

# Informe de resultados 1T23



Pampa Energía, empresa privada con activa participación en las cadenas de valor de electricidad y gas de Argentina, anuncia los resultados del trimestre finalizado el 31 de marzo de 2023.

Buenos Aires, 10 de mayo de 2023

## 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 9 de mayo de 2023:

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

### Capitalización bursátil:

AR\$854,0 mil millones/  
US\$1.880 millones

## Información sobre la videoconferencia

**Fecha y hora:** jueves 11 de mayo  
10.00 a.m. de Nueva York  
11.00 a.m. de Buenos Aires

### Link de acceso:

[bit.ly/Pampa1Q2023VC](https://bit.ly/Pampa1Q2023VC)

## Para más información de Pampa

- Correo electrónico:  
[investor@pampaenergia.com](mailto:investor@pampaenergia.com)
- Página web dedicada a  
inversores:  
[ri.pampaenergia.com](https://ri.pampaenergia.com)
- Comisión Nacional de Valores:  
[www.argentina.gob.ar/cnv](https://www.argentina.gob.ar/cnv)
- Securities and  
Exchange Commission:  
[sec.gov](https://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 31 de marzo de 2023, con excepción de períodos anteriores ya reportados.

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

**Aumento interanual del 5% en las ventas, registrando US\$431 millones<sup>2</sup> en el 1T23**, explicado por mejores precios de gas y energía base, mayores volúmenes de electricidad vendida, reforma y estirenos, y la incorporación de PEA y PEMC, parcialmente compensados por menor producción de gas debido a la débil demanda residencial y limitaciones de transporte en los gasoductos troncales.

**Desempeño operativo** liderado por el despacho térmico y la reforma:

Principales indicadores operativos de Pampa		1T23	1T22	Variación
<b>Electricidad</b>	Generación (GWh)	5.760	4.892	+18%
	Margen bruto (US\$/MWh)	20,8	28,9	-28%
<b>Hidrocarburos</b>	Producción (miles de boe/día)	57,6	57,5	+0%
	Producción de gas sobre total	91%	91%	-0%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	4,0	3,5	+11%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)	67,7	69,0	-2%
<b>Petroquímica</b>	Volumen vendido (miles de ton)	103	91	+13%
	Precio promedio (US\$/ton)	1.219	1.385	-12%

**Caída interanual del 8% en el EBITDA ajustado<sup>3</sup>, registrando US\$206 millones en el 1T23**, explicado por disminuciones del 29% en holding y otros y 11% en generación, parcialmente compensados por subas del 16% en petroquímica y 10% en petróleo y gas.

**Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$141 millones** (+42% vs. 1T22), principalmente por la tenencia de instrumentos financieros y la devaluación sobre la posición neta pasiva en AR\$, parcialmente compensadas por mayores intereses financieros producto de un incremento en el *stock* de deuda en AR\$.

**La deuda neta continuó descendiendo hasta alcanzar los US\$903 millones**, con un ratio de endeudamiento neto de 1,2x.

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

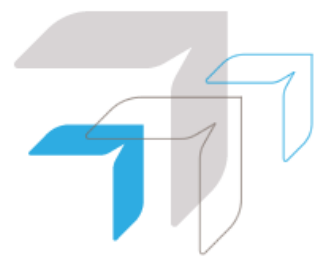
<sup>2</sup> No incluye ventas de las afiliadas CTBSA, Transener y TGS a nuestra tenencia por US\$94 millones, los cuales bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo expuestos en "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

<sup>3</sup> 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 Segmento de generación .....	3
1.2 Segmento de petróleo y gas .....	3
1.3 Otras novedades .....	3
1.4 Rescate de la ON 2023 y emisión del segundo Bono Verde de Pampa .....	4
2. Indicadores financieros relevantes .....	5
2.1 Estado de situación patrimonial consolidado .....	5
2.2 Estado de resultados consolidado .....	6
2.3 Estado de caja y deuda financiera .....	7
3. Análisis de los resultados del 1T23 .....	10
3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado .....	10
3.2 Análisis del segmento de generación de energía .....	11
3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas .....	13
3.4 Análisis del segmento de petroquímica .....	15
3.5 Análisis del segmento de holding y otros .....	16
3.6 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento .....	18
4. Anexo .....	19
4.1 Principales indicadores operativos por central del segmento de generación de energía .....	19
4.2 Producción de petróleo y gas en los principales bloques .....	20
5. Glosario de términos .....	20



## 1. Hechos relevantes

### 1.1 Segmento de generación

#### ***Enmienda a la remuneración diferencial para CC bajo energía base***

Mediante la Nota N° NO-2023-28679610-APN-SE#MEC del 15 de marzo de 2023, la SE estableció los criterios de implementación de la Res. SE N° 59/23, destacándose: **(i)** los CC con compromiso parcial en PPA estarán habilitados para adherirse a dicho esquema, excluyendo autogeneradores con demanda industrial o comercial asociada; **(ii)** el plazo de vigencia no podrá iniciarse con fecha posterior al 1 de enero de 2024 y no podrá extenderse más allá que el 31 de mayo de 2028; y **(iii)** los generadores podrán solicitar la rescisión, sujeto a la aprobación de SE.

Bajo este esquema, Pampa adhirió los dos CC en CTLL y CTGEBBA (potencia bruta total de 1.239 MW), y las dos TG en CTEB, que componen el CC recientemente inaugurado en febrero de 2023 (potencia bruta de 567 MW). Dicha remuneración diferencial tiene vigencia a partir del 1 de marzo de 2023 hasta el 29 de febrero de 2028.

#### ***Habilitación adicional en PEPE IV y nuevo proyecto de expansión en PEPE VI***

El 4 de abril de 2023 se habilitaron dos aerogeneradores Vestas de 4,5 MW cada uno. En consecuencia, los 8 aerogeneradores por un total de 36 MW remanentes quedarán próximos a habilitarse durante el segundo trimestre del 2023. Por otro lado, en mayo de 2023 se anunció la adición de diez aerogeneradores Vestas de 4,5 MW cada uno para el proyecto de expansión en PEPE VI, incrementando la capacidad total a 140 MW. Se estima la habilitación de 95 MW en el 3T24 y 45 MW en el 4T24. La energía producida se comercializará en el MAT ER a través de PPA en US\$ con privados.

### 1.2 Segmento de petróleo y gas

#### ***Permisos de exportación de gas***

En mayo de 2023, la SE autorizó a Pampa un volumen adicional de exportación en condición firme a Chile por 0,9 millones de m<sup>3</sup>/día durante los meses invernales de mayo y junio de 2023. Con esta nueva autorización, el volumen total exportable durante el periodo mencionado en condición firme alcanza los 2,2 millones de m<sup>3</sup>/día.

