



# ANUNCIO DE RESULTADOS

1° Trimestre 2023

**YPF**  
LUZ

## YPF Luz logró un EBITDA de USD 91 millones en 1T23, +1,3% vs 1T22

Buenos Aires, 10 de mayo de 2023 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el primer trimestre de 2023 terminado el 31 de marzo de 2023.

### Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo <sup>1</sup> (cifras no auditadas)			
	1T23	1T22	Var. a/a
<b>Ingresos (k USD)</b>	<b>109.698</b>	<b>113.688</b>	<b>(3,5)%</b>
<b>EBITDA ajustado (k USD)<sup>2</sup></b>	<b>89.996</b>	<b>88.151</b>	<b>2,1%</b>
<b>EBITDA (k USD)</b>	<b>90.586</b>	<b>89.441</b>	<b>1,3%</b>
<b>Margen EBITDA (%)</b>	<b>82,6%</b>	<b>78,7%</b>	<b>5,0%</b>
<b>Resultado del Período (k USD)</b>	<b>49.953</b>	<b>33.393</b>	<b>49,6%</b>
<b>Inversiones (k USD)</b>	<b>73.678</b>	<b>20.339</b>	<b>262,2%</b>
<b>Capacidad Instalada EoP<sup>3</sup> (MW)</b>	<b>2.483</b>	<b>2.483</b>	<b>0,0%</b>
<b>Energía Vendida (GWh)<sup>4</sup></b>	<b>2.664</b>	<b>2.744</b>	<b>(2,9)%</b>
Energía Térmica	2.210	2.355	(6,1)%
Energía Renovable	454	389	16,7%
<b>Producción de Vapor (k tn.)</b>	<b>761</b>	<b>689</b>	<b>10,5%</b>
<b>Disponibilidad Energía Térmica</b>	<b>84,1%</b>	<b>90,8%</b>	<b>(7,4)%</b>
<b>Factor de Carga Energía Renovable<sup>5</sup></b>	<b>52,9%</b>	<b>51,3%</b>	<b>3,1%</b>

1 Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. La reconciliación del EBITDA ajustado se encuentra en la página 7 del reporte. | 3. Incluye la participación indirecta en CDS del 30% y las participaciones indirectas en CTMB, CTSM y VOSA del 0,14%, 0,13% y 1,92%, respectivamente. | 4. No incluye la energía vendida en CDS | 5. Ponderado por la capacidad instalada (MW) de los parques eólicos.

### Highlights

- La energía vendida del período fue de 2.664 GWh, -2,9% vs 1T22.
- La venta de vapor durante 1T23 aumentó 10,5% comparado con 1T22, alcanzando 761 mil toneladas.
- En 1T23 el EBITDA alcanzó USD 90,6 millones, representando un margen del 82,6%+5,0% vs 1T22.
- El Resultado Neto del período fue de USD 50,0 millones, +49,6% superior al registrado en 1T22.
- El nivel de inversiones en 1T23 fue de USD73,7 millones, USD53,3 millones más que en 1T22.

### CALL DE RESULTADOS 1T23

#### Conference Call

11 de mayo de 2023 11 a.m. (US EST) | 12 p.m. (hora Bs. As.)

Desde Argentina: +5411 3984-5677

Desde Estados Unidos: +1 (844) 204-8586

Desde otros países: +1 (412) 317-6346

Conference ID: YPF LUZ

Webcast: <https://bit.ly/3oJhPZ2>

#### Relación con Inversores

Solange Barthe Dennin

Teléfono: +54911 3811-0199

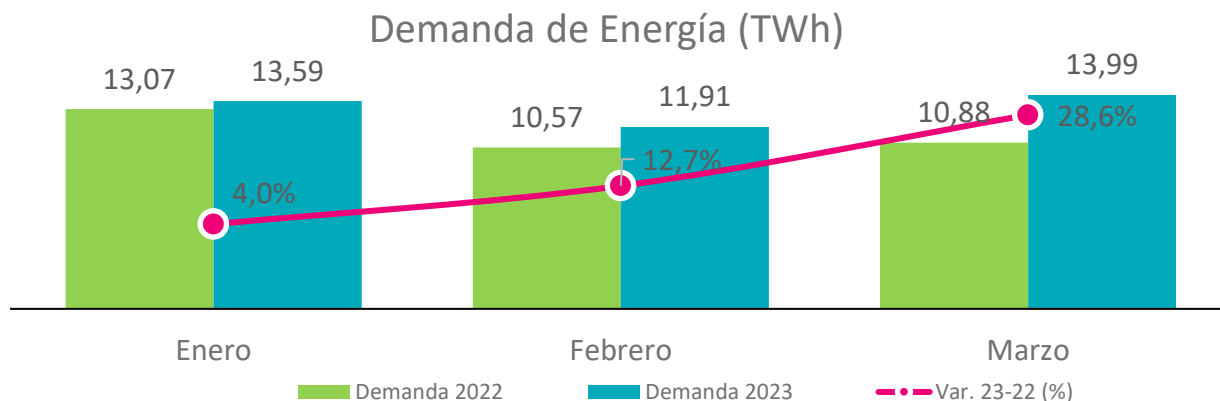
Email: [solange.barthedennin@ypf.com](mailto:solange.barthedennin@ypf.com)

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

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

## Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante el primer trimestre de 2023, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 39.491 GWh<sup>1</sup>. Esto significó un aumento de 14,4% respecto al mismo período de 2022, impulsado por un incremento en todos los segmentos de la demanda, pero principalmente de la residencial (+25,4%). La demanda comercial creció +6,8% y la industrial un +3,9%. El principal incremento de este trimestre se debe a la mayor demanda por las altas temperaturas récord en todos los meses del trimestre.



La demanda residencial (19.510 GWh) representó el 49% de la demanda total, la comercial (10.581 GWh) representó el 27% de la demanda total y la demanda industrial (9.400 GWh) representó el 24% de la demanda total.

Durante el mes de marzo 2023 se superó el récord máximo de pico de demanda. Esto ocurrió el lunes 13 de marzo a las 15:28 hs, con una potencia pico de 29.105 MW, una temperatura de 36.1 grados, lo que necesitó una importación de 2.400 MW, con reservas térmicas por 2000 MW.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el 12,8% del total de la demanda, registraron un aumento del 3,1% en su consumo en 1T23 comparado al 1T22.

