



ANUNCIO DE RESULTADOS
3° Trimestre 2022

YPF
LUZ

YPF Luz logró un EBITDA de USD 130 millones en 3T22, +47,5% vs 3T21

Buenos Aires, 8 de noviembre de 2022 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el tercer trimestre de 2022 terminado el 30 de septiembre de 2022.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo ¹ (cifras no auditadas)						
	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
Ingresos (k USD)	130.666	120.410	8,5%	364.595	331.012	10,1%
EBITDA ajustado (k USD)²	128.389	88.148	45,7%	301.766	238.065	26,8%
EBITDA (k USD)	129.827	87.997	47,5%	306.431	240.881	27,2%
Margen EBITDA (%)	99,4%	73,1%	36,0%	84,0%	72,8%	15,5%
Resultado del Período (k USD)	46.938	(6.265)	n.a.	125.110	13.645	816,9%
Inversiones (k USD)	42.029	20.467	105,4%	106.714	123.540	(13,6)%
Capacidad Instalada EoP³ (MW)	2.483	2.360	5,2%	2.483	2.360	5,2%
Energía Vendida (GWh)⁴	2.358	2.617	(9,9)%	7.257	7.381	(1,7)%
Energía Térmica	1.879	2.263	(17,0)%	5.939	6.497	(8,6)%
Energía Renovable	479	354	35,3%	1.318	884	49,1%
Producción de Vapor (k tn.)	741	720	3,0%	1.938	1.888	2,6%
Disponibilidad Energía Térmica	96,3%	86,9%	10,8%	91,4%	81,8%	11,7%
Factor de Carga Energía Renovable⁵	55,7%	61,6%	(9,5)%	51,1%	56,2%	(9,1)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 3T21: 98,64 ARS/USD; 3T22: 147,22 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 3T22

- Los ingresos fueron de USD 130.7 millones, +8,5% vs 3T21.
- El EBITDA alcanzó USD 129.8 millones, +47,5% vs 3T21.
- La venta de energía renovable alcanzó 479 GWh, +35,3% vs 3T21.
- El Resultado Neto al 9M22 fue de USD 125,1 millones, USD 111,4 millones superior a los 9M21.
- La participación de YPF Luz en el MATER alcanzó 35%, +6,1% vs 3T21.

CALL DE RESULTADOS 3T22

Conference Call

9 de noviembre de 2022 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/3NEai6B>

Relación con Inversores

Solange Barthe Dennin

Teléfono: +54911 3811-1453

Emails:

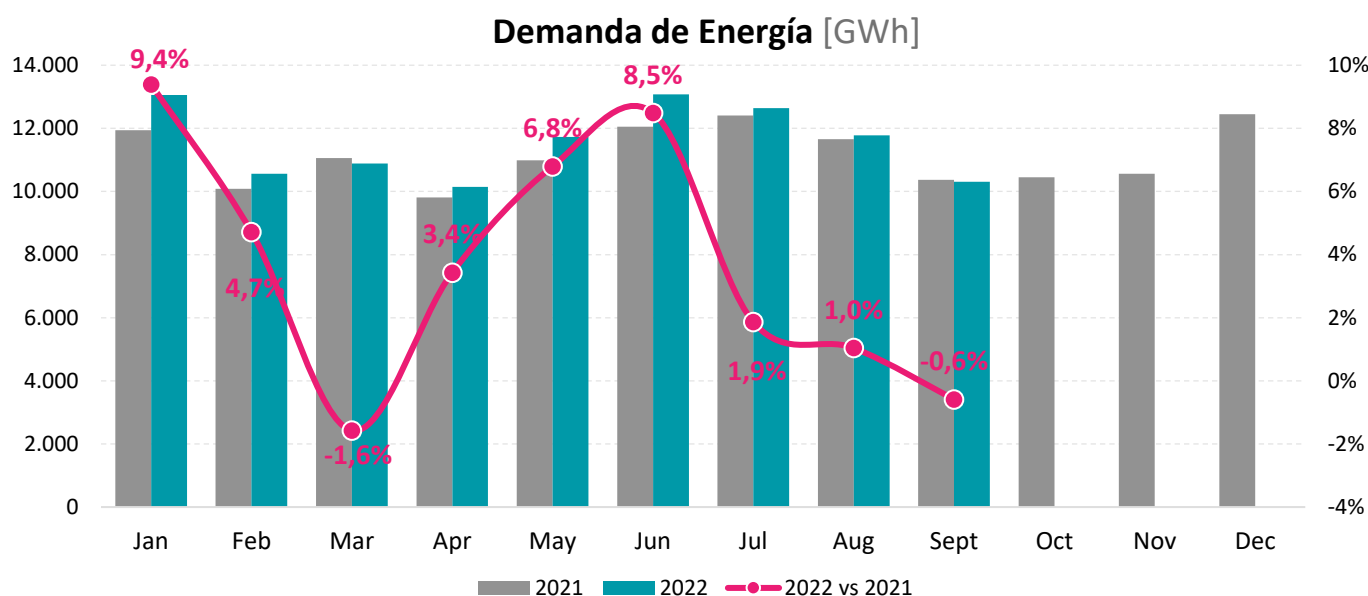
solange.barthedennin@ypf.com

inversores.ypfee@ypf.com

Web: ypfluz.com/RI

Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante el tercer trimestre de 2022, la demanda de energía eléctrica alcanzó 34.730 GWh¹. Esto significó un aumento de 0,8% respecto al mismo período de 2021, impulsado principalmente por un incremento de la demanda comercial (+4,6%), una caída de la demanda residencial (-1,0%) y un leve incremento en la demanda industrial (+0,5%). El principal incremento de este trimestre se debió a la mayor demanda del sector comercial e industrial.