#### ***Terminación del bloque Estación Fernández Oro***

El 14 de marzo de 2023 Pampa aceptó la oferta de YPF para la terminación de nuestra participación del 15% en 13 pozos del bloque productivo Estación Fernández Oro, con fecha efectiva el 1 de enero de 2023. Durante el 2022, este bloque representó solo el 0,07% de la producción de hidrocarburos de Pampa.

### 1.3 Otras novedades

#### ***Situación tarifaria en los negocios regulados de TGS, Transener y Transba***

Mediante el Decreto PEN N° 250/23 y Res. ENARGAS N° 186/23, se adecuó la tarifa transitoria de TGS, incrementando en un 95% los cuadros tarifarios de marzo de 2022, vigente desde el 29 de abril de 2023. Asimismo, entre otras cuestiones, se permite pagar dividendos, previa autorización del Ministerio de Economía.



Por otro lado, a partir del 1 de junio de 2023, el ENRE inicia el proceso de una nueva RTI para las empresas de transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional, entre ellas, Transener y Transba (Res. N° 364/23).

### **Nombramientos en el Directorio**

La Asamblea de Accionistas de Pampa del 26 de abril de 2023 aprobó las renovaciones de Gustavo Mariani y Ricardo Alejandro Torres como directores no independientes, y Silvana Wasersztrom como directora independiente. El 50% del Directorio continúa conformado por directores independientes y cuatro de los diez puestos están ocupados por mujeres.

### **Reducción de capital social**

La Asamblea de Accionistas de Pampa del 26 de abril de 2023 aprobó la reducción del capital social mediante la cancelación de 20,1 millones de acciones (o 0,8 millones de ADR), que Pampa y sus subsidiarias tenían en cartera. A la fecha, dicha cancelación está pendiente de aprobación de la autoridad aplicable<sup>4</sup>.

## **1.4 Rescate de la ON 2023 y emisión del segundo Bono Verde de Pampa**

El 5 de mayo de 2023 Pampa anunció el rescate de la totalidad de las ON 2023, a tasa fija de 7,375% cuyo vencimiento original operaba el 21 julio de 2023 y cuyo monto en circulación ascendía a US\$92,9 millones. El rescate se llevará a cabo el 8 de junio de 2023 al 100% del VN. Asimismo, se abonarán los intereses devengados e impagos hasta (pero sin incluir) la fecha de rescate, y de ser aplicables, los Montos Adicionales definidos en el contrato de fideicomiso del bono<sup>5</sup>.

Asimismo, para financiar la expansión en PEPE VI, el 4 de mayo de 2023 Pampa emitió el segundo Bono Verde (ON Clase XVII) por AR\$5.980 millones a tasa de interés variable Badlar más 2%, con vencimiento en mayo de 2024. Se integró parcialmente AR\$852 millones del primer Bono Verde (ON Clase VIII), siendo el resto integrado en efectivo. Como el primer Bono Verde, este instrumento recibió la calificación de Bono Verde (BV1) por Fix Ratings, afiliada de Fitch Ratings, e ingresó al [Panel de Bonos SVS](#) de ByMA.

<sup>4</sup> Para más información, ver [Capital Accionario](#).

<sup>5</sup> Para más información, haga clic [aquí](#).



## 2. Indicadores financieros relevantes

### 2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

Montos en millones	Al 31.03.2023		Al 31.12.2022	
	AR\$	US\$ TC 209,01	AR\$	US\$ TC 177,16
<b>ACTIVO</b>				
Propiedades, planta y equipo	478.125	2.288	383.464	2.165
Activos intangibles	27.048	129	24.364	138
Derechos de uso	1.652	8	1.521	9
Activo por impuesto diferido	9.185	44	6.326	36
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	195.096	933	159.833	902
Inversiones a costo amortizado	21.038	101	18.000	102
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	5.742	27	4.867	27
Otros activos	103	0	91	1
Créditos por ventas y otros créditos	5.823	28	3.415	19
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>743.812</b>	<b>3.559</b>	<b>601.881</b>	<b>3.397</b>
Inventarios	40.092	192	30.724	173
Inversiones a costo amortizado	3.485	17	1.357	8
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	130.780	626	103.856	586
Instrumentos financieros derivados	187	1	161	1
Créditos por ventas y otros créditos	100.683	482	83.328	470
Efectivo y equivalentes de efectivo	26.298	126	18.757	106
<b>Total del activo corriente</b>	<b>301.525</b>	<b>1.443</b>	<b>238.183</b>	<b>1.344</b>
<b>Total del activo</b>	<b>1.045.337</b>	<b>5.001</b>	<b>840.064</b>	<b>4.742</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios</b>	<b>509.572</b>	<b>2.438</b>	<b>403.463</b>	<b>2.277</b>
Participación no controladora	1.397	7	1.157	7
<b>Total del patrimonio</b>	<b>510.969</b>	<b>2.445</b>	<b>404.620</b>	<b>2.284</b>
<b>PASIVO</b>				
Provisiones	30.907	148	26.062	147
Pasivo por impuesto a las ganancias e IGMP	35.719	171	31.728	179
Pasivo por impuesto diferido	23.590	113	19.854	112
Planes de beneficios definidos	6.650	32	4.908	28
Préstamos	281.374	1.346	237.437	1.340
Deudas comerciales y otras deudas	5.813	28	3.757	21
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>384.053</b>	<b>1.837</b>	<b>323.746</b>	<b>1.827</b>
Provisiones	909	4	779	4
Pasivo por impuesto a las ganancias	506	2	927	5
Cargas fiscales	6.026	29	4.966	28
Planes de beneficios definidos	984	5	1.021	6
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	4.502	22	5.627	32
Instrumentos financieros derivados	371	2	318	2
Préstamos	67.982	325	48.329	273
Deudas comerciales y otras deudas	69.035	330	49.731	281
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>150.315</b>	<b>719</b>	<b>111.698</b>	<b>630</b>
<b>Total del pasivo</b>	<b>534.368</b>	<b>2.557</b>	<b>435.444</b>	<b>2.458</b>
<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>1.045.337</b>	<b>5.001</b>	<b>840.064</b>	<b>4.742</b>



