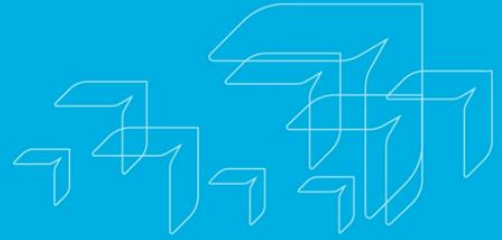


Resultados del trimestre finalizado el 31 de marzo de 2019



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 2019.

Buenos Aires, 10 de mayo de 2019

Información Accionaria



Bolsas y Mercados
Argentinos
Símbolo: PAMP



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

Capital emitido neto de recompras:

1.829,8 millones acciones ordinarias /
73,2 millones de ADSs

Capitalización: AR\$76,5 mil millones
US\$1,7 mil millones

Para mayor información, contactarse con:

Gustavo Mariani
Director General - CEO

Ricardo Torres
Vicepresidente ejecutivo

Mariano Batistella
Director ejecutivo de planeamiento,
estrategia, downstream y vinculadas

Lida Wang
Gerente de relación con inversores

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

Tel: +54 (11) 4344-6000

investor@pampaenergia.com

ri.pampaenergia.com

La información financiera en este Informe está expuesta y analizada en moneda constante al 31 de marzo de 2019, en base a los estados financieros ("EEFF") preparados bajo la Norma Internacional Contable ("NIC") 29 de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). Asimismo, para la conveniencia del lector se expone como dato suplementario al final del análisis de cada segmento la información trimestral en términos nominales.

Principales Resultados del Primer Trimestre de 2019 ("1T19")

Ventas netas consolidadas por AR\$29.908 millones¹, un 3% inferior a los AR\$30.728 millones registrados en el primer trimestre de 2018 ("1T18"), debido a disminuciones del 8% en distribución de energía, 7% en petróleo y gas y 13% en holding y otros, además de mayores eliminaciones en ventas intersegmento por AR\$2.454 millones, parcialmente compensados por incrementos del 64% en generación de energía y 4% en petroquímica.

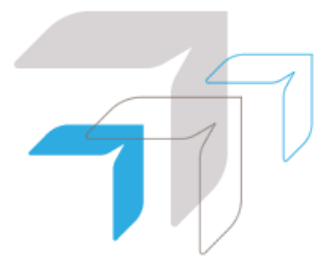
- ⇒ **Generación de 3.913 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Distribución de 5.018 GWh de electricidad** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 46,8 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 83 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado² consolidado por operaciones continuas de AR\$8.037 millones, un 34% inferior a los AR\$12.237 millones del 1T18, debido a disminuciones del 79% en distribución de energía, 47% en petróleo y gas, AR\$213 millones en petroquímica y 5% en holding y otros, parcialmente compensados por aumentos del 25% en generación de energía y menores eliminaciones intersegmento por AR\$19 millones.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$6.375 millones, 13% superior a la ganancia de AR\$5.640 millones en 1T18, incluye una mayor ganancia de AR\$4.103 millones por el Resultado por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda ("RECPAM"), producto de la posición monetaria neta pasiva, sumado a una mayor ganancia por la reducción del pasivo diferido, parcialmente compensado por una mayor pérdida de AR\$3.143 millones a raíz de la depreciación en 1T19 del 15% del AR\$ contra el US\$,

¹ Bajo NIIF, Greenwind, OldelVal, Refinor, Transener y TGS no se consolidan en los EEFF de Pampa, siendo los Valores Patrimoniales Proporcionales ("VPP") expuestos en los ítems "Resultado por participación en negocios conjuntos/asociadas".

² 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.



moneda en la cual están denominados mayoritariamente los pasivos financieros de la Compañía.

Información sobre la Conferencia Telefónica

El martes 14 de mayo de 2019 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 1T19.

La presentación estará a cargo de Lida Wang, gerente de relación con inversores de Pampa. Para los interesados en participar, comunicarse al +54 (11) 3984-5677 desde Argentina, al +1 (844) 717-6837 desde los Estados Unidos, o desde cualquier otro país al +1 (412) 317-6394. 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 1T19 en nuestro sitio para inversores. También habrá una transmisión de audio en vivo de la conferencia en la página <http://bit.ly/PampaQ119Call>.

Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:

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



Índice

Principales Resultados del 1T19.....	1
Información sobre la Conferencia Telefónica	2
1. Hechos Relevantes.....	4
1.1 Segmento de Generación: Habilitación Comercial de Dos Nuevos Parques Eólicos	4
1.2 Segmento de Petróleo y Gas.....	4
1.3 TGS.....	6
1.4 Edenor: Modificación a la Programación Estacional del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM")...7	
1.5 Transener	7
1.6 Desinversiones Estratégicas: Cierre de Venta de Dock Sud	7
1.7 Reforma Tributaria	7
1.8 Recompra de Instrumentos Financieros Propios	8
1.9 Nombramiento de Miembros en el Directorio y Comité de Auditoría de Pampa	9
2. Indicadores Financieros Relevantes	10
2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado	10
2.2 Estado de Resultados Consolidado.....	11
2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera.....	12
3. Análisis de los Resultados del 1T19	14
3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía.....	15
3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía	18
3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas	21
3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución.....	24
3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica	25
3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros.....	27
3.7 Análisis del Trimestre por Subsidiaria	29



1. Hechos Relevantes

1.1 Segmento de Generación: Habilitación Comercial de Dos Nuevos Parques Eólicos

Con fecha 10 de mayo de 2019, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA") otorgó las habilitaciones comerciales para los Parques Eólicos Pampa Energía ("PEPE") II y III, por una capacidad instalada de 53 MW en cada parque. Cabe destacar que la puesta en marcha de PEPE II y III se logró en los plazos comprometidos en la adjudicación de la prioridad de despacho.

El PEPE II, que fue inaugurado el pasado 20 de marzo con la presencia de Federico, Príncipe heredero de Dinamarca, el Intendente de Bahía Blanca, Hector Gay, el Subsecretario de Energías Renovables, Sebastian Kind, como también ejecutivos de Pampa, otras autoridades e invitados especiales, y está ubicado en la zona conocida como Corti, a 20 kilómetros de la ciudad bonaerense de Bahía Blanca, en un predio lindero al Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro ("PEMC"). El PEPE III está localizado en la ciudad de Coronel Rosales, a 25 kilómetros de Bahía Blanca.

Ambos parques tienen 14 aerogeneradores cada uno, y cada uno de ellos compuesto por cuatro tramos de torre, una *nacelle* y tres palas que impulsan la turbina, de un diámetro total de 136 metros. Al igual que el proyecto anterior PEMC, la instalación de estos aerogeneradores requirió la construcción de sofisticadas obras en las plataformas y fundaciones, similares a las que existen en los diferentes parques de ese tipo en el mundo. PEPE II y III fueron adjudicados en el marco de la Res. N° 281-E/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería ("MEyM") para el Mercado a Término de Energías Renovables ("MAT ER"), destinado a atender el segmento de grandes usuarios a través de contratos de abastecimiento ("PPA") entre privados.

Los parques demandaron una inversión final estimada en US\$130 millones. De esta forma, estas nuevas adiciones suman al día de hoy 206 MW de energía renovable desarrollada por Pampa, operando 14 centrales de generación con 4,0 GW de capacidad instalada y, una vez que los 398 MW de expansiones comprometidas remanentes³ estén operando, la capacidad total de Pampa ascenderá a 4,4 GW.

1.2 Segmento de Petróleo y Gas

Nuevos Cuadros Tarifarios para Consumidores de Gas Natural en Distribución

Luego de la celebración de las correspondientes audiencias públicas a fines de febrero de 2019, con fechas 1, 3 y 5 de abril de 2019 se publicaron las Res. N° 193-199, 201-202 y 205-207/2019 del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") en el Boletín Oficial ("BO"), mediante las cuales se establecieron con vigencia a partir del 1 de abril de 2019 las nuevas tarifas finales de gas natural para los usuarios residenciales, comerciales y de Gas Natural Comprimido ("GNC"), y las cuales consideran un precio del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte ("PIST") como materia prima para los próximos 6 meses entre AR\$3,24/m³ (equivalente a US\$2,14/MBTU) y AR\$7,09/m³ (equivalente a US\$4,69/MBTU), incluyendo la tarifa diferencial⁴. Dichos precios de gas difieren entre distribuidoras y ubicación geográfica.

Asimismo, de acuerdo a la Res. N° 148/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía ("SGE") emitida el 29 de marzo de 2019, se establecieron bonificaciones del 27% y 12% en el precio del gas natural en el PIST para los meses de abril y mayo de 2019 respectivamente, las cuales serán asumidas como subsidio del Estado Nacional. Adicionalmente, con fecha 17 de abril de 2019 el Gobierno Nacional estableció que durante los meses de invierno habrá una reducción del 22% en el precio del gas natural en el PIST para usuarios residenciales, pero que los usuarios deberán abonar en las facturas de los meses de verano, que por

³ Considera el cierre de ciclo en la Central Térmica Genelba ("CTGEB") por 383 MW y motores MAN en Central Térmica Loma de la Lata ("CTLL") por 15 MW.

⁴ Las resoluciones con los nuevos cuadros tarifarios contemplan un tipo de cambio de AR\$41,003/US\$, correspondiente al promedio de cotización del Banco de la Nación Argentina entre el día 1 y el día 15 de marzo de 2019.



estacionalidad se caracterizan por tener menor consumo. Esto permitirá “aplanar” la factura final durante el año. El costo financiero de postergar estos pagos sería absorbido por el Estado Nacional. Sin embargo, a la fecha no se ha formalizado ni emitido las resoluciones correspondientes.

