

Resultados del trimestre finalizado el 31 de marzo de 2017



Pampa Energía S.A. (en adelante "Pampa", la "Compañía" o la "Sociedad"), la empresa independiente integrada de energía más grande de Argentina, que a través de sus subsidiarias participa en las cadenas de valor de electricidad y petróleo y gas, anuncia los resultados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2017.

Buenos Aires, 11 de mayo de 2017

Información Accionaria



Bolsa de Comercio
de Buenos Aires
Ticker: PAMP



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

Capital en circulación:
1.836,5 millones acciones ordinarias /
73,5 millones de ADRs

Capitalización: AR\$67.767 millones /
US\$4.344 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 (C1084AB)
Ciudad de Buenos Aires, Argentina

Tel: +54 (11) 4344-6000

investor@pampaenergia.com

www.pampaenergia.com/ri

Principales Resultados del Primer Trimestre de 2017 ("1T17")¹

Ventas netas consolidadas por AR\$15.166 millones² en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2017, comparado a los AR\$4.227 millones del primer trimestre de 2016 ("1T16"), principalmente explicado por aumentos de AR\$1.078 millones en generación de energía, AR\$2.377 millones en distribución de energía, AR\$3.420 millones en petróleo y gas, AR\$3.991 millones en refinación y distribución, AR\$1.807 millones en petroquímica y AR\$87 millones en holding y otros, parcialmente compensado por mayores eliminaciones de AR\$1.821 millones por ventas intersegmento.

EBITDA ajustado consolidado³ de AR\$3.861 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2017, comparado a un EBITDA ajustado de AR\$1.589 millones del 1T16, explicado por incrementos de AR\$556 millones en generación de energía, AR\$1.511 millones en petróleo y gas, AR\$269 millones en refinación y distribución, AR\$98 millones en petroquímica y AR\$26 millones en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensados por reducciones de AR\$52 millones en distribución de energía y AR\$135 millones en el segmento de holding y otros.

Ganancia consolidada de AR\$2.295 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2017, de los cuales AR\$1.901 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, AR\$1.293 millones superior a la ganancia registrada de AR\$608 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en 1T16, principalmente explicado por las mayores ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación de energía (AR\$1.017 millones), distribución de energía (AR\$546 millones), petróleo y gas (AR\$852 millones), refinación y distribución (AR\$217 millones), petroquímica (AR\$64 millones) y eliminaciones intersegmento (AR\$26 millones), parcialmente compensadas por las mayores pérdidas reportadas en nuestro segmento de holding y otros (AR\$1.429 millones).

¹ La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 31 de marzo de 2017 y 2016 están basados en los estados financieros preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") vigentes en Argentina.

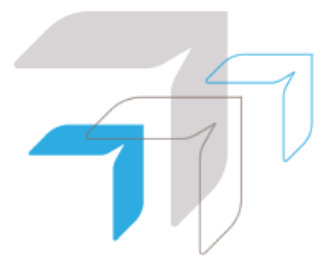
² Bajo las NIIF, Greenwind, OldelVal, Refinor, Transener y TGS no se consolidan en los estados de resultados y de situación patrimonial de Pampa, siendo solo los resultados netos ajustados por tenencia expuestos bajo la línea "Resultado por participación en negocios conjuntos" y "Resultado por participación en asociadas". Para mayor información, ver la sección 3 de este Informe.

³ EBITDA ajustado consolidado representa los resultados consolidados antes de resultados financieros netos, impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos no recurrentes y participación no controladora, incluye otros ingresos no devengados y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF. Para mayor información, ver la sección 3 de este Informe.



Índice

Principales Resultados del Primer Trimestre de 2017	1
1. Hechos Relevantes	3
1.1 Hechos Relevantes de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. ("Edenor")	3
1.2 Transener: Recurso de Reconsideración del Régimen Tarifario Integral Aplicable para el Período 2017 - 2021.....	4
1.3 Proceso de RTI de Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS").....	4
1.4 Operaciones de Deuda de Pampa y Nuestras Subsidiarias	5
1.5 Nombramiento de Miembros en el Directorio y Comité de Auditoría de Pampa Energía	5
2. Indicadores Financieros Relevantes	7
2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado	7
2.2 Estado de Resultados Consolidado.....	8
2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera.....	9
3. Análisis de los Resultados del Trimestre 1T17.....	10
3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía.....	11
3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía.....	13
3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas	15
3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución.....	17
3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica	18
3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros.....	19
3.7 Análisis del Trimestre, por Subsidiaria	21
4. Información sobre la Conferencia Telefónica.....	22



1. Hechos Relevantes

1.1 Hechos Relevantes de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. ("Edenor")

1.1.1 Proceso de Revisión Tarifaria Integral ("RTI")

Con fecha 28 de marzo de 2017, la Secretaría del Centro Internacional de Arreglo de Disputas relativas a Inversiones ("CIADI") procedió a registrar la discontinuación del arbitraje iniciado en agosto de 2003 por EDF International y Electricidad Argentina ("EASA", accionista mayoritario y controlante de Edenor), en relación al incumplimiento del Contrato de Concesión de esta última, como consecuencia del dictado de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561.

La renuncia de las reclamantes era una condición del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual de Edenor, que debía ser cumplida con posterioridad a la emisión del cuadro tarifario resultante de la RTI, el cual fue aprobado mediante la Resolución N° 63/17 y rectificativa 92/17 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), con vigencia a partir del 1 de febrero de 2017.

Asimismo, con fecha 26 de abril de 2017 Edenor fue notificada que el Ministerio de Energía y Minería ("MEyM") dispuso que la Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE"), con la participación de la Subsecretaría de Coordinación de Políticas Tarifarias y del ENRE, deberán determinar en un plazo de 120 días la existencia de obligaciones pendientes hasta la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI, y con relación al Acta Acuerdo celebrada el 13 de febrero de 2006. En tal caso, se deberá determinar el tratamiento a otorgarse a dichas obligaciones.

1.1.2 Reorganización Societaria: Fusión de CTLL, EASA e IEASA

Con fecha 7 y 22 de diciembre de 2016, los Directorios de Central Térmica Loma de la Lata ("CTLL"), EASA e IEASA S.A. ("IEASA", accionista mayoritario de EASA) resolvieron iniciar los trámites y las tareas tendientes a la fusión por absorción entre CTLL, como sociedad absorbente, y EASA e IEASA como sociedades absorbidas, con fecha efectiva a partir del 1 de enero de 2017.

En el marco del análisis de la mencionada reorganización y a los fines de que el proceso sea viable, la gerencia de EASA concluyó que resultaba necesario capitalizar la deuda que EASA mantenía con los tenedores de las Obligaciones Negociables ("ONs") a Descuento Clases A y B emitidas el 19 de julio de 2006 con vencimiento en 2021. Con fecha 27 de marzo de 2017, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de EASA decidió capitalizar el total de las ONs. En este sentido, la capitalización de las mismas fue aceptada por Pampa Inversiones S.A. ("PISA"), subsidiaria de Pampa, en carácter de único tenedor.

