

YPF
LUZ



Anuncio de Resultados
1° Trimestre 2020

Call de Resultados 1T20

Conference Call
11 de mayo de 2020
10 a.m. (US EST)
11 a.m. (hora Bs. As.)

Para participantes que
llamen de países fuera de
Estados Unidos:

Tel: +1 (412) 317-6346

Para participantes que
llamen de Estados Unidos:

Tel: +1 (844) 204-8586

Para participantes que
llamen de Argentina:

Tel: +5411 3984-5677

Conference ID:
YPF LUZ

Webcast:

<https://bit.ly/2WtMiZz>

Contacto de Relación con Inversores

Gabriel Ábalos
Gerente de Finanzas

Martín Taraciuk
Relación con Inversores

Email:
Inversores.ypfee@ypf.com

Página Web:
ypfluz.com/inversores

YPF Luz alcanzó un EBITDA de USD 48,4 millones en el primer trimestre de 2020.

Buenos Aires, 8 mayo de 2020 – YPF Energía Eléctrica S.A. (YPF Luz), empresa líder de generación de energía eléctrica en Argentina, anuncia hoy sus resultados del primer trimestre de 2020.

Principales Métricas

Resultado Financiero y Operativo¹ (cifras no auditadas)

	1T20	1T19	Var. a/a
Ingresos (k USD)²	72.525	82.914	(12,5)%
EBITDA ajustado (k USD)	49.785	57.506	(13,4)%
EBITDA (k USD)³	48.442	54.156	(10,6)%
Margen EBITDA (%)	66,8%	65,3%	2,3%
Resultado del Período (k USD)	24.302	28.540	(14,8)%
Inversiones	123.530	104.318	18,4%
Energía Vendida (GWh)	1.744	1.502	16,2%
Energía Térmica	1.615	1.377	17,3%
Energía Renovable	129	124	3,9%
Producción de Vapor (k tn.)	418	434	(3,8)%
Disponibilidad Energía Térmica	84,5%	90,7%	(6,8)%
Factor de Carga Energía Renovable	60,4%	59,1%	2,1%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD.

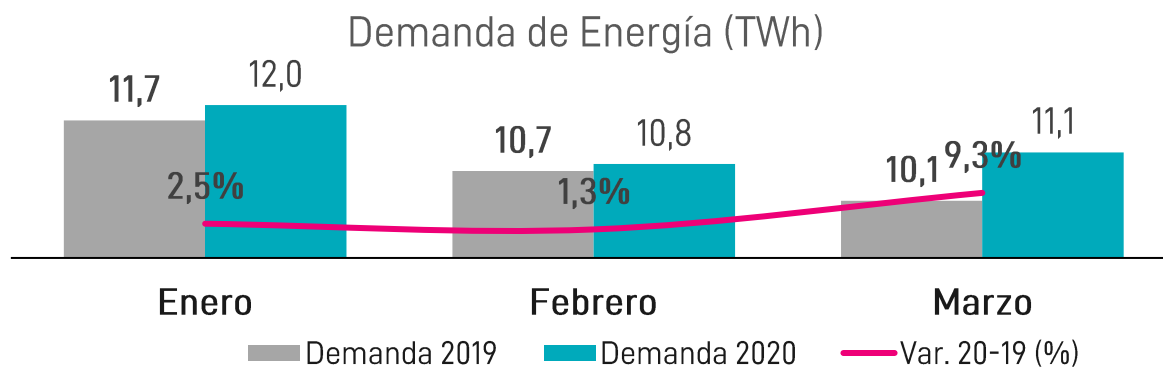
2. En el año 2019 se incluye ingresos por reconocimiento de combustible bajo la resolución 70/18.

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

- Las ventas fueron de USD 72,5 millones, 12,5% menor que en 1T19.
- En 1T20 el EBITDA alcanzó USD 48,4 millones, 10,6% menor que en 1T19.
- La venta total de energía fue de 1.744 GWh, 16,2% mayor que en 1T19.
- El factor de carga de energía renovable fue de 60,4%, 2,1% más que en 1T19.

Situación del Mercado Eléctrico Argentino¹

Durante el 1T20 el consumo de energía eléctrica alcanzó los 33.893 GWh. Esto significó un incremento de 4,2% respecto del mismo periodo del año 2019 (32.526 GWh). Si bien durante los meses de enero y febrero de 2020 se observó un crecimiento de 2,5% y 1,2%² respectivamente, en el mes de marzo el incremento fue de 9,3%³.



Fuente: Cammesa

Por un lado, la demanda de distribución (que incluye a los grandes usuarios bajo el distribuidor -GUDIs- y representa el 83,1% del total) creció un 5,6%. Esto se explica principalmente por un 10% de crecimiento de la demanda residencial dado que las temperaturas medias mensuales registradas durante el 1T20 fueron superiores a los valores observados durante el mismo período de 2019 y la media histórica. Por el otro lado, los grandes usuarios del MEM registraron una caída en su consumo del 2,3% respecto del mismo trimestre del año anterior, lo cual es principalmente explicado por la caída en la actividad económica. Estos usuarios representan el 16,9% del total.

Desde el punto de vista de la oferta Argentina cuenta con una potencia instalada de 40.140 MW, 3,5% o 1.340 MW más que en el 1T19. El 61% de la misma corresponde a fuentes de origen térmico, 27% a centrales hidroeléctricas, 8% a las energías renovables no convencionales (eólico, solar, mini hidroeléctricas y biocombustibles) y 4% a las centrales nucleares.

