

A low-angle, upward-looking photograph of a worker in a green jumpsuit and helmet walking up a yellow staircase. The worker is seen from behind, with 'LUZ' printed on the back of their jacket. They are flanked by two large, silver, cylindrical industrial towers with spiral metal bands. The sky is a clear, bright blue. The overall scene conveys a sense of industrial scale and human effort.

YPF
LUZ

Motores Manantiales Behr
Chubut, Argentina

ANUNCIO DE RESULTADOS
3° Trimestre 2021

YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 241 millones en 9M21, 63,3% más que en 9M20

Buenos Aires, 8 de noviembre de 2021 – 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 2021 terminado el 30 de septiembre de 2021.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo¹ (cifras no auditadas)

	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
Ingresos (k USD)	120.410	72.748	65,5%	331.012	215.109	53,9%
EBITDA ajustado (k USD) ²	88.148	51.203	72,2%	238.065	150.502	58,2%
EBITDA (k USD)	87.997	49.287	78,5%	240.881	147.518	63,3%
Margen EBITDA (%)	73,1%	67,8%	7,9%	72,8%	68,6%	6,1%
Resultado del Período (k USD)	(6.265)	21.870	n.a.	13.645	59.643	(77,1)%
Inversiones (k USD)	20.467	27.825	(26,4)%	123.540	200.748	(38,5)%
Capacidad Instalada EoP ³ (MW)	2.360	1.961	20,3%	2.360	1.961	20,3%
Energía Vendida (GWh) ⁴	2.617	1.622	61,3%	7.381	5.121	44,1%
Energía Térmica	2.262	1.466	54,3%	6.497	4.708	38,0%
Energía Renovable	354	156	126,5%	884	412	114,3%
Producción de Vapor (k tn.)	720	398	81,0%	1.888	1.253	50,7%
Disponibilidad Energía Térmica	86,9%	87,5%	(0,7)%	81,8%	87,1%	(6,1)%
Factor de Carga Energía Renovable ⁵	59,8%	60,2%	(0,7)%	55,5%	60,2%	(7,8)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 613 ARS/USD; 2T20: 675; 3T20: 732 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD.

2. La reconciliación del EBITDA ajustado se encuentra en la página 6 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.

- La venta total de energía fue 7.381 GWh, 44,1% mayor que en 9M20.
- La venta de vapor durante 9M21 aumentó 50,7% comparado con 9M20, alcanzando 1.888 mil toneladas.
- La venta de energía renovable fue 884 GWh, 114,3% mayor que el año anterior.
- Los ingresos fueron de USD 331 millones, 53,9% mayor que en 9M20.
- En 9M21 el EBITDA alcanzó USD 240,9 millones, 63,3% más que el año anterior.
- Al cierre del 3T21 la capacidad instalada de la Compañía alcanzó los 2.360 MW, 20,3% mayor al 3T20.

CALL DE RESULTADOS 3T21

Conference Call

9 de noviembre de 2021 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/3vFt2cG>

Contacto de Relación con Inversores

Martín Taraciuk

Teléfono: +54911 3811-4385

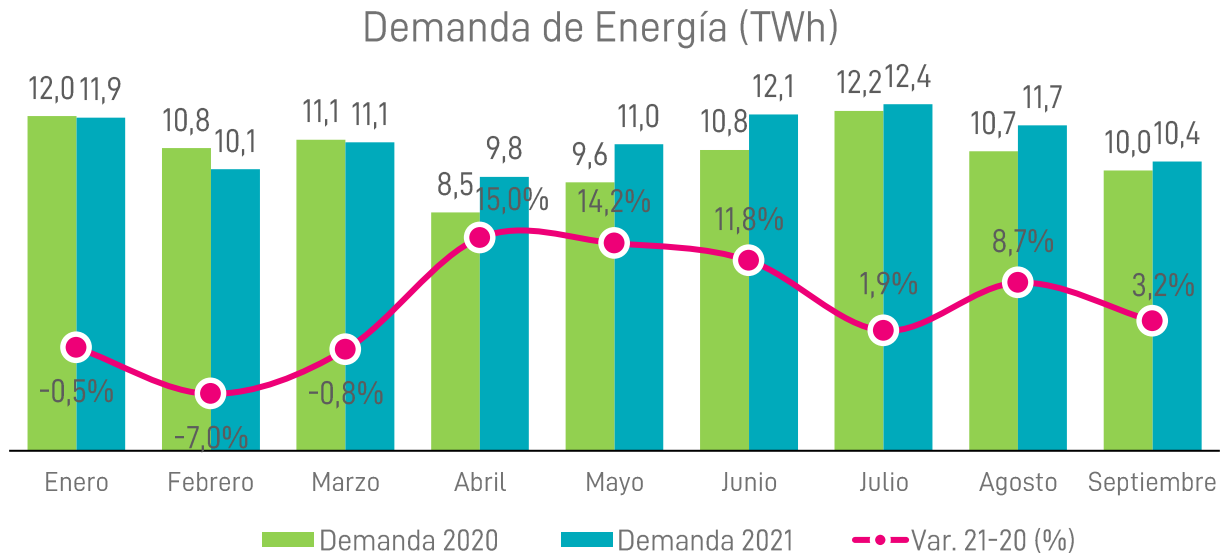
Emails:

martin.h.taraciuk@ypf.com
Inversores.ypfee@ypf.com

Web: ypfluz.com/RI

Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante los 9M21 la demanda de energía eléctrica alcanzó los 100.374 GWh¹. Esto significó un aumento de 4,7% respecto al mismo período de 2020 (95.875 GWh). Este crecimiento se concentró principalmente en el 2T21 (+ 13,5% respecto al 2T20), debido a la recuperación de la actividad comercial e industrial la cual estuvo fuertemente afectada en 2020 como consecuencia del Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio que limitó la actividad productiva. Durante el 3T21 la demanda creció 4,5%, dado que, si bien la actividad industrial aumentó respecto al 3T20, ésta ya había comenzado a reactivarse frente al inicio de la pandemia.