Los Directorios de EASA, IEASA y CTLL, en su reunión del día 29 de marzo de 2017 aprobaron dicha fusión *ad-referéndum* de las correspondientes resoluciones asamblearias y de las respectivas aprobaciones de los organismos de contralor, cuyas sociedades absorbidas se disolverán sin liquidarse, todo ello de conformidad con lo estipulado por el artículo 82 y concordantes de la Ley General de Sociedades, el artículo 77 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias N° 20.628 y sus modificatorias, las Normas de la CNV, y el Reglamento de Listado del MerVal.

Asimismo, corresponde señalar que las sociedades mencionadas tienen como accionista controlante, tanto directo y/o como indirecto, a Pampa Energía, y a partir del 1 de enero de 2017 CTLL es la compañía controlante de Edenor. En cumplimiento de la normativa aplicable, el 30 de marzo de 2017 Edenor y EASA procedieron a solicitar la autorización al ENRE.



1.1.3 Diferimiento de Reducción Obligatoria de Capital

Según los Estados Contables del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 de Edenor, las pérdidas han insumido las reservas y más del 50% del capital social, y por lo tanto Edenor se encuentra comprendida en el supuesto de reducción obligatoria de capital previsto por el artículo 206 de la Ley de Sociedades Comerciales.

Considerando la Resolución ENRE N° 63/17 y rectificativa 92/17, mediante el cual se aprobó un nuevo cuadro tarifario aplicable a Edenor a partir del 1 de febrero de 2017, cuyo impacto en la situación patrimonial resulta aún incierto, el 18 de abril de 2017 se llevó a cabo la Asamblea General de Accionistas de Edenor, en el cual se aprobó diferir la decisión sobre la reducción obligatoria de capital e instruir al Directorio de Edenor para que en caso que de los resultados de los trimestres finalizados el 31 de marzo y 30 de junio de 2017 resulta que Edenor continúa encuadrada en el supuesto de reducción obligatoria de capital, proceda a convocar a una Asamblea Extraordinaria de Accionistas a fin de considerar la cuestión.

Al 31 de marzo de 2017, la mejora en los resultados retenidos de Edenor fue suficiente para evitar la reducción obligatoria de capital.

1.2 Transener: Recurso de Reconsideración del Régimen Tarifario Integral Aplicable para el Período 2017 - 2021

Con motivo de las diferencias existentes entre las propuestas tarifarias formuladas en el marco del proceso de RTI iniciado por el ENRE y los cuadros tarifarios otorgados, con fechas 7 y 21 de abril de 2017 Transener y Transba interpusieron respectivamente un Recurso de Reconsideración con Alzada en subsidio contra las Resoluciones ENRE N° 66/17, 84/17 y 139/17, y N° 73/17, 88/17 y 138/17, por las cuales el ENRE aprobó el régimen tarifario aplicable por el período 2017/2021 para Transener y Transba, respectivamente. En términos consolidados, el Recurso de Reconsideración principalmente solicita aumentos adicionales respecto de la base de capital concedida por aproximadamente 50% e ingresos regulatorios por 28%.

1.3 Proceso de RTI de Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS")

En relación a la RTI, el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") emitió la Resolución N° I-4362/17 por la cual se aprueban:

- i.** Un nuevo cuadro tarifario transitorio aplicable a TGS, con un incremento del 214,2% y del 37% (en el caso que el mismo hubiese sido otorgado en una única cuota a partir del 1 de abril de 2017) sobre la tarifa del servicio de transporte de gas natural y el Cargo por Acceso y Uso ("CAU"), respectivamente, por lo cual los ingresos regulatorios anuales ascienden a AR\$8.400 millones;
- ii.** La base de activos regulatoria otorgada asciende a AR\$31.874 millones a diciembre de 2016 y el retorno regulatorio después de impuestos es del 8,99%;
- iii.** Un Plan de Inversiones Quinquenal que TGS deberá llevar adelante entre abril 2017 y marzo de 2022 por AR\$6.786 millones aproximadamente, representando hasta 4 veces mayor al nivel de inversiones realizadas para este segmento de negocios en los últimos 5 años; y
- iv.** Un mecanismo no automático de ajuste semestral de la tarifa sujeta al Índice de Precios al por Mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC").

Si bien concluyó el proceso de RTI, la misma está sujeta a la aprobación de los distintos organismos gubernamentales intervinientes, incluyendo al Congreso Nacional, y el Poder Ejecutivo Nacional aprueben y ratifiquen el Acta Acuerdo de Renegociación Integral 2017 firmada por TGS.



Asimismo, en relación al cuadro tarifario, el MEyM emitió la Resolución N° 74/17, en el marco del nuevo acuerdo transitorio (el "Acuerdo Transitorio 2017") suscripto el pasado 30 de marzo de 2017 entre TGS y el Gobierno Nacional, el cual dispone una limitación al incremento tarifario que surge del proceso de RTI y se aplicará en tres etapas. La primera etapa tiene vigencia a partir del 1 de abril de 2017 e implica un incremento tarifario del 58% en promedio y representa un aumento del 6% en la factura final del usuario residencial. Los restantes incrementos tarifarios serán otorgados a partir del 1 de diciembre de 2017 y del 1 de abril de 2018.

1.4 Operaciones de Deuda de Pampa y Nuestras Subsidiarias

1.4.1 Pampa Energía

La Asamblea de Accionistas celebrada el 7 de abril de 2017 resolvió aprobar la ampliación del Programa de ONs por hasta US\$2.000 millones y modificar sus términos y condiciones a fin de permitir la emisión de ONs simples (no convertibles en acciones) o convertibles en acciones ordinarias o *American Depositary Shares* ("ADRs") (el "Bono Convertible").

El programa de emisión de dicho Bono Convertible es por un monto en valor nominal de hasta US\$500 millones con derecho a dividendos a partir de la conversión. Asimismo, para su emisión es necesario que el valor de cotización del ADR sea de al menos US\$60 por ADR al momento de la aprobación del Directorio y el valor de conversión no podrá ser inferior al valor de cotización del ADR al tiempo de la emisión más una prima de conversión del 30%.

1.4.2 CTLL

Con fecha 2 y 7 de febrero de 2017, CTLL rescató totalmente el saldo de capital e intereses de las ONs Clase 3 y Clase C, por un total de AR\$51 millones y AR\$258 millones, respectivamente. El rescate se ejerció de acuerdo a lo establecido en los términos y condiciones particulares de cada Suplemento de Emisión y se utilizaron fondos propios.

Asimismo, el 11 de mayo de 2017 CTLL rescató totalmente las ONs en circulación a la Par con vencimiento 2017, originalmente emitidas por EASA, por un valor nominal de US\$4 millones más intereses.

1.4.3 Petrolera Pampa

El 24 de febrero de 2017, Petrolera Pampa rescató totalmente el saldo de capital de las ONs Clase 7 a tasa variable, por un valor nominal de AR\$310 millones y vencimiento original el 3 de agosto de 2017, y los Valores Representativos de Deuda de Corto Plazo ("VCPs") Clase 14 a tasa variable, por un valor nominal de AR\$296 millones y vencimiento original el 15 de abril de 2017.

