



La Castellana I plant

2º Trimestre 2025 Resultados

11 de agosto de 2025

Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) y
Bolsas y Mercados Argentinos (BYMA): **CEPU**

Resultados Financieros y Operativos 2do Trimestre 2025 de Central Puerto

(Buenos Aires, **11 de agosto**, Central Puerto S.A ("Central Puerto" o la "Compañía") (NYSE y BYMA: CEPU), las mayores empresas de generación de energía del sector privado en Argentina, informa sus resultados financieros consolidados para el **segundo trimestre de 2025 ("2T25")**, finalizado el 30 de junio de 2025.

Hoy a las **12:00 p. m., hora del este** se llevará a cabo una conferencia telefónica para discutir los resultados del segundo trimestre de 2025. **Acceso al webcast:** [Acceda aquí](#)¹.

Lo más destacado del trimestre

- El EBITDA ajustado del 2T25 fue de US\$ 61,4 MM, un -32% en comparación con el EBITDA ajustado de US\$ 89,9 MM en el 1T25, y un +35% en comparación con el EBITDA ajustado del 2T24 de US\$ 45,6 MM.
- Los volúmenes totales de generación en el 2T25 alcanzaron los 4.372 GWh, lo que representa una disminución del 24% en comparación con el 1T25 (5.731 GWh) y una disminución del 12% vs 2T24 (4.985 GWh). La reducción en los volúmenes de generación se debió principalmente al mantenimiento programado en el ciclo combinado Mitsubishi de Central Costanera. Dicho activo generó 409 GWh en el 2T25, un 75% menos que el 1T25 (1.612 GWh) y un 57% menos que el 2T24 (961 GWh) y la TV06 del complejo Nuevo Puerto de Central Costanera (5,3 GWh en 2Q25 vs 191,8 GWh en 1Q25 y 90,3 GWh en 2Q24).
- Los ingresos en el 2T25 totalizaron US\$ 179,6 MM, una disminución de 8% vs 1T25 (US\$ 196,2 MM) y un aumento de 7% vs 2T24 (US\$ 168,3 MM). Los ingresos por ventas de energía representaron el 89,6% de los ingresos totales. Las ventas de energía del 2T25 fueron US\$ 160,9 MM, 10% menores vs 1T25 (US\$ 179,3 MM) y un aumento del 9% vs 2T24 (US\$ 147,2 MM). La variación trimestral se debió principalmente a los cargos estacionales por capacidad (US\$ -19,1 MM t/t) y a los menores volúmenes vendidos principalmente por los trabajos de mantenimiento en el ciclo combinado Mitsubishi de Central Costanera y ST06 (TV06) del complejo Central Puerto (US\$ -12,4 MM t/t), parcialmente compensados por ingresos adicionales por combustibles comprados para Luján de Cuyo y otros combustibles según Resol SE N°21/25 (+US\$ 13,8 MM t/t).
- Precios spot: En el 2T25, la Secretaría de Energía aprobó ajustes de precios spot denominados en AR\$\$ por un total de 5,1% en base compuesta a junio. Esto se compara con un aumento del 6,0% en el índice de inflación mayorista y una variación del 11,6% en el tipo de cambio en el mismo período. Desde enero de 2025, la SE ha implementado ajustes de precios spot en AR\$, por 15,4% en base compuesta a junio. Esto se compara con un aumento del 15,1% en el índice de inflación mayorista y 15,7% en el tipo de cambio.
- Los gastos de capital en el 1T25 y 2T25 totalizaron US\$ 102,4 MM, incluyendo el cierre del ciclo combinado Brigadier López y el proyecto solar San Carlos principalmente, el mantenimiento de CC Mitsubishi y la suscripción de acciones adicionales de AbraSilver.
- Al 30 de junio de 2025, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo y activos financieros corrientes al cierre del período fue de US\$ 235,2 MM (efectivo y equivalentes US\$ 3,7 MM, otros activos financieros corrientes US\$ 231,5 MM). El saldo total de la deuda bruta era de US\$ 409,4 MM. La deuda financiera neta resultó en US\$ 174 MM y el EBITDA ajustado LTM fue de US\$ 309,9 MM. El índice de apalancamiento neto fue de 0.56x EBITDA ajustado.

¹ Sugerimos acceder al sitio con anticipación para garantizar la compatibilidad de transmisión. La repetición de la transmisión por Internet estará disponible poco después del evento en la sección de Relaciones con los inversores en www.centralpuerto.com. Para obtener más información sobre la Compañía, visite también:

- [Relaciones con Inversionistas de Puerto Central](#)
- [Comisión de Bolsa y Valores de EE. UU. \(SEC\)](#)
- [Comisión Nacional de Valores \(CNV\)](#)

A. Actualidad regulatoria y análisis

▪ Anuncios de reforma del marco regulatorio energético

El 4 de julio de 2025, de conformidad con los artículos 161 y 162 de la Ley N° 27.742 de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos (la "Ley de Bases"), el Poder Ejecutivo Nacional dictó los Decretos N° 450/2025, N° 451/2025 y N° 452/2025.

El Decreto N° 450/2025 aprobó modificaciones a la Ley N° 15.336 y a la Ley N° 24.065, que regulan el sector eléctrico. El Decreto N° 451/2025 aprobó ajustes a la Ley N° 24.076, relativa al gas natural Ley N° 24.076. El Decreto N° 452/2025 creó el Ente Regulador Nacional de Gas y Electricidad, un nuevo organismo que consolida las funciones regulatorias ejercidas anteriormente por el ENARGAS y el ENRE.

▪ Concesión de Piedra del Águila

El 7 de agosto de 2025, el Poder Ejecutivo (PEN) de Argentina emitió el Decreto N° 476/2025. El decreto establece un nuevo conjunto de términos y un pago requerido para un Acuerdo de Adhesión. También otorga un período adicional de 90 días para la actual concesión, que puede extenderse hasta fin de año.

▪ Ajustes de precios spot de electricidad denominados en pesos en 2025:

Desde enero de 2025, la Secretaría de Energía ha implementado ajustes de precios spot denominados en AR\$, por un total de 15,4% en base compuesta hasta junio (1er semestre, 2025). En el mismo semestre, el aumento compuesto del índice de inflación mayorista fue de 15,1% y la variación del tipo de cambio AR\$/US\$ fue de 15,7%.

