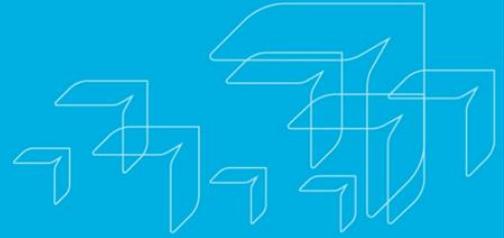


Resultados de los períodos de seis meses y trimestre finalizados el 30 de junio de 2019



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 a los períodos de seis meses y trimestre finalizados el 30 de junio de 2019.

Buenos Aires, 12 de agosto 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:

1.820,1 millones acciones ordinarias /
72,8 millones de ADSs

Capitalización al 9 de agosto de

2019: AR\$115,6 mil millones US\$2,6
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

Cambio en las Bases de Presentación

El 1 de abril de 2019, la Compañía adoptó el dólar estadounidense como moneda funcional ("MF US\$") para la contabilización de su información financiera, con efecto desde el 1 de enero de 2019.

Sin embargo, la información relativa a los períodos comparativos se basa en moneda local y en términos constantes ("MLyC") al 31 de diciembre de 2018, los cuales expresados en US\$ son trasladados al tipo de cambio nominal ("TCN") de cierre. Asimismo, Edenor, Transener, OldelVal, Refinor y TGS continúan registrando sus operaciones en MLyC y por ende, sus cifras están ajustadas por inflación. Para mayor información, dirigirse a la sección 2 de este Informe o la nota 3 de los estados financieros de Pampa ("EEFF").

Para conveniencia del lector, se expone como dato suplementario en los períodos trimestrales comparativos los montos en términos históricos bajo contabilidad en moneda local ("MLyN") expresados en US\$ al TCN promedio del período, con excepción del segmento distribución y las subsidiarias sujetas a MLyC, donde se presentan las cifras del trimestral comparativo en MLyC al 30 de junio de 2019 y expresadas en US\$ al TCN de cierre.

Principales Resultados del Primer Semestre de 2019 ("6M19")¹

Ventas netas consolidadas por US\$1.515 millones², un 4% superior a los US\$1.450 millones registrados en el primer semestre de 2018 ("6M18"), debido a incrementos del 56% en generación de energía, 8% en distribución de energía y 3% en petroquímica, parcialmente compensados por disminuciones del 8% en petróleo y gas y 38% en holding y otros, además de mayores eliminaciones por ventas intersegmento por US\$124 millones.

- ⇒ **Generación de 7.640 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución de 9.866 GWh de electricidad** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 47,7 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 178 mil toneladas de productos petroquímicos**

¹ Los negocios bajo MF US\$ utilizan el TCN promedio del período, mientras que los montos ajustados por inflación se convierten al TCN de la fecha de cierre.

² Bajo las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), Greenwind, OldelVal, Refinor, Pampa Cogeneración, 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".



EBITDA ajustado³ consolidado por operaciones continuas de US\$484 millones, un 6% inferior a los US\$514 millones del 6M18, debido a disminuciones del 39% en distribución de energía, 22% en petróleo y gas y 2% en holding y otros, parcialmente compensados por aumentos del 36% en generación de energía, US\$10 millones en petroquímica y menores eliminaciones intersegmento por US\$1 millón.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$567 millones, superior a US\$63 millones alcanzados en 6M18, incluye una ganancia *non-cash* extraordinaria por la resolución de los pasivos regulatorios en Edenor y un menor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio a raíz del cambio en la metodología contable, parcialmente compensado por la reducción en el margen operativo en distribución de energía y petróleo y gas.

Principales Resultados del Segundo Trimestre de 2019 ("2T19")⁴

Ventas netas consolidadas por US\$808 millones, un 13% superior a los US\$715 millones registrados en el segundo trimestre de 2018 ("2T18"), debido a incrementos del 46% en generación de energía y 30% en distribución de energía, parcialmente compensados por disminuciones del 10% en petróleo y gas y 63% en holding y otros, además de mayores eliminaciones en ventas intersegmento por US\$63 millones. El segmento de petroquímica se mantuvo sin cambios.

- ⇒ **Generación de 3.727 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución de 4.849 GWh de electricidad** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 48,5 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 95 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de US\$266 millones, un 21% superior a los US\$219 millones del 2T18, debido a aumentos del 56% en generación de energía, 27% en distribución de energía y US\$9 millones en petroquímica, parcialmente compensados por disminuciones del 15% en petróleo y gas y 10% en holding y otros.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$394 millones, US\$466 millones superior a la ganancia en 2T18, incluye la ganancia *non-cash* extraordinaria de Edenor y un menor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio, ambos efectos explicados anteriormente.

Información sobre la Conferencia Telefónica

El martes 13 de agosto 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 2T19.

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 2T19 de nuestro sitio para inversores. También habrá una transmisión de audio en vivo de la conferencia en la página <http://bit.ly/PampaQ219Call>.

Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:

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

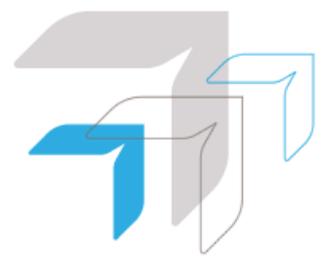
³ EBITDA ajustado consolidado representa los resultados antes de resultados financieros, impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos extraordinarios y *non-cash*, VPP y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF e incluye EBITDA a nuestra tenencia de afiliadas. Para mayor información, ver la sección 3 de este Informe.

⁴ La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018 están basados en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina, correspondiente a los períodos de seis meses de 2019 y 2018, y a los trimestres finalizados el 31 de marzo de 2019 y 2018, respectivamente.



Índice

Cambio en las Bases de Presentación	1
Principales Resultados del 6M19	1
Principales Resultados del 2T19	2
Información sobre la Conferencia Telefónica	2
1. Hechos Relevantes	4
1.1 Segmento de Generación	4
1.2 Segmento de Petróleo y Gas	5
1.3 TGS	6
1.4 Edenor	7
1.5 Transener	8
1.6 Operaciones en Mercado de Capitales	9
2. Indicadores Financieros Relevantes	11
2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado	11
2.2 Estado de Resultados Consolidado	12
2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera	13
3. Análisis de los Resultados del 2T19	15
3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía	16
3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía	19
3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas	22
3.4 Análisis del Segmento de Petroquímica	25
3.5 Análisis del Segmento de Holding y Otros	27
3.6 Análisis del Semestre por Subsidiaria	29
3.7 Análisis del Trimestre por Subsidiaria	30



1. Hechos Relevantes

1.1 Segmento de Generación

Adquisición Conjunta de la Central Térmica Ensenada de Barragán ("CTEB")

Luego de haber hecho una oferta conjunta, el 29 de mayo de 2019 Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA") notificó que Pampa, a través de una sociedad controlada denominada Pampa Cogeneración S.A. e YPF S.A. ("YPF"), resultaron adjudicatarias de la licitación relativa a la venta y transferencia por parte de IEASA del fondo de comercio de CTEB. Con fecha 26 de junio de 2019, habiéndose cumplido las condiciones precedentes a las que se encontraba sujeta dicha transacción, se perfeccionó la venta y transferencia a CT Barragán S.A. (la "Sociedad Adquiriente"), sociedad co-controlada por YPF y Pampa.

CTEB se encuentra ubicada en el polo petroquímico de la localidad de Ensenada, Provincia de Buenos Aires, está conformada por dos turbinas de gas a ciclo abierto, y dispone a la fecha de una potencia instalada de 567 MW. Como parte de la transacción, la Sociedad Adquiriente deberá completar, en un plazo inferior a 30 meses, las obras necesarias para que CTEB opere a ciclo combinado, aumentando la potencia instalada a 847 MW y obteniendo una mayor eficiencia, dado que con el mismo nivel de consumo de combustible (gas) se generará un 50% adicional de electricidad. Una vez terminadas las obras del ciclo combinado, se estima que CTEB será una de las generadoras de mayor eficiencia térmica del parque eléctrico del país.

Tanto el ciclo abierto como el ciclo cerrado de CTEB cuentan con contratos de abastecimiento de energía con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico ("CAMMESA") bajo la Resolución N° 220/07 de la ex Secretaría de Energía ("SE") ("PPAs"), el primero en vigencia desde el 26 de marzo de 2009 con vencimiento el 27 de abril de 2022, y el segundo firmado el 26 de marzo de 2013 y en vigencia por un plazo de 10 años a partir de la operación comercial del ciclo combinado.

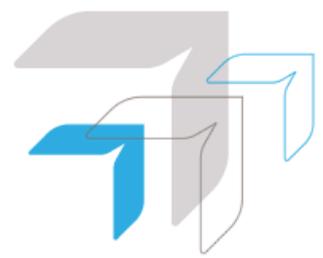
El precio relativo a la adquisición de CTEB ascendió a un total de US\$282 millones, incluye el monto en efectivo ofertado en la licitación por CTEB y el precio de compra de cierta cantidad de valores representativos de deuda ("VRDs") emitidos con motivo del "Contrato suplementario del programa global de fideicomisos financieros y de administración para la ejecución de obras de infraestructura energética -Serie 1- ENARSA (Barragán)" (el "Fideicomiso"). Para el pago de la transacción, la Sociedad Adquiriente recibió un aporte de US\$200 millones integrados en partes iguales por sus co-controlantes y suscribió con un sindicato de bancos un préstamo por la suma de US\$170 millones, sin recurso a la Sociedad e YPF, siempre que se obtenga la habilitación comercial del cierre de ciclo de CTEB en el plazo de 30 meses antes mencionado.

Por su parte, se estima que las obras de cierre de ciclo alcancen una inversión aproximada de US\$200 millones. La adquisición del fondo de comercio de CTEB importa, asimismo, la cesión en favor de la Sociedad Adquiriente de la posición contractual del carácter de fiduciante del Fideicomiso, cuya deuda VRDs (excluyendo la cantidad de VRDs que fueron adquiridos por CT Barragán S.A.) a la fecha de la transacción ascendía a US\$229 millones aproximadamente, y su repago se estima será abonado con el flujo de CTEB.

Pampa será responsable del gerenciamento de la operación de la CTEB hasta 2023 e YPF a través de su subsidiaria YPF Energía Eléctrica S.A., supervisará las obras necesarias para que la CTEB opere a ciclo combinado. Los servicios serán prestados de forma rotativa entre YPF y Pampa por períodos de 4 años.

Avances en el Proyecto de Cierre a Ciclo en la Central Térmica Genelba ("CTGEBA")

CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la Turbina de Gas 04 de CTGEBA a partir del 12 de junio de 2019 por una capacidad instalada de 188 MW. Asimismo, CAMMESA habilitó la repotenciación de la existente Turbina de Gas 03, conocida como Genelba Plus, por una potencia de 19 MW a partir del 1 de junio de 2019.



Las unidades, que contribuyen al sistema 207 MW adicionales, forman parte del proyecto de cierre a ciclo combinado de Genelba Plus que incluirá la puesta en servicio de una turbina a vapor, estimada en el segundo trimestre del 2020. Cuando se habilite el cierre a ciclo combinado en CTGEBa Plus, cuya inversión total se estima en US\$350 millones, entrará en vigencia el PPA suscripto con CAMMESA por un plazo de 15 años y CTGEBa contará con dos ciclos combinados con una capacidad instalada total de aproximadamente 1,2 GW.

Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM")

En el marco de la convocatoria a generadores y conforme a lo instruido por la Secretaría de Gobierno de Energía ("SGE"), el 5 de agosto de 2019 Pampa y ciertas subsidiarias suscribieron con CAMMESA un Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM, en el cual CAMMESA se comprometió a abonar las Liquidaciones de Ventas sin Fecha de Vencimiento a Definir ("LVFVD") pendientes de pago, previo descuento de las deudas contraídas con el MEM en virtud de los convenios de financiamiento, contratos de mutuo y cesión de créditos suscriptos por las generadoras, y aplicando al saldo remanente una quita del 18%. En este sentido, Pampa y ciertas subsidiarias acordaron un importe neto por todo concepto correspondiente a las LVFVD pendientes, incluyendo intereses al 31 de julio de 2019 así como la quita mencionada, que asciende a AR\$2.123 millones, monto antes de retenciones que pudieran aplicar.

El 7 de agosto de 2019 se perfeccionaron las compensaciones mencionadas y se cobró el saldo remanente de las LVFVD. En cumplimiento de los compromisos asumidos, Pampa y ciertas subsidiarias desistieron de todos los reclamos iniciados y renunciaron en forma irrevocable a efectuar cualquier tipo de reclamo contra el Estado Nacional, SGE y/o CAMMESA en relación a las LVFVD pendientes.

La Compañía estima reconocer a la fecha de la firma del acuerdo, una ganancia antes de impuesto de aproximadamente AR\$3.415 millones como contrapartida de la baja de los créditos y pasivos financieros que mantenía registrados al 30 de junio de 2019.

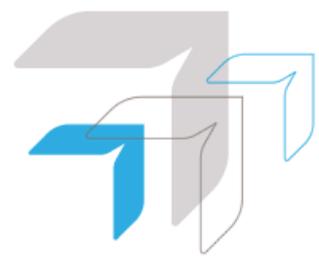
1.2 Segmento de Petróleo y Gas

Cobranza de las Compensaciones del Plan Gas 2017 de Pampa

En relación a las compensaciones pendientes de liquidación de los Programas de Estímulo de Inyección Excedente de Gas Natural Resolución SE N° 1/2013 y para Empresas con Inyección Reducida de Gas Natural Resolución SE N° 60/2013 (conjuntamente conocido como "Plan Gas"), de acuerdo con la Res. SGE N° 54/2019 el 17 de julio de 2019 la Compañía recibió la acreditación del monto remanente reclamado del Bono Programa Gas Natural, por un valor nominal de US\$53,5 millones con vencimiento el 28 de junio de 2021. Por lo tanto, a la fecha de emisión del presente Informe, se cobró en concepto de amortizaciones la suma de US\$33,1 millones por el equivalente a 7 cuotas, de los cuales US\$12,5 millones correspondieron al bono abonado el pasado 17 de julio.

Modificación al Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural

Con fecha 26 de julio de 2019 se publicó en el Boletín Oficial ("BO") la Resolución SGE N° 417/2019, sustituyendo los procedimientos anteriores para la autorización de exportaciones de gas natural establecido, con vigencia a partir del día de su publicación en el BO. Las exportaciones pueden pactarse bajo la modalidad firme, interrumpible, intercambios operativos o acuerdos de asistencia, siendo condición en todo caso la seguridad de abastecimiento del mercado interno argentino. Asimismo, en el caso de los proyectos incluidos en el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales, Res. N° 46, 419, 447 /17 y 12/18 del ex Ministerio de Energía y Minería ("MEyM") ("Plan Gas No Convencional"), el gas natural exportado no podrá ser computado como parte y/o dentro de la producción aplicable a dicho programa.



Diferimiento Parcial de Facturas para Consumidores Residenciales de Gas Natural

En relación a lo comunicado por el Gobierno Nacional el pasado 17 de abril de 2019 por el diferimiento parcial en el pago de facturas de invierno para usuarios residenciales, con la intención de otorgar una mayor homogeneidad en las erogaciones estacionales por los mayores consumos invernales, con fecha 21 de junio de 2019 se emitió la Res. SGE N° 336/2019, estableciendo con carácter excepcional un diferimiento de pago del 22% en las facturas emitidas en el período de julio a octubre de 2019, a ser recuperados a partir de las facturas emitidas desde diciembre de 2019 y por cinco cuotas mensuales, iguales y consecutivas. El costo financiero del diferimiento será asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio, mediante el pago de intereses a distribuidoras, transportistas y productores. Los usuarios residenciales podrán optar por no acogerse a este beneficio.

A la fecha de emisión del presente Informe, el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") no emitió la normativa mediante la cual se procederá al cálculo y metodología de pago de la compensación económica mencionada anteriormente.

Aumento de Tenencia Accionaria en Oleoductos de Crudos Pesados LTD ("OCP")

En relación al acuerdo suscripto el pasado 5 de diciembre de 2018 por la Sociedad, a través de su subsidiaria Pampa Energía Bolivia ("PEB"), con Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV ("AGIP") para la compra de las acciones representativas del 4,49% del capital social y del crédito que AGIP mantenía respecto de la deuda subordinada emitida por nuestra subsidiaria OCP, con fecha 20 de junio de 2019 se ejecutó el acuerdo como resultado del cumplimiento de las condiciones precedentes, incluyendo la notificación recibida por OCP con fecha 19 de marzo de 2019 de la autorización del Estado Ecuatoriano a la transacción. De esta manera, nuestra participación accionaria en OCP asciende a 15,91%.

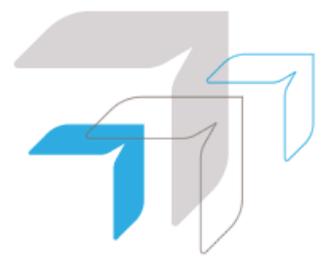
Según el acuerdo, en caso de que el crédito mencionado sea cobrado por PEB de forma anticipada a su vencimiento en 2021, PEB debería reembolsar a AGIP el 50% o 25% del monto cobrado en 2019 o 2020, respectivamente.

El cierre de la transacción implicó el reconocimiento de una ganancia provisional de US\$22 millones en los EEEFs de Pampa, considerando principalmente que, antes del acuerdo con el Estado Ecuatoriano suscripto el pasado 19 de marzo de 2018, OCP registraba patrimonio neto negativo por las determinaciones impositivas del fisco ecuatoriano, ocasionando que la Sociedad mantenga hasta ese momento valuada su participación previa en cero. No obstante, las valoraciones aún no se han completado ya que la gerencia de PEB se encuentra realizando el cálculo del valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos al 20 de junio de 2019 y, en consecuencia, las estimaciones iniciales podrían diferir de la valoración final.

1.3 TGS: Nuevo Gasoducto Troncal Vaca Muerta – Provincia de Buenos Aires

En relación a la convocatoria de marzo de 2019 para la presentación de manifestaciones de interés en la construcción de un nuevo gasoducto o ampliación de capacidad de transporte existente, con el objetivo de evacuar el gas natural producido en Cuenca Neuquina hacia la Provincia de Buenos Aires, el 30 de julio de 2019 se emitió la Res. SGE N° 437/2019 instruida por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 465/2019 del Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") emitido el pasado 5 de julio de 2019, convocando a licitación pública nacional e internacional, a los fines de adjudicar una licencia para la prestación del servicio de transporte de gas natural que conecte la localidad de Tratayén, Provincia del Neuquén, con la localidad de Salliqueló, Provincia de Buenos Aires ("Fase 1"), y Salliqueló con la ciudad de San Nicolás de los Arroyos, Provincia de Buenos Aires ("Fase 2").

La nueva licencia a otorgarse no implica la operación de activos preexistentes e introduce como obligación para su habilitación el diseño y la construcción de un gasoducto e instalaciones conexas para la posterior prestación del servicio de transporte, por lo que se prevé un Régimen Especial Temporario ("RET") para los primeros diecisiete años, contados a partir de la suscripción de la licencia, a fin de viabilizar el repago de las inversiones realizadas, y en el que regirán las siguientes pautas:



- i. El pliego de la licitación establecerá la asignación parcial de la capacidad de transporte inicial en forma directa, y el resto de la capacidad se asignará mediante procedimientos abiertos, como también la remuneración del transportista y los ajustes que correspondan serán libremente negociados con los cargadores, que no deberán incurrir en conductas discriminatorias en el acceso;
- ii. En ningún caso los valores que surjan de la negociación serán trasladables a los cuadros tarifarios finales de los usuarios de la demanda prioritaria de gas natural;
- iii. El contrato de licencia cuenta con una oferta irrevocable de transporte por 10 millones de m3 por día a CAMMESA, por el período de 15 años.

La licencia se otorgará por un plazo de 35 años con posibilidad de extenderla por 10 años adicionales, por lo que una vez expirado el plazo del RET debe regir en el período restante de la licencia el régimen previsto en la Ley del Gas N° 24.076.

Asimismo, la Fase 1, con una longitud aproximada de 570 kilómetros y capacidad mínima inicial de transporte de 15 millones de m3 por día (expandible a 40 millones de m3 por día), deberá estar en condiciones de prestar el servicio dentro de un plazo de 18 meses desde el otorgamiento de la licencia, mientras que la Fase 2, con una longitud aproximada de 470 kilómetros y capacidad de transporte de 20 millones de m3 por día, dentro de un plazo de 60 meses desde el otorgamiento de la licencia.

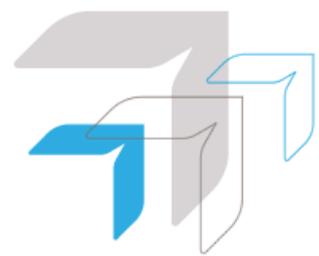
La fecha de apertura de ofertas se fijó para el 12 de septiembre de 2019 y la adjudicación final está pautada para el 12 de octubre de 2019, mientras que la fecha máxima para el otorgamiento de la nueva licencia se prevé 60 días después de la apertura de ofertas. Actualmente, TGS se encuentra analizando el pliego y su participación en dicho proceso licitatorio.

1.4 Edenor: Acuerdo de Transferencia de Jurisdicción y Regularización de Obligaciones

El 9 de mayo de 2019 el Estado Nacional, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("CABA") y la Provincia de Buenos Aires ("PBA") suscribieron el Acuerdo de Implementación de la Transferencia de Jurisdicción, en el cual CABA y PBA asumen en forma conjunta la regulación, control, y el carácter de concedente sobre el servicio de distribución concesionado a Edenor. Asimismo, se establece que el Contrato de Concesión se mantendrá vigente y que el marco regulatorio aplicable será la normativa nacional y disposiciones dictadas por la SGE y por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE") hasta la fecha efectiva de traspaso, y que el Estado Nacional cede a favor de la CABA y la PBA la prenda constituida sobre las acciones clase A de titularidad de Pampa representativas del 51% del capital social de Edenor, en garantía del fiel cumplimiento de las obligaciones resultantes del Contrato de Concesión. Edenor se notificó y prestó su conformidad con lo convenido entre el Estado Nacional y los nuevos Concedentes, y se comprometió a mantenerlos indemnes de cualquier reclamo y a obtener la conformidad de la mayoría de sus accionistas. Este Acuerdo de Implementación fue ratificado en julio de 2019 por el Poder Ejecutivo Provincial y el Poder Legislativo de la Ciudad, mediante Decreto N° 992/2019 y Ley N° 6.180 respectivamente.

