

YPF
LUZ



Motores Manantiales Behr
Chubut

ANUNCIO DE RESULTADOS
1° Trimestre 2021

YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 73 millones en 1T21, 43% más que en 1T20

Buenos Aires, 10 de mayo de 2021 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados para el primer trimestre de 2021 terminado el 31 de marzo de 2021.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo ¹ (cifras no auditadas)			
	1T21	1T20	Var. a/a
Ingresos (k USD)	98.443	72.525	35,7%
EBITDA ajustado (k USD) ²	72.330	52.541	37,7%
EBITDA (k USD)	73.039	51.198	42,7%
Margen EBITDA (%)	74,2%	70,6%	5,1%
Resultado del Período (k USD)	18.437	24.303	(24,1)%
Inversiones	72.457	123.530	(41,3)%
Capacidad Instalada EoP ³ (MW)	2.285	1.838	24,3%
Energía Vendida (GWh)	2.411	1.739	38,7%
Energía Térmica	2.179	1.610	35,3%
Energía Renovable	232	129	79,9%
Producción de Vapor (k tn.)	630	418	50,8%
Disponibilidad Energía Térmica	80,7%	83,9%	(3,8)%
Factor de Carga Energía Renovable ⁴	50,0%	60,4%	(17,2)%

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; 1T21: 88,6 ARS/USD.

2. La reconciliación del EBITDA ajustado se encuentra en la página 5 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. Ponderado por la capacidad instalada (MW) de los parques eólicos.

- La venta total de energía fue 2.411 GWh, 38,7% mayor que en 1T20.
- La venta de vapor durante 1T21 aumentó 50,8% comparado con 1T20, alcanzando 630 mil toneladas.
- La venta de energía renovable fue de 232 GWh, 79,9% mayor que el año anterior.
- Las ventas fueron de USD 98,4 millones, 35,7% mayor que en 1T20.
- En 1T21 el EBITDA alcanzó USD 73 millones, 42,7% más que el año anterior.
- Al cierre del 1T21 la capacidad instalada de la Compañía alcanzó los 2.285 MW, 24,3% mayor al 1T20.

CALL DE RESULTADOS 1T21

Conference Call

11 de mayo 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/2RxXSno>

Contacto de Relación con Inversores

Martín Taraciuk

Teléfono: +54911 3811-4385

Emails:

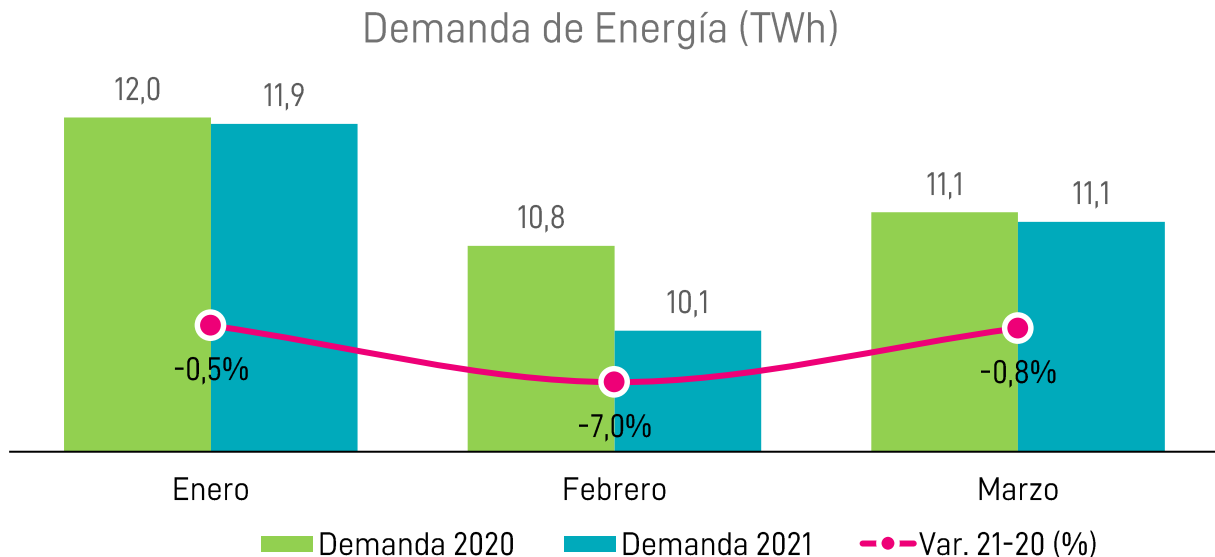
martin.h.taraciuk@ypf.com

Inversores.ypfee@ypf.com

Web: ypfluz.com/RI

Situación del Mercado Eléctrico Argentino

Durante el primer trimestre del 2021 la demanda de energía eléctrica alcanzó los 33.082 GWh¹. Esto significó una disminución de 2,6% respecto al mismo período de 2020 (33.982 GWh). Esto se debió principalmente a la caída de la actividad comercial causada por la pandemia del Covid-19, y en el mes de marzo particularmente, a que las temperaturas fueron menores a las presentadas durante marzo de 2020, impactando en una caída del 4,5% de esta demanda.