Permisos de Exploración

En el mes de abril de 2019 se venció la prórroga de 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 la cual la Compañía posee el 42,5% de participación. Con fecha 29 de marzo de 2019 GyP solicitó el encuadramiento como lote bajo evaluación de toda el área de Parva Negra Este por un período de 3 años.

Con fecha 22 de febrero de 2019 se emitió el Decreto Provincial de Salta N° 249/19, por medio del cual se otorgó la extensión del plazo del tercer período exploratorio de Chirete, área ubicada en la Provincia de Salta, operada por High Luck Group Limited, por el término de 12 meses a partir del día 18 de noviembre de 2018. En atención a que el yacimiento descubierto en dicha área resultó comercialmente explotable, el 26 de abril de 2019 se solicitó una concesión de explotación de hidrocarburos sobre el lote de explotación denominado “Los Blancos”, con una superficie de 95 km². Adicionalmente, el 30 de abril de 2019 se solicitó la extensión por tres años del tercer período exploratorio sobre el área remanente del permiso, considerando un potencial exploratorio que requerirá estudios adicionales tras el descubrimiento de petróleo a fines de 2018. Pampa tiene 50% de participación en el área Chirete.

Por otro lado, en cumplimiento de los respectivos convenios de asociación, la Sociedad había comunicado oportunamente a los socios de las áreas Enarsa 1 y Enarsa 3 su decisión de no participar en la reconversión de las mismas en permisos de exploración según la Ley N° 27.007. Con fecha de 15 de abril de 2019 se publicaron en el BO las Res. SGE N° 195/19 y 196/19 que informan la reversión y transferencia al Estado Nacional del área Enarsa 3, la reconversión parcial del área Enarsa 1 en un permiso de exploración a favor de YPF y la reversión y transferencia al Estado Nacional de la superficie remanente del área Enarsa 1. De esta manera, Pampa ya no tiene participación alguna en dichas áreas.

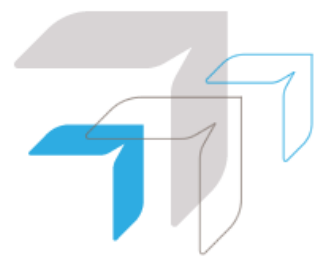
Cobranza de las Compensaciones del Plan Gas 2017

En relación a las compensaciones pendientes de liquidación de los Programas de Estímulo de Inyección Excedente de Gas Natural Resolución N° 1/2013 de la ex Secretaría de Energía (“SE”) y para Empresas con Inyección Reducida de Gas Natural Resolución SE N° 60/2013 (“Plan Gas”), de acuerdo con la Res. SGE N° 54/19, el 17 de abril de 2019 la Compañía recibió la acreditación del Bono Programa Gas Natural por un valor nominal de US\$88,5 millones con vencimiento el 28 de junio de 2021, correspondiente a la ex Petrolera Pampa (sociedad absorbida por Pampa). Asimismo, a la fecha de emisión del presente Informe, se cobró en concepto de amortizaciones la suma de US\$11,8 millones por el equivalente a 4 cuotas.

Con respecto al crédito remanente, estimado en US\$54 millones, la Sociedad se encuentra realizando las gestiones necesarias ante las autoridades pertinentes, a los efectos de recibir el bono cancelatorio y los pagos de amortización adeudados.

Inversión en Oleoductos de Crudos Pesados (“OCP”)

En relación al acuerdo suscripto el pasado 5 de diciembre de 2018 con Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV para la compra de las acciones representativas del 4,49% del capital social de OCP y de la deuda subordinada emitida por dicha sociedad, con fecha 19 de marzo de 2019, OCP fue notificada que el 8 de marzo de 2019 el Estado Ecuatoriano otorgó la autorización requerida como condición precedente para el cierre de la operación. A la fecha de emisión del presente Informe de Resultados, las partes están gestionando los requerimientos para el cierre de la transacción.



1.3 TGS

Actualización Semestral de la Remuneración

El 29 de marzo de 2019 se emitió la Res. ENARGAS N° 192/19, la cual determinó un incremento del 26,0% en los cuadros tarifarios aplicables al servicio público de transporte de gas natural a cargo de TGS, con vigencia a partir del 1 de abril de 2019, y que significa un aumento para el usuario final en el orden del 3%. Dicho incremento fue determinado por el ENARGAS empleando el mecanismo no automático de ajuste de la variación semestral del Índice de Precios Mayoristas ("IPIM") entre los meses de agosto de 2018 y febrero de 2019.

Proyecto Midstream – Vaca Muerta

El 30 de abril de 2019 se concluyeron con los trabajos de montaje de las instalaciones de superficie ubicadas en la conexión del Gasoducto Vaca Muerta a Neuba II y la habilitación parcial de la planta de acondicionamiento en la localidad de Tratayén. De esta manera quedó habilitada la primera etapa de este proyecto que aportará a partir del mes de mayo de 2019 ingresos por contratos en firme equivalentes a 0,8 millones de m³/d.

Convocatoria para la Construcción y/o Ampliación de Gasoducto

A fin de poder reemplazar el líquido de gas natural ("LGN") importado y el uso de gas oil, la SGE, a través de la Res. N° 82/19 publicada en el BO el 8 de marzo de 2019, convocó al sector privado para la presentación de propuestas para la construcción de un nuevo gasoducto que conecte la Cuenca Neuquina con el Gran Buenos Aires y la región del litoral y/o la ampliación de los sistemas de gasoductos existentes.

El 8 de abril pasado, TGS presentó su proyecto para la construcción de un gasoducto de más de 1.000 kilómetros que constaría de dos etapas: Tratayén-Salliqueló y Salliqueló-San Nicolás y ampliar los tramos finales. A la fecha de este Informe, la SGE no ha emitido resoluciones al respecto.

Acción Judicial de Impugnación del Cargo para Empresas que Procesan Gas Natural

El 26 de marzo de 2019 TGS fue notificada de la sentencia en primera instancia dictada a su favor por el Juzgado en lo Contencioso Administrativo Federal N° 1 en el reclamo para que se declare la inconstitucionalidad y nulidad del Decreto N° 2.067/08 del Poder Ejecutivo Nacional ("PEN"), la Res. 1451/08 del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y las Res. ENARGAS N° I-1.982/11 y I-1.991/11 y de cualquier otra norma o acto emitido o a emitirse, que tenga como causa a las normas citadas.

Cabe recordar que mediante el Decreto PEN N° 2.067/08 se creó un cargo a pagar por: (i) los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución de gas natural, (ii) los sujetos consumidores de gas natural que recibían directamente el mismo de los productores sin hacer uso de los sistemas de transporte o distribución y (iii) las empresas que procesaban gas natural. Dicho cargo tuvo por objeto principal financiar la importación de gas natural que realizaba el Gobierno Nacional y formó parte de los costos variables del procesamiento de gas natural por cuenta propia de TGS.

Distribución de Dividendos en Efectivo

El 11 de abril de 2019 se celebró la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de TGS, que aprobó, entre otras medidas, el pago de dividendos en efectivo por la suma de AR\$6.942 millones. El Directorio de TGS asimismo resolvió un dividendo adicional en efectivo de AR\$240,5 millones de la desafectación parcial



de la Reserva para Futuras Inversiones y Otros Fines Específicos, totalizando AR\$7.182,5 millones, puestos a disposición de los accionistas a partir del 23 de abril de 2019.

1.4 Edenor: Modificación a la Programación Estacional del MEM

El 29 de abril de 2019 se emitió la Res. N° 14/19 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ("SRRYME"), enmendando parcialmente la Res. SGE N° 366/18, por la cual mantiene sin cambios el precio de referencia de la potencia de AR\$80.000 por MW-mes, vigente desde febrero de 2019, hasta el mes de octubre de 2019. Con respecto a los precios de referencia de energía, se fijaron para los períodos mayo – julio de 2019 y agosto – octubre de 2019, en AR\$2.902/MWh y AR\$3.042/MWh para los Grandes Usuarios Distribuidoras ("GUDI"), y en AR\$1.985/MWh y AR\$2.122/MWh para el resto de los usuarios no residenciales. Sin embargo, los precios de referencia de energía para los usuarios residenciales se mantuvieron sin cambios a los vigentes desde febrero de 2019.

Asimismo, se mantuvo sin cambios el precio estabilizado para el transporte por el sistema de extra alta tensión y el precio por la distribución troncal según distribuidora, establecidos mediante la Disposición N° 75/18 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica ("SEE").

1.5 Transener

Actualización Semestral de la Remuneración

El 22 de marzo de 2019 se emitieron las Res. N° 67/19 y 68/19 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), mediante las cuales se ajustaron las remuneraciones de Transener y Transba en un 25,15% y 26,53%, respectivamente (ambos incluyen 0,4% de ajuste por el Factor X de estímulo a la eficiencia), para el período junio 2018 – diciembre 2018, aplicables sobre el esquema de remuneración a partir del 1 de febrero de 2019.

Distribución de Dividendos en Efectivo

El 25 de abril de 2019 se celebró la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de Transener, que aprobó, entre otras medidas, el pago de dividendos en efectivo por la suma de AR\$3.300 millones, delegándose en el Directorio de Transener la implementación del pago a los accionistas dentro de los plazos de la normativa vigente.

