

YPF LUZ

YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.

RESEÑA INFORMATIVA AL 30 DE JUNIO DE 2022

Domicilio: Macacha Güemes 515, Piso 3, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ejercicio Económico N° 10 iniciado el 1° de enero de 2022.

Información confeccionada sobre la base de los Estados Financieros Consolidados de YPF Energía Eléctrica S.A. y sus sociedades controladas.

CONTENIDO *

1.	COMENTARIOS GENERALES.....	1
1.1.	CARACTERÍSTICAS DE LA SOCIEDAD.....	1
1.2.	SITUACIÓN Y CONTEXTO MACROECONÓMICO.....	2
1.3.	COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	10
2.	SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA PATRIMONIAL.....	16
3.	SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA DE RESULTADOS.....	17
4.	SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA DE FLUJOS DE EFECTIVO.....	18
5.	DATOS ESTADÍSTICOS.....	19
6.	ÍNDICES.....	20
7.	PRINCIPALES LOGROS DEL PERÍODO Y PERSPECTIVAS.....	21

* Información no cubierta por el Informe de Revisión los Auditores Independientes, excepto las siguientes secciones: 2. Síntesis de la estructura patrimonial, 3. Síntesis de la estructura de resultados, 4. Síntesis de la estructura de flujos de efectivo y 6. Índices.

1. COMENTARIOS GENERALES

1.1. CARACTERÍSTICAS DE LA SOCIEDAD

YPF Energía Eléctrica S.A. (en adelante “YPF Luz” o “la Sociedad”) es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina. Su domicilio legal es Macacha Güemes 515, Piso 3, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La actividad principal de la Sociedad y de las sociedades que componen el Grupo económico consiste en la generación y comercialización de energía eléctrica a través de los siguientes activos:

Central Eléctrica	Ubicación (Provincia)	Capacidad Instalada (MW)	Marco Regulatorio	Tecnología
Central Térmica Tucumán	Tucumán	447	Energía Base	Ciclo Combinado
San Miguel de Tucumán	Tucumán	382	Energía Base	Ciclo Combinado
El Bracho TG	Tucumán	274	PPA con CAMMESA	Ciclo Abierto
El Bracho TV	Tucumán	199	PPA con CAMMESA	Turbina de Vapor
Loma Campana I	Neuquén	105	PPA con YPF	Ciclo Abierto
Loma Campana II	Neuquén	107	PPA con CAMMESA	Ciclo Abierto
Loma Campana Este	Neuquén	17	PPA con YPF	Moto Generadores
La Plata Cogeneración I	Buenos Aires	128	CAMMESA – YPF ⁽³⁾	Cogeneración
La Plata Cogeneración II	Buenos Aires	90	CAMMESA – YPF	Cogeneración
Central Dock Sud ⁽¹⁾	Buenos Aires	279	Energía Base	Ciclo Combinado / Ciclo Abierto
Parque Eólico Manantiales Behr	Chubut	99	PPA con YPF y otros grandes usuarios	Eólica
Parque Eólico Los Teros I	Buenos Aires	123	MATER	Eólica
Parque Eólico Los Teros II	Buenos Aires	52	MATER	Eólica
Central Térmica Manantiales Behr	Chubut	58	PPA con YPF	Moto Generadores
Parque Eólico Cañadón León	Santa Cruz	123	CAMMESA / MATER (YPF)	Eólica
Total		2.483		

(1) Representa nuestra participación indirecta del 30% en Central Dock Sud a través de Inversora Dock Sud S.A., que posee un Ciclo Combinado con una capacidad instalada de 797,5 MW y dos turbinas de Ciclo Abierto de una capacidad instalada de 36 MW cada una, además de una participación de 0,13% en Termoeléctrica San Martín, 0,14% en Termoeléctrica Manuel Belgrano y 1,92% en Central Vuelta de Obligado S.A.

La capacidad instalada del Grupo representa el 5,8% de la capacidad instalada del país, incluyendo la participación en la Central Dock Sud. Al 30 de junio de 2022 el Grupo generó el 7,8% de la energía demandada en la Argentina, según la última información publicada por CAMMESA.

Las centrales de generación y los parques eólicos de la Sociedad generan energía convencional y energía renovable y su suministro es dirigido para el abastecimiento del mercado eléctrico argentino por medio de CAMMESA, las operaciones de YPF y otras industrias.

En febrero de 2022 la Sociedad comenzó la construcción de la primera etapa del Parque Solar Zonda, ubicado en el departamento de Iglesia, provincia de San Juan.

En esta primera etapa se construirán 100 MW sobre estructuras de seguimiento a un eje (E-O), la subestación del parque y la Línea de Alta Tensión que lo vinculará con el SADI e implica la instalación de aproximadamente 170.000 paneles solares que permitirán generar energía por más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER.

La obra se llevará a cabo en 14 meses y se espera que se encuentre despachando energía en el segundo trimestre de 2023. El proyecto final podría ampliarse a más de 300 MW en futuras etapas sujeto a la disponibilidad de transporte eléctrico en la zona.

Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022, se han logrado avances en trabajos propios del parque, como la adecuación del terreno y del hincado de perfiles para la estructura de las plantas fotovoltaicas, así como también en los trabajos iniciales en la Subestación transformadora. Adicionalmente, se comenzaron a recibir en sitio los embarques del equipamiento de tecnología solar: paneles, trackers y strings.

A la fecha de emisión de la presente reseña, el Grupo ha contractualizado la mayor parte de la energía a ser instalada en la primera etapa de construcción del Parque Solar Zonda, a través de PPAs denominados en dólares estadounidenses, con diversos usuarios industriales del sector privado, con plazos que van de 5 a 10 años.

Para propósitos de gestión, el Grupo está organizado en un único segmento de negocios para llevar a cabo su actividad principal de generación de energía eléctrica y su comercialización. El Grupo presenta en sus resultados operativos del estado de resultados integral únicamente la información sobre dicha actividad.

1.2. SITUACIÓN Y CONTEXTO MACROECONÓMICO

Siendo el Grupo un conjunto de empresas cuya actividad se centra en el mercado argentino, lleva a cabo su gestión en el marco de la evolución de las principales variables del contexto macroeconómico del país. En consecuencia, cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias de Argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en YPF Luz.

1.2.1. PRINCIPALES VARIABLES

La totalidad de nuestros ingresos se derivan de nuestras operaciones en Argentina y, por lo tanto, están sujetos a las condiciones macroeconómicas prevalecientes en el país. En consecuencia, los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nosotros.

En los últimos años la economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, inestabilidad macroeconómica, devaluaciones de la moneda y altos niveles variables de inflación. A esta situación macroeconómica local de los últimos años se le sumó a partir de marzo 2020 los efectos de las medidas tomadas para controlar la pandemia generada por el brote del virus COVID-19 y la consecuente disminución de la actividad económica. En 2021, con respecto a 2020, se visualizó una recuperación de la actividad económica luego de la caída pronunciada en 2020 en el marco de la pandemia de COVID-19 y las medidas adoptadas para combatirla. En el plano externo, la economía mundial, ha entrado en una etapa de desaceleración tras el fuerte repunte registrado en 2021, afectada por el conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania desatado durante febrero 2022. Dicho conflicto ha tenido y probablemente seguirá teniendo un impacto significativo en los precios de la mayoría de los commodities, niveles de inflación y afectación en las cadenas de suministro en general y, particularmente en el sector energético, lo que en consecuencia podría derivar en dificultades para abastecer el mercado local. En consecuencia, debido a las incertidumbres inherentes a la escala y duración de estos eventos y sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto que este conflicto armado podría tener en la economía mundial y los mercados financieros internacionales, en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio, condición financiera y resultado de nuestras operaciones.

Según el Informe Mensual de Estimación de la Actividad Económica publicado por el INDEC en mayo 2022, la actividad económica en Argentina registró una variación positiva de 0,3% en mayo 2022 respecto a abril 2022, mientras que la variación interanual registró una variación positiva de 7,4%.

En términos de inflación, Argentina ha enfrentado y sigue experimentando presiones inflacionarias significativas las cuales se aceleraron en los últimos meses del primer semestre de 2022. Durante 2021, el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") elaborado por el INDEC fue de 50,9%, mientras que el Índice de Precios Internos Mayoristas ("IPIM"), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 51,3%. Durante los primeros seis meses de 2022, el incremento acumulado del IPC fue de 36,2%, mientras que el IPIM aumentó 34,9%.

