

# Resultados de los períodos de seis meses y trimestre finalizados el 30 de junio 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 seis meses y trimestre finalizados el 30 de junio de 2018.

Buenos Aires, 13 de agosto de 2018

## Información Accionaria



Bolsa de Comercio de Buenos Aires  
Símbolo: PAMP



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

### Capital en base diluida, neto de recompras bajo programas:

1.941,1 millones acciones ordinarias / 77,6 millones de ADSs

**Capitalización:** AR\$77,8 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](mailto:investor@pampaenergia.com)

[www.pampaenergia.com/ri](http://www.pampaenergia.com/ri)

## Principales Resultados del Primer Semestre de 2018 ("6M18")<sup>1</sup>

A fin de reflejar el desempeño financiero de cada segmento de negocio, a partir de 2018 y en los períodos comparativos, los gastos de comercialización y administración, y los resultados financieros, anteriormente imputados a holding y otros, serán redistribuidos entre los segmentos operativos.

**Ventas netas consolidadas por AR\$39.718 millones<sup>2</sup>**, un 74% mayor a los AR\$22.801 millones registrados en el primer semestre de 2017 ("6M17"), debido a aumentos del 113% en generación de energía, 91% en distribución de energía, 34% en petróleo y gas, 30% en petroquímica y 126% en holding y otros, parcialmente compensados por 9% de mayores eliminaciones en ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 7.948 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Ventas de 10.894 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 45,9 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 182 mil toneladas de productos petroquímicos**

**EBITDA ajustado<sup>3</sup> consolidado por operaciones continuas de AR\$14.881 millones**, comparado a AR\$6.435 millones del 6M17, explicado por incrementos de AR\$2.945 millones en generación de energía, AR\$3.438 millones en distribución de energía, AR\$592 millones en petróleo y gas, AR\$6 millones en refinación y distribución, AR\$79 millones en petroquímica y AR\$1.425 millones en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones intersegmento de AR\$39 millones.

**Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$352 millones**, inferior a la ganancia de AR\$1.810 millones en 6M17, principalmente debido a la pérdida devengada de AR\$13.772 millones a raíz de la depreciación del 55%<sup>4</sup> del AR\$ en comparación con el US\$, moneda en la cual mayoritariamente están denominados los pasivos financieros de la Compañía, ya que los EEFF se encuentran expresados en AR\$ históricos, sin corregir el efecto de la inflación.

<sup>1</sup> La información financiera presentada en este documento está basada en los estados financieros ("EFFF") preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), vigentes en Argentina. En consecuencia, sólo se exponen las operaciones continuas y aquellos activos con acuerdo de desinversión expuestos bajo operaciones discontinuadas.

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

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> Variación del tipo de cambio en el período de 6 meses de 2018.



## Principales Resultados del Segundo Trimestre de 2018 ("2T18")<sup>5</sup>

**Ventas netas consolidadas por AR\$20.317 millones**, un 74% mayor a los AR\$11.661 millones registrados en el segundo trimestre de 2017 ("2T17"), debido a aumentos del 116% en generación de energía, 78% en distribución de energía, 37% en petróleo y gas, 57% en petroquímica y 151% en holding y otros, además de 5% de menores eliminaciones en ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 3.659 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Ventas de 5.344 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 45,9 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 95 mil toneladas de productos petroquímicos**

**EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de AR\$7.505 millones**, comparado a AR\$3.208 millones del 2T17, explicado por incrementos de AR\$1.643 millones en generación de energía, AR\$1.247 millones en distribución de energía, AR\$486 millones en petróleo y gas, AR\$44 millones en petroquímica y AR\$944 millones en holding y otros, parcialmente compensados por pérdidas de AR\$49 millones en refinación y distribución, y mayores eliminaciones intersegmento de AR\$18 millones.

**Pérdida atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$2.661 millones**, superior a la pérdida de AR\$91 millones en 2T17, principalmente explicado por la pérdida devengada de AR\$11.367 millones a raíz de la depreciación del 43%<sup>6</sup> del AR\$ en comparación con el US\$.

## Información sobre la Conferencia Telefónica

El martes 14 de agosto de 2018 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 11.00 a.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una conferencia telefónica para analizar los resultados del 2T18.

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 2T18 en nuestro sitio para inversores. También habrá una transmisión de audio y presentación en vivo de la conferencia en la página [bit.ly/PampaQ218Call](http://bit.ly/PampaQ218Call).

Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:

- ✓ [ri.pampaenergia.com](http://ri.pampaenergia.com)
- ✓ [www.cnv.gob.ar](http://www.cnv.gob.ar)
- ✓ [www.sec.gov](http://www.sec.gov)

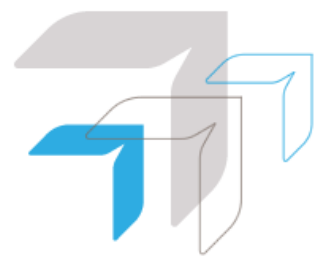
<sup>5</sup> La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 30 de junio de 2018 y 2017 están basados en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina, correspondiente a los períodos de seis meses de 2018 y 2017, y a los trimestres finalizados el 31 de marzo de 2018 y 2017, respectivamente.

<sup>6</sup> Variación del tipo de cambio en el 2T18.



## Índice

Principales Resultados del 6M18 .....	1
Principales Resultados del 2T18.....	2
Información sobre la Conferencia Telefónica .....	2
1. Hechos Relevantes.....	4
1.1 Novedades del Segmento de Generación de Electricidad .....	4
1.2 Novedades del Segmento de Petróleo y Gas .....	4
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.....	8
1.6 Estado de Reorganización Societaria.....	8
1.7 Recompra de Acciones Propias.....	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 2T18 .....	13
3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía.....	14
3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía.....	16
3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas .....	18
3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución.....	22
3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica .....	24
3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros.....	25
3.7 Análisis del Semestre, por Subsidiaria.....	27
3.8 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria .....	28



## 1. Hechos Relevantes

### 1.1 Novedades del Segmento de Generación de Electricidad

#### **Habilitación Comercial del Primer Parque Eólico**

El 23 de mayo de 2018 Pampa inauguró su primer Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro ("PEMC", anteriormente conocido como "Corti"), el cual también es el primero de esta tecnología y tamaño en alcanzar semejante hito en el marco la Convocatoria Abierta RenovAr 1.

El proyecto PEMC consistió en la construcción e instalación de 29 aerogeneradores marca Vestas de 3,45 MW de potencia, 87 metros de altura hasta el buje y tres palas de un diámetro total de 126 metros que impulsan la turbina, ubicados en Corti, a 20 kilómetros de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires. El PEMC aporta 100 MW renovables al sistema nacional y demandó una inversión total de US\$139 millones.

Con fecha 8 de junio de 2018, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA") otorgó la habilitación comercial del PEMC. Cabe destacar que la puesta en marcha de PEMC se logró con anterioridad al plazo estimado originalmente en el Contrato de Demanda Mayorista ("PPA") suscripto con CAMMESA.

#### **Construcción de Nuevos Parques Eólicos**

En el marco de la Resolución N° 281-E/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería ("MEyM"), la cual regula el Mercado a Término de Energías Renovables ("MAT ER"), la Compañía y sus subsidiarias obtuvieron la prioridad de despacho otorgada por CAMMESA para el 100% de los tres nuevos proyectos eólicos, cuya producción será destinada a atender el segmento de grandes usuarios a través de PPAs entre privados.

Dos de los tres proyectos, Parque Eólico Pampa Energía II ("PEPE II") y Parque Eólico Pampa Energía III ("PEPE III"), anunciados el pasado 30 de enero y de 53 MW de capacidad instalada cada uno, ya comenzaron la etapa de construcción y se estima que la puesta en marcha será en el segundo trimestre del año próximo, demandando una inversión de alrededor de US\$135 millones. PEPE II está ubicado en un predio lindante al PEMC, y PEPE III se encuentra en Coronel Rosales, a 25 kilómetros de Bahía Blanca.

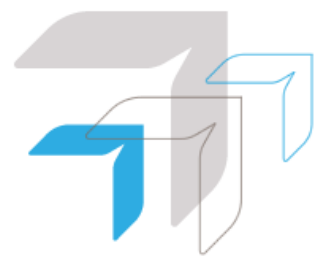
Asimismo, el 23 de mayo del 2018 se anunció el tercer proyecto Parque Eólico Pampa Energía IV ("PEPE IV"), el cual está ubicado en la zona de Las Armas, en el municipio de Maipú, Provincia de Buenos Aires, y aportará 50 MW de potencia bruta, mediante una inversión estimada de US\$74 millones y el cual será habilitado en el cuarto trimestre de 2019.

Los 156 MW de energía eólica en construcción, en adición al recientemente inaugurado PEMC, al día de hoy suman 256 MW de energía renovable desarrollado por Pampa. Pampa suma 12 centrales de generación con 3,9 GW de capacidad instalada actual, pero una vez que los 554 MW de expansiones comprometidas comiencen sus operaciones (el cual incluye los 156 MW renovables), la capacidad total de generación eléctrica de Pampa ascenderá a 4,4 GW.

### 1.2 Novedades del Segmento de Petróleo y Gas

#### **Extensión por 35 Años de la Operación en el Área El Mangrullo**

Con fecha 5 de junio de 2018, la Sociedad obtuvo una extensión por 35 años de la operación en el área El Mangrullo para el desarrollo de gas no convencional (*shale* y *tight*), en la nueva concesión de explotación que la Provincia del Neuquén le otorgó al Ente Autárquico Intermunicipal de Cutral Có y Plaza Huincul ("ENIM"), con vigencia desde la emisión del Decreto Provincial N° 835/2018 del 18 de junio de 2018.



Actualmente, el área El Mangrullo es desarrollado en un 100% por Pampa, está ubicado en el centro-este neuquino y posee una superficie de 194 km<sup>2</sup>. Pampa produce gas natural desde las formaciones Mulichinco y Agrío (arenas compactas o *tight gas*), con 42 pozos productivos y 2,8 millones de m<sup>3</sup> día a junio de 2018.

En consideración de la extensión de la operación, Pampa se compromete en realizar un plan piloto de inversiones por US\$205 millones en los próximos 5 años, con el objetivo de continuar desarrollando las formaciones Mulichinco y Agrío mediante la perforación de 15 pozos, sumado a la perforación de 1 pozo con objetivo a la formación Tordillo e investigar el potencial de la formación Vaca Muerta (*shale gas*), a través de la perforación de otros 3 pozos horizontales. Asimismo, Pampa pagó un bono de explotación y un aporte a la responsabilidad social empresaria de US\$15,4 millones.

### ***Nueva Concesión de Explotación No Convencional por 35 Años en el Área Sierra Chata***

Con fecha 10 de julio de 2018, se suscribió un Acta Acuerdo de Inversión con la Provincia del Neuquén para obtener una nueva concesión de explotación no convencional de hidrocarburos en el área Sierra Chata por 35 años, para el desarrollo de gas no convencional *shale* y *tight* en las formaciones Vaca Muerta y Mulichinco, respectivamente, con vigencia desde la emisión del Decreto Provincial N° 1086/2018 del 27 de julio de 2018.

El área Sierra Chata se encuentra ubicada a 150 km al noroeste de la ciudad de Neuquén y cuenta con una superficie de 864 km<sup>2</sup>. Actualmente, dicha área produce gas natural desde la formación Mulichinco (arenas compactas o *tight gas*), con 69 pozos productivos y 1,4 millones de m<sup>3</sup> diarios, netos, a junio de 2018. Pampa es la operadora del área Sierra Chata y posee una participación del 45,6%, conjuntamente con Mobil Argentina S.A. y Total Austral S.A. Sucursal Argentina, que ostentan el 51,0% y el 3,4%, respectivamente (el "Consortio").