Análisis de los precios spot en AR\$, comparados con la inflación y la variación cambiaria:

Ajustes de precios al contado denominados en AR\$	2T 2025	1T 2025	1S 2025
Ajustes de precios al contado ⁽¹⁾	5,1%	9,8%	15,4%
Índice de Inflación Mayorista INDEC ⁽²⁾	6,0%	9,1%	15,1%
Variación cambiaria AR\$/US\$	11,6%	4,0%	15,7%

(1) Ciertas resoluciones no aplicaron a la generación hidroeléctrica. Ver la tabla a continuación para obtener más detalles.

(2) INDEC' Índice de Precios Internos al por Mayor - IPIM.

Resoluciones de la Secretaría de Energía en 2025:

Resolución de SE	Fecha de publicación	Vigente desde	Ajuste
N° 331/25	30 de julio de 2025	1 de agosto de 2025	0,4%
N° 280/25	30 de junio de 2025	1 de julio de 2025	1,0%
N° 227/25	29 de mayo de 2025	1 de junio de 2025	1,5%
N° 177/25	29 de abril de 2025	1 de mayo de 2025	2,0%
N° 143/25	1 de abril de 2025	1 de abril de 2025	1,5%
N° 113/25	28 de febrero de 2025	1 de marzo de 2025	1,5%
N° 27/25	31 de enero de 2025	1 de febrero de 2025	4,0%
N° 603/24	27 de diciembre de 2024	1 de enero de 2025	4,0%

- Además, también queremos destacar la Resolución SE N° 21/25. Aunque la resolución se emitió a finales de enero, el esquema de adquisición propia de combustible se estableció para comenzar en marzo de 2025. Como resultado, su impacto total se reflejó en el trimestre actual, lo cual discutiremos con más detalle en las siguientes secciones.

B. Balance y tendencias del mercado eléctrico

La capacidad instalada total se mantuvo estable tanto trimestre a trimestre como año tras año, con un aumento del 3% en la capacidad renovable en comparación con el trimestre anterior. La disminución interanual del 11% en la capacidad hidroeléctrica (por el cambio en la asignación de potencia de la represa binacional de Yaciretá) se compensó con un aumento del 21% en las energías renovables.

Oferta: La generación térmica disminuyó un 24,5% intertrimestral, mientras que la generación hidroeléctrica aumentó un 14,9%.

Demanda: La demanda de electricidad disminuyó 12% en el 2T25 versus el 1T25, impulsada principalmente por una menor demanda de los segmentos residencial (-16%) y comercial (-14%), cuya demanda eléctrica típicamente se reduce en los meses de otoño con respecto a los de verano, como consecuencia de temperaturas más templadas.

Balance del mercado eléctrico argentino	2T 2025	1T 2025	2T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Capacidad instalada total (MW)	43.661	43.554	43.602	0,2%	0,1%
Térmica	25.124	25.224	25.115	-0,4%	0,0%
Hidroeléctrica	9.639	9.639	10.834	0,0%	-11,0%
Nuclear	1.755	1.755	1.755	0,0%	0,0%
Renovable	7.143	6.936	5.898	3,0%	21,1%
Generación de energía (GWh)	34.118	38.753	33.811	-12,0%	0,9%
Térmica	17.628	23.344	17.620	-24,5%	0,0%
Hidroeléctrica	7.597	6.613	7.839	14,9%	-3,1%
Nuclear	2.668	2.580	3.373	3,4%	-20,9%
Renovable	6.225	6.216	4.979	0,1%	25,0%
Demanda de energía (GWh)	33.455	38.170	33.444	-12,4%	0,0%
Residencial	15.502	18.396	15.640	-15,7%	-0,9%
Comercial	9.116	10.568	9.016	-13,7%	1,1%
Grandes clientes	8.837	9.206	8.788	-4,0%	0,6%

Fuente: CAMMESA

C. Volúmenes operativos

En el 2T25, la generación de energía de Central Puerto fue de 4.372 GWh, lo que implicó una disminución de 24% con respecto al 1T25 de 5.731 GWh y una disminución de 12% con respecto al 2T24 de 4.985 GWh. Los menores volúmenes en el trimestre se explicaron principalmente por el mantenimiento programado de ciclo combinado Mitsubishi de Central Costanera, la TV06 de Central Puerto y el consecuente tiempo de inactividad. La producción de vapor aumentó 23% durante el 1T25, alcanzando las 930 mil toneladas (ktn) en comparación con las 756 ktn del trimestre anterior.

La siguiente tabla muestra las cifras operativas del segundo trimestre de 2025 (2T25), en comparación con el trimestre anterior (1T25) y el mismo trimestre del año anterior (2T24):

Generación de energía de Central Puerto (en GWh)		2T 2025	1T 2025	2T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Generación por planta	GWh	4.372	5.731	4.985	-24%	-12%
Central Costanera	Térmica	409	1.612	961	-75%	-57%
Central Puerto	Térmica	1.405	1.544	1.375	-9%	2%
Piedra del Águila	Hidro	848	791	976	7%	-13%
Luján de Cuyo ⁽¹⁾	Térmica	640	776	762	-18%	-16%
San Lorenzo	Térmica	649	550	487	18%	33%
Brigadier López	Térmica	12	7	22	68%	-46%
Genoveva I	Eólica	88	85	95	4%	-7%
Genoveva II	Eólica	42	41	45	4%	-6%
La Castellana I	Eólica	84	99	86	-16%	-2%
La Castellana II	Eólica	15	17	6	-13%	129%
Achiras I	Eólica	44	45	39	-2%	13%
Manque	Eólica	56	61	59	-8%	-5%
Los Olivos	Eólica	25	25	24	-3%	3%
Guañizuil II A	Solar	55	78	48	-30%	13%
Generación por tecnología						
Térmica	Térmica	3.114	4.488	3.606	-31%	-14%
Hidro	Hidro	848	791	976	7%	-13%
Eólica/Solar	Eólica/Solar	409	452	402	-9%	2%
Generación por contrato de venta						
Total de spot		3.323	4.779	4.095	-30%	-19%
Spot	Térmica	2.475	3.988	3.119	-38%	-21%
Spot	Hidro	848	791	976	7%	-13%
Spot	Eólica	0	0	0	-	-
Total de MATER/PPA contratados		1.048	952	889	10%	18%
MATER / PPA contratado	Térmica	639	500	487	28%	31%
MATER / PPA contratado	Eólica	354	373	354	-5%	0%
MATER / PPA contratado	Solar	55	78	48	-30%	13%
<i>Plantas Foní⁽²⁾</i>	Térmica	655	780	735	-16%	-11%
Oferta total de generación SADI	GWh	34.258	38.753	33.811	-12%	1%
Participación de Central Puerto en SADI %		14,7%	16,8%	16,9%	-2,1 pp	-2,2 pp

