



ANUNCIO DE RESULTADOS
2° Trimestre 2022

YPF
LUZ

YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 86 millones en 2T22, 7,5% más que en 2T21

Buenos Aires, 9 de agosto de 2022 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el segundo trimestre de 2022 terminado el 30 de junio de 2022.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo ¹ (cifras no auditadas)						
	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
Ingresos (k USD)	118.372	112.159	5,5%	233.929	210.602	11,1%
EBITDA ajustado (k USD) ²	83.982	77.587	8,2%	173.377	149.917	15,6%
EBITDA (k USD)	85.866	79.845	7,5%	176.604	152.884	15,5%
Margen EBITDA (%)	72,5%	71,2%	1,9%	75,5%	72,6%	4,0%
Resultado del Período (k USD)	43.450	1.473	2849,8%	78.172	19.910	292,6%
Inversiones (k USD)	45.793	30.616	49,6%	64.685	103.073	(37,2)%
Capacidad Instalada EoP ³ (MW)	2.483	2.360	5,2%	2.483	2.360	5,2%
Energía Vendida (GWh) ⁴	2.155	2.351	(8,3)%	4.899	4.765	2,8%
Energía Térmica	1.705	2.054	(17,0)%	4.060	4.235	(4,1)%
Energía Renovable	450	297	51,4%	839	530	58,1%
Producción de Vapor (k tn.)	508	555	(8,5)%	1.197	1.169	2,4%
Disponibilidad Energía Térmica	87,0%	76,7%	13,4%	88,9%	79,2%	12,3%
Factor de Carga Energía Renovable ⁵	52,7%	56,9%	(7,4)%	48,8%	53,4%	(8,6)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 2T21: 93,9 ARS/USD; 2T22: 117,9 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.

- Los ingresos del 2T22 fueron de USD 118,4 millones, 5,5% mayor que en 2T2021.
- La venta de energía renovable del 2T22 fue 450 GWh, 51,4% mayor que el mismo período de 2021.
- La venta de energía térmica del 2T22 cayó 17% en comparación con el 2T21 contra el año anterior
- En 2T22 el EBITDA alcanzó USD 85,9 millones, 7,5% más que el 2T del año anterior.
- El margen EBITDA alcanzó 72,5% en el 2T22, 1,9% mayor que 2T21.
- El EBITDA acumulado fue 15,5% superior al de los 6M21, alcanzando los 176,6 MMUSD.

CALL DE RESULTADOS 2T22

Conference Call

10 de agosto de 2022 10 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/3Plqhq6>

Contacto de Relación con Inversores

Milagros Grande

Teléfono: +54911 3811-5406

Emails:

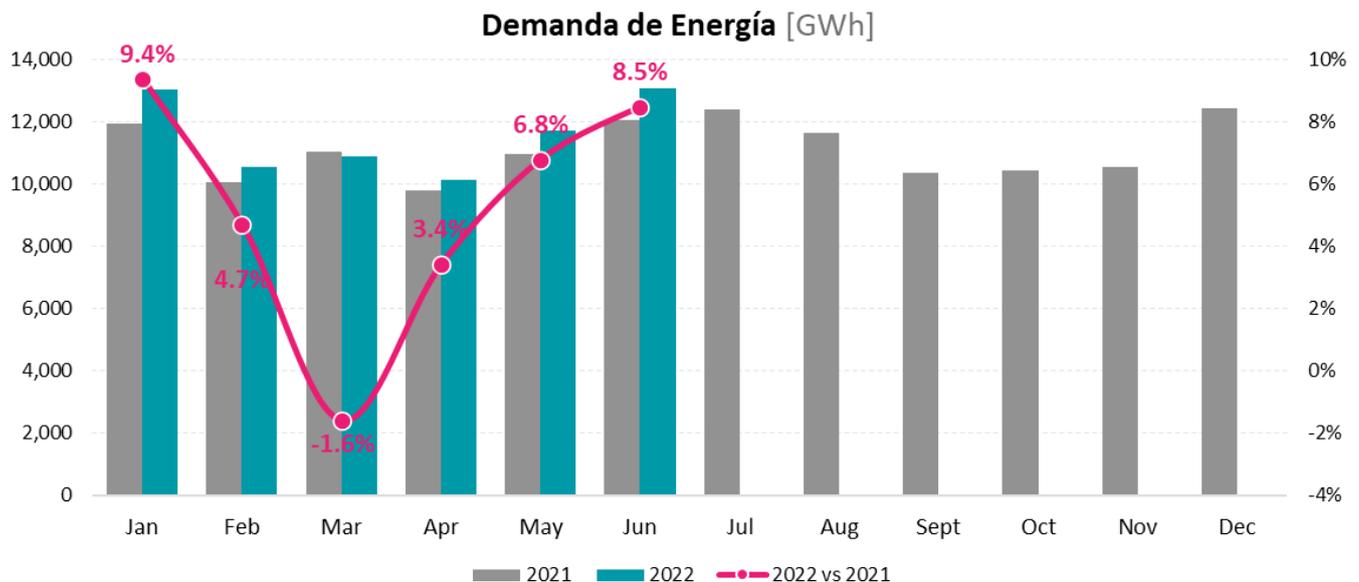
m.delosmilagros.grande@ypf.com

Inversores.ypfee@ypf.com

Web: ypfluz.com/RI

Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante el segundo trimestre de 2022, la demanda de energía eléctrica alcanzó los 34.954 GWh¹. Esto significó un aumento de 6,4% respecto al mismo período de 2021 (32.848 GWh) impulsado por un incremento de los tres segmentos de la demanda; residencial, comercial e industrial. El principal incremento de este trimestre se debe a la mayor demanda por las bajas temperaturas, inferiores a los mismos meses del año anterior, y a una mejora de la actividad productiva y comercial.



