



ANUNCIO DE RESULTADOS

4° Trimestre 2022

YPF
LUZ

YPF Luz logró un EBITDA de USD 398 millones en 2022, +24,1% vs 2021

Buenos Aires, 7 de marzo de 2023 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el cuarto trimestre de 2022 terminado el 31 de diciembre de 2022.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo ¹ (cifras no auditadas)						
	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
Ingresos (k USD)	119.931	110.451	8,6%	484.526	441.463	9,8%
EBITDA ajustado (k USD)²	88.421	80.068	10,4%	390.187	318.133	22,6%
EBITDA (k USD)	91.593	79.965	14,5%	398.024	320.846	24,1%
Margen EBITDA (%)	76,4%	72,4%	5,5%	82,1%	72,7%	13,0%
Resultado del Período (k USD)	14.326	51.343	(72,1)%	139.436	64.988	114,6%
Inversiones (k USD)	39.684	15.085	163,1%	146.398	138.625	5,6%
Capacidad Instalada EoP³ (MW)	2.483	2.483	0,0%	2.483	2.483	0,0%
Energía Vendida (GWh)⁴	2.446	2.608	(6,2)%	9.702	9.989	(2,9)%
Energía Térmica	1.945	2.289	(15,0)%	7.883	8.787	(10,3)%
Energía Renovable	501	319	57,1%	1.819	1.202	51,3%
Producción de Vapor (k tn.)	673	716	(6,0)%	2.611	2.604	0,2%
Disponibilidad Energía Térmica	82,2%	87,3%	(5,8)%	89,1%	83,2%	7,1%
Factor de Carga Energía Renovable⁵	57,4%	50,7%	13,1%	52,7%	54,4%	(3,1)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 4T21: 100,4 ARS/USD; 4T22: 162,6 ARS/USD. | 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

- Los ingresos del ejercicio fueron de USD 484,5 millones, +9,8% vs 2021.
- La venta de energía renovable del ejercicio alcanzó 1.819 GWh, +51,3% vs 2021.
- La participación de YPF Luz en el MATER alcanzó 38%, 7,6% mayor que en 2021.
- El EBITDA del ejercicio 2022 alcanzó USD 398,0 millones, +24,1% vs 2021.
- En 2022, el Resultado Neto fue de USD 139,4 millones, USD 74,4 millones superior al registrado en 2021.

CALL DE RESULTADOS 4T22

Conference Call

8 de marzo de 2023 9 a.m. (US EST) | 11 a.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/3Z8ymTG>

Relación con Inversores

Solange Barthe Dennin

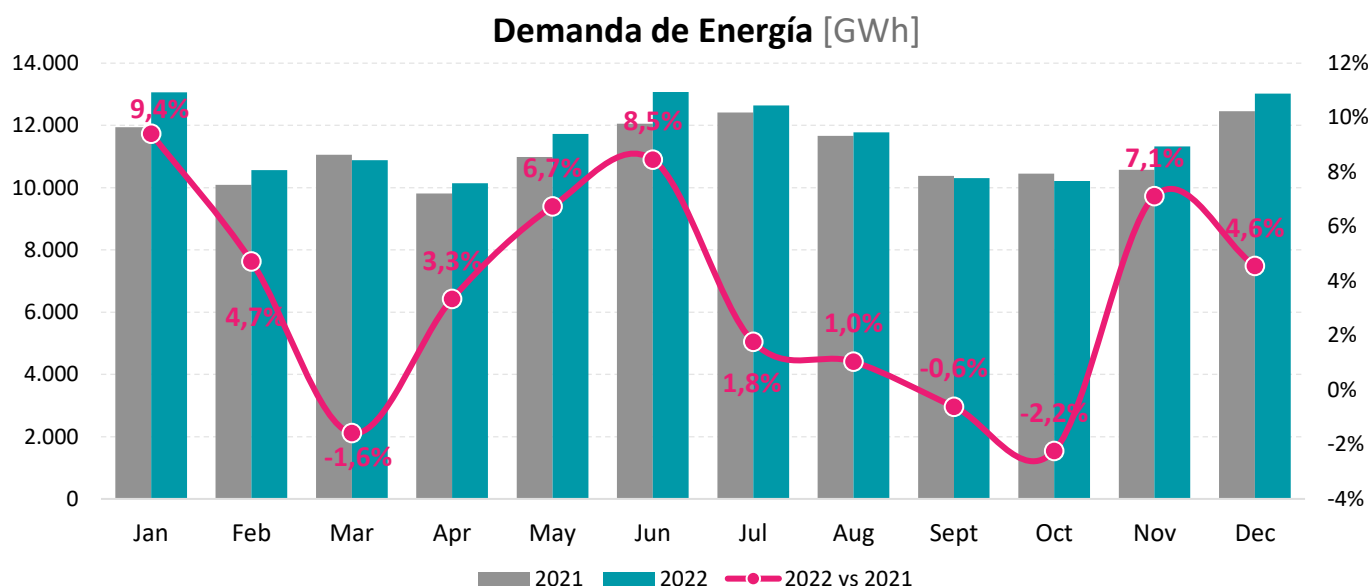
Teléfono: +54911 3811-0199

Email: solange.barthedennin@ypf.com

inversores.ypfee@ypf.com

Web: ypfluz.com/RI

Durante el cuarto trimestre de 2022, la demanda de energía eléctrica alcanzó 34.564 GWh¹. Esto significó un aumento del 3,2% respecto al mismo período de 2021, impulsado principalmente por un aumento de la demanda residencial (+4,3%), un incremento de la demanda comercial (+2,1%), y un incremento también en la demanda industrial (+2,7%). El principal incremento de este trimestre se debió a la mayor demanda del sector residencial seguido por el comercial e industrial. De forma anual, durante el 2022 la demanda eléctrica alcanzó los 138.478 GWh, un 3,6% por encima del año 2021.



