

Presentación de resultados

Resultados consolidados 3er trimester 2026

11 de noviembre, 2026

Central Puerto

Central Puerto - Presentación de resultados 3T26

Buenos Aires, 11 de noviembre de 2026. Central Puerto S.A. ("Central Puerto" o la "Compañía") (NYSE: CEPU; BYMA: CEPU), la mayor empresa privada de generación eléctrica de Argentina, informa sus resultados financieros del tercer trimestre de 2026 ("3T26"), finalizado el 30 de septiembre de 2026.
Mañana, 12 de noviembre, se realizará una conferencia telefónica para analizar los resultados de este trimestre a las 10:00 AM ET, hora del Este (12:00 PM BAT). El acceso al webcast está disponible en nuestra página web.

Aspectos financieros y operativos destacados del tercer trimestre de 2026

- El EBITDA ajustado del 3T26 fue de US$ 185,3 MM, lo que representa un aumento del 27,8% frente a los US$ 145,0 MM del 2T26 y un incremento del 70,3% frente a los US$ 108,8 MM del 3T25. El aumento se explicó principalmente por los ingresos del mercado spot, tanto por la remuneración estacional del sistema spot como por el margen obtenido del autoabastecimiento de combustibles. En el 3T26, las ventas contratadas continuaron creciendo en volúmenes vendidos a través de PPA/MAT, y se registró una mayor generación hidroeléctrica en Piedra del Águila y de energías renovables; en términos de ingresos, los menores precios estacionales fueron compensados por mayores volúmenes. El EBITDA ajustado acumulado de 2026 (primeros nueve meses de 2026) fue de US$ 451,0 MM. Estamos encaminados a alcanzar entre US$ 500 y 550 MM para el año completo 2026.

- Los volúmenes totales de generación en el 3T26 alcanzaron 4.791 GWh, lo que representa una disminución del 5,2% frente a los 5.055 GWh del 2T26 y un aumento del 5,6% frente a los 4.539 GWh del 3T25. La disminución trimestral se debió principalmente a una menor generación térmica en los activos legacy de Central Costanera (-14,4%) y Central Puerto (-32,0%), parcialmente compensada por una mayor generación hidroeléctrica en Piedra del Águila (+4,8% t/t) y un aumento de la producción de Brigadier López y San Lorenzo (+21,5% y +20,5% t/t, respectivamente). El aumento a/a se explicó principalmente por una mayor generación hidroeléctrica en Piedra del Águila (+93,6%) y por la entrada en régimen de la unidad de Brigadier López y de los parques solares Cafayate y San Carlos, parcialmente compensados por una menor generación de los activos eólicos.[1]

- Los ingresos por ventas en el 3T26 totalizaron US$ 532,4 MM, lo que representa un aumento del 17,4% frente a los US$ 453,3 MM del 2T26 y un incremento del 157,6% frente a los US$ 206,7 MM del 3T25. Las ventas de energía representaron el 95,7% de los ingresos totales durante el trimestre, las ventas de vapor representaron el 1,9% y otras ventas, incluidas las forestales, de petróleo y gas, representaron el 2,4% en el 3T26. El crecimiento de los ingresos se debió principalmente a mayores ingresos térmicos spot (+35,0% t/t; +192,2% a/a), que incluyen combustibles autoabastecidos para ventas spot en el 3T26 por US$ 218,6 MM, frente a US$ 182,8 MM en el 2T26. Las ventas bajo contrato variaron -0,3% t/t y +140,0% a/a e incluyen las ventas hidroeléctricas, los PPA térmicos con CAMMESA y MAT, y las ventas de renovables MATER y Renov.Ar. En este segmento, los volúmenes aumentaron un 5,0% t/t, mientras que los precios disminuyeron casi en la misma proporción t/t.[2]

- El autoabastecimiento de combustibles promedió 3,96 MMm³ equivalentes/día en el 3T26, frente a 3,15 MMm³ equivalentes/día en el 2T26 y 1,91 MMm³ equivalentes/día en el 1T26. En el 3T26, los combustibles autoabastecidos representaron el 55,3% del consumo total de combustibles, frente al 37,2% en el 2T26 y al 18,1% en el 1T26. El consumo total de combustibles promedió 7,16 MMm³ equivalentes/día, por debajo de los 8,47 MMm³ equivalentes/día del 2T26 y los 10,55 MMm³ equivalentes/día del 1T26.

[1] Los volúmenes corresponden a la energía generada por todos los activos operativos de la compañía y se basan en los archivos de «Síntesis Mensual» de CAMMESA, disponibles públicamente, que pueden ser revisados por CAMMESA en informes mensuales posteriores. En consecuencia, los volúmenes de Central Puerto originalmente informados para 1T26, de 5.420 GWh, y para 2T26, de 5.250 GWh, fueron reexpresados a 5.185 GWh y 5.055 GWh, respectivamente. Los volúmenes de 3T26 también podrían ser reexpresados en futuros informes.

[2] El costo de combustible de 2T26 informado fue reexpresado.

- Las inversiones del 3T26 alcanzaron US$ 36,7 MM y totalizaron US$ 458,6 MM en los nueve meses de 2026, excluyendo la desinversión de AbraSilver por US$ 158,2 MM. Las inversiones durante el 3T26 fueron principalmente para los proyectos de baterías (BESS) de Central Puerto y Central Costanera, y mantenimiento.

- Al 30 de septiembre de 2026, el saldo total de deuda bruta ascendía a aproximadamente US$ 681,5 MM, mientras que la deuda financiera neta totalizaba aproximadamente US$ 343,7 MM. El ratio de endeudamiento neto fue de 0,72x EBITDA ajustado (EBITDA ajustado LTM del 3T26 de US$ 480,3 MM).

- El cobro de crédito pendiente FONINVEMEM fue de US$ 11,4 MM en el 3T26 y el saldo pendiente quedó en US$ 85,7 MM al 30 de septiembre de 2026, que continuará cobrándose en cuotas mensuales hasta mayo de 2028.

Síntesis de mercado y precios estacionales

- La demanda total aumentó un 3,8% t/t y un 4,1% a/a, hasta 36,7 TWh (2T26: 35,4 TWh; 3T25: 35,3 TWh). La generación hidroeléctrica aumentó un 35,2% t/t y un 31,8% a/a, hasta 10,5 TWh (2T26: 7,8 TWh; 3T25: 8,0 TWh), y la nuclear aumentó un 37,5% t/t y un 5,0% a/a, hasta 2,9 TWh (2T26: 2,1 TWh; 3T25: 2,7 TWh). Los renovables aumentaron un 4,7% t/t y se estables (0,0%) a/a, en 6,3 TWh (2T26: 6,0 TWh; 3T25: 6,3 TWh). La generación térmica disminuyó un 15,7% t/t y un 7,2% a/a, hasta 16,1 TWh (2T26: 19,1 TWh; 3T25: 17,3 TWh).

