

Informe de resultados 3T22



Pampa Energía, empresa privada con activa participación en las cadenas de valor de electricidad y gas de Argentina, anuncia los resultados correspondientes a los períodos de nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2022.

Buenos Aires, 7 de noviembre de 2022

Información accionaria



Bolsas y
Mercados Argentinos
Símbolo: PAMP



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

Capital emitido neto de recompras y reducciones al 4 de noviembre de 2022:

1.383,6 millones acciones ordinarias/55,3 millones de ADSs

Capitalización bursátil:

AR\$437,9 mil millones/
US\$1.434 millones

Información sobre la videoconferencia

Fecha y hora: martes 8-nov
10.00 a.m. de Nueva York
12.00 p.m. de Buenos Aires

Link de acceso:

bit.ly/Pampa3Q2022VC

Para más información de Pampa

- Correo electrónico:
investor@pampaenergia.com
- Página web dedicada a inversores:
ri.pampaenergia.com
- Comisión Nacional de Valores:
www.argentina.gob.ar/cnv
- Securities and Exchange Commission:
sec.gov

Bases de presentación

La información financiera de Pampa adopta el US\$ como moneda funcional y cuando está expresada en AR\$, se toma el TCN transaccional. No obstante, las afiliadas Transener y TGS reportan en moneda local y por ende, sus cifras están ajustadas por inflación al 30 de septiembre de 2022, con excepción de períodos anteriores ya reportados.

Principales resultados del trimestre¹

Aumento interanual del 17% en las ventas, registrando US\$507 millones² en el 3T22, debido a la estacionalidad del gas natural y los mayores precios en petroquímica, Energía Plus y energía base, parcialmente compensados por el fin de los PPA en la TV de CTLL y CTP.

Excelente desempeño operativo en la producción de gas natural y petróleo (+20% y +14% interanual, respectivamente).

| Principales indicadores operativos de Pampa | | 3T22 | 3T21 | Variación |
|---------------------------------------------|----------------------------------|-------|-------|-----------|
| Electricidad | Generación (GWh) | 3.767 | 4.512 | -17% |
| | Margen bruto (US\$/MWh) | 24,2 | 31,0 | -22% |
| Hidrocarburos | Producción (miles de boe/día) | 68,5 | 57,4 | +19% |
| | Producción de gas sobre total | 92% | 92% | +0% |
| | Precio promedio gas (US\$/MBTU) | 4,8 | 4,4 | +9% |
| | Precio promedio crudo (US\$/bbl) | 70,2 | 61,6 | +14% |
| Petroquímica | Volumen vendido (miles de ton) | 120 | 129 | -7% |
| | Precio promedio (US\$/ton) | 1.496 | 1.118 | +34% |

Caída interanual del 5% en el EBITDA ajustado³, registrando US\$246 millones en el 3T22, explicado por generación (-US\$36 millones) y holding y otros (-US\$4 millones), compensados por petróleo y gas (+US\$14 millones), y petroquímica (+US\$12 millones).

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$176 millones, 35% más que en el 3T21, principalmente por desempeño operativo sumado a mayor ganancia en la tenencia de instrumentos financieros y la devaluación en la posición monetaria pasiva en AR\$, compensado por mayor cargo de impuesto a las ganancias.

La deuda neta levemente ascendió a US\$927 millones, con un ratio de endeudamiento neto de 1,3x.

¹ La información está basada en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina. Sólo se consideran operaciones continuas.

² No incluye ventas de las afiliadas CTBSA, Transener y TGS a nuestra tenencia por US\$47 millones, los cuales bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo expuestos en "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas". Greenwind era afiliada hasta el 12 de agosto de 2022, cuando Pampa pasó a ser único accionista y a consolidar en EEFF.

³ EBITDA ajustado consolidado representa los resultados antes de resultados financieros, impuesto a las ganancias, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos extraordinarios y *non-cash*, VPP y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF e incluye EBITDA a nuestra tenencia de afiliadas. Para más información, ver la sección 3 de este Informe.



Índice

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Bases de presentación | 1 |
| Principales resultados del trimestre | 1 |
| 1. Hechos relevantes | 3 |
| 1.1 Plan Gas.Ar: Extensión de contrato y nuevo llamado a licitación | 3 |
| 1.2 Adquisiciones y desinversiones | 3 |
| 1.3 Transener y Transba: audiencia pública para aumento tarifario | 3 |
| 1.4 Reducción de capital social | 3 |
| 2. Indicadores financieros relevantes | 4 |
| 2.1 Estado de situación patrimonial consolidado | 4 |
| 2.2 Estado de resultados consolidado | 5 |
| 2.3 Estado de caja y deuda financiera | 6 |
| 3. Análisis de los resultados del 3T22 | 8 |
| 3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado | 8 |
| 3.2 Análisis del segmento de generación de energía | 9 |
| 3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas | 11 |
| 3.4 Análisis del segmento de petroquímica | 13 |
| 3.5 Análisis del segmento de holding y otros | 15 |
| 3.6 Análisis del período de nueve meses, por subsidiaria y segmento | 16 |
| 3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento | 17 |
| 4. Anexo | 2 |
| 4.1 Principales indicadores operativos del segmento de generación de energía | 2 |
| 4.2 Producción de petróleo y gas en los principales bloques | 3 |
| 5. Glosario de términos | 3 |



1. Hechos relevantes

1.1 Plan Gas.Ar: Extensión de contrato y nuevo llamado a licitación

Mediante el PEN N° 730/22 del 4 de noviembre de 2022, el Gobierno decreta la extensión del plazo del Plan Gas.Ar hasta el 31 de diciembre de 2028, entre otras medidas. El objetivo es consolidar el volumen base de 70 millones de m³/día ya adjudicados en el Plan Gas.Ar e incrementar las entregas para completar la nueva capacidad de transporte.

Asimismo, se permite la exportación en condición firme aún en periodo invernal, priorizando aquellos productores con precios más competitivos y/o que aporten mayor volumen bajo Plan Gas.Ar, primando el abastecimiento interno. Ningún productor podrá exportar más del 30% del volumen autorizado a exportar a nivel país o más del 50% del compromiso de entrega bajo Plan Gas.Ar.

Finalmente, se incrementa el pago provisorio de la compensación del Estado Nacional de 75% a 85% y se otorga prioridad de inyección en periodo con excedente de oferta para las rondas más antiguas con el precio más competitivo.

1.2 Adquisiciones y desinversiones

Adquisición del 50% de Greenwind – cambio de control

El 12 de agosto de 2022 el Grupo Pampa compró a su socio el 50% de la participación indirecta sobre el capital social y votos de Greenwind, por un monto total de US\$20,5 millones. De esta manera, el Grupo Pampa es el único accionista de Greenwind.

Greenwind posee como único activo PEMC, un parque eólico con una capacidad instalada de 100 MW y un PPA con CAMMESA en el marco del Programa RenovAr, por un plazo de 20 años desde su habilitación comercial el 8 de junio de 2018. Asimismo, al 30 de junio de 2022, la deuda neta total de Greenwind ascendía a US\$65 millones.

Venta de participación accionaria en Refinor

El 15 de septiembre de 2022 Pampa suscribió con Hidrocarburos del Norte S.A. un contrato para la venta de sus acciones Clase A representativas del 28,5% del capital social de Refinor, por un precio de US\$5,7 millones.

El 14 de octubre de 2022, habiéndose cumplido las condiciones precedentes, la Sociedad transfirió las acciones mencionadas. A la fecha, la Compañía ha percibido la suma de US\$1,7 millones, encontrándose pendiente de cobro el monto de US\$4 millones, financiado a un año desde la fecha de venta a una tasa anual del 8%.

1.3 Transener y Transba: audiencia pública para aumento tarifario

El 21 de octubre de 2022 el ENRE convocó a las concesionarias del servicio público de transporte de energía eléctrica, entre ellos, Transener y Transba, a una audiencia pública el 30 de noviembre de 2022, con el objetivo de exponer las propuestas para una adecuación transitoria de tarifas (Res. ENRE N° 539/22).

1.4 Reducción de capital social

El 17 de octubre de 2022 se efectivizó la cancelación de 2,8 millones de acciones (equivalente a 0,1 millones de ADR), previamente aprobada por la asamblea del 27 de abril de 2022.



