



ANUNCIO DE RESULTADOS
2° Trimestre 2025

YPF
LUZ

Resultados operativos y financieros sólidos en el trimestre que reafirman los objetivos establecidos para el año 2025

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

Principales Métricas ¹

KPI		2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
Datos financieros	Ingresos (k USD)	151.135	124.529	21,4%	300.124	244.854	22,6%
	EBITDA ajustado (k USD)	100.571	94.388	6,6%	204.217	163.438	25,0%
	Margen EBITDA ajustado (%)	66,5%	75,8%	-12,2%	68,0%	66,7%	1,9%
	Resultado neto del Período (k USD)	10.212	39.883	-74,4%	53.652	70.531	-23,9%
	Inversiones (k USD)	85.347	28.035	>200%	158.110	60.250	162,4%
	Flujo de caja libre ² (k USD)	(44.248)	70.293	(114.541)	(31.939)	60.866	(92.805)
	Deuda Neta (k USD)	747.577	717.186	4,2%	747.577	717.186	4,2%
	Ratio Endeudamiento Neto	1,86x	2,03x	-8,4%	1,86x	2,03x	-8,4%
Datos operativos	Capacidad Instalada EoP ³ (MW)	3.397	3.237	4,9%	3.397	3.237	4,9%
	Energía Vendida (GWh)	3.411	3.034	12,4%	7.752	7.016	10,5%
	Energía Térmica	2.758	2.581	6,9%	6.474	6.058	6,9%
	Energía Renovable	653	453	44,2%	1.278	958	33,4%
	Producción de Vapor (k tn.)	782	825	-5,1%	1.610	1.563	3,0%
	Disponibilidad Energía Térmica	86,2%	84,7%	1,8%	85,1%	81,6%	4,3%
	Factor de Carga Energía Eólica	49,6%	46,7%	6,3%	48,1%	48,6%	-1,2%
	Factor de Carga Energía Solar	25,2%	22,5%	11,9%	30,1%	27,5%	9,4%

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 100,6 millones, un 7% por encima del segundo trimestre de 2024, impulsado principalmente por un sólido desempeño operativo en todo nuestro portafolio de activos, incluyendo una mayor generación térmica y renovable, mayor disponibilidad térmica y mejores precios del programa Energía Base medidos en dólares.

La **capacidad instalada** aumentó un 5% en comparación con el año anterior, alcanzando los 3.397 MW, explicado por la incorporación del nuevo parque eólico General Levalle, que inició operaciones en el primer trimestre de 2025, y por un incremento de 5 MW en la capacidad instalada del parque eólico Manantiales Behr tras una actualización en el sistema de control.

La **generación de energía** se incrementó un 12% interanual, impulsada principalmente por una mayor generación en la central térmica El Bracho, nueva generación renovable del parque eólico General Levalle, mejor desempeño en todos nuestros activos renovables y el retorno al servicio de la central térmica Loma Campana I.

Las **inversiones** totalizaron USD 85,3 millones (> 200% en comparación con el segundo trimestre de 2024), destinadas principalmente a los proyectos en construcción, el parque eólico Cementos Avellaneda y el parque solar El Quemado, cuyas fechas de puesta en marcha (COD) se esperan entre el primer y segundo trimestre de 2026.

El **flujo de caja libre** fue negativo en USD 44,2 millones durante el trimestre, tal como se esperaba, ya que las erogaciones vinculadas a nuestro plan de inversiones, el pago de intereses y el pago del impuesto a las ganancias no fueron completamente compensados por el flujo de caja operativo, llevando la deuda neta a USD 748 millones.

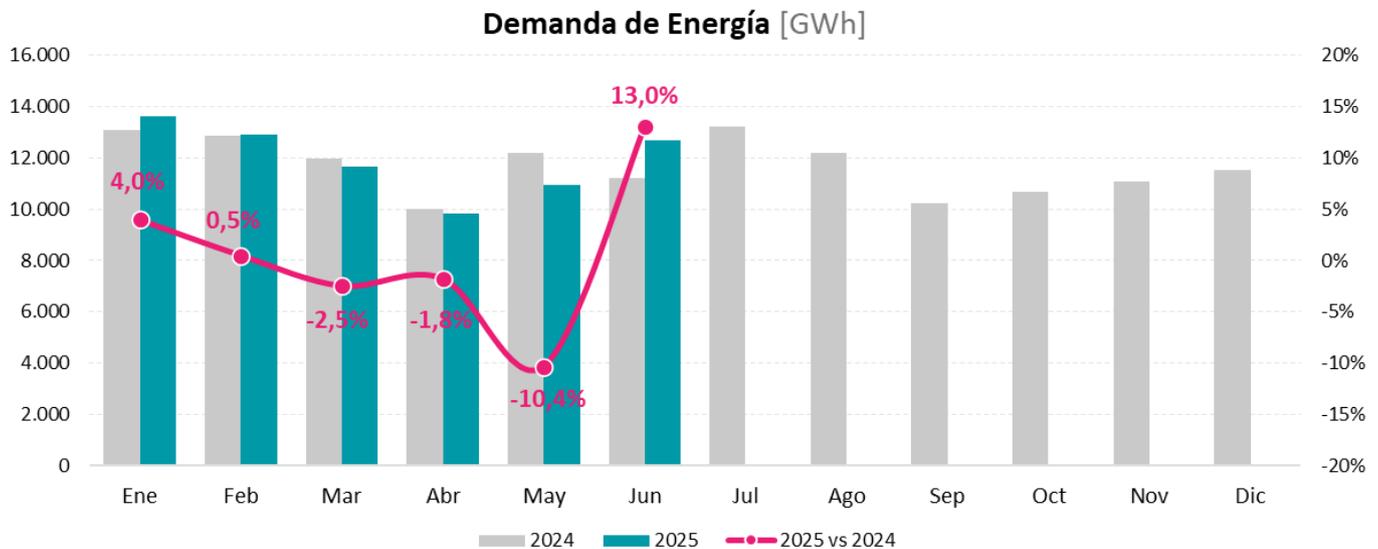
Sin embargo, el ratio de apalancamiento neto se redujo levemente a 1,86x desde 2,03x en el año anterior, ya que el incremento del EBITDA más que compensó el mayor nivel de deuda neta.

2. Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Indicador	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
Demanda de energía (GWh)	33.455	33.434	0,1%	71.624	71.318	0,4%
Residencial	15.527	15.544	-0,1%	33.730	33.786	-0,2%
Comercial	9.065	9.108	-0,5%	19.774	19.608	0,8%
Industrial	8.863	8.782	0,9%	18.120	17.924	1,1%
Generación de energía (GWh)	34.119	33.810	0,9%	72.870	73.094	-0,3%
Térmica	17.628	17.620	0,0%	40.970	38.975	5,1%
Hidráulica	7.597	7.839	-3,1%	14.210	16.895	-15,9%
Nuclear	2.668	3.373	-20,9%	5.249	6.599	-20,5%
Renovable	6.225	4.978	25,0%	12.441	10.625	17,1%
Capacidad Instalada (MW)	43.661	43.602	0,1%	43.661	43.602	0,1%
Térmica	25.124	25.112	0,0%	25.124	25.112	0,0%
Hidráulica	9.639	10.834	-11,0%	9.639	10.834	-11,0%
Nuclear	1.755	1.755	0,0%	1.755	1.755	0,0%
Renovable	7.143	5.901	21,0%	7.143	5.901	21,0%

Demanda de energía

En el segundo trimestre de 2025, la demanda de energía eléctrica totalizó 33.455 GWh, registrando un leve incremento del 0,1% interanual. Este aumento fue impulsado por un incremento del 0,9% en el sector industrial, respaldado por un mayor nivel de actividad económica, que fue parcialmente compensado por una caída del 0,5% en la demanda comercial. Por su parte, la demanda residencial se mantuvo relativamente estable durante el trimestre (-0,1% interanual), ya que las temperaturas más bajas registradas en junio de 2025 fueron compensadas por temperaturas más altas en mayo de 2025, en comparación con el año anterior. En lo que va del año, la demanda de energía eléctrica aumentó un 0,4% respecto al año previo, impulsada principalmente por los sectores residencial y comercial, reflejando una mejora en la actividad económica.



Fuente: CAMMESA

Generación de energía

En el segundo trimestre de 2025, la generación de energía eléctrica aumentó un 0,9% con respecto al mismo período del año anterior, totalizando 34.119 GWh, explicado principalmente por un incremento en la generación renovable como resultado de una mayor capacidad instalada en fuentes de este tipo.

La generación térmica e hidroeléctrica continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda de Argentina durante el segundo trimestre de 2025, con participaciones del 52% y 22%, respectivamente. La generación hidroeléctrica disminuyó un 3% en comparación con el segundo trimestre de 2024. La energía nuclear representó el 8% de la generación en el trimestre, con una caída del 21% respecto al mismo período del año anterior, debido a la salida de servicio de la central nuclear Atucha I por tareas de mantenimiento programado. En lo que va del año, el abastecimiento energético se redujo levemente en un 0,3%, ya que el aumento en la generación renovable por la incorporación de nuevos proyectos fue más que compensado por la menor generación nuclear, debido al mantenimiento programado de Atucha I, y por la menor generación hidroeléctrica como consecuencia de menores caudales de agua y niveles de embalse en Salto Grande y las represas del Comahue.

Las energías renovables no convencionales (“ERNC”) representaron el 18% de la generación, con un incremento del 25% respecto al segundo trimestre de 2024, impulsado por la incorporación de nueva capacidad instalada de dicha fuente. Dentro de esta participación, la generación eólica se mantuvo como la principal fuente renovable del país (74%), seguida por la solar (15%), los biocombustibles (6%) y la hidroeléctrica renovable (5%). Durante el segundo trimestre de 2025, el factor de capacidad promedio nacional fue del 48,5% para la generación eólica y del 21,9% para la solar.

Para completar la oferta energética, en el segundo trimestre del año se importaron 820 GWh, lo que representa una disminución del 24% en comparación con el año anterior. A su vez, durante el segundo trimestre de 2025 hubo exportaciones de energía por 186 GWh principalmente con destino Uruguay y Brasil. Como resultado, el balance comercial de CAMMESA entre importaciones y exportaciones de energía arrojó un margen negativo de USD 77 millones, reflejando una disminución de aproximadamente el 16% respecto al año pasado.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 91% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante el 2T25, lo que equivale a un consumo de 40,9 MMm³/d, un 2% menos en comparación con el mismo período del año anterior, debido a un mayor uso de combustibles líquidos

Capacidad Instalada

Al 30 de junio de 2025, Argentina reportó una capacidad instalada de 43.661 MW, manteniéndose relativamente estable en comparación con el 2T24, dado un incremento significativo de la capacidad renovable de 21%, compensado parcialmente por una caída del 11% interanual en la capacidad hidroeléctrica. Del total de capacidad instalada, el 58% proviene de fuentes térmicas, el 22% de fuentes hidroeléctricas, el 16% de ERNC y el 4% de centrales nucleares.

Costos de energía

El costo medio de generación del sistema durante 2T25 fue de USD 75,9/MWh, un 3% inferior en comparación con el mismo período del año anterior. Por su parte, el precio promedio residencial fue de USD 42,8/MWh, lo que representa un nivel de subsidio del 44% en 2T25, significativamente menor al 67% registrado en 2T24.

Por otro lado, el precio de la energía para los grandes usuarios industriales (GUDI) cubrió completamente el costo de generación del sistema en 2T25, sin subsidio alguno para este segmento de demanda.

Como resultado, el subsidio total a la electricidad (excluyendo el transporte) en el segundo trimestre del año representó aproximadamente el 23% del costo del sistema, un 36% menos que el año anterior, alcanzando los USD 638 millones.

Novedades regulatorias

RESOLUCIÓN N° 143, 177 and 227/2025

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

- Resolución 143/2025: +1.5% desde Abril 2025
- Resolución 177/2025: +2.0% desde Mayo 2025
- Resolución 227/2025: +1.5% desde Junio 2025

DECRETO N°263/2025

Establece la apertura de un proceso de Licitación Pública Nacional e Internacional, con el objetivo de facilitar la venta de la participación accionaria mayoritaria o de control en las siguientes centrales hidroeléctricas:

- Alicurá Hidroeléctrica Argentina S.A.
- Chocón Hidroeléctrica Argentina S.A.
- Cerros Colorados Hidroeléctrica Argentina S.A.
- Piedra del Águila Hidroeléctrica Argentina S.A.