- Los volúmenes de gas natural ("Acuerdo") disminuyeron un 44,3% a/a en julio, un 52,8% en agosto y un 31,8% en septiembre, y fueron compensados por los combustibles adquiridos por los generadores. El gas natural alcanzó 20,7, 17,7 y 8,4 Mm³/día, respectivamente. Los combustibles líquidos y el carbón continuaron siendo significativos en julio y agosto (18% y 10% de la matriz de combustibles en términos equivalentes de gas), pero disminuyeron al 3% en septiembre. Como resultado, el Costo Marginal Operativo (CMO) bajó a 154,5 US$/MWh en julio, 141,2 US$/MWh en agosto y 62,2 US$/MWh en septiembre; el precio monómico spot pagado por los grandes usuarios fue de 168,6 US$/MWh, 157,9 US$ /MWh y 90,1 US$ /MWh, respectivamente (+74%, +73% y +17% a/a). El CMO disminuyó de 154,5 US$/MWh en julio a 62,2 US$/MWh en septiembre.

Actualización regulatoria

- Activos de generación térmica de ENARSA – Proceso de privatización
  El Decreto Nacional N.º 1107/2026 (28 de septiembre de 2026) autorizó a ENARSA a vender sus participaciones en Termoeléctrica Manuel Belgrano (65,01%), Termoeléctrica José de San Martín (68,83%) y la central eléctrica Guillermo Brown. Aún no se anunciaron los términos ni el cronograma de la licitación.

- Normalización del mercado MEM – Actualizaciones regulatorias
  El 21 de octubre de 2026, la Resolución SE N.º 293/2026 modificó el marco establecido por la Resolución SE N.º 400/2025 e introdujo mayor flexibilidad para la contratación bilateral de energía y nuevas bandas de declaración de CVP. Para las unidades de generación térmica existentes, la contratación aumentará a 60% en abril 2027 y 80% en abril 2028, hasta alcanzar la liberalización total en enero de 2029, un año antes del cronograma original.

- Nuevo régimen de grandes demandas (XDEM)
  La Secretaría de Energía introdujo un nuevo marco para la demanda extraordinaria de electricidad (XDEM), aplicable a grandes cargas nuevas o ampliadas, incluidos centros de datos e infraestructura de inteligencia artificial. El régimen exige una cobertura contractual sustancial de energía y respaldo de capacidad firme, lo que podría generar nuevas oportunidades para la capacidad de generación existente y futura.

Actualización de proyectos de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)

- Se espera que los proyectos BESS de Central Puerto y Central Costanera sean los primeros en alcanzar la operación comercial entre todos los proyectos de ALMA GBA y ALMA SADI. Las obras civiles están terminadas y los contenedores de baterías fueron instalados. Se ejecutó cerca del 82% del CAPEX del proyecto (US$ 108,9 MM). Sin embargo, el avance se vio afectado por lluvias excepcionalmente intensas que demoraron la entrega de los transformadores, que llegaron a fines de octubre. A pesar de ello, esperamos completar el proyecto de Central Costanera para fines de 2026 y el de Central Puerto en enero de 2027.

Novedades comerciales

- Primer acuerdo directo de suministro de gas natural en el mercado local
  El 1 de octubre de 2026, Pluspetrol y Central Puerto celebraron un acuerdo directo de suministro de gas natural, convirtiéndose en las primeras compañías no integradas del sector en retirar volúmenes de Plan Gas del esquema centralizado de CAMMESA. El acuerdo estará vigente hasta diciembre de 2028, fecha de finalización del programa Plan Gas actual, por 2 MM m³/día a 2,7 y 4,1 US$/MMBtu, con una cláusula take-or-pay del 75%. El volumen representa aproximadamente la mitad del gas necesario para las operaciones diarias promedio del complejo Central Puerto.
- Aspectos destacados de clientes y del mercado MAT
  Base de clientes: al cierre del 3T26, atendíamos a 156 clientes desde los complejos de Central Puerto y Central Costanera, además de 17 distribuidoras.

Actualización de mantenimiento

- Luján de Cuyo: la LDCU GT26 (47 MW) fue reparada en octubre de 2026. La LDCU GT27 se encuentra actualmente en mantenimiento y se espera que vuelva a operar en enero de 2027.
- Central Puerto y Central Costanera: la ST09 de Central Puerto y la GT09 del CC Mitsubishi de Central Costanera realizaron mantenimientos programados durante el trimestre. Además, la central de ciclo combinado Mitsubishi de Central Costanera inició un programa de mantenimiento mayor programado en octubre. La mitad de la unidad ya volvió a operar, mientras que se espera que la mitad restante vuelva al servicio en diciembre de 2026.

Negocio de petróleo y gas

- La Compañía continúa trabajando con las autoridades de la provincia de Neuquén en el proceso CENCH para los bloques Aguada del Chivato y Aguada de Bocarey. También estamos preparando la documentación para la presentación al RIGI, prevista para el 1T27.
- Ronda 1 de Neuquén: el 21 de octubre de 2026, Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (GyP) adjudicó el bloque Corralera Noroeste a Patagonia Energy (PESA), nuestra subsidiaria, en virtud de la Sección 17.2 de los Términos y Condiciones de la Ronda 1/2026. La oferta incluyó un bono de acceso de US$ 22,1 MM, que esperamos pagar en las próximas semanas, y un compromiso de inversión de US$ 78,7 MM (4 pozos exploratorios y estudios sísmicos 3D).

Desinversión en proyecto minero y dividendo extraordinario

- Tras la venta de la participación en AbraSilver, se generó una ganancia en efectivo, y el Directorio aprobó un dividendo extraordinario en efectivo que se distribuyó a fines de septiembre.

Programa de recompra de acciones

- El 31 de agosto de 2026, el Directorio aprobó un programa de recompra de acciones por hasta US$ 30 millones. El programa fue establecido con una vigencia de 180 días. Al 5 de noviembre de 2026, la Compañía había desembolsado aproximadamente US$ 9,82 millones para recomprar un total acumulado de 7.664.337 acciones ordinarias equivalentes, lo que representa alrededor del 0,506% del total de acciones en circulación.

Publicación del Informe de Sustentabilidad 2025

- En agosto de 2026, Central Puerto publicó su Informe de Sustentabilidad 2025, en el que destaca los avances de la Compañía en iniciativas ambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG), así como su compromiso continuo con la transparencia y la creación de valor sostenible. Consulte el informe en https://www.centralpuerto.com/en/sustainability/.

A. Síntesis del mercado eléctrico[3]

Durante el 3T de 2026, la demanda eléctrica de Argentina totalizó aproximadamente 36,7 TWh (13,1 TWh en julio, 12,4 TWh en agosto y 11,2 TWh en septiembre), frente a 35,4 TWh durante el 2T26 (+3,8% t/t; +4,1% a/a). La demanda residencial totalizó 17,8 TWh (+7,0% t/t), lo que representó aproximadamente el 48% de la demanda total, mientras que la demanda comercial alcanzó 9,3 TWh (+2,0% t/t). La demanda de los grandes usuarios totalizó 9,6 TWh (-0,1% t/t; +5,3% a/a), equivalente a aproximadamente el 26% del total. La demanda estacionalizada representó aproximadamente el 74% del consumo total de electricidad durante el trimestre.