Fuente: CAMMESA

La demanda residencial (16.116 GWh) representó 46% de la demanda total y presentó en el tercer trimestre una caída del -1,0%, con temperaturas similares a las del año pasado. La demanda comercial (9.402 GWh) representó 27% de la demanda total y creció 4,6% respecto al año anterior. La demanda industrial (9.212 GWh) representó 27% de la demanda total y presentó un crecimiento del 0,8% respecto al 3T21.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron 14,4% del total de la demanda, registraron un leve aumento del 0,3% en su consumo en 3T22 comparado al 3T21.

Al 30 de septiembre de 2022 Argentina contó con una potencia instalada de 42.899 MW, y creció 0,7% en el último año móvil. El 58,9% de la potencia instalada corresponde generación térmica, 25,3% a generación hidroeléctrica, 11,7% a energía renovable no convencional (con un crecimiento del 7,7% respecto a septiembre 2021) y 4,1% a centrales nucleares.

Durante el 3T22 se incorporaron al sistema 4.2 MW de origen renovable correspondiente a los parques solares fotovoltaicos Tinogasta Tozzi II y III en Catamarca, y a las centrales de biogas General Villegas y Pollos San Mateo. También se actualizó en 12MW adicionales de potencia instalada de la central hidroeléctrica renovable Nihuil IV.

La generación en el tercer trimestre de 2022 disminuyó 9,74% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 33.452 GWh.

Para completar la oferta energética, durante 3T22 se importaron 2.822 GWh (1.936,5 GWh de Brasil, 25,6 GWh de Paraguay por necesidades locales de la Provincia de Misiones y 858GWh de Uruguay), aumentando un 631% las importaciones respecto a 3T21, explicadas por mayor demanda, baja disponibilidad de gas natural para usinas y los altos precios de los combustibles líquidos. Durante 3T22 no hubo exportaciones de energía. El balance entre importaciones y exportaciones representó un margen negativo en las cuentas de CAMMESA de USD 316,9 millones,

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

pero a su vez permitió un ahorro de alrededor de 350 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 el 3T22, con una participación del 57% y 22%, respectivamente. La generación hidroeléctrica tuvo una mejora significativa este trimestre, con un aumento del 30,5% respecto 3T21. La generación de Yacyretá aumentó 58% respecto a 2021, y la generación de Salto Grande tuvo aumento 44% respecto al mismo período del año anterior. La energía nuclear representó 7,1% de la generación de 3T22, y decreció 19% respecto a 3T21 por los mantenimientos programados de las centrales nucleares Atucha I y II.

Las Energías Renovables no convencionales (“ERNC”) representaron 14% de la generación, aumentando 2,8% respecto a 3T21. La generación eólica es la principal fuente renovable del país (74%), seguida por la solar (14%), la hidroeléctrica renovable (5,0%) y los biocombustibles (7%). El factor de capacidad medio país fue de 48,6% para la energía eólica y 28,1% para la solar.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación, representando 80,5% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante el 3T22 (81,3% durante el 3T21). El consumo alcanzó 36,5 MMm³/d y disminuyó 20,7% 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 8,8 MMm³/día de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón, lo que implicó una reducción de 16,4% respecto al 3T21.

El costo medio de generación del sistema durante 3T22 alcanzó 103 USD/MWh³, habiéndose incrementado 24,8% o 20,5 USD/MWh mayor al costo del mismo período del año anterior.

El precio estacional presentó en 3T22 un valor de 22,3 USD/MWh y 30,7 USD/MWh para residencial y no residencial, respectivamente (un promedio ponderado por la demanda de 25,4 USD/MWh). En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue de 75,34% para 3T22 (vs. 75,6% en 3T21).

En el caso de los GUDI (cuya tarifa se incrementó mediante la Resolución 305/2022), el precio en el 3T22 fue de aproximadamente 90 USD/MWh, lo que implicó un subsidio del 12,6%.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) en el tercer trimestre del año representó 56,1% del costo del sistema (57,2% en 3T21), alcanzando USD 2.080 millones⁴.

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 septiembre de 2022. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

Novedades Regulatorias del trimestre:

RESOLUCIONES 534/2022 a 546/2022:

Se extendió la habilitación de forma provisoria para actuar como agente generador hasta el 31 de diciembre de 2025 de las siguientes centrales hidroeléctricas:

- Central hidroeléctrica Reyes.
- Central hidroeléctrica Tiburcio Benegas.
- Central hidroeléctrica Canal Cacique Guaymallén.
- Central hidroeléctrica Casa de Piedra.
- Central hidroeléctrica Los Caracoles.
- Central hidroeléctrica Triple Salto Unificado.
- Central hidroeléctrica Cacheuta.
- Central hidroeléctrica Salto de la Loma.
- Central hidroeléctrica El Carrizal.
- Central hidroeléctrica Los Coroneles.
- Central hidroeléctrica La Lujanita.
- Central hidroeléctrica San Martín.

