

Informe de resultados 2T25

Pampa Energía, empresa privada con activa participación en petróleo, gas y electricidad de Argentina, anuncia los resultados de los períodos de seis meses y trimestre finalizados el 30 de junio de 2025.

Buenos Aires, 6 de agosto de 2025

Información accionaria



Bolsas y
Mercados Argentinos
Símbolo: PAMP



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

Capital emitido al 5 de agosto de 2025:

1.363,5 millones acciones
ordinarias/54,5 millones de ADSs

Capitalización bursátil:

AR\$5.700 mil millones/
US\$4.228 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora:

jueves 7 de agosto
10.00 a.m. de Nueva York
11.00 a.m. de Buenos Aires

Link de acceso:

bit.ly/Pampa2Q2025VC

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 equivalencias en AR\$, se utiliza el TCN transaccional. En cambio, las cifras de Transener y TGS se ajustan por inflación al 30 de junio 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\$486 millones en 2T25², una leve caída del 3% interanual, debido principalmente a menores entregas bajo Plan Gas y a la baja de precios en petroquímica y crudo, parcialmente compensados por la contribución de PEPE 6, mejores precios de energía *spot*, y mayores volúmenes exportados de gas, crudo y de la reforma.

El 2T25 se destacó el **crecimiento en la producción de petróleo en Rincón de Aranda** y el alto despacho de **generación eólica**.

Principales indicadores operativos de Pampa		2T25	2T24	Variación
Hidrocarburos	Producción (kboepd)	84,1	90,8	-7%
	Producción de gas (kboepd)	76,1	85,4	-11%
	Producción de petróleo (kbpd)	8,0	5,4	+47%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	4,0	4,0	-1%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)	61,6	71,8	-14%
Electricidad	Generación (GWh)	4.704	5.067	-7%
	Margen bruto (US\$/MWh)	25,8	24,7	+5%
Petroquímica	Volumen vendido (miles de ton)	125	111	+12%
	Precio promedio (US\$/ton)	978	1.199	-18%

El EBITDA ajustado³ fue de US\$239 millones en 2T25, un 17% menor al 2T24, explicado por menores entregas de gas bajo Plan Gas y por baja demanda, caída de precios petroquímicos y mayores costos operativos, parcialmente compensados por mejores precios de energía *spot*, PEPE 6, y los incrementos en la producción de crudo y exportaciones de gas.

La ganancia para los accionistas de la Compañía fue de US\$40 millones, un 60% inferior al 2T24, explicado principalmente por mayor impuesto *non-cash* a las ganancias diferido y menor margen operativo, compensados por ganancias en instrumentos financieros y la comparación con desvalorizaciones registradas en el 2T24.

La deuda neta ascendió a US\$712 millones, equivalente a 1,1x deuda neta-EBITDA, producto de mayores erogaciones de capital de trabajo e inversiones de desarrollo en Rincón de Aranda.

¹ La información está basada en los EEFF 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 Reapertura de la ON 2034

El 28 de mayo de 2025, Pampa reabrió su bono internacional con vencimiento en diciembre de 2034 y tasa de interés anual del 7,875%. La nueva emisión por US\$340 millones fue colocada con un rendimiento del 8%, y elevó el monto total en circulación a US\$700 millones.

Los fondos se destinaron al rescate anticipado del saldo en circulación de la ON 2029 (Clase 3) por un capital de US\$300 millones, más prima de rescate e intereses devengados. La ON 2029 devengaba una tasa de interés fija anual del 9,125%, con vencimiento el 15 de abril de 2029.

Esta transacción permitió extender vencimientos, reducir costos financieros y consolidar la ON 2034 como el bono de referencia de Pampa. Cabe destacar que, en la historia de las emisiones de deuda de Pampa, esta colocación registró el spread más bajo sobre la tasa del Tesoro de Estados Unidos.

1.2 Petróleo y Gas

Nuevo récord de producción máxima de gas natural

El 24 de julio de 2025, Pampa registró un nuevo hito en la producción de gas natural, alcanzando 17,4 mcmpd. Este destacado crecimiento proviene principalmente de la producción de shale gas en Vaca Muerta iniciado en 2022-2023, con El Mangrullo aportando el 58% y Sierra Chata el 29%, ambos posicionados entre los principales bloques gasíferos de la Cuenca Neuquina.

Financiamiento de VMOS

En julio de 2025, VMOS S.A., un consorcio integrado por YPF, Pampa, Vista, PAE, Pluspetrol, Chevron, Shell y Tecpetrol, obtuvo US\$2.000 millones para financiar la construcción del oleoducto Vaca Muerta Oil Sur. El proyecto demanda una inversión total estimada en US\$3.000 millones e incluye una terminal de carga y descarga con monoboyas, playa de tanques y otras instalaciones asociadas para exportar petróleo y líquidos mediante buques VLCCs (*Very Large Crude Carriers*). Dicho proyecto ya se encuentra incorporado al RIGI (Res. N° 302/25).

Pampa participa con un 10,2% en VMOS y cuenta con un contrato de transporte en firme de 50 kbpd, además de capacidad de almacenamiento y despacho.

Solicitud de adhesión al RIGI para la infraestructura de Rincón de Aranda

El 1 de julio de 2025, Pampa solicitó la adhesión al RIGI para el desarrollo de la Planta Central de Tratamiento (*Central Processing Facility, CPF*) de Rincón de Aranda, entre otras instalaciones de infraestructura, con una inversión estimada de US\$426 millones. En particular, la CPF permitirá procesar y almacenar petróleo por hasta 45 kbpd, y estaría completamente operativa a finales de 2026.

1.3 Cambios al marco regulatorio y prórroga de la emergencia energética

El 7 de julio de 2025 se modificaron las leyes nacionales 15.336 y 24.065, que regulan el sector de energía eléctrica nacional, y se dispuso la unificación del ENARGAS y del ENRE (DNU N° 450 y 452/25). Se estableció un período de transición de 24 meses, durante el cual la SE deberá emitir la normativa para, entre otros, avanzar en la liberalización del mercado de hidrocarburos mediante libre contratación de combustibles por parte de los generadores, garantizar la cobrabilidad de contratos con distribuidores de energía eléctrica, y fijar esquemas de remuneración para la generación térmica que mejoren la eficiencia en la compra de combustibles. También la SE deberá establecer los mecanismos para trasladar a distribuidores y grandes usuarios los PPAs vigentes con CAMMESA.

Las modificaciones a las leyes 15.336 y 24.065 introducen, entre otros puntos, que las concesiones hidroeléctricas deberán ser con un plazo hasta 60 años y relicitar a su finalización, y que se mantendrán los principios de libre contratación en el MEM entre generadores, grandes usuarios y usuarios libres.

El nuevo marco también define dos esquemas para la ampliación del sistema de transporte eléctrico. El primero faculta a la SE a autorizar la ejecución de obras de ampliación dentro de concesiones de transporte existentes, permitiendo el financiamiento del Fondo Nacional de Energía Eléctrica y su eventual traslado a tarifas, previa consulta con CAMMESA. El segundo esquema permite ampliaciones por iniciativa privada y bajo riesgo propio, otorgando prioridad en el uso de capacidad de transporte y la opción de cederla a terceros. La reserva de capacidad no podrá exceder el plazo de repago de la inversión.

Adicionalmente, el 30 de mayo de 2025, el Gobierno Nacional prorrogó la emergencia para los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, y transporte y distribución de gas natural hasta el 9 de julio de 2026 (DNU N° 370/25).

1.4 Generación

Actualizaciones en la remuneración de la energía base o "spot"

Aplicable desde:	Energía base / spot	
	Aumento	Resolución
Enero 2025	4%	SE N° 603/24
Febrero 2025	4%	SE N° 27/25
Marzo 2025	1,5%	SE N° 113/25
Abril 2025*	1,5%	SE N° 143/25
Mayo 2025*	2%	SE N° 177/25
Junio 2025*	1,5%	SE N° 227/25
Julio 2025	1%	SE N° 280/25
Agosto 2025	0,4%	SE N° 331/25

Nota: No considera las hidroeléctricas bajo proceso de licitación (Alicurá, El Chocón-Aroyito, Cerros Colorados y Piedra del Águila).