Fuente: CAMMESA

La demanda residencial (15.448 GWh) representó 45% de la demanda total y presentó en el cuarto trimestre un incremento del 4,3%, con temperaturas superiores a las del año pasado. La demanda comercial (9.742 GWh) representó 28% de la demanda total y creció 2,1% respecto al año anterior. La demanda industrial (9.373 GWh) representó 27% de la demanda total y presentó un crecimiento del 2,7% respecto al 4T21.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron 14,7% del total de la demanda, registraron una leve caída del -0,2% en su consumo en 4T22 comparado al 4T21.

Al 31 de diciembre de 2022, Argentina contó con una potencia instalada de 42.927 MW, y decreció 0,1% en el último año. En cuanto a su distribución se mantuvo en niveles similares al 2021.

Durante el 4T22 se incorporaron al sistema 28 MW de origen renovable correspondientes 18MW al ingreso del parque eólico Pampa Energía III. También se incorporaron al sistema 10MW adicionales de potencia instalada correspondiente al ingreso del parque solar fotovoltaico La Cumbre III.

La generación en el cuarto trimestre de 2022 disminuyó 1,25% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 35.084 GWh. De forma anual la generación del 2022 fue de 138.742 GWh, un 2.2% menor a la generación del año 2021 a causa de los grandes volúmenes de importación del año 2022 respecto 2021.

La demanda aumentó un 1.7% a nivel anual, pero la generación bajó ya que aumentaron las importaciones de Brasil, al tener un menor costo vs. la generación con combustibles importados.

Para completar la oferta energética, durante el 4T22 se importaron 1.217 GWh (1.181,1 GWh de Brasil, 16,7 GWh de Paraguay por necesidades locales de la Provincia de Misiones, 12,8 GWh de Uruguay y 5,9 GWh de Chile de acuerdo a oferta de excedentes de energía renovable), aumentando un 740% las importaciones respecto a 4T21, siendo importaciones que reemplazan generación local a un costo marginal mayor, debido al aumento de precios

¹ De acuerdo a la última información disponible de CAMMESA, publicada en el Informe de diciembre de 2022. Esta información no es definitiva y será revisada en los próximos meses.

internacionales de los combustibles líquidos. Durante el 4T22 se exportaron 1,3 GWh a Uruguay. El balance entre importaciones y exportaciones representó un margen negativo en las cuentas de CAMMESA de USD 98 millones de dólares.

La generación térmica e hidroeléctrica continúan siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante el 4T22, con una participación del 54% y 29%, respectivamente. La generación hidroeléctrica tuvo una mejora significativa este trimestre, con un aumento del 59,9% respecto 4T21. La generación de Yacretá aumentó 27,8% respecto a 2021, y la generación de Salto Grande tuvo aumento 36,6% respecto al mismo período del año anterior. La energía nuclear representó 1,4% de la generación del 4T22, y decreció 83,5% respecto al 4T21 por los mantenimientos programados de las centrales nucleares Atucha I y Embalse, así como también a causa de la salida forzada de Atucha II por una rotura en uno de los soportes del reactor.

Las Energías Renovables no convencionales (“ERN”) representaron 15% de la generación, aumentando 7,2% respecto a 4T21. La generación eólica es la principal fuente renovable del país (70,3%), seguida por la solar (17,6%), la hidroeléctrica renovable (6,3%) y los biocombustibles (5,8%). El factor de capacidad medio país fue de 50,4% para la energía eólica y 38,4% para la solar.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación, representando 86,8% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante el 4T22 (85,5% durante el 4T21). El consumo alcanzó 41,2 MMm³/d y disminuyó 6,8% respecto al mismo período del año anterior, en línea con la reducción de la generación térmica por los mayores volúmenes de importación. La generación se complementó con un consumo promedio de 6,3 MMm³/día de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón, lo que implicó una reducción de 16,7% respecto al 4T21.

El costo medio de generación del sistema durante 4T22 alcanzó 65,8 USD/MWh³, registrando una caída del 0,2% o 0,2 USD/MWh menor al costo del mismo período del año anterior. De forma anual, el costo medio de generación se ubicó en los 86,6 USD/MWh³, 23,1% o 16,2 USD/MWh mayor al 2021. Esto se debe principalmente al aumento de los precios internacionales de gas importado y combustibles líquidos.

El precio estacional presentó en 4T22 un valor de 24,9 USD/MWh y 42,2 USD/MWh para residencial y no residencial, respectivamente (un promedio ponderado por la demanda de 31,6 USD/MWh). En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue de 50,8% para 4T22 (vs. 70,2% en 4T21).

En el caso de los GUDI (cuya tarifa se incrementó mediante la Resolución 719/2022), el precio en el 4T22 fue de aproximadamente 74,1 USD/MWh, lo que implicó un subsidio del 12,6%.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) en el cuarto trimestre del año representó aproximadamente 36,6% del costo del sistema (49,7% en 4T21), alcanzando USD 868 millones⁴. Los subsidios durante 2022 alcanzaron los USD 6.292 millones, 24,9% más que en 2021, representando 50,7% del costo del sistema.

³ Precio medio mensual ponderado por la demanda de cada mes del trimestre. El costo medio no incluye costos de transporte.

³ Precio medio mensual ponderado por la demanda de cada mes del trimestre. El costo medio no incluye costos de transporte.

⁴ Estimaciones propias a partir de información de CAMMESA publicada en diciembre de 2022. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

Novedades Regulatorias del trimestre:

RESOLUCIÓN 719/2022:

Se actualizó 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 noviembre 2022.

- GUDIs: -35%.
- No residencial: +25%.
- Residencial:
 - Nivel 1: +34%.
 - Nivel 2: +0%.
 - Nivel 3: +0%.

