



Resultados 3er trimestre de 2025

Noviembre 11, 2025

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

Buenos Aires, 11 de noviembre, Central Puerto S.A ("Central Puerto" o la "Compañía") (NYSE y BYMA: CEPU), la mayor empresa privada de generación de energía de Argentina, informa sus resultados financieros del **tercer trimestre de 2025 ("3T25")**, finalizado el 30 de septiembre de 2025.

Mañana, 12 de noviembre, a las 10:00 a.m. (12:00 p.m. BAT), hora del este, se llevará a cabo una **conferencia telefónica para discutir los resultados de este trimestre**. El acceso a la transmisión por Internet está disponible en nuestro sitio web¹.

Actualización regulatoria: Normalización del mercado eléctrico

El mercado eléctrico argentino está experimentando una importante reforma impulsada por la Resolución SE 400/2025 (emitida el 21 de octubre), vigente a partir del 1 de noviembre de 2025.

- **Opcionalidad del mercado de contratos para centrales térmicas:** Los generadores térmicos obtienen la flexibilidad de comercializar capacidad y energía en el nuevo Mercado de Término Térmico (MAT). Pueden vender hasta el 20% de su producción a Grandes Usuarios (GUDI) y el resto hasta el 100% a Empresas de Distribución (Distcos) o al mercado spot.
- **Ingresos spot denominados en dólares:** Una proporción significativa de los ingresos denominados en dólares en el mercado spot, mitigando efectos de inflación y cambiarios.
- **Crecimiento de ingresos spot:** El nuevo mecanismo de remuneración de ventas spot establece la declaración del Costo Variable de Producción (CVP) y un margen, fomentando la creación de valor a largo plazo para generadores
- **Modelo de mercado marginalista:** restablecimiento de un modelo marginalista.

Actualización de proyectos de crecimiento

- **Adquisición del parque solar de Cafayate:** La Compañía adquirió un parque solar de 80 MW a US\$ 48,5 MM con un PPA existente del programa Renov.ar hasta 2039. El parque está ubicado en la provincia de Salta.
- **Sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS):** La Compañía obtuvo contratos para dos proyectos BESS a gran escala adjudicados en la licitación de AlmaGBA (Resol. ME 361/25, agosto de 2025), por un total de 205 MW de capacidad de almacenamiento. Los contratos de 15 años garantizan ingresos predominantemente fijos denominados en dólares estadounidenses.

Aspectos financieros y operativos destacados del 3er trimestre de 2025

- El EBITDA Ajustado del 3T25 fue de US\$ 101.1 MM, un aumento de 64% vs US\$ 61.4 MM en el 2T25, y un aumento del 8% en comparación con el EBITDA Ajustado del 3T24 de US\$ 93.4 MM.
- Los volúmenes totales de generación 3T25 fueron 4,539 GWh, lo que representa un aumento de 4% vs 2T25 (4,372 GWh) y una disminución de 20% vs 3T24 (5,685 GWh). Los menores volúmenes interanuales se explican principalmente por una menor hidrología en Piedra del Águila (-32% t/t y -59% interanual de disminución en la generación hidroeléctrica).
- Los ingresos 3T25 totalizaron US\$ 233.9 MM, lo que representó un aumento de 30% t/t (US\$ 179.6 MM) y un aumento de 26% en comparación con el 3T24 (US\$ 185.2 MM). De los ingresos totales, las ventas de energía representaron 92.1%, y US\$ 215.3 MM en el 3T25, un aumento de 34% vs 2T25 (US\$ 160.9 MM), y un aumento de 31% en comparación con el 3T24 (US\$ 163.8 MM).
- Precios spot: En el 3T25, la Secretaría de Energía aprobó ajustes de precios spot en AR\$S por un total de 1,9% en base compuesta para el 3er trimestre de 2025.

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: [Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos \(SEC\)](#) y [Comisión Nacional de Valores \(CNV\)](#)

- Las inversiones en el 3T25 totalizaron US\$76.1 MM. Dicho monto incluyó el pago relacionado con la adquisición del parque solar Cafayate completada en agosto (US\$ 48,5 MM), así como los gastos asociados al cierre en curso del ciclo combinado Brigadier López y el proyecto solar San Carlos e inversiones asociadas a mantenimiento.
- Al 30 de septiembre de 2025, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo y activos financieros corrientes fue de US\$ 292,1 MM (efectivo y equivalentes de efectivo US\$ 48,9 MM, activos financieros corrientes US\$ 243,2 MM). El saldo total de la deuda bruta pendiente fue de US\$ 452,1 MM, y la deuda financiera neta resultó en US\$ 159,9 MM y el índice de apalancamiento neto fue de 0,5 x EBITDA ajustado.
- En agosto de 2025, Central Puerto emitió Bonos Corporativos Clase "C". La emisión en el mercado local tuvo una sólida aceptación, recaudando US\$ 89 MM al 8,00%, bullet 2029.
- El saldo de crédito del programa Foninvemem se ubicó en US\$ 138,0 MM al 30 de septiembre 2025, y continuará siendo cobrado en cuotas mensuales hasta mayo de 2028.
- En septiembre, Moody's inició la calificación crediticia de la compañía, asignando AA+ local como calificación inicial. Además, Fix SCR mejoró la calificación de CEPU a AA desde AA-.