RESOLUCIÓN 593/2022:

Se autorizó el “Plan Federal de Transporte Eléctrico Regional”. El mismo cuenta con los fondos de una línea de créditos del BID de USD 1.140 millones de dólares y con el 75% de la cuenta de exportaciones de CAMMESA (USD 150 millones de dólares). Este plan incluye principalmente ampliaciones y nuevas obras de transporte en 132 kV.

RESOLUCIÓN 629/2022:

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 septiembre 2022.

- GUDIs: +21%.
- No residencial: +45%.
- Residencial:
 - Nivel 1: +70%.
 - Nivel 2: +0%.
 - Nivel 3: +0%.

RESOLUCIÓN 642/2022:

Se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2022 la instrumentación del régimen especial de regularización de obligaciones para las deudas mantenidas con CAMMESA de los distintos agentes del MEM.

RESOLUCIÓN 649/2022:

Se estableció que a todos los usuarios residenciales de energía eléctrica que pertenezcan al ‘Nivel 2 – Ingreso Promedio’, se les aplicarán las tarifas equivalentes al ‘Nivel 1 – Mayores Ingresos’ para todos los consumos excedentes a 400kWh.

RESOLUCIÓN 686/2022:

Se estableció que a todos los usuarios residenciales de gas natural que pertenezcan al ‘Nivel 3 – Ingresos Medios’, se les aplicarán las tarifas equivalentes al ‘Nivel 1 – Mayores Ingresos’ para todos consumos que superen los metros cúbicos subsidiados que figuran en la tabla anexo de la resolución (por distribuidora y tipo de usuario).

EBITDA

EBITDA por activo¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
Complejo Tucumán	9.015	9.943	(9,3)%	29.816	24.549	21,5%
El Bracho TG + TV	37.634	34.601	8,8%	107.233	110.716	(3,1)%
Loma Campana Este	89	80	11,3%	456	436	4,6%
Loma Campana I	11.043	517	2036,0%	17.516	3.065	471,5%
Loma Campana II	11.020	7.707	43,0%	25.851	19.049	35,7%
La Plata Cogeneración I	7.528	3.717	102,5%	12.572	12.259	2,6%
La Plata Cogeneración II	10.834	9.585	13,0%	30.861	25.150	22,7%
Motores Manantiales Behr	1.683	2.122	(20,7)%	7.045	5.713	23,3%
PE Manantiales Behr	8.461	8.780	(3,6)%	23.975	24.744	(3,1)%
PE Los Teros	21.368	13.607	57,0%	42.494	28.817	47,5%
PE Cañadón León	17.121	-	n.a.	25.519	-	n.a.
Subtotal	135.796	90.659	49,8%	323.338	254.498	27,0%
Corporación y eliminaciones ²	(5.969)	(2.662)	124,2%	(16.907)	(13.617)	24,2%
Total	129.827	87.997	47,5%	306.431	240.881	27,2%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 3T21: 98,64 ARS/USD; 3T22: 147,22 ARS/USD. | 2. Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales del trimestre alcanzaron los USD 131 millones, aumentando 8,5% comparado con 3T21. Esto se explica principalmente por: (i) la entrada en operación del 100% del Parque Eólico Cañadón León; (ii) mayor generación y disponibilidad en Loma Campana I y II (iii) mayores ingresos del Bracho y (iv) mayores ventas de vapor y energía en La Plata Cogeneración II. Todo esto fue parcialmente compensado por menor generación en el Complejo Tucumán.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo amortizaciones, resultado por desvalorización de propiedades, planta y equipos y gastos de combustible), se registró un incremento del 12% en 3T22 comparado con 3T21, explicado por los incrementos de sueldos y cargas sociales, costos de mantenimiento y gastos de transporte.

Durante el tercer trimestre 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, el EBITDA de la compañía alcanzó USD 129,8 millones en 3T22, 47,5% mayor que en 3T21.

El Complejo Generación Tucumán disminuyó su EBITDA 9,3% en 3T22 comparado con el mismo período del año anterior, como consecuencia de una menor venta de energía respecto del 3T 2021 por el menor cupo de gas de Bolivia y las temperaturas registradas en la zona. Esta situación se vio parcialmente compensada por una mayor disponibilidad, principalmente por el mantenimiento realizado en 2T21.

La Central Térmica El Bracho incrementó el EBITDA en el 3T22 comparado con 3T21, 8,8% por una mayor generación, consecuencia del mantenimiento estacional realizado en la central en 3T21.

Loma Campana I alcanzó un nivel de EBITDA de USD 11,0 millones en 3T22. La energía generada fue significativamente superior a la del mismo período del 2021 debido a que este año la central estuvo en despacho continuo, mientras que en el 3Q21 estuvo fuera de servicio casi todo el trimestre por una falla en el Supercore. A su vez, el Acuerdo con GE tuvo un impacto positivo adicional en el trimestre. Es importante remarcar que el EBITDA acumulado fue significativamente superior no sólo por dicho acuerdo, sino también debido a que la central estuvo mayor tiempo disponible y operativa que durante los 9M21. La implementación de nuevas tecnologías permitió la detección temprana de posibles fallas, como las registradas en el mismo período del año anterior.

