

Presentación de resultados

Resultados consolidados del 4T25
y del año 2025



Presentación de resultados 4^{to} trimestre de 2025 y año 2025

Buenos Aires, 5 de marzo, Central Puerto S.A ("Central Puerto" o la "Compañía") (NYSE: CEPU; BYMA: CEPU), la mayor empresa privada de generación eléctrica de Argentina, reporta sus resultados financieros del **cuarto trimestre de 2025 ("4T25")**, finalizado el 31 de diciembre de 2025 y el año completo 2025.

Mañana 6 de marzo, se celebrará una conferencia telefónica para presentar los resultados de este trimestre y del año a las 10:00 AM ET hora del Este (12:00 PM BAT). El acceso al **webcast** está disponible en nuestra **página web**.

Planes de crecimiento y eventos recientes

- **Extensión de la concesión de Piedra del Águila:** En Diciembre la compañía obtuvo la concesión en el marco del proceso de privatización del Complejo Hidroeléctrico de Comahue, extendiendo el plazo de operación de la planta hidroeléctrica de Piedra del Águila hasta 2055. Nuestra oferta fue de US\$ 245 MM, la cual se pagó en enero de 2026.
- **Parque solar San Carlos:** El activo alcanzó la fecha de operación comercial (COD) durante el trimestre, añadiendo 15 MW de capacidad renovable a nuestra cartera.
- **Cierre del ciclo combinado del Brigadier López de 420 MW:** El activo alcanzó la fecha de operación comercial (COD) durante el primer trimestre de 2026.
- **Actualización de mantenimiento:** Luján de Cuyo LDCU TG26 (47 MW). En noviembre de 2025, tras una evaluación técnica exhaustiva con Siemens Energy, decidimos realizar un reemplazo completo del estator. Aunque esto representa un evento de mantenimiento no planificado, el alcance aportará fiabilidad a largo plazo e integridad del activo. Se espera que la unidad vuelva a estar en servicio en la segunda mitad de 2026.

Aspectos financieros y operativos destacados del cuarto trimestre y del año 2025

- El EBITDA ajustado del 4T25 fue de US\$ 84,7 MM, un 16% inferior al EBITDA ajustado de US\$ 101,1 MM en 3T25. El EBITDA ajustado 2025 fue de US\$ 337,2 MM, un 17% por encima del EBITDA ajustado del 2024 de US\$ 288,0 MM.
- Los volúmenes totales de generación en el 4T25 fueron de 3.957 GWh, lo que representa una disminución del 13% respecto al 3T25 (4.539 GWh) y una caída del 27% respecto al 4T24 (5.416 GWh). Los volúmenes de generación del año 2025 fueron de 18.598 GWh, una disminución del 14% respecto a 21.605 GWh de 2024. Los menores volúmenes anuales se explican principalmente por la menor hidrología en Piedra del Águila (-38% interanual) y el trabajo de mantenimiento en los ciclos combinados de Costanera Central (-15% interanual) y en la planta Luján de Cuyo (-24% interanual).
- Los ingresos por ventas 4T25 fueron US\$ 172,8 MM, lo que representó una disminución del 26% t/t (vs US\$ 233,9 MM 3T25). Los ingresos por ventas del año 2025 totalizaron US\$ 782,6 MM, lo que representó un aumento del 17% interanual (los ingresos del 2024 fueron de US\$ 671,3 MM). Anualmente, respecto a los ingresos totales, las ventas de energía representaron el 91%, y US\$ 712,3 MM en 2025, un aumento del 20% respecto a 2024 (ventas de energía en 2024 fueron de US\$ 595,4 MM). El realineamiento de los precios spot explicó la variación interanual, así como el efecto del traslado del costo del FO a los precios spot, parcialmente compensado por una menor generación de Piedra del Águila debido a bajos niveles de aportes hídricos. En PPA térmicos, Terminal 6 (San Lorenzo) compró líquidos (Resol 21/2025) con su consecuente paso a precios, se agregaron nuevos contratos MAT firmados en noviembre y diciembre de 2025, y en renovables hubo mayor recurso eólico, lo que implicó mayores volúmenes de

generación, junto con nueva capacidad solar proveniente del activo adquirido Cafayate (80 MW incorporados en agosto de 2025).

- Las inversiones 2025 fueron por US\$ 202,4 MM, incluyendo la adquisición del parque solar Cafayate en agosto (US\$ 48,5 MM), así como el cierre del ciclo combinado del brigadier López y el proyecto solar San Carlos—ambos iniciados en 2024—, junto con capex de mantenimiento compuesto por capex de mantenimiento recurrente (US\$ 25 millones) y capex no recurrente correspondiente a Central Costanera y Luján de Cuyo (US\$ 27 millones).
- A 31 de diciembre de 2025, el saldo total de deuda fue de US\$ 337,8 MM, la deuda financiera neta resultó en US\$ 106,3 MM y el ratio de apalancamiento neto fue de 0,32 x EBITDA ajustado.
- El crédito pendiente de cobro del programa Foninvemem ascendía a US\$ 118,6 MM en diciembre 2025, y continuará siendo cobrado en cuotas mensuales hasta mayo de 2028.
- El 19 de diciembre de 2025 la compañía acordó un préstamo sindicado A/B por US\$ 300 MM con IFC, con una vida media de aproximadamente cinco años. La línea de crédito fue concedida para financiar el pago de Piedra del Águila y el proyecto de almacenamiento del sistema de energía en baterías (BESS).

Resolución SE 400/25: Reforma del MEM en marcha – detalles de la transición

En octubre de 2025, las unidades de generación sin PPAs—principalmente Central Puerto y Central Costanera—continuaron siendo remuneradas bajo la Resolución SE N.º 381/25.

A partir del 1 de noviembre de 2025, estas unidades térmicas pasaron a regirse por el marco establecido en la Resolución SE N.º 400/25, marcando un nuevo avance hacia la normalización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El nuevo esquema introdujo dos fuentes de ingresos:

- (i) una remuneración en el mercado spot marginalista por la energía despachada, y
- (ii) el Mercado a Término (MAT), a través del cual la potencia y la energía pueden contratarse con grandes usuarios y distribuidoras.