En el marco del acuerdo de transferencia de jurisdicción de Edenor del Estado Nacional a PBA y a CABA, el 10 de mayo de 2019 Edenor celebró un acuerdo de regularización de obligaciones con la SGE, en representación del Estado Nacional, poniendo fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el Período Tarifario de Transición 2006 – 2016.

En virtud de este acuerdo, Edenor (i) desiste de los derechos y acciones que pudieran corresponderle contra el Estado Nacional, incluyendo la demanda entablada por Edenor en el año 2013 por incumplimiento de las obligaciones resultantes del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual suscripta en febrero de 2006; (ii) se obliga a cancelar deudas por obras y mutuos originados en el período de transición; (iii) se compromete a abonar a los usuarios ciertas penalidades y resarcimientos correspondientes a dicho período; y (iv) asume el compromiso de ejecución de inversiones adicionales a las comprometidas en la Revisión Tarifaria Integral ("RTI"), destinadas a contribuir a mejorar la confiabilidad y seguridad del servicio.



Por su lado, el Estado Nacional reconoce parcialmente el reclamo oportunamente realizado por Edenor referido en el párrafo anterior, mediante la compensación total de las obligaciones pendientes con el MEM por compras de energía eléctrica durante el período de transición, la cancelación parcial de mutuos de inversiones otorgados por CAMMESA también durante dicho período, y la cancelación de sanciones con destino al Tesoro Nacional.

Adicionalmente, se acordó compensar el crédito a favor de Edenor por los consumos de asentamientos con medidores comunitarios generados desde julio de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2018 por AR\$471 millones, exclusivamente respecto del porcentaje comprometido por el Estado Nacional correspondiente al Acuerdo Marco, y el crédito resultante de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la Tarifa Social por AR\$923 millones, con deudas que mantenía Edenor por los mutuos recibidos de CAMMESA con patrocinio del Estado Nacional, y las inversiones realizadas a través del Fideicomiso de Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico ("FOTAE") para la obra de Interconexión en 220 kV entre Costanera – Puerto Nuevo – Malaver, y por la realización de la obra de la Subestación Tecnópolis.

En ese marco, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Edenor, con fecha el 10 de junio de 2019, procedió a ratificar lo actuado por el Directorio de Edenor en las negociaciones y firma del Acuerdo de Implementación de Traspaso de Jurisdicción y del Acuerdo de Regularización de Obligaciones, como así también aprobar los desistimientos a los reclamos en contra del Estado Nacional con causa en el Período Tarifario de Transición, y del juicio entablado contra el Estado Nacional iniciado en 2013.

La implementación de este acuerdo generó una ganancia por única vez de US\$308 millones antes de impuestos a las ganancias, registrados en la línea "Acuerdo de Regularización de Obligaciones" de los EEEFs, y no implican ingreso de fondos alguno, sino por el contrario, Edenor deberá cumplir en los próximos 5 años con el plan de inversiones establecido en el mencionado acuerdo, debiendo ser adicionales al Plan de Inversiones oportunamente comprometido en la RTI aprobada por Res. N° 63/2017 del ENRE, sumado a las penalidades a abonarse a los usuarios, la cancelación de pasivos por mutuos y obras, y el pago correspondiente al impuesto a las ganancias generado implican un desembolso real de fondos por un monto total aproximado de AR\$7.600 millones, durante un plazo de 5 años.

1.5 Transener

Interrupción del Servicio

El pasado 16 de junio de 2019 a las 7:07 AM se produjo la interrupción total del servicio en el Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"), como consecuencia de la concurrencia de múltiples inconvenientes dentro del SADI, entre ellos un problema técnico puntual en el sistema de transporte bajo responsabilidad de Transener y no a la falta de inversión y mantenimiento, el cual se suma a otras fallas ajenas a Transener.

En lo que se refiere al sistema de transporte bajo responsabilidad de Transener, la falla se debió a que no se adecuó correctamente el mecanismo de Desconexión Automático de Generación ("DAG") ante el cambio de la configuración del Corredor Litoral, a raíz del bypass entre las líneas de 500 kV Colonia Elía – Campana y Colonia Elía – Manuel Belgrano por el traslado de la Torre 412, realizado para mantener la mayor capacidad de transporte de energía posible en dicho corredor y, en consecuencia, el DAG no reconoció correctamente las señales emitidas por el sistema de protección.

A raíz del gran volumen de energía despachado desde ese corredor y la falla del DAG, se generó un desequilibrio entre la oferta y la demanda que no pudo ser contenido por las restantes barreras de contención del sistema ajenas al transporte eléctrico, provocando así la interrupción total del servicio.

El sistema de transporte en 500 kV estuvo disponible de manera inmediata a la perturbación, quedando el 100% de las líneas de transmisión disponibles para entrar en servicio y permitir la restitución del sistema. La reposición del servicio en general fue rápida, y en 8,5 horas se había repuesto el 75% de la demanda del país.



Transener estima que por el evento antes detallado será pasible de una penalidad de AR\$6 millones, la que ha sido provisionada en sus EEEFs. La mencionada estimación surge de la aplicación del Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión del Contrato de Concesión de Transener. No obstante, la penalidad que finalmente decida aplicar el ENRE puede diferir de la estimación realizada por Transener. A la fecha del presente Informe, Transener no ha sido notificada por el ENRE sobre la penalidad a aplicar.

Aumento de Tenencia Accionaria en Transba

Con fecha 28 de junio de 2019 Transener adquirió la totalidad de las acciones clase C del Programa de Participación Accionaria del Personal, en beneficio de ciertos empleados de Transba. El monto de la operación ascendió a AR\$237,7 millones. Como consecuencia, Transener pasó a controlar el 99,99% del capital social de Transba, y el remanente continúa bajo la tenencia de Citelec.

1.6 Operaciones en Mercado de Capitales

Emisión de Obligaciones Negociables ("ONs") Clase 3 de Pampa

Con fecha 2 de julio de 2019, la Sociedad colocó las ONs Clase 3 en dólares a tasa fija, por un valor nominal de US\$300 millones, luego de haber recibido ofertas de compra por más de US\$1.300 millones, más de 4 veces respecto del valor nominal a ser emitido. El precio de emisión fue del 98,449% del valor nominal, a una tasa de interés fija del 9 $\frac{1}{8}$ nominal porcentual anual, con un rendimiento del 9 $\frac{3}{8}$ porcentual y vencimiento en abril de 2029.

Los fondos recaudados permitirán fortalecer la liquidez de la Compañía y el crecimiento en nuestro negocio de generación eléctrica, con foco en la mejora tecnológica y en energías renovables, así como también avanzar en el desarrollo del potencial en Vaca Muerta.

Rescate de ONs Clase 4 de Pampa

El 12 de julio de 2019 Pampa rescató totalmente las ONs Clase 4 en circulación, originalmente emitidas por Central Térmica Loma de la Lata ("CTLL"), sociedad fusionada con Pampa, y con vencimiento original en octubre de 2020, por un total de US\$33,9 millones, incluyendo intereses.

Recompra de Instrumentos Financieros Propios

Pampa

Con fecha 12 de junio de 2019, el Directorio de Pampa resolvió suspender la vigencia del plan de recompra de acciones propias, aprobado con fecha 27 de marzo de 2019, debido a que la cotización de la acción y el *American Depositary Receipt* ("ADRs") de Pampa se encontraba en valores superiores a los fijados como límites para su recompra. Al día de la fecha, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.820,1 millones de acciones ordinarias (72,8 millones de ADRs), monto que no incluye lo recomprado bajo los programas por 79,8 millones de acciones o 3,2 millones de ADRs.

Sin embargo, dada la volatilidad actual del mercado y que existe una diferencia entre el valor de los activos de la Sociedad y el precio de cotización de las acciones en el mercado, el cual no refleja el valor ni la realidad económica que tienen los mismos en la actualidad ni su potencial futuro, resultando ello en desmedro de los intereses de los accionistas de la Sociedad, como también la fuerte posición de caja y disponibilidad de fondos de la Sociedad, en el día de la fecha el Directorio de Pampa aprobó un nuevo programa de recompras de acciones por hasta US\$50 millones, siendo el precio límite de compra de US\$25 por ADR o US\$1 por acción ordinaria, entre otras condiciones.



Edenor

Asimismo, el mismo día, el Directorio de Edenor resolvió dar por finalizado anticipadamente el plazo dispuesto para adquirir acciones propias, aprobado con fecha 8 de abril de 2019. A la fecha, el capital social en circulación de Edenor asciende a 882,6 millones de acciones ordinarias (44,1 millones de ADRs), monto que no incluye 23,9 millones de acciones recompradas (1,2 millones de ADRs) en cartera.

TGS

En relación al programa de recompra de TGS, oportunamente aprobado el 9 de abril de 2019, al día de la fecha, el capital social en circulación de TGS asciende a 774,1 millones de acciones ordinarias (154,8 millones de ADRs), y no consideran un total de 20,4 millones de acciones ordinarias recompradas, equivalentes a 4,1 millones de ADRs.

	Pampa	TGS	Edenor
	Plan de Recompra III	Plan de Recompra III	Plan de Recompra III
Monto máximo a recomprar	US\$100 millones	AR\$1.500 millones	AR\$800 millones
Precios máximos	US\$1,04/acción ordinaria o US\$26/ADR	AR\$135/acción ordinaria o US\$15/ADR	US\$1,15/acción ordinaria o US\$23/ADR
Plazo	120 días desde el 28-Mar-2019	180 días desde el 28-Mar-2019	120 días desde el 10-Abr-2019
Recompras realizadas a la fecha	2.387.873 ADRs @ US\$22,87/ADR	1.360.312 ADRs @ US\$10,72/ADR	97.463 ADRs @ US\$17,33/ADR
Cobertura	55% - Finalizado	43% - En curso	9% - Finalizado

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

Transener

Finalmente, a mediados de mayo de 2019, Transener compró un total de US\$3,1 millones de valor nominal de sus ONs 2021 a un precio *clean* promedio de US\$98,09 por cada US\$100 de valor nominal. De esta manera, a la fecha las ONs en circulación, neto del total de la tenencia en cartera, ascendía a US\$93,5 millones.