En el caso de Loma Campana II en 3T22 aumentó su EBITDA 43,0% debido a que durante el 3T22 la central tuvo despacho continuo (excepto 5 días de agosto por un mantenimiento programado estacional), mientras que en 2021 la central estuvo un mes solamente despachada en horas de resto y pico sujeto a disponibilidad de gas del sistema. A su vez el resultado del trimestre se vio positivamente impactado por el Acuerdo con GE en el mes de septiembre.

La Plata Cogeneración I incrementó su EBITDA 102,5% en 3T22 comparado con 3T21. Esto se explica por mayor energía vendida en 2022 debido a que en 2021 se operó a baja carga para priorizar la entrega de vapor de La Plata Cogeneración II. A su vez, el contrato firmado con YPF S.A. para el suministro de energía bajo la figura de autogenerador mejoró los precios que respecto del esquema anteriormente de energía base.

La Plata Cogeneración II aumentó su EBITDA 13,0% en 3T22 por aumentos tanto en la energía como en el vapor vendido.

Motores Manantiales Behr disminuyó su EBITDA 20,7% explicado por menor disponibilidad como consecuencia de mantenimientos programados.

El Parque Eólico Manantiales Behr redujo levemente su EBITDA en 3,6% en 3T22 comparado con 3T21. Si bien en el tercer trimestre del 2022 registró una muy buena generación, esta fue levemente inferior a la generada en el mismo período del año anterior. Cabe mencionar que su factor de carga en el 3Q22 fue de 60,9% manteniendo en el trimestre igual nivel de factor de disponibilidad que el período anterior. A nivel acumulado, la generación no tuvo variaciones significativas de un año a otro.

El Parque Eólico Los Teros (175 MW) registró un EBITDA de USD 21,4 millones en 3T22, 57% superior a 3T21, principalmente por la ganancia generada por el Acuerdo con GE en septiembre del año 2022.

El Parque Eólico Cañadón León agregó USD 17,1 millones al EBITDA en 3T22. El resultado del trimestre se vio positivamente afectado por el Acuerdo con GE en el mes de septiembre. Cabe recordar que este parque inicio su operación comercial en diciembre 2021.

Reconciliación del EBITDA ajustado¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
EBITDA	129.827	87.997	47,5%	306.431	240.881	27,2%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(1.438)	151	n.a.	(4.665)	(2.816)	65,7%
EBITDA ajustado	128.389	88.148	45,7%	301.766	238.065	26,8%

¹ Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 3T21: 98,64 ARS/USD; 3T22: 147,22 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)			
	3T22	3T21	Var. a/a
Complejo Tucumán	829	829	-
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	279	279	-
Total Energía Térmica	2.086	2.086	0,0%
PE Manantiales Behr	99	99	-
PE Los Teros	175	175	-
PE Cañadón León	123	-	n.a.
Total Energía Renovable	397	274	44,9%
Total	2.483	2.360	5,2%

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	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	146,1	863,5	(83,1)%	1.145,8	2.388,2	(52,0)%
El Bracho TG	GWh	514,4	471,1	9,2%	1.513,8	1.520,5	(0,4)%
El Bracho TV	GWh	352,3	329,3	7,0%	1.034,8	1.064,8	(2,8)%
Loma Campana Este	GWh	18,8	13,1	43,6%	52,0	35,0	48,6%
Loma Campana I	GWh	214,5	34,9	514,2%	526,1	177,1	197,0%
Loma Campana II	GWh	175,4	139,9	25,4%	462,1	179,9	156,9%
La Plata Cogeneración I ¹	GWh	206,4	193,3	6,8%	466,3	594,7	(21,6)%
	k Tn	368,0	368,6	(0,2)%	864,6	1.127,8	(23,3)%
La Plata Cogeneración II	GWh	160,2	167,7	(4,5)%	448,1	437,5	2,4%
	k Tn	372,8	350,9	6,2%	1.073,1	760,4	41,1%
Motores Manantiales Behr	GWh	91,1	49,3	84,7%	290,5	99,8	191,1%
Parque Eólico Manantiales	GWh	131,5	141,5	(7,1)%	373,5	380,7	(1,9)%
Parque Eólico Los Teros	GWh	202,3	212,8	(5,0)%	581,1	503,0	15,5%
Parque Eólico Cañadón León ²	GWh	145,5	-	n.a.	363,2	-	n.a.
Total	GWh	2.358,4	2.616,5	(9,9)%	7.257,4	7.381,2	(1,7)%
	k Tn	740,9	719,5	3,0%	1.937,7	1.888,2	2,6%
Central Dock Sud	GWh	900,4	1.340,9	(32,8)%	3.284,6	3.932,1	(16,5)%

1. En 3T22 incluye 77,2 GWh bajo Res, 238/22 y 108,7 GWh de PPA con YPF; 2. Incluye 74,1 GWh con CAMMESA (RenovAr2.0) y 11,8 GWh de PPA con YPF S.A.