Fuente: CAMMESA

Por un lado, la demanda de distribución, que incluye a los grandes usuarios bajo el distribuidor (GUDIs) representó en el tercer trimestre de 2021 un 83% de la demanda total del sistema, y creció un 2,2% en el 3T21 respecto al 3T20 (+2,5% en 9M21 vs. 9M20). Esto se explica por un aumento del 6,9% en la demanda comercial y de los grandes usuarios de la distribuidora respecto al 3T20, que compensó la leve caída del consumo eléctrico en los hogares. La demanda residencial (16.304 GWh) presentó en el tercer trimestre una caída del 1% (+0,1% en 9M21 vs. 9M20), principalmente por mayores temperaturas en julio y septiembre que no llegaron a compensar las temperaturas más bajas de agosto. La demanda comercial (8.961 GWh) creció un 4,3% respecto a 3T20 (+3,2% en 9M21 vs. 9M20), pero aun siendo 2,9% inferior a la demanda comercial del 3T19. La demanda de los grandes usuarios de la distribuidora (3.219 GWh) creció un 14,9% respecto al 3T20 y un 1,5% respecto al 3T19 (+12,9% en 9M21 vs. 9M20), mostrándose de esta manera una leve recuperación en la actividad económica.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el 17% del total de la demanda, registraron un aumento del 17% en su consumo en 3T21 comparado al 3T20 (+16,6% en 9M21 vs. 9M20) como consecuencia de la recuperación que se está viendo en algunas industrias respecto al tercer trimestre 2020, y en algunos casos como los sectores metalúrgicos, construcción y automotriz, también respecto al mismo período de 2019.

Al 30 de septiembre de 2021 Argentina cuenta con una potencia instalada de 42.589 MW, habiendo aumentado un 3,5% en el último año móvil. El 59,5% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 25,4% a fuentes de generación hidroeléctrica, 4,1% a centrales nucleares y 11,0% a fuentes de origen renovable no convencional (con un crecimiento del 25,1% respecto al 30 de septiembre 2020).

Durante 2021 se incorporaron al sistema 673 MW de origen renovable (546 MW eólicos, 24 MW de biogás, 101 MW solar y 2 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos correspondientes a proyectos adjudicados en las licitaciones de RenovAr y contratos del Mercado a Término de Energías Renovables), 15 MW de motores y 16 MW de

¹ De acuerdo a la última información disponible de CAMMESA, publicada en octubre de 2021. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.

repotenciación de centrales térmicas². A su vez, salieron de operación definitivamente 71 MW de centrales térmicas ineficientes (motores diésel, turbinas de gas y turbinas de vapor).

La generación en 9M21 creció 7,3% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 106.263 GWh. Durante 3T21, la generación creció 10,6% respecto a la generación en 3T20, alcanzando los 37.058 GWh. El mayor crecimiento en la generación respecto a la demanda se debe principalmente a un incremento en las exportaciones y disminución de las importaciones respecto a los primeros 9M20, generado como consecuencia de la sequía en el sur de Brasil.

Para completar la oferta energética, durante los 9M21 se importaron 674,1 GWh (39,2 GWh de Brasil, 112,3 GWh de Paraguay por necesidad de la Provincia de Misiones y 522,6 GWh de Uruguay), reduciéndose 37,9% las importaciones respecto a 9M20. Por otro lado, se exportaron 2.930,6 GWh (1.875,6 GWh a Brasil y 55,0 GWh a Uruguay), aumentando 538% los volúmenes exportados en 9M20. Estas exportaciones representaron un margen positivo en las cuentas de CAMMESA de aproximadamente USD 290 millones.

La generación térmica e hidroeléctrica continúan siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda durante los 9M21, con una participación del 64,8% y 16,6%, respectivamente. De todas formas, la generación hidroeléctrica presentó una caída del 22,3% respecto 9M20. Los bajos caudales del río Paraná contrajeron la generación de Yacretá en un 20,9% respecto a 9M20 mientras que la caída del caudal del Río Uruguay disminuyó la generación de Salto Grande un 3,4% respecto a 9M20. Adicionalmente, la salida de funcionamiento de Futaleufú hasta agosto 2021 y el bajo nivel de los embalses de los ríos del Comahue, también impactaron en la disminución de la generación hidroeléctrica.

La energía nuclear representó un 6,7% de la generación de 9M21, presentando una caída del 9,8% respecto a 9M21, principalmente debido a que la Central Nuclear Embalse estuvo fuera de servicio por mantenimiento durante abril y parte de mayo de 2021, la Central Atucha II estuvo en mantenimiento hasta promediado el mes de marzo (desde octubre 2020) y Atucha se encuentra realizando un mantenimiento mayor desde finales de agosto 2021, a concluirse en octubre 2021.

Las ERNC representaron un 11,8% de la generación, aumentando en un 43,5% la energía generada respecto a 9M20. La generación eólica es la principal fuente del país (75,6%), seguido por la solar (11,1%), la hidroeléctrica renovable (6,8%) y los biocombustibles (6,5%). El factor de capacidad para cada tecnología fue de 47,3% para el eólico, 25,1% para el solar, 25,6% para las hidroeléctricas renovables y 98,8% para los biocombustibles.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación, representando un 81,2% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante el 9M21 (81,1% durante el 3T21). El consumo alcanzó los 12.272 MMm³ o 44,9 MMm³/d representando un incremento del 4,2% respecto al mismo período del año anterior (+28,5% en 3T21 vs. 3T20). La generación se complementó con un consumo promedio de 10,4 MMm³ de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón (en los 9M20 el consumo promedio de combustibles líquidos y carbón había sido de 4,9 MMm³ de gas equivalente).

El costo medio de generación del sistema durante 9M21 alcanzó 72,4 USD/MWh³ habiéndose incrementado 22,5% o 13,3 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 encuentra fijo en ARS desde abril 2019 a valores de la Resolución SEE N°14/2019) presentó en 3T21 sus valores mínimos en dólares promediando los 18,6 USD/MWh y 21,2 USD/MWh para residencial y no residencial, respectivamente (un promedio ponderado por la demanda de 19,7 USD/MWh). Durante 9M21, estos valores alcanzaron 19,7 USD/MWh para la demanda residencial y 22,6 USD/MWh para el no residencial. En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue aproximadamente 76,3% para 3T21 (vs. 55,6% en 3T20) y 71,0% para 9M21 (vs. 50,5% en 9M20).