2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado

Montos en millones	MF US\$, al 30.06.2019		MLyC al 31.12.2018	
	AR\$	US\$ TC 42.46	AR\$	US\$ TC 37.7
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	154.620	3.642	125.005	3.316
Activos intangibles	7.025	165	6.080	161
Activos por impuesto diferido	3.319	78	80	2
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	21.741	512	15.333	407
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	458	11	422	11
Otros activos	35	1	33	1
Derechos de uso	289	7	-	-
Créditos por ventas y otros créditos	8.910	210	9.521	253
Total del activo no corriente	196.397	4.625	156.474	4.151
Inventarios	7.036	166	5.169	137
Inversiones a costo amortizado	-	-	1.330	35
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	10.596	250	15.273	405
Instrumentos financieros derivados	7	0	3	0
Créditos por ventas y otros créditos	31.725	747	26.489	703
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.527	201	9.097	241
Total del activo corriente	57.891	1.363	57.361	1.522
Total del activo	254.288	5.989	213.835	5.672
PATRIMONIO				
Capital social	1.815	43	1.874	50
Ajuste de capital	9.826	231	9.826	261
Prima de emisión	18.500	436	18.499	491
Acciones propias en cartera	85	2	25	1
Ajuste de capital de acciones en cartera	134	3	134	4
Costo de acciones propias en cartera	(3.876)	(91)	(1.490)	(40)
Reserva legal	1.753	41	904	24
Reserva facultativa	23.489	553	7.355	195
Otras reservas	(720)	(17)	(483)	(13)
Resultados no asignados	25.304	596	15.193	403
Otro resultado integral	6.338	149	(314)	(8)
Patrimonio atribuible a los propietarios	82.648	1.946	51.523	1.367
Participación no controladora	24.779	584	16.160	429
Total del patrimonio	107.427	2.530	67.683	1.795
PASIVO				
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	199	5	153	4
Provisiones	7.073	167	5.499	146
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	503	12	1.034	27
Ingresos diferidos	273	6	275	7
Cargas fiscales	586	14	542	14
Pasivos por impuesto diferido	14.970	353	15.354	407
Planes de beneficios definidos	1.380	33	1.175	31
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	198	5	163	4
Préstamos	71.165	1.676	69.189	1.835
Deudas comerciales y otras deudas	3.878	91	8.162	216
Total del pasivo no corriente	100.225	2.360	101.546	2.694
Provisiones	1.212	29	871	23
Ingresos diferidos	5	0	5	0
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	3.004	71	1.084	29
Cargas fiscales	2.637	62	2.052	54
Planes de beneficios definidos	161	4	162	4
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	2.053	48	2.726	72
Instrumentos financieros derivados	6	0	49	1
Préstamos	13.651	322	12.901	342
Deudas comerciales y otras deudas	23.907	563	24.756	657
Total del pasivo corriente	46.636	1.098	44.606	1.183
Total del pasivo	146.861	3.459	146.152	3.877
Total del pasivo y del patrimonio	254.288	5.989	213.835	5.672



2.2 Estado de Resultados Consolidado

Montos en millones	Primer Semestre				Segundo Trimestre			
	2019*		2018†		2019*		2018†	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	63.878	1.515	54.663	1.450	34.485	808	26.940	715
Costo de ventas	(45.131)	(1.070)	(36.308)	(963)	(23.860)	(567)	(18.786)	(498)
Resultado bruto	18.747	445	18.355	487	10.625	241	8.154	216
Gastos de comercialización	(3.644)	(86)	(2.677)	(71)	(1.831)	(43)	(1.243)	(33)
Gastos de administración	(3.704)	(88)	(3.805)	(101)	(1.842)	(43)	(1.932)	(51)
Gastos de exploración	(71)	(2)	(5)	(0)	(30)	(1)	(2)	(0)
Otros ingresos operativos	950	22	5.326	141	467	8	340	9
Otros egresos operativos	(1.957)	(47)	(4.741)	(126)	(940)	(22)	(1.266)	(34)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas	2.928	69	705	19	2.090	43	(54)	(1)
Acuerdo regularización de obligaciones	13.066	308	-	-	13.066	308	-	-
Resultado operativo	26.315	621	13.158	349	21.605	491	3.997	106
RECPAM - Rdo. por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda	5.825	137	7.413	197	2.517	61	3.825	101
Ingresos financieros	2.399	64	1.313	35	1.101	31	701	19
Gastos financieros	(7.151)	(170)	(4.728)	(125)	(3.540)	(82)	(2.322)	(62)
Otros resultados financieros	538	6	(17.936)	(476)	1.033	12	(14.878)	(395)
Resultados financieros, neto	1.611	37	(13.938)	(370)	1.111	22	(12.674)	(336)
Resultado antes de impuestos	27.926	658	(780)	(21)	22.716	513	(8.677)	(230)
Impuesto a las ganancias	1.159	36	543	14	(197)	6	2.858	76
Resultado por operaciones continuas	29.085	694	(237)	(6)	22.519	519	(5.819)	(154)
Resultado por operaciones discontinuadas	-	-	4.125	109	-	-	3.366	89
Resultado del período	29.085	694	3.888	103	22.519	519	(2.453)	(65)
Atribuible a los propietarios de la Sociedad	23.704	567	2.392	63	17.236	394	(2.695)	(71)
Operaciones continuas	23.704	567	(1.653)	(44)	17.236	394	(6.031)	(160)
Operaciones discontinuadas	-	-	4.045	107	-	-	3.336	88
Atribuible a la participación no controladora	5.381	127	1.496	40	5.283	125	242	6
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad	12,7853	0,3058	1,1759	0,0311	9,4518	0,2159	(1,3536)	(0,0360)
Por acción básica y diluida de operaciones continuas	12,7853	0,3058	(0,8126)	(0,0216)	9,4518	0,2159	(3,0293)	(0,0804)
Por acción básica y diluida de operaciones discontinuadas	-	-	1,9885	0,0527	-	-	1,6757	0,0444

* La MF US\$ se adaptó el 1 de abril de 2019 con efecto desde el 1 de enero de 2019 para Pampa Energía individual y las subsidiarias de generación Greenwind, Hidroeléctrica Los Nihuilés ("HINISA"), Hidroeléctrica Diamante ("HIDISA"), Central Piedra Buena ("CPB") y Pampa Cogeneración, entre otras. La presentación en AR\$ de los resultados 6M19 y 2T19 se realiza al TCN transaccional.

La MLyC aplica desde el 1 de julio de 2018 de manera retrospectiva y prospectiva para las subsidiarias Edenor (segmento de distribución de energía), OldelVal (segmento de petróleo y gas), Refinor, TGS y Transener (segmento de holding y otros). Las cifras en AR\$ de 6M19 y 2T19 están ajustadas por inflación al 30 de junio de 2019 aproximadamente del 10,1% y 4,5%, respectivamente, y su presentación en US\$ se realiza al TCN de cierre de AR\$42,46 por US\$.

† Las cifras para los períodos 6M18 y 2T18 están contabilizadas en AR\$ y ajustadas por inflación al 31 de diciembre de 2018 aproximadamente del 36,7% y 32,6%, respectivamente, y su presentación en US\$ se realiza al TCN de cierre de AR\$37,70 por US\$.



2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera

Al 30 de junio de 2019, en US\$ millones	Caja ⁽¹⁾		Deuda Financiera	
	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria US\$	Consolidada en estados financieros US\$	Ajustada por tenencia accionaria US\$
Generación de energía ⁽²⁾	143	125	544	544
Distribución de energía	78	40	204	106
Petroquímica	-	-	-	-
Holding y otros	57	57	13	13
Petróleo y gas	173	173	1.109	1.109
Total	450	394	1.871	1.772

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 US\$126,6 millones.

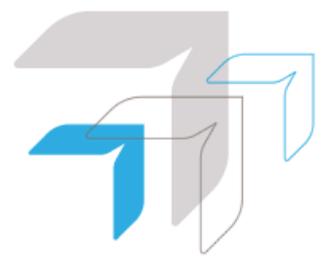
Resumen de Instrumentos de Deuda con Oferta Pública

Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento Final	Monto Emisión	Monto Remanente	Tasa Pactada
En US\$					
Transener ¹	ON Clase 2	2021	101	94	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%
Pampa	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%
	ON Serie I a descuento y tasa fija ²	2029	300	300	9,125%
En AR\$					
Pampa Energía	ON Clase E ³	2020	575	575	Badlar Privada

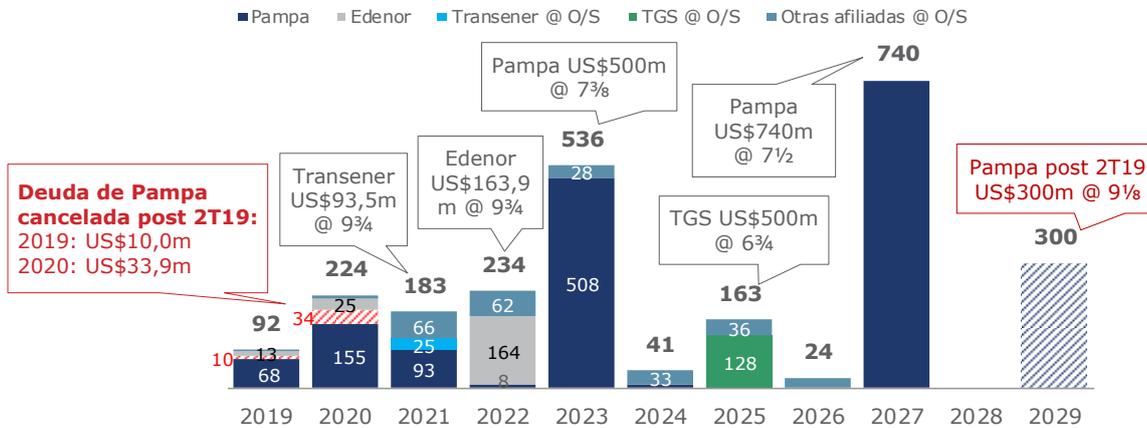
Nota: (1) Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. (2) Emitidas el 3 de julio de 2019. (3) Instrumentos de deuda correspondientes a CTLL, subsidiaria fusionada por absorción con Pampa Energía.

Operaciones de Deuda

Al 30 de junio 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 aproximadamente 5 años.



A continuación se expone el perfil de deuda⁵, neto de recompras y cancelaciones, en US\$ millones:



Entre mediados y fines de mayo de 2019, Pampa pagó al vencimiento un total de US\$11,9 millones. Posteriormente al 30 de junio de 2019, Pampa abonó en el vencimiento un total de US\$10 millones, emitió las ONs Clase 3 por un valor nominal de US\$300 millones a una tasa de interés fija del 9½ nominal porcentual anual con vencimiento en abril de 2029, y rescató totalmente las ONs Clase 4 en circulación por US\$33,9 millones, con vencimiento original en octubre de 2020⁶. A la fecha de emisión del presente Informe, la Sociedad se encuentra en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

Por otro lado, a la fecha y en sus respectivas carteras, Pampa posee ONs Clase 1 2027 por US\$9,9 millones de valor nominal, Edenor posee US\$12,6 millones de la ON 2022 y Transener tiene US\$5,0 millones de la ON Clase 2 2021.

Calificación de ONs del Grupo Pampa

En julio de 2019 la agencia Moody's modificó la perspectiva de las calificaciones asignadas a las ONs emitidas por Pampa, Edenor y TGS, de estable a negativa, reflejando principalmente la perspectiva negativa de la calificación soberana, pero manteniendo las calificaciones sin cambios. 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-

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

⁶ Para mayor información, ver punto 1.6 de este Informe de Resultados.



3. Análisis de los Resultados del 2T19

Ventas netas consolidadas por US\$808 millones, un 13% superior a los US\$715 millones registrados en 2T18, debido a incrementos del 46% en generación de energía y 30% en distribución de energía, parcialmente compensados por disminuciones del 10% en petróleo y gas y 63% en holding y otros, además de mayores eliminaciones en ventas intersegmento por US\$63 millones. El segmento de petroquímica se mantuvo sin cambios.

- ↳ **Generación de 3.727 GWh de energía** desde 15 centrales
- ↳ **Distribución de 4.849 GWh de electricidad** a 3,1 millones de usuarios
- ↳ **Producción de 48,5 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ↳ **Ventas de 95 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de US\$266 millones, un 21% superior a los US\$219 millones del 2T18, debido a aumentos del 56% en generación de energía, 27% en distribución de energía y US\$9 millones en petroquímica, parcialmente compensados por disminuciones del 15% en petróleo y gas y 10% en holding y otros.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$394 millones, US\$466 millones superior a la ganancia en 2T18, incluye la ganancia *non-cash* extraordinaria de Edenor y un menor devengamiento de pérdidas por diferencia de cambio, ambos efectos explicados anteriormente.