Fuente: CAMMESA

Por un lado, la demanda de distribución, que incluye a los grandes usuarios bajo el distribuidor (GUDIs) y representó un 82% de la demanda total del sistema en 1T21, cayó 4,0% respecto a 1T20. Esto se debe a una caída de la demanda residencial del 3,7%, principalmente explicado por una menor demanda en los meses de febrero y marzo de 2021, y a una caída del 4,4% de la demanda comercial consecuencia de la reducción en la actividad económica.

Con respecto a las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales (dentro de las distribuidoras) con demandas menores a los 300 kW, éstas se encuentran fijas en pesos desde abril 2019, por lo que las tarifas reexpresadas en dólares presentaron una caída del 30%. En el caso de los GUDI, en febrero la Secretaría de Energía, mediante la Resolución SE 131/2021, aprobó con vigencia a partir de marzo 2021 los nuevos precios estabilizados de energía, lo que hizo que la tarifa en dólares aumentara 30% año contra año. Estas tarifas establecidas para marzo 2021 fueron un 5% superiores a los costos medios de energía de dicho mes.

Por otro lado, los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el restante 18% del total de la demanda, registraron un aumento del 4,4% en su consumo, explicado por la recuperación que hubo en algunas industrias respecto al inicio del 2020.

Al 31 de marzo de 2021 Argentina cuenta con una potencia instalada de 42.286 MW, habiendo aumentado un 5,3% comparado con el mismo período del año anterior. El 59,9% de la potencia instalada corresponde a fuentes de origen térmico, 25,6% a fuentes de generación hidroeléctrica, 4,2% a centrales nucleares y 10,4% a fuentes de origen renovable no convencional (con un crecimiento del 45% respecto al 31 de marzo 2020).

Durante 1T21 se incorporaron al sistema 382 MW, en su totalidad de origen renovable (367 MW eólicos, 14 MW de biogás, 0,5 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y 0,5 MW solar)², correspondientes a proyectos adjudicados en las licitaciones de RenovAr y contratos del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER). A su vez, salieron de funcionamiento 47 MW de centrales térmicas ineficientes (motores diésel y turbinas de vapor).

¹ De acuerdo a la última información disponible de CAMMESA, publicada el 15 de abril de 2021. Esta información no es definitiva y será revisada durante los próximos meses.

² Adicionalmente, ingresaron en operación 35,1 MW de los motogeneradores de Manantiales Behr, en marzo 2021 como auto generador para la demanda local de yacimientos.

La generación en 1T21 cayó un 0,1% respecto a la generación en 1T20, alcanzando los 35.326 GWh. La caída en la generación es menor que la caída en la demanda debido a un incremento en las exportaciones, principalmente explicado por un significativo aumento de las exportaciones a Brasil durante los primeros dos meses del año, consecuencia de la sequía en el sur de Brasil. En el 1T21 se exportaron 1.093 GWh, cuatro veces las exportaciones del mismo período del 2020.

La generación térmica y la hidroeléctrica continúan siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda, con una participación del 64,5% y 18%, respectivamente. Si bien el Río Paraná tuvo un caudal inferior a la media histórica, este fue similar al del 1T20, siendo un 4% la caída de la generación de Yacyretá respecto al mismo período de 2020. Caso contrario, el Río Uruguay presentó un caudal promedio mayor al del 1T20 (principalmente en febrero 2021) y la generación de Salto Grande aumentó un 66%.

La energía nuclear representó un 5,4% de la generación de 1T21, presentando una caída del 24% respecto al 1T20, principalmente debido a que Atucha II estuvo fuera de servicio por mantenimiento hasta mediados de marzo 2021 (desde octubre 2020). Las ERNC representaron un 11,2% de la generación, aumentando en un 42% la energía generada respecto al 1T20.