2. Indicadores financieros relevantes

2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

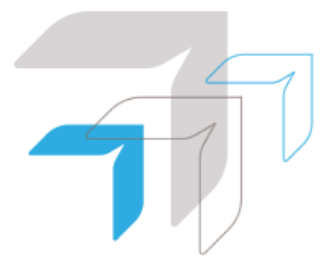
| Montos en millones | Al 30.09.2022 | | Al 31.12.2021 | |
|-----------------------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | AR\$ | US\$ TC 147,32 | AR\$ | US\$ TC 102,72 |
| ACTIVO | | | | |
| Propiedades, planta y equipo | 282.322 | 1.916 | 170.390 | 1.659 |
| Activos intangibles | 11.028 | 75 | 3.956 | 39 |
| Derechos de uso | 1.207 | 8 | 1.231 | 12 |
| Activo por impuesto diferido | 34.719 | 236 | 8.675 | 84 |
| Participaciones en asociadas y negocios conjuntos | 134.244 | 911 | 79.500 | 774 |
| Inversiones a costo amortizado | 14.960 | 102 | 10.821 | 105 |
| Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados | 4.299 | 29 | 2.998 | 29 |
| Otros activos | 79 | 1 | 61 | 1 |
| Créditos por ventas y otros créditos | 3.540 | 24 | 3.379 | 33 |
| Total del activo no corriente | 486.398 | 3.302 | 281.011 | 2.736 |
| Inventarios | 24.802 | 168 | 15.888 | 155 |
| Inversiones a costo amortizado | 1.899 | 13 | 537 | 5 |
| Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados | 84.731 | 575 | 47.026 | 458 |
| Instrumentos financieros derivados | 177 | 1 | 16 | 0 |
| Créditos por ventas y otros créditos | 67.816 | 460 | 40.892 | 398 |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 14.259 | 97 | 11.283 | 110 |
| Total del activo corriente | 193.684 | 1.315 | 115.642 | 1.126 |
| Activos clasificados como mantenidos para la venta | 1.816 | 12 | - | - |
| Total del activo | 681.898 | 4.629 | 396.653 | 3.861 |
| PATRIMONIO | | | | |
| Patrimonio atribuible a los propietarios | 322.664 | 2.190 | 183.431 | 1.786 |
| Participación no controladora | 1.217 | 8 | 609 | 6 |
| Total del patrimonio | 323.881 | 2.198 | 184.040 | 1.792 |
| PASIVO | | | | |
| Participaciones en negocios conjuntos | - | - | 386 | 4 |
| Provisiones | 21.065 | 143 | 14.444 | 141 |
| Pasivo por impuesto a las ganancias e IGMP | 47.823 | 325 | 19.287 | 188 |
| Pasivo por impuesto diferido | 7.636 | 52 | - | - |
| Planes de beneficios definidos | 3.597 | 24 | 2.419 | 24 |
| Préstamos | 195.733 | 1.329 | 139.630 | 1.359 |
| Deudas comerciales y otras deudas | 2.648 | 18 | 1.340 | 13 |
| Total del pasivo no corriente | 278.502 | 1.890 | 177.506 | 1.728 |
| Provisiones | 656 | 4 | 560 | 5 |
| Pasivo por impuesto a las ganancias | 34 | 0 | 2.098 | 20 |
| Cargas fiscales | 5.668 | 38 | 2.314 | 23 |
| Planes de beneficios definidos | 395 | 3 | 515 | 5 |
| Remuneraciones y cargas sociales a pagar | 4.018 | 27 | 2.876 | 28 |
| Instrumentos financieros derivados | - | - | 18 | 0 |
| Préstamos | 41.788 | 284 | 8.165 | 79 |
| Deudas comerciales y otras deudas | 26.956 | 183 | 18.561 | 181 |
| Total del pasivo corriente | 79.515 | 540 | 35.107 | 342 |
| Total del pasivo | 358.017 | 2.430 | 212.613 | 2.070 |
| Total del pasivo y del patrimonio | 681.898 | 4.629 | 396.653 | 3.861 |



2.2 Estado de resultados consolidado

| Montos en millones | Nueve meses | | | | Tercer trimestre | | | |
|------------------------------------------------------------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|------------------|-------------|----------------|-------------|
| | 2022 | | 2021 | | 2022 | | 2021 | |
| | AR\$ | US\$ | AR\$ | US\$ | AR\$ | US\$ | AR\$ | US\$ |
| Ingresos por ventas | 168.748 | 1.381 | 103.740 | 1.102 | 69.225 | 507 | 42.529 | 435 |
| <i>Ventas en el mercado local</i> | 136.862 | 1.114 | 88.575 | 942 | 58.154 | 426 | 35.135 | 359 |
| <i>Ventas en el mercado exterior</i> | 31.886 | 267 | 15.165 | 160 | 11.071 | 81 | 7.394 | 76 |
| Costo de ventas | (104.797) | (865) | (62.652) | (666) | (43.538) | (322) | (27.309) | (280) |
| Resultado bruto | 63.951 | 516 | 41.088 | 436 | 25.687 | 185 | 15.220 | 155 |
| Gastos de comercialización | (4.945) | (41) | (1.752) | (18) | (1.587) | (11) | (669) | (6) |
| Gastos de administración | (12.389) | (101) | (6.301) | (67) | (5.063) | (38) | (2.258) | (23) |
| Gastos de exploración | (23) | - | (50) | - | (8) | - | (6) | - |
| Otros ingresos operativos | 10.345 | 79 | 8.864 | 92 | 5.988 | 43 | 4.018 | 42 |
| Otros egresos operativos | (4.209) | (33) | (4.623) | (50) | (1.577) | (10) | (792) | (8) |
| Deterioro de activos financieros | (672) | (5) | (229) | (3) | (153) | (1) | (33) | (1) |
| Deterioro de PPE, activos intangibles e inventario | (4.260) | (34) | (172) | (2) | 124 | 1 | - | - |
| Rdo. por part. en negocios conjuntos y asoc. | 13.610 | 100 | 8.131 | 85 | 6.749 | 43 | 5.030 | 51 |
| Resultado operativo | 61.408 | 481 | 44.956 | 473 | 30.160 | 212 | 20.510 | 210 |
| Ingresos financieros | 597 | 6 | 619 | 7 | 147 | 1 | 282 | 4 |
| Gastos financieros | (18.127) | (148) | (14.128) | (151) | (9.333) | (70) | (6.287) | (65) |
| Otros resultados financieros | 4.108 | 33 | 2.813 | 29 | 8.278 | 68 | (118) | - |
| Resultados financieros, neto | (13.422) | (109) | (10.696) | (115) | (908) | (1) | (6.123) | (61) |
| Resultado antes de impuestos | 47.986 | 372 | 34.260 | 358 | 29.252 | 211 | 14.387 | 149 |
| Impuesto a las ganancias | (5.224) | (26) | (7.786) | (83) | (5.195) | (32) | (1.680) | (19) |
| Resultado por operaciones continuas | 42.762 | 346 | 26.474 | 275 | 24.057 | 179 | 12.707 | 130 |
| Resultado por operaciones discontinuadas | - | - | (7.129) | (75) | - | - | - | - |
| Resultado del período | 42.762 | 346 | 19.345 | 200 | 24.057 | 179 | 12.707 | 130 |
| Atribuible a los propietarios de la Sociedad | 42.448 | 343 | 22.577 | 234 | 23.979 | 178 | 12.804 | 131 |
| <i>Operaciones continuas</i> | 42.448 | 343 | 26.303 | 273 | 23.979 | 178 | 12.804 | 131 |
| <i>Operaciones discontinuadas</i> | - | - | (3.726) | (39) | - | - | - | - |
| Atribuible a la participación no controladora | 314 | 3 | (3.232) | (34) | 78 | 1 | (97) | (1) |
| Resultado por acción para los accionistas | 30,74 | 0,25 | 15,98 | 0,17 | 17,38 | 0,13 | 9,26 | 0,09 |
| <i>Por operaciones continuas</i> | 30,74 | 0,25 | 18,62 | 0,19 | 17,38 | 0,13 | 9,26 | 0,09 |
| <i>Por operaciones discontinuadas</i> | - | - | (2,64) | (0,03) | - | - | - | - |
| Resultado por ADR para los accionistas | 768,43 | 6,21 | 399,45 | 4,14 | 434,40 | 3,23 | 231,45 | 2,36 |
| <i>Por operaciones continuas</i> | 768,43 | 6,21 | 465,38 | 4,82 | 434,40 | 3,23 | 231,45 | 2,36 |
| <i>Por operaciones discontinuadas</i> | - | - | (65,92) | (0,68) | - | - | - | - |
| Promedio de acciones en circulación ¹ | 1.381 | | 1.413 | | 1.380 | | 1.383 | |
| Acciones en circulación al final del período ¹ | 1.380 | | 1.382 | | 1.380 | | 1.382 | |

Nota: 1 Considera las acciones destinadas al Plan de compensación del personal, que ascendían a 3,9 millones de acciones tanto al 30 de septiembre de 2021 y 2022.



2.3 Estado de caja y deuda financiera

| Al 30 de septiembre de 2022, 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 | 566 | 563 | 649 | 649 | 82 | 86 |
| Petroquímica | - | - | - | - | - | - |
| Holding y otros | 1 | 1 | - | - | (1) | (1) |
| Petróleo y gas | 118 | 118 | 963 | 963 | 846 | 846 |
| Total bajo NIIF/Grupo Restringido | 685 | 681 | 1.612 | 1.612 | 927 | 931 |
| Afiliadas a nuestra participación ² | 103 | 103 | 291 | 291 | 188 | 188 |
| Total con afiliadas | 788 | 784 | 1.904 | 1.904 | 1.115 | 1.119 |

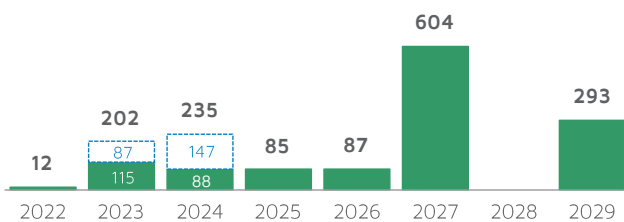
Nota: La deuda financiera incluye intereses devengados. **1** Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado. **2** Bajo NIIF, las afiliadas CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa.