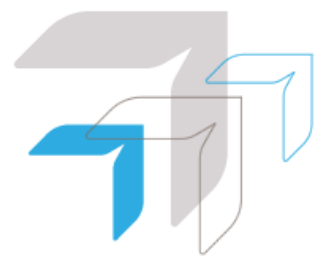
En contraprestación a la obtención de la nueva concesión, el Consortio se comprometió a realizar inversiones en el área Sierra Chata por un monto de US\$520 millones para los próximos 5 años (de los cuales Pampa aportará el monto correspondiente de acuerdo a su participación), con el objetivo de continuar desarrollando la formación Mulichinco y explorar el potencial de la formación Vaca Muerta. Asimismo, el Consortio abonó un bono de explotación y un aporte a la responsabilidad social empresaria de US\$30 millones.

Las extensiones logradas durante el 2018 en las áreas El Mangrullo y Sierra Chata, en conjunto con las obtenidas por las áreas Río Neuquén y Rincón del Mangrullo en 2016 y 2017, respectivamente, se encuentran en línea con la estrategia de la Compañía de focalizar sus inversiones en la exploración y producción de gas natural, con especial foco en el desarrollo y la explotación de reservas de gas no convencional en nuestras áreas.

Asimismo, a la fecha de emisión del presente Informe de Resultados, las aplicaciones de inclusión de las cuatro áreas anteriormente mencionados al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollo de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales - Resolución MEyM N° 419-E/2017, se encuentran pendientes de aprobación por parte de la Secretaría de Hidrocarburos de la Nación. Cabe destacar que, de ser aprobadas las aplicaciones, su vigencia comienza a partir del 1 de julio de 2018.

### ***Precio del Gas para la Generación Eléctrica***

El 1 de agosto de 2018 se publicó en el Boletín Oficial ("BO") la Resolución N° 46/2018 del Ministerio de Energía ("MinEn"), estableciendo los precios máximos en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte ("PIST") para el gas natural, según cuenca de origen, a aplicarse para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"), con vigencia a partir de la publicación de dicha resolución.



Los nuevos precios máximos de referencia se fijaron en US\$4,42/MBTU para la Cuenca Neuquina, US\$3,94/MBTU para la Cuenca Noroeste, US\$3,87/MBTU para la Cuenca Golfo San Jorge, US\$3,70/MBTU para la Cuenca Santa Cruz Sur y US\$3,58/MBTU para la Cuenca Tierra del Fuego, siendo un promedio ponderado de US\$4,20/MBTU.

### **Programa de Financiamiento de Consumos Invernales del Gas a Distribuidoras**

Con fecha 8 de junio de 2018 se emitió la Resolución N° 97/2018 del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS"), estableciendo el programa de financiamiento de carácter optativo de consumos invernales de gas natural correspondiente al 25% de las facturas emitidas entre julio y octubre de 2018, dirigido a los consumidores residenciales y comerciales de gas natural y residenciales de gas propano indiluido por redes.

La financiación con intereses será recuperada a partir de las facturas emitidas desde noviembre de 2018 y por tres períodos consecutivos para los clientes bimestrales y seis para los clientes mensuales. La tasa de interés aplicable es la tasa pasiva del Banco de la Nación Argentina, limitada al 1,5% mensual sobre los montos financiados, asumiendo el Estado Nacional el diferencial.

El capital que se compromete a financiar cada segmento de la actividad (producción, transporte y distribución) se determinará como un porcentaje fijo del monto financiado. Dicho porcentaje se calculará en base a la composición correspondiente por segmento sobre una estimación del monto a facturar, considerando los volúmenes consumidos en igual período del año anterior y las tarifas vigentes a partir de abril de 2018. Asimismo, en el caso de los productores de gas natural percibirán el reintegro de su aporte para este programa en US\$ con más una tasa de interés del 1% anual sobre el saldo adeudado.

## **1.3 Novedades de TGS**

### **Proyecto Midstream en Vaca Muerta – Tramo Sur**

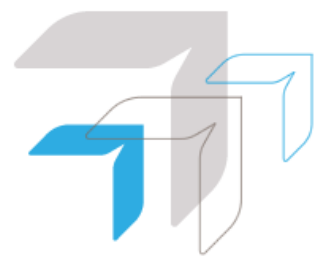
Con fecha 7 de junio de 2018, TGS suscribió un acta acuerdo complementaria de la oportunamente suscripta el pasado 3 de abril de 2018 con la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("GyP"), por medio del cual se le otorgó a TGS una ampliación de la concesión de transporte para la construcción y operación de un segundo tramo del gasoducto colector ("Tramo Sur") que atravesará diferentes yacimientos, primordialmente en la formación Vaca Muerta, para captar la producción de gas natural antes del ingreso a los gasoductos troncales. Posteriormente, dicho acta acuerdo fue ratificado por el Decreto N° 836/2018 del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén.

El Tramo Sur se extenderá desde la progresiva Km 32,5 del tramo suscripto el pasado 3 de abril ("Tramo Norte") de la concesión de transporte hasta la progresiva Km 41 del gasoducto El Mangrullo-Aguada La Arena. Este nuevo gasoducto, con una inversión asociada de US\$41 millones, permitirá transportar hasta 25 millones de m<sup>3</sup> diarios y tendrá 33 kilómetros de extensión, 30" de diámetro y 97 kg/cm<sup>2</sup> de presión máxima operativa. La habilitación de la obra está prevista para abril de 2019.

Estas inversiones de TGS en Vaca Muerta permiten dar un salto de magnitud en sus actividades *midstream* que consolida su compromiso con el abastecimiento energético del país.

### **Pago de Dividendos**

Con fecha 8 de agosto de 2018, el Directorio de TGS aprobó abonar un dividendo en efectivo de AR\$1.220 millones, correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, que será desafectado de la Reserva para Futuros Dividendos, aprobada en la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas el pasado 10 de abril de 2018. El dividendo en efectivo, que se pondrá a disposición de los accionistas a partir del 22 de agosto de 2018, y equivale a AR\$1,55 por acción ordinaria en circulación o AR\$0,31/*American Depositary Receipts* ("ADR").



### ***Laudo del Reclamo Arbitral a TGS***

Con fecha 20 de abril de 2018, TGS fue notificada por parte de la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara Internacional del Comercio o *International Chamber of Commerce* ("ICC") que el 18 de abril de 2018 dicho organismo recibió el Proyecto de Laudo de parte del Tribunal Arbitral, oportunamente iniciado contra TGS por la suma de US\$306 millones por parte de Pan American Energy LLC Sucursal Argentina y Pan American Sur S.A. (las "Demandantes"), el cual fuera finalmente aprobado el 4 de mayo de 2018.

El 28 de mayo de 2018, la ICC emitió el Laudo Final por el cual admitió parcialmente la demanda y decidió que TGS debía abonar a las Demandantes una indemnización de US\$21,3 millones intereses incluidos, cuyo desembolso fue realizado el 14 de junio de 2018 por un monto total de AR\$553 millones.

### ***Renuncia al Juicio Arbitral ante el Centro Internacional de Arreglo de Disputas Relativas a Inversiones ("CIADI")***

En virtud de la ratificación del Gobierno Nacional realizada el 28 de marzo de 2018 por el Acta Acuerdo de Renegociación Integral de la licencia suscripta el 30 de marzo de 2017, el 26 de junio de 2018 TGS desistió del Juicio Arbitral que llevaba a cabo ante el CIADI.

## **1.4 Novedades de Edenor**

### ***Programación Estacional del MEM***

Con fecha 14 de mayo de 2018, la Subsecretaría de Energía Eléctrica del MEyM emitió la Disposición N° 44/2018 estableciendo para el período mayo - octubre de 2018 los mismos precios de referencia de la potencia, precio estabilizado de la energía y del transporte, correspondientes al período diciembre de 2017 - abril de 2018, aprobados mediante la Resolución N° 1091/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE").

Asimismo, el 1 de agosto de 2018 se publicó en el BO la Disposición N° 75/2018 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, estableciendo para el período agosto - octubre de 2018 el precio de referencia de la potencia en AR\$10.000 por MW-mes, el precio estabilizado para el transporte en AR\$64/MWh por el sistema de extra alta tensión y un precio por la distribución troncal según distribuidora, correspondiendo en el caso de Edenor AR\$0/MWh.

Con respecto a los precios de referencia de energía, se fijaron en AR\$2.283/MWh para los Grandes Usuarios (clientes con suministros mayores a 300 kW de potencia) y para el resto de los usuarios en AR\$1.470/MWh. Por último, se mantuvieron los criterios de la Resolución SEE N° 1091/2017 para los subsidios a usuarios con tarifa social y los descuentos por ahorro.

### ***Actualización Semestral de la Remuneración***

Con fecha 31 de julio de 2018, Edenor acordó con el MinEn en diferir el 50% de la actualización del Costo Propio de Distribución ("CPD") previsto en el Contrato de Concesión y correspondiente al período febrero-julio de 2018, para su aplicación diferida y sin que ello implique un impacto económico negativo para Edenor ni afecte los parámetros de calidad de servicio resultantes de la Revisión Tarifaria Integral ("RTI") implementados el 1 de febrero de 2017.

El 1 de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución N° 208/2018 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), estableciendo la actualización del CPD en 15,85%, correspondiendo aplicar 7,925% a partir del 1 de agosto de 2018, y el restante en seis cuotas mensuales consecutivas a partir del 1 de febrero de 2019, siendo ajustadas conforme al ajuste del CPD que corresponda a esa fecha.



Asimismo, con fecha 31 de julio de 2018 el MinEn acordó implementar las acciones administrativas necesarias para la regularización de las obligaciones pendientes del Período de Transición en relación a los efectos generados por el incumplimiento del Acta Acuerdo firmado en 2007, como así también promover la suscripción y firma de una nueva adenda al Acuerdo Marco relativo a los consumos de asentamientos y barrios carenciados, aprobado por el Decreto N° 1.972/2004.

## **1.5 Novedades del Segmento de Transmisión Eléctrica**

### ***RTI para Transportistas Independientes***

El 3 de julio de 2018 el ENRE comunicó que dio inicio al procedimiento de determinación de la remuneración de las transportistas independientes en etapa de explotación, entre ellas TIBA (operada por la subsidiaria de Transener, Transba), Cuarta Línea (operada por nuestra subsidiaria Transener) y Enecor (subsidiaria de Pampa).

Los mismos tienen un plazo de 30 días para presentar la información de costos, inversiones y pretensión tarifaria al ENRE, la cual deberá contar además con la opinión de Transener en su carácter de concesionario del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

## **1.6 Estado de Reorganización Societaria**

### ***Reorganización 2016: Canje Final de Acciones***

En virtud de la fusión por absorción de Pampa con Petrobras Argentina S.A. ("Petrobras Argentina"), Petrobras Energía Internacional S.A. y Albares Renovables Argentina S.A., el día 21 de mayo de 2018 se procedió a perfeccionar el canje de las acciones de Petrobras Argentina por las acciones ordinarias escriturales de Pampa, de valor nominal AR\$1 cada una y con derecho a 1 voto por acción (las "Acciones de Pampa"), realizado de forma automática por Caja de Valores S.A. (la "CVSA").

Los accionistas de Petrobras Argentina recibieron por cada acción de su titularidad 0,5253 Acciones de Pampa, mientras que la equivalencia de una unidad de ADR de Petrobras Argentina corresponde a 0,2101 ADR de Pampa, y dicho procedimiento fue realizado por el banco depositario JP Morgan. En consecuencia, el capital social emitido de Pampa se incrementó de 1.836.494.690 a 1.938.368.431, monto que no incluye las recompras de acciones realizadas desde abril de 2018 y las acciones a emitir por la Reorganización 2017.