RESOLUCIÓN 826/2022:

Se actualiza la remuneración de las centrales eléctricas que no se encuentran bajo contrato reemplazando los precios de la Res. 238/2022:

- Se actualizan todos los conceptos remunerativos un 20% a partir de septiembre 2022, 10% adicional a partir de diciembre 2022, 25% adicional a partir de febrero 2023 y 28% adicional a partir de agosto 2023.
- Se deja sin efecto la 'remuneración por HMRT', siendo reemplazada por la 'remuneración por generación en horas de punta', la cual remunerará al doble o al triple (dependiendo la estación del año) las 5 horas de pico de cada día del mes (18hs a 23hs).
- Se simplifica la fórmula con la que se calcula la remuneración de potencia (DIGO), siendo de ahora en más la multiplicación directa entre la disponibilidad real de potencia (DRP), el factor Kfm y el precio de la potencia DIGO.
- Se instruye a CAMMESA a realizar controles de disponibilidad de potencia para verificar la efectiva operatividad de las máquinas en caso de ser convocadas al despacho.

EBITDA

EBITDA por activo ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
Complejo Tucumán	6.175	11.443	(46,0)%	35.991	35.992	(0,0)%
El Bracho TG + TV	35.037	31.697	10,5%	142.270	142.413	(0,1)%
Loma Campana Este	102	197	(48,2)%	558	633	(11,8)%
Loma Campana I	7.385	1.219	505,8%	24.901	4.284	481,3%
Loma Campana II	5.411	8.230	(34,3)%	31.262	27.279	14,6%
La Plata Cogeneración I	7.224	4.509	60,2%	19.796	16.768	18,1%
La Plata Cogeneración II	8.397	8.647	(2,9)%	39.257	33.797	16,2%
Central Térmica Manantiales Behr	1.662	2.843	(41,5)%	8.707	8.556	1,8%
PE Manantiales Behr	8.963	7.621	17,6%	32.938	32.365	1,8%
PE Los Teros	12.127	8.756	38,5%	54.621	37.573	45,4%
PE Cañadón León	7.118	457	1457,5%	32.637	457	7041,6%
Subtotal	99.601	85.619	16,3%	422.938	340.117	24,4%
Corporación y eliminaciones ²	(8.008)	(5.654)	41,6%	(24.914)	(19.271)	29,3%
Total	91.593	79.965	14,5%	398.024	320.846	24,1%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 4T21: 100,40 ARS/USD; 4T22: 162,60 ARS/USD. | 2. Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales de la compañía en el cuarto trimestre 2022 alcanzaron los USD 119,9 millones, aumentando 8,6% comparado con el mismo período del año 2021. Esto se explica principalmente por: (i) la entrada en operación del 100% del Parque Eólico Cañadón León; (ii) un aumento en los volúmenes de generación del Parque Eólico los Teros, y a un mayor factor de capacidad; (iii) la mayor generación de Loma Campana I y (iv) mayores ingresos del Bracho. Todo esto fue parcialmente compensado por la menor generación en el Complejo Tucumán.

Esto permitió que las ventas totales de la compañía en el año 2022 totalizaran USD 485 millones, aumentando 9,8% comparado con 2021.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo depreciaciones y amortizaciones, resultado por desvalorización de propiedades, planta y equipos y gastos de combustible), se registró un incremento del 33,7% en 4T22 comparado con 4T21, explicado principalmente por los incrementos de sueldos y cargas sociales, costos de mantenimiento y gastos de transporte. En el año 2022 los referidos costos operativos registraron un aumento del 22,3% versus 2021.

Durante el 2022, se firmaron dos acuerdos con GE (“el Acuerdo”) dando fin a ciertos reclamos cruzados que poseía la Sociedad y sus subsidiarias por temas relacionados con las centrales Loma Campana I y II, y con los Parques Eólicos los Teros 1 y Cañadón León (cada uno de ellos indistintamente referido como “el Acuerdo con GE”). Mediante ellos, se acordó una compensación a favor de la Sociedad por un valor total neto de USD 24,1 millones.

En consecuencia, la compañía alcanzó un EBITDA de USD 91,6 millones en el 4T2022 (+14,5% vs 4T2021), totalizando USD 398,0 millones en el ejercicio 2022 (+ 24,4% mayor que en 2021).

El Complejo Generación Tucumán disminuyó su EBITDA 46,0% en 4T22 comparado con el mismo periodo del año anterior, como consecuencia principalmente de una menor disponibilidad y venta de energía respecto del 4T 2021 explicada principalmente por el mantenimiento programado en la central San Miguel de Tucumán (TG01) iniciando el 24 de septiembre y extendiéndose hasta el 24 de noviembre del 2022.

La Central Térmica El Bracho incrementó el EBITDA en el 4T22 comparado con 4T21, +10,5% por una mayor generación y potencia, lo que le permitió totalizar en el año 2022 un EBITDA de USD 142,3 millones y así alcanzar un nivel similar al alcanzado en 2021.

Loma Campana I registró un EBITDA de USD 7,4 millones en 4T22. La energía generada fue significativamente superior a la del mismo período del 2021 debido a que este año la central estuvo prácticamente en despacho continuo durante el período, mientras que en el 4Q21 estuvo fuera de servicio casi todo el trimestre por una falla en el supercore. Es importante remarcar que el EBITDA acumulado en el año 2022 fue de USD 24,9 millones, significativamente superior al logrado en el 2021, no sólo por el Acuerdo con GE en el 3T22, sino también debido a que la central estuvo mayor tiempo disponible y operativa que durante el año anterior gracias a la implementación de nuevas tecnologías que permitió la detección temprana de posibles fallas.