La generación eólica es la principal fuente de ERNC del país (71,9%), seguido por la solar (13,4%), hidroeléctrica renovable (9,3%) y biocombustibles (5,5%). El factor de capacidad para cada tecnología fue de 45,4% para el eólico, 25,1% para el solar, 33,3% para las hidroeléctricas renovables y 85,2% para los biocombustibles.

El gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación, representando un 91% del combustible total consumido por las centrales térmicas durante el 1T21. El consumo alcanzó los 4.511 MMm³ o 50,12 MMm³/d representando una caída de 6,7% respecto al mismo período del año anterior. La generación se complementó con un consumo promedio de 4,94 MMm³ de gas equivalente de combustibles líquidos y carbón.

Durante 1T21, la oferta de energía se completó con cerca de 77,8 GWh importados de Brasil, Uruguay y Paraguay de origen renovable e hidroeléctrico. Estos valores corresponden a una disminución del 14,1% de la importación dado que los aportes de los ríos Uruguay y Paraguay fueron inferiores impactando en menores excedentes de energía en las centrales binacionales.

Como resultado de la operación, durante 1T21 el costo medio de generación alcanzó 57,8 USD/MWh³, siendo 3,6% menor que el mismo período del año anterior.

El precio estacional, fijo desde abril 2019 a valores de la Resolución SEE N°14/2019 presentó en el 1T21 sus valores mínimos en dólares promediando los 20,9 USD/MWh y 23,8 USD/MWh para residencial y no residencial, respectivamente, dando un promedio ponderado por la demanda de 22,3 USD/MWh. En consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue aproximadamente 61,5% para el trimestre, aumentando un 15% respecto al 1T20.

En el caso de los GUDI, el precio fue aproximadamente 43,1 USD/MWh, lo que representó un subsidio aproximado del 26% para el 1T21. De todas formas, a partir de la entrada en vigor de la Resolución SE 131/2021 en marzo de 2021, el precio de los GUDI fue de 60,9 USD/MWh, 5% superior al costo medio del sistema para dicho mes.

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

EBITDA

EBITDA por activo¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	1T21	1T20	Var. a/a
Complejo Tucumán	7.877	13.940	(43,5)%
El Bracho TG + TV	39.732	15.687	153,3%
Loma Campana Este	160	373	(57,1)%
Loma Campana I	382	5.663	(93,2)%
Loma Campana II	4.720	9.020	(47,7)%
La Plata Cogeneración I	3.774	5.398	(30,1)%
La Plata Cogeneración II	6.181	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	1.979	-	n.a.
PE Manantiales Behr	7.019	7.388	(5,0)%
PE Los Teros I	5.922	-	n.a.
Subtotal	77.746	57.469	35,3%
Corporación y eliminaciones ²	(4.707)	(6.271)	(24,9)%
Total	73.039	51.198	42,7%

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; 1T21: 88,6 ARS/USD.

2 Incluye gastos corporativos.

Las ventas totales de la compañía alcanzaron USD 98,4 millones durante 1T21, aumentando 35,7% comparado con 1T20. Esto se explica por la entrada en operación de los nuevos proyectos que tuvieron COD en el 4T20 y a fines del 1T21, parcialmente compensado por: (i) no haberse ajustado por inflación la Resolución N°31/20 sumado a la depreciación del Peso Argentino; (ii) la indisponibilidad de Loma Campana I y II por fallas operativas; y (iii) menor volumen de energía vendida en el Complejo Tucumán.

Con respecto a los costos operativos (excluyendo amortizaciones y gasto de combustible), se registró un aumento del 20,9% en 1T21 comparado con 1T20, explicado por: (i) el incremento de sueldos y cargas sociales; (ii) el aumento en costos de mantenimiento y materiales; y (iii) mayores gastos en seguros también por la entrada en operación de las nuevas plantas.

En consecuencia, el EBITDA de la compañía alcanzó USD 73 millones en el 1T21, 42,7% mayor que en 1T20.

El Complejo Tucumán vio disminuido su EBITDA 43,5% en 1T21 comparado con el mismo período del año anterior como consecuencia de no haberse ajustado por inflación la Resolución N°31/20 sumado a la depreciación del Peso Argentino y acompañado por un menor despacho de energía de la central y mayores costos de mantenimiento.

La Central térmica El Bracho incrementó su EBITDA 153,3% o USD 24 millones durante 1T21 comparado con 1T20 principalmente por la entrada en funcionamiento de la nueva de turbina de vapor durante el 4T20, lo que a su vez incrementó el despacho de la turbina de gas. Adicionalmente, se registró el reconocimiento del seguro por la demora en el inicio comercial vinculado al proyecto de cierre de ciclo de la Central Térmica El Bracho como consecuencia al hundimiento del barco que transportaba provisiones para el mismo por un monto de USD 7,2 millones.