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)							
	Unidad	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
Complejo Tucumán ¹	MW-mes	822,3	735,1	11,9%	789,5	645,6	22,3%
El Bracho TG	MW-mes	258,7	255,3	1,3%	251,1	251,1	0,0%
El Bracho TV	MW-mes	198,0	194,8	1,7%	193,6	192,5	0,6%
Loma Campana Este	MW-mes	8,0	6,4	25,9%	8,0	5,5	46,7%
Loma Campana I	MW-mes	97,1	15,6	520,8%	80,3	26,8	199,6%
Loma Campana II	MW-mes	102,0	100,0	2,0%	101,2	90,5	11,8%
La Plata Cogeneración I ¹	MW-mes	95,0	91,6	3,8%	71,6	97,5	(26,5)%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	81,7	80,7	1,3%	78,4	79,1	(0,9)%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	36,5	57,7	(36,7)%	38,6	44,3	(12,9)%
Total	MW-	1.699,4	1.537,2	10,6%	1.612,1	1.432,8	12,5%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	534,2	764,5	(30,1)%	702,0	728,9	(3,7)%

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 Térmica ¹ (%) (cifras no auditadas)						
	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
Complejo Tucumán ³	99,2%	88,6%	11,9%	95,2%	77,9%	22,3%
El Bracho TG	99,0%	97,7%	1,3%	96,1%	96,1%	0,0%
El Bracho TV	100,0%	98,4%	1,7%	97,8%	97,2%	0,6%
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	92,5%	14,9%	520,8%	76,5%	25,5%	199,6%
Loma Campana II	97,0%	95,1%	2,0%	96,1%	86,0%	11,8%
La Plata Cogeneración I ³	74,2%	71,5%	3,8%	56,0%	76,2%	(26,5)%
La Plata Cogeneración II ⁴	113,6%	103,8%	9,4%	108,9%	104,3%	4,4%
Motores Manantiales Behr ⁴	63,3%	100,0%	(36,7)%	66,8%	100,0%	(33,2)%
Total²	96,3%	86,9%	10,8%	91,4%	81,8%	11,7%
Central Dock Sud ³	61,4%	87,9%	(30,1)%	80,7%	83,8%	(3,7)%

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 Contraparte ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 238/22	12.442	15.350	(18,9)%	41.146	43.531	(5,5)%
Ingreso por combustible y transporte	5.257	9.905	(46,9)%	11.217	25.590	(56,2)%
PPA con CAMMESA	63.118	55.176	14,4%	177.855	157.662	12,8%
PPA con YPF S.A.	36.243	28.644	26,5%	99.598	73.006	36,4%
PPA con otros privados	13.099	10.769	21,6%	33.347	28.667	16,3%
Subtotal	130.159	119.844	8,6%	363.163	328.456	10,6%
Otros ingresos por servicios	507	566	(10,4)%	1.432	2.556	(44,0)%
Total	130.666	120.410	8,5%	364.595	331.012	10,1%

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)						
	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 238/22	9,5%	12,7%	(25,3)%	11,3%	13,2%	(14,2)%
Ingreso por combustible y transporte	4,0%	8,2%	(51,1)%	3,1%	7,7%	(60,2)%
PPA con CAMMESA	48,3%	45,8%	5,4%	48,8%	47,6%	2,4%
PPA con YPF S.A.	27,7%	23,8%	16,6%	27,3%	22,1%	23,9%
PPA con otros privados	10,0%	8,9%	12,1%	9,1%	8,7%	5,6%
Subtotal	99,6%	99,5%	0,1%	99,6%	99,2%	0,4%
Otros ingresos por servicios	0,4%	0,5%	(17,5)%	0,4%	0,8%	(49,1)%
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 (%)							
		3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga ¹	60,9%	66,0%	(7,7)%	58,5%	60,1%	(2,7)%
	Factor de disponibilidad	96,2%	96,0%	0,2%	97,0%	96,9%	0,1%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga ¹	53,0%	56,3%	(5,8)%	51,1%	52,4%	(2,5)%
	Factor de disponibilidad	94,9%	90,8%	4,5%	95,7%	93,2%	2,7%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga ¹	55,4%	-	n.a.	45,1%	-	n.a.
	Factor de disponibilidad	97,0%	-	n.a.	77,3%	-	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)						
	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	852	831	2,5%	852	831	2,5%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	912	951	(4,1)%	2.718	2.524	7,7%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	35%	33%	6,1%	35%	33%	6,1%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	39%	37%	5,4%	37%	35%	5,7%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 3T22 para toda la compañía alcanzó 93,7%, 7,8% mayor que en 3T21. A su vez, la energía vendida fue 8,1% menor al año anterior, en tanto el vapor entregado se incrementó 3% respecto de igual periodo del año anterior.

El Complejo Tucumán disminuyó 83,1% su energía vendida por la menor disponibilidad de gas de Bolivia. Adicionalmente, la disponibilidad comercial aumentó 11,9% debido a que la Central San Miguel de Tucumán tuvo un mantenimiento a principio del 3T21.

La Central Térmica El Bracho aumentó 8% su generación. A su vez, la disponibilidad comercial del ciclo combinado aumentó 1,5%.

En cuanto a Loma Campana Este, la energía vendida aumentó 43,6% en 3T22 por una mayor demanda real de la UTE comparada con el año anterior.

Con respecto a la Central Loma Campana I, tanto la disponibilidad comercial como la generación aumentaron en 3T22 más del 500%, debido a que durante el 3T21 se registraron fallas en la unidad Supercore que la mantuvieron fuera de servicio por 78 días.

En Loma Campana II la generación aumentó en el 3T22 25,4%, debido a que durante 2022 hubo mayor demanda de la central por estar muy cercana a los yacimientos de gas natural que ante una fuerte demanda de gas del sistema generaron restricciones al transporte de gas natural para centrales que estuvieran más alejadas de los yacimientos. En cuanto a la disponibilidad durante el 2021 se realizaron tareas de mantenimiento y reparación que afectaron a la misma.