En el caso de Loma Campana II en 4T22 disminuyó su EBITDA 34,3% debido a que durante el 4T22 la central estuvo fuera de servicio por mantenimiento programado del 08/11 al 14/12. Luego del mantenimiento programado se detectó una falla en el supercore quedando dicha máquina indisponible hasta la fecha. Sin embargo, cabe destacar que en el año generó un EBITDA de USD 31,3 millones que significó un incremento del 14,6% respecto del año anterior considerando que se registraron aumentos tanto en disponibilidad como en la potencia.

La Plata Cogeneración I incrementó su EBITDA 60,2% en 4T22 comparado con 4T21. Si bien los volúmenes de energía fueron similares a los del mismo trimestre del año anterior, mejoró los precios respecto del esquema anterior de energía base. Cabe recordar que, en diciembre de 2021, la Secretaría de Energía autorizó a YPF Energía Eléctrica S.A. el cambio de categoría de agente del MEM desde la condición generador a la de auto generador, iniciando un nuevo contrato con YPF S.A. con precio denominado en dólares estadounidenses. Por otra parte, registró un mayor resultado por mayores volúmenes y precios. De esta manera, la contribución al EBITDA anual de la compañía, por parte de La Plata Cogeneración I fue de USD 19,8 millones (+18,1% vs 2021).

La Plata Cogeneración II disminuyó su EBITDA 2,9% en 4T22 vs 4T21 por volúmenes de vapor inferiores a los registrados en el mismo período del año anterior en tanto con niveles similares de venta de energía. Sin embargo,

el EBITDA acumulado durante el 2022 fue de USD 39,3 millones, un +16,2%vs 2021 principalmente por los mayores volúmenes de vapor.

En cuanto a Central Térmica Manantiales Behr disminuyó su EBITDA 41,5% en 4T22 respecto del mismo período del año anterior, por menor disponibilidad como consecuencia de mantenimientos programados y alguna salida forzada. Sin embargo, durante el ejercicio 2022, logró totalizar un EBITDA de USD8,7 millones, nivel levemente superior al año anterior (+1,8% vs 2021).

El Parque Eólico Manantiales Behr aumentó su EBITDA en 17,6% en 4T22 comparado con 4T21 al registrarse un trimestre con un muy buen recurso que le permitió alcanzar una mayor generación y venta de energía. A nivel acumulado, el parque presentó volúmenes de generación similares de un año a otro, totalizando un EBITDA para el año de USD32,9 millones (+1,8%vs 2021) siendo el parque que registró el mayor factor de capacidad y nivel de eficiencia en Argentina en el 2022.

El Parque Eólico Los Teros (175 MW) registró un EBITDA de USD 12,1 millones en 4T22, 38,5% superior a 4T21, principalmente porque se registró un aumento en los volúmenes de generación respecto al mismo período del ejercicio anterior por un mayor factor de carga y disponibilidad. Consecuentemente, durante el año 2022, el mayor factor de carga sumado a la disponibilidad del parque durante todo el año permitió acumular un EBITDA de USD54,6 millones (+45,4% versus 2021).

El Parque Eólico Cañadón León agregó USD 7,1 millones al EBITDA en 4T22. Cabe recordar que el parque entró en operación comercial en diciembre de 2021, consolidando durante el ejercicio 2022 sus niveles de generación, lo que representó un EBITDA acumulado de USD32,6 millones.

Reconciliación del EBITDA ajustado¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
EBITDA	91.593	79.965	14,5%	398.024	320.846	24,1%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(3.172)	103	n.a.	(7.837)	(2.713)	188,9%
EBITDA ajustado	88.421	80.068	10,4%	390.187	318.133	22,6%

¹ Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 4T21: 100,40 ARS/USD; 3T22: 162,60 ARS/USD.

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)			
	4T22	4T21	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	-
Central Térmica Manantiales Behr	58	58	-
Central Dock Sud ¹	279	279	-
Total Energía Térmica	2.086	2.086	0,0%
PE Manantiales Behr	99	99	-
PE Los Teros I	123	123	-
PE Los Teros II	52	52	-
PE Cañadón León	123	123	-
Total Energía Renovable	397	397	-
Total	2.483	2.483	0,0%

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.

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	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	372,3	851,0	(56,3)%	1.518,1	3.239,2	(53,1)%
El Bracho TG	GWh	521,2	468,4	11,3%	2.035,0	1.988,8	2,3%
El Bracho TV	GWh	379,8	338,3	12,3%	1.414,6	1.403,1	0,8%
Loma Campana Este	GWh	17,5	15,5	12,3%	69,5	50,5	37,5%
Loma Campana I	GWh	134,7	22,9	488,1%	660,8	200,0	230,3%
Loma Campana II	GWh	80,1	167,7	(52,2)%	542,2	347,6	56,0%
La Plata Cogeneración I ¹	GWh	207,1	203,8	1,6%	673,4	798,5	(15,7)%
	k Tn	360,5	331,2	8,8%	1.225,1	1.459,0	(16,0)%
La Plata Cogeneración II	GWh	141,3	139,9	1,0%	587,7	577,4	1,8%
	k Tn	312,5	384,8	(18,8)%	1.385,5	1.145,1	21,0%
Central Térmica Manantiales Behr	GWh	91,2	81,5	11,9%	381,7	181,3	110,6%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	136,0	127,7	6,5%	509,5	508,4	0,2%
Parque Eólico Los Teros	GWh	216,1	171,3	26,1%	797,1	674,3	18,2%
Parque Eólico Cañadón León ²	GWh	148,9	19,6	659,9%	512,1	19,6	2512,9%
Total	GWh	2.446,1	2.607,6	(6,2)%	9.701,7	9.988,8	(2,9)%
	k Tn	673,0	716,0	(6,0)%	2.610,6	2.604,2	0,2%
Central Dock Sud	GWh	117,2	1.346,5	(91,3)%	3.880,5	5.278,6	(26,5)%

1. En 4T22 incluye 77,2 GWh bajo Res, 826/22 y 108,7 GWh de PPA con YPF; 2.En 4T22, incluye 74,1 GWh con CAMMESA (RenovAr2.0) y 11,8 GWh de PPA con YPF S.A.