Operaciones de deuda

El endeudamiento financiero consolidado de Pampa bajo NIIF ascendió a US\$1.612 millones al 30 de septiembre de 2022 (+12% vs. fin del 2021). En términos de deuda neta, solo subió 7%, alcanzando los US\$927 millones. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 8,3%, moneda en la que está denominada el 84,5% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa promedio en AR\$ era del 65,1%. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 3,7 años.

A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones al cierre del 3T22:

■ US\$ □ AR\$



Nota: Sólo considera Pampa consolidada bajo NIIF, no incluye afiliadas TGS, Transener y CTBSA.

Durante el 3T22 Pampa canjeó US\$407,1 millones de VN de ON 2023 por US\$122,1 millones en efectivo más la emisión de ON 2026 por un VN de US\$292,8 millones con tasa de interés de 9,5%, pagadera en tres amortizaciones consecutivas anuales a partir de diciembre de 2024. Asimismo, Pampa emitió la ON Clase XI por AR\$21.655 millones a tasa de interés variable Badlar Privada más 0% con vencimiento a 18 meses, y tomó deudas bancarias netas a corto plazo por AR\$7.080 millones y pre-financiaci3nes a las importaciones por US\$6,8 millones.

Con respecto a las afiliadas, durante el 3T22 CTBSA emiti3 la ON Clase VIII por AR\$4.236 millones a tasa de interés variable Badlar Privada más 1% con vencimiento a 18 meses y pag3 US\$6 millones del préstamo sindicado. Asimismo, TGS tom3 préstamos bancarios a corto plazo por US\$8 millones y pre-financiaci3nes a las importaciones por US\$1 millón, mientras que Transener pag3 préstamos por AR\$83 millones. Posteriormente al cierre del 3T22, CTBSA pag3 US\$2 millones del préstamo sindicado, TGS tom3 pre-financiaci3nes a las importaciones netas por US\$0,9 millones, mientras que Transener pag3 financiamientos por AR\$28 millones.



A la fecha de emisión del presente Informe, la Sociedad se encuentra en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

Resumen de instrumentos de deuda

| Sociedad En millones | Instrumento | Vencimiento | Monto emitido | Monto neto de recompras | Tasa pactada |
|-------------------------|-------------------------------------------------|-------------|---------------|-------------------------|-----------------------|
| En US\$ | | | | | |
| Pampa | ON Clase T a descuento y tasa fija ² | 2023 | 500 | 93 | 7,375% |
| | ON Clase IX a la par y tasa fija | 2026 | 293 | 179 | 9,5% |
| | ON Clase I a descuento y tasa fija | 2027 | 750 | 604 | 7,5% |
| | ON Clase III a descuento y tasa fija | 2029 | 300 | 293 | 9,125% |
| TGS ¹ | ON a descuento y tasa fija | 2025 | 500 | 470 | 6,75% |
| En US\$-link | | | | | |
| CTEB ¹ | ON Clase I | 2023 | 43 | 43 | 4% |
| | ON Clase IV | 2024 | 96 | 96 | 0% |
| | ON Clase VI ³ | 2025 | 25 | 25 | 0% |
| En AR\$ | | | | | |
| Pampa | ON Clase VIII (Bono Verde) | 2023 | 3.107 | 3.107 | Badlar Privada +2% |
| | ON Clase XI | 2024 | 21.655 | 21.655 | Badlar Privada +0% |
| CTEB ¹ | ON Clase VII ³ | 2023 | 1.754 | 1.754 | Badlar Privada +2,98% |
| | ON Clase VIII ³ | 2024 | 4.236 | 4.236 | Badlar Privada +1% |
| En UVA | | | | | |
| CTEB ¹ | ON Clase II | 2024 | 65 | 65 | 4% |

Nota: 1 Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEEF de Pampa. **2** Monto neto posterior al canje. **3** Cuenta con una garantía personal sujeta a condición suspensiva y resolutoria otorgada por YPF S.A. y Pampa.

Calificación crediticia

A continuación, se exponen las calificaciones de riesgo para el Grupo Pampa:

| Empresa | Agencia | Calificación | |
|-----------|---------------------------|-----------------|---------------------------------------|
| | | Escala global | Escala nacional |
| Pampa | S&P | b- ¹ | na |
| | Moody's | Caa3 | na |
| | FitchRatings ² | B- | AA (largo plazo) A1+ (corto plazo) |
| TGS | S&P | CCC+ | na |
| | Moody's | Caa3 | na |
| Transener | FitchRatings ² | na | A+ (largo plazo) |
| CTEB | FitchRatings ² | na | A+ |

Nota: 1 Calificación individual. **2** Escala nacional expedida por FIX SCR.



3. Análisis de los resultados del 3T22

| Resumen por segmento Montos en US\$ millones | 3T22 | | | 3T21 | | | Variación | | |
|-------------------------------------------------|------------|-----------------|----------------|------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------|----------------|
| | Ventas | EBITDA Ajustado | Resultado Neto | Ventas | EBITDA Ajustado | Resultado Neto | Ventas | EBITDA Ajustado | Resultado Neto |
| Generación de electricidad | 169 | 89 | 119 | 173 | 126 | 74 | -2% | -29% | +62% |
| Petróleo y Gas | 189 | 117 | 5 | 148 | 104 | 32 | +28% | +13% | -84% |
| Petroquímica | 179 | 19 | 19 | 144 | 7 | 6 | +24% | +172% | +217% |
| Holding y Otros | 4 | 21 | 35 | 4 | 24 | 19 | - | -15% | +84% |
| Eliminaciones | (34) | - | - | (34) | - | - | - | NA | NA |
| Total operaciones continuas | 507 | 246 | 178 | 435 | 261 | 131 | +17% | -5% | +36% |

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

3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado

| Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones | Nueve meses | | Tercer trimestre | |
|---------------------------------------------------------|-------------|------------|------------------|-------------|
| | 2022 | 2021 | 2022 | 2021 |
| Resultado operativo consolidado | 481 | 473 | 212 | 210 |
| Depreciaciones y amortizaciones consolidadas | 160 | 147 | 54 | 56 |
| EBITDA | 641 | 620 | 266 | 266 |
| Ajustes del segmento de generación | (25) | 21 | (36) | 7 |
| Eliminación de resultado por VPP | (67) | (32) | (33) | (18) |
| Eliminación de deterioro de PPE | - | 2 | - | - |
| Eliminación de recuperó provisión garantía PEPE IV | - | (13) | - | - |
| Eliminación de intereses comerciales ganados | (17) | (20) | (11) | (8) |
| Eliminación de provisión de siniestros | 6 | 8 | - | - |
| Eliminación de activación de PPE en gastos | 16 | 8 | 5 | 8 |
| EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia | 7 | 8 | 1 | 3 |
| EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia | 31 | 59 | 2 | 21 |
| Ajustes del segmento de petróleo y gas | 27 | 12 | (2) | (0) |
| Eliminación de deterioro de PPE e inventarios | 29 | - | - | - |
| Eliminación de intereses comerciales ganados | (2) | (2) | (2) | (0) |
| Eliminación de provisión para remediación amb. | - | 14 | - | - |
| Ajustes del segmento de petroquímica | (0) | (0) | (0) | (0) |
| Eliminación de intereses comerciales ganados | (0) | (0) | (0) | (0) |
| Ajustes del segmento de holding y otros | 81 | 49 | 18 | (12) |
| Eliminación de resultados por VPP | (33) | (53) | (10) | (33) |
| Eliminación de intereses comerciales ganados | (1) | (0) | (0) | (0) |
| Eliminación de provisión por contingencias | - | 12 | - | (1) |
| Elim. reversión pasivo por compensación ejecutiva | - | (7) | - | (7) |
| Eliminación de deterioro de activos intangibles | 5 | - | (1) | - |
| EBITDA de TGS ajustado por tenencia | 97 | 84 | 26 | 25 |
| EBITDA de Transener ajustado por tenencia | 12 | 12 | 3 | 4 |
| EBITDA ajustado consolidado, op. continuas | 724 | 701 | 246 | 261 |
| A nuestra tenencia | 723 | 700 | 246 | 261 |