Durante el 1T20 se incorporaron al sistema 450 MW, principalmente de fuentes renovables (400 MW eólicos, 17 MW solar y 1 MW de biogás), y 27 MW térmicos.

Acompañando el comportamiento de la demanda, la generación del 1T20 creció 7,4% frente al mismo período del año anterior, alcanzando los 35.349 GWh.

La generación térmica (63%) y la hidroeléctrica (22%) continuaron siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda. No obstante, durante el trimestre se observó una disminución del 12% en la generación hidroeléctrica. Esto se debió principalmente a los bajos caudales de los ríos Uruguay y Paraná, que afectaron la generación de las centrales binacionales Salto Grande y Yacretá que disminuyeron 71% y 12% respecto del mismo periodo del año pasado, respectivamente. Las energías renovables no convencionales (ERNC) alcanzaron casi el 8% durante el 1T20 y mostraron un crecimiento del 88% respecto del 1T19 (en línea con la evolución esperada). Por último, la energía nuclear representó el 7,1%.

La generación eólica es la principal fuente de energías renovables no convencionales (ERNC) del país con 72,2%, seguido por la hidro renovable con 13,3%, solar con 10,5% y biocombustibles con 4,0%. El factor de capacidad para

¹ Fuente: Cammesa.

² En febrero 2020 hubo un día más que en 2019.

³ Este crecimiento se dio con 10 días de aislamiento obligatorio debido al CoVid-19, sino se podría haber esperado un crecimiento superior al 15%.



cada tecnología fue de alrededor de 45% para el eólico, 33% para las hidroeléctricas renovables, 29% para el solar y 64% los biocombustibles.

El gas natural continuó siendo el principal combustible utilizado para la generación durante los últimos dos meses, representando un 95,9% del total durante 1T20. El consumo alcanzó los 4.814 MMm³ o 52,9 MMm³/d, en línea con 1T19. La generación térmica se completa con consumo de combustibles líquidos y carbón que alcanzó los 2,5 MMm³/d de gas equivalente; el doble de lo consumido durante el 1T19.

La oferta de energía se completó con cerca de 90 GWh importados de Uruguay y Paraguay de origen renovable. Estos valores corresponden al 10% de la importación del 1T20, ya que como se mencionó antes, los aportes de los ríos del NEA fueron muy bajos y no hubo excedentes en las centrales binacionales. Por este motivo, durante 1T20 se observaron exportaciones a Brasil y Uruguay⁴ por 215 GWh.

Como resultado de la operación el costo monómico medio de generación⁵ que promedió los 60 USD/MWh o 3.742 ARS/MWh), fue 5,6% menor que 1T19.

El precio estacional, fijo desde abril 2019 a valores de la Res. SEE 14/2019 (1.872 ARS/MWh el residencial y 2.133 ARS/MWh no residencial), se mantuvo en los valores mínimos en dólares 30,2 USD/MWh. Como consecuencia, el nivel de subsidios para esta demanda fue cercano al 50%. En el caso de los GUDI, el precio fue de aproximadamente 3.020 ARS/MWh (48,5 USD/MWh), lo que representó un subsidio aproximado de 19%.

Aspectos regulatorios destacados

En materia de regulación energética se publicó la siguiente normativa durante el período:

Resolución MDP N° 12/2019

El 27 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo a través de la cual se derogó a partir del 30 de diciembre de 2019 la Resolución N° 70/2018. A partir de la restitución de la vigencia del Artículo 8° de la Resolución N° 95/2013 y el Artículo 4° de la Resolución N° 529/2014, la gestión comercial y el despacho de combustibles queda centralizado por CAMMESA.

Resolución SE N° 31/2020

El 26 de febrero la Secretaría de Energía publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 31/2020 a través de la cual se modifica la remuneración de las unidades de generación no comprometidas bajo contratos. Los principales cambios respecto de la remuneración anterior (Resolución SGE N° 1/2019) son:

Se pesifican todos los precios y se establece un mecanismo de ajuste mensual en función de la variación del IPC (60%) y el del IPIM (40%). Esta última se aplicó a partir de la transacción correspondiente al segundo mes desde la vigencia de la resolución.

Se ajustó la remuneración de las centrales térmicas en aproximadamente:

- Potencia base: disminuye 47%. Solo aplica a las unidades de muy baja disponibilidad que garantizan disponibilidad de potencia.
- Potencia DIGO: disminuye 17% en los meses de invierno y verano y 21% el resto del año. Este caso es el que aplica para YPF Luz.

Si mantiene la afectación de la remuneración de la potencia en función del factor de uso (FU), incrementando levemente el impacto negativo en aquellas centrales con FU menor a 70%:

- Si $FU > 70\% = 100\%$.
- Si $30\% < FU < 70\% =$ ajuste lineal entre 100% y 60%.

⁴ No se exportaba energía eléctrica a Uruguay desde 2012, antes de que el país vecino comenzara con el desarrollo de su potencial de ERNC.

⁵ Sin incluir costos de transporte.



- Si FU <30% = 60% (antes 70%).

Se estableció una nueva remuneración para la generación térmica en horas de alto requerimiento térmico:

- Invierno y verano: 1.800 ARS/MWh las 25 horas de mayor demanda y 900 ARS/MWh para las siguientes 25 horas.
- Resto del año: 300 ARS/MWh las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada para centrales térmicas. Sin embargo, cuando una unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo (por razones operativas no atribuibles a requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad) se reconocerá energía generada y operada igual al 60% de la potencia neta instalada.

