

Informe de resultados 4T25

Pampa Energía, empresa privada con activa participación en petróleo, gas y electricidad de Argentina, anuncia los resultados del ejercicio y trimestre finalizados el 31 de diciembre de 2025.

Buenos Aires, 2 de marzo de 2026

Información accionaria



Bolsas y
Mercados Argentinos
Símbolo: PAMP



New York Stock Exchange
Símbolo: PAM
1 ADS = 25 acciones
ordinarias

**Capital neto de recompras
al 27 de febrero de 2025:**
1.343,6 millones acciones
ordinarias/53,7 millones de ADSs

Capitalización bursátil:
AR\$6.039 mil millones/
US\$4.180 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora:
lunes 2 de marzo
4.30 p.m. de Nueva York
6.30 p.m. de Buenos Aires

Enlace de acceso:
bit.ly/Pampa4Q2025VC

Para más información de Pampa

Correo electrónico
investor@pampa.com

Página web para inversores
ri.pampa.com

Comisión Nacional de Valores
www.argentina.gob.ar/cnv

**Securities and
Exchange Commission**
sec.gov

Bases de presentación

La información financiera de Pampa se presenta en US\$, su moneda funcional. Para expresar en AR\$, se utiliza el TCN transaccional. En cambio, las cifras de Transener y TGS se ajustan por inflación al 31 de diciembre de 2025, y se convierten a US\$ al TCN de cierre del período. Los valores de períodos anteriores se presentan sin modificaciones.

Principales resultados del trimestre¹

Ventas por US\$507 millones en 4T25², un aumento del 16% interanual, impulsado por la producción de *shale oil* en Rincón de Aranda, mejores precios *spot* tras los nuevos lineamientos en el MEM en nuestras unidades térmicas y mayores ventas de gas a Chile, compensados por menores ingresos en productos estirénicos y en las unidades bajo PPA.

En el 4T25, se destacó el **continuo crecimiento de *shale oil* en Rincón de Aranda** y el **sólido desempeño de nuestras centrales térmicas**.

Principales indicadores operativos de Pampa		4T25	4T24	Variación
Hidrocarburos	Producción (kboepd)	81,2	61,6	+32%
	Producción de gas (kboepd)	63,2	57,6	+10%
	Producción de petróleo (kbpd)	18,0	4,0	+355%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	3,0	2,9	+4%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)*	60,9	67,6	-10%
Electricidad	Generación (GWh)	4.947	4.797	+3%
	Margen bruto (US\$/MWh)	26,6	22,8	+16%
Petroquímica	Volumen vendido (miles de ton)	129	121	+7%
	Precio promedio (US\$/ton)	886	1.017	-13%

Nota: * Precio neto de derechos de exportación y descuentos por calidad y logística.

El EBITDA ajustado³ fue de US\$230 millones en 4T25, una suba del 26% interanual, debido al mayor aporte de Rincón de Aranda, el impacto positivo de los nuevos lineamientos para la normalización del MEM en generación, mayores exportaciones de gas y un mejor margen en la Reforma. Estos efectos fueron compensados por una menor contribución de los PPAs y la desconsolidación de OCP en holding, transporte y otros.

La ganancia para los accionistas de la Compañía fue de US\$161 millones, un incremento del 52% vs. 4T24, explicado por el mayor margen operativo y el reconocimiento de un crédito no monetario en impuesto a las ganancias diferido, generado por una inflación superior a la devaluación del AR\$ en el 4T25, compensado por menores resultados financieros netos.

La deuda neta se redujo a US\$801 millones a diciembre 2025 vs. US\$874 millones en septiembre 2025, explicado por una mayor generación de caja libre y una menor integración de activos en garantía.

¹ La información está basada en los EEEF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina.

² No incluye ventas de las afiliadas CTBSA, Transener y TGS, expuestas en "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

³ EBITDA ajustado representa los flujos antes de ítems financieros, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos extraordinarios y *non-cash*, VPPs, e incluye el EBITDA a nuestra tenencia de afiliadas. Más información, en la [sección 3.1](#).

1. Hechos relevantes

1.1 Petróleo y gas

Reporte de reservas al 31 de diciembre de 2025

Las reservas probadas (P1) de Pampa ascendieron a 296 mboe a fin del ejercicio 2025, un crecimiento del 28% respecto de los 231 mboe registrados al cierre de 2024. Dicho incremento se explica principalmente por una mayor cuantificación de reservas *shale* en Vaca Muerta, impulsada por el incremento en la actividad de perforación y completación de pozos en Rincón de Aranda (+352%/+43,7 mboe vs. diciembre de 2024) y en Sierra Chata (+41%/+28 mboe vs. diciembre de 2024), parcialmente compensado por El Mangrullo, donde no hubo nuevos pozos (-5%/-4,7 mboe vs. diciembre de 2024).

Como resultado, las reservas P1 certificadas de *shale* crecieron 54% a 204 mboe en 2025, lo que representa el 69% de las reservas P1 de Pampa (vs. 57% en diciembre de 2024). El 81% de las reservas probadas totales correspondieron a gas natural y el 19% a petróleo.

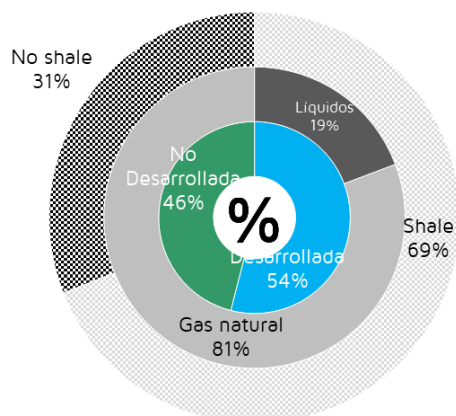
En 2025, el índice de reposición de reservas fue de 3,2 veces, lo cual refleja que las incorporaciones superaron ampliamente la creciente producción del período. La vida promedio de reservas P1 ascendió de 8,6 años en diciembre de 2024 a aproximadamente 10,2 años.

Reservas probadas (P1) en Argentina, en mboe	Petróleo, condensado y LGN	Gas natural	Total
Probadas desarrolladas (P1-D)	24,0	135,7	159,7
Probadas no desarrolladas (P1-ND)	33,0	103,2	136,1
Total al 31 de diciembre de 2025	57,0	238,9	295,8
% shale	92%	64%	69%
Total al 31 de diciembre de 2024	17,2	214,0	231,2
% shale	68%	56%	57%

Al 31 de diciembre de 2025, Pampa contaba con 470 pozos productivos vs. 688 al cierre de 2024, explicado por la salida de los bloques El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga, parcialmente compensado por la mayor actividad en Rincón de Aranda, con 28 pozos en producción, y 150 pozos en Río Neuquén.

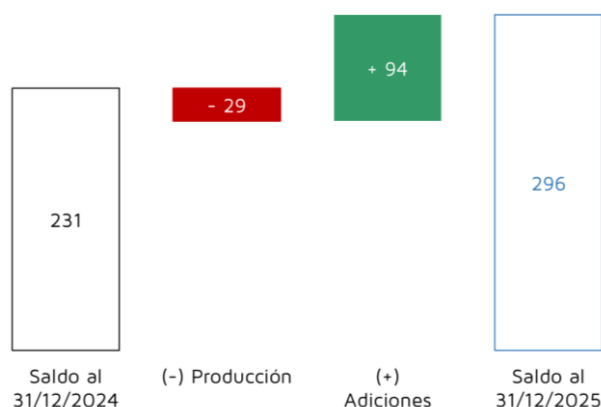
Total de reservas probadas de Pampa

Al 31 de diciembre de 2025
100% = 296 mboe



Evolución de las reservas probadas certificadas de Pampa

En mboe



Cesión de contratos del Plan Gas

En diciembre de 2025, la SE estableció las pautas para el retiro de volúmenes del Plan Gas por parte de los productores con contratos vigentes con CAMMESA y/o con ENARSA, en el marco de la Res. SE N° 400/2025 (Res. N° 501/25). En este contexto, el 12 de diciembre de 2025, Pampa solicitó a CAMMESA la cesión a su favor de hasta 4,9 mcmppd de gas correspondientes a la ronda 1, así como la totalidad de los volúmenes de la ronda 3. El 30 de diciembre, CAMMESA otorgó su conformidad a la cesión en su carácter de titular de unidades de generación térmica del MEM.

Asimismo, la SE estableció las adecuaciones al Plan Gas para aquellos productores que adhieran a la cesión de los contratos originalmente suscriptos con ENARSA para proveer a los distribuidores y CAMMESA (Res. N° 606/25). ENARSA definirá y supervisará el procedimiento y la asignación de volúmenes.

Los productores que adhieran a este esquema perciben 90% de la compensación por parte del Estado, previa presentación de una declaración jurada. Además, se reduce el compromiso de inyección y se elimina el régimen informativo trimestral relativo al avance del plan de inversiones (Res. SE N° 36/26). Pampa se encuentra analizando su adhesión al esquema.