En términos de balanza comercial, según los últimos datos publicados por el INDEC en el informe Intercambio Comercial Argentino, el superávit en el saldo de la cuenta comercial de Argentina ascendió a US\$ 3.093 millones durante el primer semestre de 2022, lo que representó una disminución de 54,1% con respecto al primer semestre de 2021, explicado por un aumento de las importaciones de 44,4% y un aumento de las exportaciones de 25,6%, en comparación con el mismo período del año anterior.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 125,13 pesos por dólar al 30 de junio de 2022, habiéndose incrementado un 21,9% desde su valor de 102,62 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2021, o un 30,9% desde su valor de 95,62 pesos por dólar al 30 de junio de 2021. La cotización promedio del primer semestre de 2022 ascendió a 112,17 pesos por dólar y fue un 23,0% superior al promedio registrado durante el mismo período de 2021 de 91,22 pesos por dólar.

1.2.2. REESTRUCTURACIÓN DE LA DEUDA SOBERANA

En relación con la deuda soberana, durante 2021 el Gobierno Nacional continuó con negociaciones con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) para refinanciar la deuda de US\$ 44.000 millones tomada entre 2018 y 2019 bajo el actual Acuerdo Stand-by (“SBA” por sus siglas en inglés), con el objetivo de lograr la sostenibilidad de su deuda externa pública.

El 3 de marzo de 2022 el Gobierno Nacional y el FMI anunciaron que habían llegado a un acuerdo, que se basa en un Programa de Facilidades Extendidas (el “Programa”), el cual incluye 10 revisiones a llevarse a cabo trimestralmente durante dos años y medio. El primer desembolso se efectuaría previa aprobación del Programa, a pedido del FMI, por parte del Congreso Argentino y luego por parte del Directorio del FMI. Los restantes desembolsos se efectuarán luego de cada revisión. El plazo de reembolso de cada desembolso es de 10 años, con un plazo de gracia de cuatro años y medio, iniciando en 2026 y concluyendo en 2034. El 17 de marzo de 2022 el Congreso Argentino aprobó la Ley N° 27.668, promulgada el 18 de marzo de 2022 mediante el Decreto N° 130/2022. El 25 de marzo de 2022 el Directorio del FMI aprobó un acuerdo de 30 meses en el marco del Servicio de Facilidades Extendidas (“EFF” por sus siglas en inglés) a favor de Argentina por un monto de US\$ 44.000 millones, que permitía que el Gobierno Nacional reciba un desembolso inmediato de US\$ 9.656 millones. El Programa tiene por objeto mejorar las finanzas públicas y empezar a reducir la inflación persistentemente elevada mediante una estrategia de varios frentes, que incluye eliminar gradualmente el financiamiento monetario del déficit fiscal y reforzar el marco de la política monetaria y cambiaria. El Programa también busca fortalecer el mercado interno de deuda en pesos, mejorar la eficacia y la transparencia del gasto público, promover la inclusión laboral y de género, y mejorar la sostenibilidad y la eficiencia de sectores clave. El 24 de junio de 2022 el Directorio del FMI aprobó la primera revisión trimestral de metas realizada durante mayo y junio de 2022, en la cual se evaluó el desempeño del Gobierno Nacional respecto al cumplimiento de los cinco objetivos exigibles de política económica, lo cual habilitó un desembolso de US\$ 4.000 millones ya que todas las metas cuantitativas del primer trimestre habían sido cumplidas, y que a su vez se observaban avances respecto a las reformas que fomentarían el crecimiento de acuerdo con los compromisos del Programa. Adicionalmente, se acordó que los objetivos anuales previamente establecidos permanecerían sin cambios, específicamente aquellos relacionados con el déficit fiscal primario, el financiamiento monetario y las reservas internacionales netas. Se estima que la próxima revisión de metas tenga lugar en septiembre de 2022.

En relación con la deuda con el Club de París, en junio de 2021, el Ministro de Economía de Argentina anunció que el Gobierno Nacional había alcanzado un acuerdo para evitar un incumplimiento al vencimiento del 31 de julio de 2021 y poder seguir renegociando la deuda hasta el 31 de marzo de 2022. En razón de dicho acuerdo, el Gobierno Nacional realizó pagos en julio 2021 y febrero 2022 por un total de US\$ 430 millones a cuenta del capital de la deuda. Respecto de los intereses devengados y no pagados, serían incluidos en la renegociación que se estimaba alcanzar antes del 31 de marzo de 2022. El 22 de marzo de 2022 el Gobierno Nacional llegó a un acuerdo con el Club de París para una nueva extensión del entendimiento alcanzado en junio de 2021. El acuerdo alcanzado incluye garantías financieras por parte del Club de París en respaldo al Programa de Facilidades Extendidas que tiene una duración de 30 meses, permitiéndole a la Argentina asegurar las fuentes financieras identificadas en el acuerdo con el FMI. Dichas garantías financieras establecen que, durante la vigencia de dicho Programa, Argentina realizará pagos parciales al Club de París de manera proporcional a los que efectúe a otros acreedores bilaterales, de acuerdo con los términos establecidos en el entendimiento alcanzado en junio de 2021.. En mayo de 2022 el Gobierno Nacional y el Club de París llegaron a un acuerdo para diferir los pagos de deuda hasta el 30 de septiembre de 2024, mientras se avanza en un nuevo acuerdo que contemple la renegociación de tasas de interés y plazos.

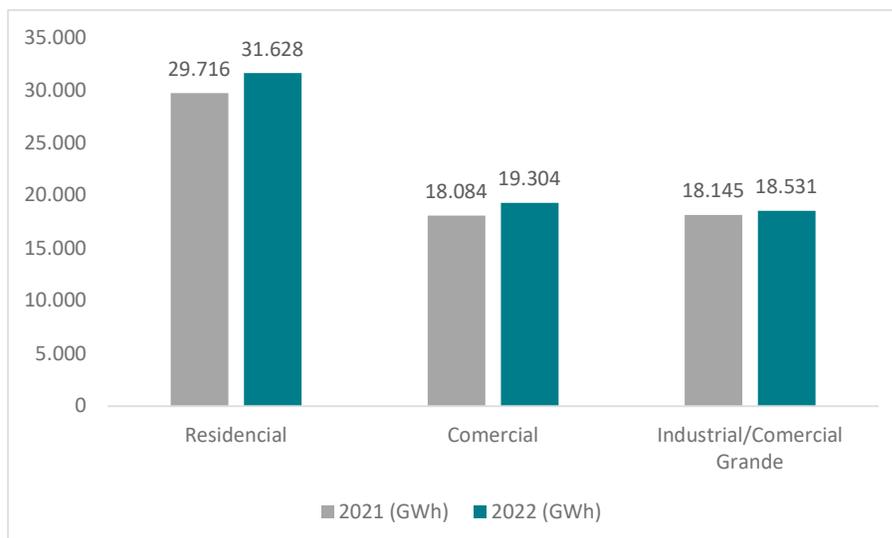
Si bien todas las metas cuantitativas del primer trimestre acordadas con el FMI han sido cumplidas, no podemos garantizar que las condiciones y metas de los próximos trimestres continuarán siendo cumplidas por Argentina y que no afectarán la capacidad del Gobierno Nacional para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico, ni podemos predecir el impacto del resultado de la implementación del Programa en la capacidad de Argentina (e indirectamente la nuestra) de acceder a los mercados de capitales internacionales. Asimismo, el impacto de cualquier medida tomada por el Gobierno Nacional en el futuro sobre la economía argentina continúa siendo incierto.

1.2.3. MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

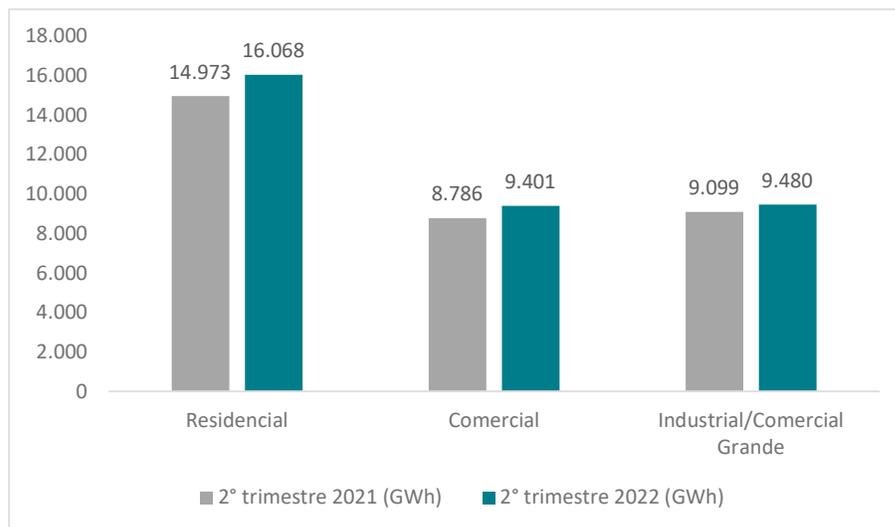
Demanda

Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022, la demanda de energía eléctrica del país se incrementó un 5,3% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica por un aumento en los tres segmentos de demanda (residencial, comercial y grandes usuarios) respecto a 2021, principalmente a causa de las altas temperaturas de los meses de enero y febrero 2022, a las bajas temperaturas de mayo y junio, y a una recuperación económica de los sectores productivos respecto a 2021.