### ***Reorganización 2017***

Con fecha 1 de junio de 2018 se suscribió el Acuerdo Definitivo de Fusión de Pampa -como sociedad absorbente- con Bodega Loma la Lata S.A., Central Térmica Güemes S.A. ("CTG"), Central Térmica Loma la Lata S.A. ("CTLL"), Eg3 Red S.A., Inversora Diamante S.A. ("INDISA"), Inversora Nihuales S.A. ("INNISA"), Inversora Piedra Buena S.A., Pampa Participaciones II S.A. y Petrolera Pampa S.A. ("PEPASA") - como sociedades absorbidas-, aprobado el 27 de abril de 2018 en las Asambleas Generales Extraordinarias de Accionistas de las respectivas sociedades involucradas, y fueron ingresados para su registración ante las autoridades pertinentes. Con fecha 20 de julio de 2018 la Comisión Nacional de Valores ("CNV") otorgó la conformidad administrativa de dicha fusión y el 2 de agosto de 2018 fue inscripta ante el Registro Público, por lo cual se procederá el día 15 de agosto de 2018 al perfeccionamiento del canje de acciones de CTG, PEPASA, INDISA e INNISA por las Acciones de Pampa, excluyendo las acciones en titularidad directa o indirecta de Pampa y a las compañías que son 100% de Pampa.

Los accionistas de CTG recibirán por cada acción de su titularidad 0,6079 Acciones de Pampa; los accionistas de PEPASA recibirán por cada acción de su titularidad 2,2699 Acciones de Pampa; los accionistas de INDISA recibirán por cada acción de su titularidad 0,1832 Acciones de Pampa; y los accionistas de INNISA recibirán por cada acción de su titularidad 0,2644 Acciones de Pampa. En consecuencia, el capital social





emitido de Pampa aumentará de 1.938.368.431 a 2.082.690.514, monto que no incluye las recompras de acciones realizadas desde abril de 2018.

## 1.7 Recompra de Acciones Propias

Con fecha 27 de junio de 2018 se completó el Plan de Recompras de Pampa resuelto por el Directorio en su reunión del 27 de abril de 2018, habiéndose recomprado un total de 4,1 millones de ADR equivalentes a 103,0 millones de acciones ordinarias, a un precio promedio de US\$48,52/ADR. Asimismo, el 22 de junio de 2018 el Directorio de Pampa aprobó un segundo Plan de Recompras hasta US\$200 millones, o el monto menor que resulte en la adquisición hasta alcanzar el 10% del capital social.

Asimismo, el 11 de julio de 2018 el Directorio de Edenor resolvió por unanimidad dar por finalizado anticipadamente el plazo oportunamente dispuesto para el Plan de Recompras anunciado el 10 de mayo de 2018, considerando cumplida su finalidad. A continuación, se expone un resumen de los Programas de Recompra finalizados y en vigencia:

	Pampa		TGS	Edenor
	Plan de Recompra I	Plan de Recompra II		
Monto máximo a recomprar	US\$200 millones	US\$200 millones	AR\$1.700 millones	US\$40 millones
Precios máximos	AR\$50/acción ordinaria o US\$60/ADR	AR\$62/acción ordinaria o US\$55/ADR	AR\$95/acción ordinaria o US\$20/ADR	AR\$60/acción ordinaria o US\$55/ADR
Plazo	120 días desde el 30-Abr-2018	120 días desde el 27-Jun-2018	120 días desde el 10-May-2018	120 días desde el 11-May-2018
<b>Recompras realizadas a la fecha</b>	<b>4.119.451 ADRs @ US\$48,52/ADR</b>	<b>1.544.549 ADRs @ US\$36,35/ADR</b>	<b>1.721.335 ADRs @ US\$15,67/ADR</b>	<b>645.891 ADRs @ US\$43,93/ADR</b>
<b>Cobertura</b>	<b>100% - Finalizado</b>	<b>28% - En curso</b>	<b>45% - En curso</b>	<b>100% - Finalizado</b>

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

Finalmente, con fecha 2 de julio de 2018 la Sociedad adquirió un total de 80.000 ADR de Edenor, equivalentes a 1,6 millones de acciones ordinarias clase B, a un costo de adquisición de US\$2,3 millones.



## 2. Indicadores Financieros Relevantes

### 2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado

En AR\$ millones	Al 30.06.18	Al 31.12.17
<b>ACTIVO</b>		
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	6.589	5.754
Propiedades, planta y equipo	46.467	41.214
Activos intangibles	1.570	1.586
Otros activos	21	2
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	150	150
Activos por impuesto diferido	1.892	1.306
Créditos por ventas y otros créditos	8.274	5.042
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>64.963</b>	<b>55.054</b>
Inventarios	4.254	2.326
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	23.089	14.613
Inversiones a costo amortizado	516	25
Instrumentos financieros derivados	4	4
Créditos por ventas y otros créditos	23.431	19.145
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.223	799
<b>Total del activo corriente</b>	<b>54.517</b>	<b>36.912</b>
Activos clasificados como mantenidos para la venta	1.013	12.501
<b>Total del activo</b>	<b>120.493</b>	<b>104.467</b>
<b>PATRIMONIO</b>		
Capital social	1.948	2.080
Prima de emisión	5.822	5.818
Acciones propias en cartera	135	3
Costo de acciones propias en cartera	(6.344)	(72)
Reserva legal	416	300
Reserva facultativa	8.412	5.146
Otras reservas	(363)	140
Resultados no asignados	176	3.243
Otro resultado integral	(198)	252
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios</b>	<b>10.004</b>	<b>16.910</b>
Participación no controladora	1.316	3.202
<b>Total del patrimonio</b>	<b>11.320</b>	<b>20.112</b>
<b>PASIVO</b>		
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	350	-
Deudas comerciales y otras deudas	6.734	6.404
Préstamos	55.165	37.126
Ingresos diferidos	196	195
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	136	120
Planes de beneficios definidos	1.071	992
Pasivo por impuesto diferido	465	1.526
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	925	863
Cargas fiscales	836	366
Provisiones	5.386	4.435
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>71.264</b>	<b>52.027</b>
Deudas comerciales y otras deudas	23.431	18.052
Préstamos	8.806	5.840
Ingresos diferidos	3	3
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	1.508	2.154
Planes de beneficios definidos	99	121
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	1.305	943
Cargas fiscales	2.054	1.965
Instrumentos financieros derivados	112	82
Provisiones	548	798
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>37.866</b>	<b>29.958</b>
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	43	2.370
<b>Total del pasivo</b>	<b>109.173</b>	<b>84.355</b>
<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>120.493</b>	<b>104.467</b>



## 2.2 Estado de Resultados Consolidado

En AR\$ millones	Primer Semestre		Segundo Trimestre	
	2018	2017	2018	2017
Ingresos por ventas	39.718	22.801	20.317	11.661
Costo de ventas	(24.494)	(15.721)	(12.839)	(8.313)
<b>Resultado bruto</b>	<b>15.224</b>	<b>7.080</b>	<b>7.478</b>	<b>3.348</b>
Gastos de comercialización	(1.862)	(1.410)	(895)	(698)
Gastos de administración	(2.705)	(2.088)	(1.423)	(1.034)
Gastos de exploración	(4)	(13)	(2)	(5)
Otros ingresos operativos	3.746	1.844	256	603
Otros egresos operativos	(3.375)	(1.260)	(863)	(535)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas	632	568	73	274
<b>Resultado operativo</b>	<b>11.656</b>	<b>4.721</b>	<b>4.624</b>	<b>1.953</b>
Ingresos financieros	956	664	528	350
Gastos financieros	(3.066)	(2.410)	(1.631)	(1.143)
Otros resultados financieros	(13.341)	(705)	(11.213)	(1.323)
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>(15.451)</b>	<b>(2.451)</b>	<b>(12.316)</b>	<b>(2.116)</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(3.795)</b>	<b>2.270</b>	<b>(7.692)</b>	<b>(163)</b>
Impuesto a las ganancias	1.936	(112)	2.511	320
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>(1.859)</b>	<b>2.158</b>	<b>(5.181)</b>	<b>157</b>
Resultado por operaciones discontinuadas	3.069	188	2.538	(106)
<b>Resultado del período</b>	<b>1.210</b>	<b>2.346</b>	<b>(2.643)</b>	<b>51</b>
<b>Atribuible a:</b>				
<b>Propietarios de la Sociedad</b>	<b>352</b>	<b>1.810</b>	<b>(2.661)</b>	<b>(91)</b>
Operaciones continuas	(2.654)	1.637	(5.198)	(14)
Operaciones discontinuadas	3.006	173	2.537	(77)
<b>Participación no controladora</b>	<b>858</b>	<b>536</b>	<b>18</b>	<b>142</b>
<b>Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad</b>	<b>0,1731</b>	<b>0,9349</b>	<b>(1,3373)</b>	<b>(0,0469)</b>
Resultado por acción básica y diluida de operaciones continuas	(1,3048)	0,8378	(2,6122)	(0,0072)
Resultado por acción básica y diluida de operaciones discontinuadas	1,4779	0,0971	1,2749	(0,0397)



## 2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera

Al 30 de junio de 2018 En AR\$ millones	Caja <sup>(1)</sup>		Deuda Financiera	
	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria
Generación de energía <sup>(2)</sup>	716	446	17.207	17.207
Distribución de energía	5.967	3.043	6.596	3.364
Refinación y distribución	14	14	-	-
Petroquímica	-	-	-	-
Holding y otros	6.640	6.640	-	-
Petróleo y gas	13.491	13.487	36.403	36.403
<b>Total</b>	<b>26.828</b>	<b>23.631</b>	<b>60.206</b>	<b>56.975</b>

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\$3.764 millones.

### 2.3.1 Resumen de Instrumentos de Deuda con Oferta Pública

Sociedad En AR\$ millones	Instrumento	Vencimiento Final	Monto Emisión	Monto Remanente	Tasa Pactada
<b>En US\$</b>					
Transener <sup>1</sup>	ON Clase 2	2021	101	99	9,75%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300	176	9,75%
TGS <sup>1</sup>	ON a descuento y tasa fija	2025	500	500	6,75%
Pampa Energía	ON Clase 4 US\$-Link <sup>2,3</sup>	2020	34	34	6,25%
	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	500	7,375%
	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	750	7,5%
<b>En AR\$</b>					
Pampa Energía	ON Clase A <sup>3</sup>	2018	282	282	Badlar Privada
	ON Clase E <sup>3</sup>	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 junio de 2018, Pampa suscribió pre-financiaciones a las exportaciones con entidades financieras por un monto total de US\$38 millones, con vencimientos en diciembre de 2018. Asimismo, durante el mes de agosto de 2018 se renovaron préstamos bancarios con entidades financieras por un monto total de US\$53 millones, con vencimiento a un año. También se renovó una pre-financiación a las exportaciones por US\$8 millones, con vencimiento a fines de octubre de 2018.

Al 30 de junio de 2018, el promedio de tasas de interés para préstamos en AR\$ era de 24,9%, mientras que para facilidades en US\$ era de 6,9%. La vida promedio de la deuda financiera consolidada de Pampa ascendió a 5,3 años.



### 3. Análisis de los Resultados del 2T18

**Ventas netas consolidadas por AR\$20.317 millones**, un 74% mayor a los AR\$11.661 millones registrados en el segundo trimestre de 2017 ("2T17"), debido a aumentos del 116% en generación de energía, 78% en distribución de energía, 37% en petróleo y gas, 57% en petroquímica y 151% en holding y otros, además de 5% de menores eliminaciones en ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 3.659 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Ventas de 5.344 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 45,9 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 95 mil toneladas de productos petroquímicos**

**EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de AR\$7.505 millones**, comparado a AR\$3.208 millones del 2T17, explicado por incrementos de AR\$1.643 millones en generación de energía, AR\$1.247 millones en distribución de energía, AR\$486 millones en petróleo y gas, AR\$44 millones en petroquímica y AR\$944 millones en holding y otros, parcialmente compensados por pérdidas de AR\$49 millones en refinación y distribución, y mayores eliminaciones intersegmento de AR\$18 millones.

**Pérdida atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$2.225 millones**, superior a la pérdida de AR\$91 millones en 2T17, explicado principalmente por la pérdida devengada de AR\$11.367 millones a raíz de la depreciación del 43% del AR\$ en comparación con el US\$.