Prórroga del RIGI y aprobación para la inclusión del upstream de hidrocarburos

El 19 de febrero de 2026 se prorrogó el plazo para adherir al RIGI hasta el 8 de julio de 2027 y se incorporó la producción de hidrocarburos en bloques *greenfield* (DNU N° 105/26). Podrán incluirse la explotación y producción de hidrocarburos únicamente en proyectos nuevos, así como la construcción de infraestructura asociada de tratamiento, almacenamiento y transporte. Asimismo, se fijó un monto mínimo de inversión de US\$600 millones para desarrollos *onshore* y US\$200 millones para proyectos *offshore*.

En los casos en que coexistieran en una misma área hidrocarburífera actividades no sometidas al RIGI, se deberá asegurar su estricta segregación patrimonial y societaria, como también la trazabilidad de la producción bajo RIGI mediante sistemas de medición separados, a través de un vehículo que deberá ser titular exclusivamente de los activos, derechos y operaciones.

El desarrollo de Rincón de Aranda se inició tras la aprobación del RIGI para proyectos de *midstream*. Bajo ese marco, el plan original contempla la construcción de toda la infraestructura asociada y de la planta de procesamiento necesaria para alcanzar un *plateau* de 45 kbpd en 2027. La inversión de desarrollo supera los US\$1.500 millones, lo que representa la mayor asignación de capital en un único activo en la historia de Pampa. La posterior incorporación del *upstream* al RIGI amplió el alcance del proyecto al viabilizar el desarrollo de la zona norte del bloque, permitiendo acelerar la curva de producción, adelantar el *plateau* y extender su duración, fortaleciendo el perfil de crecimiento y la generación de valor en el largo plazo.

1.2 Generación

Hasta el 31 de octubre de 2025, las unidades de generación sin contratos a término eran remuneradas bajo el esquema regulado establecido por la Res. SE N° 381/25. A partir del 1 de noviembre de 2025, todas nuestras unidades térmicas sin contratos e HINISA pasaron a quedar alcanzadas por los nuevos lineamientos definidos en la Res. SE N° 400/25, que introducen un mercado *spot* marginalista y el MAT. HIDISA y HPPL continúan remuneradas bajo el esquema regulado. Asimismo, bajo los nuevos lineamientos de la Res. SE N° 400/25, Pampa abastece con gas propio a CTLL y CTGEBA desde diciembre de 2025.

Extensión de la remuneración adicional – Res. SE N° 294/24

La Res. SE N° 294/24 fija una remuneración adicional y transitoria para promover la disponibilidad de ciclos abiertos en períodos de mayor demanda, vigente desde diciembre de 2024 a marzo de 2026.

Tras la presentación de los programas de mantenimiento correspondientes a las centrales adheridas al Plan de Contingencia, CPB, CTG, CTP, CTLL, CTGEBA y EcoEnergía, el 21 de enero de 2026 CAMMESA confirmó la aprobación de la SE para extender a dichas unidades el régimen de remuneración adicional hasta el 31 de marzo de 2027 (Notas B-183719-1, B-183724-1, B-183727-1, B-183729-1, B-183731-1 y B-183082-1).

Últimas actualizaciones al esquema de remuneración regulado

Aplicable desde:	Esquema remunerativo regulado	
	Aumento	Resolución
Octubre 2025	0,5%	SE N° 381/25
Noviembre 2025	Térmica: 3,5%, hidroeléctrica: 12 – 20%	SE N° 483/25
Diciembre 2025	2,0%	SE N° 602/25
Acumulado 2025	24,7%	
Enero 2026	2,0%	SE N° 34/26

1.3 Transener y TGS: últimas actualizaciones tarifarias

Aplicable desde:	Transener/Transba		TGS	
	Aumento	Resolución	Aumento	Resolución
Octubre 2025	7,1%/3,9%	ENRE N° 675 y 676/25	2,7%	ENARGAS N° 732/25
Noviembre 2025	7,6%/4,4%	ENRE N° 724 y 731/25	3,2%	ENARGAS N° 812/25
Diciembre 2025	5,9%/2,7%	ENRE N° 778 y 779/25	1,9%	ENARGAS N° 907/25
Acumulado 2025	93,5%/47,4%		24,0%	
Enero 2026	1,9%/1,9%	ENRE N° 823 y 824/25	2,4%	ENARGAS N° 1.000/25
Febrero 2026	2,5%/2,5%	ENRE N° 28 y 29/26	2,9%	ENARGAS N° 32/26
Marzo 2026	2,1%/2,1%	ENRE N° 110 y 111/26	2,5%	ENARGAS N° 77/26

2. Análisis de los resultados del 4T25

Resumen por segmento En US\$ millones	4T25			4T24			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Petróleo y Gas	204	77	(17)	134	36	(76)	+52%	+111%	-78%
Generación de electricidad	207	111	172	167	86	133	+24%	+28%	+29%
Petroquímica	114	1	(23)	122	(7)	39	-7%	NA	NA
Holding, transporte y otros	6	42	29	36	67	10	-83%	-38%	+190%
Eliminaciones	(24)	-	-	(24)	-	-	+2%	NA	NA
Total	507	230	161	435	182	106	+16%	+26%	+52%

Nota: Resultado neto atribuible a los propietarios de la Compañía.

Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo consolidado	503	440	101	48
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	414	342	109	85
EBITDA contable	917	782	210	133
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(8)	40	3	35
Ajustes del segmento de generación	(19)	86	(48)	6
Ajustes del segmento de petroquímica	20	(27)	37	(27)
Ajustes del segmento de holding, transporte y otros	98	55	29	35
EBITDA ajustado consolidado	1.009	937	230	182
A nuestra tenencia	1.005	935	228	181

2.1 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	862	730	+18%	204	134	+52%
<i>Ventas en el mercado local</i>	663	622	+7%	148	110	+34%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	199	108	+84%	56	24	+135%
Costo de ventas	(613)	(515)	+19%	(152)	(128)	+19%
Resultado bruto	249	215	+16%	52	6	NA
Gastos de comercialización	(80)	(58)	+38%	(24)	(12)	+100%
Gastos de administración	(83)	(82)	+1%	(23)	(25)	-8%
Gastos de exploración	-	(21)	-100%	-	(21)	-100%
Otros ingresos operativos	49	87	-44%	8	20	-60%
Otros egresos operativos	(23)	(28)	-18%	(7)	(6)	+17%
Deterioro de activos financieros	(21)	(10)	+110%	(16)	-	NA
(Deterioro) Recupero de PPE, activos int. e inventarios	(3)	(34)	-91%	5	(15)	NA
Rdo. por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	3	-	NA	1	-	NA
Resultado operativo	91	69	+32%	(4)	(53)	-92%
Ingresos financieros	-	2	-100%	-	1	-100%
Gastos financieros	(101)	(96)	+5%	(24)	(25)	-4%
Otros resultados financieros	(35)	(11)	+218%	(10)	6	NA
Resultados financieros, netos	(136)	(105)	+30%	(34)	(18)	+89%
Resultado antes de impuestos	(45)	(36)	+25%	(38)	(71)	-46%
Impuesto a las ganancias	(10)	31	NA	21	(5)	NA
Resultado del período	(55)	(5)	NA	(17)	(76)	-78%
EBITDA ajustado	375	346	+8%	77	36	+111%
Altas de PPE y derechos de uso	1.039	354	+194%	320	111	+188%
Depreciaciones y amortizaciones	292	237	+23%	78	54	+44%
Costo de extracción	221	180	+23%	59	49	+21%
Costo de extracción por boe	7,2	6,3	+14%	8,0	8,7	-8%

Las **ventas** del segmento de petróleo y gas crecieron 52% interanual, impulsadas por la aceleración en la producción de crudo en Rincón de Aranda, mayores entregas de gas a Chile y, en menor medida, mayores ingresos del segmento industrial. Estos efectos se vieron parcialmente compensados por la caída del Brent, que presionó a la baja los precios de crudo, mitigados por coberturas desde abril de 2025. Los precios de exportación de gas también se vieron reducidos, en línea con la caída del Brent.

En cuanto al **desempeño operativo**, la producción total alcanzó 81,2 kboepd en el 4T25 (+32% vs. 4T24, pero -18% vs. 3T25), explicado principalmente por la mayor producción de *shale oil* en Rincón de Aranda y gas en Sierra Chata. El menor volumen vs. 3T25 respondió a la estacionalidad en la demanda del gas, compensado por el crecimiento sostenido del *shale oil*.

La **producción de gas** fue de 10,7 mcmpd (+10% vs. 4T24, -23% vs. 3T25). En el **análisis por bloque de gas**, El Mangrullo aportó el 46% de la producción total de gas, con 5,0 mcmpd (-5% vs. 4T24, -29% vs. 3T25), seguido por Sierra Chata, que representó el 38% del total con 4,0 mcmpd, apalancado por la completación de 4 nuevos pozos (+39% vs. 4T24, -24% vs. 3T25). El gas asociado de Rincón de Aranda continuó expandiéndose, alcanzando 0,2 mcmpd (+231% vs. 3T25). En las áreas no operadas, Río Neuquén produjo 1,1 mcmpd (-13% vs. 4T24, -16% vs. 3T25), mientras que Rincón del Mangrullo y Aguarañe continuaron su declino natural, con una contribución total de 0,3 mcmpd.

Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2025			2024			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
Periodo anual									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	1,9	12.362		0,8	12.478				
En millones de pie cúbicos/día		437			441		+145%	-1%	+8%
En miles de boe/día	11,7	72,8	84,4	4,8	73,4	78,2			
Ventas									
En miles de m ³ /día	1,9	12.390		0,8	12.468				
En millones de pie cúbicos/día		438			440		+139%	-1%	+8%
En miles de boe/día	11,8	72,9	84,8	5,0	73,4	78,3			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	61,5			70,2			-12%	-1%	
En US\$/MBTU		3,7			3,7				
Cuarto trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	2,9	10.736		0,6	9.785				
En millones de pie cúbicos/día		379			346		+355%	+10%	+32%
En miles de boe/día	18,0	63,2	81,2	4,0	57,6	61,6			
Ventas									
En miles de m ³ /día	2,7	10.783		0,9	9.897				
En millones de pie cúbicos/día		381			350		+212%	+9%	+26%
En miles de boe/día	16,9	63,5	80,3	5,4	58,3	63,7			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	60,9			67,6			-10%	+4%	
En US\$/MBTU		3,0			2,9				

Nota: Producción neta en Argentina. Volumen de gas estandarizado a 9.300 kCal. El precio del petróleo está neto de derechos de exportación y descuentos por calidad y logística. La producción a diciembre de 2025 incluye 1,1 kbpd de crudo producidos en La Tapera-Puesto Quiroga y El Tordillo, que fue cedido a Crown Point Energía S.A. en octubre de 2025.

El **precio de gas** promedió en US\$3,0 por MBTU en el 4T25 (+4% vs. 4T24, -33% vs. 3T25 por estacionalidad), traccionado por mejores precios en el segmento industrial, parcialmente compensados por menores precios de exportación producto de la baja del Brent, y el efecto de la devaluación en el segmento residencial, cuya brecha respecto del precio contractual se recupera mediante la compensación del Plan Gas abonada por el Tesoro.

En cuanto a las **entregas de gas por canal comercial**, en 4T25 el 59% fue destinado al despacho térmico en CAMMESA (vs. 68% en 4T24) y 13% a distribuidoras minoristas (similar al 4T24), ambos segmentos bajo Plan Gas. El 13% abasteció al mercado industrial/spot (vs. 12% en 4T24), el 9% fue exportado (vs. 3% en 4T24, por mayor demanda) y el 7% remanente correspondió a consumo intersegmento (vs. 4% en el 4T24). Dentro de este intersegmento, el 44% abasteció a nuestras plantas petroquímicas y el 56% predominantemente a CTLL, tras los nuevos lineamientos del MEM que habilitan la gestión propia del combustible a las centrales térmicas. Desde diciembre de 2025, luego de cesiones parciales de contratos de Plan Gas, Pampa comenzó a integrar verticalmente el suministro hacia los CC en CTLL y CTGEB, ambas unidades con altos factores de despacho. Esta integración representó el 10% de la producción de gas en diciembre, incrementándose a 29% durante enero de 2026, fortaleciendo márgenes y capturando eficiencias operativas.

La **producción de petróleo** alcanzó 18,2 kbpd en 4T25 (4,5x vs. 4T24, +4% vs. 3T25), impulsada por Rincón de Aranda, que promedió 17,1 kbpd en el 4T25 (+16,1 kbpd vs. 4T24, +2,7 kbpd vs. 3T25), con 28 pozos en producción (vs. 2 en 4T24 y 20 en 3T25). Este aumento más que compensó las desinversiones en Gobernador Ayala en octubre de 2024 y El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga en octubre de 2025 (-1,8 kbpd vs. 4T24), y el menor aporte de otros bloques convencionales no operados (-0,2 kbpd vs. 4T24).

El **precio de petróleo**, neto de derechos de exportación y descuentos comerciales, promedió en US\$60,9 por barril (-10% vs. 4T24, similar al 3T25), afectado por la baja del Brent. Sin las coberturas

implementadas sobre la producción de Rincón de Aranda, el precio realizado hubiera sido de US\$53,4 por barril. Las exportaciones representaron el 48% del volumen vendido en el 4T25, vs. 41% en el 4T24.

El **costo de extracción**⁴ totalizó US\$59 millones en 4T25 (+21% vs. 4T24, estable vs. 3T25), explicado por mayores costos de tratamiento asociados al crecimiento del *shale oil* y la expansión de instalaciones temporales en Rincón de Aranda, además de mayores costos de tratamiento de gas en Sierra Chata. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por menores costos de mantenimiento y personal, sumadas las desinversiones en bloques convencionales no operados. El **costo de extracción por boe** disminuyó un 8% a US\$8,0/boe producido en 4T25 vs. US\$8,7/boe en 4T24, explicado por el crecimiento de la producción en Rincón de Aranda y la mayor demanda interanual de gas. En comparación con el 3T25, el costo de extracción por boe aumentó 24% por la menor producción estacional de gas y, en menor medida, los mayores costos vinculados a la expansión de infraestructura transitoria en Rincón de Aranda.

Excluyendo depreciaciones y amortizaciones y costos de extracción, los **otros costos operativos** aumentaron 9% vs. 4T24, pero disminuyeron 23% vs. 3T25, principalmente por mayores costos de transporte, regalías y cánones asociados al incremento de la producción, parcialmente compensado por menores compras de crudo para comercialización.

Los **otros ingresos y egresos operativos** disminuyeron a US\$1 millón vs. US\$14 millones en el 4T24, explicado por la ganancia registrada por la venta de Gobernador Ayala en el 4T24, parcialmente compensadas por menores impuestos a transacciones financieras y una mejora en la frecuencia de pagos de CAMMESA y ENARSA, que redujo los intereses comerciales (-26% vs. 4T24). En comparación con el 3T25, los otros ingresos netos se redujeron en US\$16 millones, explicado por la estacionalidad de la compensación por Plan Gas y menor mora comercial, parcialmente compensados por menores provisiones ambientales.

En 4T25, los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$34 millones (+89% vs. 4T24, -28% vs. 3T25), explicada por menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros y mayores pérdidas por diferencia de cambio, producto de una mayor devaluación del AR\$ sobre la posición neta activa en esa moneda, parcialmente compensadas por menores intereses de deuda tras refinanciaciones de ONs.

Reconciliación del EBITDA ajustado de E&P, en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	91	69	(4)	(53)
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	292	237	78	54
EBITDA contable	383	306	74	1
Eliminación de deterioro (recupero) de PPE, activos int. e inventarios	3	34	(5)	15
Eliminación de intereses comerciales ganados	(9)	(21)	(2)	(3)
Eliminación de provisión para taponamiento de pozos	4	1	4	1
Ajuste sobre desvalorización de crédito con CAMMESA	-	4	-	-
Eliminación de ajuste por baja de pozo en Rincón del Mangrullo	-	20	-	20
Ajuste de compensación ejecutiva diferida de pago	-	3	-	3
Eliminación de resultado por VPP de SESA	(3)	-	(1)	-
Ajuste a las amortizaciones por arrendamiento de TPF	(16)	-	(6)	-
Eliminación de desvalorización de créditos con ENARSA	13	-	13	-
EBITDA ajustado de E&P	375	346	77	36

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas fue de US\$77 millones en 4T25 (+111% vs. 4T24, -55% vs. 3T25), impulsado principalmente por la aceleración en la producción de *shale oil* en Rincón de Aranda, mayores exportaciones y ventas industriales de gas, y menores compras de crudo y costos de bloques maduros. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la ganancia en la venta de nuestra participación no operadora en Gobernador Ayala en el 4T24, y mayores costos de transporte y tratamiento de crudo. La disminución del EBITDA frente al 3T25 refleja la estacionalidad del gas. El EBITDA ajustado excluye ingresos y egresos extraordinarios y *non-cash*, intereses comerciales por la mora en la cobranza, resultados por VPP en afiliadas, la previsión contable con ENARSA por US\$13 millones e incluye un ajuste

⁴ Considera costos por mantenimiento, tratamiento, transporte interno, personal en boca de pozo y la TPF en Rincón de Aranda, el cual bajo NIIF se clasifica bajo Arrendamientos, devengando amortizaciones por derecho de uso en los costos de ventas. El costo de extracción no incluye amortizaciones y depreciaciones.

por US\$6 millones a las amortizaciones por derecho de uso, tras la reclasificación del arrendamiento de la TPF en Rincón de Aranda como costo de extracción.

Las **inversiones de capital** totalizaron US\$320 millones (2,9x vs. 4T24, +20% vs. 3T25), con el 75% destinado al desarrollo de Rincón de Aranda.