El consumo de energía eléctrica del MEM durante los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2021 y 2022 se detalla a continuación:



Asimismo, el consumo de energía eléctrica del MEM durante el segundo trimestre de 2022 y el mismo período del año anterior se detalla a continuación:



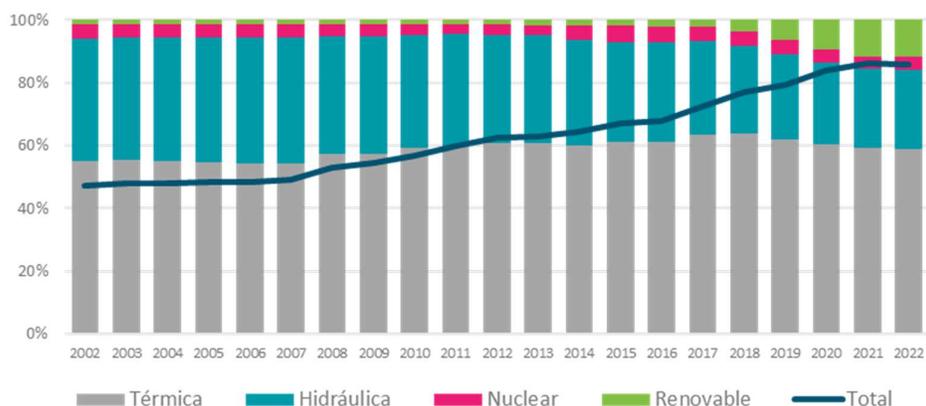
La demanda de los grandes usuarios de la distribuidora (3.425 GWh) creció un 6,1% respecto al segundo trimestre de 2021 y un 31,2% respecto al segundo trimestre de 2020, empezándose a ver una recuperación en la actividad económica. Los grandes usuarios del MEM (GUMA y GUME) que representaron el 17,3% del total de la demanda, registraron un aumento del 3,2% en su consumo respecto al segundo trimestre 2021, manteniéndose prácticamente constantes respecto al mismo período del año anterior.

Capacidad instalada

Al 30 de junio de 2021 y 2022, Argentina cuenta con una potencia instalada de 42.882 MW, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Junio 2022 (MW)	Junio 2021 (MW)
Térmica	25.274	25.295
Hidráulica	10.834	10.834
Nuclear	1.755	1.755
Eólica	3.291	3.169
Solar	1.076	760
Hidráulica renovable	512	510
Otros renovables	140	131
	42.882	42.454

La evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología desde 2002 se detalla a continuación:



Asimismo, durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022 la capacidad instalada ha mostrado la siguiente evolución:

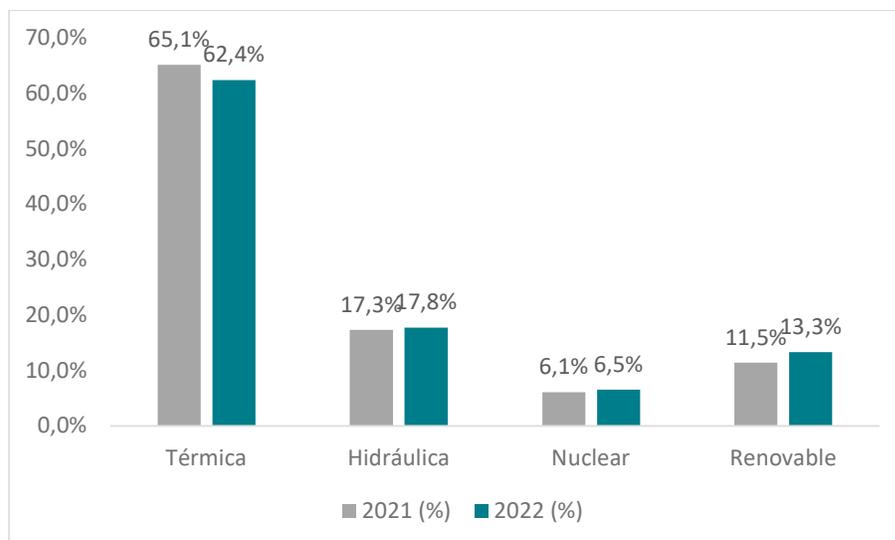
TIPO	2022 (MW)
Solar	15,0
Térmico	-123,3
Otros renovables	1,2
	-107,1

En lo que respecta al primer semestre de 2022, se destaca la incorporación de 15 MW de centrales solares fotovoltaicas (Tinogasta Tozzi – 10 MW y Helios Santa Rosa – 5 MW) y 1,2 de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (0,7 MW de Salto de la Loma y 0,5 MW del P.A.H Salto 11). En cuanto a la salida de máquinas térmicas se destaca la salida de motores diesel de EDEN generación por 14,4 MW, el cambio a auto generador de la central La Plata Cogeneración (128 MW) y repotenciaciones en las centrales térmicas Barker y Terminal 6.

Generación:

La generación del período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022 por fuente se detalla a continuación:

	2022 (GWh)	2021 (GWh)	Variación 2022 vs. 2021
Térmica	43.795	45.049	-2,8%
Hidráulica	12.466	11.991	4,0%
Nuclear	4.586	4.228	8,5%
Renovable	9.357	7.936	17,9%
Total	70.204	69.204	1,4%



La generación térmica y la hidroeléctrica continúan siendo las principales fuentes de energía utilizadas para satisfacer la demanda, con un repunte en la generación hidroeléctrica los últimos meses.

La energía nuclear tuvo un aumento del 8,5% respecto al mismo período de 2021. Esta diferencia se debe a que los primeros meses de 2021 la central Atucha II se encontró fuera de servicio por mantenimiento programado, compensado parcialmente con que también estuvo fuera de servicio el segundo trimestre de 2022 por la misma razón.

En cuanto a las ERNC, durante el primer semestre de 2022 las energías renovables generaron el 13,3% de la generación del sistema, y en los meses de marzo y abril alcanzó a cubrir aproximadamente el 16,0% de la demanda total.

Durante el primer semestre del 2022, el gas natural continúa siendo el principal combustible utilizado para la generación, pero se destaca el importante consumo de combustibles líquidos en el último año respecto al año anterior por menor disponibilidad de gas para usinas. El consumo por tipo de combustible se detalla a continuación:

	2022		2021		Variación
	Volumen	[%]	Volumen	[%]	
Gas Natural [Mm3/día]	38,8	70,9%	44,4	81,5%	-12,6%
Fuel Oil [Mm3/día gas eq.]	4,4	8,0%	2,7	5,0%	60,3%
Gas Oil [Mm3/día gas eq.]	9,8	17,9%	5,9	10,9%	65,4%
Carbón [Mm3/día gas eq.]	1,7	3,2%	1,4	2,6%	24,9%
Total	54,7	100,0%	54,4	100,0%	0,51%

Durante el primer semestre de 2022, la mejora en la generación hidroeléctrica y la mayor generación renovable resultó en una reducción de la generación térmica. La menor disponibilidad de gas natural por las bajas temperaturas generó un consumo de combustibles levemente mayor este semestre, donde se destaca el aumento en el consumo de combustibles alternativos.

Importaciones y exportaciones:

Las importaciones este trimestre provienen principalmente de Brasil en dos modalidades: modalidad intercambio donde Argentina se compromete a devolver esta energía a partir de septiembre 2022 y en modalidad de ofertas aceptadas a un precio promedio de 105 USD/MWh. También se importó energía desde Uruguay de acuerdo a ofertas de oportunidad de excedentes hidráulicos o eólicos sustituyendo generación térmica marginal. En lo que respecta a Paraguay obedece a razones locales en la Provincia de Misiones.

Importación (GWh)	1°T 2021	2°T 2021	2021	1°T 2022	2°T 2022	2022
Brasil	-	39,19	39,19	21,57	1.718,73	1.740,30
Paraguay	34,68	36,35	71,03	35,73	28,80	64,53
Uruguay	43,17	134,75	177,92	206,33	260,01	466,34
	77,85	210,29	288,14	263,63	2.007,54	2.271,17

En cuanto a las exportaciones se puede apreciar una fuerte disminución de aquellas destinadas a Brasil, a causa de la mejora de la hidráulica brasilera en 2022. Este trimestre no hubo exportaciones de energía.

Exportación (GWh)	1°T 2021	2°T 2021	2021	1°T 2022	2°T 2022	2022
Brasil	1.046,65	94,20	1.140,85	27,95	-	27,95
Uruguay	45,91	5,04	50,95	1,99	-	1,99
	1.092,56	99,24	1.191,80	29,94	-	29,94

El balance entre importación y exportación para el primer semestre de 2022 tiene como resultado un costo extra para CAMMESA de 178,4 millones de dólares.