La oferta total de electricidad alcanzó aproximadamente 38,0 TWh, frente a 36,7 TWh durante el 2T26 (+3,6% t/t; +8,2% a/a). La generación térmica totalizó 16,1 TWh (42,3% de la oferta), frente a 19,1 TWh (52,0%) durante el trimestre anterior (-15,7% t/t), con una disminución mensual de 6,6 TWh en julio a 4,2 TWh en septiembre. La generación hidroeléctrica aumentó a 10,5 TWh (27,6%), frente a 7,8 TWh en el 2T (+35,2% t/t; +31,8% a/a), respaldada por mejores condiciones hidrológicas. La generación renovable aportó 6,3 TWh (16,6%; +4,7% t/t) y la generación nuclear totalizó 2,9 TWh (7,6%; +37,5% t/t). Las importaciones de electricidad aumentaron a 2,3 TWh (6,0%), frente a 1,8 TWh durante el 2T (+28,6% t/t; +177,7% a/a). Por mercado, la generación local asignada a MAT/MATER (ventas B2B) totalizó 5,0 TWh (13,9% de la generación local) en el 3T26, frente a 4,9 TWh en el 2T26 (+1,1% t/t), mientras que la generación del mercado spot totalizó 11,0 TWh (30,7%; -13,1% t/t) y la generación asignada 19,8 TWh (55,4%; +13,8% t/t).

La capacidad instalada disminuyó levemente a 44,7 GW a fines de septiembre de 2026 (3T26), desde 44,8 GW a fines del 2T26 (-0,2% t/t; +1,8% a/a). La capacidad renovable aumentó aproximadamente 135 MW (+1,8% t/t), principalmente solar, y la capacidad nuclear aumentó 8 MW; estos incrementos fueron más que compensados por una reducción de aproximadamente 250 MW en la capacidad de turbinas de gas registrada en agosto (capacidad térmica -1,0% t/t). Las tecnologías térmicas representaron el 56% de la capacidad instalada, mientras que las fuentes renovables, incluidas las grandes centrales hidroeléctricas, representaron aproximadamente el 40%. La disponibilidad térmica se mantuvo por encima del 80% durante todo el trimestre (82% en julio y agosto, y 83% en septiembre), con una disponibilidad de los ciclos combinados del 89%-93%.

Balance del mercado eléctrico argentino

Balance del mercado eléctrico argentino	3Q 2026	2Q 2026	3Q 2025	Δ% q/q	Δ% y/y
Capacidad instalada total (MW)	44,662	44,771	43,887	-0,2%	1,8%
Térmica	24,919	25,171	25,095	-1,0%	-0,7%
Hidroeléctrica	10,162	10,162	10,164	0,0%	0,0%
Nuclear	1,763	1,755	1,755	0,5%	0,5%
Renovable	7,818	7,683	6,873	1,8%	13,7%
Demanda de energía (GWh)	36,705	35,372	35,252	3,8%	4,1%
Residencial	17,788	16,626	16,836	7,0%	5,7%
Comercial	9,346	9,163	9,324	2,0%	0,2%
Grandes clientes	9,572	9,584	9,092	-0,1%	5,3%
Oferta de energía (GWh) – Total	38,034	36,726	35,162	3,6%	8,2%
Importaciones	2,277	1,770	820	28,6%	177,7%
Generación local por tecnología (GWh) – Total	35,757	34,956	34,342	2,3%	4,1%
Térmica	16,090	19,088	17,339	-15,7%	-7,2%
Hidroeléctrica	10,485	7,756	7,957	35,2%	31,8%
Nuclear	2,886	2,099	2,748	37,5%	5,0%
Renovable	6,296	6,014	6,299	4,7%	0,0%
Generación local por mercado (GWh) – Total	35,757	34,956	N/A	2,3%	N/A
SPOT	10,980	12,636	N/A	-13,1%	N/A
Asignado	19,819	17,415	N/A	13,8%	N/A
MAT / MATER	4,957	4,905	N/A	1,1%	N/A
MAT / MATER share on total local generation	14%	14%	N/A		

[3] Source: CAMMESA "Informe mensual, principales variables".

B. Volúmenes de Central Puerto

Los volúmenes totales de generación en el 3T26 alcanzaron 4.791 GWh, lo que representa una disminución del 5,2% frente a los 5.055 GWh del 2T26 (reexpresados) y un aumento del 5,6% frente a los 4.539 GWh del 3T25. La generación térmica spot totalizó 1.973 GWh, con una disminución del 16,8% t/t y del 1,3% a/a. La generación bajo términos regulados/de concesión (hidroeléctrica de Piedra del Águila) alcanzó 1.118 GWh, un 4,8% más t/t y un 93,6% más a/a, respaldada por mejores condiciones hidrológicas. La generación contratada (MAT/PPA térmica y renovables) alcanzó 1.700 GWh, aumentando un 5,1% t/t y disminuyendo un 13,3% a/a, con volúmenes MAT/PPA térmicos de 1.231 GWh (+3,9% t/t; -16,0% a/a) y renovables de 469 GWh (+8,4% t/t; -5,3% a/a). La participación de los volúmenes vendidos bajo contratos aumentó al 59%, frente al 53% en el 2T26 y al 56% en el 3T25.

La disminución t/t se explicó principalmente por un menor despacho térmico en Central Puerto (-32,0%) y Central Costanera (-14,4%), debido en ambos casos a los trabajos de mantenimiento programado en la ST09 de Central Puerto y la GT09 del ciclo combinado Mitsubishi de Central Costanera. Esto fue parcialmente compensado por una mayor producción en San Lorenzo (+20,5%), Brigadier López (+21,5%) y Piedra del Águila (+4,8%). En términos a/aes, el crecimiento de la generación estuvo impulsado principalmente por una mayor generación hidroeléctrica en Piedra del Águila (+93,6%) y por la entrada en régimen del ciclo combinado de Brigadier López (371 GWh frente a 11 GWh), parcialmente compensados por una menor generación térmica en Central Puerto (-28,2%), Central Costanera (-20,8%) y San Lorenzo (-13,8%), y por una menor producción de la mayoría de los activos eólicos.

Generación de Central Puerto (in GWh)		3Q 2026	2Q 2026	3Q 2025	Δ% q/q	Δ% y/y
Por planta	GWh	4,791	5,055	4,539	-5,2%	5,6%
Central Costanera	Térmica	702	820	886	-14,4%	-20,8%
Central Puerto	Térmica	842	1,239	1,173	-32,0%	-28,2%
Piedra del Águila	Hidroeléctrica	1,118	1,067	578	4,8%	93,6%
Luján de Cuyo	Térmica	715	715	731	-0,1%	-2,3%
San Lorenzo	Térmica	574	476	666	20,5%	-13,8%
Brigadier Lopez	Térmica	371	306	11	21,5%	3339,6%
La Genoveva I	Eólico	81	82	94	-1,0%	-13,3%
La Genoveva II	Eólico	40	39	45	3,2%	-11,4%
La Castellana I	Eólico	85	81	107	4,9%	-20,4%
La Castellana II	Eólico	15	15	19	0,6%	-18,4%
Achiras I	Eólico	49	37	53	33,6%	-7,9%
Manque	Eólico	60	53	70	12,5%	-14,6%
Los Olivos	Eólico	25	23	29	12,1%	-12,9%
PS Guañizuil II	Solar	54	48	57	11,5%	-6,2%
Cafayate	Solar	48	45	20	7,0%	146,3%
San Carlos	Solar	10	9	0	13,8%	-
por tecnología y mercado (1)						
Térmica	Térmica total	3,204	3,556	3,466	-9,9%	-7,6%
	Spot térmica	1,973	2,372	2,000	-16,8%	-1,3%
	Contratos MAT/PPA	1,231	1,185	1,466	3,9%	-16,0%
Hidroeléctrica	Contratos MAT/PPA	1,118	1,067	578	4,8%	93,6%
Renovables	Contratos MATER/PPA	469	432	495	8,4%	-5,3%
	Contratos MATER	145	136	163	6,1%	-11,6%
	Contratos RenovAr	324	296	331	9,4%	-2,1%
Ventas bajo contratos (%)		58,8%	53,1%	55,9%		
Total oferta SADI	GWh	35,757	34,956	34,342	2,3%	4,1%
CEPU participación en SADI	%	13,6%	15,5%	14,1%	-1,8 p.p.	-0,5 p.p.
WI CEPU en plantas Foni(2)	Térmica	*84*	*355*	*318*	*-76%*	*-74%*

Fuente: CAMMESA, "Síntesis mensual". Cifras preliminares. Los datos definitivos de volúmenes suelen publicarse con un retraso de 4 a 5 meses desde la publicación inicial.

