

# Informe de resultados Septiembre 2021



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 2021.

Buenos Aires, 10 de noviembre de 2021

## 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 noviembre de 2021:

1.386,4 millones acciones ordinarias/55,5 millones de ADSs

### Capitalización bursátil:

AR\$222 mil millones/  
US\$1.041 millones

## Información sobre la videoconferencia

**Fecha y hora:** jueves 11 de noviembre 10.00 a.m. de Nueva York/12.00 p.m. de Buenos Aires

### Link de acceso:

[bit.ly/Pampa3Q21VC](http://bit.ly/Pampa3Q21VC)

## Para más información de Pampa

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

## Bases de presentación

La información financiera de Pampa adopta el US\$ como moneda funcional y cuando está expresada en AR\$, se toma el TCN transaccional. No obstante, las afiliadas Transener, TGS y Refinor reportan en moneda local y por ende, sus cifras están ajustadas por inflación al 30 septiembre de 2021, con excepción de períodos anteriores ya reportados.

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

**Aumento interanual del 49% en las ventas, registrando US\$435 millones<sup>2</sup> en el 3T21**, explicado por mayores precios de crudo, gas y productos petroquímicos, incremento en los volúmenes físicos comercializados en todos los negocios y mayores ventas de combustible propio a unidades de generación térmica.

Principales indicadores operativos de Pampa		3T21	3T20	Variación
<b>Electricidad</b>	Generación (GWh)	4.512	4.000	+13%
	Margen bruto (US\$/MWh)	31,0	40,3	-23%
<b>Hidrocarburos</b>	Producción (miles de boe/día)	57,4	46,8	+23%
	Producción de gas sobre total	92%	91%	+0%
	Precio promedio gas (US\$/MBTU)	4,4	2,5	+76%
	Precio promedio crudo (US\$/bbl)	61,6	40,4	+52%
<b>Petroquímica</b>	Volumen vendido (miles de ton)	129	90	+43%
	Precio promedio (US\$/ton)	1.123	748	+50%

**27% de incremento interanual en el EBITDA ajustado<sup>3</sup>, registrando US\$262 millones en el 3T21**, explicado por un aumento de US\$68 millones en petróleo y gas, compensado por disminuciones de US\$6 millones en generación y US\$6 millones en holding y otros.

**Pampa registró una ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$131 millones**, US\$53 millones superior al 3T20, principalmente debido a la mejora en el margen operativo de petróleo y gas, compensado por mayores pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros y la ganancia por recompra de deuda registrada en 3T20.

**La deuda neta consolidada descendió a US\$917 millones al 30 de septiembre del 2021**, marcando la continua e importante reducción (en su gran mayoría, vencimientos en AR\$), en comparación a los US\$1.148 millones registrados a fin de 2020.

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

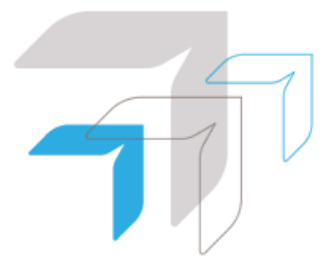
<sup>2</sup> No incluye ventas de las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS a nuestra tenencia por US\$115 millones, los cuales bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo expuestos en "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

<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 petróleo y gas .....	3
1.2 Segmento de generación .....	4
1.3 TGS: ampliación del servicio de <i>midstream</i> en el Gasoducto Vaca Muerta .....	4
1.4 Otras novedades .....	5
2. Indicadores financieros relevantes .....	6
2.1 Estado de situación patrimonial consolidado .....	6
2.2 Estado de resultados consolidado .....	7
2.3 Estado de caja y deuda financiera .....	8
2.4 Recompra de instrumentos financieros propios .....	10
3. Análisis de los resultados del 3T21 .....	11
3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado .....	11
3.2 Análisis del segmento de generación de energía .....	12
3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas .....	14
3.4 Análisis del segmento de petroquímica .....	16
3.5 Análisis del segmento de holding y otros .....	18
3.6 Análisis del período de nueve meses, por subsidiaria y segmento .....	19
3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento .....	20
4. Anexo .....	21
4.1 Principales indicadores operativos del segmento de generación de energía .....	21
4.2 Producción de petróleo y gas en los principales bloques .....	22
4.3 Segmento de distribución de energía, discontinuado .....	22
5. Glosario de términos .....	23



# 1. Hechos relevantes

## 1.1 Segmento de petróleo y gas

### Ronda 3 del Plan Gas.Ar

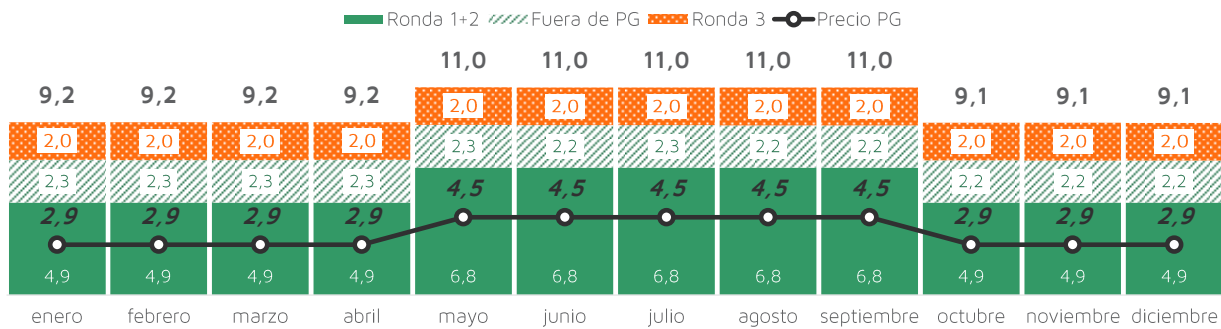
El 19 de octubre de 2021 la SE convocó la tercera ronda del Plan Gas.Ar para adquirir 6 millones de m<sup>3</sup>/día de gas (siendo la mitad de la Cuenca Neuquina), bajo un GSA con las mismas condiciones de la primera ronda adjudicada en diciembre de 2020, con vigencia entre mayo 2022 a diciembre 2024.

El 10 de noviembre de 2021, la SE adjudicó un total de 3 millones de m<sup>3</sup>/día. Pampa participó y fue adjudicado por 2 millones de m<sup>3</sup>/día a US\$3,347/MBTU.

### PRODUCCIÓN DE GAS PRO-FORMA DE PAMPA ENERGÍA

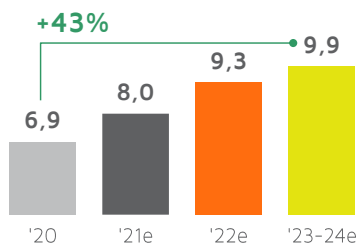
En millones m<sup>3</sup>/día y US\$/MBTU, 2023-2024

No incluye exportaciones/demanda adicional de CMMESA



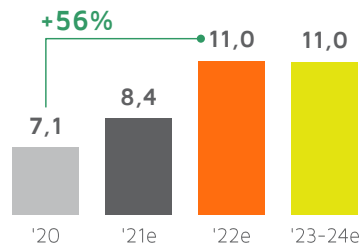
### MEJORA SUSTANCIAL EN LA PRODUCCIÓN Y PRECIOS DE PAMPA

Producción total de gas<sup>1</sup> en millones de m<sup>3</sup> diarios



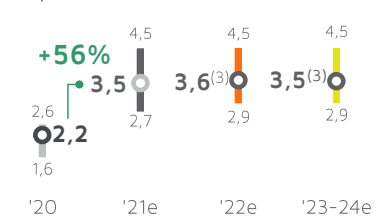
<sup>1</sup> Producción a tenencia de Pampa.

Producción total invernal<sup>2</sup> en millones de m<sup>3</sup> diarios



<sup>2</sup> Meses de mayo a septiembre inclusive.

Precio anual del gas mínimo, máximo y promedio en US\$/MBTU



<sup>3</sup> Precio promedio que aplica a Plan Gas.Ar.

### Exportaciones de gas

Desde el 1 de octubre de 2021 Pampa comenzó a exportar gas natural en condición firme a Chile por un volumen máximo de 1,5 millones de m<sup>3</sup>/día hasta el 1 de mayo de 2022. Asimismo, durante la temporada estival, Pampa exporta en condición *spot* a clientes en Chile.



## 1.2 Segmento de generación

### **Ampliación de PEPE III**

El 29 de octubre de 2021 CAMMESA otorgó la prioridad de despacho de 36 MW, a destinarse para el proyecto de ampliación de PEPE III y cuya producción será comercializada a través de contratos privados con grandes usuarios en el segmento MAT ER.

PEPE III está ubicado en Coronel Rosales, a 45 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Fue habilitado en mayo de 2019 junto a PEPE II, y actualmente, su factor de carga asciende aproximadamente a 63%.

### **Vencimiento del PPA de la turbina de vapor en CTLL**

Luego de haber cumplido los 10 años de duración contractual del PPA bajo Res. SE N° 220/07, los 180 MW de capacidad instalada de la turbina de vapor LDLATV01 del CC comenzaron a ser remunerados como energía base bajo la Res. SE N° 440/21 a partir de las 0 horas del 1 de noviembre de 2021.

### **Ajuste transitorio en la remuneración para la energía base**

Con el objetivo de garantizar el abastecimiento de las exportaciones de electricidad efectuadas por CAMMESA y preservar la disponibilidad y mantenimiento de los generadores, la Res. SE N° 1037/21 estableció un reconocimiento adicional y transitorio a los generadores bajo el esquema de energía base (con excepción de las hidráulicas binacionales), a ser remunerado entre septiembre 2021 y febrero 2022.

