

# Informe de resultados 1T26

Pampa Energía, empresa energética privada con activa participación en petróleo, gas y electricidad de Argentina, anuncia los resultados del trimestre finalizado el 31 de marzo de 2026.

Buenos Aires, 6 de mayo de 2026

## Información accionaria



Bolsas y Mercados  
Argentinos  
Símbolo: PAMP



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

### Capital accionario al 5 de mayo de 2026

1.343,6 millones acciones  
ordinarias/53,7 millones de ADSs

### Capitalización bursátil

AR\$6.318 mil millones/  
US\$4.233 millones

## Información sobre la videoconferencia

### Fecha y hora

jueves 7 de mayo  
10 a.m. de Nueva York  
11 a.m. de Buenos Aires

### Enlace de acceso

[bit.ly/Pampa1Q2026VC](http://bit.ly/Pampa1Q2026VC)

## Para más información de Pampa

Correo electrónico  
[investor@pampa.com](mailto:investor@pampa.com)

Página web para inversores  
[ri.pampa.com](http://ri.pampa.com)

Comisión Nacional de Valores  
[www.argentina.gob.ar/cnv](http://www.argentina.gob.ar/cnv)

Securities and  
Exchange Commission  
[sec.gov](http://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 marzo de 2026, y se convierten a US\$ al TCN de cierre del período. Los valores de períodos anteriores se presentan sin modificaciones.

## Principales resultados del trimestre<sup>1</sup>

**Ventas por US\$573 millones en el 1T26<sup>2</sup>, un crecimiento interanual del 38%**, impulsado por la mayor producción de *shale oil* en Rincón de Aranda y por los nuevos lineamientos del MEM en el negocio de generación, que derivaron en mejores precios *spot* y en mayores ventas de gas a nuestras centrales térmicas. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores precios de crudo y ventas bajo el Plan Gas.

En el 1T26 se destacó **la expansión sostenida en Rincón de Aranda**, junto con un **aumento en las ventas de gas**, apalancado por la integración vertical con el negocio de generación.

Principales indicadores operativos de Pampa		1T26	1T25	Variación
<b>Hidrocarburos</b>	Producción (kboepd)	100,6	72,7	<b>+38%</b>
	Producción de gas (kboepd)	81,2	69,5	<b>+17%</b>
	Producción de petróleo (kbpd)	19,5	3,2	<b>+502%</b>
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	2,9	3,0	<b>-4%</b>
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)*	58,2	68,4	<b>-15%</b>
<b>Electricidad</b>	Generación (GWh)	5.738	5.951	<b>-4%</b>
	Margen bruto (US\$/MWh)	29,4	24,5	<b>+20%</b>
<b>Petroquímica</b>	Volumen vendido (miles de ton)	83	84	<b>-0%</b>
	Precio promedio (US\$/ton)	1.055	1.095	<b>-4%</b>

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

**El EBITDA ajustado<sup>3</sup> fue de US\$325 millones, una suba interanual del 48%**, explicado por la mayor contribución del *shale oil*, la mejora en los márgenes *spot* de generación y el crecimiento en las ventas de gas, compensados por menores precios realizados de crudo por cobertura.

**La ganancia para los accionistas de la Compañía fue de US\$214 millones, un 40% superior al 1T25**, debido al mayor margen operativo y aumento en el reconocimiento de un crédito no monetario en el impuesto a las ganancias diferido, derivado de una inflación superior a la devaluación del AR\$. Este efecto fue parcialmente compensado por el recupero de la contingencia aduanera registrado en el 1T25.

**La deuda neta se ubicó en US\$1.203 millones a marzo de 2026** vs. US\$801 millones al cierre de 2025, explicado por mayores inversiones de capital e integración de activos en garantía por cobertura de crudo.

<sup>1</sup> La información está basada en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina.

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

<sup>3</sup> EBITDA ajustado representa los flujos antes de ítems financieros, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos extraordinarios y no monetarios, VPPs, e incluye el EBITDA a nuestra tenencia de afiliadas.

## 1. Hechos relevantes

### 1.1 Proyecto de Urea: solicitud de adhesión al RIGI

El 21 de abril de 2026, Fértil Pampa S.A.U., subsidiaria de titularidad total de Pampa, presentó la solicitud de adhesión al RIGI para la construcción, operación y gerenciamiento de un complejo en Bahía Blanca, destinado a la producción de urea granulada, amoníaco y otros fertilizantes.

El proyecto, que actualmente se encuentra en las etapas finales de evaluación de factibilidad, se enmarca en la estrategia de integración y monetización de los recursos de gas, ampliando su destino hacia productos de mayor valor agregado. La planta de urea contempla el abastecimiento de gas desde nuestros bloques en la Cuenca Neuquina y una capacidad de producción de 2,1 millones ton anuales a partir de 2030. La inversión estimada asciende a aproximadamente US\$2.400 millones.

### 1.2 Petróleo y gas

#### ***Rincón de Aranda: solicitud de adhesión al RIGI***

En el marco del RIGI para proyectos hidrocarburíferos en bloques *greenfield* (DNU N° 105/26), el 9 de marzo de 2026 Pampa presentó la solicitud de adhesión para el desarrollo de Rincón de Aranda como proyecto estratégico de exportación de largo plazo. La iniciativa viabiliza el desarrollo de la zona norte de Rincón de Aranda, permitiendo acelerar la curva de producción, alcanzar el *plateau* en un plazo más corto y sostenerlo durante un período más prolongado. La aplicación contempla el desarrollo de nuevos pozos de *shale oil* y la construcción de la infraestructura asociada, con una inversión estimada en alrededor de US\$4.500 millones.

#### ***SESA: Proyecto San Matías Pipeline***

En complemento al proyecto FLNG impulsado por SESA, que incluye la contratación e instalación de dos buques de licuefacción en el Golfo de San Matías, se constituyó San Matías Pipeline S.A., en la cual Pampa posee una participación accionaria del 20%. Dicha sociedad tendrá a cargo la construcción y operación del gasoducto dedicado que conectará la producción de gas en la Cuenca Neuquina con el Golfo San Matías, en Río Negro, para abastecer a dichas unidades de licuefacción. El gasoducto tendrá un diámetro de 36 pulgadas, una extensión aproximada de 470 km y una capacidad de transporte de hasta 28 mcmpd.

#### ***Cesión de contratos bajo el Plan Gas con ENARSA***

El 5 de marzo de 2026, la SE prorrogó por 180 días corridos el plazo para que los productores adhieran a la cesión de los contratos bajo el Plan Gas con ENARSA a las distribuidoras y a CAMMESA (Res. SE N° 54/26). Las distribuidoras deberán adherir dentro del mismo plazo. El proceso de cesión y la asignación de volúmenes estarán bajo la supervisión del ENARGAS, que definirá el procedimiento con ENARSA.

#### ***Cambios en el régimen de subsidios energéticos***

El 2 de marzo de 2026, el ENARGAS reglamentó el nuevo régimen de Subsidios Energéticos Focalizados, que reemplaza el esquema de segmentación por ingreso, vigente desde 2022, por un sistema binario simplificado, aplicable desde febrero de 2026 (Res. ENARGAS N° 101/26 y DNU N° 943/25).