Costos y precios

Las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales (dentro de las distribuidoras) con demandas menores a los 300 kW tuvieron un aumento en el mes de junio por efecto de la Resolución SE 405/2022 dando como resultado un precio medio para el segundo trimestre de 24.8 US\$/MWh. En el caso de los GUDI, en mayo la Secretaría de Energía, mediante la Resolución SE 305/2022, aprobó, con vigencia a partir de mayo 2022, los nuevos precios estabilizados de energía. En el segundo trimestre de 2022 el precio promedio de los GUDI fue aproximadamente 100,8 US\$/MWh, dejando de contemplar subsidios en este trimestre (vs 21% de subsidio en el segundo trimestre de 2021).

Como resultado de la operación, durante el segundo trimestre de 2022, el costo medio de generación alcanzó los 100 US\$/MWh, siendo 24,7 US\$/MWh superior al segundo trimestre de 2021 (75,1 US\$/MWh).

El costo marginal operado y los precios por usuario final de los meses de junio de 2022 y 2021 se detallan a continuación:

	US\$ / MWh		
	Junio 2022	Junio 2021	Var. %
Costo Marginal Operado	277,4	119,2	132,9%
GUMA / GUME	120,8	85,1	41,9%
GUDI	113,4	58,6	93,5%
Estacional	27,8	20,5	35,4%
PLUS	81,5	69,5	17,3%
MATER	60,7	61,0	-0,5%
RENOVAR	69,2	71,8	-3,5%

El costo marginal operado y los precios por usuario final del segundo trimestre de 2022 y 2021 se detallan a continuación:

	US\$ / MWh		
	Junio 2022	Junio 2021	Var. %
Costo Marginal Operado	218,5	108,6	101,2%
GUMA / GUME	99,9	75,1	32,9%
GUDI	100,8	59,3	70,1%
Estacional	24,8	20,8	19,0%
PLUS	74,9	61,7	21,4%
MATER	60,5	61,2	-1,2%
RENOVAR	68,9	71,5	-3,5%

El subsidio total a la energía eléctrica (sin incluir transporte) representó un 54,2% del costo del sistema en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022, siendo de aproximadamente US\$ 1.962 millones (sin considerar el margen por exportación de energía).

1.2.4. PRINCIPALES ASPECTOS REGULATORIOS

Con fecha 1 de febrero de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 40/2022 mediante la cual se aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y para el MEM del Sistema Tierra del Fuego (MEMSTDF) correspondiente al período comprendido entre el 01.02.2022 y el 30.04.2022.

- Se ajusta el precio Estabilizado de la Energía (PEE) para los Grandes Usuarios del distribuidor de mayor o igual 300 kW (GUDI).
- Se establecen Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEMSTDF para la demanda de energía eléctrica de usuarios cuya actividad se encuadre en el minado de criptomonedas.

Con fecha 1 de febrero de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 4105/2022 mediante la cual se modifican los precios definidos en la Resolución N° 40/2022, con vigencia a partir del 1 de marzo de 2022:

- Precios de referencia de la Potencia, Estabilizados de la Energía en el MEM, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM.
- Se establecen la aplicación de los valores del Precio Estabilizado de Transporte correspondientes a cada Agente Distribuidor del MEM por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal.

Con fecha 21 de abril de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 238/2022 de la Secretaría de Energía mediante la cual se adecúa la remuneración establecida en la Resolución N° 440/2021 en aproximadamente un 30% y un 10% adicional, con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2022 y junio de 2022, respectivamente.

1.3. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

1.3.1. PRIMER SEMESTRE 2022 VS. PRIMER SEMESTRE 2021

A nivel operativo, durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022 la generación de energía producida por el Grupo se incrementó un 2,8% respecto al mismo período de 2021, alcanzando una generación de 4.899 GWh en el presente semestre. Asimismo, la potencia comercial disponible de energía térmica del Grupo aumentó aproximadamente un 13,6% alcanzando en promedio los 1.568,5 MW.

Los ingresos por ventas correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022 fueron de \$ 26.265,4 millones, lo que representa un aumento del 36,4% en comparación con los \$ 19.252,4 millones correspondientes al primer semestre de 2021. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos por ventas del Grupo antes mencionados se destacan:

- Ingresos por ventas provenientes de nuestros contratos de abastecimiento de energía a largo plazo (PPA): Mayores ingresos por \$ 7.225,9 millones, lo que representa un incremento del 53,7%. Este aumento contempla el incremento de los precios expresados en pesos debido a la devaluación del 22,8% registrada entre períodos, impactando en los precios nominados en dólares. Asimismo, las variaciones responden a los siguientes factores operativos:
 - Central Térmica El Bracho: Los ingresos por ventas fueron mayores al mismo período del año anterior por el efecto de la devaluación del peso descripto, aun habiéndose registrado volúmenes de generación y potencia levemente inferiores respecto al año anterior, debido a las mayores horas de operación, lo que generó derrateos como consecuencia de las altas temperaturas la zona.
 - La Plata Cogeneración I: En diciembre de 2021, la Secretaría de Energía autorizó a YPF Energía Eléctrica S.A. el cambio de categoría de agente del MEM desde la condición Generador a la de Autogenerador, iniciando un nuevo contrato con YPF S.A. con precio denominado en dólares estadounidenses.
 - La Plata Cogeneración II: Se generaron aumentos en los volúmenes de energía y, aunque en menor medida, aumentos en la potencia.
 - Parque Eólico Cañadón León: Entrada en operación comercial en diciembre de 2021.
 - Parque Eólico Los Teros: Se registró un aumento en los volúmenes de generación respecto al mismo período del año anterior debido la entrada en operación de la segunda etapa del Parque, y a un mayor factor de capacidad.
 - Parque Eólico Manantiales Behr: Se registró un aumento en la generación por un leve aumento del factor de capacidad del recurso.
 - Loma Campana I: Se registraron aumentos tanto en la disponibilidad como en la potencia respecto al mismo período del año anterior debido a una falla registrada en el supercore e IPT que mantuvo a la máquina fuera de servicio desde el 21 de enero de 2021 hasta mayo de 2021.
 - Loma Campana II: La disponibilidad y la potencia fueron mayores respecto al mismo período del año anterior debido a una falla registrada en el supercore e IPT que mantuvo a la máquina fuera de servicio desde diciembre de 2020, entrando nuevamente en servicio el 24 de enero de 2021.
 - Loma Campana Este: Se registraron aumentos en la energía y potencia vendida, como consecuencia de una mayor demanda de YPF S.A.

- Ingresos por ventas de Energía Base: Durante el periodo de 6 meses finalizado el 30 de junio de 2022, se registraron menores ingresos por ventas por \$ 136,9 millones, lo que representa una variación del 3,4% respecto del mismo período del año anterior. Esto se debe principalmente a:
 - La Plata Cogeneración I: Disminución de las ventas, dado que durante el primer semestre de 2022 la energía fue inferior con respecto al mismo período del 2021, en mayor medida a la entrada en vigencia desde diciembre de 2021 de la figura de autogenerador comentada anteriormente, y al comienzo del mantenimiento mayor programado iniciado a fines de marzo de 2022.
 - Complejo de Generación Tucumán: Mayores ingresos por ventas debido principalmente a mayor disponibilidad del primer semestre de 2022 en comparación al primer semestre de 2021 por el Mantenimiento Mayor realizado en la planta de San Miguel de Tucumán, quedando fuera de servicio la turbina de vapor desde el 27 de marzo de 2021 hasta el 5 de julio de 2021 y hasta el 10 de julio de 2021 la TG01.
- Ingresos por ventas de Vapor: Mayores ingresos por ventas por \$ 1,1 millones, lo que representa un incremento del 0,1% respecto al primer semestre de 2021. Esta variación corresponde principalmente a los mayores ingresos por ventas generados por La Plata Cogeneración II, debido a su entrada en operación durante enero de 2021. Dicho efecto fue parcialmente compensado por Central La Plata Cogeneración I, debido a la entrada en vigencia del nuevo contrato con YPF S.A. mencionado anteriormente, por el cual ya no se generan costos por el gas provisto por YPF S.A.

Los costos de producción correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022 ascendieron a \$ 11.310,3 millones, un 26,2% superior a los \$ 8.961,7 millones correspondientes al mismo período del año 2021, motivado principalmente por:

- Incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo en \$ 1.855,2 millones debido fundamentalmente a la entrada en operación del Parque Eólico Los Teros II, Motores Manantiales Behr y Parque Eólico Cañadón León, con el consecuente inicio de la depreciación de los proyectos. Asimismo, ha influido la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad.
- Incremento en los costos de conservación, reparación y mantenimiento por \$ 355,6 millones debido principalmente a los nuevos activos en operación y aumentos de precios en la economía.
- Incremento de sueldos y cargas sociales y de otros gastos de personal por \$ 286,3 millones principalmente por los incrementos salariales otorgados.
- Incremento en los costos de transporte, producto y carga por \$ 266,9 millones, debido al incremento en los precios y al efecto de la devaluación.
- Incremento en los costos por seguros por \$ 190,9 millones, debido principalmente a las pólizas correspondientes a los nuevos activos en operación.
- Disminución en las compras de combustible, gas, energía y otros por \$ 615,1 millones, principalmente debido a la entrada en vigencia desde diciembre de 2021 de la figura de autogenerador de la Central La Plata Cogeneración I, lo que dio inicio a un nuevo contrato con YPF S.A.