Como parte de esta transición hacia una mayor contractualización, durante noviembre y diciembre de 2025 Central Puerto entregó aproximadamente 900 MWh bajo nuevos contratos TERM con clientes industriales, lo que representó alrededor del 11% del total de nuevos volúmenes TERM celebrados en el mercado durante ese período.

Bajo la Resolución SE N.º 400/25, el esquema de remuneración spot para activos térmicos en el 4T25 consistió en:

- Componente de energía: fórmula de precio spot basada en CVP + RMA, equivalente a aproximadamente US\$ 7/MWh neto de costos de combustible.
- Pago por potencia: US\$ 12 por MW-mes, con una disponibilidad remunerada de 90 horas por semana. Factores asociados al combustible: gas natural (unidades monocomustible): 1,1 (verano/invierno) y 0,9 (meses intermedios). Combustibles alternativos (fuel oil, gasoil): 1,5 (verano/invierno) y 1,0 (meses intermedios).
- Componente de reserva de confiabilidad: remuneración adicional de US\$ 1.000 por MW-mes para los activos previamente categorizados como térmicos spot.

Por su parte, la central hidroeléctrica Piedra del Águila se mantuvo bajo su marco regulatorio previo durante el trimestre. No obstante, fue alcanzada por las Resoluciones N.º 483/25 y N.º 602/25, aplicables a noviembre y diciembre de 2025, respectivamente.

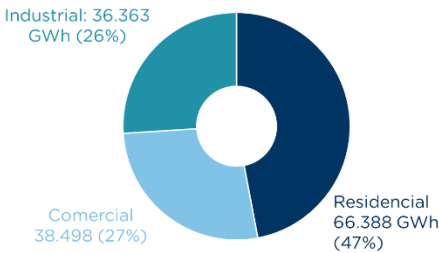
Adicionalmente, las unidades de Turbina de Gas y Turbina de Vapor (GT/ST) de Central Puerto y Central Costanera que adhirieron a la Resolución N.º 294/2024—en el marco del Plan de Contingencia y Previsión para el período crítico 2024–2026—continuaron percibiendo una remuneración incremental de US\$ 2.500 por MW (vigente hasta marzo de 2027). Este esquema tiene como objetivo garantizar la confiabilidad del sistema durante picos de demanda y condiciones críticas de abastecimiento.

A. Resumen del mercado eléctrico 2025

Demanda anual de electricidad

- En 2025, el sistema alcanzó una capacidad máxima histórica de 30.257 MW el 10 de febrero, superando el récord anterior.
- La generación renovable aumentó un 16,5% interanual, representando un 19% de la demanda total.
- Incluyendo la generación hidroeléctrica, la participación total en renovables representó el 38,6% de la mezcla energética anual.

Detalle de la demanda local

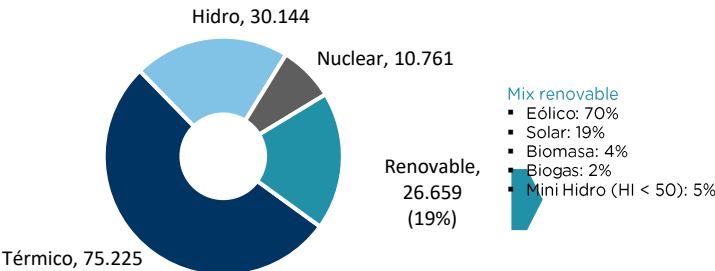


Categoría	Demanda (GWh)	Var. vs 2024
Demanda local	141.249	+0.7%
Generación	147.093	+0.2%
Exportación	509	-47.6%
Importación	4.304	-7.5%

Generación anual de electricidad

Total 2025: 142.789 GWh

Detalle de la generación eléctrica doméstica por tecnología año 2025, en Gwh



Consumo de combustible normalizado en TJ*

Consumo de combustible en activos térmicos en 2025

- Gas natural: 42,2 Mm3/d (+1,1%)
- GO: 439,3 mil m3 (-53,5%)
- FO: 91,4 mil toneladas (-60,9%)
- Carbón: 266,0 millones de toneladas (+5,2%)

Resumen:

- El consumo de combustible cayó un 2,6% interanual.
- Los combustibles líquidos fueron parcialmente reemplazados por gas natural.
- El consumo de GO disminuyó un 53,5% y el de FO un -60,9%.
- El gas natural aumentó levemente (+1,2%).
- El carbón subió ligeramente (+5,2%).

Fuel type	2024 (TJ/yr)	2025 (TJ/yr)	Y-o-y Var. %
Natural gas	578,121 (95.8%)	585,094 (92.1%)	+1.2 %
Gasoil	34,020 (2.6%)	15,815 (5.4%)	-53.5 %
Coal	6,067 (1.0%)	6,384 (1.0%)	+5.2 %
Fuel Oil	9,356 (0.6%)	3,656 (1.5%)	-60.9 %
TOTAL	627,564 (100%)	610,949 (100%)	-2.6 %

Fuente: CAMMESA

B. Volúmenes operativos de Puerto Central

Los volúmenes totales de generación en el 4T25 fueron de 3.957 GWh, lo que representó una disminución del 13% respecto al 3T25 (4.539 GWh) y una caída del 27% respecto al 4T24 (5.416 GWh).