Loma Campana Este redujo su EBITDA 57,1% en 1T21 comparado con el año anterior explicado por un menor volumen de energía vendida y menor remuneración por potencia, parcialmente compensado por menores costos de mantenimiento.

En el caso de Loma Campana I su EBITDA disminuyó 93,2% en 1T21, lo que se explica por la falla en la unidad *supercore* que mantuvo a la central fuera de servicio durante 80 días durante el trimestre, sumado a que en 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.

Loma Campana II tuvo una disminución del EBITDA del 47,7%. La falla que mantuvo a la planta fuera de servicio hasta el 24 de enero, sumado al menor despacho por las condiciones de mercado afectaron negativamente los resultados del trimestre. 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 una disminución del EBITDA del 30,1% durante los 1T21 comparado con 1T20 como consecuencia de no haberse ajustado por inflación la Resolución N°31/20 sumado a la depreciación del Peso Argentino y junto con menor generación de energía y vapor por la afectación en el agua de alimentación para la producción de vapor, teniendo en cuenta que se priorizó el abastecimiento en LPC II para concluir los ensayos pendientes.

El Parque Eólico Manantiales Behr registró un EBITDA de USD 7 millones en 1T21, levemente inferior al 1T20 fundamentalmente por la baja en el nivel de factor de carga.

Los nuevos proyectos de La Plata Cogeneración II, los Motores Manantiales Behr, y el Parque Eólico Los Teros I sumaron al EBITDA en 1T21 USD 14,1 millones.

Reconciliación del EBITDA ajustado¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	1T21	1T20	Var. a/a
EBITDA	73.039	51.198	42,7%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(709)	1.343	n.a.
EBITDA ajustado	72.330	52.541	37,7%

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; 1T21: 88,6 ARS/USD.

Operaciones y Ventas

En la siguiente tabla 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	1T21	1T20	Var. a/a
Complejo Tucumán	GWh	897,9	1.013,5	(11,4)%
El Bracho TG	GWh	512,1	44,0	1.064,4%
El Bracho TV	GWh	367,5	-	n.a.
Loma Campana Este	GWh	9,9	10,8	(8,7)%
Loma Campana I	GWh	40,7	181,6	(77,6)%
Loma Campana II	GWh	29,1	150,3	(80,6)%
La Plata Cogeneración I	GWh	200,2	209,8	(4,6)%
	k Tn	392,7	418,1	(6,1)%
La Plata Cogeneración II	GWh	120,9	-	n.a.
	k Tn	237,7	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	GWh	0,8	-	
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	118,1	129,2	(8,6)%
Parque Eólico Los Teros I	GWh	114,3	-	n.a.
Total	GWh	2.411,3	1.739,1	38,7%
	k Tn	630,4	418,1	50,8%
Central Dock Sud	GWh	1.152,4	1.338,8	(13,9)%

Datos Operativos Potencia (cifras no auditadas)				
	Unidad	1T21	1T20	Var. a/a
Complejo Tucumán ¹	MW-mes	673,5	652,9	3,2%
El Bracho TG	MW-mes	245,3	253,8	(3,3)%
El Bracho TV	MW-mes	191,1	-	n.a.
Loma Campana Este	MW-mes	5,0	12,0	(58,3)%
Loma Campana I	MW-mes	18,2	84,1	(78,3)%
Loma Campana II	MW-mes	74,0	103,4	(28,4)%
La Plata Cogeneración I ¹	MW-mes	98,4	102,0	(3,5)%
La Plata Cogeneración II	MW-mes	71,3	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	MW-mes	44,1	-	n.a.
Total	MW-mes	1.420,9	1.208,1	17,6%
Central Dock Sud ¹	MW-mes	646,7	714,8	(9,5)%

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

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)	1T21	1T20	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 31/20	13.696	20.475	(33,1)%
Ingreso por combustible y transporte	7.053	5.531	27,5%
PPA con CAMMESA	49.215	26.318	87,0%
PPA con YPF S.A.	19.981	17.516	14,1%
PPA con otros privados	7.362	2.224	231,0%
Subtotal	97.307	72.064	35,0%
Otros ingresos por servicios	1.136	461	145,9%
Total	98.443	72.525	35,7%

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; 1T21: 88,6 ARS/USD.