Dicho incremento fue instrumentado por la SE a CAMMESA (Nota NO-2021-108163338-APN-SE#ME). CAMMESA deberá asumir que los generadores térmicos alcanzados cuentan con un factor de uso del 70%, por lo que se abonará el 100% de la remuneración por potencia. Asimismo, cada mes se monetizará la energía exportada por CAMMESA a AR\$1.000/MWh, cuyo monto se abonará como adicional previo prorrateo en forma proporcional a la energía despachada mensualmente por cada generador alcanzado.

### **Aprobación y emisión de certificados IREC**

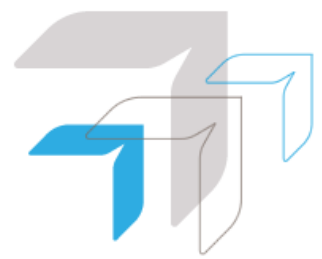
En agosto de 2021, Pampa registró los parques eólicos PEPE II y III bajo el estándar International Renewable Energy Certificates (IREC), emitido por la International REC Standard Foundation, convirtiéndose en el primer generador argentino en certificar energía eólica. Los IREC son instrumentos reconocidos internacionalmente, utilizados por empresas que poseen metas de mitigación de emisiones de carbono y apoyan el desarrollo de la energía renovable. Pampa puede llegar a emitir unos 500.000 certificados al año, lo que representa aproximadamente el 10% del total emitido en el país<sup>4</sup>.

## 1.3 TGS: ampliación del servicio de *midstream* en el Gasoducto Vaca Muerta

Impulsado por el crecimiento de la producción de gas gracias al Plan Gas.Ar, en septiembre de 2021 TGS finalizó los trabajos de ampliación de la planta de Tratayén, incrementando la capacidad de acondicionamiento de 5,4 a 7,8 millones de m<sup>3</sup>/día, con una inversión aproximada de US\$16 millones.

---

<sup>4</sup> Para más información, ver en este [link](#).



---

## 1.4 Otras novedades

### ***Cambios en el Directorio y Comité Ejecutivo***

El 30 de septiembre de 2021 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de Pampa aprobó la designación de Maximiliano Sebastián Ramírez, director suplente independiente de Pampa, en reemplazo de Haroldo Adrián Montagu, y María Agustina Montes, directora suplente no independiente de Pampa, en reemplazo de Victoria Hitce, hasta completar sus respectivos mandatos.

Asimismo, el 10 de noviembre de 2021 el Directorio aceptó la renuncia de Gabriel Cohen, CFO, presentada en octubre de 2021, y designó a Nicolás Mindlin en su reemplazo. Cabe destacar que Gabriel Cohen continuará como miembro titular del Directorio.

### ***Reporte de Sustentabilidad 2020***

A mediados de octubre de 2021 se publicó nuestro cuarto [Reporte de Sustentabilidad 2020](#). En esta oportunidad, por primera vez los principales indicadores de impacto fueron verificados con un auditor externo, se incorporaron los indicadores SASB para los sectores de generación de energía y gas y petróleo y se realizó una consulta de materialidad a todos los grupos de interés de Pampa.

El 2020 se destaca por mejoras sustanciales en los indicadores de eficiencia ambientales de nuestros principales negocios de generación eléctrica y E&P, tales como las intensidades en el uso de agua, consumo energético y huella de carbono. Asimismo, se detalló nuestra respuesta ante COVID-19 en la comunidad y nuestro personal, registrando un significativo aumento del 23% en US\$ de la inversión social, el cual ascendió a US\$3 millones durante el ejercicio.

Asimismo, Pampa continúa posicionado como referente principal en materia de sustentabilidad, miembro del [Índice de Sustentabilidad de ByMA](#), [Índice de Igualdad de Género de Bloomberg](#) y [Panel de Gobierno Corporativo Plus del ByMA](#). Se completaron los cuestionarios de S&P, Ecovadis, y CDP, convirtiéndose Pampa en signataria de esta plataforma de referencia en temas ambientales.



## 2. Indicadores financieros relevantes

### 2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

Montos en millones	Al 30.09.2021		Al 31.12.2020	
	AR\$	US\$ TC 98,74	AR\$	US\$ TC 84,15
<b>ACTIVO</b>				
Propiedades, planta y equipo	159.563	1.616	135.445	1.610
Activos intangibles	3.814	39	3.455	41
Derechos de uso	1.440	15	867	10
Activos por impuesto diferido	6.874	70	9.082	108
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	70.500	714	46.229	549
Inversiones a costo amortizado	9.906	100	8.428	100
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	4.780	48	942	11
Otros activos	61	1	57	1
Créditos por ventas y otros créditos	2.599	26	3.631	43
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>259.537</b>	<b>2.628</b>	<b>208.136</b>	<b>2.473</b>
Inventarios	14.175	144	9.766	116
Inversiones a costo amortizado	-	-	2.062	25
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	32.940	334	27.382	325
Instrumentos financieros derivados	1	0	1	-
Créditos por ventas y otros créditos	47.840	485	28.678	341
Efectivo y equivalentes de efectivo	17.117	173	11.900	141
<b>Total del activo corriente</b>	<b>112.073</b>	<b>1.135</b>	<b>79.789</b>	<b>948</b>
Activos clasificados como mantenidos para la venta	-	-	123.603	1.469
<b>Total del activo</b>	<b>371.610</b>	<b>3.764</b>	<b>411.528</b>	<b>4.890</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios</b>	<b>169.789</b>	<b>1.720</b>	<b>120.247</b>	<b>1.428</b>
Participación no controladora	675	7	28.631	341
<b>Total del patrimonio</b>	<b>170.464</b>	<b>1.726</b>	<b>148.878</b>	<b>1.769</b>
<b>PASIVO</b>				
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	378	4	161	2
Provisiones	13.921	141	9.326	111
Pasivo por impuesto a las ganancias	18.855	191	11.004	131
Cargas fiscales	151	2	128	2
Pasivos por impuesto diferido	-	-	93	1
Planes de beneficios definidos	2.165	22	1.460	17
Préstamos	134.564	1.363	115.428	1.372
Otras deudas	1.289	13	1.418	16
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>171.323</b>	<b>1.735</b>	<b>139.018</b>	<b>1.652</b>
Provisiones	546	6	1.379	16
Pasivo por impuesto a las ganancias	498	5	897	11
Cargas fiscales	3.947	40	3.030	36
Planes de beneficios definidos	298	3	298	4
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	2.099	21	1.935	23
Instrumentos financieros derivados	16	0	40	-
Préstamos	6.041	61	20.377	242
Deudas comerciales y otras deudas	16.378	166	9.778	116
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>29.823</b>	<b>302</b>	<b>37.734</b>	<b>448</b>
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	-	-	85.898	1.021
<b>Total del pasivo</b>	<b>201.146</b>	<b>2.037</b>	<b>262.650</b>	<b>3.121</b>
<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>371.610</b>	<b>3.764</b>	<b>411.528</b>	<b>4.890</b>



## 2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Nueve meses				Tercer trimestre			
	2021		2020		2021		2020	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	103.740	1.102	53.669	787	42.529	435	21.515	291
Costo de ventas	(62.652)	(666)	(32.369)	(482)	(27.309)	(280)	(12.060)	(164)
<b>Resultado bruto</b>	<b>41.088</b>	<b>436</b>	<b>21.300</b>	<b>305</b>	<b>15.220</b>	<b>155</b>	<b>9.455</b>	<b>127</b>
Gastos de comercialización	(1.752)	(18)	(1.356)	(20)	(669)	(6)	(356)	(4)
Gastos de administración	(6.301)	(67)	(4.848)	(71)	(2.258)	(23)	(1.674)	(22)
Gastos de exploración	(50)	-	(21)	-	(6)	-	(12)	-
Otros ingresos operativos	8.864	92	2.506	37	4.018	42	1.245	17
Otros egresos operativos	(4.623)	(50)	(1.781)	(26)	(792)	(8)	(505)	(7)
Deterioro de activos financieros	(229)	(3)	(851)	(13)	(33)	(1)	(863)	(13)
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios	(172)	(2)	(4.316)	(67)	-	-	-	-
Resultado por part. en negocios conjuntos y asociadas	8.131	85	4.810	66	5.030	51	1.652	20
<b>Resultado operativo</b>	<b>44.956</b>	<b>473</b>	<b>15.443</b>	<b>211</b>	<b>20.510</b>	<b>210</b>	<b>8.942</b>	<b>118</b>
Ingresos financieros	619	7	529	8	282	4	234	4
Gastos financieros	(14.128)	(151)	(8.598)	(127)	(6.287)	(65)	(3.250)	(45)
Otros resultados financieros	2.813	29	3.353	48	(118)	-	1.593	20
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>(10.696)</b>	<b>(115)</b>	<b>(4.716)</b>	<b>(71)</b>	<b>(6.123)</b>	<b>(61)</b>	<b>(1.423)</b>	<b>(21)</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>34.260</b>	<b>358</b>	<b>10.727</b>	<b>140</b>	<b>14.387</b>	<b>149</b>	<b>7.519</b>	<b>97</b>
Impuesto a las ganancias	(7.786)	(83)	(2.731)	(34)	(1.680)	(19)	(1.332)	(20)
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>26.474</b>	<b>275</b>	<b>7.996</b>	<b>106</b>	<b>12.707</b>	<b>130</b>	<b>6.187</b>	<b>77</b>
Resultado por operaciones discontinuadas	(7.129)	(75)	(1.765)	(23)	-	-	(17)	1
<b>Resultado del período</b>	<b>19.345</b>	<b>200</b>	<b>6.231</b>	<b>83</b>	<b>12.707</b>	<b>130</b>	<b>6.170</b>	<b>78</b>
<b>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</b>	<b>22.577</b>	<b>234</b>	<b>7.156</b>	<b>96</b>	<b>12.804</b>	<b>131</b>	<b>6.161</b>	<b>78</b>
Operaciones continuas	26.303	273	8.101	108	12.804	131	6.159	77
Operaciones discontinuadas	(3.726)	(39)	(945)	(12)	-	-	2	1
<b>Atribuible a la participación no controladora</b>	<b>(3.232)</b>	<b>(34)</b>	<b>(925)</b>	<b>(13)</b>	<b>(97)</b>	<b>(1)</b>	<b>9</b>	<b>-</b>
<b>Resultado por acción atribuible a los accionistas</b>	<b>16,11</b>	<b>0,17</b>	<b>4,56</b>	<b>0,06</b>	<b>9,23</b>	<b>0,09</b>	<b>4,08</b>	<b>0,05</b>
Por operaciones continuas	18,76	0,19	5,16	0,07	9,23	0,09	4,08	0,05
Por operaciones discontinuadas	(2,66)	(0,03)	(0,60)	(0,01)	-	-	0,001	0,001
<b>Resultado por ADR atribuible a los accionistas</b>	<b>402,65</b>	<b>4,18</b>	<b>113,90</b>	<b>1,53</b>	<b>230,69</b>	<b>2,36</b>	<b>101,99</b>	<b>1,29</b>
Por operaciones continuas	469,10	4,87	128,94	1,72	230,69	2,36	101,96	1,28
Por operaciones discontinuadas	(66,45)	(0,70)	(15,04)	(0,19)	-	-	0,03	0,02
<b>Promedio de acciones ordinarias en circulación</b>	<b>1.401,8</b>		<b>1.570,7</b>		<b>1.387,6</b>		<b>1.510,2</b>	
<b>Acciones ordinarias en circulación al final del período</b>	<b>1.386,4</b>		<b>1.479,0</b>		<b>1.386,4</b>		<b>1.479,0</b>	