Generación de energía en Puerto Central (en GWh)		4T 2025	3T 2025	4T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Generación por planta	GWh	3,957	4,539	5,416	-13%	-27%
Central Costanera	Térmico	1,041	886	1,325	18%	-21%
Central Puerto	Térmico	814	1,173	816	-31%	0%
Piedra del Águila	Hidro	466	578	1,163	-19%	-60%
Luján de Cuyo ^①	Térmico	415	731	946	-43%	-56%
San Lorenzo	Térmico	619	666	668	-7%	-7%
Brigadier López	Térmico	30	11	14	181%	121%
Genoveva I	Eólica	102	94	87	8%	18%
Genoveva II	Eólica	47	45	40	3%	15%
La Castellana I	Eólica	108	107	99	1%	9%
La Castellana II	Eólica	18	19	17	-4%	4%
Aquiras I	Eólica	52	53	55	-2%	-4%
Manque	Eólica	67	70	70	-5%	-4%
Los Olivos	Eólica	28	29	29	-5%	-3%
Guañizul II A	Solar	85	57	88	49%	-4%
Cafayate	Solar	64	20	0	226%	-
Generación por tecnología						
Térmico	Térmico	2,920	3,466	3,769	-16%	-23%
Hidroeléctrica	Hidro	466	578	1,163	-19%	-60%
Eólica/Solar	Eólica/Solar	571	495	484	15%	18%
Volúmenes por mercado						
Total spot		1,966	2,578	3,474	-24%	-43%
	Térmico	1,500	2,000	2,311	-25%	-35%
	CC	1,368	1,910	1,192		
	ST/GT	132	90	1,119		
	Hidro	466	578	1,163	-19%	-60%
Total de MATER/PPA		1,991	1,961	1,942	2%	3%
	Térmico	1,420	1,466	1,458	-3%	-3%
	Eólico	422	418	396	1%	6%
	Solar	149	77	88	94%	69%
Generación de CEPU WI en plantas de Foni ⁽²⁾	Térmico	558	291	332	92%	68%
Oferta total de generación SADI GWh		35,583	34,342	34,150	4%	4%
La participación de Mkt de Puerto Central en SADI	%	12.7%	14.1%	16.8%	-1,4 p.p.	-4,1 p.p.

% de capacidad por tecnología

Capacidad instalada por tecnología	MW	6,938	6,784	6,784	100%	100%
Térmico		4,923	4,784	4,784	71%	71%
<i>PPA térmico</i>		1,387	1,248	1,248	20%	18%
<i>Spot CC</i>		1,926	1,926	1,926	28%	28%
<i>Spot TV/TG</i>		1,610	1,610	1,610	23%	24%
Hidroeléctrica		1,441	1,441	1,441	21%	21%
Eólico		374	374	374	5%	6%
Solar		200	185	185	3%	3%
Tasa de disponibilidad térmica %						
Disponibilidad media total		61%	79%	89%	-18,5 p.p.	-28,3 p.p.
Disponibilidad media de CC		76%	94%	95%	-18,1 p.p.	-18,4 p.p.
Disponibilidad media TV/TG		37%	56%	81%	-19 p.p.	-43,5 p.p.
Producción de vapor (en ktn)		827	930	880	-11%	-6%

Fuente: CAMMESA

(1) El complejo termal Luján de Cuyo incluye una mini central hidroeléctrica de 1 MW. (2) Participación en plantas de Foninver: 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.

La disponibilidad se calculó como un promedio ponderado de dicha disponibilidad declarada a CAMMESA. Los periodos de mantenimiento programados aprobados por CAMMESA quedan excluidos de la ratio. CC: ciclo combinado, ST: turbinas de vapor y GT: turbinas de gas.

Los volúmenes de generación 2025 fueron de 18.598 GWh, una disminución del 14% respecto a los 21.605 GWh de 2024. Los menores volúmenes anuales se explican principalmente por la menor hidrología en Piedra del Águila (-38% interanual) y el trabajo de mantenimiento en los ciclos combinados de Central Costanera (-15% a/a) y en la planta Luján de Cuyo (-24% a/a).

Generación de energía (en GWh)		2025	2024	2023	2022	Δ% 2025/2024
por planta	GWh	18,598	21,605	20,773	17,484	-14%
Central Costanera	Térmico	3,947	4,638	3,367	0	-15%
Central Puerto	Térmico	4,936	5,109	5,371	7,414	-3%
Piedra del Águila	Hidro	2,683	4,348	5,174	3,283	-38%
Luján de Cuyo ⁽¹⁾	Térmico	2,563	3,376	3,137	3,090	-24%
San Lorenzo	Térmico	2,484	2,263	2,037	1,935	10%
Brigadier López	Térmico	59	96	67	153	-38%
Genoveva I	Eólico	369	361	378	391	2%
Genoveva II	Eólico	175	171	177	191	2%
La Castellana I	Eólico	398	372	398	432	7%
La Castellana II	Eólico	68	46	70	62	50%
Aquiras I	Eólico	195	186	188	202	5%
Manque	Eólico	254	254	238	231	0%
Los Olivos	Eólico	107	106	100	102	1%
Guañizul II A	Solar	275	281	73	0	-2%
Cafayate	Solar	84	0	0	0	-
San Carlos	Solar	0	0	0	0	-
Generación por tecnología						
Térmico	Térmico	13,989	15,482	13,980	12,591	-10%
Hidroeléctrica	Hidro	2,683	4,348	5,174	3,283	-38%
Eólica/Solar	Eólica/Solar	1,926	1,775	1,620	1,610	8%

Generación por tipo de venta		2025	2024	2023	2022		
Total spot		13,589	16,967	16,506	20,633	-20%	
	Térmico	10,906	12,619	11,333	17,350	-37%	
	CC	8,990	10,331	11,333			
	ST/GT	2,203	2,288	0			
	Hidro	2,683	4,348	5,174	3,283	-38%	
Total de MATER/PPA		5,008	4,638	4,267	4,263	8%	
	Térmico	3,083	2,863	2,647	2,655	8%	
	Eólico	1,567	1,495	1,547	1,608	5%	
	Solar	359	281	73	0	28%	
Plantas Foni en WK ⁽²⁾		2,058	1,963	1,588	2,401	5%	
Generación total de SADI		GWh	141,364	142,138	141,401	138,747	-1%
Mkt share CEPU en SADI		%	14.6%	16.6%	15.8%	14.3%	-2 p.p.