Fuente: CAMMESA

La demanda residencial (16.067 GWh) representó el 46% de la demanda total y presentó en el segundo trimestre una suba del 6,9%, principalmente por menores temperaturas registradas en comparación con el mismo trimestre del año anterior. La demanda comercial (9.390 GWh) representó el 27% de la demanda total y creció un 7,4% respecto al año anterior. La demanda industrial (9.497 GWh) representó el 27% de la demanda total y presentó un crecimiento del 4,5% respecto al 2T21 y un 34,6% respecto al 2T20.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el 14,3% del total de la demanda, registraron un aumento del 2,1% en su consumo en 2T22 comparado al 2T21, debido a un repunte en la actividad económica y productiva.

Al 30 de junio de 2022 Argentina cuenta con una potencia instalada de 42.882 MW, habiendo aumentado un 1% en el último año móvil. El 59% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 25,3% a fuentes de generación hidroeléctrica, 11,7% a fuentes de origen renovable no convencional ("ENRC", con un crecimiento del 9,8% respecto a junio 2021) y 4,1% a centrales nucleares.

Durante el 2T22 se incorporaron al sistema 10 MW de origen renovable correspondiente al parque Solar Fotovoltaico Tinogasta Tozzi ubicado en Catamarca.

La generación en el segundo trimestre de 2022 creció 1,77% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 34.479 GWh. El crecimiento en la generación se debe al crecimiento de la demanda a causa de menores temperaturas que en 2021.

Para completar la oferta energética, durante 2T22 se importaron 2.007,6 GWh (1.718,8 GWh de Brasil, 28,8 GWh de Paraguay por necesidades locales de la Provincia de Misiones y 260 GWh de Uruguay), aumentando un 855% las

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

importaciones respecto a 2T21. A su vez, durante el segundo trimestre de 2022 no hubo exportaciones de energía. Finalmente, y como consecuencia de que no hubo exportaciones durante el 2T2022, el balance entre importaciones y exportaciones representó un margen negativo en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 136,1 millones.

La generación térmica e hidroeléctrica continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante el 2T22, con una participación del 60% y 22%, respectivamente. La generación hidroeléctrica tuvo una mejora significativa este trimestre, con un aumento del 41,4% respecto 2T21. En particular, la generación de Yacretá aumentó un 63% respecto a 2T21, y la generación de Salto Grande tuvo un aumento del 158% respecto a 2T21. La energía nuclear representó un 5,7% de la generación de 2T22, presentando una disminución del 15% respecto a 2T21 debido a la parada por mantenimiento programado de la central nuclear Atucha II.

Las ERNC representaron un 13% de la generación, aumentando en un 12% la energía generada respecto a 2T21. De ellas, generación eólica es la principal fuente del país (77%), seguida por la solar (12,7%), la hidroeléctrica renovable (4%) y los biocombustibles (6,3%). El factor de capacidad medio país fue de 48% para el eólico y 24,4% para el solar.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación térmica, representando un 63,3% del combustible total consumido por las centrales durante el 2T22 (71,6% durante el 2T21). El consumo alcanzó los 32,2 MMm³/d representando un decrecimiento del 16,8% respecto al mismo período del año anterior. La generación se complementó con un consumo promedio de 18,7 MMm³/día de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón, que supone un incremento del 21.6% respecto al 2T21.

El costo medio de generación del sistema durante 2T22 alcanzó 100 USD/MWh³, habiéndose incrementado 32,9% o 24,7 USD/MWh respecto al costo del mismo período del año anterior.

El precio estacional (que contempla las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales dentro de las distribuidoras con demandas menores a los 300 kW y se actualizó en marzo 2022 mediante la Resolución SEE N°105/2022) presentó en 2T22 un valor de 22,2 USD/MWh y 29,2 USD/MWh para residencial y no residencial respectivamente (un promedio ponderado por la demanda de 24,8 USD/MWh). En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue aproximadamente 74,8% para 2T22 (vs. 72,0% en 2T21).

En el caso de los GUDI (cuya tarifa se incrementó mediante la Resolución 305/2022), en el 2T22 el precio fue aproximadamente 100.8 USD/MWh, lo que implicó un porcentaje de cobertura del 100%.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) en el segundo trimestre del año alcanzó un 54,2% del costo del sistema (53,9% en 2T21), siendo de aproximadamente USD 1.962 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 junio de 2022. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

Novedades Regulatorias del trimestre:

RESOLUCIÓN 238/2022

Se actualizaron los precios para la remuneración de generadores no contractualizados (energía base), reemplazando los precios vigentes de la Resolución 440/2021. A partir de febrero 2022 los precios aumentaron un 30% y a partir de junio 2022 el aumento fue del 43%. A partir de esta resolución se dejó de considerar el Factor de Uso para las unidades generadoras. La resolución es de aplicación a partir de la transacción económica de febrero 2022.