## 2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Primer trimestre			
	2023		2022	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	83.915	431	44.011	412
<i>Ventas en el mercado local</i>	67.409	345	33.709	316
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	16.506	86	10.302	96
Costo de ventas	(50.538)	(265)	(26.244)	(247)
<b>Resultado bruto</b>	<b>33.377</b>	<b>166</b>	<b>17.767</b>	<b>165</b>
Gastos de comercialización	(3.193)	(16)	(2.063)	(20)
Gastos de administración	(8.310)	(41)	(3.529)	(32)
Gastos de exploración	(48)	-	(8)	-
Otros ingresos operativos	4.859	16	1.300	11
Otros egresos operativos	(3.845)	(13)	(1.668)	(15)
Deterioro de activos financieros	(291)	-	(127)	(1)
Rec. deter. (deterioro) de activ. intang. e invent.	411	2	(9)	-
Rdo. por part. en negocios conjuntos y asoci.	3.200	15	2.682	25
<b>Resultado operativo</b>	<b>26.160</b>	<b>129</b>	<b>14.345</b>	<b>133</b>
Ingresos financieros	193	0	246	3
Gastos financieros	(14.711)	(76)	(4.195)	(39)
Otros resultados financieros	14.643	84	(289)	(2)
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>125</b>	<b>8</b>	<b>(4.238)</b>	<b>(38)</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>26.285</b>	<b>137</b>	<b>10.107</b>	<b>95</b>
Impuesto a las ganancias	643	4	347	5
<b>Resultado del período</b>	<b>26.928</b>	<b>141</b>	<b>10.454</b>	<b>100</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<b>26.918</b>	<b>141</b>	<b>10.304</b>	<b>99</b>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>150</b>	<b>1</b>
<b>Resultado por acción para los accionistas</b>	<b>19,51</b>	<b>0,10</b>	<b>7,46</b>	<b>0,07</b>
<b>Resultado por ADR para los accionistas</b>	<b>487,65</b>	<b>2,56</b>	<b>186,40</b>	<b>1,79</b>
<b>Promedio de acciones en circulación<sup>1</sup></b>	<b>1.380</b>		<b>1.382</b>	
<b>Acciones en circulación al final del período<sup>1</sup></b>	<b>1.380</b>		<b>1.382</b>	

**Nota: 1** Considera las acciones destinadas al Plan de compensación del personal, que ascendían a 3,9 millones de acciones tanto al 31 de marzo de 2022 y 2023.



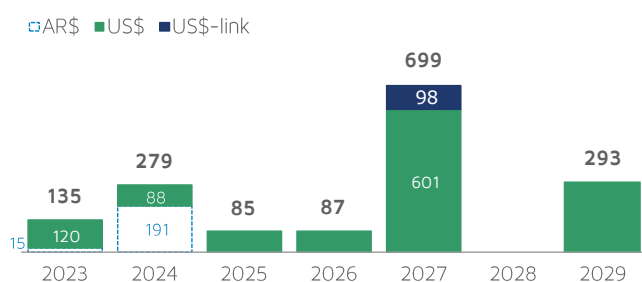
## 2.3 Estado de caja y deuda financiera

Al 31 de marzo de 2023, 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	599	596	676	676	76	79
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	0	0	-	-	(0)	(0)
Petróleo y gas	168	168	996	996	827	827
<b>Total bajo NIIF/Grupo Restringido</b>	<b>768</b>	<b>765</b>	<b>1.671</b>	<b>1.671</b>	<b>903</b>	<b>906</b>
Afiliadas a nuestra participación <sup>2</sup>	135	135	307	307	172	172
<b>Total con afiliadas</b>	<b>904</b>	<b>901</b>	<b>1.979</b>	<b>1.979</b>	<b>1.075</b>	<b>1.078</b>

**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\$1.671 millones al 31 de marzo de 2023, levemente superior al cierre del 2022. En términos de deuda neta, se mantuvo similar, alcanzando los US\$903 millones. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 8,5%, moneda en la que está denominada el 81% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa en US\$-link era del 0%; y la tasa promedio en AR\$ era del 73,4%. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 3,4 años. A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones al cierre del 1T23:



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

En el 1T23 Pampa emitió la ON Clase XV por AR\$18.264 millones<sup>6</sup> a tasa de interés variable Badlar Privada más 2% con vencimiento en julio de 2024 y reabrió la ON Clase XIII en US\$-link, emitiendo US\$48,2 millones adicionales a tasa 0% con vencimiento en diciembre de 2027. Asimismo, tomó prefinanciamientos a las importaciones netas por US\$1,6 millones y pagó deudas bancarias por AR\$10.065 millones.

Posteriormente al cierre del trimestre, Pampa anunció el rescate de la totalidad de las ON 2023 en circulación por US\$93 millones. Asimismo, para financiar la expansión de PEPE VI, se emitió el segundo Bono Verde (ON Clase XVII) por AR\$5.980 millones a tasa de interés variable Badlar más 2%, con vencimiento a un año, siendo AR\$852 millones integrados con el primer Bono Verde (ON Clase VIII), el cual aún queda en circulación AR\$2.283 millones<sup>7</sup>. Pampa también emitió la ON Clase XVI en US\$-MEP por US\$55,7 millones a

<sup>6</sup> Emitida en dos instancias: 11 de enero (AR\$10.379 millones) y 6 de marzo (AR\$7.885 millones) de 2023.

<sup>7</sup> Para más información, ver la sección 1.4 de este Informe.



tasa 4,99%, con vencimiento en noviembre de 2025, tomó deudas bancarias a corto plazo por AR\$36.168 millones y pagó prefinanciaciones a las importaciones por US\$5,6 millones.

Con respecto a las afiliadas, en el 1T23 TGS tomó prefinanciaciones a las importaciones por US\$0,3 millones, mientras que Transener tomó financiamientos netos por AR\$535 millones. Posteriormente al cierre del trimestre, CTEB emitió la ON Clase IX en US\$-link por US\$50 millones a tasa 0% con vencimiento en abril de 2026, de los cuales US\$2,2 millones fueron integrados con la ON Clase I, la cual aún queda en circulación US\$30 millones. Adicionalmente, TGS pagó prefinanciaciones a las importaciones netas por US\$0,3 millones, mientras que Transener pagó financiamientos netos por AR\$178 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
<b>En US\$</b>					
Pampa	ON Clase T a descuento y tasa fija <sup>2</sup>	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	597	7,5%
	ON Clase III a descuento y tasa fija	2029	300	293	9,125%
TGS <sup>1</sup>	ON a descuento y tasa fija	2025	500	470	6,75%
<b>En US\$-link</b>					
Pampa	ON Clase XIII	2027	98	98	0%
CTEB <sup>1</sup>	ON Clase I	2023	30	30	4%
	ON Clase IV	2024	96	96	0%
	ON Clase VI	2025	84	84	0%
	ON Clase IX <sup>3</sup>	2026	50	50	0%
<b>En US\$-MEP</b>					
Pampa	ON Clase XVI <sup>3</sup>	2025	56	56	4,99%
<b>En AR\$</b>					
Pampa	ON Clase VIII (Bono Verde) <sup>4</sup>	2023	2.283	2.283	Badlar Privada +2%
	ON Clase XI	2024	21.655	21.655	Badlar Privada +0%
	ON Clase XV	2024	18.264	18.264	Badlar Privada +2%
	ON Clase XVII (Bono Verde) <sup>3</sup>	2024	5.980	5.980	Badlar Privada +2%
CTEB <sup>1</sup>	ON Clase VII	2023	1.754	1.754	Badlar Privada +2,98%
	ON Clase VIII	2024	4.236	4.236	Badlar Privada +1%
<b>En UVA</b>					
CTEB <sup>1</sup>	ON Clase II	2024	65	65	4%

**Nota: 1** Afiliadas que bajo NIIF no consolidan en los EEEF de Pampa. **2** Rescate en su totalidad, anunciado el 5 de mayo de 2023. **3** Emitidos post-1T23. **4** ON Clase VIII neto de cancelación parcial (AR\$825 millones) post-1T23.