Asimismo, con fecha 15 de marzo de 2017, Petrolera Pampa precanceló la totalidad del préstamo con el Banco Santander de fecha 10 de junio de 2016, por un monto de US\$105 millones y vencimiento original el 31 de diciembre de 2017.

Por último, el 8 de mayo de 2017 Petrolera Pampa rescató totalmente el saldo de capital de las ONs Clase 8 a tasa variable, por un valor nominal de AR\$403 millones y vencimiento el 22 de junio de 2017.

1.5 Nombramiento de Miembros en el Directorio y Comité de Auditoría de Pampa Energía

Con fecha 7 de abril de 2017, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de Pampa aprobó la designación de Miguel Ricardo Bein como Director independiente, en reemplazo de Julio Suaya de María,



cuyo mandato venció el 31 de diciembre de 2016. A su vez, se designaron en calidad de Directores suplentes no independientes a Victoria Hitce y Nicolás Mindlin, y como independientes a Héctor Mochón y Diana Mondino. Asimismo, se renovaron los cargos como Directores no independientes a Ricardo Torres y Gustavo Mariani, designándose a éste último como Vicepresidente del Directorio. En el Comité de Auditoría, se designaron a José María Tenaillon, Diana Mondino y Héctor Mochón como miembros suplentes.



2. Indicadores Financieros Relevantes

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

	Al 31.03.17	Al 31.12.16		Al 31.03.17	Al 31.12.16
ACTIVO			PATRIMONIO		
Participaciones en negocios conjuntos	4.157	3.699	Capital social	1.938	1.938
Participaciones en asociadas	798	787	Prima de emisión y otras reservas	4.974	4.963
Propiedades, planta y equipo	42.160	41.090	Acciones propias en cartera	(72)	-
Activos intangibles	1.946	2.014	Reserva legal	232	232
Otros activos	12	13	Reserva facultativa	3.862	3.862
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	150	742	Resultados no asignados	1.890	(11)
Inversiones a costo amortizado	10	62	Otro resultado integral	(17)	70
Activos por impuesto diferido	1.686	1.232	Patrimonio atribuible a los propietarios	12.807	11.054
Créditos por ventas y otros créditos	4.946	4.469	Participación no controladora	3.363	3.020
Total del activo no corriente	55.865	54.108	Total del patrimonio	16.170	14.074
Otros activos	-	1	PASIVO		
Inventarios	3.577	3.360	Deudas comerciales y otras deudas	5.483	5.336
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	8.438	4.188	Préstamos	26.445	15.286
Inversiones a costo amortizado	75	23	Ingresos diferidos	200	200
Instrumentos financieros derivados	6	13	Remuneraciones y cargas sociales a pagar	100	94
Créditos por ventas y otros créditos	14.623	14.144	Planes de beneficios definidos	975	921
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.069	1.421	Pasivo por impuesto diferido	4.405	3.796
Total del activo corriente	29.788	23.150	Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	1.292	934
Activos no corrientes mantenidos para la venta	18	19	Cargas fiscales	502	306
Total del activo	85.671	77.277	Provisiones	4.843	6.267
			Total del pasivo no corriente	44.245	33.140
			Deudas comerciales y otras deudas	13.449	12.867
			Préstamos	6.694	10.686
			Ingresos diferidos	26	1
			Remuneraciones y cargas sociales a pagar	1.498	1.745
			Planes de beneficios definidos	110	112
			Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	558	1.454
			Cargas fiscales	2.153	2.392
			Provisiones	768	806
			Total del pasivo corriente	25.256	30.063
			Total del pasivo	69.501	63.203
			Total del pasivo y del patrimonio	85.671	77.277



2.2 Estado de Resultados Consolidado (AR\$ Millones)

	1er Trimestre	
	2017	2016
Ingresos por ventas	15.166	4.227
Costo de ventas	(10.491)	(3.279)
Resultado bruto	4.675	948
Gastos de comercialización	(1.196)	(342)
Gastos de administración	(1.199)	(448)
Gastos de exploración	(13)	-
Otros ingresos operativos	1.377	966
Otros egresos operativos	(989)	(187)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	283	(30)
Resultado por participaciones en asociadas	11	(3)
Resultado operativo	2.949	904
Ingresos financieros	321	99
Gastos financieros	(1.276)	(646)
Otros resultados financieros	677	409
Resultados financieros, neto	(278)	(138)
Resultado antes de impuestos	2.671	766
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta	(376)	(93)
Resultado del período	2.295	673
Atribuible a:		
Propietarios de la Sociedad	1.901	608
Participación no controladora	394	65
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad		
Resultado por acción básica y diluida	0,9819	0,3585



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

Caja ⁽¹⁾ (al 31 de marzo de 2017)	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria	Deuda Financiera (al 31 de marzo de 2017)	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria
Generación de Energía	2.487	2.254	Generación de Energía ⁽²⁾	2.468	2.449
Distribución de energía	1.737	895	Distribución de energía	2.801	1.443
Refinación y distribución	25	25	Refinación y distribución	-	-
Petroquímica	-	-	Petroquímica	-	-
Holding y Otros	4.495	4.495	Holding y Otros	22.533	22.533
Petróleo y gas	2.838	2.669	Petróleo y gas	2.623	1.259
Total	11.582	10.337	Total	30.425	27.684

(1) Incluye caja y bancos e inversiones corrientes. (2) No incluye deuda regulatoria con CAMMESA por AR\$2.714 millones.

2.3.1 Resumen de Instrumentos de Deuda con Oferta Pública

Sociedad Subsidiaria	Obligación Negociable / Valor de Corto Plazo	Vencimiento Final	Monto Emisión	Monto Remanente	Tasa Pactada
En US\$					
Transener ¹	ON Clase 2	2021	101	99	9,75%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300	176	9,75%
CTG	ON Clase VIII US\$-Link ²	2020	1	1	7%
CTLL	ON Clase 4 US\$-Link ³	2020	34	34	6,25%
TGS ¹	ON par a tasa fija	2020	192	192	9,625%
Pampa Energía	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	500	7,375%
	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	750	7,5%
En AR\$					
CTG	ON Clase VII	2018	173	173	Badlar Privada + 3,5%
Loma de la Lata	ON Clase A	2018	282	282	Badlar Privada
	ON Clase E	2020	575	575	Badlar Privada

Nota: (1) Compañías vinculadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los estados financieros de Pampa. (2) ON US\$-link, con tipo de cambio inicial de AR\$14,7908/US\$. (3) ON US\$-link, con tipo de cambio inicial de AR\$8,4917 /US\$.



3. Análisis de los Resultados del Trimestre 1T17

Ventas netas consolidadas por AR\$15.166 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2017, comparado a los AR\$4.227 millones del primer trimestre de 2016 ("1T16"), principalmente explicado por aumentos de AR\$1.078 millones en generación de energía, AR\$2.377 millones en distribución de energía, AR\$3.420 millones en petróleo y gas, AR\$3.991 millones en refinación y distribución, AR\$1.807 millones en petroquímica y AR\$87 millones en holding y otros, parcialmente compensado por mayores eliminaciones de AR\$1.821 millones por ventas intersegmento.