Al 31 de marzo de 2023 Argentina cuenta con una potencia instalada de 43.278 MW, habiendo aumentado un 0,9% en el último año móvil. El 59% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 25% a fuentes de generación hidroeléctrica, 4,1% a centrales nucleares y 11,9% a fuentes de origen renovable no convencional (con un crecimiento del 3% respecto a marzo 2022).

Durante el 1T23 se incorporaron al sistema 356,7 MW. De esta potencia nueva, 98,7 MW son de origen renovable correspondiente a los parques solares fotovoltaicos Cañada Honda IV (+0,7 MW) y Sierras de Ullum (+78 MW), además del ingreso de una nueva etapa de potencia en el parque eólico Pampa III (+18 MW) y centrales de biogás por +2 MW. El resto de la potencia nueva del sistema en el trimestre corresponde al cierre del ciclo combinado de Ensenada Barragán en febrero'23, que suma +258 MW de potencia instalada térmica al sistema. Durante el trimestre también dejaron de ser usuarios MEM -5,1 MW de centrales biogás renovables.

La generación en el primer trimestre de 2023 aumentó 8,1% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 38.627 GWh. A pesar de haber contado con grandes volúmenes de importación, la alta demanda del trimestre provocó un incremento en la generación eléctrica.

<sup>1</sup> De acuerdo a la última información disponible de CAMMESA, publicada en el Informe de marzo de 2023. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.

Para completar la oferta energética, durante 1T23 se importaron 2.709 GWh (2.540 GWh de Brasil, 29,7 GWh de Paraguay por necesidades locales de la Provincia de Misiones, 86,8 GWh de Uruguay, 26,3 GWh de Bolivia y 26,8 GWh de Chile), aumentando un 928% las importaciones respecto a 1T22, explicadas por la mayor demanda, la baja disponibilidad de gas natural para usinas y los altos precios de los combustibles líquidos. Durante el primer trimestre de 2023 hubo exportaciones por 9,1 GWh, principalmente a Uruguay. El balance entre importaciones y exportaciones representó un margen negativo en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 146,8 millones, pero permitió un ahorro de alrededor de 343 millones de dólares por reemplazo de generación cara con combustibles líquidos.

La generación térmica e hidroeléctrica continúan siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante los 1T23, con una participación del 61% y 22%, respectivamente. La generación hidroeléctrica tuvo una mejora significativa este trimestre, con un aumento del +73,6% respecto 1T22. La generación de Yacypetá aumentó un +156% respecto a 1T22. La energía nuclear representó un 5% de la generación de 1T23, presentando una disminución del -28% respecto a 1T22 debido a la salida forzada de la central nuclear Atucha II por la rotura en uno de los soportes del reactor.

Las ERNC representaron un 12% de la generación, disminuyendo en un -3,1% la energía generada respecto a 1T22, principalmente a causa de un menor recurso renovable. La generación eólica es la principal fuente del país (70,5%), seguido por la solar (18%), la hidroeléctrica renovable (6,1%) y los biocombustibles (5,4%). El factor de capacidad medio país fue de 46,5% para el eólico y 34,5% para el solar.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación, representando un 77,4% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante el 1T23 (77,4% durante el 1T22). El consumo de combustibles total alcanzó los 60,6 MMm<sup>3</sup>/d representando un aumento del 3,2% respecto al mismo período del año anterior, en línea con la mayor generación térmica y mayor demanda eléctrica. Durante el trimestre se consumieron 13,7 MMm<sup>3</sup>/día de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón, que supone un incremento del 3,7% respecto al 1T22.

El costo medio de generación del sistema durante 1T23 alcanzó 78,2 USD/MWh, habiéndose incrementado +1% o 0,7 USD/MWh respecto al costo del mismo período del año anterior.

El precio estacional presentó en 1T23 un valor de 34,7 USD/MWh, un 26,5% más que el mismo trimestre del año anterior. Este incremento se debe principalmente a la quita de parte de los subsidios en las tarifas residenciales, principalmente en el nivel 1 (altos ingresos). En consecuencia, el nivel de subsidios para la demanda fue aproximadamente 56% (vs. 73,2% en 1T22).

En el caso de los GUDI (cuya tarifa se incrementó mediante la Resolución 54/2023), en el 1T23 el precio fue aproximadamente 70,1 USD/MWh, lo que implicó un subsidio del 10%.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) en el primer trimestre del año representó un 43,5% del costo del sistema (54,6% en 1T22), siendo de aproximadamente USD 1.354 millones<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Estimaciones propias a partir de información de CAMMESA publicada en marzo de 2023. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

## Novedades Regulatorias:

### RESOLUCIONES 59/2023:

Regula la celebración de contratos de abastecimiento con CAMMESA para ciclos combinados que actualmente se encuentran bajo remuneración SPOT, con el fin de promover inversiones necesarias para la ejecución de mantenimientos programados y de esta manera mejorar la disponibilidad térmica del MEM.

- Se deberá comprometer una disponibilidad del 85% de la potencia instalada de cada unidad.
- Duración del PPA: 5 años como máximo.

### RESOLUCIÓN 56/2023:

Actualiza el precio de referencia de la potencia (POTREF) y el precio estabilizado de la energía (PEE) para todos los segmentos de la demanda, con vigencia a partir de febrero 2023.

- GUDIs: +21%.
- No residencial: +30%.
- Residencial:
  - Nivel 1 (mayores ingresos): +37%.
  - Nivel 2 (menores ingresos): +0%.
  - Nivel 3 (ingreso promedio): +26%.

### RESOLUCIÓN 36/2023:

Convoca a los interesados a presentar ofertas en la convocatoria abierta nacional e internacional 'RenMDI' con el fin de celebrar contratos de abastecimiento renovables con CAMMESA. La licitación tiene como objetivo sustituir generación forzada con la instalación de nueva generación renovable (+500 MW) y diversificar la matriz energética incorporando nueva energía renovable (+120 MW). La potencia máxima ofertable por proyecto será de 20 MW.