Se incluyó una remuneración diferencial mayor para centrales con potencia instalada menor a 42 MW en su conjunto y que se demuestre que son necesarias para el normal abastecimiento de un área.

Se disminuyó la remuneración por disponibilidad de potencia para las centrales hidroeléctricas en 47%, salvo para las centrales de bombeo.

Se establece una nueva remuneración para las centrales hidroeléctricas por la energía operada en horas de alto requerimiento:

- Invierno y verano: entre 1.680 ARS/MWh y 1.320 ARS/MWh las 25 horas de mayor demanda y entre 840 ARS/MWh y 660 ARS/MWh para las siguientes 25 horas.
- Resto del año: entre 280 ARS/MWh y 220 ARS/MWh las 25 horas de mayor demanda.

Se mantuvo la remuneración por energía generada y operada de las hidroeléctricas, la de las centrales de ERNC y la de las centrales hidroeléctricas binacionales.

Decreto N° 277/2020

El 17 de marzo se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 277/2020 que dispone la intervención del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) hasta el 31 de diciembre de 2020.

Decreto N° 278/2020

El 17 de marzo se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 278/2020 que dispone la intervención del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) hasta el 31 de diciembre de 2020.

Nota N° 24.910.606 del Secretario de Energía

Con posterioridad al cierre del 1T20, el 8 de abril de 2020, el Secretario de Energía envió a CAMMESA la Nota 24.910.606 a través de la cual instruye se posponga, hasta nueva decisión, la aplicación del ajuste de la remuneración a los generadores sin contratos establecido por el Anexo VI de la Resolución N° 31/2020. Esta decisión se da en un contexto de aislamiento social preventivo y obligatorio, donde muchos sectores tienen impactos fuertes sobre sus ingresos.

EBITDA

EBITDA por activo¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	1T20	1T19	Var. a/a
El Bracho TG	14.861	14.642	1,5%
Complejo Tucumán	13.207	16.940	(22,0)%
La Plata Cogeneración	5.114	6.136	(16,7)%
Loma Campana I	5.421	4.028	34,6%
Loma Campana II	8.545	8.064	6,0%
Loma Campana Este	353	633	(44,2)%
PE Manantiales Behr	6.940	6.325	9,7%
Subtotal	54.441	56.768	(4,1)%
Corporación y eliminaciones ²	(5.999)	(2.612)	129,6%
Total	48.442	54.156	(10,6)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD.

2 Incluye gastos corporativos y seguros.

Las ventas totales de la compañía alcanzaron USD 72,5 millones durante el 1T20, disminuyendo 12,5% comparado con el 1T19. Esto se explica por: (i) una disminución del 6,8% y 3,8% en el volumen de remuneración percibida por disponibilidad de nuestros complejos térmicos y la venta de vapor, respectivamente, lo cual fue parcialmente compensado por un incremento del 16,2% de la energía vendida; (ii) el impacto que la resolución N° 70/2018 tuvo en el 1T19, ya que permitió la declaración de combustible como propio y así incluirlo dentro del rubro de ventas como mayor ingreso; (iii) mayores precios de venta registrados en 1T19 bajo las resoluciones N°19/2017 y N°1/2019 versus los registrados en el 1T20 bajo las resoluciones N°1/2019 y N°31/2020.

Con respecto a los costos operativos, se registró una disminución del 3,2% en el 1T20 comparado con el 1T19, explicado por una disminución en la compra de combustible, por el impacto de la derogación de la resolución N° 70/2018, lo cual fue parcialmente compensado por una mayores impuestos y costos laborales.

En consecuencia, el EBITDA de la compañía alcanzó USD 48,4 millones en 1T20, 10,6% menor que en 1T19.

El parque eólico Manantiales Behr registró un aumento del 9,7% en su EBITDA como consecuencia de un mayor factor de carga registrado durante 1T20, y por lo tanto más energía vendida.

Loma campana I tuvo un aumento del EBITDA del 34,6% como consecuencia del reconocimiento de una multa por la garantía del contrato del proveedor de las turbinas por aproximadamente USD 1 millón sumado a menores gastos de mantenimiento comparado con el 1T19. Loma Campana II tuvo un aumento del 6% en su EBITDA, un incremento del 5,3% en la energía vendida y el reconocimiento de una multa por la garantía del contrato del proveedor de las turbinas, parcialmente compensado por una disminución tanto en la potencia remunerada como en el precio de la potencia.

El Complejo Tucumán y La Plata Cogeneración tuvieron una disminución de su EBITDA del 22,0% y 16,7%, respectivamente. Dicha caída se vió principalmente como consecuencia del cambio a la resolución N° 31/2020 la cual disminuyó los precios durante los meses de febrero y marzo del año 2020 respecto de los precios registrados en los meses de enero y febrero de 2019 bajo la resolución N°19/2017 y N°1/2019. Al mismo tiempo se registró una menor remuneración por disponibilidad y menor venta de vapor en el caso de La Plata Cogeneración, lo cual fuera parcialmente compensado por mayor despacho de energía en el Complejo de Tucumán.

Loma Campana Este redujo su EBITDA año contra año en 44,2% como consecuencia de mayores gastos de mantenimiento durante el 1T20 comparado con el año anterior.

