	40,3%	(132.946)	27.814	n.a.
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	(6.868)	4.794	n.a.	(9.321)	11.930	n.a.
Efectivo al cierre del período	151.885	223.952	-32,2%	151.885	223.952	-32,2%
Inversiones en activos financieros y Efectivo restringido, neto de Repos	46.805	56.139	-16,6%	46.805	56.139	-16,6%
Efectivo + Inversiones corrientes al cierre del período (neto de Repos)	198.690	280.091	-29,1%	198.690	280.091	-29,1%

El **flujo neto de efectivo de las actividades operativas** alcanzó USD 102,9 millones en el 3T25, por encima de los USD 95,7 millones del 3T24, principalmente debido a un mayor EBITDA.

El **flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión** totalizó USD 51,7 millones, frente a USD 47,4 millones del año anterior, impulsado por las erogaciones vinculadas a nuestros dos proyectos en construcción.

El **flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento** fue negativo en USD 87,1 millones en el 3T25, debido a vencimientos de deuda y pagos de intereses, así como al pago de dividendos a las participaciones minoritarias en la subsidiaria Central Dock Sud. Esto fue parcialmente compensado por la emisión de nueva deuda, que consistió en el préstamo de USD 30 millones a 7 años con la agencia de crédito a la exportación Sinasure y un banco privado.

Finalmente, se registró un impacto negativo de USD 6,9 millones en el estado de flujo de efectivo, impulsado principalmente por la devaluación de la moneda local sobre nuestra posición de liquidez en pesos, neta de los rendimientos de inversiones en activos financieros. Este efecto fue parcialmente compensado por pasivos denominados en pesos.

Como resultado, en el 3T25 la compañía registró un **flujo de caja libre** (excluyendo emisiones netas de deuda) de aproximadamente de USD 0,4 millones, ya que la sólida generación de efectivo de las actividades operativas fue mayormente compensada por las erogaciones vinculadas a nuestro plan de inversiones, pagos regulares de intereses y pagos de dividendos a las participaciones minoritarias en la subsidiaria Central Dock Sud.

En materia de liquidez, el **efectivo y las inversiones a corto plazo** se ubicaron en USD 198,7 millones al cierre del 3T25, por debajo de los USD 253,6 millones del trimestre anterior, pero cubriendo cómodamente vencimientos financieros por los próximos 11 meses. Adicionalmente, la compañía continuó con una estrategia activa de gestión de liquidez para minimizar la exposición cambiaria, cerrando el trimestre con una exposición neta consolidada al tipo de cambio equivalente a aproximadamente el 16% de la liquidez total, alineada con los gastos en moneda local previstos para los próximos meses.

7. Deuda Financiera

Deuda Financiera Consolidada ¹ (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	30 de septiembre de 2025	30 de septiembre de 2024	Var.
Corto Plazo	175.457	242.749	-27,7%
Largo Plazo	775.025	708.319	9,4%
Deuda Bruta	950.482	951.068	-0,1%
Caja y Equivalentes ²	198.690	280.091	-29,1%
Deuda Neta	751.792	670.977	12,0%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM ³	1,83x	1,92x	-4,5%
Costo promedio de la deuda	5,8%	5,7%	1,4%

1. 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.

Al 30 de septiembre de 2025, la deuda neta consolidada de YPF Luz totalizó USD 751,8 millones, frente a USD 671,0 millones en el 3T24, impulsada por la estrategia de crecimiento continuo de la compañía, que actualmente incluye dos proyectos renovables en construcción. A pesar del aumento en la deuda neta, el ratio de apalancamiento neto mejoró a 1,83x desde 1,92x en la comparación interanual, respaldado por un mayor EBITDA de los últimos doce meses. Además, considerando el EBITDA de los dos proyectos actualmente en construcción, ajustado por su grado de avance, el apalancamiento neto proforma se reduciría a aproximadamente 1,6x.