3.2 Análisis del segmento de generación de energía

| Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones | Nueve meses | | | Tercer trimestre | | |
|---------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|--------------|------------------|------------|-------------|
| | 2022 | 2021 | Δ% | 2022 | 2021 | Δ% |
| Ingresos por ventas | 500 | 501 | -0% | 169 | 173 | -2% |
| <i>Ventas en el mercado local</i> | 500 | 501 | -0% | 169 | 173 | -2% |
| <i>Ventas en el mercado exterior</i> | - | - | NA | - | - | NA |
| Costo de ventas | (278) | (266) | +5% | (94) | (95) | -1% |
| Resultado bruto | 222 | 235 | -6% | 75 | 78 | -4% |
| Gastos de comercialización | (2) | (1) | +100% | (1) | - | NA |
| Gastos de administración | (29) | (21) | +38% | (10) | (8) | +25% |
| Otros ingresos operativos | 18 | 36 | -50% | 11 | 10 | +10% |
| Otros egresos operativos | (3) | (4) | -25% | (1) | (2) | -50% |
| Deterioro de PPE | - | (2) | -100% | - | - | NA |
| Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos | 67 | 32 | +109% | 33 | 18 | +83% |
| Resultado operativo | 273 | 275 | -1% | 107 | 96 | +11% |
| Ingresos financieros | 1 | 3 | -67% | - | 2 | -100% |
| Gastos financieros | (47) | (32) | +47% | (20) | (10) | +100% |
| Otros resultados financieros | (11) | 13 | NA | 31 | - | NA |
| Resultados financieros, netos | (57) | (16) | +256% | 11 | (8) | NA |
| Resultado antes de impuestos | 216 | 259 | -17% | 118 | 88 | +34% |
| Impuesto a las ganancias | (15) | (70) | -79% | 2 | (15) | NA |
| Resultado del período | 201 | 189 | +6% | 120 | 73 | +64% |
| <i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i> | 198 | 187 | +6% | 119 | 74 | +62% |
| <i>Atribuible a la participación no controladora</i> | 3 | 2 | +50% | 1 | (1) | NA |
| EBITDA ajustado | 309 | 362 | -14% | 89 | 126 | -29% |
| EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria | 308 | 361 | -15% | 89 | 127 | -30% |
| Altas de PPE | 99 | 7 | NA | 69 | 2 | NA |
| Depreciaciones y amortizaciones | 61 | 66 | -8% | 18 | 23 | -22% |

La ligera caída en las **ventas** de generación de energía del 3T22 se explica principalmente por los menores ingresos de contratos, producto del vencimiento de los PPA en la TV de CTLL y CTP (hoy remunerados como energía base desde el 1 de noviembre y 15 de julio de 2021, respectivamente), sumado el siniestro en la unidad TG05 de CTLL entre julio y mediados de agosto de 2022 y la menor generación en el ciclo combinado de Genelba Plus por falta de gas para despacho.

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores precios y volúmenes vendidos de energía base⁴, cuyo segmento está en pesos y demostró resiliencia a pesar de la depreciación nominal. Por ende, la remuneración por potencia fue de US\$4,5 mil/MW-mes en nuestras térmicas base (+25% vs 3T21) y US\$2,1 mil/MW-mes en las hidros (+4% vs. 3T21). La energía base compone el 74% de los 4.970 MW operados por Pampa⁵, pero en el 3T22 representó solo el 30% de las ventas del segmento. Asimismo, se registraron mayores ventas de Energía Plus por mejores precios y demanda, ya que en el 3T21 hubo indisponibilidades en las unidades Plus de CTGEBBA y CTG, y desde el 12 de agosto de 2022 se consolida la totalidad de PEMC⁶.

⁴ 30% de aumento en la remuneración en AR\$, eliminación definitiva del factor de uso desde feb-22, y 10% de incremento adicional desde jun-22.

⁵ Bajo NIIF CTEB (567 MW) es afiliada cuyo resultado no se consolida en los EEFF. Sin embargo, es activo operado por Pampa y su EBITDA se incorpora a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado de Pampa.

⁶ Para más información, ver la sección 1.1 de este Informe.



En términos **operativos**, en el 3T22 la generación de energía operada por Pampa disminuyó 17% vs. 3T21, principalmente por la menor disponibilidad de gas durante el invierno, lo cual afectó a CTGEB A y CTEB (-815 GWh), sumado a la indisponibilidad técnica en ciertas unidades de CTLL, parques eólicos y CTG (-129 GWh). Estas caídas fueron parcialmente compensadas por mayor despacho con combustible líquido en CPB, CTPP y CTIW (+171 GWh), y más caudal de agua en HPPL y en HINISA (+35 GWh).

En cambio, en el 3T22 se registró un alza en la **disponibilidad** en las unidades de generación operadas por Pampa de 112 puntos básicos a 96,1% (95,0% del 3T21), principalmente debido a que en el 3T21 hubo salidas forzadas en HINISA y en las unidades Plus de CTGEB A y CTG. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por indisponibilidad y mantenimiento programado en CTLL en el 3T22. Sin embargo, las unidades térmicas registraron una ligera caída en la disponibilidad, alcanzando 95,9% en el 3T22 (-17 puntos básicos vs. 96,1% del 3T21).

| Principales indicadores operativos de generación | 2022 | | | | 2021 | | | | Variación | | | |
|--------------------------------------------------|-------|--------|---------|---------------|-------|--------|---------|---------------|-----------|--------|---------|-------------|
| | Hidro | Eólica | Térmica | Total | Hidro | Eólica | Térmica | Total | Hidro | Eólica | Térmica | Total |
| Capacidad instalada (MW) | 938 | 206 | 3.826 | 4.970 | 938 | 206 | 3.826 | 4.970 | - | - | - | - |
| Capacidad nueva (%) | - | 100% | 28% | 26% | - | 100% | 47% | 41% | - | - | -20% | -15% |
| Participación de mercado (%) | 2,2% | 0,5% | 8,9% | 11,6% | 2,2% | 0,5% | 9,0% | 11,7% | -0% | -0% | -0% | -0% |
| Nueve meses | | | | | | | | | | | | |
| Generación neta (GWh) | 888 | 655 | 11.594 | 13.136 | 923 | 642 | 11.197 | 12.763 | -4% | +2% | +4% | +3% |
| Volumen vendido (GWh) | 888 | 673 | 12.437 | 13.999 | 923 | 667 | 11.841 | 13.431 | -4% | +1% | +5% | +4% |
| Precio promedio (US\$/MWh) | 27 | 70 | 42 | 42 | 24 | 70 | 49 | 48 | +13% | -0% | -15% | -13% |
| Margen bruto promedio (US\$/MWh) | 8 | 57 | 25 | 25 | 7 | 59 | 32 | 32 | +22% | -2% | -24% | -21% |
| Tercer trimestre | | | | | | | | | | | | |
| Generación neta (GWh) | 292 | 212 | 3.263 | 3.767 | 262 | 236 | 4.015 | 4.512 | +12% | -10% | -19% | -17% |
| Volumen vendido (GWh) | 292 | 218 | 3.532 | 4.042 | 262 | 244 | 4.259 | 4.765 | +11% | -11% | -17% | -15% |
| Precio promedio (US\$/MWh) | 25 | 71 | 44 | 44 | 25 | 70 | 47 | 47 | +1% | +2% | -7% | -6% |
| Margen bruto promedio (US\$/MWh) | 5 | 55 | 24 | 24 | 0 | 59 | 31 | 31 | na | -6% | -24% | -22% |

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Incluye CTEB y PEMC, operadas por Pampa (participación accionaria del 50%). Desde el 12 de agosto de 2022, Pampa posee el 100% de PEMC y consolida en EEFF.

Los **costos operativos** netos del 3T22, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, subieron 7% vs. 3T21, principalmente debido a las reparaciones del siniestro ocurrido en CTLL y mayores costos laborales, cuya evolución fue superior a la devaluación, parcialmente compensados por menores compras de energía para cubrir contratos Plus, pues el 3T21 estuvo afectado por los siniestros en las unidades Plus.

Los **resultados financieros** del 3T22 alcanzaron una ganancia neta de US\$11 millones, US\$20 millones más que la pérdida neta de US\$8 millones en el 3T21, principalmente por mayores ganancias en la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensada por mayores pérdidas por diferencia de cambio en los créditos por ventas en moneda local e intereses financieros debido a un mayor *stock* de deuda en AR\$ y la consolidación de PEMC.

El **EBITDA ajustado** del segmento de generación alcanzó los US\$89 millones en el 3T22 (-29% vs. 3T21), principalmente por la finalización de los PPA en CTLL, CTP y CTEB, y en menor medida, por el impacto de siniestros y la suba en US\$ de los costos laborales. Dicha variación fue parcialmente compensada por el incremento en ventas de energía base y Energía Plus, la consolidación de PEMC y menor volumen de compras de energía. El EBITDA ajustado considera la tenencia de CTEB (CTBSA) del 50% (US\$2 millones en el 3T22 y US\$21 millones en el 3T21), y de PEMC (Greenwind) del 50% (US\$1 millón en el 3T22 y US\$3 millones en el 3T21)⁷, y excluye ítems como la activación de PPE en gastos operativos y el reconocimiento de intereses comerciales por mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA.

Finalmente, las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB, registraron US\$69 millones en el 3T22, mientras que en el 3T21 fue de US\$2 millones, principalmente por el proyecto de expansión en PEPE III.