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022 ascendieron a \$ 1.863,9 millones, con un incremento del 22,9% comparado con los \$ 1.517,1 millones registrados en el primer semestre de 2021, debido principalmente a mayores cargos de sueldos y cargas sociales, efecto parcialmente compensado por menos cargos por impuestos.

Los otros resultados operativos, netos correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022 ascendieron a \$ 756,2 millones, representando una disminución, comparado con los \$ 1.147,2 millones registrados en el primer semestre de 2021. Esto se debe principalmente a la ganancia registrada en el período comparativo en concepto del acuerdo conciliatorio de fecha 31 de marzo de 2021 entre la subsidiaria Y-GEN II y Allianz Argentina Cía. de Seguros S.A. (“Allianz”) mediante el cual esta última el 15 de abril de 2021 abonó una indemnización única, total y definitiva por la demora en el inicio comercial del cierre de ciclo del El Bracho (demora en COD) provocado por el hundimiento del barco que transportaba equipamiento necesario para dicho proyecto. Cabe destacar además que dicha subsidiaria no presentó a Allianz reclamo alguno por el daño físico a la carga del buque.

El resultado operativo correspondiente al presente semestre fue de \$ 13.847,4 millones debido a los factores descriptos anteriormente, un 39,6% superior en comparación con el resultado operativo de \$ 9.920,8 millones correspondiente al mismo período del año 2021.

Los resultados por participación en sociedades correspondientes al primer semestre de 2022 representaron una pérdida de \$ 365,2 millones, en comparación la pérdida de \$ 274,8 millones del mismo período del año anterior, debido a los resultados reportados por nuestra sociedad relacionada Inversora Dock Sud, impactados por una significativa pérdida en la línea “resultados financieros” de su sociedad controlada Central Dock Sud, debido al efecto de ajuste por inflación contable.

Los resultados financieros, netos correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022 fueron una pérdida de \$ 3.118,0 millones, en comparación con la pérdida de \$ 3.628,2 millones correspondientes al primer semestre de 2021. La variación corresponde a una mayor ganancia registrada durante el presente período generada por la tenencia de Fondos Comunes de Inversión y a menores cargos por intereses de préstamos.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al presente período fue negativo en \$ 1.542,8 millones, en comparación con el cargo negativo de \$ 4.246,8 millones correspondiente a 2021. La variación se debe principalmente a la reducción en el pasivo diferido vinculado al rubro “Propiedades, Planta y Equipo” donde la actualización del valor fiscal (conforme al comportamiento del índice de precios al consumidor) resulta superior a la re-expresión que la contabilidad expone en los estados financieros, y al incremento de la tasa legal de impuesto a las ganancias establecido por la Ley N° 27.630 promulgada en el mes de junio de 2021, que impactó tanto al impuesto corriente como al impuesto diferido en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2021. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el aumento del impuesto corriente como consecuencia del incremento del resultado antes de impuesto a las ganancias y del impacto del ajuste por inflación fiscal sobre las partidas monetarias.

Resultado neto:

El resultado neto correspondiente al presente semestre de 2022 fue una ganancia de \$ 8.821,4 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la ganancia de \$ 1.771,0 millones generada en el mismo semestre del año anterior.

Resultado integral:

Los otros resultados integrales correspondientes al presente período fueron positivos en \$ 22.289,6 millones, en comparación con los \$ 10.443,6 millones positivos registrados por este concepto durante 2021. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominados en dólares y por la depreciación del peso durante el presente período.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022 fue una ganancia de \$ 31.111,0 millones, en comparación con la ganancia de \$ 12.214,6 millones durante el mismo período de 2021.

Principales variaciones en la Generación y Aplicación de Fondos

Durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2022, la generación de flujos de fondos operativos alcanzó los \$ 12.789,6 millones, un 11,0% superior a la del período anterior. Este incremento de \$ 1.263,0 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones y amortizaciones) de \$ 5.821,5 millones y la erosión del capital de trabajo de \$ 4.558,4 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 7.454,6 millones durante el presente período, un 2,2% menor al año mismo período del año anterior, con un nivel de inversiones en activos fijos que totalizaron \$ 7.412,2 millones (incluyendo los anticipos a proveedores) lo que representa un menor nivel de inversiones con respecto al mismo período del año anterior debido al avance de ciertos proyectos durante el primer semestre de 2021.

A su vez, el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación alcanzó un total de \$ 962,5 millones, lo que representa una disminución del 91,2%, en relación a la aplicación de fondos del período 2021. Esta variación se debe principalmente a una disminución neta en la toma de préstamos por \$ 10.569,7 millones.

Adicionalmente en este período, debido a la revaluación de los saldos de efectivo y equivalentes de efectivo nominados en dólares, y producto de la devaluación registrada del 21,9%, dichos saldos se incrementaron en \$ 3.262,4 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de \$ 16.624,0 millones al 30 de junio de 2022. Asimismo, los préstamos del Grupo alcanzaron los \$ 108.925,4 millones, siendo exigible en el corto plazo solo un 26,2% del total.

1.3.2. SEGUNDO TRIMESTRE 2022 VS. SEGUNDO TRIMESTRE 2021

A nivel operativo, durante el segundo trimestre de 2022 la generación de energía producida por el Grupo disminuyó un 8,3% respecto al mismo período de 2021, alcanzando una generación de 2.155,2 GWh en el trimestre. Asimismo, la potencia disponible de energía del Grupo se incrementó un 14,2% alcanzando en promedio los 1.534,9 MW.

Los ingresos correspondientes al segundo trimestre de 2022 fueron de \$ 13.959,5 millones, lo que representa un aumento del 32,5% en comparación con los \$ 10.535,1 millones correspondientes al mismo período de 2021. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos por ventas del Grupo antes mencionados se destacan:

- Mayores ingresos por ventas provenientes de nuestros contratos de abastecimiento de energía a largo plazo (PPA) por \$ 3.852,1 millones, lo que representa un incremento del 52,2%, principalmente por la entrada en operación de los Parques Eólicos Los Teros II, Motores Manantiales Behr y Parque Eólico Cañadón León. Adicionalmente tuvo impacto el incremento de los precios expresados en pesos debido a la devaluación del 25,6% registrada entre períodos, impactando en los precios nominados en dólares
- Menores ingresos por ventas de Energía Base por \$ 311,2 millones, lo que representa una variación de 14,3%, originado principalmente por la disminución de las ventas en La Plata Cogeneración I, originado en mayor medida a la entrada en vigencia desde diciembre de 2021 de la figura de autogenerador comentada anteriormente, compensado parcialmente por mayores ingresos por ventas generados por el Complejo de Generación Tucumán en comparación al segundo trimestre de 2021, por el Mantenimiento Mayor realizado en la planta de San Miguel de Tucumán, quedando fuera de servicio la turbina de vapor desde el 27 de marzo de 2021 hasta el 5 de julio de 2021 y hasta el 10 de julio de 2021 la TG01.
- Menores ingresos por venta de vapor por \$ 91,3 millones debido a la entrada en vigencia del nuevo contrato con YPF S.A. mencionado anteriormente, por el cual ya no se generan costos por el gas provisto por YPF S.A

Los costos de producción correspondientes al segundo trimestre de 2022 ascendieron a \$ 6.461,7 millones, un 37,8% superior a los \$ 4.690,7 millones correspondientes al segundo trimestre de 2021. El incremento estuvo motivado principalmente por:

- Incremento en la depreciación de propiedades, planta y equipo en \$ 987,6 millones debido fundamentalmente a la entrada en operación de los Parques Eólicos Los Teros II, Motores Manantiales Behr y Parque Eólico Cañadón León, con el consecuente inicio de la depreciación de los proyectos. Asimismo, ha influido la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad.
- Incremento en los costos de conservación, reparación y mantenimiento por \$ 366,5 millones, debido principalmente a los nuevos activos en operación.
- Incremento de sueldos y cargas sociales y de otros gastos de personal por \$ 234,3 millones principalmente por los incrementos salariales otorgados.
- Incremento en los costos de transporte, producto y carga por \$ 181,2 millones, debido al incremento en los precios y al efecto de la devaluación.
- Disminución en las compras de combustible, gas, energía y otros por \$ 280,5 millones, principalmente debido a la entrada en vigencia desde diciembre de 2021 de la figura de autogenerador de la Central La Plata Cogeneración I, lo que dio inicio a un nuevo contrato con YPF S.A.