Extensión de concesiones hidroeléctricas de HIDISA e HINISA

El 5 de junio de 2025, la SE extendió el período de transición de la concesión de HIDISA. Con esta prórroga, las concesiones nacional y provincial vencerán el 19 de octubre de 2025 (Res. SE N° 240/25).

Con respecto a HINISA, el 26 de mayo de 2025, el gobierno de la Provincia de Mendoza declaró la emergencia del sistema y prorrogó el período de transición por 14 meses, sujeto a la autorización del Gobierno Nacional (Ley N° 9.630). La Compañía comunicó que dicha extensión requiere un acuerdo con HINISA. Sin embargo, la concesión nacional de HINISA venció el 1 de junio de 2025 y, ante la falta de definición por parte de las autoridades, HINISA decidió continuar operando, con el objetivo de resguardar los bienes concesionados, el suministro eléctrico y la seguridad de personas e instalaciones. La continuidad operativa no implica que HINISA acepte de forma unilateral la prórroga ni que asuma nuevas obligaciones o responsabilidades, ni que renuncie a sus derechos bajo los Contratos de Concesión.

Licitación BESS (Battery Energy Storage Systems)

En febrero de 2025, la SE lanzó una convocatoria nacional e internacional para desarrollar proyectos de almacenamiento de energía por hasta 500 MW en el área metropolitana de Buenos Aires, orientados a mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico (Res. N° 67/25). Los PPAs, de hasta 15 años, prevén una remuneración por disponibilidad de potencia de hasta US\$15.000/MW-mes y US\$10/MWh de energía, con CAMMESA como garante de última instancia. Se presentaron 27 proyectos por 1.347 MW, entre los cuales Pampa participó con 50 MW en CTPP. La adjudicación está prevista para el 29 de agosto de 2025.

1.5 Transener y TGS

Actualizaciones tarifarias

Aplicable desde:	Transener/Transba		TGS	
	Aumento	Resolución	Aumento	Resolución
Enero 2025	4%	ENRE N° 1.065 y 1.066/24	2,5%	ENARGAS N° 915/24
Febrero 2025	4%	ENRE N° 85 y 87/25	1,5%	ENARGAS N° 51/25
Marzo 2025	2%	ENRE N° 158 y 154/25	1,7%	ENARGAS N° 124/25
Abril 2025	4%	ENRE N° 227 y 231/25	0%	NO-2025-32668903-APN-MEC
Mayo 2025	8,6%/2,1%	ENRE N° 305 y 312/25	0,1%	ENARGAS N° 256/25
Junio 2025	7,3%/4,1%	ENRE N° 388 y 383/25	3,0%	ENARGAS N° 350/25
Julio 2025	4,6%/1,5%	ENRE N° 451 y 454/25	0,8%	ENARGAS N° 421/25
Agosto 2025	6,0%/2,9%	ENRE N° 549 y 555/25	1,8%	ENARGAS N° 539/25

El 4 de junio, la SE aprobó la nueva metodología de ajuste para la tarifa de transporte de gas, que combina 50% IPC y 50% IPIM (Res. SE N° 241/25).

Extensión de la licencia para el transporte de gas natural

El 24 de julio de 2025, el Gobierno Nacional extendió por 20 años la licencia de transporte de gas natural de TGS, a partir de su vencimiento en diciembre de 2027 (DNU N° 495/25).

Normalización del Complejo Cerri de TGS

En la primera semana de mayo de 2025, TGS anunció que el Complejo Cerri volvió a operar con normalidad, tras permanecer inactivo debido a las inundaciones en Bahía Blanca del 7 de marzo de 2025, que interrumpieron la producción de LGN y el transporte de gas natural.

Licitación para la ampliación del GPM

El 22 de mayo de 2025, ENARSA lanzó una licitación para ampliar el GPM, con el objetivo de incrementar en 14 mcmppd la capacidad de transporte de gas natural desde Vaca Muerta, en línea con el proyecto de iniciativa privada presentado por TGS en junio de 2023. Las ofertas se presentaron el 28 de julio de 2025, siendo TGS la única oferente, y la adjudicación está prevista para el 13 de octubre de 2025. Las obras tendrán un plazo de ejecución estimado de 18 meses.

Distribución de dividendo de TGS

El 30 de abril de 2025, la Asamblea de Accionistas de TGS aprobó la distribución de un dividendo en efectivo por un total de US\$202,7 millones, equivalente a AR\$266 por acción o US\$0,95 por ADR.

2. Análisis de los resultados del 2T25

Resumen por segmento Montos en US\$ millones	2T25			2T24			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Petróleo y Gas	204	87	20	218	121	27	-6%	-28%	-26%
Generación de electricidad	185	112	(5)	168	106	36	+10%	+5%	NA
Petroquímica	122	3	(13)	134	15	15	-9%	-80%	NA
Holding y Otros	5	38	38	7	46	22	-29%	-17%	+73%
Eliminaciones	(30)	-	-	(27)	-	-	+10%	NA	NA
Total	486	239	40	500	288	100	-3%	-17%	-60%

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

2.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado

Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo consolidado	234	238	113	119
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	181	152	97	84
EBITDA contable	415	390	210	203
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(3)	(9)	(1)	(0)
Ajustes del segmento de generación	15	73	14	71
Ajustes del segmento de petroquímica	(17)	(0)	(0)	(0)
Ajustes del segmento de holding y otros	50	20	17	14
EBITDA ajustado consolidado	459	475	239	288
A nuestra tenencia	458	474	239	288

2.2 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	350	368	-5%	204	218	-6%
<i>Ventas en el mercado local</i>	284	311	-9%	164	192	-14%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	66	57	+16%	40	26	+53%
Costo de ventas	(270)	(234)	+15%	(152)	(135)	+13%
Resultado bruto	80	134	-40%	52	83	-37%
Gastos de comercialización	(34)	(29)	+17%	(17)	(16)	+6%
Gastos de administración	(40)	(36)	+11%	(19)	(18)	+6%
Otros ingresos operativos	16	42	-62%	12	28	-57%
Otros egresos operativos	(8)	(14)	-43%	(5)	(9)	-44%
Deterioro de activos financieros	(2)	(10)	-80%	(2)	(10)	-80%
Deterioro de activos intangibles e inventarios	(1)	-	NA	(1)	-	NA
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	2	-	NA	2	-	NA
Resultado operativo	13	87	-85%	22	58	-62%
Gastos financieros	(55)	(49)	+12%	(30)	(23)	+30%
Otros resultados financieros	-	(14)	-100%	4	(10)	NA
Resultados financieros, netos	(55)	(63)	-13%	(26)	(33)	-21%
Resultado antes de impuestos	(42)	24	NA	(4)	25	NA
Impuesto a las ganancias	13	51	-75%	24	2	NA
Resultado del período	(29)	75	NA	20	27	-26%
EBITDA ajustado	128	188	-32%	87	121	-28%
Altas de PPE y derechos de uso	453	197	+130%	306	109	+181%
Depreciaciones y amortizaciones	118	110	+7%	66	63	+5%
Costo de extracción	(103)	(83)	+25%	(58)	(44)	+31%
Costo de extracción por boe	(7)	(6)	+31%	(8)	(5)	+42%

La disminución del 6% en las **ventas** del 2T25 en el segmento de petróleo y gas responde principalmente a una menor demanda de gas debido a temperaturas más templadas, la finalización de los compromisos invernales bajo Plan Gas y menores precios de exportación a Chile. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el incremento en la producción de crudo en Rincón de Aranda y mayores volúmenes exportados. Desde mayo, además de abastecer la región central, comenzamos a exportar en condición firme a la región del BioBío, en Chile.