La Plata Cogeneración I tuvo una disponibilidad 3,8% mayor que en 3T21. A su vez, la energía vendida aumentó 6,8% y el vapor vendido se mantuvo en niveles similares al mismo período de 2021.

En cuanto a La Plata Cogeneración II, su disponibilidad comercial se incrementó 9,4%. Las ventas de energía y vapor fueron superiores a 3T21 en 23,1% y 6,2%, respectivamente, ya que en dicho período de 2021 se debió operar a baja carga durante los ensayos de puesta en marcha para cumplir con los requerimientos de refinería.

El Parque Eólico Manantiales Behr alcanzó un factor de carga del 60,9% en 3T22, 7,7% menor respecto del 3T21. Como resultado, la energía vendida disminuyó 7,1%.

El Parque Eólico Los Teros tuvo una generación de energía 5% menor que 3T21 dado que su factor de carga disminuyó 5,8% comparado con el año anterior, parcialmente compensado por un incremento de la disponibilidad del 4.5%.

El Parque Eólico Cañadón León tuvo en el 3T22 un factor de carga del 55,4% con un factor de disponibilidad del 97,0%.

La participación de YPF Luz en la capacidad instalada del MATER alcanzó un 35% en 3T22, aumentando 6,1% respecto a 3T21. 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 39%, 5,4% superior al 3T21. 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 32,8% durante 3T22 como consecuencia de ciertas limitaciones operativas.

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	79,2%

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

El avance de la obra del Parque Solar Zonda en el trimestre considera la finalización del movimiento de suelo, de la puesta a tierra y del montaje de la estructura externa del edificio de la subestación. También el desarrollo de las fundaciones de los equipos de playa y de las canalizaciones de cables de la playa de maniobras. Se avanzó con el movimiento de suelo de los diferentes Bloques, el preensablado de los trackers y el montaje de los paneles en las primeras secciones. También, se avanzó con la apertura de las zanjas y tendido de cables.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.9.2022			30.9.2021			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	149.682	6.260	155.942	180.893	6.504	187.397	(17,3)%	(3,8)%	(16,8)%
Largo Plazo	667.781	65.879	733.660	644.515	55.561	700.076	3,6%	18,6%	4,8%
Deuda Bruta	817.463	72.139	889.602	825.408	62.065	887.473	(1,0)%	16,2%	0,2%
Caja y Equivalentes ³	134.723	23.079	157.802	90.221	183	90.404	49,3%	12511,5%	74,6%
Deuda Neta	682.740	49.060	731.800	735.187	61.882	797.069	(7,1)%	(20,7)%	(8,2)%
Adj. EBITDA LTM ⁴	355.265	26.569	381.834	318.788	(886)	317.902	11,4%	n.a.	20,1%
Deuda Neta/Adj. EBITDA LTM ⁵	1,92x	1,85x	1,92x	2,31x	N/D	2,51x	(16,7)%	n.a.	(23,6)%

1 Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada trimestre según el tipo de cambio del Banco Nación: 3T21: 98,64 ARS/USD; 3T22: 147,22 ARS/USD.

2. Incluye al 30/9/2022 131 de pasivos por arrendamientos y al 30/09/2021 214 de otros pasivos financieros y 1.496 de pasivos por arrendamiento.

3. Incluye al 30/9/2021 1.936 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: 3T21: 97,01 ARS/USD; 3T22: 135,69 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 disminuyó más de USD 52,4 millones luego de haber cancelado préstamos durante el año 2021 y los primeros 9 meses del 2022. Esta disminución sumada a un incremento del EBITDA ajustado disminuyó 16,7% el ratio de deuda neta/EBITDA ajustado de 2,31 en 3T21 a 1,92 en 3T22.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental						
	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	479	354	35.3%	1,318	884	49.1%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	20.3%	13.5%	50.1%	18.2%	12.0%	51.6%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	862,501	1,021,126	(15.5)%	2,717,527	2,887,405	(5.9)%
Intensidad emisiones GEI ³	0.290	0.319	(9.1)%	0.306	0.320	(4.4)%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	227,672	165,567	37.5%	1,334,387	889,372	50.0%
Extracción de agua (ktn) ²	2,202.1	2,738.4	(19.6)%	7,179.8	7,786.2	(7.8)%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	508.8	585.3	(13.1)%	1,708.2	1,803.7	(5.3)%
Residuos (kg)	172,590	57,890	198.1%	392,610	196,690	99.6%

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.

En materia ambiental, la generación de energía renovable aumentó 35,3% en 3T22 y el porcentaje de energías renovables sobre energía total generada aumentó 50,1 % alcanzando 20,3% del total.

En 3T22, la inactividad de las centrales del Complejo Tucumán por menor despacho y mantenimientos programados, impactó favorablemente en la intensidad de emisiones (- 9,1%) y en el vertido de efluentes líquidos (-13,1%). Por otro lado, los recursos sobrantes y residuos se incrementaron notablemente (+198%) a partir de donaciones que se realizaron en este período, que permitieron disponer de recursos sobrantes que se habían acumulado en períodos anteriores.

