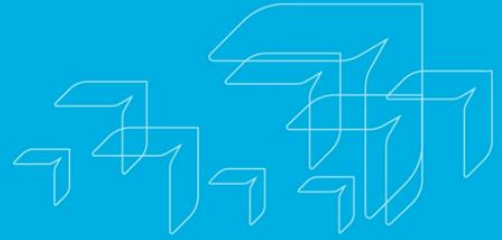


# Resultados del trimestre finalizado el 31 de marzo de 2018



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 al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2018.

Buenos Aires, 11 de mayo de 2018

## Información Accionaria



Bolsa de Comercio de Buenos Aires  
Ticker: PAMP



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

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

2.063,6 millones acciones ordinarias / 82,5 millones de ADSs

**Capitalización:** AR\$105 mil millones US\$4,4 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 Trimestre de 2018 ("1T18")<sup>1</sup>

Con el fin de reflejar objetivamente el desempeño financiero de cada segmento de negocio, a partir de 2018 y en los períodos comparativos, los gastos corporativos (gastos de comercialización y administración, y los resultados financieros), anteriormente reportados bajo holding y otros, serán redistribuidos entre los segmentos operativos.

**Ventas netas consolidadas por AR\$19.401 millones<sup>2</sup>**, un 74% mayor a los AR\$11.140 millones registrados en el primer trimestre de 2017 ("1T17"), debido a aumentos del 109% en generación de energía, 105% en distribución de energía, 31% en petróleo y gas, 5% en petroquímica y 102% en holding y otros, parcialmente compensados por 37% de mayores eliminaciones en ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 4.289 GWh de energía desde 11 centrales**
- ⇒ **Ventas de 5.550 GWh de electricidad a 3 millones de clientes**
- ⇒ **Producción de 45,9 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 87 mil toneladas de productos petroquímicos**

**EBITDA ajustado<sup>3</sup> consolidado por operaciones continuas de AR\$7.704 millones**, comparado a AR\$3.071 millones del 1T17, explicado por incrementos de AR\$1.303 millones en generación de energía, AR\$2.149 millones en distribución de energía, AR\$474 millones en petróleo y gas, AR\$55 millones en refinación y distribución, AR\$35 millones en petroquímica y AR\$637 millones en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones intersegmento de AR\$21 millones.

**Ganancia atribuibles a los propietarios de la Compañía de AR\$3.013 millones**, superior a la ganancia de AR\$1.901 millones en 1T17, explicado por aumentos de AR\$510 millones en distribución de energía, AR\$609 millones en petróleo y gas, AR\$131 millones en refinación y distribución, y AR\$870 millones en holding y otros, parcialmente compensadas por menores ganancias de AR\$757 millones en generación de energía, y mayores pérdidas de AR\$99 millones en petroquímica y AR\$152 millones en eliminaciones intersegmento.

<sup>1</sup> La información financiera presentada en este documento para los trimestres 1T18 y 1T17 están basados en los estados financieros ("EEFF") 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 EEFF de Pampa, siendo los valores patrimoniales proporcionales ("VPPP") 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.



## Índice

Principales Resultados del 1T18.....	1
1. Hechos Relevantes.....	3
1.1 Cierre de las Ventas por Desinversiones Estratégicas.....	3
1.2 Aumento de Potencia en Central Térmica Loma de la Lata ("CTLL").....	4
1.3 Novedades del Segmento de Petróleo y Gas.....	4
1.4 Novedades de Transportadora de Gas del Sur ("TGS").....	5
1.5 Extensión del Sistema de Transporte Concesionado a Oleoductos del Valle ("OldelVal").....	6
1.6 Recompra de Acciones Propias.....	6
1.7 Operaciones de Deuda.....	7
1.8 Reorganización Societaria.....	8
1.9 Nombramiento de Miembros en el Directorio y Comité de Auditoría de Pampa.....	8
2. Indicadores Financieros Relevantes.....	9
2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado.....	9
2.2 Estado de Resultados Consolidado.....	10
2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera.....	11
3. Análisis de los Resultados del Trimestre 1T18.....	12
3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía.....	13
3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía.....	15
3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas.....	17
3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución.....	19
3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica.....	21
3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros.....	22
3.7 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria.....	24
4. Información sobre la Conferencia Telefónica.....	25



## 1. Hechos Relevantes

### 1.1 Cierre de las Ventas por Desinversiones Estratégicas

Las desinversiones de activos en los segmentos de exploración y producción de petróleo y refinación y distribución de combustibles tienen una importancia estratégica para la Compañía, dado que le permite enfocar sus inversiones y recursos humanos en sus negocios centrales: la expansión de la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica, la exploración y producción de gas natural, con especial foco en el desarrollo y la explotación de reservas de gas no convencional, como así también seguir invirtiendo en el desarrollo de las concesiones de servicio público.

#### ***Venta de Ciertos Activos del Segmento de Exploración y Producción de Petróleo***

Con fecha 4 de abril de 2018 se produjo el cierre de la operación, habiéndose cumplido la totalidad de las condiciones precedentes a la que se encontraba sujeta la venta a Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. y/o sus subsidiarias ("Vista") de las participaciones directas de Pampa del 58,88% en Petrolera Entre Lomas S.A. ("PELSA"), 3,85% en las áreas Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, y 100% en los bloques Medanito S.E. y Jagüel de los Machos.

El precio de la transacción, luego de aplicarse los ajustes acordados, ascendió a la suma de aproximadamente US\$399 millones, el cual fue abonado en su totalidad por Vista el mismo día del cierre de la operación.

#### ***Venta de Activos del Segmento de Refinación y Distribución***

Con fecha 9 de mayo de 2018 habiéndose cumplido las condiciones precedentes a las que se encontraba sujeta la transacción, la Compañía procedió al cierre de la venta a Trafigura Ventures B.V y Trafigura Argentina S.A. (en adelante, "Trafigura") de los activos relativos al segmento de refinación y distribución de la Sociedad: (i) la planta de refinación Ricardo Eliçabe, localizada en la jurisdicción de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires; (ii) la planta de lubricantes ubicada en el distrito de Avellaneda, Provincia de Buenos Aires; (iii) la planta de recepción y despacho de Caleta Paula, localizada en la Provincia de Santa Cruz; y (iv) la red de distribución de combustibles, operada con bandera "Petrobras". Se aclara que los activos mencionados en los puntos (ii) y (iv) se irán transfiriendo a medida en que vaya operando el proceso de cambio de marca de las estaciones de servicio a la marca "Puma Energy", proceso que se estima finalizará en 2019.

Cabe destacar que la transacción excluye la venta de la terminal de almacenamiento de Dock Sud, por su utilidad estratégica y operativa que representa, y la participación del 28,5% de la Sociedad en Refinería del Norte S.A. ("Refinor").

El precio de la transacción, luego de aplicarse los ajustes previstos en el contrato de compraventa de los activos, ascendió a la suma de US\$124,5 millones. Asimismo, con posterioridad al cierre de la transacción, el comprador cancelará la deuda con Pampa por la suma de US\$56 millones en concepto de compra de crudo. El precio ha sido abonado por Trafigura a Pampa al cierre de la transacción, con excepción de US\$9 millones que fueron pagados como adelanto de precio en la firma del contrato y US\$13,5 millones que han quedado depositados en una cuenta en custodia y serán liberados a medida que vaya ocurriendo la transferencia de las estaciones de servicio que conforman la red.

Esta transacción se suma a la enajenación a terceros de tres terrenos donde operaban estaciones de servicio de titularidad de Pampa, perfeccionadas en el 2017 por un monto total de US\$41 millones. Asimismo, esta venta a Trafigura incluye la transferencia de todos los contratos, permisos y licencias de propiedad de la Sociedad y sustanciales para la conducción ordinaria del negocio, junto con la transferencia de 1.034 empleados relacionados a los activos objeto de la venta, de los cuales 67 empleados corresponden



al segmento corporativo de la Sociedad. Además, la Compañía evita desembolsar capital para cumplir el proceso de *rebranding* de las estaciones de servicio, como también la construcción y puesta en marcha de una unidad de hidrotratamiento, requerida regulatoriamente para la adecuación de la calidad de combustibles.

## 1.2 Aumento de Potencia en CTLL

En agosto de 2011, luego de postergar la entrada en servicio estipulada en 2011 del cierre del ciclo combinado en CTLL, el contratista de la obra informó que Siemens, proveedor del equipamiento, había detectado fallas de diseño en otras turbinas de vapor de igual tecnología, por lo que se removió la última rueda de álabes de la turbina de vapor instalada en CTLL, habilitándose una potencia menor a la originalmente comprometida (165 MW en vez de 178 MW).

Dicha rueda de álabes fue reemplazada en octubre de 2017 cuando se realizó el mantenimiento mayor programado en dicha turbina, y luego de pruebas comerciales, con fecha 19 de enero de 2018 la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA") otorgó la habilitación comercial de la turbina de vapor LDLATV01 por una potencia de 180 MW, incrementándose en 15 MW. De esta forma, la capacidad total de CTLL asciende a 765 MW.

Dicho incremento percibe la remuneración por capacidad estipulada en el Contrato de Demanda Mayorista ("PPA") suscripto con CAMMESA bajo la Res. N° 220/07 de la ex Secretaría de Energía ("SE").