4Q 2025
outlook

Perspectivas 4T25 – Eventos recientes y en curso

- **Pago de deuda financiera:** US\$ 90 MM de bonos corporativos Clase A US\$ 50 MM al vencimiento, y US\$ 40 MM de la deuda del parque solar Guañizuil (heredada), ambos en octubre de 2025.
- **Programa de mantenimiento 4T:** Programa de mantenimiento en el ciclo combinado de Luján de Cuyo, se enfoca en extender la vida útil de los activos mediante reparaciones y reacondicionamientos específicos (tiempo de inactividad estimado: 45 días). En Central Puerto se realizan reparaciones adicionales a partir de hallazgos del mantenimiento 2024, incluyendo la revisión general y el rebobinado del rotor de la turbina de vapor (paro estimado: 60 días).
- **Programa de recompra de acciones** de 2.756.000 acciones (BYMA) por un monto total de US\$ 2,54 MM.
- **Licitación concesión hidros del Comahue:** El 7 de noviembre se presentaron las ofertas para las licitaciones.

Resolución SE 400/25: Inicia reforma del Mercado Eléctrico Mayorista

El 21 de octubre de 2025, y con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2025, la Secretaría de Energía (SE) emitió un marco para liberalizar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de la Argentina. El objetivo de la resolución es la reforma gradual del MEM mediante una transición progresiva.

Nuevo esquema de mercado: Se estableció un nuevo Mercado a Término (MAT) para capacidad y energía. El acceso al mercado para los generadores previamente restringidos al segmento térmico spot ahora está habilitado, permitiéndoles comercializar hasta un 20% en el MAT con Grandes Usuarios y hasta un 100% con Distribuidoras (DisCos).

Nuevo sistema de remuneración spot:

Remuneración de energía spot: capturará parcialmente la renta marginal por encima del costo variable de producción, según la fórmula:

$$RMA = (CMgh \times FP - CVP) \times FRA$$

RMA: Renta marginal adaptada

CMgh: Costo marginal horario

FP: Factor de pérdidas

CVP: Costo variable de producción declarado por la unidad

FRA (Factor de Renta Adaptado): factor que limita la renta capturada por la generación térmica. Nueva generación = 1 (captura el 100% de la renta). Activos existentes con autogestión de combustible: 15% (2025-2026), 25% (2027), 35% (2028 y en adelante). Si el generador suscribe al Acuerdo NG (utilizando volúmenes del Plan Gas de CAMMESA), el FRA se verá afectado por el factor FRC: 0,8 durante los dos primeros años y 0,5 a partir de 2028.

Pago por capacidad spot:

Se establece un pago PPAD de US\$12/MW-mes por capacidad disponible, que remunera 90 horas semanales y se pondera según un factor basado en el combustible: Gas natural como único combustible: 1,1 (verano/invierno), 0,9 (resto del año). Combustibles alternativos (Fuel Oil, Gasoil): 1,5 (verano/invierno), 1,0 (resto del año). Las centrales sin gestión propia de combustible o abastecidas por CAMMESA serán remuneradas: al 100% de la capacidad cuando estén despachadas y al 80% cuando no lo estén, hasta diciembre de 2026; al 40% durante 2027; y al 0% a partir de 2028.

Reserva de confiabilidad: Se reconoce un adicional de US\$1.000/MW-mes como reserva de confiabilidad, independientemente del combustible o modalidad de gestión, y US\$9.000/MW-mes para nuevos activos (contrato PPA a 10 años).

Adicionalmente, la Resolución 400 establece el Mercado a Término de Capacidad, que permitirá a la demanda acceder a respaldo físico en caso de restricciones de oferta. Los generadores térmicos que participen de este esquema deberán contar con gestión propia de combustible.

Como requisito para acceder al esquema de remuneración establecido por la Res. 400, los ciclos combinados previamente adheridos a la Res. 59/2023 deberán darse de baja de dicha resolución.

La Res. 294/2024, que establece una remuneración adicional para TG y TV en el mercado spot en el marco del Compromiso de mejora de disponibilidad y confiabilidad de potencia, se mantiene vigente sin modificaciones hasta marzo de 2027.

Transición en la Gestión de Combustibles:

CAMMESA continuará abasteciendo la capacidad contratada bajo el Plan Gas (vigente hasta diciembre de 2028). A partir de 2029, los generadores deberán gestionar su combustible. Combustibles alternativos: los generadores deberán asegurar su propio suministro. Gas natural: los generadores deberán optar por: Gestión propia, Acuerdo con CAMMESA (mientras el Plan Gas esté vigente), con un costo que combina precios de Plan Gas y/o importaciones de GNL, con actualizaciones quincenales, o Gas transferido: los productores bajo el Plan Gas podrán cancelar total o parcialmente contratos con CAMMESA/ENARSA y negociar libremente con generadores.

Todos los componentes del spot están denominados en dólares.

A. Nuevos proyectos

Sistema de almacenamiento de energía en batería

La Compañía fue adjudicada con éxito contratos para dos proyectos BESS luego de la licitación de AlmaGBA de agosto. Estos proyectos representan una capacidad total de 205 MW de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS), ubicados estratégicamente en la Ciudad de Buenos Aires.