Social						
	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
Horas de formación de empleados	10.790	11.994	(10,0)%	17.775	28.464	(37,6)%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	0,35	0,52	(32,7)%	0,35	0,26	34,6%
Horas de voluntariado	231	50	362,0%	446	89	401,1%

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

En el 3T22 publicamos nuestro cuarto reporte de sustentabilidad que reporta sobre 11 ODS (“Objetivos de Desarrollo Sostenible”) Y 25 metas y cuenta con una verificación externa de 12 indicadores ASG “Ambientales, Sociales y de Gobierno Corporativo”).

En Inversión social, lanzamos *Ponete la Camiseta*, una campaña para motivar a nuestros colaboradores a sumarse a actividades de voluntariado, que contribuyó a incrementar las horas de voluntariado 350% respecto de 2021. Realizamos 13 actividades de inversión social destinadas a siete comunidades. Junto a Fundación YPF llevamos un aula móvil de energías renovables a San Juan adonde capacitamos a 30 docentes de escuelas técnicas, organizamos jornadas de difusión y un seminario de transición energética. Además, recibimos 5 visitas de organizaciones educativas en nuestros sitios.

En la gestión de Recursos Humanos, continuamos con la formación de nuestros líderes con programas ejecutivos y con formaciones para áreas técnicas y operativas. Además, celebramos nuestro 9° aniversario y continuamos con la campaña de bienestar. Respecto a la seguridad de nuestros trabajadores, en 3Q22 se registró un accidente computable con pérdida de días, que impactó negativamente en nuestro índice de frecuencia de accidentes.

En el área de Gobernanza, en 3T22, superamos la auditoría externa de mantenimiento de la certificación ISO 37001:2016 (Sistema de Gestión Antisoborno), para el 100% de nuestras operaciones sin no conformidades ni oportunidades de mejora. Además, se actualizaron los Due Diligence de Terceros Críticos y las declaraciones de conflictos de interés de toda la Compañía. Se ejecutó el Programa de Entrenamientos 2022, con especial foco en

Anticorrupción y el Programa de Compliance y Gestión de Riesgos. Se avanzó en el Plan de Auditoría Interna 2022 y en el seguimiento a los planes de mitigación acordados para lograr su implementación.

Hechos Relevantes del Período

Programa Global de Obligaciones Negociables

El 29 de agosto de 2022, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI y XII por un valor nominal de USD 15 millones y USD 85 millones, a una tasa efectiva negativa del 4% y 0% respectivamente y ambas a una tasa fija nominal del 0%. El vencimiento es agosto 2024 para las Obligaciones Negociables Clase XI y agosto 2026 para la Clase XII. Con esta emisión además se refinanció el 32,79% de las Obligaciones Negociables Clase IV y el 17,83% de las Obligaciones Negociables Clase VIII con vencimiento en octubre y agosto de 2022 respectivamente.

Fusión por Absorción de sus subsidiarias

El Directorio de la Sociedad, en su reunión del 23 de septiembre de 2022, resolvió iniciar un proceso de fusión por absorción de sus subsidiarias Y-GEN Eléctrica S.A.U. e Y-GEN Eléctrica II S.A.U. ambas 100% de propiedad de la Sociedad (en forma conjunta, las "Subsidiarias"), para simplificar la estructura del grupo, siendo YPF Luz la sociedad absorbente y continuadora. Ello, toda vez que los préstamos oportunamente recibidos por las Subsidiarias para la financiación de la construcción de la planta de ciclo combinado denominada El Bracho y la central térmica Loma Campana II respectivamente, fueron completamente cancelados, en tiempo y forma, en febrero de 2022, como así también fueron canceladas las respectivas cuentas de reserva y desafectadas las garantías otorgadas. La fecha efectiva de fusión será el 1° de enero de 2023.

Suba de calificación de riesgo

El 24 de octubre de 2022, la calificador de riesgos FIX SCR S.A., afiliada de Fitch Ratings, resolvió elevar la calificación de Emisor de Largo Plazo y de las ONs de largo plazo de YPF Energía Eléctrica S.A., (YPF EE) a AAA(arg) desde AA+(arg). Asimismo, confirmó la calificación de Emisor de Corto Plazo y de la ON Clase VIII en A1+(arg).

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.9.2022	31.12.2021	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.679.609	1.682.582	(0,2)%
Activos intangibles	4.731	4.927	(4,0)%
Activos por derecho de uso	16.877	16.292	3,6%
Inversiones en negocios conjuntos	78.905	71.450	10,4%
Otros créditos	14.512	3.528	311,3%
Activos por impuesto diferido, netos	32.898	11.972	174,8%
Total del activo no corriente	1.827.532	1.790.751	2,1%
Activo corriente			
Otros créditos	14.489	36.019	(59,8)%
Créditos por ventas	151.294	109.329	38,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido	8.903	9.208	(3,3)%
Efectivo y equivalentes de efectivo	148.899	87.596	70,0%
Total del activo corriente	323.585	242.152	33,6%
TOTAL DEL ACTIVO	2.151.117	2.032.903	5,8%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	57.139	81.972	(30,3)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	997.890	841.624	18,6%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.055.029	923.596	14,2%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	3.062	3.008	1,8%
Pasivos por impuesto diferido, netos	67.776	130.584	(48,1)%
Pasivos por arrendamientos	10.506	10.362	1,4%
Préstamos	733.660	641.726	14,3%
Total del pasivo no corriente	815.004	785.680	3,7%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	1.602	2.016	(20,5)%
Impuesto a las ganancias a pagar	35.610	51.142	(30,4)%
Remuneraciones y cargas sociales	7.948	9.608	(17,3)%
Pasivos por arrendamientos	2.324	2.352	(1,2)%
Préstamos	155.811	192.197	(18,9)%
Otros pasivos financieros	-	69	(100,0)%
Cuentas por pagar	77.789	66.243	17,4%
Total del pasivo corriente	281.084	323.627	(13,1)%
TOTAL DEL PASIVO	1.096.088	1.109.307	(1,2)%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.151.117	2.032.903	5,8%