## 1.3 Novedades del Segmento de Petróleo y Gas

### ***Extensión de la Licencia de Exploración en Parva Negra Este***

En el mes de abril de 2018 se venció la licencia de exploración por Parva Negra Este, área ubicada en la Provincia del Neuquén, concesionada a favor de Gas y Petróleo de Neuquén S.A.P.E.M. ("GyP") y operada por Pampa desde abril de 2014 por un plazo de 4 años. Dado que en el acuerdo original se había establecido la posibilidad de extender la misma por un año, GyP solicitó dicha extensión, cumpliendo con los plazos y formas correspondientes.

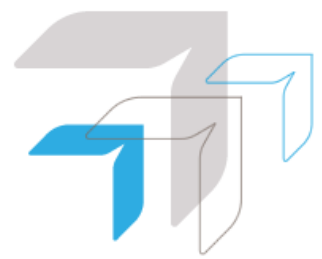
Pampa tiene 42,5% de participación en el área Parva Negra Este. Asimismo, a la emisión del presente Informe, la Compañía se encuentra a la espera de la aprobación de las autoridades provinciales.

### ***Cancelación de las Compensaciones Pendientes de Liquidación del Plan Gas***

Con fecha 3 de abril de 2018, se publicó en el Boletín Oficial ("BO") la Res. N° 97/18 del Ministerio de Energía y Minería ("MEyM"), en el cual se aprueba el procedimiento de cancelación en 30 cuotas mensuales iguales y consecutivas a partir del 1 enero de 2019 de los montos adeudados en los programas de (i) Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Res. SE N° 1/13 - "Plan Gas I"); (ii) Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Res. SE N° 60/13 - "Plan Gas II"); y (iii) Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural (Res. MEyM N° 74/16 - "Plan Gas III") (los "Programas").

Cabe aclarar que en la referida Res. el MEyM publicó las estimaciones de las compensaciones adeudadas al 23 de marzo de 2018, siendo aproximadamente US\$148 millones correspondientes a Pampa (no incluye lo devengado por PLSA). El saldo de crédito pendiente de cobro al 31 de diciembre de 2017, pasible de compensación a la fecha del presente Informe, asciende a AR\$2.364 millones.

Con fecha 2 de mayo de 2018, Pampa presentó ante el MEyM el formulario de adhesión, manifestando su consentimiento y aceptación de los términos y alcances de la mencionada resolución.



## **Acuerdo de Pago entre la República de Ecuador y Subsidiaria de Pampa Energía**

En relación con el conflicto que EcuadorTLC (una sociedad constituida en la República de Ecuador y respecto de la cual Pampa posee directa e indirectamente el 100% de su participación accionaria) mantenía junto con otros socios del Consorcio Bloque 18 (los "Socios Demandantes") con la República de Ecuador, cuya resolución fuera sometida a un arbitraje internacional bajo las reglas de CNUDMI (Caso CPA No. 2014-32: 1. EcuadorTLC S.A. et al. c. 1. República del Ecuador 2. EP Petroecuador) (el "Arbitraje"), el 16 de enero de 2018 el tribunal arbitral emitió el laudo en el cual determinó para Ecuador TLC un valor de liquidación de US\$176 millones, en función a su participación del 30% en el Consorcio Bloque 18.

Asimismo, con respecto al Arbitraje, el 19 de marzo de 2018, la República de Ecuador y los Socios Demandantes celebraron un acuerdo mediante el cual los Socios Demandantes no perseguirán la cobranza del laudo del Arbitraje, a cambio de una indemnización por daño emergente, que para EcuadorTLC consiste en (i) liberarse de reclamos fiscales y laborales bajo litigio por más de US\$132 millones, y (ii) percibir adicionalmente US\$54 millones antes de la finalización del primer semestre del año (incluyendo recupero de garantías otorgadas). A la fecha de la emisión del presente Informe se percibieron US\$34 millones. Asimismo, se registró en el 1T18 una ganancia contable neta de AR\$807 millones.

Finalmente, la República de Ecuador declaró y reconoció que dicho acuerdo es totalmente válido y vinculante, que cualquier incumplimiento de pago permitirá a los Socios Demandantes la ejecución plena del laudo del Arbitraje, y que no quedan obligaciones pendientes de cumplimiento en relación a la operación y explotación del Bloque 18 por parte de los Socios Demandantes.

### **1.4 Novedades de TGS**

#### **Proyecto Midstream - Vaca Muerta**

Con fecha 4 de abril de 2018 se publicó en el BO de la Provincia del Neuquén el Decreto Provincial N° 379/18, en la cual aprueba y entra en vigencia el acta acuerdo suscripto el 3 de abril de 2018 por TGS, la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén y GyP, por medio del cual se le otorga a TGS la concesión para la construcción y operación de un gasoducto colector que atravesará diferentes yacimientos de la formación de Vaca Muerta. Adicionalmente TGS construirá y operará una planta de acondicionamiento (el "Proyecto Vaca Muerta"). Asimismo, TGS suscribió acuerdos de transporte y acondicionamiento de gas natural con ciertos productores.

El gasoducto de captación, que unirá el yacimiento Rincón La Ceniza con el punto de conexión con los sistemas de transporte troncales, tendrá una capacidad de transporte de 37 millones de m<sup>3</sup> por día, ampliable a 56 millones de m<sup>3</sup> por día, una longitud de 92 km con un diámetro de 36 pulgadas y una presión de 97 kg/cm<sup>2</sup>. La planta de acondicionamiento que adecuará la calidad del gas natural antes del ingreso a los gasoductos troncales, tendrá una capacidad inicial de 5 millones de m<sup>3</sup> por día, ampliable en módulos hasta 56 millones de m<sup>3</sup> por día.

Para la primera etapa del Proyecto Vaca Muerta, el monto de la inversión asciende a US\$250 millones y su ejecución se llevará a cabo en lo que resta del año 2018 y parte del año 2019.

#### **Ratificación del Acta Acuerdo de Renegociación Integral e Incremento Tarifario**

Con fecha el 28 de marzo de 2018 se publicó en el BO el Decreto N° 250/18 del Poder Ejecutivo Nacional, por medio del cual el Gobierno Nacional ratifica el Acta Acuerdo de Renegociación Integral de la licencia suscripta por TGS el 30 de marzo de 2017, dando fin al proceso de Revisión Tarifaria Integral ("RTI") iniciado en el mes de abril de 2016.

Por ello, y en el marco de lo dispuesto por la Res. MEyM N° 74E/17, el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") dictó la Res. N° 310/18 que aprueba, con vigencia a partir del 1 de abril de 2018, la última cuota del incremento tarifario contemplado en la Resolución N° 4.362/17 equivalente a un incremento del



50% en los cuadros tarifarios aplicables al servicio público de transporte de gas natural a cargo de TGS y en el Cargo de Acceso y Uso, el cual implica un aumento para el usuario final en el orden del 7%.

Asimismo, como consecuencia de la ratificación del Acta Acuerdo de Renegociación Integral, TGS y sus actuales y anteriores accionistas deberán renunciar a todas las acciones legales y administrativas iniciadas en contra del Gobierno Nacional, entre ellos el juicio arbitral ante el CIADI, antes del 26 de junio de 2018. A la fecha del presente Informe, por acuerdo con el Gobierno Nacional, el juicio arbitral se encuentra suspendido hasta el 15 de julio de 2018.

### **Actualización Precios Garrafa de Gas Licuado del Petróleo ("GLP") y Acuerdo Propano para Redes**

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó en el BO la Disposición N° 5/18 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos ("SRH"), en el cual actualiza los precios máximos de referencia de la Res. SE N° 70/15 para GLP comercializados bajo el Plan Hogar y Programa Propano por Redes, fijando en AR\$5.416 por tonelada de butano y AR\$5.502 por tonelada de propano, con vigencia a partir del 1 de abril de 2018.

### **1.5 Extensión del Sistema de Transporte Concesionado a OldelVal**

Con fecha 20 de marzo de 2018 se publicó en el BO la Res. MEyM N° 74/18, extendiendo el sistema de transporte concesionado a OldelVal en aproximadamente 130 km, correspondiendo al oleoducto Medanita – Puesto Hernández, que se extiende a partir de la Provincia de Río Negro y hasta la Provincia del Neuquén, proveyendo mayor cantidad de petróleo en su cabecera Puesto Hernández.

Cabe aclarar que dicha extensión tiene por objetivo asegurar el abastecimiento de la refinería Luján de Cuyo, ubicado al norte de la Provincia de Mendoza, cuyos productos proveen en gran medida el combustible demandado por la franja central del país, mediante una modificación de la interconexión con el oleoducto Puesto Hernández – Luján de Cuyo operado por su concesionaria, YPF S.A.

A la emisión del presente Informe, 52 km de los 130 km de extensión ya se encuentran en operación, alcanzando el sistema de transporte concesionado a OldelVal a un total de 1.808 km.