Los contratos tendrán una duración de 15 años y el mecanismo de elección de propuestas tendrá en cuenta la criticidad del nodo de energía forzada que reemplazan.

### RESOLUCIÓN 159/2023:

Autoriza el ingreso como agente generador del mercado eléctrico mayorista (MEM) a la empresa YPF Energía Eléctrica S.A. para su Parque Solar Zonda I con una potencia instalada de 100 MW, ubicado en el departamento de Iglesia, provincia de San Juan.

### RESOLUCIÓN 240/2023:

Aprueba los nuevos cuadros tarifarios de Edenor y Edesur, a partir del 1 de abril de 2023.

## EBITDA

EBITDA por Clase de Activos <sup>1</sup> (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	1T23	1T22	Var. a/a
Energía Térmica	54.660	54.483	0,3%
Energía Renovables	23.143	21.317	8,6%
Cogeneración	16.070	14.418	11,5%
Generación de Energía Distribuida	2.651	3.287	(19,4)%
<b>Subtotal</b>	<b>96.524</b>	<b>93.505</b>	<b>6,1%</b>
Corporación y eliminaciones <sup>2</sup>	(5.938)	(4.064)	46,1%
<b>Total</b>	<b>90.586</b>	<b>89.441</b>	<b>1,3%</b>

1. Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. | 2. Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales de la compañía en el primer trimestre 2023 alcanzaron los USD 109,7 millones, disminuyendo 3,5% comparado con el mismo período del año 2022. Esto se explica principalmente por los siguientes factores operativos: (i) no se registraron ingresos por ventas por Loma Campana II dado que la Central se mantuvo fuera de servicio durante el período lo cual fue parcialmente compensado por (ii) mayores ingresos del Parque Eólico Cañadón León debido a un mayor recurso de viento durante el primer trimestre 2023 y menor disponibilidad presentada en el periodo anterior ya que el parque se encontraba en proceso de puesta a punto de sus aerogeneradores; (iii) mayores ingresos a pesar de menor generación durante 1T23 en Complejo Tucumán por aumentos de precios establecidos por la Resolución N°826/2022 de la Secretaria de Energía y a partir de marzo 2023 por la adhesión a la Resolución 59/2023 (iv) mayores ingresos por venta de vapor por incremento de los precios y (v) aumento en los volúmenes de generación de Parque Eólico Manantiales Behr debido a un mejor recurso de viento.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo depreciaciones y amortizaciones y gastos de combustible), se registró un incremento de aproximadamente 20% en 1T23 comparado con 1T22, explicado principalmente por los incrementos de sueldos y cargas sociales, costos de conservación, reparación y mantenimiento.

En consecuencia, la compañía alcanzó un EBITDA de USD 90,6 millones en el 1T23 (+1,3% vs 1T22).

EL EBITDA generado por los activos térmicos (Complejo Generación Tucumán, Central Térmica el Bracho, Loma Campana I y Loma Campana II) aumentó 0,3% en 1T23 comparado con el mismo periodo del año anterior. La menor disponibilidad de Loma Campana II por mantenimiento forzado desde el 15/12/22 hasta el 31/03/23, fecha en que volvió a estar en funcionamiento por fallas en el supercore y power turbine (PT) en el trimestre compensó parcialmente la mayor generación y potencia de la Central Térmica El Bracho y los aumentos de precios registrados en Complejo Generación Tucumán. Cabe recordar que de conformidad con lo establecido por la Res N°238/22 y N° 826/2022 de la Secretaría de Energía los aumentos previstos eran de aproximadamente 10% a partir de las transacciones económicas correspondientes a partir de junio 2022, 20% a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de septiembre 2022, un 10% adicional a partir de diciembre de ese mismo año y un 25%

adicional a partir de febrero 2023. Adicionalmente a partir de marzo 2023 entro en vigencia lo establecido en la Resolución 59/2023 a la cual la Compañía adhirió y permitió la firma de un contrato PPA por 5 años con Cammesa en el cual se dolariza el precio de la energía y parte de la potencia.

En el caso de los activos renovables (el Parque Eólico Manantiales Behr, el Parque Eólico Cañadón León y Parque Eólico Los Teros), alcanzaron un EBITDA de 23,1 millones de USD, que implicó un aumento del 8,6% con relación al que tuvieron en el mismo período del año anterior. El mencionado aumento durante el primer trimestre del 2023 se correspondió con la muy buena performance registrada tanto por el Parque Eólico Manantiales Behr y el Parque Eólico Cañadón León que más que compenso el menor recurso y las indisponibilidades puntuales en algunos aeres que tuviera el Parque Eólico Los Teros. En el caso del Parque Eólico Manantiales Behr el muy buen recurso que registró le permitió no solo alcanzar una mayor generación y venta de energía, sino ser reconocido nuevamente por Cammesa como el parque con el mayor factor de capacidad y nivel de eficiencia en Argentina en el 1T23 al igual que en el año 2022.

Con relación a los activos de cogeneración (La Plata I y II) totalizaron un EBITDA de 16,1 millón de USD, un 11,5% superior al del 1T22 debido fundamentalmente a los mayores volúmenes de energía y de vapor registrados respecto al mismo período del año anterior por cuestiones de demanda de la refinería y por ciertos mantenimientos programados en ambos activos en el 1T22.

El EBITDA generado por los activos de energía distribuida en el 1T23 (Motores Manantiales Behr y Loma Campana Este) se mantuvo en el orden de los 3 millones de USD.

## Reconciliación del EBITDA ajustado<sup>1</sup> (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	1T23	1T22	Var. a/a
EBITDA	90.586	89.441	1,3%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(590)	(1.290)	(54,3)%
EBITDA ajustado	89.996	88.151	2,1%

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

## Operaciones y Ventas

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

Capacidad Instalada (MW) (cifras no auditadas)		
	1T23	1T22
Central Tucumán	447	447
San Miguel de Tucumán	382	382
El Bracho TG	274	274
El Bracho TV	199	199
Loma Campana Este	17	17
Loma Campana I	105	105
Loma Campana II	107	107
La Plata Cogeneración I	128	128
La Plata Cogeneración II	90	90
Motores Manantiales Behr	58	58
Central Dock Sud <sup>1</sup>	279	279
<b>Total Energía Térmica</b>	<b>2.086</b>	<b>2.086</b>
PE Manantiales Behr	99	99
PE Los Teros I	123	123
PE Los Teros II	52	52
PE Cañadón León	123	123
<b>Total Energía Renovable</b>	<b>397</b>	<b>397</b>
<b>Total</b>	<b>2.483</b>	<b>2.483</b>

1. Incluye participación indirecta en CDS del 30% y las participaciones indirectas en CTMB, CTSM y VOSA del 0,14%, 0,13% y 1,92%, respectivamente. Previa a la adquisición descrita en Hechos Posteriores. Para más información leer "Hechos Posteriores"- "Adquisición de Inversora Dock Sud S.A.- Central Dock Sud S.A".