2. No incluye pérdida de disponibilidad remunerada por factor de uso.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
Complejo Tucumán ¹	MW-mes	654,5	770,6	(15,1)%	755,7	676,8	11,7%
El Bracho TG	MW-mes	244,6	246,0	(0,6)%	249,5	249,8	(0,1)%
El Bracho TV	MW-mes	193,3	183,6	5,3%	193,5	190,3	1,7%
Loma Campana Este	MW-mes	8,0	8,0	-	8,0	6,1	31,4%
Loma Campana I	MW-mes	66,4	10,4	540,7%	76,8	22,7	238,6%
Loma Campana II	MW-mes	82,4	94,6	(12,9)%	96,5	91,5	5,4%
La Plata Cogeneración I ¹	MW-mes	88,9	99,7	(10,8)%	76,0	98,1	(22,5)%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	75,7	72,0	5,3%	77,7	77,3	0,5%
Central Térmica Manantiales Behr	MW-mes	36,5	55,5	(34,1)%	38,1	47,1	(19,1)%
Total	MW-mes	1.450,5	1.540,3	(5,8)%	1.571,7	1.459,7	7,7%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	535,2	714,8	(25,1)%	660,3	725,4	(9,0)%

1. No incluye pérdida de disponibilidad remunerada por factor de uso.

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

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

	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
Complejo Tucumán ³	78,7%	92,9%	(15,3)%	91,1%	81,6%	11,7%
El Bracho TG	93,6%	94,2%	(0,6)%	95,5%	95,6%	(0,1)%
El Bracho TV	97,6%	92,7%	5,3%	97,7%	96,1%	1,7%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	63,2%	9,9%	540,7%	73,2%	21,6%	238,6%
Loma Campana II	78,3%	89,9%	(12,9)%	91,7%	87,0%	5,4%
La Plata Cogeneración I ³	69,5%	77,9%	(10,8)%	59,3%	76,6%	(22,5)%
La Plata Cogeneración II ⁴	105,3%	100,0%	5,3%	108,0%	103,3%	4,6%
Central Térmica Manantiales Behr ⁴	63,3%	96,1%	(34,1)%	65,9%	98,8%	(33,3)%
Total²	82,2%	87,3%	(5,8)%	89,1%	83,2%	7,1%
Central Dock Sud ³	61,6%	82,2%	(25,1)%	75,9%	83,4%	(9,0)%

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. No incluye pérdida de disponibilidad remunerada por factor de uso. | 4. 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 Contraparte¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 826/22	11.771	16.103	(26,9)%	52.917	59.634	(11,3)%
Ingreso por combustible y transporte	3.572	6.575	(45,7)%	14.789	32.165	(54,0)%
PPA con CAMMESA	55.782	52.142	7,0%	233.637	209.804	11,4%
PPA con YPF S.A.	32.438	26.018	24,7%	132.036	99.024	33,3%
PPA con otros privados	14.034	9.159	53,2%	47.381	37.826	25,3%
Subtotal	117.597	109.997	6,9%	480.760	438.453	9,6%
Otros ingresos por servicios	2.334	454	414,3%	3.766	3.010	25,1%
Total	119.931	110.451	8,6%	484.526	441.463	9,8%

1 Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 4T21: 100,40 ARS/USD; 3T22: 162,60 ARS/USD.

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)

	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 826/22	9,8%	14,6%	(32,7)%	10,9%	13,5%	(19,2)%
Ingreso por combustible y transporte	3,0%	6,0%	(50,0)%	3,1%	7,3%	(58,1)%
PPA con CAMMESA	46,5%	47,2%	(1,5)%	48,2%	47,5%	1,5%
PPA con YPF S.A.	27,0%	23,6%	14,8%	27,3%	22,4%	21,5%
PPA con otros privados	11,7%	8,3%	41,1%	9,8%	8,6%	14,1%
Subtotal	98,1%	99,6%	(1,5)%	99,2%	99,3%	(0,1)%
Otros ingresos por servicios	1,9%	0,4%	373,7%	0,8%	0,7%	14,0%
Total	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)

		4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
Parque Eólico	Factor de carga ¹	63,6%	59,3%	7,2%	59,8%	59,9%	(0,2)%
Manantiales Behr	Factor de disponibilidad	95,3%	97,0%	(1,8)%	96,6%	97,0%	(0,4)%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga ¹	56,9%	45,8%	24,3%	52,6%	50,8%	3,6%
	Factor de disponibilidad	96,1%	91,5%	5,0%	95,8%	92,8%	3,3%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga ¹	52,9%	-	n.a.	47,1%	-	n.a.
	Factor de disponibilidad	98,1%	-	n.a.	82,5%	-	n.a.

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)

	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	852	852	-	852	852	-
Energía vendida total en el MATER (GWh)	973	904	7,6%	3.690	3.428	7,6%
Cuota de mercado de YPF Luz en capacidad instalada (%)	35%	33%	6,1%	35%	33%	6,1%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	38%	33%	16,5%	38%	35%	8,7%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 4T22 para toda la compañía alcanzó 82,2%, 5,8% menor que en 4T21. A su vez, la energía vendida y el vapor entregado fue 6,2% y 6,0% menor al mismo período del año anterior, respectivamente. No obstante, la disponibilidad comercial de generación térmica en el 2022 para toda la compañía alcanzó 89,1%, 7,1% superior que en el año anterior. En tanto, la energía vendida fue 2,9% inferior a la registrada en el 2021 y el vapor entregado fue de un nivel casi similar (+0,2%).