⁷ Corresponde al EBITDA como afiliada hasta el 11 de agosto de 2022, inclusive. Para más información, ver la sección 1.1 de este Informe.



| Proyecto | MW | Comercialización | Moneda | Precio de adjudicación | | | Inversión estimada en millones de US\$ ¹ | | Fecha de habilitación comercial |
|----------------------|-----|-------------------|--------|----------------------------------|------------------|-------------------|-----------------------------------------------------|------------------------|---------------------------------|
| | | | | Potencia por MW-mes | Variable por MWh | Total por MWh | Presupuesto | % Ejecutado @30-Sep-22 | |
| Térmico | | | | | | | | | |
| Loma de la Lata | 15 | Res. SE N° 238/22 | AR\$ | 498.069 - 788.609 ⁽²⁾ | 597 | 1.478 | 22 | 91% | 3-Aug-21 |
| Cierre a CC Ensenada | 280 | PPA por 10 años | US\$ | 23.962 | 10,5 | 43 | 242 | 90% | 4T 2022 (est.) |
| Renovable | | | | | | | | | |
| Pampa Energía III | 81 | MAT ER | US\$ | na | na | 58 ⁽³⁾ | 128 | 54% | 1T 2023 (est.) |

Nota: 1 Montos sin el impuesto al valor agregado. 2 Considera la remuneración adicional HMRT. 3 Promedio estimado.

3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

| Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones | Nueve meses | | | Tercer trimestre | | |
|--------------------------------------------------------------------|--------------|-------------|-------------|------------------|-------------|-------------|
| | 2022 | 2021 | Δ% | 2022 | 2021 | Δ% |
| Ingresos por ventas | 491 | 334 | +47% | 189 | 148 | +28% |
| <i>Ventas en el mercado local</i> | 379 | 305 | +24% | 163 | 131 | +24% |
| <i>Ventas en el mercado exterior</i> | 112 | 29 | +286% | 26 | 17 | +55% |
| Costo de ventas | (270) | (200) | +35% | (107) | (85) | +26% |
| Resultado bruto | 221 | 134 | +65% | 82 | 63 | +30% |
| Gastos de comercialización | (27) | (8) | +238% | (6) | (3) | +100% |
| Gastos de administración | (44) | (32) | +38% | (16) | (12) | +33% |
| Otros ingresos operativos | 55 | 52 | +6% | 31 | 29 | +7% |
| Otros egresos operativos | (22) | (26) | -15% | (6) | (6) | - |
| Deterioro de activos financieros | (1) | (1) | - | - | - | NA |
| Deterioro de PPE e inventarios | (29) | - | NA | - | - | NA |
| Resultado operativo | 153 | 119 | +29% | 85 | 71 | +20% |
| Ingresos financieros | 2 | 2 | - | 1 | - | NA |
| Gastos financieros | (83) | (86) | -3% | (40) | (24) | +67% |
| Otros resultados financieros | (19) | (6) | +217% | (14) | (3) | NA |
| Resultados financieros, netos | (100) | (90) | +11% | (53) | (27) | +96% |
| Resultado antes de impuestos | 53 | 29 | +83% | 32 | 44 | -27% |
| Impuesto a las ganancias | - | (2) | -100% | (27) | (12) | +125% |
| Resultado del período | 53 | 27 | +96% | 5 | 32 | -84% |
| EBITDA ajustado | 275 | 210 | +31% | 117 | 104 | +13% |
| Altas de PPE y derechos de uso | 209 | 144 | +45% | 61 | 62 | -2% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 95 | 79 | +20% | 34 | 33 | +3% |

En el 3T22, las **ventas** del segmento de petróleo y gas crecieron 28% vs. 3T21, principalmente por la mayor producción de gas traccionada por el Plan Gas.Ar y las exportaciones en condición interrumpible a Chile aun durante pleno período invernal, sumado a un incremento en las ventas locales de petróleo combinado con una suba en los precios del petróleo exportado.

En términos **operativos**, en el 3T22 la producción global alcanzó los 68,5 kboe/día (+19% vs. 3T21 y +6% vs. 2T22). La **producción de gas** alcanzó nuevos máximos históricos, registrando 10,7 millones de m³/día (+20% vs. 3T21 y +6% vs. 2T22), principalmente explicado por el mayor volumen de entregas bajo el Plan Gas.Ar y exportaciones a Chile. En el análisis por bloque, nuevamente se registró un significativo crecimiento en El Mangrullo, que alcanzó una producción de 8,1 millones de m³/día (+31% vs. 3T21 y 11% vs. 2T22), conformando el 76% de nuestra producción total de gas. Dicho aumento fue parcialmente



compensado por menor actividad y declino natural en Rincón del Mangrullo (0,3 millones de m³/día, -39% vs. 3T21 y -15% vs. 2T22).

Nuestro **precio de gas** del 3T22 fue de US\$4,8/MBTU (+9% vs. 3T21 y 2T22), principalmente traccionado por las exportaciones, cuyos precios son superiores a los domésticos, y al segmento industrial por la fuerte demanda y limitada disponibilidad local de gas.

En el 3T22, nuestras **entregas de gas** se destinaron 60% al segmento residencial debido a su prioridad en el invierno bajo el Plan Gas.Ar, 18% como insumo para nuestro despacho térmico⁸ y nuestras plantas de petroquímica, 16% abasteció al mercado industrial/spot, 5% fue exportado y el remanente marginal vendido a CAMMESA. En cambio, en el 3T21 52% de nuestras entregas de gas abastecieron al segmento residencial, 24% se vendió al mercado industrial/spot, 23% se destinó a nuestras centrales térmicas y plantas de petroquímica, y el remanente marginal fue vendido a CAMMESA y exportaciones.

La **producción de petróleo** alcanzó los 5,5 kbbl/día en el 3T22 (+14% vs. 3T21 y +8% vs. 2T22), principalmente por la mayor demanda local, compensada por menores exportaciones. Se registró mayor producción en El Tordillo, Los Blancos y Gobernador Ayala (+0,7 kbbl/día vs. 3T21). Asimismo, el 80% de la producción en el 3T22 fue destinado al mercado doméstico (vs. 55% en el 3T21). Nuestro **precio de petróleo** del 3T22 subió 14% interanual a US\$70,2/barril, explicado principalmente por la suba de la referencia internacional Brent y en los precios locales.

Al cierre del 3T22, nuestros **pozos productivos** totalizaron 887 vs. 884 del cierre de 2021.

| Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas | 2022 | | | 2021 | | | Variación | | |
|-------------------------------------------------------------------|----------|--------|-------------|----------|-------|-------------|-----------|------|-------------|
| | Petróleo | Gas | Total | Petróleo | Gas | Total | Petróleo | Gas | Total |
| Nueve meses | | | | | | | | | |
| Volumen | | | | | | | | | |
| Producción | | | | | | | | | |
| En miles de m ³ /día | 0,8 | 9.919 | | 0,7 | 7.673 | | | | |
| En millones de pie cúbicos/día | | 350 | | | 271 | | +15% | +29% | +28% |
| En miles de boe/día | 5,2 | 58,4 | 63,6 | 4,5 | 45,2 | 49,7 | | | |
| Ventas | | | | | | | | | |
| En miles de m ³ /día | 0,8 | 10.002 | | 0,7 | 7.839 | | | | |
| En millones de pie cúbicos/día | | 353 | | | 277 | | +15% | +28% | +26% |
| En miles de boe/día | 5,3 | 58,9 | 64,1 | 4,6 | 46,1 | 50,7 | | | |
| Precio Promedio | | | | | | | | | |
| En US\$/bbl | 70,5 | | | 58,9 | | | | | |
| En US\$/MBTU | | 4,3 | | | 3,8 | | +20% | +13% | |
| Tercer trimestre | | | | | | | | | |
| Volumen | | | | | | | | | |
| Producción | | | | | | | | | |
| En miles de m ³ /día | 0,9 | 10.705 | | 0,8 | 8.940 | | | | |
| En millones de pie cúbicos/día | | 378 | | | 316 | | +14% | +20% | +19% |
| En miles de boe/día | 5,5 | 63,0 | 68,5 | 4,8 | 52,6 | 57,4 | | | |
| Ventas | | | | | | | | | |
| En miles de m ³ /día | 0,9 | 10.781 | | 0,9 | 9.245 | | | | |
| En millones de pie cúbicos/día | | 381 | | | 326 | | -0% | +17% | +15% |
| En miles de boe/día | 5,9 | 63,5 | 69,4 | 5,9 | 54,4 | 60,4 | | | |
| Precio Promedio | | | | | | | | | |
| En US\$/bbl | 70,2 | | | 61,6 | | | +14% | +9% | |
| En US\$/MBTU | | 4,8 | | | 4,4 | | | | |

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

⁸ Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17.



Los **costos operativos** netos del 3T22, sin considerar depreciaciones y amortizaciones ni la compensación de Plan Gas.Ar, subieron 38% vs. 3T21, principalmente por mayor actividad (tratamiento, mantenimiento y transporte), regalías, cánones y tasas por el incremento en volumen y precio comercializado, y aumentos en los costos del personal y transporte del gas exportado. En comparación con el 2T22, los costos operativos netos subieron 20%, también producto del incremento en la actividad gasífera, el consumo del *stock* de petróleo y mayores regalías y costos laborales, los cuales fueron parcialmente compensados por menor costo de transporte del gas exportado. El costo de extracción fue de US\$6,6/boe producido en el 3T22 (+22% vs. 3T21 y +7% vs. 2T22).