### **1.6 Recompra de Acciones Propias**

#### **Programa de Recompra de Acciones de Pampa, TGS y Edenor**

En vista a que existe una divergencia entre las valuaciones implícitas de los activos y su cotización en el mercado, el cual éste último se considera que no refleja el valor ni la realidad económica que los mismos tienen en la actualidad ni su potencial futuro, resultando ello en detrimento de los accionistas y asimismo, en consideración que actualmente se posee una sólida posición de caja y disponibilidad de fondos, con fechas 27 de abril, 9 y 10 de mayo del 2018, los Directorios de Pampa, TGS y Edenor, respectivamente, aprobaron la recompra de acciones propias bajo los siguientes términos y condiciones:

	<b>Pampa</b>	<b>TGS</b>	<b>Edenor</b>
Monto máximo a recomprar	US\$200 millones	AR\$1.700 millones	US\$40 millones
Cantidad máxima	10% del capital social	10% del capital social	10% del capital social
Precios máximos	AR\$50/acción ordinaria o US\$60/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 10-May-2018	120 días desde el 11-May-2018
<b>Recompras bajo el programa a la fecha</b>	<b>762.000 ADRs @ US\$53,33/ADR</b>	-	-





Se informará a los directores, síndicos y gerentes de primera línea que, estando vigente los programas de recompra, no podrán vender acciones de dichas compañías de su propiedad o que administren directa o indirectamente durante el plazo correspondiente.

### **Plan de Compensación de Pampa**

En relación al plan de compensación de acciones para el personal clave de la Compañía aprobado el 10 de febrero de 2017 por el Directorio de la Compañía, durante el mes de marzo 2018 se han recomprado en operaciones de mercado abierto 524.750 acciones ordinarias y 99.010 ADRs, a precio promedio de AR\$49,87 por acción ordinaria y US\$61,69 por ADR. La Compañía actualmente tiene en cartera 5,4 millones de acciones, equivalentes al 0,26% del capital social diluido, disponibles para fondear dicho plan de compensación.

Asimismo, durante 2018 se han otorgado un total de 116.743 acciones ordinarias a favor del personal beneficiario del plan de compensación correspondiente a los ejercicios 2016-2017.

## **1.7 Operaciones de Deuda**

### **Emisión de Obligaciones Negociables ("ONs") de TGS**

Con fecha 27 de marzo de 2018, el Directorio de TGS aprobó la emisión de ONs por hasta US\$500 millones (o su equivalente en otras monedas), en una o más clases, en el marco del Programa Global de Emisión de ONs a corto y mediano plazo (no convertibles en acciones) por hasta US\$700 millones (o su equivalente en otras monedas).

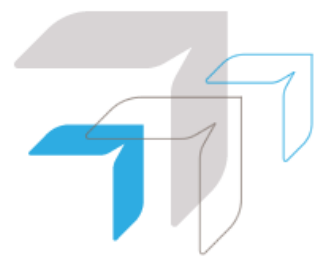
Con fecha 26 de abril de 2018 se emitió exitosamente las ONs Clase 2 en dólares bajo la par a tasa fija, emitiendo por un valor nominal de US\$500 millones, luego de haber recibido ofertas por más de 6 veces respecto del valor nominal emitido, a una tasa de interés fija del 6,75% anual, con un rendimiento del 6,8% y con vencimiento a los 7 años contados desde la fecha de emisión. Los bancos que lideraron la transacción fueron HSBC, Itaú BBA, J.P. Morgan y Santander, y como colocadores locales HSBC Bank Argentina S.A., Banco Itaú Argentina S.A. y Banco Santander Río S.A.

Los fondos ingresados serán destinados a la realización de inversiones por parte de TGS y ya fueron utilizados y comprometidos para la recompra y rescate de las ONs Clase 1 al 9,625% con un valor nominal en circulación de US\$192 millones y con vencimiento en 2020, respectivamente. En ese sentido, con fecha 27 de abril de 2018 TGS anunció los resultados de la presentación y liquidación de la oferta de compra en efectivo de sus ONs Clase 1, por un valor nominal total de US\$80 millones, financiadas mediante la emisión simultánea de las ONs emitidas el 2 de mayo de 2018. Adicionalmente, con fecha 2 de mayo de 2018 TGS notificó que el 1 de junio de 2018 se rescatará el remanente de US\$74 millones a un precio equivalente al 104,813% del valor nominal en circulación con más los intereses devengados, si los hubiera. Finalmente, el 14 de mayo de 2018 se amortizará el capital remanente de US\$37 millones.

### **Suba de Calificación en ONs de Subsidiarias de Pampa**

En febrero de 2018 la agencia de calificación de riesgo Standard & Poor's Global Ratings ("S&P") subió las calificaciones asignadas a las ONs emitidas por Transener. En la escala global subió de "B" a "B+" y en la escala nacional de "raA+" a "raAA", con tendencia estable en ambos, fundamentando por la mejora del negocio en general seguido de la implementación de la RTI y la mejora en las métricas crediticias a partir del fortalecimiento del marco institucional mejorando la predictibilidad en la generación de fondos en el corto y mediano plazo.

Asimismo, a mediados de abril de 2018, la agencia de calificación S&P subió las calificaciones asignadas a las ONs emitidas por Edenor. En la escala global subió de "B-" a "B" y en la escala nacional de "raBBB" con tendencia estable a "raAA-" con tendencia positiva, fundamentando principalmente por un



entorno regulatorio favorable generado a partir de la implementación de la RTI y la probabilidad de llegar a un acuerdo por los activos y pasivos regulatorios sin afectar significativamente las principales métricas crediticias y nivel de liquidez.

Para TGS, en el marco del rescate de las ONs Clase 1 y la emisión de la Clase 2, en abril de 2018 las agencias de calificación S&P y Moody's asignaron las calificaciones en la escala global "B+" y "B1", y en la escala nacional, "raAA" con tendencia estable y "Aa2.ar" con tendencia estable, respectivamente.

## 1.8 Estado de Reorganización Societaria

### Reorganización 2016

Con respecto al estado de la fusión entre la Sociedad y Petrobras Argentina S.A. ("Petrobras Argentina"), Petrobras Energía Internacional S.A. y Albares Renovables Argentina S.A., el 19 de abril de 2018 el Juzgado Criminal y Correccional Federal N° 11, Secretaría N° 22 (el "Tribunal" o "Juzgado") notificó a Pampa que deberá *"colocar en cautela y custodia de este Juzgado la suma de US\$20 millones, o su equivalente en títulos valores, seguros de caución, u otros bienes registrables, como medida previa a dejar sin efecto lo dispuesto por el Tribunal a la Comisión Nacional de Valores ("CNV") con fecha 25 de agosto de 2017"*, disposición en la cual ordenó a la CNV abstenerse de adoptar medida o resolución definitiva sobre dicha fusión.

En consecuencia, con fecha 20 de abril de 2018 Pampa cumplió lo solicitado por el Tribunal depositando un seguro de caución y el 25 de abril de 2018, el Juzgado informó a la CNV el levantamiento de la medida oportunamente interpuesta. Con fecha 26 de abril de 2018, la CNV notificó que el Directorio de esa entidad aprobó conformar la fusión, y con fecha 2 de mayo de 2018 el Registro Público inscribió la fusión y dispuso la disolución de las sociedades absorbidas bajo su control. A la fecha de la emisión del presente Informe, la Compañía se encuentra realizando los trámites pertinentes para poder avanzar con la emisión y canje a favor de los accionistas de Petrobras Argentina de las acciones de Pampa que les corresponde.

### Reorganización 2017

El 27 de abril de 2018 las Asambleas Generales Extraordinarias de Accionistas de las respectivas sociedades involucradas en el nuevo proceso de fusión anunciado oportunamente el 23 de agosto, 22 de septiembre y 21 de diciembre de 2017, resolvieron aprobar la fusión de Pampa -como sociedad absorbente- con Bodega Loma la Lata S.A., Central Térmica Güemes S.A. ("CTG"), CTLL, Eg3 Red S.A., Inversora Diamante S.A., Inversora Nihuales S.A., Inversora Piedra Buena S.A., Pampa Participaciones II S.A. y Petrolera Pampa S.A. ("PEPASA")- como sociedades absorbidas- conforme a los términos del Compromiso Previo de Fusión suscripto con fecha 21 de diciembre de 2017.

A la fecha de la emisión del presente Informe, la Compañía se encuentra a realizando los trámites pertinentes para la inscripción de la fusión ante el Registro Público.

## 1.9 Nombramiento de Miembros en el Directorio y Comité de Auditoría de Pampa

Con fecha 27 de abril de 2018, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de Pampa aprobó la renovación en sus cargos a los directores titulares Marcelo Mindlin y Damián Mindlin con carácter de no independientes, la designación como director titular de Diego Salaverri con carácter no independiente, y la designación como directores suplentes a Brian Henderson, Carolina Sigwald, Mauricio Penta, todos ellos con carácter no independiente y Enrique Luján Benítez con carácter independiente. Asimismo, se designó a Enrique Luján Benítez como miembro suplente del Comité de Auditoría en reemplazo de Diana Mondino, quien asumió la titularidad del cargo.