Los gastos de administración y comercialización correspondientes al segundo trimestre de 2022 ascendieron a \$ 1.011,2 millones, presentando un incremento del 32,7% comparado con los \$ 761,8 millones registrados en el mismo período de 2021, debido principalmente a mayores cargos de sueldos y cargas sociales, efecto parcialmente compensado por menos cargos por impuestos

El resultado operativo correspondiente al segundo trimestre alcanzó \$ 6.994,9 millones debido a los factores descriptos anteriormente, un 30% superior en comparación con el resultado operativo de \$ 5.381,0 millones correspondiente al segundo trimestre de 2021.

Los resultados por participación en nuestra sociedad co-controlada IDS correspondientes al segundo trimestre de 2022 fueron una pérdida de \$ 222,1 millones, en comparación con la pérdida de \$ 212,1 millones, correspondiente al mismo período de 2021 por los motivos previamente analizados en relación al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2021.

Los resultados financieros, netos correspondientes al segundo trimestre de 2022 fueron una pérdida de \$ 1.608,5 millones, en comparación con la pérdida de \$ 2.046,5 millones correspondientes al mismo período de 2021. La variación corresponde a una mayor ganancia registrada durante el presente período generada por la tenencia de Fondos Comunes de Inversión.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al segundo trimestre de 2022 fue negativo en \$ 40,3 millones, en comparación con el cargo negativo de \$ 2.984,1 millones correspondiente al mismo período de 2021. La variación se debe principalmente al incremento de la tasa legal de impuesto a las ganancias establecido por la Ley N° 27.630, que impactó tanto al impuesto corriente como al impuesto diferido en el segundo trimestre del 2021, y a la reducción en el pasivo diferido vinculado al rubro "Propiedades, Planta y Equipo" donde la actualización del valor fiscal (conforme al comportamiento del índice de precios al consumidor) resulta superior a la re-expresión que la contabilidad expone en los estados financieros. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el aumento del impuesto corriente como consecuencia del incremento del resultado antes de impuesto a las ganancias y del impacto del ajuste por inflación fiscal sobre las partidas monetarias.

Resultado neto:

El resultado neto correspondiente al segundo trimestre de 2022 fue una ganancia de \$ 5.124,0 millones, en comparación con la ganancia de \$ 138,3 millones durante el mismo período de 2021.

Resultado integral:

Los otros resultados integrales correspondientes al segundo trimestre de 2022 fueron positivos en \$ 14.030,3 millones, en comparación con el cargo positivo registrado por este concepto durante 2021 de \$ 3.705,8 millones. Estos resultados provienen mayoritariamente de la diferencia de conversión de las propiedades, plantas y equipos y de los préstamos nominados en dólares, por la depreciación del peso durante el presente período.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente al segundo trimestre de 2022 fue una ganancia de \$ 19.154,4 millones, en comparación con la ganancia de \$ 3.844,1 millones durante el mismo período de 2021.

Principales variaciones en la Generación y Aplicación de Fondos

Durante el segundo trimestre de 2022, la generación de caja operativa alcanzó los \$ 4.576,6 millones, un 44,0% superior a la del mismo período del año anterior. Este aumento de \$ 1.397,8 millones tuvo lugar principalmente por el aumento del resultado operativo (sin considerar depreciaciones y amortizaciones) de \$ 2.626,3 millones, y una erosión del capital de trabajo de \$ 1.228,5 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 5.532,1 millones durante el presente período, principalmente debido a las inversiones en activos fijos, las cuales totalizaron \$ 5.431,1 millones (incluyendo anticipos a proveedores), en comparación con \$ 2.875,8 millones en 2021.

A su vez, el flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación alcanzó un total de \$ 4.456,7 millones, lo que representa una disminución neta de fondos de \$ 1.632,9 millones. Esta variación fue generada principalmente por la disminución de fondos aplicados a cancelaciones y tomas de préstamos por \$ 1.316,8 millones.

Adicionalmente dado que el Grupo ha mantenido una porción de su posición de efectivo y equivalentes en dólares, se registraron revaluaciones en los saldos de efectivo por un valor de \$ 2.187,9 millones.

La generación de recursos previamente explicada deviene en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de \$ 16.623,7 millones al 30 de junio de 2022. Asimismo, los préstamos del Grupo alcanzaron los \$ 108.925,4 millones, siendo exigible en el corto plazo solo un 26,2% del total.

2. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA PATRIMONIAL

Estados de Situación Financiera Consolidados al 30 de junio de 2022, 2021, 2020, 2019 y 2018.

(Cifras expresadas en miles de pesos argentinos)

	30/06/2022	30/06/2021	30/06/2020	30/06/2019	30/06/2018
Activo no corriente	228.961.553	171.265.081	119.273.960	58.054.522	28.294.181
Activo corriente	38.440.261	29.757.216	28.293.942	13.891.690	9.734.008
TOTAL DEL ACTIVO	267.401.814	201.022.297	147.567.902	71.946.212	38.028.189
Patrimonio					
Aporte de los propietarios	8.411.982	8.411.982	8.411.982	8.411.982	8.411.982
Reserva, otros resultados integrales y resultados acumulados	117.478.448	74.597.463	47.546.610	22.475.020	8.756.863
TOTAL PATRIMONIO NETO	125.890.430	83.009.445	55.958.592	30.887.002	17.168.845
Pasivo					
Pasivo no corriente	92.046.285	80.487.176	62.690.557	27.014.591	13.919.283
Pasivo corriente	49.465.099	37.525.676	28.918.753	14.044.619	6.940.061
TOTAL DEL PASIVO	141.511.384	118.012.852	91.609.310	41.059.210	20.859.344
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	267.401.814	201.022.297	147.567.902	71.946.212	38.028.189

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 9 – AGOSTO – 2022
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

DIEGO O. DE VIVO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 223 - Fº 190

3. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA DE RESULTADOS

Estados de Resultados Integrales Consolidados por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2022, 2021, 2020, 2019 y 2018.

(Cifras expresadas en miles de pesos argentinos)

	2022	2021	2020	2019	2018
Ingresos por ventas	26.265.398	19.252.399	9.164.361	6.567.165	2.230.028
Costos de producción	(11.310.313)	(8.961.651)	(4.216.867)	(2.864.618)	(697.818)
Resultado bruto	14.955.085	10.290.748	4.947.494	3.702.547	1.532.210
Gastos de administración y comercialización	(1.863.867)	(1.517.122)	(1.026.248)	(560.652)	(116.002)
Resultado remediación participación preexistente	-	-	-	-	1.785.033
Otros resultados operativos, netos	756.202	1.147.219	448.628	51.408	4
Resultado operativo	13.847.420	9.920.845	4.369.874	3.193.303	3.201.245
Resultado por participación en sociedades	(365.193)	(274.818)	63.774	247.891	43.939
Resultados financieros, netos	(3.118.016)	(3.628.188)	(593.808)	(785.590)	(654.093)
Resultado neto antes del impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas	10.364.211	6.017.839	3.839.840	2.655.604	2.591.091
Impuesto a las ganancias	(1.542.785)	(4.246.833)	(1.439.833)	(445.337)	(861.784)
Resultado neto del período por operaciones continuadas	8.821.426	1.771.006	2.400.007	2.210.267	1.729.307
Resultado después del impuesto a las ganancias del período correspondiente a operaciones discontinuadas	-	-	-	-	13.296
Resultado neto del período	8.821.426	1.771.006	2.400.007	2.210.267	1.742.603
Otros Resultados Integrales del ejercicio					
- Otros resultados integrales que no se reclasificará a resultados en períodos posteriores	22.280.961	10.402.659	8.088.765	3.222.243	5.558.186
- Otros resultados integrales que se reclasificarán a resultados en períodos posteriores	8.589	40.977	(68.940)	(66.784)	49.244
Otros resultados integrales del período	22.289.550	10.443.636	8.019.825	3.155.459	5.607.430
Resultado integral total del período	31.110.976	12.214.642	10.419.832	5.365.726	7.350.033

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 9 – AGOSTO – 2022
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

DIEGO O. DE VIVO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 223 - Fº 190

4. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA DE FLUJOS DE EFECTIVO

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2022, 2021, 2020, 2019 y 2018.