- Duración del contrato: 15 años.
- Capex estimado US\$ 130-140 MM (todos los proyectos).
- Energía nominada y provista por CAMMESA (sin costo adicional, sin arbitraje).

Proyecto	Proyecto BESS de Puerto Central (Nuevo Puerto)	Proyecto BESS de la Costa Central
Capacidad	150 MW	55 MW
Tecnología	Litio (LFP)	Litio (LFP)
Comprador	Edenor	Edesur
Precios	Pago por capacidad: 11,147 US\$/MW-mes (hasta 5 horas de RTE). Precio de la energía descargada: 10 US\$/MWh (energía descargada), costo 20 US\$/MWh (energía del sistema utilizada para el proceso de carga/descarga).	Pago por capacidad: 10.161 US\$/MW-mes (hasta 5 horas de RTE) Precio de la energía descargada: 10 US\$/MWh (energía descargada), costo 20 US\$/MWh (energía del sistema utilizada para el proceso de carga/descarga).

B. Balance y tendencias del mercado eléctrico

La capacidad instalada total del sistema se mantuvo relativamente estable. En el 3T25, se instalaron 1 nuevo proyecto eólico y dos pequeños proyectos solares, y dos activos diésel fueron dados de baja.

Oferta: La generación total creció un 0,7% t/t pero disminuyó un 1,6% interanual, debido principalmente al aumento de las energías renovables y nucleares, parcialmente compensado por una menor generación térmica.

Demanda: La demanda de electricidad aumentó un 5% debido a las temperaturas medias más bajas t/t, pero disminuyó un -1,1% interanual.

Balance del mercado eléctrico argentino	3T 2025	2T 2025	3T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Capacidad instalada total (MW)	43,887	43,661	42,756	0.5%	2.6%
Térmico	25,095	25,124	25,113	-0.1%	-0.1%
Hidro	10,164	10,164	10,164	0.0%	0.0%
Nuclear	1,755	1,755	1,755	0.0%	0.0%
Renovable	6,873	6,619	5,725	3.8%	20.1%
Generación de energía (GWh)	34,342	34,119	34,890	0.7%	-1.6%
Térmico	17,339	17,628	18,782	-1.6%	-7.7%
Hidro	7,957	7,883	8,309	0.9%	-4.2%
Nuclear	2,748	2,668	2,378	3.0%	15.5%
Renovable	6,299	5,939	5,421	6.1%	16.2%
Demanda de energía (GWh)	35,255	33,454	35,635	5.4%	-1.1%
Residencial	16,776	15,485	17,113	8.3%	-2.0%
Comercial	9,374	9,142	9,348	2.5%	0.3%
Grandes clientes	9,105	8,827	9,174	3.1%	-0.8%

Fuente: CAMMESA

C. Volúmenes operativos de Central Puerto

En el 3T25, la generación de energía de Central Puerto fue de 4.539 GWh, una disminución de 4% t/t y una disminución de 20% a/a desde 5.685 GWh del 3T24. Los menores volúmenes en el trimestre se explicaron principalmente por la menor hidrología de Piedra del Águila (-32% t/t y -59% a/a) y la inactividad por mantenimiento de Central Costanera en el 2T recuperado en 3T. La disponibilidad promedio de ciclos combinados fue del 96% en el 3T25, lo que confirma un sólido estándar de +95%. La producción de vapor de 888 ktn marcó una disminución del 5% intertrimestral, pero un aumento del 1% interanual.

Generación de energía (en GWh)		3T 2025	2T 2025	3T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a	
Generación por planta		GWh	4,539	4,372	5,685	4%	-20%
Central Costanera	Térmico	1,173	1,405	1,398	-17%	-16%	
Central Puerto	Térmico	886	409	849	117%	4%	
Piedra del Águila	Hidro	578	848	1,403	-32%	-59%	
Luján de Cuyo ⁽¹⁾	Térmico	731	640	891	14%	-18%	
San Lorenzo	Térmico	666	649	661	3%	1%	
Brigadier López	Térmico	11	12	36	-6%	-70%	
Genoveva I	Eólico	94	88	91	7%	3%	
Genoveva II	Eólico	45	42	44	7%	3%	
La Castellana I	Eólico	107	84	93	28%	15%	
La Castellana II	Eólico	19	15	17	28%	8%	
Achiras I	Eólico	53	44	51	20%	5%	
Manque	Eólico	70	56	64	25%	10%	
Los Olivos	Eólico	29	25	27	18%	10%	
Guañizuil II A	Solar	57	55	61	5%	-7%	
Cafayate	Solar	20	0	0	-	-	
Generación por tecnología							
Térmico	Térmico	3,466	3,114	3,834	11%	-10%	
Hidro	Hidro	578	848	1,403	-32%	-59%	
Eólica/Solar	Eólica/Solar	495	409	448	21%	10%	
Volúmenes de generación por mercado							
Total spot		2,578	2,599	3,796	-1%	-32%	
	Térmico	2,000	1,750	2,393	14%	-16%	
	Hidro	578	848	1,403	-32%	-59%	
	Eólico	0	0	0	-	-	
Total MATER/PPA		1,961	1,773	1,889	11%	4%	
	Térmico	1,466	1,364	1,441	8%	2%	
	Eólico	418	354	386	18%	8%	
	Solar	77	55	61	41%	25%	
Generación de CEPU WI en plantas Fon ⁽²⁾	Térmico	291	655	293	-56%	-1%	
Oferta total de generación SADI	GWh	34,342	34,119	34,890	1%	-2%	
Participación de Central Puerto en SADI	%	14.1%	14.7%	17.1%	-0,7 pp	-3,1 pp	
% de capacidad por tecnología							
Capacidad instalada por tecnología		MW	6,783	6,703	6,703	100%	100%
Térmico			4,783	4,783	4,783	71%	71%
Hidro			1,441	1,441	1,441	21%	21%
Eólico			374	374	374	6%	6%
Solar			185	105	105	3%	2%
Disponibilidad térmica		%					
Disponibilidad media térmica total			88%	79%	89%	9,3 págs.	-0,5 p.p.
Disponibilidad media de CC			96%	94%	95%	1,3 págs.	1,1 págs.
Disponibilidad media de TV/TG			78%	56%	81%	21,5 págs.	-2,9 puntos porcentuales
Producción de vapor (en ktn)			888	930	880	-5%	1%