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)			
	1T21	1T20	Var. a/a
CAMMESA Res. N° 31/20	13,9%	28,2%	(50,7)%
Ingreso por combustible y transporte	7,2%	7,6%	(6,1)%
PPA con CAMMESA	50,0%	36,3%	37,8%
PPA con YPF S.A.	20,3%	24,2%	(16,0)%
PPA con otros privados	7,5%	3,1%	143,9%
Subtotal	98,8%	99,4%	(0,5)%
Otros ingresos por servicios	1,2%	0,6%	81,2%
Total	100,0%	100,0%	-

En las siguientes dos tablas se observa la disponibilidad comercial de energía térmica y energía renovable:

Factor de Disponibilidad Comercial Energía Térmica ¹ (%) (cifras no auditadas)			
	1T21	1T20	Var. a/a
Complejo Tucumán ³	81,2%	78,7%	3,2%
El Bracho TG	93,9%	97,1%	(3,3)%
El Bracho TV	96,5%	-	n.a.
Loma Campana Este	100%	100%	-
Loma Campana I	17,4%	80,1%	(78,3)%
Loma Campana II	70,3%	98,2%	(28,4)%
La Plata Cogeneración I ³	76,9%	79,7%	(3,5)%
La Plata Cogeneración II	99,1%	-	n.a.
Motores Manantiales Behr	76,3%	-	n.a.
Total²	80,7%	83,9%	(3,8)%
Central Dock Sud ³	74,4%	82,2%	(9,5)%

1. Se calcula como la capacidad remunerada/capacidad contratada.

2. Ponderado por la capacidad contratada total exceptuando CDS por su participación del 30%, PEMB y PELT I.

3. No incluye pérdida de disponibilidad por factor de uso.

Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)

		1T21	1T20	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	56,2%	60,4%	(7,0)%
	Factor de disponibilidad	98,1%	99,4%	(1,3)%
Parque Eólico Los Teros I	Factor de carga	45,0%	-	n.a.
	Factor de disponibilidad	97,1%	-	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)

	1T21	1T20	Var. a/a
Capacidad instalada total en el MATER (MW)	777	512	51,8%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	738	551	33,9%
Cuota de mercado de YPF Luz en la capacidad instalada (%)	28%	19%	47,4%
Cuota de mercado de YPF Luz en la energía vendida (%)	32%	23%	39,1%

La disponibilidad comercial de generación térmica en 1T21 para toda la compañía alcanzó 80,7%, 3,8% menor que en 1T20.

El Complejo de Generación Tucumán experimentó un aumento del 3,2% de su disponibilidad comercial en 1T21 contra 1T20 dado que durante este período de 2020 se realizó el mantenimiento de la TG N°2 en la Central de San Miguel. La energía vendida disminuyó 11,4% en 1T21 comparado con el año anterior debido a una baja en la demanda para esta central.

La Central Térmica El Bracho incrementó significativamente su generación pasando de 44 GWh en 1T20 a 879,6 GWh en 1T21, 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 3,3% 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 de la UTE Loma Campana. La energía vendida disminuyó 8,7% en 1T21, principalmente como consecuencia de una menor demanda de dicha UTE.

Con respecto a la central Loma Campana I, tanto la disponibilidad comercial como la generación disminuyeron en 1T21 78,3% y 77,6%, respectivamente, debido a una falla registrada en el *supercore* que mantuvo a la máquina fuera de servicio por 80 días durante el trimestre.

Loma Campana II disminuyó tanto su disponibilidad comercial como la generación en 28,4% y 80,6%, respectivamente, debido a falla en el *supercore* que dejó fuera de operación a la máquina durante 24 días. Adicionalmente, condiciones de mercado de costo y cupo de gas limitaron su despacho durante gran parte del trimestre.

La Plata Cogeneración I tuvo una disponibilidad 3,5% menor que en 1T20 y al mismo tiempo tuvo una disminución de la energía y el vapor vendidos del 4,6% y 6,1%, respectivamente. Esto se debió a que la afectación en el agua de alimentación para producir vapor durante el período 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 1T21 un factor de capacidad del 56,2%, 7% menor que el año anterior y como consecuencia la energía vendida disminuyó 8,6% por menor factor de capacidad del recurso y 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.

El Parque Eólico Los Teros I tuvo un factor de carga del 45% durante 1T21. La participación de YPF Luz en el MATER sobre la capacidad instalada alcanzó un 28% en 1T21, aumentando 47,4% año contra año. La cuota de participación de YPF Luz en la energía vendida durante el 1T21 alcanzó el 32%, 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 una disminución tanto en la disponibilidad comercial como en la energía vendida del 9,5% en 1T21 debido a la realización de un mantenimiento programado sobre el ciclo combinado.