(Cifras expresadas en miles de pesos argentinos)

	2022	2021	2020	2019	2018
Flujo neto de Efectivo de las Actividades Operativas	12.789.587	11.526.570	5.657.740	3.777.177	1.922.311
Flujo neto de Efectivo de las Actividades de Inversión	(7.454.648)	(7.293.920)	(9.059.872)	(10.403.432)	(5.002.135)
Flujo neto de Efectivo de las Actividades de Financiación	(962.541)	(10.978.093)	1.483.353	8.071.503	4.577.127
Aumento (Disminución) neta del efectivo	4.372.398	(6.745.443)	(1.918.779)	1.445.248	1.497.303
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	3.262.411	1.553.404	2.091.944	583.374	463.099
Variación del efectivo y equivalentes de efectivo de activos mantenidos para su disposición	-	-	21.194	-	-
Efectivo al inicio del ejercicio	8.989.141	14.296.594	14.700.487	4.701.336	139.082
Efectivo al cierre del período	16.623.950	9.104.555	14.894.846	6.729.958	2.099.484
Aumento / (Disminución) neta del efectivo	4.372.398	(6.745.443)	(1.918.779)	1.445.248	1.497.303

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 9 – AGOSTO – 2022
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

DIEGO O. DE VIVO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 223 - Fº 190

5. DATOS ESTADÍSTICOS

(no cubierto por el informe de revisión de los auditores independientes)

Energía eléctrica remunerada	Unidad	2022	2021	2020	2019	2018
Central Generación Tucumán	GWh	999,7	1.524,4	2.234,7	1.877,2	2.912,9
Loma Campana I	GWh	311,6	142,2	255,3	372,1	106,3
Loma Campana Este	GWh	33,2	21,9	20,3	20,7	16,0
La Plata Cogeneración I	GWh	260,0	401,4	437,3	360,8	416,8
La Plata Cogeneración I	K Tn	496,6	759,2	855,44	703,34	769,32
La Plata Cogeneración II	GWh	287,9	269,4	-	-	-
La Plata Cogeneración II	K Tn	700,2	409,5	-	-	-
Parque Eólico Manantiales Behr	GWh	242,0	239,2	256,1	243,7	-
Central Térmica Manantiales Behr	GWh	199,5	50,5	-	-	-
Loma Campana II – Y-GEN	GWh	286,7	40,0	243,7	269,1	202,1
Central Térmica El Bracho – Y-GEN II (Turbina Gas Natural)	GWh	999,4	1.049,4	51,1	62,0	406,2
Central Térmica El Bracho – Y-GEN II (Turbina Vapor)	GWh	682,5	735,5	-	-	-
Parque Eólico Los Teros I	GWh	261,3	259,8	-	-	-
Parque Eólico Los Teros II	GWh	117,6	30,4	-	-	-
Parque Eólico Cañadón León	GWh	217,6	-	-	-	-
Total	GWh	4.899,0	4.764,1	3.498,5	3.205,6	4.060,3
Total	K Tn	1.196,8	1.168,7	855,44	703,34	769,32

Factor de carga de energía renovable (Promedio ponderado de la capacidad instalada de los parques eólicos)	Unidad	2022	2021	2020	2019	2018
Parque Eólico Manantiales Behr	%	57,3	57,2	60,3	59,6	-
Parque Eólico Los Teros	%	50,2	50,5	-	-	-
Parque Eólico Cañadón León	%	40,7	-	-	-	-

Potencia remunerada	Unidad	2022	2021	2020	2019	2018
Central Generación Tucumán	MW	773,1	600,8	709,7	741,9	716,6
Loma Campana I	MW	71,9	32,4	59,1	85,7	24,9
Loma Campana Este	MW	8,0	5,0	12,0	12,0	7,6
La Plata Cogeneración I	MW	60,0	100,5	108,7	89,5	103,4
La Plata Cogeneración II	MW	76,7	78,3	-	-	-
Central Térmica Manantiales Behr	MW	39,6	37,6	-	-	-
Loma Campana II – Y-GEN	MW	100,7	85,6	104,1	99,0	82,6
Central Térmica El Bracho – Y-GEN II (Turbina Gas natural)	MW	247,3	248,9	128,8	128,3	103,5
Central Térmica El Bracho – Y-GEN II (Turbina Vapor)	MW	191,3	191,4	-	-	-

6. ÍNDICES

	30/06/2022	30/06/2021	30/06/2020	30/06/2019	30/06/2018
Liquidez corriente					
(Activo Corriente sobre Pasivo Corriente)	0,78	0,79	0,98	0,99	1,40
Solvencia					
(Patrimonio Neto sobre Pasivo Total)	0,89	0,70	0,61	0,75	0,82
Inmovilización del Capital					
(Activo no corriente sobre Activo Total)	0,86	0,85	0,81	0,81	0,74

Firmado a los efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 9 – AGOSTO – 2022
DELOITTE & CO. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

DIEGO O. DE VIVO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 223 - Fº 190

7. PRINCIPALES LOGROS DEL PERÍODO Y PERSPECTIVAS

La Sociedad es una compañía de energía eléctrica rentable, eficiente y sustentable, que optimiza el uso de los recursos naturales y contribuye al desarrollo energético del país y los mercados en los que participa. Esta es la misión de la Sociedad, la definición más profunda de su razón de ser.

La visión de la Sociedad es lograr ser una de las principales compañías del sector de generación de energía eléctrica, líder en energías renovables, con estándares de seguridad, tecnología, eficiencia y calidad de referencia mundial.

Para el logro de esta desafiante visión, el trabajo de la Sociedad se enmarca en los siguientes lineamientos estratégicos:

- Crecimiento sustentable con rentabilidad y disciplina financiera.
- Búsqueda del liderazgo en el mercado de generación con foco en las energías renovables.
- Garantizar soluciones energéticas competitivas para nuestros clientes.
- Operaciones y procesos eficientes, confiables, transparente, íntegros y seguros.
- Desarrollar y fortalecer nuestra gente como elemento diferenciador.
- Sustentabilidad social y ambiental en nuestras operaciones.

Asimismo, la Sociedad ha logrado consolidar una cultura que la defina como compañía, que guía su estrategia, que contribuye a cuidar su gente y forma parte de su diferencial competitivo. La cultura se basa en seis valores corporativos seleccionados y definidos con la participación de todo el personal de la compañía:

- Sustentabilidad
- Trabajo en equipo
- Foco en resultados.
- Pasión
- Agilidad
- Compromiso
- Integridad

Una de nuestras fortalezas está dada por la calidad y renombre de nuestros accionistas. YPF S.A. es propietario del 75,01% y General Electric controla el 24,99% de nuestro capital social. YPF S.A. es la mayor empresa energética de Argentina que opera una cadena de petróleo y gas totalmente integrada, con posiciones de liderazgo en el mercado, tanto en los segmentos Upstream como Downstream, es mayoritariamente de propiedad del Estado Argentino y cotiza en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Nueva York desde 1993. YPF es también uno de los mayores usuarios de electricidad en Argentina y es la mayor empresa privada del país, con contratos de compra de energía (PPA por sus siglas en inglés) por más de 180 MW de capacidad instalada. General Electric es una empresa industrial diversificada de más de 125 años de antigüedad con operaciones en más de 150 países y negocios que abarcan los sectores de aviación, energía y salud. Nuestros accionistas brindan un apoyo tecnológico y técnico significativo a nuestras plantas y planes de expansión, necesario para la consecución de nuestros objetivos.

Desde su creación en 2013, YPF Luz viene creciendo muy rápidamente y se transformó en pocos años de una pequeña subsidiaria de YPF S.A. a un actor importante en el mercado argentino de generación de energía.

En este sentido, en los últimos años se realizaron inversiones que permitieron finalizar varios proyectos que incrementaron significativamente nuestra oferta de energía.

Con fecha 27 de marzo de 2021, CAMMESA otorgó la habilitación comercial (COD) de 35,1MW 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, la habilitación comercial de los restantes motores para alcanzar una potencia total de 58 MW se obtuvo el 6 de abril de 2021. La central térmica complementó la energía generada por el Parque Eólico Manantiales Behr y permitió así establecer nuestro primer sistema híbrido de generación (térmica y eólica).

Por otra parte, entre el 21 de mayo y el 3 de junio de 2021 CAMMESA otorgó en etapas la habilitación comercial del Parque Eólico Los Teros II. Esta segunda etapa del proyecto suma 52 MW de potencia instalada al Parque Eólico de Azul que alcanza ahora los 175 MW totales y comenzó a operar al 100%.

Con una inversión de US\$ 235 millones, 45 aerogeneradores, y un factor de capacidad de 55%, el Parque Eólico Los Teros tiene la capacidad de producir 838 GWh de energía por año y evitar la emisión de más de 400 mil toneladas de dióxido de carbono.

Por último, con fecha 15 y 22 de diciembre de 2021, se obtuvo la habilitación comercial de los 29 aerogeneradores del Parque Eólico Cañadón León, ubicado en la provincia de Santa Cruz, a 25 km. de la ciudad de Caleta Olivia, y aproximadamente a 100 km. del Parque Eólico Manantiales Behr. El parque comprende 123 MW de potencia nominal, para los cuales cuenta con un PPA en el marco del Programa RenovAr 2.0 con CAMMESA por 102 MW y un PPA en el MATER con YPF S.A. por 21 MW, por un plazo de 20 y 15 años, respectivamente.