EBITDA ajustado consolidado de AR\$3.861 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2017, comparado a un EBITDA ajustado de AR\$1.589 millones del 1T16, explicado por incrementos de AR\$556 millones en generación de energía, AR\$1.511 millones en petróleo y gas, AR\$269 millones en refinación y distribución, AR\$98 millones en petroquímica y AR\$26 millones en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensados por reducciones de AR\$52 millones en distribución de energía y AR\$135 millones en el segmento de holding y otros.

Ganancia consolidada de AR\$2.295 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2017, de los cuales AR\$1.901 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, AR\$1.293 millones superior a la ganancia registrada de AR\$608 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en 1T16, principalmente explicado por las mayores ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación de energía (AR\$1.017 millones), distribución de energía (AR\$546 millones), petróleo y gas (AR\$852 millones), refinación y distribución (AR\$217 millones), petroquímica (AR\$64 millones) y eliminaciones intersegmento (AR\$26 millones), parcialmente compensadas por las mayores pérdidas reportadas en nuestro segmento de holding y otros (AR\$1.429 millones).

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en AR\$ millones	1T17	1T16
Resultado operativo consolidado	2.949	904
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	1.230	269
EBITDA consolidado bajo NIIF	4.179	1.173
Ajustes del segmento de generación	(174)	(1)
<i>Eliminación de ganancias por moratorias</i>	<i>(174)</i>	<i>-</i>
<i>Otros (recuperos de seguros)</i>	<i>-</i>	<i>(1)</i>
Ajustes del segmento de distribución	(303)	354
<i>Ajustes por penalidades retroactivas</i>	<i>(333)</i>	<i>337</i>
<i>Cargos por mora</i>	<i>30</i>	<i>18</i>
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(17)	-
<i>Recupero de CAPEX y OPEX post-closing venta de Río Neuquén</i>	<i>(29)</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste de OldelVal</i>	<i>11</i>	<i>-</i>
<i>EBITDA de OldelVal al 23,1% (tenencia accionaria directa)</i>	<i>13</i>	<i>-</i>
<i>Eliminación de resultado por participaciones en asociadas</i>	<i>(2)</i>	<i>-</i>
Ajustes del segmento de refino y distribución	18	-
<i>Actualización de contingencias de ex Petrobras Argentina</i>	<i>15</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste de Refinor</i>	<i>3</i>	<i>-</i>
<i>EBITDA de Refinor al 28,5% (tenencia accionaria directa)</i>	<i>12</i>	<i>-</i>
<i>Eliminación de resultado por participaciones en asociadas</i>	<i>(9)</i>	<i>-</i>
Ajustes del segmento de holding y otros	159	63
<i>Eliminación de ganancias por moratorias</i>	<i>(128)</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste de TGS</i>	<i>120</i>	<i>3</i>
<i>EBITDA de TGS al 25,5% (tenencia accionaria indirecta)</i>	<i>293</i>	<i>-</i>
<i>Eliminación de resultado por participaciones en asociadas/negocios conjuntos</i>	<i>(173)</i>	<i>3</i>
<i>Ajuste de Transener</i>	<i>142</i>	<i>72</i>
<i>EBITDA de Transener al 26,3% (tenencia accionaria indirecta)</i>	<i>252</i>	<i>42</i>
<i>Eliminación de resultado por participaciones en negocios conjuntos</i>	<i>(110)</i>	<i>30</i>
<i>Otros (actualización de contingencias de Petrobras Argentina, recuperos de gastos)</i>	<i>25</i>	<i>(12)</i>
EBITDA ajustado consolidado	3.861	1.589



3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	1.848	770	+140,0%
Costo de ventas	(1.087)	(343)	+216,9%
Resultado bruto	761	427	+78,2%
Gastos de comercialización	(18)	(7)	+157,1%
Gastos de administración	(81)	(108)	-25,0%
Otros ingresos operativos	317	4	NA
Otros egresos operativos	(100)	(24)	NA
Resultado operativo	879	292	+201,0%
Ingresos financieros	188	77	+144,2%
Gastos financieros	(237)	(127)	+86,6%
Otros resultados financieros	(13)	106	NA
Resultado antes de impuestos	817	348	+134,8%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	459	(87)	NA
Resultado del período	1.276	261	NA
Atribuible a:			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	1.244	227	NA
<i>Participación no controladora</i>	32	34	-5,9%
EBITDA ajustado	885	329	+169,1%
Altas de propiedades, planta y equipo	1.190	220	NA
Depreciaciones y amortizaciones	180	38	NA

En el 1T17, el margen bruto de generación de energía fue de AR\$761 millones, 78,2% mayor con respecto al mismo período del 2016, principalmente debido a la inclusión desde agosto de 2016 de Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú ("HPPL"), Central Térmica Genelba ("CTGEB") y la Central de co-generación EcoEnergía, que contribuyó ventas en el 1T17 por 1.674 GWh sobre el total de 4.276 GWh vendidos.

La generación de energía del 1T17 de Pampa aumentó 87% con respecto al 1T16, principalmente explicado por la incorporación de los activos de la ex Petrobras Argentina y por mayor despacho en CTLL (+103 GWh) debido a la habilitación comercial de la unidad TG04 de 105 MW en julio de 2016, en HINISA (+56 GWh) producto del mayor caudal de riego, mientras que en CTG y CTP (+136 GWh) y CPB (+55 GWh), se debe a mayor despacho y menores paradas por mantenimientos e indisponibilidades. Dichos aumentos fueron parcialmente compensados por menor generación en HIDISA (-6 GWh) debido al menor caudal de aportes y riego. Asimismo, en términos operativos, las centrales incorporadas CTGEB, HPPL y EcoEnergía generaron menos en comparación con el mismo período de 2016, principalmente debido al menor despacho de Genelba Plus en CTGEB (-98 GWh) y por mantenimientos menores en HPPL (-22 GWh).



Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas			Térmicas						Total
	HINISA	HIDISA	HPPL ¹	CTLL ²	CTG ³	CTP	CPB	CTGEBAA ¹	Eco-Energía ¹	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	645	361	30	620	825	14	3.433
Participación de mercado	0,8%	1,1%	0,8%	1,9%	1,0%	0,1%	1,8%	2,4%	0,04%	9,9%
Primer Trimestre										
Generación 1T17 (GWh)	274	178	96	1.065	500	46	412	1.377	26	3.974
Participación de mercado	0,8%	0,5%	0,3%	3,0%	1,4%	0,1%	1,2%	3,9%	0,1%	11,2%
Ventas 1T17 (GWh)	274	178	96	1.065	627	46	412	1.552	26	4.276
Generación 1T16 (GWh)	218	184	-	961	369	41	357	-	-	2.130
Variación de generación 1T17 - 1T16	+25,9%	-3,5%	na	+10,7%	+35,5%	+11,6%	+15,5%	na	na	+86,5%
Ventas 1T16 (GWh)	218	184	-	961	506	41	357	-	-	2.268
Precio Prom. 1T17 (US\$/MWh)	14,8	19,9	30,3	25,7	33,9	44,4	17,4	31,2	65,6	27,7
Margen Bruto Prom. 1T17 (US\$/MWh)	7,6	10,6	14,6	22,7	15,2	n.d.	3,7	12,0	21,6	14,1
Margen Bruto Prom. 1T16 (US\$/MWh)	6,5	5,4	n.d.	22,5	16,1	n.d.	(2,6)	n.d.	n.d.	14,1

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T17 - 15,68; 1T16 - 14,49. (1) Los volúmenes de HPPL, CTGEBAA y EcoEnergía corresponden desde el cierre de la adquisición en agosto de 2016. (2) La capacidad instalada de CTLL incluye 105 MW de la nueva turbina de gas, que comenzó operaciones en julio de 2016. (3) El margen bruto promedio de CTG considera los resultados por CTP.