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	122	CAMMESA	Eólica	3T21	\$ 164	93%
Los Teros II	Provincia de Buenos Aires	52	MATER	Eólica	2T21	\$ 70	95%
Total		174				\$ 234	

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

Con fecha 27 de marzo de 2021, se obtuvo la habilitación comercial de 3 de los 5 motores de Manantiales Behr por una capacidad instalada de 35 MW, y luego el 6 de abril de 2021 se obtuvo la habilitación comercial de los restantes 2 motores de modo de alcanzar una potencia total de 58 MW.

Las actividades desarrolladas durante el primer trimestre de 2021 en cada uno de los proyectos que siguen en construcción fue la siguiente:

En el Parque Eólico Cañadón León se hizo el completamiento mecánico de todos los aerogeneradores y ya se encuentran en condiciones para comisionarse. Se comenzó la instalación de equipamiento de playa de 132 KV. Se continúan al frente del trabajo en la subestación eléctrica y líneas de alta y media tensión.

En el Parque Eólico Los Teros II se finalizó el montaje de componentes principales de 12 aerogeneradores. Se finalizó el comisionado de un aerogenerador. Se avanza con trabajos de montajes de subestación y se inició su comisionado. A su vez, se obtuvo certificado de conveniencia y necesidad pública (CCyNP) por el ENRE.

Deuda

Deuda Financiera¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.03.2021			31.12.2020			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	293.107	3.668	296.775	343.212	3.087	346.299	(14,6)%	18,8%	(14,3)%
Largo Plazo ³	621.442	57.694	679.136	643.059	60.004	703.063	(3,4)%	(3,8)%	(3,4)%
Deuda Bruta	914.549	61.362	975.911	986.271	63.091	1.049.362	(7,3)%	(2,7)%	(7,0)%
Caja y Equivalentes ⁴	130.818	10.943	141.761	203.488	23.084	226.572	(35,7)%	(52,6)%	(37,4)%
Deuda Neta	783.731	50.419	834.150	782.783	40.007	822.790	0,1%	26,0%	1,4%
Adj. EBITDA LTM ⁵	250.010	(768)	249.242	230.230	(777)	229.453	8,6%	(1,2)%	8,6%
Deuda Neta/EBITDA LTM	3,13x ⁶	N/D	3,35x	3,40x ⁶	N/D	3,59x	(7,8)%	n.a	(6,7)%

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; 31.03.2021: 91,9 ARS/USD.

2. Incluye al 31/12/20 USD k 902 y al 31/03/21 USD k 671 y de otros pasivos financieros.

3. Incluye al 31/12/20 USD k 71 y al 31/03/21 USD k 3 de otros pasivos financieros. Al 31/12/20 USD k 2,747 y al 31/03/21 USD k 2,365 y de pasivo por arrendamiento (nota 16 EE.FF.).

4. Incluye al 31/12/20 USD k 11.966 y al 31/03/21 USD k 3.908 otros activos financieros y 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: 1T20: 61,3 ARS/USD; 1T21: 88,6 ARS/USD.

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

A nivel consolidado, la caja y equivalentes a marzo de 2021 disminuyó 37,4% 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 de los proyectos en construcción. Esto fue parcialmente compensado por el aumento de 316,4% del flujo de efectivo proveniente de la operación.

El ratio de deuda neta/EBITDA ajustado pasó de 3,40 en 4T20 a 3,13 en 1T21, disminuyendo 7,8%. Esto se debe a un aumento del 9,9% del EBITDA ajustado de los últimos 12 meses.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental			
	1T21	1T20	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	232	129	79,9%
ERNC/Total de energía generada ¹ (%)	9,6%	7,4%	29,7%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ²	941.570	718.941	31,0%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ³	119.310	101.831	17,2%
Extracción de agua (ktn) ²	2.870	1.357	111,5%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ²	719	177	306,3%
Residuos (kg)	50.649	52.162	(2,9)%

1. No incluye Central Dock Sud

2. Datos extraídos del reporte APA.

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

En la gestión de Recursos Humanos, en el 1T21 se presentaron los resultados de la encuesta de clima 2020. La formación de colaboradores en el primer trimestre se incrementó más de un 100% respecto del mismo período del año anterior, adonde se destacan las capacitaciones virtuales técnicas y transversales.

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 reuniéndose diariamente para tomar decisiones oportunas. Se actualizaron protocolos de prevención para proyectos y operaciones y se publicaron procedimientos para la correcta limpieza y desinfección de vehículos, y áreas comunes en los sitios.