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en US\$ millones	Primer Semestre		Segundo Trimestre		
	2019*	2018†	2019*	2018†	2018‡
Resultado operativo consolidado	621	349	491	106	187
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	130	110	70	48	46
EBITDA	751	459	561	154	232
Ajustes del segmento de generación	2	13	1	12	16
Eliminación de resultado por VPP de Greenwind	(3)	13	(2)	12	16
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	5	1	3	1	1
Otros	-	(1)	-	(1)	(1)
Ajustes del segmento de distribución	(291)	16	(301)	10	11
Eliminación efecto regularización de obligaciones	(308)	-	(308)	-	-
Ajuste retroactivo a sanciones extraordinarias de la RTI	13	12	5	8	9
Cargos por mora	4	4	3	2	2
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(24)	(24)	(23)	7	11
Eliminación de resultado por VPP de OldelVal y OCP	(24)	(2)	(23)	(2)	(2)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	0	3	0	2	2
Otros	-	(25)	-	7	10
Ajustes del segmento de petroquímica	-	(1)	-	1	1
Contingencias de Ex Petrobras Argentina	-	1	-	1	1
Multa carta oferta con Oil Combustibles por nafta virgen	-	(1)	-	(0)	(0)
Ajustes del segmento de holding y otros	45	51	27	33	29
Eliminación de resultado por VPP de TGS, Transener y Refinor	(42)	(30)	(18)	(10)	(18)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	63	60	33	34	37
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	23	23	11	11	12
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	2	(1)	1	(1)	(1)
EBITDA ajustado consolidado por op. continuas	484	514	266	217	300
EBITDA ajustado consolidado por op. continuas y discontinuadas	484	569	266	233	318

*, † Ver sección 2.2 de este Informe.

‡ Para conveniencia del lector, en los negocios que en 2019 están bajo MF US\$, se expone como dato suplementario las cifras para el período comparativo 2T18 contabilizadas en AR\$ nominales, y su presentación en US\$ se realiza al TCN promedio del período de AR\$23,58 por US\$. Para las subsidiarias bajo MLYC, se exponen las cifras para el período comparativo 2T18 contabilizadas en AR\$ y ajustadas por inflación al 30 de junio de 2019 aproximadamente del 62,3%, y su presentación en US\$ se realiza al TCN de cierre de AR\$42,46 por US\$.



3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado Montos en US\$ millones	Primer Semestre		Segundo Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018‡	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	409	262	202	138	+46%	164	+23%
Costo de ventas	(236)	(128)	(115)	(71)	+62%	(59)	+95%
Resultado bruto	173	134	87	67	+30%	105	-17%
Gastos de comercialización	(1)	(2)	-	(1)	-100%	(0)	-100%
Gastos de administración	(15)	(15)	(8)	(8)	-	(11)	-25%
Otros ingresos operativos	5	1	3	-	NA	2	+65%
Otros egresos operativos	(4)	(2)	(2)	(1)	+100%	(1)	+81%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	3	(13)	2	(12)	NA	(16)	NA
Resultado operativo	161	103	82	45	+82%	79	+4%
RECPAM	-	96	-	59	-100%	-	NA
Ingresos financieros	35	19	18	9	+100%	11	+58%
Gastos financieros	(46)	(35)	(22)	(13)	+69%	(16)	+36%
Otros resultados financieros	(5)	(171)	(3)	(134)	-98%	(162)	-98%
Resultado antes de impuestos	145	12	75	(34)	NA	(88)	NA
Impuesto a las ganancias	(27)	(10)	1	15	-93%	18	-95%
Resultado del período	118	2	76	(19)	NA	(69)	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>114</i>	<i>(1)</i>	<i>73</i>	<i>(21)</i>	<i>NA</i>	<i>(74)</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>4</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>2</i>	<i>+50%</i>	<i>5</i>	<i>-38%</i>
EBITDA ajustado	197	145	100	64	+56%	106	-6%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	143	94	78	78	+0%	94	-17%
Depreciaciones y amortizaciones	34	29	17	7	+142%	10	+63%

* MF US\$. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre. ‡ MLYN, en US\$ al TCN promedio. Variación orgánica: comparación de cifras 2T19 bajo MF US\$ y 2T18 bajo MLYN. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

En el 2T19, el margen bruto de generación de energía fue de US\$87 millones, registrando una disminución orgánica del 17% con respecto al mismo período del 2018, principalmente debido a 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 como por operación y mantenimiento, además de incorporar un factor de uso promedio de los últimos 12 meses por unidad, el cual puede reducir la remuneración a la potencia hasta un 45%: durante todo el 2T18, nuestra energía base térmica facturó US\$7.000/MW-mes bajo la Res. N° 19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE"), mientras que en el 2T19 se aplicaron los topes de remuneración por capacidad de US\$5.500/MW-mes durante los meses de abril y mayo (otoño) y US\$7.000/MW-mes durante junio (invierno), sumado el ajuste por despacho promedio que puede descontar hasta un 30% adicional. Asimismo, durante el 2T19 el cargo por depreciaciones es más alto por las altas comerciales de las nuevas unidades y por el cambio a MF US\$, y también hubo menores ventas en Energía Plus, principalmente debido a menores precios monómicos y cantidades físicas producto de la migración de clientes hacia el Mercado a Término de Energías Renovables ("MAT ER"), sumado que la TG01 de Central Térmica Güemes ("CTG") transfirió sus contratos a la unidad Plus de CTGEBa producto de la falta de gas en la zona, por lo que desde mayo de 2019 dicha unidad se comercializa como energía base. Sin embargo, el margen bruto del segmento de Energía Plus mejoró con respecto al 2T18, explicado por menores costos de gas y compras de energía para cubrir contratos Plus.

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por las adiciones de Parque Eólico Mario Cebeiro ("PEMC", 100 MW, junio 2018), Parques Eólicos Pampa Energía II y III ("PEPE", 106 MW, mayo 2019), además de la habilitación de la TG04 y repotenciación de la TG03 en CTGEBa (207 MW, junio de 2019). Cabe recordar que nuestras ventas se encuentran denominadas en US\$, tanto en nuestros PPAs de energía nueva (Energía Plus, Res. SE N° 220/2007, Res. MEyM N° 21/2017, RenovAr y MAT ER) como también en



nuestra energía base (Res. SEE N° 19/2017 y Res. N° 1/2019⁷ de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ("SRRyME")). Por otro lado, desde noviembre de 2018 Pampa optó por la gestión propia del combustible para algunas de sus generadoras, con lo cual hay mayores ingresos por reconocimiento del combustible en el Costo Variable de Producción ("CVP"), compensados con mayores costos por la compra del mismo, siendo el margen no significativo.

En términos operativos, la generación de energía del 2T19 de Pampa creció ligeramente con respecto al 2T18, principalmente explicado por mayor generación en CTGEBa por la habilitación comercial de la turbina de gas TG04 y repotenciación de la turbina de gas TG03 (+307 GWh), mayor despacho en CPB por optimización comercial producto de la gestión de combustible propio (+126 GWh), además de mayor generación proveniente de PEPE II y PEPE III habilitados en mayo de 2019 (+83 GWh) y PEMC habilitado en junio de 2018 (+45 GWh). Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por un menor despacho en CTG, Central Térmica Parque Pilar ("CTPP") y Central Térmica Piquirenda ("CTP") debido a que el CVP tiene un reconocimiento parcial de los costos de gas importado que asume el MEM desde octubre de 2018 (-307 GWh), menores aportes hidráulicos con impacto en nuestras unidades hidroeléctricas e indisponibilidad forzada en HINISA (-168 GWh), y menor despacho por mantenimiento programado en mayo de 2019 en la turbina de gas TG02 de CTLL y EcoEnergía (-35 GWh).

La disponibilidad de todas las unidades de generación de Pampa alcanzó el 95,4% en el 2T19, mientras en el 2T18 fue de 98,2%, principalmente explicado por la salida forzada durante el mes de abril de 2019 de una de las unidades de CPB, e indisponibilidad por estrategia comercial en la unidad Plus de CTG.

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas			Eólicas			Subtotal Hidro + Eólicas
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC ¹	PEPE2 ²	PEPE3 ²	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	1.144
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	53	206
Participación de mercado	0,7%	1,0%	0,7%	0,3%	0,1%	0,1%	2,9%
Semestre							
Generación Neta 6M19 (GWh)	214	163	322	180	48	36	962
Participación de mercado	0,3%	0,3%	0,5%	0,3%	0,1%	0,1%	1,5%
Ventas 6M19 (GWh)	214	163	322	180	48	36	962
Generación Neta 6M18 (GWh)	312	197	385	46	na	na	940
Variación 6M19 vs. 6M18	-32%	-17%	-16%	na	na	na	+2%
Ventas 6M18 (GWh)	312	197	385	46	na	na	940
Precio Prom. 6M19 (US\$/MWh)	37	53	28	68	48	64	44
Precio Prom. 6M18 (US\$/MWh)	30	47	24	60	na	na	33
Margen Bruto Prom. 6M19 (US\$/MWh)	20	38	18	58	44	57	32
Margen Bruto Prom. 6M18 (US\$/MWh)	20	32	16	53	na	na	22
Segundo Trimestre							
Generación Neta 2T19 (GWh)	24	44	147	91	48	36	390
Participación de mercado	0,1%	0,1%	0,5%	0,3%	0,2%	0,1%	1,3%
Ventas 2T19 (GWh)	24	44	147	91	48	36	390
Generación Neta 2T18 (GWh)	114	51	218	46	na	na	429
Variación 2T19 vs. 2T18	-79%	-14%	-33%	+98%	na	na	-9%
Ventas 2T18 (GWh)	114	51	218	46	na	na	429
Precio Prom. 2T19 (US\$/MWh)	138	91	31	67	48	64	58
Precio Prom. 2T18 (US\$/MWh)	40	86	23	55	na	na	38
Margen Bruto Prom. 2T19 (US\$/MWh)	54	53	16	63	44	57	41
Margen Bruto Prom. 2T18 (US\$/MWh)	26	63	16	48	na	na	28

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Cifras 2019 bajo MF US\$; cifras 2018 bajo MLyN, dividido por el TCN promedio AR\$/US\$: 6M18 - 21,63; 2T18 - 23,58. (1) Pampa es la operadora y posee una participación del 50%. (2) Habilitados el 10 de mayo de 2019.

⁷ Con vigencia a partir del 1 de marzo de 2019.



Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Térmicas									Subtotal	Total
	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB ¹	Eco-Energía	CTEB ²		
Capacidad instalada (MW)	765	361	30	620	100	100	1.050	14	567	3.607	4.751
Capacidad nueva (MW)	364	100	30	-	100	100	178	14	567	1.453	1.659
Participación de mercado	1,9%	0,9%	0,1%	1,6%	0,3%	0,3%	2,7%	0,04%	1,4%	9,2%	12,1%
Semestre											
Generación Neta 6M19 (GWh)	2.510	435	26	596	91	176	2.789	50	5	6.678	7.640
Participación de mercado	3,9%	0,7%	0,0%	0,9%	0,1%	0,3%	4,4%	0,1%	0,0%	10,5%	12,0%
Ventas 6M19 (GWh)	2.510	560	26	596	91	176	3.004	54	5	7.022	7.984
Generación Neta 6M18 (GWh)	2.580	1.041	91	501	100	128	2.513	55	na	7.008	7.948
Variación 6M19 vs. 6M18	-3%	-58%	-71%	+19%	-9%	+38%	+11%	-9%	na	-5%	-4%
Ventas 6M18 (GWh)	2.580	1.364	91	501	100	128	2.859	56	na	7.679	8.619
Precio Prom. 6M19 (US\$/MWh)	57	42	129	60	200	97	46	34	na	54	53
Precio Prom. 6M18 (US\$/MWh)	36	36	46	61	188	99	32	71	na	40	39
Margen Bruto Prom. 6M19 (US\$/MWh)	31	27	na	23	162	72	17	(6)	na	27	27
Margen Bruto Prom. 6M18 (US\$/MWh)	33	19	na	33	161	82	19	29	na	28	27
Segundo Trimestre											
Generación Neta 2T19 (GWh)	1.297	153	13	197	52	87	1.510	24	5	3.337	3.727
Participación de mercado	4,2%	0,5%	0,0%	0,6%	0,2%	0,3%	4,9%	0,1%	0,0%	10,8%	12,1%
Ventas 2T19 (GWh)	1.297	179	13	197	52	87	1.617	27	5	3.472	3.862
Generación Neta 2T18 (GWh)	1.330	418	41	71	66	74	1.203	27	na	3.229	3.659
Variación 2T19 vs. 2T18	-2%	-63%	-69%	+177%	-21%	+18%	+26%	-9%	na	+3%	+2%
Ventas 2T18 (GWh)	1.330	579	41	71	66	74	1.370	28	na	3.559	3.989
Precio Prom. 2T19 (US\$/MWh)	55	38	128	64	171	92	46	41	na	53	54
Precio Prom. 2T18 (US\$/MWh)	36	38	49	202	146	102	33	71	na	42	42
Margen Bruto Prom. 2T19 (US\$/MWh)	30	32	na	21	143	74	17	0	na	26	28
Margen Bruto Prom. 2T18 (US\$/MWh)	34	19	na	118	125	87	18	26	na	30	29

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Cifras 2019 bajo MF US\$; cifras 2018 bajo MLYN, dividido por el TCN promedio AR\$/US\$: 6M18 - 21,63; 2T18 - 23,58. (1) Repotenciación de TG03 por 19 MW y habilitación de TG04 por 188 MW desde el 1 y 12 de junio de 2019, respectivamente. (2) Pampa es la operadora y posee una participación del 50% desde el 26 de junio de 2019.

Los costos operativos netos, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, aumentaron orgánicamente en un 78% con respecto al 2T18, principalmente debido a la mayor compra de gas para la gestión propia del combustible, la cual acaparó el 80% de los costos operativos del segmento y el 74% del gas total consumido en nuestras plantas térmicas. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores gastos que se encuentran denominados en AR\$ por el efecto de la devaluación, y menor volumen de compras de energía para cubrir contratos Plus.

En el 2T19 se registró una variación positiva de US\$72 millones en los resultados financieros netos comparados las cifras del 2T18 bajo NIIF, alcanzando una pérdida neta de US\$7 millones, principalmente debido a una menor pérdida por diferencia de cambio neta producto del cambio a MF US\$, y por mayor reconocimiento de intereses comerciales a CAMESA originadas por la mora en la cobranza. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado disminuyó orgánicamente en un 6% con respecto al 2T18, reportando una ganancia de US\$100 millones, principalmente por la actualización del esquema remunerativo sobre la energía base y mayores costos de operación y mantenimiento por el creciente número de unidades. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la entrada en operación de 413 MW entre junio de 2018 y junio de 2019, y menores gastos por el efecto de la devaluación sobre los mismos denominados en AR\$. El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de PEMC (Greenwind) del 50%, con una ganancia de US\$3 millones en el 2T19 y US\$1 millón en el 2T18.



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 @ 30-Jun-19	
Térmico									
Loma de la Lata	15	MAN	Res. SRRyME N° 1/19	5.500 - 7.000	5,4	14	20	91%	4T 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	71%	TG: 12 de junio de 2019⁽²⁾ CC: 2T 2020
Cierre Ensenada	280	Siemens	PPA en US\$ por 10 años	23.962	10,5	43	200	0%	CC: 1T 2021
Renovable									
Mario Cebreiro³	100	Vestas	PPA en US\$ por 20 años	na	na	58⁽⁴⁾	139	97%	8 de junio de 2018
Pampa Energía II	53	Vestas	MAT ER	na	na	69⁽⁵⁾	64	93%	10 de mayo de 2019
Pampa Energía III	53	Vestas	MAT ER	na	na	69⁽⁵⁾	73	91%	10 de mayo de 2019
Total	1.189						1.131	72%	

Nota: (1) Montos sin IVA. (2) Los 188 MW remunerar bajo la Res. SRRyME N° 1/19 hasta habilitar el 100% del proyecto. (3) Pampa posee una participación del 50%. (4) Precio adjudicado sin considerar factor de ajuste e incentivo. (5) Promedio ponderado entre contratos.

3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía

Segmento de Distribución de Energía, Consolidado Montos en US\$ millones	Primer Semestre		Segundo Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018†	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	840	778	471	361	+30%	392	+20%
Costo de ventas	(674)	(553)	(362)	(275)	+32%	(299)	+21%
Resultado bruto	166	225	109	86	+27%	93	+17%
Gastos de comercialización	(75)	(56)	(40)	(27)	+48%	(29)	+36%
Gastos de administración	(35)	(35)	(19)	(18)	+6%	(20)	-3%
Otros ingresos operativos	6	5	3	3	-	3	-8%
Otros egresos operativos	(25)	(20)	(16)	(10)	+60%	(11)	+47%
Efecto regularización de obligaciones	308	-	308	-	NA	-	NA
Resultado operativo	345	119	345	34	NA	37	NA
RECPAM	137	88	61	48	+27%	52	+17%
Ingresos financieros	10	8	6	4	+50%	4	+38%
Gastos financieros	(74)	(51)	(36)	(27)	+33%	(29)	+23%
Otros resultados financieros	(9)	(43)	5	(38)	NA	(41)	NA
Resultado antes de impuestos	409	121	381	21	NA	23	NA
Impuesto a las ganancias	(153)	(43)	(128)	(11)	NA	(12)	NA
Resultado del período	256	78	253	10	NA	11	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>133</i>	<i>41</i>	<i>131</i>	<i>6</i>	<i>NA</i>	<i>7</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>123</i>	<i>37</i>	<i>122</i>	<i>4</i>	<i>NA</i>	<i>4</i>	<i>NA</i>
EBITDA ajustado	100	164	71	56	+27%	61	+17%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	105	76	57	49	+16%	53	+7%
Depreciaciones y amortizaciones	46	29	27	12	+125%	13	+107%

*, † MLYC al 30 de junio de 2019, en US\$ al TCN de cierre. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre. Variación orgánica: comparación de cifras 2T19 y 2T18 al 30 de junio de 2019. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.



En el 2T19 las ventas netas del segmento de distribución se incrementaron en un 20% con respecto al 2T18, principalmente debido a un mayor precio promedio de venta por la implementación desde marzo de 2019 del aumento tarifario del 32% en AR\$ nominal por variación de costos (43% acumulado en AR\$ nominal desde agosto de 2018) e incremento del 30% en términos reales del precio estacional de la electricidad, sumada la registración de los retroactivos por el diferimiento tarifario de agosto de 2018 y febrero de 2019 y la registración desfasada de ventas por los consumos de asentamientos bajo el Acuerdo Marco y el recupero por la aplicación de los topes a determinadas categorías de clientes beneficiarios de la tarifa social, cuyos créditos fueron reconocidos en el Acuerdo de Regularización de Pasivos⁸, por un total de US\$33 millones.

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor volumen de ventas físicas de electricidad y, por ende, también menor devengamiento de cuotas mensuales por la gradual aplicación del incremento tarifario durante febrero 2017 y enero 2018 (US\$10 millones en el 2T19 y US\$15 millones en el 2T18). 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.

En términos operativos, las ventas físicas de electricidad disminuyeron en un 9% con respecto al 2T18, principalmente explicado por menor consumo del 12% interanual en el segmento residencial, asociado a una mayor temperatura promedio respecto del año anterior, al impacto de la recesión económica y la elasticidad precio-demanda por el incremento tarifario, en adición a menor demanda de industrias y PyMES en correlación con la caída de actividad económica (-7% vs. 2T18). 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 debido a la recesión económica.

Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2019			2018			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Semestre								
Residencial ¹	4.096	42%	2.726.807	4.622	42%	2.613.899	-11%	+4%
Comercial	1.621	16%	353.497	1.812	17%	358.486	-11%	-1%
Industrias	1.739	18%	6.859	1.868	17%	6.859	-7%	-
Sistema de Peaje	1.787	18%	691	1.982	18%	707	-10%	-2%
Otros								
Alumbrado Público	360	4%	21	366	3%	21	-1%	-
Villas de Emergencia y Otros	262	3%	466	244	2%	440	+7%	+6%
Total	9.866	100%	3.088.341	10.894	100%	2.980.412	-9%	+4%
Segundo Trimestre								
Residencial ¹	2.015	42%	2.726.807	2.281	43%	2.613.899	-12%	+4%
Comercial	774	16%	353.497	861	16%	358.486	-10%	-1%
Industrias	845	17%	6.859	902	17%	6.859	-6%	-
Sistema de Peaje	867	18%	691	964	18%	707	-10%	-2%
Otros								
Alumbrado Público	200	4%	21	205	4%	21	-2%	-
Villas de Emergencia y Otros	148	3%	466	132	2%	440	+12%	+6%
Total	4.849	100%	3.088.341	5.344	100%	2.980.412	-9%	+4%

Nota: (1) Incluye 593.733 y 637.214 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 30 de junio de 2019 y 2018, respectivamente.

Las compras de energía aumentaron 19% en el 2T19 con respecto al 2T18, 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 19,2% de la energía demandada en el 2T19 en comparación

⁸ Para mayor información, ver el punto 1.4 de este Informe.



con 18,6% en 2T18), principalmente generado por robo de electricidad, fraude principalmente 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 26% en el 2T19 con respecto al 2T18, principalmente debido a mayores honorarios y retribuciones por servicios, mayor consumo de materiales e incremento en el cargo por sanciones, siendo este último explicado fundamentalmente por una suba en las nuevas sanciones por calidad de servicio comercial, parcialmente compensadas por menores sanciones por calidad de servicio técnico, producto de las inversiones en la mejora de la calidad de servicio y una menor demanda eléctrica de los usuarios.

En el 2T19, los resultados financieros netos se incrementaron en US\$50 millones a una ganancia de US\$36 millones, principalmente debido a que en el 2T19 se produjo una leve apreciación del 2% en AR\$ con respecto al US\$, moneda en la que están denominados los pasivos financieros de Edenor, mientras que en el 2T18 hubo una devaluación del 43% del AR\$ con respecto al US\$. Asimismo, la variación positiva es explicada por el incremento en el RECPAM producto de la posición monetaria pasiva neta alocada al segmento. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores pérdidas por intereses comerciales generados por el stock de deuda con CAMMESA, además de mayores gastos financieros y desvalorización de activos financieros.