## 2.3 Estado de caja y deuda financiera

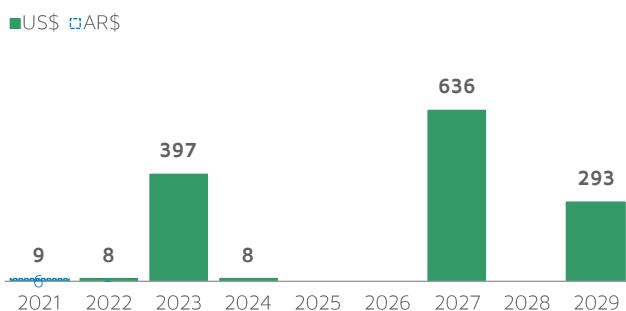
Al 30 de septiembre de 2021, en US\$ millones	Caja <sup>1</sup>		Deuda financiera		Deuda neta	
	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia
Generación de energía	280	275	397	397	117	122
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	51	51	-	-	(51)	(51)
Petróleo y gas	175	175	1.027	1.027	852	852
<b>Total bajo NIIF/Grupo Restringido</b>	<b>507</b>	<b>502</b>	<b>1.424</b>	<b>1.424</b>	<b>917</b>	<b>922</b>
Afiliadas a nuestra participación <sup>2</sup>	108	108	358	358	250	250
<b>Total con afiliadas</b>	<b>615</b>	<b>609</b>	<b>1.782</b>	<b>1.782</b>	<b>1.167</b>	<b>1.172</b>

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

### Operaciones de deuda

En lo que va del año, el endeudamiento financiero a nivel consolidado de Pampa bajo NIIF descendió US\$190 millones a US\$1.424 millones al 30 de septiembre de 2021. En términos de endeudamiento neto de caja, la reducción alcanza los US\$231 millones. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,8%, moneda en la que está denominada el 99,6% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa promedio en AR\$ era del 34,3%. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 4,7 años.

A continuación, el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones a fin del 3T21:



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

Durante el 3T21 Pampa tomó adelantos bancarios por un total de AR\$546 millones y pagó a vencimiento la totalidad de las ON Clase VI por AR\$6.355 millones de VN. Posteriormente al cierre del trimestre, Pampa pagó a vencimiento AR\$500 millones.

Por otro lado, debido al vencimiento del programa de deuda a fin de 2021, la Asamblea de Accionistas del 30 de septiembre de 2021 aprobó la creación de un nuevo programa global por hasta US\$2.000 millones, para ON simples no convertibles en acciones y/o convertibles en acciones.

Con respecto a afiliadas, durante el 3T21 Transener pagó a vencimiento la totalidad de sus ON Clase 2 por US\$86 millones de VN y préstamos por AR\$56 millones, y tomó AR\$1.000 millones a tasa Badlar más 8%, a pagar en 3 años. Asimismo, CTBSA pagó al vencimiento US\$33,2 millones del préstamo sindicado y reabrió las ON Clase I en US\$-link, emitiendo US\$15,6 millones adicionales a TNA 4% con vencimiento en 2023 y ON Clase II por UVA27,9 millones adicionales a TNA 4% y valor inicial de AR\$84,76/UVA con vencimiento en 2024.





Posterior al cierre del 3T21, CTBSA pagó al vencimiento US\$4 millones del préstamo sindicado y Transener pagó a vencimiento 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 en circulación	Tasa pactada
<b>En US\$</b>					
TGS <sup>1</sup>	ON a descuento y tasa fija	2025	500	479	6,75%
Pampa	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	390	7,375%
	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	636	7,5%
	ON Serie III a descuento y tasa fija	2029	300	293	9,125%
<b>En US\$-link</b>					
CTEB	ON Clase I	2023	43	43	4%
<b>En UVA</b>					
CTEB	ON Clase II	2024	65	65	4%

**Nota: 1** Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEEF de Pampa.

### Calificación crediticia

En septiembre de 2021 S&P subió la calificación individual de Pampa en escala global de "CCC+" a "B-", por encima del soberano, debido a la liquidez adecuada y el cómodo perfil de deuda.

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.



## 2.4 Recompra de instrumentos financieros propios<sup>5</sup>

### **Pampa**

El 31 de agosto de 2021 el Directorio de Pampa suspendió la vigencia del décimo plan de recompra de acciones propias, y dándolo por finalizado el 5 de noviembre.

Plan de recompra X	
Monto máximo a recomprar	US\$30 millones
Precios máximos	AR\$110/acción ordinaria o US\$15,5/ADR
Plazo	120 días desde el 8 de julio de 2021
Estado	Finalizado

Durante el 3T21, la Compañía adquirió, directa e indirectamente, 0,2 millones de ADR a un precio promedio de US\$15,4/ADR.

Asimismo, la Asamblea del 30 de septiembre de 2021 aprobó la reducción del capital social mediante la cancelación de 12,5 millones de acciones ordinarias en cartera (equivalente a 0,5 millones de ADR). Dicha reducción se encuentra en proceso de inscripción ante la Inspección General de Justicia (IGJ).

Al 9 de noviembre de 2021, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.386,4 millones de acciones ordinarias (equivalente a 55,5 millones de ADR)<sup>6</sup>.

### **TGS**

Durante el 3T21, TGS recompró US\$1,5 millones de VN de sus ON 2025. De esta manera, al 9 de noviembre de 2021, las ON 2025 en circulación ascendían a US\$479 millones de VN.

<sup>5</sup> Considera operaciones concertadas.

<sup>6</sup> Para mayor información, ver [Capital Accionario](#).



### 3. Análisis de los resultados del 3T21

Resumen por segmento Montos en US\$ millones	3T21			3T20			Variación		
	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto	Ventas	EBITDA Ajustado	Resultado Neto
Generación de electricidad	173	126	74	160	132	74	+8%	-5%	-
Petróleo y Gas	148	104	52	83	36	(13)	+78%	+187%	NA
Petroquímica	144	7	6	67	7	6	+115%	-0%	-
Holding y Otros	4	25	(1)	6	31	10	-33%	-18%	NA
Eliminaciones	(34)	-	-	(25)	-	-	+36%	NA	NA
<b>Subtotal operaciones continuas</b>	<b>435</b>	<b>262</b>	<b>131</b>	<b>291</b>	<b>206</b>	<b>77</b>	<b>+49%</b>	<b>+27%</b>	<b>+70%</b>
Distribución de electricidad (discont.)	-	-	-	-	28	1	NA	-100%	-100%
<b>Total</b>	<b>435</b>	<b>262</b>	<b>131</b>	<b>291</b>	<b>234</b>	<b>78</b>	<b>+49%</b>	<b>+12%</b>	<b>+67%</b>