RESOLUCIÓN 305/2022:

Se aprobó la programación estacional de invierno para el período mayo – octubre 2022. Se actualizan las tarifas de los grandes usuarios de distribuidora (GUDI) para los períodos de may-jul 22 (113.5 USD/MWh²) y ago-oct 22 (83 USD/MWh³).

RESOLUCIÓN 330/2022:

Se convocó a interesados a presentar manifestaciones de interés (MDI) para desarrollar integralmente proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar generación renovable y/o instalaciones de almacenamiento de energía en puntos de la red con cuyo aporte disminuya y/o elimine restricciones de abastecimiento, generación o importación forzada. La fecha límite para la presentación de las MDI fue el 30 de junio de 2022.

RESOLUCIÓN 370/2022:

Se habilitó a todos los agentes distribuidores del MEM a suscribir contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con generadores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como grandes demandas (GUDIs).

RESOLUCIÓN 403/2022 y 405/2022:

Actualización de tarifas de gas natural y energía eléctrica para usuarios residenciales a partir de junio 2022.

DECRETO 331/2022:

Se actualizó el Presupuesto Nacional 2022 y se asignaron partidas presupuestarias a CAMMESA por 460.000 MMAR\$ y a IEASA por 161.500 MMAR\$, autorizando subsidios energéticos totales por 17.000 MMUSD.

DECRETO 332/2022:

Se estableció el mecanismo de segmentación de subsidios para los usuarios residenciales de Gas Natural y Energía Eléctrica.

² Precios en USD promedio según proyección de TC estimado.

³ Precios en USD promedio según proyección de TC estimado.

EBITDA

EBITDA por activo ¹ (cifras no auditadas)						
(En miles de USD)	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
Complejo Tucumán	10.722	6.729	59,3%	20.801	14.606	42,4%
El Bracho TG + TV	36.575	36.383	0,5%	69.599	76.115	(8,6)%
Loma Campana Este	84	196	(57,3)%	367	356	3,1%
Loma Campana I	1.931	2.166	(10,8)%	6.473	2.548	154,0%
Loma Campana II	7.470	6.622	12,8%	14.831	11.342	30,8%
La Plata Cogeneración I	-70	4.768	n.a.	5.044	8.542	(41,0)%
La Plata Cogeneración II	10.447	9.384	11,3%	20.027	15.565	28,7%
Motores Manantiales Behr	2.320	1.612	43,9%	5.362	3.591	49,3%
PE Manantiales Behr	8.000	8.945	(10,6)%	15.514	15.964	(2,8)%
PE Los Teros	9.953	9.288	7,2%	21.126	15.210	38,9%
PE Cañadón León	5.521	-	n.a.	8.398	-	n.a.
Subtotal	92.953	86.093	8,0%	187.542	163.839	14,5%
Corporación y eliminaciones ²	(7.088)	(6.248)	13,4%	(10.939)	(10.955)	(0,1)%
Total	85.865	79.845	7,5%	176.603	152.884	15,5%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 2T21: 93,9 ARS/USD; 2T22: 117,9 ARS/USD. | 2. Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales del trimestre alcanzaron los USD 118 millones, aumentando 5,5% comparado con 2T21. Esto se explica principalmente por: (i) la entrada en operación del 100% del Parque Eólico Cañadón León; (ii) mayor disponibilidad comparado con el año anterior del Complejo Tucumán (iii) mayores ventas de vapor en La Plata Cogeneración II y (iv) mayor generación en Loma Campana II. Todo esto fue parcialmente compensado por menor disponibilidad de La Plata Cogeneración I.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo amortizaciones y gastos de combustible), se registró un incremento del 35% en 2T22 comparado con 2T21, explicado por el incremento de sueldos y cargas sociales, costos de mantenimiento, contrataciones de obra y gastos de transporte.

En consecuencia, el EBITDA de la compañía alcanzó USD 85,9 millones en 2T22, 7,5% mayor que en 2T21.

El Complejo Generación Tucumán aumentó su EBITDA 59,3% en 2T22 comparado con el mismo período del año anterior, como consecuencia de una mayor disponibilidad, principalmente por el mantenimiento realizado en 2T21, y mayores precios de energía y remuneración por disponibilidad. Esto se vio parcialmente compensado por menor venta de energía respecto de 2T 2021 por el menor cupo de gas de Bolivia y temperaturas en la zona.

La Central Térmica El Bracho mantuvo su nivel de EBITDA comparado con 2T21. Si bien, durante 2T2022 la central estuvo bajo un mantenimiento programado (MAPRO) durante la última semana del mes de mayo 2022, la potencia del trimestre fue levemente superior a la del mismo período del año anterior ya que el MAPRO mencionado permitió capturar el 100% de la potencia horaria. Esto generó que haya mayores ingresos por potencia, lo cual fue compensado por una leve caída en la generación del mes de mayo.