Fuente: CAMMESA

(1) El complejo térmico de Luján de Cuyo incluye una mini instalación hidroeléctrica de 1 MW. (2) Participación en plantas de Foninverem: 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, ST: turbinas de vapor y GT: turbinas de gas.

D. Resultados del trimestre

En el 3T25, el EBITDA ajustado aumentó 64% t/t y 8% interanual. Los aspectos más destacados del trimestre fueron: Mayores ingresos operativos de Central Costanera, luego de terminar con éxito las actividades de mantenimiento (Mitsubishi CC), los ingresos renovables aumentaron 24%, los volúmenes aumentaron 21% debido a mayores recursos eólicos y adquisición de Cafayate, y mayores márgenes debido a la autogestión de combustibles.

Conciliación de EBITDA ajustado (en US\$ MM)	3T 2025	2T 2025	3T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Utilidad neta del período	102.4	71.2	39.8	44%	158%
Ganancia (pérdida) sobre la posición monetaria neta	5.0	3.4	4.4	47%	13%
Gastos financieros	63.1	50.5	36.3	25%	74%
Ingresos financieros	-18.3	-28.1	-20.6	-35%	-11%
Participación en las ganancias de asociadas	0.2	-8.9	-7.9	-103%	-103%
Ganancia (pérdida) en fair value de adquisiciones	-33.2	-27.1	-1.9	23%	1634%
Gastos por Impuesto a las ganancias	-15.3	-1.2	28.1	1141%	-154%
Depreciación y amortización	18.5	25.9	25.2	-28%	-26%
EBITDA	122.5	85.7	103.3	43%	19%
Impairment	0.0	0.0	0.0	0%	0%
Resultado de posiciones de activos financieros	-17.2	-18.7	-15.5	-8%	11%
Δ Activos Biológicos - Variación del valor razonable	-4.2	-5.5	5.6	-24%	-176%
EBITDA ajustado	101.1	61.4	93.4	64%	8%
Cobro de la deuda de FONINVEMEM	13.6	16.7	14.0		

Cuenta de Resultados Consolidada	3T 2025	2T 2025	3T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Ingresos	233.9	179.6	185.2	30%	26%
Costo de ventas	-137.6	-129.7	-110.7	6%	24%
Ingresos brutos	96.3	50.0	74.6	93%	29%
Gastos administrativos y de venta	-18.1	-15.0	-16.7	20%	8%
Otros ingresos de explotación	32.1	27.3	18.6	18%	73%
Otros gastos operativos	-6.4	-2.5	1.7	159%	-480%
Deterioro del material y activos intangibles inmovilizados	0.0	0.0	0.0	-	-
Utilidad de operación	104.0	59.8	78.1	74%	33%
Ganancia (pérdida) sobre la posición monetaria neta	-5.0	-3.4	-4.4	47%	13%
Ingresos financieros	18.3	28.1	20.6	-35%	-11%
Costos financieros	-63.1	-50.5	-36.3	25%	74%
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	-0.2	8.9	7.9	-103%	-103%
Ganancia (pérdida) en fair value de adquisiciones	33.2	27.1	1.9	23%	1634%
Ganancia (pérdida) de precio de compra	0.0	0.0	0.0	-	-
Ingresos antes del Impuesto a las ganancias	87.1	70.0	67.9	25%	28%
Impuesto a las ganancias del período	15.3	1.2	-28.1	1141%	-154%
Utilidad neta del período	102.4	71.2	39.8	44%	158%
Utilidad integral total del período	102.4	71.2	39.8	44%	158%
Otros resultados integrales	0.0	0.0	0.0	-	-
Atribuible a:	0.1	-0.5	0.5	-122%	-76%
◦ Accionistas de la controlante	102.4	71.2	39.8	44%	158%
◦ Participación no controlante	0.0	0.0	0.0	-	-
Beneficio básico y diluido por acción	0.07	0.05	0.03	43%	161%

Aviso importante: Los resultados trimestrales incluyen un efecto no monetario cuando la inflación difiere de 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 descalce puede afectar la comparabilidad.