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

#### 3.1 Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado

Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado, en US\$ millones	Nueve meses		Tercer trimestre	
	2021	2020	2021	2020
Resultado operativo consolidado	473	211	210	118
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	147	153	56	53
<b>EBITDA</b>	<b>620</b>	<b>364</b>	<b>266</b>	<b>171</b>
<b>Ajustes del segmento de generación</b>	<b>21</b>	<b>66</b>	<b>7</b>	<b>(4)</b>
Eliminación de resultado por VPP	(32)	(37)	(18)	(17)
Eliminación de deterioro de PPE y activos intangibles	2	56	-	-
Eliminación de recuperó provisión garantía PEPE IV	(13)	(7)	-	(7)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(20)	(17)	(8)	(5)
Eliminación de provisión siniestro en GEBATG03	8	-	-	-
Eliminación de desvalorización de PPE	8	-	8	-
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	8	9	3	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	59	62	21	22
<b>Ajustes del segmento de petróleo y gas</b>	<b>(10)</b>	<b>15</b>	<b>(20)</b>	<b>11</b>
Eliminación de resultado por VPP	(22)	4	(20)	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(2)	(3)	(0)	(2)
Eliminación de provisión para remediación ambiental	14	-	-	-
Eliminación de desval. créditos con distribuidoras	-	13	-	13
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	1	1	0	0
<b>Ajustes del segmento de petroquímica</b>	<b>(0)</b>	<b>11</b>	<b>(0)</b>	<b>(0)</b>
Eliminación de deterioro de inventarios	-	11	-	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(0)	(0)	(0)
<b>Ajustes del segmento de holding y otros</b>	<b>75</b>	<b>60</b>	<b>9</b>	<b>28</b>
Eliminación de resultados por VPP	(31)	(33)	(13)	(3)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(2)	(0)	(0)
Eliminación de provisión por contingencias	12	-	(1)	-
Eliminación reversión pasivo por compensación ejecutiva	(7)	-	(7)	-
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	84	73	25	25
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	12	22	4	7
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	4	0	1	(1)
<b>EBITDA ajustado consolidado, op. continuas</b>	<b>706</b>	<b>516</b>	<b>262</b>	<b>206</b>
<b>A nuestra tenencia</b>	<b>705</b>	<b>512</b>	<b>262</b>	<b>205</b>
+ EBITDA op. discontinuadas: Edenor	17	67	-	28
<b>EBITDA ajustado consolidado, op. continuas y discont.</b>	<b>723</b>	<b>583</b>	<b>262</b>	<b>234</b>
<b>A nuestra tenencia</b>	<b>711</b>	<b>549</b>	<b>262</b>	<b>216</b>



### 3.2 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	501	409	+22%	173	160	+8%
Costo de ventas	(266)	(181)	+47%	(95)	(68)	+40%
<b>Resultado bruto</b>	<b>235</b>	<b>228</b>	<b>+3%</b>	<b>78</b>	<b>92</b>	<b>-15%</b>
Gastos de comercialización	(1)	(1)	-	-	1	-100%
Gastos de administración	(21)	(22)	-5%	(8)	(7)	+14%
Otros ingresos operativos	36	25	+44%	10	11	-9%
Otros egresos operativos	(4)	(5)	-20%	(2)	(2)	-
Deterioro de PPE y activos intangibles	(2)	(56)	-96%	-	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	32	37	-14%	18	17	+6%
<b>Resultado operativo</b>	<b>275</b>	<b>206</b>	<b>+33%</b>	<b>96</b>	<b>112</b>	<b>-14%</b>
Ingresos financieros	3	3	-	2	1	+100%
Gastos financieros	(32)	(42)	-24%	(10)	(14)	-29%
Otros resultados financieros	13	(1)	NA	-	(2)	-100%
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(16)</b>	<b>(40)</b>	<b>-60%</b>	<b>(8)</b>	<b>(15)</b>	<b>-47%</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>259</b>	<b>166</b>	<b>+56%</b>	<b>88</b>	<b>97</b>	<b>-9%</b>
Impuesto a las ganancias	(70)	(41)	+71%	(15)	(23)	-35%
<b>Resultado del período</b>	<b>189</b>	<b>125</b>	<b>+51%</b>	<b>73</b>	<b>74</b>	<b>-1%</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	187	127	+47%	74	74	-
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	2	(2)	NA	(1)	-	NA
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>362</b>	<b>341</b>	<b>+6%</b>	<b>126</b>	<b>132</b>	<b>-5%</b>
<b>EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria</b>	<b>361</b>	<b>337</b>	<b>+7%</b>	<b>127</b>	<b>131</b>	<b>-4%</b>
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	7	52	-87%	2	13	-85%
Depreciaciones y amortizaciones	66	69	-4%	23	24	-4%

En el 3T21, el incremento interanual en las **ventas** por US\$13 millones se explica por mayores ventas de gas propio que, a la vez, suben los costos por mayores compras de gas a nuestro E&P. El autoabastecimiento de combustible es solo para los PPA bajo Res. SEE N° 287/17 (desde 2021 reconocido bajo Plan Gas.Ar) y contratos de Energía Plus. Asimismo, el aumento en las ventas se explica por la recuperación desde la cuarentena de la demanda industrial y de los precios de venta en Energía Plus, y en menor medida, al mayor despacho en las unidades térmicas, especialmente en CTLL. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos por los siniestros en las unidades Plus de CTGEB A y CTG entre junio y julio de 2021 y el vencimiento del PPA de 10 años en CTP a mediados de julio de 2021.

Las ventas de energía base se mantuvieron estables vs. 3T20. Si bien la energía base compone el 59% de los 4.970 MW operados por Pampa<sup>7</sup>, en el 3T21 representó el 24% de las ventas del segmento. El aumento del 29% a la remuneración en AR\$ se vio compensado por la depreciación nominal, manteniéndose el precio monómico en US\$ en valores similares al 3T20: la remuneración por potencia fue de US\$3,6 mil por MW-mes en las térmicas y US\$2,0 mil por MW-mes en las hidroeléctricas.

En términos **operativos**, en el 3T21 la generación de energía operada por Pampa aumentó en un 13% vs. 3T20, por encima del +4,5% de la demanda eléctrica a nivel país y en línea con el +16,3% en el segmento industrial. En las unidades operadas por Pampa, hubo mayor despacho en CTLL y en el CC01 de CTGEB A (+661 GWh) por mayor disponibilidad de gas, además de mayor generación con combustibles líquidos en CTEB, CPB y CTIW (+151 GWh), y en menor medida, en las hidroeléctricas de Mendoza por más caudal de agua, en EcoEnergía por mayor disponibilidad de vapor y en los parques PEPE II y III por mejor recurso eólico. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los siniestros en las turbinas Plus de CTGEB A y CTG antes mencionados (-181 GWh), menor aporte hídrico en HPPL (-129 GWh), y en menor

<sup>7</sup> Bajo NIIF CTEB (567 MW) y PEMC (100 MW) son afiliadas cuyos resultados no se consolidan en los EEEF. Sin embargo, son activos operados por Pampa y sus EBITDA se incorporan a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado de Pampa.



magnitud, caída interanual en la generación de PEMC por menos viento y en CTPP y CTP por menor disponibilidad de combustible.

En el 3T21, todas las unidades de generación operadas por Pampa alcanzaron el 95,0% de **disponibilidad** promedio, 358 puntos básicos inferior al 98,6% registrado en 3T20, principalmente por la indisponibilidad forzada en HINISA en septiembre de 2021 y los siniestros en las unidades Plus de CTGEB A y CTG antes mencionados. En particular, las unidades térmicas registraron una disponibilidad de 96,1%, 268 puntos básicos menos que el 98,8% de disponibilidad registrada en 3T20.

Principales indicadores operativos del segmento de generación	2021				2020				Variación			
	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total	Hidro	Eólica	Térmica	Total
<b>Capacidad instalada a sep (MW)</b>	938	206	3.826	<b>4.970</b>	938	206	3.800	<b>4.944</b>	-	-	+1%	<b>+1%</b>
Capacidad nueva (%)	-	100%	47%	<b>41%</b>	-	100%	48%	<b>41%</b>	-	-	-1%	<b>-1%</b>
Participación de mercado (%)	2%	0%	9%	<b>12%</b>	2%	1%	9%	<b>12%</b>	-0%	-0%	-0%	<b>-0%</b>
<b>Nueve meses</b>												
Generación neta (GWh)	923	642	11.197	<b>12.763</b>	1.061	647	10.361	<b>12.069</b>	-13%	-1%	+8%	<b>+6%</b>
Volumen vendido (GWh)	923	667	11.841	<b>13.431</b>	1.057	648	10.431	<b>12.136</b>	-13%	+3%	+14%	<b>+11%</b>
Precio promedio (US\$/MWh)	24	70	49	<b>48</b>	25	70	47	<b>46</b>	-7%	-0%	+3%	<b>+3%</b>
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	7	59	32	<b>32</b>	14	63	37	<b>36</b>	-51%	-7%	-12%	<b>-12%</b>
<b>Tercer trimestre</b>												
Generación neta (GWh)	262	236	4.015	<b>4.512</b>	380	238	3.381	<b>4.000</b>	-31%	-1%	+19%	<b>+13%</b>
Volumen vendido (GWh)	262	244	4.259	<b>4.765</b>	380	238	3.397	<b>4.015</b>	-31%	+3%	+25%	<b>+19%</b>
Precio promedio (US\$/MWh)	25	70	47	<b>47</b>	21	72	55	<b>53</b>	+18%	-3%	-14%	<b>-11%</b>
Margen bruto promedio (US\$/MWh)	0	59	31	<b>31</b>	11	68	42	<b>40</b>	-101%	-14%	-25%	<b>-23%</b>

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

Los **costos operativos** netos del 3T21, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, aumentaron en un 76% vs. 3T20, principalmente explicado por mayores compras de energía para cubrir contratos Plus por los siniestros antes mencionados. Asimismo, a pesar de que el volumen de consumo de gas propio fue menor (1,8 millones de m<sup>3</sup> diarios vs. 2,4 millones de m<sup>3</sup> diarios en 3T20), se registraron mayores compras de gas a nuestro negocio de E&P debido a costos unitarios más altos por efecto del Plan Gas.Ar. El resto del gas y combustible líquido consumido para nuestro despacho térmico es provisto directamente por CAMMESA sin constituir un costo para la Compañía. Adicionalmente, en el 3T21 se imputaron deterioros de PPE en ciertas unidades de energía base (US\$8 millones), y en el 3T20 se recibió la indemnización de la aseguradora por el siniestro de PEPE II y III (US\$7 millones).