La central térmica El Bracho mantuvo su EBITDA en línea con respecto al mismo período del año anterior explicado principalmente por un mayor despacho de energía compensado por la baja en el precio de la potencia comprometida de acuerdo con lo estipulado por el contrato de PPA vigente.

Reconciliación del EBITDA ajustado ¹ (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	1T20	1T19	Var. a/a
EBITDA	48.442	54.156	(10,6)%
Resultado por participación en sociedades	1.343	3.350	(59,9)%
EBITDA ajustado	49.785	57.506	(13,4)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 1T20: 61,3 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 (cifras no auditadas)					
	Tipo	Unidad	1T20	1T19	Var. a/a
Complejo Tucumán	Potencia	MW-mes	669	745	(10,2)%
	Energía	GWh	1.018	794	28,3%
El Bracho TG	Potencia	MW-mes	254	257	(1,1)%
	Energía	GWh	44	24	82,8%
Loma Campana Este	Potencia	MW-mes	12	12	-
	Energía	GWh	11	9	15,9%
Loma Campana I	Potencia	MW-mes	85	93	(9,1)%
	Energía	GWh	182	192	(5,6)%
Loma Campana II	Potencia	MW-mes	103	105	(1,6)%
	Energía	GWh	150	143	5,3%
La Plata Cogeneración	Potencia	MW-mes	105	106	(0,8)%
	Energía	GWh	210	215	(2,1)%
	Vapor	k Tn	418	434	(3,8)%
Parque Eólico Manantiales Behr	Energía	GWh	129	124	3,9%
Total	Potencia	MW-mes	1.228	1.318	(6,8)%
	Energía	GWh	1.744	1.502	16,2%
	Vapor	k Tn	418	434	(3,8)%
Central Dock Sud	Potencia	MW-mes	723	582	24,3%
	Energía	GWh	1.339	1.066	25,5%

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)	1T20	1T19	Var. a/a
CAMMESA Res. N°1/19 - 31/20	20.475	23.803	(14,0)%
Ingreso por combustible y transporte	5.530	11.598	(52,3)%
PPA con CAMMESA Res. N°21/16	26.318	26.871	(2,1)%
PPA con YPF S.A.	17.516	18.302	(4,3)%
PPA con otros privados	2.224	2.340	(5,0)%
Subtotal	72.063	82.914	(13,1)%
Otros ingresos por servicios	462	-	n.a.
Total	72.525	82.914	(12,5)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD.

Desglose de Ventas por Contraparte (%) (cifras no auditadas)			
	1T20	1T19	Var. a/a
CAMMESA Res. N°1/19	28,2%	28,7%	(1,7)%
Ingreso por combustible y transporte	7,6%	14,0%	(45,5)%
PPA con CAMMESA Res. N°21/16	36,3%	32,4%	12,0%
PPA con YPF S.A.	24,2%	22,1%	9,5%
PPA con otros privados	3,1%	2,8%	8,7%
Subtotal	99,4%	100,0%	(0,6)%
Otros ingresos por servicios	0,6%	-	n.a.
Total	100,0%	100,0%	(0,0)%

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)			
	1T20	1T19	Var. a/a
Complejo Tucumán	80,7%	89,8%	(10,2)%
El Bracho TG	95,1%	96,1%	(1,1)%
Loma Campana Este	70,6%	70,6%	-
Loma Campana I	80,8%	88,9%	(9,1)%
Loma Campana II	96,6%	98,2%	(1,6)%
La Plata Cogeneración I (LPC I)	82,1%	82,7%	(0,8)%
Total²	84,5%	90,7%	(6,8)%
Central Dock Sud	83,2%	67,0%	24,3%

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

2. Ponderado por la capacidad instalada total exceptuando CDS por su participación del 30,76% y el Parque Eólico Manantiales Behr.



Factor de Carga y Disponibilidad Comercial Energía Renovable (%)

		1T20	1T19	Var. a/a
Parque Eólico Manantiales Behr	Factor de carga	60,4%	59,1%	2,1%
	Factor de disponibilidad	99,4%	99,3%	0,1%

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 Argentino (MATER)

	1T20	1T19	Var. a/a
Capacidad total instalada (MW)	512	194	163,9%
Energía vendida total en el MATER (GWh)	551	202	172,8%
Market share YPF LUZ de capacidad instalada (%)	19,3%	51,0%	(62,1)%
Market share YPF LUZ de energía vendida (%)	23,4%	61,4%	(61,9)%

La disponibilidad comercial registrada de generación térmica en 1T20 para toda la compañía alcanzó 84,5%, 6,8% menor que 1T19.

El Complejo de Generación Tucumán experimentó una baja en la disponibilidad comercial del 10,2% año contra año afectado principalmente por una extensión del mantenimiento de la TG N°2 en la Central de San Miguel.

La Plata Cogeneración tuvo una disponibilidad levemente inferior al 1T19 debido a un mantenimiento realizado durante el mes de enero de 2020.

Con respecto a la central Loma Campana I, se registró una disminución durante 1T20 del 9,1% respecto al 1T19. Esto se debe principalmente a una mayor cantidad de días de mantenimiento sumado a la indisponibilidad por problemas en la calidad de agua en el sistema de refrigeración de la turbina.

Loma Campana II disminuyó su disponibilidad comercial en 1,6% durante el 1T20 comparado con el mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por problemas en la calidad de agua en el sistema de refrigeración de la turbina que generó indisponibilidad, parcialmente compensado por una menor cantidad de días de mantenimiento durante 1T20 comparado con el 1T19. Con ello de todas maneras se mantuvo como la planta térmica de mayor disponibilidad promedio de la compañía.

