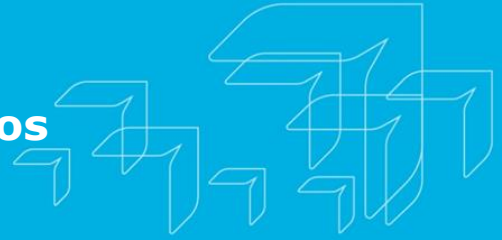


Resultados de los períodos de nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2018



Pampa Energía S.A. ("Pampa", la "Compañía" o la "Sociedad"), la empresa independiente integrada de energía más grande de Argentina, con participación en las cadenas de valor de electricidad y de gas del país, anuncia los resultados correspondientes a los períodos de nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2018.

Buenos Aires, 12 de noviembre de 2018

Información Accionaria



Bolsas y Mercados
Argentinos
Símbolo: PAMP



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

Capital en base diluida, neto de recompras bajo programas:

1.879,8 millones acciones ordinarias /
75,2 millones de ADSs

Capitalización: AR\$89,6 mil millones
US\$2,5 mil millones

Para mayor información, contactarse con:

Gustavo Mariani
Vicepresidente ejecutivo

Ricardo Torres
Vicepresidente ejecutivo

Mariano Batistella
*Director ejecutivo de planeamiento,
estrategia y empresas vinculadas*

Lida Wang
Gerente de relación con inversores

Edificio Pampa Energía
Maipú 1 (C1084ABA),
Ciudad de Buenos Aires, Argentina

Tel: +54 (11) 4344-6000

investor@pampaenergia.com

ri.pampaenergia.com

Principales Resultados del Período de Nueve Meses Finalizado el 30 de septiembre de 2018 ("9M18")¹

A fin de reflejar el desempeño financiero, a partir de 2018 y en los períodos comparativos, los resultados financieros, gastos de comercialización y administración anteriormente imputados a holding y otros, serán redistribuidos entre generación de energía, petróleo y gas y petroquímica.

Ventas netas consolidadas por AR\$66.028 millones², un 82% mayor a los AR\$36.216 millones registrados en el mismo período de 2017 ("9M17"), debido a aumentos del 110% en generación de energía, 98% en distribución de energía, 51% en petróleo y gas, 38% en petroquímica, y 162% en holding y otros, parcialmente compensados por 21% de mayores eliminaciones en ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 11.520 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Ventas de 16.520 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 45,6 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 267 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado³ consolidado por operaciones continuas de AR\$23.961 millones, comparado a AR\$10.689 millones del 9M17, explicado por incrementos de AR\$5.046 millones en generación de energía, AR\$4.524 millones en distribución de energía, AR\$1.159 millones en petróleo y gas, AR\$100 millones en refinación y distribución, AR\$2.488 millones en holding y otros y AR\$8 millones en menores eliminaciones intersegmento, parcialmente compensados por mayores pérdidas de AR\$53 millones en petroquímica.

Pérdida atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$6.783 millones, inferior a la ganancia de AR\$3.094 millones en 9M17, principalmente debido a la pérdida de AR\$31.210 millones, devengada a raíz de la depreciación en 9M18 del 121% del AR\$ contra el US\$, moneda en la cual están denominados mayoritariamente los pasivos financieros de la Compañía, ya que los EEFF se encuentran expresados en AR\$ históricos, sin corregir el efecto de la inflación.

¹ La información financiera presentada en este documento está basada en los estados financieros ("EFFF") preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), salvo la aplicación de NIC 29 (ver punto 1.7 del Informe). En consecuencia, sólo se exponen las operaciones continuas y aquellos activos con acuerdo de desinversión expuestos bajo operaciones discontinuadas.

² Bajo las NIIF, Greenwind, OldelVal, Refinor, Transener y TGS no se consolidan en los EFFF de Pampa, siendo los valores patrimoniales proporcionales ("VPPP") expuestos en "Resultado por participación en negocios conjuntos/asociadas".

³ EBITDA ajustado consolidado representa los resultados antes de resultados financieros, impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos no recurrentes y *non-cash*, VPP y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF e incluye EBITDA a tenencia de afiliadas. Para mayor información, ver la sección 3 de este Informe.



Principales Resultados del Tercer Trimestre de 2018 ("3T18")⁴

Ventas netas consolidadas por AR\$26.310 millones, un 96% mayor a los AR\$13.415 millones registrados en el tercer trimestre de 2017 ("3T17"), debido a aumentos del 107% en generación de energía, 108% en distribución de energía, 80% en petróleo y gas, 52% en petroquímica y 246% en holding y otros, parcialmente compensados por 41% de mayores eliminaciones en ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 3.572 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Ventas de 5.626 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 45 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 85 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de AR\$9.078 millones, comparado a AR\$4.355 millones del 3T17, explicado por incrementos de AR\$2.101 millones en generación de energía, AR\$1.033 millones en distribución de energía, AR\$567 millones en petróleo y gas, AR\$94 millones en refinación y distribución, AR\$1.056 millones en holding y otros, y menores eliminaciones intersegmento de AR\$47 millones, parcialmente compensados por pérdidas de AR\$175 millones en petroquímica.

Pérdida atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$7.135 millones, inferior a la ganancia de AR\$1.284 millones en 3T17, principalmente explicado por la pérdida devengada de AR\$17.438 millones a raíz de la depreciación en el 3T18 del 43% del AR\$ en comparación con el US\$.

Información sobre la Conferencia Telefónica

El martes 13 de noviembre de 2018 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 12.00 p.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una conferencia telefónica para analizar los resultados del 3T18.

La presentación estará a cargo de Lida Wang, gerente de relación con inversores de Pampa. Para los interesados en participar, comunicarse al 0800-444-2930 desde Argentina, al +1 (844) 854-4411 desde los Estados Unidos, o desde cualquier otro país al +1 (412) 317-5481. Los participantes deberán utilizar la contraseña "Pampa Energía" para la conferencia y llamar cinco minutos antes de la hora fijada. Por favor descargar la [Presentación de la Conferencia Telefónica 3T18](#) en nuestro sitio para inversores. También habrá una transmisión de audio y presentación en vivo de la conferencia en la página <http://bit.ly/PampaQ318Call>.

Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:

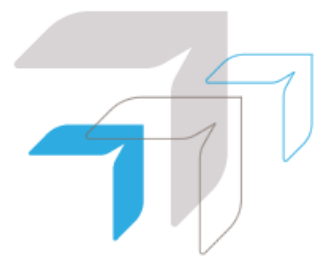
- ✓ ri.pampaenergia.com
- ✓ www.cnv.gob.ar
- ✓ www.sec.gov

⁴ La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 30 de septiembre de 2018 y 2017 están basados en los EEEF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina, salvo la aplicación de NIC 29 (ver punto 1.7 del Informe), correspondiente a los períodos de nueve meses de 2018 y 2017, y a los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2018 y 2017, respectivamente.



Índice

Principales Resultados del 9M18	1
Principales Resultados del 3T18.....	2
Información sobre la Conferencia Telefónica	2
1. Hechos Relevantes.....	4
1.1 Novedades del Segmento de Petróleo y Gas	4
1.2 Novedades del Segmento de Generación de Electricidad	5
1.3 Novedades de Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS")	6
1.4 Novedades de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. ("Edenor")	7
1.5 Novedades del Segmento de Transmisión Eléctrica.....	7
1.6 Recompra de Acciones Propias.....	8
1.7 NIIF: Re-Expresión de la Información Financiera	9
2. Indicadores Financieros Relevantes	10
2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado	10
2.2 Estado de Resultados Consolidado.....	11
2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera.....	12
3. Análisis de los Resultados del 3T18	14
3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía.....	15
3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía	18
3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas	20
3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución.....	23
3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica	25
3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros.....	27
3.7 Análisis del Semestre, por Subsidiaria.....	28
3.8 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria	29



1. Hechos Relevantes

1.1 Novedades del Segmento de Petróleo y Gas

Licitación de Gas de CAMMESA para la Generación Eléctrica

El 24 de agosto de 2018 se emitió la Circular N° 254/2018 del Mercado Electrónico de Gas ("MEGSA"), reglamentando el mecanismo de subastas solicitado por la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista ("CAMMESA") para la provisión de gas natural a centrales térmicas durante el período septiembre – diciembre de 2018. Dicha subasta tuvo lugar el 6 de septiembre de 2018, y por la cual se recibieron indicaciones de precio por un total de 143 millones de m³ de gas por día en condición interrumpible, a un precio en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte ("PIST") promedio ponderado de US\$3,8/MBTU. Pampa participó de la subasta y actualmente se encuentra vendiendo gas a CAMMESA en condición interrumpible a precios comprometidos bajo dichas ofertas, hasta diciembre de 2018.

Asimismo, con el objetivo que el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") asuma los costos del gas importado y en consecuencia, reflejarlo en los costos variables por los que se basa el despacho eléctrico, con fecha 4 de octubre de 2018 se emitió la Resolución N° 25/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía ("SGE", ex Ministerio de Energía ("MinEn")), por la cual se exceptuaba a CAMMESA de adoptar los precios máximos de referencia establecidos en la Resolución MinEn N° 46/2018 en el caso de que el proveedor sea Integración Energética Argentina ("IEASA", ex ENARSA), aplicándose el costo de adquisición y comercialización, con vigencia a partir del 1 de octubre de 2018.

Nuevos Cuadros Tarifarios para Consumidores de Gas Natural en Distribución

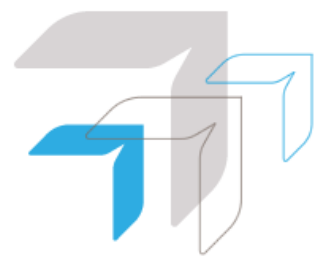
Luego de la celebración de las correspondientes audiencias públicas en septiembre de 2018, a principios de octubre de 2018 se emitieron las Resoluciones N° 280-289 y 292/2018 del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS"), mediante las cuales se establecieron con vigencia a partir del 1 de octubre de 2018 las nuevas tarifas finales de gas natural para los usuarios residenciales, de Servicio General P con servicio completo ("SGP") y de Gas Natural Comprimido ("GNC"), y las cuales consideran un precio del gas natural como materia prima para los próximos 6 meses entre AR\$2,42/m³ (equivalente a US\$1,74/MBTU) y AR\$5,53/m³ (equivalente a US\$3,98/MBTU), incluyendo la tarifa diferencial⁵. Dichos precios de gas difieren entre distribuidoras y ubicación geográfica.

En consecuencia, los precios de gas estipulados a partir de octubre de 2018 en los contratos firmados en noviembre de 2017 entre las distribuidoras y Pampa dejaron de tener efecto y, por lo tanto, su concertación se realiza en el *spot* de forma diaria.

Asimismo, en virtud de la devaluación en gran magnitud que sufrió el peso argentino y la imposibilidad de las distribuidoras de pasar el nuevo tipo de cambio a los cuadros tarifarios de los usuarios finales, numerosas productoras de gas, entre ellas Pampa, devengaron créditos por las diferencias de cambio entre el precio del gas previsto en los contratos firmados en noviembre de 2017 y el precio de gas reconocido en las tarifas finales de las distribuidoras de gas, durante el período entre el 1 de abril y 30 de septiembre de 2018.