RESOLUCIÓN N°715/2025

Instruye a la Secretaría de Energía a actualizar el “Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica”. El objetivo es otorgar concesiones para proyectos prioritarios de infraestructura de transmisión eléctrica a entidades privadas, en el marco legal de los “Transportistas Independientes”, los cuales serían remunerados mediante cargos adicionales en la tarifa eléctrica, aplicables exclusivamente a los beneficiarios directos de dichas ampliaciones.

RESOLUCIÓN N°311/2025

Tiene como objetivo incorporar dentro de las modalidades reguladas de ampliación de transporte a las concesiones de obra pública. El recupero de la inversión en las obras definidas como prioritarias sería mediante un cargo adicional en la tarifa eléctrica que impactaría únicamente a los beneficiarios de estas obras en particular. Adicionalmente, se incorporan modificaciones e incentivos en la prioridad de despacho MATER para aquellos privados que realicen las obras, incluyendo prioridad de despacho de hasta 90% de la capacidad de transmisión.

Las obras definidas como prioritarias hasta el momento que se licitarán son las siguientes:

- 1) “AMBA I”
- 2) “Línea 500 kV Río Diamante – Charlone - O’Higgins”
- 3) “Línea 500 kV Puerto Madryn – Choele Choel – Bahía Blanca”

El pliego de bases y condiciones de la licitación de estas ampliaciones se encuentra pendiente por parte de la Secretaría de Energía.

DECRETO N°450/2025

Se aprueban modificaciones a las Leyes 24.065 y 15.336, principales componentes del marco regulatorio del sector eléctrico en Argentina. Se establece un período de transición de 24 meses desde la entrada en vigencia del decreto para implementar los cambios necesarios.

Las principales adecuaciones a la Ley 24.065 consisten en:

- Asegurar, en la medida de lo posible, la libertad de elección de los consumidores de energía en las relaciones de consumo.
- Promover la diversificación de la matriz energética, la adopción de nuevas tecnologías, la medición inteligente y la gestión de la demanda.
- Garantizar la máxima competencia y la libre contratación para los generadores.
- Los contratos de suministro serán negociados libremente entre las partes.
- Se introduce la figura del “Almacenista” como nuevo participante del Mercado Eléctrico Mayorista: titular de instalaciones de almacenamiento de energía que se despachen como las de un generador, que puede comercializar su energía en el mercado eléctrico como vendedor y comprador.
- Los distribuidores ya no tendrán la obligación de abastecer toda la demanda a usuarios finales dentro de su zona de concesión.
- Los distribuidores deberán contratar en el mercado a término, como mínimo, el 75% de la energía eléctrica destinada a abastecer a tales usuarios.
- Si una obra de transporte no estuviera contemplada en los contratos de concesión de transporte en curso pero su ejecución resultará esencial técnica y económicamente para hacer frente a las necesidades del servicio público correspondiente al SADI, la Secretaría de Energía podrá resolver su inclusión previa consulta a CAMMESA, a cuyo fin podrá considerar la utilización de los recursos existentes en el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior.
- Se mantiene la prohibición para Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios o empresa controlada por alguno de ellos o controlante de los mismos, de ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante.
- Las ampliaciones del SADI podrán ser de libre iniciativa y al propio riesgo del desarrollador quien la ejecute, conforme a criterios que serán definidos por la reglamentación.
- Se permitirá a privados importar y exportar energía bajo procedimientos competitivos establecidos por la Secretaría de Energía.

Las principales adecuaciones a la Ley 15.336 consisten en:

- Todo tributo local que no retribuya servicios prestados de manera efectiva, o cuya base imponible se determine sobre la base de ventas o ganancias y exceda su costo real, así como cualquier legislación local que restrinja el traslado de los costos eléctricos a las tarifas de los usuarios finales, será considerado como una interferencia a la legislación federal y a la libre circulación de energía eléctrica.
- Al vencimiento de una concesión hidroeléctrica, el Estado Nacional convocará una licitación pública nacional e internacional para el otorgamiento de una nueva concesión.
- El fondo nacional de la energía eléctrica, destinado para compensaciones de tarifas a usuarios finales, se integrará por un recargo que paguen los compradores del MEM equivalente al 2% por kWh del precio estacional que determine la Secretaría de Energía.

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 Contraparte ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
CAMMESA Energía Base	20.539	17.885	14,8%	46.104	33.453	37,8%
PPA con CAMMESA	61.526	59.320	3,7%	123.205	120.414	2,3%
PPA con YPF S.A.	35.647	26.935	32,3%	68.277	53.424	27,8%
PPA con otros privados	23.928	14.572	64,2%	48.736	29.332	66,2%
Ingreso por combustible y transporte	9.356	5.654	65,5%	13.503	7.938	70,1%
Subtotal	150.996	124.366	21,4%	299.825	244.561	22,6%
Otros ingresos por servicios	139	163	-14,7%	299	293	2,0%
Total	151.135	124.529	21,4%	300.124	244.854	22,6%

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

Desglose de Ventas por Contraparte ² (%) (cifras no auditadas)						
	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
CAMMESA Energía Base	13,6%	14,4%	-0,8%	15,4%	13,7%	1,7%
PPA con CAMMESA	40,7%	47,6%	-6,9%	41,1%	49,2%	-8,1%
PPA con YPF S.A.	23,6%	21,6%	2,0%	22,7%	21,8%	0,9%
PPA con otros privados	15,8%	11,7%	4,1%	16,2%	12,0%	4,3%
Ingreso por combustible y transporte	6,2%	4,5%	1,7%	4,5%	3,2%	1,3%
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 por ventas totales en 2T25 alcanzaron los USD 151,1 millones, 21,4% superiores en comparación con el mismo período de 2024, principalmente debido a los siguientes factores:

- (i) Mayor generación renovable, impulsada por la incorporación de nuestro nuevo parque eólico General Levalle y el sólido desempeño del resto de nuestro portafolio renovable.
- (ii) Reanudación de operaciones de la central térmica Loma Campana I y mayor energía despachada por la central térmica El Bracho, dado que en el año anterior se había realizado un mantenimiento programado.
- (iii) Incremento en los precios spot en términos de dólares.
- (iv) Ingresos adicionales derivados del reconocimiento de compras de gas natural bajo el nuevo régimen regulatorio opcional de autogestión de combustible.