Loma Campana Este mantuvo su disponibilidad comercial en línea con el 1T19, ya que a partir de entonces se encontraba operando a su máxima capacidad instalada la cual fue activada escalonadamente durante el año 2017.

Para el caso del Parque Eólico Manantiales Behr se registró durante el trimestre un 60,4% de factor de capacidad, 2,1% mayor que el 1T19. Por otro lado, la participación en el MATER sobre la capacidad instalada alcanzó un 19,3%, disminuyendo un 62,1% año contra año, esto se debe a la entrada de nuevos proyectos de energías renovables en el mercado durante el último año. A su vez, la cuota de participación de la energía vendida fue del 23,4%, siendo ésta superior a la cuota de capacidad instalada debido al mayor aprovechamiento del recurso natural comparado con el resto de los parques de energías renovables del país.

Central Dock Sud tuvo un aumento en la disponibilidad comercial del 24,4%. Ello se debió principalmente al mantenimiento realizado en marzo del año 2019 junto a la indisponibilidad generada durante el 1T19 por una rotura en la cañería de refrigeración que limitó a la TG N° 10.

CAPEX

Proyectos en construcción							
Planta	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Contraparte	Tecnología	Fecha inicio operaciones (COD)	CAPEX estimado (MM USD)	Avance ³ (%)
Los Teros	Provincia de Buenos Aires	123	MATER	Eólica	3T2020	\$ 166	95%
La Plata Cogeneración II	Provincia de Buenos Aires	85	CAMMESA	Cogeneración	3T2020	\$ 166	95%
Cañadón León ¹	Provincia de Santa Cruz	122	CAMMESA	Eólica	1T2021	\$ 157	76%
El Bracho TV ²	Provincia de Tucumán	198	CAMMESA	Turbina de Vapor	4T2020	\$ 290	96%
Manantiales Behr Central Térmica	Provincia de Chubut	57	YPF	Moto generador	1T2021	\$ 63	59%
Los Teros II	Provincia de Buenos Aires	52	MATER	Eólica	1T2021	\$ 69	19%
Total		637				\$ 911	

1. Programa Renovar 2.0 adjudicado por 99 MW.

2. Res. N° 287/2017.

3. Corresponde al grado de avance físico al mes de marzo del 2020.

El presente cuadro presenta modificaciones en cuanto a las fechas de COD de los proyectos que se informaron oportunamente en nuestro informe previo de resultados del año 2019. Esta modificación que resulta en el corrimiento de estas fechas tiene su principal causa en el efecto que produjo el Decreto N°297/2020 del Poder Ejecutivo Nacional (PEN) por el cual se declaró el aislamiento social, preventivo y obligatorio a partir del 19 de marzo de 2020 a raíz de la emergencia sanitaria para la gestión de la situación de crisis ocasionada por el COVID-19. A la fecha del presente documento el período de aislamiento social fue extendido hasta el 10 de mayo de 2020 inclusive. No obstante ello, dado que la construcción de proyectos energéticos fue declarada por el PEN como esencial a partir del 7 de abril, en manera diferenciada y paulatina los equipos de construcción de cada proyecto fueron retornando a la actividad cumpliendo con protocolos específicos creados por nuestro el Comité de Crisis COVID-19 de YPF Luz. El mismo consiste en un Protocolo de Prevención Coronavirus (PPC) para mitigar los efectos de la extensión del coronavirus y contribuir a las medidas sugeridas por la Organización Mundial de la Salud (OMS) y el Ministerio de Salud de la Nación para que puedan continuar con el desarrollo de nuestras obras de manera segura.

Las actividades desarrolladas durante el primer trimestre de 2020 en cada uno de los proyectos fue la siguiente:

En el cierre de ciclo de El Bracho se continuaron realizando las tareas civiles y también las tareas de montaje de las torres de enfriamiento. Se ha finalizado la instalación del transformador principal de 500 KV y completado la tarea de conexión a la red de 500 KV.

En La Plata Cogeneración II se han finalizado las tareas civiles principales y el montaje de los equipos principales, se ha comenzado a trabajar en la puesta en marcha de los equipos auxiliares, la conexión y las primeras pruebas hidráulicas.

El Parque Eólico Los Teros cuenta con los caminos internos finalizados, el tendido interno de media tensión finalizado, la obra civil de la subestación de conexión finalizada, 29 fundaciones completas, todos los aerogeneradores en sitio y 28 de éstos ya montados con todas las bases terminadas.

El Parque Eólico Los Teros II cuenta con las primeras tareas de apertura de caminos, líneas internas de media tensión y estudios topográficos y geotécnicos en proceso.

El Parque Eólico Cañadón León ya tiene 16 aerogeneradores en sitio, dos de ellos montados y todos los equipos recibidos en puerto, tiene finalizado 24 fundaciones y se continúa trabajando en los caminos internos, fundaciones, subestación y tendido de media tensión interno.

La central térmica Manantiales Behr está ejecutando las obras civiles para los edificios de motores y auxiliares de la central, y se completó todo el movimiento de suelos, puesta a tierra y hormigonado de las bases para los motores. Todos los motores han arribado a Argentina, y se cuenta con dos de ellos en sitio.