El incremento de margen bruto también se explica por la actualización del esquema remunerativo sobre la capacidad "vieja", a raíz de la aplicación de la Resolución SEE N° 19E/17. 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 en mayo de 2017, y alcanzando a la remuneración plena y definitiva del esquema a partir de noviembre de 2017. En el mismo período de 2016, el esquema remunerativo para la capacidad "vieja" estaba denominado en AR\$ por las Resoluciones SE N° 482/15 y luego actualizada desde febrero 2016 por la 22/16.

Asimismo, el incremento del margen bruto es explicado por la devaluación en el tipo de cambio nominal con impacto principalmente en nuestros contratos de Energía Plus y Resolución SE N° 220/07. Dichos aumentos fueron parcialmente compensados por mayores costos laborales y gastos por servicios de mantenimientos programados.

Los costos netos operativos aumentaron 103% con respecto al 1T16, principalmente debido a mayores costos laborales y a la inclusión de las centrales HPPL, CTGEBAA y EcoEnergía.

Los resultados financieros netos tuvieron una mayor pérdida por AR\$118 millones con respecto al 1T16, registrando una pérdida en el 1T17 de AR\$62 millones, principalmente debido a mayores pérdidas por intereses de pasivos financieros y mutuos de CAMMESA, sumado a la menor ganancia por tenencia de instrumentos financieros. Dichas variaciones negativas fueron parcialmente compensadas por menores pérdidas por diferencia de cambio neta producto de una menor devaluación del Peso Argentino y el reconocimiento de intereses netos a las acreencias con CAMMESA originadas por las centrales ex Petrobras Argentina.

El EBITDA ajustado aumentó un 169% con respecto al 1T16, principalmente por la inclusión de las centrales ex Petrobras Argentina desde agosto de 2016, sumado a mejor remuneración de capacidad "vieja", devaluación del AR\$, reconocimiento de mayor precio al gas cedido, parcialmente compensado por mayores costos laborales y de servicio por mantenimiento. El EBITDA ajustado no incluye las ganancias por recupero de provisiones fiscales producto de las moratorias por AR\$174 millones en el 1T17.



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

Proyecto	MW	Proveedor Equipamiento	Comercialización	Precio de Adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$*	Fecha de Habilitación
				Potencia US\$/MW-mes	Variable US\$/MWh	Total US\$/MWh		
Térmico								
Loma de la Lata	15	MAN	Res. SEE N° 19/17	na	na	na	18	4T 2017
	105	GE	Contrato en US\$ por 10 años	23.000	7,5	39	90	3T 2017
Parque Ind. Pilar	100	Wärtsilä	Contrato en US\$ por 10 años	26.900	15 - 16	52	103	3T 2017
Piedra Buena	100	Wärtsilä	Contrato en US\$ por 10 años	21.800	12 - 15	42 - 45	90	4T 2017
Renovable								
Pampa Eólico I (Corti)	100	Vestas	Contrato en US\$ por 20 años	na	na	58	135	2T 2018
Total	420						436	

* Montos sin IVA

3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía

Segmento de Distribución de Energía, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	5.367	2.990	+79,5%
Costo de ventas	(3.585)	(2.645)	+35,5%
Resultado bruto	1.782	345	NA
Gastos de comercialización	(499)	(289)	+72,7%
Gastos de administración	(323)	(227)	+42,3%
Otros ingresos operativos	23	526	-95,6%
Otros egresos operativos	(164)	(125)	+31,2%
Resultado operativo	819	230	+256,1%
Ingresos financieros	59	26	+126,9%
Gastos financieros	(402)	(392)	+2,6%
Otros resultados financieros	193	(329)	NA
Resultado antes de impuestos	669	(465)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(234)	89	NA
Resultado del período	435	(376)	NA
Atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad	231	(315)	NA
Participación no controladora	204	(61)	NA
EBITDA ajustado	617	669	-7,8%
Altas de propiedades, planta y equipo	760	629	+20,8%
Depreciaciones y amortizaciones	101	85	+18,8%

En el 1T17 las ventas netas aumentaron en AR\$2.377 millones con respecto al 1T16, principalmente debido a la implementación de los aumentos tarifarios Res. MEyM N° 6 y 7/16, con vigencia a partir de febrero de 2016 y cuyo impacto en el 1T16 no fue alcanzado por las medidas cautelares, sumado al aumento por la aplicación desde febrero 2017 de la primera cuota del 42% de los nuevos cuadros tarifarios de la RTI según la Resolución ENRE N° 63/17, con rectificativa bajo la Resolución ENRE N° 92/17. Al 31 de marzo de



2017, el monto generado por la gradual aplicación del incremento tarifario asciende a AR\$933 millones aproximadamente, el cual es reconocido por el ENRE, y bajo criterios contables no reconocido en los Estados Financieros de Edenor, pagaderos en 48 cuotas a partir del 1° de febrero de 2018 y se incorporará al valor del Valor Agregado de Distribución resultante a esa fecha. Asimismo, se devengaron menores montos destinados al Fondo de Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica ("FOCEDE") producto de la implementación de la RTI, registrando durante el 1T17 AR\$148 millones.

Dichos aumentos fueron parcialmente compensados por menores ventas de electricidad en el 1T17, el cual disminuyó en un 2% en términos de GWh con respecto al mismo período de 2016. A su vez, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 1%.

Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2017			2016			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Primer Trimestre								
Residencial	2.391	43%	2.510.825	2.397	42%	2.472.349	-0,2%	+1,6%
Comercial	936	17%	362.395	963	17%	362.233	-2,8%	+0,0%
Industrias	959	17%	6.861	977	17%	6.753	-1,8%	+1,6%
Sistema de Peaje	997	18%	712	1.062	19%	715	-6,1%	-0,4%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	152	3%	21	155	3%	21	-1,9%	-
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	91	2%	411	111	2%	409	-18,0%	+0,5%
Total	5.527	100%	2.881.225	5.666	100%	2.842.480	-2,5%	+1,4%

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron en 40% con respecto al 1T16, principalmente debido a mayores costos salariales, parcialmente compensado por menor cargo por sanciones del ENRE debido al cambio en el criterio de valuación. Las compras de energía aumentaron un 92% con respecto al 1T16, debido al incremento del precio estacional por quita gradual de subsidios y al aumento de la tasa de pérdidas de energía, el cual ascendió a 16,2% de la energía demandada en el 1T17 en comparación a los 14,5% alcanzados en el 1T16.