El EBITDA ajustado en el 2T19 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de US\$71 millones comparado con US\$56 millones en el 2T18, principalmente debido al devengamiento de las ventas desfasadas por el Acuerdo Marco y topes a la tarifa social, producto de la implementación del Acuerdo de Regularización de Obligaciones, parcialmente compensado por la caída en la demanda eléctrica y los crecientes costos operativos y por hurto de energía. Asimismo, el EBITDA ajustado excluye la ganancia de US\$308 millones por la reversión de pasivos regulatorios y también las pérdidas por actualización del capital de las sanciones incurridas durante el Período Tarifario de Transición (US\$5 millones en el 2T19 vs. US\$7 millones en 2T18), e incluye los ingresos provenientes de cargos por mora de US\$3 millones en el 2T19 y US\$2 millones en el 2T18. En el 2T18, el EBITDA ajustado no considera las sanciones implementadas post RTI correspondientes a otros períodos por US\$2 millones.



3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas⁹

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado Montos en US\$ millones	Primer Semestre		Segundo Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018‡	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	224	243	111	124	-10%	149	-26%
Costo de ventas	(142)	(147)	(72)	(77)	-6%	(76)	-5%
Resultado bruto	82	96	39	47	-17%	73	-47%
Gastos de comercialización	(5)	(7)	(2)	(1)	+100%	(2)	+18%
Gastos de administración	(23)	(28)	(11)	(15)	-27%	(18)	-37%
Gastos de exploración	(2)	-	(1)	-	NA	(0)	NA
Otros ingresos operativos	4	130	2	4	-50%	5	-58%
Otros egresos operativos	(6)	(88)	(1)	(10)	-90%	(12)	-92%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	24	2	23	2	NA	2	NA
Resultado operativo	74	105	49	27	+81%	48	+2%
RECPAM	-	59	-	38	-100%	-	NA
Ingresos financieros	14	3	5	2	+150%	2	+114%
Gastos financieros	(40)	(36)	(19)	(22)	-14%	(26)	-28%
Otros resultados financieros	18	(287)	7	(245)	NA	(296)	NA
Resultado antes de impuestos	66	(156)	42	(200)	NA	(271)	NA
Impuesto a las ganancias	(13)	50	(17)	59	NA	72	NA
Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas	53	(106)	25	(141)	NA	(200)	NA
Operaciones discontinuadas	-	81	-	63	-100%	76	-100%
Resultado del período	53	(25)	25	(78)	NA	(123)	NA
EBITDA ajustado por operaciones continuas	100	129	53	62	-15%	79	-34%
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	100	159	53	61	-14%	78	-33%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	77	60	44	43	+2%	52	-15%
Depreciaciones y amortizaciones	50	48	27	28	-5%	21	+29%

* MF US\$. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre. ‡ MLYN, en US\$ al TCN promedio. Para OldelVal, las cifras del 2T18 se ajustaron al 30 de junio de 2019, convertidos a US\$ al TCN de cierre. Variación orgánica: comparación de cifras 2T19 bajo MF US\$ y 2T18 bajo MLYN. Para OldelVal, comparación de 2T19 y 2T18 bajo MLYC al 30 de junio de 2019. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

En el 2T19 el margen bruto por las operaciones continuas de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyó orgánicamente en un 47% con respecto al 2T18, principalmente debido a una caída del 36% y 5% en los precios de venta denominados en US\$ y devengados a la demanda del gas y petróleo, respectivamente. Asimismo, el incremento en los costos de tratamiento, transporte de gas y depreciaciones en el área El Mangrullo por el mayor nivel de actividad e inversión en el área, sumado a una suba de costos en el área El Tordillo, contribuyeron a la caída en el margen bruto. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor producción de gas destinada a ventas intersegmento debido a la posibilidad de autoabastecimiento de combustible en nuestras unidades térmicas de generación, y en menor medida, a menores regalías producto de los menores precios de venta, como también menores costos laborales y gastos denominados en AR\$ diluidos por el efecto de la devaluación.

En términos operativos, en el 2T19 la producción del segmento por las operaciones continuas alcanzó los 48,5 kboe/día, 6% superior al registrado en el 2T18. La producción de gas en el 2T19 alcanzó 7,4 millones de m³/día, 6% superior al 2T18 y 5% superior al primer trimestre de 2019 ("1T19"), principalmente debido al incremento de la producción en El Mangrullo (+1,4 millones de m³/día de variación interanual y +0,3 millones de m³/día de variación al 1T19), área en la cual desde fines de 2018 se incrementó la infraestructura

⁹ El segmento de petróleo y gas sólo consolida las operaciones continuas, pues en enero de 2018 fueron desinvertidos ciertos activos relacionados con la producción de crudo, los cuales a efectos contables se exponen como operaciones discontinuadas desde el 4T 17.



de evacuación, subiendo la producción a aproximadamente 4,3 millones de m³/día en junio de 2019, en concordancia con la posibilidad de gestión propia del combustible para generación eléctrica. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una caída en la producción en otras áreas gasíferas como consecuencia de la poca visibilidad en los precios de venta, los cuales están siendo repercutidos por el exceso de oferta doméstica por la disrupción del *shale gas* que es principalmente sostenido por proyectos aprobados bajo el Plan Gas No Convencional, sumado que en período invernal también influyó la escasez de capacidad de transporte para evacuación de la producción hacia los principales centros de demanda. Estos factores repercutieron en el área Rincón del Mangrullo (-771 dam³/día) por menor tasa de perforación y declino natural, sumado a una leve disminución en Sierra Chata, Aguara güe y Parva Negra Este (-190 dam³/día). Asimismo, la producción de petróleo se mantuvo sin cambios en 4,8 kbb/día en el 2T19, principalmente debido a la leve suba en El Tordillo respecto del 2T18 y sin el aporte de producción de crudo proveniente de Chirete, en proceso de adecuación de facilidades. Al 30 de junio de 2019, nuestros pozos productivos por las operaciones continuas en Argentina totalizaron 861, 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	
Semestre								
Volumen 6M19								
En miles de m ³ /día	0,8	7.237						
En miles de boe/día	5,1	42,6	47,7					47,7
En millones de pie cúbicos/día		256						
Volumen 6M18								
En miles de m ³ /día	0,8	6.996		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 6M19 - 6M18	+7%	+3%	+4%	na	na	na	na	-27%
Precio Promedio 6M19								
En US\$/bbl	56,6							
En US\$/MBTU		3,1						
Precio Promedio 6M18								
En US\$/bbl	60,7			61,7				
En US\$/MBTU		5,5			4,4			
En US\$/ton						415,3		
Variación Precios 6M19 - 6M18	-7%	-44%		na	na	na		
Segundo Trimestre								
Volumen 2T19								
En miles de m ³ /día	0,8	7.428						
En miles de boe/día	4,8	43,7	48,5					48,5
En millones de pie cúbicos/día		262						
Volumen 2T18								
En miles de m ³ /día	0,8	6.988						
En miles de boe/día	4,8	41,1	45,9					45,9
En millones de pie cúbicos/día		247						
Variación Volumen 2T19 vs. 2T18	+0%	+6%	+6%					+6%
Precio Promedio 2T19								
En US\$/bbl	60,0							
En US\$/MBTU		3,1						
Precio Promedio 2T18								
En US\$/bbl	63,2							
En US\$/MBTU		5,5						
Variación Precios 2T19 vs. 2T18	-5%	-43%						

Nota: Producción en Argentina. Los valores 2019 están bajo MF US\$, mientras que los valores 2018 fueron registrados bajo MLyN, dividido el TCN promedio AR\$/US\$: 6M18 - 21,63; 2T18 - 23,58.



En el 2T19, nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$3,1/MBTU, 43% menor al US\$5,5/MBTU registrado en el 2T18, principalmente debido a la caída del 36% en el precio de venta a clientes finales y finalización del incentivo Plan Gas 2¹⁰ en comparación con el 2T18 y sin variación respecto del 1T19. 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 CAMMESA 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 en los meses de abril y mayo de 2019, efectos negativos que también se replicaron en los precios comercializados en el segmento industrial. La tendencia negativa continuó hasta el mes de junio de 2019, cuando los precios *spot* repuntaron por el período invernal y hubo un aumento en un 37% en los precios de referencia para usinas. Esta tendencia se prevé hasta fines de agosto de este año, cuando finalice la temporada, caiga la demanda por estacionalidad y los precios máximos para usinas regresen a los rangos del período estival.

Los costos totales del 2T19, sin considerar depreciaciones y amortizaciones, y excluyendo cargos no recurrentes, disminuyeron orgánicamente en un 19% interanual y 11% con respecto al 1T19, principalmente explicado por menores regalías y tasas, la dilución por la devaluación de los costos denominados en AR\$, que conforman aproximadamente el 65% del total, y a la reestructuración de los costos corporativos ante la salida de las operaciones discontinuadas en abril de 2018.

En el 2T19, las pérdidas por resultados financieros netos comparados bajo NIIF disminuyeron en US\$220 millones a una pérdida de US\$7 millones, principalmente debido a menor pérdida por diferencia de cambio neta producto del cambio a MF US\$, y en menor medida por los intereses financieros por la mora en pago de CAMMESA por el gas abastecido a nuestras unidades térmicas. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una menor ganancia por la tenencia de instrumentos financieros y la merma por la desvalorización de los créditos con las distribuidoras de gas y del Plan Gas 2.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas por las operaciones continuas disminuyó orgánicamente en un 34%, registrando US\$53 millones en el 2T19, principalmente por menores precios de venta de hidrocarburos y la finalización del Plan Gas 2, parcialmente compensados por el crecimiento en la producción y venta de gas. El EBITDA ajustado considera el proporcional a nuestra tenencia en OldelVal, compañía de transporte de crudo, por una ganancia de US\$0,2 millones y US\$2 millones para el 2T19 y 2T18, respectivamente. Asimismo, el EBITDA ajustado en el 2T18 excluye la reestimación del contrato *Ship or Pay* de OCP en Ecuador (US\$8 millones) e impuestos abonados a la salida de divisas por repago de préstamos por US\$3 millones.

¹⁰ En el 2T18 representó US\$0,6/MBTU, dicho monto incluye la reversión de la compensación de Plan Gas 2 devengada por las áreas de la ex PEPASA en el 1T18.



3.4 Análisis del Segmento de Petroquímica

Segmento de Petroquímica, Consolidado Montos en US\$ millones	Primer Semestre		Segundo Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018‡	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	168	163	91	91	-	110	-18%
Costo de ventas	(153)	(145)	(87)	(81)	+7%	(96)	-9%
Resultado bruto	15	18	4	10	-60%	14	-72%
Gastos de comercialización	(3)	(6)	(1)	(3)	-67%	(4)	-77%
Gastos de administración	(2)	(10)	(1)	(6)	-83%	(7)	-85%
Otros ingresos operativos	2	2	1	-	NA	0	+162%
Otros egresos operativos	(7)	(12)	-	(10)	-100%	(4)	-100%
Resultado operativo	5	(8)	3	(9)	NA	(0)	NA
RECPAM	-	(18)	-	(26)	-100%	-	NA
Ingresos financieros	1	-	1	-	NA	0	NA
Gastos financieros	(9)	-	(5)	3	NA	0	NA
Otros resultados financieros	(1)	(31)	-	(26)	-100%	(36)	-100%
Resultado antes de impuestos	(4)	(57)	(1)	(58)	-98%	(36)	-97%
Impuesto a las ganancias	1	10	(2)	8	NA	10	NA
Resultado del período	(3)	(47)	(3)	(50)	-94%	(26)	-89%
EBITDA ajustado	5	(5)	3	(6)	NA	2	+47%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	1	-	0	1	-60%	1	-67%
Depreciaciones y amortizaciones	-	4	(0)	2	NA	1	NA

* MF US\$. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre. ‡ MLYN, en US\$ al TCN promedio. Variación orgánica: comparación de cifras 2T19 bajo MF US\$ y 2T18 bajo MLYN. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

El margen bruto del 2T19 de este segmento fue de US\$4 millones, disminuyendo orgánicamente en 72% con respecto al 2T18, principalmente debido a la caída en la demanda doméstica de productos estirénicos, combinado con menor *spread* internacional del estireno, las retenciones a la exportación según los Decretos PEN N°793 y 865/2018, y mayores costos por nafta virgen importada como materia prima para la planta de reforma. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos de personal asociados a la readecuación de estructura por el cierre de la planta de etileno en San Lorenzo y la discontinuación en la operación de la planta de BOPs en Zárate, además del efecto de la devaluación tanto en los costos laborales como en gastos que se encuentren denominados en AR\$. Asimismo, en el 2T19 hubo menores costos de compra de gas natural.