% de capacidad por tecnología

Capacidad instalada por tecnología	MW	6.703	6.703	6.703	100%	100%
Térmica		4.783	4.783	4.783	71%	71%
Hidro		1.441	1.441	1.441	21%	21%
Eólica		374	374	374	6%	6%
Solar		105	105	105	2%	2%
Tasa de disponibilidad térmica	%					
Disponibilidad media total		71%	74%	74%	-2,3 p. p.	-2,1 p.p.
Disponibilidad media de CC		90%	93%	93%	-3,4 p.p.	-3 p.p.
Disponibilidad media de TV/TG		58%	61%	60%	-3,1 p.p.	-1,8 págs.
Producción de vapor (en ktn)		930	756	752	23%	24%

Fuente: CAMMESA

(1) El complejo térmico de Luján de Cuyo incluye una mini instalación hidroeléctrica de 1 MW. (2) Participación en plantas de Foninveem: Termoeléctrica San Martín (10%), Termoeléctrica Belgrano (11%), CT Vuelta de Obligado (54%). No se incluye en la línea de ingresos y se incluye en el VPP.

La disponibilidad se calculó como un promedio ponderado de dicha disponibilidad declarada a CAMMESA. Los períodos de mantenimiento programados aprobados por CAMMESA están excluidos de la proporción. CC: ciclo combinado, TV: turbinas de vapor y TG: turbinas de gas.

D. Resultados trimestrales

Aviso importante: Los resultados trimestrales incluyen un efecto no monetario debido a que la inflación excede la depreciación de la moneda durante el período. Dado que Central Puerto informa en pesos argentinos y convierte las cifras a dólares estadounidenses al tipo de cambio de fin de período, este

Estado de resultados (en US\$ MM)	2T 2025	1T 2025	2T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Estado de resultados					
Ingresos	179,6	196,2	168,3	-8%	7%
Costo de ventas	-129,7	-110,8	-103,2	17%	26%
Margen bruto	50,0	85,4	65,1	-41%	-23%
Ingresos operativos	59,8	78,4	46,1	-24%	30%
EBITDA ajustado	61,4	89,9	45,6	-32%	35%
Utilidad neta					
Ingresos netos del período	71,2	80,1	7,7	-11%	822%
Utilidad básica y detallada por acción	0,0	0,1	0,0	-100%	-99%
Ratios de margen de ingresos					
Margen de ingresos operativos	28%	44%	39%	-16 p.p.	-11 p.p.
Margen EBITDA ajustado	34%	46%	27%	-12 p.p.	7 p.p.

Estado de resultados (en US\$ MM)	1S 2025 anualizado	2024	2023	2022	Δ% y/y (2025 LTM/2024)
Estado de resultados					
Ingresos	728,8	671,3	536,9	566,1	9%
Costo de ventas	-459,5	-407,2	-359,4	-298,4	13%
Margen bruto	269,3	264,2	177,5	267,7	2%
Ingresos operativos	178,4	170,3	529,5	345,0	5%
EBITDA ajustado	309,9	288,0	277,8	344,0	8%

Utilidad neta

Ingresos netos del período	163,5	52,0	193,3	106,0	214%
Utilidad básica y detallada por acción	0,1	0,0	0,1	0,1	103%

Ratios de margen de ingresos

Margen de ingresos operativos	37%	39%	33%	47%	-2 p.p.
Margen EBITDA ajustado	43%	43%	52%	61%	0 p.p.

El EBITDA ajustado se refiere al EBITDA *excluyendo* el deterioro de la propiedad, planta y equipo, las diferencias cambiarias y los intereses relacionados con las cuentas por cobrar comerciales FONI y las variaciones en el valor razonable del activo biológico.

D.1. Ingresos

Los ingresos en el 2T25 totalizaron US\$ 179,6 MM, una disminución de 8% vs 1T25 (US\$ 196,2 MM) y un aumento de 7% vs 2T24 (US\$ 168,3 MM). Los ingresos por ventas de energía representaron el 89,6% de los ingresos totales. Las ventas de energía del 2T25 fueron US\$ 160,9 MM, 10% menores vs 1T25 (US\$ 179,3 MM) y un aumento del 9% vs 2T24 (US\$ 147,2 MM). La variación trimestral se debió principalmente a los cargos estacionales por capacidad (US\$ -19,1 MM t/t) y a los menores volúmenes vendidos principalmente por los trabajos de mantenimiento en el ciclo combinado Mitsubishi de Central Costanera y ST06 (TV06) del complejo Central Puerto (US\$ -12,4 MM t/t), parcialmente compensados por ingresos adicionales por combustibles comprados para Luján de Cuyo y otros combustibles según Resol SE N°21/25 (+US\$ 13,8 MM t/t).

Ingresos (en US\$ MM)	2T 2025	1T 2025	2T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Ingresos totales	179,6	196,2	168,3	-8%	7%
Desglose de ingresos:					
Venta de energía	160,9	179,3	147,2	-10%	9%
<i>% de ventas de energía de los ingresos totales</i>	<i>89,6%</i>	<i>91,4%</i>	<i>87,5%</i>		
Ventas de vapor	10,6	7,7	10,0	38%	6%
Forestal	3,2	3,9	5,2	-18%	-38%
Reventa de capacidad de T&D de gas	1,6	1,7	2,0	-8%	-21%
Gestión de CVO	3,4	3,6	3,9	-8%	-14%
Ventas de energía por tipo de contrato					
Ingresos del mercado spot	90,5	109,1	81,4	-17%	11%
Ventas bajo contrato	70,4	70,1	65,7	0,4%	7%
<i>% contratado de las ventas totales de energía</i>	<i>44%</i>	<i>39%</i>	<i>45%</i>		
Venta de energía por tecnología					
Térmico e hidroeléctrico	136,4	151,6	122,7		
Renovable	24,5	27,7	24,5		
<i>% térmico de las ventas totales de energía</i>	<i>85%</i>	<i>85%</i>	<i>83%</i>		
Ventas de energía por moneda					
Ingresos denominados en dólares estadounidenses	97,7	96,9			
Ingresos denominados en AR\$	63,2	82,4			
<i>% denominado en dólares estadounidenses de las ventas totales de energía</i>	<i>61%</i>	<i>54%</i>			