En el caso de los GUDI, en el 3T21 el precio fue aproximadamente 65,8 USD/MWh, lo que representó un subsidio del 20,8%. El porcentaje de subsidio disminuyó un 11,8% respecto al 3T20 dado al ajuste de tarifas de los GUDI, que

² Adicionalmente, ingresaron 22,6 MW de los motogeneradores de Manantiales Behr, en marzo 2021.

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

aumentaron primero 35% a partir de la Res. SE 131/2021, y luego fueron ajustadas nuevamente un 21%, en el mes de agosto, mediante la Res. SE 748/2021.

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) representó un 65,1% del costo del sistema en 3T21, siendo de aproximadamente USD 1.863 millones⁴. A su vez, el monto total de subsidio acumulado en 9M21 fue de aproximadamente USD 4.400 millones, lo que representa un 60,7% del costo total y un incremento del 74,0% respecto al mismo período del año anterior.

Novedades Regulatorias:

Resolución SE 742/2021

Con fecha 30 de julio de 2021, se publica la Resolución SE 742/2021, en el marco de las Leyes 26.190 y 27.191, con el objetivo de aumentar paulatinamente la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica argentina, hasta llegar a un objetivo de participación del 20% en 2025. De esta manera, se adjudicaron proyectos de RenovAr 1, 1.5, 2 y 3 (miniRen), como también se adecuaron las condiciones de proyectos anteriores a desarrollar a las condiciones de contrato de RenovAr, mediante la licitación 202/2016. Con el objetivo de que los proyectos comprometidos en los referidos contratos se concreten, mediante la Resolución SE 742/2021, se otorga un plazo adicional para alcanzar la habilitación comercial y se establece una nueva modalidad de pago de las penalidades y una reducción en los montos de las multas que corresponde aplicar con motivo de incumplimiento de la Fecha Programada de Habilitación Comercial y el Abastecimiento de Energía Comprometida.

Resolución SE 748/2021

Con fecha 3 de agosto de 2021, la Secretaría de Energía resolvió:

- Aprobar la reprogramación trimestral definitiva para el período agosto-octubre 2021
- Establecer a partir de agosto, los nuevos precios estabilizados de energías para los grandes usuarios dentro de distribuidora (exceptuando a organismos públicos de salud o educación). Este precio es de 6.813 ARS/MWh (70,1 USD/MWh en el mes de agosto).
- Mantiene los precios de energía y potencia para los usuarios residenciales según los establecido en la Res SRRyME 14/2019 (abril 2019).
- Mantiene el Precio Estabilizado de Transporte en Alta Tensión según lo establecido en la Disposición SEE 75/2018.

⁴ Estimaciones propias a partir de información de CAMMESA publicada en octubre de 2021. No se incluye el margen generado por la exportación de energía.

EBITDA

EBITDA por activo¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
Complejo Tucumán	9.943	11.775	(15,6)%	24.549	40.727	(39,7)%
El Bracho TG + TV	34.601	16.554	109,0%	110.716	47.080	135,2%
Loma Campana Este	80	263	(69,5)%	436	704	(38,0)%
Loma Campana I	517	3.673	(85,9)%	3.065	10.089	(69,6)%
Loma Campana II	7.707	8.886	(13,3)%	19.049	25.423	(25,1)%
La Plata Cogeneración I	3.717	3.445	7,9%	12.259	12.458	(1,6)%
La Plata Cogeneración II	9.585	-	n.a.	25.150	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	2.122	-	n.a.	5.713	-	n.a.
PE Manantiales Behr	8.780	8.203	7,0%	24.744	23.880	3,6%
PE Los Teros	13.607	1.644	727,8%	28.817	1.644	1.653,2%
Subtotal	90.659	54.442	66,5%	254.498	162.004	57,1%
Corporación y eliminaciones ²	(2.662)	(5.155)	(48,4)%	(13.617)	(14.486)	(6,0)%
Total	87.997	49.287	78,5%	240.881	147.518	63,3%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD.

2 Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales de la compañía alcanzaron USD 331 millones durante 9M21, aumentando 53,9% comparado con 9M20. Esto se explica por la entrada en operación de los nuevos proyectos que tuvieron COD a partir de 4T20 parcialmente compensado por: (i) un menor ingreso en dólares por las ventas de energía base por el efecto de la devaluación; (ii) la indisponibilidad de Loma Campana I y II por fallas operativas; y (iii) menor disponibilidad y volumen de energía vendida en el Complejo Generación Tucumán, principalmente en la central San Miguel de Tucumán por el mantenimiento programado que se realizó durante todo el 2T21.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo amortizaciones y gastos de combustible), se registró un aumento del 9,6% en 9M21 comparado con 9M20, explicado por: (i) el incremento de sueldos y cargas sociales; (ii) el aumento en costos de mantenimiento y materiales; (iii) mayores gastos en seguros; los cuales fueron parcialmente compensados por menores gastos en impuestos y menores gastos de contrataciones de obra. Este incremento de costos operativos se justifica en gran parte por el incremento de actividad dado por la entrada en operación de nuevos activos.

En consecuencia, el EBITDA de la compañía alcanzó USD 241 millones en 9M21, 63,3% mayor que en 9M20.

El Complejo Generación Tucumán vio disminuido su EBITDA 39,7% en 9M21 comparado con el mismo período del año anterior, como consecuencia de menor disponibilidad y energía vendida, explicada principalmente por el mantenimiento programado en la central San Miguel de Tucumán, sumado al impacto de la devaluación por sobre el ajuste por inflación contemplado en el nuevo esquema de tarifas para Energía Base. Adicionalmente, se registraron mayores costos, principalmente por mayor consumo de repuestos y gastos de mantenimiento en comparación con el año anterior.

La Central Térmica El Bracho incrementó su EBITDA 135,2% durante 9M21 comparado con 9M20 principalmente por la entrada en funcionamiento de la nueva turbina de vapor durante el 4T20, lo que a su vez incrementó el despacho de la turbina de gas. Adicionalmente, en 1T21 se cobró el seguro por la demora en el inicio comercial vinculado al proyecto de cierre de ciclo de la central como consecuencia del hundimiento del barco que transportaba insumos para el mismo por un monto de USD 7,2 millones.