<b>Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en AR\$ millones</b>	<b>6M18</b>	<b>6M17</b>	<b>2T18</b>	<b>2T17</b>
Resultado operativo consolidado	11.656	4.721	4.624	1.953
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	1.784	1.627	910	838
<b>EBITDA consolidado bajo NIIF</b>	<b>13.440</b>	<b>6.348</b>	<b>5.534</b>	<b>2.791</b>
<b>Ajustes del segmento de generación</b>	<b>463</b>	<b>(176)</b>	<b>389</b>	<b>(1)</b>
Eliminación de resultado por VPP de Greenwind	475	2	388	2
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	24	(2)	25	(1)
Otros ajustes	(36)	(176)	(24)	(2)
<b>Ajustes del segmento de distribución</b>	<b>273</b>	<b>(367)</b>	<b>180</b>	<b>(64)</b>
Ajuste retroactivo a penalidades	172	(420)	130	(87)
Cargos por mora	102	53	50	23
<b>Ajustes del segmento de petróleo y gas</b>	<b>(719)</b>	<b>32</b>	<b>445</b>	<b>47</b>
Eliminación de resultado por VPP de OldelVal y otras asociadas	(57)	(11)	(38)	(9)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	82	38	53	26
Eliminación de la ganancia neta por laudo favorable en Ecuador	(806)	-	0	-
Reversión devengamiento Plan Gas 2 para PEPASA	-	-	369	-
Otros ajustes	61	5	61	31
<b>Ajustes del segmento de refino y distribución</b>	<b>31</b>	<b>17</b>	<b>(16)</b>	<b>29</b>
Eliminación de resultado por VPP de Refinor	7	-	13	9
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	24	17	(29)	20
<b>Ajustes del segmento de petroquímica</b>	<b>162</b>	<b>147</b>	<b>125</b>	<b>132</b>
Contingencias y eliminación de multas ganadas	162	147	125	132
<b>Ajustes del segmento de holding y otros</b>	<b>1.232</b>	<b>434</b>	<b>848</b>	<b>274</b>
Eliminación de resultado por VPP de TGS y Transener	(1.057)	(559)	(436)	(276)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	1.655	620	966	327
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	623	476	313	223
Otros ajustes	11	(103)	5	-
<b>EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas</b>	<b>14.881</b>	<b>6.435</b>	<b>7.505</b>	<b>3.208</b>
<b>EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas y discontinuadas</b>	<b>16.358</b>	<b>7.726</b>	<b>7.936</b>	<b>3.753</b>



### 3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado En AR\$ millones	Primer Semestre			Segundo Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	7.174	3.367	+113%	3.878	1.792	+116%
Costo de ventas	(2.640)	(1.741)	+52%	(1.392)	(927)	+50%
<b>Resultado bruto</b>	<b>4.534</b>	<b>1.626</b>	<b>+179%</b>	<b>2.486</b>	<b>865</b>	<b>+187%</b>
Gastos de comercialización	(31)	(36)	-14%	(6)	(18)	-67%
Gastos de administración	(446)	(350)	+27%	(252)	(167)	+51%
Otros ingresos operativos	67	337	-80%	43	20	+115%
Otros egresos operativos	(63)	(152)	-59%	(26)	(38)	-32%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(475)	(2)	NA	(388)	(2)	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>3.586</b>	<b>1.423</b>	<b>+152%</b>	<b>1.857</b>	<b>660</b>	<b>+181%</b>
Ingresos financieros	525	407	+29%	268	208	+29%
Gastos financieros	(951)	(746)	+27%	(381)	(254)	+50%
Otros resultados financieros	(4.781)	(269)	NA	(3.810)	(497)	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(1.621)</b>	<b>815</b>	<b>NA</b>	<b>(2.066)</b>	<b>117</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	284	305	-7%	433	(20)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>(1.337)</b>	<b>1.120</b>	<b>NA</b>	<b>(1.633)</b>	<b>97</b>	<b>NA</b>
<b>Atribuible a:</b>						
Propietarios de la Sociedad	(1.514)	1.043	NA	(1.748)	52	NA
Participación no controladora	177	77	+130%	115	45	+156%
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>4.566</b>	<b>1.620</b>	<b>+182%</b>	<b>2.491</b>	<b>848</b>	<b>+194%</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	2.826	3.620	-22%	2.218	2.430	-9%
Depreciaciones y amortizaciones	517	373	+39%	245	189	+30%

En el 2T18, el margen bruto de generación de energía fue de AR\$2.486 millones, 187% mayor con respecto al mismo período del 2017, principalmente debido a la devaluación del 43% 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. SE N° 220/2007, Res. MEyM N° 21/2017 y RenovAr 1) como también en nuestra energía base por la Res. SEE N° 19E/17. Asimismo, el incremento del margen bruto es explicado por la adición de las unidades TG05 en CTLL, CTPP y CTIW, habilitadas entre julio y diciembre de 2017, y de PEMC en junio de 2018, como también por la actualización del esquema remunerativo sobre la energía base – Res. SEE N° 19E/2017, por la cual se reconoce un esquema en US\$ diferenciando tecnología y escala de generación. Entre febrero y abril de 2017 se devengó la remuneración mínima por potencia y energía despachada, seguido de un incremento a la remuneración base con la declaración de disponibilidades (“DIGO”) entre mayo y octubre de 2017, y alcanzó a la remuneración plena y definitiva del esquema a partir de noviembre de 2017. Durante todo el 2T18, nuestra capacidad base facturó bajo la remuneración plena, siendo para las térmicas sujetas a la DIGO y la disponibilidad real de cada mes, mientras que en el 2T17 sólo los meses de mayo y junio facturaron bajo la remuneración base, y el mes de abril estuvo bajo la remuneración mínima.

En términos operativos, la generación de energía del 2T18 de Pampa disminuyó 4% con respecto al 2T17, principalmente explicado por menor despacho requerido en Central Piedra Buena (“CPB”) (-559 GWh) y en la unidad Plus de Central Térmica Genelba (“CTGEB”) (-91 GWh), además del menor aporte hidráulico en Hidroeléctrica Diamante (“HIDISA”) (-31 GWh), parcialmente compensados por la habilitación comercial de la turbina a gas TG05 y repotenciación de la turbina a vapor TV01 en CTLL (+282 GWh), y las nuevas centrales CTPP, CTIW y PEMC, que comenzaron operaciones a fines de agosto, y diciembre de 2017, y a principios de junio de 2018, respectivamente (+186 GWh), además de mayor aporte hidráulico en Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú (“HPPL”) (+69 GWh).



Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas			Eólica	Térmicas								Total
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC <sup>1</sup>	CTLL <sup>2</sup>	CTG <sup>3</sup>	CTP	CPB	CTPP <sup>4</sup>	CTIW <sup>5</sup>	CTGEB	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%	0,8%	0,3%	2,0%	1,0%	0,1%	1,6%	0,3%	0,3%	2,2%	0,04%	10,2%
<b>Semestre</b>													
<b>Generación Neta 6M18 (GWh)</b>	<b>312</b>	<b>197</b>	<b>385</b>	<b>46</b>	<b>2.580</b>	<b>1.041</b>	<b>91</b>	<b>501</b>	<b>100</b>	<b>128</b>	<b>2.513</b>	<b>55</b>	<b>7.948</b>
<b>Participación de mercado</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>3,7%</b>	<b>1,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>	<b>3,6%</b>	<b>0,1%</b>	<b>11,3%</b>
<b>Ventas 6M18 (GWh)</b>	<b>312</b>	<b>197</b>	<b>385</b>	<b>46</b>	<b>2.580</b>	<b>1.364</b>	<b>91</b>	<b>501</b>	<b>100</b>	<b>128</b>	<b>2.859</b>	<b>56</b>	<b>8.620</b>
Generación Neta 6M17 (GWh)	389	260	245	-	2.112	918	87	1.042	-	-	2.671	44	7.769
Variación 6M18 vs. 6M17	-20%	-24%	+57%	na	+22%	+13%	+4%	-52%	na	na	-6%	+24%	+2%
Ventas 6M17 (GWh)	389	260	245	-	2.112	1.168	87	1.042	-	-	3.030	46	8.380
<b>Precio Prom. 6M18 (US\$/MWh)</b>	<b>30</b>	<b>47</b>	<b>24</b>	<b>60</b>	<b>36</b>	<b>36</b>	<b>46</b>	<b>61</b>	<b>188</b>	<b>99</b>	<b>32</b>	<b>71</b>	<b>39</b>
Precio Prom. 6M17 (US\$/MWh)	21	29	27	na	27	31	47	20	na	na	23	71	26
<b>Margen Bruto Prom. 6M18 (US\$/MWh)</b>	<b>20</b>	<b>32</b>	<b>16</b>	<b>53</b>	<b>33</b>	<b>19</b>	<b>na</b>	<b>33</b>	<b>161</b>	<b>82</b>	<b>19</b>	<b>29</b>	<b>27</b>
Margen Bruto Prom. 6M17 (US\$/MWh)	10	15	14	na	24	14	na	7	na	na	13	19	15
<b>Segundo Trimestre</b>													
<b>Generación Neta 2T18 (GWh)</b>	<b>114</b>	<b>51</b>	<b>218</b>	<b>46</b>	<b>1.330</b>	<b>418</b>	<b>41</b>	<b>71</b>	<b>66</b>	<b>74</b>	<b>1.203</b>	<b>27</b>	<b>3.659</b>
<b>Participación de mercado</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,1%</b>	<b>3,9%</b>	<b>1,2%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>3,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>10,7%</b>
<b>Ventas 2T18 (GWh)</b>	<b>114</b>	<b>51</b>	<b>218</b>	<b>46</b>	<b>1.330</b>	<b>580</b>	<b>41</b>	<b>71</b>	<b>66</b>	<b>74</b>	<b>1.370</b>	<b>28</b>	<b>3.989</b>
Generación Neta 2T17 (GWh)	114	82	149	-	1.048	418	41	630	-	-	1.294	18	3.794
Variación 2T18 vs. 2T17	+0%	-38%	+47%	na	+27%	+0%	+0%	-89%	na	na	-7%	+49%	-4%
Ventas 2T17 (GWh)	114	82	149	-	1.048	541	41	630	-	-	1.478	20	4.102
<b>Precio Prom. 2T18 (US\$/MWh)</b>	<b>40</b>	<b>86</b>	<b>23</b>	<b>55</b>	<b>36</b>	<b>38</b>	<b>49</b>	<b>202</b>	<b>146</b>	<b>102</b>	<b>33</b>	<b>71</b>	<b>42</b>
Precio Prom. 2T17 (US\$/MWh)	36	48	26	na	29	27	50	22	na	na	25	77	27
<b>Margen Bruto Prom. 2T18 (US\$/MWh)</b>	<b>26</b>	<b>63</b>	<b>16</b>	<b>48</b>	<b>34</b>	<b>19</b>	<b>na</b>	<b>118</b>	<b>125</b>	<b>87</b>	<b>18</b>	<b>26</b>	<b>29</b>
Margen Bruto Prom. 2T17 (US\$/MWh)	17	23	14	na	26	13	na	10	na	na	13	16	16

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Tipo de cambio AR\$/US\$: 6M18 - 21,63; 6M17 - 15,71; 2T18 - 23,58; 2T17 - 15,75. (1) PEMC fue habilitada el 8 de junio de 2018. (2) La capacidad instalada de CTLL incluye 210 MW de la TG04 y la TG05, además de 15 MW de repotenciación de la TV01. (3) El margen bruto promedio de CTG considera los resultados por CTP. (4) CTPP comenzó operaciones el 29 de agosto de 2017. (5) CTIW comenzó operaciones el 22 de diciembre de 2017.