Costos y Otros resultados operativos

Los costos operativos (excluyendo depreciaciones y amortizaciones) aumentaron un 19,5% en 2T25 en comparación con el mismo período del año anterior, impulsados principalmente por mayores costos de transporte —que se trasladan a los ingresos— y por compras adicionales de gas natural bajo el nuevo régimen opcional de autogestión de combustible. Excluyendo estos ítems, los costos operativos habrían aumentado un 16,7%, como resultado de la incorporación del nuevo parque eólico General Levalle y de la evolución de las variables

macroeconómicas de Argentina, dado que la inflación interanual, cercana al 40%, superó a la devaluación interanual de la moneda local, que fue de aproximadamente 30%.

Los otros resultados operativos totalizaron una ganancia de USD 2,4 millones en 2T25, por debajo de la ganancia de USD 14,2 millones registrada en 2T24, como resultado de menores intereses comerciales de CAMMESA respecto a 2T24 y del reembolso del seguro por la interrupción de Loma Campana I devengado el año pasado, parcialmente compensado por el cargo por deterioro sobre créditos con CAMMESA correspondientes a las transacciones de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024, parcialmente contabilizado en el 2T24.

EBITDA

Como resultado, el EBITDA ascendió a USD 100,6 millones en 2T25. 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)	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
De Energía Térmica	56.511	59.481	-5,0%	118.476	94.097	25,9%
De Energía Renovable	34.394	24.629	39,6%	66.666	51.243	30,1%
De Cogeneración	16.413	15.346	7,0%	32.381	27.447	18,0%
De Generación de Energía Distribuida	2.601	2.056	26,5%	5.424	4.563	18,9%
Subtotal	109.919	101.512	8,3%	222.947	177.350	25,7%
Corporación y eliminaciones ²	(9.348)	(7.124)	31,2%	(18.730)	(13.912)	34,6%
Total	100.571	94.388	6,6%	204.217	163.438	25,0%

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 56,5 millones en 2T25, una disminución del 5,0% en comparación con 2T24, principalmente debido a efectos no recurrentes registrados el año pasado, incluyendo los intereses comerciales de CAMMESA y el reembolso del seguro por la interrupción de Loma Campana I, parcialmente compensados por el cargo por deterioro sobre créditos con CAMMESA. Excluyendo estos ítems no recurrentes, el EBITDA generado por los activos térmicos habría aumentado un 8,2% interanual en 2T25, como resultado de mejores precios spot, el retorno al servicio de Loma Campana I, mayor disponibilidad térmica y mayor energía despachada por El Bracho, dado el mantenimiento programado realizado el año pasado.

El EBITDA generado por los activos renovables alcanzó los USD 34,4 millones en 2T25, registrando un incremento significativo del 39,6% interanual, impulsado por la incorporación de nuestro nuevo parque eólico General Levalle y el sólido desempeño del resto de nuestros activos renovables.

El EBITDA generado por los activos de cogeneración totalizó USD 16,4 millones, lo que representa un incremento del 7,0% interanual, impulsado principalmente por el reconocimiento del esquema *take-or-pay* acordado con YPF relacionado con las ventas de vapor correspondientes al ejercicio anual 2024, lo cual más que compensó la menor cantidad de vapor y energía despachada en 2T25 en comparación con el año anterior.

El EBITDA proveniente de activos de energía distribuida ascendió a USD 2,6 millones, un 26,5% superior al registrado el año anterior, impulsado por una mejor disponibilidad en la central térmica Manantiales Behr y una mayor generación en la central térmica 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)			
	2T25	2T24	Var. a/a
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	-	n.a.
PS Zonda I	100	100	-
Total Energía Renovable	657	497	32.1%
Total	3,397	3,237	4.9%

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	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	37	217	-82,9%	706	1.014	-30,4%
El Bracho TG	GWh	484	354	36,8%	961	843	14,0%
El Bracho TV	GWh	315	230	37,3%	630	558	12,9%
Loma Campana Este	GWh	23	19	18,9%	43	37	16,2%
Loma Campana I	GWh	163	-	n.a.	336	-	n.a.
Loma Campana II	GWh	78	106	-26,6%	153	164	-6,5%
La Plata Cogeneración I	GWh	207	215	-3,8%	419	433	-3,2%
	k Tn	406	418	-2,7%	814	826	-1,4%
La Plata Cogeneración II	GWh	159	165	-3,8%	321	308	4,2%
	k Tn	376	407	-7,5%	796	737	8,0%
Motores Manantiales Behr	GWh	100	114	-12,0%	205	225	-9,2%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	135	100	34,6%	257	236	8,9%
Parque Eólico Los Teros	GWh	188	178	5,7%	351	340	3,2%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	147	125	17,3%	275	262	5,1%
Parque Eólico General Levalle	GWh	128	-	n.a.	264	-	n.a.
Parque Solar Zonda I	GWh	55	49	12,5%	130	120	8,7%
Central Dock Sud ¹	GWh	1.192	1.162	2,5%	2.700	2.477	9,0%
Total	GWh	3.411	3.034	12,4%	7.752	7.016	10,5%
	k Tn	782	825	-5,1%	1.610	1.563	3,0%

1. Incluye 100% de CDS.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
Complejo Tucumán	MW-mes	719	739	-2,8%	719	722	-0,5%
El Bracho TG	MW-mes	248	251	-1,0%	248	242	2,3%
El Bracho TV	MW-mes	185	194	-4,3%	185	189	-2,1%
Loma Campana Este	MW-mes	10	8	25,0%	10	8	25,0%
Loma Campana I	MW-mes	87	-	n.a.	87	-	n.a.
Loma Campana II	MW-mes	86	91	-5,5%	86	82	5,0%
La Plata Cogeneración I	MW-mes	103	119	-13,4%	103	113	-9,3%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	75	79	-4,5%	75	78	-3,6%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	54	41	31,7%	54	41	32,3%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	766	763	0,4%	766	761	0,7%
Total	MW-mes	2.333	2.284	2,2%	2.333	2.236	4,3%