Análisis de márgenes	2T 2025	1T 2025	2T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Generación térmica e hidroeléctrica					
Ingresos (US\$ MM)	121,5	115,9	97,8	5%	24%
Gastos operativos (US\$ MM)	-70,7	-71,8	-57,5	-1%	23%
Margen operativo (US\$ MM)	50,8	44,1	40,3	15%	26%
<i>Margen op. / ingresos (%)</i>	<i>42%</i>	<i>38%</i>	<i>41%</i>	4 p.p.	1 p.p.
Generación (GWh)	3.114	4.488	3.606	-31%	-14%
<i>Margen / MWh (\$/MWh)</i>	<i>16,3</i>	<i>9,8</i>	<i>11,2</i>	66%	46%
<i>Ingresos / MWh (\$/MWh)</i>	<i>39,0</i>	<i>25,8</i>	<i>27,1</i>	51%	44%
Generación térmica e hidroeléctrica					
Ingresos (US\$ MM)	14,4	35,7	24,9	-60%	-42%
Gastos operativos (US\$ MM)	-26,7	-18,4	-16,9	45%	58%
Margen operativo (US\$ MM)	-12,2	17,3	8,0	-171%	-253%
<i>Margen op. / ingresos (%)</i>	<i>-85%</i>	<i>49%</i>	<i>32%</i>	-133 p.p.	-117 p.p.
Generación (GWh)	409	1.612	961	-75%	-57%
<i>Margen / MWh (\$/MWh)</i>	<i>-29,9</i>	<i>10,8</i>	<i>8,3</i>	-378%	-459%
<i>Ingresos / MWh (\$/MWh)</i>	<i>35,3</i>	<i>22,2</i>	<i>25,9</i>	59%	36%
Generación renovable					
Ingresos	24,9	27,7	24,5	-10%	2%
Gastos operativos	-8,4	-8,5	-8,3	-1%	1%
Margen	16,5	19,2	16,2	-14%	2%
<i>% margen / ingresos</i>	<i>66%</i>	<i>69%</i>	<i>66%</i>	-3 p.p.	0 p.p.
Generación (GWh)	409	452	402	-9%	2%
<i>Margen / MWh (\$/MWh)</i>	<i>40,3</i>	<i>42,4</i>	<i>40,2</i>	-5%	0%
<i>Ingresos / MWh (\$/MWh)</i>	<i>61,0</i>	<i>61,3</i>	<i>60,8</i>	0%	0%

D.2. Costos de la operación

Gastos de operación (en US\$ MM)	2T 2025	1T 2025	2T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Gastos operativos totales	-145	-139	-116	4%	24%
Principales líneas de costos					
Costo de ventas	-43,3	-29,8	-27,4	45%	58%
Gastos de operación y mantenimiento	-101,4	-109,2	-89,1	-7%	14%
Por unidad de negocio					
Plantas térmicas e hidroeléctrica	-97,4	-90,1	-74,4	8%	21%
Renovables	-8,4	-8,5	-8,3	-1%	2%
Central Costanera	-26,7	-18,4	-16,9	45%	9%
Gastos forestales	-8,0	-6,5	-19,1	23%	-66%
Otros	-4,2	-15,5	2,2		

El costo de ventas (COGS) incluye agua demi, consumo de gas natural, combustible para servicios asociados, T+D de gas natural y depreciación.

E. Inversiones (capex)

Las inversiones totales en el primer semestre de 2025 fueron de US\$ 102,4 MM, las cuales consistieron principalmente en el proyecto de conversión de ciclo combinado Brigadier López, el proyecto solar San Carlos, la suscripción adicional de acciones de AbraSilver y la inversión en mantenimiento (principalmente para los trabajos del mantenimiento mayor por única vez en el ciclo combinado Mitsubishi desde Central Costanera).

Proyectos en construcción y planificados

Proyecto	Brigadier López	San Carlos	Alamitos
Capacidad instalada	140 MW cierre del CC, para alcanzar los 421 MW.	15 MW	130 MW
Tecnología	Térmica	Solar	Eólica
Modelo de ingresos y comprador	Remuneración de la turbina de vapor PPA a 10 años (CAMMESA) + Res.59.	PPA privado con grandes usuarios (prioridad de despacho adjudicada de 10 MW)	PPA privado con grandes usuarios (prioridad de despacho adjudicada de 1111 MW)
Ubicación: CAPEX	Santa Fé ~ US\$ 185 MM	Salta ~ US\$ 18 MM	Buenos Aires ~ US\$ 130 MM
Etapas del proyecto	Iniciado en 2024, ~80% ejecutado y desembolsado al 30 de junio de 2025.	Iniciado en 2024, ~80% ejecutado y desembolsado al 30 de junio de 2025.	Proceso de licitación en curso para tecnología y servicios de ingeniería, comienzo esperado 1T26.
COD esperado	4T2025	4T2025	4T 2027

Procesos de licitación en curso y futuros

	Oferta pública de almacenamiento de energía Alma-GBA	Concesiones hidroeléctricas
Fondo	La Resolución SE 67/2025 definió una Convocatoria Abierta "AlmaGBA Energy Storage" para nuevos sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en el área metropolitana de Buenos Aires, apuntando a hasta 500 MW de capacidad de almacenamiento contratada con Edenor y Edesur, con CAMMESA como garante.	Central Puerto ha tenido la concesión de la planta desde 1994. En diciembre de 2023, la concesión expiró y desde entonces se nos otorgaron prórrogas temporales y sucesivas.
Estado actual	El 15 de julio de 2025, presentamos una oferta de 205 MW, 150 MW Central Puerto y 55 MW Central Costanera. Los detalles completos de la licitación están disponibles en el sitio web de CAMMESA .	El Decreto N° 476/2025 estableció un nuevo conjunto de términos y un pago obligatorio para un Acuerdo de Adhesión. También otorga un período adicional de 90 días para la concesión actual, que puede extenderse hasta fin de año.
Fechas	Fecha de definición esperada: 29 de agosto de 2025.	El plazo que fijó el Decreto PEN N° 476/2025 es hasta fin de 2025.