Los costos operativos netos aumentaron 45% con respecto al 2T17, principalmente debido a mayores costos de compra de energía, gas y transporte para cubrir contratos, mayores costos laborales, mayores costos por la operación de nuevas máquinas de generación de TG05 en CTLL, CTPP, CTIW y PEMC, y mayores 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\$3.380 millones con respecto al 2T17, registrando una pérdida en el 2T18 de AR\$3.923 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.

El EBITDA ajustado aumentó un 194% con respecto al 2T17, a una ganancia de AR\$2.491 millones, principalmente por la devaluación del AR\$, 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 la compra de energía y gas, costos laborales y de operación. El EBITDA ajustado considera el EBITDA proporcional de PEMC (Greenwind), en el cual Pampa posee una participación directa del 50%, por una ganancia de AR\$25 millones en el 2T18, en comparación con una pérdida de AR\$1 millón en el mismo período de 2017. Asimismo, en el EBITDA ajustado del 2T18 no se incluye el recupero de seguros y gastos en CTG e HIDISA (AR\$25 millones).



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\$ <sup>1</sup>		Fecha de Habilitación
				Potencia US\$/MW-mes	Variable US\$/MWh	Total US\$/MWh	Presupuesto	% Ejecutado @ 30-Jun-18	
<b>Térmico</b>									
Loma de la Lata	15	MAN	Res. SEE N° 19/17	7.000	7	17	19	90%	4T 2018
	<b>105</b>	<b>GE</b>	<b>PPA en US\$ por 10 años</b>	<b>23.000</b>	<b>7,5</b>	<b>39</b>	<b>90</b>	<b>100%</b>	<b>5 de agosto de 2017</b>
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	23%	TG: 2T 2019 / CC: 2T 2020
<b>Renovable</b>									
Mario Cebreiro <sup>2</sup>	100	Vestas	PPA en US\$ por 20 años	na	na	58 <sup>(3)</sup>	139	93%	8 de junio de 2018
Pampa Energía II-III-IV	156	Vestas	MAT ER	na	na	na	209	38%	II y III: 2T 2019 / IV: 4T 2019
<b>Total</b>	<b>959</b>						<b>1.001</b>	<b>59%</b>	

Nota: (1) Montos sin IVA. (2) Pampa posee una participación del 50% sobre este proyecto. (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	Primer Semestre			Segundo Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	21.266	11.119	+91%	10.256	5.752	+78%
Costo de ventas	(14.652)	(8.082)	+81%	(7.560)	(4.497)	+68%
<b>Resultado bruto</b>	<b>6.614</b>	<b>3.037</b>	<b>+118%</b>	<b>2.696</b>	<b>1.255</b>	<b>+115%</b>
Gastos de comercialización	(1.466)	(1.019)	+44%	(748)	(520)	+44%
Gastos de administración	(888)	(630)	+41%	(477)	(307)	+55%
Otros ingresos operativos	127	41	+210%	75	18	NA
Otros egresos operativos	(545)	(313)	+74%	(283)	(149)	+90%
<b>Resultado operativo</b>	<b>3.842</b>	<b>1.116</b>	<b>+244%</b>	<b>1.263</b>	<b>297</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	209	118	+77%	117	59	+98%
Gastos financieros	(1.050)	(772)	+36%	(565)	(370)	+53%
Otros resultados financieros	(1.173)	84	NA	(1.049)	(109)	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>1.828</b>	<b>546</b>	<b>+235%</b>	<b>(234)</b>	<b>(123)</b>	<b>+90%</b>
Impuesto a las ganancias	(560)	(156)	+259%	46	78	-41%
<b>Resultado del período</b>	<b>1.268</b>	<b>390</b>	<b>+225%</b>	<b>(188)</b>	<b>(45)</b>	<b>NA</b>
<b>Atribuible a:</b>						
Propietarios de la Sociedad	650	211	+208%	(91)	(20)	NA
Participación no controladora	618	179	+245%	(97)	(25)	+288%
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>4.393</b>	<b>955</b>	<b>NA</b>	<b>1.585</b>	<b>338</b>	<b>NA</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	2.247	1.736	+29%	1.388	976	+42%
Depreciaciones y amortizaciones	278	206	+35%	142	105	+35%

En el 2T18 las ventas netas aumentaron en AR\$4.504 millones con respecto al 2T17, 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, el reconocimiento por variaciones de costos (25%) y el devengamiento desde febrero de 2018 de cuotas mensuales generadas por la gradual aplicación del incremento tarifario durante el año 2017 (AR\$395 millones). En el 2T17 estaba aplicada la primera cuota del 42% de incremento al VAD de la RTI. Adicionalmente, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 2,8%.

El incremento en ventas en el 2T18 fue parcialmente compensado por la aplicación sobre el VAD de los factores de eficiencia e inversión (-2,5%) y ventas físicas de electricidad levemente inferiores al mismo período de 2017, principalmente explicado por menor consumo en comercios, en sintonía con la caída de actividad, mientras que los segmentos residencial e industrial (grandes usuarios en distribución y vía peaje) registraron un consumo similar al mismo período de 2017, asociado al incremento tarifario pero compensado por un mayor consumo debido al invierno con bajas temperaturas.

Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2018			2017			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
<b>Semestre</b>								
Residencial <sup>1</sup>	4.622	42%	2.613.899	4.674	43%	2.529.708	-1%	+3%
Comercial	1.812	17%	358.486	1.858	17%	362.814	-2%	-1%
Industrias	1.868	17%	6.859	1.852	17%	6.872	+1%	-0%
Sistema de Peaje	1.982	18%	707	1.972	18%	707	+0%	-
Otros								
Alumbrado Público	366	3%	21	353	3%	21	+4%	-
Villas de Emergencia y Otros	244	2%	440	223	2%	427	+10%	+3%
<b>Total</b>	<b>10.894</b>	<b>100%</b>	<b>2.980.412</b>	<b>10.933</b>	<b>100%</b>	<b>2.900.549</b>	<b>-0%</b>	<b>+3%</b>
<b>Segundo Trimestre</b>								
Residencial <sup>1</sup>	2.281	43%	2.613.899	2.283	43%	2.529.708	-0%	+3%
Comercial	861	16%	358.486	874	16%	362.814	-2%	-1%
Industrias	902	17%	6.859	893	17%	6.872	+1%	-0%
Sistema de Peaje	964	18%	707	976	18%	707	-1%	-
Otros								
Alumbrado Público	205	4%	21	201	4%	21	+2%	-
Villas de Emergencia y Otros	132	2%	440	132	2%	427	+0%	+3%
<b>Total</b>	<b>5.344</b>	<b>100%</b>	<b>2.980.412</b>	<b>5.359</b>	<b>100%</b>	<b>2.900.549</b>	<b>-0%</b>	<b>+3%</b>

Nota: (1) Incluye 637.214 clientes categorizados bajo la Tarifa Social.

Las compras de energía aumentaron 77% con respecto al 2T17, 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 (18,6% de la energía demandada en el 2T18 a 17,2% alcanzados en el 2T17), principalmente generado por robo de electricidad en conexiones clandestinas que se observan en clientes residenciales, como consecuencia de la menor temperatura registrada en junio 2018.

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron un 47% con respecto al 2T17, principalmente debido a mayores costos salariales por paritarias y mayor dotación media, mayores cargos de honorarios y retribuciones por servicios, fundamentalmente asociados a trabajos operativos para la reducción de pérdidas de energía, aumento de mantenimientos y confiabilidad, y un incremento en las provisiones por créditos por ventas, producto de la mayor facturación por los nuevos cuadros tarifarios y por modificación en cálculo de acuerdo a NIIF. Asimismo, en el 2T18 se registraron mayores sanciones de resarcimiento a usuarios según Resolución ENRE N° 118/2018, los cuales fueron ajustados en el EBITDA los montos que corresponden a períodos pasados (abril 2017 a febrero 2018).

En el 2T18, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$1.077 millones a una pérdida de AR\$1.497 millones, principalmente debido a la mayor pérdida por diferencia de cambio neta 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, parcialmente compensados por la ganancia en la tenencia de activos financieros.

El EBITDA ajustado en el 2T18 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de AR\$1.585 millones, el cual considera los ingresos diferidos en el 2017 por la gradual implementación del aumento tarifario de la RTI e ingresos provenientes de cargos por mora de AR\$50 millones, y excluye el cargo de AR\$130 millones por sanciones de la Res. ENRE N° 118/2018, debido a que penaliza eventos ocurridos entre abril de 2017 y febrero 2018. En el 2T17, el EBITDA ajustado fue reexpresado y ascendió a una ganancia de AR\$338 millones, porque considera las sanciones de la Res. ENRE N° 118/2018 en el período 2T17 por AR\$87 millones e incluye AR\$23 millones en concepto de cargos por mora.

### 3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado En AR\$ millones	Primer Semestre			Segundo Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	6.662	4.960	+34%	3.525	2.567	+37%
Costo de ventas	(3.560)	(3.060)	+16%	(1.792)	(1.595)	+12%
<b>Resultado bruto</b>	<b>3.102</b>	<b>1.900</b>	<b>+63%</b>	<b>1.733</b>	<b>972</b>	<b>+78%</b>
Gastos de comercialización	(193)	(235)	-18%	(40)	(98)	-59%
Gastos de administración	(756)	(633)	+19%	(415)	(303)	+37%
Gastos de exploración	(4)	(13)	-69%	(2)	(5)	-60%
Otros ingresos operativos	3.429	1.186	+189%	112	560	-80%
Otros egresos operativos	(2.335)	(335)	NA	(288)	(113)	+155%
Resultado por participaciones en asociadas	57	11	NA	38	9	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>3.300</b>	<b>1.881</b>	<b>+75%</b>	<b>1.138</b>	<b>1.022</b>	<b>+11%</b>
Ingresos financieros	77	86	-10%	55	34	+62%
Gastos financieros	(997)	(925)	+8%	(622)	(511)	+22%
Otros resultados financieros	(8.070)	(669)	NA	(6.973)	(982)	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(5.690)</b>	<b>373</b>	<b>NA</b>	<b>(6.402)</b>	<b>(437)</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	1.742	(129)	NA	1.693	200	NA
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>(3.948)</b>	<b>244</b>	<b>NA</b>	<b>(4.709)</b>	<b>(237)</b>	<b>NA</b>
Resultado por operaciones discontinuadas	2.272	205	NA	1.801	(32)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>(1.676)</b>	<b>449</b>	<b>NA</b>	<b>(2.908)</b>	<b>(269)</b>	<b>NA</b>
<b>Atribuible a:</b>						
Propietarios de la Sociedad	(1.739)	169	NA	(2.908)	(391)	NA
Participación no controladora	63	280	-78%	-	122	-100%
<b>EBITDA ajustado por operaciones continuas</b>	<b>3.493</b>	<b>2.901</b>	<b>+20%</b>	<b>2.069</b>	<b>1.583</b>	<b>+31%</b>
<b>EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas</b>	<b>4.282</b>	<b>4.148</b>	<b>+3%</b>	<b>2.044</b>	<b>2.174</b>	<b>-6%</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	1.815	1.616	+12%	1.218	893	+36%
Depreciaciones y amortizaciones	912	988	-8%	486	514	-5%

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. Si bien dicha desinversión fue efectivizada el 4 de abril de 2018, se expone como operación discontinuada desde el cuarto trimestre de 2017 tanto los períodos de análisis como los comparativos.



En el 2T18 el margen bruto por las operaciones continuas de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó en AR\$761 millones con respecto al 2T17, 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\$ pero expresados en AR\$, además de una mejora en el precio del petróleo en US\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la menor producción de crudo, producto de la finalización del servicio de Petrolera Pampa en el área Medanito La Pampa a fines de octubre de 2017, sumado a mayores regalías producto de la variación del tipo de cambio en US\$ y mayores costos por operación y mantenimiento.