Loma Campana Este redujo su EBITDA 38% en 9M21 comparado con el año anterior explicado por una menor remuneración por potencia, parcialmente compensado por menores costos de mantenimiento y un mayor volumen real entregado.

En el caso de Loma Campana I su EBITDA disminuyó 69,6% en 9M21, lo que se explica por las fallas en la unidad *supercore* que mantuvo a la central fuera de servicio durante aproximadamente 6 meses durante 9M21, sumado a que en 9M20 se había registrado un ingreso por una multa con el proveedor de la turbina por las fallas registradas en los años 2018 y 2019.

Loma Campana II tuvo una disminución del EBITDA del 25,1%. La falla que mantuvo a la planta fuera de servicio hasta el 24 de enero y a una salida de servicio de 4 días durante 3T21, sumado al menor despacho por las condiciones de mercado afectaron negativamente los resultados. A su vez, durante 1T20 se había registrado un ingreso por una multa con el proveedor de la turbina por las fallas registradas en los años 2018 y 2019.

La Plata Cogeneración I tuvo disminuyó su EBITDA del 1,6% durante los 9M21 comparado con 9M20 como consecuencia del impacto de la devaluación sobre las ventas de Energía Base, junto con menor disponibilidad, venta de energía y vapor debido a ensayos pendientes en LPC II y requerimiento de vapor de la refinería de YPF. Por otro lado, el 3T21 tuvo un EBITDA 7,9% mayor que 3T20, explicado por menores costos operativos y mayores intereses de CAMMESA.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró un EBITDA de USD 24,7 millones en 9M21, 3,6% mayor que 9M20. Si bien la energía vendida estuvo 2,1% debajo del 9M20, esto se vio compensado por la venta de créditos de carbono y menores costos. Asimismo, el Parque Eólico incrementó su EBITDA 7% en 3T21 comparado con 3T20 explicado por el incremento en la venta de energía como consecuencia de un mayor factor de carga en el trimestre.

El Parque Eólico Los Teros (175 MW) registró un EBITDA de USD 28,8 millones en 9M21, USD 27,3 millones mayor que el año anterior ya que el Los Teros I (123 MW) comenzó a operar a partir septiembre del año 2020.

Los nuevos proyectos de La Plata Cogeneración II y los Motores Manantiales Behr, sumaron al EBITDA en 9M21 USD 30,9 millones.

Reconciliación del EBITDA ajustado¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
EBITDA	87.997	49.287	78,5%	240.881	147.518	63,3%
Resultado por participación en negocios conjuntos	151	1.916	(92,1)%	(2.816)	2.984	n.a.
EBITDA ajustado	88.148	51.203	72,2%	238.065	150.502	58,2%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 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)			
	3T21	3T20	Var. a/a
Central Tucumán	447	447	-
San Miguel de Tucumán	382	382	-
El Bracho TG	274	274	-
El Bracho TV	199	-	n.a.
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	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	58	-	n.a.
Central Dock Sud ¹	279	279	-
Total Energía Térmica	2.086	1.739	20,0%
PE Manantiales Behr	99	99	-
PE Los Teros I	123	123	-
PE Los Teros II	52	-	n.a.
Total Energía Renovable	274	222	23,4%
Total	2.360	1.961	20,3%

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	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
Central Tucumán	GWh	573,1	628,0	(8,7)%	1.717,5	2.014,0	(14,7)%
San Miguel de Tucumán	GWh	290,5	244,8	18,6%	670,7	1.093,5	(38,7)%
El Bracho TG	GWh	471,1	49,0	862,0%	1.520,5	100,1	1.419,3%
El Bracho TV	GWh	329,3	-	n.a.	1.064,8	-	n.a.
Loma Campana Este	GWh	13,1	10,3	27,1%	35,0	30,6	14,4%
Loma Campana I	GWh	34,9	155,2	(77,5)%	177,1	410,5	(56,8)%
Loma Campana II	GWh	139,9	168,7	(17,0)%	179,9	412,4	(56,4)%
La Plata Cogeneración I	GWh	193,3	209,8	(7,9)%	594,7	647,2	(8,1)%
	k Tn	368,6	397,5	(7,3)%	1.127,8	1.252,9	(10,0)%
La Plata Cogeneración II	GWh	167,7	-	n.a.	437,5	-	n.a.
	k Tn	350,9	-	n.a.	760,4	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	GWh	49,3	-	n.a.	99,8	-	n.a.
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	141,5	132,7	6,6%	380,7	388,8	(2,1)%
Parque Eólico Los Teros	GWh	212,8	23,7	798,1%	503,0	23,7	2.022,8%
Total	GWh	2.616,5	1.622,2	61,3%	7.381,2	5.120,7	44,1%
	k Tn	719,5	397,5	81,0%	1.888,2	1.252,9	50,7%
Central Dock Sud	GWh	1.340,9	1.199,8	11,8%	3.932,1	3.072,6	28,0%

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)

	Unidad	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
Central Tucumán ¹	MW-mes	424,4	404,6	4,9%	394,3	406,2	(2,9)%
San Miguel de Tucumán ¹	MW-mes	310,7	304,9	1,9%	251,3	303,4	(17,2)%
El Bracho TG	MW-mes	255,3	261,3	(2,3)%	251,1	258,8	(3,0)%
El Bracho TV	MW-mes	194,8	-	n.a.	192,5	-	n.a.
Loma Campana Este	MW-mes	6,4	7,3	(13,3)%	5,5	10,4	(47,8)%
Loma Campana I	MW-mes	15,6	69,8	(77,6)%	26,8	62,7	(57,2)%
Loma Campana II	MW-mes	100,0	105,2	(4,9)%	90,5	104,4	(13,4)%
La Plata Cogeneración I ¹	MW-mes	91,6	103,8	(11,8)%	97,5	107,1	(8,9)%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	80,7	-	n.a.	79,1	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	MW-mes	57,7	-	n.a.	44,3	-	n.a.
Total	MW-mes	1.537,2	1.256,9	22,3%	1.432,8	1.253,1	14,3%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	764,5	741,0	3,2%	728,9	602,5	21,3%

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)