		% de capacidad por tecnología				
Capacidad instalada	MW	6,938	6,704	7,174	4,809	100%
Térmico		4,923	4,784	5,254	2,994	71%
	PPA térmico	1,387	1,248	1,248	966	
	Spot CC	1,926	1,926	1,926	798	
	Spot TV/TG	1,610	1,610	2,080	1,230	
Hidroeléctrica		1,441	1,441	1,441	1,441	21%
Eólico		374	374	374	374	6%
Solar		200	105	105	0	2%
Tasa de disponibilidad térmica %						
Disponibilidad media total		77%	77%	67%	54%	0,4 p.p.
Disponibilidad media de CC		89%	84%	76%	64%	5,3 p.p.
Disponibilidad media TV/TG		58%	66%	55%	39%	-7,9 p.p.
Producción de vapor (en ktn)		3,386	2,942	2,018	1,960	16%

Fuente: CAMMESA

(1) El complejo termal Luján de Cuyo incluye una mini central hidroeléctrica de 1 MW. (2) Participación en plantas de Foninver: 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.

La disponibilidad se calculó como un promedio ponderado de dicha disponibilidad declarada a CAMMESA. Los periodos de mantenimiento programados aprobados por CAMMESA quedan excluidos de la ratio. CC: ciclo combinado, ST: turbinas de vapor y GT: turbinas de gas.

D. Resultados del trimestre

Resultados y estado financiero (en US\$ MM)	4T 2025	3T 2025	4T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Estado de resultados					
Ingresos	172.8	233.9	167.7	-26%	3%
Costo de ventas	-123.7	-137.6	-108.3	-10%	14%
Margen bruto	49.2	96.3	59.4	-49%	-17%
Ingresos operativos	23.0	104.0	-37.9	-78%	-161%
EBITDA ajustado	84.7	101.1	65.1	-16%	30%
Utilidad neta					
Ingresos netos del período	0.4	102.4	-27.6	-100%	-101%
Utilidad básica y detallada por acción	0.00	0.07	-0.02	-102%	-95%
Ratios de margen de ingresos					
Margen de ingresos operativos	28%	41%	35%	-13 p.p.	-7 p.p.
Margen EBITDA ajustado	49%	43%	39%	6 p.p.	10 p.p.

Resultados y estado financiero (en US\$ MM)	2025	2024	2023	2022	Δ% y/y (2025 LTM/2024)
Estado de resultados					
	Año completo	Año completo	Año completo	Año completo	
Ingresos	782.6	671.3	536.9	566.1	17%
Costo de ventas	-501.8	-407.2	-359.4	-298.4	23%
Margen bruto	280.8	264.2	177.5	267.7	6%
Ingresos operativos	265.1	170.3	529.5	345.0	56%
EBITDA ajustado	337.2	288.0	277.8	344.0	17%
Utilidad neta					
Ingresos netos del período	254.1	52.0	193.3	106.0	389%
Utilidad básica y detallada por acción	0.2	0.0	0.1	0.1	500%
Ratios de margen de ingresos					
Margen de ingresos operativos	36%	39%	33%	-3 p.p.	3 p.p.
Margen EBITDA ajustado	43%	43%	52%	0 p.p.	-9 p.p.

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

Aviso importante: Los resultados trimestrales incluyen un efecto no monetario debido a que la inflación supera la depreciación de la moneda durante el periodo. Como Puerto Central informa en pesos argentinos y convierte cifras en dólares estadounidenses al tipo de cambio de fin de periodo, este desajuste puede afectar la comparabilidad.

Reconciliación del EBITDA Ajustado (en US\$ MM)	2025	2024	2023	2022	2021
Resultados netos del período	254.1	52.0	193.3	106.0	-3.7
Pérdida de la posición monetaria neta	-3.0	17.1	215.4	171.5	16.4
Gastos financieros	172.4	154.6	537.0	244.2	153.5
Ingresos financieros	-89.8	-107.8	-354.4	-144.7	-18.0
Participación resultados de asociadas	-45.5	-15.7	-8.6	-0.7	4.5
Resultado adq. participación sociedades	0.0	0.0	-89.9	-68.7	0.0
Ganancia (pérdida) valor razonable adq.	-94.5	-2.3	0.0	0.0	0.0
Gastos por impuesto a las ganancias	71.5	72.6	36.7	37.5	74.6
Depreciación y amortización	115.2	103.0	118.3	108.8	95.8
EBITDA	380.3	273.3	647.8	453.9	323.1
Desvalorización de prop, planta y equipo	-41.8	98.9	-54.4	79.2	70.6
Resultado tenencia activos financieros	-60.2	-65.2	-295.9	-189.0	0.0
Activos biológicos - Var. valor razonable	58.9	-19.0	-19.7	-0.1	0.0
EBITDA Ajustado	337.2	288.0	277.8	344.0	393.7
FONINVEMEM cobros de la deuda	54.2	74.4	66.3	69.4	72.9

Estado Consolidado de Resultados	2025	2024	2023	2022	2021
Ingresos de Actividades Ordinarias	782.6	671.3	536.9	566.1	510.2
Costo de ventas	-501.8	-407.2	-359.4	-298.4	-263.9
Ganancia bruta	280.8	264.2	177.5	267.7	246.3
Gastos de Administración y Comercialización	-72.5	-70.3	-53.2	-41.8	-37.1
Otros Ingresos Operativos	92.0	112.7	372.8	201.7	94.9
Otros Gastos Operativos	-76.9	-37.3	-22.0	-3.4	-6.3
Desvalorización de propiedades, plantas y equipos y activos intangibles	41.8	-98.9	54.4	-79.2	-70.6
Resultado operative	265.1	170.3	529.5	345.0	227.3
Ganancia (Pérdida) de la posición monetaria neta	3.0	-17.1	-215.4	-171.5	-16.4
Ingresos Financieros	89.8	107.8	354.4	144.7	18.0
Costos Financieros	-172.4	-154.6	-537.0	-244.2	-153.5
Participación en la Ganancia Neta de Asociadas	45.5	15.7	8.6	0.7	-4.5
Ganancia (pérdida) en la valoración del valor razonable de las adquisiciones	94.5	2.3	0.0	0.0	0.0
Ganancia (pérdida) de la compra a precio de descuento	0.0	0.0	89.9	68.7	0.0
Resultados antes del impuesto a las ganancias	325.6	124.6	230.0	143.5	70.9
Impuesto a las Ganancias	-71.5	-72.6	-36.7	-37.5	-74.6
Ganancia (Pérdida) neta del ejercicio	254.1	52.0	193.3	106.0	-3.7
Resultado global total del periodo	254.1	52.0	193.3	106.0	-3.7
Other Integral Results					
Atribuible a:	249.3	41.6	194.0	105.8	-4.5
-Propietarios de la controlante	4.7	10.3	-3.8	0.2	0.8
-Participaciones no controlantes	254.1	52.0	190.1	106.0	-3.7
Ganancia por acción	0.17	0.03	0.13	0.07	0.00