En remediación de esta situación, el 4 de octubre de 2018 se emitió la Resolución SGE N° 20/2018, en la cual se estableció un mecanismo de recupero del crédito en 24 cuotas a partir del 1 de enero del 2019. Sin embargo, el 12 de octubre de 2018 se emitió la Resolución SGE N° 41/2018, dejando sin efecto la resolución mencionada anteriormente y quedando las compañías afectadas a la espera de la formalización de la solución anunciada.

⁵ Las resoluciones con los nuevos cuadros tarifarios contemplan un tipo de cambio de AR\$37,69/US\$, correspondiente al Banco de la Nación Argentina al cierre del día 3 de octubre de 2018.



Reglamentación para la Exportación de Gas

En los días 21 de agosto y 15 de septiembre de 2018 se emitieron las Resoluciones MinEn N° 104/2018 y SGE N° 9/2018, respectivamente, estableciendo el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural. Las autorizaciones podrían ser exportaciones de corto (hasta 1 año) o largo (1 a 10 años) plazo bajo condición interrumpible, o firmes en período estival (octubre – abril por un plazo de hasta 5 años), o intercambios operativos debido a situaciones de emergencia, siendo condición en todo caso la seguridad de abastecimiento del mercado interno argentino.

Asimismo, en el caso de los proyectos incluidos en el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales aprobado por las Resoluciones N° 46, 419, 447 /2017 y 12/2018 ("Plan Gas No Convencional") del ex Ministerio de Energía y Minería ("MEyM"), el gas natural exportado no podrá ser computado como parte y/o dentro de la producción aplicable al Plan Gas No Convencional.

Pampa presentó la documentación pertinente para la obtención de dichas autorizaciones, y se encuentra a la espera de su aprobación.

Venta de Participación Accionaria en Oleoductos del Valle ("OldelVal")

En línea con el objetivo de la Compañía de focalizar sus recursos en los negocios estratégicos, el 2 de noviembre de 2018 Pampa acordó la venta a ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L. ("ExxonMobil") del 21% del capital social de Oldelval, empresa dedicada al transporte troncal de crudo desde Neuquén hasta Puerto Rosales, Provincia de Buenos Aires. Cabe destacar que Pampa continúa manteniendo el 2,1% de participación accionaria en OldelVal.

El precio de venta asciende a US\$36,4 millones, encontrándose el cierre de la operación sujeto a condiciones precedentes usuales para este tipo de transacciones. Asimismo, si bien la Sociedad se encuentra efectuando el análisis correspondiente de acuerdo a las normas contables aplicables, se estima que el valor aproximado del resultado contable neto de la operación ascendería a AR\$700 millones.

1.2 Novedades del Segmento de Generación de Electricidad

Abastecimiento Propio del Combustible por las Generadoras Térmicas

El 6 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial ("BO") la Resolución SGE N° 70/2018, en la cual faculta a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM a adquirir los combustibles que necesitan para su generación, sin distinción de los mismos. Dicha resolución reemplaza el art. 8 de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía ("SE"), la cual disponía la centralización del suministro de combustibles para la generación eléctrica a CAMMESA (con excepción de la generación en régimen de Energía Plus).

El costo de generación con combustible propio se valorizará de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción ("CVP") normalizado por CAMMESA. Sin embargo, dicha resolución no ofrece mayores precisiones.

Asimismo, la facultad de abastecimiento propio no alterará los compromisos asumidos por los generadores en el marco de los contratos de abastecimiento MEM ("PPA") con CAMMESA, y CAMMESA continuará con la gestión comercial y el despacho de combustibles para aquellos que "no hagan o no puedan" hacer uso de dicha facultad.

La Compañía se encuentra analizando el impacto de dicha resolución y a la espera de reglamentaciones adicionales por parte de la SGE y/o CAMMESA.



1.3 Novedades de TGS

Actualización Semestral de la Remuneración

En el marco de la audiencia pública celebrada el 4 de septiembre de 2018, en la cual TGS solicitó en base a la variación del Índice de Precios Mayorista ("IPIM") registrada para el período febrero – agosto 2018 un incremento tarifario del 30% aproximadamente, el 27 de septiembre de 2018 el ENARGAS emitió la Resolución N° 265/2018 por la cual se determinó un incremento del 19,7% en los cuadros tarifarios aplicables al servicio público de transporte de gas natural a cargo de TGS, con vigencia a partir del 1 de octubre de 2018, y que significa un aumento para el usuario final en el orden del 3%.

Dicho incremento fue determinado por el ENARGAS en función del promedio simple entre el IPIM, el Índice del Costo de la Construcción entre los meses de febrero y agosto de 2018, y el Índice de Variación Salarial entre los meses de diciembre de 2017 y junio de 2018, en base a lo dispuesto por la Resolución ENARGAS N° 4362/2017 de la Revisión Tarifaria Integral ("RTI"), en la cual estipula, entre otras cuestiones, que bajo ciertas circunstancias y condiciones macroeconómicas como la significativa devaluación ocurrida en abril de 2018 y considerando que la actualización semestral es un mecanismo de ajuste no automático, dicho organismo puede utilizar otros índices distintos al IPIM para la determinación del incremento tarifario.

A la fecha de emisión del presente Informe de Resultados, TGS se encuentra evaluando las acciones que tomará para ser compensada debido a la pérdida resultante de este menor aumento tarifario.

Contrato de Venta de Etano a Largo Plazo

El 6 de septiembre de 2018 TGS suscribió un contrato de venta de etano a PBB Polisor ("PBB"), una subsidiaria de Dow Chemical y único cliente de TGS para la comercialización de dicho producto, el cual es producido en el Complejo General Cerri, ubicado en la Ciudad de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires.

Dicho contrato comienza a regir retroactivamente a partir del 1 de mayo de 2018 y finalizará el 27 de diciembre de 2027. El precio del etano es determinado por las partes incluyendo cláusulas de ajuste por la variación de diversos factores, entre ellos las cantidades anuales de producto entregado y el precio del gas. Adicionalmente, dicho contrato incluye compromisos de *take or pay* ("ToP") y *delivery or pay* ("DoP") para cantidades mínimas anuales.

Nuevo Derecho de Exportación

Mediante los Decretos N° 793 y 865/2018 del Poder Ejecutivo Nacional ("PEN"), emitidos los días 3 y 27 de septiembre de 2018, respectivamente, se reglamentó la aplicación de un impuesto sobre el monto exportado para consumo de, entre otros productos, gas natural, propano, butano y gasolina natural, con vigencia desde el 4 de septiembre de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho derecho de exportación estipula la retención de AR\$4 por cada dólar estadounidense exportado, con una alícuota máxima del 12%.

El monto que arroje el derecho de exportación deberá expresarse en pesos argentinos al tipo de cambio de la fecha del registro de la correspondiente solicitud de exportación, y de aplicarse, se mantendrán en pesos argentinos hasta la cancelación de la obligación. Adicionalmente, están exceptuados los sujetos beneficiarios del Régimen de Exportación Simplificada denominado "Exporta Simple".

Pago de Dividendos

En virtud de las facultades delegadas por la Asamblea de Accionistas de TGS celebrada el 10 de abril de 2018, el 6 de septiembre de 2018 el Directorio de TGS anunció un pago de dividendos en efectivo por AR\$1.573 millones, con lo cual a la fecha el total anual asciende a AR\$3.705 millones. Dicho dividendo



representa AR\$2,0 por acción ordinaria o US\$0,4 por *American Depositary Receipts* ("ADR") en circulación. El mismo fue puesto a disposición de los accionistas a partir del 20 de septiembre de 2018.

1.4 Novedades de Edenor

Programación Estacional de Verano del MEM

El 26 de octubre de 2018 se publicó la Disposición N° 97/2018 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica ("SEE") en el BO, fijando los mismos precios de referencia de la potencia, precio estabilizado de la energía y del transporte, que fueran aprobados mediante la Disposición SEE N° 75/2018, con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2018. Asimismo, se mantuvieron los criterios de la Resolución SEE N° 1091/2017 para los subsidios a usuarios con tarifa social y los descuentos por ahorro.

Acta Acuerdo

Con fecha 15 de septiembre de 2018, mediante la Nota 2018-45662399 la SEE prorrogó el plazo hasta fines de noviembre de 2018 para la regularización de las obligaciones pendientes del Período de Transición. Asimismo, el 28 de septiembre de 2018 la SEE requirió a Edenor la actualización de la información presentada oportunamente.

Reclamo Contra Rivera Desarrollos S.A. ("RDSA")

Con el objetivo de concentrar en un mismo inmueble las funciones centralizadas de Edenor y reducir costos de alquiler y riesgo de incrementos futuros, en octubre de 2015 Edenor adquirió a RDSA un activo inmobiliario a construirse, por un monto total de US\$46 millones equivalentes a AR\$439 millones al tipo de cambio vigente en el momento de la celebración del contrato de compraventa. Para garantizar el pago de la indemnización en caso de incumplimiento de RDSA, Edenor recibió un seguro de caución por hasta US\$46 millones, ajustado a una tasa de interés Badlar en dólares más 2%.

Al respecto, ante el incumplimiento de entrega del inmueble, cuyo plazo venció el 1 de junio de 2018, Edenor procedió a constituir en mora a RDSA, notificando a la compañía de seguros emisora de la póliza de caución y ejecutando el cobro de multas correspondientes. Posteriormente, habiéndose cumplido los plazos legales establecidos en el contrato, el 27 de agosto de 2018 Edenor notificó a RDSA la resolución del mismo con causa en su incumplimiento, intimándolo a la devolución del precio de compra, más un 15% de interés en dólares desde el día del pago del precio hasta el día de mora, menos las penalidades por atraso indicadas anteriormente.

Al 30 de septiembre de 2018 el valor del crédito registrado por Edenor asciende a AR\$2.069 millones, el cual no supera su valor recuperable estimado. El resultado neto generado por esta operación asciende a AR\$1.629 millones antes de impuestos. A la fecha de emisión del presente Informe de Resultados, Edenor se encuentra llevando a cabo las acciones judiciales y extrajudiciales correspondientes.

1.5 Novedades del Segmento de Transmisión Eléctrica

Actualización Semestral de la Remuneración

A la fecha de emisión del presente Informe, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE") no ha emitido las resoluciones correspondientes a la actualización semestral de la remuneración de Transener que, de acuerdo a la RTI, debió aplicarse desde el mes de agosto de 2018. En consecuencia, con fecha 17 de octubre de 2018 Transener, a través de la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina ("ATEERA"), presentó una nota ante el ENRE reclamando el mencionado ajuste tarifario.



RTI para Transportistas Independientes

En relación al procedimiento de determinación de la remuneración de las transportistas independientes, con fecha 8 de octubre de 2018 fueron presentados ante el ENRE los costos, inversiones y pretensión tarifaria correspondiente a la Cuarta Línea (operada por nuestra subsidiaria Transener) y TIBA (operada por la subsidiaria de Transener, Transba). En el mismo sentido, Enecor, subsidiaria de la Compañía, presentó el 17 de octubre de 2018 el pedido de adecuación tarifaria correspondiente.

1.6 Recompra de Instrumentos Financieros Propios

Pampa Energía

Al 15 de agosto de 2018, Pampa tenía emitidos un total de 2.082.690.514. acciones ordinarias, con un valor nominal de AR\$1 y un voto por acción. Sin embargo, dada la brecha entre el valor de los activos y el precio de cotización en el mercado, sumada a la fuerte posición de caja, Pampa comenzó a recomprar acciones en el marco de los Programas anunciados el 27 de abril y 22 de junio de 2018 (los "Programas").