En cuanto al **desempeño operativo**, la producción total alcanzó los 84,1 kboepd en el 2T25 (-7% vs. 2T24 pero +16% vs. 1T25), principalmente debido a menores entregas de gas al segmento residencial y para generación térmica. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el aumento de las exportaciones de gas a Chile y el crecimiento sostenido en la producción de petróleo en Rincón de Aranda, tras la completación de dos nuevos pads, en coordinación con la habilitación de infraestructura de evacuación y tratamiento. El aumento vs. 1T25 respondió tanto a la estacionalidad de la demanda de gas como al mayor aporte de Rincón de Aranda.

La **producción de gas** fue de 12,9 mcmpd (-11% vs. 2T24, +10% vs. 1T25). En el **análisis por bloque de gas**, El Mangrullo concentró el 58% de la producción total de gas, con 7,5 mcmpd (-19% vs. 2T24, +16% vs. 1T25), seguido por Sierra Chata, con 3,8 mcmpd (+14% vs. 2T24, +6% vs. 1T25), equivalente al 29% de la producción total. En las áreas no operadas, Río Neuquén produjo 1,3 mcmpd (-19% vs. 2T24, -7% vs. 1T25), y Rincón del Mangrullo continuó su declino natural, con 0,2 mcmpd (-17% vs. 2T24, -4% vs. 1T25). Cabe destacar que en junio, impulsadas por la demanda invernal, El Mangrullo y Sierra Chata entregaron 8,7 y 4,7 mcmpd, respectivamente. Sierra Chata registró su máximo histórico de producción.

Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2025			2024			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
Semestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,9	12.375		0,8	13.098				
En millones de pie cúbicos/día		437			463		+15%	-6%	-4%
En miles de boe/día	5,6	72,8	78,5	4,9	77,1	82,0			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,8	12.434		0,7	13.179				
En millones de pie cúbicos/día		439			465		+14%	-6%	-5%
En miles de boe/día	5,1	73,2	78,3	4,5	77,6	82,0			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	63,7			70,4			-9%	-4%	
En US\$/MBTU		3,5			3,7				
Segundo trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	1,3	12.933		0,9	14.512				
En millones de pie cúbicos/día		457			513		+47%	-11%	-7%
En miles de boe/día	8,0	76,1	84,1	5,4	85,4	90,8			
Ventas									
En miles de m ³ /día	1,0	12.975		0,8	14.550				
En millones de pie cúbicos/día		458			514		+30%	-11%	-9%
En miles de boe/día	6,6	76,4	82,9	5,0	85,6	90,7			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	61,6			71,8			-14%	-1%	
En US\$/MBTU		4,0			4,0				

Nota: Producción neta en Argentina. Volumen de gas estandarizado a 9.300 kilocalorías (kCal).

El **precio de gas** promedió en US\$4,0 por MBTU en el 2T25 (similar vs. 2T24, +31% vs. 1T25 por estacionalidad). Si bien los precios de exportación a Chile disminuyeron por la caída del valor de referencia, esto fue parcialmente compensado por los aumentos tarifarios al segmento minorista y una leve mejora en los precios al segmento industrial.

En cuanto a las **entregas de gas por canal de cliente**, en 2T25 el 52% fue destinado a despacho térmico y el 29% a distribuidoras, ambos segmentos bajo el Plan Gas. El 9% abasteció al mercado industrial/spot, el 8% fue exportado y el 3% remanente fue vendido a nuestras plantas de petroquímica. Comparado con el 2T24, el 58% fue destinado a generación eléctrica, el 26% abasteció al segmento minorista, 9% al mercado industrial/spot, 4% fue exportado, y el 3% remanente se destinó a nuestras plantas de petroquímica.

La **producción de petróleo** alcanzó los 8,0 kbpd en 2T25 (+47% vs. 2T24, 2,5x vs. 1T25), impulsada por la aceleración del *shale oil* en Rincón de Aranda, que promedió 5,3 kbpd en el 2T25 (+4,1 kbpd vs. 2T24, +4,4 kbpd vs. 1T25), gracias a la conexión de 8 nuevos pozos, en coordinación con la puesta en marcha de las instalaciones de tratamiento temporales (TPF), ductos internos y el oleoducto Duplicar, operativo desde abril. Este crecimiento fue parcialmente compensado por la venta de nuestra participación no operadora en Gobernador Ayala (-1,1 kbpd vs. 2T24), y menores volúmenes en los bloques convencionales no operados El Tordillo (-0,8 kbpd vs. 2T24) y Los Blancos (-0,2 kbpd vs. 2T24). Como novedad en el trimestre, se conectaron 2 pozos con objetivo a Vaca Muerta en Río Neuquén, siendo los primeros pozos *shale* del bloque.

El **precio de petróleo** promedió en US\$61,6 por barril, afectado por la baja del Brent, con mayor impacto en las exportaciones. Sin la cobertura iniciada en abril de 2025 para parte de la producción en Rincón de Aranda, el precio de petróleo habría sido de US\$58,5 por barril. Asimismo, en el 2T25 hubo un significativo aumento en las exportaciones de crudo, siendo un 55% de las ventas, frente al 32% del 2T24.

El **costo de extracción**⁴ fue de US\$58 millones en 2T25 (+31% vs. 2T24, +28% vs. 1T25), explicado por mayores costos de tratamiento de gas y el alquiler de la planta de tratamiento temporaria en Rincón de Aranda. El **costo de extracción por boe** aumentó un 42% a US\$7,6/boe producido en 2T25 vs. US\$5,3/boe en 2T24, principalmente debido a Rincón de Aranda. La suba más moderada en el costo de extracción por boe vs. 1T25 responde a la habilitación de instalaciones propias, que reemplazaron el transporte por camiones.

Excluyendo depreciaciones y amortizaciones, los **otros costos operativos** se mantuvieron estables vs. 2T24, con mayores costos por variaciones de *stock*, compensados con menores gastos por transporte de carga. En comparación con el 1T25, aumentaron las regalías y cánones por mayor producción estacional.

Los **otros ingresos y egresos operativos** disminuyeron un 63% vs. 2T24, principalmente por la compensación del Plan Gas, un complemento abonado por el Gobierno al precio pactado en dicho contrato para el segmento minoritario que, dado los sucesivos aumentos tarifarios, cayó un 41% vs. 2T24 a US\$11 millones. Adicionalmente, la mejora en los pagos de CAMMESA y ENARSA redujo sustancialmente los intereses comerciales (-98% vs. 2T24). En comparación con el 1T25, se observa un aumento por estacionalidad en la compensación del Plan Gas.

En 2T25, los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$26 millones, una mejora del 21% vs. 2T24, debido a ganancias por tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensadas por mayores gastos asociados a la precancelación de la ON 2029 y pérdidas por diferencia de cambio, producto de una mayor devaluación del AR\$ sobre la posición neta activa en esa misma moneda.

Reconciliación del EBITDA ajustado de E&P, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	13	87	22	58
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	118	110	66	63
EBITDA contable	131	197	88	121
Eliminación de deterioro de PPE e inventarios	1	-	1	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(2)	(13)	(0)	(7)
Ajuste sobre desvalorización de crédito con CAMMESA	-	4	-	7
Eliminación de resultado por VPP de SESA	(2)	-	(2)	-
EBITDA ajustado de E&P	128	188	87	121

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas fue de US\$87 millones en 2T25 (-28% vs. 2T24, +113% vs. 1T25), principalmente por menores entregas de gas, debido a menor demanda y finalización de compromisos en los picos invernales, sumado a mayores costos de extracción ligados al desarrollo de Rincón de Aranda. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores volúmenes de exportación y la aceleración en la producción de *shale oil* en Rincón de Aranda. La mejora del EBITDA frente al 1T25 se explica por la estacionalidad en las entregas de gas y mayores ventas de crudo. El EBITDA ajustado excluye ingresos y egresos extraordinarios y *non-cash*, intereses comerciales por la mora en la cobranza y resultados por VPP en afiliadas.

Finalmente, las **inversiones de capital** totalizaron US\$306 millones (+181% vs. 2T24, +109% vs. 1T25), de los cuales el 81% se destinó al desarrollo en Rincón de Aranda.

⁴ Sólo considera costos por mantenimiento, tratamiento, transporte interno y personal en boca de pozo. No incluye amortizaciones y depreciaciones.