## 2. Indicadores Financieros Relevantes

### 2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado (AR\$ Millones)

	Al 31.03.18	Al 31.12.17		Al 31.03.18	Al 31.12.17
<b>ACTIVO</b>			<b>PATRIMONIO</b>		
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	6.313	5.754	Capital social	2.078	2.080
Propiedades, planta y equipo	42.443	41.214	Prima de emisión	5.821	5.818
Activos intangibles	1.577	1.586	Acciones propias en cartera	5	3
Otros activos	15	2	Costo de acciones propias en cartera	(219)	(72)
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	150	150	Reserva legal	300	300
Activos por impuesto diferido	1.510	1.306	Reserva facultativa	5.146	5.146
Créditos por ventas y otros créditos	6.926	5.042	Otras reservas	137	140
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>58.934</b>	<b>55.054</b>	Resultados no asignados	6.219	3.243
Inventarios	3.350	2.326	Otro resultado integral	460	252
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	15.834	14.613	<b>Patrimonio atribuible a los propietarios</b>	<b>19.947</b>	<b>16.910</b>
Inversiones a costo amortizado	415	25	Participación no controladora	4.198	3.202
Instrumentos financieros derivados	11	4	<b>Total del patrimonio</b>	<b>24.145</b>	<b>20.112</b>
Créditos por ventas y otros créditos	23.855	19.145	<b>PASIVO</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.255	799	Deudas comerciales y otras deudas	6.867	6.404
<b>Total del activo corriente</b>	<b>44.720</b>	<b>36.912</b>	Préstamos	39.868	37.126
Activos clasificados como mantenidos para la venta	13.208	12.501	Ingresos diferidos	196	195
<b>Total del activo</b>	<b>116.862</b>	<b>104.467</b>	Remuneraciones y cargas sociales a pagar	127	120
			Planes de beneficios definidos	1.041	992
			Pasivo por impuesto diferido	1.762	1.526
			Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	1.650	863
			Cargas fiscales	944	366
			Provisiones	4.068	4.435
			<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>56.523</b>	<b>52.027</b>
			Deudas comerciales y otras deudas	19.798	18.052
			Préstamos	5.826	5.840
			Ingresos diferidos	3	3
			Remuneraciones y cargas sociales a pagar	1.665	2.154
			Planes de beneficios definidos	95	121
			Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	658	943
			Cargas fiscales	5.034	1.965
			Instrumentos financieros derivados	-	82
			Provisiones	584	798
			<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>33.663</b>	<b>29.958</b>
			Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	2.531	2.370
			<b>Total del pasivo</b>	<b>92.717</b>	<b>84.355</b>
			<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>116.862</b>	<b>104.467</b>



## 2.2 Estado de Resultados Consolidado (AR\$ Millones)

	1er Trimestre	
	2018	2017
Ingresos por ventas	19.401	11.140
Costo de ventas	(11.655)	(7.408)
<b>Resultado bruto</b>	<b>7.746</b>	<b>3.732</b>
Gastos de comercialización	(967)	(712)
Gastos de administración	(1.282)	(1.054)
Gastos de exploración	(2)	(8)
Otros ingresos operativos	3.490	1.241
Otros egresos operativos	(2.614)	(880)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas	559	294
<b>Resultado operativo</b>	<b>6.930</b>	<b>2.613</b>
Ingresos financieros	428	314
Gastos financieros	(1.435)	(1.267)
Otros resultados financieros	(2.026)	618
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>(3.033)</b>	<b>(335)</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>3.897</b>	<b>2.278</b>
Impuesto a las ganancias	(575)	(277)
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>3.322</b>	<b>2.001</b>
Resultado por operaciones discontinuadas	531	294
<b>Resultado del período</b>	<b>3.853</b>	<b>2.295</b>
<b>Atribuible a:</b>		
<b>Propietarios de la Sociedad</b>	<b>3.013</b>	<b>1.901</b>
Operaciones continuas	2.544	1.651
Operaciones discontinuadas	469	250
<b>Participación no controladora</b>	<b>840</b>	<b>394</b>
<b>Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad</b>	<b>1,4500</b>	<b>0,9809</b>
Resultado por acción básica y diluida de operaciones continuas	1,2243	0,8292
Resultado por acción básica y diluida de operaciones discontinuadas	0,2257	0,1517



## 2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera (AR\$ Millones)

<b>Caja<sup>(1)</sup></b> (al 31 de marzo de 2018)	<b>Consolidada en estados financieros</b>	<b>Ajustada por tenencia accionaria</b>	<b>Deuda Financiera</b> (al 31 de marzo de 2018)	<b>Consolidada en estados financieros</b>	<b>Ajustada por tenencia accionaria</b>
Generación de energía	4.713	4.475	Generación de energía <sup>(2)</sup>	18.332	18.332
Distribución de energía	4.971	2.535	Distribución de energía	4.696	2.395
Refinación y distribución	1.124	1.124	Refinación y distribución	374	374
Petroquímica	85	85	Petroquímica	374	374
Holding y otros	3.128	3.128	Holding y otros	-	-
Petróleo y gas	3.483	3.483	Petróleo y gas	18.332	18.332
<b>Total</b>	<b>17.503</b>	<b>14.830</b>	<b>Total</b>	<b>42.109</b>	<b>39.808</b>

Nota: (1) Incluye caja y bancos e inversiones corrientes. (2) No incluye deuda regulatoria con CAMMESA por AR\$3.585 millones.

### 2.3.1 Resumen de Instrumentos de Deuda con Oferta Pública (AR\$ Millones)

<b>Sociedad</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Vencimiento Final</b>	<b>Monto Emisión</b>	<b>Monto Remanente</b>	<b>Tasa Pactada</b>
<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 par a tasa fija <sup>2</sup>	2020	74	74	9,625%
	ON a descuento y tasa fija	2025	500	500	6,75%
Pampa Energía	ON Clase 4 US\$-Link <sup>3,4</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>4</sup>	2018	282	282	Badlar Privada
	ON Clase E <sup>4</sup>	2020	575	575	Badlar Privada

Nota: (1) Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEF de Pampa. (2) ONs a ser rescatadas el 1 de junio de 2018. Para mayor información ver la sección 1.7 de este Informe. (3) ONs US\$-link, con tipo de cambio inicial de AR\$8,4917 /US\$. (4) Instrumentos de deuda correspondientes a CTLL, subsidiaria de generación fusionada por absorción por Pampa Energía.



### 3. Análisis de los Resultados del Trimestre 1T18

**Ventas netas consolidadas por AR\$19.401 millones**, un 74% mayor a los AR\$11.140 millones registrados en el primer trimestre de 2017 ("1T17"), debido a aumentos del 109% en generación de energía, 105% en distribución de energía, 31% en petróleo y gas, 5% en petroquímica y 102% en holding y otros, parcialmente compensados por 37% de mayores eliminaciones en ventas intersegmento.

- ⇒ **Generación de 4.289 GWh de energía** desde 11 centrales
- ⇒ **Ventas de 5.550 GWh de electricidad** a 3 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 45,9 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 87 mil toneladas de productos petroquímicos**

**EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de AR\$7.704 millones**, comparado a AR\$3.071 millones del 1T17, explicado por incrementos de AR\$1.303 millones en generación de energía, AR\$2.149 millones en distribución de energía, AR\$474 millones en petróleo y gas, AR\$55 millones en refinación y distribución, AR\$35 millones en petroquímica y AR\$637 millones en holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones intersegmento de AR\$21 millones.

**Ganancia atribuibles a los propietarios de la Compañía de AR\$3.013 millones**, superior a la ganancia de AR\$1.901 millones en 1T17, explicado por aumentos de AR\$510 millones en distribución de energía, AR\$609 millones en petróleo y gas, AR\$131 millones en refinación y distribución, y AR\$870 millones en holding y otros, parcialmente compensadas por menores ganancias de AR\$757 millones en generación de energía, y mayores pérdidas de AR\$99 millones en petroquímica y AR\$152 millones en eliminaciones intersegmento.

<b>Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en AR\$ millones</b>	<b>1T18</b>	<b>1T17</b>
Resultado operativo consolidado	6.930	2.613
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	874	789
<b>EBITDA consolidado bajo NIIF</b>	<b>7.804</b>	<b>3.402</b>
<b>Ajustes del segmento de generación</b>	<b>74</b>	<b>(174)</b>
<i>Eliminación de resultado por VPP de Greenwind</i>	<i>87</i>	<i>-</i>
<i>EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia</i>	<i>(1)</i>	<i>(0)</i>
<i>Otros (alta de materiales de otros períodos, eliminación de ganancias por moratoria)</i>	<i>(11)</i>	<i>(174)</i>
<b>Ajustes del segmento de distribución</b>	<b>51</b>	<b>(303)</b>
<i>Ajuste retroactivo a penalidades por mayor tarifa</i>	<i>-</i>	<i>(333)</i>
<i>Cargos por mora</i>	<i>51</i>	<i>30</i>
<b>Ajustes del segmento de petróleo y gas</b>	<b>(797)</b>	<b>(16)</b>
<i>Eliminación de resultado por VPP de OldeVal y otras asociadas</i>	<i>(19)</i>	<i>(2)</i>
<i>EBITDA de OldeVal ajustado por tenencia</i>	<i>29</i>	<i>12</i>
<i>Eliminación de la ganancia neta por laudo favorable en subsidiaria en Ecuador</i>	<i>(807)</i>	<i>-</i>
<i>Otros ajustes (baja de pozos, eliminación de recuperos)</i>	<i>-</i>	<i>(26)</i>
<b>Ajustes del segmento de refino y distribución</b>	<b>47</b>	<b>(12)</b>
<i>Eliminación de resultado por VPP de Refinor</i>	<i>(6)</i>	<i>(9)</i>
<i>EBITDA de Refinor ajustado por tenencia</i>	<i>53</i>	<i>(3)</i>
<b>Ajustes del segmento de petroquímica</b>	<b>137</b>	<b>15</b>
<i>Contingencias y eliminación de multas ganadas</i>	<i>137</i>	<i>15</i>
<b>Ajustes del segmento de holding y otros</b>	<b>387</b>	<b>159</b>
<i>Eliminación de resultado por VPP de TGS y Transener</i>	<i>(621)</i>	<i>(283)</i>
<i>EBITDA de TGS ajustado por tenencia</i>	<i>690</i>	<i>293</i>
<i>EBITDA de Transener ajustado por tenencia</i>	<i>311</i>	<i>252</i>
<i>Contingencias y eliminación de recuperos</i>	<i>8</i>	<i>(103)</i>
<b>EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas</b>	<b>7.704</b>	<b>3.071</b>
<b>EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas y discontinuadas</b>	<b>8.750</b>	<b>3.813</b>