1. Incluye 100% de CDS.

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

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica¹ (%) (cifras no auditadas)

	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
Complejo Tucumán	86,7%	89,2%	-2,8%	86,7%	87,1%	-0,5%
El Bracho TG	94,9%	95,9%	-1,1%	90,5%	88,4%	2,4%
El Bracho TV	93,6%	97,8%	-4,3%	93,2%	95,2%	-2,1%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%
Loma Campana I	83,2%	0,0%	>100%	83,2%	0,0%	>100%
Loma Campana II	81,7%	86,4%	-5,5%	80,3%	76,4%	5,1%
La Plata Cogeneración I	80,4%	92,8%	-13,4%	80,4%	88,6%	-9,3%
La Plata Cogeneración II	93,9%	109,2%	-14,0%	83,4%	86,6%	-3,7%
Central Térmica Manantiales Behr	93,1%	70,7%	31,6%	92,6%	70,0%	32,3%
Central Dock Sud ¹	82,1%	81,8%	0,4%	82,1%	81,5%	0,7%
Total²	86,2%	84,7%	1,8%	85,1%	81,6%	4,3%

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 (%)

		2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	62%	47%	31,4%	60%	55%	8,7%
	Factor de disponibilidad	97%	89%	9,0%	97%	92%	6,4%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga	49%	48%	2,3%	46%	46%	-0,3%
	Factor de disponibilidad	93%	84%	10,8%	91%	86%	5,8%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga	55%	44%	24,7%	52%	47%	11,7%
	Factor de disponibilidad	98%	99%	-0,5%	98%	99%	-0,8%
Parque Eólico General Levalle	Factor de carga	38%	n.a.	n.a.	39%	n.a.	n.a.
	Factor de disponibilidad	94%	n.a.	n.a.	95%	n.a.	n.a.
Total Parques Eólicos	Factor de carga	50%	47%	6,3%	48%	49%	-1,2%
	Factor de disponibilidad	95%	90%	5,8%	95%	92%	3,7%
Parque Solar Zonda I	Factor de carga	25%	22%	11,9%	30%	28%	9,4%
	Factor de disponibilidad	100%	100%	-0,5%	100%	100%	-0,2%

La disponibilidad comercial térmica agregada de la compañía alcanzó el 86,2% en 2T25, un 1,8% superior a 2T24. El factor de carga promedio de los parques eólicos fue del 50% en 2T25, un 6,3% por encima del año anterior, mientras que el factor de carga solar aumentó un 11,9% interanual, alcanzando el 25%.

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 se mantuvo relativamente estable, mientras que la generación de energía disminuyó significativamente en un 82,9%, debido a la menor disponibilidad de gas natural en la región norte del país, parcialmente compensada por compras de gas natural auto gestionadas realizadas en junio de 2025.
- En la central térmica El Bracho, la disponibilidad comercial se mantuvo relativamente estable, mientras que la generación aumentó significativamente en aproximadamente un 37%, dado el mantenimiento programado realizado durante el mismo período del año anterior, que se extendió por 22 días.
- La disponibilidad de la central térmica Manantiales Behr aumentó significativamente al 93% desde el 71%, debido a las condiciones climáticas severas que afectaron la región sur del país en junio del año pasado. Sin embargo, la energía despachada disminuyó un 12,0% debido a una menor demanda por parte de YPF.
- La energía despachada por la central térmica Loma Campana Este aumentó un 18,9% debido a una mayor demanda por parte de YPF.
- Loma Campana I retomó sus operaciones en septiembre de 2024 y desde entonces se ha mantenido operativa.
- La generación de energía de la central térmica Loma Campana II disminuyó un 26,6%, principalmente debido a la menor disponibilidad de gas natural en la región, operando mayormente durante las horas pico de demanda.
- La Plata Cogeneración I y La Plata Cogeneración II despacharon menores niveles de energía y vapor, principalmente debido a una parada programada de gran magnitud en la refinería de YPF. Además, la disponibilidad comercial de La Plata Cogeneración I se vio afectada por interrupciones en el cable de la línea de 33 kV y fallas en la conexión del transformador, mientras que en La Plata Cogeneración II también disminuyó la disponibilidad comercial debido a incidencias en el cable terminal.
- El parque eólico General Levalle, nuestro activo más reciente, generó 128 GWh con un factor de carga del 38% y una disponibilidad del 94%.
- El parque eólico Manantiales Behr tuvo un desempeño operativo muy sólido durante 2T25, con un aumento en su factor de carga al 62% desde el 47% registrado el año anterior, y una mejora en la disponibilidad al 97% desde el 89%, justificado por las condiciones climáticas adversas del 2T24. Como resultado, la generación de energía aumentó un 34,6% durante 2T25.
- El parque eólico Los Teros mejoró su disponibilidad al 93% desde el 84%, principalmente debido a fallas en las palas registradas el año pasado, lo que permitió aumentar el despacho de energía en un 5,7% durante 2T25.
- El parque eólico Cañadón León registró un aumento significativo en su factor de carga, alcanzando el 55% frente al 44% del año anterior, gracias a condiciones de viento más favorables, lo que resultó en un incremento interanual del 17,3% en la generación de energía.
- El parque solar Zonda aumentó su factor de carga al 25% desde el 22% registrado hace un año, manteniendo una disponibilidad máxima, lo que permitió incrementar la generación de energía en un 12,5% durante 2T25.

- La disponibilidad comercial de la central térmica Dock Sud se mantuvo estable, mientras que el despacho de energía aumentó un 2,5%.

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)						
	2T25	2T24	Var. a/a ⁽¹⁾	6M25	6M24	Var. a/a ⁽¹⁾
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	2.622	1.635	60,4%	2.622	1.635	60,4%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	2.172	1.340	62,1%	4.344	2.772	56,7%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	21%	24%	-3,0%	21%	24%	-3,0%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	24%	26%	-2,0%	24%	27%	-3,0%

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 2T25, levemente inferior al 26% registrado en el mismo período del año anterior, principalmente debido al ingreso de nuevos proyectos renovables al mercado. A pesar de ello, YPF Luz se mantuvo como el líder del mercado.