El resultado operativo aumentó en AR\$589 millones con respecto al 1T16, principalmente debido a la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios de la RTI según la Resolución ENRE N° 63/17 desde febrero 2017, parcialmente compensado por los mayores gastos operativos y el no reconocimiento de los ingresos a cuenta de la RTI y MMC debido a la implementación de la Resolución MEyM N° 7/16.

En el 1T17, las pérdidas por resultados financieros netos disminuyeron en AR\$545 millones a una pérdida de AR\$150 millones, principalmente debido a menor pérdida por diferencia de cambio, producto de la menor devaluación de la moneda local con respecto al US\$, moneda en la que está denominada el pasivo financiero de Edenor, parcialmente compensado por la menor ganancia por tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado en el 1T17 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de AR\$617 millones, el cual considera los ingresos provenientes de cargos por mora cobrados a nuestros clientes de AR\$30 millones y excluye una ganancia por recupero de penalidades del período septiembre 2015 – febrero 2016 de AR\$414 millones, producto de un cambio en el método de cálculo, y una actualización del capital de ciertas penalidades incurridas en otros períodos de AR\$81 millones. En el 1T16 el EBITDA ajustado ascendió a AR\$669 millones e incluía AR\$18 millones en concepto de cargos por mora, un ajuste positivo por cambio de criterio de medición de las penalidades retroactivas mencionadas de AR\$249 millones y excluye una actualización del capital de ciertas penalidades incurridas en otros períodos de AR\$87 millones.



3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	3.898	478	NA
Costo de ventas	(2.649)	(314)	NA
Resultado bruto	1.249	164	NA
Gastos de comercialización	(186)	(46)	NA
Gastos de administración	(259)	(69)	+275,4%
Gastos de exploración	(13)	-	NA
Otros ingresos operativos	706	421	+67,7%
Otros egresos operativos	(243)	(35)	NA
Resultado por participaciones en asociadas	2	-	NA
Resultado operativo	1.256	435	+188,7%
Ingresos financieros	45	-	NA
Gastos financieros	(151)	(172)	-12,2%
Otros resultados financieros	80	1	NA
Resultado antes de impuestos	1.230	264	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(129)	(81)	+59,3%
Resultado del período	1.101	183	NA
Atribuible a:			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	943	91	NA
<i>Participación no controladora</i>	158	92	+71,7%
EBITDA ajustado	2.092	581	+260,0%
Altas de propiedades, planta y equipo	723	451	+60,3%
Depreciaciones y amortizaciones	853	146	NA

La producción total de petróleo y gas del 1T17 de Pampa aumentó 57,7 kboe/día con respecto al 1T16, principalmente debido a la inclusión desde agosto de 2016 de los activos de la ex Petrobras Argentina, esencialmente a través de sus actividades en la Cuenca Neuquina, que contribuyó 50,5 kboe/día de los 72,0 kboe/día producidos en el 1T17.

En términos de comparación operativa, la producción de gas de dichos activos incluyendo PELSA en el 1T17 fue 29% inferior en comparación con el mismo período en 2016, principalmente debido a las desinversiones en Río Neuquén, Aguada de la Arena y Colpa y Caranda. Dichas disminuciones fueron parcialmente compensadas con mayor producción debido a mejoras en los precios medios de venta y al aumento en la producción no convencional de la Cuenca Neuquina, totalizando 4,9 millones de m3/día en el 1T17 y 6,9 millones de m3/día en el período comparativo (en 1T16 incluye 0,3 millones de m3/día de Bolivia). Adicionalmente, la producción de petróleo se contrajo a 21,0 kb/día, en comparación a 29,9 kb/día en 1T16 (incluye producción del exterior 1,7 kb/día y 2,6 kb/día en el 1T17 y 1T16, respectivamente), principalmente debido al cese de operaciones en el yacimiento Jagüel de los Machos en La Pampa en septiembre de 2015 y en Medanito La Pampa en octubre de 2016.

Asimismo, la producción de Petrolera Pampa se incrementó de 2,4 millones de m3/día de gas en el 1T16 a 3,0 millones de m3/día de gas en el 1T17, mientras que en crudo aumentó de 0,2 kb/día en el 1T16 a 3,7 kb/día en el 1T17, principalmente producto de nuestra asociación con YPF en el área Rincón del Mangrullo y el servicio prestado en Medanito La Pampa.



Al 31 de marzo de 2017, en Argentina nuestros pozos productivos ascendieron a 1.927, en comparación a los 1.924 a diciembre de 2016.

Producción de Petróleo y Gas	Petróleo				Gas				LPG	Total
	Petrolera Pampa	Pampa	PELSA	Total	Petrolera Pampa	Pampa	PELSA	Total	Total	
Primer Trimestre										
Volumen 1T17										
En miles de m3/día	0,6	1,9	1,1	3,7	3.005,9	4.202,7	684,8	7.893,3	117,6	
En miles de boe/día	3,7	12,1	7,2	23,0	17,7	24,7	4,0	46,5	0,7	70,2
En millones de pie cúbicos/día					106	148	24	279		
Precio Promedio 1T17										
En US\$/bbl	58,7	53,0	57,0	55,2						
En US\$/MBTU					7,4	5,2	5,7	6,1		
En US\$/ton									308,4	
Volumen 1T16										
En miles de m3/día	0,0	-	-	0,0	2.391,4	-	-	2.391,4		
En miles de boe/día	0,2	-	-	0,2	14,1	-	-	14,1		14,3
En millones de pie cúbicos/día					84	-	-	84		
Variación Volumen 1T17 vs. 1T16	na	na	na	na	+25,7%	na	na	+230,1%	na	+391,9%
Precio Promedio 1T16										
En US\$/bbl	66,9	-	-	66,9						
En US\$/MBTU					7,5	-	-	7,5		
Variación Precios 1T17 vs. 1T16	-12,2%	na	na	-17,5%	-2,1%	na	na	-19,7%	na	

Nota: Los volúmenes de Pampa y PELSA corresponden desde el cierre de la adquisición de la ex Petrobras Argentina en agosto de 2016. La producción considera el 100% de Medanito La Pampa, área en la que actualmente Petrolera Pampa presta servicios. Asimismo, la producción no considera los volúmenes de petróleo de Venezuela por 277 m3/día en 1T17. Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T17 - 15,68; 1T16 - 14,49.

En el 1T17 el margen bruto de nuestro segmento petróleo y gas aumentó en AR\$1.085 millones con respecto al 1T16, principalmente debido a la inclusión desde agosto de 2016 de los activos de la ex Petrobras Argentina, al aumento de la producción y a las mejoras en los precios de venta de petróleo y gas expresados en AR\$ por el efecto de la devaluación en el tipo de cambio nominal. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores costos de amortización de activos fijos, producción y transporte de gas y regalías por mayores volúmenes de producción e inflación en AR\$, sumado al efecto de variación del tipo de cambio de los costos denominados en US\$.