En términos de **financiamiento**, durante el tercer trimestre la compañía continuó avanzando en su plan financiero asegurando deuda con bancos de relación y agencias internacionales de crédito a la exportación. En tal sentido, en julio de 2025, la compañía desembolsó un préstamo respaldado por Sinasure y un banco privado, destinado al proyecto eólico CASA, por un monto total de USD 30 millones a una tasa de interés muy competitiva, SOFR más un margen del 2%.

Adicionalmente, en octubre de 2025, la compañía emitió un bono en dólares en el mercado local a 1 año por un monto de USD 79,9 millones a una tasa de interés del 6,00%.

En cuanto al **costo de financiamiento**, la tasa de interés promedio de la deuda financiera totalizó 5,8% al cierre del 3T25, prácticamente sin cambios respecto al año anterior. Sin embargo, la vida promedio de la deuda financiera al 30 de septiembre de 2025 alcanzó 3,9 años, mejorando significativamente frente a los 2,1 años registrados un año atrás.

Respecto al perfil de vencimientos, la compañía enfrenta vencimientos de deuda por USD 102 millones en el 4T25, de los cuales USD 98 millones corresponden a obligaciones negociables locales que vencen en diciembre.

8. Ambiental, Social y Gobierno Corporativo (ESG)

Ambiental						
	3T25	3T24 ⁴	Var.	9M25	9M24 ⁴	Var.
YPF Luz ERNC (GWh)	664	557	19,1%	1.942	1.515	28,2%
ERNC/Total de energía generada (%)	18,0%	15,7%	14,7%	17,0%	14,3%	18,4%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ¹	1.235.640	1.237.143	-0,1%	3.956.514	3.873.611	2,1%
Intensidad emisiones GEI ²	0,289	0,297	-2,7%	0,289	0,299	-3,3%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ³	280.866	257.233	9,2%	842.500	687.079	22,6%
Consumo de agua (ktn) ¹	1.593	1.637	-2,7%	5.431	5.459	-0,5%
Intensidad de uso de agua (ktn) ¹	0,37	0,38	-1,6%	0,40	0,42	-4,8%

1. Datos estadísticos internos de la Compañía. | 2. Se calcula como: emisiones GEI (tCO₂ e)/energía eléctrica producida (MWh). | 3. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de ton/CO₂ y SPHERA para la energía eléctrica producida por PEMB, PELT, PECL, PEGL y PS Zonda. | 4. Las cifras del año anterior se han reexpresado tras la auditoría del Reporte de Sustentabilidad 2024.

En el 3T25, YPF Luz alcanzó una generación renovable de 664 GWh, un 19,1% superior al mismo período del año anterior, principalmente gracias a la entrada en operación comercial del parque eólico General Levalle.

Adicionalmente, en el 3T25, las emisiones de GEI disminuyeron levemente un 0,1% en términos absolutos, mientras que la intensidad de emisiones se redujo un 2,7%, impulsada por la mayor generación renovable mencionada anteriormente, paradas programadas de mantenimiento en algunas centrales térmicas y menor consumo de gasoil.

En cuanto a la seguridad de nuestros empleados, en el 3T25 no se registraron accidentes computables con pérdida de días laborales.

Para más información sobre el desempeño ambiental, social y de gobernanza de YPF Luz, por favor consulte nuestro Reporte de Sustentabilidad 2024 publicado en nuestro sitio web.

Gobierno Corporativo

Durante el 3T25, avanzamos en la ejecución del Plan de Compliance y Auditoría Interna 2025. Se completó la auditoría de mantenimiento de la certificación ISO 37001 en el 100% de nuestras operaciones, sin “no conformidades”. Asimismo, el Programa de Desarrollo de Terceros continuó con talleres teórico-prácticos orientados a fortalecer capacidades, promover buenas prácticas y apoyar la implementación de programas de Compliance en nuestra cadena de valor.