5. Inversiones

Proyectos en construcción							
Activo	Ubicación	Capacidad Instalada		Tecnología	Fecha inicio	CAPEX (M USD)	Avance (%)
		(MW)	Contraparte		(COD)		
Parque Eólico Cementos Avellaneda	Provincia de Bs. As.	63	Privados	Eólica	1T26	80	~87%
Parque Solar El Quemado	Provincia de Mendoza	305	Privados	Solar	1T26/2T26	210	~55%
Total		368				290	

Parque eólico Cementos Avellaneda

En el segundo trimestre de 2025, la Compañía continuó avanzando en la construcción del parque eólico Cementos Avellaneda, alcanzando un grado de avance en torno al 87%, destacando los siguientes avances:

- Se completaron las principales obras civiles —fundaciones, plataformas y caminos de acceso.
- Las líneas de media tensión que conectan los aerogeneradores con la subestación están prácticamente finalizadas, con la mayor parte del montaje electromecánico ya completado.
- Se completaron exitosamente el montaje y comisionado de las celdas de media tensión, los tableros de protección y los sistemas auxiliares dentro del edificio de la subestación.
- En lo que respecta a los equipos de playa, se finalizó el montaje del transformador de potencia y del equipo híbrido, marcando un hito clave en la ejecución del proyecto.
- En cuanto al montaje de las turbinas eólicas, 95% de los componentes principales se encuentran en sitio. Se alcanzó el pre-montaje de tres tramos de torres en cinco turbinas y se completó el montaje de componentes principales del primer equipo.

Parque Solar El Quemado

En 2T25, también avanzó la construcción del parque solar El Quemado, alcanzando un grado de ejecución en torno al 55% a finales de junio de 2025, destacando los siguientes avances:

- Se completó exitosamente la entrega de todos los centros de transformación (CTs) e inversores para alcanzar la capacidad de 305MW.
- Se realizó la remoción total del suelo de 600 hectáreas y se completó el 85% del cierre perimetral.
- Se inició el montaje de paneles, alcanzando un 4% de avance al cierre del trimestre.
- Se completó la ampliación del terraplén de la estación transformadora e iniciaron trabajos en las fundaciones para completar el tercer campo de transformación que permitirá alcanzar los 305 MW de capacidad.

5. Liquidez y recursos de capital

Resumen consolidado del Flujo de Efectivo (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
Efectivo al inicio del período	181.697	99.538	82,5%	213.132	102.439	108,1%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	75.425	92.284	-18,3%	177.802	144.151	23,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(80.586)	(70.711)	14,0%	(147.902)	(110.655)	33,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	24.933	110.635	-77,5%	(45.810)	89.939	n.a.
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	(6.700)	1.264	n.a.	(2.453)	7.136	n.a.
Efectivo al cierre del período	194.769	233.010	-16,4%	194.769	233.010	-16,4%
Inversiones en activos financieros y Efectivo restringido, neto de Repos	58.812	48.259	21,9%	58.812	48.259	21,9%
Efectivo + Inversiones corrientes al cierre del período (neto de Repos)	253.581	281.269	-9,8%	253.581	281.269	-9,8%

El **flujo neto de efectivo de las actividades operativas** totalizó los USD 75,4 millones en 2T25, por debajo de los USD 92,3 millones del mismo período de 2024, principalmente debido al pago del impuesto a las ganancias registrado en 2T25, que no se había incurrido en 2024, y que más que compensó el mayor EBITDA y una leve mejora en los días de cobro de CAMMESA.

El **flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión** ascendió a USD 80,6 millones, en comparación con los USD 70,7 millones del año anterior, impulsado por las erogaciones vinculadas a nuestros dos proyectos actualmente en construcción.

El **flujo neto de efectivo de las actividades de financiación** alcanzó los USD 24,9 millones, ya que la compañía continuó avanzando en su plan financiero mediante la obtención de préstamos locales y el acceso al mercado de capitales local, refinanciando exitosamente los vencimientos de deuda e intereses del período, aunque por debajo del nivel registrado el año anterior.

Finalmente, se registró un impacto negativo de USD 6,7 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 obtenidos por inversiones en activos financieros. Sin embargo, este efecto fue compensado por nuestras deudas comerciales y fiscales denominadas en pesos, lo que prácticamente neutralizó el impacto en nuestros estados financieros.

Como resultado, durante 2T25, el flujo neto de efectivo terminó siendo negativo por aproximadamente USD 44 millones (excluyendo emisiones netas de deuda), ya que la fuerte generación de efectivo de las actividades operativas no fue suficiente para compensar las erogaciones de nuestro plan de inversiones, el pago de impuesto a las ganancias y los pagos de intereses, que incluyeron el pago de cupón del bono internacional.

En materia de liquidez, el efectivo y las inversiones de corto plazo totalizaron USD 253,6 millones al cierre de 2T25, prácticamente en línea con los USD 250,1 millones del trimestre anterior, cubriendo cómodamente vencimientos financieros por los próximos 16 meses. Adicionalmente, la Compañía ha seguido aplicando una estrategia activa de gestión de la liquidez para minimizar la exposición al riesgo de tipo de cambio, cerrando el trimestre con una exposición neta consolidada al tipo de cambio equivalente al 35% de la liquidez total, alineada con los gastos en moneda local previstos para los próximos meses.

6. Deuda Financiera

Deuda Financiera Consolidada ¹ (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	30 de junio de 2025	30 de junio de 2024	Var. a/a
Corto Plazo	213.612	251.846	-15,2%
Largo Plazo	787.546	746.609	5,5%
Deuda Bruta	1.001.158	998.455	0,3%
Caja y Equivalentes ²	253.581	281.269	-9,8%
Deuda Neta	747.577	717.186	4,2%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM ³	1,86x	2,03x	-8,4%
Costo promedio de la deuda	5,5%	5,3%	4,1%

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 junio de 2025, la deuda neta consolidada de YPF Luz totalizó USD 747,6 millones, en comparación con los USD 717,2 millones al cierre de 2T24, impulsada por la estrategia de crecimiento continuo de la compañía, que actualmente incluye dos proyectos renovables en construcción. A pesar del aumento de la deuda neta para financiar nuestro programa de inversiones, el ratio de endeudamiento neto mejoró a 1,86x desde 2,03x en la comparación interanual, respaldado por un mayor EBITDA acumulado 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 1,70x.