Los **resultados financieros** del 3T21 alcanzaron una pérdida neta de US\$8 millones (una mejora de US\$7 millones vs. 3T20), principalmente explicado por menores intereses financieros por menor *stock* de deuda y alocación al segmento, además de menores pérdidas por diferencia de cambio neta sobre la posición monetaria activa debido a la menor devaluación en el 3T21, parcialmente compensados por la ganancia en la recompra de ON en 3T20.

El **EBITDA ajustado** del 3T21 de nuestro segmento de generación de energía alcanzó US\$126 millones, un 5% menor vs. 3T20, principalmente explicado por los siniestros en CTGEB A y CTG (menores ventas y mayores compras de energía para cubrir contratos) y la finalización del PPA en CTP, parcialmente compensados por el incremento en el margen de Energía Plus y mejor despacho térmico (especialmente en CTLL). El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de CTEB (CTBSA) del 50%, con una contribución de US\$21 millones en el 3T21 (vs. US\$22 millones en el 3T20), y de PEMC (Greenwind) del 50%, con una contribución de US\$3 millones en el 3T21 (igual en 3T20). Asimismo, el EBITDA ajustado excluye el reconocimiento de intereses comerciales originados por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA (US\$8 millones en 3T21 y US\$5 millones en 3T20), además del deterioro de PPE imputado en gastos operativos en el 3T21 (US\$8 millones) y la indemnización recibida de la aseguradora por el siniestro ocurrido en PEPE II y III en 3T20 (US\$7 millones).

Finalmente, en el 3T21 las **inversiones de capital**, sin incluir CTEB y PEMC, se redujeron en un 85% vs. 3T20, principalmente explicado por la finalización del proyecto de cierre a CC en CTGEB A.



Con respecto a nuestros **proyectos de expansión**, a continuación se expone un resumen de situación:

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 @30-Sep-21	
Loma de la Lata	15	Res. SE N° 440/21	AR\$	208.980 - 551.475 <sup>(2)</sup>	418	939	22	90%	3 de agosto de 2021
Cierre a CC Genelba Plus	400	PPA por 15 años	US\$	20.500	6	34	350	90%	TG: 12 de junio de 2019 <sup>(3)</sup> CC: 2 de julio 2020
Cierre a CC Ensenada	280	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	213	61%	2T 2022 (est.)

**Nota:** 1 Montos sin el impuesto al valor agregado. 2 Considera el rango del coeficiente de despacho y remuneración adicional HMRT. 3 201 MW fueron remunerados como energía base hasta el 1 de julio de 2020.

### 3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	334	226	+48%	148	83	+78%
Costo de ventas	(200)	(185)	+8%	(85)	(63)	+35%
<b>Resultado bruto</b>	<b>134</b>	<b>41</b>	<b>+227%</b>	<b>63</b>	<b>20</b>	<b>+215%</b>
Gastos de comercialización	(8)	(13)	-38%	(3)	(3)	-
Gastos de administración	(32)	(32)	-	(12)	(10)	+20%
Otros ingresos operativos	52	6	NA	29	5	NA
Otros egresos operativos	(26)	(11)	+136%	(6)	(3)	+100%
Deterioro de activos financieros	(1)	(13)	-92%	-	(13)	-100%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	22	(4)	NA	20	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>141</b>	<b>(26)</b>	<b>NA</b>	<b>91</b>	<b>(4)</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	2	5	-60%	-	2	-100%
Gastos financieros	(86)	(82)	+5%	(24)	(29)	-17%
Otros resultados financieros	(6)	21	NA	(3)	9	NA
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(90)</b>	<b>(56)</b>	<b>+61%</b>	<b>(27)</b>	<b>(18)</b>	<b>+50%</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>51</b>	<b>(82)</b>	<b>NA</b>	<b>64</b>	<b>(22)</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	(2)	23	NA	(12)	9	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>49</b>	<b>(59)</b>	<b>NA</b>	<b>52</b>	<b>(13)</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>210</b>	<b>72</b>	<b>+193%</b>	<b>104</b>	<b>36</b>	<b>+187%</b>
Altas de PPE y activos intangibles	144	34	NA	62	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	79	83	-5%	33	29	+14%

En el 3T21, las **ventas** de nuestro segmento de petróleo y gas aumentaron US\$65 millones vs. 3T20, principalmente explicado por la vigencia del Plan Gas.Ar (mayor precio y volumen de gas vendido), la recuperación de la demanda y precio de hidrocarburos post-cuarentena (gas natural en el canal industrial y petróleo en el mercado local), sumada la reanudación de las exportaciones de gas a fines de agosto de 2021.

En términos **operativos**, en el 3T21 la producción global alcanzó los 57,4 kboe/día (+23% vs. 3T20 y +20% vs. 2T21). La **producción de gas** alcanzó el máximo de los últimos 5 años a 8,9 millones de m<sup>3</sup>/día (+23% vs. 3T20 y +22% vs 2T21), principalmente explicado por la estacionalidad del Plan Gas.Ar. En particular, se registró un crecimiento importante en El Mangrullo, que alcanzó una producción récord de 6,2 millones de m<sup>3</sup>/día en el 3T21 (+25% vs. 3T20 y +23% vs. 2T21), conformando el 69% de nuestra producción total de gas. También aumentó significativamente la producción en Río Neuquén (1,4 millones de m<sup>3</sup>/día en el 3T21, +56% vs. 3T20 y +31% vs. 2T21) y en Sierra Chata (0,7 millones de m<sup>3</sup>/día en el 3T21, +35% interanual y +42% vs. 2T21). Dichos aumentos fueron parcialmente compensados por



reducciones en Rincón del Mangrullo, producto de la menor actividad y declino natural (0,5 millones de m<sup>3</sup>/día en el 3T21, -30% interanual y -12% vs. 2T21).

Nuestro **precio promedio de gas** devengado del 3T21 fue de US\$4,4/MBTU (+76% vs. 3T20), principalmente explicado por el período invernal del Plan Gas.Ar<sup>8</sup> y la recuperación de la demanda industrial, cuyos precios subieron al mismo nivel o a un descuento marginal a los precios de Plan Gas.Ar. Asimismo, el 52% de nuestras **entregas de gas** abastecieron al segmento residencial debido a su prioridad en el período invernal bajo el Plan Gas.Ar, el 24% se vendió al mercado industrial/spot y un 23% se destinó como insumo para nuestras plantas de petroquímica y despacho térmico<sup>9</sup>, el cual fue impactado por las salidas en CTGEB A y CTG. El remanente marginal fue vendido en forma directa a CMMESA y exportaciones. En cambio, en el 3T20 el 50% de las entregas se concentraba en las licitaciones spot de CMMESA, mientras que los canales industrial/spot y residencial eran solo el 9% y 3%, respectivamente. El remanente se destinaba a nuestras centrales térmicas y a petroquímica, sin registrarse exportaciones.

La **producción de petróleo** alcanzó los 4,8 kbbbl/día en el 3T21 (+17% vs. 3T20 y +4% vs. 2T21), principalmente por la recuperación de la demanda local, compensada por una menor demanda para exportación. Se incrementó la producción en El Tordillo, Río Neuquén, Gobernador Ayala y Los Blancos (4,4 kbbbl/día en el 3T21, +22% interanual). Asimismo, el 68% del volumen vendido en el 3T21 fue destinado al mercado doméstico (vs. 60% del 3T20). Nuestro **precio promedio de petróleo** devengado en el 3T21 subió un 52% interanual a US\$61,6/barril, explicado por la suba del Brent pero morigerada por los precios locales.

Al cierre del 3T21, nuestros **pozos productivos** totalizaron 886 vs. 858 al 31 de diciembre de 2020.

Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2021			2020			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
<b>Nueve meses</b>									
<b>Volumen</b>									
<b>Producción</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,7	7.673		0,7	6.976				
En millones de pie cúbicos/día		271			246		+1%	+10%	+9%
En miles de boe/día	4,5	45,2	<b>49,7</b>	4,5	41,1	<b>45,5</b>			
<b>Ventas</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,7	7.839		0,7	7.331				
En millones de pie cúbicos/día		277			259		+1%	+7%	+6%
En miles de boe/día	4,6	46,1	<b>50,7</b>	4,5	43,1	<b>47,7</b>			
<b>Precio Promedio</b>									
En US\$/bbl	58,9			38,3			+54%	+67%	
En US\$/MBTU		3,8			2,3				
<b>Tercer trimestre</b>									
<b>Volumen</b>									
<b>Producción</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,8	8.940		0,6	7.249				
En millones de pie cúbicos/día		316			256		+17%	+23%	+23%
En miles de boe/día	4,8	52,6	<b>57,4</b>	4,1	42,7	<b>46,8</b>			
<b>Ventas</b>									
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,9	9.245		0,7	7.483				
En millones de pie cúbicos/día		326			264		+40%	+24%	+25%
En miles de boe/día	5,9	54,4	<b>60,4</b>	4,2	44,0	<b>48,3</b>			
<b>Precio Promedio</b>									
En US\$/bbl	61,6			40,4			+52%	+76%	
En US\$/MBTU		4,4			2,5				

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

<sup>8</sup> Contrato de 4 años hasta diciembre de 2024 para el abastecimiento de gas a usinas y domiciliario, con precio de US\$4,5/MBTU durante el invierno (mayo a septiembre) y US\$3,0/MBTU para el resto del año.

<sup>9</sup> Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17.