F. Situación financiera

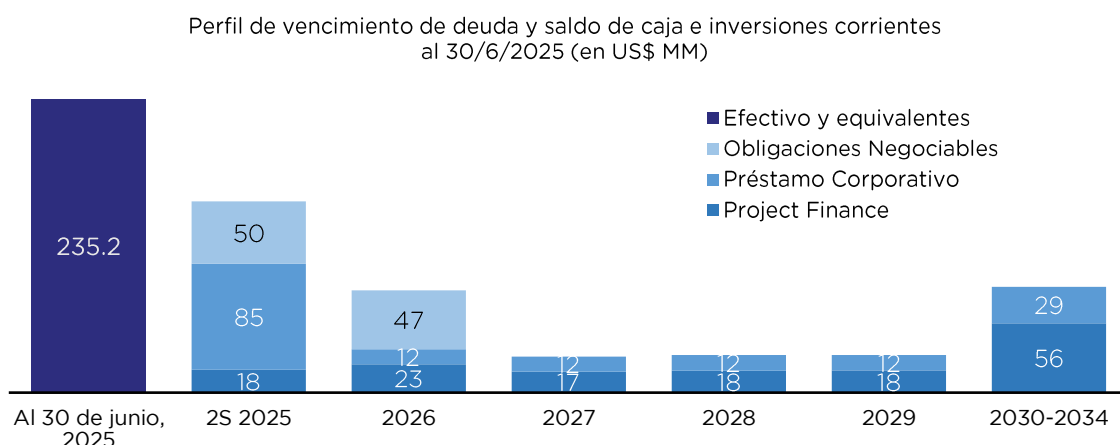
Al 30 de junio de 2025, la Compañía y sus subsidiarias tenían efectivo y equivalentes de efectivo por un total de US\$3,7 millones, mientras que otros activos financieros corrientes ascendían a US\$ 231,5 millones.

Flujo de Fondos (en US\$ MM) – Resumen	Para el periodo de 6 meses finalizado el 30 de junio de 2025
Efectivo, equivalentes de efectivo y activos financieros a corto plazo, al 1 de enero 2025.	236,3
Flujo neto de efectivo procedente de las actividades de operación	122,7
Ganancia del ejercicio antes del impuesto a las ganancias	170,8
Ajustes para conciliar la ganancia con los flujos netos de efectivo	(33,8)
Ajustes de Capital de Trabajo	(14,3)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(102,4)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(44,8)
Créditos financieros	3,3
Pagos de capital, intereses y gastos financieros	(47,5)
Aportes y dividendos	(0,6)
Diferencia de cambio y otros resultados financieros ⁽¹⁾	23,4
Efectivo y colocaciones a corto plazo al fin del ejercicio	235,2

(1) Disminución neta del efectivo y colocaciones a corto plazo
Diferencia de cambio y otros resultados financieros
Resultados monetarios por el efectivo y colocaciones a corto plazo

El saldo total de la deuda bruta pendiente al 30 de junio de 2025 fue de US\$ 409 MM.

El siguiente gráfico muestra el perfil de vencimiento principal, expresado en US\$ MM:



Nota al gráfico: Project Finance corresponde a los proyectos Achiras, La Castellana I y La Genoveva I y II.

Ratio de endeudamiento neto

(Las cifras financieras se expresan en US\$ MM, excepto la relación)

Situación financiera al 30 de junio de 2025

Saldo de deuda financiera	409,4
Efectivo, equivalentes de efectivo y activos financieros corrientes	235,2
Deuda financiera neta	174,2
EBITDA ajustado anualizado 12 meses	309,9
Ratio de apalancamiento neto (Deuda neta/EBITDA ajustado)	0.56x

Anexo I: Conciliación del EBITDA ajustado

Reconciliación del EBITDA Ajustado (en US\$ MM)	2T25	1T25	2T24
Resultados netos del período	71,2	80,1	7,7
Pérdida de la posición monetaria neta	3,4	10,9	0,0
Gastos financieros	50,5	26,3	39,4
Ingresos financieros	-28,1	-20,4	-18,4
Participación resultados de asociadas	-8,9	-36,8	-7,5
Resultado adq. participación sociedades	0,0	0,0	0,0
Ganancia (pérdida) valor razonable adq.	-27,1	-7,3	-0,9
Gastos por impuesto a las ganancias	-1,2	25,7	25,7
Depreciación y amortización	25,9	25,5	24,5
EBITDA	85,7	103,9	70,6
Desvalorización de prop, planta y equipo	0,0	0,0	0,0
Diferencias de cambio e intereses FONI	-18,8	-9,8	-17,5
Activos biológicos - Var. valor razonable	-5,5	-4,1	-7,5
EBITDA Ajustado	61,4	89,9	45,6
FONINVEMEM cobros de la deuda	17,2	18,7	18,8

Reconciliación del EBITDA Ajustado (en US\$ MM)	2T 2025 año móvil	2024	2023	2022	2021
Resultados netos del período	163,5	52,0	193,3	106,0	-3,7
Pérdida de la posición monetaria neta	25,6	17,1	215,4	171,5	16,4
Gastos financieros	148,8	154,6	537,0	244,2	153,5
Ingresos financieros	-116,2	-107,8	-354,4	-144,7	-18,0
Participación resultados de asociadas	-57,7	-15,7	-8,6	-0,7	4,5
Resultado adq. participación sociedades	0,0	0,0	-89,9	-68,7	0,0
Ganancia (pérdida) valor razonable adq.	-35,8	-2,3	0,0	0,0	0,0
Gastos por impuesto a las ganancias	50,3	72,6	36,7	37,5	74,6
Depreciación y amortización	103,3	103,0	118,3	108,8	95,8
EBITDA	281,6	273,3	647,8	453,9	323,1
Desvalorización de prop, planta y equipo	98,9	98,9	-54,4	79,2	70,6
Diferencias de cambio e intereses FONI	-57,9	-65,2	-295,9	-189,0	0,0
Activos biológicos - Var. valor razonable	-12,7	-19,0	-19,7	-0,1	0,0
EBITDA Ajustado	309,9	288,0	277,8	344,0	393,7
FONINVEMEM cobros de la deuda	87,1	74,4	66,3	69,4	72,9