La última operación fue realizada el 23 de octubre de 2018, fecha en la cual se alcanzó el límite legal del 10% del capital emitido de acciones propias en cartera. En consecuencia, por los Programas se recompraron un total de 202.929.825 acciones ordinarias u 8.117.193 ADRs, y se desembolsó un total de US\$328 millones.

	Pampa	
	Plan de Recompra I	Plan de Recompra II
Monto máximo a recomprar	US\$200 millones	US\$200 millones
Precios máximos	AR\$50/acción ordinaria o US\$60/ADR	AR\$62/acción ordinaria o US\$55/ADR
Plazo	120 días desde el 30-Abr-2018	120 días desde el 27-Jun-2018
Recompras realizadas a la fecha	4.119.451 ADRs @ US\$48,52/ADR	3.997.742 ADRs @ US\$32,14/ADR
Cobertura	100% - Finalizado	64% - Finalizado

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

La titularidad de las acciones es la siguiente:

Tenedor	Cantidad de Acciones, en Millones	Cantidad de ADRs, en Millones	% Capital Emitido	% Capital Neto de Recompras
Management ¹	371,1	14,8	17,8%	19,7%
Flotación ²	1.503,3	60,1	72,2%	80,0%
Programas de recompra de acciones ³	202,9	8,1	9,7%	-
Plan de compensación del personal en acciones	5,3	0,2	0,3%	0,3%
Capital Total Emitido	2.082,7	83,3	100,0%	100,0%
Capital Total en Circulación⁴	1.879,8	75,2		

Nota: Todos los valores están ajustados por redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma. 1 Tenencias directas e indirectas del Management a septiembre de 2018. 2 Listadas en las Bolsas de Nueva York y Buenos Aires. 3 Recompras realizadas bajo los Programas. Incluye 182,8 millones de acciones ordinarias cuya cancelación fue aprobada por la Asamblea. 4 Neto de recompras por los Programas.

La Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Pampa celebrada el 2 de octubre de 2018 resolvió aprobar la reducción del capital social mediante la cancelación de 182.820.250 acciones ordinarias que Pampa poseía en cartera hasta ese momento, las cuales representan un 8,8% del capital emitido. El retiro de las acciones recompradas del capital social permitirá a la Compañía eventualmente continuar recomprando acciones en el mercado, siempre con el objeto de agregar valor al accionista.



Finalmente, al cierre del trimestre Pampa poseía en cartera Obligación Negociable ("ON") Serie I con vencimiento en 2027 por US\$9 millones de valor nominal, recompradas entre agosto y septiembre de 2018 y a un precio promedio *clean* de US\$79,2 por cada US\$100 de valor nominal.

TGS

El 7 de septiembre de 2018 el Directorio de TGS actualizó los términos y condiciones para el programa de recompras aprobado el día 9 de mayo de 2018. A la fecha, TGS recompró 13.570.280 acciones ordinarias o 2.714.056 de ADRs.

	TGS	
	Plan de Recompra I	Plan de Recompra II
Monto máximo a recomprar	AR\$1.700 millones	Incrementa a AR\$1.800 millones
Precios máximos	AR\$95/acción ordinaria o US\$20/ADR	Incrementa a AR\$130/acción ordinaria o US\$17/ADR
Plazo	120 días desde el 10-May-2018	180 días desde el 7-Sep-2018
Recompras realizadas a la fecha	2.103.082 ADRs @ US\$15,19/ADR	610.974 ADRs @ US\$13,63/ADR
Cobertura	65% - En curso	

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

Adquisición de Acciones de Edenor y TGS

Al 30 de septiembre de 2018, la Sociedad adquirió un total de 329.166 ADRs de Edenor, a un costo promedio de adquisición de US\$26,8 por ADR, correspondiendo a la Sociedad una participación accionaria del 51,7% sobre el capital social emitido de Edenor. Asimismo, a la fecha de emisión del presente Informe, Pampa adquirió adicionalmente 17.104 ADRs de Edenor, a un costo promedio de adquisición de US\$21,0 por ADR. En consecuencia, la participación accionaria de Pampa sobre Edenor asciende al 51,8%.

Asimismo, al 30 de septiembre de 2018 la Sociedad adquirió un total de 77.500 ADRs de TGS, a un costo promedio de adquisición de US\$12,5 por ADR, correspondiendo a Pampa una participación accionaria del 25,55% sobre el capital social emitido de TGS. No se registraron adquisiciones desde el cierre del 3T18.

1.7 NIIF: Re-Expresión de la Información Financiera

Las NIIF requieren que los EEFF de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean re-expresados en los términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del período sobre el que se informa (NIC 29), independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Las NIIF categorizan como economía hiperinflacionaria si la tasa acumulada de inflación en tres años se aproxima o excede el 100%. Es por esta razón que, de acuerdo con la NIC 29, la economía argentina debe ser considerada como de alta inflación a partir del 1 de julio de 2018.

No obstante, debe tenerse en consideración que al momento de la emisión del presente Informe de Resultados, se encuentra vigente el Decreto PEN N° 664/2003, el cual no permite la presentación de EEFF re-expresados ante la Comisión Nacional de Valores ("CNV"). Por lo tanto, dado este Decreto y el marco normativo de la CNV, el *Management* de Pampa no ha aplicado la NIC 29 en la preparación de los presentes EEFF. Sin perjuicio de ello, existe un proyecto de ley que deja sin efecto el Decreto PEN N° 664/2003, el cual actualmente tiene media sanción de la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación Argentina.

A fecha de emisión del presente Informe de Resultados, de aplicar la NIC 29 y considerando una tasa de inflación acumulada del 32,4% y una tasa de inflación promedio del 16% para 9M18, el patrimonio estimado por la Compañía ascendería a AR\$38 mil millones.



2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado

En AR\$ millones	Al 30.09.18	Al 31.12.17
ACTIVO		
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	6.575	5.754
Propiedades, planta y equipo	51.074	41.214
Activos intangibles	1.560	1.586
Otros activos	29	2
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	150	150
Activos por impuesto diferido	6.317	1.306
Créditos por ventas y otros créditos	11.843	5.042
Total del activo no corriente	77.548	55.054
Inventarios	4.551	2.326
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	23.425	14.613
Inversiones a costo amortizado	395	25
Instrumentos financieros derivados	36	4
Créditos por ventas y otros créditos	31.257	19.145
Efectivo y equivalentes de efectivo	5.138	799
Total del activo corriente	64.802	36.912
Activos clasificados como mantenidos para la venta	-	12.501
Total del activo	142.350	104.467
PATRIMONIO		
Capital social	1.895	2.080
Prima de emisión	5.838	5.818
Acciones propias en cartera	188	3
Costo de acciones propias en cartera	(8.446)	(72)
Reserva legal	416	300
Reserva facultativa	8.412	5.146
Otras reservas	(505)	140
Resultados no asignados	(6.959)	3.243
Otro resultado integral	(89)	252
Patrimonio atribuible a los propietarios	750	16.910
Participación no controladora	1.877	3.202
Total del patrimonio	2.627	20.112
PASIVO		
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	880	-
Deudas comerciales y otras deudas	7.488	6.404
Préstamos	76.536	37.126
Ingresos diferidos	209	195
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	144	120
Planes de beneficios definidos	1.087	992
Pasivo por impuesto diferido	504	1.526
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	979	863
Cargas fiscales	787	366
Provisiones	7.377	4.435
Total del pasivo no corriente	95.991	52.027
Deudas comerciales y otras deudas	25.220	18.052
Préstamos	11.991	5.840
Ingresos diferidos	4	3
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	1.925	2.154
Planes de beneficios definidos	101	121
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	1.716	943
Cargas fiscales	2.226	1.965
Instrumentos financieros derivados	71	82
Provisiones	478	798
Total del pasivo corriente	43.732	29.958
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	-	2.370
Total del pasivo	139.723	84.355
Total del pasivo y del patrimonio	142.350	104.467



2.2 Estado de Resultados Consolidado

En AR\$ millones	Nueve Meses		Tercer Trimestre	
	2018	2017	2018	2017
Ingresos por ventas	66.028	36.216	26.310	13.415
Costo de ventas	(40.693)	(24.656)	(16.199)	(8.935)
Resultado bruto	25.335	11.560	10.111	4.480
Gastos de comercialización	(3.446)	(2.056)	(1.584)	(646)
Gastos de administración	(4.114)	(3.217)	(1.409)	(1.129)
Gastos de exploración	(10)	(37)	(6)	(24)
Otros ingresos operativos	4.380	2.601	634	757
Otros egresos operativos	(4.296)	(1.711)	(1.109)	(560)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas	525	865	(107)	297
Resultado operativo	18.374	8.005	6.530	3.175
Ingresos financieros	1.835	1.015	879	351
Gastos financieros	(5.817)	(3.855)	(2.563)	(1.336)
Otros resultados financieros	(28.307)	(1.271)	(14.966)	(566)
Resultados financieros, neto	(32.289)	(4.111)	(16.650)	(1.551)
Resultado antes de impuestos	(13.915)	3.894	(10.120)	1.624
Impuesto a las ganancias	5.521	(212)	3.585	(100)
Resultado por operaciones continuas	(8.394)	3.682	(6.535)	1.524
Resultado por operaciones discontinuadas	3.046	288	(23)	100
Resultado del período	(5.348)	3.970	(6.558)	1.624
Atribuible a:				
Propietarios de la Sociedad	(6.783)	3.094	(7.135)	1.284
Operaciones continuas	(9.766)	2.824	(7.112)	1.187
Operaciones discontinuadas	2.983	270	(23)	97
Participación no controladora	1.435	876	577	340
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad	(3,4120)	1,5982	(3,7660)	0,6624
Resultado por acción básica y diluida de operaciones continuas	(4,9125)	1,4587	(3,7539)	0,6124
Resultado por acción básica y diluida de operaciones discontinuadas	1,5005	0,1395	(0,0121)	0,0500



2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera

Al 30 de septiembre de 2018, en AR\$ millones	Caja ⁽¹⁾		Deuda Financiera	
	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria
Generación de energía ⁽²⁾	1.036	652	24.302	24.302
Distribución de energía	8.157	4.219	9.641	4.987
Refinación y distribución	10	10	-	-
Petroquímica	-	-	-	-
Holding y otros	9.262	9.262	-	-
Petróleo y gas	10.492	10.487	50.465	50.464
Total	28.958	24.630	84.408	79.753

Nota: (1) Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado. (2) No incluye deuda regulatoria con CAMMESA por AR\$4.119 millones.

2.3.1 Resumen de Instrumentos de Deuda con Oferta Pública

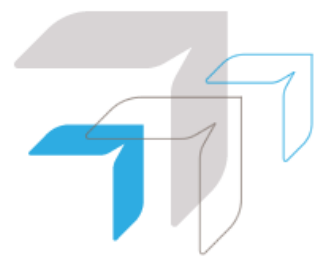
Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento Final	Monto Emisión	Monto Remanente	Tasa Pactada
En US\$					
Transener ¹	ON Clase 2	2021	101	99	9,75%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300	176	9,75%
TGS ¹	ON a descuento y tasa fija	2025	500	500	6,75%
	ON Clase 4 US\$-Link ^{2,3}	2020	34	34	6,25%
Pampa Energía	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	500	7,375%
	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	741	7,5%
En AR\$					
Pampa Energía	ON Clase E ³	2020	575	575	Badlar Privada

Nota: (1) Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEEF de Pampa. (2) ONs US\$-link, con tipo de cambio inicial de AR\$8,4917/US\$. (3) Instrumentos de deuda correspondientes a CTLL, subsidiaria fusionada por absorción con Pampa Energía.