En el 3T22 las pérdidas por **resultados financieros** se duplicaron en comparación con 3T21, arrojando una pérdida neta de US\$54 millones, principalmente debido a un aumento en los intereses financieros debido a un mayor *stock* de deuda en AR\$ y mayores pérdidas en la posición monetaria activa en AR\$ por devaluación, parcialmente compensados por la ganancia en la tenencia de instrumentos financieros.

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas fue de US\$117 millones en el 3T22 (+13% vs. 3T21), principalmente por el incremento de las entregas bajo el Plan Gas.Ar, la exportación de gas a Chile, y mayor producción y precios de petróleo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos asociados a la creciente actividad y exportación de gas, y un aumento en US\$ del costo del personal en moneda local.

Finalmente, en el 3T22 las **inversiones de capital** alcanzaron US\$61 millones, similar al 3T21, principalmente explicado por los compromisos bajo el Plan Gas.Ar.

3.4 Análisis del segmento de petroquímica

| Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones | Nueve meses | | | Tercer trimestre | | |
|------------------------------------------------------------------|-------------|------------|-------------|------------------|-----------|--------------|
| | 2022 | 2021 | Δ% | 2022 | 2021 | Δ% |
| Ingresos por ventas | 463 | 346 | +34% | 179 | 144 | +24% |
| <i>Ventas en el mercado local</i> | 308 | 215 | +43% | 124 | 85 | +46% |
| <i>Ventas en el mercado exterior</i> | 155 | 131 | +18% | 55 | 59 | -7% |
| Costo de ventas | (405) | (294) | +38% | (155) | (134) | +16% |
| Resultado bruto | 58 | 52 | +12% | 24 | 10 | +140% |
| Gastos de comercialización | (12) | (9) | +33% | (4) | (3) | +33% |
| Gastos de administración | (4) | (3) | +33% | (2) | (1) | +100% |
| Otros ingresos operativos | - | 1 | -100% | - | 1 | -100% |
| Otros egresos operativos | (2) | (2) | - | (1) | - | NA |
| Resultado operativo | 40 | 39 | +3% | 17 | 7 | +143% |
| Gastos financieros | (2) | (2) | - | (1) | (1) | - |
| Otros resultados financieros | 5 | (2) | NA | 5 | 1 | NA |
| Resultados financieros, netos | 3 | (4) | NA | 4 | - | NA |
| Resultado antes de impuestos | 43 | 35 | +23% | 21 | 7 | +200% |
| Impuesto a las ganancias | (5) | (11) | -55% | (2) | (1) | +100% |
| Resultado del período | 38 | 24 | +58% | 19 | 6 | +217% |
| EBITDA ajustado | 44 | 41 | +7% | 19 | 7 | +172% |
| Altas de PPE | 5 | 5 | - | 3 | 1 | +200% |
| Depreciaciones y amortizaciones | 4 | 2 | +100% | 2 | - | NA |

El **EBITDA ajustado** de petroquímica alcanzó US\$19 millones en el 3T22 (+US\$12 millones vs. 3T21), principalmente por la suba en el precio de productos de reforma y por el mayor despacho de bases octánicas en el mercado local, parcialmente compensado por mayores costos de materias primas



(traccionados por los precios internacionales de referencia), y en menor medida, el aumento en el costo unitario del gas por estacionalidad y en el costo laboral. Con respecto al 2T22, no hubo variación en el EBITDA ajustado, principalmente debido a que el mayor volumen vendido de bases octánicas en el mercado local fue compensado por una caída en el margen de los productos estirénicos.

El **volumen** total comercializado bajó 7% vs. 3T21, principalmente explicado por menos exportaciones de productos de reforma (en 3T21 se despacharon naftas que habían quedado en *stock*), poliestireno (asociado a los menores márgenes), sumado a una caída en la demanda de caucho sintético, afectado por un conflicto en las empresas manufactureras de neumáticos. La disminución en el volumen fue parcialmente compensada por la suba en la demanda local de estireno, poliestireno y bases octánicas (asociada a la recuperación en el consumo de combustibles).

| Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica | Productos | | | Total |
|-----------------------------------------------------------------|--------------------------------------|------------------|--------------|--------------|
| | Estireno y poliestireno ¹ | Caucho sintético | Reforma | |
| Nueve meses | | | | |
| Volumen vendido 9M22 (miles de ton) | 84 | 36 | 182 | 302 |
| Volumen vendido 9M21 (miles de toneladas) | 82 | 38 | 183 | 303 |
| Variación 9M22 vs. 9M21 | +3% | -6% | -1% | -1% |
| Precio promedio 9M22 (US\$/ton) | 2.148 | 2.317 | 1.097 | 1.535 |
| Precio promedio 9M21 (US\$/ton) | 1.751 | 1.914 | 706 | 1.140 |
| Variación 9M22 vs. 9M21 | +23% | +21% | +55% | +35% |
| Tercer trimestre | | | | |
| Volumen vendido 3T22 (miles de ton) | 28 | 13 | 79 | 120 |
| Volumen vendido 3T21 (miles de toneladas) | 29 | 14 | 86 | 129 |
| Variación 3T22 vs. 3T21 | -2% | -9% | -8% | -7% |
| Precio promedio 3T22 (US\$/ton) | 2.232 | 2.541 | 1.067 | 1.496 |
| Precio promedio 3T21 (US\$/ton) | 1.767 | 2.252 | 717 | 1.118 |
| Variación 3T22 vs. 3T21 | +26% | +13% | +49% | +34% |

Nota: 1 Incluye Propileno.

Los **resultados financieros** arrojaron una mejora de US\$4 millones en comparación con el mismo trimestre del año pasado, registrando una ganancia neta de US\$4 millones en el 3T22, principalmente por mayores ganancias en la tenencia de instrumentos financieros y en la posición financiera pasiva en AR\$ por la devaluación.

Las **inversiones de capital** alcanzaron US\$3 millones en el 3T22 y US\$1 millón en el 3T21.



3.5 Análisis del segmento de holding y otros

| Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones | Nueve meses | | | Tercer trimestre | | |
|---------------------------------------------------------------------|-------------|------------|-------------|------------------|-------------|--------------|
| | 2022 | 2021 | Δ% | 2022 | 2021 | Δ% |
| Ingresos por ventas | 16 | 15 | +7% | 4 | 4 | - |
| <i>Ventas en el mercado local</i> | 16 | 15 | +7% | 4 | 4 | - |
| <i>Ventas en el mercado exterior</i> | - | - | NA | - | - | NA |
| Resultado bruto | 16 | 15 | +7% | 4 | 4 | - |
| Gastos de administración | (24) | (11) | +118% | (10) | (2) | NA |
| Otros ingresos operativos | 6 | 3 | +100% | 1 | 2 | -50% |
| Otros egresos operativos | (6) | (18) | -67% | (2) | - | NA |
| Deterioro de activos financieros | (4) | (2) | +100% | (1) | (1) | - |
| Deterioro de activos intangibles | (5) | - | NA | 1 | - | NA |
| Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos | 33 | 53 | -38% | 10 | 33 | -70% |
| Resultado operativo | 16 | 40 | -60% | 3 | 36 | -92% |
| Ingresos financieros | 8 | 2 | +300% | 2 | 2 | - |
| Gastos financieros | (21) | (31) | -32% | (11) | (30) | -63% |
| Otros resultados financieros | 58 | 24 | +142% | 46 | 2 | NA |
| Resultados financieros, netos | 45 | (5) | NA | 37 | (26) | NA |
| Resultado antes de impuestos | 61 | 35 | +74% | 40 | 10 | +300% |
| Impuesto a las ganancias | (6) | - | NA | (5) | 9 | NA |
| Resultado del período | 55 | 35 | +57% | 35 | 19 | +84% |
| EBITDA ajustado | 97 | 89 | +9% | 21 | 24 | -15% |
| Altas de PPE y activos intangibles | 3 | 2 | +36% | 1 | 1 | - |
| Depreciaciones y amortizaciones | - | - | NA | - | - | NA |

En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs de las afiliadas (Transener y TGS), se registró una pérdida en el **margen operativo** de US\$7 millones, mientras que en el 3T21 fue una ganancia de US\$3 millones, principalmente debido al reinicio del plan de compensación ejecutiva y a provisiones para contingencias en 3T22, parcialmente compensados por menores gastos en honorarios a terceros.

Los **resultados financieros** del 3T22 alcanzaron una ganancia neta de US\$37 millones, mientras que en el 3T21 fue una pérdida neta de US\$26 millones, principalmente debido a mayores ganancias por la devaluación del AR\$ sobre las deudas fiscales y menores intereses fiscales.

El **EBITDA ajustado** del segmento de holding y otros disminuyó 15%, alcanzando US\$21 millones en el 3T22. Se eliminan los VPPs por nuestra participación de TGS y Transener, y a su vez se adiciona el EBITDA a la tenencia accionaria de dichas afiliadas.