Los **costos operativos** netos del 3T21, sin considerar depreciaciones y amortizaciones y el Plan Gas.Ar, aumentaron en un 59% en comparación con el 3T20 y 43% vs. 2T21, principalmente por incrementos en las regalías y cánones por mayor precio y volumen comercializado y costos operativos por aumento de la actividad (contratistas, tratamiento, acondicionamiento). En particular, en el 3T21 el costo de extracción<sup>10</sup> alcanzó US\$6,0/boe producido, 11% superior a los US\$5,4/boe del 3T20 y similar al 2T21.

En el 3T21 los **resultados financieros** arrojaron una pérdida neta de US\$27 millones, US\$9 millones más que el 3T20, principalmente debido a pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros, una ganancia por la recompra de ON registrada en el 3T20, parcialmente compensados por menos intereses financieros debido a menor stock de deuda.

El **EBITDA ajustado** de nuestro segmento de petróleo y gas fue de US\$104 millones en el 3T21 vs. US\$36 millones en el 3T20, principalmente por el incremento de precios y volúmenes vendidos de hidrocarburos, especialmente de gas natural, parcialmente compensado por mayores regalías, tasas y costos asociados a la reanudación de la actividad. El EBITDA ajustado excluye el reconocimiento de intereses comerciales por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA (US\$0,4 millones en 3T21 y US\$2 millones en 3T20) y la desvalorización de los créditos con las distribuidoras de gas en 3T20 (US\$13 millones).

Finalmente, en el 3T21 las **inversiones de capital** alcanzaron US\$62 millones, mientras que en el 3T20 fueron marginales, principalmente explicado por los compromisos bajo el Plan Gas.Ar, que reactivaron las actividades de perforación y completación en áreas gasíferas, especialmente desde el inicio del invierno.

### 3.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	346	180	+92%	144	67	+115%
Costo de ventas	(294)	(161)	+83%	(134)	(58)	+131%
<b>Resultado bruto</b>	<b>52</b>	<b>19</b>	<b>+174%</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>+11%</b>
Gastos de comercialización	(9)	(6)	+50%	(3)	(2)	+50%
Gastos de administración	(3)	(3)	-	(1)	(1)	-
Otros ingresos operativos	1	1	-	1	1	-
Otros egresos operativos	(2)	(4)	-50%	-	-	NA
Recupero de deterioro de activos financieros	-	1	-100%	-	-	NA
Deterioro de inventario	-	(11)	-100%	-	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>39</b>	<b>(3)</b>	<b>NA</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>-</b>
Gastos financieros	(2)	(2)	-	(1)	(1)	-
Otros resultados financieros	(2)	6	NA	1	2	-50%
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(4)</b>	<b>4</b>	<b>NA</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-100%</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>35</b>	<b>1</b>	<b>NA</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>-13%</b>
Impuesto a las ganancias	(11)	-	NA	(1)	(2)	-50%
<b>Resultado del período</b>	<b>24</b>	<b>1</b>	<b>NA</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>-</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>41</b>	<b>9</b>	<b>NA</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>-0%</b>
Altas de PPE y activos intangibles	5	1	NA	1	1	-
Depreciaciones y amortizaciones	2	1	+100%	-	-	NA

El **EBITDA ajustado** del 3T21 de petroquímica ascendió a US\$7 millones, sin variaciones con respecto al 3T20. La mejora sustancial de precios, tanto locales como los internacionales de referencia, y la recuperación de la demanda post-cuarentena fueron parcialmente compensados por mayores costos de nafta virgen y otras materias primas (traccionados por los precios internacionales de referencia) y el impacto del Plan Gas.Ar en el costo del gas. Con respecto al 2T21, el EBITDA ajustado se redujo en US\$9 millones,

<sup>10</sup> Métrica equivalente a costo de ventas menos compras e inventario, regalías, impuestos directos y depreciaciones y amortizaciones.





explicado por los mayores costos de los insumos, parcialmente compensados por mayor demanda de bases octánicas y *naphthas*, y la parada programada de la planta de reforma en 2T21.

El **volumen** total comercializado creció un 43% con respecto al 3T20, principalmente explicado por la recuperación de la demanda local de combustibles y un aumento en las exportaciones de productos de reforma, y en menor medida por mayor exportación de poliestireno y demanda doméstica de caucho sintético, estireno y poliestireno. A continuación, se muestran las cantidades correspondientes a Pampa:

Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno <sup>1</sup>	Caucho sintético	Reforma	
<b>Nueve meses</b>				
<b>Volumen vendido 9M21 (miles de ton)</b>	<b>82</b>	<b>38</b>	<b>183</b>	<b>303</b>
Volumen vendido 9M20 (miles de toneladas)	66	27	137	230
<i>Variación 9M21 vs. 9M20</i>	+25%	+44%	+34%	+32%
<b>Precio promedio 9M21 (US\$/ton)</b>	<b>1.751</b>	<b>1.914</b>	<b>706</b>	<b>1.140</b>
Precio promedio 9M20 (US\$/ton)	1.170	1.263	502	781
<i>Variación 9M21 vs. 9M20</i>	+50%	+52%	+41%	+46%
<b>Tercer trimestre</b>				
<b>Volumen vendido 3T21 (miles de ton)</b>	<b>29</b>	<b>14</b>	<b>86</b>	<b>129</b>
Volumen vendido 3T20 (miles de toneladas)	26	12	52	90
<i>Variación 3T21 vs. 3T20</i>	+12%	+14%	+64%	+43%
<b>Precio promedio 3T21 (US\$/ton)</b>	<b>1.767</b>	<b>2.252</b>	<b>725</b>	<b>1.123</b>
Precio promedio 3T20 (US\$/ton)	1.128	1.150	469	748
<i>Variación 3T21 vs. 3T20</i>	+57%	+96%	+55%	+50%

**Nota: 1** Incluye Propileno.

No se registraron **resultados financieros** en el 3T21, mientras que en el 3T20 se alcanzó una ganancia neta de US\$1 millón producto de ganancias por diferencia de cambio neta.

Las **inversiones de capital** alcanzaron US\$1 millón tanto en 3T21 como en 3T20.



### 3.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	15	17	-12%	4	6	-33%
<b>Resultado bruto</b>	<b>15</b>	<b>17</b>	<b>-12%</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>-33%</b>
Gastos de administración	(11)	(14)	-21%	(2)	(4)	-50%
Otros ingresos operativos	3	5	-40%	2	-	NA
Otros egresos operativos	(18)	(6)	+200%	-	(2)	-100%
Deterioro de activos financieros	(2)	(1)	+100%	(1)	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	31	33	-6%	13	3	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>18</b>	<b>34</b>	<b>-47%</b>	<b>16</b>	<b>3</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	2	1	+100%	2	1	+100%
Gastos financieros	(31)	(2)	NA	(30)	(1)	NA
Otros resultados financieros	24	22	+9%	2	11	-82%
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(5)</b>	<b>21</b>	<b>NA</b>	<b>(26)</b>	<b>11</b>	<b>NA</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>13</b>	<b>55</b>	<b>-76%</b>	<b>(10)</b>	<b>14</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	-	(16)	-100%	9	(4)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>13</b>	<b>39</b>	<b>-67%</b>	<b>(1)</b>	<b>10</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>93</b>	<b>94</b>	<b>-2%</b>	<b>25</b>	<b>31</b>	<b>-18%</b>
Altas de PPE	2	1	+120%	1	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA

En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs de las afiliadas (Transener, TGS y Refinor), se registró un **margen operativo** positivo de US\$3 millones, mientras que en el 3T20 fue nulo, principalmente explicado por la ganancia del reinicio del plan de compensación ejecutiva por US\$7 millones, compensada por menores *fees* devengados.

En el 3T21 se registró una disminución de US\$37 millones en los **resultados financieros** con respecto al 3T20, alcanzando una pérdida neta de US\$26 millones, principalmente debido a intereses asociados a contingencias fiscales por impuesto a la ganancia mínima presunta y menor ganancia por diferencia de cambio neta.

El **EBITDA ajustado** de nuestro segmento de holding y otros disminuyó un 18%, alcanzando US\$25 millones en el 3T21. El EBITDA ajustado excluye los intereses comerciales y elimina los VPPs por nuestra participación de TGS, Transener y Refinor, y a su vez adiciona el EBITDA a la tenencia accionaria de dichas afiliadas. Asimismo, se excluye la ganancia por la reversión del pasivo diferido por el acuerdo de compensación ejecutiva y el recupero de la provisión por contingencias.

El EBITDA ajustado por tenencia directa e indirecta del 29,0% y 27,6% sobre **TGS** fue de US\$25 millones (total implícito de US\$87 millones) en el 3T21 y US\$25 millones (total implícito de US\$89 millones) en el 3T20. La leve disminución del EBITDA ajustado total se debió principalmente a los menores ingresos regulados producto de la desactualización de los cuadros tarifarios desde abril de 2019 y la devaluación del AR\$, menor volumen procesado de líquidos, exportación de GLP y despacho de etano a Dow Chemical, debido a que en 3T20 había menor demanda de gas por la cuarentena. Asimismo, impactó el mayor costo unitario en US\$ del gas para reposición de la reducción térmica en el Completo Cerri (compensado por menor volumen). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores precios internacionales de referencia de gasolina natural y GLP, el incremento en el precio del etano y mayores ingresos en el segmento *midstream* por servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta.

En **Transener**, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria indirecta del 26,3% descendió a US\$4 millones (total implícito de US\$15 millones) en el 3T21 vs. US\$7 millones (total implícito de US\$26 millones) en el 3T20, principalmente debido a la falta de ajuste por variación de costos y el impacto de la devaluación sobre la tarifa, congelada desde febrero de 2020.