2.3 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	380	322	+18%	185	168	+10%
Costo de ventas	(205)	(158)	+30%	(102)	(81)	+26%
Resultado bruto	175	164	+7%	83	87	-5%
Gastos de comercialización	(2)	(1)	+100%	(1)	-	NA
Gastos de administración	(21)	(25)	-16%	(10)	(12)	-17%
Otros ingresos operativos	13	32	-59%	7	15	-53%
Otros egresos operativos	(5)	(7)	-29%	(4)	(4)	-
Deterioro de activos financieros	-	(46)	-100%	-	(12)	-100%
Resultado por part. en negocios conjuntos	7	(38)	NA	(6)	(59)	-90%
Resultado operativo	167	79	+111%	69	15	NA
Ingresos financieros	8	2	+300%	2	1	+100%
Gastos financieros	(25)	(28)	-11%	(13)	(11)	+18%
Otros resultados financieros	80	80	-	49	27	+81%
Resultados financieros, netos	63	54	+17%	38	17	+124%
Resultado antes de impuestos	230	133	+73%	107	32	+234%
Impuesto a las ganancias	(111)	100	NA	(113)	3	NA
Resultado del período	119	233	-49%	(6)	35	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>119</i>	<i>233</i>	<i>-49%</i>	<i>(5)</i>	<i>36</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>NA</i>	<i>(1)</i>	<i>(1)</i>	<i>-</i>
EBITDA ajustado	242	192	+26%	112	106	+5%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	240	192	+25%	111	106	+5%
Altas de PPE y derechos de uso	28	43	-35%	20	19	+4%
Depreciaciones y amortizaciones	60	40	+50%	29	20	+45%

Las **ventas** de generación de energía del 2T25 crecieron un 10% interanual, impulsadas principalmente por la incorporación de PEPE 6, cuya habilitación de 140 MW se completó en noviembre de 2024, sumada la contribución de la **energía spot** por sus precios medidos en US\$ y mayores reconocimientos por combustible y tarifas de transporte de gas y electricidad, aunque estos ingresos fueron compensados por los costos asociados.

En cuanto a la **energía spot**, la principal contribución fueron los pagos por capacidad: las unidades a ciclo abierto (TG y TV) recibieron US\$4,8 mil por MW-mes (+22% vs. 2T24, -12% vs. 1T25); las hidros percibieron US\$2,3 mil por MW-mes (+16% vs. 2T24, -6% vs. 1T25); y los CC alcanzaron US\$5,3 mil por MW-mes (+11% vs. 2T24, -10% vs. 1T25). Respecto al 1T25, los pagos por capacidad fueron menores, ya que los aumentos en AR\$ (5%) no compensaron la devaluación del trimestre (12%). Los CC son la única tecnología bajo **energía spot** con ingresos parcialmente en US\$ (Res. SE N° 59/23).

Dichas variaciones en las ventas fueron parcialmente compensadas por menor despacho, debido a mantenimientos programados en la TG01 de CTLL y la continua indisponibilidad de HINISA, donde dos de las tres represas están fuera de servicio desde enero de 2025. En comparación con el 1T25, la leve disminución en las ventas respondió al menor despacho y a precios **spot** más bajos en US\$

El **desempeño operativo** en la generación de nuestra energía operada cayó un 7% interanual, en contraste con la generación nacional, que se mantuvo estable. Esta disminución se explica principalmente por salidas programadas de mantenimiento en CTLL (-477 GWh), y por las tareas de repotenciación del CC en CTEB (-326 GWh). También se registró una menor generación hídrica, principalmente debido a la indisponibilidad en HINISA (-125 GWh). Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayor disponibilidad de gas a través del GPM en CTGEBA (+278 GWh) y CPB (+144 GWh), sumada la incorporación de PEPE 6 (+142 GWh).

La **disponibilidad** de nuestras unidades operadas fue de 91,6% en el 2T25 vs. el 98,1% del 2T24 (-649 puntos básicos), afectada por mantenimiento programado de la TG01 en CTLL en abril y mayo, y salidas forzadas en HINISA desde enero y CPB en junio. Estas variaciones fueron parcialmente compensadas por la habilitación de PEPE 6. La disponibilidad térmica cayó 325 puntos básicos, alcanzando 94,3% en 2T25.

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	332	938	4.107	5.377	+28%	-	-	+2%
Capacidad nueva (%)	100%	-	33%	32%	100%	-	33%	31%	-	-	-	+1%
Participación de mercado (%)	1,0%	2,1%	9,4%	12,5%	0,8%	2,2%	9,4%	12,3%	+0%	-0%	-0%	+0%
Semestre												
Generación neta (GWh)	824	777	9.054	10.655	502	1.100	9.392	10.995	+64%	-29%	-4%	-3%
Volumen vendido (GWh)	826	777	9.469	11.072	504	1.100	9.774	11.378	+64%	-29%	-3%	-3%
Precio promedio (US\$/MWh)	69	21	39	40	72	14	34	34	-3%	+49%	+13%	+17%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	54	10	24	25	68	5	22	22	-21%	+89%	+9%	+13%
Segundo trimestre												
Generación neta (GWh)	406	293	4.006	4.704	259	418	4.391	5.067	+57%	-30%	-9%	-7%
Volumen vendido (GWh)	406	293	4.210	4.909	258	418	4.559	5.234	+57%	-30%	-8%	-6%
Precio promedio (US\$/MWh)	69	24	42	43	72	19	38	38	-5%	+27%	+11%	+14%
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	57	9	24	26	72	9	24	25	-20%	+8%	+2%	+5%

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

Los **costos operativos** netos, excluyendo depreciaciones y amortizaciones, aumentaron 15% interanual a US\$84 millones en el 2T25, principalmente debido a mayores compras de energía y costos de mantenimiento por menor activación a inversiones, parcialmente compensados por menores gastos de personal y seguros. En comparación con el 1T25, los costos operativos se mantuvieron estables, con mayores compras de energía pero compensados por menores costos de mantenimiento y materiales.

Los **otros ingresos y egresos operativos** cayeron 73% vs. 2T24, explicado por menores intereses por mora de CAMMESA, compensados por mayores recuperos de seguros.

Los **resultados financieros** del 2T25 arrojaron una ganancia neta de US\$38 millones, una mejora del 124% vs. 2T24, debido a mayores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensadas por mayores gastos asociados al rescate de la ON 2029.

Reconciliación del EBITDA ajustado de generación, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	167	79	69	15
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	60	40	29	20
EBITDA contable	227	119	98	35
Eliminación de resultado por VPP de CTEB	(7)	38	6	59
Eliminación de intereses comerciales a CAMMESA	(2)	(26)	(1)	(13)
Ajuste sobre desvalorización de crédito con CAMMESA	-	32	-	12
Eliminación de activación de PPE en gastos	-	2	-	1
Eliminación de provisión de hidros	0	3	-	2
EBITDA de CTEB, a nuestra tenencia del 50%	23	25	9	11
EBITDA ajustado de generación	242	192	112	106

El **EBITDA ajustado** del segmento fue de US\$112 millones, +5% vs. 2T24, explicado principalmente por la incorporación de PEPE 6, resiliencia de los precios *spot* medidos en US\$, y mayores recuperos de seguros. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores compras de energía y costos operativos, y menor disponibilidad térmica por mantenimientos programados. El EBITDA ajustado excluye ítems no operativos, extraordinarios y *non-cash*, y considera la tenencia del 50% en CTEB, que devengó US\$9 millones en 2T25 (-21% vs. 2T24), impactada por la repotenciación del CC. En comparación con el 1T25, el 14% de disminución en el EBITDA se explica por los menores precios *spot* en US\$ y menor disponibilidad operativa.

Finalmente, las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB, fueron de US\$20 millones en 2T25 vs. US\$19 millones del 2T24, destinadas principalmente a mantenimiento.