2.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	792	672	+18%	207	167	+24%
Costo de ventas	(450)	(367)	+23%	(131)	(107)	+22%
Resultado bruto	342	305	+12%	76	60	+27%
Gastos de comercialización	(4)	(3)	+33%	(1)	(1)	-
Gastos de administración	(42)	(52)	-19%	(11)	(13)	-15%
Otros ingresos operativos	23	35	-34%	6	1	NA
Otros egresos operativos	(11)	(14)	-21%	(2)	(3)	-33%
Deterioro de activos financieros	-	(46)	-100%	-	-	NA
Recupero de deterioro PPE, activos intangibles e inventarios	55	-	NA	55	-	NA
Resultado por part. en negocios conjuntos	12	(21)	NA	7	7	-
Resultado operativo	375	204	+84%	130	51	+155%
Ingresos financieros	18	8	+125%	3	5	-40%
Gastos financieros	(46)	(53)	-13%	(10)	(14)	-29%
Otros resultados financieros	168	183	-8%	87	81	+7%
Resultados financieros, netos	140	138	+1%	80	72	+11%
Resultado antes de impuestos	515	342	+51%	210	123	+71%
Impuesto a las ganancias	(217)	119	NA	(37)	10	NA
Resultado del período	298	461	-35%	173	133	+30%
Atribuible a los propietarios de la Sociedad	297	461	-36%	172	133	+29%
Atribuible a la participación no controladora	1	-	NA	1	-	NA
EBITDA ajustado	472	390	+21%	111	86	+28%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	469	389	+20%	109	85	+27%
Altas de PPE y derechos de uso	66	105	-37%	20	38	-49%
Depreciaciones y amortizaciones	116	100	+16%	29	29	-

Las **ventas** de generación de energía crecieron 24% interanual en el 4T25, impulsadas por una mayor remuneración *spot* de las unidades térmicas tras la implementación desde noviembre de 2025 de los nuevos lineamientos para la normalización del MEM, sumado a la mayor generación en el CC viejo de CTGEB A, que en el 4T24 había estado afectado por un mantenimiento mayor para extensión de vida útil y, en menor medida, la incorporación de PEPE 6. Dichas variaciones fueron compensadas por el mantenimiento programado del CC nuevo de CTGEB A bajo PPA durante el 4T25, y por un menor reconocimiento de combustibles, dado que bajo el nuevo esquema se comercializa como energía. En comparación con el 3T25, las ventas se mantuvieron estables debido a que los mayores precios de energía *spot* fueron compensados por la estacionalidad de la demanda.

En el mercado *spot*, los CC lideraron la mejora en la remuneración por potencia, alcanzando US\$4,5 mil por MW-mes (+27% vs. 4T24, -16% vs. 3T25), como resultado del nuevo esquema. Asimismo, las unidades de ciclo abierto (TG y TV) promediaron US\$5,8 mil por MW-mes (+12% vs. 4T24 y similar al 3T25), traccionadas por la mayor remuneración por potencia en CPB, asociada a la posibilidad de operar con combustible alternativo. Las hidros promediaron US\$2,1 mil por MW-mes (-12% vs. 4T24, +2% vs. 3T25), dado que HIDISA y HPPL quedaron excluidas del alcance de los nuevos lineamientos. El impacto más relevante del nuevo marco regulatorio bajo Res. SE N° 400/25 se observa en el margen variable por despacho, ya que el sistema marginalista del mercado *spot* permite capturar mayores spreads a las unidades más eficientes, particularmente los CC, y con abastecimiento propio del combustible.

Sobre el **desempeño operativo**, la generación de energía operada creció 3% interanual, en línea con el desempeño del sistema nacional. El incremento se explicó por el mayor despacho del CC viejo de CTGEBA (+849 GWh), el CC en CTLL (+214 GWh) y un mayor recurso eólico en los PEPEs (+55 GWh). Estos efectos fueron parcialmente compensados por la menor generación del CC nuevo de CTGEBA por mantenimiento programado durante octubre de 2025 (-465 GWh), la indisponibilidad en HINISA tras el siniestro climático en enero de 2025 (-200 GWh), menores caudales en HPPL y mantenimiento programado en HIDISA (-188 GWh) y menor despacho en nuestros ciclos abiertos por menor demanda (-130 GWh).

La **disponibilidad** de nuestras unidades operadas fue de 91,3% en el 4T25 vs. 94,3% en el 4T24 (-287 puntos básicos), afectada por la salida forzada de HINISA y a mantenimientos programados en CTGEBA, CTLL y CTG. Estas variaciones fueron parcialmente compensadas por mantenimientos programados y mayores en CTLL y CTGEBA durante el 4T24. Sin embargo, la disponibilidad térmica mejoró 75 puntos básicos, alcanzando 93,2% en 4T25, reflejando un sólido desempeño operativo de nuestro parque térmico.

Principales indicadores operativos de generación	2025				2024				Variación			
	Eólica	Hidro	Térmica	Total	Eólica	Hidro	Térmica	Total	Eólica	Hidro	Térmica	Total
Capacidad instalada (MW)	427	938	4.107	5.472	427	938	4.107	5.472	+0%	-	+0%	-0%
Capacidad contratada (MW)	427	41	1.299	1.767	427	-	1.343	1.769	+0%	na	-3%	-0%
Participación de mercado (%)	1,0%	2,1%	9,3%	12,4%	1,0%	2,2%	9,5%	12,6%	-0%	-0%	-0%	-0%
Periodo anual												
Generación neta (GWh)	1.714	1.360	17.950	21.024	1.270	2.363	18.111	21.743	+35%	-42%	-1%	-3%
Volumen vendido (GWh)	1.723	1.361	18.542	21.625	1.280	2.363	18.914	22.557	+35%	-42%	-2%	-4%
Precio promedio (US\$/MWh)	69	23	42	43	71	15	36	36	-3%	+51%	+18%	+21%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	54	10	24	26	58	6	22	23	-7%	+69%	+10%	+15%
Cuarto trimestre												
Generación neta (GWh)	470	334	4.143	4.947	431	722	3.644	4.797	+9%	-54%	+14%	+3%
Volumen vendido (GWh)	469	334	4.165	4.968	436	722	3.859	5.018	+7%	-54%	+8%	-1%
Precio promedio (US\$/MWh)	68	25	52	51	71	15	41	40	-4%	+59%	+25%	+28%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	55	11	25	27	50	7	23	23	+9%	+64%	+9%	+16%

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Incluye CTGB (co-operado por Pampa, con 50% de participación accionaria).

Los **costos operativos** netos, excluyendo depreciaciones y amortizaciones, aumentaron 17% interanual a US\$110 millones en el 4T25, principalmente por mayores compras de gas para abastecimiento de nuestras centrales térmicas, parcialmente compensadas por menores gastos de personal y mantenimiento. En comparación con el 3T25, los costos operativos aumentaron 11%, explicado por mayores compras de gas y en menor medida, mayores costos de mantenimiento y materiales, parcialmente compensados por menores costos de transporte vinculados a Energía Plus, discontinuada desde fines de octubre de 2025.

Los **otros ingresos y egresos operativos** netos arrojaron una ganancia de US\$4 millones vs. una pérdida de US\$2 millones en el 4T24, explicado por mayor recupero de seguros, neto de reparaciones.

Los **resultados financieros** del 4T25 reflejaron una ganancia neta de US\$80 millones, un 11% superior a los US\$72 millones en 4T24, debido a menores intereses de deuda tras las refinanciaciones de ONs, parcialmente compensado por menores ganancias por tenencia de instrumentos financieros.

Reconciliación del EBITDA ajustado de generación, en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	375	204	130	51
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	116	100	29	29
EBITDA contable	491	304	159	80
Eliminación de resultado por VPP de CTEB	(12)	21	(7)	(7)
Eliminación de recupero deterioro de PPE, activos int. e inventarios	(55)	-	(55)	-
Eliminación de intereses comerciales a CAMMESA	(5)	(29)	(1)	(1)
Ajuste sobre desvalorización de crédito con CAMMESA	-	32	-	-
Eliminación de activación de PPE en gastos	-	3	-	1
Eliminación de provisión de hidros	-	6	-	1
EBITDA de CTEB, a nuestra tenencia del 50%	53	53	15	13
EBITDA ajustado de generación	472	390	111	86

El **EBITDA ajustado** del segmento de generación fue de US\$111 millones (+28% vs. 4T24, -8% vs. 3T25), explicado por la mayor remuneración de nuestras unidades térmicas bajo el nuevo esquema regulatorio y menores costos de personal y mantenimiento. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores compras de gas y el menor despacho del CC nuevo de CTGEBA por mantenimiento programado. En comparación con el 3T25, el EBITDA disminuyó 7% por estacionalidad. El EBITDA ajustado excluye ítems no operativos, extraordinarios y *non-cash*, y considera la tenencia del 50% en CTEB, que devengó US\$15 millones en 4T25 (+16% vs. 4T24, similar vs. 3T25).

Las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB, fueron de US\$20 millones en 4T25 vs. US\$38 millones del 4T24, destinadas principalmente a mantenimiento.