En materia de gestión de riesgos, continuamos con el mapeo de riesgos en gerencias seleccionadas y comenzamos a testear el diseño e implementación de los controles asociados.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30 de septiembre de 2025	31 de diciembre de 2024	Var.
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	2.075.063	1.976.843	5,0%
Activos intangibles	7.515	7.850	-4,3%
Activos por derecho de uso	18.909	13.322	41,9%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	11	11	0,0%
Otros créditos	25.759	43.154	-40,3%
Inversiones en activos financieros	7.670	3.775	103,2%
Activos por Impuesto Diferido	33.923	101.573	-66,6%
Total del activo no corriente	2.168.850	2.146.528	1,0%
Activo corriente			
Otros créditos	34.829	52.905	-34,2%
Créditos por ventas	148.361	129.412	14,6%
Inversiones en activos financieros	34.896	61.603	-43,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	11.909	26.903	-55,7%
Efectivo y equivalentes de efectivo	151.885	213.132	-28,7%
Total del activo corriente	381.880	483.955	-21,1%
TOTAL DEL ACTIVO	2.550.730	2.630.483	-3,0%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	0,0%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	742.893	714.075	4,0%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	1.195.373	1.166.555	2,5%
Interés no controlante	141.017	159.700	-11,7%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.336.390	1.326.255	0,8%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	4.136	4.087	1,2%
Pasivo por impuesto diferido, neto	39.326	16.728	135,1%
Pasivo por arrendamientos	14.629	8.037	82,0%
Préstamos	775.025	727.661	6,5%
Pasivos de contratos	34.109	35.548	-4,0%
Otros pasivos	6.587	7.383	-10,8%
Cuentas por pagar	-	994	-100,0%
Total del pasivo no corriente	873.811	800.438	9,2%
Pasivo corriente			
Provisiones	89	-	n.a.
Cargas fiscales	5.395	5.476	-1,5%
Impuesto a las ganancias a pagar	11.717	33.403	-64,9%
Remuneraciones y cargas sociales	13.656	14.033	-2,7%
Pasivo por arrendamientos	1.662	2.227	-25,4%
Préstamos	175.457	288.457	-39,2%
Otros pasivos	4.213	4.931	-14,6%
Cuentas por pagar	120.779	149.161	-19,0%
Pasivos de contratos	7.561	6.102	23,9%
Total del pasivo corriente	340.529	503.790	-32,4%
TOTAL DEL PASIVO	1.214.340	1.304.228	-6,9%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.550.730	2.630.483	-3,0%

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio cierre del ejercicio o período.

Anexo: Estado de Resultados Netos Consolidados¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Ingresos por ventas	183.143	142.186	28,8%	483.266	387.040	24,9%
Costos de producción	(102.690)	(71.387)	43,8%	(247.733)	(206.036)	20,2%
Resultado bruto	80.453	70.799	13,6%	235.533	181.004	30,1%
Gastos de administración y comercialización	(15.013)	(10.496)	43,0%	(44.403)	(32.863)	35,1%
Otros resultados operativos netos	4.630	3.743	23,7%	7.734	34.894	-77,8%
Deterioro de activos financieros	-	-	n.a	-	(33.990)	100,0%
Resultado operativo	70.070	64.046	9,4%	198.864	149.045	33,4%
Resultado por participación en sociedades	-	-	n.a	-	-	n.a
Resultados financieros, netos	(23.291)	(19.518)	19,3%	(58.486)	(44.339)	31,9%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	46.779	44.528	5,1%	140.378	104.706	34,1%
Impuesto a las ganancias	(70.285)	48.844	n.a.	(110.231)	59.197	n.a.
Resultado neto del período	(23.506)	93.372	n.a.	30.147	163.903	-81,6%
Atribuible a los accionistas	(21.169)	82.081	n.a.	28.818	142.371	-79,8%
Interés no controlante	(2.337)	11.289	n.a.	1.329	21.531	-93,8%