1.6 Desinversiones Estratégicas: Cierre de Venta de Dock Sud

En relación al acuerdo de venta de la terminal de almacenamiento Dock Sud a Raízen Argentina, licenciataria de la marca Shell, el 30 de marzo de 2019 se efectuó la transferencia de la Terminal Dock Sud al comprador, por un precio de US\$19,5 millones y US\$2,0 millones en concepto de productos. El resultado de la operación arrojó una ganancia de AR\$81,2 millones antes de impuesto a las ganancias.

1.7 Reforma Tributaria

Revalúo Impositivo Opcional

En base a la evaluación del contexto local y la evolución de las variables financieras (incluida la tasa de inflación), con fecha 27 de marzo de 2019 Pampa y Central Piedra Buena ("CPB") han ejercido la opción de adhesión al régimen de revalúo impositivo sobre los bienes de uso existentes al 31 de diciembre de 2017, conforme lo dispuesto por la Ley N° 27.430, incrementando el costo impositivo de los bienes en AR\$15.311 millones. Con motivo del ejercicio de la opción, Pampa y CPB deben abonar el impuesto especial por un



monto de capital de AR\$1.495 millones más intereses de AR\$45 millones, en un plan de 5 cuotas mensuales. A la fecha de emisión del presente Informe de Resultados, se abonaron las 2 primeras cuotas.

Adicionalmente, Pampa y CPB debieron desistir de las acciones y derechos invocados en procesos judiciales o administrativos promovidos con anterioridad, en los que se reclamaba la aplicación de los mecanismos de actualización en el impuesto a las ganancias. Asimismo, Pampa y CPB renunciaron a promover cualquier proceso judicial o administrativo por el cual se reclame la aplicación de dicho mecanismo de actualización en relación a los períodos fiscales cerrados con anterioridad al 31 de diciembre de 2017.

Ajuste Por Inflación Fiscal

La Ley N° 27.430 establece la aplicación del ajuste por inflación fiscal dispuesto en la Ley del Impuesto a las Ganancias respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia (en 2018), en caso que la variación acumulada del Índice de Precios al Consumidor ("IPC"), calculada desde el inicio hasta el cierre de cada ejercicio, supere un 55%, 30% y 15% para los ejercicios 2018, 2019 y 2020, respectivamente.

Si bien el ejercicio 2018 no se evidenció una variación acumulada en el IPC superior al 55%, la Sociedad, basándose en su evaluación del contexto local, la evolución de las variables financieras y el promedio de los pronósticos de inflación del informe de relevamiento de expectativas de mercado del Banco Central de la República Argentina ("BCRA") de marzo de 2019, se estima que al cierre del ejercicio 2019 la variación acumulada en el IPC superará la condición prevista del 30% para el segundo año de transición del ajuste por inflación fiscal y por tal motivo, ha dado efecto al ajuste por inflación fiscal en el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias corriente y diferido.

1.8 Recompra de Instrumentos Financieros Propios

Pampa y TGS

En vista a que aún existe una diferencia entre el valor de los activos y el precio de cotización de las acciones en el mercado, el cual este 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 desmedro de los intereses de los accionistas y asimismo, en consideración que actualmente se posee una sólida posición de caja y disponibilidad de fondos, el 27 de marzo del 2019, los Directorios de Pampa y TGS aprobaron la recompra de acciones propias bajo los siguientes términos y condiciones:

	Pampa	TGS
	Plan de Recompra III	
Monto máximo a recomprar	US\$100 millones	AR\$1.500 millones
Precios máximos	US\$1,04/acción ordinaria o US\$26/ADR	AR\$135/acción ordinaria o US\$15/ADR
Plazo	120 días desde el 28-Mar-2019	180 días desde el 28-Mar-2019
Recompras realizadas a la fecha	1.998.235 ADRs @ US\$22,97/ADR	1.200.329 ADRs @ US\$10,65/ADR
Cobertura	46% - En curso	34% - En curso

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

A la fecha de este Informe, Pampa y TGS han recomprado y mantenido en cartera un total de 70,1 millones y 19,6 millones de acciones ordinarias, equivalentes a 2,8 millones y 3,9 millones de *American Depositary Receipts* ("ADRs"), respectivamente.



Edenor

Habiéndose finalizado el 5 de abril de 2019 el segundo programa de recompra de acciones, el 9 de abril de 2019 el Directorio de Edenor aprobó un tercer programa bajo los siguientes términos y condiciones:

	Edenor	
	Plan de Recompra II	Plan de Recompra III
Monto máximo a recomprar	AR\$800 millones	AR\$800 millones
Precios máximos	US\$1,5/acción ordinaria o US\$30/ADR	US\$1,15/acción ordinaria o US\$23/ADR
Plazo	120 días desde el 6-Dic-2018	120 días desde el 10-Abr-2019
Recompras realizadas a la fecha	449.676 ADRs @ US\$26,48/ADR	97.463 ADRs @ US\$17,33/ADR
Cobertura	57% - Finalizado	9% - En curso

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

A la fecha Edenor ha recomprado y mantenido en cartera un total de 23,9 millones de acciones ordinarias, equivalentes a 1.2 millones de ADRs.

Adquisición de Acciones de Edenor

En el mes de abril de 2019, la Sociedad adquirió un total de 6.804 ADRs de Edenor a un costo promedio de adquisición de US\$17,6 por ADR, y considerando los ADRs de Edenor adquiridos durante el 2018, Pampa detenta una participación accionaria del 51,779% sobre el capital social emitido de Edenor.

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 de 2019 se han otorgado un total de 290.363 acciones ordinarias a favor del personal beneficiario del plan de compensación. La Compañía actualmente tiene en cartera 5 millones de acciones ordinarias, equivalentes al 0,3% del capital social emitido, disponibles para fondear dicho plan de compensación.

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

Con fecha 29 de abril de 2019, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de Pampa aprobó las renovaciones en sus cargos al director titular con carácter no independiente Gabriel Cohen, a los directores suplentes no independientes Pablo Díaz, Mariano Batistella y Nicolás Mindlin, y a Santiago Alberdi con carácter independiente. Asimismo, se aprobó las designaciones como directora titular con carácter no independiente a Carolina Sigwald, anteriormente directora suplente de Pampa, como directores titulares con carácter independiente a Carlos Correa Urquiza y Darío Epstein, en reemplazo de Diana Mondino y Carlos Tovagliari, como directores suplentes no independientes a Horacio Turri y Gerardo Paz, y como directores suplentes independientes a Silvana Wasersztrom y Catalina Lappas.

Finalmente, el Comité de Auditoría quedó conformado por Miguel Bein como presidente, Carlos Correa Urquiza como vicepresidente, Darío Epstein como miembro titular y Silvana Wasersztrom como miembro suplente.



2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado

En AR\$ millones	Al 31.03.19	Al 31.12.18
ACTIVO		
Propiedades, planta y equipo	141.673	138.554
Activos intangibles	6.659	6.739
Activos por impuesto diferido	81	89
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	16.534	16.995
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	468	468
Otros activos	36	37
Derechos de uso	306	-
Créditos por ventas y otros créditos	10.064	10.553
Total del activo no corriente	175.821	173.435
Inventarios	6.061	5.729
Inversiones a costo amortizado	1.822	1.474
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	17.596	16.928
Instrumentos financieros derivados	166	3
Créditos por ventas y otros créditos	31.709	29.360
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.281	10.083
Total del activo corriente	61.635	63.577
Total del activo	237.456	237.012
PATRIMONIO		
Capital social	1.875	1.874
Ajuste de capital	11.094	11.094
Prima de emisión	20.503	20.504
Acciones propias en cartera	25	25
Ajuste de capital de acciones en cartera	151	151
Costo de acciones propias en cartera	(1.630)	(1.652)
Reserva legal	1.002	1.002
Reserva facultativa	8.152	8.152
Otras reservas	(725)	(535)
Resultados no asignados	23.215	16.840
Otro resultado integral	(239)	(348)
Patrimonio atribuible a los propietarios	63.423	57.107
Participación no controladora	17.927	17.912
Total del patrimonio	81.350	75.019
PASIVO		
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	204	170
Provisiones	6.598	6.095
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	447	1.146
Ingresos diferidos	274	305
Cargas fiscales	561	601
Pasivos por impuesto diferido	12.277	17.018
Planes de beneficios definidos	1.262	1.303
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	176	181
Préstamos	79.077	76.688
Deudas comerciales y otras deudas	9.095	9.047
Total del pasivo no corriente	109.971	112.554
Provisiones	892	965
Ingresos diferidos	5	6
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	1.740	1.201
Cargas fiscales	3.511	2.274
Planes de beneficios definidos	157	180
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	2.020	3.021
Instrumentos financieros derivados	12	54
Préstamos	8.263	14.299
Deudas comerciales y otras deudas	29.535	27.439
Total del pasivo corriente	46.135	49.439
Total del pasivo	156.106	161.993
Total del pasivo y del patrimonio	237.456	237.012