2.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	214	254	-16%	122	134	-9%
<i>Ventas en el mercado local</i>	131	155	-15%	74	79	-7%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	83	99	-16%	48	54	-12%
Costo de ventas	(206)	(226)	-9%	(116)	(118)	-2%
Resultado bruto	8	28	-71%	6	16	-63%
Gastos de comercialización	(6)	(6)	-	(3)	(4)	-25%
Gastos de administración	(3)	(3)	-	(1)	(1)	-
Otros ingresos operativos	19	8	+138%	-	5	-100%
Otros egresos operativos	(5)	(3)	+67%	(1)	(2)	-50%
Resultado operativo	13	24	-46%	1	14	-93%
Ingresos financieros	27	-	NA	-	-	NA
Gastos financieros	-	(2)	-100%	-	(1)	-100%
Otros resultados financieros	3	1	+200%	4	1	+300%
Resultados financieros, netos	30	(1)	NA	4	-	NA
Resultado antes de impuestos	43	23	+87%	5	14	-64%
Impuesto a las ganancias	(14)	3	NA	(18)	1	NA
Resultado del período	29	26	+12%	(13)	15	NA
EBITDA ajustado	(1)	26	NA	3	15	-80%
Altas de PPE	6	3	+100%	3	2	+50%
Depreciaciones y amortizaciones	3	2	+50%	2	1	+100%

Reconciliación del EBITDA ajustado de petroquímica, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	13	24	1	14
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	3	2	2	1
EBITDA contable	16	26	3	15
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(0)	(0)	(0)
Eliminación de ajuste por contingencias	(17)	-	-	-
EBITDA ajustado de petroquímica	(1)	26	3	15

El **EBITDA ajustado** de petroquímica fue de US\$3 millones en 2T25, en comparación con US\$15 millones en el 2T24, debido principalmente a menores precios en todos los productos comercializados, en línea con la baja en los precios internacionales de referencia. En menor medida, también influyeron la menor demanda de caucho y la ganancia extraordinaria de US\$4 millones registrada en el 2T24 por la liquidación de exportaciones a un dólar diferencial. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores volúmenes vendidos de productos de la reforma y estireno. La mejora frente al EBITDA del 1T25 responde a la parada de la Reforma durante dicho trimestre.

El **volumen** total comercializado alcanzó las 125 mil ton (+12% vs. 2T24, +49% vs. 1T25), explicado principalmente por mayores exportaciones de nafta isomerizada y ventas locales de solventes, bases octánicas y estireno. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por menores volúmenes de caucho y, en menor medida, de poliestireno por parada de planta durante abril y mayo de 2025.

Los **resultados financieros** arrojaron una ganancia de US\$4 millones, frente a un resultado neutro en el 2T24, principalmente a diferencias de cambio, producto de ganancias por una mayor devaluación del

AR\$ sobre la posición neta pasiva en esa misma moneda, y a mayores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros.

Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno ¹	Caucho sintético	Reforma y otros	
Semestre				
Volumen vendido 2025 (miles de ton)	42	20	147	209
Volumen vendido 2024 (miles de toneladas)	42	22	157	221
Variación 2025 vs. 2024	-0%	-11%	-6%	-6%
Precio promedio 2025 (US\$/ton)	1.523	1.742	787	1.025
Precio promedio 2024 (US\$/ton)	1.794	1.798	885	1.149
Variación 2025 vs. 2024	-15%	-3%	-11%	-11%
Segundo trimestre				
Volumen vendido 2T25 (miles de ton)	22	9	93	125
Volumen vendido 2T24 (miles de toneladas)	19	12	80	111
Variación 2T25 vs. 2T24	+17%	-26%	+17%	+12%
Precio promedio 2T25 (US\$/ton)	1.510	1.715	781	978
Precio promedio 2T24 (US\$/ton)	1.891	1.933	924	1.199
Variación 2T25 vs. 2T24	-20%	-11%	-15%	-18%

Nota: 1 Incluye Propileno.

2.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2025	2024	Δ%	2025	2024	Δ%
Ingresos por ventas	12	10	+20%	5	7	-29%
Costo de ventas	-	-	NA	-	-	NA
Resultado bruto	12	10	+20%	5	7	-29%
Gastos de comercialización	(1)	-	NA	(1)	-	NA
Gastos de administración	(20)	(19)	+5%	(11)	(11)	-
Otros ingresos operativos	5	1	NA	2	-	NA
Otros egresos operativos	(22)	(28)	-21%	(8)	(6)	+33%
Resultado por venta de inversiones en sociedades	-	7	-100%	-	5	-100%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	67	77	-13%	34	37	-8%
Resultado operativo	41	48	-15%	21	32	-34%
Ingresos financieros	-	-	NA	-	(2)	-100%
Gastos financieros	(19)	(15)	+27%	(15)	(5)	+200%
Otros resultados financieros	39	7	NA	28	4	NA
Resultados financieros, netos	20	(8)	NA	13	(3)	NA
Resultado antes de impuestos	61	40	+53%	34	29	+17%
Impuesto a las ganancias	13	(7)	NA	4	(7)	NA
Resultado del período	74	33	+124%	38	22	+73%
EBITDA ajustado	91	69	+33%	38	46	-17%
Altas de PPE	4	2	+117%	2	1	+134%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA

En holding y otros, excluyendo los VPPs de nuestras afiliadas TGS y Transener, el **margen operativo** del segmento registró una mayor pérdida de US\$13 millones en el 2T25 vs. US\$10 millones en 2T24, principalmente por menores ingresos por *fees*, parcialmente compensados por reducción en los costos laborales.

Los **resultados financieros** del 2T25 reflejaron una ganancia neta de US\$13 millones vs. una pérdida de US\$3 millones en el 2T24, debido a ganancias por diferencia de cambio, producto de una mayor devaluación del AR\$ sobre la posición neta pasiva en esa misma moneda, parcialmente compensadas por mayores intereses fiscales.

Reconciliación del EBITDA ajustado de holding y otros, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2025	2024	2025	2024
Resultado operativo	41	48	21	32
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	-	-	-	-
EBITDA contable	41	48	21	32
Eliminación de resultados por VPP	(67)	(77)	(34)	(37)
Eliminación de intereses comerciales ganados	-	(0)	-	-
Eliminación de provisión por laudo en Río Nuquén	-	16	-	-
Eliminación venta de inversiones en sociedades	-	(7)	-	(5)
Eliminación costos de arbitraje en OCP	8	-	-	-
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	82	73	37	46
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	27	15	14	10
EBITDA ajustado de holding y otros	91	68	38	46

El **EBITDA ajustado** del segmento de holding y otros excluye ítems no operativos, extraordinarios y *non-cash*, e incluye el EBITDA correspondiente a nuestras participaciones accionarias en TGS y Transener. La ganancia de US\$38 millones en 2T25, 17% menor a los US\$46 millones en 2T24, responde principalmente por la menor contribución de TGS.

En **TGS**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia fue de US\$37 millones en 2T25, en comparación con US\$46 millones en 2T24, explicado por un menor volumen de producción de LGN, afectado por las [inundaciones en Cerri](#), cuya operación fue reestablecida en mayo de 2025. Las desvalorizaciones/recuperos de activos asociadas fueron excluidas del cálculo de EBITDA. En menor medida, las [actualizaciones tarifarias del segmento regulado](#) no compensaron la inflación y la devaluación del AR\$. Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por una mayor contribución del segmento *midstream* en Vaca Muerta.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia alcanzó los US\$14 millones en 2T25 vs. US\$10 millones en 2T24, impulsado por [incrementos tarifarios](#) que superaron la evolución de la inflación y la devaluación.

3. Estado de caja y deuda financiera

Al 30 de junio 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	879	871	405	405	(474)	(466)
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	-	-	-	-	-	-
Petróleo y gas	-	-	1.186	1.186	1.186	1.186
Total bajo NIIF/Grupo Restringido	879	871	1.591	1.591	712	720
Afiliadas a nuestra participación ²	201	201	253	253	52	52
Total con afiliadas	1.080	1.072	1.845	1.845	765	773

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.