E. Ingresos

Los ingresos por ventas en el 4T25 totalizaron US\$ 172,8 MM, lo que representó una disminución del 26% trimestre contra trimestre (t/t) (US\$ 233,9 MM 3T25). Los ingresos por ventas del año fiscal 2025 (FY25) totalizaron US\$ 782,6 MM, lo que representó un aumento del 17% interanual (a/a) (los ingresos de FY24 fueron US\$ 671,3 MM). En términos anuales, de los ingresos totales, las ventas de energía representaron el 91%, equivalentes a US\$ 712,3 MM en 2025, lo que implicó un incremento del 20% vs 2024 (ventas de energía en FY24 de US\$ 595,4 MM).

La realineación de los precios spot explicó la variación interanual, junto con el efecto del traslado del costo del FO a los precios spot, parcialmente compensado por menor generación de Piedra del Águila debido a bajos caudales de agua. Los PPA térmicos reflejan nuevos contratos MAT firmados en noviembre y diciembre de 2025, mientras que las renovables reflejan mayores recursos eólicos en 2025 frente a 2024, lo que implicó mayores volúmenes de generación, además de nueva capacidad solar proveniente del activo Cafayate adquirido en agosto 2025).

Ingresos (en US\$ MM)	4T 2025	3T 2025	4T 2024	Δ% t/t	Δ% a/a
Ingresos totales	172.8	233.9	167.7	-26%	3%
Desglose de ingresos:					
Ventas de energía	156.8	215.3	146.9	-27%	7%
<i>% ventas de energía sobre ingresos totales</i>	<i>90.7%</i>	<i>92.1%</i>	<i>87.6%</i>		
Ventas de vapor	7.8	10.8	8.0	-28%	-3%
Forestal	2.9	3.6	4.8	-18%	-38%
Reventa de la capacidad de T&D de gas	1.6	1.5	1.6	4%	-5%
Gestión de CVO	3.7	2.6	6.4	40%	-42%

Ventas de energía por tipo de contrato

Ingresos del mercado spot	79.4	113.6	77.6	-30%	2%
Ventas bajo contrato	77.5	101.7	69.3	-23.8%	12%
<i>% contrato vs total de ventas de energía</i>	<i>49%</i>	<i>47%</i>	<i>47%</i>	<i>2 p.p.</i>	<i>2 p.p.</i>

Ventas de energía por tecnología

Térmica e hidroeléctrica	119.2	189.0	117.1	-37%	2%
Renovables	37.7	26.2	29.8	43.6%	26%
<i>% térmica e hidroeléctrica respecto a las ventas totales de energía</i>	<i>76%</i>	<i>88%</i>	<i>80%</i>	<i>-12 p.p.</i>	<i>-4 p.p.</i>

Ventas de energía por moneda

<i>% en US\$ sobre ventas totales energía</i>	<i>88%</i>	<i>63%</i>	<i>60%</i>	<i>25 p.p.</i>	<i>28 p.p.</i>
---	------------	------------	------------	----------------	----------------

Reconocimiento costo de combustible en ingresos

26.0	27.4	9.6
------	------	-----

Ingresos (en US\$ MM)	2025	2024	2023	2022	2021
Ingresos totales	782.6	671.3	536.9	566.1	510.2
Desglose de ingresos:					
Ventas de energía	712.3	595.4	489.9	524.9	482.1
<i>% ventas de energía sobre ingresos totales</i>	<i>91.0%</i>	<i>88.7%</i>	<i>91.3%</i>	<i>92.7%</i>	<i>94.5%</i>
Ventas de vapor	36.9	36.2	25.7	27.4	15.4
Forestal	13.7	19.9	9.8	0.0	0.0
Reventa de la capacidad de T&D de gas	6.4	5.6	3.3	1.5	2.7
Gestión de CVO	13.3	14.2	8.1	12.3	10.1

Ventas de energía por tipo de contrato

Ingresos del mercado spot	319.7	271.0	223.4	300.7	270.9
---------------------------	-------	-------	-------	-------	-------

Ventas bajo contrato	392.6	324.4	266.5	224.2	211.2
% contratado sobre total ventas de energía	55%	54%	54%	43%	44%
Ventas de energía por tecnología					
Térmica e hidroeléctrica	632.1	519.5	422.5	450.2	396.2
Renovables	116.0	112.1	93.2	102.1	101.2
% térmico respecto a venta total de energía	89%	87%	86%	86%	82%
Ventas de energía por moneda					
% en US\$ respecto a ventas totales de energía	68%	59%	59%	62%	52%

Gastos operativos (en US\$ MM)	2025	2024	2023	2022	2021
Gastos operativos totales	-574	-477	-413	-340	-301
Desvalorización de activos	42	-99	54	-79	-71
Principales líneas de costos					
Costo de ventas	-501.8	-407.2	-359.4	-298.4	-263.9
Gastos de administración y comercialización	-72.5	-70.3	-53.2	-41.8	-37.1
Por unidad de negocio					
Plantas térmicas e hidroeléctrica	-489.9	-400.7	-335.8	-299.7	-262.9
Renovables	-53.0	-49.3	-49.3	-40.6	-38.1
Gastos forestales	-31.3	-27.6	-27.6	0.0	0.0