### 3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	3.296	1.575	+109%
Costo de ventas	(1.248)	(814)	+53%
<b>Resultado bruto</b>	<b>2.048</b>	<b>761</b>	<b>+169%</b>
Gastos de comercialización	(25)	(18)	+39%
Gastos de administración	(194)	(183)	+6%
Otros ingresos operativos	24	317	-92%
Otros egresos operativos	(37)	(114)	-68%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(87)	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>1.729</b>	<b>763</b>	<b>+127%</b>
Ingresos financieros	257	199	+29%
Gastos financieros	(570)	(492)	+16%
Otros resultados financieros	(971)	228	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>445</b>	<b>698</b>	<b>-36%</b>
Impuesto a las ganancias	(149)	325	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>296</b>	<b>1.023</b>	<b>-71%</b>
<b>Atribuible a:</b>			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	234	991	-76%
<i>Participación no controladora</i>	62	32	+94%
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>2.075</b>	<b>773</b>	<b>+169%</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	608	1.190	-49%
Depreciaciones y amortizaciones	272	184	+48%

En el 1T18, el margen bruto de generación de energía fue de AR\$2.048 millones, 169% mayor con respecto al mismo período del 2017, principalmente debido a la actualización del esquema remunerativo sobre la energía base, a raíz de la aplicación de la Resolución SEE N° 19E/2017. Mediante dicha resolución, a partir de febrero de 2017 se remunera en términos de US\$ por potencia y energía despachada, incrementándose en forma gradual desde montos remunerativos mínimos diferenciando tecnología y escala, seguido de un incremento a remuneración base con la declaración de disponibilidades ("DIGO") en mayo de 2017, y alcanzando a la remuneración plena y definitiva del esquema a partir de noviembre de 2017. Durante todo el 1T18 la capacidad base facturó bajo el nuevo esquema con remuneración plena, siendo para las térmicas sujetas a la DIGO y la disponibilidad real de cada mes, mientras que en el 1T17 sólo los meses de febrero y marzo correspondieron a la remuneración mínima, y el mes de enero de 2017 bajo el viejo esquema remunerativo para la capacidad base denominado en AR\$ y con un esquema de precios inferior, pautado por la Resolución SEE N° 22/2016.

Asimismo, el incremento del margen bruto es explicado por la devaluación en el tipo de cambio nominal con impacto en nuestros contratos de capacidad nueva (Energía Plus y Resolución SE N° 220/2007) como también en nuestra energía base por la Res. SEE N° 19E/17, y por la entrada en vigencia de nuevos contratos en Central Térmica Parque Pilar ("CTPP"), Central Térmica Ingeniero White ("CTIW") y la TG05 en CTLL.

En términos operativos, la generación de energía del 1T18 de Pampa aumentó 8% con respecto al 1T17, principalmente explicado por la habilitación comercial de la turbina a gas TG05 y repotenciación de la turbina a vapor TV01<sup>4</sup> en CTLL (+186 GWh), mayor despacho en CTG y Central Piedra Buena ("CPB") (+141 GWh), por mayor aporte hidráulico en Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú ("HPPL") (+71 GWh), y las nuevas centrales CTPP y CTIW, que comenzaron operaciones a fines de agosto y diciembre de 2017,

<sup>4</sup> Para mayor información, ver la sección 1.2 de este Informe de Resultados.



respectivamente (+88 GWh), parcialmente compensados por menor despacho en la unidad Plus de Central Térmica Genelba ("CTGEB") (-68 GWh) y menores aportes y riego hídrico en Hidroeléctrica Los Nihules ("HINISA") e Hidroeléctrica Diamante ("HIDISA") (-109 GWh).

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas			Térmicas								Total
	HINISA	HIDISA	HPPL	CTLL <sup>1</sup>	CTG <sup>2</sup>	CTP	CPB	CTPP <sup>3</sup>	CTIW <sup>4</sup>	CTGEB	Eco-Energía	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	765	361	30	620	100	100	843	14	3.771
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	364	100	30	-	100	100	169	14	877
Participación de mercado	0,7%	1,0%	0,8%	2,1%	1,0%	0,1%	1,7%	0,3%	0,3%	2,3%	0,04%	10,1%
<b>Primer Trimestre</b>												
<b>Generación Neta 1T18 (GWh)</b>	<b>198</b>	<b>146</b>	<b>167</b>	<b>1.251</b>	<b>623</b>	<b>49</b>	<b>430</b>	<b>34</b>	<b>55</b>	<b>1.310</b>	<b>28</b>	<b>4.289</b>
<b>Participación de mercado</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>1,7%</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,2%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,2%</b>	<b>3,6%</b>	<b>0,1%</b>	<b>11,9%</b>
<b>Ventas 1T18 (GWh)</b>	<b>198</b>	<b>146</b>	<b>167</b>	<b>1.251</b>	<b>785</b>	<b>49</b>	<b>430</b>	<b>34</b>	<b>55</b>	<b>1.488</b>	<b>28</b>	<b>4.630</b>
Generación Neta 1T17 (GWh)	276	178	96	1.065	500	46	412	-	-	1.377	26	3.976
Variación 1T18 vs. 1T17	-28%	-18%	+74%	+17%	+24%	+7%	+4%	na	na	-5%	+6%	+8%
Ventas 1T17 (GWh)	276	178	96	1.065	627	46	412	-	-	1.552	26	4.278
<b>Precio Prom. 1T18 (US\$/MWh)</b>	<b>25</b>	<b>34</b>	<b>26</b>	<b>35</b>	<b>34</b>	<b>44</b>	<b>38</b>	<b>268</b>	<b>91</b>	<b>32</b>	<b>71</b>	<b>36</b>
Precio Prom. 1T17 (US\$/MWh)	15	20	30	26	34	44	17	na	na	22	66	24
<b>Margen Bruto Prom. 1T18 (US\$/MWh)</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>8</b>	<b>31</b>	<b>19</b>	<b>na</b>	<b>19</b>	<b>218</b>	<b>64</b>	<b>16</b>	<b>29</b>	<b>23</b>
Margen Bruto Prom. 1T17 (US\$/MWh)	8	11	15	23	15	na	4	na	na	12	22	14

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T18 - 19,68; 1T17 - 15,68. (1) La capacidad instalada de CTLL incluye 210 MW de la TG04 y la TG05, además de 15 MW de repotenciación de la TV01. (2) El margen bruto promedio de CTG considera los resultados por CTP. (3) CTPP comenzó operaciones el 29 de agosto de 2017. (4) CTIW comenzó operaciones el 22 de diciembre de 2017.

Los costos operativos netos aumentaron 45% con respecto al 1T17, principalmente debido a mayores costos laborales, mayores costos de compra de energía y transporte de gas para cubrir contratos, mayores costos por la operación de nuevas máquinas de generación de TG05 en CTLL, CTPP y CTIW, 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\$1.219 millones con respecto al 1T17, registrando una pérdida en el 1T18 de AR\$1.284 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, parcialmente compensados por una mayor ganancia en la tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado aumentó un 169% con respecto al 1T17, a una ganancia de AR\$2.075 millones, principalmente por la mejor remuneración de la energía base, devaluación del AR\$ y las entradas de los PPAs en CTLL, CTPP y CTIW, parcialmente compensados por mayores costos laborales, compra de energía y costos de operación, y en el 1T17 se devengó una ganancia por el recupero de créditos fiscales producto de la fusión de CTLL con EASA (AR\$78 millones). Asimismo, el EBITDA ajustado considera el EBITDA proporcional de Greenwind (el parque eólico Corti), en la cual Pampa posee una participación directa del 50% y su fecha de habilitación comercial se estima para el próximo trimestre. El EBITDA ajustado del 1T17 no incluye las ganancias por recupero de provisiones fiscales por la moratoria (AR\$174 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 @ 31-Mar-18	
<b>Térmico</b>									
Loma de la Lata	15	MAN	Res. SEE N° 19/17	7.000	7	17	19	90%	3T 2018
	<b>105</b>	<b>GE</b>	<b>Contrato 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	Contrato en US\$ por 10 años	26.900	15 - 16	52	103	100%	29 de agosto de 2017
Ing. White	100	Wärtsilä	Contrato en US\$ por 10 años	21.800	12 - 15	42 - 45	92	100%	22 de diciembre de 2017
Cierre Genelba Plus	383	Siemens	Contrato en US\$ por 15 años	20.500	6	34	350	21%	TG: 2T 2019 / CC: 2T 2020
<b>Renovable</b>									
Corti <sup>2</sup>	100	Vestas	Contrato en US\$ por 20 años	na	na	58 <sup>(3)</sup>	139	88%	2T 2018
Pampa Energía y De La Bahía	106	Vestas	MAT ER	na	na	na	135	0%	2T 2019
<b>Total</b>	<b>909</b>						<b>927</b>	<b>54%</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 (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	11.010	5.367	+105%
Costo de ventas	(7.092)	(3.585)	+98%
<b>Resultado bruto</b>	<b>3.918</b>	<b>1.782</b>	<b>+120%</b>
Gastos de comercialización	(718)	(499)	+44%
Gastos de administración	(411)	(323)	+27%
Otros ingresos operativos	52	23	+126%
Otros egresos operativos	(262)	(164)	+60%
<b>Resultado operativo</b>	<b>2.579</b>	<b>819</b>	<b>+215%</b>
Ingresos financieros	92	59	+56%
Gastos financieros	(485)	(402)	+21%
Otros resultados financieros	(124)	193	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>2.062</b>	<b>669</b>	<b>+208%</b>
Impuesto a las ganancias	(606)	(234)	+159%
<b>Resultado del período</b>	<b>1.456</b>	<b>435</b>	<b>+235%</b>
<b>Atribuible a:</b>			
Propietarios de la Sociedad	741	231	+221%
Participación no controladora	715	204	+250%
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>2.766</b>	<b>617</b>	<b>NA</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	859	760	+13%
Depreciaciones y amortizaciones	136	101	+35%