Loma Campana I alcanzó un nivel de EBITDA de USD 1.9 millones en el 2T22. Si bien durante el trimestre tuvo dos salidas de servicio, una por fallas menores y otra para el reemplazo del Supercore, durante el 2T21 la unidad estuvo fuera de servicio por aproximadamente 48 días por una falla en el supercore e IPT. Sin embargo, es importante remarcar que el EBITDA acumulado es significativamente superior dado que la central estuvo mayor tiempo disponible y operativa que durante los 6M21.

En el caso de Loma Campana II en 2T22 aumentó su EBITDA un 12,8% ya que la energía generada en el trimestre fue superior a la generada en el mismo período del año anterior debido a que durante el 2T21 las horas en que la

unidad se encontraba en servicio se operó a baja potencia debido a la baja confiabilidad y requerimiento de cambio de toberas que implicó una salida de servicio por varios días.

La Plata Cogeneración I disminuyó su EBITDA en 2T22 comparado con 2T21. La energía y el vapor fueron inferiores en 2022 respecto a 2021 producto de un MAPRO iniciado el día 23 de marzo que culminó a principios del mes de junio dejando la central indisponible durante gran parte del trimestre.

La Plata Cogeneración II aumentó su EBITDA 11,3% en 2T22 por aumento de la energía y el vapor vendidos, como así también de su disponibilidad.

Los Motores Manantiales Behr aumentaron su EBITDA 43,9% explicado por un aumento en la energía vendida a YPF SA. Sin embargo, esto fue parcialmente compensado por menor disponibilidad como consecuencia de mantenimientos programados.

El Parque Eólico Manantiales Behr disminuyó su EBITDA en 10,6% comparado con 2T21. Si bien, la generación del trimestre fue levemente superior debido a que durante junio de 2021 se realizaron trabajos de mantenimiento y se dieron restricciones menores por exceso de viento, durante el mismo período del 2021 se registraron ventas de bonos de carbono que incrementaron los resultados a diferencia del 2T22.

El Parque Eólico Los Teros (175 MW) registró un EBITDA de USD 9,9 millones en 2T22, levemente superior que el año anterior ya que los Teros II (52 MW) comenzó a operar progresivamente a partir de mayo del año 2021. A su vez, la energía generada fue mayor al mismo trimestre del año anterior por mayor factor de capacidad.

El nuevo proyecto del Parque Eólico Cañadón León agregó USD 5,5 millones al EBITDA en 2T22.

Reconciliación del EBITDA ajustado¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
EBITDA	85.866	79.845	7,5%	176.604	152.884	15,5%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(1.884)	(2.258)	(16,6)%	(3.227)	(2.967)	8,8%
EBITDA ajustado	83.982	77.587	8,2%	173.377	149.917	15,6%

¹ Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 2T21: 93,9 ARS/USD; 2T22: 117,9 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)			
	2T22	2T21	Var. a/a
Central Tucumán	447	447	-
San Miguel de Tucumán	382	382	-
El Bracho TG	274	274	-
El Bracho TV	199	199	-
Loma Campana Este	17	17	-
Loma Campana I	105	105	-
Loma Campana II	107	107	-
La Plata Cogeneración I	128	128	-
La Plata Cogeneración II	90	90	-
Motores Manantiales Behr	58	58	-
Central Dock Sud ¹	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	-	n.a.
Total Energía Renovable	397	274	44,9%
Total	2.483	2.360	5,2%

1. 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.

En las siguientes dos tablas se observan 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	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	286,1	626,7	(54,4)%	999,7	1.524,6	(34,4)%
El Bracho TG	GWh	498,3	537,3	(7,3)%	999,4	1.049,4	(4,8)%
El Bracho TV	GWh	336,0	368,0	(8,7)%	682,5	735,5	(7,2)%
Loma Campana Este	GWh	17,3	12,0	44,0%	33,2	21,9	51,8%
Loma Campana I	GWh	110,3	99,2	11,1%	311,6	142,2	119,1%
Loma Campana II	GWh	128,5	10,8	1086,7%	286,7	40,0	617,5%
La Plata Cogeneración I ¹	GWh	74,1	201,2	(63,2)%	260,0	401,4	(35,2)%
	k Tn	124,8	366,5	(65,9)%	496,6	759,2	(34,6)%
La Plata Cogeneración II	GWh	156,6	148,9	5,1%	287,9	269,8	6,7%
	k Tn	383,1	188,6	103,1%	700,2	409,5	71,0%
Motores Manantiales Behr	GWh	98,2	49,7	97,5%	199,5	50,5	295,0%
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	128,0	121,2	5,6%	242,0	239,2	1,2%
Parque Eólico Los Teros	GWh	190,0	175,9	8,0%	378,9	290,2	30,6%
Parque Eólico Cañadón León ²	GWh	131,8	-	n.a.	217,6	-	n.a.
Total	GWh	2.155,2	2.351,1	(8,3)%	4.899,0	4.764,7	2,8%
	k Tn	507,9	555,1	(8,5)%	1.196,8	1.168,6	2,4%
Central Dock Sud	GWh	1.071,8	1.438,8	(25,5)%	2.384,1	2.591,2	(8,0)%