Deuda

Deuda Financiera ¹ (cifras no auditadas)			
(En miles de USD)	31.03.2020	31.12.2019	Var. t/t
Corto Plazo	183.266	163.409	12,2%
Largo Plazo	823.360	848.554	(3,0)%
Deuda Bruta	1.006.626	1.011.963	(0,5)%
Caja y Equivalentes ²	237.514	294.263	(19,3)%
Deuda Neta	769.112	717.700	7,2%
Deuda Neta/adj. EBITDA LTM	3,40x	3,07x	10,8%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada período según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 43,3 ARS/USD; 1T20: 64,4 ARS/USD.

2. Incluye otros activos financieros y fideicomisos registrados en otros créditos (nota 12 de los EE.FF.).

Durante el 1T20 se obtuvo una nueva financiación para el proyecto de motores de Manantiales Behr por 27,4 millones de dólares. El mismo es financiado por el banco HSBC Bank, N.A. con garantía de la ECA Finnvera plc. por un plazo de 5 años amortizable.

La caja y equivalentes a marzo de 2020 disminuyó 19,3% comparado con el cierre del año anterior como consecuencia de la utilización de fondos para la construcción de los proyectos sumado al pago de amortizaciones de deuda durante este período.

El ratio de deuda neta/EBITDA ajustado pasó de 3,07 en diciembre de 2019 a 3,40 en marzo de 2020, lo que significó un aumento del 10,8%. Esto se debe a que la deuda neta aumento como consecuencia del uso de fondos para invertir en los proyectos en construcción y el EBITDA ajustado se incrementó en 13,4%. Una vez que los proyectos sean puestos en marcha, este ratio irá disminuyendo tanto por el aumento del EBITDA ajustado como por el repago de las deudas de corto plazo.

Ambiental, Social y Gobierno Corporativo

Ambiental	1T20	1T19	Var. a/a
YPF Luz ERNC (GWh)	129	124	3,9%
Market Share ERNC (%)	4,7%	8,4%	(44,7)%
Emisiones directas GEI (tCO ₂ e) ¹	718.941	636.575	12,9%
Ahorro de emisiones (tCO ₂) ²	101.831	99.718	2,1%
Extracción de agua (ktn) ¹	1.357	970	39,9%
Vertido total de efluente líquido (ktn) ¹	177	163	8,6%
Residuos (kg)	52.162	59.740	(12,7)%

1. datos extraídos del reporte APA.

2. Datos calculados con la agencia EPA de Estados Unidos teniendo en cuenta la energía eléctrica producida por el Parque Eólico Manantiales Behr en cada período.

La compañía aumentó 2,1% el ahorro de emisiones (tCO₂) ya que generó más energía renovable durante el 1T20 en el Parque Eólico Manantiales Behr comparado con el mismo período del año anterior. Al mismo tiempo se disminuyó 12,7% la cantidad de residuos año contra año.

Social	1T20	1T19	Var. a/a
Horas de formación de empleados	2.935	2.835	3,5%
Índice de frecuencia de accidentes (IFA) ¹	0	0	-
Horas de voluntariado	58	n.a.	n.a.

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

En la gestión de Recursos Humanos, en 1T20 se presentaron los resultados de la Encuesta de Clima 2019 y se realizó el primer encuentro del nuevo Comité de Clima. Se creó el Canal RH para acercar novedades a los empleados y se habilitó un canal de consultas y reclamos. La formación de empleados en el primer trimestre de 2020 se incrementó un 4% respecto del mismo período de 2019, adonde se destacan las capacitaciones inter-áreas.

Respecto a la seguridad de nuestros trabajadores, este trimestre no ha habido accidentes computables con pérdida de días. Por la situación Covid 19 se estableció un Comité de Crisis, se publicaron 4 protocolos de prevención y se implementaron acciones para proteger a las personas y asegurar la continuidad de las operaciones.

Respecto de la inversión social, en el primer trimestre de 2020 se realizaron capacitaciones a más de 50 voluntarios de la compañía, con un total de 58 horas de voluntariado, para implementar talleres de energía en escuelas primarias. También se realizaron donaciones de mobiliario y materiales de rezago a escuelas de El Bracho. El plan de inversión social 2020 está siendo revisado y adaptado a las necesidades que están surgiendo a raíz de Covid 19.

Gobierno Corporativo

El Compliance está en el centro de todo lo que hacemos en YPF LUZ. En 2019 capacitamos al 93% de nuestro personal en Compliance y lucha contra la corrupción. Reforzamos la comunicación de Compliance a través de más de 20 newsletters y mensajes del equipo de alta gerencia. También implementamos un proceso riguroso y automatizado de revisión de terceros, alcanzando más de 1200 proveedores y clientes, entre otros, verificados. Actualmente estamos implementando una herramienta automática de Gestión de Riesgos de Compliance que incluye la creación de la Matriz de Riesgos de la compañía y establece controles automatizados sobre todos los procesos críticos identificados. Esperamos concluir su implementación durante la segunda mitad de 2020.

Hechos Relevantes del Período y Posteriores

Hechos Relevantes del Período

Modificación de Acuerdo de suscripción de acciones con Wind Power AS

En relación al Acuerdo de Suscripción de Acciones de fecha 5 de agosto de 2019 entre YPF Energía Eléctrica S.A., Luz del León S.A. ("Luz del León"), Y-Luz Inversora S.A.U. y Wind Power AS, informado mediante el hecho relevante de fecha 6 de agosto de 2019, las partes de dicho acuerdo han decidido prorrogar hasta el 30 de abril de 2020 la fecha límite para el cumplimiento de las condiciones precedentes para la suscripción de acciones a ser emitidas por la sociedad controlada Luz del León en favor de Wind Power AS. Conforme al Acuerdo de Suscripción de Acciones, una vez vencida la fecha límite, cualquiera de las Partes puede terminar con dicho acuerdo mediante comunicación escrita. A la fecha de emisión del presente, el Acuerdo de Suscripción de Acciones se encuentra vigente.