### Calificación crediticia

En marzo de 2023 S&P bajó las calificaciones de Pampa y TGS en escala global de "CCC+" a "CCC-", debido principalmente a la baja en las calificaciones de la deuda soberana. Sin embargo, mantuvo la calificación individual de Pampa en escala global en "b-". Asimismo, en abril de 2023 FitchRatings subió las calificaciones de Pampa en escala local de "AA" a "AA+" para el largo plazo por mayor previsibilidad en el flujo operativo de E&P, gracias a la extensión de Plan Gas.Ar y mayor producción.

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

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

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



### 3. Análisis de los resultados del 1T23

Resumen por segmento Montos en US\$ millones	1T23			1T22			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Generación de electricidad	173	108	96	166	121	97	+4%	-11%	-1%
Petróleo y Gas	154	62	(1)	137	56	(4)	+12%	+10%	-75%
Petroquímica	125	7	5	126	6	5	-1%	+16%	-
Holdings y Otros	4	29	41	7	41	1	-43%	-29%	NA
Eliminaciones	(25)	-	-	(24)	-	-	+4%	NA	NA
<b>Total</b>	<b>431</b>	<b>206</b>	<b>141</b>	<b>412</b>	<b>225</b>	<b>99</b>	<b>+5%</b>	<b>-8%</b>	<b>+42%</b>

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

#### 3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado

Reconciliación del EBITDA ajustado, en US\$ millones	Primer trimestre	
	2023	2022
Resultado operativo consolidado	129	133
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	59	50
<b>EBITDA</b>	<b>188</b>	<b>183</b>
<b>Ajustes del segmento de generación</b>	<b>(2)</b>	<b>2</b>
Eliminación de resultado por VPP	(2)	(22)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(11)	(4)
Eliminación de activación de PPE en gastos	1	4
Eliminación de provisión de hidros	4	-
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	-	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	7	21
<b>Ajustes del segmento de petróleo y gas</b>	<b>(2)</b>	<b>(0)</b>
Eliminación de intereses comerciales ganados	(2)	(0)
<b>Ajustes del segmento de holding y otros</b>	<b>22</b>	<b>39</b>
Eliminación de resultados por VPP	(13)	(3)
Eliminación del rec. de deterioro de activos intang.	(2)	-
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	28	40
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	10	2
<b>EBITDA ajustado consolidado</b>	<b>206</b>	<b>225</b>
<b>A nuestra tenencia</b>	<b>201</b>	<b>224</b>



### 3.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	173	166	+4%
<i>Ventas en el mercado local</i>	173	166	+4%
Costo de ventas	(84)	(84)	-
<b>Resultado bruto</b>	<b>89</b>	<b>82</b>	<b>+9%</b>
Gastos de comercialización	(1)	(1)	-
Gastos de administración	(12)	(9)	+33%
Otros ingresos operativos	11	4	+175%
Otros egresos operativos	(5)	(1)	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	2	22	-91%
<b>Resultado operativo</b>	<b>84</b>	<b>97</b>	<b>-13%</b>
Ingresos financieros	-	1	-100%
Gastos financieros	(25)	(13)	+92%
Otros resultados financieros	34	9	+278%
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>9</b>	<b>(3)</b>	<b>NA</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>93</b>	<b>94</b>	<b>-1%</b>
Impuesto a las ganancias	3	4	-25%
<b>Resultado del período</b>	<b>96</b>	<b>98</b>	<b>-2%</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	96	97	-1%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	-	1	-100%
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>108</b>	<b>121</b>	<b>-11%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>103</b>	<b>120</b>	<b>-14%</b>
Altas de PPE	93	10	NA
Depreciaciones y amortizaciones	26	22	+18%

La suba del 4% en las **ventas** de generación de energía del 1T23 se debe principalmente a la adquisición de PEA cerrada a fines de 2022 y la consolidación de PEMC, ya que Pampa pasó a ser el único accionista. Además de la mayor generación de electricidad interanual, hubo una mejora en US\$ de los precios de la energía base, mayormente por la nueva remuneración diferencial para los CC bajo el segmento *spot*<sup>8</sup>, y en menor medida, el 25% de incremento general en AR\$ dispuesto desde febrero de 2023. La energía base compone el 69% de los 5.378 MW operados por Pampa<sup>9</sup>, pero en el 1T23 representó solo el 33% de las ventas del segmento. Para nuestras térmicas base, la remuneración por potencia fue de US\$4,9 mil/MW-mes (+7% vs 1T22) y US\$2,2 mil/MW-mes en las hidros (similar al 1T22).

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los siniestros en la unidad TG05 de CTLL, CPB y CTG (todos rehabilitados durante el 1T23), y el mantenimiento programado en el nuevo CC de CTGEBBA, que a su vez implicó menores ventas en Energía Plus y volumen de gas cedido a CAMMESA. Cabe aclarar que el reconocimiento de compra por combustible solo aplica a PPA bajo Energía Plus y en el nuevo CC de CTGEBBA (Res. SEE N° 287/17), cuyo gas es adquirido a nuestro negocio de E&P. El combustible para el resto de las unidades térmicas es provisto por CAMMESA, sin devengar ventas ni costos.

En términos **operativos**, la generación de energía operada por Pampa creció 18% vs. 1T22, ampliamente superando la suba del 8% a nivel país, explicado por la alta demanda provocada por el récord histórico de temperaturas. El mayor despacho provino principalmente de la habilitación del CC en CTEB

<sup>8</sup> Para más información, ver "Enmienda a la remuneración diferencial para CC bajo energía base" en la sección 1.1 de este Informe.

<sup>9</sup> Bajo NIIF, los resultados de la afiliada CTEB (567 MW) no se consolida en los EEFF. Sin embargo, es un activo operado por Pampa y su EBITDA se incorpora a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado.