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

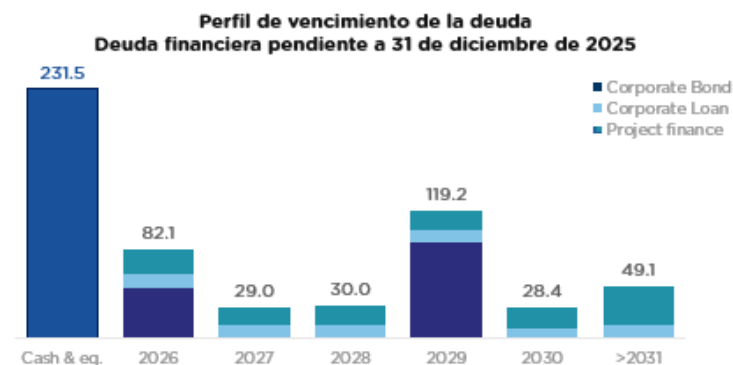
Análisis de margen (en US\$ MM)	2025	2024	2023	2022	2021
Generación térmica e hidroeléctrica					
Ingresos (US\$ MM)	632.1	519.5	422.5	450.2	396.2
Gastos operativos (US\$ MM)	-489.9	-400.7	-335.8	-299.7	-262.9
Margen operativo (US\$ MM)	142.2	118.8	86.7	150.5	133.4
Margen op. / ingresos (%)	22%	23%	21%	33%	34%
Generation (GWh)	16,672	19,830	19,153	15,874	12,851
Margen / MWh (\$/MWh)	8.5	6.0	4.5	9.5	10.4
Ingresos / MWh (\$/MWh)	37.9	26.2	22.1	28.4	30.8
Generación renovable					
Ingresos	116.0	112.1	93.2	102.1	101.2
Gastos operativos	-53.0	-49.3	-49.3	-40.6	-38.1
Margen	63.0	62.8	43.9	61.5	63.1
% margen / ingresos	54%	56%	47%	60%	62%
Generation (GWh)	1,926	1,775	1,620	1,610	1,568
Margen / MWh (\$/MWh)	32.7	35.4	27.1	38.2	40.2
Ingresos / MWh (\$/MWh)	60.2	63.2	57.5	63.4	64.6

F. Situación financiera

Deuda financiera al 31 de diciembre de 2025

El saldo total de deuda bruta pendiente al final del año fue de US\$ 337,8 MM, mientras que el saldo de efectivo, equivalentes de efectivo y otros activos corrientes financieros fue de US\$ 231,5 MM, compuesto por US\$ 25,8 MM en efectivo y equivalentes de efectivo, y US\$ 205,7 MM en activos financieros corrientes.

El gráfico siguiente muestra el perfil de madurez principal hasta la fecha, expresado en US\$ MM:



Deuda financiera y ratios financieros a 31 de diciembre de 2025

(US\$ MM)

Deuda financiera pendiente	337.8
Efectivo y equivalentes de efectivo y activos financ. Ctes	231.5
Deuda financiera neta del efectivo (Deuda neta)	106.3
FY 2025 Adj. EBITDA	337.2
Ratio de apalancamiento neto	0.32 x

Programa de recompra de acciones

El 25 de septiembre de 2025, el Consejo de Administración inició un programa de recompra de acciones de 180 días, autorizando la recompra de hasta US\$ 20,0 MM en acciones. El programa cumplió con el Artículo 64 de la Ley de Mercados de Capitales n° 26.831 y las normativas CNV pertinentes. Hasta la fecha de finalización, la empresa ha recomprado un total de 2.756.000 acciones en el mercado BYMA (Argentina), destinando US\$ 2,54 MM del importe autorizado.

Anexo I: Balance consolidado

Estado consolidado de la situación financiera	31/12/2024	31/12/2025
Cifras en US\$ MM		
(cifras auditadas en AR\$, convertidas a US\$)		
Activos		
Propiedades, instalaciones y equipos	1,567	1,607
Activos intangibles	30	28
Activos biológicos	181	131
Inversión en socios	106	20
Inventarios	4	9
Otros activos no financieros	1	8
Cuentas por cobrar y otras	132	88
Otros activos financieros	14	126
Activo fiscal diferido	6	3
Inversión en filiales		
Buena voluntad		
Activos no corrientes totales	2,041	2,020
Activos corrientes		
Activos biológicos	34	9
Inventarios	21	19
Otros activos no financieros	34	15
Cuentas por cobrar y otras	211	220
Otros activos financieros	233	205.7
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	25.8
Activos corrientes totales	537	495
Activos totales	2,578	2,515
Patrimonio y pasivos		
Equidad		
Capital social	1	1
Ajuste al inventario	523	383
Acciones propiedad de la cartera	-	0
Costo de las acciones propiedad en la cartera	-	(3)
Reserva legal	103	98
Reserva voluntaria	730	680
Otras cuentas de capital	(40)	(33)
Reserva opcional para futuras distribuciones de dividendos	377	394
Beneficios retenidos	49	228
Patrimonio atribuible a los accionistas	1,743	1,748
Intereses no controladores	61	44
Patrimonio Total	1,804	1,793
Cuentas a pagar		
Otras responsabilidades no financieras	24	15
Préstamos y deudas	223	239.1
Obligaciones de compensación y beneficios para empleados	7	7
Disposiciones	2	7
Obligaciones del impuesto sobre la renta diferido	154	6
Pasivos no corrientes totales	411	273
Pasivos corrientes		
Comercio y otros pagos	93	-
Otras responsabilidades no financieras	30	85
Préstamos y deudas	146	98.7
Obligaciones de compensación y beneficios para empleados	33	30
Impuesto sobre la renta a pagar	59	25
Disposiciones	3	3
Pasivos corrientes totales	363	241
Pasivos totales	774	514
Patrimonio neto total y pasivos	2,578	2,307

Los importes de peso argentino se convirtieron a dólares estadounidenses utilizando el tipo de cambio de referencia publicado por el Banco Central de Argentina (Comunicación 'A' 3500) a 30 de septiembre de 2025 (AR\$1.366,6/US\$1,00) y 30 de diciembre de 2024 (AR\$ 1032,5/US\$1,00) respectivamente.