2.3.2 Operaciones de Deuda

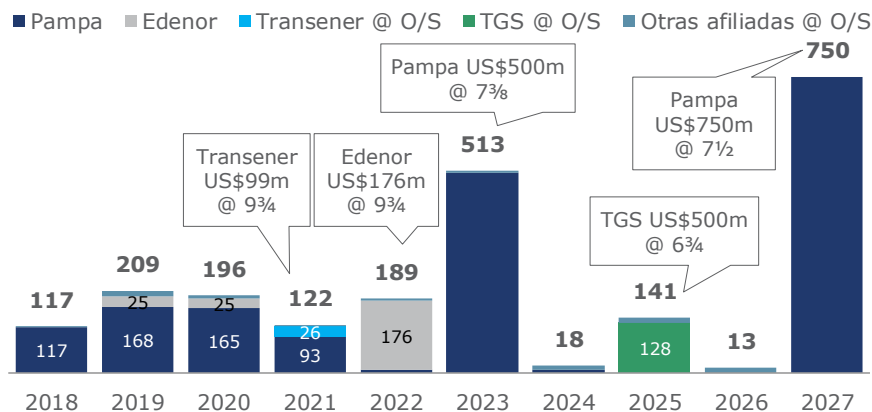
En línea con la política de manejo de pasivos de la Compañía, se continuó refinanciando o cancelando las facilidades del corto plazo. Al 30 de septiembre de 2018, los vencimientos de capital 2018-19 de Pampa individual ascendían a US\$285 millones, US\$11 millones menos que el cierre del trimestre pasado. Durante el mes de agosto de 2018, Pampa suscribió pre-financiaciones a las exportaciones y préstamos bancarios por un monto total de US\$67 millones, con vencimientos en febrero y agosto de 2019. Asimismo, en octubre de 2018 se renovaron pre-financiaciones a las exportaciones por préstamos bancarios por un monto total de US\$48 millones, con vencimientos en abril de 2019.

Asimismo, con fecha 5 de octubre de 2018 Pampa pagó al vencimiento el 100% del capital de la ON Clase A por AR\$282 millones más AR\$26 millones de intereses. En el mismo mes se tomó un préstamo bancario por US\$10 millones, con vencimiento en abril de 2019.



Finalmente, al cierre del trimestre Pampa poseía en cartera ON Serie I con vencimiento en 2027 por US\$9 millones de valor nominal, recompradas entre agosto y septiembre de 2018 y a un precio promedio *clean* de US\$79,2 por cada US\$100 de valor nominal.

Al 30 de septiembre de 2018, el promedio de tasas de interés para préstamos en US\$ era de 6,9%, moneda en la que está denominada el 98% de la deuda bruta. La vida promedio de la deuda financiera consolidada de Pampa ascendió a 5 años. A continuación se expone el perfil de deuda⁶ del Grupo Pampa (en US\$ millones):



2.3.3 Calificación en ONs del Grupo Pampa

En agosto de 2018 la agencia de calificación de riesgo FitchRatings bajó las calificaciones en la escala global asignadas a las ONs emitidas por Pampa de "B+" a "B", manteniendo la tendencia estable, principalmente debido a la exposición que tiene la Compañía a CAMESA.

Asimismo, en septiembre de 2018 la agencia de calificación de riesgo Standard & Poor's Global Ratings ("S&P") colocó las calificaciones "B+" y "B" de 10 empresas argentinas, entre ellas Pampa, TGS y Transener, bajo su listado de Revisión Especial ("*CreditWatch*") con perspectiva negativa, principalmente debido a los riesgos en la implementación de los ajustes económicos. Asimismo, S&P ajustó las calificaciones en la escala global y nacional asignadas a las ONs de Edenor, pasando de positiva a estable, reafirmó la calificación en la escala global de "B" y bajó la calificación en la escala nacional de "raA+" a "raA".

A continuación, se exponen las calificaciones de riesgo por las ONs del Grupo Pampa:

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala Global	Escala Nacional
Pampa	S&P	B+	na
	Moody's	B2	na
	FitchRatings	B	AA-
Edenor	S&P	B	raA
	Moody's	B1	Aa3.ar
TGS	S&P	B+	raAA
	Moody's	B1	Aa2.ar
Transener	S&P	B+	raAA

⁶ No incluye intereses, considera Pampa individual y Edenor al 100%, y las afiliadas TGS, Transener, Greenwind, OldelVal y Refinor a nuestra participación accionaria.



3. Análisis de los Resultados del 3T18

Ventas netas consolidadas por AR\$26.310 millones, un 96% mayor a los AR\$13.415 millones registrados en el 3T17, debido a aumentos del 107% en generación de energía, 108% en distribución de energía, 80% en petróleo y gas, 52% en petroquímica y 246% en holding y otros, parcialmente compensados por 41% de mayores eliminaciones en ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 3.572 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Ventas de 5.626 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 45 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 85 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de AR\$9.078 millones, comparado a AR\$4.355 millones del 3T17, explicado por incrementos de AR\$2.101 millones en generación de energía, AR\$1.033 millones en distribución de energía, AR\$567 millones en petróleo y gas, AR\$94 millones en refinación y distribución, AR\$1.056 millones en holding y otros, y menores eliminaciones intersegmento de AR\$47 millones, parcialmente compensados por pérdidas de AR\$175 millones en petroquímica.

Pérdida atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$7.135 millones, inferior a la ganancia de AR\$1.284 millones en 3T17, principalmente explicado por la pérdida devengada de AR\$17.438 millones a raíz de la depreciación del 43% del AR\$ en comparación con el US\$.

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en AR\$ millones	9M18	9M17	3T18	3T17
Resultado operativo consolidado	18.374	8.005	6.530	3.175
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	2.670	2.554	886	927
EBITDA consolidado bajo NIIF	21.044	10.559	7.416	4.102
Ajustes del segmento de generación	1.094	(175)	632	1
Eliminación de resultado por VPP de Greenwind	1.005	4	530	2
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	132	(2)	108	(1)
Otros ajustes	(43)	(176)	(7)	-
Ajustes del segmento de distribución	436	(420)	163	(0)
Ajuste retroactivo a penalidades	277	(499)	105	(26)
Cargos por mora	159	79	58	26
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(879)	70	(160)	38
Eliminación de resultado por VPP de OldelVal y otras asociadas	(127)	(28)	(70)	(17)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	166	71	84	33
Eliminación de la ganancia neta por laudo favorable en Ecuador	(806)	-	-	-
Ajuste regalías devengadas por Plan Gas II 2017	(178)	-	(178)	-
Otros ajustes	65	27	4	22
Ajustes del segmento de refino y distribución	133	19	102	1
Eliminación de resultado por VPP de Refinor	81	(17)	74	(17)
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	52	36	28	18
Ajustes del segmento de petroquímica	(13)	12	4	12
Contingencias y eliminación de multas ganadas	(13)	12	4	12
Ajustes del segmento de holding y otros	2.146	623	921	201
Eliminación de resultado por VPP de TGS y Transener	(1.484)	(824)	(427)	(265)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	2.675	891	1.017	271
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	955	670	331	195
Otros ajustes	-	(114)	-	-
EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas	23.961	10.689	9.078	4.355
EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas y discontinuadas	25.211	12.760	8.851	5.135



3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado En AR\$ millones	Nueve Meses			Tercer Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	12.166	5.782	+110%	4.992	2.415	+107%
Costo de ventas	(4.192)	(2.739)	+53%	(1.552)	(998)	+56%
Resultado bruto	7.974	3.043	+162%	3.440	1.417	+143%
Gastos de comercialización	(34)	(63)	-46%	(3)	(27)	-89%
Gastos de administración	(706)	(522)	+35%	(260)	(172)	+51%
Otros ingresos operativos	110	374	-71%	43	37	+16%
Otros egresos operativos	(112)	(191)	-41%	(49)	(39)	+26%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(1.005)	(4)	NA	(530)	(2)	NA
Resultado operativo	6.227	2.637	+136%	2.641	1.214	+118%
Ingresos financieros	1.005	625	+61%	480	218	+120%
Gastos financieros	(1.724)	(1.171)	+47%	(773)	(425)	+82%
Otros resultados financieros	(11.887)	(419)	NA	(7.106)	(150)	NA
Resultado antes de impuestos	(6.379)	1.672	NA	(4.758)	857	NA
Impuesto a las ganancias	1.527	39	NA	1.243	(266)	NA
Resultado del período	(4.852)	1.711	NA	(3.515)	591	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	(5.195)	1.589	NA	(3.681)	546	NA
Participación no controladora	343	122	+181%	166	45	+269%
EBITDA ajustado	8.074	3.028	+167%	3.509	1.408	+149%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	4.522	4.728	-4%	1.696	1.108	+53%
Depreciaciones y amortizaciones	753	566	+33%	236	193	+22%

En el 3T18, el margen bruto de generación de energía fue de AR\$3.440 millones, un 143% mayor con respecto al mismo período del 2017, principalmente debido a la devaluación del 85% en el tipo de cambio nominal promedio, con impacto en nuestras ventas que se encuentran denominadas en US\$, tanto en nuestros PPAs de energía nueva (Energía Plus, Res. ex SE N° 220/2007, Res. ex MEyM N° 21/2017 y RenovAr 1) como también en nuestra energía base por la Res. SEE N° 19/2017. Asimismo, el incremento del margen bruto es explicado por la adición de las unidades TG05 en Central Térmica Loma de la Lata ("CTLL"), Central Térmica Parque Pilar ("CTPP") y Central Térmica Ingeniero White ("CTIW"), habilitadas entre julio y diciembre de 2017, y del Parque Eólico Mario Cebreiro ("PEMC") en junio de 2018, como también por la actualización del esquema remunerativo sobre la energía base, por la cual se reconoce un esquema en US\$ diferenciando tecnología y escala de generación. Entre mayo y octubre de 2017, con la declaración de disponibilidades ("DIGO") se devengó la remuneración base, seguido de un incremento a la remuneración plena del esquema a partir de noviembre de 2017. Durante todo el 3T18, nuestra capacidad base facturó bajo la remuneración plena, siendo cada mes las térmicas evaluadas su disponibilidad real versus su DIGO, mientras que en el 3T17 estuvo bajo la remuneración base.

En términos operativos, la generación de energía del 3T18 de Pampa disminuyó marginalmente 4% con respecto al 3T17, principalmente explicado por indisponibilidades en una de las turbinas de gas del ciclo combinado y en la unidad Plus de la Central Termoeléctrica Genelba ("CTGEB"), ocurridas a mediados de agosto de 2018, las cuales recuperaron el 100% de la capacidad de generación desde fines de septiembre de 2018 (-296 GWh). Asimismo, en el 3T18 hubo un menor despacho requerido en Central Piedra Buena ("CPB") y en las unidades TV11 y TV12 de Central Térmica Güemes ("CTG") (-271 GWh), sumado a menores aportes hídricos y riego en Hidroeléctrica Diamante ("HIDISA") e Hidroeléctrica Los Nihuilés ("HINISA") (-10 GWh). Estas variaciones negativas fueron parcialmente compensadas por la generación de las nuevas centrales CTPP, CTIW y PEMC (+182 GWh), de la turbina a gas TG05 y repotenciación de la turbina a vapor



TV01 en CTLL (+134 GWh), además del mayor aporte hidráulico en Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú ("HPPL") (+116 GWh).