Bajo el nuevo esquema, los hogares elegibles reciben una bonificación del 50% sobre el costo de la electricidad, aplicable a un consumo mensual de hasta 300 kWh entre diciembre y febrero (verano), y de hasta 150 kWh durante el resto del año. En gas, el beneficio consiste en un descuento del 50% sobre el consumo base durante abril a septiembre, los meses de mayor demanda.

Asimismo, se redefinen los criterios de elegibilidad, donde únicamente califican los hogares con ingresos netos declarados iguales o inferiores a tres canastas básicas del INDEC. El régimen mantiene el mecanismo vigente para los productores de gas natural, quienes continúan percibiendo las compensaciones por subsidios, canalizadas como deducciones en la facturación de las distribuidoras.

## 1.3 Generación

### ***Adjudicación de la capacidad en la ampliación del GPM y tramos finales***

En el marco de la ampliación de la capacidad de transporte del GPM y tramos finales hacia el Gran Buenos Aires por 12 mcmpd, el 15 de abril TGS adjudicó la primera etapa de la licitación, correspondiente al 40% de dicha capacidad incremental. Los cargadores adjudicados contarán con contratos de transporte firme por 35 años, con inicio junto con la puesta en marcha de la expansión previsto en el invierno de 2027, y un prepago de los primeros 15 años de tarifa, a ser abonados en cuatro cuotas, con vencimiento final en abril de 2027.

En este proceso, Pampa fue adjudicataria de 3,2 mcmpd, equivalente al 27% de la ampliación. El prepago asociado asciende a aproximadamente US\$330 millones. La participación de esta expansión responde a un claro racional económico: bajo los nuevos lineamientos del MEM de la Res. SE N° 400/25, la electricidad generada con gas transportado a través de nueva infraestructura, como la ampliación del GPM y tramos finales, captura el margen pleno del despacho cuando se comercializa en el mercado spot (FRA=1). Además de asegurar mayor abastecimiento de gas propio de E&P, este esquema potencia la rentabilidad de nuestros activos de generación, en particular de nuestros CCs.

El 3 de junio TGS recibirá las ofertas de cargadores para la segunda etapa de la licitación, correspondiente a los 7,2 mcmpd restantes, con prioridad de adjudicación para las distribuidoras de gas.

### ***Licitación para almacenamiento en baterías - AlmaSADI***

La SE lanzó la convocatoria abierta nacional e internacional para proyectos de almacenamiento de energía eléctrica mediante *Battery Energy Storage Systems* (BESS) (Res. SE N° 50/26). El proceso prevé la adjudicación de hasta 700 MW de capacidad, distribuidos según regiones y nodos definidos por CMMESA.

Los proyectos adjudicados suscribirán PPAs con CMMESA por un plazo de hasta 15 años, donde la remuneración fija por potencia de almacenamiento disponible será determinada por el precio ofertado del generador, hasta US\$12.500/MW-mes, más una remuneración variable por energía suministrada cuando CMMESA lo requiera de US\$10/MWh hasta 2037 y luego a precio *spot*. Asimismo, los PPAs contemplan un cargo por consumo de US\$20/MWh, calculado como el balance entre energía demandada y entregada, así como un régimen de penalidades por indisponibilidad.

La presentación de ofertas está prevista para el 27 de mayo de 2026, con adjudicación estimada para el 8 de julio. Pampa está evaluando su eventual participación en dicha licitación.

### ***Fin de la concesión de HINISA***

El 15 de abril de 2026, la Provincia de Mendoza, en el marco de la preparación de los pliegos para una nueva licitación y con el objetivo de brindar mayor certidumbre a potenciales oferentes, solicitó a HINISA la cesión de los créditos asociados al seguro por el siniestro ocurrido en enero de 2025 a Hidroelectricidad Mendocina S.A., futura titular de los activos de HINISA. La cesión de la posición contractual en las pólizas, en lo referente al daño, fue aprobada el 22 de abril de 2026.

## 1.4 Transener y TGS

### Últimas actualizaciones tarifarias

Aplicable desde:	Transener/Transba		TGS	
	Aumento	Resolución	Aumento	Resolución
Enero 2026	1,9%	ENRE N° 823 y 824/25	2,4%	ENARGAS N° 1.000/25
Febrero 2026	2,5%	ENRE N° 28 y 29/26	2,9%	ENARGAS N° 32/26
Marzo 2026	2,1%	ENRE N° 110 y 111/26	2,5%	ENARGAS N° 77/26
Abril 2026	1,6%	ENRE N° 180 y 181/26	2,7%	ENARGAS N° 361/26
Mayo 2026	2,3%	ENRE N° 225 y 226/26	4,2%	ENARGAS N° 448/26

### Cambios en el sistema de transporte de gas natural

El 26 de enero de 2026, el Gobierno Nacional prorrogó la emergencia del sector energético nacional para los segmentos de transporte y distribución de gas natural hasta el 31 de diciembre de 2027 (DNU N° 49/26). En este contexto, la SE avanzó con una serie de medidas orientadas a reorganizar el esquema vigente: la rescisión de los contratos de transporte de gas firme celebrados por ENARSA con CAMMESA y TGS, la eliminación del programa Transport.Ar Producción Nacional (Res. SE N° 67/22), y la derogación del régimen excepcional de exportaciones establecido por el DNU N° 689/02.

Asimismo, se definió un nuevo esquema remuneratorio para el transporte, orientado a reflejar los costos reales del sistema e incentivar la inversión privada, manteniendo inalterado el ingreso requerido determinado por la Revisión Quinquenal Tarifaria. Este nuevo marco contempla la reasignación de capacidades, la revisión de plazos contractuales y reglamentos, y la adecuación de los cuadros tarifarios. El 14 de abril de 2026, el ENARGAS dio por finalizado el proceso de reordenamiento, con un impacto inicial prácticamente neutro en los ingresos mensuales de TGS (Res. ENARGAS N° 409/26).

### Ampliaciones del transporte eléctrico por concesión de obra pública

El 7 de abril de 2026, la SE introdujo modificaciones al régimen de las ampliaciones del sistema de transporte eléctrico bajo concesión de obra pública, incorporando además las acreencias asociadas a estos proyectos dentro del sistema de pagos del MEM.

El nuevo marco aplica exclusivamente a aquellas ampliaciones previamente caracterizadas por el PEN como ejecutables bajo la Ley N° 17.520. Las obras serán adjudicadas mediante licitación pública, aunque podrán promoverse por iniciativa privada (Res. N° 83/26).

El esquema de remuneración será definido en los documentos licitatorios y comprenderá una remuneración destinada a repagar la inversión, y una tarifa por operación y mantenimiento fijada por el ENRE, conforme al régimen de transportistas independientes. Dicha remuneración podrá financiarse mediante cargos a los usuarios beneficiarios del MEM, sujetos a revisión del ENRE, audiencia pública y aprobación final de la SE.

## 1.5 Asamblea anual: cambios en el Directorio y reducción del capital social

En la Asamblea de Accionistas de Pampa, celebrada el 7 de abril de 2026, se aprobó las renovaciones de Gustavo Mariani y Ricardo Alejandro Torres como directores titulares, y de María Agustina Montes y Horacio Jorge Tomás Turri como directores suplentes, todos en carácter de no independientes. Asimismo, se aprobó la designación de Nicolás Aguzín como director titular independiente, en reemplazo de Silvana Wasersztrom. Todos los mandatos tendrán vigencia por tres ejercicios, hasta el 31 de diciembre de 2028.