Anexo II: Flujo de fondos

	4T25 FY	4T24 FY
Flujo de Fondos (en US\$ MM) - Resumen	Periodo de 12 meses al 31 dic 2025	Periodo de 12 meses al 31 dic 2024
Efectivo, equivalentes de efectivo y activos financieros a corto plazo, al inicio	48.9	28.0
Flujo neto de efectivo procedente de las actividades de operación	281.4	285.6
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-189.4	-159.7
Adquisiciones de propiedades, equipos y de inventario	-202.4	-138.0
Adquisición de filiales y asociados, neto del efectivo adquirido	-0.1	0.0
Venta de propiedades, instalaciones y equipos	0.0	1.1
Adquisición (venta) de activos financieros	-5.3	-30.7
Dividendos cobrados	18.4	7.9
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	-43.0	-106.4
Créditos financieros recibidos	125.9	62.6
Repago de deuda	-166.8	-109.4
Pagos de intereses y gastos financieros	-0.7	-43.4
Otros gastos financieros	-1.4	0.0
Aportes y dividendos	0.0	-16.1
Diferencia de cambio y otros resultados financieros ⁽¹⁾	72.2	43.8
Efectivo y colocaciones a corto plazo al cierre	25.8	3.7

(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

Anexo III: Activos operativos de Puerto Central

Planta	Tecnología	Capacidad instalada	Ubicación	Fecha comercial desde	Término PPA
		(MW)	(Provincia)	Fecha	Año
Complejo Central de Puerto	Térmico	1,747	Ciudad de Buenos Aires	1992-2000	-
Piedra del Águila	Hidroeléctrica	1,440	Río Negro	1994	-
Brigadier López	Térmico	421	Santa Fé	2019-2026	-
Luján de Cuyo ⁽²⁾	Térmico	576	Mendoza	2019	2034
San Lorenzo ⁽³⁾	Térmico	391	Santa Fé	2021	2035
Central Costanera	Térmico	1,789	Ciudad de Buenos Aires	2023	-
La Castellana I	Eólico	100.8	Buenos Aires	2019	2040
Genoveva I	Eólico	88.2	Buenos Aires	2020	2040
Genoveva II	Eólico	41.8	Buenos Aires	2020	2029
La Castellana II	Eólico	15.2	Buenos Aires	2020	2034
Manque	Eólico	57	Córdoba	2020	2040
Aquiras I	Eólico	48	Córdoba	2020	2040
Los Olivos	Eólico	22.8	Córdoba	2020	2030
Guañizuil II ⁽⁴⁾	Solar	105	San Juan	2023	2041
Cafayate	Solar	80	Salta	2025	2039
San Carlos	Solar	15.0	Salta	2025	2035
Total		6,938			

(1) Fuente: CAMMESA. La capacidad no incluye las plantas FONINVEMEM no operativas en WI.

(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 mini hidroeléctricas.

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

(4) La central solar Guañizuil II fue desarrollada por Equinor (proyecto Cordillera Solar) y trasladada al Puerto Central en octubre de 2023.

Glosario de términos y abreviaturas

4T25	Cuarto trimestre de 2025 (octubre, noviembre, diciembre de 2025). De la misma manera, 3T25 y 4T24 se refieren al tercer trimestre de 2025/cuarto trimestre de 2024.
FY25	Año completo 2025 (12 meses del año).
a/a	Comparación año con año
AR\$	Pesos argentinos.
BCRA	Banco Central de la República Argentina, el Banco Central de Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima - la administradora 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 energético bajo la Resolución SE n° 95/13, actualmente regulado por la Resolución SE n° 9/24
FONINMEM / FONI	Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista - Fondo para Inversiones Necesarias para Aumentar el Suministro de Energía Eléctrica, incluyendo programas como el Acuerdo de la Vuelta de Obligado Central (CVO)
GWh / GW	Gigavatio hora / Gigavatio
WEM / MEM	Mercado Eléctrico Mayorista (Mercado Eléctrico Mayorista)
MW/MWh	Megavatios-hora / Megavatios
ON	Bonos corporativos (Obligaciones Negociables)
P.P.	Punto porcentual
Plan Gas	Plan de Promoción de Producción del GN DNU N° 892/20 y 730/22, Arg.
PPA	Acuerdo / Contrato de compra de energía
SE	Secretaría de Energía de Argentina
Tn	Tonelada métrica
t/t	Comparación trimestre a trimestre

Aviso legal

Los estados financieros a **31 de diciembre 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 medición vigente al final del periodo de informe, incluyendo las cifras financieras correspondientes de periodos anteriores reportadas a efectos comparativos. El análisis comparativo se refiere al periodo anterior del mismo año y al mismo periodo del año anterior. Presentamos cifras convertidas de pesos argentinos a dólares estadounidenses solo para fines de comparación. El tipo de cambio utilizado para convertir pesos argentinos en dólares estadounidenses fue el tipo de cambio de referencia (Comunicación "A" 3500) reportado por el Banco Central para dólares estadounidenses al final de cada periodo. La información presentada en dólares estadounidenses es solo para la comodidad del lector y puede diferir si dicha conversión para cada periodo se realiza al tipo de cambio aplicable al final del último periodo. No debes considerar estas traducciones como representaciones de que las cantidades en peso argentino representan realmente estos valores en dólares estadounidenses o que podrían convertirse en dólares estadounidenses al tipo indicado.

Las definiciones y términos utilizados aquí se proporcionan en el Glosario al final de este documento. Este comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía. Por ello, los inversores deben leer este comunicado junto con los Estados Financieros Consolidados Auditados de Central Puerto para el periodo fiscal finalizado el **31 de diciembre de 2025**, así como las notas correspondientes, que estarán disponibles en la página web de la Compañía.

Redondeo de cantidades y porcentajes: Ciertas cantidades y porcentajes incluidos en esta versión se han redondeado **para facilitar** su presentación. Las cifras porcentuales incluidas en esta publicación no se han calculado en todos los casos sobre la base de tales cifras redondeadas, sino sobre la base de tales cantidades antes del redondeo. Por esta razón, ciertos porcentajes en este comunicado pueden variar respecto a los obtenidos realizando los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros. Además, ciertas otras cantidades que aparecen en esta versión pueden no sumarse debido a redondeos.