En **Refinor**, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 3T21 alcanzó una ganancia de US\$1 millón (total implícito de US\$3 millones), mientras que en el 3T20 registró una pérdida de US\$1 millón (total implícito de US\$(2) millones), principalmente explicado por la recuperación paulatina de la demanda de combustibles y un aumento de los precios comercializados, parcialmente compensados por mayores costos del crudo, principal insumo de la refinería, y el impacto de la devaluación en los ingresos en AR\$.

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

Subsidiaria En US\$ millones	Nueve meses 2021				Nueve meses 2020			
	% 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%	3	(5)	3	61,0%	5	(17)	1
Los Nihuiles	52,0%	(2)	(7)	2	52,0%	4	(15)	(5)
<i>Greenwind</i>		17	77	(4)		19	95	4
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(8)	(39)	2		(9)	(47)	(2)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	8	39	(2)	50,0%	9	47	2
<i>CTBSA</i>		117	200	67		123	258	70
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(59)	(100)	(33)		(62)	(129)	(35)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	59	100	33	50,0%	62	129	35
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		293	129	151		261	426	93
Subtotal generación		<b>362</b>	<b>255</b>	<b>187</b>		<b>341</b>	<b>570</b>	<b>127</b>
<b>Segmento de petróleo y gas</b>								
OldelVal		44	(20)	14		42	(12)	24
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(43)	20	(14)		(41)	12	(24)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	1	(0)	0	2,1%	1	(0)	1
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		210	852	49		71	879	(60)
Subtotal petróleo y gas		<b>210</b>	<b>851</b>	<b>49</b>		<b>72</b>	<b>879</b>	<b>(59)</b>
<b>Segmento de petroquímica</b>								
Pampa Energía	100,0%	41	(175)	24	100,0%	9	-	1
Subtotal petroquímica		<b>41</b>	<b>-</b>	<b>24</b>		<b>9</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>Segmento de holding y otros</b>								
Transener		46	(22)	(10)		83	2	44
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(34)	16	7		(61)	(1)	(32)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	12	(6)	(3)	26,3%	22	0	11
TGS		292	366	130		264	241	81
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(208)	(260)	(93)		(191)	(174)	(58)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	29,0%	84	106	38	27,6%	73	66	22
Refinor		15	40	(5)		1	16	(1)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(10)	(28)	3		(1)	(12)	1
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	4	11	(1)	28,5%	0	5	(0)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		(8)	(51)	(21)		(1)	(18)	6
Subtotal holding y otros		<b>93</b>	<b>60</b>	<b>13</b>		<b>94</b>	<b>54</b>	<b>39</b>
Eliminaciones		-	(250)	-		-	(248)	-
<b>Total consolidado, operaciones continuas</b>		<b>706</b>	<b>917</b>	<b>273</b>		<b>516</b>	<b>1.255</b>	<b>108</b>
<b>A nuestra tenencia accionaria</b>		<b>705</b>	<b>1.172</b>	<b>273</b>		<b>512</b>	<b>1.517</b>	<b>108</b>
+ Operaciones discontinuadas: Edenor	4,1%	17	-	(39)	55,1%	67	(3)	(12)
<b>Total consolidado, operaciones continuas y discontinuadas</b>		<b>723</b>	<b>917</b>	<b>234</b>		<b>583</b>	<b>1.252</b>	<b>96</b>
<b>A nuestra tenencia accionaria</b>		<b>711</b>	<b>1.172</b>	<b>234</b>		<b>549</b>	<b>1.515</b>	<b>96</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.



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

Subsidiaria En US\$ millones	Tercer trimestre 2021				Tercer trimestre 2020			
	% 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%	0	(5)	1	61,0%	1	(17)	(0)
Los Nihuiles	52,0%	(2)	(7)	(2)	52,0%	1	(15)	(0)
<i>Greenwind</i>		6	77	1		7	95	(0)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(39)	(1)		(3)	(47)	0
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	39	1	50,0%	3	47	(0)
<i>CTBSA</i>		43	200	34		44	258	23
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(21)	(100)	(17)		(22)	(129)	(11)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	21	100	17	50,0%	22	129	11
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		103	129	58		105	426	63
Subtotal generación		<b>126</b>	<b>255</b>	<b>74</b>		<b>132</b>	<b>570</b>	<b>74</b>
<b>Segmento de petróleo y gas</b>								
<i>OldelVal</i>		14	(20)	5		14	(12)	6
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(14)	20	(5)		(14)	12	(6)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	2,1%	0	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		104	852	52		36	879	(13)
Subtotal petróleo y gas		<b>104</b>	<b>851</b>	<b>52</b>		<b>36</b>	<b>879</b>	<b>(13)</b>
<b>Segmento de petroquímica</b>								
Pampa Energía	100,0%	7	(175)	6	100,0%	7	-	6
Subtotal petroquímica		<b>7</b>	<b>-</b>	<b>6</b>		<b>7</b>	<b>-</b>	<b>6</b>
<b>Segmento de holding y otros</b>								
<i>Transener</i>		15	(22)	4		26	2	11
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(11)	16	(3)		(19)	(1)	(8)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	4	(6)	1	26,3%	7	0	3
<i>TGS</i>		87	366	50		89	241	5
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(61)	(260)	(35)		(65)	(174)	(3)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	29,0%	25	106	14	27,6%	25	66	1
<i>Refinor</i>		3	40	(7)		(2)	16	(4)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2)	(28)	5		2	(12)	3
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	1	11	(2)	28,5%	(1)	5	(1)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>1</sup>		(5)	(51)	(15)		(0)	(18)	7
Subtotal holding y otros		<b>25</b>	<b>60</b>	<b>(1)</b>		<b>31</b>	<b>54</b>	<b>10</b>
Eliminaciones		-	(250)	-		-	(248)	-
<b>Total consolidado, operaciones continuas</b>		<b>262</b>	<b>917</b>	<b>131</b>		<b>206</b>	<b>1.255</b>	<b>77</b>
<b>A nuestra tenencia accionaria</b>		<b>262</b>	<b>1.172</b>	<b>131</b>		<b>205</b>	<b>1.517</b>	<b>77</b>
+ Operaciones discontinuadas: Edenor	4,1%	-	-	-	55,1%	28	(3)	1
<b>Total consolidado, operaciones continuas y discontinuadas</b>		<b>262</b>	<b>917</b>	<b>131</b>		<b>234</b>	<b>1.252</b>	<b>78</b>
<b>A nuestra tenencia accionaria</b>		<b>262</b>	<b>1.172</b>	<b>131</b>		<b>216</b>	<b>1.515</b>	<b>78</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. Anexo