El Servicio Médico YPF Luz realizó 28 charlas de difusión y concientización durante el primer trimestre. Se continuó utilizando la app para el seguimiento y registro epidemiológico COVID de toda la compañía, y se mantuvo la web corporativa y la Intranet con protocolos actualizados, links, recomendaciones y noticias.

La pandemia nos desafió a desarrollar formatos alternativos para implementar nuestras actividades de inversión social. En el 1T21 realizamos 10 encuentros virtuales con referentes comunitarios y efectuamos donaciones de insumos, tapabocas, máscaras faciales y mobiliario de rezago para 13 instituciones educativas y de salud cercanas a nuestras operaciones. Además, se recibieron y respondieron 26 consultas y reclamos.

Social			
	1T21	1T20	Var. a/a
Horas de formación de empleados	7.128	2.935	142,8%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	0,86	-	n.a.
Horas de voluntariado	8	58	n.a.

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

Gobierno Corporativo

En 1T21 se publicó e implementó la Matriz de Riesgos y Controles Corporativa, la cual identifica los riesgos inherentes a la Compañía y las actividades de control respectivas. Además, se inició el proceso de adecuación de la documentación de soporte para asegurar la trazabilidad, respaldo e integridad de cada uno de los procesos. Durante este año, se realizarán el resto de los controles identificados para verificar su diseño y efectividad.

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. 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. Finalmente, programamos una serie de entrenamientos específicos sobre nuestra línea de denuncias "Canal Compliance YPF Luz".

Hechos Relevantes del Período

Prenda de acciones de la sociedad

Con fecha 12 de febrero de 2021, que YPF S.A. ha gravado 1.873.535.178 acciones ordinarias escriturales Clase A de la Sociedad con un derecho real de prenda en primer grado de privilegio a favor de La Sucursal Citibank N.A., establecida en la República Argentina, como agente de la garantía y en beneficio de ciertos beneficiarios, en virtud del Contrato de Prenda de Acciones y Cesión Fiduciaria con fines de Garantía celebrado por YPF S.A. con fecha 12 de febrero de 2021. La mencionada cantidad de acciones son representativas del 50% del capital social y 50% de los votos de la Sociedad. Dicha Prenda de Acciones estará sujeta a lo dispuesto por el estatuto y el Acuerdo de Accionistas de la Sociedad.

Habilitación comercial de los Motores Manantiales Behr

Con fecha 27 de marzo de 2021, la Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CMMESA) otorgó la habilitación comercial (COD) de 35 MW correspondientes a 3 de los 5 motores del Proyecto de Motores Manantiales Behr, ubicados junto al Parque Eólico Manantiales Behr en la Provincia de Chubut, Argentina. Asimismo, el día 6 de abril, se obtuvo habilitación comercial de los 2 motores restantes, de modo de alcanzar una potencia total de 58 MW.

Oferta de canje de Obligaciones Negociables Clase I por Obligaciones Negociables Clase VI

Con fecha 30 de marzo de 2021, el Directorio de la Sociedad aprobó como consecuencia de lo dictado en la Comunicación "A" 7230 del Banco Central de la República Argentina, en el marco del Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones), una oferta de canje dirigida exclusivamente a los tenedores de Obligaciones Negociables Existentes de la Clase I y la emisión de una nueva clase de obligaciones negociables a ser emitida bajo el Programa. El resultado final consolidado de la Oferta Pública y Oferta de canje fue la emisión de las Obligaciones Negociables Clase VI por un valor nominal de 60 millones de dólares, con fecha de emisión el 16 de abril de 2021, fecha de vencimiento el 16 de abril de 2023 y un cupón del 10,24%.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.03.2021	31.12.2020	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.672.437	1.631.232	2,5%
Activos intangibles	5.119	5.235	(2,2)%
Activos por derecho de uso	15.490	15.875	(2,4)%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	65.428	64.371	1,6%
Otros créditos	10.775	42.082	(74,4)%
Activos por impuesto diferido	8.289	6.634	24,9%
Total del activo no corriente	1.777.538	1.765.429	0,7%
Activo corriente			
Otros créditos	40.889	42.109	(2,9)%
Créditos por ventas	128.030	108.060	18,5%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	32.740	44.510	(26,4)%
Efectivo y equivalentes de efectivo	105.113	170.096	(38,2)%
Total del activo corriente	306.772	364.775	(15,9)%
TOTAL DEL ACTIVO	2.084.310	2.130.204	(2,2)%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	91.534	100.083	(8,5)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	769.895	742.211	3,7%
TOTAL DEL PATRIMONIO	861.429	842.294	2,3%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	1.760	1.578	11,5%
Pasivos por impuesto diferido, netos	119.942	122.948	(2,4)%
Pasivos por arrendamientos	9.846	10.258	(4,0)%
Préstamos	676.768	700.245	(3,4)%
Otros pasivos financieros	3	71	(95,8)%
Impuesto a las ganancias a pagar	11.201	-	n.a.
Total del pasivo no corriente	819.520	835.100	(1,9)%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	3.695	1.578	134,2%
Impuesto a las ganancias a pagar	5.080	5.555	(8,6)%
Remuneraciones y cargas sociales	5.286	5.451	(3,0)%
Pasivos por arrendamientos	2.512	2.712	(7,4)%
Préstamos	296.104	345.397	(14,3)%
Otros pasivos financieros	673	902	(25,6)%
Cuentas por pagar	90.011	91.215	(1,3)%
Total del pasivo corriente	403.361	452.810	(10,9)%
TOTAL DEL PASIVO	1.222.881	1.287.910	(5,0)%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.084.310	2.130.204	(2,2)%