Este comunicado contiene ciertas métricas, incluyendo información por acción, información operativa y otras, que no tienen significados estandarizados ni métodos estándar de cálculo y, por tanto, tales medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras empresas. Estas métricas se han incluido aquí para proporcionar a los lectores medidas adicionales que permitan evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, tales medidas no son indicadores fiables del rendimiento futuro de la Compañía y el rendimiento futuro puede no compararse con el rendimiento de periodos anteriores.

OTRA INFORMACIÓN

Central Puerto publica habitualmente información relevante para inversores en la sección de apoyo "Inversores" de su página web, www.centralpuerto.com. De vez en cuando, Central Puerto puede utilizar su sitio web como canal de distribución de información relevante de la Compañía. Por ello, los inversores deberían vigilar la página web de Central Puerto, además de seguir las notas de prensa de la Compañía, los informes de la SEC y CNV, las llamadas públicas y las retransmisiones por internet. La información contenida en, o a la que puede accederse a través de, el sitio web de la Compañía no está incorporada por referencia ni forma parte de este comunicado.

DECLARACIONES DE ADVERTENCIA RELEVANTES PARA LA INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Este comunicado contiene cierta información prospectiva y declaraciones prospectivas según la definición de las leyes de valores aplicables (referidas colectivamente en este Comunicado de Resultados como "declaraciones prospectivas") que constituyen declaraciones prospectivas. Todas las declaraciones que no sean de hecho histórico son declaraciones prospectivas. Las palabras "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planificar", "pretende", "hará", "estimar" y "potencial", y expresiones similares, en relación con la Compañía, están destinadas a identificar declaraciones prospectivas.

Las declaraciones sobre posibles o asumidos resultados futuros de operaciones, estrategias empresariales, planes de financiación, posición competitiva, entorno industrial, posibles oportunidades de crecimiento, los efectos de la regulación futura y los efectos de la

competencia, la generación esperada de energía y el plan de gastos de capital, son ejemplos de declaraciones prospectivas. Las declaraciones prospectivas se basan necesariamente en una serie de factores y supuestos que, aunque considerados razonables por la dirección, están inherentemente sujetos a incertidumbres significativas de negocio, económicas y competitivas, y contingencias, que pueden hacer que los resultados, el rendimiento o los logros reales de la Compañía sean materialmente diferentes de cualquier resultado, desempeño o logro futuro expresado o implícito en las declaraciones prospectivas.

La Compañía no asume ninguna obligación de actualizar las declaraciones prospectivas salvo cuando lo requieran las leyes de valores. Más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados a estas declaraciones prospectivas y al negocio de la Compañía puede encontrarse en las divulgaciones públicas de la Compañía presentadas en EDGAR (www.sec.gov) y CNV.

EBITDA y EBITDA ajustado

En este comunicado, el **EBITDA**, una medida financiera no IFRS, se define como el beneficio neto del periodo, *más* gastos financieros, *menos* ingresos financieros, *menos* la participación del beneficio (pérdida) de los socios, *más* (*menos*) pérdidas (ganancias) sobre la posición monetaria neta, *más* gasto fiscal, *más* depreciación y amortización, *menos* resultados netos de la interrupción de las operaciones.

El **EBITDA ajustado** se refiere al EBITDA *excluyendo* el deterioro de propiedades, plantas y equipos, diferencias de divisas e intereses relacionados con las cuentas por cobrar comerciales de FONI y las variaciones en el valor razonable de activos biológicos.

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 Compañía para evaluar el rendimiento financiero y operativo y tomar decisiones financieras y operativas diarias. Además, el EBITDA ajustado es utilizado frecuentemente por analistas de valores, inversores y otras partes para evaluar empresas del sector. Se considera que el EBITDA ajustado es útil para los inversores porque proporciona información adicional sobre las tendencias en el rendimiento operativo central antes de considerar el impacto de la estructura de capital, la depreciación, la amortización y la fiscalidad en los resultados.

El EBITDA ajustado no debe considerarse de forma aislada ni como sustituto de otras medidas de rendimiento financiero reportadas conforme a las NIIF. El EBITDA ajustado tiene limitaciones como herramienta analítica, incluyendo:

- El EBITDA ajustado no refleja cambios en, incluidos los requisitos de caja, ni los compromisos contractuales.
- El EBITDA ajustado no refleja los gastos financieros, ni los requisitos de efectivo para cubrir los pagos de intereses o capital de deuda, ni los ingresos por intereses u otros ingresos financieros.
- El EBITDA ajustado no refleja el gasto fiscal sobre la renta ni los requisitos de efectivo para pagar los impuestos sobre la renta.
- Aunque la depreciación y amortización son cargos no monetarios, los activos que se deprecian o amortizan a menudo deberán ser reemplazados en el futuro, y el EBITDA ajustado no refleja requisitos de efectivo para estos reemplazos.
- Aunque una cierta parte del beneficio de los asociados es un cargo no efectivo, el EBITDA ajustado no contempla la posible recaudación de dividendos; y
- Otras empresas pueden calcular el EBITDA ajustado de forma diferente, limitando su utilidad como medida comparativa.

La Compañía compensa las limitaciones inherentes asociadas al uso del EBITDA Ajustado mediante la divulgación de dichas limitaciones, la presentación de los estados financieros consolidados de la Compañía conforme a las NIIF y la conciliación del EBITDA Ajustado con la medida NIIF más directamente comparable, el beneficio neto. Para una conciliación del beneficio neto con el EBITDA ajustado, consulte las tablas incluidas en este comunicado.

Toda la información presentada debe considerarse consolidada, salvo que se especifique lo contrario.

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

Contáctanos

**Presentación
de Resultados
del 4°
trimestre y
2025**

Marzo de
2026

Acceso a LinkedIn
Central Puerto

Número de teléfono
(5411) 4317 5000

Ubicación
Av. Tomas Alva Edison 2701
Muelle E Puerto de Buenos Aires

Web / Correo electrónico
www.centralpuerto.com
info@centralpuerto.com