(+523 GWh), la mayor disponibilidad de gas en CPB y CTIW y *fuel oil* en CTPP (+255 GWh), las altas de PEA y PEPE IV (+107 GWh), y el mayor despacho en CTGEBBA y CTLL (+75 GWh), y en las hidros de Mendoza por requerimiento de CAMMESA (+74 GWh). Estos aumentos fueron parcialmente compensados por las salidas forzadas y programadas mencionadas anteriormente, sumado el declino del gas de Bolivia sobre la generación de CTG (-128 GWh) y menor recurso eólico (-43 GWh).

La **disponibilidad** en las unidades operadas por Pampa fue de 93,0% en el 1T23 (-484 puntos básicos vs. 97,9% del 1T22), principalmente por mayor indisponibilidad térmica, producto de los siniestros mencionados, los mantenimientos en los CC de CTGEBBA, CTLL y las pruebas de comisionamiento del CC en CTEB. Por ende, las unidades térmicas registraron 91,0% en el 1T23 (-624 puntos básicos vs. 97,2% del 1T22).

Principales indicadores operativos de generación	2023				2022				Variación			
	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total
<b>Capacidad instalada (MW)</b>	938	342	4.097	<b>5.378</b>	938	206	3.826	<b>4.970</b>	-	+66%	+7%	<b>+8%</b>
Capacidad nueva (%)	-	100%	33%	<b>31%</b>	-	100%	43%	<b>37%</b>	-	-	-10%	<b>-6%</b>
Participación de mercado (%)	2,2%	0,8%	9,5%	<b>12,4%</b>	2,2%	0,5%	8,9%	<b>11,6%</b>	-0%	+0%	+1%	<b>+1%</b>
<b>Primer trimestre</b>												
Generación neta (GWh)	447	292	5.021	<b>5.760</b>	372	227	4.293	<b>4.892</b>	+20%	+28%	+17%	<b>+18%</b>
Volumen vendido (GWh)	448	292	5.299	<b>6.038</b>	372	235	4.603	<b>5.210</b>	+20%	+24%	+15%	<b>+16%</b>
Precio promedio (US\$/MWh)	20	73	31	<b>32</b>	24	69	42	<b>42</b>	-18%	+5%	-27%	<b>-24%</b>
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	8	64	20	<b>21</b>	11	57	29	<b>29</b>	-30%	+11%	-32%	<b>-28%</b>

**Nota:** Margen bruto antes de amortización y depreciación. Incluye CTEB, operada por Pampa (participación accionaria del 50%).

Los **costos operativos** netos, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, bajaron 6% vs. 1T22 y 11% vs 4T22, principalmente por el incremento de intereses por mora en la cobranza a CAMMESA y menores compras de gas y electricidad, parcialmente compensados por incrementos salariales superiores a la devaluación, la provisión por la finalización de la concesión de las hidros de Mendoza en 2024, y mayor costo por consumo de materiales producto de las incorporaciones de PEA y PEMC, y las salidas en ciertas unidades térmicas.

Los **resultados financieros** del 1T23 alcanzaron una ganancia neta de US\$9 millones, mientras que en el 1T22 hubo una pérdida neta de US\$3 millones, principalmente por la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensada por mayores pérdidas por diferencia de cambio en los créditos por ventas e intereses financieros debido al mayor *stock* de deuda en AR\$ y la consolidación de PEMC.

El **EBITDA ajustado** del segmento alcanzó los US\$108 millones (-11% vs. 1T22), principalmente por el fin de PPA en las TG de CTEB, indisponibilidades en ciertas unidades térmicas y la suba en US\$ de los costos laborales, parcialmente compensadas por las altas de PEA y PEMC, la habilitación del CC de CTEB en febrero de 2023 y la mejora de precios en US\$ de la energía base. El EBITDA ajustado considera la tenencia de CTEB (CTBSA) del 50% (US\$7 millones en el 1T23 vs. US\$21 millones en el 1T22), y de PEMC (Greenwind) del 50% por US\$3 millones en el 1T22<sup>10</sup>. Se excluyen los intereses por mora, mayoritariamente a CAMMESA, la provisión por la concesión de hidros en Mendoza y la activación de PPE en gastos operativos.

Finalmente, las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB, alcanzaron los US\$93 millones en el 1T23 (vs. US\$10 millones del 1T22), explicado por el inicio del proyecto PEPE VI para incorporar 140 MW más de energía eólica en 2024.

<sup>10</sup> A partir del 12 de agosto de 2022, PEMC se consolida en Pampa.



A continuación, se detallan los proyectos de expansión en generación de energía:

Proyecto	MW	Comercialización	Moneda	Precio de adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$ <sup>1</sup>		Fecha de habilitación comercial
				Potencia por MW-mes	Variable por MWh	Total por MWh	Presupuesto	% Ejecutado @31-Mar-23	
<b>Térmico</b>									
Cierre a CC Ensenada <sup>2</sup>	281	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	253	98%	22-feb-23
<b>Renovable</b>									
Pampa Energía IV <sup>3</sup>	45	MAT ER	US\$	na	na	58 <sup>(4)</sup>	128	89%	2T 2023 (est.)
Pampa Energía VI	139,5	MAT ER	US\$	na	na	62 <sup>(4)</sup>	265	0%	4T 2024 (est.)

**Nota:** **1** Sin el impuesto al valor agregado. **2** El 26 de abril de 2023 se incrementó la capacidad de 272 MW a 281 MW. **3** Del total de 81 MW, se habilitaron 18 MW el 29 de diciembre de 2022 y 18 MW el 25 de febrero de 2023. Además, el 4 de abril de 2023 se habilitaron 9 MW. **4** Promedio estimado.

### 3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	154	137	+12%
<i>Ventas en el mercado local</i>	104	82	+27%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	50	55	-9%
Costo de ventas	(92)	(71)	+30%
<b>Resultado bruto</b>	<b>62</b>	<b>66</b>	<b>-6%</b>
Gastos de comercialización	(12)	(15)	-20%
Gastos de administración	(18)	(14)	+29%
Otros ingresos operativos	5	4	+25%
Otros egresos operativos	(5)	(12)	-58%
<b>Resultado operativo</b>	<b>32</b>	<b>29</b>	<b>+10%</b>
Ingresos financieros	-	1	-100%
Gastos financieros	(38)	(24)	+58%
Otros resultados financieros	5	(12)	NA
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(33)</b>	<b>(35)</b>	<b>-6%</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(1)</b>	<b>(6)</b>	<b>-83%</b>
Impuesto a las ganancias	-	2	-100%
<b>Resultado del período</b>	<b>(1)</b>	<b>(4)</b>	<b>-75%</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>62</b>	<b>56</b>	<b>+10%</b>
Altas de PPE y derechos de uso	88	63	+40%
Depreciaciones y amortizaciones	32	27	+19%

En el 1T23, las **ventas** del segmento de petróleo y gas crecieron 12% vs. 1T22, principalmente por los altos precios de exportación de gas a Chile y mejoras en los precios de gas a industria, sumado a una mayor demanda local de petróleo, parcialmente compensados por menor volumen de gas a Chile e industrias debido a los mayores compromisos bajo Plan Gas.Ar.



Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2023			2022			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	0,8	8.903		0,8	8.913				
En millones de pie cúbicos/día		314			315		+2%	-0%	+0%
En miles de boe/día	5,2	52,4	<b>57,6</b>	5,1	52,5	<b>57,5</b>			
<b>Ventas</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,9	8.968		0,8	8.979				
En millones de pie cúbicos/día		317			317		+14%	-0%	+1%
En miles de boe/día	6,0	52,8	<b>58,8</b>	5,2	52,8	<b>58,1</b>			
<b>Precio Promedio</b>									
En US\$/bbl	67,7			69,0			-2%	+11%	
En US\$/MBTU		4,0			3,5				

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

En términos **operativos**, en el 1T23 la producción global alcanzó los 57,6 kboe/día (similar al 1T22 pero -7% vs. 4T22). La **producción de gas** fue de 8,9 millones de m<sup>3</sup>/día (similar al 1T22 pero -6% vs. 4T22), explicado circunstancias comerciales: demanda residencial por debajo del compromiso bajo Plan Gas.Ar, menores exportaciones a Chile por permisos limitados y reducciones en las entregas a usuarios industriales por restricciones en el transporte de gas troncal. En el análisis por bloque, El Mangrullo tuvo que reducir su producción en respuesta de la débil demanda, registrando 5,7 millones de m<sup>3</sup>/día (-6% vs. 1T22 y -16% vs. 4T22), y conformando el 65% de nuestra producción total de gas. En Rincón del Mangrullo continúa la menor actividad y declino natural (0,3 millones de m<sup>3</sup>/día, -33% vs. 1T22 y -15% vs. 4T22). En cambio, Sierra Chata incrementó a 1,2 millones de m<sup>3</sup>/día (+69% vs. 1T22 y +113% vs. 4T22), gracias a la actividad *shale* que está llevando a cabo. Finalmente, Río Neuquén mantuvo su producción en 1,5 millones de m<sup>3</sup>/día.

Nuestro **precio de gas** del 1T23 fue de US\$4,0/MBTU (+11% vs. 1T22 y levemente mejor al 4T22), principalmente traccionado por las exportaciones a Chile, cuyos precios fueron superiores a los domésticos, y en menor medida, a una ligera suba en el segmento industrial.

En el 1T23, nuestras **entregas de gas** se destinaron 27% a CMMESA, 27% como insumo para nuestro despacho térmico<sup>11</sup> y nuestras plantas de petroquímica, 21% abasteció al mercado industrial/*spot*, 15% fue exportado y 11% vendido al segmento minorista. En cambio, en el 1T22 se vendió 30% al mercado industrial/*spot*, 30% exportado, 28% se destinó a nuestras centrales térmicas y plantas de petroquímica, 12% al segmento residencial y el remanente marginal vendido a CMMESA.

La **producción de petróleo** alcanzó los 5,2 kbbbl/día en el 1T23 (similar al 1T22 pero -10% vs. 4T22 por consumo de *stock*), explicado por la mayor producción en Los Blancos, Gobernador Ayala y Río Neuquén (+0,5 kbbbl/día vs. 1T22), que fue parcialmente compensada por una caída de 0,3 kbbbl/día en El Tordillo. Asimismo, 0,8 kbbbl/día de *stock* del 4T22 fue vendido en el 1T23, donde el 80% fue destinado al mercado doméstico vs. 76% en el 1T22.

Nuestro **precio de petróleo** del 1T23 fue similar al 1T22, alcanzando US\$67,7/barril, debido a que los menores precios para exportación fueron compensados por mejoras en la demanda local.

Al cierre del 1T23, nuestros **pozos productivos** totalizaron 812 vs. 895 del cierre de 2022.

Los **costos operativos** netos del 1T23, sin considerar depreciaciones y amortizaciones ni la compensación de Plan Gas.Ar, subieron 9% vs. 1T22 y 7% vs 4T22, principalmente por mayores costos de personal en US\$, actividad (tratamiento y mantenimiento), regalías, cánones y tasas (en línea con las mayores ventas), además del consumo del *stock* de petróleo, parcialmente compensados por una disminución en los costos de transporte asociados al menor volumen de exportación de gas, y en menor

<sup>11</sup> Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17.



medida, mayores intereses por mora en la cobranza a CAMMESA. El costo de extracción ascendió a US\$7,1/boe producido en el 1T23 (+23% vs. 1T22 pero similar al 4T22).

En el 1T23 los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$33 millones, una mejora del 6% vs. 1T22, principalmente debido a que las ganancias en la tenencia de instrumentos financieros fueron compensadas por un aumento en los intereses financieros por mayor *stock* de deuda en AR\$ y pérdidas por diferencia de cambio en los créditos por ventas.

El **EBITDA ajustado** del segmento de petróleo y gas fue de US\$62 millones en el 1T23 (+10% vs. 1T22), principalmente por el mayor precio de exportación de gas y la mejora en la demanda local de petróleo, parcialmente compensados por las menores entregas de gas residencial vs. los compromisos bajo el Plan Gas.Ar, los menores volúmenes de gas exportado y vendido al canal industrial por restricciones de transporte troncal, sumado la suba en los costos del personal y por la creciente actividad. El EBITDA ajustado del 1T23 excluye los intereses comerciales por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA.

Finalmente, en el 1T23 las **inversiones de capital** alcanzaron US\$88 millones (+40% vs. 1T22), principalmente traccionado por la campaña de perforación y completación de pozos de *shale gas*, para cumplir con los mayores compromisos bajo el Plan Gas.Ar.

### 3.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	125	126	-1%
<i>Ventas en el mercado local</i>	89	85	+5%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	36	41	-12%
Costo de ventas	(114)	(116)	-2%
<b>Resultado bruto</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>+10%</b>
Gastos de comercialización	(3)	(4)	-25%
Gastos de administración	(2)	(1)	+100%
<b>Resultado operativo</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>+20%</b>
Gastos financieros	(1)	(1)	-
Otros resultados financieros	-	1	-100%
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>NA</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>-</b>
Impuesto a las ganancias	-	-	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>-</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>+16%</b>
Altas de PPE	2	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	1	1	-

El **EBITDA ajustado** de petroquímica fue US\$7 millones en el 1T23, +16% vs. 1T22, principalmente debido a las mayores ventas locales de estireno y poliestireno y menores costos de propano. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la caída en las exportaciones de caucho sintético y poliestireno, además de mayores costos laborales en US\$. En cambio, el EBITDA ajustado disminuyó US\$8 millones con respecto al 4T22, principalmente por el menor volumen vendido de productos de reforma, asociado a la menor disponibilidad de nafta virgen y menor margen en la exportación de naftas.