1. En 1T22 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	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
Complejo Tucumán ¹	MW-mes	792,5	528,1	50,1%	773,1	637,2	21,3%
El Bracho TG	MW-mes	254,3	252,6	0,7%	247,3	247,1	0,1%
El Bracho TV	MW-mes	197,2	191,6	2,9%	191,3	191,2	0,1%
Loma Campana Este	MW-mes	8,0	5,0	60,0%	8,0	5,0	60,0%
Loma Campana I	MW-mes	50,5	45,5	11,1%	71,9	25,8	178,4%
Loma Campana II	MW-mes	100,4	97,4	3,0%	100,7	79,8	26,1%
La Plata Cogeneración I ¹	MW-mes	17,1	102,6	(83,3)%	60,0	99,4	(39,7)%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	76,8	79,0	(2,8)%	76,7	77,9	(1,6)%
Motores Manantiales Behr	MW-mes	38,1	41,7	(8,6)%	39,6	35,5	11,5%
Total	MW-mes	1.534,9	1.343,5	14,2%	1.568,5	1.399,1	12,1%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	764,9	775,4	(1,4)%	785,8	679,0	15,7%

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

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

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

	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
Complejo Tucumán ³	95,6%	63,7%	50,1%	93,2%	72,5%	28,7%
El Bracho TG	97,3%	96,7%	0,7%	94,7%	95,3%	(0,7)%
El Bracho TV	99,6%	96,8%	2,9%	96,6%	96,6%	-
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	48,1%	43,3%	11,1%	68,5%	30,8%	122,0%
Loma Campana II	95,4%	92,6%	3,0%	95,7%	81,5%	17,5%
La Plata Cogeneración I ³	13,3%	80,1%	(83,3)%	46,8%	78,5%	(40,3)%
La Plata Cogeneración II ⁴	106,8%	101,7%	5,0%	106,6%	104,6%	1,9%
Motores Manantiales Behr	66,0%	100,0%	(34,0)%	68,6%	100,0%	(31,4)%
Total²	87,0%	76,7%	13,4%	88,9%	79,2%	12,3%
Central Dock Sud ³	88,0%	89,2%	(1,4)%	90,4%	81,8%	10,5%

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada, excepto activos bajo esquema de remuneración de Energía Base, los cuales están 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)	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 238/22	12.767	14.485	(11,9)%	28.704	28.181	1,9%
Ingreso por combustible y transporte	3.006	8.632	(65,2)%	5.960	15.685	(62,0)%
PPA con CAMMESA	59.825	53.271	12,3%	114.737	102.486	12,0%
PPA con YPF S.A.	31.718	24.381	30,1%	63.355	44.362	42,8%
PPA con otros privados	10.588	10.536	0,5%	20.248	17.898	13,1%
Subtotal	117.904	111.305	5,9%	233.004	208.612	11,7%
Otros ingresos por servicios	468	854	(45,2)%	925	1.990	(53,5)%
Total	118.372	112.159	5,5%	233.929	210.602	11,1%

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)						
	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 238/22	10,8%	12,9%	(16,5)%	12,3%	13,4%	(8,3)%
Ingreso por combustible y transporte	2,5%	7,7%	(67,0)%	2,5%	7,4%	(65,8)%
PPA con CAMMESA	50,5%	47,5%	6,4%	49,0%	48,7%	0,8%
PPA con YPF S.A.	26,8%	21,7%	23,3%	27,1%	21,1%	28,6%
PPA con otros privados	8,9%	9,4%	(4,8)%	8,7%	8,5%	1,8%
Subtotal	99,6%	99,2%	0,4%	99,6%	99,1%	0,6%
Otros ingresos por servicios	0,4%	0,8%	(48,1)%	0,4%	0,9%	(58,2)%
Total	100%	100%	-	100%	100%	-

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)							
		2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga ¹	60,1%	58,2%	3,3%	57,3%	57,2%	0,2%
	Factor de disponibilidad	98,1%	96,8%	1,4%	97,5%	97,4%	0,0%
Parque Eólico Los Teros	Factor de carga ¹	50,9%	55,9%	(9,0)%	50,2%	50,5%	(0,6)%
	Factor de disponibilidad	96,6%	91,6%	5,4%	96,1%	94,4%	1,9%
Parque Eólico Cañadón León	Factor de carga ¹	49,2%	-	n.a.	40,0%	-	n.a.
	Factor de disponibilidad	85,5%	-	n.a.	67,4%	-	n.a.

1. Corresponde a la energía generada.

En la siguiente tabla se observa 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 en cuanto a capacidad instalada y energía vendida:

Mercado a Término de Energía Renovable (MATER)						
	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	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)	895	836	7,1%	1.807	1.573	14,9%
Cuota de mercado de YPF Luz en cap. instalada (%)	35%	33%	6,1%	35%	33%	6,1%
Cuota de mercado de YPF Luz en energía vendida (%)	38%	36%	5,6%	36%	34%	5,9%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 2T22 para toda la compañía alcanzó 87%, 13,4% mayor que en 2T21. A su vez, la energía y el vapor entregado fue 8,3% y 8,5% menor al año anterior, respectivamente.