(1) MAT es el nuevo mercado de contratos de energía establecido por Resol . SE N° 400/25.

(2) Participación en plantas de FONINVEMEM: Termoeléctrica San Martín (10%), Termoeléctrica Belgrano (11%), CT Vuelta de Obligado (54%). No está incluido en la línea de Ingresos y está incluido en VPP.

Los volúmenes corresponden a la energía generada por todos los activos operativos de la Compañía y se basan en los archivos públicos de "Síntesis Mensual" de CAMMESA, que pueden ser revisados por CAMMESA en informes mensuales posteriores. En consecuencia, los volúmenes de Central Puerto informados originalmente para el 1T26 como 5.420 GWh y para el 2T26 como 5.250 GWh fueron reexpresados a 5.185 GWh y 5.055 GWh, respectivamente. Los volúmenes del 3T26 también podrían ser reexpresados en futuros informes.

Central Puerto		3Q 2026	2Q 2026	3Q 2025	*% capacity per technology*	
Capacidad instalada	MW	6,933	6,933	6,784	100%	100%
Térmica		4,923	4,923	4,784	71%	71%
Térmica PPA		*1,387*	*1,387*	*1,248*	*20%*	*20%*
Térmica CC Resol 400		*1,926*	*1,926*	*1,926*	*28%*	*28%*
Térmica ST/GT Resol 400		*1,610*	*1,610*	*1,610*	*23%*	*23%*
Hidroeléctrica		1,441	1,441	1,441	21%	21%
Eólico		374	374	374	5%	5%
Solar		195	195	185	3%	3%
Tasa de disponibilidad térmica	%	3Q 2026	2Q 2026	3Q 2025	Δ% q/q	Δ% y/y
Disponibilidad térmica media total		85,3%	80,1%	79,1%	5,1 p.p.	6,2 p.p.
Disponibilidad media de CC		93,0%	87,1%	82,4%	5,9 p.p.	10,7 p.p.
Disponibilidad media ST/GT		72,0%	65,8%	72,4%	6,3 p.p.	-0,3 p.p.
Producción de vapor (ktn)		695,0	781,7	870,1	-11,1%	-20,1%

Fuente: CAMMESA
La disponibilidad se calculó como un promedio ponderado de la disponibilidad declarada a CAMMESA. Los períodos de mantenimiento programado aprobados por CAMMESA se excluyen del ratio. CC: ciclo combinado; ST: turbinas de vapor; GT: turbinas de gas.

La disponibilidad promedio de la flota térmica alcanzó el 85,3% durante el 3T26, frente al 80,1% en el 2T26 y al 79,1% en el 3T25. La disponibilidad promedio de los ciclos combinados alcanzó el 93,0%, frente al 87,1% en el 2T26 y al 82,4% en el 3T25, mientras que la disponibilidad de las turbinas de vapor y gas alcanzó el 72,0%, frente al 65,8% en el 2T26 y al 72,4% en el 3T25.

Consumo y autoabastecimiento de combustibles

Consumo de combustible Total CEPU	Consumo de combustible Total (dam3 eq / d)	Combustible autoabastecido (%)	Gas natural (dam3)	GN autoabastecido(%)	GNL (dam3 eq)	GNL autoabastecido (%)	Liquidos (dam3)	Líquidos autoabastecido (%)
1Q26	10,548	18,1%	949,293	18,1%	0	-	0	-
2Q26	8,466	37,2%	599,720	29,4%	86,987	100,0%	80,167	29,3%
3Q26	7,158	55,3%	453,329	39,8%	155,556	100,0%	46,719	61,0%

Fuente: datos de consumo total de combustibles de CAMMESA; datos de combustibles autoabastecidos basados en información de la Compañía.

C. Resultados del trimestre

El EBITDA ajustado alcanzó US$ 185,3 MM en el 3T26, un 27,8% más t/t que los US$ 145,0 MM del 2T26 y un 70,3% más a/a que los US$ 108,8 MM del 3T25. El crecimiento estuvo impulsado por el margen del autoabastecimiento de combustibles y los precios spot marginalistas estacionales de invierno, junto con mayores volúmenes de los tres activos térmicos con PPA, incluido el nuevo ciclo combinado de Brigadier López. Piedra del Águila aportó mayores volúmenes a/aes gracias a mejores recursos hídricos y mejores precios a/aes, y los parques solares Cafayate (adquirido) y San Carlos (construido) en 2025 sumaron volumen adicional.

Los ingresos totalizaron US$ 532,4 MM, un 17,4% más t/t y un 157,6% más a/a. El costo de ventas aumentó un 11,6% t/t y un 200,9% a/a, hasta US$ 361,5 MM, y el resultado bruto alcanzó US$ 170,8 MM (+32,1% t/t; +97,4% a/a).

Los gastos administrativos y de venta fueron de US$ 25,2 MM (+7,4% t/t; +62,6% a/a). Los resultados operativos netos, excluidos los conceptos no recurrentes, fueron de US$ 3,9 MM, por debajo de los US$ 8,3 MM del 2T26 y de los US$ 23,0 MM del 3T25.

Estado de resultados consolidado en US$ MM)	3T 2026	2T 2026	3T 2025	Δ% t/t	Δ% a/a
Ingresos	532,4	453,3	206,7	17,4%	157,6%
Costo de ventas	-361,5	-324,0	-120,2	11,6%	200,9%
Ingresos brutos	170,8	129,3	86,5	32,1%	97,4%
Gastos de administración y comercialización	-25,2	-23,5	-15,5	7,4%	62,6%
Otros ingresos operativos	6,7	10,1	29,0	-33,7%	-77,0%
Otros gastos operativos	-2,7	-1,8	-6,0	51,4%	-54,8%
Ingresos operativos	149,5	114,1	94,0	31,1%	59,1%
Pérdida sobre la posición monetaria neta	-0,3	-0,4	-3,9	-18,8%	-91,2%
Ingresos financieros	3,6	-0,6	14,7	59,9%	-106,3%
Costos financieros	-31,3	-12,9	-57,5	107,6%	-53,5%
Participación en la ganancia de asociadas	-0,3	-0,7	-3,5	-69,8%	-94,0%
Resultados de inversiones en entidades medidas a valor razonable	8,2	13,5	30,7	-39,5%	-73,4%
Ingresos antes del impuesto a las ganancias	129,4	113,0	74,5	14,6%	73,9%
Impuesto a las ganancias del período	-26,5	-30,5	17,0	-13,1%	-256,1%
Resultado neto del período	102,9	82,5	91,5	24,9%	12,6%
Beneficio por acción	0,25	0,14	0,07	78,6%	273,2%