Adicionalmente, se aprobó la cancelación de 19,9 millones de acciones (equivalentes a 0,8 millones de ADRs), efectiva el 22 de abril de 2026. A la fecha, el capital social de Pampa en circulación asciende a 1.343.600.101 acciones ordinarias, equivalente a 53.744.004 ADRs.

## 2. Análisis de los resultados del 1T26

Resumen por segmento En US\$ millones	2026			2025			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Petróleo y Gas	247	104	105	146	41	(49)	+69%	+155%	NA
Generación de electricidad	279	144	88	195	130	124	+43%	+11%	-29%
Petroquímica	88	(0)	(8)	92	(4)	42	-4%	-90%	NA
Holding y Otros	8	77	29	7	53	36	+14%	+45%	-19%
Eliminaciones	(49)	-	-	(26)	-	-	+88%	NA	NA
<b>Total</b>	<b>573</b>	<b>325</b>	<b>214</b>	<b>414</b>	<b>220</b>	<b>153</b>	<b>+38%</b>	<b>+48%</b>	<b>+40%</b>

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

Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones	Primer trimestre	
	2026	2025
Resultado operativo consolidado	178	121
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	122	84
<b>EBITDA contable</b>	<b>300</b>	<b>205</b>
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(9)	(2)
Ajustes del segmento de generación	(8)	1
Ajustes del segmento de petroquímica	3	(17)
Ajustes del segmento de holding, transporte y otros	39	33
<b>EBITDA ajustado consolidado</b>	<b>325</b>	<b>220</b>
<b>A nuestra tenencia</b>	<b>322</b>	<b>219</b>

## 2.1 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	247	146	+69%
<i>Ventas en el mercado local</i>	160	120	+33%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	87	26	+235%
Costo de ventas	(178)	(118)	+51%
<b>Resultado bruto</b>	<b>69</b>	<b>28</b>	<b>+146%</b>
Gastos de comercialización	(22)	(17)	+29%
Gastos de administración	(21)	(21)	-
Otros ingresos operativos	2	4	-50%
Otros egresos operativos	(3)	(3)	-
Deterioro de activos financieros	(1)	-	NA
Deterioro de inventarios	(1)	-	NA
Rdo. por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	3	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>26</b>	<b>(9)</b>	<b>NA</b>
Gastos financieros	(25)	(25)	-
Otros resultados financieros	10	(4)	NA
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(15)</b>	<b>(29)</b>	<b>-48%</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>11</b>	<b>(38)</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	94	(11)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>105</b>	<b>(49)</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>104</b>	<b>41</b>	<b>+155%</b>
Altas de PPE y derechos de uso	196	147	+33%
Depreciaciones y amortizaciones	87	52	+67%
Costo de extracción	56	45	+23%
Costo de extracción por boe	6,1	6,9	-11%

Las **ventas** del segmento de petróleo y gas crecieron 69% interanual en el 1T26, impulsadas por la aceleración de la producción de crudo en Rincón de Aranda, y por mayores ventas de gas a Chile, industrias y a nuestros CCs bajo los nuevos lineamientos de normalización del MEM, vigentes desde noviembre de 2025, que habilitan la gestión propia del combustible en unidades térmicas sin PPA con CAMESA. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ventas bajo el Plan Gas, en particular a CAMESA producto de la cesión de contratos, y por reducciones en los precios realizados de crudo y de exportación de gas.

En cuanto al **desempeño operativo**, alcanzamos una producción total trimestral récord de 100,6 kboepd en el 1T26, +38% vs. 1T25, explicado principalmente por la mayor producción de *shale oil* en Rincón de Aranda y por el aumento en la demanda de gas para abastecimiento propio en CTLL y CTGEBBA, CCs con altos factores de despacho. En comparación con el 4T25, el aumento del 24% en la producción se explica por la gestión propia de gas en generación, iniciada a partir de diciembre de 2025.

La **producción de gas** fue de 13,8 mcmpd (+17% vs. 1T25, +28% vs. 4T25). Las áreas operadas El Mangrullo y Sierra Chata concentraron el 88% del total, con 6,1 mcmpd cada una. En El Mangrullo, la producción cayó 7% vs. 1T25, pero creció 22% vs. 4T25 por demanda, sin conectar pozos desde julio de 2025; mientras que Sierra Chata aumentó 70% vs. 1T25 y +50% vs. 4T25, traccionada por la entrada en producción de 4 pozos durante el 4T25. El gas asociado de Rincón de Aranda aportó 0,1 mcmpd (-27% vs. 4T25).

En las áreas no operadas, Río Neuquén produjo 1,2 mcmpd (-18% vs. 1T25, pero +5% vs. 4T25), mientras que 0,3 mcmpd fueron contribuidos conjuntamente por Rincón del Mangrullo (-16% vs. 1T25, -8% vs. 4T25) y Aguara Güe (-20% vs. 1T25, +2% vs. 4T25), reflejando la continuidad de su declino natural.

Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2026			2025			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
<b>Primer trimestre</b>									
<b>Volumen</b>									
<b>Producción</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	3,1	13.788		0,5	11.810				
En millones de pie cúbicos/día		487			417		+502%	+17%	<b>+38%</b>
En miles de boe/día	19,5	81,2	<b>100,6</b>	3,2	69,5	<b>72,7</b>			
<b>Ventas</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	3,2	13.663		0,6	11.886				
En millones de pie cúbicos/día		482			420		+460%	+15%	<b>+37%</b>
En miles de boe/día	20,3	80,4	<b>100,8</b>	3,6	70,0	<b>73,6</b>			
<b>Precio Promedio</b>									
En US\$/bbl	58,2			68,4			-15%	-4%	
En US\$/MBTU		2,9			3,0				

**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 marzo de 2025 incluye 1,3 kbpd de crudo producidos en El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga, bloques cedidos a Crown Point Energía S.A. en octubre de 2025.

El **precio de gas** promedió en US\$2,9 por MBTU en el 1T26, -4% vs. 1T25, debido a menores precios de exportación, parcialmente compensados por mejores precios en el segmento minorista, tras aumentos tarifarios por encima de la devaluación del AR\$. En comparación con el 4T25, el precio se mantuvo estable por tratarse de un período estacional comparable.

En cuanto a las **entregas de gas por cliente**, en el 1T26 el 24% se destinó al despacho térmico en CAMMESA (vs. 61% en 1T25) y el 23% a distribuidoras minoristas (similar al 1T25). En conjunto, ambos segmentos representaron el 47% de las ventas bajo el Plan Gas, reduciendo sustancialmente su participación como resultado de la cesión de los GSAs a nuestras centrales. Por ende, el consumo intersegmento aumentó significativamente al 32% de las ventas (vs. 2% en el 1T25), principalmente traccionado por la gestión propia del combustible para generación en CTLL y CTGEBA, y marginalmente al abastecimiento de nuestras plantas de petroquímica. El 21% restante se distribuyó entre el mercado industrial/spot (10% vs. 8% en 1T25), y las exportaciones (11% vs. 8% en 1T25).

La **producción de petróleo** alcanzó 19,5 kbpd en 1T26 (6x vs. 1T25, +8% vs. 4T25), impulsada por la aceleración en Rincón de Aranda, que promedió 18,2 kbpd (+17,4 kbpd vs. 1T25, +7% vs. 4T25), con 43 pozos en producción (vs. 6 en 1T25 y 28 en 4T25). Este crecimiento fue parcialmente compensado por las desinversiones en El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga en octubre de 2025 (-1,3 kbpd vs. 1T25).