En términos operativos, en el 2T18 la producción total del segmento por las operaciones continuas registró 46,2 kboe/día, 4,5 kboe/día inferior a los 50,7 kboe/día alcanzados en el 2T17. La producción de gas en el 2T18 se mantuvo estable en comparación con el 2T17, registrando 7,0 millones de m<sup>3</sup>/día, principalmente debido al incremento de la producción en el área El Mangrullo (+246 dam<sup>3</sup>/día) y Río Neuquén (+239 dam<sup>3</sup>/día), parcialmente compensados por el declino natural del campo y menor tasa de perforación en el área Rincón del Mangrullo (-552 dam<sup>3</sup>/día). Asimismo, la producción de petróleo se contrajo de 9,0 kbb/día en el 2T17 a 5,1 kbb/día en el 2T18, principalmente debido a la finalización del servicio de Petrolera Pampa en el área Medanito La Pampa (-3,3 kbb/día) y la menor producción de crudo en los bloques de Venezuela (-1,3 kbb/día), parcialmente compensadas por una mayor producción de crudo en el área El Tordillo (+0,6 kbb/día), dado que en el 2T17 dicha área fue afectada por condiciones climáticas adversas.

Al 30 de junio de 2018, nuestros pozos productivos por las operaciones continuas en Argentina totalizaron 911, 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						
<b>Semestre</b>												
<b>Volumen 6M18</b>												
En miles de m <sup>3</sup> /día	-	0,8	<b>0,8</b>	-	6.996	<b>6.996</b>		<b>2,0</b>	<b>1.112</b>	<b>0,1</b>		
En miles de boe/día	-	4,7	<b>4,7</b>	-	41,2	<b>41,2</b>	<b>45,9</b>	<b>12,7</b>	<b>6,5</b>	<b>0,6</b>	<b>19,8</b>	<b>65,7</b>
En millones de pie cúbicos/día				-	247	<b>247</b>			<b>39</b>			
<b>Precio Promedio 6M18</b>												
En US\$/bbl	na	60,7	<b>60,7</b>					<b>61,7</b>				
En US\$/MBTU				na	5,5	<b>5,5</b>			<b>4,4</b>			
En US\$/ton										<b>415,3</b>		
<b>Volumen 6M17</b>												
En miles de m <sup>3</sup> /día	0,6	0,7	<b>1,3</b>	3.034	4.017	<b>7.052</b>		<b>2,3</b>	<b>965</b>	<b>0,1</b>		
En miles de boe/día	3,7	4,4	<b>8,0</b>	17,9	23,6	<b>41,5</b>	<b>49,5</b>	<b>14,4</b>	<b>5,7</b>	<b>0,7</b>	<b>20,8</b>	<b>70,3</b>
En millones de pie cúbicos/día				107	142	<b>249</b>			<b>34</b>			
Variación Volumen 6M18 - 6M17	na	+9%	<b>-41%</b>	na	+74%	<b>-1%</b>	<b>-7%</b>	<b>-12%</b>	<b>+15%</b>	<b>-17%</b>	<b>-5%</b>	<b>-7%</b>
<b>Precio Promedio 6M17</b>												
En US\$/bbl	57,7	49,0	<b>53,0</b>					<b>55,6</b>				
En US\$/MBTU				7,4	5,4	<b>6,3</b>			<b>5,2</b>			
En US\$/ton										<b>333,1</b>		
Variación Precios 6M18 - 6M17	na	+24%	<b>+15%</b>	na	+0%	<b>-13%</b>		<b>+11%</b>	<b>-15%</b>	<b>+25%</b>		



Producción de Petróleo y Gas	Operaciones Continuas						Operaciones Discontinuas				Total	
	Petróleo			Gas			Subtotal	Petróleo	Gas	GLP		Subtotal
	PEPASA	Pampa	Subtotal	PEPASA	Pampa	Subtotal						
<b>Segundo Trimestre</b>												
<b>Volumen 2T18</b>												
En miles de m3/día	-	0,8	<b>0,8</b>	-	6.988	<b>6.988</b>						
En miles de boe/día	-	4,8	<b>4,8</b>	-	41,1	<b>41,1</b>	<b>45,9</b>				<b>45,9</b>	
En millones de pie cúbicos/día				-	247	<b>247</b>						
<b>Precio Promedio 2T18</b>												
En US\$/bbl	na	63,2	<b>63,2</b>									
En US\$/MBTU				na	5,5	<b>5,5</b>						
<b>Volumen 2T17</b>												
En miles de m3/día	0,6	0,6	<b>1,2</b>	3.000	4.089	<b>7.089</b>		<b>2,3</b>	<b>986</b>	<b>0,1</b>		
En miles de boe/día	3,6	3,8	<b>7,4</b>	17,7	24,1	<b>41,7</b>	<b>49,1</b>	<b>14,4</b>	<b>5,8</b>	<b>0,7</b>	<b>21,0</b>	
En millones de pie cúbicos/día				106	144	<b>250</b>			<b>35</b>			
Variación Volumen 2T18 vs. 2T17	na	+27%	<b>-35%</b>	na	+71%	<b>-1%</b>	<b>-6%</b>				<b>-34%</b>	
<b>Precio Promedio 2T17</b>												
En US\$/bbl	56,5	48,6	<b>52,4</b>					<b>54,8</b>				
En US\$/MBTU				7,4	5,6	<b>6,3</b>			<b>5,2</b>			
En US\$/ton										<b>357,9</b>		
Variación Precios 2T18 vs. 2T17	na	+30%	<b>+21%</b>	na	-2%	<b>-14%</b>						

Nota: La producción considera el 100% de Medanito La Pampa, área en la que Petrolera Pampa prestó servicios hasta fines de octubre de 2017, no considera los volúmenes del exterior por 0,3 kbb/día en 6M18; 1,7 kbb/día en 6M17; 0,3 kbb/día en 2T18; y 1,6 kbb/día en 2T17. Asimismo, el total incluye las operaciones discontinuadas, en el cual durante 6M18 se considera solamente los volúmenes del 1T18. Por la fusión desde el 1 de octubre de 2017, los volúmenes de Pampa en el 6M18 y 2T18 incluyen los volúmenes de Petrolera Pampa. Tipo de cambio AR\$/US\$: 6M18 - 21,63; 6M17 - 15,71; 2T18 - 23,58; 2T17 - 15,75.

En el 2T18, nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$5,5/MBTU, del cual el 12% fue contribuido por el Programa para Empresas con Inyección Reducida de Gas Natural Resolución SE N° 60/2013 ("Plan Gas 2"). El precio promedio devengado del 2T18 fue 14% menor al registrado en el mismo período de 2017, debido a que la Compañía ha decidido no considerar la compensación de Plan Gas 2 proveniente de las áreas de la ex PEPASA<sup>7</sup> y revertir AR\$369 millones devengados por dicho concepto en el 1T18, hasta tanto obtener la aprobación del MinEn. Cabe destacar que luego de la fusión por absorción de PEPASA por Pampa, efectiva desde el 1 de octubre de 2017, la Compañía ha realizado todas las presentaciones pertinentes para la obtención de la aprobación de Plan Gas 2 para ex PEPASA dado que Pampa es la compañía continuadora. Si bien a la fecha Pampa aún no ha recibido respuesta por la autoridad competente, esperamos la aprobación del mismo dado que se cumplieron con todos los requisitos del Programa, lo cual Pampa devengaría AR\$729 millones para el 6M18 y el precio promedio de venta devengado para el gas ascendería a US\$6,1/MBTU en el 2T18.

Este efecto negativo en el precio promedio de venta de gas devengado fue parcialmente compensado por un mayor devengamiento del 70% de Plan Gas 2 en las áreas de Pampa, principalmente por la devaluación del AR\$ y mayor producción incremental en El Mangrullo y Río Neuquén, siendo en el 2T18 un monto total de AR\$339 millones, en comparación con AR\$199 millones registrados en el 2T17.

En el 2T18, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$6.081 millones a una pérdida de AR\$7.540 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.

<sup>7</sup> 50% de Rincón del Mangrullo, 43% sobre ciertos pozos de El Mangrullo, y 15% de Anticlinal Campamento y Estación Fernández Oro.



El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas por las operaciones continuas aumentó en AR\$486 millones, alcanzando AR\$2.069 millones en el 2T18, principalmente por el efecto de la variación del tipo de cambio en el precio de venta de hidrocarburos denominado en US\$ y en menor medida por la mejora de precios de venta de crudo, parcialmente compensados por menor devengamiento de compensación por Plan Gas 2 y menor producción de crudo debido a la finalización del servicio en Medanito La Pampa. El EBITDA ajustado considera el EBITDA proporcional de OldelVal, compañía de transporte de crudo, en la cual Pampa posee una participación directa del 23,1%, por una ganancia de AR\$53 millones en 2T18, en comparación con una ganancia de AR\$26 millones en el mismo período de 2017. Asimismo, en el 2T18 el EBITDA ajustado no incluye impuestos abonados a la salida de divisas por repago de préstamos por AR\$61 millones, mientras que en el 2T17 el EBITDA ajustado no considera la reversión del recupero de inversiones y gastos operativos *post-closing* de la venta parcial del activo Río Neuquén a Petrobras Operaciones S.A. e YPF por AR\$29 millones.

Segmento de Petróleo y Gas, Operaciones Discontinuas En AR\$ millones	Primer Semestre			Segundo Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	1.743	2.824	-38%	-	1.319	-100%
Costo de ventas	(866)	(2.238)	-61%	(2)	(1.054)	-100%
<b>Resultado bruto</b>	<b>877</b>	<b>586</b>	<b>+50%</b>	<b>(2)</b>	<b>265</b>	<b>NA</b>
Gastos de comercialización	(51)	(93)	-45%	-	(44)	-100%
Gastos de administración	(33)	(65)	-49%	-	(33)	-100%
Gastos de exploración	(3)	(10)	-70%	-	(5)	-100%
Otros ingresos operativos	43	125	-66%	1	45	-98%
Otros egresos operativos	(44)	(78)	-44%	(24)	(40)	-40%
Resultado por venta de participaciones en sociedades y propiedades, planta y equipos	2.715	-	NA	2.715	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>3.504</b>	<b>465</b>	<b>NA</b>	<b>2.690</b>	<b>188</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	113	11	NA	97	7	NA
Otros resultados financieros	(88)	(74)	+19%	(50)	(101)	-50%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>3.529</b>	<b>402</b>	<b>NA</b>	<b>2.737</b>	<b>94</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	(1.257)	(197)	NA	(936)	(126)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>2.272</b>	<b>205</b>	<b>NA</b>	<b>1.801</b>	<b>(32)</b>	<b>NA</b>
<b>Atribuible a:</b>						
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	2.209	190	NA	1.800	(3)	NA
<i>Participación no controladora</i>	63	15	NA	1	(29)	NA
<b>EBITDA ajustado por operaciones discontinuas</b>	<b>789</b>	<b>1.247</b>	<b>-37%</b>	<b>(25)</b>	<b>591</b>	<b>NA</b>
Depreciaciones y amortizaciones	0	782	-100%	-	403	-100%

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas por las operaciones discontinuas disminuyó en AR\$616 millones a una pérdida de AR\$25 millones en el 2T18, principalmente debido a que el 4 de abril de 2018 se efectivizó la desinversión de las operaciones discontinuas, registrando una ganancia por la venta de AR\$2.715 millones.



### 3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución

Segmento de Refinación y Distribución, Consolidado En AR\$ millones	Primer Semestre			Segundo Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Resultado por participaciones en asociadas	(7)	-	NA	(13)	(9)	+44%
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>NA</b>	<b>(13)</b>	<b>(9)</b>	<b>+44%</b>
Resultado por operaciones discontinuadas	813	(78)	NA	646	(111)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>806</b>	<b>(78)</b>	<b>NA</b>	<b>633</b>	<b>(120)</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado por operaciones continuas</b>	<b>24</b>	<b>17</b>	<b>+36%</b>	<b>(29)</b>	<b>20</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas</b>	<b>712</b>	<b>61</b>	<b>NA</b>	<b>427</b>	<b>(26)</b>	<b>NA</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	-	60	-100%	-	23	-100%

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. Dicha desinversión fue cerrada el 9 de mayo de 2018.