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas			Eólica	Térmicas								Total
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEBE	Eco-Energía	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	765	361	30	620	100	100	843	14	3.871
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	364	100	30	-	100	100	169	14	977
Participación de mercado	0,7%	1,0%	0,7%	0,3%	2,0%	0,9%	0,1%	1,6%	0,3%	0,3%	2,2%	0,04%	10,1%
9 Meses													
Generación Neta 9M18 (GWh)	395	262	700	147	3.849	1.431	120	593	169	202	3.569	83	11.520
Participación de mercado	0,4%	0,2%	0,7%	0,1%	3,7%	1,4%	0,1%	0,6%	0,2%	0,2%	3,4%	0,1%	10,9%
Ventas 9M18 (GWh)	395	262	700	147	3.849	1.880	120	593	169	202	4.054	85	12.456
Generación Neta 9M17 (GWh)	476	332	444	-	3.247	1.410	124	1.302	63	-	4.024	73	11.494
Variación 9M18 vs. 9M17	-17%	-21%	+58%	na	+19%	+1%	-3%	-55%	+167%	na	-11%	+14%	+0%
Ventas 9M17 (GWh)	476	332	444	-	3.247	1.848	124	1.302	63	-	4.578	75	12.488
Precio Prom. 9M18 (US\$/MWh)	35	52	21	84	37	35	52	75	168	103	31	65	40
Precio Prom. 9M17 (US\$/MWh)	25	34	25	na	33	30	49	26	58	na	24	68	29
Margen Bruto Prom. 9M18 (US\$/MWh)	24	36	15	75	35	20	na	44	146	83	18	20	29
Margen Bruto Prom. 9M17 (US\$/MWh)	12	16	14	na	30	14	na	10	49	na	14	20	18
Tercer Trimestre													
Generación Neta 3T18 (GWh)	82	65	315	101	1.268	390	29	91	70	74	1.056	29	3.572
Participación de mercado	0,2%	0,2%	0,9%	0,3%	3,6%	1,1%	0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	3,0%	0,1%	10,1%
Ventas 3T18 (GWh)	82	65	315	101	1.268	516	29	91	70	74	1.195	29	3.837
Generación Neta 3T17 (GWh)	87	71	199	-	1.134	492	36	260	63	-	1.352	29	3.724
Variación 3T18 vs. 3T17	-5%	-8%	+58%	na	+12%	-21%	-19%	-65%	+10%	na	-22%	-0%	-4%
Ventas 3T17 (GWh)	87	71	199	-	1.134	680	36	260	63	-	1.548	29	4.108
Precio Prom. 3T18 (US\$/MWh)	55	68	18	78	39	37	70	159	141	107	31	57	43
Precio Prom. 3T17 (US\$/MWh)	46	52	21	na	44	28	55	50	55	na	26	65	34
Margen Bruto Prom. 3T18 (US\$/MWh)	40	49	14	70	37	22	na	102	125	83	17	9	32
Margen Bruto Prom. 3T17 (US\$/MWh)	20	23	13	na	39	14	na	23	46	na	15	20	23

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M18 - 25,25; 9M17 - 16,26; 3T18 - 32,04; 3T17 - 17,29.

Los costos operativos netos aumentaron 52% con respecto al 3T17, principalmente debido a mayores costos de gas y transporte para cubrir contratos Plus, laborales, de operación y mantenimiento por las nuevas unidades de generación en CTLL, CTPP, CTIW y PEMC, y depreciaciones por la activación de dichas nuevas unidades y de los mantenimientos programados, parcialmente compensados por menores gastos como consecuencia de la fusión de ciertas generadoras con Pampa a partir de octubre de 2017.

Las pérdidas por resultados financieros netos se incrementaron en AR\$7.042 millones con respecto al 3T17, registrando una pérdida en el 3T18 de AR\$7.399 millones, principalmente debido a la mayor pérdida por diferencia de cambio neta, producto de una mayor devaluación del AR\$ con respecto al US\$, moneda en la que mayoritariamente están denominados los pasivos financieros alocados al segmento, y mayores pérdidas por intereses de mutuos con CAMMESA y deuda financiera, parcialmente compensados por mayores ganancias por reconocimiento de intereses comerciales a CAMMESA originadas por la mora en la cobranza.

El EBITDA ajustado aumentó un 149% con respecto al 3T17, a una ganancia de AR\$3.509 millones, principalmente por la devaluación del AR\$ sobre nuestras ventas denominadas en US\$, las entradas de los PPAs en CTLL, CTPP, CTIW y PEMC, y la mejor remuneración de la energía base en US\$, parcialmente compensadas por mayores costos por consumo de gas, costos laborales y de operación y mantenimiento del creciente número de unidades. El EBITDA ajustado considera el EBITDA proporcional de PEMC (Greenwind), en el cual Pampa posee una participación directa del 50%, con una ganancia de AR\$108 millones en el 3T18, en comparación con una pérdida de AR\$1 millón en el mismo período de 2017.



A continuación, se expone un resumen del estado de los proyectos de expansión comprometidos:

Proyecto	MW	Proveedor Equipamiento	Comercialización	Precio de Adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$ ¹		Fecha de Habilitación
				Potencia US\$/MW-mes	Variable US\$/MWh	Total US\$/MWh	Presupuesto	% Ejecutado @ 30-Sep-18	
Térmico									
Loma de la Lata	15	MAN	Res. SEE N° 19/17	7.000	7	17	19	93%	1T 2019
	105	GE	PPA en US\$ por 10 años	23.000	7,5	39	90	100%	5 de agosto de 2017
Parque Ind. Pilar	100	Wärtsilä	PPA en US\$ por 10 años	26.900	15 - 16	52	103	100%	29 de agosto de 2017
Ing. White	100	Wärtsilä	PPA en US\$ por 10 años	21.800	12 - 15	42 - 45	92	100%	22 de diciembre de 2017
Cierre Genelba Plus	383	Siemens	PPA en US\$ por 15 años	20.500	6	34	350	49%	TG: 2T 2019 / CC: 2T 2020
Renovable									
Mario Cebreiro²	100	Vestas	PPA en US\$ por 20 años	na	na	58⁽³⁾	139	93%	8 de junio de 2018
Pampa Energía II-III	106	Vestas	MAT ER	na	na	na	135	61%	II y III: 2T 2019
Pampa Energía IV	53	na	MAT ER	na	na	na	74	0%	IV: 4T 2019
Total	963						1.001	68%	

Nota: (1) Montos sin IVA. (2) Pampa posee una participación del 50%. (3) Precio adjudicado sin considerar factor de ajuste e incentivo.



3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía

Segmento de Distribución de Energía, Consolidado En AR\$ millones	Nueve Meses			Tercer Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	34.727	17.576	+98%	13.461	6.457	+108%
Costo de ventas	(24.644)	(12.720)	+94%	(9.992)	(4.638)	+115%
Resultado bruto	10.083	4.856	+108%	3.469	1.819	+91%
Gastos de comercialización	(2.609)	(1.460)	+79%	(1.143)	(441)	+159%
Gastos de administración	(1.403)	(1.009)	+39%	(515)	(379)	+36%
Otros ingresos operativos	199	70	+184%	72	29	+148%
Otros egresos operativos	(871)	(612)	+42%	(326)	(299)	+9%
Resultado operativo	5.399	1.845	+193%	1.557	729	+114%
Ingresos financieros	358	182	+97%	149	64	+133%
Gastos financieros	(1.950)	(1.152)	+69%	(900)	(380)	+137%
Otros resultados financieros	(717)	71	NA	456	(13)	NA
Resultado antes de impuestos	3.090	946	+227%	1.262	400	+216%
Impuesto a las ganancias	(960)	(256)	+275%	(400)	(100)	+300%
Resultado del período	2.130	690	+209%	862	300	+187%
Atribuible a:						
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	1.101	370	+198%	451	159	+184%
<i>Participación no controladora</i>	1.029	320	+222%	411	141	+191%
EBITDA ajustado	6.269	1.745	+259%	1.876	843	+123%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	4.392	2.873	+53%	2.145	1.137	+89%
Depreciaciones y amortizaciones	434	320	+36%	156	114	+37%

En el 3T18 las ventas netas aumentaron en AR\$7.004 millones con respecto al 3T17, principalmente debido a la implementación completa desde febrero de 2018 del incremento tarifario del 98% acumulado al Valor Agregado de Distribución ("VAD") de la RTI, mientras que en el 3T17 solo aplicaba la primera cuota del 42% de aumento al VAD; sumado el reconocimiento por variaciones del Costo Propio de Distribución ("CPD"), cuyas tres aplicaciones en diciembre de 2017, febrero y agosto de 2018 cuentan con un 35% acumulado, y el devengamiento desde febrero de 2018 de cuotas mensuales por la gradual aplicación del incremento tarifario durante el año 2017 (AR\$540 millones en el 3T18). Dichas variaciones positivas fueron parcialmente compensadas por la aplicación sobre el VAD de los factores de eficiencia e inversión (-2,5%). Asimismo, cabe destacar que la última actualización del CPD, vigente a partir del 1 de agosto de 2018, el 50% fue diferido a febrero de 2019 en seis cuotas mensuales consecutivas. De haberse registrado la variación del CPD al 100% para el 3T18, Edenor hubiera devengado AR\$308 millones adicionales en las ventas.

Asimismo, el incremento en las ventas en el 3T18 se debió en menor medida al aumento del 1% de las ventas físicas de electricidad con respecto al mismo período de 2017, principalmente explicado por mayor consumo en el segmento residencial asociado a menores temperaturas en los meses de julio y agosto de 2018 respecto del 2017, parcialmente compensado por mayor temperatura en septiembre de 2018 respecto del 2017 y el impacto por el incremento tarifario. Este mayor consumo fue parcialmente compensado por menores ventas en las grandes industrias (peaje) y comercios, en sintonía con la caída de actividad. Adicionalmente, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 3%, principalmente debido a la regularización de clientes residenciales producto de las acciones de disciplina de mercado implementadas.



Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2018			2017			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
9 Meses								
Residencial ¹	7.148	43%	2.644.011	7.138	43%	2.553.412	+0%	+4%
Comercial	2.683	16%	355.749	2.737	17%	362.796	-2%	-2%
Industrias	2.781	17%	6.871	2.765	17%	6.859	+1%	+0%
Sistema de Peaje	2.904	18%	705	2.958	18%	708	-2%	-0%
Otros								
Alumbrado Público	565	3%	21	551	3%	21	+3%	-
Villas de Emergencia y Otros	438	3%	450	371	2%	419	+18%	+7%
Total	16.520	100%	3.007.807	16.520	100%	2.924.215	+0%	+3%
Tercer Trimestre								
Residencial ¹	2.526	45%	2.644.011	2.464	44%	2.553.412	+3%	+4%
Comercial	872	15%	355.749	880	16%	362.796	-1%	-2%
Industrias	913	16%	6.871	912	16%	6.859	+0%	+0%
Sistema de Peaje	922	16%	705	986	18%	708	-7%	-0%
Otros								
Alumbrado Público	200	4%	21	197	4%	21	+1%	-
Villas de Emergencia y Otros	194	3%	450	148	3%	419	+31%	+7%
Total	5.626	100%	3.007.807	5.587	100%	2.924.215	+1%	+3%

Nota: (1) Incluye 564.837 y 701.531 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente.