Anexo II: Balance consolidado

Balance consolidado (cifras auditadas)	30-jun-25 In AR\$ MM	31-dic-24 In AR\$ MM	30-jun-25 converted to US\$ MM	31-dic-24 converted to US\$ MM
	In AR\$ MM		converted to US\$ MM	
Activo				
Activo no corriente				
Propiedad, Planta y Equipo	1.862.119	1.862.119	1.559,5	1.566,9
Activos Intangibles - Valor Llave	35.353	35.353	29,6	29,7
Activos biológicos	215.002	215.002	180,0	180,9
Inversión en subsidiaria	125.768	125.768	105,3	105,8
Inventarios	4.925	4.925	4,1	4,1
Otros activos no financieros	791	791	0,7	0,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	157.384	157.384	131,8	132,4
Otros activos financieros	17.221	17.221	14,4	14,5
Activo por Impuesto Diferido	7.392	7.392	6,2	6,2
	2.425.955	2.425.955	2.031,6	2.041,4
Activos corrientes				
Activos biológicos	40.457	40.457	33,9	34,0
Inventarios	25.101	25.101	21,0	21,1
Otros activos no financieros	40.998	40.998	34,3	34,5
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	250.577	250.577	209,8	210,9
Otros Activos Financieros	276.435	276.435	231,5	232,6
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4.422	4.422	3,7	3,7
	637.990	637.990	534,3	536,9
Total del activo	3.063.945	3.063.945	2.565,9	2.578,3
Patrimonio Neto y Pasivo				
Patrimonio Neto				
Capital	1.514	1.743	1,3	1,5
Ajuste del capital	621.178	620.949	520,2	522,5
Reserva legal	121.970	121.970	102,1	102,6
Reserva facultativa	867.979	867.979	726,9	730,4
Otras cuentas del patrimonio	(47.049)	(47.049)	(39,4)	(39,6)
Reserva facultativa para futura distribución de dividendos	447.615	447.615	374,9	376,7
Resultados no asignados	58.597	58.597	49,1	49,3
Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controlante	2.071.803	2.071.803	1.735,1	1.743,4
Participaciones no controladoras	72.576	72.576	60,8	61,1
Patrimonio Neto Total	2.144.379	2.144.379	1.795,8	1.804,5
Pasivos no corrientes				
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	777	777	0,7	0,7
Otros pasivos no financieros	28.524	28.524	23,9	24,0
Deudas y Préstamos que devengan Interés	264.737	264.737	221,8	222,8
Pasivo por compensaciones y beneficios a los empleados	8.827	8.827	7,4	7,4
Provisiones	2.586	2.586	2,2	2,2
Pasivo por impuesto diferido	182.819	182.819	153,1	153,9
	488.271	488.271	408,9	410,9
Pasivos corrientes				
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	110.330	110.330	92,4	92,8
Otros pasivos no financieros	35.236	35.236	29,5	29,7
Deudas y Préstamos que devengan Interés	173.541	173.541	145,3	146,0
Pasivo por compensaciones y beneficios a empleados	38.987	38.987	32,6	32,8
Impuesto a las Ganancias a Pagar	69.818	69.818	58,5	58,8
Provisiones	3.384	3.384	2,8	2,8
	431.295	431.295	361,9	362,9
Total del Pasivo	919.566	919.566	770,1	773,8
Total Patrimonio Neto y Pasivo	3.063.945	3.063.945	2.565,9	2.578,3

Los montos en pesos argentinos se convirtieron a dólares estadounidenses utilizando el tipo de cambio de referencia publicado por el Banco Central de Argentina (Comunicación 'A' 3500) al 30 de junio de 2025 (AR\$1.194,08/US\$1,00) y al 30 de diciembre de 2024 (AR\$ 1032,5/US\$1,00) respectivamente.

Anexo III: Estado de Flujos de Efectivo Consolidado

Estado consolidado de Flujo de Fondos (cifras no auditadas)	30-jun-25	30-jun-24	30-jun-25	30-jun-24
	In AR\$ MM		converted to US\$ MM	
Actividades de operación				
Ganancia del ejercicio antes del impuesto a las ganancias	203.932	117.755	170,8	92,6
Ajustes para conciliar la ganancia del ejercicio antes del impuesto a las ganancias con los flujos netos de efectivo				
Depreciación de propiedades, planta y equipos	59.946	66.858	50,2	52,6
Amortización de activos intangibles	988	2.099	0,8	1,1
Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles	-	-	-	-
Resultado por venta propiedades, planta y equipos e inventario	519	(51)	0,4	(0,0)
Recupero (Cargo) por descuento de créditos fiscales	-	(319)	-	(0,3)
Intereses de clientes ganados	(8.877)	(23.717)	(7,4)	(18,7)
Ingresos financieros	(56.830)	(54.280)	(47,6)	(42,7)
Costos financieros	90.259	111.324	75,6	87,6
Recupero de seguros	(6.901)	(511)	(5,8)	(0,4)
Participación en los resultados netos de asociada y subsidiarias	(52.483)	(4.112)	(44,0)	(3,2)
Resultado por adquisición de participación en sociedades	(40.658)	(1.137)	(34,1)	(0,9)
Provisión desvalorización de materiales	1	-	0,0	-
Movimiento en provisiones y cargo plan de beneficios a largo plazo a los emp	2.680	9.987	2,2	7,9
Revaluación de activos biológicos	(11.272)	(21.516)	(9,4)	(16,9)
Diferencia de cambio de clientes	(21.325)	(39.634)	(17,9)	(31,2)
Efecto neto CAMMSA (Nota 1.2.c)	-	(12.963)	-	(10,2)
Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda	3.465	(52.437)	2,9	(41,3)
Descuento de cuentas por cobrar y cuentas por pagar, netos	76	-	0,1	-
Ajustes de Capital de Trabajo				
Variación deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(14.205)	35.875	(11,9)	28,2
Variación de Otros Activos No Financieros, Inventarios y Activos Biológicos	(12.179)	7.124	(10,2)	5,6
Variación Cuentas por Pagar Comerciales, Otras cuentas por pagar, Otros Pasivos No Financieros y pasivos por Beneficios a los empleados	15.520	(69.760)	13,0	(54,9)
Intereses cobrados de clientes	10.231	25.982	8,6	20,4
Impuesto a las ganancias pagado	(26.254)	(14.480)	(22,0)	(11,4)
Intereses fiscales pagados	(124)	(425)	(0,1)	(0,3)
Recupero de seguros	9.990	511	8,4	0,4
Flujo neto de efectivo procedente de actividades de operación	146.496	82.173	122,7	64,6
Actividades de inversión				
Adquisiciones de propiedades, planta y equipos e inventario	(113.789)	(60.719)	(95,3)	(47,8)
Adquisición / Venta de Acciones Propias	-	-	-	-
Dividendos cobrados	23.480	9.372	19,7	7,3
Venta de propiedades, planta y equipo	-	51	-	0,0
Adquisición (Venta) de activos financieros	(26.788)	35.734	(22,4)	28,1
Adquisición de subsidiarias y asociadas, neto de la caja adquirida	(5.173)	-	(4,3)	-
Efecto Dilución	-	-	-	-
Flujo neto de efectivo procedente de actividades de inversión	(122.270)	(15.562)	(102,4)	(12,2)
Actividades de financiación				
Obtención (Cancelación) de adelantos en cuentas corrientes bancarias y comitentes, netos	(884)	6.000	(0,7)	4,7
Préstamos de largo plazo recibidos	5.225	74.394	4,4	58,5
Préstamos de largo plazo pagados	(25.027)	(115.511)	(21,0)	(90,9)
Pagos por recompra obligaciones negociables	(432.425)	-	(0,4)	-
Gastos directos de endeudamiento y refinanciación de préstamos	(17.786)	(35,5)	(14,9)	(0,0)
Intereses y otros costos financieros de préstamos pagados	(13.895)	(31.742)	(11,6)	(25,0)
Dividendos pagados	(736)	(17.119)	(0,6)	(13,5)
Aporte de participaciones no controladoras	-	-	-	-
Flujo neto de efectivo procedente de actividades de financiación	(53.536)	(84.012)	(44,8)	(66,1)
Disminución neta del efectivo y colocaciones a corto plazo	(29.310)	(17.401)	(24,5)	(13,7)
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	572	411	0,5	0,3
RECPAM generado por el efectivo y colocaciones a corto plazo	(930)	(9.926)	(0,8)	(7,8)
Efectivo y colocaciones a corto plazo al 1º de enero	4.422	33.762	3,7	26,6
Efectivo y colocaciones a corto plazo al cierre	(25.246)	6.847	(21,1)	5,4