	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
Central Tucumán ³	94,9%	90,5%	4,9%	88,2%	90,9%	(2,9)%
San Miguel de Tucumán ³	81,3%	79,8%	1,8%	65,8%	79,4%	(17,2)%
El Bracho TG	97,7%	100,0%	(2,3)%	96,1%	99,1%	(3,0)%
El Bracho TV	98,4%	-	n.a.	97,2%	-	n.a.
Loma Campana Este	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-
Loma Campana I	14,9%	66,5%	(77,6)%	25,5%	59,7%	(57,2)%
Loma Campana II	95,1%	100,0%	(4,9)%	86,0%	99,3%	(13,4)%
La Plata Cogeneración I ³	71,5%	81,1%	(11,8)%	76,2%	83,7%	(8,9)%
La Plata Cogeneración II ⁴	103,8%	-	n.a.	104,3%	-	n.a.
Motores Manantiales Behr ⁴	100,0%	-	n.a.	100,0%	-	n.a.
Total²	86,9%	87,5%	(0,7)%	81,8%	87,1%	(6,1)%
Central Dock Sud ³	87,9%	85,2%	3,2%	83,8%	69,3%	21,0%

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)	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 440/21	15.350	16.710	(8,1)%	43.531	57.815	(24,7)%
Ingreso por combustible y transporte	9.905	6.963	42,3%	25.590	17.838	43,5%
PPA con CAMMESA	55.176	27.201	102,8%	157.662	79.723	97,8%
PPA con YPF S.A.	28.644	17.367	64,9%	73.006	49.271	48,2%
PPA con otros privados	10.769	3.192	237,4%	28.667	7.695	272,5%
Subtotal	119.844	71.433	67,8%	328.456	212.342	54,7%
Otros ingresos por servicios	567	1.313	(56,8)%	2.557	2.766	(7,6)%
Total	120.411	72.746	65,5%	331.013	215.108	53,9%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD.

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)						
	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 440/21	12,7%	23,0%	(44,5)%	13,2%	26,9%	(51,1)%
Ingreso por combustible y transporte	8,2%	9,6%	(14,1)%	7,7%	8,3%	(6,8)%
PPA con CAMMESA	45,8%	37,4%	22,5%	47,6%	37,1%	28,5%
PPA con YPF S.A.	23,8%	23,9%	(0,4)%	22,1%	22,9%	(3,7)%
PPA con otros privados	8,9%	4,4%	103,8%	8,7%	3,6%	142,1%
Subtotal	99,5%	98,2%	1,4%	99,2%	98,7%	0,5%
Otros ingresos por servicios	0,5%	1,8%	(73,9)%	0,8%	1,3%	(39,9)%
Total	100,0%	100,0%	-	100,0%	100,0%	-

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

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)							
		3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga ¹	66,0%	60,2%	9,6%	60,1%	60,2%	(0,2)%
	Factor de disponibilidad	96,0%	99,1%	(3,1)%	96,9%	99,2%	(2,2)%
Parque Eólico Los Teros ²	Factor de carga ¹	56,3%	-	n.a.	52,4%	-	n.a.
	Factor de disponibilidad	90,8%	-	n.a.	93,2%	-	n.a.

1. Corresponde a la energía generada.

2. No incluye el mes de mayo 2021 de PELT II por escalonamiento de entrada en potencia durante el mes.

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)						
	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	831	751	10,7%	831	751	10,7%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	951	675	40,9%	2.524	1.736	45,4%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	33%	29%	13,8%	33%	29%	13,8%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	37%	23%	60,9%	35%	24%	45,8%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 9M21 para toda la compañía alcanzó 81,8%, 6,1% menor que en 9M20. Sin embargo, la energía y el vapor entregado en 9M21 fue 44,1% y 50,7% superior a 9M20, respectivamente.

La Central Tucumán experimentó una disminución en 9M21 de su disponibilidad comercial y energía vendida del 2,9% y 14,7%, respectivamente, esta caída se explica principalmente por un mantenimiento programado en 1T21 y un menor requerimiento del sistema que afectó el despacho de la central. Por otro lado, si bien en el 3T21 la disponibilidad fue 4,9% mayor que 3T20, se registró una generación ligeramente inferior por menor demanda del sistema para dicha región. La Central San Miguel también vio disminuida su disponibilidad comercial y venta de energía en 17,2% y 38,7% respectivamente, principalmente explicado por el mantenimiento programado mayor que duró todo el 2T21 y, finalizó los primeros días de julio de 2021. Por otro lado, durante el trimestre tanto la disponibilidad como la venta de energía aumentaron 1,8% y 18,6%, respectivamente. Este aumento de la generación respecto a Central Tucumán radica en que al evacuar la generación por la línea de 500 kV resultó más eficiente ante el requerimiento del sistema que generara San Miguel que Central Tucumán que utiliza una línea de 132 kV.

La Central Térmica El Bracho incrementó significativamente su generación pasando de 100 GWh en 9M20 a 2.585 GWh en 9M21, gracias a la entrada en operación de la TV, lo cual naturalmente incrementó la eficiencia de la planta favoreciendo su despacho. Por otro lado, la disponibilidad comercial de la TG disminuyó 3% ya que las mayores horas de operación reflejaron una mayor limitación en potencia en la TG según las temperaturas que se dieron en sitio versus su condición stand-by.

En cuanto a Loma Campana Este, si bien mantuvo su disponibilidad comercial en línea con el año anterior, la potencia contratada disminuyó por menor demanda total de la UTE Loma Campana. Sin embargo, la energía vendida aumentó 14,4% en 9M21, principalmente como consecuencia de 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 disminuyeron en 9M21 57,2% y 56,8%, respectivamente, debido dos fallas registradas en el *supercore* durante el período que mantuvo a la máquina fuera de servicio por 118 días durante 6M21 (de enero a mayo) y 78 días acumulados la segunda falla durante 3T21. Esto fue parcialmente compensado en comparación con 2020 por una falla registrada en abril que mantuvo a la máquina fuera de servicio hasta mediados de junio de dicho año. A la fecha del presente informe la central aún se encuentra fuera de servicio, estimando su puesta en servicio para el mes de diciembre de este año.