El Complejo Tucumán disminuyó 56,3% su energía vendida en el 4T22 por la menor disponibilidad de gas de Bolivia. Adicionalmente, la disponibilidad comercial disminuyó 15,1% debido a que la Central San Miguel de Tucumán tuvo un mantenimiento durante la primera mitad del referido trimestre.

La Central Térmica El Bracho aumentó 11,7% su generación en el 4T22. A su vez, la disponibilidad comercial del ciclo combinado aumentó 1,9% en dicho trimestre.

En cuanto a Loma Campana Este, la energía vendida aumentó 12,3% en 4T22 por una mayor demanda real de la UTE comparada con el mismo período del año anterior.

Con respecto a la Central Loma Campana I, la disponibilidad comercial aumentó 540,7% en tanto la generación se incrementó 488,1% en 4T22 debido a que durante el 4T21 se registraron fallas en la unidad Supercore que la mantuvieron fuera de servicio casi todo el trimestre.

En Loma Campana II la generación disminuyó en el 4T22 52,2%, y la disponibilidad fue un 12,9% inferior al 4T21 debido al mantenimiento y los repuestos.

La Plata Cogeneración I tuvo una disponibilidad en 4T22 del 10,8% menor que en 4T21. A su vez, la energía vendida aumentó 1,6% y el vapor vendido se incrementó 8,8% respecto al mismo período de 2021.

En cuanto a La Plata Cogeneración II, su disponibilidad comercial se incrementó 5,3% en 4T22 vs igual trimestre del año anterior. Las ventas de energía fueron superiores a 4T21 en +1,0% en tanto las de vapor fueron inferiores en 18,8%.

El Parque Eólico Manantiales Behr alcanzó un factor de carga del 63,6% en 4T22, 7,2% mayor respecto del 4T21. Como resultado, la energía vendida aumentó 6,5% en el referido trimestre.

El Parque Eólico Los Teros tuvo una generación de energía del 26,1% superior que la registrada en 4T21 dado que su factor de carga se incrementó 24,3% comparado con el año anterior, y acompañado por un incremento de la disponibilidad del 5,0%.

El Parque Eólico Cañadón León tuvo en el 4T22 un factor de carga del 52,9% con un factor de disponibilidad del 98,1%.

La participación de YPF Luz en la capacidad instalada del MATER alcanzó un 35% en 4T22, aumentando 6,1% respecto a 4T21. Esto se debe principalmente a la entrada en operación del Parque Eólico Cañadón León. A su vez, la cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida alcanzó el 38%, 16,5% superior al 4T21. 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 91,3% durante 4T22 como consecuencia de un mantenimiento mayor programado (actualización tecnológica y ampliación de la capacidad).

CAPEX

Proyectos en Construcción

Planta	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contra-parte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ¹ (%)
Parque Solar Zonda	Pcia de San Juan	100	Privado	Solar	2T23	\$ 93	86,5%

1. Corresponde al grado de avance físico a cierre del mes de diciembre del 2022.

El avance de la obra del Parque Solar Zonda en el cuarto trimestre considera la llegada a obra y montaje de los tableros de control y protección y celdas de 33kV de la Subestación y de los equipos principales de la playa de 132kV. A su vez, el hormigonado de las base y ensamblado del monoposte que interviene en la apertura de la Línea de Alta Tensión. En lo que hace al parque de generación, se finalizaron los trabajos de movimiento de suelo, se continuó con el preensamblado de trackers y montaje de paneles. Se avanzó con el tendido de cable solar, cable de baja tensión y el montaje de inversores en los primeros bloques.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.12.2022			31.12.2021			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 ²	140.896	7.006	147.902	185.070	7.196	192.266	(23,9)%	(2,6)%	(23,1)%
Largo Plazo	643.918	66.233	710.151	587.033	55.915	642.948	9,7%	18,5%	10,5%
Deuda Bruta	784.814	73.239	858.053	772.103	63.111	835.214	1,6%	16,0%	2,7%
Caja y Equivalentes ³	81.212	13.020	94.232	100.212	258	100.470	(19,0)%	4946,5%	(6,2)%
Deuda Neta	703.602	60.219	763.821	671.891	62.853	734.744	4,7%	(4,2)%	4,0%
Adj. EBITDA LTM ⁴	357.077	33.110	390.187	318.641	(508)	318.133	12,1%	n.a.	22,6%
Deuda Neta/Adj. EBITDA LTM ⁵	1,97x	1,82x	1,96x	2,11x	N/D	2,31x	(6,6)%	n.a.	(15,2)%

1 Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada trimestre según el tipo de cambio del Banco Nación: 4T21: 102,62 ARS/USD; 4T22: 177,06 ARS/USD.

2. Incluye al 31/12/2022 61 de pasivos por arrendamiento y al 31/12/2021 69 de otros pasivos financieros y 1.222 de pasivos por arrendamiento.