El **precio de petróleo**, neto de derechos de exportación y descuentos comerciales, promedió en US\$58,2 por barril (-15% vs. 1T25, -4% vs. 4T25), impactado por las coberturas de Brent tomadas sobre la producción de Rincón de Aranda. Sin dicha cobertura, el precio realizado hubiera sido de US\$69,5 por barril, lo que hubiera representado US\$21 millones de ventas adicionales. Las exportaciones representaron el 55% del volumen vendido en el 1T26 (29% en 1T25 y 48% en 4T25).

El **costo de extracción<sup>4</sup>** totalizó US\$56 millones en 1T26, +23% vs. 1T25, explicado por mayores costos de tratamiento, la expansión de instalaciones temporales en Rincón de Aranda, y mayores costos de acondicionamiento de gas. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por menores costos de mantenimiento y personal, tras la salida de bloques convencionales de crudo. En comparación con el 4T25, los costos mostraron una mejora del 7%, principalmente por las desinversiones mencionadas y, en menor medida, la estabilidad en los costos de tratamiento. El **costo de extracción por boe** se redujo a US\$6,1/boe producido (-11% vs. 1T25 y -23% vs. 4T25), como resultado del mayor volumen producido en Rincón de Aranda y la creciente integración vertical con el negocio de generación.

Excluyendo depreciaciones y amortizaciones y costos de extracción, los **otros costos operativos** ascendieron a US\$78 millones (+33% vs. 1T25 y +28% vs. 4T25), principalmente por mayores regalías y costos de transporte asociados al incremento de la producción.

<sup>4</sup> Considera costos por mantenimiento, tratamiento, transporte interno, personal en boca de pozo y el alquiler de 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.

Los **otros ingresos y egresos operativos** disminuyeron US\$2 millones vs. 1T25, debido a menores ingresos por la compensación del Plan Gas neto de regalías, ya que la brecha entre el precio minorista y el acordado en el GSA se comprime por los incrementos tarifarios. En comparación con el 4T25 también se redujeron en US\$2 millones, explicado por menores ingresos de la compensación por Plan Gas, parcialmente compensado por menores provisiones ambientales.

En 1T26, los **resultados financieros** mejoraron a una pérdida neta de US\$15 millones (-48% vs. 1T25, -56% vs. 4T25), explicado principalmente por menores pérdidas por diferencia de cambio ante una menor devaluación del AR\$ sobre la posición neta activa en esa moneda.

Reconciliación del EBITDA ajustado de E&P, en US\$ millones	Primer trimestre	
	2026	2025
Resultado operativo	26	(9)
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	87	52
<b>EBITDA contable</b>	<b>113</b>	<b>43</b>
Eliminación de deterioro de inventarios	1	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(2)	(2)
Eliminación de resultado por VPP de SESA	(3)	-
Reclasificación como costo de extracción el arrendamiento de la TPF	(5)	-
<b>EBITDA ajustado de E&amp;P</b>	<b>104</b>	<b>41</b>

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas alcanzó US\$104 millones en 1T26, +155% vs. 1T25, impulsado principalmente por la aceleración en la producción de *shale oil* en Rincón de Aranda, mayores ventas de gas producto de la gradual integración vertical con el negocio de generación, y al crecimiento de exportaciones y ventas industriales. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores precios realizados de petróleo y mayores regalías y costos de transporte y tratamiento, en particular de crudo, asociados a la mayor producción. El incremento del 36% vs. 4T25 se debe principalmente a mayores exportaciones de gas, autoabastecimiento para generación eléctrica y, en menor medida, a la producción en Rincón de Aranda. El EBITDA ajustado excluye ingresos y egresos extraordinarios y no monetarios, intereses comerciales por mora en la cobranza, resultados por VPP en afiliadas e incluye un ajuste de US\$5 millones en costos de extracción por el arrendamiento de la TPF en Rincón de Aranda, que según NIIF se capitaliza como inversión de capital.

Las **inversiones de capital** totalizaron US\$196 millones (+33% vs. 1T25, pero -39% vs. 4T25), con el 83% 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	Primer trimestre		
	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	279	195	+43%
Costo de ventas	(170)	(103)	+65%
<b>Resultado bruto</b>	<b>109</b>	<b>92</b>	<b>+18%</b>
Gastos de comercialización	(1)	(1)	-
Gastos de administración	(11)	(11)	-
Otros ingresos operativos	4	6	-33%
Otros egresos operativos	(5)	(1)	NA
Resultado por part. en negocios conjuntos	21	13	+62%
<b>Resultado operativo</b>	<b>117</b>	<b>98</b>	<b>+19%</b>
Ingresos financieros	4	6	-33%
Gastos financieros	(9)	(12)	-25%
Otros resultados financieros	20	31	-35%
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>15</b>	<b>25</b>	<b>-40%</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>132</b>	<b>123</b>	<b>+7%</b>
Impuesto a las ganancias	(42)	2	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>90</b>	<b>125</b>	<b>-28%</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>88</i>	<i>124</i>	<i>-29%</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>2</i>	<i>1</i>	<i>+100%</i>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>144</b>	<b>130</b>	<b>+11%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>141</b>	<b>129</b>	<b>+10%</b>
Altas de PPE y derechos de uso	2	9	-78%
Depreciaciones y amortizaciones	35	31	+13%

Las **ventas** de generación de energía crecieron 43% interanual en el 1T26, impulsadas por una mayor remuneración *spot* de las unidades térmicas tras la implementación, en noviembre de 2025, de los nuevos lineamientos para la normalización del MEM. Dicha variación fue parcialmente compensada por un menor reconocimiento de combustibles por la cesión de los contratos de Plan Gas, y la salida de servicio de la TG04 en CTLL bajo PPA desde mediados de enero de 2026. En comparación con el 4T25, las ventas aumentaron 35%, explicadas por mayores precios de energía *spot* y un incremento en la contratación en el MAT de CTLL, HINISA y CTGEB A.

En el mercado *spot*, la remuneración por potencia de los CC cayó a US\$5,4 mil por MW-mes (-8% vs. 1T25, pero +21% vs. 4T25). Asimismo, las unidades de ciclo abierto (TG y TV) promediaron US\$7,6 mil por MW-mes (+8% vs. 1T25 y +30% vs. 4T25), traccionadas por mayores ingresos en CPB, asociados a la operación con combustible alternativo. Las hidros promediaron US\$2,3 mil por MW-mes (-3% vs. 1T25, +10% vs. 4T25).

Sobre el **desempeño operativo**, la generación de energía operada cayó 4% interanual, en línea con el desempeño del sistema nacional. La disminución se explica por menores aportes de las hidros y la continua indisponibilidad en HINISA (-168 GWh), menor despacho en CTG (-88 GWh), mantenimientos programados en CTEB (-82 GWh) y la salida de la TG04 en CTLL mencionada anteriormente (-64 GWh). Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayor demanda térmica en CPB (+187 GWh) y CTIW (+29 GWh). En comparación con el 4T25, el despacho aumentó un 16%, impulsado principalmente por CTGEB A y CPB.

La **disponibilidad** de nuestras unidades operadas fue de 89,9% en el 1T26 vs. 93,4% en el 1T25 (-350 puntos básicos), afectada por la salida forzada de HINISA y de la TG04 en CTLL desde enero de 2026, sumado a mantenimientos programados en CTEB. La disponibilidad térmica cayó 468 puntos básicos, a 91,1% en el 1T26. En el 4T25, la disponibilidad total y térmica habían sido de 91,3% y 93,2%, respectivamente.