Los montos en pesos argentinos se convirtieron a dólares estadounidenses utilizando el tipo de cambio de referencia publicado por el Banco Central de la República Argentina (Comunicación 'A' 3500) al 30 de junio de 2025 (AR\$1.194,08/US\$1,00) y al 28 de junio de 2024 (AR\$911,75/US\$1,00) respectivamente.

Anexo IV: Activos operativos de Central Puerto

Planta	Tecnología	Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	Ubicación (Provincia)	Central Puerto desde	Plazo del contrato PPA (año)
Costanera Central ⁽²⁾	Térmica	1.789	CABA	23 de febrero	-
Puerto Central ⁽³⁾	ST térmico y ciclo combinado	1.747	CABA	1992 2000	-
Piedra del Águila	Hidro	1.440	Río Negro	1994	-
Luján de Cuyo ⁽⁴⁾	Cogeneración térmica	576	Mendoza	2019	2034
San Lorenzo ⁽⁵⁾	Cogeneración térmica	391	Santa Fe	2021	2035
Brigadier López	Térmica	281	Santa Fe	2019	-
Genoveva I	Eólica	88,2	Bs como	2020	2040
Genoveva II	Eólica	41,8	Bs como	2020	2040
La Castellana I	Eólica	100,8	Bs como	2019	2039
La Castellana II	Eólica	15,2	Bs como	2020	2040
Guañizuil II ⁽⁶⁾	Solar	105	San Juan	23 de octubre	2041
Manque	Eólica	57	Córdoba	2020	2040
Achiras I	Eólica	48	Córdoba	2020	2040
Los Olivos	Eólica	22,8	Córdoba	2020	2040
Total		6.703			

(1) Fuente CAMMESA para capacidad y volúmenes. La generación 2024 no incluye la generación no operativa de 901 GWh de plantas FONINVEMEM.

(2) La capacidad neta disponible de Central Costanera se ajustó para reflejar la desconexión formal de las turbinas de vapor COSTTV04 y COSTTV06 (470 MW), aprobada por CAMMESA en abril de 2024. Como estas unidades ya habían estado fuera de línea, el ajuste no tuvo ningún impacto en nuestra generación de ingresos. Capacidad neta disponible.

(3) De la capacidad total, 798 MW corresponden al ciclo combinado. La capacidad neta total disponible compleja es de 1.645 MW.

(4) La instalación incluye 290 MW de ciclos combinados vendidos al mercado spot, 95 MW de cogeneración, 190 MW de turbinas de gas/vapor y 1 MW de mini hidroeléctrica.

(5) La planta de San Lorenzo está compuesta por 330 MW de capacidad contratada PPA de mayo a agosto / 317 MW de septiembre a abril, y la capacidad restante se asigna al mercado spot bajo la Res. 59/23.

(6) El parque solar Guañizuil II fue desarrollado por Equinor (proyecto Cordillera Solar) y transferido a Central Puerto en octubre de 2023.

Glosario de términos y abreviaturas

BCRA	Banco Central de la República Argentina, Argentina's Central Bank
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima - the administrator of Argentina's wholesale electricity market
COD	Fecha de Operación Comercial: la fecha en que CAMMESA autoriza a una unidad de generación a vender electricidad en condiciones comerciales
Energía Base	Marco energético heredado bajo la Resolución SE No. 95/13, actualmente regulado por la Resolución SE No. 9/24
Enargas	Ente Nacional Regulador del Gas de Argentina
Enarsa	La empresa nacional de energía de Argentina
Enre	Ente Nacional Regulador de Electricidad de Argentina
FONINVEMEM / FONI	Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo programas como el Convenio Central Vuelta de Obligado (CVO)
P.P.	Puntos porcentuales
PPA	Acuerdo de compra de energía
SE	Secretaría de Energía de Argentina
WEM / MEM	Mercado Eléctrico Mayorista

Descargo de responsabilidad

Los estados financieros al **30 de junio de 2025** incluyen los efectos del ajuste por inflación, aplicando la NIC 29. En consecuencia, los estados financieros se han expresado en términos de la unidad de medida corriente al final del período sobre el que se informa, incluidas las cifras financieras correspondientes a períodos anteriores informados con fines comparativos. El análisis comparativo se refiere al mismo período del año anterior, medido en la unidad corriente al final del período, a menos que se indique lo contrario. En consecuencia, la información incluida en los Estados Financieros del segundo trimestre finalizado el **30 de junio de 2025** no es comparable con los Estados Financieros publicados anteriormente por la compañía. Sin embargo, presentamos algunas cifras convertidas de pesos argentinos a dólares estadounidenses solo con fines de comparación. El tipo de cambio utilizado para convertir pesos argentinos a dólares estadounidenses fue el tipo de cambio de referencia (Comunicación "A" 3500) reportado por el Banco Central para dólares estadounidenses al final de cada período. La información presentada en dólares estadounidenses es solo para conveniencia del lector y puede diferir si dicha conversión para cada período se realiza al tipo de cambio aplicable al final del último período. No debe considerar que estas traducciones sean representaciones de que los montos en pesos argentinos realmente representan estos montos en dólares estadounidenses o podrían convertirse a dólares estadounidenses a la tasa indicada.