2.3 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	443	516	-14%	114	122	-7%
<i>Ventas en el mercado local</i>	265	326	-19%	75	79	-5%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	178	190	-6%	39	43	-8%
Costo de ventas	(429)	(487)	-12%	(110)	(126)	-13%
Resultado bruto	14	29	-52%	4	(4)	NA
Gastos de comercialización	(12)	(13)	-8%	(3)	(4)	-25%
Gastos de administración	(6)	(7)	-14%	(1)	(2)	-50%
Otros ingresos operativos	19	41	-54%	-	30	-100%
Otros egresos operativos	(9)	(7)	+29%	(1)	(2)	-50%
Deterioro de PPE, activos int. e inventarios	(37)	-	NA	(37)	-	NA
Resultado operativo	(31)	43	NA	(38)	18	NA
Ingresos financieros	27	21	+29%	-	21	-100%
Gastos financieros	-	(3)	-100%	-	-	NA
Otros resultados financieros	3	7	-57%	(1)	3	NA
Resultados financieros, netos	30	25	+20%	(1)	24	NA
Resultado antes de impuestos	(1)	68	NA	(39)	42	NA
Impuesto a las ganancias	5	4	+25%	16	(3)	NA
Resultado del período	4	72	-94%	(23)	39	NA
EBITDA ajustado	(5)	21	NA	1	(7)	NA
Altas de PPE	15	6	+150%	1	2	-36%
Depreciaciones y amortizaciones	6	5	+20%	2	2	-

Reconciliación del EBITDA ajustado de petroquímica, en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	(31)	43	(38)	18
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	6	5	2	2
EBITDA contable	(25)	48	(36)	20
Eliminación de deterioro de PPE, activos int. e inventarios	37	-	37	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(0)	(0)	0
Eliminación de ajuste por contingencias	(17)	(27)	-	(27)
EBITDA ajustado de petroquímica	(5)	21	1	(7)

El **EBITDA ajustado** de petroquímica registró una ganancia de US\$1 millón en el 4T25, en comparación con una pérdida de US\$7 millones del 4T24, explicado principalmente por mayores entregas domésticas de la Reforma, con récord de ventas de bases octánicas en diciembre, una mejora del *spread* entre precios internacionales y locales de los estirénicos, sumado a una reducción de costos operativos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas de estirénicos y caucho, la caída en los precios de referencia y, en menor medida, la ganancia extraordinaria de US\$2 millones registrada en el 4T24 por la liquidación de exportaciones a un dólar diferencial. En comparación con el 3T25, la mejora del EBITDA ajustado respondió principalmente a una menor capacidad ociosa y a una estructura de costos más eficiente.

El **volumen** total comercializado alcanzó 129 mil ton (+7% vs. 4T24, +6% vs. 3T25), explicado por la mayor demanda local de productos de Reforma, parcialmente compensado por caídas en la demanda de estireno, poliestireno y caucho sintético.

Los **resultados financieros** arrojaron una pérdida de US\$1 millón (-US\$25 millones vs. 4T24 y -US\$2 millones vs. 3T25), debido al ajuste extraordinario registrado en el 4T24 vinculado al recupero de intereses por contingencias aduaneras.

Las **inversiones de capital** fueron de US\$1 millón en 4T25 vs. US\$2 millones del 4T24, destinadas principalmente a mantenimiento de instalaciones.

Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno ¹	Caucho sintético	Reforma y otros	
Periodo anual				
Volumen vendido 2025 (miles de ton)	84	41	335	460
Volumen vendido 2024 (miles de toneladas)	88	45	336	469
Variación 2025 vs. 2024	-5%	-8%	-0%	-2%
Precio promedio 2025 (US\$/ton)	1.486	1.615	752	963
Precio promedio 2024 (US\$/ton)	1.744	1.843	832	1.100
Variación 2025 vs. 2024	-15%	-12%	-10%	-12%
Cuarto trimestre				
Volumen vendido 4T25 (miles de ton)	22	11	97	129
Volumen vendido 4T24 (miles de toneladas)	24	12	85	121
Variación 4T25 vs. 4T24	-9%	-7%	+14%	+7%
Precio promedio 4T25 (US\$/ton)	1.406	1.433	708	886
Precio promedio 4T24 (US\$/ton)	1.584	1.851	743	1.017
Variación 4T25 vs. 4T24	-11%	-23%	-5%	-13%

Nota: 1 Incluye Propileno.

2.4 Análisis del segmento de holding, transporte y otros

Segmento de holding, transporte y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	24	65	-63%	6	36	-83%
Costo de ventas	-	(17)	-100%	-	(12)	-100%
Resultado bruto	24	48	-50%	6	24	-75%
Gastos de comercialización	(2)	-	NA	(1)	-	NA
Gastos de administración	(61)	(98)	-38%	(26)	(60)	-57%
Otros ingresos operativos	9	12	-25%	1	8	-88%
Otros egresos operativos	(29)	(39)	-26%	-	(5)	-100%
Resultado por venta de inversiones en sociedades	-	34	-100%	-	27	-100%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	127	167	-24%	33	38	-13%
Resultado operativo	68	124	-45%	13	32	-59%
Ingresos financieros	-	1	-100%	-	1	-100%
Gastos financieros	(49)	(33)	+48%	(11)	(9)	+22%
Otros resultados financieros	94	32	+194%	17	7	+143%
Resultados financieros, netos	45	-	NA	6	(1)	NA
Resultado antes de impuestos	113	124	-9%	19	31	-39%
Impuesto a las ganancias	18	(33)	NA	10	(21)	NA
Resultado del período	131	91	+44%	29	10	+190%
EBITDA ajustado	166	179	-7%	42	67	-38%
Altas de PPE	9	7	+23%	1	3	-57%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA

En holding, transporte y otros, excluyendo los VPPs de nuestras afiliadas, el **margen operativo** registró una pérdida de US\$20 millones en el 4T25, comparado con la pérdida de US\$6 millones en 4T24. La variación se explica principalmente por la desconsolidación de OCP Ecuador, que había aportado ingresos por la actividad de transporte de petróleo crudo desde el 30 de agosto de 2024 hasta el final de la concesión el 29 de noviembre de 2024, y menores ingresos por *fees*. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un menor devengamiento de la compensación ejecutiva asociada al desempeño de la acción.

Los **resultados financieros** del 4T25 mostraron una ganancia neta de US\$6 millones (+US\$7 millones vs. 4T24, -68% vs. 3T25), debido a una mejor valuación de la VPP de Oldelval y mayores ganancias por diferencia de cambio, producto de una mayor devaluación del AR\$ sobre la posición neta pasiva en esa moneda, parcialmente compensados por mayores intereses vinculados a contingencias fiscales.

Reconciliación del EBITDA ajustado de holding, transporte y otros, en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	68	124	13	32
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	-	-	-	-
EBITDA contable	68	124	13	32
Eliminación de resultados por VPP	(127)	(167)	(33)	(38)
Eliminación de intereses comerciales ganados	-	(0)	-	(0)
Eliminación de provisión por laudo en Río Neuquén	-	16	-	-
Ajuste de compensación ejecutiva diferida de pago	-	43	-	43
Eliminación venta de inversiones en sociedades	-	(34)	-	(27)
Eliminación costos de arbitraje en OCP	0	-	(8)	-
Eliminación de ganancia por fin de la concesión en OCP	-	(4)	-	(4)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	165	163	50	49
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	60	38	19	11
EBITDA ajustado de holding y otros	166	179	42	67

El **EBITDA ajustado** del segmento excluye ítems no operativos, extraordinarios y *non-cash*, e incluye el EBITDA proporcional de nuestras participaciones accionarias en TGS y Transener. La ganancia de US\$42 millones en 4T25 (-38% vs. 4T24, +15% vs. 3T25) responde principalmente a los resultados de OCP Ecuador consolidados en el 4T24, parcialmente compensado por el mejor desempeño de Transener.

En **TGS**, el EBITDA ajustado atribuible a nuestra tenencia fue de US\$50 millones en el 4T25, similar a los US\$49 millones en el 4T24, explicado por la mayor contribución del segmento *midstream*, impulsada por servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta, y mayores volúmenes procesados de líquidos, específicamente etano. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la caída en los precios internacionales del GLP y la gasolina, menores premios y mayores cargos operativos en el segmento de líquidos asociados al evento climático ocurrido en marzo de 2025 en Cerri. El EBITDA del segmento regulado se mantuvo estable, tras un [aumento tarifario del 8%](#) en el 4T25, en línea con la evolución de la inflación (8%).

En **Transener**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia alcanzó los US\$19 millones en 4T25 vs. US\$11 millones en 4T24, impulsado por [incrementos tarifarios](#) del 22%, que superaron tanto la inflación como la devaluación (5%).