Loma Campana II disminuyó tanto su disponibilidad comercial como la generación en 13,4% y 56,4%, respectivamente, debido a una falla en el *supercore* que dejó fuera de operación a la máquina durante 24 días en 1T21 sumado a una salida de servicio de 4 días durante 3T21. Adicionalmente, condiciones de mercado de costo y cupo de gas limitaron su despacho durante gran parte de 9M21.

La Plata Cogeneración I tuvo una disponibilidad 8,9% menor que en 9M20 y al mismo tiempo tuvo una disminución de la energía y el vapor vendidos del 8,1% y 10%, respectivamente. Esto se debió a que la afectación en el agua de alimentación para producir vapor durante 9M21 terminó impactando tanto en la energía, como en la disponibilidad y en la producción de vapor, ya que se priorizó el abastecimiento en LPCII para concluir los ensayos pendientes.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró en 9M21 un factor de capacidad del 60,1%, en línea con el año anterior. A pesar de esto, la energía vendida disminuyó 2,1% por mayores restricciones de despacho en la red de transmisión a la cual se encuentra vinculada el parque, dadas por el nuevo ingreso de generación en el área. Durante 3T21 el Parque Eólico registró un factor de capacidad récord del 66% (con un pico del 74% durante el mes de julio), 9,6% mayor que en 3T20. Como consecuencia la venta de energía durante el trimestre aumentó 6,6%.

El Parque Eólico Los Teros tuvo un factor de carga del 52,4% durante 9M21 y del 56,3% en 3T21. La participación de YPF Luz en el MATER sobre la capacidad instalada alcanzó un 33% en 3T21, aumentando 13,8% año contra año. La cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida durante el 2T21 alcanzó el 37%, lo que muestra el aprovechamiento del recurso natural junto con la eficiencia proveniente de la tecnología de vanguardia utilizada en nuestros parques eólicos por encima del promedio del resto de los parques de energías renovables del país.

Central Dock Sud tuvo un aumento tanto en la disponibilidad comercial como en la energía vendida en 21% y 28%, respectivamente, durante 9M21 dado que se realizó un mantenimiento en el ciclo combinado seguido de una falla en la TG N°9 desde junio hasta mediados de julio de 2020.

CAPEX

Proyectos en Construcción

Planta	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ¹ (%)
Cañadón León	Provincia de Santa Cruz	123	Privado/ CAMMESA	Eólica	4T21	\$ 189	97%

1. Corresponde al grado de avance físico a cierre del mes de octubre del 2021.

Las actividades desarrolladas durante el tercer trimestre de 2021 en la construcción del Parque Eólico Cañadón León fueron las siguientes: se completó el comisionado de 21 aerogeneradores a potencia reducida y una vez que se cuente con la subestación energizada se completarán pruebas a potencia plena. Se estima que se finalizará con estas tareas a principios del mes de noviembre. También se iniciaron pruebas y comisionado con las transportistas Transpa y Transener en la subestación eléctrica propia y en la ampliación de la subestación de Pico Truncado. Se están realizando los ensayos finales sobre los tableros de protecciones y control.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.09.2021			30.06.2021			Var. t/t		
	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Corp. + Restr. Subs. (a)	Unrestr. Subs. (b)	Consolidado (c)	Var. t/t (a)	Var. t/t (b)	Var. t/t (c)
Corto Plazo ²	179.397	6.504	185.901	272.993	4.363	277.356	(34,3)%	49,1%	(33,0)%
Largo Plazo ³	645.962	55.561	701.523	633.477	58.048	691.525	2,0%	(4,3)%	1,4%
Deuda Bruta	825.359	62.065	887.424	906.470	62.411	968.881	(8,9)%	(0,6)%	(8,4)%
Caja y Equivalentes ⁴	90.221	183	90.404	118.746	104	118.850	(24,0)%	76,0%	(23,9)%
Deuda Neta	735.138	61.882	797.020	787.724	62.307	850.031	(6,7)%	(0,7)%	(6,2)%
Adj. EBITDA LTM ⁵	318.648	(746)	317.902	281.816	(859)	280.957	13,1%	(13,2)%	13,1%
Deuda Neta/ Adj. EBITDA LTM	2,31x ⁶	N/D	2,51x	2,80x ⁶	N/D	3,03x	(17,5)%	n.a.	(17,1)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada periodo según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 30.06.2021: 95,6 ARS/USD; 30.09.2021: 98,6 ARS/USD.

2. Incluye al 30/06/2021 k 420 30/09/21 USD k 214 y de otros pasivos financieros.

3. Incluye al 30/06/2021 k 1.975 y al 30/09/21 USD k 1.578 de pasivo por arrendamiento (nota 16 EE.FF.).

4. Incluye al 30/06/2021 k 1.053 y al 30/09/21 USD k 1.936 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: 3T20: 73,2 ARS/USD; 4T20: 80,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97 ARS/USD.

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

A nivel consolidado, la caja y equivalentes a septiembre de 2021 disminuyó 24% comparado con el trimestre anterior. Esto se explica principalmente por la cancelación de deuda y el pago de sus intereses, así como también por los pagos de CAPEX para la finalización del proyecto en construcción.

El ratio de deuda neta/EBITDA ajustado pasó de 2,8 en 2T21 a 2,5 en 3T21, disminuyendo 17,5%. Esto se debe a un aumento del 13,1% del EBITDA ajustado de los últimos 12 meses sumado una disminución en la deuda neta del 6,7%.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental						
	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	354	156	126,5%	884	412	114,3%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	13,5%	9,6%	40,4%	12,0%	8,1%	48,6%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	1.021.165	666.635	53,2%	2.874.348	2.123.067	35,4%
Intensidad emisiones GEI ³	0,316	0,338	(6,5)%	0,318	0,337	(5,6)%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ⁴	205.235	67.588	203,7%	472.534	198.974	137,5%
Extracción de agua (ktn) ²	2.738	1.488	84,0%	7.786	4.725	64,8%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	586	119	390,7%	1.807	337	436,1%
Residuos (kg)	57.349	38.447	49,2%	183.416	135.101	35,8%

1. No incluye Central Dock Sud

2. Datos extraídos del reporte APA.

3. Se calcula como: emisiones GEI (tCO₂e)/energía eléctrica producida (MWh).

4. Datos calculados con la agencia EPA de Estados Unidos teniendo en cuenta la energía eléctrica producida por el PEMB y PELT en cada período.