Las definiciones y los términos utilizados en este documento se proporcionan en el Glosario al final de este documento. Este comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía. Como resultado, los inversionistas deben leer este comunicado junto con los Estados Financieros Consolidados Auditados de Central Puerto para el período fiscal finalizado el **31 de diciembre de 2024**, y las notas a los mismos, que estarán disponibles en el sitio web de la Compañía.

Redondeo de importes y porcentajes: Ciertos importes y porcentajes incluidos en este comunicado se han redondeado **para** facilitar la presentación. Las cifras porcentuales incluidas en este comunicado no se han calculado en todos los casos sobre la base de esas cifras redondeadas, sino sobre la base de dichos importes antes del redondeo. Por este motivo, ciertos importes porcentuales en este comunicado pueden variar de los obtenidos realizando los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros. Además, es posible que algunos otros importes que aparecen en este comunicado no sumen debido al redondeo.

Este reporte contiene ciertas métricas, incluida la información por acción, la información operativa y otras, que no tienen significados estandarizados o métodos estándar de cálculo y, por lo tanto, dichas medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras compañías. Dichas métricas se han incluido en este documento para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, dichas medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y el desempeño futuro puede no compararse con el desempeño en períodos anteriores.

OTRA INFORMACIÓN

Central Puerto publica información importante para los inversionistas en la sección de soporte de Relaciones con Inversionistas en su sitio web, www.centralpuerto.com. De vez en cuando, Central Puerto puede utilizar su sitio web como un canal de distribución de información material de la Compañía. En consecuencia, los inversionistas deben monitorear el sitio web de Relaciones con Inversionistas de Central Puerto, además de seguir los comunicados de prensa de la Compañía, las presentaciones ante la SEC, las conferencias telefónicas públicas y las transmisiones por Internet. La información contenida en el sitio web de la Compañía o a la que se puede acceder a través de él no se incorpora por referencia ni forma parte de este comunicado.

DECLARACIONES RELEVANTES PARA LA INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Este comunicado contiene cierta información prospectiva y declaraciones prospectivas según se definen en las leyes de valores aplicables (denominadas colectivamente en este comunicado de ganancias como "declaraciones prospectivas") que constituyen declaraciones prospectivas. Todas las declaraciones que no sean declaraciones de hechos históricos son declaraciones prospectivas. Las palabras "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planear",

"pretender", "hará", "estimar" y "potencial", y expresiones similares, en lo que se refiere a la Compañía, tienen la intención de identificar declaraciones prospectivas.

Las declaraciones sobre resultados futuros posibles o supuestos de operaciones, estrategias comerciales, planes de financiamiento, posición competitiva, entorno de la industria, oportunidades de crecimiento potencial, los efectos de la regulación futura y los efectos de la competencia, la generación de energía esperada y el plan de gastos de capital, son ejemplos de declaraciones prospectivas. Las declaraciones prospectivas se basan necesariamente en una serie de factores y suposiciones que, si bien la gerencia considera razonables, están inherentemente sujetas a importantes incertidumbres y contingencias comerciales, económicas y competitivas, que pueden hacer que los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía sean materialmente diferentes de los resultados, el desempeño o los logros futuros expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas.

La Compañía no asume ninguna obligación de actualizar las declaraciones prospectivas, excepto según lo exijan las leyes de valores. Puede encontrar más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados con estas declaraciones prospectivas y el negocio de la Compañía en las divulgaciones públicas de la Compañía presentadas en EDGAR (www.sec.gov).

EBITDA y EBITDA ajustado

En este comunicado, **el EBITDA**, una medida financiera no IFRS, se define como la utilidad neta del período, *más* los gastos financieros, *menos* los ingresos financieros, *menos* la participación en la ganancia (pérdida) de las asociadas, *más* (*menos*) las pérdidas (ganancias) en la posición monetaria neta, *más* el gasto por impuesto a la renta, *más* la depreciación y amortización, *menos* resultados netos de operaciones discontinuadas.

El **EBITDA ajustado** se refiere al EBITDA *excluyendo* el deterioro de la propiedad, planta y equipo, las diferencias cambiarias y los intereses relacionados con las cuentas por cobrar comerciales FONI y las variaciones en el valor razonable del activo biológico.

Se cree que el EBITDA ajustado proporciona información complementaria útil a los inversores sobre la Compañía y sus resultados. El EBITDA ajustado es una de las medidas utilizadas por el equipo directivo de la empresa para evaluar el rendimiento financiero y operativo y tomar decisiones financieras y operativas del día a día. Además, los analistas de valores, inversores y otras partes utilizan con frecuencia el EBITDA ajustado para evaluar empresas de la industria. Se cree que el EBITDA ajustado es útil para los inversores porque proporciona información adicional sobre las tendencias en el desempeño operativo principal antes de considerar el impacto de la estructura de capital, la depreciación, la amortización y los impuestos en los resultados. El EBITDA ajustado no debe considerarse de forma aislada o como un sustituto de otras medidas de desempeño financiero informadas de acuerdo con las NIIF. El EBITDA ajustado tiene limitaciones como herramienta analítica, que incluyen:

- El EBITDA ajustado no refleja los cambios en, incluidos los requisitos de efectivo, las necesidades de capital de trabajo o los compromisos contractuales. No refleja los gastos financieros ni los requisitos de efectivo para pagar intereses o capital sobre el endeudamiento, ni los ingresos por intereses u otros ingresos financieros. El EBITDA ajustado no refleja los gastos del impuesto sobre la renta ni los requisitos de efectivo para pagar los impuestos sobre la renta.
- Aunque la depreciación y la amortización son cargos no monetarios, los activos que se deprecian o amortizan a menudo deberán reemplazarse en el futuro, y el EBITDA ajustado no refleja ningún requisito de efectivo para estos reemplazos. Aunque una cierta parte de las ganancias de las asociadas es un cargo no monetario, el EBITDA ajustado no considera el posible cobro de dividendos. Otras empresas pueden calcular el EBITDA ajustado de manera diferente, lo que limita su utilidad como medida comparativa.

La Compañía enfrenta las limitaciones inherentes al uso del EBITDA ajustado a través de la divulgación de dichas limitaciones, la presentación de los estados financieros consolidados de acuerdo con las NIIF y la conciliación del EBITDA ajustado con la medida IFRS más directamente comparable, los ingresos netos. Para una conciliación de los ingresos netos con el EBITDA ajustado, consulte las tablas incluidas en este comunicado. Toda la información presentada debe considerarse consolidada a menos que se especifique lo contrario.

- Contacto: inversores@centralpuerto.com - www.centralpuerto.com - +54 11 4317 5000