La compensación recibida a través de los Programas de Estímulo de Inyección Excedente de Gas Natural Resolución SE N° 1/13 y para Empresas con Inyección Reducida de Gas Natural Resolución SE N° 60/13 ("Plan Gas") fue la principal causa de variación positiva en el rubro de otros ingresos operativos, incrementándose en AR\$179 millones a un total de AR\$599 millones en 1T17, siendo de Petrolera Pampa AR\$404 millones, en comparación a los AR\$420 millones registrados en 1T16.

En el 1T17, las pérdidas por resultados financieros netos disminuyeron AR\$145 millones a una pérdida de AR\$26 millones, principalmente debido a menores pérdidas por intereses financieros y a un menor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio neto.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó AR\$1.511 millones, alcanzando AR\$2.092 millones en el 1T17, principalmente por la inclusión de los activos de producción y exploración de la ex Petrobras Argentina en agosto de 2016, sumado al mayor volumen de ventas y el efecto de la variación del tipo de cambio en el precio de venta. El EBITDA ajustado no considera el recupero de inversiones y gastos operativos *post-closing* de la venta del activo Río Neuquén a Petrobras Operaciones S.A. e YPF por AR\$29 millones, y a su vez considera el EBITDA proporcional de OldelVal, compañía de transporte de crudo, en la cual Pampa posee una participación directa del 23,1%.



3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución

Segmento de Refinación y Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	3.991	-	NA
Costo de ventas	(3.393)	-	NA
Resultado bruto	598	-	NA
Gastos de comercialización	(435)	-	NA
Gastos de administración	(13)	-	NA
Otros ingresos operativos	56	-	NA
Otros egresos operativos	(19)	-	NA
Resultado por participaciones en asociadas	9	-	NA
Resultado operativo	196	-	NA
Ingresos financieros	3	-	NA
Gastos financieros	(3)	-	NA
Otros resultados financieros	26	-	NA
Resultado antes de impuestos	222	-	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(5)	-	NA
Resultado del período	217	-	NA
EBITDA ajustado	269	-	NA
Altas de propiedades, planta y equipo	37	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	55	-	NA

El segmento de refinación y distribución surge de la adquisición de la ex Petrobras Argentina, negocio que no era en común con el portafolio original de activos de Pampa.

En términos operativos y sin el efecto de consolidación en Pampa, el volumen total comercializado de productos refinados registró 473 mil m³ en el 1T17, un nivel similar a los 485 mil m³ del 1T16. A continuación, se muestra la cantidad correspondiente a Pampa:

Resumen Operativo de Refinación y Distribución	Productos					Total
	Crudo	Gasoil	Gasolinas	Fuel Oil, IFOs y Asfaltos	Otros	
Primer Trimestre						
Volumen 1T17 (km ³)	4	188	119	77	85	473
Precio promedio 1T17 (US\$/m ³)	318	577	667	389	353	538

Nota: Los volúmenes corresponden desde el cierre de la adquisición de Petrobras Argentina en agosto de 2016. Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T17 – 15,68.

El margen bruto del 1T17 de este segmento aumentó a 15% de las ventas, en comparación al 3% de margen bruto en mismo período de 2016, principalmente debido a la mejora en los precios de venta de gas oil y naftas destinados principalmente a intermediarios y estaciones de servicios, e IFOs y fuel oil destinados al sector naval e industria energética, respectivamente, y a los menores costos de compra de crudo, los cuales iniciaron su convergencia hacia la paridad de exportación, compensados parcialmente por la suba del tipo de cambio nominal, mayores costos operativos e incremento en el costo de compra de gas oil importado.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de refinación y distribución considera el EBITDA ajustado por tenencia en Refinor, compañía la cual Pampa posee el 28,5% de participación accionaria, y no considera el cargo por mayores contingencias provenientes de activos de la ex Petrobras Argentina.



3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica

Segmento de Petroquímica, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	1.807	-	NA
Costo de ventas	(1.646)	-	NA
Resultado bruto	161	-	NA
Gastos de comercialización	(58)	-	NA
Gastos de administración	(11)	-	NA
Otros ingresos operativos	17	-	NA
Otros egresos operativos	(38)	-	NA
Resultado operativo	71	-	NA
Ingresos financieros	3	-	NA
Otros resultados financieros	(10)	-	NA
Resultado antes de impuestos	64	-	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	-	-	NA
Resultado del período	64	-	NA
EBITDA ajustado	98	-	NA
Altas de propiedades, planta y equipo	21	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	27	-	NA

Como el segmento de refinación y distribución, el segmento de petroquímica también surge de la adquisición de la ex Petrobras Argentina y no era un negocio en común con el portafolio de activos de Pampa previa a la transacción.

En términos operativos y sin el efecto de consolidación en Pampa, el volumen total comercializado de productos de nuestro segmento petroquímico registró un aumento del 5% en el 1T17, totalizando 123 kton en comparación a las 117 kton en el período comparativo 2016. Dicho incremento responde principalmente a las mayores exportaciones por las mejoras en los precios internacionales, parcialmente compensados por menores ventas locales debido a una menor demanda doméstica y competencia con importaciones. A continuación, se muestra la cantidad correspondiente a Pampa:

Resumen Operativo de Petroquímica	Productos			
	Estireno y Poliestireno ¹	Caucho Sintético	Otros	Total
Primer Trimestre				
Volumen 1T17 (kton)	38	9	77	123
Precio promedio 1T17 (US\$/ton)	1.438	2.184	543	934

Nota: Los volúmenes corresponden desde el cierre de la adquisición de Petrobras Argentina en agosto de 2016. Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T17 – 15,68. (1) Incluye Propileno, Etileno y BOPs.

El margen bruto del 1T17 de este segmento cayó a 9% de las ventas, en comparación a 19% de margen bruto en mismo período de 2016, principalmente debido a que los costos de ventas superaron al aumento en los precios medios de venta que, parcialmente compensados con las subas en las referencias internacionales que, al estar nominados en US\$ reflejaron en el trimestre actual un aumento de los precios de venta en AR\$ como consecuencia de la devaluación.



3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2017	2016	Δ %
Ingresos por ventas	106	19	NA
Costo de ventas	(1)	(2)	-50,0%
Resultado bruto	105	17	NA
Gastos de administración	(519)	(49)	NA
Otros ingresos operativos	258	15	NA
Otros egresos operativos	(425)	(3)	NA
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	283	(30)	NA
Resultado por participaciones en asociadas	-	(3)	-100,0%
Resultado operativo	(298)	(53)	NA
Ingresos financieros	62	3	NA
Gastos financieros	(522)	38	NA
Otros resultados financieros	401	631	-36,5%
Resultado antes de impuestos	(357)	619	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(467)	(14)	NA
Resultado del período	(824)	605	NA
EBITDA ajustado	(125)	10	NA
Altas de propiedades, planta y equipo	17	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	14	-	NA

En el 1T17 el margen bruto de nuestro segmento de holding y otros aumentó AR\$88 millones respecto al mismo período del 2016, principalmente debido a mayores *fees* cobrados a nuestras subsidiarias.