El Complejo Tucumán disminuyó 54,4% su energía vendida por la menor disponibilidad de gas de Bolivia y las mayores temperaturas registradas durante el mes de junio, comparado con el 2021. Adicionalmente, la disponibilidad comercial aumentó 50,1% debido a que la Central San Miguel de Tucumán tuvo un mantenimiento durante gran parte del 2T21.

La Central Térmica El Bracho disminuyó levemente su generación aproximadamente 8%, por haber realizado un mantenimiento menor durante el mes de mayo y por las mayores temperaturas y restricciones en la disponibilidad del gas proveniente de Bolivia. Por su lado, la disponibilidad comercial del ciclo combinado aumentó 1,7%.

En cuanto a Loma Campana Este, su venta de potencia aumentó 60% comparado con el año anterior como consecuencia de la mayor potencia contratada por mayor demanda total de la UTE Loma Campana. Al mismo tiempo, la energía vendida aumentó 44% en 2T22, 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 2T22 11.1%, debido a durante 2T21 se registraron ciertas fallas en la unidad.

Loma Campana II, tanto la disponibilidad comercial como la generación aumentaron en 2T22 3% y 1.086%, respectivamente, 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 afectó a la misma.

La Plata Cogeneración I tuvo una disponibilidad comercial 83,3% menor que en 2T21. A su vez, tanto la energía como el vapor vendido disminuyeron 63,2% y 65,9%, respectivamente, explicado principalmente por el mantenimiento programado de la central durante 2T22.

En cuanto a La Plata Cogeneración II, su disponibilidad comercial se incrementó 5%. Los volúmenes de venta de energía y vapor fueron superiores a 2T21 en 5,1% y 103,1%, respectivamente, ya que en dicho período de 2021 surgió la necesidad de operar a baja carga durante los ensayos y los requerimientos de refinería de puesta en marcha.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró en 2T22 un factor de carga del 60,1%, 3,3% por encima del 2T21. Como resultado, la energía vendida aumentó 5,6%.

El Parque Eólico Los Teros tuvo una generación de energía 8% mayor que 2T21 a pesar de que su factor de carga disminuyó 9% comparado con el año anterior, compensado por un incremento de la disponibilidad del 5.4%

El Parque Eólico Cañadón León tuvo en el 2T2022 un factor de carga del 49,2% con un factor de disponibilidad del 85,5%. Durante este último trimestre se logró terminar con la puesta a punto del 100% del parque.

La participación de YPF Luz en la capacidad instalada del MATER alcanzó un 35% en 2T22, aumentando 6,1% respecto a 2T21. 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%, 5,6% superior al 2T21. Esto último valida la eficiencia de nuestros parques respecto de la media del mercado de generación renovable.

Central Dock Sud tuvo una disminución en la energía vendida del 25,5%, durante 2T22 como consecuencia de ciertas limitaciones operativas, mientras que en 2021 se mantuvo en niveles máximos históricos de generación.

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	56,6%

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

El avance de obra incluye principalmente trabajos en la subestación eléctrica, movimientos de suelo, puesta a tierra e instalación de premoldeados del edificio y playa de maniobras de alta tensión.

Además, comenzó el arribo a sitio de containers con los paneles solares, trackers y string. También avanzaron las provisiones, siendo lo más relevante el transformador de potencia.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.6.2022			30.6.2021			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	222.214	6.290	228.504	272.993	4.363	277.356	(18,6)%	44,2%	(17,6)%
Largo Plazo ³	573.595	68.813	642.408	633.477	58.048	691.525	(9,5)%	18,5%	(7,1)%
Deuda Bruta	795.809	75.103	870.912	906.470	62.411	968.881	(12,2)%	20,3%	(10,1)%
Caja y Equivalentes ⁴	124.071	17.685	141.756	118.746	104	118.850	4,5%	16904,8%	19,3%
Deuda Neta	671.738	57.418	729.156	787.724	62.307	850.031	(14,7)%	(7,8)%	(14,2)%
Adj. EBITDA LTM ⁵	333.272	8.321	341.593	281.816	(859)	280.957	18,3%	n.a.	21,6%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM	2,02x	6,90x	2,13x	2,80x	N/D	3,03x	(27,9)%	n.a.	(29,4)%

1 Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada trimestre según el tipo de cambio del Banco Nación: 2T21: 95,6 ARS/USD; 2T22: 125,1 ARS/USD.