En términos de financiamiento, durante 2T25 la compañía continuó ejecutando su plan financiero mediante la obtención de deuda con bancos de relación y el acceso al mercado de capitales local. En ese sentido, en mayo de 2025, la compañía emitió un bono en dólares a 2 años por un monto de USD 54 millones con una tasa de interés del 6,5%, y obtuvo un préstamo en dólares a 3 años por USD 16 millones con una tasa de interés del 6,9%. Los fondos provenientes de la emisión del bono serán destinados, entre otros usos, al financiamiento de los dos proyectos renovables actualmente en construcción, mientras que los fondos del préstamo serán asignados exclusivamente al desarrollo del parque solar El Quemado

Adicionalmente, en junio de 2025 la compañía acordó un financiamiento a 7 años respaldado por una agencia de crédito a la exportación, 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, equivalente a SOFR más un margen del 2%. Con esta operación, YPF Luz se convirtió en la primera empresa argentina en obtener financiamiento de la agencia china de crédito a la exportación.

En cuanto al costo de financiamiento, la tasa de interés promedio de la deuda financiera total se ubicó en 5,5% al cierre de 2T25, en niveles similares a los del año anterior. Sin embargo, la vida promedio de la deuda financiera al 30 de junio de 2025 alcanzó los 3,8 años, mejorando significativamente frente a los 2,2 años registrados un año atrás.

En cuanto al perfil de vencimientos, la compañía enfrenta compromisos de deuda por un total de USD 178 millones durante los próximos seis meses de 2025, de los cuales USD 128 millones corresponden a obligaciones negociables locales con vencimiento entre agosto y diciembre, y USD 50 millones a préstamos bancarios, que fueron prácticamente cancelados en su totalidad durante el mes de julio 2025.

7. Ambiental, Social y Gobierno Corporativo (ESG)

Ambiental						
	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	653	453	44,3%	1.278	958	33,4%
ERNC/Total de energía generada (%)	19,1%	14,9%	28,3%	16,5%	13,7%	20,8%
Emissiones directas GEI (tCO ₂ e) ¹	1.163.047	1.154.939	0,7%	2.720.875	2.600.468	4,6%
Intensidad emisiones GEI ²	0,278	0,297	-6,4%	0,289	0,300	-3,7%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ³	284.299	204.765	38,8%	558.654	429.114	30,2%
Consumo de agua (ktn) ¹	1.259	1.620	-22,3%	3.622	3.821	-5,2%
Intensidad de uso de agua (ktn) ¹	0,30	0,42	-27,8%	0,39	0,44	-12,7%

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, PEGE y PS Zonda. | 4. Las cifras del año anterior se han reexpresado tras la auditoría del Reporte de Sustentabilidad 2024.

Durante 2T25, YPF Luz alcanzó una generación renovable de 653 GWh, un 44,3% superior al mismo período del año anterior, impulsada principalmente por la entrada en operación comercial del parque eólico General Levalle y el sólido desempeño del portafolio renovable.

Adicionalmente, si bien las emisiones de GEI aumentaron en términos absolutos debido a una mayor generación térmica, la intensidad de emisiones de GEI se redujo un 6,4%, como resultado del mayor aporte de generación renovable mencionado anteriormente.

En cuanto a la seguridad de nuestros colaboradores, durante 2T25 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 referirse al recientemente publicado Reporte de Sustentabilidad 2024 en nuestra página web.

Gobierno corporativo

Durante 2T25, continuamos con la ejecución del plan de Compliance y Auditoría Interna 2025, así como con el Programa de Desarrollo de Terceros. Estas iniciativas incluyeron talleres teóricos y prácticos orientados a apoyar la implementación de programas de Compliance a lo largo de nuestra cadena de valor y a divulgar buenas prácticas en la materia.

Avanzamos también con el Programa de Compliance Champions, diseñado para establecer un referente de Compliance en cada uno de nuestros sitios operativos. Como parte del Plan de Comunicaciones, lanzamos la campaña audiovisual “5 Minutos en Compliance”, que presenta entrevistas entre nuestro Chief Compliance Officer y miembros del Comité Ejecutivo.

En cuanto a la gestión de riesgos, iniciamos la revisión de riesgos y controles asociados, incluyendo su diseño e implementación. Además, comenzamos a actualizar el mapeo de riesgos en gerencias seleccionadas.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

<i>(En miles de USD)</i>	30 de junio de 2025	31 de diciembre de 2024	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	2.058.710	1.976.843	4,1%
Activos intangibles	7.628	7.850	-2,8%
Activos por derecho de uso	19.392	13.322	45,6%
Inversiones en negocios conjuntos	11	11	0,0%
Otros créditos	28.602	43.154	-33,7%
Inversiones en activos financieros	7.616	3.775	101,7%
Activos por impuesto diferido, netos	99.073	101.573	-2,5%
Total del activo no corriente	2.221.032	2.146.528	3,5%
Activo corriente			
Otros activos corrientes	6.791	-	n.a.
Otros créditos	37.809	52.905	-28,5%
Créditos por ventas	141.324	129.412	9,2%
Inversiones en activos financieros	38.324	61.603	-37,8%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	20.488	26.903	-23,8%
Efectivo y equivalentes de efectivo	194.769	213.132	-8,6%
Total del activo corriente	439.505	483.955	-9,2%
TOTAL DEL ACTIVO	2.660.537	2.630.483	1,1%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	0,0%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	764.062	714.075	7,0%
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	1.216.542	1.166.555	4,3%
Interés no controlante	163.365	159.700	2,3%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.379.907	1.326.255	4,0%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	4.245	4.087	3,9%
Pasivos por impuesto diferido, netos	25.475	16.728	52,3%
Pasivos por arrendamientos	15.366	8.037	91,2%
Préstamos	787.546	727.661	8,2%
Pasivos por contratos	35.804	35.548	0,7%
Otros pasivos	6.934	7.383	-6,1%
Cuentas por pagar	1.516	994	52,5%
Total del pasivo no corriente	876.886	800.438	9,6%
Pasivo corriente			
Provisiones	-	-	n.a.
Cargas fiscales	5.086	5.476	-7,1%
Impuesto a las ganancias a pagar	27.347	33.403	-18,1%
Remuneraciones y cargas sociales	12.004	14.033	-14,5%
Pasivos por arrendamientos	1.298	2.227	-41,7%
Préstamos	213.612	288.457	-25,9%
Otros pasivos	4.551	4.931	-7,7%
Cuentas por pagar	133.003	149.161	-10,8%
Pasivos por contratos	6.843	6.102	12,1%
Total del pasivo corriente	403.744	503.790	-19,9%
TOTAL DEL PASIVO	1.280.630	1.304.228	-1,8%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.660.537	2.630.483	1,1%