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	1T23	1T22	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	654,8	713,6	(8,2)%
El Bracho TG	GWh	506,6	501,1	1,1%
El Bracho TV	GWh	382,9	346,5	10,5%
Loma Campana Este	GWh	17,3	15,9	8,6%
Loma Campana I	GWh	191,3	201,3	(5,0)%
Loma Campana II	GWh	0,5	158,2	(99,7)%
La Plata Cogeneración I	GWh	222,1	185,8	19,5%
	k Tn	403,4	371,8	8,5%
La Plata Cogeneración II	GWh	148,0	131,4	12,7%
	k Tn	357,8	317,2	12,8%
Motores Manantiales Behr	GWh	86,8	101,2	(14,2)%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	131,7	114,0	15,5%
Parque Eólico Los Teros	GWh	168,1	188,8	(11,0)%
Parque Eólico Cañadón León	GWh	153,7	85,9	79,0%
<b>Total</b>	<b>GWh</b>	<b>2.663,9</b>	<b>2.743,8</b>	<b>(2,9)%</b>
	<b>k Tn</b>	<b>761,2</b>	<b>688,9</b>	<b>10,5%</b>
Central Dock Sud	GWh	639,3	1.312,3	(51,3)%

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)				
	Unidad	1T23	1T22	Var. a/a
Complejo Tucumán	MW-mes	737,7	753,6	(2,1)%
El Bracho TG	MW-mes	236,9	240,3	(1,4)%
El Bracho TV	MW-mes	191,4	185,4	3,2%
Loma Campana Este	MW-mes	8,0	8,0	-
Loma Campana I	MW-mes	88,6	93,2	(5,0)%
Loma Campana II	MW-mes	0,0	101,1	(100,0)%
La Plata Cogeneración I	MW-mes	110,5	102,8	7,5%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	72,0	76,5	(6,0)%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	38,7	41,1	(5,7)%
<b>Total</b>	<b>MW-mes</b>	<b>1.483,8</b>	<b>1.602,1</b>	<b>(7,4)%</b>
Central Dock Sud	MW-mes	242,6	806,8	(69,9)%

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

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica <sup>1</sup> (%) (cifras no auditadas)			
	1T23	1T22	Var. a/a
Complejo Tucumán	89,0%	90,9%	(2,1)%
El Bracho TG	90,7%	92,0%	(1,4)%
El Bracho TV	96,7%	93,6%	3,2%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	84,4%	88,8%	(5,0)%
Loma Campana II	0,0%	96,1%	(100,0)%
La Plata Cogeneración I	86,3%	80,3%	7,5%
La Plata Cogeneración II <sup>3</sup>	100,0%	106,4%	(6,0)%
Motores Manantiales Behr <sup>3</sup>	67,1%	71,2%	(5,7)%
<b>Total<sup>2</sup></b>	<b>84,1%</b>	<b>90,8%</b>	<b>(7,4)%</b>
Central Dock Sud <sup>3</sup>	27,9%	92,8%	(69,9)%

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada, excepto activos bajo esquema de remuneración de Energía Base, calculados como capacidad remunerada/capacidad instalada. Es decir, no incluye derrateo ni afectación por condiciones de temperatura. | 2. Ponderado por la capacidad contratada total exceptuando CDS por su participación del 30%, PEMB y PELT. | 3. El excedente de potencia por sobre la potencia contratada del PPA se comercializa bajo esquema de Energía Base.

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

Desglose de Ventas por Contraparte <sup>1</sup> (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	1T23	1T22	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 826/22 y ant.	14.863	15.784	(5,8)%
Ingreso por combustible y transporte	2.393	2.842	(15,8)%
PPA con CAMMESA	48.632	54.198	(10,3)%
PPA con YPF S.A.	31.776	30.974	2,6%
PPA con otros privados	11.584	9.440	22,7%
<b>Subtotal</b>	<b>109.248</b>	<b>113.238</b>	<b>(3,5)%</b>
Otros ingresos por servicios	451	450	0,2%
<b>Total</b>	<b>109.699</b>	<b>113.688</b>	<b>(3,5)%</b>

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

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)			
	1T23	1T22	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 826/22 y ant.	13,5%	13,9%	(2,4)%
Ingreso por combustible y transporte	2,2%	2,5%	(12,7)%
PPA con CAMMESA	44,3%	47,7%	(7,0)%
PPA con YPF S.A.	29,0%	27,2%	6,3%
PPA con otros privados	10,6%	8,3%	27,2%
<b>Subtotal</b>	<b>99,6%</b>	<b>99,6%</b>	<b>(0,0)%</b>
Otros ingresos por servicios	0,4%	0,4%	3,9%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)				
		1T23	1T22	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga <sup>1</sup>	61,6%	54,5%	13,0%
	Factor de disponibilidad	93,4%	96,8%	(3,5)%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga <sup>1</sup>	45,0%	49,5%	(9,1)%
	Factor de disponibilidad	95,8%	95,6%	0,2%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga <sup>1</sup>	57,2%	30,7%	85,9%
	Factor de disponibilidad	98,5%	49,3%	99,9%

1. Corresponde a la energía generada.

En la siguiente tabla muestra la capacidad instalada total en el Mercado a Término de Energía Renovable Argentino (MATER), la energía vendida en el MATER y la cuota de mercado por capacidad instalada y energía vendida:

Mercado a Término de Energía Renovable (MATER)			
	1T23	1T22	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	966	852	13,4%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	909	912	(0,3)%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	31%	35%	(12,8)%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	36%	35%	1,7%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 1T23 para toda la compañía alcanzó 84,1%, 7,4% menor que en 1T22. A su vez, la energía vendida fue 2,9% menor y el vapor entregado 10,5% mayor al mismo período del año anterior, respectivamente.