2. Incluye al 30/6/2022 k 415 de pasivos por arrendamientos y al 30/06/2021 USD k420 de otros pasivos financieros.

3. Incluye al 30/6/21 USD k 1.975 de pasivo por arrendamiento (nota 16 EE.FF.)

4. Incluye al 30/6/2021 k 1.053 de fideicomisos registrados en otros créditos (nota 12 de los EE.FF.).

5. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 2T21: 93,9 ARS/USD ; 2T22: 117,9 ARS/USD

6. 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 115,9 millones luego de haber cancelado préstamos durante el año 2021 y primer semestre 2022. Esta disminución sumada a un incremento del EBITDA ajustado llevó a que el ratio de deuda neta/EBITDA ajustado pasó de 2,80 en 2T21 a 2,02 en 2T22, disminuyendo 27,9%.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental						
	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	450	297	51,5%	839	530	58,1%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	20,9%	12,6%	65,6%	17,1%	11,1%	53,8%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	763.342	910.341	(16,1)%	1.854.143	1.866.278	(0,7)%
Intensidad emisiones GEI ³	0,296	0,318	(6,9)%	0,314	0,321	(2,2)%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	231.267	122.870	88,2%	420.070	226.791	85,2%
Extracción de agua (ktn) ²	2.000	2.177	(8,1)%	4.977	5.048	(1,4)%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	485	502	(3,5)%	1.199	1.221	(1,8)%
Residuos (kg)	110.679	75.418	46,8%	220.020	126.067	74,5%

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 51,5% en 2T22 y el porcentaje de energías renovables sobre energía total generada aumentó 65,6% alcanzando 20,9% del total.

En la gestión de recursos humanos, continuamos con la formación de nuestros líderes con programas ejecutivos y en especial con formaciones técnicas específicas para el rol en cada una de nuestras operaciones y nuevos proyectos. Respecto a la seguridad de nuestros trabajadores, en 2T22 no se registraron accidentes computables con pérdida de días. Por la situación Covid 19, continuamos actualizando los protocolos de prevención que permitieron continuar con las operaciones y la asistencia a las oficinas. El Servicio Médico continuó informando y reforzando sobre los beneficios en la aplicación del esquema completo de vacunación y registro. Continúa vigente y operativa la App para el control epidemiológico y de vacunación de todos los empleados de la compañía.

Social						
	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
Horas de formación de empleados	5.794	9.343	(38,0)%	6.967	16.470	(57,7)%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	-	0,86	(100,0)%	0,00	0,41	(100,0)%
Horas de voluntariado	187	21	790,5%	215	29	641,4%

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

En el 2T22, celebramos el mes del medio ambiente con 2 jornadas de forestación donde se plantaron 130 ejemplares de árboles nativos. Realizamos 2 actividades de armado de juegos en la Escuela N°23 de Comodoro Rivadavia y pintamos un mural en la Escuela N° 13 de Ensenada diseñado por sus alumnos. Brindamos una charla de energías renovables en el Colegio Godspell y participamos de 3 seminarios de transición energética y energías renovables junto a la Fundación YPF en la ciudad de Caleta Olivia, Cutral-Co y Neuquén. Además, recibimos 4 visitas en el Complejo de Generación Tucumán y 1 visita al Parque Eólico Cañadón León del Consejo Federal de Inversiones.

Gobernanza: Durante este trimestre se realizó un Gap Analysis sobre nuestro proceso de Gestión de Riesgos en línea con la norma ISO 31000, y se realizó la auditoría interna del Sistema de Gestión Antisoborno 37001:2016 implementado para el 100% de las operaciones. En línea con ello se inició el Programa de Entrenamientos 2022 con especial foco en anticorrupción y Programa de Compliance. Se iniciaron revisiones de los procesos críticos y se mantuvieron los controles sobre nuestros Terceros. Por último, se avanzó en la ejecución del Plan de Auditoría Interna 2022 y se da seguimiento a los planes de mitigación acordados asegurando su implementación.

Hechos Relevantes del Período

Hechos Relevantes del Período

Nueva designación de directores titulares y suplentes

El 14 de junio de 2022 la Asamblea General Ordinaria de Accionistas y Especial de Clases designó a la Sra. Paula Dutto como directora titular por la Clase A de Acciones y al Sr. Jonathan Zipp como director suplente por la Clase B de Acciones.

Cambio de calificación de riesgo

El 9 de junio de 2022 la calificadora de riesgos FIX SCR S.A., afiliada de Fitch Ratings, resolvió elevar la calificación de emisor de largo plazo de YPF Luz y de sus valores negociables (Obligaciones Negociables no garantizadas “Senior Unsecured”) de AA(arg) a AA+(arg), implicando ello la mejora de un escalón respecto a su calidad crediticia individual. Asimismo, resolvió asignarle la calificación A1+(arg) como emisor de corto plazo y de sus valores negociables.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.6.2022	31.12.2021	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.706.103	1.682.582	1,4%
Activos intangibles	4.797	4.927	(2,6)%
Activos por derecho de uso	15.735	16.292	(3,4)%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	76.861	71.450	7,6%
Otros créditos	8.199	3.528	132,4%
Activos por impuesto diferido	18.095	11.972	51,1%
Total del activo no corriente	1.829.790	1.790.751	2,2%
Activo corriente			
Otros créditos	19.592	36.019	(45,6)%
Créditos por ventas	145.855	109.329	33,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	8.903	9.208	(3,3)%
Efectivo y equivalentes de efectivo	132.853	87.596	51,7%
Total del activo corriente	307.203	242.152	26,9%
TOTAL DEL ACTIVO	2.136.993	2.032.903	5,1%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	67.226	81.972	(18,0)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	938.851	841.624	11,6%
TOTAL DEL PATRIMONIO	1.006.077	923.596	8,9%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	3.123	3.008	3,8%
Pasivos por impuesto diferido, netos	80.041	130.584	(38,7)%
Pasivos por arrendamientos	10.033	10.362	(3,2)%
Préstamos	642.408	641.726	0,1%
Total del pasivo no corriente	735.605	785.680	(6,4)%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	3.455	2.016	71,4%
Impuesto a las ganancias a pagar	41.301	51.142	(19,2)%
Remuneraciones y cargas sociales	7.648	9.608	(20,4)%
Pasivos por arrendamientos	1.644	2.352	(30,1)%
Préstamos	228.089	192.197	18,7%
Otros pasivos financieros	-	69	(100,0)%
Cuentas por pagar	113.174	66.243	70,8%
Total del pasivo corriente	395.311	323.627	22,2%
TOTAL DEL PASIVO	1.130.916	1.109.307	1,9%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.136.993	2.032.903	5,1%