Principales indicadores operativos de generación	2026				2025				Variación			
	Eólica	Hidro	Térmica	Total	Eólica	Hidro	Térmica	Total	Eólica	Hidro	Térmica	Total
Capacidad instalada (MW)	427	938	4.107	<b>5.472</b>	427	938	4.107	<b>5.472</b>	-	-	-	-
Capacidad contratada (MW)	427	33	1.315	<b>1.775</b>	427	-	1.343	<b>1.769</b>	+0%	na	-2%	+0%
Participación de mercado (%)	1,0%	2,1%	9,2%	<b>12,3%</b>	1,0%	2,1%	9,3%	<b>12,4%</b>	-0%	-0%	-0%	-0%
<b>Primer trimestre</b>												
Generación neta (GWh)	438	316	4.983	<b>5.738</b>	418	485	5.048	<b>5.951</b>	+5%	-35%	-1%	<b>-4%</b>
Volumen vendido (GWh)	435	316	5.089	<b>5.839</b>	420	485	5.259	<b>6.163</b>	+4%	-35%	-3%	<b>-5%</b>
Precio promedio (US\$/MWh)	67	34	58	<b>57</b>	70	19	36	<b>37</b>	-4%	+80%	+60%	<b>+54%</b>
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	56	21	28	<b>29</b>	51	10	24	<b>25</b>	+10%	+115%	+16%	<b>+20%</b>

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

Los **costos operativos**, excluyendo depreciaciones y amortizaciones, aumentaron 75% interanual a US\$147 millones en el 1T26, principalmente por mayores compras de gas de nuestro E&P para el abastecimiento de nuestras centrales térmicas y, en menor medida, por mayores costos de mantenimiento. Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por menores costos laborables, de transporte, materiales y seguros. En comparación con el 4T25, los costos operativos crecieron 29% por mayores compras de gas bajo el esquema de gestión propia, parcialmente compensados por menores costos de personal, materiales y seguros.

Los **otros ingresos y egresos operativos** netos arrojaron una pérdida de US\$1 millón vs. una ganancia de US\$5 millones en el 1T25, explicado por un menor recupero de seguros, neto de reparaciones.

Los **resultados financieros** del 1T26 reflejaron una ganancia neta de US\$15 millones, -40% vs. 1T25, debido a menores ganancias por tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensadas por ganancias en la diferencia de cambio, debido a la menor devaluación del AR\$ sobre la posición activa en esa moneda.

Reconciliación del EBITDA ajustado de generación, en US\$ millones	Primer trimestre	
	2026	2025
Resultado operativo	117	98
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	35	31
<b>EBITDA contable</b>	<b>152</b>	<b>129</b>
Eliminación de resultado por VPP de CTEB	(21)	(13)
Eliminación de intereses comerciales a CAMMESA	(2)	(1)
Eliminación de provisión de hidros	-	0
EBITDA de CTEB, a nuestra tenencia del 50%	14	14
<b>EBITDA ajustado de generación</b>	<b>144</b>	<b>130</b>

El **EBITDA ajustado** del segmento de generación alcanzó US\$144 millones, +11% vs. 1T25 y +30% vs. 4T25, explicado por el mayor margen *spot* de nuestras unidades térmicas bajo el nuevo esquema regulatorio. El EBITDA ajustado excluye ítems no operativos, extraordinarios y no monetarios, y considera la participación del 50% en CTEB, que devengó US\$14 millones en 1T26 (similar al 1T25, -3% vs. 4T25).

Las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB, fueron de US\$2 millones en 1T26 vs. US\$9 millones del 1T25, destinadas principalmente a mantenimiento.

## 2.3 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	88	92	-4%
<i>Ventas en el mercado local</i>	53	57	-7%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	35	35	-
Costo de ventas	(81)	(90)	-10%
<b>Resultado bruto</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>+250%</b>
Gastos de comercialización	(3)	(3)	-
Gastos de administración	(2)	(2)	-
Otros ingresos operativos	-	19	-100%
Otros egresos operativos	(5)	(4)	+25%
<b>Resultado operativo</b>	<b>(3)</b>	<b>12</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	-	27	-100%
Otros resultados financieros	(9)	(1)	NA
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(9)</b>	<b>26</b>	<b>NA</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(12)</b>	<b>38</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	4	4	-
<b>Resultado del período</b>	<b>(8)</b>	<b>42</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>(0)</b>	<b>(4)</b>	<b>-90%</b>
Altas de PPE	-	3	-100%
Depreciaciones y amortizaciones	-	1	-100%

Reconciliación del EBITDA ajustado de petroquímica, en US\$ millones	Primer trimestre	
	2026	2025
Resultado operativo	(3)	12
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	-	1
<b>EBITDA contable</b>	<b>(3)</b>	<b>13</b>
Eliminación de gastos de proyectos	3	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	-
Eliminación de ajuste por contingencias	-	(17)
<b>EBITDA ajustado de petroquímica</b>	<b>(0)</b>	<b>(4)</b>

El **EBITDA ajustado** de petroquímica se ubicó en equilibrio en el 1T26, en comparación con una pérdida de US\$4 millones del 1T25, explicado principalmente por los márgenes en la Reforma, apoyado por el mayor *spread* sobre el precio local de la nafta virgen, y menores gastos operativos de planta. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la ganancia extraordinaria de US\$2 millones registrada en el 1T25, asociada a la liquidación de exportaciones a un TCN diferencial. En comparación con el 4T25, el EBITDA ajustado registró una leve caída por el incremento en la capacidad ociosa.

El **volumen** total comercializado alcanzó 83 mil ton vs. 84 mil ton en 1T25, explicado por menores ventas de bases octánicas y exportaciones de nafta y, en menor medida, una menor demanda doméstica de caucho. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayor demanda de estireno y poliestireno, sumado a aumentos en las exportaciones de caucho y solventes. La reducción del 35% vs. 4T25 se explica principalmente por la parada programada de la Reforma durante 35 días en el 1T26.

Los **resultados financieros** arrojaron una pérdida de US\$9 millones (-US\$35 millones vs. 1T25 y -US\$8 millones vs. 4T25), debido al recupero de intereses registrado en el 1T25, vinculado a las contingencias aduaneras. Adicionalmente, en el 1T26 se registraron mayores pérdidas por la cobertura sobre el precio de la gasolina, como consecuencia del aumento en los precios de referencia en marzo de 2026 y, en menor medida, pérdidas por diferencia de cambio derivadas de una menor devaluación del AR\$ sobre la posición pasiva neta en esa moneda del negocio.

Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno <sup>1</sup>	Caucho sintético	Reforma y otros	
<b>Primer trimestre</b>				
<b>Volumen vendido 1T26 (miles de ton)</b>	<b>22</b>	<b>11</b>	<b>50</b>	<b>83</b>
Volumen vendido 1T25 (miles de toneladas)	19	11	54	84
Variación 1T26 vs. 1T25	+15%	+5%	-7%	-0%
<b>Precio promedio 1T26 (US\$/ton)</b>	<b>1,442</b>	<b>1,460</b>	<b>788</b>	<b>1,055</b>
Precio promedio 1T25 (US\$/ton)	1,539	1,764	799	1,095
Variación 1T26 vs. 1T25	-6%	-17%	-1%	-4%

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	Primer trimestre		
	2026	2025	Δ%
Ingresos por ventas	8	7	+14%
<b>Resultado bruto</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>+14%</b>
Gastos de administración	(10)	(9)	+11%
Otros ingresos operativos	3	3	-
Otros egresos operativos	(6)	(14)	-57%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	43	33	+30%
<b>Resultado operativo</b>	<b>38</b>	<b>20</b>	<b>+90%</b>
Gastos financieros	(5)	(4)	+25%
Otros resultados financieros	(14)	11	NA
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(19)</b>	<b>7</b>	<b>NA</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>19</b>	<b>27</b>	<b>-30%</b>
Impuesto a las ganancias	10	9	+11%
<b>Resultado del período</b>	<b>29</b>	<b>36</b>	<b>-19%</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>77</b>	<b>53</b>	<b>+45%</b>
Altas de PPE	0	2	-85%

En holding, transporte y otros, excluyendo los VPPs de nuestras afiliadas, el **margen operativo** registró una pérdida de US\$5 millones en el 1T26, -62% vs. 1T25 y -75% vs. 4T25. Las mejoras se explican principalmente por menores provisiones para contingencias y mayores ingresos por fees.

Los **resultados financieros** del 1T26 mostraron una pérdida neta de US\$19 millones (-US\$26 millones vs. 1T25, -US\$25 millones vs. 4T25), debido a pérdidas por diferencia de cambio, producto del impacto de una menor devaluación del AR\$ sobre la posición neta pasiva en esa moneda.

Reconciliación del EBITDA ajustado de holding, transporte y otros, en US\$ millones	Primer trimestre	
	2026	2025
Resultado operativo	38	20
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	-	-
<b>EBITDA contable</b>	<b>38</b>	<b>20</b>
Eliminación de resultados por VPP	(43)	(33)
Eliminación costos de arbitraje en OCP	-	8
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	60	46
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	23	13
<b>EBITDA ajustado de holding y otros</b>	<b>77</b>	<b>53</b>

El **EBITDA ajustado** del segmento, que excluye ítems no operativos, extraordinarios y no monetarios, e incluye la participación proporcional en TGS y Transener, alcanzó una ganancia de US\$77 millones en el 1T26 (+45% vs. 1T25, +85% vs. 4T25), principalmente debido a la mejora en el desempeño de TGS y Transener y, en menor medida, a menores provisiones de contingencias asociadas a la finalización de la concesión de OCP Ecuador.

En **TGS**, el EBITDA ajustado atribuible a nuestra tenencia fue de US\$60 millones en el 1T26, +31% vs. 1T25, explicado por mayores volúmenes procesados de líquidos del gas natural, producto de la recuperación del evento climático extraordinario ocurrido en Cerri en marzo de 2025, sumado a la mayor contribución del segmento *midstream*, tras la puesta en marcha de la planta de acondicionamiento de gas y mayores ventas de capacidad. El segmento regulado también registró un aumento en el EBITDA medido en US\$, gracias al 8% de [aumento tarifario](#) acumulado en el 1T26, en línea con la evolución de la inflación (9%) y beneficiado por la menor devaluación del AR\$.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia alcanzó los US\$23 millones vs. US\$13 millones en 1T25, impulsado por [incrementos tarifarios](#) del 7% acumulado que, si bien se ubicaron por debajo de la inflación (9%), se vieron favorecidos en términos de US\$ por la leve devaluación cambiaria.

### 3. Estado de caja y deuda financiera

Al 31 de marzo de 2026, en US\$ millones	Caja <sup>1</sup>		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	677	666	386	386	(291)	(280)
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	-	-	-	-	-	-
Petróleo y gas	-	-	1.494	1.494	1.494	1.494
<b>Total bajo NIIF/Grupo Restringido</b>	<b>677</b>	<b>666</b>	<b>1.880</b>	<b>1.880</b>	<b>1.203</b>	<b>1.214</b>
Afiliadas a nuestra participación <sup>2</sup>	401	401	382	382	(18)	(18)
<b>Total con afiliadas</b>	<b>1.078</b>	<b>1.067</b>	<b>2.262</b>	<b>2.262</b>	<b>1.185</b>	<b>1.196</b>

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

#### 3.1 Operaciones de deuda

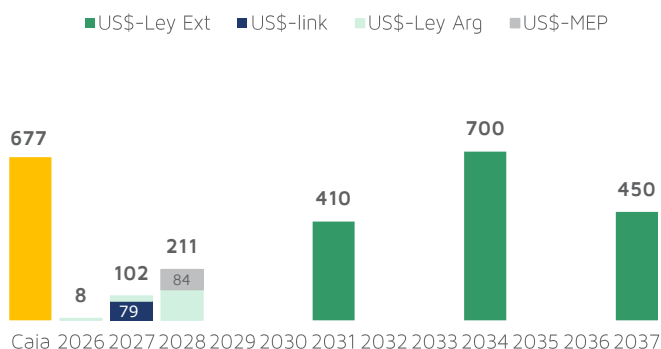
Al 31 de marzo de 2026, el endeudamiento financiero de Pampa bajo NIIF alcanzó los US\$1.880 millones, en línea con el cierre de 2025. La deuda neta, en cambio, aumentó a US\$1.203 millones, reflejando mayores desembolsos destinados al desarrollo de Rincón de Aranda y mayores requerimientos de garantías vinculadas a la cobertura de precio del crudo.

Durante el 1T26, Pampa canceló préstamos bancarios por US\$23 millones. Luego del cierre de trimestre, Pampa emitió la ON Clase 27 US\$-MEP por US\$200 millones, con vencimiento en abril de 2029 y una tasa de interés fija anual del 5,49%, pagadera semestralmente. Además, tomó deuda bancaria por US\$34 millones. Al 31 de marzo de 2026, el 97% de la deuda bruta correspondía a instrumentos emitidos en el mercado de capitales y el 3% 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	53	3%	5,11%	1,3
	US\$ MEP	Argentina	84	4%	5,75%	2,5
ON	US\$	Argentina	105	6%	7,25%	2,4
	US\$-link	Argentina	79	4%	0,00%	1,7
	US\$	Extranjera	1.560	83%	7,86%	8,7
<b>Total</b>			<b>1.881</b>	<b>100%</b>	<b>7,32%</b>	<b>7,6</b>

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

La vida promedio de la deuda fue de 7,6 años. A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras al cierre del 1T26, 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, el 1 de abril, CTEB canceló al vencimiento el remanente en circulación de la ON Clase 9 por US\$26 millones. Adicionalmente, el 7 de abril de 2026, prorrogó por 90 días un préstamo bancario por US\$15 millones, a una tasa de interés anual del 3,5%. Asimismo, TGS canceló deuda bancaria neta por US\$33 millones.

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
<b>En US\$-Ley Extranjera</b>				
Pampa	ON Clase 21	2031	410	7,95%
	ON Clase 23	2034	700	7,875%
	ON Clase 26	2037	450	7,750%
TGS <sup>1</sup>	ON Clase 3	2031	490	8,5%
	ON Clase 4	2035	500	7,75%
<b>En US\$-Ley Argentina</b>				
Pampa	ON Clase 25	2028	105	7,25%
<b>En US\$-link</b>				
Pampa	ON Clase 13	2027	79	0%
<b>En US\$-MEP</b>				
Pampa	ON Clase 22	2028	84	5,75%
	ON Clase 27 <sup>2</sup>	2029	200	5,49%

**Nota:** **1** Afiliadas que bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. **2** Emitida el 1 de abril de 2026.