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)

<i>(En miles de USD)</i>	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
Ingresos por ventas	151.135	124.529	21,4%	300.124	244.854	22,6%
Costos de producción	(75.436)	(75.825)	-0,5%	(145.043)	(134.649)	7,7%
Resultado bruto	75.699	48.704	55,4%	155.081	110.205	40,7%
Gastos de administración y comercialización	(14.993)	(11.655)	28,6%	(29.392)	(22.367)	31,4%
Otros resultados operativos netos	2.393	22.766	-89,5%	3.104	31.151	-90,0%
Deterioro de activos financieros	-	(8.601)	-100,0%	-	(33.990)	-100,0%
Resultado operativo	63.099	51.214	23,2%	128.793	84.999	51,5%
Resultado por participación en sociedades	-	-	n.a	-	-	n.a
Resultados financieros, netos ²	(34.824)	(9.654)	>200%	(49.756)	(7.169)	>200%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	28.275	41.560	-32,0%	79.037	77.830	1,6%
Impuesto a las ganancias	(18.063)	(1.677)	>200%	(25.385)	(7.299)	>200%
Resultado neto del período	10.212	39.883	-74,4%	53.652	70.531	-23,9%
Atribuible a los accionistas	11.786	34.233	-65,6%	49.986	60.290	-17,1%
Interés no controlante	(1.574)	5.650	n.a.	3.666	10.241	-64,2%

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye intereses sobre préstamos, rendimientos de activos financieros, ganancias/pérdidas por tipo de cambio sobre activos y pasivos denominados en moneda local, así como otros resultados financieros. Durante 2T25 y 6M25, se registraron pérdidas sobre activos de impuestos diferidos de aproximadamente USD 15,5 millones y USD 20,7 millones, respectivamente, como consecuencia de la depreciación de la moneda local

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

(En miles de USD)	2T25	2T24	Var. a/a	6M25	6M24	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	10.212	39.883	-74,4%	53.652	70.531	-23,9%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Baja de activos por derecho de uso	-	-	n.a	(115)	-	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	36.622	42.529	-13,9%	73.858	77.150	-4,3%
Depreciación de activos por derecho de uso	738	579	27,5%	1.344	1.158	16,1%
Amortización de activos intangibles	112	66	69,7%	222	131	69,5%
Baja de propiedades, planta y equipo	1.379	2.121	-35,0%	2.393	4.850	-50,7%
Resultados financieros, netos	34.824	9.654	>200%	49.756	7.169	>200%
Movimiento de provisiones del pasivo	61	97	-37,1%	126	(249)	n.a.
Desvalorización créditos con CAMMESA	-	8.601	-100,0%	-	33.990	-100,0%
Cargo por impuesto a las ganancias	18.063	1.677	>200%	25.385	7.299	>200%
Aumento Previsión por obsolescencia	(8)	-	n.a.	(8)	-	n.a.
Multas contractuales	686	-	n.a.	686	-	n.a.
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(3.576)	(714)	>200%	(18.153)	(82.900)	-78,1%
Otros créditos	(241)	(15.658)	-98,5%	2.056	784	162,2%
Inventarios	(6.791)	-	n.a.	(6.791)	-	n.a.
Cuentas por pagar	11.484	6.845	67,8%	15.212	(533)	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	2.248	1.842	22,0%	(211)	(841)	-74,9%
Cargas fiscales	(5.117)	763	n.a.	895	5.384	-83,4%
Otros pasivos	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Pasivos de contratos	(1.335)	-	n.a.	997	20.652	-95,2%
Pago de impuesto a las ganancias	(24.743)	(8.278)	198,9%	(24.743)	(8.393)	194,8%
Intereses cobrados	807	2.277	-64,6%	1.241	7.969	-84,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	75.425	92.284	-18,3%	177.802	144.151	23,3%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(86.495)	(48.629)	77,9%	(163.472)	(73.010)	123,9%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	-	(2.387)	100,0%	-	(3.651)	100,0%
Adquisición de activos Intangibles	-	-	n.a.	-	(270)	100,0%
Cobranzas por otros activos financieros	14.430	-	n.a.	21.572	-	n.a.
Adquisición en otros activos financieros	(13.516)	(31.487)	-57,1%	(26.977)	(45.518)	-40,7%
Liquidación de otros activos financieros	396	36.392	-98,9%	14.560	36.394	-60,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	4.599	(15.000)	n.a.	6.415	(15.000)	n.a.
Préstamos (otorgados) / cobrados a partes relacionadas	-	(9.600)	100,0%	-	(9.600)	100,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(80.586)	(70.711)	14,0%	(147.902)	(110.655)	33,7%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	69.603	132.181	-47,3%	89.603	161.396	-44,5%
Cancelación de préstamos	(22.221)	(16.893)	31,5%	(106.068)	(39.582)	168,0%
Pago de pasivos por arrendamientos	(1.052)	(719)	46,3%	(1.737)	(1.409)	23,3%
Pago de intereses y otros costos financieros	(21.397)	(3.934)	>200%	(27.608)	(30.466)	-9,4%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	24.933	110.635	-77,5%	(45.810)	89.939	n.a.
Aumento (disminución) neta del efectivo y equivalentes de efectivo	19.772	132.208	-85,0%	(15.910)	123.435	n.a.
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	(6.700)	1.264	n.a.	(2.453)	7.136	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	181.697	99.538	82,5%	213.132	102.439	108,1%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	194.769	233.010	-16,4%	194.769	233.010	-16,4%

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