Las compras de energía aumentaron 133% con respecto al 3T17, debido al incremento del precio estacional por la quita gradual de subsidios, sumado a un aumento en la tasa y costo asociado a las pérdidas de energía (tasa de pérdidas del 20,4% de la energía demandada en el 3T18 en comparación con 18,4% en 3T17), principalmente generado por robo de electricidad en conexiones clandestinas que se observan mayoritariamente en los clientes residenciales, como consecuencia de la menor temperatura registrada en julio y agosto de 2018 respecto del 2017 y el impacto por el incremento tarifario.

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron un 70% con respecto al 3T17, principalmente debido a mayores penalidades y sanciones por la actualización de los mismos por inflación (las devengadas antes de la RTI) y por tasa de interés (aquellas sancionadas desde la RTI), sumado a sanciones registradas por apartamiento del Plan de Inversiones Anual ("SAPIA") según la Resolución ENRE N° 170/18. Asimismo, se devengaron mayores cargos de contratistas, fundamentalmente asociados a trabajos operativos para la reducción de pérdidas de energía y al aumento de mantenimientos y confiabilidad; mayores provisiones por créditos por ventas, producto de la mayor facturación por los nuevos cuadros tarifarios y por modificación en cálculo de acuerdo a NIIF y mayores costos salariales por paritarias.

En el 3T18, las pérdidas por resultados financieros netos disminuyeron en AR\$34 millones a una pérdida de AR\$295 millones, principalmente debido a la ganancia por la actualización del crédito con RDSA por AR\$1.629 millones⁷ y a la ganancia por diferencia de cambio en la tenencia de activos financieros en US\$, parcialmente compensados por la mayor pérdida por diferencia de cambio producto de la mayor devaluación de AR\$ con respecto al US\$, moneda en la que está denominada el pasivo financiero de Edenor, sumado a los intereses comerciales generados por el mayor stock de deuda con CAMMESA.

El EBITDA ajustado en el 3T18 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de AR\$1.876 millones, el cual considera los ingresos diferidos en el 2017 por el gradual aumento tarifario de la RTI y cargos por mora de AR\$58 millones, y excluye las multas SAPIA por corresponder al ejercicio 2017. En el 3T17, el EBITDA ajustado fue recalculado y ascendió a AR\$843 millones, considera multas por SAPIA por AR\$26 millones e ingresos por cargos por mora de AR\$26 millones.

⁷ Para mayor información, ver punto 1.4 de este Informe de Resultados.



3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas⁸

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado En AR\$ millones	Nueve Meses			Tercer Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	11.552	7.675	+51%	4.890	2.715	+80%
Costo de ventas	(5.862)	(4.723)	+24%	(2.302)	(1.663)	+38%
Resultado bruto	5.690	2.952	+93%	2.588	1.052	+146%
Gastos de comercialización	(421)	(344)	+22%	(228)	(109)	+109%
Gastos de administración	(1.049)	(964)	+9%	(293)	(331)	-11%
Gastos de exploración	(10)	(37)	-73%	(6)	(24)	-75%
Otros ingresos operativos	3.692	1.860	+98%	263	674	-61%
Otros egresos operativos	(2.750)	(529)	NA	(415)	(194)	+114%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	127	28	NA	70	17	NA
Resultado operativo	5.279	2.966	+78%	1.979	1.085	+82%
Ingresos financieros	171	109	+57%	94	23	NA
Gastos financieros	(1.693)	(1.287)	+32%	(696)	(362)	+92%
Otros resultados financieros	(18.780)	(1.313)	NA	(10.710)	(644)	NA
Resultado antes de impuestos	(15.023)	475	NA	(9.333)	102	NA
Impuesto a las ganancias	4.438	(188)	NA	2.696	(59)	NA
Resultado por operaciones continuas	(10.585)	287	NA	(6.637)	43	NA
Resultado por operaciones discontinuadas	2.148	305	NA	(124)	100	NA
Resultado del período	(8.437)	592	NA	(6.761)	143	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	(8.500)	158	NA	(6.761)	(11)	NA
Participación no controladora	63	434	-85%	-	154	-100%
EBITDA ajustado por operaciones continuas	5.769	4.610	+25%	2.276	1.709	+33%
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	6.408	6.549	-2%	2.126	2.401	-11%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	3.951	2.753	+44%	2.136	1.137	+88%
Depreciaciones y amortizaciones	1.369	1.574	-13%	457	586	-22%

En el 3T18 el margen bruto por las operaciones continuas de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó en AR\$1.536 millones con respecto al 3T17, principalmente debido al efecto de la devaluación en el tipo de cambio nominal sobre los precios de venta de petróleo y gas, denominados en US\$ y expresados en AR\$, además de una mejora del 34% en US\$ en el precio del petróleo con respecto al 3T17. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor devengamiento del precio de gas en US\$ debido a la finalización de la contribución del Programa para Empresas con Inyección Reducida de Gas Natural Resolución SE N° 60/2013 ("Plan Gas 2") y la reducción en el precio de venta del gas en US\$, sumado a una menor producción de crudo por la terminación de la operación en el área Medanito La Pampa en el 4T17, mayores regalías por la variación del tipo de cambio y mayores costos de logística y contratistas.

En términos operativos, en el 3T18 la producción doméstica del segmento por las operaciones continuas registró 45,0 kboe/día, 5,0 kboe/día inferior a los 50,0 kboe/día alcanzados en el 3T17. La producción de gas en el 3T18 disminuyó levemente en comparación con el 3T17, registrando 6,7 millones de m³/día, principalmente debido al declino natural y menor tasa de perforación en el área Rincón del Mangrullo (-666 dam³/día), parcialmente compensado por incrementos en la producción en El Mangrullo (+288 dam³/día), cuya evacuación sigue condicionada a la capacidad de procesamiento del área, y en Río

⁸ El segmento de petróleo y gas sólo consolida las operaciones continuas, pues en enero de 2018 fue acordada la desinversión de ciertos activos mayoritariamente relacionados con la producción de crudo, los cuales a efectos contables se exponen como operaciones discontinuadas desde el cuarto trimestre de 2017 tanto los períodos de análisis como los comparativos.



Neuquén (+136 dam³/día), área en la cual se finalizaron las obras de ampliación de capacidad y su puesta en marcha durante el 3T18. Asimismo, la producción de petróleo se contrajo de 8,3 kbb/día en el 3T17 a 5,4 kbb/día en el 3T18, principalmente debido al fin del servicio en el área Medanito La Pampa (-3 kbb/día), parcialmente compensada por un leve incremento en la producción de crudo en El Tordillo (+0,1 kbb/día).

Al 30 de septiembre de 2018, nuestros pozos productivos por las operaciones continuas en Argentina totalizaron 922, en comparación a los 904 al 31 de diciembre de 2017.

Producción de Petróleo y Gas	Operaciones Continuas							Operaciones Discontinuas				Total
	Petróleo			Gas			Subtotal	Petróleo	Gas	GLP	Subtotal	
	PEPASA	Pampa	Subtotal	PEPASA	Pampa	Subtotal						
9 Meses												
Volumen 9M18												
En miles de m ³ /día	-	0,8	0,8	-	6.908	6.908		2,0	1.112	0,1		
En miles de boe/día	-	4,9	4,9	-	40,7	40,7	45,6	12,7	6,5	0,6	19,8	65,4
En millones de pie cúbicos/día				-	244	244			39			
Volumen 9M17												
En miles de m ³ /día	0,6	0,7	1,3	2.955	4.103	7.058		2,3	1.000	0,1		
En miles de boe/día	3,5	4,6	8,1	17,4	24,2	41,5	49,7	14,2	5,9	0,7	20,8	70,4
En millones de pie cúbicos/día				104	145	249			35			
Variación Volumen 9M18 - 9M17	na	+8%	-39%	na	+68%	-2%	-8%	-11%	+11%	-13%	-5%	-7%
Precio Promedio 9M18												
En US\$/bbl	na	64,2	64,2					61,7				
En US\$/MBTU				na	5,1	5,1			4,4			
En US\$/ton										415,3		
Precio Promedio 9M17												
En US\$/bbl	55,6	48,4	51,5					54,9				
En US\$/MBTU				7,4	5,5	6,3			5,2			
En US\$/ton										318,2		
Variación Precios 9M18 - 9M17	na	+33%	+25%	na	-7%	-19%		+12%	-16%	+31%		
Tercer Trimestre												
Volumen 3T18												
En miles de m ³ /día	-	0,9	0,9	-	6.733	6.733						
En miles de boe/día	-	5,4	5,4	-	39,6	39,6	45,0					45,0
En millones de pie cúbicos/día				-	238	238						
Volumen 3T17												
En miles de m ³ /día	0,5	0,8	1,3	2.799	4.272	7.071		2,2	1.069	0,1		
En miles de boe/día	3,3	5,0	8,3	16,5	25,1	41,6	50,0	13,8	6,3	0,6	20,7	70,6
En millones de pie cúbicos/día				99	151	250			38			
Variación Volumen 3T18 vs. 3T17	na	+7%	-36%	na	+58%	-5%	-10%	na	na	na	na	-36%
Precio Promedio 3T18												
En US\$/bbl	na	66,4	66,4									
En US\$/MBTU				na	4,5	4,5						
Precio Promedio 3T17												
En US\$/bbl	52,8	47,3	49,4					52,8				
En US\$/MBTU				7,4	5,6	6,3			5,3			
En US\$/ton										284,7		
Variación Precios 3T18 vs. 3T17	na	+40%	+34%	na	-19%	-28%		na	na	na		

Nota: La producción considera el 100% de Medanito La Pampa, área en la que se prestó servicios hasta 4T17, no considera volúmenes del exterior por 0,3 kbb/día en 9M18; 1,5 kbb/día en 9M17; 0,1 kbb/día en 3T18; y 1,1 kbb/día en 3T17. Durante 9M18, las operaciones discontinuadas consideran solamente los volúmenes del 1T18. Por la fusión desde el 1 de octubre de 2017, los volúmenes de Pampa incluyen los volúmenes de Petrolera Pampa. Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M18 - 25,25; 9M17 - 16,26; 3T18 - 32,04; 3T17 - 17,29.

En el 3T18, nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$4,5/MBTU, 28% menor al US\$6,3/MBTU registrado en el 3T17, principalmente debido a la finalización del Plan Gas 2 a partir del 1



de julio de 2018, sumado a una caída del 9% en el precio de venta a clientes finales en comparación con el 3T17, principalmente por la reducción del precio de referencia para gas en usinas y la realización de licitaciones de gas en condición interrumpible por CAMMESA⁹, las cuales reflejaron la estacionalidad de la demanda y la caída del consumo industrial por la recesión económica. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores precios devengados a la demanda residencial. En el 3T17, se devengaron AR\$691 millones en concepto de Plan Gas 2 (contribución al precio devengado de US\$1,3/MBTU).