En el 1T18 las ventas netas aumentaron en AR\$5.643 millones con respecto al 1T17, principalmente debido a la implementación desde febrero de 2018 del incremento tarifario completo del 98% acumulado al Valor Agregado de Distribución ("VAD") de la RTI, más el reconocimiento por variaciones de costos y 2 de las 48 cuotas generadas por la gradual aplicación del incremento tarifario durante el año 2017 (AR\$302



millones). En el 1T17, desde febrero 2017 estaba aplicada la primera cuota del 42% de incremento al VAD de la RTI. Adicionalmente, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 1,4%.

El incremento en ventas fue parcialmente compensado por la no registración del FOCEDE como consecuencia de la implementación de la RTI, pues en el 1T17 se registraron AR\$148 millones bajo este concepto. Asimismo, en el 1T18 se registraron ventas de electricidad en términos de GWh similares al mismo período de 2017, principalmente explicado por la mayor actividad en comercios e industrias, en sintonía con la variación positiva de índice de producción industrial, parcialmente compensada por el menor consumo del segmento residencial asociado al incremento tarifario y a una temperatura media levemente inferior al mismo período del año pasado.

Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2018			2017			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
<b>Primer Trimestre</b>								
Residencial	2.341	42%	2.593.347	2.391	43%	2.510.825	-2%	+3%
Comercial	951	17%	360.982	936	17%	362.395	+2%	-0%
Industrias	966	17%	6.874	959	17%	6.861	+1%	+0%
Sistema de Peaje	1.018	18%	702	997	18%	712	+2%	-1%
Otros								
Alumbrado Público	161	3%	21	152	3%	21	+6%	-
Villas de Emergencia y Otros	113	2%	428	91	2%	411	+23%	+4%
<b>Total</b>	<b>5.550</b>	<b>100%</b>	<b>2.962.354</b>	<b>5.527</b>	<b>100%</b>	<b>2.881.225</b>	<b>+0%</b>	<b>+3%</b>

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron un 44% con respecto al 1T17, principalmente debido a mayores costos salariales y cargos de honorarios a terceros, impuestos operativos y provisiones por créditos por ventas, producto de la mayor facturación por los nuevos cuadros tarifarios y por modificación en cálculo de la previsión por NIIF. Asimismo, en el 1T17 se registró un recuperador por cambio en el criterio de actualización de las sanciones y hubo un mayor cargo por resarcimiento a usuarios, este último imputado en 1T18 según Res. Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE") N° 118/18. Las compras de energía aumentaron 118% con respecto al 1T17, debido al incremento del precio estacional por la quita gradual de subsidios, además de un leve aumento de la tasa de pérdidas de energía, la cual ascendió a 16,3% de la energía demandada en el 1T18 en comparación a los 16,2% alcanzados en el 1T17.

En el 1T18, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$367 millones a una pérdida de AR\$517 millones, principalmente debido a la mayor pérdida por diferencia de cambio netas, 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 por las compras de energía, parcialmente compensados por una mayor ganancia en la tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado en el 1T18 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de AR\$2.766 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\$51 millones. En el 1T17, el EBITDA ajustado ascendió a una ganancia de AR\$617 millones e incluía AR\$30 millones en concepto de cargos por mora y excluía los ajustes retroactivos a las penalidades del período septiembre 2015 – febrero 2016 de AR\$333 millones, producto de un cambio en el método de cálculo.



### 3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	3.137	2.393	+31%
Costo de ventas	(1.768)	(1.465)	+21%
<b>Resultado bruto</b>	<b>1.369</b>	<b>928</b>	<b>+48%</b>
Gastos de comercialización	(153)	(137)	+12%
Gastos de administración	(341)	(330)	+3%
Gastos de exploración	(2)	(8)	-75%
Otros ingresos operativos	3.317	626	NA
Otros egresos operativos	(2.047)	(222)	NA
Resultado por participaciones en asociadas	19	2	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>2.162</b>	<b>859</b>	<b>+152%</b>
Ingresos financieros	22	52	-58%
Gastos financieros	(375)	(414)	-9%
Otros resultados financieros	(1.097)	313	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>712</b>	<b>810</b>	<b>-12%</b>
Impuesto a las ganancias	49	(329)	NA
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>761</b>	<b>481</b>	<b>+58%</b>
Resultado por operaciones discontinuadas	471	237	+99%
<b>Resultado del período</b>	<b>1.232</b>	<b>718</b>	<b>+72%</b>
<b>Atribuible a:</b>			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	1.169	560	+109%
<i>Participación no controladora</i>	63	158	-60%
<b>EBITDA ajustado por operaciones continuas</b>	<b>1.791</b>	<b>1.317</b>	<b>+36%</b>
<b>EBITDA ajustado por operaciones continuas y discontinuadas</b>	<b>2.605</b>	<b>1.976</b>	<b>+32%</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	597	723	-17%
Depreciaciones y amortizaciones	426	474	-10%

En enero de 2018 fue acordada la desinversión de ciertos activos mayoritariamente relacionados con la producción de crudo, por lo que se expone en la línea de resultado por operaciones discontinuadas en el estado de resultados del segmento, consolidando sólo las operaciones continuas. Dicha desinversión fue efectivizada el 4 de abril de 2018<sup>5</sup>.

En el 1T18 el margen bruto por las operaciones continuas de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó en AR\$441 millones con respecto al 1T17, principalmente debido a las mejoras en los precios de venta de petróleo y gas en US\$ y expresados en AR\$ por el efecto de la devaluación en el tipo de cambio nominal. 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 costos de extracción por depreciación de activos fijos, producción y transporte de gas y mayores regalías producto de la variación del tipo de cambio en US\$.

En términos operativos, la producción total del segmento de petróleo y gas por las operaciones continuas en el 1T18 disminuyó 5,4 kboe/día con respecto al 1T17, totalizando 46,3 kboe/día en el 1T18 y 51,7 kboe/día en el 1T17. La producción de gas en el 1T18 se mantuvo estable en comparación con el 1T17, registrando 7 millones de m<sup>3</sup>/día, principalmente debido al incremento de la producción en el área El Mangrullo (+0,4 millones de m<sup>3</sup>/día), parcialmente compensados por el declino natural del campo y menor tasa de perforación en el área Rincón del Mangrullo (-0,4 millones de m<sup>3</sup>/día). Asimismo, la producción de

<sup>5</sup> Para mayor información, ver la sección 1.1 de este Informe de Resultados.



petróleo se contrajo de 10,4 kboe/día en el 1T17 a 5,1 kboe/día en el 1T18, principalmente debido a la finalización del servicio de Petrolera Pampa en el área Medanito La Pampa (-3,5 kboe/día), la menor producción de crudo en los bloques de Venezuela (-1,3 kboe/día) y al declino natural de los campos maduros en el área El Tordillo (-0,5 kboe/día).

Al 31 de marzo de 2018, nuestros pozos productivos por las operaciones continuas en Argentina totalizaron 924, 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>Primer Trimestre</b>												
<b>Volumen 1T18</b>												
En miles de m3/día	-	0,7	<b>0,7</b>	-	7.005	<b>7.005</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 1T18</b>												
En US\$/bbl	-	58,5	<b>58,5</b>					<b>61,7</b>				
En US\$/MBTU				-	6,3	<b>6,3</b>			<b>4,4</b>			
En US\$/ton										<b>415,3</b>		
<b>Volumen 1T17</b>												
En miles de m3/día	0,6	0,8	<b>1,4</b>	3.069	3.945	<b>7.014</b>		<b>2,3</b>	<b>943</b>	<b>0,1</b>		
En miles de boe/día	3,7	4,9	<b>8,7</b>	18,1	23,2	<b>41,3</b>	<b>49,9</b>	<b>14,4</b>	<b>5,5</b>	<b>0,7</b>	<b>20,7</b>	<b>70,6</b>
En millones de pie cúbicos/día				108	139	<b>248</b>			<b>33</b>			
Variación Volumen 1T18 vs. 1T17	na	-5%	<b>-46%</b>	na	+78%	<b>-0%</b>	<b>-8%</b>	<b>-12%</b>	<b>+18%</b>	<b>-18%</b>	<b>-4%</b>	<b>-7%</b>
<b>Precio Promedio 1T17</b>												
En US\$/bbl	58,7	51,7	<b>54,7</b>					<b>55,9</b>				
En US\$/MBTU				7,4	5,2	<b>6,2</b>			<b>5,1</b>			
En US\$/ton										<b>308,4</b>		
Variación Precios 1T18 vs. 1T17	na	+13%	<b>+7%</b>	na	+21%	<b>+2%</b>		<b>+10%</b>	<b>-13%</b>	<b>+35%</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 0,4 kboe/día en 1T18 y 1,7 kboe/día en 1T17 y el total incluye las operaciones discontinuadas. Los volúmenes de Pampa en el 1T18 incluyen los volúmenes de Petrolera Pampa. Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T18 - 19,68; 1T17 - 15,68.