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; 31.03.2021: 91,9 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	1T21	1T20	Var. a/a
Ingresos	98.443	72.525	35,7%
Costos de producción	(48.231)	(32.907)	46,6%
Resultado bruto	50.212	39.618	26,7%
Gastos de administración y comercialización	(8.530)	(8.287)	2,9%
Otros resultados operativos, netos	9.586	5.012	91,3%
Resultado operativo	51.268	36.343	41,1%
Resultado por participación en negocios conjuntos	(709)	1.343	n.a.
Resultados financieros, netos	(17.862)	4.214	n.a.
Resultado antes de impuesto a las ganancias	32.697	41.900	(22,0)%
Impuesto a las ganancias	(14.260)	(17.597)	(19,0)%
Resultado neto del período	18.437	24.303	(24,1)%

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

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

(En miles de USD)	1T21	1T20	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Resultado neto del período	18.437	24.303	(24,1)%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:			
Resultados por participación en negocios conjuntos	709	(1.343)	n.a.
Depreciación de propiedades, planta y equipo	21.270	14.571	46,0%
Depreciación de activos por derecho de uso	385	284	35,6%
Amortización de activos intangibles	116	-	
Baja de propiedades, planta y equipo	694	120	478,3%
Dividendos cobrados	-	-	n.a.
Resultados financieros, netos	17.862	(4.214)	n.a.
Movimiento de provisiones del pasivo	329	132	149,2%
Cargo por impuesto a las ganancias	14.260	19.120	(25,4)%
Cargo por impuesto a las ganancias relacionado con activos mantenidos para la venta	-	(1.523)	100,0%
Aumento de provisión por obsolescencia	786	-	n.a.
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Créditos por ventas	(23.089)	(6.102)	278,4%
Otros créditos	(2.355)	(11.185)	(78,9)%
Cuentas por pagar	27.062	(5.688)	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	312	(2.157)	n.a.
Cargas fiscales	13.962	1.193	1070,3%
Activos y pasivos mantenidos para la venta	-	(7.043)	100,0%
Intereses cobrados	3.531	2.175	62,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	94.271	22.643	316,4%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(72.390)	(103.153)	(29,8)%
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	-	(19.816)	100,0%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	(67)	-	n.a.
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	-	(561)	100,0%
Adquisición de activos financieros	-	(77.139)	100,0%
Liquidación de activos financieros	-	101.524	(100,0)%
Equivalente de efectivo restringidos	11.774	(8.810)	n.a.
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(60.683)	(107.955)	(43,8)%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Préstamos obtenidos	11	27.661	(100,0)%
Préstamos obtenidos de activos mantenidos para la venta	-	60.131	(100,0)%
Cancelación de préstamos	(61.351)	(26.673)	130,0%
Pago de pasivos por arrendamientos	(673)	(583)	15,4%
Pago de intereses y otros costos financieros	(30.073)	(30.075)	(0,0)%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	(92.086)	30.461	n.a.
(Disminución) Aumento neto del efectivo	(58.498)	(54.851)	6,6%
Efecto traslación sobre los Estados Financieros	(6.485)	24.054	n.a.
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	(46.706)	100,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio ²	170.096	245.869	(30,8)%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período²	105.113	168.366	(37,6)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T20: 61,3 ARS/USD; 1T21: 88,6 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; 31.03.2020: 64,4 ARS/USD 31.12.2020: 84,1; 31.03.2021: 91,9 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, creating a sense of motion and energy.

YPF

LUZ

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