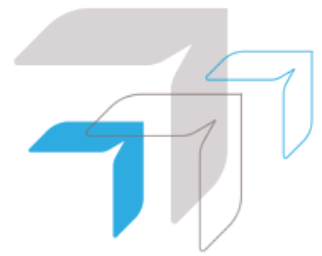
Sin embargo, el margen operativo de holding y otros, sin considerar los resultados por participaciones en negocios conjuntos (Transener y TGS), registró una pérdida de AR\$581 millones, en comparación a la pérdida de AR\$20 millones en el mismo período de 2016, principalmente debido a la inclusión desde agosto de 2016 de la estructura central de la ex Petrobras Argentina, que contribuyó mayores gastos operativos por AR\$502 millones.

Las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$731 millones, arrojando una pérdida para el 1T17 de AR\$59 millones, principalmente debido mayores pérdidas por intereses y diferencia de cambio neta producto de nuestros pasivos financieros. Asimismo, en el 1T16 se registró una ganancia de AR\$216 millones por la tenencia del Fideicomiso CIESA.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros decreció AR\$135 millones en el 1T17, registrando una pérdida de AR\$125 millones. El EBITDA ajustado elimina los resultados netos por tenencia de Transener y TGS, y a su vez realiza una consolidación ajustada a la tenencia accionaria indirecta de los EBITDAs de dichos negocios.

En el 1T17 el EBITDA ajustado por tenencia del 25,5% indirecto sobre TGS fue de AR\$293 millones, siendo implícitamente el total de AR\$1.148 millones, ampliamente superior al registrado en 1T16, principalmente debido al aumento tarifario transicional del 200,1% para el transporte de gas y a la mejora de márgenes en el segmento de líquidos, tanto por precios como por tipo de cambio nominal.

En el caso de Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 26,3% es de AR\$252 millones (total implícito de AR\$957 millones), el cual incluye la diferencia entre los desembolsos percibidos y los montos devengados como ingresos por ventas del crédito con CAMMESA correspondientes al Acuerdo



Instrumental. En el 1T17 los montos devengados de AR\$312 millones de capital y AR\$8 millones de intereses por reconocimiento de mayores costos fueron inferiores a los desembolsos percibidos durante el trimestre, por lo cual el ajuste total para Transener fue positivo por AR\$301 millones, en comparación con AR\$171 millones de ajuste positivo registrados en el 1T16.

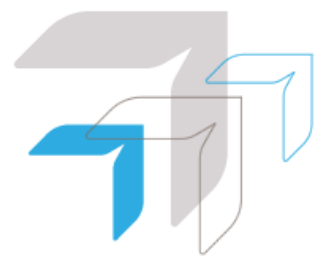
Asimismo, el EBITDA ajustado de nuestro segmento holding y otros no considera la ganancia por el recupero de provisiones fiscales producto de la moratoria por AR\$128 millones y la actualización de las contingencias de ex Petrobras Argentina por AR\$25 millones.



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

Subsidiaria	1er Trimestre 2017				1er Trimestre 2016			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ⁴	Resultado Neto ⁵	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ⁴	Resultado Neto ⁵
Segmento de Generación de Energía								
Diamante	56,0%	22	(134)	16	56,0%	10	(94)	18
Los Nihuales	47,0%	25	(271)	30	47,0%	13	(186)	35
CPB	100,0%	(1)	519	(31)	100,0%	(41)	279	(56)
CTG	90,4%	138	(94)	84	90,4%	102	13	73
CTLL ¹	100,0%	405	531	722	100,0%	247	879	177
Pampa Energía	100,0%	310	-	462	-	-	-	-
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		(14)	(571)	(38)	(2)	(662)	(20)	
Subtotal Generación		885	(19)	1.244		329	230	227
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor ¹	51,5%	611	1.064	421	51,5%	674	929	(125)
EASA ^{1,3}		-	-	-	100,0%	4	1.829	(249)
Ajustes y eliminaciones ²		6	-	(190)	(9)	(1.962)	59	
Subtotal Distribución		617	1.064	231		669	796	(315)
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa	49,5%	669	2.369	242	49,6%	579	2.317	183
PELSA	58,9%	354	(435)	104	-	-	-	-
Pampa Energía ¹ (Individual)	100,0%	1.072	576	765	-	-	-	-
<i>OldelVal</i>	23,1%	58	(112)	12	-	-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(45)	86	(9)	-	-	-	-
Subtotal OldelVal		13	(26)	3		-	-	-
Ajustes y eliminaciones ²		(17)	(2.725)	(171)	2	-	(92)	
Subtotal Petróleo y Gas		2.092	(241)	943		581	2.317	91
Segmento de Refinación y Distribución								
Pampa Energía	100,0%	256	(25)	215	-	-	-	-
<i>Refinor</i>	28,5%	43	(52)	(30)	-	-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(31)	37	21	-	-	-	-
Subtotal Refinor		12	(15)	(8)		-	-	-
Ajustes y eliminaciones ²		1	-	10	-	-	-	-
Subtotal Refino y Distribución		269	(39)	217		-	-	-
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	99	-	64	-	-	-	-
Ajustes y eliminaciones ²		(1)	-	0	-	-	-	-
Subtotal Petroquímica		98	-	64		-	-	-
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía ¹ (Individual)	100,0%	(653)	19.075	(836)	100,0%	(28)	(652)	86
<i>Transener</i>	26,3%	957	1.055	423	26,3%	159	1.153	(112)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(705)	(777)	(312)	(117)	(849)	83	
<i>Ajustes y eliminaciones²</i>		-	(3)	-	-	(24)	-	-
Subtotal Transmisión		252	275	111		42	279	(30)
<i>TGS</i>	25,5%	1.148	483	665	-	-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(855)	(360)	(495)	-	-	-	-
Subtotal Midstream de Gas		293	123	170		-	-	-
Otras compañías y eliminaciones ²		(17)	(1.037)	(269)	(4)	(288)	549	
Subtotal Holding y Otros		(125)	18.437	(824)		10	(660)	605
Eliminaciones		26	(358)	26	-	(279)	-	-
Total Consolidado Atribuible a los Propietarios		3.861	18.844	1.901		1.589	2.403	608
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		3.043	17.347	1.901		953	996	608

¹ Montos no consolidados. ² Las eliminaciones de deuda neta corresponden a *intercompanies* y recompras de deuda. ³ A partir del 1 de enero de 2017, EASA fue fusionada por absorción por CTLL. ⁴ La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. Las eliminaciones de resultado neto corresponden principalmente a participaciones no controladoras. ⁵ CTLL, EASA y Pampa Energía (individual) no incluyen resultados de sus subsidiarias.



4. Información sobre la Conferencia Telefónica

Se llevará a cabo una conferencia telefónica conjunta con Edenor, para analizar los resultados del primer trimestre de 2017 el viernes 12 de mayo de 2017 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 11.00 a.m. de Buenos Aires.

El Sr. Leandro Montero, director de finanzas y control de Edenor y la Srta. Lida Wang, gerente de relación con inversores de Pampa, estarán a cargo de la presentación. 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 / Edenor para la conferencia y llamar cinco minutos antes de la hora fijada. También habrá una transmisión de audio en vivo de la conferencia en la página www.pampaenergia.com/ri.

Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:

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