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
<b>Semestre</b>						
<b>Volumen 6M18 (miles de m3)</b>	<b>24</b>	<b>345</b>	<b>196</b>	<b>138</b>	<b>127</b>	<b>829</b>
<b>Precio promedio 6M18 (US\$/m3)</b>	<b>367</b>	<b>579</b>	<b>624</b>	<b>405</b>	<b>554</b>	<b>550</b>
Volumen 6M17 (miles de m3)	9	413	227	153	152	953
Precio promedio 6M17 (US\$/m3)	315	578	674	393	422	544
Variación Volumen 6M18 - 6M17	+181%	-17%	-14%	-10%	-16%	-13%
Variación Precios 6M18 - 6M17	+17%	+0%	-7%	+3%	+31%	+1%
<b>Segundo Trimestre</b>						
<b>Volumen 2T18 (miles de m3)</b>	<b>21</b>	<b>154</b>	<b>78</b>	<b>59</b>	<b>65</b>	<b>377</b>
<b>Precio promedio 2T18 (US\$/m3)</b>	<b>345</b>	<b>558</b>	<b>602</b>	<b>389</b>	<b>614</b>	<b>538</b>
Volumen 2T17 (miles de m3)	4	225	108	77	67	480
Precio promedio 2T17 (US\$/m3)	312	578	682	397	429	550
Variación Volumen 2T18 vs. 2T17	+367%	-31%	-28%	-23%	-3%	-21%
Variación Precios 2T18 vs. 2T17	+10%	-3%	-12%	-2%	+43%	-2%

Nota: Tipo de cambio AR\$/US\$: 6M18 - 21,63; 6M17 - 15,71; 2T18 - 23,58; 2T17 - 15,75.

En términos operativos, el volumen total comercializado de productos refinados por las operaciones discontinuadas registró 377 mil m<sup>3</sup> en el 2T18, un 21% menor a los 480 mil m<sup>3</sup> del 2T17. Dado que la desinversión de activos de este segmento fue efectivizada el 9 de mayo de 2018, durante el período anterior al cierre el menor volumen comercializado del 2T18 en comparación al 2T17 responde principalmente a una menor carga en la refinación e importaciones de gas oil, además de la menor demanda de naftas intermedias y fuel oil por parte de CAMMESA. Los mismos fueron parcialmente compensados por la venta del inventario de gas oil, gasolinas y otros productos pesados, entre otros, al cierre de la desinversión, dado que formaron parte de dicha transacción.



El EBITDA ajustado de nuestro segmento de refinación y distribución por las operaciones continuas reportó una pérdida de AR\$29 millones en el 2T18, principalmente debido a que considera el EBITDA proporcional de Refinor, compañía en la cual Pampa posee el 28,5% de participación accionaria, en comparación con una ganancia de AR\$20 millones en el mismo período de 2017. Esta disminución responde a una reducción de los márgenes de refinación, producto de mayores costos del crudo en US\$ y la dificultad de reflejar los efectos de la devaluación a los precios de los productos refinados.

Segmento de Refinación y Distribución, Op. Discontinuas En AR\$ millones	Primer Semestre			Segundo Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	9.872	8.150	+21%	4.793	4.159	+15%
Costo de ventas	(8.211)	(7.058)	+16%	(3.983)	(3.665)	+9%
<b>Resultado bruto</b>	<b>1.661</b>	<b>1.092</b>	<b>+52%</b>	<b>810</b>	<b>494</b>	<b>+64%</b>
Gastos de comercialización	(900)	(928)	-3%	(414)	(493)	-16%
Gastos de administración	(117)	(212)	-45%	2	(99)	NA
Otros ingresos operativos	155	115	+35%	100	59	+69%
Otros egresos operativos	(179)	(144)	+24%	(44)	(73)	-40%
Resultado por venta de participaciones en sociedades y propiedades, planta y equipos	149	-	NA	149	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>769</b>	<b>(77)</b>	<b>NA</b>	<b>603</b>	<b>(112)</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	19	7	+171%	6	4	+50%
Gastos financieros	(8)	(9)	-11%	4	-	NA
Otros resultados financieros	382	(12)	NA	349	(44)	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>1.162</b>	<b>(91)</b>	<b>NA</b>	<b>962</b>	<b>(152)</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	(349)	13	NA	(316)	41	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>813</b>	<b>(78)</b>	<b>NA</b>	<b>646</b>	<b>(111)</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado por operaciones discontinuas</b>	<b>688</b>	<b>44</b>	<b>NA</b>	<b>456</b>	<b>(46)</b>	<b>NA</b>
Depreciaciones y amortizaciones	-	121	-100%	-	66	-100%

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de refinación y distribución por las operaciones discontinuas en el 2T18 registró una ganancia de AR\$456 millones, AR\$502 millones superior al registrado en el 2T17 y el cual excluye la ganancia por la venta de los activos del segmento de AR\$149 millones. Asimismo, dicha variación se explica principalmente por la mejora en los precios de venta en AR\$ de los productos refinados, compensados parcialmente por el mayor costo del gas oil importado y del crudo como materia prima, el cual convergió a los precios internacionales y también es impactado por el efecto de la devaluación en el tipo de cambio nominal.



### 3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica

Segmento de Petroquímica, Consolidado En AR\$ millones	Primer Semestre			Segundo Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	4.500	3.461	+30%	2.604	1.654	+57%
Costo de ventas	(3.929)	(3.128)	+26%	(2.265)	(1.482)	+53%
<b>Resultado bruto</b>	<b>571</b>	<b>333</b>	<b>+71%</b>	<b>339</b>	<b>172</b>	<b>+97%</b>
Gastos de comercialización	(172)	(130)	+32%	(101)	(72)	+40%
Gastos de administración	(265)	(184)	+44%	(161)	(86)	+87%
Otros ingresos operativos	53	21	+152%	9	4	+125%
Otros egresos operativos	(326)	(232)	+41%	(200)	(179)	+12%
<b>Resultado operativo</b>	<b>(139)</b>	<b>(192)</b>	<b>-28%</b>	<b>(114)</b>	<b>(161)</b>	<b>-29%</b>
Ingresos financieros	11	6	+83%	3	3	-
Gastos financieros	-	-	NA	8	5	+60%
Otros resultados financieros	(884)	(8)	NA	(743)	(3)	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(1.012)</b>	<b>(194)</b>	<b>NA</b>	<b>(846)</b>	<b>(156)</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	273	71	+285%	230	57	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>(739)</b>	<b>(123)</b>	<b>NA</b>	<b>(616)</b>	<b>(99)</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>94</b>	<b>15</b>	<b>NA</b>	<b>45</b>	<b>1</b>	<b>NA</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	40	36	+11%	30	15	+100%
Depreciaciones y amortizaciones	71	60	+18%	34	30	+13%

El margen bruto del 2T18 de este segmento fue de AR\$339 millones, un 97% mayor que en el 2T17, principalmente debido al incremento en precios de referencia internacional, nominadas en US\$, parcialmente compensado por los menores volúmenes de venta de producto y el aumento de los costos operativos y de la materia prima, también mayormente denominada en US\$.

A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

Resumen Operativo de Petroquímica	Productos			
	Estireno y Poliestireno <sup>1</sup>	Caucho Sintético	Otros	Total
<b>Semestre</b>				
<b>Volumen 6M18 (miles de toneladas)</b>	<b>65</b>	<b>17</b>	<b>100</b>	<b>182</b>
<b>Precio promedio 6M18 (US\$/ton)</b>	<b>1.576</b>	<b>1.859</b>	<b>745</b>	<b>1.144</b>
Volumen 6M17 (miles de toneladas)	68	16	145	230
Precio promedio 6M17 (US\$/ton)	1.492	2.330	551	958
Variación Volumen 6M18 - 6M17	-5%	+1%	-31%	-21%
Variación Precios 6M18 - 6M17	+6%	-20%	+35%	+19%
<b>Segundo Trimestre</b>				
<b>Volumen 2T18 (miles de toneladas)</b>	<b>34</b>	<b>8</b>	<b>53</b>	<b>95</b>
<b>Precio promedio 2T18 (US\$/ton)</b>	<b>1.546</b>	<b>1.949</b>	<b>802</b>	<b>1.161</b>
Volumen 2T17 (miles de toneladas)	31	8	68	107
Precio promedio 2T17 (US\$/ton)	1.558	2.501	557	984
Variación Volumen 2T18 - 2T17	+9%	+6%	-22%	-11%
Variación Precios 2T18 - 2T17	-1%	-22%	+44%	+18%

Nota: Tipo de cambio AR\$/US\$: 6M18 - 21,63; 6M17 - 15,71; 2T18 - 23,58; 2T17 - 15,75. (1) Incluye Propileno, Etileno y BOPs.





En términos operativos, el volumen total comercializado de nuestro segmento petroquímico registró una disminución del 11% en el 2T18, totalizando 95 kton en comparación a las 107 kton en el período comparativo 2017. Dicha disminución responde principalmente a la parada de planta de reforma debido a la falta de materia prima que debía entregar contractualmente Oil Combustibles, impactando en menores ventas de productos de reforma, parcialmente compensadas por mayores exportaciones de productos estirénicos y caucho sintético.

En el 2T18, los resultados financieros netos disminuyeron en AR\$737 millones a una pérdida de AR\$732 millones, principalmente debido a un mayor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio neta por la actualización de la contingencia con la Aduana San Lorenzo.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petroquímica aumentó en AR\$44 millones, alcanzando AR\$45 millones en el 2T18, el cual no considera la actualización de las contingencias originadas por la ex Petrobras Argentina de AR\$125 millones en 2T18 y AR\$132 millones en 2T17.

### 3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado En AR\$ millones	Primer Semestre			Segundo Trimestre		
	2018	2017	Δ %	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	446	197	+126%	246	98	+151%
Costo de ventas	-	(3)	-100%	-	(2)	-100%
<b>Resultado bruto</b>	<b>446</b>	<b>194</b>	<b>+130%</b>	<b>246</b>	<b>96</b>	<b>+156%</b>
Gastos de administración	(350)	(291)	+20%	(118)	(171)	-31%
Otros ingresos operativos	70	259	-73%	17	1	NA
Otros egresos operativos	(110)	(228)	-52%	(68)	(56)	+21%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	1.057	559	+89%	436	276	+58%
<b>Resultado operativo</b>	<b>1.113</b>	<b>493</b>	<b>+126%</b>	<b>513</b>	<b>146</b>	<b>+251%</b>
Ingresos financieros	141	81	+74%	88	41	+115%
Gastos financieros	(75)	(1)	NA	(74)	(8)	NA
Otros resultados financieros	1.567	157	NA	1.362	268	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>2.746</b>	<b>730</b>	<b>+276%</b>	<b>1.889</b>	<b>447</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	197	(203)	NA	109	5	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>2.943</b>	<b>527</b>	<b>NA</b>	<b>1.998</b>	<b>452</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>2.351</b>	<b>927</b>	<b>+154%</b>	<b>1.364</b>	<b>420</b>	<b>+225%</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	122	32	+281%	84	15	NA
Depreciaciones y amortizaciones	6	-	NA	3	-	NA

En el 2T18 el margen bruto de nuestro segmento de holding y otros aumentó AR\$150 millones respecto al mismo período del 2017, principalmente debido a mayores *fees* cobrados.

Asimismo, el margen operativo de holding y otros, sin considerar los resultados por participaciones en negocios conjuntos (Transener y TGS), registró una ganancia de AR\$77 millones, en comparación a la pérdida de AR\$130 millones en el mismo período de 2017, principalmente explicado por el incremento de *fees* devengados y un menor cargo por compensación con los principales ejecutivos por 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\$1.075 millones, arrojando una ganancia para el 2T18 de AR\$1.376 millones, principalmente debido a mayores ganancias por diferencia de cambio generadas por la tenencia de instrumentos financieros en US\$, parcialmente compensados por pérdidas en el desempeño de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros aumentó en AR\$944 millones, alcanzando AR\$1.364 millones en el 2T18. 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 indirecta en los EBITDAs de dichos negocios. Asimismo, el EBITDA ajustado de nuestro segmento holding y otros no considera la actualización de las contingencias por AR\$5 millones en el 2T18.