3. Estado de caja y deuda financiera

Al 31 de diciembre de 2025, en US\$ millones	Caja ¹		Deuda financiera		Deuda neta	
	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia
Generación de energía	1.091	1.083	471	471	(620)	(612)
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	(0)	(0)	-	-	0	0
Petróleo y gas	-	-	1.421	1.421	1.421	1.421
Total bajo NIIF/Grupo Restringido	1.091	1.083	1.892	1.892	801	808
Afiliadas a nuestra participación ²	366	366	394	394	28	28
Total con afiliadas	1.457	1.449	2.286	2.286	829	836

Nota: La deuda financiera incluye intereses devengados. **1** Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado. **2** Bajo NIIF, las afiliadas CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa.

3.1 Operaciones de deuda

Durante el 4T25, Pampa emitió la ON internacional Clase 26 por US\$450 millones, con vencimiento en una única cuota en noviembre de 2037 y una tasa fija anual del 7,75%, pagadera en forma semestral. La emisión de dicha ON marcó un hito para el mercado argentino, ya que tiene un plazo récord de 12 años, la primera ON colocada por un corporativo argentino en más de 10 años, permitiendo duplicar la vida promedio de la deuda a casi 8 años.

Asimismo, Pampa avanzó con la optimización de su perfil de vencimientos mediante la cancelación de la ON Clase 16 por US\$56 millones y el pago de la segunda cuota de capital de la ON 2026 por US\$59 millones. Además, rescató anticipadamente el saldo remanente de la ON 2026 por US\$61 millones y la ON Clase 20 por US\$36 millones, reduciendo compromisos de corto y mediano plazo.

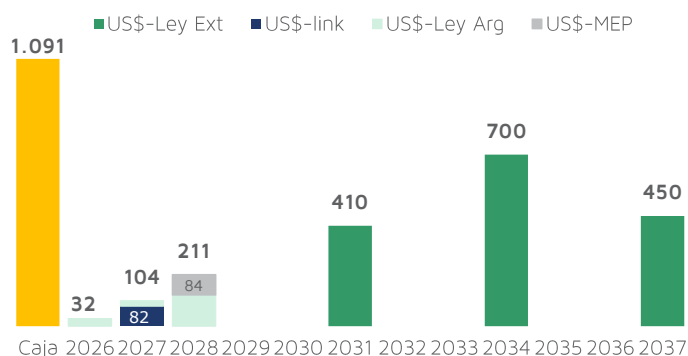
Al 31 de diciembre de 2025, el endeudamiento financiero de Pampa bajo NIIF alcanzó los US\$1.892 millones, una reducción del 9% respecto del cierre de 2024, explicado principalmente por la cancelación anticipada de las ON 2027 y ON 2029 con fondos obtenidos en la emisión de la ON 2034. Sin embargo, la deuda neta aumentó a US\$801 millones, reflejando mayores desembolsos para el desarrollo de Rincón de Aranda, mayores requerimientos de garantías vinculadas a coberturas de precio del crudo y recompra de acciones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la sólida generación de caja libre de los negocios de generación y gas. En comparación con el cierre de septiembre de 2025, la deuda neta se redujo en US\$72 millones, explicado por las cobranzas de las ventas invernales y desembolsos moderados de capex en E&P gas y generación, así como por una menor utilización de activos líquidos como garantías de las coberturas de crudo, compensados por mayores inversiones en Rincón de Aranda.

Al 31 de diciembre de 2025, el 96% de la deuda bruta correspondía a instrumentos emitidos en el mercado de capitales y el 4% restante a financiamiento bancario. El detalle es el siguiente:

Tipo de deuda	Moneda	Legislación	Monto en millones de US\$	% sobre deuda bruta total	Tasa promedio	Vida promedio
Préstamos	US\$	Argentina	77	4%	4,94%	1,1
	US\$ MEP	Argentina	84	4%	5,75%	2,8
ON	US\$	Argentina	105	5%	7,25%	2,6
	US\$-link	Argentina	82	4%	0,00%	2,0
	US\$	Extranjera	1.560	82%	7,86%	8,9
Total			1.907	100%	7,28%	7,7

Nota: Las cifras en US\$ corresponden al capital de la deuda, sin incluir intereses devengados.

La gestión proactiva de pasivos permitió a Pampa fortalecer su perfil de vencimientos, extendiendo la vida promedio de la deuda a 7,7 años. A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras al cierre del 4T25, en US\$ millones:



Nota: Sólo considera Pampa consolidada bajo NIIF, no incluye afiliadas TGS, Transener y CTBSA. La caja incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado

Respecto a las afiliadas, CTEB canceló préstamos bancarios por US\$9 millones, mientras que TGS obtuvo préstamos por US\$101 millones y emitió la ON internacional Clase 4 por US\$500 millones a descuento, con tasa de interés del 7,75%, vencimiento único en noviembre del 2035 y rendimiento del 8%.

A la fecha, Pampa cumple con todos los *covenants* fijados en sus endeudamientos.

3.2 Resumen de instrumentos de deuda

Sociedad En US\$ millones	Instrumento	Vencimiento	Monto en circulación	Cupón
En US\$-Ley Extranjera				
Pampa	ON Clase 21 a descuento y tasa fija	2031	410	7,95%
	ON Clase 23 a descuento y tasa fija	2034	700	7,875%
	ON Clase 26 a descuento y tasa fija	2037	450	7,750%
TGS ¹	ON Clase 3 a descuento y tasa fija	2031	490	8,5%
	ON Clase 4 a descuento y tasa fija	2035	500	7,75%
En US\$-Ley Argentina				
Pampa	ON Clase 25	2028	105	7,25%
En US\$-link				
Pampa	ON Clase 13	2027	82	0%
CTEB ¹	ON Clase 9	2026	26	0%
En US\$-MEP				
Pampa	ON Clase 22	2028	84	5,75%

Nota: 1 Afiliadas que bajo NIIF no consolidan en los EEEF de Pampa.

3.3 Calificación crediticia

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional
Pampa	S&P	B-, bb- (stand-alone)	na
	FitchRatings	B-	AAA (largo plazo) ¹ A1+ (corto plazo) ¹
TGS	S&P	B-, b+ (stand-alone)	na
	FitchRatings	B-	na
Transener	FitchRatings	na	AA (largo plazo) ¹
CTEB	FitchRatings	na	AA+ ¹

Nota: 1 Expedida por FIX SCR.

4. Anexo

4.1 Análisis del ejercicio, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Ejercicio 2025				Ejercicio 2024			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta	Resultado neto ²	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta	Resultado neto ²
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	375	1.422	(55)	100,0%	346	987	(5)
Subtotal petróleo y gas		375	1.422	(55)		346	987	(5)
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	7	(0)	3	61,0%	3	(0)	1
Los Nihuiles	52,0%	1	(0)	(0)	52,0%	(0)	(0)	(0)
VAR	100,0%	17	(0)	6	100,0%	22	(0)	15
CTBSA		105	139	25		107	33	(41)
Ajuste participación no controladora		(53)	(69)	(12)		(53)	(16)	21
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	53	69	12	50,0%	53	16	(21)
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		394	(620)	276		312	(590)	465
Subtotal generación		472	(551)	297		390	(573)	461
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	(5)	-	4	100,0%	21	-	72
Subtotal petroquímica		(5)	-	4		21	-	72
Segmento de holding, transporte y otros								
Transener		228	(84)	134		143	(97)	68
Ajuste participación no controladora		(168)	62	(98)		(105)	72	(50)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	60	(22)	35	26,3%	38	(26)	18
TGS		622	(71)	289		630	(210)	359
Ajuste participación no controladora		(457)	52	(213)		(467)	155	(266)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	165	(19)	76	25,9%	163	(54)	93
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		(59)	0	19		(21)	13	(20)
Subtotal holding, transporte y otros		166	(41)	131		179	(67)	91
Eliminaciones		-	(28)	-		-	63	-
Total consolidado		1.009	801	377		937	410	619
A nuestra tenencia accionaria		1.005	836	377		935	353	619

Nota: 1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 2 Atribuible a los propietarios.

4.2 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	4T25				4T24			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta	Resultado neto ²	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta	Resultado neto ²
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	77	1.422	(17)	100,0%	36	987	(76)
Subtotal petróleo y gas		77	1.422	(17)		36	987	(76)
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	1	(0)	41	61,0%	1	(0)	1
Los Nihuiles	52,0%	3	(0)	(0)	52,0%	1	(0)	1
VAR	100,0%	6	(0)	44	100,0%	7	(0)	6
CTBSA		29	139	14		25	33	15
Ajuste participación no controladora		(15)	(69)	(7)		(13)	(16)	(8)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	15	69	7	50,0%	13	16	8
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		86	(620)	80		64	(590)	118
Subtotal generación		111	(551)	172		86	(573)	133
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	1	-	(23)	100,0%	(7)	-	39
Subtotal petroquímica		1	-	(23)		(7)	-	39
Segmento de holding, transporte y otros								
Transener		74	(84)	41		43	(97)	21
Ajuste participación no controladora		(54)	62	(30)		(32)	72	(16)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	19	(22)	11	26,3%	11	(26)	6
TGS		185	(71)	90		194	(210)	129
Ajuste participación no controladora		(135)	52	(66)		(144)	156	(96)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	50	(19)	24	25,5%	49	(53)	33
Pampa individual, otras compañías, y ajustes ¹		(28)	0	(6)		6	12	(29)
Subtotal holding, transporte y otros		42	(41)	29		67	(67)	10
Eliminaciones		-	(28)	-		-	63	-
Total consolidado		230	801	161		182	410	106
A nuestra tenencia accionaria		228	836	161		181	353	106

Nota: 1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. **2** Atribuible a los propietarios.