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

Por central y tipo de generación	Hidroeléctricas			Eólicas			Subtotal hidro +eólicas	Térmicas								Subtotal	Total	
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC <sup>1</sup>	PEPE2	PEPE3		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB <sup>2</sup>	Eco- Energía			CTEB <sup>1</sup>
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	<b>1.144</b>	780	361	30	620	100	100	1.253	14	567	<b>3.826</b>	<b>4.970</b>
<i>Capacidad nueva (MW)</i>	-	-	-	100	53	53	<b>206</b>	364	100	-	-	100	100	565	14	567	<b>1.811</b>	<b>2.017</b>
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	<b>2,7%</b>	1,8%	0,8%	0,1%	1,5%	0,2%	0,2%	2,9%	0,03%	1,3%	<b>9,0%</b>	<b>11,7%</b>
<b>Nueve meses</b>																		
<b>Generación neta 9M21 (GWh)</b>	<b>267</b>	<b>222</b>	<b>434</b>	<b>281</b>	<b>163</b>	<b>198</b>	<b>1.566</b>	<b>3.621</b>	<b>170</b>	<b>31</b>	<b>159</b>	<b>237</b>	<b>224</b>	<b>6.411</b>	<b>59</b>	<b>286</b>	<b>11.197</b>	<b>12.763</b>
<b>Participación de mercado</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,5%</b>	<b>3,4%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>6,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,3%</b>	<b>10,6%</b>	<b>12,1%</b>
<b>Ventas 9M21 (GWh)</b>	<b>268</b>	<b>221</b>	<b>434</b>	<b>281</b>	<b>187</b>	<b>198</b>	<b>1.590</b>	<b>3.621</b>	<b>335</b>	<b>31</b>	<b>160</b>	<b>237</b>	<b>224</b>	<b>6.826</b>	<b>123</b>	<b>285</b>	<b>11.841</b>	<b>13.431</b>
Generación neta 9M20 (GWh)	286	194	581	312	157	178	<b>1.709</b>	3.291	347	40	488	115	142	5.701	57	181	<b>10.361</b>	<b>12.069</b>
<i>Variación 9M21 vs. 9M20</i>	-6%	+14%	-25%	-10%	+4%	+11%	<b>-8%</b>	+10%	-51%	-22%	-67%	+107%	+58%	+12%	+4%	+58%	<b>+8%</b>	<b>+6%</b>
Ventas 9M20 (GWh)	286	194	576	312	154	182	<b>1.705</b>	3.286	354	40	487	115	142	5.763	64	181	<b>10.431</b>	<b>12.136</b>
<b>Precio prom. 9M21 (US\$/MWh)</b>	<b>23</b>	<b>38</b>	<b>17</b>	<b>71</b>	<b>72</b>	<b>67</b>	<b>43</b>	<b>33</b>	<b>57</b>	<b>124</b>	<b>96</b>	<b>121</b>	<b>101</b>	<b>35</b>	<b>31</b>	<b>na</b>	<b>49</b>	<b>48</b>
Precio prom. 9M20 (US\$/MWh)	28	48	16	70	74	68	<b>42</b>	36	38	127	41	na	149	26	59	na	<b>47</b>	<b>46</b>
<b>Margen bruto prom. 9M21 (US\$/MWh)</b>	<b>(3)</b>	<b>16</b>	<b>8</b>	<b>61</b>	<b>55</b>	<b>58</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>10</b>	<b>69</b>	<b>7</b>	<b>98</b>	<b>79</b>	<b>17</b>	<b>10</b>	<b>na</b>	<b>32</b>	<b>32</b>
Margen bruto prom. 9M20 (US\$/MWh)	15	30	8	62	64	64	<b>32</b>	33	16	92	16	na	116	16	22	na	<b>37</b>	<b>36</b>
<b>Tercer trimestre</b>																		
<b>Generación neta 3T21 (GWh)</b>	<b>84</b>	<b>64</b>	<b>114</b>	<b>105</b>	<b>59</b>	<b>72</b>	<b>497</b>	<b>1.383</b>	<b>29</b>	<b>6</b>	<b>67</b>	<b>72</b>	<b>77</b>	<b>2.255</b>	<b>21</b>	<b>104</b>	<b>4.015</b>	<b>4.512</b>
<b>Participación de mercado</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,3%</b>	<b>3,7%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>6,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,3%</b>	<b>10,9%</b>	<b>12,2%</b>
<b>Ventas 3T21 (GWh)</b>	<b>84</b>	<b>64</b>	<b>114</b>	<b>105</b>	<b>68</b>	<b>72</b>	<b>507</b>	<b>1.389</b>	<b>74</b>	<b>6</b>	<b>68</b>	<b>72</b>	<b>77</b>	<b>2.427</b>	<b>42</b>	<b>104</b>	<b>4.259</b>	<b>4.765</b>
Generación neta 3T20 (GWh)	77	61	243	112	58	68	<b>618</b>	816	37	9	-	76	64	2.332	15	33	<b>3.381</b>	<b>4.000</b>
<i>Variación 3T21 vs. 3T20</i>	+9%	+6%	-53%	-6%	+1%	+5%	<b>-20%</b>	+70%	-22%	-25%	na	-6%	+20%	-3%	+40%	na	<b>+19%</b>	<b>+13%</b>
Ventas 3T20 (GWh)	77	61	243	112	58	68	<b>618</b>	813	43	9	-	76	64	2.339	19	33	<b>3.397</b>	<b>4.015</b>
<b>Precio prom. 3T21 (US\$/MWh)</b>	<b>21</b>	<b>38</b>	<b>20</b>	<b>72</b>	<b>70</b>	<b>67</b>	<b>47</b>	<b>30</b>	<b>92</b>	<b>87</b>	<b>79</b>	<b>132</b>	<b>99</b>	<b>34</b>	<b>36</b>	<b>na</b>	<b>47</b>	<b>47</b>
Precio prom. 3T20 (US\$/MWh)	29	43	13	71	80	68	<b>41</b>	47	86	na	na	123	114	32	61	na	<b>55</b>	<b>53</b>
<b>Margen bruto prom. 3T21 (US\$/MWh)</b>	<b>(17)</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>63</b>	<b>51</b>	<b>60</b>	<b>28</b>	<b>26</b>	<b>(4)</b>	<b>(31)</b>	<b>(1)</b>	<b>108</b>	<b>73</b>	<b>18</b>	<b>9</b>	<b>na</b>	<b>31</b>	<b>31</b>
Margen bruto prom. 3T20 (US\$/MWh)	11	22	8	63	75	70	<b>33</b>	42	17	149	na	100	93	21	35	na	<b>42</b>	<b>40</b>

**Nota:** Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). **2** Habilitación de TV02 desde el 2 de julio de 2020.



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

En miles de boe diarios a nuestra tenencia	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
<b>Gas natural</b>						
El Mangrullo	31,1	26,5	+17%	36,3	29,0	+25%
Río Neuquén	6,5	5,5	+18%	8,4	5,4	+56%
Sierra Chata	3,1	2,9	+6%	3,9	2,9	+35%
Rincón del Mangrullo <sup>1</sup>	3,3	4,7	-31%	3,0	4,2	-30%
Otros	1,1	1,3	-16%	1,1	1,2	-11%
<b>Subtotal de gas natural</b>	<b>45,2</b>	<b>41,1</b>	<b>+10%</b>	<b>52,6</b>	<b>42,7</b>	<b>+23%</b>
<b>Petróleo</b>						
El Tordillo <sup>2</sup>	2,4	2,5	-3%	2,4	2,2	+10%
Gobernador Ayala	0,9	0,8	+20%	1,0	0,8	+22%
Petróleo asociado <sup>3</sup>	0,9	0,9	-2%	1,1	0,9	+16%
Otros	0,3	0,3	-6%	0,4	0,2	+70%
<b>Subtotal de petróleo</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>	<b>+1%</b>	<b>4,8</b>	<b>4,1</b>	<b>+17%</b>
<b>Total</b>	<b>49,7</b>	<b>45,5</b>	<b>+9%</b>	<b>57,4</b>	<b>46,8</b>	<b>+23%</b>

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

## 4.3 Segmento de distribución de energía, discontinuado<sup>11</sup>

Segmento de distribución de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Nueve meses			Tercer trimestre		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por ventas	493	865	-43%	-	301	-100%
Costo de ventas	(398)	(726)	-45%	-	(246)	-100%
<b>Resultado bruto</b>	<b>95</b>	<b>139</b>	<b>-32%</b>	<b>-</b>	<b>55</b>	<b>-100%</b>
Gastos de comercialización	(36)	(57)	-36%	-	(20)	-100%
Gastos de administración	(26)	(41)	-35%	-	(14)	-100%
Otros ingresos operativos	21	20	+7%	-	4	-100%
Otros egresos operativos	(17)	(16)	+7%	-	(5)	-100%
Deterioro de activos financieros	(11)	(40)	-72%	-	(13)	-100%
Recupero de deterioro de PPE	15	-	NA	-	-	NA
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	-	-	NA	-	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>41</b>	<b>5</b>	<b>NA</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>-100%</b>
RECPAM	120	79	+52%	-	33	-100%
Ingresos financieros	0	0	+9%	-	-	NA
Gastos financieros	(106)	(71)	+50%	-	(29)	-100%
Otros resultados financieros	8	(21)	NA	-	(2)	-100%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>62</b>	<b>(8)</b>	<b>NA</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>-100%</b>
Impuesto a las ganancias	(138)	(15)	NA	-	(8)	-100%
<b>Resultado del período</b>	<b>(75)</b>	<b>(23)</b>	<b>+226%</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-100%</b>
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>(39)</i>	<i>(12)</i>	<i>+214%</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>-100%</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>(37)</i>	<i>(11)</i>	<i>+241%</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>NA</i>
<b>EBITDA ajustado discontinuado</b>	<b>17</b>	<b>67</b>	<b>-75%</b>	<b>-</b>	<b>28</b>	<b>-100%</b>
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	64	95	-32%	-	38	-100%
Depreciaciones y amortizaciones	-	62	-100%	-	21	-100%

<sup>11</sup> El 30 de junio de 2021 se cerró la venta del paquete accionario controlante de Edenor. Por ello, bajo NIIF se desconsolida el segmento de distribución de los EEFF de Pampa y se expone como operaciones discontinuadas tanto en el período actual como en el comparativo.



## 5. Glosario de términos

Término	Definición
2T21/2T20	Segundo trimestre de 2021/Segundo trimestre de 2020
3T21/3T20	Tercer trimestre de 2021/Tercer trimestre de 2020
9M21/9M20	Primeros nueve meses de 2021/Primeros nueve meses de 2020
<b>ADR/ADS</b>	<i>American Depositary Receipt</i>
AR\$	Pesos Argentinos
<b>Bbl</b>	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
<b>CAMMESA</b>	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo Combinado
CDP	<i>Carbon Disclosure Project</i>
CEO	<i>Chief Executive Officer</i> o Director General
CFO	<i>Chief Financial Officer</i> o Director Financiero
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
<b>DNU</b>	Decreto de Necesidad y Urgencia
<b>E&amp;P</b>	Exploración y Producción
EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones
EcoEnergía	Central de Co-Generación EcoEnergía
Edenor	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
EEFF	Estados financieros
Energía Plus	Programa de Energía Plus, Res. SE N°1.281/06
Est.	Estimado
<b>GLP</b>	Gas Licuado del Petróleo
GSA	<i>Gas Supply Agreement</i> o Contrato de Abastecimiento de Gas
Greenwind	Greenwind S.A.
El Grupo	Pampa Energía S.A., subsidiarias y afiliadas
GWh	Gigawatt-hora
<b>HIDISA</b>	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihules S.A.
HMRT	Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
<b>Kbbl/kboe</b>	Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo
<b>M<sup>3</sup></b>	Metros Cúbicos
MBTU	Millón de <i>British Thermal Unit</i>
MW/MWh	Megawatt/Megawatt-hora
<b>N.a.</b>	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
<b>OdelVal</b>	Oleoductos del Valle S.A.



ON	Obligaciones Negociables
<b>P</b> ampa/Sociedad/Compañía	Pampa Energía S.A.
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
PG	Plan Gas.Ar
Plan Gas.Ar	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
<b>RECPAM</b>	Resultado por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda
Refinor	Refinería del Norte S.A.
Res.	Resolución/Resoluciones
<b>SASB</b>	<i>Sustainability Accounting Standards Board</i>
SE	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
<b>TCN</b>	Tipo de cambio nominal
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
TNA	Tasa Nominal Anual
Ton	Tonelada métrica
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
<b>US\$</b>	Dólares Estadounidenses
UVA	Unidad de Valor Adquisitivo
<b>VN</b>	Valor Nominal
VPP	Valor Patrimonial Proporcional