La intensidad energética del 3T21 disminuyó un 6,5% con respecto al mismo período del año anterior potenciado principalmente por la puesta en marcha del Parque Eólico Los Teros I y Los Teros II.

En el 3T21 publicamos nuestro tercer reporte de Sustentabilidad, que reporta sobre 11 ODS y 25 metas, y cuenta con una verificación externa de 10 indicadores ASG. En la gestión de Recursos Humanos, la formación de colaboradores de 2021 se incrementó un 15,5% respecto de las horas acumuladas en el mismo período de 2020. Además, en septiembre iniciamos el Programa de Liderazgo para el Siglo XXI junto al ITBA con 29 colaboradores.

Respecto a la seguridad de nuestros trabajadores, este trimestre no se registraron accidentes computables con pérdida de días. Por la situación Covid 19, el Comité de Crisis continuó monitoreando la evolución de contagios y vacunaciones, y reforzando la aplicación de los protocolos para minimizar contactos estrechos intralaborales. Al 3T21, el 93% de nuestros colaboradores contaba con la primera dosis de la vacuna Covid 19 y 45% con la segunda dosis.

En inversión social, realizamos 4 capacitaciones de energías renovables, térmica y de seguridad. Retomamos las acciones presenciales de voluntariado y llevamos adelante 5 talleres de "Vos y la Energía" en escuelas primarias. Donamos insumos, sanitizantes, barbijos, máscaras faciales a 9 instituciones cercanas a nuestras operaciones y lanzamos una campaña de donación de libros. Para mejorar nuestra cadena de valor, habilitamos Compras Inclusivas Responsables para facilitar la participación de organizaciones productivas con integrantes en situaciones de vulnerabilidad.

Social						
	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
Horas de formación de empleados	11.994	12.440	(3,6)%	28.464	24.649	15,5%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	0,52	0,79	(34,2)%	0,26	0,24	8,3%
Horas de voluntariado	50	59	n.a.	89	117	(23,9)%

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

Gobierno Corporativo

En el 3T21 se continuó el testeo de la Matriz de Riesgos y Controles Corporativa con el fin de verificar su diseño y efectividad. Además, se continuó con el proceso de adecuación de la documentación de soporte para asegurar la trazabilidad, respaldo e integridad de cada uno de los procesos y se avanzó en la revisión de los procesos críticos, sus procedimientos, flujogramas y controles asociados, habiendo completado ya el 59%.

En línea con nuestro Programa de Capacitaciones de Compliance, continuamos brindando entrenamientos de Prevención de Corrupción Nivel 2, con foco en el cumplimiento de la normativa aplicable y las medidas de prevención de la Compañía e iniciamos entrenamientos Nivel 3. Además, continuamos con el programa de capacitaciones a Terceros Críticos sobre el Código de Ética y Conducta de YPF Luz y las Políticas de Compliance.

Hechos Relevantes del Período y Posteriores

Hechos Relevantes del Período

Cambio de Sede Social

Con fecha 1 de julio de 2021 se informó que el Directorio de la Sociedad resolvió trasladar la sede social a la calle Macacha Güemes 515, Piso 3° (C1106BKK), Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Renuncia de Director Suplente

Con fecha 22 de julio de 2021 el Directorio de la Sociedad aprobó la renuncia del señor Amanuel Haile Mariam al cargo de Director Suplente para el que fuera elegido por el accionista Clase B en la reanudación del cuarto intermedio de la Asamblea anual ordinaria del día 28 de mayo de 2021. Dicha renuncia manifiesta obedecer a motivos de índole personal y no resulta intempestiva ni dolosa, ni afecta el normal funcionamiento del Cuerpo.

Cambio en la Calificación de Riesgo de las Obligaciones Negociables

Con fecha 9 de agosto de 2021 Fitch Ratings resolvió subir de A+(arg) a AA(arg) la calificación de emisor de largo plazo de YPF Luz y de sus instrumentos, implicando ello una mejora de dos escalones respecto a su calidad crediticia individual. Asimismo, resolvió asignar A1+(arg) la calificación de emisor de corto plazo y de sus instrumentos.

Designación de Director Suplente

Con fecha 19 de agosto de 2021 se designó a la Sra. Gabriela Dietrich como Directora Suplente por la Clase B de Acciones de la Sociedad, en reemplazo del señor Amanuel Haile Mariam.