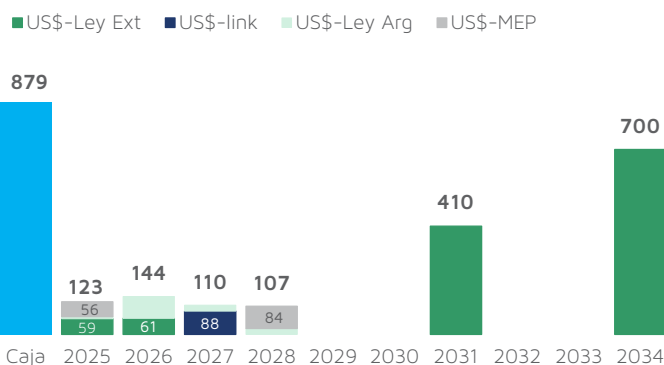
3.1 Operaciones de deuda

Al 30 de junio de 2025, el endeudamiento financiero de Pampa bajo NIIF alcanzó los US\$1.591 millones, una reducción del 23% respecto al cierre del 2024. Esta disminución se explica principalmente por los rescates anticipados de los saldos remanentes de las ON 2027 por US\$353 millones y [ON 2029 por US\\$300 millones, utilizando los fondos obtenidos en la emisión de la ON 2034](#). El detalle del capital de la deuda bruta es el siguiente:

Moneda de pago	Tipo de emisión	Monto en millones de US\$	Legislación	% sobre deuda bruta total	Tasa promedio
	US\$	1.230	Extranjera	77%	8,1%
US\$	US\$	136	Argentina	9%	5,2%
	US\$ MEP	140	Argentina	9%	5,4%
AR\$	US\$-link	88	Argentina	6%	0%

Sin embargo, la deuda neta aumentó a US\$712 millones, impulsada por un mayor capital de trabajo estacional y mayores inversiones destinadas al desarrollo del proyecto Rincón de Aranda.

Gracias a la activa gestión de pasivos, Pampa continuó mejorando su perfil de vencimientos, extendiendo la vida promedio de la deuda financiera a 6,2 años. A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras al cierre del 2T25, 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

Además de la reapertura de la ON 2034 y el rescate anticipado de la ON 2029, durante el 2T25 Pampa rescató la ON Clase 18 por US\$72 millones, canceló préstamos bancarios por US\$40 millones y recompró la ON Clase 13 a descuento por un valor nominal de US\$8 millones.

Posteriormente, el 6 de agosto de 2025, Pampa emitió la ON Clase 25 por US\$105 millones, con vencimiento a tres años y una tasa fija anual del 7,25%, pagaderos semestralmente.

Respecto de las afiliadas, durante el 2T25 CTEB obtuvo préstamos bancarios netos por US\$9 millones y rescató anticipadamente la ON Clase 6 por US\$84 millones. Luego del cierre de trimestre, CTEB canceló financiamiento bancario por US\$15 millones.

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

3.2 Resumen de instrumentos de deuda

Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento	Monto emitido	Monto neto residual	Tasa pactada
En US\$-Ley Extranjera					
Pampa	ON Clase 9 a la par y tasa fija	2026	293	120	9,5%
	ON Clase 21 a descuento y tasa fija	2031	410	410	7,95%
	ON Clase 23 a descuento y tasa fija	2034	700	700	7,875%
TGS ¹	ON a descuento y tasa fija	2031	490	490	8,5%
En US\$-Ley Argentina					
Pampa	ON Clase 20	2026	108	51	6%
En US\$-link					
Pampa	ON Clase 13	2027	98	88	0%
CTEB ¹	ON Clase 9	2026	50	49	0%
En US\$-MEP					
Pampa	ON Clase 16	2025	56	56	4,99%
	ON Clase 22	2028	84	84	5,75%

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

3.3 Calificación crediticia

En julio de 2025, Moody's elevó la calificación de Pampa de "Caa1" a "B2", en línea con el aumento en la calificación del soberano de "Caa3" positivo a "Caa1" estable, y del *country ceiling* en moneda extranjera de "Caa1" a "B2". En dicho informe, Moody's resalta la fuerte posición de Pampa en la industria, su robusta liquidez y sólida estructura de deuda. Asimismo, S&P mejoró la calificación *stand-alone* de Pampa de "b+" a "bb-".

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional
Pampa	S&P	B-, bb- (stand-alone)	na
	Moody's	B2	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	A+ (largo plazo) ¹
CTEB	FitchRatings	na	AA+ ¹

Nota: 1 Expedida por FIX SCR.

4. Anexo

4.1 Análisis del semestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Primer semestre 2025				Primer semestre 2024			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ⁴	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ²	Resultado neto ³
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	128	1.186	(29)	100,0%	188	1.046	75
Subtotal petróleo y gas		128	1.186	(29)		188	1.046	75
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	4	(0)	2	61,0%	2	(0)	0
Los Nihuiles	52,0%	(0)	(0)	(2)	52,0%	(0)	(0)	(1)
VAR	100,0%	8	-	3	100,0%	10	(0)	7
CTBSA		46	173	14		50	216	(82)
Ajuste participación no controladora		(23)	(86)	(7)		(25)	(108)	41
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	23	86	7	50,0%	25	108	(41)
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		207	(474)	109		156	(365)	268
Subtotal generación		242	(388)	119		192	(257)	233
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	(1)	-	29	100,0%	26	-	26
Subtotal petroquímica		(1)	-	29		26	-	26
Segmento de holding y otros								
Transener		102	(127)	61		57	(44)	27
Ajuste participación no controladora		(75)	93	(45)		(42)	33	(20)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	27	(33)	16	26,3%	15	(12)	7
TGS		315	(2)	133		282	(35)	167
Ajuste participación no controladora		(233)	1	(97)		(209)	26	(124)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	82	(1)	36	25,9%	73	(9)	43
Pampa individual, otras compañías y ajustes ¹		(18)	-	22		(20)	9	(17)
Subtotal holding y otros		91	(34)	74		68	(12)	33
Eliminaciones		-	(52)	-		-	(87)	-
Total consolidado		459	712	193		475	691	367
A nuestra tenencia accionaria		458	765	193		474	778	367

Nota: 1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. **2** La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. **3** Atribuible a los propietarios.

4.2 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	2T25				2T24			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ³	Resultado neto ⁴	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ³	Resultado neto ⁴
Segmento de petróleo y gas								
Pampa Energía	100,0%	87	1.186	20	100,0%	121	1.046	27
Subtotal petróleo y gas		87	1.186	20		121	1.046	27
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	1	(0)	51	61,0%	1	(0)	(1)
Los Nihuales	52,0%	0	(0)	(2)	52,0%	(1)	(0)	(3)
VAR	100,0%	4	-	52	100,0%	6	(0)	3
CTBSA		18	173	(11)		22	216	(131)
Ajuste participación no controladora		(9)	(86)	5		(11)	(108)	66
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	9	86	(5)	50,0%	11	108	(66)
Pampa individual, otras compañías y ajustes ²		98	(474)	(101)		89	(365)	102
Subtotal generación		112	(388)	(5)		106	(257)	36
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	3	-	(13)	100,0%	15	-	15
Subtotal petroquímica		3	-	(13)		15	-	15
Segmento de holding y otros								
Transener		54	(127)	32		36	(44)	15
Ajuste participación no controladora		(40)	93	(24)		(27)	33	(11)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	14	(33)	9	26,3%	10	(12)	4
TGS		136	(2)	33		179	(35)	102
Ajuste participación no controladora		(99)	1	(24)		(133)	26	(75)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	37	(1)	9	25,9%	46	(9)	26
Pampa individual, otras compañías, y ajustes ²		(13)	-	20		(10)	9	(8)
Subtotal holding y otros		38	(34)	38		46	(12)	22
Eliminaciones		-	(52)	-		-	(87)	-
Total consolidado		239	712	40		288	691	100
A nuestra tenencia accionaria		239	765	40		288	778	100

Nota: 1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. **2** La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. **3** Atribuible a los propietarios.