3. Incluye al 31/12/2021 3.666 de fideicomisos registrados en otros créditos (nota 12 de los EE.FF.).

4. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 4T21: 100,40 ARS/USD; 4T22: 162,60 ARS/USD

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

A nivel consolidado (sin subsidiarias no restringidas) el monto la deuda neta aumentó en USD 31,7 millones luego de haber cancelado préstamos durante el año 2022. Dicho incremento fue acompañado por un aumento del EBITDA ajustado que disminuyó 6,6% el ratio de deuda neta/EBITDA ajustado de 2,11 en 4T21 a 1,97 en 4T22.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental

	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	501	319	57,1%	1.819	1.202	51,3%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	20,5%	12,2%	67,4%	18,7%	12,0%	55,8%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	883.951	1.036.605	(14,7)%	3.601.478	3.924.010	(8,2)%
Intensidad emisiones GEI ³	0,293	0,324	(9,7)%	0,303	0,322	(5,9)%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	230.415	153.486	50,1%	881.446	602.884	46,2%
Extracción de agua (ktn) ²	2.502	2.834	(11,7)%	9.682	10.620	(8,8)%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	537	640	(16,1)%	2.245	2.446	(8,2)%
Residuos (ton)	140	184	(23,9)%	551	368	49,8%

1. No incluye Central Dock Sud | 2. Datos estadísticos internos de la compañía. | 3. Se calcula como: emisiones GEI (tCO₂ e)/energía eléctrica producida (MWh). | 4. Los datos fueron extraídos de CAMMESA para el factor de ton/CO₂ y SPHERA para la energía eléctrica producida por PEMB, PELT y PECL.

Ambiental

En 4Q22, el menor despacho y los mantenimientos programados en las centrales LC2, CTSMT y CTT, impactó favorablemente en la intensidad de emisiones que disminuyeron 9,7% y en el vertido de efluentes líquidos se redujeron 16% con respecto al 4T21. Por otro lado, los recursos sobrantes y residuos se redujeron 24% en este último período del año.

Social

	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
Horas de formación de empleados	9.813	9.996	(1,8)%	27.588	38.400	(28,2)%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	0,29	0,7	(58,6)%	0,27	0,38	(28,9)%
Horas de voluntariado	127	252	(49,6)%	573	331	73,1%

1. IFA= (accidentes computables por pérdidas de días x 10⁶)/horas hombre trabajadas

Social

A lo largo de 2022, realizamos 64 actividades de inversión social, donde participó el 36% de la Compañía. Afianzamos nuestro compromiso de equipo, con el diseño y la creación de la campaña #PoneteLaCamiseta, logrando más de 570 horas en actividades solidarias.

En la gestión de Recursos Humanos, finalizamos el programa de Liderazgo y el Programa de Energía implementado junto a ITBA y continuamos con programas ejecutivos y formaciones para áreas técnicas y operativas. Además, incorporamos cursos asincrónicos para alcanzar a personal con horarios rotativos a través de la plataforma edX donde se abordaron temáticas como negociación, gestión de las emociones, agilidad, etc.

Respecto a la seguridad de nuestros colaboradores, fuimos reconocidos por la Fundación Premio de la Calidad con una mención especial por la gestión sobre el Modelo de Excelencia, vinculado a la gestión de las personas de nuestra Compañía.

Gobernanza

Durante el 4Q22, con el Programa de Compliance de YPF Luz realizamos la primera auditoría interna de nuestro Sistema de Gestión de Compliance en línea con los requerimientos de la norma ISO 37301:2021 para el 100% de nuestras operaciones, sin no conformidades. Esto demuestra los altos estándares con los que YPF Luz administra su sistema de gestión.

Además, finalizamos la revisión de procesos críticos y de sus riesgos y controles mitigantes asociados, resultando en la actualización de la Matriz de Riesgos Corporativa.

Ejecutamos el Programa de Entrenamientos 2022, con especial foco en Anticorrupción y el Programa de Compliance y Gestión de Riesgos, y se llevaron a cabo entrenamientos a terceros críticos con foco en nuestro Código de Ética y Conducta, Política Antisoborno y Programa de Compliance.

Avanzamos con el Plan de Auditoría Interna 2022 e implementamos el 100% de los planes de mitigación acordados.

Hechos Posteriores

Programa Global de Obligaciones Negociables

Con fecha 10 de febrero de 2023, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI Adicionales y XIII por un valor nominal de US\$ 20 millones y US\$ 130 millones, a una tasa efectiva negativa del 1,51% y 0,05%, respectivamente, y ambas con cupón del 0%. El vencimiento es agosto 2024 para las Obligaciones Negociables Clase XI y febrero 2025 para la Clase XIII.

Nuevo Parque Eólico

El Directorio de la Sociedad aprobó en su reunión del 31 de enero 2023, la construcción de su cuarto parque eólico, a ser instalado en la localidad de General Levalle, provincia de Córdoba.

El parque tendrá una potencia instalada de 155MW y contará con un factor de capacidad estimado de más del 50%. La inversión proyectada será de más de 260 millones de dólares y la construcción tendrá una duración aproximada de 20 meses.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.12.2022	31.12.2021	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.696.032	1.682.582	0,8%
Activos intangibles	7.866	4.927	59,7%
Activos por derecho de uso	17.138	16.292	5,2%
Inversiones en negocios conjuntos	74.587	71.450	4,4%
Otros créditos	12.355	3.528	250,2%
Activos por impuesto diferido, netos	30.857	11.972	157,7%
Total del activo no corriente	1.838.835	1.790.751	2,7%
Activo corriente			
Otros créditos	37.313	36.019	3,6%
Créditos por ventas	140.772	109.329	28,8%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	11.903	9.208	29,3%
Efectivo y equivalentes de efectivo	82.329	87.596	(6,0)%
Total del activo corriente	272.317	242.152	12,5%
TOTAL DEL ACTIVO	2.111.152	2.032.903	3,8%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	47.509	81.972	(42,0)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	985.020	841.624	17,0%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.032.529	923.596	11,8%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	3.124	3.008	3,9%
Pasivos por impuesto diferido, netos	93.471	130.584	(28,4)%
Pasivos por arrendamientos	10.839	10.362	4,6%
Préstamos	710.151	641.726	10,7%
Total del pasivo no corriente	817.585	785.680	4,1%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	3.193	2.016	58,4%
Impuesto a las ganancias a pagar	5.828	51.142	(88,6)%
Remuneraciones y cargas sociales	10.027	9.608	4,4%
Pasivos por arrendamientos	2.340	2.352	(0,5)%
Préstamos	147.841	192.197	(23,1)%
Otros pasivos financieros	-	69	(100,0)%
Cuentas por pagar	91.809	66.243	38,6%
Total del pasivo corriente	261.038	323.627	(19,3)%
TOTAL DEL PASIVO	1.078.623	1.109.307	(2,8)%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.111.152	2.032.903	3,8%