2.2 Estado de Resultados Consolidado

En AR\$ millones	Primer Trimestre	
	2019	2018
Ingresos por ventas	29.908	30.728
Costo de ventas	(21.925)	(19.422)
Resultado bruto	7.983	11.306
Gastos de comercialización	(1.829)	(1.590)
Gastos de administración	(1.900)	(2.076)
Gastos de exploración	(44)	(3)
Otros ingresos operativos	515	5.527
Otros egresos operativos	(1.038)	(3.851)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas	756	841
Resultado operativo	4.443	10.154
RECPAM	8.080	3.977
Ingresos financieros	1.342	678
Gastos financieros	(3.683)	(2.667)
Otros resultados financieros	(6.381)	(3.389)
Resultados financieros, neto	(642)	(1.401)
Resultado antes de impuestos	3.801	8.753
Impuesto a las ganancias	2.764	(2.565)
Resultado por operaciones continuas	6.565	6.188
Resultado por operaciones discontinuadas	-	842
Resultado del período	6.565	7.030
Atribuible a:		
Propietarios de la Sociedad	6.375	5.640
Operaciones continuas	6.375	4.896
Operaciones discontinuadas	-	744
Participación no controladora	190	1.390
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad	3,4000	2,7141
Resultado por acción básica y diluida de operaciones continuas	3,4000	2,3561
Resultado por acción básica y diluida de operaciones discontinuadas	-	0,3580



2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera

Al 31 de marzo de 2019, en AR\$ millones	Caja ⁽¹⁾		Deuda Financiera	
	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria
Generación de energía ⁽²⁾	1.918	1.137	24.358	24.358
Distribución de energía	3.384	1.752	9.615	4.977
Refinación y distribución	-	-	-	-
Petroquímica	-	-	-	-
Holding y otros	10.664	10.664	-	-
Petróleo y gas	7.734	7.728	48.490	48.490
Total	23.699	21.280	82.463	77.825

Nota: (1) Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado. (2) No incluye deuda regulatoria con CAMMESA por AR\$4.877 millones.

2.3.1 Resumen de Instrumentos de Deuda con Oferta Pública

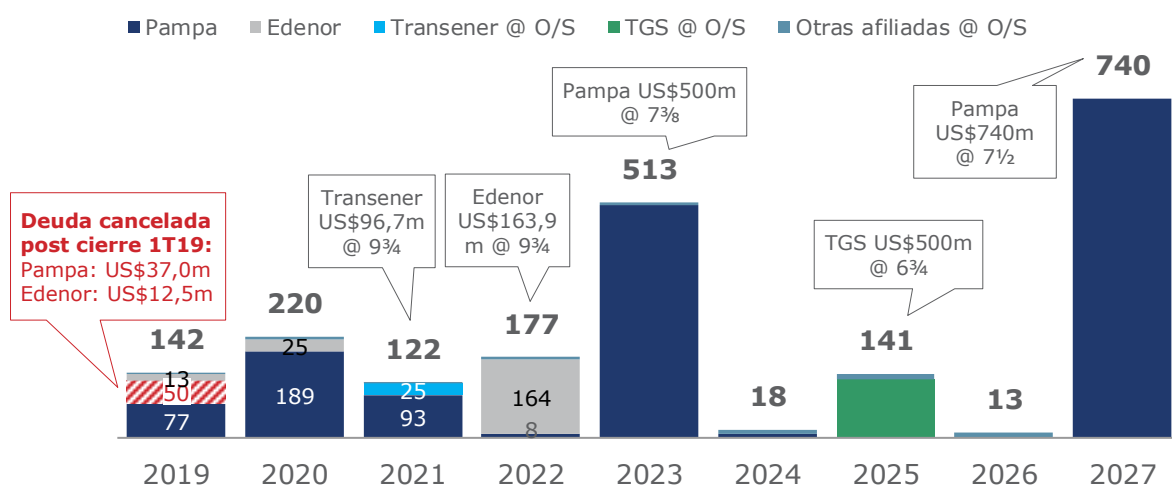
Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento Final	Monto Emisión	Monto Remanente	Tasa Pactada
En US\$					
Transener ¹	ON Clase 2	2021	101	97	9,75%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300	164	9,75%
TGS ¹	ON a descuento y tasa fija	2025	500	500	6,75%
	ON Clase 4 US\$-Link ^{2,3}	2020	34	34	6,25%
Pampa Energía	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	500	7,375%
	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	740	7,5%
En AR\$					
Pampa Energía	ON Clase E ³	2020	575	575	Badlar Privada

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

2.3.2 Operaciones de Deuda

Al 31 de marzo de 2019, a nivel consolidado el promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,2%, moneda en la que está denominada el 99% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija. La vida promedio de la deuda financiera consolidada de Pampa es de 5 años. A continuación se expone el perfil de deuda⁵ del Grupo Pampa, neto de recompras y cancelaciones, en US\$ millones:

⁵ No incluye intereses, considera Pampa individual y Edenor al 100%, y las afiliadas TGS, Oldelval, Transener, Greenwind y Refinor a nuestra participación accionaria.



Posteriormente al 31 de marzo de 2019, Pampa pagó al vencimiento un total de US\$37 millones y Edenor pagó al vencimiento la primera amortización del préstamo con el Industrial and Commercial Bank of China Dubai Branch ("ICBC") por US\$12,5 millones.

Por otro lado, al cierre del trimestre Pampa a nivel consolidado poseía en cartera Obligaciones Negociables ("ON") Serie I con vencimiento en 2027 por US\$9 millones de valor nominal, recompradas entre agosto y septiembre de 2018, a un precio promedio *clean* de US\$79,2 por cada US\$100 de valor nominal. A principios de mayo de 2019, Pampa recompró US\$1 millón de valor nominal de dicha ON a un precio *clean* de US\$86 por cada US\$100 de valor nominal.

En el caso de Edenor, al cierre del trimestre el capital en circulación de la ON, neto de recompras, ascendía a US\$163,9 millones, que incluyen US\$2,3 millones recomprados en el 1T19 a un precio *clean* de US\$98 por cada US\$100 de valor nominal.

Finalmente, luego del cierre del 1T19, Transener recompró US\$1,9 millones de valor nominal de la ON 2021 a un precio *clean* de US\$98,5 por cada US\$100 de valor nominal. De esta manera, a la fecha el capital en circulación, neto de la tenencia en cartera, ascendía a US\$96,7 millones.

2.3.3 Calificación de ONs del Grupo Pampa

A la fecha, no hubo cambios en las calificaciones de ONs del Grupo Pampa respecto de las publicadas en el Informe de Resultados al cierre del ejercicio 2018.

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

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



3. Análisis de los Resultados del 1T19

Ventas netas consolidadas por AR\$29.908 millones, un 3% inferior a los AR\$30.728 millones registrados en 1T18, debido a disminuciones del 8% en distribución de energía, 7% en petróleo y gas, y 13% en holding y otros, además de mayores eliminaciones en ventas intersegmento por AR\$2.454 millones, parcialmente compensados por incrementos del 64% en generación de energía y 4% en petroquímica.

- ⇒ **Generación de 3.913 GWh de energía** desde 12 centrales
- ⇒ **Ventas de 5.018 GWh de electricidad** a 3,1 millones de clientes
- ⇒ **Producción de 46,8 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 83 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de AR\$8.037 millones, un 34% inferior a los AR\$12.237 millones del 1T18, debido a disminuciones del 79% en distribución de energía, 47% en petróleo y gas, AR\$213 millones en petroquímica y 5% en holding y otros, parcialmente compensados por aumentos del 25% en generación de energía y menores eliminaciones intersegmento por AR\$19 millones.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de AR\$6.375 millones, 13% superior a la ganancia de AR\$5.640 millones en 1T18, incluye una mayor ganancia de AR\$4.103 millones por el RECPAM, producto de la posición monetaria neta pasiva, sumado a una mayor ganancia por la reducción del pasivo diferido, parcialmente compensado por una mayor pérdida de AR\$3.143 millones a raíz de la depreciación en 1T19 del 15% del AR\$ contra el US\$, moneda en la cual están denominados mayoritariamente los pasivos financieros de la Compañía.

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en AR\$ millones	1T19	1T18
Resultado operativo consolidado	4.443	10.154
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	2.547	2.570
EBITDA consolidado bajo NIIF	6.990	12.724
Ajustes del segmento de generación	137	7
Eliminación de resultado por VPP de Greenwind	35	28
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	102	(2)
Alta de materiales de otros períodos en CTGEBBA y HPPL	-	(19)
Ajustes del segmento de distribución	64	38
Ajuste retroactivo a sanciones extraordinarias de la RTI	-	(44)
Cargos por mora	64	82
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(31)	(1.246)
Eliminación de resultado por VPP de OldelVal y OCP	(40)	(16)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	9	46
Eliminación de la ganancia neta por laudo favorable en Ecuador	-	(4.256)
Contingencias tributarias en Ecuador	-	2.980
Ajustes del segmento de petroquímica	-	(54)
Eliminación de multas ganadas	-	(54)
Ajustes del segmento de holding y otros	878	768
Eliminación de resultado por VPP de TGS, Transener y Refinor	(751)	(853)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	1.151	1.087
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	449	491
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	29	43
EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas	8.037	12.237
EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas y discontinuadas	8.037	13.735



3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado En AR\$ millones	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Ingresos por ventas	8.545	5.220	+64%
Costo de ventas	(4.746)	(2.389)	+99%
Resultado bruto	3.799	2.831	+34%
Gastos de comercialización	(20)	(40)	-50%
Gastos de administración	(314)	(307)	+2%
Otros ingresos operativos	70	38	+84%
Otros egresos operativos	(92)	(58)	+59%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(35)	(28)	+25%
Resultado operativo	3.408	2.436	+40%
RECPAM	3.942	1.546	+155%
Ingresos financieros	640	407	+57%
Gastos financieros	(961)	(922)	+4%
Otros resultados financieros	(3.098)	(1.537)	+102%
Resultado antes de impuestos	3.931	1.930	+104%
Impuesto a las ganancias	(958)	(1.037)	-8%
Resultado del período	2.973	893	+233%
Atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad	2.847	859	+231%
Participación no controladora	126	34	+271%
EBITDA ajustado	4.230	3.382	+25%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	2.610	952	+174%
Depreciaciones y amortizaciones	685	939	-27%