4.3 Estado de situación patrimonial consolidado

Montos en millones	Al 30.06.2025		Al 31.12.2024	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	3.519.259	2.921	2.690.533	2.607
Activos intangibles	111.806	92	99.170	95
Derechos de uso	11.481	10	11.330	11
Activo por impuesto diferido	139.295	116	161.694	157
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	1.274.813	1.058	1.024.769	993
Inversiones a costo amortizado	-	-	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	32.842	27	28.127	27
Otros activos	436	-	366	-
Créditos por ventas y otros créditos	166.569	139	76.798	75
Total del activo no corriente	5.256.501	4.363	4.092.787	3.965
Inventarios	294.050	244	230.095	223
Inversiones a costo amortizado	51.012	42	82.628	80
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	814.863	676	877.623	850
Instrumentos financieros derivados	45.748	38	979	1
Créditos por ventas y otros créditos	720.687	598	503.529	488
Efectivo y equivalentes de efectivo	193.570	161	761.231	738
Total del activo corriente	2.119.930	1.759	2.456.085	2.380
Total del activo	7.376.431	6.122	6.548.872	6.345
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los propietarios	4.199.021	3.485	3.391.127	3.286
Participación no controladora	10.344	9	9.167	9
Total del patrimonio	4.209.365	3.494	3.400.294	3.295
PASIVO				
Provisiones	125.411	104	141.436	137
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	411.483	341	77.284	75
Pasivo por impuesto diferido	58.729	49	50.223	49
Planes de beneficios definidos	36.817	31	31.293	30
Préstamos	1.650.036	1.369	1.416.917	1.373
Deudas comerciales y otras deudas	99.868	83	87.992	84
Total del pasivo no corriente	2.382.344	1.977	1.805.145	1.748
Provisiones	10.215	8	10.725	10
Pasivo por impuesto a las ganancias	19.732	16	265.008	257
Cargas fiscales	43.865	36	30.989	30
Planes de beneficios definidos	6.942	6	7.077	7
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	28.461	24	40.035	39
Instrumentos financieros derivados	2	-	2	-
Préstamos	267.715	222	728.096	706
Deudas comerciales y otras deudas	407.790	339	261.501	253
Total del pasivo corriente	784.722	651	1.343.433	1.302
Total del pasivo	3.167.066	2.628	3.148.578	3.050
Total del pasivo y del patrimonio	7.376.431	6.122	6.548.872	6.345

4.4 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Primer semestre				Segundo trimestre			
	2025		2024		2025		2024	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	1.008.884	900	783.788	901	570.169	486	446.412	500
<i>Ventas en el mercado local</i>	839.685	750	649.186	742	466.791	398	374.607	416
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	169.199	150	134.602	159	103.378	88	71.805	84
Costo de ventas	(700.707)	(625)	(487.428)	(565)	(399.697)	(340)	(272.245)	(307)
Resultado bruto	308.177	275	296.360	336	170.472	146	174.167	193
Gastos de comercialización	(47.845)	(43)	(31.582)	(36)	(25.355)	(22)	(18.002)	(20)
Gastos de administración	(93.701)	(84)	(71.674)	(83)	(48.646)	(41)	(37.436)	(42)
Gastos de exploración	(225)	-	(167)	-	(167)	-	(85)	-
Otros ingresos operativos	60.181	53	70.781	83	24.708	21	41.789	48
Otros egresos operativos	(44.759)	(40)	(43.054)	(52)	(21.048)	(18)	(16.669)	(21)
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios	(776)	(1)	(142)	-	31	(1)	(110)	-
Deterioro de activos financieros	(2.508)	(2)	(49.592)	(56)	(2.296)	(2)	(19.762)	(22)
Rdo. por part. en negocios conjuntos y asociadas	91.347	76	31.894	39	43.203	30	(19.522)	(22)
Rdo. por venta de participación en sociedades	-	-	5.765	7	-	-	4.307	5
Resultado operativo	269.891	234	208.589	238	140.902	113	108.677	119
Ingresos financieros	38.744	35	2.009	2	3.250	2	662	-
Gastos financieros	(111.459)	(99)	(81.688)	(94)	(68.615)	(58)	(37.733)	(41)
Otros resultados financieros	138.110	122	62.861	74	100.060	85	19.056	22
Resultados financieros, neto	65.395	58	(16.818)	(18)	34.695	29	(18.015)	(19)
Resultado antes de impuestos	335.286	292	191.771	220	175.597	142	90.662	100
Impuesto a las ganancias	(115.125)	(99)	121.166	147	(118.154)	(103)	(1.521)	(1)
Resultado del período	220.161	193	312.937	367	57.443	39	89.141	99
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	220.570	193	313.160	367	58.684	40	90.061	100
<i>Atribuible a la part. no controladora</i>	(409)	-	(223)	-	(1.241)	(1)	(920)	(1)
Resultado por acción para los accionistas	162,2	0,1	230,3	0,3	43,2	0,0	66,2	0,1
Resultado por ADR para los accionistas	4.054,6	3,5	5.756,6	6,7	1.078,8	0,7	1.655,5	1,8
<i>Promedio de acciones en circulación</i> ¹	1.360		1.360		1.360		1.360	
<i>Acciones en circulación al final del período</i> ¹	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 30 de junio de 2024 y 2025.

4.5 Estado de flujo efectivo consolidado

Montos en millones	Primer semestre 2025		Primer semestre 2024	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$
ACTIVIDADES OPERATIVAS				
Ganancia del período	220.161	193	312.937	367
Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo de las actividades operativas	170.306	163	52.945	47
Cambios en activos y pasivos operativos	(267.928)	(209)	(294.654)	(350)
<i>Aumento de créditos por ventas y otros créditos</i>	(310.052)	(254)	(369.488)	(432)
<i>Aumento de inventarios</i>	(23.792)	(20)	(24.392)	(30)
<i>Aumento de deudas comerciales y otras deudas</i>	66.873	65	71.280	81
<i>(Disminución) Aumento de remuneraciones y cargas sociales</i>	(11.709)	(10)	3.122	3
<i>Pagos de planes de beneficios definidos</i>	(1.314)	(1)	(1.074)	(1)
<i>Aumento de cargas fiscales</i>	13.739	13	26.664	30
<i>Disminución de provisiones</i>	(4.245)	(4)	(916)	(1)
<i>Cobros por instrumentos financieros derivados, neto</i>	2.572	2	150	-
Flujos generados por (aplicados a) las actividades operativas	122.539	147	71.228	64
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN				
Pago por adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(473.948)	(444)	(216.377)	(260)
Pago por adquisiciones de activos intangibles	-	-	(2.457)	(3)
Cobro por ventas de títulos de deuda y acciones, neto	350.106	316	32.883	86
Suscripción de fondos comunes de inversión, neto	(4.906)	(4)	(755)	(1)
Integración de capital en sociedades	(44.726)	(41)	(19.750)	(23)
Pago por derecho de uso	-	-	(11.192)	(13)
Cobro por ventas de participaciones en sociedades	-	-	15.802	18
Cobro por recompra de acciones en negocios conjuntos	-	-	30.138	37
Cobro por ventas de activos intangibles	4.608	3	-	-
Cobro de dividendos	4	-	6.955	8
Cobro por ventas de participaciones en áreas	2.410	2	-	-
Préstamos otorgados, neto	-	-	(115)	-
Flujos generados por (aplicados a) las actividades de inversión	(166.452)	(168)	(164.868)	(151)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN				
Toma de préstamos	434.160	380	265.785	306
Pago de préstamos	(115.152)	(108)	(60.169)	(69)
Pago de intereses de préstamos	(113.675)	(101)	(71.365)	(83)
Pago por recompra y rescate de ON	(804.524)	(725)	(66.329)	(75)
Pago de dividendos	-	-	(37)	-
Pago por arrendamientos	(2.035)	(2)	(1.564)	(2)
Flujos (aplicados a) generados por las actividades de financiación	(601.226)	(556)	66.321	77
(Disminución) Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(645.139)	(577)	(27.319)	(10)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	761.231	738	137.973	171
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	77.478	n.a.	27.860	n.a.
Disminución del efectivo y equivalentes de efectivo	(645.139)	(577)	(27.319)	(10)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	193.570	161	138.514	161