El EBITDA ajustado se refiere al EBITDA *excluyendo* el deterioro de la propiedad, planta y equipo, el resultado de las posiciones de activos financieros y la variación del valor razonable de los activos biológicos.

D.1. Ingresos

Los ingresos en el 3T25 totalizaron US\$ 233,9 MM, un aumento del 30% frente al 2T25 (US\$ 179,6 MM) y un incremento del 26% frente al 3T24 (US\$ 185,2 MM). Los ingresos por ventas de energía representaron el 92,7% del total. Las ventas de energía en el 3T25 fueron de US\$ 215,3 MM, un aumento del 34% vs 2T25 (US\$ 160,9 MM) y un incremento del 31% frente al 3T24 (US\$ 163,8 MM).

La variación t/t en ventas spot se debió principalmente a mayores volúmenes en Central Costanera (tras mantenimiento en el 2T25), mientras que la variación interanual refleja ingresos adicionales por US\$ 27 MM por el reconocimiento de costo de combustible (principalmente FO y GO) en el 3T25, frente a US\$ 9,6 MM en el 3T24. Los volúmenes spot se recuperaron tras las actividades de mantenimiento en el 2T en Central Costanera, aunque fue compensado por menor hidrología en P Águila (-32% t/t y -59% a/a).

Los volúmenes de renovables aumentaron un 21% t/t, impulsados por mayor generación eólica y la contribución de la planta solar Cafayate recientemente adquirida (80 MW). Además, los volúmenes térmicos contratados fueron mayores respecto al trimestre anterior, debido a la autogestión de FO y el traspaso de costos en los ingresos del 3T25.

Ingresos (en US\$ MM)	3T 2025	2T 2025	3T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Ingresos totales	233.9	179.6	185.2	30%	26%
Desglose de ingresos:					
Venta de energía	215.3	160.9	163.8	34%	31%
<i>% de ventas de energía de los ingresos totales</i>	<i>92.1%</i>	<i>89.6%</i>	<i>88.4%</i>		
Ventas de vapor	10.8	10.6	11.9	2%	-9%
Forestal	3.6	3.2	5.7	11%	-37%
Reventa de capacidad de T&D de gas	1.5	1.6	1.6	-5%	-5%
Gestión de CVO	2.6	3.4	2.2	-21%	20%
Ventas de energía por tipo de contrato					
Ingresos del mercado spot	113.6	90.5	92.6	26%	23%
Ventas bajo contrato	101.7	70.4	71.2	44.5%	43%
<i>% contratado de las ventas totales de energía</i>	<i>47%</i>	<i>44%</i>	<i>43%</i>		
Venta de energía por tecnología					
Térmica e hidroeléctrica	184.5	136.0	135.5	36%	36%
Renovable	30.8	24.9	28.3	23.5%	9%
<i>% térmico e hidro de las ventas totales de energía</i>	<i>86%</i>	<i>84%</i>	<i>83%</i>		
Ventas de energía por moneda					
<i>% denominado en US\$ de las ventas de energía</i>	<i>63%</i>	<i>63%</i>	<i>60%</i>	<i>0 p.p.</i>	<i>3 p.p.</i>
Costo del combustible reconocido en ventas spot	27.4	25.3	9.6		

D.2. Análisis de gastos operativos y márgenes

Gastos de operación (en US\$ MM)	3T 2025	2T 2025	3T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Gastos operativos totales	-156	-145	-116	8%	34%
Principales líneas de costos					
Costo de ventas	-138	-130	-103	6%	33%
Gastos de administración y comercialización	-18	-15	-13	20%	36%
Por unidad de negocio					
Plantas térmicas e hidroeléctrica	-137	-125	-92	10%	35%
Renovables	-13	-13	-16	0%	-19%
Forestal	-5	-7	-8	-16%	-15%
El costo de ventas (COGS) incluye demi agua, consumo de gas natural, combustible para servicios asociados, T+D de gas natural y depreciación.					
Análisis de márgenes	3T 2025	2T 2025	3T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Generación térmica e hidroeléctrica					
Ingresos (US\$ MM)	184.5	136.0	135.5	36%	36%
Gastos operativos (US\$ MM)	-136.8	-124.8	-92.3	10%	48%
Margen operativo (US\$ MM)	47.7	11.2	43.2	327%	10%
<i>Margen op. / ingresos (%)</i>	<i>26%</i>	<i>8%</i>	<i>32%</i>	<i>18 p.p.</i>	<i>-6 p.p.</i>
Generación (GWh)	4,044	3,963	5,237	2%	-23%
<i>Margen op. / MWh (\$/MWh)</i>	<i>11.8</i>	<i>2.8</i>	<i>8.2</i>	<i>319%</i>	<i>43%</i>
<i>Ingresos / MWh (\$/MWh)</i>	<i>45.6</i>	<i>34.3</i>	<i>25.9</i>	<i>33%</i>	<i>76%</i>
Generación renovable					
Ingresos	30.8	24.9	28.3	23%	9%
Gastos operativos	-13.4	-13.3	-16.5	0%	-19%
Margen	17.5	11.6	11.8	50%	48%
<i>% margen / ingresos</i>	<i>57%</i>	<i>47%</i>	<i>42%</i>	<i>10 p.p.</i>	<i>15 p.p.</i>
Generación (GWh)	495	409	448	21%	10%
<i>Margen op. / MWh (\$/MWh)</i>	<i>35.3</i>	<i>28.4</i>	<i>26.4</i>	<i>24%</i>	<i>34%</i>
<i>Ingresos / MWh (\$/MWh)</i>	<i>62.3</i>	<i>61.0</i>	<i>63.1</i>	<i>2%</i>	<i>-1%</i>