Este parque se beneficia de las condiciones de viento natural que prevalecen en la zona. De acuerdo con las mediciones realizadas antes del lanzamiento del proyecto y durante los últimos 36 meses, la velocidad del viento en el área promedió 10,7 m/s. El parque eólico cuenta con un factor de carga del 53% (P50).

Con todo ello, el Grupo alcanzó una capacidad de generación neta de 2.483 MW.

Como se mencionó previamente, la estrategia definida por el Grupo plantea alcanzar un posicionamiento de liderazgo en el Mercado Eléctrico de Generación de Argentina, para lo cual se está avanzando en el desarrollo de los proyectos y la estructuración del negocio para llegar al desafiante objetivo planteado.

En ese sentido, la Sociedad continúa realizando inversiones. Las mismas están destinadas principalmente a la construcción de su primer parque solar denominado Zonda, ubicado en el departamento de Iglesia en la provincia de San Juan.

En una primera etapa se construirán 100 MW sobre estructuras de seguimiento a un eje (E-O), la subestación del parque y la Línea de Alta Tensión que lo vinculara con el SADI e implica la instalación de aproximadamente 170.000 paneles solares que permitirán generar energía por más de 300 GWh anuales para abastecer al MATER.

La obra se llevará a cabo en 14 meses y se espera que se encuentre despachando energía en el segundo trimestre de 2023. El proyecto final podría ampliarse a más de 300 MW en futuras etapas sujeto a la disponibilidad de transporte eléctrico en la zona. Adicionalmente, se comenzaron a recibir en sitio los embarques del equipamiento de tecnología solar: paneles, trackers y strings.

A la fecha de emisión de la presente reseña, el Grupo ha contractualizado la mayor parte de la energía a ser instalada en la primera etapa de construcción del Parque Solar Zonda, a través de PPAs denominados en dólares estadounidenses, con diversos usuarios industriales del sector privado, con plazos que van de 5 a 10 años.

Adicionalmente, la Sociedad está desarrollando activamente nuevos proyectos, tanto de generación térmica como renovable para abastecer a la demanda de acuerdo con el marco regulatorio vigente. Por otra parte, la Sociedad está analizando en forma permanente oportunidades de negocio de adquisiciones de activos o compañías en operación, tanto en Argentina como en la región.

La Sociedad busca captar oportunidades de mercado con los proyectos más eficientes en términos de tecnología y de costos, procurando mejorar en forma permanente. La Sociedad trabaja mirando el futuro, teniendo en cuenta las nuevas tendencias del mercado: las energías renovables, movilidad eléctrica, la acumulación de energía (baterías), las smart grids (energía distribuida combinada para sectores aislados o no) y la complementariedad de las energías renovables y las convencionales. Para esto último, se apalanca en las sinergias que tiene con sus accionistas; en el caso de YPF en lo referente al gas natural y a la producción de Vaca Muerta, lo que le permitirá tener un diferencial respecto a los demás actores del mercado, y en el caso de General Electric, que con su know-how tecnológico permitirá potenciar y acelerar los proyectos de generación eléctrica.

En materia comercial, el Grupo continúa avanzando en la construcción de una cartera de clientes de primer nivel internacional para el suministro de las energías renovables de sus parques eólicos en operación y construcción, a través de contratos de largo plazo que le otorguen seguridad y previsibilidad en sus flujos de fondos. Adicionalmente, en octubre de 2019 el gobierno argentino autorizó el ingreso de YPF Energía Eléctrica Comercializadora S.A.U, una sociedad 100% del Grupo YPF Luz, en calidad de agente comercializador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). A través de esta iniciativa, el Grupo busca poder incrementar su oferta de energías renovables por medio de la comercialización de energías de terceros y lograr el liderazgo en este segmento, siendo el nexo entre la oferta y la demanda creciente de la industria.

Para poder ejecutar su plan estratégico, la Estrategia Financiera de la Sociedad estará dirigida a:

1. Mantener una disciplina financiera.
2. Realizar una estricta asignación del capital en proyectos de inversión que superen la rentabilidad objetivo.
3. Lograr un flujo de caja positivo sostenido.
4. Incrementar el pago de los dividendos a nuestros accionistas.

Como parte de esta estrategia financiera, durante el ejercicio 2019 la Sociedad ingresó al régimen de Oferta Pública de títulos valores, y creó el Programa Global de Obligaciones Negociables por hasta US\$ 1.500 millones. En el marco de este programa, durante los meses de mayo, junio y julio de 2019, la Sociedad realizó dos colocaciones de Obligaciones Negociables por un valor total de US\$ 500 millones. Adicionalmente, durante junio y octubre de 2020 se realizó una colocación adicional de US\$ 100 millones (US\$ 50 millones cada una de ellas).

En relación con el tramo local de las emisiones realizadas en 2019 y en cumplimiento con lo dispuesto en el punto 1 de la Comunicación "A" 7230 del BCRA, con fecha 9 de abril de 2021 la Sociedad logró refinanciar el 60% de su vencimiento requerido por las normas vigentes, aceptando todas las ofertas de la Opción Par por aproximadamente US\$ 45,3 millones, que consistía en el canje del 100% de las Obligaciones Negociables Clase I por las Obligaciones Negociables Clase VI, y el 83,16% de las nuevas ofertas en efectivo recibidas por aproximadamente US\$ 14,7 millones.

Con fecha 16 de abril de 2021 la Sociedad emitió la nueva ON Clase VI por un valor nominal de US\$ 60 millones a una tasa fija del 10,24% con vencimiento en abril de 2023 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 16 de julio de 2021.

Posteriormente, con fecha 20 de mayo de 2021, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Adicionales Clase IV por un monto de US\$ 16,9 millones a una tasa fija del 0% denominadas en dólares y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable con vencimiento en octubre de 2022 e intereses pagaderos trimestralmente a partir de julio de 2021. Asimismo, en la misma fecha se emitió una nueva ON Clase VII por un valor nominal de 1.755 millones de pesos a una tasa Badlar más 4,5% con vencimiento en mayo de 2022 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 20 de agosto de 2021.

Adicionalmente, con fecha 30 de agosto de 2021 la Sociedad emitió Obligaciones Negociables adicionales Clase VIII por un monto de US\$ 36,9 millones a una tasa fija del 0% denominadas en dólares y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable con vencimiento en agosto de 2022. En la misma fecha se emitió una nueva ON Clase IX por un valor nominal de US\$ 27,7 millones pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable con vencimiento en febrero (33%), mayo (33%) y agosto (34%) de 2024 que devengan interés a una tasa fija del 3,5% e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 30 de noviembre de 2021. Aproximadamente US\$ 11 millones y US\$ 13,6 millones de las mencionadas ONs Clase VIII y IX respectivamente, fueron integradas en especie mediante la entrega de ONs Clase III de la Sociedad.

El alto grado de participación, la significativa oferta por la Opción Par y el nuevo dinero en efectivo ofrecido demuestra la confianza de los inversores en el desempeño de la Sociedad y sus perspectivas a futuro.

Como muestra de dicha confianza, en la emisión del mes de agosto de 2021, el valor nominal de las órdenes recibidas ascendió a US\$ 121,3 millones, de los cuales solo se tomaron aproximadamente el 53%.

El financiamiento ha sido destinado a los proyectos de inversión que la Sociedad finalizó durante 2020 y 2021, así como también a la integración del capital de trabajo necesario para continuar con el crecimiento previsto.

Por último, con fecha 3 de febrero de 2022 la Sociedad emitió las siguientes financiaciones cuyos fondos serán destinados a la construcción y explotación del nuestro primer Parque solar Zonda mencionado anteriormente:

- Obligación Negociable Adicional Clase IX por un monto de US\$ 10,9 millones a una tasa negativa del 0,26% denominadas en dólares y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable con vencimiento en agosto de 2024 e intereses pagaderos trimestralmente a partir del 28 de febrero de 2022. Es el primer bono con tasa negativa bajo emisión primaria en Argentina.
- Obligación Negociable Adicional Clase X, alineada a los Principios de Bonos Verdes (GBP por sus siglas en inglés) del ICMA (International Capital Market Association) para generar un impacto ambiental positivo. Dicha ON fue emitida por un monto de US\$ 63,9 millones a una tasa fija del 5% denominado el dólares estadounidenses y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable con vencimiento en 3 de febrero de 2032 e intereses pagaderos semestralmente a partir del 3 de agosto de 2022, siendo el bono a más largo plazo que ha emitido por la Sociedad.

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

Estamos muy orgullosos con los resultados de nuestras emisiones, tanto locales como internacional, porque somos una empresa joven en el mercado de generación eléctrica, pero que ya hemos logrado posicionarnos como un referente importante de la industria lo que nos ha permitido este fuerte respaldo de los mercados.

Santiago Martínez Tanoira

Presidente