La compensación devengada a través de los Programas de Estímulo de Inyección Excedente de Gas Natural Resolución SE N° 1/2013 y para Empresas con Inyección Reducida de Gas Natural Resolución SE N° 60/2013 ("Plan Gas") por las operaciones continuas aumentó 16%, principalmente debido a mayor producción incremental, parcialmente compensado por menor actividad en el área Rincón del Mangrullo y un incremento del precio que paga la demanda, siendo en el 1T18 un monto total de AR\$630 millones, en comparación con AR\$542 millones registrados en el 1T17.

En el 1T18, los resultados financieros netos decrecieron AR\$1.401 millones a una pérdida de AR\$1.450 millones, principalmente debido a un mayor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio neta, parcialmente compensado por mayores ganancias generadas por tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas por las operaciones continuas aumentó en AR\$474 millones, alcanzando AR\$1.791 millones en el 1T18, principalmente por la mejora de precios de venta de hidrocarburos y el efecto de la variación del tipo de cambio en el precio de venta denominado en US\$, parcialmente compensados por la menor producción por 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 un monto de AR\$29 millones en 1T18, en comparación con AR\$12 millones en el mismo período de 2017. Asimismo, en el 1T18 el EBITDA ajustado no incluye la ganancia neta de AR\$807 millones como resultado del acuerdo firmado con la República de Ecuador por el Laudo Arbitral<sup>6</sup>, mientras que en el 1T17 el EBITDA ajustado no considera el recupero de

<sup>6</sup> Para mayor información, ver el punto 1.3 de este Informe de Resultados.



inversiones y gastos operativos *post-closing* de la venta del activo Río Neuquén a Petrobras Operaciones S.A. e YPF por AR\$29 millones.

Segmento de Petróleo y Gas, Operaciones Discontinuas (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	1.743	1.505	+16%
Costo de ventas	(864)	(1.184)	-27%
<b>Resultado bruto</b>	<b>879</b>	<b>321</b>	<b>+174%</b>
Gastos de comercialización	(51)	(49)	+4%
Gastos de administración	(33)	(32)	+3%
Gastos de exploración	(3)	(5)	-40%
Otros ingresos operativos	42	80	-48%
Otros egresos operativos	(20)	(38)	-47%
<b>Resultado operativo</b>	<b>814</b>	<b>277</b>	<b>+194%</b>
Ingresos financieros	16	4	+300%
Gastos financieros	-	-	NA
Otros resultados financieros	(38)	27	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>792</b>	<b>308</b>	<b>+157%</b>
Impuesto a las ganancias	(321)	(71)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>471</b>	<b>237</b>	<b>+99%</b>
<b>Atribuible a:</b>			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	409	193	+112%
<i>Participación no controladora</i>	62	44	+41%
<b>EBITDA ajustado por operaciones discontinuadas</b>	<b>814</b>	<b>659</b>	<b>+24%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	-	382	-100%

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas por las operaciones discontinuadas registró AR\$814 millones en el 1T18, AR\$155 millones superior al registrado en el 1T17, principalmente debido a mejores precios de crudo y gas, y al efecto de la devaluación del AR\$, parcialmente compensado por la menor producción de crudo y fin del devengamiento del Plan Gas por la que era beneficiaria la producción de gas en las áreas de PELSA, como consecuencia del vencimiento del mismo el 31 de diciembre de 2017.

### 3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución

Segmento de Refinación y Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2018	2017	Δ %
Resultado por participaciones en asociadas	6	9	-33%
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>-33%</b>
Resultado por operaciones discontinuadas	167	33	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>173</b>	<b>42</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado por operaciones continuas</b>	<b>53</b>	<b>(3)</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado por operaciones continuas y discontinuadas</b>	<b>285</b>	<b>80</b>	<b>+255%</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	-	37	-100%

En diciembre de 2017 fue acordada la desinversión de activos del segmento, por lo que se expone en la línea de resultado por operaciones discontinuadas en el estado de resultados del segmento,



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<sup>7</sup>.

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>Primer Trimestre</b>						
<b>Volumen 1T18 (miles de m3)</b>	<b>3</b>	<b>190</b>	<b>118</b>	<b>79</b>	<b>62</b>	<b>452</b>
<b>Precio promedio 1T18 (US\$/m3)</b>	<b>342</b>	<b>609</b>	<b>662</b>	<b>430</b>	<b>476</b>	<b>571</b>
Volumen 1T17 (miles de m3)	4	188	119	77	85	473
Precio promedio 1T17 (US\$/m3)	318	577	667	389	417	538
Variación Volumen 1T18 vs. 1T17	-19%	+1%	-1%	+3%	-27%	-5%
Variación Precios 1T18 vs. 1T17	+8%	+6%	-1%	+10%	+14%	+6%

Nota: Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T18 – 19,68; 1T17 – 15,68.

En términos operativos, el volumen total comercializado de productos refinados por las operaciones discontinuadas registró 452 mil m<sup>3</sup> en el 1T18, un 5% menor a los 473 mil m<sup>3</sup> del 1T17, principalmente debido a menor carga en la refinería e importaciones de gas oil, además de la menor demanda de naftas intermedias y fuel oil por parte de CAMMESA, parcialmente compensados por una mayor venta de asfaltos e IFOs debido a una mejora en los precios y en la actividad en el mercado.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de refinación y distribución por las operaciones continuas aumentó en AR\$55 millones, alcanzando AR\$53 millones en el 1T18, principalmente debido a que considera el EBITDA proporcional de Refinor, compañía en la cual Pampa posee el 28,5% de participación accionaria, por una ganancia de AR\$53 millones en 1T18, en comparación con una pérdida de AR\$3 millones en el mismo período de 2017.

Segmento de Refinación y Distribución, Operaciones Discontinuadas (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	5.079	3.991	+27%
Costo de ventas	(4.228)	(3.393)	+25%
<b>Resultado bruto</b>	<b>851</b>	<b>598</b>	<b>+42%</b>
Gastos de comercialización	(486)	(435)	+12%
Gastos de administración	(119)	(113)	+5%
Otros ingresos operativos	55	56	-2%
Otros egresos operativos	(135)	(71)	+90%
<b>Resultado operativo</b>	<b>166</b>	<b>35</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	13	3	NA
Gastos financieros	(12)	(9)	+33%
Otros resultados financieros	33	32	+3%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>200</b>	<b>61</b>	<b>+228%</b>
Impuesto a las ganancias	(33)	(28)	+18%
<b>Resultado del período</b>	<b>167</b>	<b>33</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado por operaciones discontinuadas</b>	<b>232</b>	<b>83</b>	<b>+180%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	-	48	-100%

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de refinación y distribución por las operaciones discontinuadas en el 1T18 registraron una ganancia de AR\$232 millones, AR\$149 millones superior al

<sup>7</sup> Para mayor información, ver la sección 1.1 de este Informe de Resultados.





registrado en el 1T17. Dicha variación se explica principalmente por la mejora en los precios de venta en AR\$ de los productos refinados, debido a la suspensión del acuerdo entre Refinadores y Productores, y el 1T18 no incluye el *fee* contractual de AR\$66 millones por utilización de marca Petrobras, compensado parcialmente por el mayor costo del gas oil importado y del crudo como materia prima, el cual si bien convergió a los precios internacionales 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 (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	1.896	1.807	+5%
Costo de ventas	(1.664)	(1.646)	+1%
<b>Resultado bruto</b>	<b>232</b>	<b>161</b>	<b>+44%</b>
Gastos de comercialización	(71)	(58)	+22%
Gastos de administración	(104)	(98)	+6%
Otros ingresos operativos	44	17	+159%
Otros egresos operativos	(226)	(53)	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>(125)</b>	<b>(31)</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	8	3	+167%
Gastos financieros	(8)	(5)	+60%
Otros resultados financieros	(41)	(5)	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>(166)</b>	<b>(38)</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	43	14	+207%
<b>Resultado del período</b>	<b>(123)</b>	<b>(24)</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>49</b>	<b>14</b>	<b>+248%</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	10	21	-52%
Depreciaciones y amortizaciones	37	30	+23%

El margen bruto del 1T18 de este segmento fue de AR\$232 millones, un 44% mayor que en el 1T17, principalmente debido al incremento en los 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>Primer Trimestre</b>				
<b>Volumen 1T18 (miles de toneladas)</b>	<b>31</b>	<b>9</b>	<b>47</b>	<b>87</b>
<b>Precio promedio 1T18 (US\$/ton)</b>	<b>1.604</b>	<b>1.773</b>	<b>656</b>	<b>1.110</b>
Volumen 1T17 (miles de toneladas)	38	9	77	123
Precio promedio 1T17 (US\$/ton)	1.438	2.184	546	936
Variación Volumen 1T18 - 1T17	-16%	-3%	-39%	-30%
Variación Precios 1T18 - 1T17	+12%	-19%	+20%	+19%

Nota: Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T18 - 19,68; 1T17 - 15,68. (1) Incluye Propileno, Etileno y BOPs.