E. Gastos de capital (capex)

Las inversiones ascendieron a US\$ 76,1 MM en el 3T25, incluyendo la adquisición del parque solar Cafayate por US\$ 48,5 MM, las obras finales para el cierre del Ciclo Combinado Brigadier López, el proyecto solar San Carlos e inversiones de mantenimiento.

F. Situación financiera

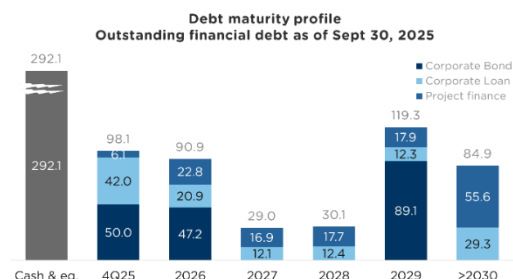
	2025			2024	
	3T25 YTD	2T25 YTD	1T25 YTD	4T24 FY	3T24 YTD
Flujo de Fondos (en US\$ MM) - Resumen	Periodo de 9 meses al 30 sept 2025	Periodo de 6 meses al 30 junio 2025	Periodo de 3 meses al 31 marzo 2025	Periodo de 12 meses al 31 dic 2024	Periodo de 9 meses al 30 sept 2024
Efectivo, equivalentes de efectivo y activos financieros a corto plazo, al inicio	3.7	6.1	3.7	28.0	28.0
Flujo neto de efectivo procedente de las actividades de operación	159.7	115.8	47.5	285.6	228.8
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-178.5	-102.4	-60.1	-159.7	-119.1
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo e inventario	-135.2	-95.3	-43.6	-138.0	-79.3
Adquisición de subsidiarias y asociadas, neto de efectivo	-57.0	-21.0	0.0	0.0	0.0
Venta de propiedades, planta y equipo	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1
Adquisición (Venta) de activos financieros	-4.5	-5.8	-27.4	-30.7	-48.7
Dividendos cobrados	18.2	19.7	10.8	7.9	7.8
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	114.6	-18.3	6.0	-106.4	-84.8
Créditos financieros recibidos	-19.4	26.5	0.0	62.6	61.6
Repago de deuda	152.9	-31.5	11.9	-109.4	-100.3
Pagos de intereses y gastos financieros	-1.0	-11.6	-5.5	-43.4	-32.0
Otros gastos financieros	-17.2	-1.0	0.0	0.0	0.0
Aportes y dividendos	-0.7	-0.7	-0.3	-16.1	-14.2
Diferencia de cambio y otros resultados financieros ⁽¹⁾	50.5	-2.6	-8.9	43.8	24.9
Efectivo y colocaciones a corto plazo al cierre	48.9	3.7	6.1	3.7	28.0

(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
YTD: Acumulado año

Deuda financiera, a 30 de septiembre de 2025

El saldo total de la deuda bruta pendiente al 30 de septiembre de 2025 fue de US\$ 452,1 MM, mientras que el saldo de efectivo, equivalentes de efectivo y otros activos financieros corrientes fue de US\$ 292,1 MM, compuesto por US\$ 48,9 MM en efectivo y equivalentes de efectivo, y US\$ 243,2 MM en activos financieros corrientes.

El gráfico de la derecha muestra el perfil de vencimiento principal a dicha fecha, expresado en US\$ MM:



Situación financiera al 30 de septiembre de 2025

(Las cifras financieras se expresan en millones de dólares EE.UU., excepto la relación)

Deuda financiera pendiente	452.1
Efectivo, equivalentes de efectivo y activos financieros corrientes	292.1
Deuda financiera neta	159.9
LTM Adj EBITDA	317.5
Ratio de apalancamiento neto (Deuda neta/EBITDA ajustado)	0,5 veces

Programa de recompra de acciones

El 25 de septiembre de 2025, el Consejo de Administración inició un programa de recompra de acciones a 180 días, autorizando la recompra de hasta US\$ 20,0 millones en acciones. El programa se adhiere al artículo 64 de la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 y a la normativa de la CNV correspondiente. A la fecha, la compañía ha recomprado un total de 2.756.000 acciones en el mercado BYMA (Argentina), utilizando US\$ 2,54 millones del monto autorizado.