Luz del León S.A. firma contrato de préstamo por hasta USD 150 millones

Con fecha 14 de enero de 2020, Luz del León S.A., celebró con United States International Development Finance Corporation ("DFC") y BNP Paribas Fortis SA/NV ("BNP Paribas") un contrato de financiamiento para el proyecto Parque Eólico Cañadón León por hasta USD 150 millones. Bajo este contrato DFC desembolsará, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, USD 50 millones y BNP Paribas, también sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, hasta USD 100 millones. Dicho contrato se encuadra dentro de la modalidad de "Project Finance" y el tramo correspondiente a BNP Paribas contará con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Alemana Euler Hermes Aktiengesellschaft. A la fecha del presente informe, BNP Paribas ha desembolsado un total de USD 80 millones.

YPF Energía Eléctrica S.A. firma contrato de préstamo por hasta USD 30 millones

Con fecha 28 de febrero de 2020 entró en vigencia el contrato de financiamiento entre YPF Energía Eléctrica S.A. y HSBC Bank USA, N.A. ("HSBC"). Este contrato cuenta con garantía de la agencia de crédito de exportaciones Finnvera plc. y por el mismo ya se ha realizado el desembolso de USD 27,4 millones.

Estado de las operaciones de YPF Luz por la pandemia COVID-19

Con fecha 25 de marzo de 2020, la compañía informó que en atención a la excepción dispuesta por el artículo 6 inc. 23 del Decreto 297/2020, la totalidad de las centrales de la Sociedad y sus subsidiarias Y-GEN ELÉCTRICA S.A.U. e Y-GEN ELÉCTRICA II S.A.U. se encontrarían operativas mediante un sistema de guardias del personal crítico, en virtud del Protocolo de Continuidad de las Operaciones implementado por la Sociedad. Esa excepción excluía las actividades esenciales de operación y mantenimiento de las medidas de aislamiento y distanciamiento social obligatorio establecidas el 19 de marzo por el Decreto de Necesidad y Urgencia N°297/2020 y normas complementarias como consecuencia de la declaración de pandemia emitida por la Organización Mundial de la Salud (OMS) con relación al CORONAVIRUS- COVID 19 el 11 de marzo. El Protocolo de Continuidad de las Operaciones implementado por la Sociedad permite asegurar el funcionamiento y mantenimiento de las centrales, resguardando la salud y seguridad de los empleados de la Sociedad. Por otro lado, si bien a partir del 20 de marzo se ha visto afectada la consecución de las obras de los proyectos en construcción de la Sociedad y sus subsidiarias en virtud de la suspensión de las tareas que llevan a cabo ciertos contratistas, dicha situación se ha ido normalizando a partir del 7 de abril pasado debido a que por la Decisión Administrativa 468/2020 se han excluido de la aplicación de las medidas de aislamiento y distanciamiento social obligatorio a las actividades de construcción de obras privadas de infraestructura de energética..

Hechos Relevantes Posteriores

Cambio en la calificación de riesgo de las obligaciones negociables

Con fecha 22 de abril de 2020, la compañía informó según en los términos del artículo 99, apartado I, inciso a) de la Ley N° 26.831, y sus modificatorias, el artículo 2 del capítulo I del título XII de las Normas de la Comisión Nacional de Valores y del artículo 3 del título V de la Guía de Negociación del Mercado Abierto Electrónico S.A., a fin de informar que Moody's Latin America Agente de Calificación de Riesgo S.A. (en adelante Moody's) bajó las calificaciones en escala global y nacional de diferentes compañías no financieras que operan en la Argentina.

Conforme lo informado por Moody's con fecha 8 de abril de 2020, dichas modificaciones responden a la baja en la calificación de Caa2 a Ca de los bonos emitidos por el Gobierno Nacional, al cambio de perspectiva, ahora "*negativa*", para dichos bonos mientras se encuentren bajo revisión para un posible futuro nuevo cambio en la calificación, y refleja el vínculo y el grado exposición de estas empresas a las regulaciones y operaciones en Argentina.

En virtud de lo anterior, Moody's decidió una modificación en la calificación de nuestras Obligación Negociable Clase I por un monto de hasta US\$ 100.000.000 en la escala global y nacional, bajando de Caa2/B1.ar a Caa3/Caa1.ar. Al mismo tiempo, y basado en las mismas razones Moody's Investors Service redujo la calificación en escala internacional de nuestras obligaciones negociables Clase II por un monto de hasta US\$ 400.000.000 de Caa2 a Caa3. Para más información acceder a www.moodys.com.