El Complejo Tucumán disminuyó su energía vendida 8,2% en el 1T23 dado que la misma en el mismo período del año anterior fue superior por haber menos disponibilidad de centrales térmicas en la región. Asimismo, la menor disponibilidad de gas de Bolivia durante el primer trimestre del 2023 también repercutió en el despacho de estas centrales. Finalmente, la disponibilidad comercial disminuyó levemente (2,1%), debido a los derrateos de las unidades por las altas temperaturas en 1T23.

La Central Térmica El Bracho aumentó 5,0% su generación en el 1T23. A su vez, la disponibilidad comercial del ciclo combinado aumentó 0,5% en dicho trimestre.

En cuanto a Loma Campana Este, la energía vendida aumentó 8,6% en 1T23 por una mayor demanda real de la UTE comparada con el mismo periodo del año anterior.

Con respecto a la Central Loma Campana I, la disponibilidad comercial disminuyó 5,0% al igual que la generación en 1T23 debido se corresponde principalmente a ciertas salidas programadas (11 al 12/2, del 10 al 12/03 y 17/03).

En Loma Campana II la generación disminuyó en el 1T23 99,7%, y no estuvo disponible debido a mantenimiento forzados descriptos previamente.

La Plata Cogeneración I tuvo una disponibilidad en 1T23 del 7,5% mayor que en 1T22. A su vez, la energía vendida aumentó 19,5% y el vapor vendido se incrementó 8,5% respecto al mismo período de 2022.

En cuanto a La Plata Cogeneración II, su disponibilidad comercial se redujo 6,0% en 1T23 vs igual trimestre del año anterior. En tanto las ventas de energía fueron superiores a 1T22 en +12,7% en tanto las de vapor fueron superiores en 12,8%.

El Parque Eólico Manantiales Behr alcanzó un factor de carga del 61,6% en 1T23, 13,0% mayor respecto del 1T22. Como resultado, la energía vendida aumentó 15,5% en el referido trimestre.

El Parque Eólico Los Teros tuvo una generación de energía del 11,0% inferior a la registrada en 1T22 dado que su factor de carga se redujo 9,4% comparado con el mismo período del año anterior, y con similar nivel de disponibilidad.

El Parque Eólico Cañadón León tuvo en el 1T23 un factor de carga del 57,2% con un factor de disponibilidad del 99,9%, siendo muy superior al año anterior debido a que en dicho período se fue ajustando la puesta a punto del parque permitiendo que su mejora fuera gradual.

La participación de YPF Luz en la capacidad instalada del MATER representó un 31% en 1T23, disminuyendo 12,8% respecto al 1T22. Esto se debe principalmente a la entrada en operación de otros parques renovables en el mercado. A su vez, la cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida alcanzó el 36%, 1,7% superior al 1T22. Esto último demuestra la eficiencia de nuestros parques respecto de la media del mercado de generación renovable.

Central Dock Sud tuvo una disminución en la energía vendida de 51,3% durante 1T23 como consecuencia del mantenimiento mayor programado (actualización tecnológica y ampliación de la capacidad).

## CAPEX

### Proyectos en Construcción

Plantas	Ubicación	Capacidad		Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance <sup>1</sup> (%)
		Instalada (MW)	Contraparte				
Parque Solar Zonda	Provincia de San Juan	100	Privado	Solar	2T23	93	98%
Parque General Levalle	Provincia de Córdoba	155	Privado	Eólica	4T24	262	2%

1. Corresponde al grado de avance físico a cierre del mes de marzo del 2023.

#### Parque Solar Zonda:

Durante el primer trimestre del 2023, el proyecto avanzó en el comisionado y energización de la ET Zonda y se realizaron las modificaciones en protecciones y comunicaciones necesarias para conectar la Subestación con las ET Bauchaceta y la ET Tocota.

A su vez, se avanzó con las tareas de precomisionado en 5 de los 17 bloques de potencia del parque Solar. Por otra parte, se continuó trabajando en el montaje de trackers y paneles de los restantes bloques, como en tareas de tendido y conexionado de cable solar, de baja tensión, media tensión y FO.

Dado que este parque contará con habilitaciones parciales, a la fecha del presente informe ya contaba con 68,11 MW habilitados para la generación, esperando completar el 100% de habilitación en el segundo trimestre 2023.

## Parque General Levalle:

En el caso del Proyecto General Levalle al cierre del primer trimestre 2023 se destacan las siguientes actividades:

- Inicio de la movilización de personal y equipos para las actividades civiles vinculadas al Balance de Planta.
- Preparación del terreno para obradores y apertura de pista para caminería.
- Comienzo de los estudios geotécnicos y geofísicos asociadas a fundaciones, caminos y plataformas en sitio.
- Inicio de actividades de gabinete asociadas a elaborados de ingeniería y suministros de equipos críticos.

## Deuda

### Deuda Financiera<sup>1</sup> (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.03.2023			31.03.2022			Var. a/a		
	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Var. a/a (a)	Var. a/a (b)	Var. a/a (c)
Corto Plazo <sup>2</sup>	131.917	4.900	136.817	174.641	5.524	180.165	(24,5)%	(11,3)%	(24,1)%
Largo Plazo	773.915	64.643	838.558	638.042	68.459	706.501	21,3%	(5,6)%	18,7%
Deuda Bruta	905.832	69.543	975.375	812.683	73.983	886.666	11,5%	(6,0)%	10,0%
Caja y Equivalentes <sup>3</sup>	182.324	8.251	190.575	177.084	17.510	194.594	3,0%	(52,9)%	(2,1)%
Deuda Neta	723.508	61.292	784.800	635.599	56.473	692.072	13,8%	8,5%	13,4%
Adj. EBITDA LTM <sup>4</sup>	349.873	35.177	385.050	329.938	2.638	332.576	6,0%	1233,5%	15,8%
Deuda Neta/Adj. EBITDA LTM <sup>5</sup>	2,07x	1,74x	2,04x	1,93x	N/D	2,08x	7,3%	n.a.	(2,1)%

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

2. Incluye al 31/03/2022 807 de pasivos por arrendamiento.

3. Incluye al 31/03/2022 6.645 de fideicomisos registrados en otros créditos (nota 12 de los EE.FF.).

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

5. Corresponde al ratio de apalancamiento relacionado con las obligaciones negociables.

A nivel consolidado (sin subsidiarias no restringidas) el monto de la deuda neta aumentó en USD 87,9 millones. Si bien fue acompañado por un aumento del EBITDA ajustado el cual fue de 7,3% el ratio de deuda neta/EBITDA ajustado pasó de 1,93 en 1T22 a 2,07 en 1T23.