Anexo I: Estado financiero – Cifras anuales

Estado de resultados (en US\$ MM)	3T 2025 LTM	2024	2023	2022	Δ% a/a (2025 LTM/2024)
Cuenta de resultados	LTM	Año completo	Año completo	Año completo	
Ingresos	777.4	671.3	536.9	566.1	16%
Costo de ventas	-486.4	-407.2	-359.4	-298.4	19%
Ingresos brutos	291.0	264.2	177.5	267.7	10%
Utilidad de operación	204.2	170.3	529.5	345.0	20%
EBITDA ajustado	317.5	288.0	277.8	344.0	10%
Utilidad neta					
Utilidad neta del período	226.1	52.0	193.3	106.0	335%
Beneficio básico y diluido por acción	0.1	0.0	0.1	0.1	428%
Ratios de margen de ingresos					
Margen de ingresos brutos %	37%	39%	33%	47%	-2 p.p.
Margen EBITDA ajustado	41%	43%	52%	61%	-2 p.p.

Conciliación de EBITDA ajustado (en US\$ MM)	3T 2025 LTM	2024	2023	2022	2021
Utilidad neta del período	226.1	52.0	193.3	106.0	-3.7
Ganancia (pérdida) sobre la posición monetaria neta	26.1	17.1	215.4	171.5	16.4
Gastos financieros	175.5	154.6	537.0	244.2	153.5
Ingresos financieros	-113.8	-107.8	-354.4	-144.7	-18.0
Participación en las ganancias de asociadas	-49.5	-15.7	-8.6	-0.7	4.5
Ganancia (pérdida) de precio de compra	0.0	0.0	-89.9	-68.7	0.0
Ganancia (pérdida) en fair value de adquisiciones	-67.1	-2.3	0.0	0.0	0.0
Gastos del Impuesto a las ganancias	6.9	72.6	36.7	37.5	74.6
Depreciación y amortización	96.6	103.0	118.3	108.8	95.8
EBITDA	300.8	273.3	647.8	453.9	323.1
Impairment	98.9	98.9	-54.4	79.2	70.6
Resultado de posiciones de activos financieros	-59.6	-65.2	-295.9	-189.0	0.0
Δ Activos Biológicos - Variación del valor razonable	-22.5	-19.0	-19.7	-0.1	0.0
EBITDA ajustado	317.5	288.0	277.8	344.0	393.7
Cobro de la deuda de FONINMEM	86.7	74.4	66.3	69.4	72.9

Estado de Resultados y Resultado Integral Consolidados (en US\$ MM)	3T 2025 LTM	2024	2023	2022	2021
Ingresos	777.4	671.3	536.9	566.1	510.2
Costo de ventas	-486.4	-407.2	-359.4	-298.4	-263.9
Ingresos brutos	291.0	264.2	177.5	267.7	246.3
Gastos administrativos y de venta	-78.7	-70.3	-53.2	-41.8	-37.1
Otros ingresos de explotación	104.1	112.7	372.8	201.7	94.9
Otros gastos operativos	-13.3	-37.3	-22.0	-3.4	-6.3
Deterioro del material y de activos intangibles inmov	-98.9	-98.9	54.4	-79.2	-70.6
Utilidad de operación	204.2	170.3	529.5	345.0	227.3
Ganancia (pérdida) sobre la posición monetaria neta	-26.1	-17.1	-215.4	-171.5	-16.4
Ingresos financieros	113.8	107.8	354.4	144.7	18.0
Costos financieros	-175.5	-154.6	-537.0	-244.2	-153.5
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociada	49.5	15.7	8.6	0.7	-4.5
Ganancia (pérdida) en fair value de adquisiciones	67.1	2.3	0.0	0.0	0.0
Ganancia (pérdida) de precio de compra	0.0	0.0	89.9	68.7	0.0
Ingresos antes del Impuesto a las ganancias	233.0	124.6	230.0	143.5	70.9
Impuesto a las ganancias del período	-6.9	-72.6	-36.7	-37.5	-74.6
Utilidad neta del período	226.1	52.0	193.3	106.0	-3.7
Utilidad integral total del período	226.1	52.0	193.3	106.0	-3.7
Otros resultados integrales					
Atribuible a:	219.2	41.6	194.0	105.8	-4.5
◦ Accionistas de la controlante	6.9	10.3	-3.8	0.2	0.8
◦ Participación no controlante	226.1	52.0	190.1	106.0	-3.7
Beneficio básico y diluido por acción	0.15	0.03	0.13	0.07	0.00

Anexo II: Balance consolidado

Estado de Situación Financiera Consolidado (cifras no auditadas, en millones de dólares)	31/12/2024	30/09/2025
Activo no corriente		
Propiedades, planta y equipo	1,567	1,537
Activos intangibles	30	26
Activos Biológicos	181	195
Inversión en asociados	106	20
Inventarios	4	1
Otros activos no financieros	1	8
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	132	99
Otros activos financieros	14	86
Activo por impuestos diferidos	6	5
Inversión en filiales		
Total activo no corriente	2,041	1,977
Activo corriente		
Activos Biológicos	34	12
Inventarios	21	36
Otros activos no financieros	34	25
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	211	234
Otros activos financieros	233	243.2
Efectivo y equivalentes	4	48.9
Total activo corriente	537	598
Activo total	2,578	2,576
Patrimonio y pasivo		
Patrimonio		
Capital social	1	1
Ajuste del capital social	523	383
Reserva legal	103	97
Reserva voluntaria	730	673
Otras cuentas de patrimonio	(40)	(36)
Reserva opcional para la distribución de dividendos futuros	377	391
Ganancias retenidas	49	227
Patrimonio neto atribuible a los accionistas de la controlante	1,743	1,735
Participaciones no mayoritarias	61	42
Patrimonio total	1,804	1,777
Pasivo no corriente		
Otros pasivos no financieros	24	18
Otras deudas	223	247
Compensación y pasivos por beneficios a los empleados	7	8
Provisiones	2	2
Pasivos por impuestos diferidos	154	127
Total pasivo no corriente	411	401
Pasivo corriente		
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	93	198
Otros pasivos no financieros	30	41
Otros préstamos y empréstitos	146	205
Compensación y pasivos por beneficios a los empleados	33	26
Impuesto a las ganancias a pagar	59	24
Provisiones	3	3
Total pasivo corriente	363	497
Pasivo total	774	898
Total patrimonio neto y pasivo	2,578	2,675