EBITDA Ajustado (en US$ MM)	3Q 2026	2Q 2026	3Q 2025	Δ% q/q	Δ% y/y
Ingresos brutos	170,8	129,3	86,5	32,1%	97,4%
Gastos administrativos y de comercialización	-25,2	-23,5	-15,5	7,4%	62,6%
Resultados operativos, netos	3,9	8,3	23,0	-52,3%	-82,8%
(-) Depreciación de propiedades, plantas y equipos	35,7	37,8	14,4	-5,5%	147,3%
(-) Amortización de activos intangibles	0,6	0,6	0,3	0,2%	86,9%
(-) Amortización de la concesión Piedra del Águila	2,0	2,0	0,0	0,0%	-
(-) Resultados operativos no recurrentes	-2,7	-9,5	0,0		
EBITDA ajustado	185,3	145,0	108,8	27,8%	70,3%

Conciliación del EBITDA Ajustado (en US$ MM)	3Q 2026	2Q 2026	3Q 2025	Δ% q/q	Δ% y/y
Resultado neto del período	102,9	82,5	91,5	24,9%	12,6%
(-) Gastos por impuesto a las ganancias	26,5	30,5	-17,0	-13,1%	-256,1%
(-) Resultados financieros, netos	20,1	1,1	19,5	1746,5%	2,7%
(-) Depreciación y amortización total	38,4	40,4	14,8	-5,1%	159,8%
(-) Resultados operativos no recurrentes	-2,7	-9,5	0,0	-72,0%	-
EBITDA ajustado	185,3	145,0	108,8	27,8%	70,3%

Análisis por segmento
(acumulado del año)

Segmento de negocios (US$ MM)	3Q26 Generación de energía convencional y vapor	3Q25 Generación de energía convencional y vapor	Δ% a/a	3Q26 Generación de energía renovable (1)	3Q25 Generación de energía renovable (1)	Δ% a/a	3Q26 Forestal, O&G y Otros	3Q25 Forestal, O&G y Otros	Δ% a/a	3Q26 Total	3Q25 Total
Ingresos de operaciones	1056,8	431,7	145%	144,6	118,2	22%	32,8	23,8	38%	1234,2	573,4
Costo de ventas	-738,1	-301,1	145%	-61,5	-32,3	90%	-32,1	-22,3	44%	-831,7	-355,5
Gastos de administración y comercialización	-59,6	-30,9	93%	-5,6	-11,4	-51%	-6,2	-7,7	-20%	-71,4	-49,9
Otros ingresos operativos	15,4	1,7	779%	4,2	54,8	-92%	12,8	12,3	4%	32,3	70,1
Otros gastos operativos	-0,9	-3,5	-74%	-3,5	-3,0	15%	-2,2	-1,5	46%	-6,5	-9,6
Ingresos operativos	273,7	98,0	179%	78,1	126,2	-38%	5,1	4,7	9%	356,9	228,5
Depreciación de propiedades, plantas y equipos	80,7	47,6	70%	26,3	15,1	74%	2,4	1,9	24%	109,4	64,6
Amortización de activos intangibles	0,9	0,0	-	0,9	1,2	-22%	0,0	0,0	-	1,8	1,2
Amortización – Concesión Hidroeléctrica Piedra del Aguila	0,0	0,0	-	6,1	0,0	-	0,0	0,0	-	6,1	-
Resultados operativos no recurrentes	-11,6	-45,7	-75%	0,0	0,0	-	-11,7	-13,0	-10%	-23,3	-58,7
EBITDA ajustado	343,7	99,9	244%	111,4	142,5	-22%	-4,2	-6,4	-34%	451,0	235,7
Ingresos operativos										356,9	228,5
Otros resultados										-29,7	10,5
Resultado neto										327,2	239,0

(1) Incluye activos renovables eólicos y solares y activos hidroeléctricos.

Estado de resultados

Estado de resultados consolidado anualizado (in US$ MM)	3Q26 LTM	2025	2024
	LTM	Full year	Full year
Ingresos	1412,8	752,0	714,9
Costo de ventas	-959,0	-482,7	-432,5
Ingresos brutos	453,8	269,2	282,5
Gastos de administración y comercialización	-91,0	-69,5	-74,4
Otros ingresos operativos	51,1	88,9	121,7
Otros gastos operativos	-73,6	-76,6	-39,9
Desvalorización de propiedad, planta y equipo	41,8	41,8	-98,9
Ingresos operativos	382,1	253,8	191,0
Pérdida sobre la posición monetaria neta	20,9	4,4	-18,3
Ingresos financieros	45,0	86,0	113,6
Costos financieros	-92,8	-166,9	-166,2
Participación en la ganancia de asociadas	-1,2	40,9	15,6
Resultado de inversiones en entidades medidas a valor razonable	68,3	92,3	2,4
Ingresos antes del impuesto a las ganancias	422,4	310,4	138,2
Impuesto a las ganancias del periodo	-92,4	-68,6	-78,9
Resultado neto del período	329,9	241,8	59,3
Beneficio por acción	0,22	0,17	0,03

EBITDA Ajustado (en US$ MM)	3Q26 LTM	2025	2024
Ingresos brutos	453,8	269,2	282,5
Gastos de administración y comercialización	-91,0	-69,5	-74,4
Resultados operativos, netos	-22,4	54,0	-17,0
(-) Depreciación de propiedades, plantas y equipos	154,9	110,1	107,6
(-) Amortización de activos intangibles	2,2	1,6	2,6
(-) Amortización de la concesión de Piedra del Aguila	6,1	0,0	0,0
(-) Resultados operativos no recurrentes	-23,3	0,0	0,0
EBITDA ajustado	480,3	365,5	301,2

Conciliación del EBITDA Ajustado (en US$ MM)	3Q26 LTM	2025	2024
Resultado neto del período	329,9	241,8	59,3
(-) Gastos por impuesto a las ganancias	92,4	68,6	78,9
(-) Resultados financieros, netos	-40,2	-56,6	52,8
(-) Depreciación y amortización total	163,2	111,7	110,2
(-) Desvalorización de propiedad, planta y equipo	-41,8	-	-
(-) Resultados operativos no recurrentes	-23,3	0,0	0,0
EBITDA ajustado	480,3	365,5	301,2

D. Ingresos

- Los ingresos por ventas totalizaron US$ 532,4 MM en el 3T26, un aumento del 17,4% frente a los US$ 453,3 MM del 2T26 y del 157,6% frente a los US$ 206,7 MM del 3T25. Las ventas de energía totalizaron US$ 509,5 MM, mientras que las ventas de vapor y otros ingresos representaron el resto.
- Los ingresos térmicos spot aumentaron a US$ 289,8 MM en el 3T26, un 35,0% más t/t y un 192,2% más a/a. Las ventas spot aumentaron debido a los mayores precios estacionales del sistema durante los meses de invierno. Además, el margen de los combustibles autoabastecidos contribuyó al crecimiento de los ingresos.
- Los ingresos térmicos contratados MAT/PPA alcanzaron US$ 167,3 MM, un 2,9% menos t/t y un 159,3% más a/a. Los ingresos contratados totales (MAT/PPA térmica, renovables e hidroeléctrica) alcanzaron US$ 219,7 MM.
- La participación de los ingresos contratados sobre las ventas totales de energía representó el 43% durante el 3T26, frente al 51% en el 2T26 y al 48% en el 3T25.