4.3 Estado de situación patrimonial consolidado

En US\$ millones	Al 31.12.2025	Al 31.12.2024
ACTIVO		
Propiedades, planta y equipo	3.303	2.607
Activos intangibles	89	95
Derechos de uso	36	11
Activo por impuesto diferido	43	157
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	1.059	993
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	33	27
Créditos por ventas y otros créditos	43	75
Total del activo no corriente	4.606	3.965
Inventarios	231	223
Inversiones a costo amortizado	-	80
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	366	850
Instrumentos financieros derivados	52	1
Créditos por ventas y otros créditos	614	488
Efectivo y equivalentes de efectivo	725	738
Total del activo corriente	1.988	2.380
Total del activo	6.594	6.345
PATRIMONIO		
Capital social	36	36
Ajuste de capital	191	191
Prima de emisión	516	516
Ajuste de capital de acciones propias en cartera	1	1
Costo de acciones propias en cartera	(54)	(7)
Reserva legal	44	44
Reserva facultativa	2.399	1.657
Otras reservas	(12)	(13)
Otro resultado integral	124	119
Resultados no asignados	351	742
Patrimonio atribuible a los propietarios	3.596	3.286
Participación no controladora	9	9
Total del patrimonio	3.605	3.295
PASIVO		
Provisiones	100	137
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	26	75
Cargas fiscales	212	-
Pasivo por impuesto diferido	56	49
Planes de beneficios definidos	26	30
Préstamos	1.844	1.373
Deudas comerciales y otras deudas	86	84
Total del pasivo no corriente	2.350	1.748
Provisiones	13	10
Pasivo por impuesto a las ganancias	83	257
Cargas fiscales	56	30
Planes de beneficios definidos	6	7
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	36	39
Préstamos	48	706
Deudas comerciales y otras deudas	397	253
Total del pasivo corriente	639	1.302
Total del pasivo	2.989	3.050
Total del pasivo y del patrimonio	6.594	6.345

4.4 Estado de resultados consolidado

En US\$ millones	Ejercicio		Cuarto trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Ingresos por ventas	1.998	1.876	507	435
<i>Ventas en el mercado local</i>	<i>1.618</i>	<i>1.575</i>	<i>411</i>	<i>368</i>
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	<i>380</i>	<i>301</i>	<i>96</i>	<i>67</i>
Costo de ventas	(1.369)	(1.279)	(369)	(349)
Resultado bruto	629	597	138	86
Gastos de comercialización	(98)	(74)	(29)	(17)
Gastos de administración	(192)	(239)	(61)	(100)
Gastos de exploración	-	(21)	-	(21)
Otros ingresos operativos	100	175	15	59
Otros egresos operativos	(72)	(88)	(10)	(16)
Deterioro de activos financieros	(21)	(56)	(16)	-
Recupero (Deterioro) de PPE, activos int. e inventarios	15	(34)	23	(15)
Rdo. por part. en negocios conjuntos y asociadas	142	146	41	45
Rdo. por venta de participación en sociedades	-	34	-	27
Resultado operativo	503	440	101	48
Ingresos financieros	45	32	3	28
Gastos financieros	(196)	(185)	(45)	(48)
Otros resultados financieros	230	211	93	97
Resultados financieros, neto	79	58	51	77
Resultado antes de impuestos	582	498	152	125
Impuesto a las ganancias	(204)	121	10	(19)
Resultado del período	378	619	162	106
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>377</i>	<i>619</i>	<i>161</i>	<i>106</i>
<i>Atribuible a la part. no controladora</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>-</i>
Resultado por acción para los accionistas	0,3	0,5	0,1	0,1
Resultado por ADR para los accionistas	6,9	11,4	3,0	1,9
Promedio de acciones en circulación¹	1.360	1.360	1.360	1.360
Acciones en circulación al final del período¹	1.360	1.360	1.360	1.360

Nota: 1 Considera las acciones destinadas al Plan de compensación del personal, que ascendían a 3,9 millones de acciones tanto al 31 de diciembre de 2024 y 2025. Las acciones recompradas sólo son deducidas de la circulación si están en forma de acciones ordinarias.

4.5 Estado de flujo efectivo consolidado

En US\$ millones	Ejercicio		Cuarto trimestre	
	2025	2024	2025	2024
ACTIVIDADES OPERATIVAS				
Ganancia del período	378	619	162	106
Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo de las actividades operativas	418	152	11	12
Cambios en activos y pasivos operativos	(18)	(336)	115	31
<i>(Aumento) Disminución de créditos por ventas y otros créditos</i>	<i>(100)</i>	<i>(411)</i>	<i>119</i>	<i>47</i>
<i>(Aumento) Disminución de inventarios</i>	<i>(13)</i>	<i>(20)</i>	<i>21</i>	<i>13</i>
<i>Aumento (Disminución) de deudas comerciales y otras deudas</i>	<i>69</i>	<i>75</i>	<i>(25)</i>	<i>(5)</i>
<i>Aumento de remuneraciones y cargas sociales</i>	<i>10</i>	<i>25</i>	<i>8</i>	<i>10</i>
<i>Pagos de planes de beneficios definidos</i>	<i>(3)</i>	<i>(3)</i>	<i>(1)</i>	<i>(1)</i>
<i>Aumento (Disminución) de cargas fiscales</i>	<i>22</i>	<i>17</i>	<i>(3)</i>	<i>(17)</i>
<i>Disminución de provisiones</i>	<i>(10)</i>	<i>(19)</i>	<i>(3)</i>	<i>(16)</i>
<i>Pagos de impuesto a las ganancias</i>	<i>(8)</i>	<i>-</i>	<i>(8)</i>	<i>-</i>
<i>Cobros por instrumentos financieros derivados, neto</i>	<i>15</i>	<i>-</i>	<i>7</i>	<i>-</i>
Flujos generados por (aplicados a) las actividades operativas	778	435	288	149
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN				
Pago por adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(993)	(447)	(242)	(97)
Cobro por ventas (Pago por compras) de títulos de deuda y acciones, neto	592	(5)	216	21
Rescate (Suscripción) de fondos comunes de inversión, neto	3	(10)	(8)	(9)
Integración de capital en sociedades	(44)	-	(3)	-
Pago por adquisiciones de sociedades	(1)	(48)	(1)	-
Cobro por ventas de participaciones en sociedades	1	39	-	21
Cobro por recompra de acciones en negocios conjuntos	-	37	-	-
Cobro por ventas de activos intangibles	9	-	-	-
Cobro de dividendos	25	9	-	1
Cobro por ventas de participaciones en áreas	7	9	5	9
Incorporación de efectivo por compra de subsidiaria	-	71	-	-
Cobro de préstamos, neto	-	1	-	1
Flujos generados por (aplicados a) las actividades de inversión	(401)	(344)	(33)	(53)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN				
Toma de préstamos	986	1.174	432	464
Pago de préstamos	(306)	(236)	(178)	(142)
Pago de intereses de préstamos	(161)	(145)	(39)	(27)
Pago por recompra y rescate de ON	(837)	(313)	(111)	16
Pago por adquisiciones de acciones propias	(47)	-	(31)	-
Pago de dividendos	(1)	-	(1)	-
Pago por arrendamientos	(24)	(4)	(13)	(1)
Flujos (aplicados a) generados por las actividades de financiación	(390)	476	59	310
(Disminución) Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(13)	567	314	406
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	738	171	411	332
(Disminución) Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(13)	567	314	406
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	725	738	725	738