El incremento de la deuda se vio principalmente impulsado por la emisión de las Obligaciones Negociables Clase XI Adicionales y Clase 13 por un monto total entre ambas de 150 millones de dólares en el mercado local, cuyo destino de fondos será principalmente dirigidos al proyecto eólico General Levalle y al pago de ciertos vencimientos de deuda de la primera mitad del año 2023.

## Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental			
	1T23	1T22	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	454	389	16,7%
ERNC/Total de energía generada <sup>1</sup> (%)	17,0%	14,2%	20,2%
Emisiones directas GEI (tCO <sub>2</sub> e) <sup>2</sup>	998.676	1.090.801	(8,4)%
Intensidad emisiones GEI <sup>3</sup>	0,302	0,328	(7,9)%
Ahorro de emisiones (tCO <sub>2</sub> ) <sup>4</sup>	228.694	188.802	21,1%
Extracción de agua (ktn) <sup>2</sup>	2.999	2.977	0,7%
Vertido total de efluente líquido (ktn) <sup>2</sup>	648	715	(9,4)%
Residuos (ton)	100	109	(8,4)%

1. No incluye Central Dock Sud | 2. Datos estadísticos internos de la compañía. | 3. Se calcula como: emisiones GEI (tCO<sub>2</sub> e)/energía eléctrica producida (MWh). | 4. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de ton/CO<sub>2</sub> y SPHERA para la energía eléctrica producida por PEMB, PELT y PECL.

En 1T23, el menor despacho y los mantenimientos programados en las centrales Loma Campana II y Complejo Tucumán, impactó favorablemente en la intensidad de emisiones (8,45%) y en el vertido de efluentes líquidos (9,37%) con respecto al 1T22. Además, los recursos sobrantes y residuos disminuyeron 8,4% con respecto al 1T22.

Social			
	1T23	1T22	Var. a/a
Horas de formación de empleados	1.378	1.173	17,5%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) <sup>1</sup>	-	-	n.a
Horas de voluntariado	30	28	7,1%

1. IFA= (accidentes computables por pérdidas de días x 10<sup>6</sup>)/horas hombre trabajadas

En el área de e inversión social, firmamos un acuerdo con Fundación YPF para financiar 10 becas universitarias por un período de 5 años en San Juan y Tucumán, y el programa de mentores voluntarios destinada a aquellos colaboradores que quieran guiar, orientar y motivar a becarios de la fundación. Además, nuestros voluntarios reacondicionaron una cancha de fútbol de la Villa Rodrigo Bueno, cercana a las oficinas de Buenos Aires y participaron en una campaña de donación de útiles escolares.

En la gestión de nuestra gente, en 1T23 incrementamos las horas de acumuladas de formación superaron las del mismo período del año anterior. Realizamos nivelaciones y clases de inglés; acompañamos con formaciones técnicas e iniciamos las formaciones en metodologías ágiles.

Continuamos trabajando en la implementación de la metodología de Toyota Production Systems para optimizar nuestros procesos.

Respecto a la seguridad de nuestros trabajadores, en 1T23 no se registraron accidentes computables con pérdida de días. El Servicio Médico informó y reforzó sobre los cuidados del dengue, principalmente en la provincia de Tucumán, donde se capacitó a los colaboradores y se realizó de casos. Además, lanzamos la campaña “La Doc Responde”, un espacio abierto para que los colaboradores puedan realizar consultas sobre salud y al bienestar.

## Gobierno Corporativo

Durante 1T23, iniciamos el plan de Compliance & Auditoría Interna 2023. Se revisaron los riesgos y controles mitigantes asociados de la Matriz de Riesgos Corporativa y se dio seguimiento a las observaciones de 2022 con vencimiento en 2023. Se incorporó metodología para la calificación de controles y riesgo residual y se actualizó el procedimiento de Gestión de Auditorías.

Se revisó el Programa de Entrenamientos 2023, con foco en Anticorrupción, para comenzar su ejecución en el segundo y tercer trimestre del año.

## Hechos Relevantes del Período

---

### Calificación de Riesgo de las Obligaciones Negociables

El 30 de marzo 2023 S&P Global Ratings (“S&P”) informó que bajó la calificación en moneda extranjera a largo plazo de Argentina desde “CCC+” a “CCC-” así como también la modificación de la calificación de transferencia y convertibilidad (T&C) del país a “CCC-” desde “CCC+”.

Asimismo, S&P comunicó que siguiendo una acción similar en las calificaciones en moneda extranjera a largo plazo y de transferencia y de convertibilidad del país, había bajado las calificaciones locales y en moneda extranjera de 11 entidades corporativas y de infraestructura Argentina desde “CCC+” a “CCC-” con perspectiva negativa, incluyendo a la Sociedad.

## Hechos Posteriores

---

### Adquisición de participación adicional en Inversora Dock Sud S.A. – Central Dock Sud S.A.

Durante el mes de marzo de 2023, YPF EE ejerció su derecho de compra preferente de la totalidad de las acciones que Enel Américas S.A. (“Enel”), como vendedora, poseía en Inversora Dock Sud S.A. (“IDS”), sociedad controlante de Central Dock Sud S.A.

En este sentido, con fecha 13 de abril de 2023, YPF EE, por intermedio de su sociedad controlada Y-LUZ Inversora S.A.U. (“Y-LUZ”), perfeccionó la compra a Enel del 57,14% de acciones ordinarias de IDS por un monto de 52,3 millones de dólares. A la fecha, el mismo ya ha sido parcialmente cancelado y se cumplirá con el pago del saldo el próximo 12 de mayo de 2023, no existiendo acuerdos de pagos contingentes asociados a la transacción.