En términos operativos, el volumen total comercializado de nuestro segmento petroquímico registró una disminución del 30% en el 1T18, totalizando 87 kton en comparación a las 123 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 tanto a menores ventas de productos de reforma locales como para exportación, menores exportaciones de bases y menor demanda de productos estirénicos debido principalmente al aumento de los precios internacionales.

En el 1T18, los resultados financieros netos disminuyeron en AR\$34 millones a una pérdida de AR\$41 millones, principalmente debido a un mayor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio neta asignado al segmento, parcialmente compensado por mayores ganancias generadas por tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petroquímica aumentó en AR\$35 millones, alcanzando AR\$49 millones en el 1T18, el cual no considera la actualización de las contingencias originadas por la ex Petrobras Argentina de AR\$171 millones en 1T18 y AR\$15 millones en 1T17, y excluye la ganancia por multa a Oil Combustibles por AR\$34 millones en el 1T18 debido a la falta de entrega de nafta virgen.

### 3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2018	2017	Δ %
Ingresos por ventas	200	99	+102%
Costo de ventas	-	(1)	-100%
<b>Resultado bruto</b>	<b>200</b>	<b>98</b>	<b>+104%</b>
Gastos de administración	(232)	(120)	+93%
Otros ingresos operativos	53	258	-79%
Otros egresos operativos	(44)	(327)	-87%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	621	283	+119%
<b>Resultado operativo</b>	<b>598</b>	<b>192</b>	<b>+211%</b>
Ingresos financieros	53	40	+33%
Gastos financieros	(1)	7	NA
Otros resultados financieros	207	(111)	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>857</b>	<b>128</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias	88	(53)	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>945</b>	<b>75</b>	<b>NA</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>988</b>	<b>351</b>	<b>+182%</b>
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	38	17	+124%
Depreciaciones y amortizaciones	3	-	NA

En el 1T18 el margen bruto de nuestro segmento de holding y otros aumentó AR\$102 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 pérdida de AR\$23 millones, en comparación a la pérdida de AR\$91 millones en el mismo período de 2017, principalmente explicado por el incremento de *fees* devengados, parcialmente compensado por mayores costos laborales, honorarios y el devengamiento del acuerdo de compensación con los principales ejecutivos de la Compañía. En el 1T17 se registró una ganancia por el recupero de contingencias fiscales producto del ingreso a la moratoria, por AR\$128 millones.

Los resultados financieros netos aumentaron en AR\$323 millones, arrojando una ganancia para el 1T18 de AR\$259 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 los instrumentos financieros.



El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros aumentó en AR\$637 millones, alcanzando AR\$988 millones en el 1T18. 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\$8 millones en el 1T18 y AR\$25 millones en el 1T17, como tampoco la ganancia por el recupero de contingencias fiscales producto de la moratoria por AR\$128 millones en el 1T17.

En el 1T18 el EBITDA ajustado por tenencia del 25,5% indirecto sobre TGS fue de AR\$690 millones (total implícito de AR\$2.707 millones), ampliamente superior al registrado en 1T17, principalmente debido al aumento tarifario resultante de la RTI para el transporte de gas, cuya implementación fue a partir de abril de 2017 en tres cuotas, siendo la primera equivalente a aproximadamente 58% en promedio y a partir de diciembre de 2017, la segunda cuota equivalente a aproximadamente 78% en promedio, la cual incluye un 15% de incremento correspondiente al ajuste no automático por variación de costos. Asimismo, la mejora de márgenes en el segmento de líquidos, tanto por precios como por volúmenes vendidos, contribuyó al desempeño del EBITDA.

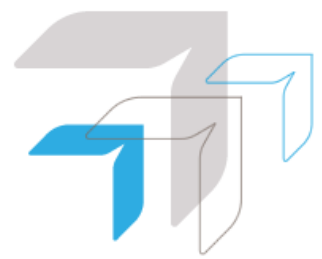
En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 26,3% fue de AR\$311 millones (total implícito de AR\$1.180 millones), el cual se vio positivamente impactado por la implementación desde febrero de 2017 en una sola cuota de los nuevos cuadros tarifarios resultantes de la RTI (1185% y 1332% sobre los cuadros tarifarios de Transener y Transba, respectivamente, considerando los resultados de reconsideración y excluyendo el Acuerdo Instrumental y Plan Federal) y la actualización semestral de variación de costos en agosto de 2017 y febrero de 2018 sobre las remuneraciones de Transener y Transba. Asimismo, en el 1T17 el EBITDA de Transener incluyó un ajuste positivo de AR\$301 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 2T17, y desde entonces no se registraron más ajustes de esta naturaleza.



### 3.7 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria (AR\$ Millones)

Subsidiaria	Primer Trimestre 2018				Primer 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%	54	(273)	53	56,0%	22	(134)	16
Los Nihuiles	52,0%	52	(268)	87	47,0%	25	(271)	30
CPB	100,0%	137	556	(5)	100,0%	(1)	519	(31)
CTG <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	90,4%	138	(94)	84
CTLL <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	100,0%	405	531	720
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	1.909	14.276	317	100,0%	189	10.249	338
<i>Greenwind</i>		(3)	2.305	(121)		(0)	(0)	(5)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		1	(1.153)	60		0	0	3
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	(1)	1.153	(60)	50,0%	(0)	(0)	(3)
Otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		(75)	(671)	(158)		(5)	(571)	(163)
<b>Subtotal Generación</b>		<b>2.075</b>	<b>14.772</b>	<b>234</b>		<b>773</b>	<b>10.230</b>	<b>991</b>
<b>Segmento de Distribución de Energía</b>								
Edenor	51,0%	2.769	(275)	1.451	51,0%	611	1.064	421
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		(3)	(0)	(710)		6	-	(190)
<b>Subtotal Distribución</b>		<b>2.766</b>	<b>(275)</b>	<b>741</b>		<b>617</b>	<b>1.064</b>	<b>231</b>
<b>Segmento de Petróleo y Gas</b>								
Petrolera Pampa <sup>1</sup>	100,0%	-	-	-	49,5%	722	2.369	274
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	715	15.112	404	100,0%	609	8.625	444
<i>OldelVal</i>		126	(215)	80		53	(112)	8
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(97)	165	(62)		(40)	86	(6)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	23,1%	29	(50)	19	23,1%	12	(26)	2
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		1.047	(263)	746		(26)	(106)	(160)
<b>Subtotal Petróleo y Gas</b>		<b>1.791</b>	<b>14.799</b>	<b>1.169</b>		<b>1.317</b>	<b>10.862</b>	<b>560</b>
<b>Segmento de Refinación y Distribución</b>								
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	-	(750)	173	100,0%	-	36	42
<i>Refinor</i>		184	(687)	109		(10)	30	(75)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(132)	491	(78)		7	(22)	54
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	53	(196)	31	28,5%	(3)	9	(21)
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		-	-	(31)		-	-	21
<b>Subtotal Refino y Distribución</b>		<b>53</b>	<b>(946)</b>	<b>173</b>		<b>(3)</b>	<b>44</b>	<b>42</b>
<b>Segmento de Petroquímica</b>								
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	49	290	(123)	100,0%	14	194	(24)
<b>Subtotal Petroquímica</b>		<b>49</b>	<b>290</b>	<b>(123)</b>		<b>14</b>	<b>194</b>	<b>(24)</b>
<b>Segmento de Holding y Otros</b>								
Pampa Energía <sup>2</sup>	100,0%	(32)	-	231	100,0%	(3)	78	(400)
<i>Transener</i>		1.180	(1.788)	808		957	1.055	423
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(869)	1.317	(595)		(705)	(777)	(312)
<i>Ajustes y eliminaciones<sup>3</sup></i>		-	-	-		-	(3)	-
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	311	(471)	213	26,3%	252	275	111
<i>TGS</i>		2.707	(2.366)	1.738		1.148	483	665
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2.016)	1.763	(1.295)		(855)	(360)	(495)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	25,5%	690	(603)	443	25,5%	293	123	170
Otras compañías y eliminaciones <sup>3</sup>		19	(3.128)	58		(191)	(3.646)	194
<b>Subtotal Holding y Otros</b>		<b>988</b>	<b>(4.202)</b>	<b>945</b>		<b>351</b>	<b>(3.170)</b>	<b>75</b>
Eliminaciones		(19)	167	(126)		2	(381)	26
<b>Total Consolidado por Operaciones Continuas</b>		<b>7.704</b>	<b>24.606</b>	<b>3.013</b>		<b>3.071</b>	<b>18.844</b>	<b>1.901</b>
<b>Total Ajustado por Tenencia Accionaria</b>		<b>6.302</b>	<b>24.811</b>	<b>3.013</b>		<b>2.368</b>	<b>17.728</b>	<b>1.901</b>

1 Debido a la reorganización societaria, los resultados del 1T18 están absorbidos en Pampa. Para mayor información, ver la sección 1.8 de este Informe. 2 Montos no consolidados. 3 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanias* o recompras de deuda. 4 La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera 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.



---

## 4. Información sobre la Conferencia Telefónica

El martes 15 de mayo 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 primer trimestre de 2018.

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 1T18 en nuestro sitio para inversores.

También habrá una transmisión de audio y presentación en vivo de la conferencia en la página [www.pampaenergia.com/ri](http://www.pampaenergia.com/ri).

### **Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:**

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