### 3.3 Calificación crediticia

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

**Nota:** **1** Expedida por FIX SCR.

## 4. Anexo

### 4.1 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	1T26				1T25			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta	Resultado neto <sup>2</sup>	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta	Resultado neto <sup>2</sup>
<b>Segmento de petróleo y gas</b>								
Pampa Energía	100,0%	104	1.494	105	100,0%	41	1.166	(49)
<b>Subtotal petróleo y gas</b>		<b>104</b>	<b>1.494</b>	<b>105</b>		<b>41</b>	<b>1.166</b>	<b>(49)</b>
<b>Segmento de generación de energía</b>								
Diamante	61,0%	2	(0)	2	61,0%	3	(0)	3
Los Nihuiles	52,0%	4	(0)	3	52,0%	(0)	(0)	(0)
VAR	100,0%	7	(0)	8	100,0%	4	(0)	3
CTBSA		28	120	25		28	176	21
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(14)	(60)	(12)		(14)	(88)	(10)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	14	60	12	50,0%	14	88	10
Pampa individual, otras compañías y ajustes <sup>1</sup>		117	(291)	62		109	(590)	108
<b>Subtotal generación</b>		<b>144</b>	<b>(231)</b>	<b>88</b>		<b>130</b>	<b>(502)</b>	<b>124</b>
<b>Segmento de petroquímica</b>								
Pampa Energía	100,0%	(0)	-	(8)	100,0%	(4)	-	42
<b>Subtotal petroquímica</b>		<b>(0)</b>	<b>-</b>	<b>(8)</b>		<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>42</b>
<b>Segmento de holding, transporte y otros</b>								
Transener		86	(125)	46		48	(120)	28
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(63)	92	(34)		(36)	89	(21)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	23	(33)	12	26,3%	13	(32)	8
TGS		222	(170)	116		179	(340)	100
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(162)	124	(86)		(133)	253	(74)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	26,9%	60	(46)	30	25,5%	46	(87)	25
Pampa individual, otras compañías y ajustes <sup>1</sup>		(5)	-	(13)		(5)	(0)	3
<b>Subtotal holding, transporte y otros</b>		<b>77</b>	<b>(79)</b>	<b>29</b>		<b>53</b>	<b>(118)</b>	<b>36</b>
Eliminaciones		-	18	-		-	31	-
<b>Total consolidado</b>		<b>325</b>	<b>1.203</b>	<b>214</b>		<b>220</b>	<b>576</b>	<b>153</b>
<b>A nuestra tenencia accionaria</b>		<b>322</b>	<b>1.196</b>	<b>214</b>		<b>219</b>	<b>554</b>	<b>153</b>

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

## 4.2 Estado de situación patrimonial consolidado

En US\$ millones	Al 31.03.2026	Al 31.12.2025
<b>ACTIVO</b>		
Propiedades, planta y equipo	3.384	3.303
Activos intangibles	88	89
Derechos de uso	30	36
Activo por impuesto diferido	293	43
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	1.261	1.059
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	33	33
Créditos por ventas y otros créditos	66	43
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>5.155</b>	<b>4.606</b>
Inventarios	238	231
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	441	366
Instrumentos financieros derivados	-	52
Créditos por ventas y otros créditos	947	614
Efectivo y equivalentes de efectivo	236	725
<b>Total del activo corriente</b>	<b>1.862</b>	<b>1.988</b>
<b>Total del activo</b>	<b>7.017</b>	<b>6.594</b>
<b>PATRIMONIO</b>		
Capital social	36	36
Ajuste de capital	191	191
Prima de emisión	517	516
Ajuste de capital de acciones propias en cartera	1	1
Costo de acciones propias en cartera	(54)	(54)
Reserva legal	44	44
Reserva facultativa	2.399	2.399
Otras reservas	(13)	(12)
Otro resultado integral	18	124
Resultados no asignados	639	351
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios</b>	<b>3.778</b>	<b>3.596</b>
Participación no controladora	11	9
<b>Total del patrimonio</b>	<b>3.789</b>	<b>3.605</b>
<b>PASIVO</b>		
Provisiones	73	100
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	26	26
Cargas fiscales	220	212
Pasivo por impuesto diferido	46	56
Planes de beneficios definidos	29	26
Préstamos	1.841	1.844
Deudas comerciales y otras deudas	81	86
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>2.316</b>	<b>2.350</b>
Provisiones	14	13
Pasivo por impuesto a las ganancias	197	83
Cargas fiscales	69	56
Planes de beneficios definidos	7	6
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	24	36
Instrumentos financieros derivados	181	-
Préstamos	39	48
Deudas comerciales y otras deudas	381	397
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>912</b>	<b>639</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>3.228</b>	<b>2.989</b>
<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>7.017</b>	<b>6.594</b>

### 4.3 Estado de resultados consolidado

En US\$ millones	Primer trimestre	
	2026	2025
Ingresos por ventas	573	414
<i>Ventas en el mercado local</i>	451	352
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	122	62
Costo de ventas	(380)	(285)
<b>Resultado bruto</b>	<b>193</b>	<b>129</b>
Gastos de comercialización	(26)	(21)
Gastos de administración	(44)	(43)
Otros ingresos operativos	9	32
Otros egresos operativos	(19)	(22)
Deterioro de activos financieros	(1)	-
Deterioro de inventarios	(1)	-
Rdo. por part. en negocios conjuntos y asociadas	67	46
<b>Resultado operativo</b>	<b>178</b>	<b>121</b>
Ingresos financieros	4	33
Gastos financieros	(39)	(41)
Otros resultados financieros	7	37
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>(28)</b>	<b>29</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>150</b>	<b>150</b>
Impuesto a las ganancias	66	4
<b>Resultado del período</b>	<b>216</b>	<b>154</b>
<b><i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i></b>	<b>214</b>	<b>153</b>
<b><i>Atribuible a la part. no controladora</i></b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>Resultado por acción para los accionistas</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>
<b>Resultado por ADR para los accionistas</b>	<b>3,9</b>	<b>2,8</b>
<b>Promedio de acciones en circulación<sup>1</sup></b>	<b>1.360</b>	<b>1.360</b>
<b>Acciones en circulación al final del período<sup>1</sup></b>	<b>1.360</b>	<b>1.360</b>

**Nota: 1** Considera las acciones destinadas al Plan de compensación del personal, que ascendían a 3,9 y 3,6 millones de acciones al 31 de marzo de 2025 y 2026, respectivamente. Las acciones recompradas sólo son deducidas de la circulación si están en forma de acciones ordinarias.