El **volumen** total comercializado creció 13% vs. 1T22 a 103 mil ton, principalmente explicado por la reforma, debido a que en el 1T22 se despacharon 14 mil ton de bases y naftas como fasón y no como



volúmenes vendidos. Asimismo, se recuperaron las ventas de estireno, ya que en enero de 2022 hubo reducción en la producción. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una caída en la demanda externa por caucho sintético.

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 1T23 (miles de ton)</b>	<b>29</b>	<b>9</b>	<b>66</b>	<b>103</b>
Volumen vendido 1T22 (miles de toneladas)	27	11	53	91
Variación 1T23 vs. 1T22	+4%	-20%	+24%	+13%
<b>Precio promedio 1T23 (US\$/ton)</b>	<b>1.857</b>	<b>1.938</b>	<b>846</b>	<b>1.219</b>
Precio promedio 1T22 (US\$/ton)	1.910	2.047	977	1.385
Variación 1T23 vs. 1T22	-3%	-5%	-13%	-12%

Nota: 1 Incluye Propileno.

Los **resultados financieros** alcanzaron una pérdida neta de US\$1 millón en el 1T23, mientras que en el 1T22 fue nulo, explicado por mayores pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros.

Las **inversiones de capital** alcanzaron US\$2 millones en el 1T23, mientras que en el 1T22 fue nulo.

### 3.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Primer trimestre		
	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	4	7	-43%
Ventas en el mercado local	4	7	-43%
<b>Resultado bruto</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>-43%</b>
Gastos de administración	(9)	(8)	+13%
Otros ingresos operativos	-	3	-100%
Otros egresos operativos	(3)	(2)	+50%
Deterioro de activos financieros	-	(1)	-100%
Recupero de deterioro de activos intangibles	2	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	13	3	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>+250%</b>
Ingresos financieros	2	3	-33%
Gastos financieros	(14)	(3)	NA
Otros resultados financieros	45	-	NA
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>33</b>	<b>-</b>	<b>NA</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>40</b>	<b>2</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	1	(1)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>41</b>	<b>1</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>29</b>	<b>41</b>	<b>-29%</b>
Altas de PPE y activos intangibles	2	1	+100%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	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\$8 millones en el 1T23 vs. US\$1 millón del 1T22,





principalmente debido a menores *fees* devengados, mayores costos laborales y provisiones para contingencias, parcialmente compensados por menores gastos en honorarios a terceros.

Los **resultados financieros** del 1T23 alcanzaron una ganancia neta de US\$33 millones, mientras que en el 1T22 el resultado fue nulo, principalmente debido a ganancias por diferencia de cambio sobre deudas fiscales, parcialmente compensadas por mayores intereses fiscales.

El **EBITDA ajustado** del segmento de holding y otros bajó 29%, alcanzando US\$29 millones en el 1T23. Se eliminan los VPPs de TGS y Transener, y a su vez se adiciona el EBITDA a la tenencia accionaria de dichas afiliadas. Asimismo, se excluye el recupero del deterioro de activos intangibles en el 1T23.

En **TGS**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia fue de US\$28 millones en el 1T23 vs. US\$40 millones en el 1T22. La caída se debió principalmente a menores precios internacionales por los líquidos de gas natural e ingresos regulados, cuya adecuación tarifaria se dio posterior al 1T23<sup>12</sup>, sumado a mayores costos salariales e incremento en el costo unitario del gas combustible en US\$ utilizado para la reducción térmica en Cerri (compensado por menor consumo). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la suba en el precio del etano y un incremento en los ingresos del segmento *midstream* por mayor actividad en Vaca Muerta.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por nuestra tenencia alcanzó US\$10 millones en el 1T23 vs. US\$2 millones en el 1T22, principalmente debido a la adecuación tarifaria desde el 1 de enero de 2023 (155% Transener y 154% Transba).

---

<sup>12</sup> Para más información, ver "Situación tarifaria en los negocios regulados de TGS..." en la sección 1.3 de este Informe.



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

Subsidiaria En US\$ millones	1T23				1T22			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta <sup>2</sup>	Resultado neto <sup>3</sup>	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta <sup>2</sup>	Resultado neto <sup>3</sup>
<b>Segmento de generación de energía</b>								
Diamante	61,0%	(1)	(0)	0	61,0%	2	(6)	1
Los Nihuiles	52,0%	(0)	(0)	0	52,0%	0	(4)	2
VAR <sup>4</sup>	100,0%	5	0	3	-	-	-	-
<i>Greenwind<sup>5</sup></i>		5	56	1		6	69	1
<i>Ajuste participación no controladora</i>		-	-	-		(3)	(35)	(0)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	100,0%	5	56	1	50,0%	3	35	0
<i>CTBSA</i>		13	297	5		43	188	43
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(7)	(148)	(2)		(21)	(94)	(22)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	7	148	2	50,0%	21	94	22
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		92	20	88		95	158	72
<b>Subtotal generación</b>		<b>108</b>	<b>225</b>	<b>96</b>		<b>121</b>	<b>277</b>	<b>97</b>
<b>Segmento de petróleo y gas</b>								
Pampa Energía	100,0%	62	827	(1)	100,0%	56	802	(4)
<b>Subtotal petróleo y gas</b>		<b>62</b>	<b>827</b>	<b>(1)</b>		<b>56</b>	<b>802</b>	<b>(4)</b>
<b>Segmento de petroquímica</b>								
Pampa Energía	100,0%	7	-	5	100,0%	6	-	5
<b>Subtotal petroquímica</b>		<b>7</b>	<b>-</b>	<b>5</b>		<b>6</b>	<b>-</b>	<b>5</b>
<b>Segmento de holding y otros</b>								
<i>Transener</i>		38	(3)	21		9	(14)	1
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(28)	2	(15)		(7)	10	(1)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	10	(1)	5	26,3%	2	(4)	0
<i>TGS</i>		95	84	27		137	235	74
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(67)	(59)	(19)		(97)	(166)	(145)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	29,1%	28	24	8	29,3%	40	69	(71)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		(8)	(0)	28		(1)	(106)	72
<b>Subtotal holding y otros</b>		<b>29</b>	<b>23</b>	<b>41</b>		<b>41</b>	<b>(41)</b>	<b>1</b>
Eliminaciones		-	(172)	-		-	(194)	-
<b>Total consolidado</b>		<b>206</b>	<b>903</b>	<b>141</b>		<b>225</b>	<b>845</b>	<b>99</b>
<b>A nuestra tenencia accionaria</b>		<b>201</b>	<b>1.075</b>	<b>141</b>		<b>224</b>	<b>1.039</b>	<b>99</b>

**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** Adquirido el 16 de diciembre de 2022. **5** Consolidado en Pampa desde el 12 de agosto de 2022.