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; 30.06.22: 125,13 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
Ingresos	118.372	112.159	5,5%	233.929	210.602	11,1%
Costos de producción	(54.793)	(49.938)	9,7%	(100.323)	(98.169)	2,2%
Resultado bruto	63.579	62.221	2,2%	133.606	112.433	18,8%
Gastos de administración y comercialización	(8.574)	(8.110)	5,7%	(16.581)	(16.640)	(0,4)%
Otros resultados operativos, netos	4.310	3.176	35,7%	6.638	12.762	(48,0)%
Resultado operativo	59.315	57.287	3,5%	123.663	108.555	13,9%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(1.884)	(2.258)	(16,6)%	(3.227)	(2.967)	8,8%
Resultados financieros, netos	(13.640)	(21.787)	(37,4)%	(27.814)	(39.649)	(29,8)%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	43.791	33.242	31,7%	92.622	65.939	40,5%
Impuesto a las ganancias	(341)	(31.769)	(98,9)%	(14.450)	(46.029)	(68,6)%
Resultado neto del período	43.450	1.473	2849,8%	78.172	19.910	292,6%

¹ Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 2T21: 93,93 ARS/USD; 2T22: 117,93 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	2T22	2T21	Var. a/a	6M22	6M21	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	43.450	1.473	2849,8%	78.172	19.910	292,6%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en negocios conjuntos	1.884	2.258	(16,6)%	3.227	2.967	8,8%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	26.140	22.110	18,2%	52.117	43.380	20,1%
Depreciación de activos por derecho de uso	346	386	(10,4)%	692	771	(10,2)%
Amortización de activos intangibles	65	62	4,8%	132	178	(25,8)%
Baja de propiedades, planta y equipo	848	2.500	(66,1)%	1.261	3.194	(60,5)%
Resultados financieros, netos	13.640	21.787	(37,4)%	27.815	39.649	(29,8)%
Movimiento de provisiones del pasivo	196	(211)	n.a.	370	118	213,6%
Cargo por impuesto a las ganancias	341	31.769	(98,9)%	14.450	46.029	(68,6)%
Desvalorización de materiales y repuestos	-	-	n.a.	-	786	(100,0)%
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	(29.256)	(41.393)	(29,3)%	(46.523)	(64.482)	(27,9)%
Otros créditos	30.137	9.301	224,0%	31.500	6.946	353,5%
Cuentas por pagar	2.714	(24.396)	n.a.	8.312	2.666	211,8%
Remuneraciones y cargas sociales	1.349	1.355	(0,4)%	(418)	1.667	n.a.
Cargas fiscales	(8.911)	6.339	n.a.	(10.642)	20.301	n.a.
Pago de impuesto a las ganancias	(47.028)	(12)	391800,0%	(48.624)	(12)	405100,0%
Intereses cobrados	2.313	513	350,9%	4.149	4.044	2,6%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	38.228	33.841	13,0%	115.990	128.112	(9,5)%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(45.769)	(30.599)	49,6%	(58.730)	(102.989)	(43,0)%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(24)	(17)	41,2%	(5.955)	(84)	6989,3%
Equivalente de efectivo restringidos	(620)	10.171	n.a.	(332)	21.945	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(46.413)	(20.445)	127,0%	(65.017)	(81.128)	(19,9)%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	-	223.944	(100,0)%	90.030	223.955	(59,8)%
Cancelación de préstamos	(26.483)	(243.174)	(89,1)%	(55.900)	(304.525)	(81,6)%
Pago de pasivos por arrendamientos	(597)	(674)	(11,4)%	(1.234)	(1.347)	(8,4)%
Pago de intereses y otros costos financieros	(10.712)	(10.159)	5,4%	(37.876)	(40.232)	(5,9)%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(37.792)	(30.063)	25,7%	(4.980)	(122.149)	(95,9)%
(Disminución) Aumento neto del efectivo	(45.977)	(16.667)	175,9%	45.993	(75.165)	n.a.
Efecto traslación sobre los Estados Financieros	(214)	6.770	n.a.	(736)	285	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período ²	179.044	105.113	70,3%	87.596	170.096	(48,5)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período²	132.853	95.216	39,5%	132.853	95.216	39,5%

¹ Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 2T21: 93,9 ARS/USD; 2T22: 117,9 ARS/USD.



YPF
LUZ

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