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 septiembre de 2025 (AR\$1.366,6/US\$1,00) y al 30 de diciembre de 2024 (AR\$ 1032,5/US\$1,00) respectivamente.

Anexo III: Activos operativos de Central Puerto

Planta	Tecnología	Capacidad instalada	Volúmenes de 2024	Ubicación	Fecha comercial desde	Plazo PPA
		(MW)	(GWh)	(Provincia)	Fecha	Año
Complejo Puerto Central	Térmico	1,747	5,109	Ciudad de Buenos Aires	1992-2000	-
Piedra del Águila	Hidro	1,440	4,348	Río Negro	1994	-
Brigadier López	Térmico	421	96	Santa Fe	2019-2025	-
Luján de Cuyo ⁽²⁾	Térmico	576	3,376	Mendoza	2019	2034
San Lorenzo ⁽³⁾	Térmico	391	2,263	Santa Fe	2021	2035
Central Costanera	Térmico	1,789	4,638	Ciudad de Buenos Aires	2023	-
La Castellana I	Eólico	100.8	372	Buenos Aires	2019	2040
Genoveva I	Eólico	88.2	361	Buenos Aires	2020	2040
Genoveva II	Eólico	41.8	171	Buenos Aires	2020	2029
La Castellana II	Eólico	15.2	46	Buenos Aires	2020	2034
Manque	Eólico	57	254	Córdoba	2020	2040
Achiras I	Eólico	48	186	Córdoba	2020	2040
Los Olivos	Eólico	22.8	106	Córdoba	2020	2030
Guañizuil II ⁽⁴⁾	Solar	105	281	San Juan	2023	2041
Cafayate	Solar	80	-	Salta	2025	2039
San Carlos	Solar	15.0	-	Salta	2025	2035
Total		6,938	21,605			

(1) Fuente: CAMMESA. La capacidad no incluye las plantas FONINVEMEM no operadas al WI.

(2) La planta incluye 290 MW de ciclo combinado con venta spot, 95 MW de cogeneración, 190 MW de TG/TV y 1 MW de minihidro.

(3) La planta de San Lorenzo está compuesta por 330 MW de capacidad contratada de PPA de mayo a agosto / 317 MW de septiembre a abril, y la capacidad restante asignada al mercado al contado según la Res. 59/23.

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

Glosario de términos y abreviaturas

3T25	Tercer trimestre de 2025 (julio, agosto, septiembre). De la misma manera, 2T25/3T24 se refieren al 2º trimestre de 2025/3º trimestre de 2024.
a/a	Comparación interanual
AR\$	Pesos argentinos.
BCRA	Banco Central de la República Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima - el administrador del mercado mayorista de electricidad de Argentina
CC	Ciclo combinado
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 creado por Resolución SE No. 95/13, luego por la Resolución SE. 9/24
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)
GWh / GW	Gigavatio-hora / Gigavatio
MW/MWh	Megavatio-hora / Megavatio
ON	Obligaciones Negociables
P.P.	Punto porcentual
Plan Gas	Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural DNU N° 892/20 y 730/22, Arg.
PPA	Acuerdo de compra de energía
SE	Secretaría de Energía de Argentina
Tn	Tonelada
t/t	Comparación trimestre a trimestre
WEM / MEM	Mercado Eléctrico Mayorista

Disclaimer

Los estados financieros al **30 de septiembre 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 período anterior del mismo año y al mismo período del año anterior. Para fines de esta presentación, las cifras originales en pesos argentinos fueron convertidas 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 (trimestre). 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 informe 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 oportunamente información relevante para los inversionistas en la sección "Inversores" 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 Central Puerto, además de seguir los comunicados de prensa de la Compañía, las presentaciones ante la SEC y CNV, 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 reporte.

DECLARACIONES DE ADVERTENCIA RELEVANTES PARA LA INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Este reporte contiene cierta información prospectiva y declaraciones prospectivas según se definen en las reglas de valor aplicables (denominadas colectivamente en este reporte de resultados 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) o CNV.

EBITDA y EBITDA ajustado

En este informe, el **EBITDA**, es 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.
- El EBITDA ajustado 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 a las ganancias 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; y
- Otras empresas pueden calcular el EBITDA ajustado de manera diferente, lo que limita su utilidad como medida comparativa.

La Compañía compensa las limitaciones inherentes asociadas con el uso del EBITDA ajustado a través de la divulgación de estas limitaciones, la presentación de los estados financieros consolidados de la Compañía 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