En el 1T19, el margen bruto de generación de energía fue de AR\$3.799 millones, un 34% mayor con respecto al mismo período del 2018, principalmente debido a la devaluación del 98% en el tipo de cambio nominal promedio interanual por encima de la inflación del 53% interanual, con impacto en nuestras ventas que se encuentran denominadas en US\$, tanto en nuestros PPAs de energía nueva (Energía Plus, Res. SE N° 220/2007, Res. MEyM N° 21/2017 y RenovAr) como también en nuestra energía base (Res. SEE N° 19/2017 y Res. SRRyME N° 1/2019⁶). Asimismo, el incremento del margen bruto es explicado por la adición de PEMC en junio de 2018. Por otro lado, desde la segunda quincena de noviembre de 2018 Pampa optó por la gestión propia del combustible para sus generadoras, con lo cual hay mayores ingresos por reconocimiento del combustible en el Costo Variable de Producción ("CVP"), pero a su vez mayores costos por la compra del mismo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la actualización del esquema remunerativo sobre la energía base a partir de marzo de 2019 que, entre otras medidas, reduce la remuneración de las generadoras térmicas, tanto por potencia con la declaración de disponibilidades ("DIGO") como por operación y mantenimiento, además de incorporar un factor de uso promedio de los últimos 12 meses por unidad, el cual puede reducir hasta un 30% la remuneración a la potencia. Para los meses de enero y febrero de 2019 y durante todo el 1T18, nuestra energía base facturó bajo la Res. SEE N° 19/2017, mientras que durante el mes de marzo 2019 se aplicó la remuneración por capacidad reducida a US\$5.500/MW-mes y ajustada por despacho promedio, resultando un impacto negativo de AR\$138 millones en el 1T19.

En términos operativos, la generación de energía del 1T19 de Pampa disminuyó 9% con respecto al 1T18, principalmente explicado por un menor despacho en Central Térmica Güemes ("CTG") y Central

⁶ Con vigencia a partir del 1 de marzo de 2019.



Térmica Piquirenda ("CTP") debido al reconocimiento parcial de los costos de gas importado que asume el MEM desde octubre de 2018, de acuerdo a la Res. SGE N° 25/18 (-377 GWh), un nivel de despacho ligeramente inferior por menor demanda eléctrica en CTLL, CPB y CTGEBBA (-99 GWh) y cota más baja en los embalses de Mendoza, en particular en Hidroeléctrica Diamante ("HIDISA") (-35 GWh). Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por la habilitación de PEMC (+89 GWh) y una mejor disponibilidad en Central Térmica Ingeniero White ("CTIW") (+35 GWh). La disponibilidad de todas las unidades de generación de Pampa alcanzó el 95,5% en el 1T19, mientras en el 1T18 fue de 97,3%.

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas			Eólica	Térmicas								Total
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEBBA	Eco-Energía	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	765	361	30	620	100	100	843	14	3.871
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	364	100	30	-	100	100	169	14	977
Participación de mercado	0,7%	1,0%	0,7%	0,3%	2,0%	0,9%	0,1%	1,6%	0,3%	0,3%	2,2%	0,04%	10,0%
Primer Trimestre													
Generación Neta 1T19 (GWh)	190	119	175	89	1.213	282	13	400	39	90	1.279	25	3.913
Participación de mercado	0,6%	0,4%	0,5%	0,3%	3,8%	0,9%	0,0%	1,3%	0,1%	0,3%	4,0%	0,1%	12,3%
Ventas 1T19 (GWh)	190	119	175	89	1.213	381	13	400	39	90	1.385	25	4.118
Generación Neta 1T18 (GWh)	198	146	167	-	1.251	623	49	430	34	55	1.310	28	4.289
Variación 1T19 vs. 1T18	-4%	-18%	+5%	na	-3%	-55%	-73%	-7%	+16%	+65%	-2%	-9%	-9%
Ventas 1T18 (GWh)	198	146	167	-	1.251	785	49	430	34	55	1.488	28	4.630
Precio Prom. 1T19 (US\$/MWh)	25	40	25	70	59	43	132	57	243	102	46	27	53
Precio Prom. 1T18 (US\$/MWh)	25	34	26	na	35	34	44	38	268	91	32	71	36
Margen Bruto Prom. 1T19 (US\$/MWh)	12	29	16	59	35	27	na	21	192	73	19	(14)	28
Margen Bruto Prom. 1T18 (US\$/MWh)	16	20	15	na	33	20	na	19	230	72	20	32	25

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T19 - 39,01; 1T18 - 19,68.

Los costos operativos netos, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, aumentaron 143% con respecto al 1T18, principalmente debido a la mayor compra de gas para la gestión propia del combustible, la cual acapara el 64% de los costos operativos del segmento. Durante el 1T19 se registraron AR\$97 millones como reconocimiento de combustible propio, neto de las compras provistas por nuestro segmento de E&P. Dicha variación negativa fue parcialmente compensada por menores costos de compra de energía para cubrir contratos Plus.

En el 1T19 se registró una variación positiva de AR\$1.029 millones en los resultados financieros netos, alcanzando una ganancia neta de AR\$523 millones, principalmente debido al incremento en el RECPAM por la posición monetaria neta pasiva alocada al segmento y mayor reconocimiento de intereses comerciales a la CAMMESA originadas por la mora en la cobranza. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la mayor pérdida por diferencia de cambio neta, producto de una mayor devaluación del AR\$ con respecto al US\$, moneda en la que mayoritariamente están denominados los pasivos financieros alocados al segmento, y en menor medida por menores ganancias generadas por la tenencia de instrumentos financieros y mayores pérdidas producto de la desvalorización de acreencias.

El EBITDA ajustado aumentó un 25% en moneda homogénea con respecto al 1T18, reportando una ganancia de AR\$4.230 millones, principalmente por la devaluación del AR\$ sobre nuestras ventas denominadas en US\$, la entrada del PPA en PEMC y el reconocimiento de la gestión del combustible propio, parcialmente compensados por mayores costos de compra de gas y de operación y mantenimiento del creciente número de unidades y menor despacho térmico. El EBITDA ajustado considera el EBITDA proporcional de PEMC (Greenwind), sobre el cual Pampa posee una participación directa del 50%, con una ganancia de AR\$102 millones en el 1T19 y una pérdida de AR\$2 millones en el 1T18.



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

Proyecto	MW	Proveedor Equipamiento	Comercialización	Precio de Adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$ ¹		Fecha de Habilitación Comercial
				Potencia US\$/MW-mes	Variable US\$/MWh	Total US\$/MWh	Presupuesto	% Ejecutado @ 31-Mar-19	
Térmico									
Loma de la Lata	15	MAN	Res. SEE N° 19/17	5.500 - 7.000	5,4	14	20	87%	3T 2019
	105	GE	PPA en US\$ por 10 años	23.000	7,5	39	90	100%	5 de agosto de 2017
Parque Ind. Pilar	100	Wärtsilä	PPA en US\$ por 10 años	26.900	15 - 16	52	103	100%	29 de agosto de 2017
Ing. White	100	Wärtsilä	PPA en US\$ por 10 años	21.800	12 - 15	42 - 45	92	100%	22 de diciembre de 2017
Cierre Genelba Plus	383	Siemens	PPA en US\$ por 15 años	20.500	6	34	350	60%	TG: 2T 2019 / CC: 2T 2020
Renovable									
Mario Cebreiro²	100	Vestas	PPA en US\$ por 20 años	na	na	58⁽³⁾	139	96%	8 de junio de 2018
Pampa Energía II	53	Vestas	MAT ER	na	na	69⁽⁴⁾	64	79%	10 de mayo de 2019
Pampa Energía III	53	Vestas	MAT ER	na	na	69⁽⁴⁾	73	74%	10 de mayo de 2019
Total	909						931	81%	

Nota: (1) Montos sin IVA. (2) Pampa posee una participación del 50%. (3) Precio adjudicado sin considerar factor de ajuste e incentivo. (4) Promedio ponderado entre contratos.