En **TGS**, el EBITDA ajustado por tenencia directa e indirecta de 29,3% y 29,0% fue de US\$26 millones en el 3T22 (total implícito de US\$88 millones) vs. US\$25 millones en el 3T21 (total implícito de US\$87 millones). El ligero aumento del EBITDA ajustado total se debió principalmente a un incremento en el precio del etano y exportaciones de propano (traccionado por la suba de los precios internacionales), sumado a los mayores ingresos por servicios de transporte y acondicionamiento en Vaca Muerta. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos regulados que, si bien hubo una adecuación tarifaria del 60% desde marzo de 2022, no logró compensar la evolución de la inflación y devaluación del AR\$, sumado a un mayor costo unitario del gas combustible en US\$ utilizado para la reducción térmica en el Complejo Cerri (compensado por menor consumo) y menor despacho de etano a Dow Chemical por mantenimientos en PBB Polisor.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por tenencia indirecta del 26,3% ascendió a US\$3 millones en el 3T22 (total implícito de US\$12 millones) vs. US\$4 millones en el 3T21 (total implícito de US\$15 millones),



principalmente debido a que la adecuación tarifaria en febrero de 2022 (67% Transener y 69% Transba) no logró compensar la evolución de la inflación y devaluación del AR\$.

3.6 Análisis del período de nueve meses, por subsidiaria y segmento

| Subsidiaria En US\$ millones | Nueve meses 2022 | | | | Nueve meses 2021 | | | |
|----------------------------------------------------------------------------|------------------|--------------------|----------------------------|--------------------------------|------------------|--------------------|----------------------------|--------------------------------|
| | % Pampa | EBITDA ajustado | Deuda neta ² | Resultado neto ³ | % Pampa | EBITDA ajustado | Deuda neta ² | Resultado neto ³ |
| Segmento de generación de energía | | | | | | | | |
| Diamante | 61,0% | 3 | (0) | 2 | 61,0% | 3 | (5) | 3 |
| Los Nihuiles | 52,0% | 1 | (0) | 4 | 52,0% | (2) | (7) | 2 |
| <i>Greenwind⁴</i> | | 13 | - | 2 | | 17 | 77 | (4) |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (7) | - | (1) | | (8) | (39) | 2 |
| Subtotal Greenwind ajustado por tenencia | 50,0% | 7 | - | 1 | 50,0% | 8 | 39 | (2) |
| <i>CTBSA</i> | | 63 | 241 | 86 | | 117 | 200 | 67 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (31) | (120) | (43) | | (59) | (100) | (33) |
| Subtotal CTBSA ajustado por tenencia | 50,0% | 31 | 120 | 43 | 50,0% | 59 | 100 | 33 |
| Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹ | | 268 | 611 | 149 | | 293 | 129 | 151 |
| Subtotal generación | | 309 | 731 | 198 | | 362 | 255 | 187 |
| Segmento de petróleo y gas | | | | | | | | |
| Pampa Energía | 100,0% | 275 | 721 | 53 | 100,0% | 210 | 852 | 27 |
| Subtotal petróleo y gas | | 275 | 721 | 53 | | 210 | 852 | 27 |
| Segmento de petroquímica | | | | | | | | |
| Pampa Energía | 100,0% | 44 | - | 38 | 100,0% | 41 | - | 24 |
| Subtotal petroquímica | | 44 | - | 38 | | 41 | - | 24 |
| Segmento de holding y otros | | | | | | | | |
| <i>Transener</i> | | 47 | (29) | 15 | | 46 | (22) | (10) |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (35) | 21 | (11) | | (34) | 16 | 7 |
| Subtotal Transener ajustado por tenencia | 26,3% | 12 | (8) | 4 | 26,3% | 12 | (6) | (3) |
| <i>TGS</i> | | 332 | 257 | 156 | | 292 | 366 | 130 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (235) | (182) | (110) | | (208) | (260) | (93) |
| Subtotal TGS ajustado por tenencia | 29,3% | 97 | 75 | 46 | 29,0% | 84 | 106 | 38 |
| Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹ | | (13) | (405) | 5 | | (8) | (51) | (0) |
| Subtotal holding y otros | | 97 | (337) | 55 | | 89 | 49 | 35 |
| Eliminaciones | | (1) | (188) | (1) | | - | (239) | - |
| Total consolidado, operaciones continuas | | 724 | 927 | 343 | | 701 | 917 | 273 |
| A nuestra tenencia accionaria | | 723 | 1.119 | 343 | | 700 | 1.161 | 273 |

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 Consolidado en Pampa desde el 12 de agosto de 2022.



3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

| Subsidiaria En US\$ millones | 3T22 | | | | 3T21 | | | |
|-------------------------------------------------------------------------|---------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|---------|-----------------|-------------------------|-----------------------------|
| | % Pampa | EBITDA ajustado | Deuda neta ² | Resultado neto ³ | % Pampa | EBITDA ajustado | Deuda neta ² | Resultado neto ³ |
| Segmento de generación de energía | | | | | | | | |
| Diamante | 61,0% | 0 | (0) | 0 | 61,0% | 0 | (5) | 1 |
| Los Nihuiles | 52,0% | 0 | (0) | 1 | 52,0% | (2) | (7) | (2) |
| <i>Greenwind⁴</i> | | 2 | - | 1 | | 6 | 77 | 1 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (1) | - | (0) | | (3) | (39) | (1) |
| Subtotal Greenwind ajustado por tenencia | 50,0% | 1 | - | 0 | 50,0% | 3 | 39 | 1 |
| <i>CTBSA</i> | | 4 | 241 | 19 | | 43 | 200 | 34 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (2) | (120) | (10) | | (21) | (100) | (17) |
| Subtotal CTBSA ajustado por tenencia | 50,0% | 2 | 120 | 10 | 50,0% | 21 | 100 | 17 |
| Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹ | | 86 | 611 | 108 | | 103 | 129 | 58 |
| Subtotal generación | | 89 | 731 | 119 | | 126 | 255 | 74 |
| Segmento de petróleo y gas | | | | | | | | |
| Pampa Energía | 100,0% | 117 | 721 | 5 | 100,0% | 104 | 852 | 32 |
| Subtotal petróleo y gas | | 117 | 721 | 5 | | 104 | 852 | 32 |
| Segmento de petroquímica | | | | | | | | |
| Pampa Energía | 100,0% | 19 | - | 19 | 100,0% | 7 | - | 6 |
| Subtotal petroquímica | | 19 | - | 19 | | 7 | - | 6 |
| Segmento de holding y otros | | | | | | | | |
| <i>Transener</i> | | 12 | (29) | 2 | | 15 | (22) | 4 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (9) | 21 | (1) | | (11) | 16 | (3) |
| Subtotal Transener ajustado por tenencia | 26,3% | 3 | (8) | 1 | 26,3% | 4 | (6) | 1 |
| <i>TGS</i> | | 88 | 257 | 37 | | 87 | 366 | 50 |
| <i>Ajuste participación no controladora</i> | | (62) | (182) | (26) | | (61) | (260) | (35) |
| Subtotal TGS ajustado por tenencia | 29,3% | 26 | 75 | 11 | 29,0% | 25 | 106 | 14 |
| Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹ | | (8) | (405) | 24 | | (5) | (51) | 3 |
| Subtotal holding y otros | | 21 | (337) | 35 | | 24 | 49 | 19 |
| Eliminaciones | | - | (188) | - | | - | (239) | - |
| Total consolidado, operaciones continuas | | 246 | 927 | 178 | | 261 | 917 | 131 |
| A nuestra tenencia accionaria | | 246 | 1.119 | 178 | | 261 | 1.161 | 131 |

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** Consolidado en Pampa desde el 12 de agosto de 2022.