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

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

(En miles de USD)	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	(23.506)	93.372	n.a.	30.147	163.903	-81,6%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en sociedades	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Resultado por adquisición de participación en sociedades	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Baja de activos por derecho de uso	-	-	n.a.	(115)	-	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	36.138	33.713	7,2%	109.996	110.863	-0,8%
Depreciación de activos por derecho de uso	483	579	-16,6%	1.827	1.737	5,2%
Amortización de activos intangibles	112	65	72,3%	334	196	70,4%
Baja de propiedades, planta y equipo	193	4.799	-96,0%	2.586	9.649	-73,2%
Resultados por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Resultados financieros, netos	23.291	19.517	19,3%	58.486	44.339	31,9%
Movimiento de provisiones del pasivo	152	108	40,7%	278	(141)	n.a.
Desvalorización créditos con CAMMESA	-	-	n.a.	-	33.990	-100,0%
Cargo por impuesto a las ganancias	70.285	(48.843)	n.a.	110.231	(59.197)	n.a.
Aumento Previsión por obsolescencia	(2)	-	n.a.	(10)	-	n.a.
Multas contractuales y provisión incobrables	186	(2.972)	n.a.	872	(2.972)	n.a.
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(11.878)	(9.941)	19,5%	(30.031)	(92.841)	-67,7%
Otros créditos	5.524	13.218	-58,2%	7.580	14.002	-45,9%
Inventarios	6.791	-	n.a.	-	-	n.a.
Cuentas por pagar	(8.484)	(7.794)	8,9%	6.728	(8.327)	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	3.297	1.437	129,4%	3.086	596	>200%
Cargas fiscales	991	(3.611)	n.a.	1.886	1.773	6,4%
Otros pasivos	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Pasivos de contratos	(961)	992	n.a.	36	21.644	-99,8%
Pago de impuesto a las ganancias	(63)	-	n.a.	(24.806)	(8.393)	195,6%
Intereses cobrados	314	1.017	-69,1%	1.555	8.986	-82,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	102.864	95.656	7,5%	280.666	239.807	17,0%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(58.733)	(35.331)	66,2%	(222.205)	(108.341)	105,1%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(202)	(4.281)	-95,3%	(202)	(7.932)	-97,5%
Adquisición de activos Intangibles	-	-	n.a.	-	(270)	100,0%
Cobranzas por otros activos financieros	883	6.514	-86,4%	22.455	6.514	>200%
Adquisición de participación en sociedades, neto del efectivo y equivalente de efectivo adquiridos	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Adquisición en otros activos financieros	(10.512)	(14.284)	-26,4%	(37.489)	(59.802)	-37,3%
Liquidación de otros activos financieros	8.240	-	n.a.	22.800	36.394	-37,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	8.579	-	n.a.	14.994	(15.000)	n.a.
Préstamos (otorgados) / cobrados a partes relacionadas	-	-	n.a.	-	(9.600)	100,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(51.744)	(47.383)	9,2%	(199.646)	(158.038)	26,3%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	43.703	23.810	83,5%	133.306	185.206	-28,0%
-	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Pago de dividendos	(20.012)	-	n.a.	(20.012)	-	n.a.
Cancelación de préstamos	(98.688)	(58.873)	67,6%	(204.756)	(98.455)	108,0%
Pago de pasivos por arrendamientos	(846)	(873)	-3,1%	(2.583)	(2.282)	13,2%
Pago de intereses y otros costos financieros	(11.292)	(26.189)	-56,9%	(38.900)	(56.655)	-31,3%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(87.136)	(62.125)	40,3%	(132.946)	27.814	n.a.
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	(36.016)	(13.852)	160,0%	(51.926)	109.583	n.a.
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	(6.868)	4.794	n.a.	(9.321)	11.930	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	194.769	233.010	-16,4%	213.132	102.439	108,1%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	151.885	223.952	-32,2%	151.885	223.952	-32,2%

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.



YPF
LUZ

YPFLUZ.COM/RI
inversores.ypfee@ypf.com