Información Suplementaria

Segmento de Generación de Energía, Consolidado En AR\$ millones, en términos nominales	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Ingresos por ventas	8.223	3.296	+149%
Costo de ventas	(4.170)	(1.248)	+234%
Resultado bruto	4.053	2.048	+98%
Gastos de comercialización	(19)	(25)	-24%
Gastos de administración	(289)	(194)	+49%
Otros ingresos operativos	69	24	+188%
Otros egresos operativos	(86)	(37)	+132%
Depreciaciones y amortizaciones	248	272	-9%
EBITDA ajustado	4.073	2.075	+96%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	2.485	608	NA



3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía

Segmento de Distribución de Energía, Consolidado En AR\$ millones	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Ingresos por ventas	15.987	17.439	-8%
Costo de ventas	(13.562)	(11.623)	+17%
Resultado bruto	2.425	5.816	-58%
Gastos de comercialización	(1.498)	(1.195)	+25%
Gastos de administración	(674)	(700)	-4%
Otros ingresos operativos	128	81	+58%
Otros egresos operativos	(403)	(411)	-2%
Resultado operativo	(22)	3.591	NA
RECPAM	3.308	1.679	+97%
Ingresos financieros	180	146	+23%
Gastos financieros	(1.636)	(1.020)	+60%
Otros resultados financieros	(610)	(216)	+182%
Resultado antes de impuestos	1.220	4.180	-71%
Impuesto a las ganancias	(1.071)	(1.344)	-20%
Resultado del período	149	2.836	-95%
Atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad	85	1.475	-94%
Participación no controladora	64	1.361	-95%
EBITDA ajustado	889	4.324	-79%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	2.315	1.318	+76%
Depreciaciones y amortizaciones	847	695	+22%

En el 1T19 las ventas netas disminuyeron 8% con respecto al 1T18, principalmente debido al menor volumen de ventas físicas de electricidad producto de menor temperatura promedio, sumado al impacto de la recesión económica y los incrementos tarifarios. Asimismo, el desfase entre la medición de los Costos Propios de Distribución ("CPD") y su otorgamiento, el cual en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en el Valor Agregado de Distribución ("VAD"), sumado a que la composición de la fórmula del CPD (la cual replica la estructura de costos de Edenor) tiene mayor ponderación en el índice de salarios, y estuvo por debajo de la evolución del IPC e IPIM. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayor facturación por incremento del precio estacional de la electricidad. Asimismo, desde febrero de 2018 se facturan las 48 cuotas mensuales por la gradual aplicación del incremento tarifario durante febrero 2017 y enero 2018 (AR\$407 millones en el 1T19 y AR\$473 millones en el 1T18).

En términos operativos, las ventas físicas de electricidad disminuyeron en un 10% con respecto al 1T18, principalmente explicado por menor consumo en el segmento residencial asociado a menores temperaturas promedio, al impacto de la recesión económica y el incremento tarifario (-11% vs. 1T18), en adición a menor demanda de industrias y PyMEs en correlación con la caída de actividad económica (-7% vs. 1T18). Por otro lado, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 4%, principalmente debido a la regularización de clientes residenciales producto de las acciones de disciplina de mercado y normalización de suministros clandestinos, que incluyó la instalación de aproximadamente 100 mil medidores integrados de energía durante el año 2018. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menor cantidad de clientes comerciales por la caída de la actividad económica.



Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2019			2018			Variación	
	En GWh	Part. %	Cientes	En GWh	Part. %	Cientes	% GWh	% Clientes
Primer Trimestre								
Residencial ¹	2.081	41%	2.704.169	2.341	42%	2.593.347	-11%	+4%
Comercial	847	17%	355.379	951	17%	360.982	-11%	-2%
Industrias	894	18%	6.881	966	17%	6.874	-8%	+0%
Sistema de Peaje	920	18%	692	1.018	18%	702	-10%	-1%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	161	3%	21	161	3%	21	-0%	-
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	115	2%	466	113	2%	428	+2%	+9%
Total	5.018	100%	3.067.608	5.550	100%	2.962.354	-10%	+4%

Nota: (1) Incluye 612.380 y 654.086 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 31 de marzo de 2019 y 2018, respectivamente.

Las compras de energía aumentaron 19% en el 1T19 con respecto al 1T18, debido al incremento del precio estacional por la quita gradual de subsidios, sumado a un aumento en la tasa y costo asociado a las pérdidas de energía (tasa total de pérdidas del 17,4% de la energía demandada en el 1T19 en comparación con 16,3% en 1T18), principalmente generado por robo de electricidad, fraude incentivado por la recesión económica y el impacto del incremento tarifario. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el menor volumen de energía demandada.

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, depreciaciones y amortizaciones, aumentaron en un 11% en el 1T19 con respecto al 1T18, principalmente debido a mayores cargos por sanciones, explicado por el cambio de criterio del ENRE al determinar la penalidad en AR\$/kWh en el momento que el regulador efectivamente sanciona, mayores Costos de Energía No Suministrada ("CENS") y senderos de cumplimiento más exigentes, sumado a un mayor consumo de materiales. Dichos incrementos fueron parcialmente compensados por menores costos laborales debido al desfase entre la inflación y los incrementos salariales por paritarias, y menores provisiones de créditos por ventas producto de un menor saldo moroso.

En el 1T19, los resultados financieros netos se incrementaron en AR\$653 millones a una ganancia de AR\$1.242 millones, principalmente debido al incremento en el RECPAM producto de la posición monetaria pasiva neta alocada al segmento, sumado al aumento en los ingresos financieros por tenencia de bonos en cartera y otros bonos hasta vencimiento. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores pérdidas por intereses comerciales generados por el stock de deuda con CAMMESA, diferencia de cambio producto de la mayor devaluación de AR\$ con respecto al US\$, moneda en la que está denominada el pasivo financiero de Edenor, además de menores ganancias por tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado en el 1T19 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de AR\$889 millones comparado con AR\$4.324 millones en el 1T18, principalmente porque los aumentos tarifarios desfasados por CPD sobre el VAD no lograron compensar el ritmo de la inflación, la caída en la demanda eléctrica y los crecientes costos operativos y por hurto de energía. Asimismo, el EBITDA ajustado incluye los ingresos provenientes de cargos por mora de AR\$64 millones en el 1T19 y AR\$82 millones en el 1T18. En el 1T18, el EBITDA ajustado no considera las sanciones implementadas post Revisión Tarifaria Integral ("RTI") correspondientes a otros períodos por AR\$44 millones.



Información Suplementaria

Segmento de Distribución de Energía, Consolidado En AR\$ millones	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Ingresos por ventas	15.377	11.010	+40%
Costo de ventas	(12.396)	(7.092)	+75%
Resultado bruto	2.981	3.918	-24%
Gastos de comercialización	(1.393)	(718)	+94%
Gastos de administración	(562)	(411)	+37%
Otros ingresos operativos	122	52	+135%
Otros egresos operativos	(387)	(262)	+48%
Depreciaciones y amortizaciones	164	136	+21%
EBITDA ajustado	986	2.741	-64%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	2.117	859	+146%



3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas⁷

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado En AR\$ millones	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Ingresos por ventas	4.639	4.968	-7%
Costo de ventas	(3.274)	(2.929)	+12%
Resultado bruto	1.365	2.039	-33%
Gastos de comercialización	(152)	(243)	-37%
Gastos de administración	(522)	(538)	-3%
Gastos de exploración	(44)	(3)	NA
Otros ingresos operativos	78	5.255	-99%
Otros egresos operativos	(203)	(3.243)	-94%
Resultado por participaciones en asociadas	40	16	+150%
Resultado operativo	562	3.283	-83%
RECPAM	2.421	864	+180%
Ingresos financieros	390	35	NA
Gastos financieros	(851)	(594)	+43%
Otros resultados financieros	(4.543)	(1.738)	+161%
Resultado antes de impuestos	(2.021)	1.850	NA
Impuesto a las ganancias	608	(392)	NA
Resultado por operaciones continuas	(1.413)	1.458	NA
Resultado por operaciones discontinuadas	-	746	-100%
Resultado del período	(1.413)	2.204	NA
Atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad	(1.413)	2.209	NA
Participación no controladora	-	(5)	-100%
EBITDA ajustado por operaciones continuas	1.527	2.858	-47%
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	1.527	4.108	-63%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	1.427	916	+56%
Depreciaciones y amortizaciones	996	821	+21%

En el 1T19 el margen bruto por las operaciones continuas de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyó en AR\$674 millones con respecto al 1T18, principalmente debido a una caída del 35% y 7% en los precios de venta devengados a la demanda del gas y petróleo en US\$, respectivamente; sumado a menores ventas de gas del 6% interanual debido a la menor adquisición de gas a terceros por la compresión de márgenes de trading producto de la tendencia a la baja de los precios mencionada anteriormente, pese a que las ventas intersegmento de gas aumentaron sustancialmente debido a la posibilidad de autoabastecimiento de combustible en nuestras unidades térmicas de generación. Asimismo, los mayores costos de tratamiento y transporte de gas, y las mayores depreciaciones en el área El Mangrullo por mayor nivel de inversiones contribuyeron a la caída en el margen bruto. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la devaluación en el tipo de cambio nominal superior a la inflación en los precios de venta de petróleo y gas, denominados en US\$ y expresados en AR\$, además de una mayor producción y ventas de crudo (aumento del 24% en el 1T19 vs. 1T18), y en menor medida, a menores regalías y costos laborales.

⁷ El segmento de petróleo y gas sólo consolida las operaciones continuas, pues en enero de 2018 fue acordada la desinversión de ciertos activos mayoritariamente relacionados con la producción de crudo, los cuales a efectos contables se exponen como operaciones discontinuadas desde el 4T 17 tanto los períodos de análisis como los comparativos.



En términos operativos, en el 1T19 la producción del segmento por las operaciones continuas registró 46,8 kboe/día, 0,9 kboe/día superior al alcanzado en el 1T18. La producción de gas en el 1T19 alcanzó 7,0 millones de m³/día, ligeramente superior al 1T18, principalmente debido al incremento de producción en El Mangrullo (+1.175 dam³/día), área en la cual se instaló un sistema de producción temprana (*early production facility* - EPF) y se interconectó mediante un gasoducto con Rincón del Mangrullo para el aprovechamiento de la planta de procesamiento de dicho bloque, incrementándose la producción a marzo de 2019 a aproximadamente 4.196 dam³/día, en concordancia con la posibilidad de gestión propia del combustible para generación eléctrica. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una caída en la producción como consecuencia del exceso de oferta doméstica por la interrupción del *shale gas*, el cual es principalmente sostenido por proyectos aprobados bajo el Plan Gas No Convencional⁸, y en menor medida, por recesión económica. Dichos factores repercutieron en el área Rincón del Mangrullo (-1.045 dam³/día) por menor tasa de perforación y declino natural, sumado a una leve disminución en Aguaragüe (-54 dam³/día). Asimismo, la producción de petróleo incrementó de 4,7 kbb/día en el 1T18 a 5,4 kbb/día en el 1T19, principalmente debido al inicio de la producción de crudo en Chirete (+0,5 kbb/día) y a un leve incremento en la producción de crudo en El Tordillo (+0,3 kbb/día).