¹ Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares según el tipo de cambio de cierre del Banco Nación: 31.12.21: 102,62 ARS/USD; 31.12.22: 177,06 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
Ingresos por ventas	119.931	110.451	8,6%	484.526	441.463	9,8%
Costos de producción	(53.395)	(56.820)	(6,0)%	(208.379)	(210.759)	(1,1)%
Resultado bruto	66.536	53.631	24,1%	276.147	230.704	19,7%
Gastos de administración y comercialización	(11.557)	(6.617)	74,7%	(37.081)	(29.072)	27,5%
Otros resultados operativos, netos ²	10.136	5.456	85,8%	7.703	23.044	(66,6)%
Resultado operativo	65.115	52.470	24,1%	246.769	224.676	9,8%
Resultado por participación en sociedades	(3.172)	103	n.a.	(7.837)	(2.713)	188,9%
Resultados financieros, netos	(37.078)	(17.287)	114,5%	(87.687)	(71.195)	23,2%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	24.865	35.286	(29,5)%	151.245	150.768	0,3%
Impuesto a las ganancias	(10.539)	16.057	n.a.	(11.809)	(85.780)	(86,2)%
Resultado neto del período	14.326	51.343	(72,1)%	139.436	64.988	114,6%

1 Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 4T21: 100,40 ARS/USD; 4T22: 162,60 ARS/USD.

2 Incluye resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos al 4T22 y 12M22.

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

(En miles de USD)	4T22	4T21	Var. a/a	12M22	12M21	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	14.326	51.343	(72,1)%	139.436	64.988	114,6%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en sociedades	3.172	(103)	n.a.	7.837	2.713	188,9%
Depreciación de propiedades, planta y equipo ²	25.818	27.084	(4,7)%	148.942	94.271	58,0%
Depreciación de activos por derecho de uso	595	345	72,5%	2.051	1.588	29,2%
Amortización de activos intangibles	65	66	(1,5)%	262	311	(15,8)%
Baja de propiedades, planta y equipo	1.171	(1.034)	n.a.	3.991	4.239	(5,9)%
Dividendos cobrados	-	5.822	(100,0)%	-	5.822	(100,0)%
Resultados financieros, netos	37.078	17.287	114,5%	87.689	71.195	23,2%
Movimiento de provisiones del pasivo	6	(2)	n.a.	664	153	334,0%
Cargo por impuesto a las ganancias	10.539	(16.057)	n.a.	11.809	85.780	(86,2)%
Multas contractuales	-	-	n.a.	(27.170)	-	n.a.
Desvalorización de materiales y repuestos	-	-	n.a.	-	786	(100,0)%
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	3.377	22.630	(85,1)%	(58.965)	(21.138)	179,0%
Otros créditos	(27.690)	9.835	n.a.	(9.261)	4.464	n.a.
Cuentas por pagar	(403)	(26.655)	(98,5)%	2.122	(8.688)	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	3.722	3.415	9,0%	4.875	5.392	(9,6)%
Cargas fiscales	10.643	(6.254)	n.a.	(3.956)	(7.355)	(46,2)%
Activos y pasivos mantenidos para la venta	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(17.322)	-	n.a.	(76.989)	(7.897)	874,9%
Intereses cobrados	3.621	4.674	(22,5)%	10.068	12.729	(20,9)%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	68.718	92.396	(25,6)%	243.405	309.352	(21,3)%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(38.480)	(14.921)	157,9%	(139.239)	(138.377)	0,6%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	-	(164)	100,0%	(5.955)	(248)	2301,2%
Adquisición de activos Intangibles	(1.204)	-	n.a.	(1.204)	-	n.a.
Adquisición de activos financieros	-	-	n.a.	-	(4.865)	100,0%
Liquidación de activos financieros	-	-	n.a.	-	8.547	(100,0)%
Efectivo y equivalente de efectivo restringidos	(1.422)	-	n.a.	(1.214)	35.333	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(41.106)	(15.085)	172,5%	(147.612)	(99.610)	48,2%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	-	-	n.a.	169.547	414.718	(59,1)%
Pago de dividendos	(36.901)	-	n.a.	(36.901)	-	n.a.
Cancelación de préstamos	(42.317)	(63.501)	(33,4)%	(147.916)	(628.713)	(76,5)%
Pago de pasivos por arrendamientos	(293)	(638)	(54,1)%	(2.028)	(2.690)	(24,6)%
Pago de intereses y otros costos financieros	(9.680)	(6.998)	38,3%	(69.612)	(79.703)	(12,7)%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(89.191)	(71.137)	25,4%	(86.910)	(296.388)	(70,7)%
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(61.579)	6.174	n.a.	8.883	(86.646)	n.a.
Efecto traslación sobre los Estados Financieros	(4.991)	2.162	n.a.	(14.150)	4.146	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	148.899	79.260	87,9%	87.596	170.096	(48,5)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	82.329	87.596	(6,0)%	82.329	87.596	(6,0)%

¹ Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 4T21: 100,40 ARS/USD; 4T22: 162,60 ARS/USD.

² Incluye resultado por deterioro del valor de propiedades, planta y equipos al 4T22 y 12M22.

The background of the entire page is a teal color with a large, faint, stylized sunburst or gear-like pattern. The pattern consists of concentric arcs and segments that radiate from the center, creating a sense of motion and energy.

YPF

LUZ

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