Ingresos (en US$ MM)	3Q 2026	2Q 2026	3Q 2025	Δ% t/t	Δ% a/a
Ingresos totales	532,4	453,3	206,7	17,4%	157,6%
Desglose de ingresos:					
Ventas de energía	509,5	434,9	190,7	17,2%	167,1%
% ventas de energía sobre ingresos totales	*95,7%*	*95,9%*	*92,3%*		
Ventas de vapor	10,2	8,5	9,5	19,7%	7,5%
Forestal	5,5	4,8	3,1	13,5%	77,3%
Reventa de capacidad de T&D de gas	3,2	0,9	1,3	272,8%	151,2%
Gestión de CVO	3,2	2,9	2,1	8,4%	47,8%
Petróleo y Gas	0,9	1,3	0,0	-	-
Desglose de las ventas de energía eléctrica					
Total ventas spot – térmico [1]	289,8	214,6	99,2	35,0%	192,2%
Total ventas bajo contrato	219,7	220,2	91,5	-0,3%	140,0%
Contratado térmico MAT/PPA	167,3	172,3	64,5	-2,9%	159,3%
Contratado renovables MATER/PPA	29,8	26,2	27,0	13,8%	10,4%
Ventas Hidro PPA/MAT	22,5	21,7	[1]	3,8%	101,3%
% contratado sobre ventas totales de energía	*43%*	*51%*	*48%*	-8 p.p.	-5 p.p.
% en US$ sobre ventas totales de energía	*100%*	*100%*	*64%*	0 p.p.	36 p.p.
CVP Combustible autoabastecido	*218.6*	*182.8*[2]	*10,1*		

(1) Las ventas Hidro fueron incluidas en ventas spot por US$ 11,2 MM
(2) Reexpresado respecto del valor informado originalmente de US$ 176,4 millones en el 2T26.

D. Situación financiera

Actualización de deuda y financiamiento

- Cancelaciones anticipadas de financiación de proyectos: CP Achiras, CP La Castellana y Vientos La Genoveva I cancelaron totalmente sus préstamos de IFC/BID el 18 de agosto (US$ 119,0 MM en total), dando por finalizadas las obligaciones de deuda relacionadas.
- Emisiones en el mercado local: durante el trimestre se emitieron las Obligaciones Negociables Clase E (US$ 94,3 MM, 5,50%, el 27 de julio). Las Obligaciones Negociables Clase F (US$ 50,0 MM, 6,00%, el 6 de octubre) se emitieron después del cierre del trimestre. Ambas emisiones se realizaron en el marco del programa de obligaciones negociables de la Compañía.
- Préstamo puente de Banco Galicia: el préstamo puente por US$ 69,9 MM fue extendido hasta el 25 de noviembre de 2026.
- Segundo desembolso de la línea de crédito de IFC por US$ 117,0 MM, en el marco de nuestra línea de IFC por US$ 300 MM, acordado el 12 de agosto.

Deuda financiera

Al 30 de septiembre de 2026, la deuda bruta ascendía a US$ 681,5 MM. El efectivo, los equivalentes de efectivo y otros activos financieros corrientes totalizaban US$ 337,8 MM. La deuda neta era de US$ 343,7 MM y el ratio de endeudamiento neto se ubicó en 0,72x.

Acreedor	Instrumento	Vencimiento	Moneda	Deuda pendiente (US$ MM)	Tasa de interés
Mitsubishi	Financiamiento	15-dic-32	USD	$ 47,5	0.25%
KfW	Préstamos	30-sep-31	USD	$ 23,4	3M SOFR + CAS (0,26161%) + 1,15%
Santander International (BSI)	Préstamos	11-may-30	USD	$ 50,0	SOFR + 1,42%
IFC	Préstamos	15-dic-34	USD	$ 167,0	3M SOFR + 4,15% 3M SOFR + 4,00%
Banco Galicia	Préstamos	25-sep-26	USD	$ 69,9	4,63%
Mercado de capitales	ON Clase C	25-ago-29	USD	$ 89,1	8,00%
Mercado de capitales	ON Clase D	30-abr-30	USD	$ 130,1	6,00%
Mercado de capitales	ON Clase E	27-jul-29	USD	$ 94,3	5,50%

El siguiente gráfico muestra el cronograma de vencimientos de capital hasta dicha fecha, expresado en US$ MM.



Rating crediticio

- Durante el tercer trimestre de 2026, Fix SCR elevó la calificación de emisor de largo plazo local de Central Puerto a AAA desde AA+, con perspectiva estable, reflejando el sólido perfil crediticio de la Compañía.

Anexo I: Balance consolidado

Estado consolidado de la situación financiera (en US$ MM)	30/09/2025	31/12/2025	30/09/2026
Propiedad, planta y equipo	1,537	1,607	1,711
Activos intangibles	26	28	79
Activos biológicos	195	131	159
Inversión en asociadas	20	20	38
Inventarios	1	9	9
Otros activos no financieros	8	8	27
Otras cuentas por cobrar	99	88	40
Otros activos financieros	86	126	101
Activo por impuesto diferido	5	3	46
Inversión en subsidiarias			0
Concesión hidroeléctrica Piedra del Águila		0	239
Total activos no corrientes	**1,977**	**2,020**	**2,448**
Activos biológicos	12	9	14
Inventarios	36	19	33
Otros activos no financieros	25	15	45
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	234	220	415
Otros activos financieros	243	206	179
Efectivo y equivalente de efectivo	49	26	159
Total Activos corrientes	**598**	**495**	**844**
Total Activos	**2,675**	**2,515**	**3,293**
Capital social	1	1	1
Ajustes de capital	383	383	385
Acciones propias en cartera	0	0	0
Costo de acciones propias en cartera	0	-6	-8
Reserva legal	97	98	78
Reserva facultativa	673	680	682
Otras cuentas del patrimonio	-36	-33	-33
Reserva futura distribución de dividendos	391	394	481
Ajuste integral de las acciones en cartera		0	3
Otros resultados integrales acumulados		0	42
Resultados no asignados	227	228	339
Patrimonio atribuible a los accionistas de la matriz	1,735	1,748	1,969
Participaciones no controladas	42	44	72
Patrimonio total	**1,777**	**1,793**	**2,042**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		0	0
Otros pasivos no financieros	18	15	9
Deuda y prestamos que devengan interés	247	239	568
Pasivo por arrendamiento	0	0	18
Pasivos por Beneficios a los Empleados	8	7	7
Provisiones	2	7	13
Impuesto a las ganancias a pagar		0	9
Pasivo por impuesto diferido	127	170	107
Total Pasivos no corrientes	**401**	**443**	**731**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	198	85	127
Pasivos por arrendamiento	0	0	1
Otros pasivos no financieros	41	38	100
Deudas y prestamos que devengan interés	205	99	113
Pasivos por beneficios a los empleados	26	30	32
Impuesto a las ganancias a pagar	24	25	143
Provisiones	3	3	3
Total Pasivos corrientes	**497**	**279**	**520**
Total Pasivos	**898**	**722**	**1,251**
Total Pasivo y Patrimonio	**2,675**	**2,515**	**3,293**