Al 31 de marzo de 2019, nuestros pozos productivos por las operaciones continuas en Argentina totalizaron 869, en comparación a los 892 al 31 de diciembre de 2018.

Producción de Petróleo y Gas	Operaciones Continuas			Operaciones Discontinuas				Total
	Petróleo	Gas	Subtotal	Petróleo	Gas	GLP	Subtotal	
Primer Trimestre								
Volumen 1T19								
En miles de m ³ /día	0,9	7.044						
En miles de boe/día	5,4	41,5	46,8					46,8
En millones de pie cúbicos/día		249						
Volumen 1T18								
En miles de m ³ /día	0,7	7.005		2,0	1.112	0,1		
En miles de boe/día	4,7	41,2	45,9	12,7	6,5	0,6	19,8	65,7
En millones de pie cúbicos/día		247			39			
Variación Volumen 1T19 vs. 1T18	+15%	+1%	+2%					-29%
Precio Promedio 1T19								
En US\$/bbl	54,4							
En US\$/MBTU		3,1						
Precio Promedio 1T18								
En US\$/bbl	58,5			61,7				
En US\$/MBTU		6,3			4,4			
En US\$/ton						415,3		
Variación Precios 1T19 vs. 1T18	-7%	-50%						

Nota: La producción no considera volúmenes del exterior por 0,2 kbb/día en 1T19 y 0,4 kbb/día en 1T18. Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T19 - 39,01; 1T18 - 19,68.

En el 1T19, nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$3,1/MBTU, 50% menor al US\$6,3/MBTU registrado en el 1T18, principalmente debido a la caída del 35% en el precio de venta a clientes finales en comparación con el 1T18 y del 9% en comparación con el 4T18. Los menores precios de venta a la demanda final, que reflejan la tendencia negativa desde agosto de 2018, responden principalmente a las reducciones impuestas por CAMESA en el precio de referencia y compra en condición interrumpible de gas para usinas, las cuales éstas últimas reflejaron la estacionalidad de la demanda y el exceso de oferta doméstica, efectos negativos que también se replicaron en los precios comercializados en

⁸ Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales, Res. MEyM N° 46, 419, 447 /17 y 12/18.



el segmento industrial. Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por precios devengados a la demanda residencial ligeramente superiores al 1T18. Asimismo, el precio devengado en el 1T18 incluye el incentivo Plan Gas 2, el cual finalizó a partir del 1 de julio de 2018 y contribuyó en el precio de venta devengado en US\$1,4/MBTU.

En el 1T19, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$1.150 millones a una pérdida de AR\$2.583 millones, principalmente debido a la mayor pérdida por diferencia de cambio neta, producto de una mayor devaluación del AR\$ con respecto al US\$, moneda en la que mayoritariamente están denominados los pasivos financieros alocados al segmento, y en menor medida a la merma por la desvalorización de los créditos con las distribuidoras de gas, parcialmente compensadas por el incremento en el RECPAM producto de la posición monetaria pasiva neta alocada al segmento, y en menor medida por la mayor ganancia por la tenencia de instrumentos financieros e intereses financieros constituida por la mora en pago de CAMMESA por el gas abastecido a nuestras unidades térmicas.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas por las operaciones continuas disminuyó en un 47%, registrando AR\$1.527 millones en el 1T19, principalmente por menores precios de venta de hidrocarburos en US\$, la finalización del Plan Gas 2, y en menor medida por las retenciones a la exportación, según los Decretos PEN N°793 y 865/2018 vigentes desde principios de septiembre de 2018, aplicables a la exportación del crudo Escalante en el área El Tordillo durante el 1T19. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el efecto de la devaluación en las ventas denominadas en US\$ y en menor medida por un leve crecimiento en la producción y venta de crudo. El EBITDA ajustado considera el proporcional a nuestra tenencia del 2,1% y 23,1% de OldelVal, compañía de transporte de crudo, por una ganancia de AR\$9 millones y AR\$46 millones para el 1T19 y 1T18, respectivamente. Asimismo, el EBITDA ajustado en el 1T18 excluye la ganancia neta de AR\$1.276 millones como resultado del acuerdo firmado con la República de Ecuador por el Laudo Arbitral.

Información Suplementaria

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado En AR\$ millones	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Ingresos por ventas	4.467	3.137	+42%
Costo de ventas	(2.742)	(1.768)	+55%
Resultado bruto	1.725	1.369	+26%
Gastos de comercialización	(146)	(153)	-5%
Gastos de administración	(492)	(341)	+44%
Gastos de exploración	(41)	(2)	NA
Otros ingresos operativos	76	3.317	-98%
Otros egresos operativos	(197)	(2.047)	-90%
Depreciaciones y amortizaciones	531	426	+25%
EBITDA ajustado por operaciones continuas	1.464	1.792	-18%
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	1.464	2.606	-44%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	1.342	597	+125%



3.4 Análisis del Segmento de Refinación y Distribución

Segmento de Refinación y Distribución, Consolidado En AR\$ millones	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Resultado por operaciones discontinuadas	-	265	-100%
Resultado del período	-	265	-100%
EBITDA ajustado por operaciones continuas	-	-	NA
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	-	248	-100%

El segmento de refinación y distribución sólo consolida las operaciones continuas, pues en diciembre de 2017 fue acordada la desinversión de activos del segmento, los cuales a efectos contables se expone como operaciones discontinuadas desde el cuarto trimestre de 2017 tanto en los períodos de análisis y comparativo. El EBITDA ajustado de nuestra participación en Refinor y nuestro activo en Dock Sud fue reclasificado bajo el segmento de holding y otros.

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
Primer Trimestre						
Volumen 1T19 (miles de m3)	na	na	na	na	na	na
Volumen 1T18 (miles de m3)	3	190	118	79	62	452
Precio promedio 1T19 (US\$/m3)	na	na	na	na	na	na
Precio promedio 1T18 (US\$/m3)	342	609	662	430	476	571

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



3.5 Análisis del Segmento de Petroquímica

Segmento de Petroquímica, Consolidado En AR\$ millones	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Ingresos por ventas	3.135	3.003	+4%
Costo de ventas	(3.005)	(2.667)	+13%
Resultado bruto	130	336	-61%
Gastos de comercialización	(72)	(112)	-36%
Gastos de administración	(45)	(164)	-73%
Otros ingresos operativos	30	69	-57%
Otros egresos operativos	(189)	(85)	+122%
Resultado operativo	(146)	44	NA
RECPAM	268	315	-15%
Ingresos financieros	11	12	-8%
Gastos financieros	(200)	(129)	+55%
Otros resultados financieros	(362)	(220)	+65%
Resultado antes de impuestos	(429)	22	NA
Impuesto a las ganancias	129	68	+90%
Resultado del período	(300)	90	NA
EBITDA ajustado	(134)	79	NA
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	14	15	-7%
Depreciaciones y amortizaciones	12	89	-87%

El margen bruto del 1T19 de este segmento fue de AR\$130 millones, 61% menor que en el 1T18, principalmente debido a la caída en los precios de referencia internacionales, nominadas en US\$, y por ende en los precios de venta, combinado con los menores volúmenes de venta a raíz de la menor demanda doméstica de producto, las retenciones a la exportación, según los Decretos PEN N°793 y 865/2018, mayores costos por nafta virgen importada como materia prima para la planta de reforma y readecuación de estructura por el cierre de la planta de etileno en San Lorenzo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la devaluación en el tipo de cambio nominal por encima de la inflación en los precios de venta, ventas incrementales en el segmento de exportación, menores costos de compra de gas natural denominados en US\$ y la optimización de costos fijos derivado de la discontinuación en la operación de la planta de BOPS en Zárate.

A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

Resumen Operativo de Petroquímica	Productos			
	Estireno y Poliestireno ¹	Caucho Sintético	Otros	Total
Primer Trimestre				
Volumen 1T19 (miles de toneladas)	24	6	52	83
Volumen 1T18 (miles de toneladas)	31	9	47	87
Variación Volumen 1T19 - 1T18	-23%	-30%	+12%	-5%
Precio promedio 1T19 (US\$/ton)	1.351	1.671	663	938
Precio promedio 1T18 (US\$/ton)	1.604	1.773	653	1.109
Variación Precios 1T19 - 1T18	-16%	-6%	+2%	-15%

Nota: Tipo de cambio AR\$/US\$: 1T19 – 39,01; 1T18 – 19,68. (1) Incluye Propileno, Etileno y BOPs.

El volumen total comercializado en petroquímica registró una caída del 5% en el 1T19 vs. 1T18, principalmente debido a una menor demanda local sumado a menores ventas foráneas de productos



estirénicos y caucho sintético, sumada a la discontinuación en la operación de la planta de BOPS en Zárate y cierre de la planta de etileno en San Lorenzo, impactando en menores ventas de BOPs, etileno y propileno, parcialmente compensados por mayores exportaciones de productos de reforma.