En el 3T18, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$10.329 millones a una pérdida de AR\$11.312 millones, principalmente debido a un mayor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio neta, producto de una mayor devaluación del AR\$ con respecto al US\$, moneda en la que mayoritariamente están denominados los pasivos financieros alocados al segmento, parcialmente compensado por mayores ganancias generadas por tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas por las operaciones continuas aumentó en AR\$565 millones, alcanzando AR\$2.276 millones en el 3T18, principalmente por el efecto de la devaluación en las ventas denominadas en US\$ y mejora en US\$ de los precios del crudo, parcialmente compensados por menores precios de gas en US\$, la finalización del Plan Gas 2 y la menor producción de hidrocarburos. El EBITDA ajustado considera el proporcional a nuestra tenencia del 23,1% de OldelVal, compañía de transporte de crudo, por una ganancia de AR\$84 millones, en comparación a la ganancia de AR\$33 millones en el 3T17, y excluye un recuperado en las regalías devengadas por Plan Gas 2 del ejercicio 2017 por AR\$178 millones.

A continuación, se exponen los resultados de nuestras operaciones discontinuadas en petróleo y gas:

Segmento de Petróleo y Gas, Operaciones Discontinuadas En AR\$ millones	Nueve Meses			Tercer Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	1.743	4.284	-59%	-	1.460	-100%
Costo de ventas	(866)	(3.391)	-74%	-	(1.153)	-100%
Resultado bruto	877	893	-2%	-	307	-100%
Gastos de comercialización	(51)	(132)	-61%	-	(39)	-100%
Gastos de administración	(33)	(92)	-64%	-	(27)	-100%
Gastos de exploración	(3)	(14)	-79%	-	(4)	-100%
Otros ingresos operativos	43	190	-77%	-	65	-100%
Otros egresos operativos	(194)	(130)	+49%	(150)	(52)	+188%
Resultado por venta de participaciones en sociedades	2.715	-	NA	-	-	NA
Resultado operativo	3.354	715	NA	(150)	250	NA
Ingresos financieros	113	18	NA	-	7	-100%
Gastos financieros	(15)	-	NA	(15)	-	NA
Otros resultados financieros	(99)	(127)	-22%	(11)	(53)	-79%
Resultado antes de impuestos	3.353	606	NA	(176)	204	NA
Impuesto a las ganancias	(1.205)	(301)	NA	52	(104)	NA
Resultado del período	2.148	305	NA	(124)	100	NA
Atribuible a:						
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	2.085	287	NA	(124)	97	NA
<i>Participación no controladora</i>	63	18	+250%	-	3	-100%
EBITDA ajustado por operaciones discontinuadas	639	1.939	-67%	(150)	692	NA
Depreciaciones y amortizaciones	-	1.224	-100%	-	442	-100%

⁹ Para mayor información, ver punto 1.1 de este Informe de Resultados.



3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución

Segmento de Refinación y Distribución, Consolidado En AR\$ millones	Nueve Meses			Tercer Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Gastos de comercialización	(55)	-	NA	(55)	-	NA
Otros ingresos operativos	137	-	NA	137	-	NA
Resultado por participaciones en asociadas	(81)	17	NA	(74)	17	NA
Resultado operativo	1	17	-94%	8	17	-53%
Otros resultados financieros	31	-	NA	31	-	NA
Resultado antes de impuestos	32	17	+88%	39	17	+129%
Impuesto a las ganancias	(32)	-	NA	(32)	-	NA
Resultado por operaciones continuas	-	17	-100%	7	17	-59%
Resultado por operaciones discontinuadas	914	(54)	NA	101	24	NA
Resultado del período	914	(37)	NA	108	41	+163%
EBITDA ajustado por operaciones continuas	136	36	+281%	112	18	NA
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	747	168	NA	35	106	-67%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	37	123	-70%	37	63	-41%
Depreciaciones y amortizaciones	2	-	NA	2	-	NA

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de refinación y distribución por las operaciones continuas¹⁰ reportó una ganancia de AR\$112 millones en el 3T18, principalmente debido a las operaciones de la terminal de despacho Dock Sud y al EBITDA proporcional de Refinor, compañía en la cual Pampa posee el 28,5% de participación accionaria, por una ganancia de AR\$28 millones en 3T18 en comparación con una ganancia de AR\$18 millones en el mismo período de 2017.

A continuación, se muestran las cantidades correspondientes a Pampa por las operaciones discontinuadas:

Resumen Operativo de Refinación y Distribución	Productos					
	Crudo	Gasoil	Gasolinas	Fuel Oil, IFOs y Asfaltos	Otros	Total
9 Meses						
Volumen 9M18 (miles de m3)	24	345	196	138	127	829
Volumen 9M17 (miles de m3)	13	609	337	232	210	1.400
Variación Volumen 9M18 - 9M17	+92%	-43%	-42%	-41%	-40%	-41%
Precio promedio 9M18 (US\$/m3)	367	579	624	405	554	550
Precio promedio 9M17 (US\$/m3)	310	569	664	385	430	538
Variación Precios 9M18 - 9M17	+18%	+2%	-6%	+5%	+29%	+2%
Tercer Trimestre						
Volumen 3T18 (miles de m3)	-	-	-	-	-	-
Volumen 3T17 (miles de m3)	4	196	110	79	58	447
Precio promedio 3T18 (US\$/m3)	-	-	-	-	-	-
Precio promedio 3T17 (US\$/m3)	304	557	648	371	457	531

Nota: 9M18 considera solamente los volúmenes hasta el 30 de junio de 2018. Tipo de cambio AR\$/US\$: 6M18 - 21,63; 9M17 - 16,26; 3T17 - 17,29.

¹⁰ En diciembre de 2017 fue acordada la desinversión de activos del segmento, por lo que a efectos contables se expone como operaciones discontinuadas en los períodos de análisis y comparativo, consolidando sólo las operaciones continuas, es decir, nuestra participación en Refinor y la terminal de despacho Dock Sud.



A continuación, se exponen los resultados de nuestras operaciones discontinuadas en refinación y distribución:

Segmento de Refinación y Distribución, Op. Discontinuadas En AR\$ millones	Nueve Meses			Tercer Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	9.872	12.254	-19%	-	4.104	-100%
Costo de ventas	(8.211)	(10.540)	-22%	-	(3.482)	-100%
Resultado bruto	1.661	1.714	-3%	-	622	-100%
Gastos de comercialización	(900)	(1.422)	-37%	-	(494)	-100%
Gastos de administración	(117)	(302)	-61%	-	(90)	-100%
Otros ingresos operativos	155	164	-5%	-	49	-100%
Otros egresos operativos	(277)	(207)	+34%	(98)	(63)	+56%
Resultado por venta de participaciones en sociedades y propiedades, planta y equipos	149	-	NA	-	-	NA
Resultado operativo	671	(53)	NA	(98)	24	NA
Ingresos financieros	19	14	+36%	-	7	-100%
Gastos financieros	(8)	(13)	-38%	-	(4)	-100%
Otros resultados financieros	618	(11)	NA	236	1	NA
Resultado antes de impuestos	1.300	(63)	NA	138	28	NA
Impuesto a las ganancias	(386)	9	NA	(37)	(4)	NA
Resultado del período	914	(54)	NA	101	24	NA
EBITDA ajustado por operaciones discontinuadas	611	132	NA	(77)	88	NA
Depreciaciones y amortizaciones	-	185	-100%	-	64	-100%



3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica

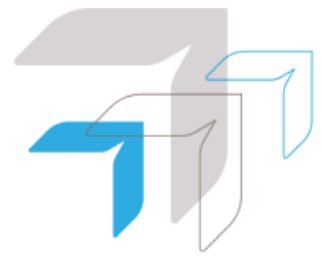
Segmento de Petroquímica, Consolidado En AR\$ millones	Nueve Meses			Tercer Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	7.413	5.374	+38%	2.913	1.913	+52%
Costo de ventas	(6.552)	(4.923)	+33%	(2.623)	(1.795)	+46%
Resultado bruto	861	451	+91%	290	118	+146%
Gastos de comercialización	(326)	(208)	+57%	(154)	(78)	+97%
Gastos de administración	(407)	(268)	+52%	(142)	(84)	+69%
Otros ingresos operativos	141	35	NA	88	14	NA
Otros egresos operativos	(422)	(122)	+246%	(276)	5	NA
Resultado operativo	(153)	(112)	+37%	(194)	(25)	NA
Ingresos financieros	38	10	+280%	27	4	NA
Gastos financieros	(337)	(169)	+99%	(157)	(64)	+145%
Otros resultados financieros	(1.706)	(103)	NA	(822)	(95)	NA
Resultado antes de impuestos	(2.158)	(374)	NA	(1.146)	(180)	NA
Impuesto a las ganancias	618	75	NA	345	4	NA
Resultado del período	(1.540)	(299)	NA	(801)	(176)	NA
EBITDA ajustado	(60)	(7)	NA	(155)	20	NA
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	95	59	+61%	55	23	+139%
Depreciaciones y amortizaciones	106	93	+14%	35	33	+6%

El margen bruto del 3T18 de este segmento fue de AR\$290 millones, 146% mayor que en el 3T17, principalmente debido al incremento en precios de referencia internacional, nominadas en US\$, parcialmente compensado por los menores volúmenes de venta de producto, el incremento de costos laborales y el aumento de los costos de la materia prima, también mayormente denominada en US\$, los cuales no se pudieron trasladar inmediatamente a los precios de venta.

A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

Resumen Operativo de Petroquímica	Productos			
	Estireno y Poliestireno ¹	Caucho Sintético	Otros	Total
9 Meses				
Volumen 9M18 (miles de toneladas)	91	22	154	267
Volumen 9M17 (miles de toneladas)	102	25	228	354
Variación Volumen 9M18 - 9M17	-10%	-12%	-33%	-25%
Precio promedio 9M18 (US\$/ton)	1.511	1.858	752	1.101
Precio promedio 9M17 (US\$/ton)	1.470	2.134	562	933
Variación Precios 9M18 - 9M17	+3%	-13%	+34%	+18%
Tercer Trimestre				
Volumen 3T18 (miles de toneladas)	26	5	53	85
Volumen 3T17 (miles de toneladas)	33	8	83	124
Variación Volumen 3T18 - 3T17	-22%	-39%	-35%	-32%
Precio promedio 3T18 (US\$/ton)	1.506	2.133	760	1.074
Precio promedio 3T17 (US\$/ton)	1.434	1.789	578	889
Variación Precios 3T18 - 3T17	+5%	+19%	+32%	+21%

Nota: Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M18 - 25,25; 9M17 - 16,26; 3T18 - 32,04; 3T17 - 17,29. (1) Incluye Propileno, Etileno y BOPs.



En términos operativos, el volumen total comercializado de nuestro segmento petroquímico registró una disminución del 32% en el 3T18, totalizando 85 kton en comparación a las 124 kton en el período comparativo 2017. Dicha disminución responde principalmente a menor disponibilidad e incremento en los costos de la nafta virgen importada, impactando en menores ventas de productos de reforma, además de las medidas de fuerza registradas en la planta de poliestireno en Zárate y a una menor demanda de productos estirénicos, debido al aumento en los precios internacionales.

En el 3T18, los resultados financieros netos disminuyeron en AR\$797 millones a una pérdida de AR\$952 millones, principalmente debido a un mayor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio por la actualización de la contingencia con la Aduana San Lorenzo.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petroquímica reportó una pérdida de AR\$155 millones en 3T18 en comparación con una ganancia de AR\$20 millones en el mismo período de 2017. El EBITDA ajustado excluye las actualizaciones de la contingencia de la ex Petrobras Argentina con la aduana por AR\$4 millones en 3T18 y AR\$12 millones en 3T17.