Anexo II: Estado de flujos de caja

Resumen de flujo de fondos (in US$ MM)	2026		2025	
	3T26	2T26	3T25	4T25
	Periodo de 9 meses al 30 sept 2026	Periodo de 6 meses al 30 junio 2026	Periodo de 9 meses al 30 sept 2025	Periodo de 12 meses al 31 dic 2025
Efectivo, equivalentes de efectivo y activos financieros a corto plazo, al inicio	4,5	19,1	3,7	48,9
Flujo neto de efectivo procedente de las actividades de operación	305,0	97,6	159,7	281,4
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión[1]	-300,4	-421,9	-117,0	-189,4
Adquisiciones de propiedades, equipos e inventario	*-114,9*	*-112,4*	*-135,2*	*-202,4*
Adquisición de subsidiarias (Concesión Piedra del Aguila)	*-245,0*	*-300,3*	*18,2*	*-0,1*
Activos de exploración y evaluación de hidrocarburos	*-55,3*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Otras inversiones	*-43,4*	*-9,2*	*0,0*	*13,1*
Desinversión en AbraSilver.	*158,2*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	137,2	296,9	54,1	-65,9
Efectivo y colocaciones a corto plazo al cierre	317,2	4,5	48,9	25,8

(1) Excluye el impacto de la desinversión de Abra Silver.

Anexo III: Activos de generación de energía de Central Puerto

Planta	Unidad	Tecnología	Capacidad instalada[1]	Ubicación	Fecha comercial	Mercado		Marco regulatorio
			MW	Provincia	Fecha		Año	
Complejo Central Puerto		Térmica	1,747	Ciudad de Buenos Aires	1992-2000		-	
Planta Puerto Nuevo	PNUETV07		145			Spot / MAT		Res. 400/25 Res. 294/24
	PNUETV08		194					
	PNUETV09		250					
Planta Nuevo Puerto	NPUETV05		110					
	NPUETV06		250					
Ciclo combinado Puerto	CEPUTG11		258					Res. 400/25
	CEPUTG12		258					
	CEPUTV10		282					
Piedra del Águila	PAGUHI	Hidroeléctrica	1,440	Río Negro	1994	Spot	-	Res. 1200/25
Brigadier Lopez		Térmica	421	Santa Fé	2019-2026		2036	
Planta Brigadier Lopez	BLOPTG01		281			Spot / MAT		Res. 400/25
	BLOPTV01		140			PPA		Res. 220/07
Luján de Cuyo[2]		Térmica	576	Mendoza	2019		2034	
Ciclo combinado	LDCUTG25		290			PPA		Res. 400/25
	LDCUTV15					PPA		
	LDCUTG22		24					
	LDCUTG23		23			Spot / MAT		Res. 400/25 Res. 294/24
	LDCUTG24		23					
	LDCUTV11		60					
	LDCUTV12		60					
Cogeneración	LDCUTG26		47			PPA		Res. 287
	LDCUTG27		48			PPA		
	LDCUHI		1			PPA		Res. 712/2009
San Lorenzo[3]		Térmica	391	Santa Fé	2021		2035	
Combined cycle	TER6TG11		391			PPA		Res. 287
	TER6TV21					PPA		
Central Costanera		Térmica	1,789	Ciudad de Buenos Aires	2023		-	
Ciclo combinado BSAS	BSASTG01		190					
	BSASTV01		87					
Ciclo combinado Costanera	COSTTG08		264			Spot / MAT		Res. 400/25
	COSTTG09		264					
	COSTTV10		322					
	COSTTV01		123					Res. 400/25 Res. 294/24
	COSTTV02		116					
	COSTTV03		112					
	COSTTV07		310					
La Castellana I	LCAEO	Eólico	101	Buenos Aires	2019	PPA	2040	
Genoveva I	GNVEO	Eólico	88	Buenos Aires	2020	PPA	2040	
Genoveva II	GNV2EO	Eólico	42	Buenos Aires	2020	MATER	2029	
La Castellana II	LCA2EO	Eólico	15	Buenos Aires	2020	MATER	2034	
Manque	MANQEO	Eólico	57	Córdoba	2020	MATER	2040	
Achiras I	ACHIEO	Eólico	48	Córdoba	2020	PPA	2040	
Los Olivos	OLIVEO	Eólico	23	Córdoba	2020	MATER	2030	
Guañizuil II[4]	GZ2AFV	Solar	100	San Juan	2023	PPA	2041	
Cafayate	CAFAFV	Solar	80	Salta	2025	PPA	2039	
San Carlos	SCARFV	Solar	15	Salta	2025	MATER	2035	
Total			*6,933*					

(1) Los activos listados no incluyen las plantas no operadas de FONINVEMEM.
(2) 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 pequeña central hidroeléctrica.
(3) La central San Lorenzo está compuesta por 330 MW de capacidad contratada bajo PPA entre mayo y agosto / 317 MW entre septiembre y abril; la capacidad restante se asigna al mercado spot conforme a la Res. 59/23.
(4) El parque solar Guañizuil II fue desarrollado por Equinor (proyecto Cordillera Solar) y transferido a Central Puerto en octubre de 2023. La capacidad instalada del parque solar Guañizuil II fue reexpresada tras la autorización de CAMMESA, que confirmó una capacidad instalada de 100 MW. En consecuencia, la capacidad instalada informada previamente de 105 MW fue ajustada para reflejar la capacidad autorizada.