Adicionalmente, mediante un acuerdo de compra conjunta celebrado con Pan American Sur S.A. (“PAS”) y sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes usuales para este tipo de transacciones, la Sociedad acordó transferir acciones representativas del 29,84% del capital social de IDS a PAS.

De esta manera, una vez culminada la ejecución de dicho contrato y, teniendo en cuenta la participación preexistente de YPF EE en IDS del 42,86%, el Grupo tendrá una participación del 70,16% en IDS, sociedad propietaria del 71,78% de las acciones ordinarias de Central Dock Sud.

Como consecuencia de lo mencionado anteriormente, a partir del 13 de abril de 2023 YPF EE tomó el control de IDS y su controlada CDS, sociedad que tiene como actividad principal la generación y comercialización de energía eléctrica, en su planta ubicada en Dock Sud, partido de Avellaneda, provincia de Buenos Aires.

Esta decisión está alineada con el objetivo estratégico de contribuir al abastecimiento de energía eléctrica eficiente y confiable, a través de activos de generación que utilicen gas natural, el combustible convencional de la transición energética de la Argentina.

- **Programa para la emisión de Obligaciones Negociables – Emisión Local**

Con fecha 17 de abril de 2023, la Sociedad ha cancelado la Obligación Negociable Clase VI por un monto de 60 millones de dólares, según los términos y condiciones de la misma.

- **COD Parque Solar Zonda**

En el mes de abril se inauguró el Zonda, el primer parque solar de YPF EE, ubicado en la localidad de Bella Vista, departamento de Iglesia en la provincia de San Juan. En su primera etapa, el parque alcanzará una capacidad instalada de 100 MW, de los cuales tuvo habilitaciones parciales por un total de 68,11 MW a la fecha.

- **Asamblea General de Accionistas**

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas y Especial de Clases del 27 de abril de 2023 resolvió, entre otros, los siguientes puntos:

(i) aprobar la documentación descripta por el Art. 234, inciso 1° de la Ley General de Sociedades N°19.550 correspondiente al ejercicio económico N°10, iniciado el 1° de enero de 2022 y finalizado el 31 de diciembre de 2022; (ii) ratificar la apropiación de la conversión acumulada al 31 de diciembre de 2022 a las reservas y resultados acumulados según el detalle descripto en la Memoria del Directorio. Por lo tanto, luego de la apropiación mencionada, el saldo de los resultados acumulados al 31 de diciembre de 2022 asciende a 23.670.814.000 de pesos; (iii) desafectar íntegramente la reserva para futuras inversiones por la suma de 62.164.053.000 de pesos; (iv) desafectar íntegramente la reserva para dividendos por la suma de 4.962.376.000 de pesos; (v) destinar la suma de 78.797.243.000 de pesos a constituir una reserva facultativa con destino para futuras inversiones en los términos del Artículo 70, párrafo tercero de la Ley General de Sociedades N° 19.550 (T.O. 1984) y sus modificatorias; y (vi) destinar la suma de 12.000.000.000 de pesos a constituir una reserva facultativa para futura distribución de dividendos, delegando en el Directorio hasta la Asamblea General Ordinaria de Accionistas que trate los Estados Financieros correspondientes al ejercicio que cierre el 31 de diciembre de 2023, la decisión de determinar, si así lo entendiera conveniente y de acuerdo a las necesidades de la Sociedad, la oportunidad y monto para proceder a su distribución, considerando los aspectos financieros y de disponibilidad de fondos, resultados operativos, inversiones y todos aquellos otros aspectos que estime relevantes para el desarrollo de las actividades de la Sociedad.

Asimismo, resolvió, en carácter de Asamblea Extraordinaria, aprobar en forma unánime (i) la Fusión por absorción por parte de YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. de Y-GEN ELÉCTRICA S.A.U. e Y-GEN ELÉCTRICA II S.A.U., (ii) el Compromiso Previo de Fusión, y (iii) llevar a cabo los trámites conducentes a dicha reorganización societaria, con efecto a partir del 1° de enero de 2023.



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

(En miles de USD)	31.03.2023	31.12.2022	Var. a/a
<b>ACTIVO</b>			
<b>Activo no corriente</b>			
Propiedades, planta y equipo	1.682.189	1.696.032	(0,8)%
Activos intangibles	8.340	7.866	6,0%
Activos por derecho de uso	16.559	17.138	(3,4)%
Inversiones en negocios conjuntos	76.400	74.586	2,4%
Otros créditos	45.826	12.355	270,9%
Activos por impuesto diferido, netos	41.801	30.857	35,5%
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>1.871.115</b>	<b>1.838.834</b>	<b>1,8%</b>
<b>Activo corriente</b>			
Otros créditos	27.644	37.472	(26,2)%
Créditos por ventas	157.159	140.772	11,6%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	11.903	11.903	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	178.672	82.329	117,0%
<b>Total del activo corriente</b>	<b>375.378</b>	<b>272.476</b>	<b>37,8%</b>
<b>TOTAL DEL ACTIVO</b>	<b>2.246.493</b>	<b>2.111.310</b>	<b>6,4%</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Aportes de los propietarios	452.480	452.480	-
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	632.464	580.109	9,0%
<b>TOTAL DEL PATRIMONIO</b>	<b>1.084.944</b>	<b>1.032.589</b>	<b>5,1%</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>Pasivo no corriente</b>			
Provisiones	3.237	3.124	3,6%
Pasivos por impuesto diferido, netos	81.202	93.471	(13,1)%
Pasivos por arrendamientos	10.299	10.839	(5,0)%
Préstamos	838.558	710.148	18,1%
Impuesto a las ganancias a pagar	8.361	-	n.a.
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>941.657</b>	<b>817.582</b>	<b>15,2%</b>
<b>Pasivo corriente</b>			
Cargas fiscales	5.682	3.193	78,0%
Impuesto a las ganancias a pagar	1.196	5.828	(79,5)%
Remuneraciones y cargas sociales	6.336	10.027	(36,8)%
Pasivos por arrendamientos	2.388	2.340	2,1%
Préstamos	136.817	147.841	(7,5)%
Cuentas por pagar	67.473	91.910	(26,6)%
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>219.892</b>	<b>261.139</b>	<b>(15,8)%</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO</b>	<b>1.161.549</b>	<b>1.078.721</b>	<b>7,7%</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>2.246.493</b>	<b>2.111.310</b>	<b>6,4%</b>