3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado En AR\$ millones	Nueve Meses			Tercer Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	740	282	+162%	294	85	+246%
Costo de ventas	(2)	(3)	-33%	(2)	-	NA
Resultado bruto	738	279	+165%	292	85	+244%
Gastos de comercialización	(1)	-	NA	(1)	-	NA
Gastos de administración	(549)	(456)	+20%	(199)	(165)	+21%
Otros ingresos operativos	101	262	-61%	31	3	NA
Otros egresos operativos	(160)	(257)	-38%	(58)	(33)	+76%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	1.484	824	+80%	427	265	+61%
Resultado operativo	1.613	652	+147%	492	155	+217%
Ingresos financieros	271	127	+113%	130	46	+183%
Gastos financieros	(121)	(114)	+6%	(38)	(109)	-65%
Otros resultados financieros	4.752	493	NA	3.185	336	NA
Resultado antes de impuestos	6.515	1.158	NA	3.769	428	NA
Impuesto a las ganancias	(70)	118	NA	(267)	321	NA
Resultado del período	6.445	1.276	NA	3.502	749	NA
EBITDA ajustado	3.765	1.276	+195%	1.413	357	+296%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	138	50	+176%	16	18	-11%
Depreciaciones y amortizaciones	6	1	NA	-	1	-100%

El margen operativo de holding y otros, sin considerar los resultados por participaciones en negocios conjuntos (Transener y TGS), registró una ganancia de AR\$65 millones, en comparación a la pérdida de AR\$110 millones en el 3T17, principalmente explicado por el incremento de *fees* devengados y un menor cargo por compensación ejecutiva debido a la caída en el precio de la acción, parcialmente compensado por mayores costos laborales y honorarios a terceros.

Las ganancias por resultados financieros netos aumentaron en AR\$3.004 millones, arrojando una ganancia para el 3T18 de AR\$3.277 millones, principalmente debido a mayores ganancias por diferencia de cambio generadas por la tenencia de instrumentos financieros en US\$.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros aumentó en AR\$1.056 millones, alcanzando AR\$1.413 millones en el 3T18. El EBITDA ajustado elimina las VPPs por nuestra participación de Transener y TGS, y a su vez realiza una consolidación ajustada a la tenencia accionaria en dichos negocios.

En el 3T18 el EBITDA ajustado por tenencia del 25,5% indirecto sobre TGS fue de AR\$1.017 millones (total implícito de AR\$3.980 millones), ampliamente superior al registrado en 3T17 de AR\$271 millones (total implícito de AR\$1.064 millones), principalmente debido a que en el 3T18 considera la implementación completa de la RTI más variaciones de costos para el transporte de gas (tres cuotas del 345% acumulado), mientras que en el 3T17 sólo considera la primera cuota, equivalente a 64% en promedio desde abril de 2017. Asimismo, contribuyó al desempeño del EBITDA el margen en el segmento de líquidos, el cual aumentó con respecto al 3T17 debido a la variación en el tipo de cambio sobre las ventas como también por un incremento en los precios de referencia denominadas en US\$.

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 26,3% en el 3T18 fue de AR\$331 millones (total implícito de AR\$1.258 millones), un 70% superior que el 3T17, el cual fue de AR\$195 millones (total implícito de AR\$739 millones), principalmente debido al ajuste por la reconsideración de la RTI en Octubre 2017, la actualización semestral de variación de costos en agosto de 2017 y febrero de 2018 sobre las remuneraciones de Transener y Transba (24%)¹¹ y a menores penalidades (netas de premios).

¹¹ Para mayor información, ver punto 1.5 de este Informe de Resultados.



3.7 Análisis del Período de Nueve Meses, por Subsidiaria

Subsidiaria En AR\$ millones	Nueve Meses 2018				Nueve Meses 2017			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ⁴	Resultado Neto ⁵	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ⁴	Resultado Neto ⁵
Segmento de Generación de Energía								
Diamante	61,0%	212	(456)	287	56,0%	61	(161)	60
Los Nihuiles	52,0%	205	(431)	-	47,0%	73	(156)	129
CPB	100,0%	600	5	233	100,0%	148	651	(58)
CTG ¹	100,0%	-	-	-	90,4%	381	(406)	262
CTLL ¹	100,0%	-	-	-	100,0%	1.517	2.528	1.212
Pampa Energía ²	100,0%	6.914	24.302	(5.316)	100,0%	865	6.313	69
<i>Greenwind</i>		264	5.076	(2.008)		(5)	189	(13)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(132)	(2.538)	1.004		2	(94)	7
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	132	2.538	(1.004)	50,0%	(2)	94	(7)
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		11	(155)	605		(14)	(822)	(79)
Subtotal Generación		8.074	25.804	(5.195)		3.028	8.040	1.589
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	51,7%	6.272	1.484	2.101	51,0%	1.739	1.289	660
Ajustes y eliminaciones ³		(3)	(0)	(1.000)		6	-	(290)
Subtotal Distribución		6.269	1.484	1.101		1.745	1.289	370
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa ¹	100,0%	-	-	-	49,5%	2.359	2.202	866
Pampa Energía ²	100,0%	5.262	40.203	(11.058)	100,0%	2.291	14.174	(2.768)
<i>OldeVal</i>		719	(206)	562		307	(101)	135
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(553)	159	(432)		(236)	78	(104)
Subtotal OldeVal ajustado por tenencia	23,1%	166	(48)	130	23,1%	71	(23)	31
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		340	(231)	2.428		(111)	(265)	2.029
Subtotal Petróleo y Gas		5.769	39.924	(8.500)		4.610	16.088	158
Segmento de Refinación y Distribución								
Pampa Energía ²	100,0%	84	(10)	914	100,0%	-	(331)	(37)
<i>Refinor</i>		183	(956)	(248)		125	(249)	(16)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(131)	683	177		(89)	178	11
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	52	(272)	(71)	28,5%	36	(71)	(4)
Ajustes y eliminaciones ³		-	-	71		-	-	4
Subtotal Refino y Distribución		136	(282)	914		36	(403)	(37)
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía ²	100,0%	(60)	-	(1.540)	100,0%	(7)	-	(299)
Subtotal Petroquímica		(60)	-	(1.540)		(7)	-	(299)
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía ²	100,0%	208	-	8.001	100,0%	(233)	2.579	2.455
<i>Transener</i>		3.626	(1.717)	2.398		2.546	(274)	1.386
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2.671)	1.265	(1.766)		(1.876)	202	(1.021)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	955	(452)	631	26,3%	670	(72)	365
<i>TGS</i>		10.471	4.506	3.619		3.493	199	1.819
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(7.795)	(3.354)	(2.695)		(2.603)	(148)	(1.355)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	25,5%	2.675	1.151	925	25,5%	891	51	464
Otras compañías y eliminaciones ³		(73)	(9.262)	(3.112)		(52)	(5.306)	(2.008)
Subtotal Holding y Otros		3.765	(8.563)	6.445		1.276	(2.749)	1.276
Eliminaciones		8	(2.916)	(8)		-	21	37
Total Consolidado por Operaciones Continuas		23.961	55.450	(6.783)		10.689	22.287	3.094
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		20.754	58.040	(6.783)		8.541	21.032	3.094

1 Debido a la reorganización societaria, los resultados del 9M18 están absorbidos en Pampa. 2 Montos no consolidados. 3 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 4 La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y excluye el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. 5 Atribuible a los propietarios y no incluyen resultados por subsidiarias, pero incluye las operaciones discontinuadas.



3.8 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria

Subsidiaria En AR\$ millones	Tercer Trimestre 2018				Tercer Trimestre 2017			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ⁴	Resultado Neto ⁵	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ⁴	Resultado Neto ⁵
Segmento de Generación de Energía								
Diamante	61,0%	91	(456)	138	56,0%	16	(161)	19
Los Nihuilés	52,0%	92	(431)	235	47,0%	23	(156)	49
CPB	100,0%	279	5	131	100,0%	78	651	(10)
CTG ¹	100,0%	-	-	-	90,4%	143	(406)	108
CTLL ¹	100,0%	-	-	-	100,0%	1.130	2.528	350
Pampa Energía ²	100,0%	2.938	24.302	(3.717)	100,0%	434	6.313	56
<i>Greenwind</i>		217	5.076	(1.060)		(2)	189	(4)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(108)	(2.538)	530		1	(94)	2
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	108	2.538	(530)	50,0%	(1)	94	(2)
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		2	(155)	63		(415)	(822)	(24)
Subtotal Generación		3.509	25.804	(3.681)		1.408	8.040	546
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	51,7%	1.877	1.484	847	51,0%	843	1.289	291
Ajustes y eliminaciones ³		(1)	(0)	(396)		(0)	-	(132)
Subtotal Distribución		1.876	1.484	451		843	1.289	159
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa ¹	100,0%	-	-	-	49,5%	815	2.202	297
Pampa Energía ²	100,0%	2.443	40.203	(5.907)	100,0%	865	14.174	(1.068)
<i>OldeVal</i>		364	(206)	286		143	(101)	72
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(280)	159	(220)		(110)	78	(55)
Subtotal OldeVal ajustado por tenencia	23,1%	84	(48)	66	23,1%	33	(23)	17
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		(251)	(231)	(920)		(4)	(265)	744
Subtotal Petróleo y Gas		2.276	39.924	(6.761)		1.709	16.088	(11)
Segmento de Refinación y Distribución								
Pampa Energía ²	100,0%	84	(10)	108	100,0%	-	(331)	41
<i>Refinor</i>		100	(956)	(219)		64	(249)	26
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(71)	683	157		(46)	178	(18)
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	28	(272)	(62)	28,5%	18	(71)	7
Ajustes y eliminaciones ³		-	-	62		-	-	(7)
Subtotal Refino y Distribución		112	(282)	108		18	(403)	41
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía ²	100,0%	(155)	-	(801)	100,0%	20	-	(176)
Subtotal Petroquímica		(155)	-	(801)		20	-	(176)
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía ²	100,0%	39	-	22.181	100,0%	(93)	2.579	1.603
<i>Transener</i>		1.258	(1.717)	858		739	(274)	510
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(927)	1.265	(632)		(544)	202	(376)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	331	(452)	226	26,3%	195	(72)	134
<i>TGS</i>		3.980	4.506	784		1.064	199	518
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2.963)	(3.354)	(584)		(793)	(148)	(386)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	25,5%	1.017	1.151	200	25,5%	271	51	132
Otras compañías y eliminaciones ³		26	(9.262)	(19.106)		(16)	(5.306)	(1.120)
Subtotal Holding y Otros		1.413	(8.563)	3.502		357	(2.749)	749
Eliminaciones		47	(2.916)	47		-	21	(24)
Total Consolidado por Operaciones Continuas		9.078	55.450	(7.135)		4.355	22.287	1.284
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		8.093	58.040	(7.135)		3.498	21.032	1.284

1 Debido a la reorganización societaria, los resultados del 3T18 están absorbidos en Pampa. 2 Montos no consolidados. 3 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 4 La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y excluye el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. 5 Atribuible a los propietarios y no incluyen resultados por subsidiarias, pero incluye las operaciones discontinuadas.