Glosario de términos y abreviaciones

Abreviatura / Término	Definición
1Q26 / 2Q26 / 3Q26 / 4Q26	Primer, segundo, tercer y cuarto trimestre de 2026, respectivamente.
1H26 / 6M26	Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026.
FY25 / FY26	Ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2026, respectivamente.
LTM	Últimos doce meses.
t/t	Comparación trimestre contra trimestre.
interanual	Comparación interanual.
Adj. EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización ajustado (medida no IFRS). Nueva fórmula de EBITDA ajustado: Resultado neto + Gastos por impuesto a las ganancias + Resultados financieros, netos + Depreciación y amortización − Resultados operativos no recurrentes.
Art. 9	Artículo 9 de los Términos de la Concesión de Piedra del Águila, que establece el mecanismo de remuneración aplicable al complejo hidroeléctrico.
BCRA	Banco Central de la República Argentina.
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías.
BYMA	Bolsas y Mercados Argentinos S.A., Bolsa de Valores de Argentina
CAMMESA	Administrador del MEM (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.).
CAPEX	Inversiones de capital.
CENCH	Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, otorgada por la Neuquén para el desarrollo y explotación de recursos no convencionales.
CMO	Costo Marginal Operativo (CMO).
COD	Fecha de Operación Comercial.
COGS	Costo de ventas.
CVP	Costo Variable de Producción.
EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (medida financiera no IFRS).
FONINVEMEM	Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
Gas Acuerdo	Programa de suministro de gas natural bajo el cual CAMMESA compra y asigna gas natural a unidades generadoras térmicas elegibles bajo condiciones reguladas.
GNL / LNG	Gas Natural Licuado.
Ingresos brutos	Ganancia bruta.
GT	Turbina de gas.
IAS 29	Norma Internacional de Contabilidad 29 – Información financiera en economías hiperinflacionarias.
IFRS	Normas Internacionales de Información Financiera.
MAT	Mercado a Término Resol 400.
MATER	Mercado a Término de Energías Renovables establecido bajo la Resolución SE N.º 281-E/2017.
MEM / WEM	Mercado Eléctrico Mayorista argentino.
MM	Millón.
MW	Megavatio.
MWh	Megavatio-hora.
GWh	Gigavatio-hora.
NYSE	Bolsa de Valores de Nueva York.
ON	Obligaciones Negociables.
Concesión PDA	Acuerdo de concesión y remuneración de Piedra del Águila.
PPA	Acuerdo de compra de energía.
R400	Resolución N.º 400/2025 de la Secretaría de Energía.
RMA	Factor de ajuste de la remuneración del mercado spot.
Resolución No. 400/2025	Resolución emitida por la SE Argentina con el marco de remuneración para generación, incluida la remuneración estacional de capacidad y precios de la energía aplicables en el MEM.
SADI	Sistema Argentino de Interconexión.
SEC	Comisión de Bolsa y Valores de Estados Unidos.
SE	Secretaría de Energía de Argentina.
Combustible autoabastecido	Combustible comprado directamente por la Compañía para la generación spot y posteriormente reembolsado por CAMMESA bajo el marco regulatorio aplicable.
SG&A	Gastos de venta, generales y administrativos.
Mercado Spot	Electricidad vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista argentino y remunerada bajo el marco regulatorio aplicable.
ST	Turbina de vapor.
US$	Dólar estadounidense.
WI	Participación económica.

Salvo indicación en contrario, todos los importes monetarios se expresan en dólares estadounidenses y todas las métricas operativas corresponden a las operaciones consolidadas de Central Puerto.

Aviso legal

Los estados financieros al 30 de septiembre de 2026 reflejan los efectos del ajuste por inflación de acuerdo con la NIC 29. En consecuencia, estos estados financieros se expresan en la unidad de medida corriente al cierre del período sobre el que se informa, incluidas las cifras financieras de períodos anteriores presentadas a efectos comparativos. El análisis comparativo se refiere al período anterior del mismo año y al mismo período del año anterior.

Las definiciones y los términos utilizados en esta presentación se incluyen en el Glosario al final de este documento. Esta presentación no contiene toda la información financiera de la Compañía. Los inversores deben leerla junto con los estados financieros consolidados auditados de Central Puerto correspondientes al período finalizado el 30 de septiembre de 2026 y sus notas, que estarán disponibles en el sitio web de la Compañía.

A partir del 1 de enero de 2026, la Compañía cambió su moneda funcional de pesos argentinos a dólares estadounidenses. Esta presentación incluye determinada información financiera expresada en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional actual de la Compañía. La información financiera comparativa de períodos anteriores se expresa en dólares estadounidenses convertidos desde pesos argentinos. La Compañía revisó su metodología para convertir a dólares estadounidenses las cifras históricas expresadas en pesos argentinos. Bajo el enfoque anterior, las cifras trimestrales expresadas en pesos argentinos se convertían al tipo de cambio de cierre de cada trimestre y se agregaban sobre una base acumulada anual. Bajo el enfoque revisado, las cifras históricas acumuladas del año expresadas en pesos argentinos se convierten utilizando el tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del período sobre el que se informa. La información comparativa se reexpresó para adecuarla a la metodología revisada.

Toda la información presentada en este documento debe considerarse consolidada, salvo que se indique lo contrario.

Todas las declaraciones relativas a recursos potenciales, planes de inversión y escenarios de desarrollo son declaraciones prospectivas y están sujetas a riesgos e incertidumbres significativos.

EBITDA

Metodología de EBITDA no IFRS: el EBITDA ajustado se calcula como el resultado neto del período, más los gastos por impuesto a las ganancias, más los resultados financieros netos, más la depreciación y amortización total, menos los resultados operativos no recurrentes. Este enfoque combina la evaluación de los activos y el cumplimiento regulatorio, y refleja la forma en que la gerencia evalúa el desempeño operativo de los activos de generación de la Compañía.

Redondeo de importes y porcentajes: determinados importes y porcentajes incluidos en esta presentación fueron redondeados para facilitar su exposición. Los porcentajes incluidos no siempre se calcularon sobre la base de las cifras redondeadas, sino sobre los importes previos al redondeo. Por este motivo, algunos porcentajes pueden diferir de los que se obtendrían al realizar los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros. Además, ciertos importes pueden no coincidir debido al redondeo.

Esta presentación contiene determinadas métricas, incluida información por acción, información operativa y otra información que no tienen significados ni métodos de cálculo estandarizados y, por lo tanto, pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras compañías. Estas métricas se incluyen para proporcionar a los inversores indicadores adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía, y el desempeño futuro puede diferir sustancialmente.

OTRA INFORMACIÓN

Central Puerto publica habitualmente información relevante para los inversores en la sección “Inversores” de su sitio web, www.centralpuerto.com. Ocasionalmente, Central Puerto puede utilizar su sitio web como canal de distribución de información relevante de la Compañía. En consecuencia, los inversores deben consultar el sitio web de Central Puerto, además de seguir los comunicados de prensa de la Compañía, sus presentaciones ante la SEC y la CNV, las conferencias telefónicas públicas y los webcasts.

DECLARACIONES DE ADVERTENCIA RELATIVAS A LA INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Esta presentación contiene determinada información y declaraciones prospectivas según se definen en las leyes de valores aplicables (en conjunto, “declaraciones prospectivas”). Todas las declaraciones que no sean declaraciones de hechos históricos son declaraciones prospectivas. Las palabras “anticipar”, “creer”, “podría”, “esperar”, “debería”, “planificar”, “tener la intención”, “será”, “estimar” y “potencial”, así como expresiones similares referidas a la Compañía, tienen por objeto identificar declaraciones prospectivas.

Las declaraciones relativas a resultados operativos futuros posibles o supuestos, estrategias comerciales, planes de financiación, posición competitiva, entorno de la industria, oportunidades potenciales de crecimiento, efectos de futuras regulaciones, efectos de la competencia, generación de energía esperada y planes de inversiones de capital son ejemplos de declaraciones prospectivas. Estas declaraciones se basan en diversos factores y supuestos que, aunque la gerencia considera razonables, están inherentemente sujetos a riesgos e incertidumbres.

La Compañía no asume obligación alguna de actualizar las declaraciones prospectivas, salvo que así lo exijan las leyes de valores aplicables. Puede encontrarse más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados con estas declaraciones y con el negocio de la Compañía en las comunicaciones públicas presentadas ante la SEC a través de EDGAR (www.sec.gov) y ante la CNV (Comisión Nacional de Valores | Argentina.gob.ar).

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



3T 2026 Presentación de resultados

Noviembre 2026

Contacto

Sitio web corporativo y correo electrónico
www.centralpuerto.com
inversores@centralpuerto.com

Sede central
Dirección: Av. Tomas Alva Edison 2701,
Dársena E Puerto de Buenos Aires
Teléfono: (5411) 4317 5000

LinkedIn
Central Puerto