4. Anexo

4.1 Principales indicadores operativos del segmento de generación de energía

| Principales indicadores operativos del segmento de generación | Hidroeléctricas | | | Eólicas | | | Subtotal hidro +eólicas | Térmicas | | | | | | | | | | Subtotal | Total |
|---------------------------------------------------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------------|-------------|-------------|-------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------------|---------------|---------------|-------|
| | HINISA | HIDISA | HPPL | PEMC ¹ | PEPE2 | PEPE3 | | CTLL | CTG | CTP | CPB | CTPP | CTIW | CTGEB | Eco-Energía | CTEB ² | | | |
| Capacidad instalada (MW) | 265 | 388 | 285 | 100 | 53 | 53 | 1.144 | 780 | 361 | 30 | 620 | 100 | 100 | 1.253 | 14 | 567 | 3.826 | 4.970 | |
| Capacidad nueva (MW) | - | - | - | 100 | 53 | 53 | 206 | 184 | 100 | - | - | 100 | 100 | 565 | 14 | - | 1.064 | 1.270 | |
| Participación de mercado | 0,6% | 0,9% | 0,7% | 0,2% | 0,1% | 0,1% | 2,7% | 1,8% | 0,8% | 0,1% | 1,4% | 0,2% | 0,2% | 2,9% | 0,03% | 1,3% | 8,9% | 11,6% | |
| Nueve meses | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Generación neta 9M22 (GWh) | 257 | 202 | 429 | 290 | 174 | 191 | 1.543 | 3.889 | 198 | 34 | 822 | 280 | 253 | 5.572 | 55 | 490 | 11.594 | 13.136 | |
| Participación de mercado | 0,2% | 0,2% | 0,4% | 0,3% | 0,2% | 0,2% | 1,5% | 3,8% | 0,2% | 0,0% | 0,8% | 0,3% | 0,2% | 5,4% | 0,1% | 0,5% | 11,3% | 12,8% | |
| Ventas 9M22 (GWh) | 257 | 203 | 429 | 290 | 193 | 191 | 1.562 | 3.889 | 369 | 34 | 822 | 280 | 253 | 6.182 | 117 | 490 | 12.437 | 13.999 | |
| Generación neta 9M21 (GWh) | 267 | 222 | 434 | 281 | 163 | 198 | 1.566 | 3.621 | 170 | 31 | 159 | 237 | 224 | 6.411 | 59 | 286 | 11.197 | 12.763 | |
| Variación 9M22 vs. 9M21 | -4% | -9% | -1% | +3% | +7% | -4% | -1% | +7% | +17% | +10% | na | +18% | +13% | -13% | -8% | +71% | +4% | +3% | |
| Ventas 9M21 (GWh) | 268 | 221 | 434 | 281 | 187 | 198 | 1.590 | 3.621 | 335 | 31 | 160 | 237 | 224 | 6.826 | 123 | 285 | 11.841 | 13.431 | |
| Precio prom. 9M22 (US\$/MWh) | 28 | 44 | 18 | 69 | 75 | 67 | 45 | 19 | 74 | 48 | 36 | 104 | 92 | 41 | 43 | na | 42 | 42 | |
| Precio prom. 9M21 (US\$/MWh) | 23 | 38 | 17 | 71 | 72 | 67 | 43 | 33 | 57 | 124 | 96 | 121 | 101 | 35 | 31 | na | 49 | 48 | |
| Margen bruto prom. 9M22 (US\$/MWh) | 5 | 17 | 6 | 59 | 54 | 58 | 29 | 11 | 28 | 17 | 13 | 83 | 69 | 22 | 19 | 126 | 25 | 25 | |
| Margen bruto prom. 9M21 (US\$/MWh) | (3) | 16 | 8 | 61 | 55 | 58 | 28 | 29 | 10 | 69 | 7 | 98 | 79 | 17 | 10 | na | 32 | 32 | |
| Tercer trimestre | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Generación neta 3T22 (GWh) | 95 | 59 | 138 | 94 | 55 | 64 | 504 | 1.291 | 16 | 8 | 209 | 97 | 81 | 1.489 | 17 | 55 | 3.263 | 3.767 | |
| Participación de mercado | 0,3% | 0,2% | 0,4% | 0,3% | 0,2% | 0,2% | 1,5% | 3,9% | 0,0% | 0,0% | 0,6% | 0,3% | 0,2% | 4,5% | 0,1% | 0,2% | 9,8% | 11,3% | |
| Ventas 3T22 (GWh) | 95 | 60 | 138 | 94 | 59 | 64 | 510 | 1.290 | 77 | 8 | 209 | 97 | 81 | 1.678 | 37 | 55 | 3.532 | 4.042 | |
| Generación neta 3T21 (GWh) | 84 | 64 | 114 | 105 | 59 | 72 | 497 | 1.383 | 29 | 6 | 67 | 72 | 77 | 2.255 | 21 | 104 | 4.015 | 4.512 | |
| Variación 3T22 vs. 3T21 | +13% | -7% | +21% | -10% | -7% | -11% | +1% | -7% | -45% | +27% | na | +36% | +5% | -34% | -20% | -47% | -19% | -17% | |
| Ventas 3T21 (GWh) | 84 | 64 | 114 | 105 | 68 | 72 | 507 | 1.389 | 74 | 6 | 68 | 72 | 77 | 2.427 | 42 | 104 | 4.259 | 4.765 | |
| Precio prom. 3T22 (US\$/MWh) | 25 | 42 | 18 | 69 | 80 | 66 | 45 | 17 | 124 | 65 | 47 | 101 | 96 | 51 | 49 | 145 | 44 | 44 | |
| Precio prom. 3T21 (US\$/MWh) | 21 | 38 | 20 | 72 | 70 | 67 | 47 | 30 | 92 | 87 | 79 | 132 | 99 | 34 | 36 | na | 47 | 47 | |
| Margen bruto prom. 3T22 (US\$/MWh) | 4 | 8 | 5 | 59 | 51 | 54 | 27 | 11 | 33 | 23 | 16 | 80 | 74 | 27 | 22 | 70 | 24 | 24 | |
| Margen bruto prom. 3T21 (US\$/MWh) | (17) | 8 | 8 | 63 | 51 | 60 | 28 | 26 | (4) | (31) | (1) | 108 | 73 | 18 | 9 | na | 31 | 31 | |

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** 100% de Pampa desde el 12 de agosto de 2022. Anteriormente fue operada por Pampa con 50% de participación accionaria. **2** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%).



4.2 Producción de petróleo y gas en los principales bloques

| En miles de boe diarios, a nuestra tenencia | Nueve meses | | | Tercer trimestre | | |
|---------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|------------------|-------------|-------------|
| | 2022 | 2021 | Variación | 2022 | 2021 | Variación |
| Gas natural | | | | | | |
| El Mangrullo | 42,4 | 31,1 | +36% | 47,7 | 36,3 | +31% |
| Río Neuquén | 8,7 | 6,5 | +33% | 8,6 | 8,4 | +3% |
| Sierra Chata | 4,0 | 3,1 | +30% | 3,7 | 3,9 | -5% |
| Rincón del Mangrullo ¹ | 2,1 | 3,3 | -37% | 1,8 | 3,0 | -39% |
| Otros | 1,2 | 1,1 | +3% | 1,2 | 1,1 | +15% |
| Subtotal de gas natural | 58,4 | 45,2 | +29% | 63,0 | 52,6 | +20% |
| Petróleo | | | | | | |
| El Tordillo ² | 2,6 | 2,4 | +9% | 2,7 | 2,4 | +12% |
| Gobernador Ayala | 1,1 | 0,9 | +14% | 1,2 | 1,0 | +21% |
| Petróleo asociado ³ | 1,0 | 0,9 | +9% | 1,1 | 1,1 | -2% |
| Otros | 0,5 | 0,3 | +91% | 0,6 | 0,4 | +63% |
| Subtotal de petróleo | 5,2 | 4,5 | +15% | 5,5 | 4,8 | +14% |
| Total | 63,6 | 49,7 | +28% | 68,5 | 57,4 | +19% |

Nota: Producción en Argentina. **1** No incluye formación *shale*. **2** Incluye el bloque La Tapera - Puesto Quiroga. **3** Proviene de bloques gasíferos.

5. Glosario de términos

| Término | Definición |
|--------------|--------------------------------------------------------------------------|
| 2T22/2T21 | Segundo trimestre de 2022/Primer trimestre de 2021 |
| 3T22/3T21 | Tercer trimestre de 2022/Tercer trimestre de 2021 |
| 9M22/9M21 | Primeros nueve meses de 2022/Primeros nueve meses de 2021 |
| ADR/ADS | American Depositary Receipt |
| AR\$ | Pesos Argentinos |
| Bbl | Barril |
| Boe | Barriles de petróleo equivalente |
| 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 A | Central Térmica Genelba |
| CTIW | Central Térmica Ingeniero White |
| CTLL | Central Térmica Loma De La Lata |
| CTP | Central Térmica Piquirenda |
| CTPP | Central Térmica Parque Pilar |
| E&P | Exploración y Producción |
| EBITDA | Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones |
| EcoEnergía | Central de Co-Generación EcoEnergía |
| EEFF | Estados financieros |
| Energía Plus | Programa de Energía Plus, Res. SE N°1.281/06 |
| ENRE | Ente Nacional Regulador de la Electricidad |
| Greenwind | Greenwind S.A. |



| | |
|--------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| El Grupo | Pampa Energía S.A., subsidiarias y afiliadas |
| GWh | Gigawatt-hora |
| HIDISA | Hidroeléctrica Diamante S.A. |
| HINISA | Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A. |
| HMRT | Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes |
| HPPL | Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú |
| IGMP | Impuesto a la ganancia mínima presunta |
| Kbbl/kboe | Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo |
| M³ | Metros Cúbicos |
| MAT ER | Mercado a Término de Energías Renovables |
| MBTU | Millón de <i>British Thermal Unit</i> |
| MW/MWh | Megawatt/Megawatt-hora |
| N.a. | No aplica |
| NIIF | Normas Internacionales de Información Financiera |
| ON | Obligaciones Negociables |
| Pampa/Sociedad/Compañía | Pampa Energía S.A. |
| PEMC | Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro |
| PEPE | Parque Eólico Pampa Energía |
| Plan Gas.Ar | Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para Todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País (Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/20 y normas complementarias) |
| PPA | <i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad |
| PPE | Propiedades, Planta y Equipo |
| Res. | Resolución/Resoluciones |
| SE | Secretaría de Energía |
| SEE | Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica) |
| TCN | Tipo de cambio nominal |
| TG | Turbina a gas |
| TGS | Transportadora de Gas del Sur S.A. |
| Ton | Tonelada métrica |
| 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 |
| UVA | Unidad de Valor Adquisitivo |
| VN | Valor Nominal |
| VPP | Valor Patrimonial Proporcional |