Emisión de Obligaciones Negociables Clase VIII y IX

Con fecha 25 de agosto de 2021 la Compañía emitió las Obligaciones Negociables Clase VIII y IX por un monto total de USD 64,6 millones bajo instrumentos dólar linked. La Clase VIII se emitió con vencimiento a un año por un monto total de USD 36,9 millones y un cupón del 0%. La Clase IX se emitió con vencimiento a 3 años, con amortización de capital en febrero, mayo y agosto de 2024, por un monto total de USD 27,7 millones y un cupón del 3,5%.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	30.09.2021	31.12.2020	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.679.491	1.631.232	3,0%
Activos intangibles	4.993	5.235	(4,6)%
Activos por derecho de uso	16.637	15.875	4,8%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	72.483	64.371	12,6%
Otros créditos	8.606	42.082	(79,5)%
Activos por impuesto diferido	11.403	6.634	71,9%
Total del activo no corriente	1.793.613	1.765.429	1,6%
Activo corriente			
Otros créditos	41.677	42.109	(1,0)%
Créditos por ventas	137.560	108.059	27,3%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	9.208	44.510	(79,3)%
Efectivo y equivalentes de efectivo	79.260	170.096	(53,4)%
Total del activo corriente	267.705	364.774	(26,6)%
TOTAL DEL ACTIVO	2.061.318	2.130.203	(3,2)%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	85.280	100.083	(14,8)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	779.054	742.211	5,0%
TOTAL DEL PATRIMONIO	864.334	842.294	2,6%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	2.007	1.578	27,2%
Pasivos por impuesto diferido, netos	176.005	122.948	43,2%
Pasivos por arrendamientos	10.394	10.258	1,3%
Préstamos	699.945	700.245	(0,0)%
Otros pasivos financieros	-	71	(100,0)%
Total del pasivo no corriente	888.351	835.100	6,4%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	760	1.578	(51,8)%
Impuesto a las ganancias a pagar	34.189	5.555	515,5%
Remuneraciones y cargas sociales	6.520	5.451	19,6%
Pasivos por arrendamientos	2.747	2.712	1,3%
Préstamos	185.687	345.397	(46,2)%
Otros pasivos financieros	214	902	(76,3)%
Cuentas por pagar	78.516	91.214	(13,9)%
Total del pasivo corriente	308.633	452.809	(31,8)%
TOTAL DEL PASIVO	1.196.984	1.287.909	(7,1)%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.061.318	2.130.203	(3,2)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada periodo según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 31.12.2020: 84,1 ARS/USD; 30.09.2021: 98,6 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
Ingresos	120.410	72.748	65,5%	331.012	215.109	53,9%
Costos de producción	(55.770)	(34.725)	60,6%	(153.939)	(100.188)	53,7%
Resultado bruto	64.640	38.023	70,0%	177.073	114.921	54,1%
Gastos de administración y comercialización	(5.815)	(6.361)	(8,6)%	(22.455)	(22.318)	0,6%
Otros resultados operativos, netos	4.826	2.558	88,7%	17.588	9.662	82,0%
Resultado operativo	63.651	34.220	86,0%	172.206	102.265	68,4%
Resultado por participación en negocios conjuntos	151	1.916	(92,1)%	(2.816)	2.984	n.a.
Resultados financieros, netos	(14.259)	(485)	2840,0%	(53.908)	(8.887)	506,6%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	49.543	35.651	39,0%	115.482	96.362	19,8%
Impuesto a las ganancias	(55.808)	(13.781)	305,0%	(101.837)	(36.719)	177,3%
Resultado neto del período	(6.265)	21.870	n.a.	13.645	59.643	(77,1)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	3T21	3T20	Var. a/a	9M21	9M20	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS						
Resultado neto del período	(6.265)	21.870	n.a.	13.645	59.643	(77,1)%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:						
Resultados por participación en negocios conjuntos	(151)	(1.916)	(92,1)%	2.816	(2.984)	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	23.807	14.783	61,0%	67.187	44.401	51,3%
Depreciación de activos por derecho de uso	472	284	66,2%	1.243	852	45,9%
Amortización de activos intangibles	67	-	n.a.	245	-	n.a.
Baja de propiedades, planta y equipo	2.079	987	110,6%	5.273	1.642	221,1%
Resultados financieros, netos	14.259	485	2840,0%	53.908	8.888	506,5%
Movimiento de provisiones del pasivo	37	224	(83,5)%	155	356	(56,5)%
Cargo por impuesto a las ganancias	55.808	13.781	305,0%	101.837	38.510	164,4%
Cargo por impuesto a las ganancias relacionado con activos mantenidos para la venta	-	-	n.a.	-	(1.790)	100,0%
Aumento de provisión por obsolescencia	-	-	n.a.	786	-	n.a.
Dividendos cobrados	-	-	n.a.	-	5.550	(100,0)%
Cambios en activos y pasivos operativos:						
Créditos por ventas	20.714	(3.559)	n.a.	(43.768)	6.842	n.a.
Otros créditos	(12.318)	7.631	n.a.	(5.372)	(9.791)	(45,1)%
Cuentas por pagar	15.301	(2.465)	n.a.	17.967	(19.348)	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	310	1.318	(76,5)%	1.977	1.199	64,9%
Cargas fiscales	(21.402)	3.134	n.a.	(1.101)	4.025	n.a.
Activos y pasivos mantenidos para la venta	-	(4.777)	100,0%	-	(3.647)	100,0%
Pago de impuesto a las ganancias	(7.885)	-	n.a.	(7.897)	-	n.a.
Intereses cobrados	4.011	2.499	60,5%	8.055	5.783	39,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	88.844	54.279	63,7%	216.956	140.131	54,8%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(20.467)	(27.708)	(26,1)%	(123.456)	(145.672)	(15,3)%
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	-	-	n.a.	-	(23.709)	100,0%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	-	(117)	100,0%	(84)	(30.806)	(99,7)%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	-	-	n.a.	-	(561)	
Adquisición de activos financieros	(4.865)	(31.525)	(84,6)%	(4.865)	(115.262)	(95,8)%
Liquidación de activos financieros	8.547	51.109	(83,3)%	8.547	166.943	(94,9)%
Equivalente de efectivo restringidos	13.388	5	267.660,0%	35.333	(3.249)	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(3.397)	(8.236)	(58,8)%	(84.525)	(152.316)	(44,5)%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN						
Préstamos obtenidos	190.763	(138)	n.a.	414.718	89.538	363,2%
Préstamos obtenidos de activos mantenidos para la venta	-	-	n.a.	-	60.105	(100,0)%
Cancelación de préstamos	(260.687)	(55.351)	371,0%	(565.212)	(135.579)	316,9%
Pago de pasivos por arrendamientos	(705)	(74)	852,7%	(2.052)	(1.248)	64,4%
Pago de intereses y otros costos financieros	(30.818)	(30.071)	2,5%	(68.905)	(73.251)	(5,9)%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(101.447)	(85.634)	18,5%	(221.451)	(60.435)	266,4%
(Disminución) Aumento neto del efectivo	(16.000)	(39.591)	(59,6)%	(89.020)	(72.620)	22,6%
Efecto traslación sobre los Estados Financieros	44	(8.563)	n.a.	(1.816)	(5.716)	(68,2)%
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	-	n.a.	-	(3.991)	100,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio ²	95.216	211.695	(55,0)%	170.096	245.869	(30,8)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período²	79.260	163.541	(51,5)%	79.260	163.542	(51,5)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 2T20: 67,5; 3T20: 73,2 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD; 2T21: 93,9 ARS/USD; 3T21: 97,0 ARS/USD.

2. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada período según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 31.12.2019: 59,8 ARS/USD; 30.06.2020: 70,4 ARS/USD; 30.09.2020: 76,1 ARS/USD; 31.12.2020: 84,1; 30.06.2021: 95,6 ARS/USD; 30.09.2021: 98,6 ARS/USD.

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