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 A	Eco-Energía	CTEB ¹		
Capacidad instalada (MW)	53	53	81	100	140	265	388	285	1.366	780	361	30	620	100	100	1.253	14	848	4.107	5.472
<i>Capacidad nueva (MW)</i>	53	53	81	100	140	-	-	-	428	184	100	-	-	100	100	565	14	279	1.343	1.770
Participación de mercado	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,6%	0,9%	0,7%	3,1%	1,8%	0,8%	0,1%	1,4%	0,2%	0,2%	2,9%	0,03%	1,9%	9,4%	13%
Semestre																				
Generación neta 2025 (GWh)	97	115	177	155	280	164	272	341	1.601	1.960	189	25	398	88	81	4.476	20	1.818	9.054	10.655
Participación de mercado	0,3%	0,3%	0,5%	0,5%	0,8%	0,5%	0,8%	1,0%	4,8%	5,8%	0,6%	0,1%	1,2%	0,3%	0,2%	13,3%	0,1%	5,4%	26,9%	31,7%
Ventas 2025 (GWh)	100	115	177	155	280	164	272	341	1.604	1.960	306	25	398	88	81	4.733	55	1.824	9.469	11.072
Generación neta 2024 (GWh)	86	92	164	158	2	416	315	369	1.603	2.409	178	37	171	87	67	4.169	35	2.239	9.392	10.995
<i>Variación 2025 vs. 2024</i>	+13%	+25%	+8%	-2%	na	-61%	-14%	-7%	-0%	-19%	+6%	-33%	+132%	+2%	+20%	+7%	-41%	-19%	-4%	-3%
Ventas 2024 (GWh)	88	92	164	158	2	416	315	369	1.604	2.362	350	37	171	87	67	4.384	76	2.239	9.774	11.378
Precio prom. 2025 (US\$/MWh)	92	63	63	79	63	16	28	18	46	27	67	56	58	na	na	36	40	36	39	40
Precio prom. 2024 (US\$/MWh)	78	64	64	81	64	12	19	12	32	21	44	20	83	na	na	35	38	31	34	34
Margen bruto prom. 2025 (US\$/MWh)	49	55	55	52	56	(0)	18	8	32	18	32	26	32	na	128	20	11	26	24	25
Margen bruto prom. 2024 (US\$/MWh)	61	73	73	64	64	4	9	3	25	18	16	(2)	6	na	na	19	16	25	22	22
Segundo trimestre																				
Generación neta 2T25 (GWh)	46	59	91	65	144	42	71	180	699	812	48	11	213	34	40	2.180	7	662	4.006	4.704
Participación de mercado	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,4%	0,1%	0,2%	0,5%	1,8%	2,1%	0,1%	0,0%	0,5%	0,1%	0,1%	5,6%	0,0%	1,7%	10,2%	12,0%
Ventas 2T25 (GWh)	47	59	91	65	144	42	71	180	699	812	103	11	213	34	40	2.312	23	662	4.210	4.909
Generación neta 2T24 (GWh)	47	47	85	76	2	106	107	205	676	1.289	43	9	70	43	30	1.901	18	989	4.391	5.067
<i>Variación 2T25 vs. 2T24</i>	-3%	+25%	+6%	-14%	na	-60%	-34%	-12%	+3%	-37%	+10%	+24%	na	-21%	+32%	+15%	-60%	-33%	-9%	-7%
Ventas 2T24 (GWh)	47	47	85	76	2	106	107	205	676	1.271	121	9	70	43	30	1.990	38	988	4.559	5.234
Precio prom. 2T25 (US\$/MWh)	95	62	62	81	62	23	45	17	50	32	86	55	45	na	na	37	49	44	42	43
Precio prom. 2T24 (US\$/MWh)	79	64	64	82	64	22	30	12	39	21	63	42	108	na	na	39	37	35	38	38
Margen bruto prom. 2T25 (US\$/MWh)	53	57	57	61	56	(4)	25	6	37	18	29	22	21	na	127	21	7	28	24	26
Margen bruto prom. 2T24 (US\$/MWh)	64	73	73	73	64	6	22	3	33	19	20	3	2	na	na	20	13	27	24	25

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	Segundo trimestre		
	2025	2024	Variación
Gas natural			
El Mangrullo	44,1	54,2	-19%
Sierra Chata	22,2	19,6	+14%
Río Neuquén	7,9	9,7	-19%
Rincón del Mangrullo ¹	1,0	1,2	-17%
Otros	0,9	0,7	+30%
Subtotal de gas natural	76,1	85,4	-11%
Petróleo			
Rincón de Aranda	5,3	1,2	na
El Tordillo ²	1,6	1,6	-5%
Petróleo asociado ³	1,1	1,3	-17%
Los Blancos	0,1	0,2	-72%
Gobernador Ayala ⁴	-	1,1	-100%
Subtotal de petróleo	8,0	5,4	+47%
Total	84,1	90,8	-7%

Nota: Producción en Argentina. **1** No incluye formación *shale*. **2** Incluye el bloque 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.

5. Glosario de términos

1T25: El primer trimestre de 2025	NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera
2T25/2T24: El segundo trimestre de 2025/Segundo trimestre de 2024	ON: Obligaciones Negociables
ADR/ADS: American Depositary Receipt	ON 2027: Obligaciones Negociables con vencimiento en 2027
AR\$: Pesos argentinos	ON 2029: Obligaciones Negociables con vencimiento en 2029
Boe: Barriles de petróleo equivalente	ON 2034: Obligaciones Negociables con vencimiento en 2034
ByMA: Bolsas y Mercados Argentinos	Pampa/Sociedad/Compañía: Pampa Energía S.A.
CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.	PAE: Pan American Energy S.L.
CC: Ciclo combinado	PEA: Parque Eólico Arauco II, etapa 1 y 2
CPB: Central Piedra Buena	PEPE: Parque Eólico Pampa Energía
CTBSA: CT Barragán S.A.	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)
CTEB: Central Térmica Ensenada Barragán	PPA: <i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad
CTG: Central Térmica Güemes	PPE: Propiedades, planta y equipo
CTGEB: Central Térmica Genelba	Res.: Resolución/Resoluciones
CTIW: Central Térmica Ingeniero White	RIGI: Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones
CTLL: Central Térmica Loma De La Lata	SE: Secretaría de Energía de la Nación
CTP: Central Térmica Piquirenda	TCN: Tipo de cambio nominal
CTPP: Central Térmica Parque Pilar	TG: Turbina a gas
DNU: Decreto de Necesidad y Urgencia del Poder Ejecutivo Nacional	TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.
E&P: Exploración y Producción	Ton: Tonelada métrica
EBITDA: Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones	Transba: Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires Transba S.A.
EcoEnergía: Central de cogeneración EcoEnergía	Transener: Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
EEFF: Estados financieros	TV: Turbina a vapor
ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas	US\$: Dólares Estadounidenses
ENARSA: Energía Argentina S.A.	US\$-link: Instrumento cuyo rendimiento está intrínsecamente ligado a la cotización del US\$ BCRA 3500
ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad	US\$-MEP: Instrumento cuya integración se realiza con US\$ billete en el mercado local
GNL: Gas natural licuado	VMOS: Vaca Muerta Oil Sur
GPM, ex GPNK: Gasoducto Francisco Pascasio "Perito" Moreno, ex Presidente Nestor Kirchner	VPP: Valor Patrimonial Proporcional
GWh: Gigawatt-hora	
HIDISA: Hidroeléctrica Diamante S.A.	
HINISA: Hidroeléctrica Los Nihuales S.A.	
HPPL: Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú	
IPC: Índice de precios al consumidor	
IPIM: Índice de precios internos al por mayor	
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	
M3: Metros cúbicos	
MBTU: Millón de British Thermal Unit	
Mcmpd: Millones de metros cúbicos por día	
MEM: Mercado eléctrico mayorista	
MW/MWh: Megawatt/Megawatt-hora	
N.a.: No aplica	