En el 1T19 se registró una variación negativa de AR\$261 millones en los resultados financieros netos, registrando una pérdida neta de AR\$283 millones, principalmente debido a un mayor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio por la actualización de la contingencia denominada en US\$, sumado a un menor reconocimiento de RECPAM debido a una disminución en la posición monetaria pasiva neta alocada al segmento.

En el 1T19 el EBITDA ajustado de petroquímica reportó una pérdida de AR\$134 millones, mientras que en el 1T18 reportó una ganancia de AR\$79 millones. El EBITDA ajustado del 1T18 excluye la ganancia por multa a Oil Combustibles por AR\$54 millones debido a la falta de entrega de nafta virgen.

Información Suplementaria

Segmento de Petroquímica, Consolidado En AR\$ millones	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Ingresos por ventas	3.027	1.896	+60%
Costo de ventas	(2.782)	(1.664)	+67%
Resultado bruto	245	232	+6%
Gastos de comercialización	(69)	(71)	-3%
Gastos de administración	(43)	(104)	-59%
Otros ingresos operativos	29	44	-34%
Otros egresos operativos	(180)	(55)	+228%
Depreciaciones y amortizaciones	9	37	-76%
EBITDA ajustado	(9)	49	NA
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	14	10	+36%



3.6 Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado En AR\$ millones	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Ingresos por ventas	274	316	-13%
Costo de ventas	-	-	NA
Resultado bruto	274	316	-13%
Gastos de comercialización	(87)	-	NA
Gastos de administración	(345)	(367)	-6%
Otros ingresos operativos	209	84	+149%
Otros egresos operativos	(151)	(57)	+165%
Rdo. por participaciones en negocios conjuntos y asociadas	751	853	-12%
Resultado operativo	651	829	-21%
RECPAM	(1.859)	(427)	NA
Ingresos financieros	121	84	+44%
Gastos financieros	(35)	(8)	NA
Otros resultados financieros	2.232	322	NA
Resultado antes de impuestos	1.110	800	+39%
Impuesto a las ganancias	4.056	140	NA
Resultado del período	5.166	940	NA
EBITDA ajustado	1.536	1.623	-5%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	61	58	+5%
Depreciaciones y amortizaciones	7	26	-73%

El margen operativo de holding y otros, sin considerar los resultados por participaciones en negocios conjuntos (Transener y TGS) y asociadas (Refinor), registró una pérdida de AR\$100 millones en el 1T19 y AR\$24 millones en el 1T18, principalmente explicado por la disminución de *fees* devengados, la incorporación de gastos de la terminal de despacho Dock Sud y mayores costos de honorarios al Directorio de Pampa, parcialmente compensados por un menor cargo por compensación ejecutiva debido a la caída en el precio de la acción de Pampa.

En cuanto a los resultados financieros netos, en el 1T19 se registró una ganancia de AR\$459 millones, mientras que en el 1T18 se registró una pérdida de AR\$29 millones, principalmente debido a mayores ganancias por diferencia de cambio generadas por la tenencia de instrumentos financieros en US\$, sumado a ganancias por el desempeño de los instrumentos financieros en la caja y un recálculo de los créditos impositivos, parcialmente compensados por mayores pérdidas en el RECPAM debido a la posición monetaria neta activa alocada al segmento.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros disminuyó en AR\$87 millones, alcanzando AR\$1.536 millones en el 1T19. El EBITDA ajustado elimina los VPPs por nuestra participación de Refinor, Transener y TGS, y a su vez realiza una consolidación ajustada a la tenencia accionaria en dichos negocios.

En el 1T19 el EBITDA ajustado por tenencia del 25,5% indirecto sobre TGS fue de AR\$1.151 millones (total implícito de AR\$4.506 millones), 6% superior al registrado en 1T18 de AR\$1.087 millones (total implícito de AR\$4.264 millones), principalmente debido a la implementación completa de la RTI más variaciones de costos para el transporte de gas en el 1T19, mientras que en el 1T18 considera sólo la primera y segunda cuota de aumento de RTI iniciado en abril de 2017, los cuales fueron superiores a la evolución de la inflación. Asimismo, el EBITDA de TGS del 1T19 aumentó con respecto al 1T18 debido a mayores volúmenes procesados principalmente destinados a mercados externos y a la variación en el tipo de cambio sobre las ventas en US\$, parcialmente compensados por la caída en los precios de referencia denominadas en US\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores volúmenes de gas natural empleado



como reposición de la reducción térmica de planta en el Complejo Cerri (pero menor costo unitario en US\$) y mayores costos por retenciones a las exportaciones y costos laborales.

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 26,3% en el 1T19 ascendió a AR\$449 millones (total implícito de AR\$1.706 millones), un 8% inferior que el 1T18, el cual fue de AR\$491 millones (total implícito de AR\$1.864 millones), principalmente debido al desfase entre la medición de la actualización semestral de variación de costos y su otorgamiento, el cual en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en los ingresos regulatorios de Transener, sumado a que la composición de la fórmula de actualización de costos, al replicar la estructura de costos de Transener, tiene mayor ponderación en el índice de salarios, el cual estuvo por debajo de la evolución del IPC e IPIM. Dichos efectos fueron compensados por menores costos operativos, principalmente debido a mayores premios por calidad de servicio y menores costos laborales.

Finalmente, en Refinor, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 1T19 ascendió a AR\$29 millones (total implícito de AR\$101 millones), mientras que en el 1T18 fue de AR\$43 millones (total implícito de AR\$152 millones), principalmente explicado por mayor costo de refinación y menores ventas de combustibles.

Información Suplementaria

Segmento de Holding y Otros, Consolidado En AR\$ millones	Primer Trimestre		
	2019	2018	Δ %
Ingresos por ventas	262	200	+31%
Costo de ventas	-	-	NA
Resultado bruto	262	200	+31%
Gastos de comercialización	(82)	-	NA
Gastos de administración	(331)	(232)	+43%
Otros ingresos operativos	619	53	NA
Otros egresos operativos	(152)	(37)	NA
Depreciaciones y amortizaciones	3	3	-
EBITDA ajustado	2.018	1.040	+94%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	58	38	+53%



3.7 Análisis del Trimestre por Subsidiaria

Subsidiaria En AR\$ millones	Primer Trimestre 2019				Primer Trimestre 2018			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ³	Resultado Neto ⁴	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ³	Resultado Neto ⁴
Segmento de Generación de Energía								
Diamante ¹	61,0%	121	(755)	142	61,0%	85	(273)	53
Los Nihuales ¹	52,0%	72	(1.013)	148	52,0%	83	(268)	87
CPB ¹	100,0%	364	(121)	475	100,0%	217	556	(5)
<i>Greenwind¹</i>		204	4.929	(69)		(4)	2.305	(121)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(102)	(2.465)	35		2	(1.153)	60
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	102	2.465	(35)	50,0%	(2)	1.153	(60)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²	100,0%	3.571	24.329	2.117		3.000	13.605	784
Subtotal Generación		4.230	24.905	2.847		3.382	14.772	859
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	51,8%	886	6.231	131	51,0%	4.379	(275)	2.849
Ajustes y eliminaciones ²		3	0	(46)		(55)	(0)	(1.374)
Subtotal Distribución		889	6.231	85		4.324	(275)	1.475
Segmento de Petróleo y Gas								
<i>OldeVal</i>		422	(440)	202		198	(215)	76
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(413)	431	(197)		(152)	165	(58)
Subtotal OldeVal ajustado por tenencia	2,1%	9	(9)	4	23,1%	46	(50)	18
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²	100%	1.518	40.756	(1.417)		2.812	14.849	2.191
Subtotal Petróleo y Gas		1.527	40.747	(1.413)		2.858	14.799	2.209
Segmento de Refinación y Distribución								
Pampa Energía	100,0%	-	-	-	100,0%	-	(750)	265
Subtotal Refino y Distribución		-	-	-		-	(750)	265
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	(134)	-	(300)	100,0%	79	290	90
Subtotal Petroquímica		(134)	-	(300)		79	290	90
Segmento de Holding y Otros								
<i>Transener</i>		1.706	(985)	760		1.864	(1.788)	969
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(1.257)	725	(560)		(1.373)	1.317	(714)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	449	(259)	200	26,3%	491	(471)	255
<i>TGS</i>		4.506	3.499	2.380		4.264	(2.366)	2.301
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3.354)	(2.605)	(1.772)		(3.177)	1.763	(1.714)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	25,5%	1.151	894	608	25,5%	1.087	(603)	587
<i>Refinor</i>		101	(26)	(147)		152	(687)	37
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(72)	18	105		(108)	491	(26)
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	29	(7)	(42)	28,5%	43	(196)	11
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		(93)	(10.664)	4.400		2	(3.128)	88
Subtotal Holding y Otros		1.536	(10.036)	5.166		1.623	(4.397)	940
Eliminaciones		(10)	(3.083)	(10)		(29)	167	(198)
Total Consolidado por Operaciones Continuas		8.037	58.763	6.375		12.237	24.606	5.640
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		7.528	59.628	6.375		10.046	24.811	5.640

1 Los resultados netos atribuibles a los propietarios de la compañía del 1T18 no están ajustados por inflación. 2 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 3 Montos en términos nominales. La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y excluye el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. 4 Atribuible a los propietarios y no incluyen resultados por subsidiarias, pero incluye las operaciones discontinuadas.