#### 4.4 Estado de flujo efectivo consolidado

En US\$ millones	Primer trimestre	
	2026	2025
<b>ACTIVIDADES OPERATIVAS</b>		
Ganancia del período	216	154
Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo de las actividades operativas	34	3
Cambios en activos y pasivos operativos	(483)	(67)
<i>Aumento de créditos por ventas y otros créditos</i>	(472)	(112)
<i>Aumento de inventarios</i>	(8)	(23)
<i>Aumento de deudas comerciales y otras deudas</i>	24	79
<i>Disminución de remuneraciones y cargas sociales</i>	(14)	(13)
<i>Pagos de planes de beneficios definidos</i>	(1)	(1)
<i>(Disminución) Aumento de cargas fiscales</i>	(7)	5
<i>Disminución de provisiones</i>	(1)	(2)
<i>Pagos por instrumentos financieros derivados, neto</i>	(4)	-
<b>Flujos generados por (aplicados a) las actividades operativas</b>	<b>(233)</b>	<b>90</b>
<b>ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Pago por adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(265)	(162)
Cobro por ventas de títulos de deuda y acciones, neto	87	151
Suscripción de fondos comunes de inversión, neto	(9)	-
Integración de capital en sociedades	(16)	(31)
Pago por derecho de uso	-	(1)
<b>Flujos aplicados a las actividades de inversión</b>	<b>(203)</b>	<b>(43)</b>
<b>ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>		
Toma de préstamos	-	45
Pago de préstamos	(23)	(70)
Pago de intereses de préstamos	(22)	(38)
Pago por recompra y rescate de ON	(2)	(360)
Pago por arrendamientos	(6)	(1)
<b>Flujos aplicados a las actividades de financiación</b>	<b>(53)</b>	<b>(424)</b>
<b>Disminución del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(489)</b>	<b>(377)</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	725	738
Disminución del efectivo y equivalentes de efectivo	(489)	(377)
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período</b>	<b>236</b>	<b>361</b>

## 4.5 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 <sup>1</sup>		
Capacidad instalada (MW)	53	53	81	100	140	265	388	285	<b>1.365</b>	780	361	30	620	100	100	1.254	14	848	<b>4.107</b>	<b>5.472</b>
Capacidad contratada (MW)	53	53	81	100	140	33	-	-	<b>460</b>	187	251	2	-	100	100	397	-	279	<b>1.315</b>	<b>1.775</b>
Participación de mercado	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,6%	0,9%	0,6%	<b>3,1%</b>	1,8%	0,8%	0,07%	1,4%	0,2%	0,2%	2,8%	0,03%	1,9%	<b>9,2%</b>	<b>12,3%</b>
<b>Primer trimestre</b>																				
<b>Generación neta 1T26 (GWh)</b>	<b>49</b>	<b>58</b>	<b>84</b>	<b>107</b>	<b>141</b>	<b>74</b>	<b>140</b>	<b>102</b>	<b>755</b>	<b>1.084</b>	<b>53</b>	<b>22</b>	<b>372</b>	<b>38</b>	<b>70</b>	<b>2.253</b>	<b>17</b>	<b>1.074</b>	<b>4.983</b>	<b>5.738</b>
<b>Participación de mercado</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,3%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,8%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>	<b>5,9%</b>	<b>0,05%</b>	<b>2,8%</b>	<b>13,1%</b>	<b>15,1%</b>
<b>Ventas 1T26 (GWh)</b>	<b>45</b>	<b>58</b>	<b>84</b>	<b>107</b>	<b>141</b>	<b>74</b>	<b>140</b>	<b>102</b>	<b>751</b>	<b>1.151</b>	<b>55</b>	<b>22</b>	<b>372</b>	<b>38</b>	<b>70</b>	<b>2.278</b>	<b>21</b>	<b>1.082</b>	<b>5.089</b>	<b>5.839</b>
Generación neta 1T25 (GWh)	51	56	86	90	135	122	202	161	<b>903</b>	1.148	142	14	185	54	41	2.296	13	1.156	<b>5.048</b>	<b>5.951</b>
Variación 1T26 vs. 1T25	-5%	+4%	-2%	+19%	+4%	-39%	-31%	-36%	<b>-16%</b>	-6%	-62%	+58%	+101%	-30%	+71%	-2%	+31%	-7%	<b>-1%</b>	<b>-4%</b>
Ventas 1T25 (GWh)	53	56	86	90	135	122	202	161	<b>905</b>	1.148	203	14	185	54	41	2.421	32	1.161	<b>5.259</b>	<b>6.163</b>
<b>Precio prom. 1T26 (US\$/MWh)</b>	<b>60</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>80</b>	<b>63</b>	<b>57</b>	<b>29</b>	<b>25</b>	<b>53</b>	<b>49</b>	<b>na</b>	<b>91</b>	<b>90</b>	<b>na</b>	<b>104</b>	<b>52</b>	<b>43</b>	<b>54</b>	<b>58</b>	<b>57</b>
Precio prom. 1T25 (US\$/MWh)	90	63	63	78	63	14	22	19	<b>43</b>	23	57	56	72	na	na	35	33	31	<b>36</b>	<b>37</b>
<b>Margen bruto prom. 1T26 (US\$/MWh)</b>	<b>41</b>	<b>55</b>	<b>55</b>	<b>66</b>	<b>54</b>	<b>41</b>	<b>19</b>	<b>10</b>	<b>41</b>	<b>21</b>	<b>81</b>	<b>26</b>	<b>33</b>	<b>na</b>	<b>77</b>	<b>25</b>	<b>12</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>
Margen bruto prom. 1T25 (US\$/MWh)	46	52	52	45	57	1	15	10	<b>29</b>	18	34	29	44	142	128	19	14	25	<b>24</b>	<b>25</b>

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

## 4.6 Producción de petróleo y gas, por bloque

En miles de boe diarios, a nuestra tenencia	Primer trimestre		
	2026	2025	Variación
<b>Gas natural</b>			
El Mangrullo	35,7	38,1	-7%
Sierra Chata	35,6	20,9	+70%
Río Neuquén	6,9	8,4	-18%
Rincón del Mangrullo <sup>1</sup>	0,9	1,0	-16%
Otros	2,0	1,0	+109%
<b>Subtotal de gas natural</b>	<b>81,2</b>	<b>69,5</b>	<b>+17%</b>
<b>Petróleo</b>			
Rincón de Aranda	18,2	0,9	na
El Tordillo <sup>2</sup>	-	1,3	-100%
Petróleo asociado <sup>3</sup>	1,2	1,0	+24%
Los Blancos	0,0	0,1	-36%
<b>Subtotal de petróleo</b>	<b>19,5</b>	<b>3,2</b>	<b>+502%</b>
<b>Total</b>	<b>100,6</b>	<b>72,7</b>	<b>+38%</b>

**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.

## 5. Glosario de términos

**4T25:** El cuarto trimestre de 2025

**1T26/1T25:** El primer trimestre de 2026/Primer trimestre de 2025

**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

**CTGEB:** 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

**GN:** Gas natural

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

**GSA:** Gas Sale Agreement o contratos de venta de gas

**GWh:** Gigawatt-hora

**HIDISA:** Hidroeléctrica Diamante S.A.

**HINISA:** Hidroeléctrica Los Nihuales 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

**kWh:** Kilowatt-hora

**INDEC:** Instituto Nacional de Estadística y Censos

**m<sup>3</sup>:** 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 S.A.

**ON:** Obligaciones Negociables

**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

**PEN:** Poder Ejecutivo Nacional

**PEPE:** Parque Eólico Pampa Energía

**Plan Gas:** Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (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

**SADI:** Sistema Argentino de Interconexión

**SE:** Secretaría de Energía de la Nación

**SESA:** Southern Energy S.A.

**TCN:** Tipo de cambio nominal

**TG:** Turbina a gas

**TGS:** Transportadora de Gas del Sur S.A.

**Ton:** Tonelada métrica

**TPF:** Temporary Processing Facility o 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 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