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; 30.09.22: 147,22 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
Ingresos por ventas	130.666	120.410	8,5%	364.595	331.012	10,1%
Costos de producción	(54.661)	(55.770)	(2,0)%	(154.984)	(153.939)	0,7%
Resultado bruto	76.005	64.640	17,6%	209.611	177.073	18,4%
Gastos de administración y comercialización	(8.943)	(5.815)	53,8%	(25.524)	(22.455)	13,7%
Otros resultados operativos, netos ²	(9.071)	4.826	n.a.	(2.433)	17.588	n.a.
Resultado operativo	57.991	63.651	(8,9)%	181.654	172.206	5,5%
Resultado por participación en sociedades	(1.438)	151	n.a.	(4.665)	(2.816)	65,7%
Resultados financieros, netos	(22.795)	(14.259)	59,9%	(50.609)	(53.908)	(6,1)%
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	33.758	49.543	(31,9)%	126.380	115.482	9,4%
Impuesto a las ganancias	13.180	(55.808)	n.a.	(1.270)	(101.837)	(98,8)%
Resultado neto del periodo	46.938	(6.265)	n.a.	125.110	13.645	816,9%

1 Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 3T21: 97,01 ARS/USD; 3T22: 135,69 ARS/USD.

2 Incluye resultado por desvalorización de propiedades, planta y equipos al 3T22 y 9M22.

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

(En miles de USD)	3T22	3T21	Var. a/a	9M22	9M21	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	46.938	(6.265)	n.a.	125.110	13.645	816,9%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en sociedades	1.438	(151)	n.a.	4.665	2.816	65,7%
Depreciación de propiedades, planta y equipo ²	71.007	23.807	198,3%	123.124	67.187	83,3%
Depreciación de activos por derecho de uso	764	472	61,9%	1.456	1.243	17,1%
Amortización de activos intangibles	65	67	(3,0)%	197	245	(19,6)%
Baja de propiedades, planta y equipo	1.559	2.079	(25,0)%	2.820	5.273	(46,5)%
Resultados financieros, netos	22.796	14.259	59,9%	50.611	53.908	(6,1)%
Movimiento de provisiones del pasivo	288	37	678,4%	658	155	324,5%
Cargo por impuesto a las ganancias	(13.180)	55.808	n.a.	1.270	101.837	(98,8)%
Multas contractuales	(27.170)	-	n.a.	(27.170)	-	n.a.
Desvalorización de materiales y repuestos	-	-	n.a.	-	786	(100,0)%
Créditos por ventas	(15.819)	20.714	n.a.	(62.342)	(43.768)	42,4%
Otros créditos	(13.071)	(12.318)	6,1%	18.429	(5.372)	n.a.
Cuentas por pagar	(5.787)	15.301	n.a.	2.525	17.967	(85,9)%
Remuneraciones y cargas sociales	1.571	310	406,8%	1.153	1.977	(41,7)%
Cargas fiscales	(3.957)	(21.402)	(81,5)%	(14.599)	(1.101)	1226,0%
Pago de impuesto a las ganancias	(11.043)	(7.885)	40,1%	(59.667)	(7.897)	655,6%
Intereses cobrados	2.298	4.011	(42,7)%	6.447	8.055	(20,0)%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	58.697	88.844	(33,9)%	174.687	216.956	(19,5)%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(42.029)	(20.467)	105,4%	(100.759)	(123.456)	(18,4)%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	-	-	n.a.	(5.955)	(84)	6989,3%
Adquisición de activos financieros	-	(4.865)	100,0%	-	(4.865)	100,0%
Liquidación de activos financieros	-	8.547	(100,0)%	-	8.547	(100,0)%
Efectivo y equivalente de efectivo restringidos	540	13.388	(96,0)%	208	35.333	(99,4)%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(41.489)	(3.397)	1121,3%	(106.506)	(84.525)	26,0%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	79.517	190.763	(58,3)%	169.547	414.718	(59,1)%
Cancelación de préstamos	(49.699)	(260.687)	(80,9)%	(105.599)	(565.212)	(81,3)%
Pago de pasivos por arrendamientos	(501)	(705)	(28,9)%	(1.735)	(2.052)	(15,4)%
Pago de intereses y otros costos financieros	(22.056)	(32.473)	(32,1)%	(59.932)	(72.705)	(17,6)%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	7.261	(103.102)	n.a.	2.281	(225.251)	n.a.
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo						
Efecto traslación sobre los Estados Financieros	(8.423)	1.699	n.a.	(9.159)	1.984	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	132.853	95.216	39,5%	87.596	170.096	(48,5)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	148.899	79.260	87,9%	148.899	79.260	87,9%

1 Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 3T21: 97,01 ARS/USD; 3T22: 135,69 ARS/USD.

2 Incluye resultado por desvalorización de propiedades, planta y equipos al 3T22 y 9M22.

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, creating a sense of motion and energy.

YPF

LUZ

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