## 4. Anexo

### 4.1 Principales indicadores operativos por central del segmento de generación de energía

Principales indicadores operativos del segmento de generación	Hidroeléctricas			Eólicas				Subtotal hidro +eólicas	Térmicas									Subtotal térmicas	Total
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC <sup>1</sup>	PEPE2	PEPE 3-4 <sup>2</sup>	PEA <sup>3</sup>		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB A	Eco-Energía	CTEB <sup>4</sup>		
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	89	100	<b>1.280</b>	780	361	30	620	100	100	1.253	14	839	<b>4.097</b>	<b>5.378</b>
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	89	100	<b>342</b>	184	100	-	-	100	100	565	14	272	<b>1.336</b>	<b>1.678</b>
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	<b>3,0%</b>	1,8%	0,8%	0,1%	1,4%	0,2%	0,2%	2,9%	0,03%	1,9%	<b>9,5%</b>	<b>12,4%</b>
<b>Primer trimestre</b>																			
Generación neta 1T23 (GWh)	<b>176</b>	<b>97</b>	<b>175</b>	<b>83</b>	<b>49</b>	<b>79</b>	<b>80</b>	<b>739</b>	<b>1.282</b>	<b>38</b>	<b>23</b>	<b>482</b>	<b>108</b>	<b>109</b>	<b>2.177</b>	<b>19</b>	<b>783</b>	<b>5.021</b>	<b>5.760</b>
Participación de mercado	<b>0,5%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,21%</b>	<b>1,9%</b>	<b>3,3%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,3%</b>	<b>5,7%</b>	<b>0,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>13,1%</b>	<b>15,0%</b>
Ventas 1T23 (GWh)	<b>176</b>	<b>97</b>	<b>175</b>	<b>83</b>	<b>49</b>	<b>79</b>	<b>80</b>	<b>740</b>	<b>1.282</b>	<b>154</b>	<b>23</b>	<b>482</b>	<b>108</b>	<b>109</b>	<b>2.322</b>	<b>37</b>	<b>783</b>	<b>5.299</b>	<b>6.038</b>
Generación neta 1T22 (GWh)	117	81	174	101	62	64	-	<b>599</b>	1.266	166	20	295	81	68	2.118	18	260	<b>4.293</b>	<b>4.892</b>
Variación 1T23 vs. 1T22	+50%	+20%	+1%	-18%	-21%	+24%	na	<b>+23%</b>	+1%	-77%	+15%	+64%	+33%	+60%	+3%	+3%	na	<b>+17%</b>	<b>+18%</b>
Ventas 1T22 (GWh)	117	81	174	101	70	64	-	<b>607</b>	1.266	225	20	295	81	68	2.347	40	260	<b>4.603</b>	<b>5.210</b>
Precio prom. 1T23 (US\$/MWh)	<b>16</b>	<b>34</b>	<b>16</b>	<b>70</b>	<b>79</b>	<b>66</b>	<b>79</b>	<b>41</b>	<b>20</b>	<b>75</b>	<b>25</b>	<b>20</b>	<b>92</b>	<b>72</b>	<b>33</b>	<b>37</b>	<b>25</b>	<b>31</b>	<b>32</b>
Precio prom. 1T22 (US\$/MWh)	23	40	18	69	72	68	na	<b>42</b>	21	42	32	34	116	108	35	38	na	<b>42</b>	<b>42</b>
Margen bruto prom. 1T23 (US\$/MWh)	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>7</b>	<b>60</b>	<b>64</b>	<b>62</b>	<b>68</b>	<b>30</b>	<b>17</b>	<b>33</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>72</b>	<b>54</b>	<b>20</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>21</b>
Margen bruto prom. 1T22 (US\$/MWh)	5	24	9	59	54	58	na	<b>29</b>	16	20	14	16	93	80	20	16	na	<b>29</b>	<b>29</b>

**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** PEPE IV: 18 MW habilitados el 29 de diciembre de 2022, 18 MW el 25 de febrero de 2023 y 9 MW el 4 de abril de 2023. **3** Adquirido el 16 de diciembre de 2022. **4** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). TV de 272 MW habilitado el 22 de febrero de 2023, incrementándose a 281 MW el 26 de abril de 2023.



## 4.2 Producción de petróleo y gas en los principales bloques

En miles de boe diarios, a nuestra tenencia	Primer trimestre		
	2023	2022	Variación
<b>Gas natural</b>			
El Mangrullo	33,8	36,2	-6%
Río Neuquén	8,7	8,6	+1%
Sierra Chata	7,1	4,2	+69%
Rincón del Mangrullo <sup>1</sup>	1,5	2,3	-33%
Otros	1,2	1,1	+4%
<b>Subtotal de gas natural</b>	<b>52,4</b>	<b>52,5</b>	<b>-0%</b>
<b>Petróleo</b>			
El Tordillo <sup>2</sup>	2,4	2,7	-13%
Gobernador Ayala	1,2	1,0	+14%
Petróleo asociado <sup>3</sup>	1,0	0,9	+8%
Otros	0,6	0,4	+52%
<b>Subtotal de petróleo</b>	<b>5,2</b>	<b>5,1</b>	<b>+2%</b>
<b>Total</b>	<b>57,6</b>	<b>57,5</b>	<b>+0%</b>

**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
1T23/1T22	Primer trimestre de 2023/Primer trimestre de 2022
4T22	Cuarto trimestre de 2022
ADR/ADS	American Depositary Receipt
AR\$	Pesos Argentinos
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
ByMA	Bolsas y Mercados Argentinos
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo Combinado
CPB	Central Piedra Buena
CTBSA	CT Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes
CTGEBA	Central Térmica Genelba
CTIW	Central Térmica Ingeniero White
CTLL	Central Térmica Loma De La Lata
CTP	Central Térmica Piquirenda
CTPP	Central Térmica Parque Pilar
E&P	Exploración y Producción
EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones
EcoEnergía	Central de Co-Generación EcoEnergía
EEFF	Estados financieros
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas



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 Nihuales S.A.
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
IGMP	Impuesto a la ganancia mínima presunta
Kbbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo
M <sup>3</sup>	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.
PEA	Parque Eólico Arauco II, etapa 1 y 2
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
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 2023 – 2028 (Decreto PEN N° 730/22) y Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU 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
RTI	Revisión Tarifaria Integral
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
VN	Valor Nominal
VPP	Valor Patrimonial Proporcional
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A.