4.6 Principales indicadores operativos por central del segmento de generación de energía

Principales indicadores operativos del segmento de generación	Eólicas					Hidroeléctricas			Subtotal eólicas + hidro	Térmicas										Subtotal térmicas	Total
	PEPE2	PEPE3	PEPE4	PEA	PEPE6	HINISA	HIDISA	HPPL		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB	Eco-Energía	CTEB ¹			
Capacidad instalada (MW)	53	53	81	100	140	265	388	285	1.365	780	361	30	620	100	100	1.254	14	848	4.107	5.472	
Capacidad contratada (MW)	53	53	81	100	140	41	-	-	469	224	85	-	-	100	100	497	14	279	1.299	1.768	
Participación de mercado	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,6%	0,9%	0,6%	3,1%	1,8%	0,8%	0,07%	1,4%	0,2%	0,2%	2,8%	0,03%	1,9%	9,3%	12%	
Periodo anual																					
Generación neta 2025 (GWh)	206	241	361	322	583	283	520	558	3.074	4.326	261	53	514	139	134	8.144	54	4.325	17.950	21.024	
Participación de mercado	0,1%	0,2%	0,3%	0,2%	0,4%	0,2%	0,4%	0,4%	2,2%	3,1%	0,2%	0,04%	0,4%	0,1%	0,1%	5,8%	0,04%	3,1%	12,7%	14,8%	
Ventas 2025 (GWh)	215	241	361	322	583	283	520	558	3.083	4.244	448	53	514	139	134	8.566	123	4.321	18.542	21.625	
Generación neta 2024 (GWh)	188	202	341	343	197	857	616	890	3.633	4.754	303	59	262	192	145	7.584	70	4.741	18.111	21.743	
Variación 2025 vs. 2024	+10%	+20%	+6%	-6%	na	-67%	-16%	-37%	-15%	-9%	-14%	-9%	+96%	-27%	-8%	+7%	-23%	-9%	-1%	-3%	
Ventas 2024 (GWh)	201	202	341	343	195	857	616	890	3.643	4.705	625	59	262	192	145	8.043	150	4.733	18.914	22.557	
Precio prom. 2025 (US\$/MWh)	89	63	63	79	63	21	28	20	49	32	88	62	92	na	na	39	39	36	42	43	
Precio prom. 2024 (US\$/MWh)	81	64	64	82	64	13	21	13	35	20	54	30	124	na	na	38	36	30	36	36	
Margen bruto prom. 2025 (US\$/MWh)	48	54	54	56	55	3	17	7	35	18	38	23	46	na	na	20	14	26	24	26	
Margen bruto prom. 2024 (US\$/MWh)	49	57	57	64	59	5	10	5	24	17	21	3	24	na	142	19	10	24	22	23	
Cuarto trimestre																					
Generación neta 4T25 (GWh)	57	64	94	96	159	88	154	92	804	1.078	54	22	75	25	35	1.644	15	1.195	4.143	4.947	
Participación de mercado	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	0,5%	0,3%	0,5%	0,3%	2,4%	3,2%	0,2%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	4,8%	0,05%	3,5%	12,1%	14,5%	
Ventas 4T25 (GWh)	56	63	94	96	159	88	154	92	803	1.006	70	22	75	25	35	1.716	32	1.185	4.165	4.968	
Generación neta 4T24 (GWh)	48	57	88	112	125	288	203	231	1.153	975	84	15	22	67	42	1.260	16	1.162	3.644	4.797	
Variación 4T25 vs. 4T24	+17%	+11%	+8%	-14%	+27%	-69%	-24%	-60%	-30%	+11%	-36%	+46%	na	-62%	-18%	+30%	-6%	+3%	+14%	+3%	
Ventas 4T24 (GWh)	54	57	88	112	125	288	203	231	1.159	973	152	15	22	67	42	1.399	35	1.154	3.859	5.018	
Precio prom. 4T25 (US\$/MWh)	75	63	63	80	63	29	22	25	50	40	112	56	na	na	na	49	36	43	52	51	
Precio prom. 4T24 (US\$/MWh)	83	63	63	82	63	13	20	15	36	21	62	36	na	135	na	48	31	30	41	40	
Margen bruto prom. 4T25 (US\$/MWh)	44	55	55	59	55	15	13	6	37	19	39	13	76	na	136	18	13	26	25	27	
Margen bruto prom. 4T24 (US\$/MWh)	32	37	37	68	58	5	10	7	23	15	23	9	74	115	117	20	8	23	23	23	

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. 1 Co-operada por Pampa (participación accionaria del 50%).

4.7 Producción de petróleo y gas, por bloque

En miles de boe diarios, a nuestra tenencia	Periodo anual			Cuarto trimestre		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Gas natural						
El Mangrullo	38,2	43,9	-13%	29,3	30,9	-5%
Sierra Chata	24,5	18,5	+32%	23,7	17,1	+39%
Río Neuquén	7,7	9,0	-14%	6,6	7,6	-13%
Rincón del Mangrullo ¹	1,0	1,2	-21%	1,0	1,1	-16%
Otros	1,4	0,8	+78%	2,6	0,9	+203%
Subtotal de gas natural	72,8	73,4	-1%	63,2	57,6	+10%
Petróleo						
Rincón de Aranda	9,5	0,9	na	17,1	1,0	na
El Tordillo ²	1,1	1,6	-30%	-	1,5	-100%
Petróleo asociado ³	1,0	1,2	-16%	0,9	1,0	-12%
Los Blancos	0,1	0,2	-70%	-	0,1	-100%
Gobernador Ayala ⁴	-	0,9	-100%	-	0,4	-100%
Subtotal de petróleo	11,7	4,8	+145%	18,0	4,0	+355%
Total	84,4	78,2	+8%	81,2	61,6	+32%

Nota: Producción en Argentina. **1** No incluye formación *shale*. **2** Pampa cedió a Crown Point Energía su participación del 35,67% en octubre de 2025, incluyendo La Tapera - Puesto Quiroga. **3** Proviene de bloques gasíferos. **4** Pampa cedió a Pluspetrol su participación del 22,51% de la concesión en octubre de 2024.

4.8 Reservas probadas (P1), por bloque y tipo de hidrocarburo

En millones de boe	Petróleo	Gas natural	Total	Variación vs. 2024
Sierra Chata	0,2	95,9	96,1	+41%
El Mangrullo	0,0	85,2	85,3	-5%
Rincón de Aranda	52,2	3,9	56,1	+352%
Río Neuquén	3,7	50,9	54,6	-1%
Aguaragüe	0,2	1,7	1,9	-5%
Rincón del Mangrullo	0,0	1,2	1,2	-13%
Los Blancos	0,7	-	0,7	-2%
El Tordillo	-	-	-	-100%
Total al 31 de diciembre de 2025	57,0	238,9	295,8	+28%

5. Glosario de términos

3T25: El tercer trimestre de 2025

4T25/4T24: El cuarto trimestre de 2025/Cuarto trimestre de 2024

ADR/ADS: American Depositary Receipt

AR\$: Pesos argentinos

Boe: Barriles de petróleo equivalente

BTU/MBTU: Unidad térmica británica/millón de unidad térmica británica

ByMA: Bolsas y Mercados Argentinos

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

CC: Ciclo combinado

CPB: Central Piedra Buena

CTBSA: CT Barragán S.A.

CTEB: Central Térmica Ensenada Barragán

CTG: Central Térmica Güemes

CTGEBA: Central Térmica Genelba

CTIW: Central Térmica Ingeniero White

CTLL: Central Térmica Loma De La Lata

CTP: Central Térmica Piquirenda

CTPP: Central Térmica Parque Pilar

DNU: Decreto de Necesidad y Urgencia del Poder Ejecutivo Nacional

E&P: Exploración y Producción

EBITDA: Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones

EcoEnergía: Central de cogeneración EcoEnergía

EEFF: Estados financieros

ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas

ENARSA: Energía Argentina S.A.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad

FRA: Factor de Renta adaptada

GN: Gas natural

GPM, ex GPNK: Gasoducto Francisco Pascasio "Perito" Moreno, ex Presidente Nestor Kirchner

GWh: Gigawatt-hora

HIDISA: Hidroeléctrica Diamante S.A.

HINISA: Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.

HPPL: Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú

kb/kboe: Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo

kbpd/kboepd: Miles de barriles por día/miles de barriles equivalentes de petróleo por día

kCal: Kilocaloría

Ley Bases: Ley N° 27.742 sancionada el 8 de julio de 2024

m³: Metros cúbicos

MAT: Mercado a término

mboe: Millones de barriles de crudo equivalente

mcmpd: Millones de metros cúbicos por día

MEM: Mercado eléctrico mayorista

MW/MWh: Megawatt/Megawatt-hora

N.a.: No aplica

NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera

OCP Ecuador: Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador S.A.

ON: Obligaciones Negociables

ON 2027: Obligaciones Negociables con vencimiento en 2027

ON 2029: Obligaciones Negociables con vencimiento en 2029

ON 2034: Obligaciones Negociables con vencimiento en 2034

ON 2037: Obligaciones Negociables con vencimiento en 2037

Pampa/Sociedad/Compañía: Pampa Energía S.A.

PEA: Parque Eólico Arauco II, etapa 1 y 2

PEPE: Parque Eólico Pampa Energía

Plan Gas: Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU N° 892/20, 730/22 y normas complementarias)

PPA: Power Purchase Agreement o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad

Res.: Resolución/Resoluciones

RIGI: Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones

RMA: Renta Marginal Adaptada

SE: Secretaría de Energía de la Nación

TCN: Tipo de cambio nominal

TG: Turbina a gas

TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.

Ton: Tonelada métrica

TPF: Planta de procesamiento temporal

Transba: Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires Transba S.A.

Transener: Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.

TV: Turbina a vapor

US\$: Dólares estadounidenses

US\$-link: Instrumento cuyo rendimiento está intrínsecamente ligado a la cotización del US\$ BCRA 3500

US\$-MEP: Instrumento cuya integración se realiza con US\$ billete en el mercado local

VPP: Valor Patrimonial Proporcional