<sup>1</sup> Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

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

(En miles de USD)	1T23	1T22	Var. a/a
Ingresos por ventas	109.698	113.688	(3,5)%
Costos de producción	(47.655)	(45.002)	5,9%
<b>Resultado bruto</b>	<b>62.043</b>	<b>68.686</b>	<b>(9,7)%</b>
Gastos de administración y comercialización	(9.690)	(7.965)	21,7%
Otros resultados operativos, netos	11.168	2.333	378,7%
<b>Resultado operativo</b>	<b>63.521</b>	<b>63.054</b>	<b>0,7%</b>
Resultado por participación en sociedades	(590)	(1.290)	(54,3)%
Resultados financieros, netos	(25.264)	(14.262)	77,1%
<b>Resultado neto antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>37.667</b>	<b>47.502</b>	<b>(20,7)%</b>
Impuesto a las ganancias	12.286	(14.109)	n.a.
<b>Resultado neto del período</b>	<b>49.953</b>	<b>33.393</b>	<b>49,6%</b>

<sup>1</sup> Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

## Anexo: Estado de Resultado Netos Consolidados 2022<sup>1</sup> (cifras no auditadas)

La información financiera de períodos anteriores fue reexpresada en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción. (en reemplazo de los resultados expresados en pesos dividido por el tipo de cambio promedio de cada período).

<b>MILES DE USD</b>	<b>1Q22</b>	<b>2Q22</b>	<b>3Q22</b>	<b>4Q22</b>
Ingresos	113.688	115.044	126.263	116.121
Costos de producción	(45.002)	(53.621)	(52.608)	(51.777)
<b>Resultado bruto</b>	<b>68.686</b>	<b>61.423</b>	<b>73.655</b>	<b>64.344</b>
Gastos de administración y comercialización	(7.965)	(8.291)	(8.757)	(10.978)
Otros resultados operativos, netos	2.333	4.312	(7.431)	10.033
<b>Resultado operativo</b>	<b>63.054</b>	<b>57.444</b>	<b>57.467</b>	<b>63.399</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(1.290)	(1.629)	(881)	(2.277)
Resultados financieros, netos	(14.262)	(14.793)	(22.616)	(37.678)
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>47.502</b>	<b>41.022</b>	<b>33.970</b>	<b>23.444</b>
Impuesto a las ganancias	(14.109)	(364)	12.037	(9.805)
<b>Resultado neto del período</b>	<b>33.393</b>	<b>40.658</b>	<b>46.007</b>	<b>13.639</b>

### EBITDA miles de USD

Resultado operativo	63.054	57.444	57.467	63.399
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(1.290)	(1.629)	(881)	(2.277)
Depreciación y amortización	26.387	26.580	68.388	26.563
<b>Adj. EBITDA</b>	<b>88.151</b>	<b>82.395</b>	<b>124.974</b>	<b>87.685</b>
<b>EBITDA</b>	<b>89.441</b>	<b>84.024</b>	<b>125.855</b>	<b>89.962</b>

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

(En miles de USD)	1T23	1T22	Var. a/a
<b>ACTIVIDADES OPERATIVAS</b>			
<b>Resultado neto del período</b>	49.952	33.395	49,6%
<b>Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:</b>			
Resultados por participación en sociedades	590	1.290	(54,3)%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	26.421	25.976	1,7%
Depreciación de activos por derecho de uso	579	346	67,3%
Amortización de activos intangibles	65	65	-
Baja de propiedades, planta y equipo	544	410	32,7%
Dividendos cobrados	-	-	n.a
Resultados financieros, netos	25.265	14.262	77,1%
Movimiento de provisiones del pasivo	1	45	(97,8)%
Cargo por impuesto a las ganancias	(12.286)	14.109	n.a.
Multas contractuales	(5.385)	-	n.a.
<b>Cambios en activos y pasivos operativos:</b>			
Créditos por ventas	(26.840)	(17.262)	55,5%
Otros créditos	10.816	1.366	691,8%
Cuentas por pagar	(1.107)	13.414	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	(2.351)	(1.769)	32,9%
Cargas fiscales	3.919	(6.520)	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(5.885)	(1.532)	284,1%
Intereses cobrados	1.372	1.836	(25,3)%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades operativas</b>	<b>65.670</b>	<b>79.431</b>	<b>(17,3)%</b>
<b>ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(39.286)	(14.451)	171,9%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(34.122)	(5.888)	479,5%
Adquisición de activos Intangibles	(270)	-	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	-	304	(100,0)%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(73.678)</b>	<b>(20.035)</b>	<b>267,7%</b>
<b>ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>			
Préstamos obtenidos	157.324	91.061	72,8%
Cancelación de préstamos	(28.196)	(29.422)	(4,2)%
Pago de pasivos por arrendamientos	(756)	(863)	(12,4)%
Pago de intereses y otros costos financieros	(29.229)	(28.130)	3,9%
<b>Flujo neto efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>99.143</b>	<b>32.646</b>	<b>203,7%</b>
<b>Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>91.135</b>	<b>92.042</b>	<b>(1,0)%</b>
Efecto traslación sobre los Estados Financieros	5.207	(592)	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	82.329	87.596	(6,0)%
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período</b>	<b>178.672</b>	<b>179.046</b>	<b>(0,2)%</b>

<sup>1</sup> Expresados en dólares estadounidenses convertidos utilizando el tipo de cambio de la fecha de la transacción.

The background of the entire page is a teal color with a pattern of concentric, semi-transparent circles. These circles are composed of rectangular segments, creating a grid-like or mosaic effect that resembles a globe or a stylized sun.

**YPF**  
**LUZ**

[YPFLUZ.COM/RI](http://YPFLUZ.COM/RI)  
[inversores.ypfee@ypf.com](mailto:inversores.ypfee@ypf.com)