En el 2T18 el EBITDA ajustado por tenencia del 25,5% indirecto sobre TGS fue de AR\$966 millones (total implícito de AR\$3.789 millones), ampliamente superior al registrado en 2T17 de AR\$327 millones (total implícito de AR\$1.281 millones), principalmente debido a la implementación completa del aumento tarifario resultante de la RTI para el transporte de gas que fuere en tres cuotas, siendo la primera equivalente a aproximadamente 58% en promedio en abril de 2017, la segunda cuota a partir de diciembre de 2017 y equivalente a aproximadamente 78% en promedio, la cual incluye un 15% de incremento correspondiente al ajuste no automático por variación de costos, y la última cuota a partir de abril de 2018 y equivalente a aproximadamente 50% en promedio, la cual incluye un 13% de incremento correspondiente al ajuste no automático por variación de costos y un 12% de incremento correspondiente a la compensación financiera debido al diferimiento del incremento tarifario. Asimismo, contribuyó al desempeño del EBITDA el margen en el segmento de líquidos, el cual aumentó con respecto al 2T17 debido a la variación en el tipo de cambio sobre las ventas denominadas en dólares estadounidenses como también por un incremento en los precios de referencia en US\$, sumado a mayores volúmenes vendidos por el incremento en las toneladas de etano entregadas a PBB Polisor, parcialmente compensado por menores toneladas exportadas. El EBITDA ajustado del 2T18 excluye el desembolso realizado por el Laudo Arbitral<sup>8</sup> de AR\$553 millones.

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 26,3% en el 2T18 fue de AR\$313 millones (total implícito de AR\$1.189 millones), un 40% superior al alcanzado en el 2T17, el cual fue de AR\$223 millones (total implícito de AR\$847 millones). Este aumento principalmente responde al ajuste por la reconsideración de la RTI, y la actualización semestral de variación de costos en agosto de 2017 y febrero de 2018 sobre las remuneraciones de Transener y Transba (24%). Asimismo, en el 2T17 el EBITDA de Transener incluyó un ajuste positivo de AR\$7 millones producto de la diferencia entre los desembolsos percibidos y los montos devengados como ingresos por ventas del crédito con CAMMESA correspondientes al Acuerdo Instrumental, el cual se devengó y cobró el último hito por reconocimiento de mayores costos en el junio de 2017, y desde entonces no se registraron más ajustes de esta naturaleza.

---

<sup>8</sup> Para mayor información ver punto 1.3 de este Informe de Resultados.



### 3.7 Análisis del Semestre, por Subsidiaria

Subsidiaria En AR\$ millones	Primer Semestre 2018				Primer Semestre 2017			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta <sup>4</sup>	Resultado Neto <sup>5</sup>	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta <sup>4</sup>	Resultado Neto <sup>5</sup>
<b>Segmento de Generación de Energía</b>								
Diamante	61,0%	121	(315)	148	56,0%	45	(123)	41
Los Nihuales	52,0%	113	(306)	248	47,0%	50	(268)	80
CPB	100,0%	321	346	102	100,0%	70	748	(48)
CTG <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	90,4%	238	(298)	155
CTLL <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	100,0%	799	1.884	867
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	3.977	17.207	(1.599)	100,0%	424	6.588	20
<i>Greenwind</i>		48	3.530	(949)		(3)	67	(10)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(24)	(1.765)	474		2	(34)	5
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	24	1.765	(474)	50,0%	(2)	34	(5)
Otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		10	(440)	61		(5)	(779)	(66)
<b>Subtotal Generación</b>		<b>4.566</b>	<b>18.256</b>	<b>(1.514)</b>		<b>1.620</b>	<b>7.784</b>	<b>1.043</b>
<b>Segmento de Distribución de Energía</b>								
Edenor	51,0%	4.395	629	1.253	51,0%	948	1.229	369
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		(2)	(0)	(603)		7	0	(158)
<b>Subtotal Distribución</b>		<b>4.393</b>	<b>628</b>	<b>650</b>		<b>955</b>	<b>1.229</b>	<b>211</b>
<b>Segmento de Petróleo y Gas</b>								
Petrolera Pampa <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	49,5%	1.566	2.170	569
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	2.820	23.306	(5.151)	100,0%	1.402	15.273	(371)
<i>OldeVal</i>		355	(83)	276		163	(29)	63
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(273)	64	(212)		(126)	22	(48)
Subtotal OldeVal ajustado por tenencia	23,1%	82	(19)	64	23,1%	38	(7)	15
Otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		591	(394)	3.348		(105)	(176)	(44)
<b>Subtotal Petróleo y Gas</b>		<b>3.493</b>	<b>22.893</b>	<b>(1.739)</b>		<b>2.901</b>	<b>17.261</b>	<b>169</b>
<b>Segmento de Refinación y Distribución</b>								
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	-	(14)	806	100,0%	-	(279)	(78)
<i>Refinor</i>		83	(769)	(29)		61	(203)	(41)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(59)	550	20		(44)	145	30
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	24	(219)	(8)	28,5%	17	(58)	(12)
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		-	-	8		-	-	12
<b>Subtotal Refino y Distribución</b>		<b>24</b>	<b>(233)</b>	<b>806</b>		<b>17</b>	<b>(337)</b>	<b>(78)</b>
<b>Segmento de Petroquímica</b>								
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	94	-	(739)	100,0%	15	-	(123)
<b>Subtotal Petroquímica</b>		<b>94</b>	<b>-</b>	<b>(739)</b>		<b>15</b>	<b>-</b>	<b>(123)</b>
<b>Segmento de Holding y Otros</b>								
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	180	-	(14.180)	100,0%	(131)	(3)	31
<i>Transener</i>		2.368	(1.374)	1.539		1.807	315	876
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(1.745)	1.012	(1.134)		(1.331)	(232)	(645)
<i>Ajustes y eliminaciones<sup>3</sup></i>		-	-	-		-	(3)	-
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	623	(362)	405	26,3%	476	80	231
<i>TGS</i>		6.490	(221)	2.835		2.430	300	1.300
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(4.835)	165	(2.112)		(1.810)	(224)	(969)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	25,5%	1.655	(56)	723	25,5%	620	77	332
Otras compañías y eliminaciones <sup>3</sup>		(107)	(6.640)	15.995		(38)	(3.895)	(66)
<b>Subtotal Holding y Otros</b>		<b>2.351</b>	<b>(7.059)</b>	<b>2.943</b>		<b>927</b>	<b>(3.741)</b>	<b>527</b>
Eliminaciones		(39)	(1.108)	(55)		-	(126)	61
<b>Total Consolidado por Operaciones Continuas</b>		<b>14.881</b>	<b>33.379</b>	<b>352</b>		<b>6.435</b>	<b>22.070</b>	<b>1.810</b>
<b>Total Ajustado por Tenencia Accionaria</b>		<b>12.627</b>	<b>34.452</b>	<b>352</b>		<b>5.108</b>	<b>20.734</b>	<b>1.810</b>

1 Debido a la reorganización societaria, los resultados del 6M18 están absorbidos en Pampa. Para mayor información, ver la sección 1.6 de este Informe. 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	Segundo Trimestre 2018				Segundo Trimestre 2017			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta <sup>4</sup>	Resultado Neto <sup>5</sup>	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta <sup>4</sup>	Resultado Neto <sup>5</sup>
<b>Segmento de Generación de Energía</b>								
Diamante	61,0%	68	(315)	95	56,0%	23	(123)	25
Los Nihuilés	52,0%	61	(306)	161	47,0%	25	(268)	50
CPB	100,0%	184	346	108	100,0%	71	748	(17)
CTG <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	90,4%	100	(298)	71
CTLL <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	100,0%	395	1.884	146
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	2.069	17.207	(1.916)	100,0%	235	6.588	(318)
<i>Greenwind</i>		50	3.530	(828)		(3)	67	(5)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(25)	(1.765)	414		1	(34)	2
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	25	1.765	(414)	50,0%	(1)	34	(2)
Otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		84	(440)	219		0	(779)	97
<b>Subtotal Generación</b>		<b>2.491</b>	<b>18.256</b>	<b>(1.748)</b>		<b>848</b>	<b>7.784</b>	<b>52</b>
<b>Segmento de Distribución de Energía</b>								
Edenor	51,0%	1.584	629	(198)	51,0%	337	1.229	(53)
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		1	(0)	107		1	0	33
<b>Subtotal Distribución</b>		<b>1.585</b>	<b>628</b>	<b>(91)</b>		<b>338</b>	<b>1.229</b>	<b>(20)</b>
<b>Segmento de Petróleo y Gas</b>								
Petrolera Pampa <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	49,5%	844	2.170	295
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	2.472	23.306	(5.555)	100,0%	793	15.273	(815)
<i>OldeVal</i>		229	(83)	196		111	(29)	55
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(176)	64	(151)		(85)	22	(42)
Subtotal OldeVal ajustado por tenencia	23,1%	53	(19)	45	23,1%	26	(7)	13
Otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		(456)	(394)	2.602		(79)	(176)	116
<b>Subtotal Petróleo y Gas</b>		<b>2.069</b>	<b>22.893</b>	<b>(2.908)</b>		<b>1.583</b>	<b>17.261</b>	<b>(391)</b>
<b>Segmento de Refinación y Distribución</b>								
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	-	(14)	633	100,0%	-	(279)	(120)
<i>Refinor</i>		(101)	(769)	(137)		71	(203)	34
<i>Ajuste participación no controladora</i>		72	550	98		(51)	145	(24)
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	(29)	(219)	(39)	28,5%	20	(58)	10
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		-	-	39		-	-	(10)
<b>Subtotal Refino y Distribución</b>		<b>(29)</b>	<b>(233)</b>	<b>633</b>		<b>20</b>	<b>(337)</b>	<b>(120)</b>
<b>Segmento de Petroquímica</b>								
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	45	-	(616)	100,0%	1	-	(99)
<b>Subtotal Petroquímica</b>		<b>45</b>	<b>-</b>	<b>(616)</b>		<b>1</b>	<b>-</b>	<b>(99)</b>
<b>Segmento de Holding y Otros</b>								
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	213	-	(14.411)	100,0%	(128)	(3)	431
<i>Transener</i>		1.189	(1.374)	731		847	315	453
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(876)	1.012	(539)		(624)	(232)	(334)
<i>Ajustes y eliminaciones<sup>3</sup></i>		-	-	-		-	(3)	-
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	313	(362)	192	26,3%	223	80	119
<i>TGS</i>		3.789	(221)	1.100		1.281	300	636
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2.823)	165	(819)		(955)	(224)	(474)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	25,5%	966	(56)	280	25,5%	327	77	162
Otras compañías y eliminaciones <sup>3</sup>		(128)	(6.640)	15.936		(2)	(3.895)	(260)
<b>Subtotal Holding y Otros</b>		<b>1.364</b>	<b>(7.059)</b>	<b>1.998</b>		<b>420</b>	<b>(3.741)</b>	<b>452</b>
Eliminaciones		(20)	(1.108)	71		(2)	(126)	35
<b>Total Consolidado por Operaciones Continuas</b>		<b>7.505</b>	<b>33.379</b>	<b>(2.661)</b>		<b>3.208</b>	<b>22.070</b>	<b>(91)</b>
<b>Total Ajustado por Tenencia Accionaria</b>		<b>6.673</b>	<b>34.452</b>	<b>(2.661)</b>		<b>2.584</b>	<b>20.734</b>	<b>(91)</b>

1 Debido a la reorganización societaria, los resultados del 2T18 están absorbidos en Pampa. Para mayor información, ver la sección 1.6 de este Informe. 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.