Anexo: Balance¹ (cifras no auditadas)

(En miles de USD)	31.03.2020	31.12.2019	Var. a/a
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipo	1.419.432	1.371.798	3,5%
Activos intangibles	5.235	5.235	0,0%
Activos por derecho de uso	12.246	12.529	(2,3)%
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	63.519	67.978	(6,6)%
Otros créditos	21.038	25.623	(17,9)%
Activos mantenidos para su disposición	188.618	126.117	49,6%
Total del activo no corriente	1.710.088	1.609.280	6,3%
Activo corriente			
Otros créditos	55.955	43.755	27,9%
Créditos por ventas	118.072	114.696	2,9%
Otros activos financieros	50.053	40.946	22,2%
Efectivo y equivalentes de efectivo	168.365	245.869	(31,5)%
Total del activo corriente	392.445	445.266	(11,9)%
TOTAL DEL ACTIVO	2.102.533	2.054.546	2,3%
PATRIMONIO			
Aportes de los propietarios	130.684	140.692	(7,1)%
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	655.629	620.953	5,6%
TOTAL DEL PATRIMONIO	786.313	761.645	3,2%
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones	1.037	982	5,6%
Pasivos por impuesto diferido, netos	109.201	95.122	14,8%
Pasivos por arrendamientos	7.221	7.783	(7,2)%
Préstamos	823.360	848.554	(3,0)%
Otros pasivos financieros	603	174	245,7%
Pasivos asociados con los activos mantenidos para su disposición	71.801	14.086	409,7%
Total del pasivo no corriente	1.013.223	966.701	4,8%
Pasivo corriente			
Cargas fiscales	2.352	1.308	79,8%
Remuneraciones y cargas sociales	2.101	4.473	(53,0)%
Pasivos por arrendamientos	2.508	2.491	0,7%
Préstamos	183.266	163.409	12,2%
Otros pasivos financieros	1.062	164	547,6%
Cuentas por pagar	111.708	154.355	(27,6)%
Total del pasivo corriente	302.997	326.200	(7,1)%
TOTAL DEL PASIVO	1.316.220	1.292.901	1,8%
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	2.102.533	2.054.546	2,3%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al cierre de cada período según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: IT19: 43,3 ARS/USD; IT20: 64,4 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	1T20	1T19	Var. a/a
Ingresos	72.525	82.914	(12,5)%
Costos de producción	(32.907)	(36.177)	(9,0)%
Resultado bruto	39.618	46.737	(15,2)%
Gastos de administración y comercialización	(8.287)	(6.360)	30,3%
Otros resultados operativos, netos	2.258	108	1990,7%
Resultado operativo	33.589	40.485	(17,0)%
Resultado por participación en sociedades	1.343	3.350	(59,9)%
Resultados financieros, netos	6.967	(10.261)	n.a.
Resultado antes de impuesto a las ganancias	41.899	33.574	24,8%
Impuesto a las ganancias	(17.597)	(5.034)	249,6%
Resultado neto del período	24.302	28.540	(14,8)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 1T20: 61,3 ARS/USD.

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

(En miles de USD)	1T20	1T19	Var. a/a
ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Resultado neto del período/ejercicio	24.302	28.540	(14,8)%
Ajustes para conciliar el resultado neto con los fondos generados por las operaciones:			
Resultados por participación en sociedades	(1.343)	(3.350)	(59,9)%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	14.571	12.873	13,2%
Depreciación de activos por derecho de uso	284	798	(64,4)%
Baja de propiedades, planta y equipo	120	-	n.a.
Resultados financieros, netos	(6.967)	10.261	n.a.
Movimiento de provisiones del pasivo	132	69	91,3%
Cargo por impuesto a las ganancias	19.120	5.034	279,8%
Aumento provisión para deudores de dudoso cobro	-	1.246	(100,0)%
Cargo por impuesto a las ganancias relacionado con activos mantenidos para la venta	(1.523)	-	n.a.
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Créditos por ventas	(6.102)	15.421	n.a.
Otros créditos	(11.185)	(16.041)	(30,3)%
Cuentas por pagar	21.451	(9.151)	n.a.
Remuneraciones y cargas sociales	(2.157)	(389)	454,5%
Cargas fiscales	1.193	(825)	n.a.
Activos y pasivos mantenidos para la venta	(7.043)	-	n.a.
Pagos de impuesto a las ganancias	-	(668)	100,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	44.853	43.816	2,4%
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(103.153)	(82.607)	24,9%
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo relacionados con activos mantenidos para la venta	(19.816)	-	n.a.
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo	-	(21.711)	100,0%
Pago de anticipos de propiedades, planta y equipo con activos mantenidos para la venta	(561)	-	n.a.
Intereses cobrados	2.175	-	n.a.
Otros activos financieros	(8.810)	(958)	(819,6)%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(130.165)	(105.276)	(23,6)%
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Préstamos obtenidos	87.792	-	n.a.
Aportes de capital e integración de prima de emisión	-	145.365	(100,0)%
Cancelación de préstamos	(26.673)	(13.022)	104,8%
Pago de pasivos por arrendamientos	(583)	(715)	(18,5)%
Pago de intereses y otros costos financieros	(30.075)	(13.280)	126,5%
Flujo neto efectivo de las actividades de financiación	30.461	118.348	(74,3)%
(Disminución) Aumento neto del efectivo	(54.851)	56.888	n.a.
Efecto de la Traslación sobre los Estados Contables	24.053	(5.442)	n.a.
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	(46.706)	-	n.a.
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período/ejercicio ¹	245.869	125.036	96,6%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio/período¹	168.365	176.482	(4,6)%

1. Los pesos argentinos fueron convertidos a dólares al promedio de cada trimestre según el tipo de cambio promedio de cierre del Banco Nación: 1T19: 39,1 ARS/USD; 1T20: 61,3 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: 1T19: 43,3 ARS/USD; 1T20: 64,4 ARS/USD



YPF
LUZ

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