A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

Resumen Operativo de Petroquímica	Productos			Total
	Estireno y Poliestireno ¹	Caucho Sintético	Otros	
Semestre				
Volumen 6M19 (miles de toneladas)	51	13	114	178
Volumen 6M18 (miles de toneladas)	65	17	100	182
Variación Volumen 6M19 - 6M18	-22%	-21%	+14%	-2%
Precio promedio 6M19 (US\$/ton)	1.336	1.690	682	943
Precio promedio 6M18 (US\$/ton)	1.576	1.859	743	1.143
Variación Precios 6M19 - 6M18	-15%	-9%	-8%	-18%
Segundo Trimestre				
Volumen 2T19 (miles de toneladas)	27	7	62	95
Volumen 2T18 (miles de toneladas)	34	8	53	95
Variación Volumen 2T19 - 2T18	-21%	-11%	+15%	+0%
Precio promedio 2T19 (US\$/ton)	1.326	1.718	708	956
Precio promedio 2T18 (US\$/ton)	1.546	1.949	802	1.161
Variación Precios 2T19 - 2T18	-14%	-12%	-12%	-18%

Nota: Los valores 2019 están bajo MF US\$, mientras que los valores 2018 fueron registrados bajo MLyN, dividido el TCN promedio AR\$/US\$: 6M18 – 21,63; 2T18 – 23,58. (1) Incluye Propileno, Etileno y BOPs.

El volumen total comercializado durante 2T19 en petroquímica se mantuvo en línea con 2T18, principalmente debido a menores ventas locales y 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 ventas locales de bases octánicas.

La baja de un 19% interanual en los costos totales antes de depreciaciones y amortizaciones responden principalmente a los esfuerzos en la reestructuración del negocio, los menores costos de gas y a la dilución de costos en AR\$, parcialmente compensados por mayores costos de compra de nafta virgen, los cuales siguen a los precios internacionales.

En el 2T19 se registró una variación positiva de US\$45 millones en los resultados financieros netos comparados bajo NIIF, registrando una pérdida neta de US\$4 millones comparada con los US\$49 millones de pérdida registrados en 2T18, principalmente debido a que en el 2T19 no se registraron diferencia de cambio neta y reconocimiento de RECPAM por el cambio a MF US\$.

En el 2T19 el EBITDA ajustado de petroquímica reportó una ganancia de US\$3 millones, mientras que en el 2T18 en términos nominales reportó una ganancia de US\$2 millones. El EBITDA ajustado del 2T18 excluye la actualización de las contingencias originadas por la ex Petrobras Argentina de US\$1 millón.



3.5 Análisis del Segmento de Holding y Otros¹¹

Segmento de Holding y Otros, Consolidado Montos en US\$ millones	Primer Semestre		Segundo Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018‡	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	10	16	3	8	-63%	10	-71%
Costo de ventas	-	-	-	-	NA	-	NA
Resultado bruto	10	16	3	8	-63%	10	-71%
Gastos de comercialización	(2)	-	-	-	NA	-	NA
Gastos de administración	(13)	(13)	(4)	(4)	-	(5)	-20%
Otros ingresos operativos	5	3	(1)	1	NA	1	NA
Otros egresos operativos	(5)	(4)	(3)	(3)	-	(3)	+12%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	42	30	18	10	+80%	18	-3%
Resultado operativo	37	32	13	12	+8%	22	-41%
RECPAM	-	(28)	-	(18)	-100%	-	NA
Ingresos financieros	4	5	1	3	-67%	4	-73%
Gastos financieros	(1)	(3)	-	(3)	-100%	(3)	-100%
Otros resultados financieros	3	56	3	48	-94%	58	-95%
Resultado antes de impuestos	43	62	17	42	-60%	80	-79%
Impuesto a las ganancias	228	7	152	4	NA	5	NA
Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas	271	69	169	46	+267%	85	+99%
Operaciones discontinuadas	-	30	-	24	-100%	-	NA
Resultado del período	271	99	169	70	+141%	85	+99%
EBITDA ajustado por operaciones continuas	82	83	40	44	-10%	51	-21%
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	82	108	40	60	-34%	70	-43%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	1	1	1	3	-79%	4	-82%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	-	(1)	-100%	0	-100%

* MF US\$. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre. ‡ MLYN, en US\$ al TCN promedio. Para Transener, TGS y Refinor, las cifras del 2T18 se ajustaron al 30 de junio de 2019, convertidos a US\$ al TCN de cierre. Variación orgánica: comparación de cifras 2T19 bajo MF US\$ y 2T18 bajo MLYN. Para negocios bajo MLYC, comparación de 2T19 y 2T18 al 30 de junio de 2019. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

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 US\$5 millones en el 2T19, registrando una disminución orgánica de US\$8 millones con respecto al 2T18, principalmente explicado por la disminución de *fees* devengados, 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 2T19 se registró una ganancia de US\$4 millones, mientras que en el 2T18 se registró una pérdida de US\$30 millones en base a NIIF, principalmente debido a menores ganancias por diferencia de cambio, producto del cambio a MF US\$, sumado a menores ganancias por tenencia de instrumentos financieros en la caja. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por no registrar RECPAM en 2T19, mientras que en 2T18 se registró RECPAM negativo de US\$18 millones por la posición monetaria neta activa alocada al segmento.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros por las operaciones continuas disminuyó orgánicamente un 21%, alcanzando US\$40 millones en el 2T19. El EBITDA ajustado elimina los VPPs por

¹¹ A partir del 2T19 el segmento de holding y otros incluye el ex segmento de refinación y distribución, cuyos activos fueron acordados para ser desinvertidos en diciembre de 2017, los cuales a efectos contables se expone como operaciones discontinuadas desde el cuarto trimestre de 2017 tanto en los períodos de análisis y comparativo.



nuestra participación de Refinor, Transener y TGS, y a su vez realiza una consolidación ajustada a la tenencia accionaria en dichos negocios.

En el 2T19 el EBITDA ajustado por tenencia del 25,5% indirecto sobre TGS fue de US\$33 millones (total implícito de US\$129 millones), 10% inferior al registrado en 2T18 en términos de junio 2019 por US\$37 millones (total implícito de US\$143 millones), principalmente debido al desfase entre la medición para la actualización semestral de variación de costos y su otorgamiento, el cual en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en los ingresos regulados. Asimismo, el EBITDA de TGS del 2T19 disminuyó con respecto al 2T18 debido a la caída en los precios de referencia de líquidos, menores volúmenes de líquidos procesados por menor demanda foránea y mayores costos tanto por retenciones a las exportaciones. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores volúmenes de gas natural empleado como reposición de la reducción térmica de planta en el Complejo Cerri (además de menor costo unitario en US\$) y menores costos por honorarios y servicios de terceros.

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 26,3% en el 2T19 ascendió a US\$11 millones (total implícito de US\$42 millones), un 7% inferior que el 2T18 en términos de junio 2019, el cual fue de US\$12 millones (total implícito de US\$45 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 al recupero de siniestros, mayores premios por calidad de servicio y menores cargos por penalidades.

Finalmente, en Refinor, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 2T19 ascendió a US\$0,9 millones (total implícito de US\$3 millones), mientras que en el 2T18 términos de junio 2019 fue una pérdida de US\$1,4 millones (total implícito de una pérdida de US\$5 millones), principalmente explicado por mejoras en los costos de la materia prima y por ende, mejores márgenes operativos.



3.6 Análisis del Semestre por Subsidiaria

Subsidiaria En US\$ millones	Primer Semestre 2019*				Primer Semestre 2018†			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ³	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ³
Segmento de Generación de Energía								
Diamante	61,0%	6	(20)	5	61,0%	4	(11)	5
Los Nihuiles	52,0%	4	(22)	4	52,0%	4	(9)	9
CPB	100,0%	12	59	10	100,0%	12	12	4
<i>Greenwind</i>		10	111	(0)		2	122	(34)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(5)	(55)	0		(1)	(61)	17
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	5	55	(0)	50,0%	1	61	(17)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		170	384	95		124	580	(2)
Subtotal Generación		197	456	114		145	633	(1)
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	51,8%	101	127	255	51,0%	160	22	71
Ajustes y eliminaciones ¹		(1)	(0)	(122)		4	(0)	(30)
Subtotal Distribución		100	127	133		164	22	41
Segmento de Petróleo y Gas								
<i>OldelVal</i>		23	(9)	13		13	(3)	7
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(22)	8	(12)		(10)	2	(6)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	23,1%	3	(1)	2
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		100	936	53		126	794	(27)
Subtotal Petróleo y Gas		100	936	53		129	794	(25)
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	5	-	(3)	100,0%	(5)	-	(47)
Subtotal Petroquímica		5	-	(3)		(5)	-	(47)
Segmento de Holding y Otros								
<i>Transener</i>		86	38	41		86	(48)	40
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(63)	(28)	(30)		(63)	35	(30)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	23	10	11	26,3%	23	(13)	11
<i>TGS</i>		246	287	157		234	(8)	85
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(183)	(214)	(117)		(174)	6	(63)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	25,5%	63	73	40	25,5%	60	(2)	22
<i>Refinor</i>		5	1	(4)		(3)	(26)	(6)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(4)	(1)	3		2	19	4
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	2	0	(1)	28,5%	(1)	(7)	(2)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		(5)	(43)	221		2	(231)	68
Subtotal Holding y Otros		82	40	271		83	(253)	99
Eliminaciones		(1)	(139)	(1)		(2)	(39)	(4)
Total Consolidado por Operaciones Continuas		484	1.421	567		514	1.157	63
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		431	1.516	567		430	25.017	63

1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanías* o recompras de deuda. 2 Montos en términos nominales. La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y excluye el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. 3 Atribuible a los propietarios y no incluyen resultados por subsidiarias, pero incluye las operaciones discontinuadas.



3.7 Análisis del Trimestre por Subsidiaria

Subsidiaria En US\$ millones	Segundo Trimestre 2019				Segundo Trimestre 2018			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ³	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ³
Segmento de Generación de Energía								
Diamante	61,0%	2	(20)	1	61,0%	2	(11)	3
Los Nihuiles	52,0%	1	(22)	(1)	52,0%	2	(9)	6
CPB	100,0%	5	59	8	100,0%	6	12	4
<i>Greenwind</i>		6	111	1		2	122	(29)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(55)	(1)		(1)	(61)	15
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	55	1	50,0%	1	61	(15)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		89	384	64		52	580	(19)
Subtotal Generación		100	456	73		64	633	(21)
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	51,8%	70	127	252	51,0%	51	22	3
Ajustes y eliminaciones ¹		1	(0)	(121)		5	(0)	3
Subtotal Distribución		71	127	131		56	22	6
Segmento de Petróleo y Gas								
<i>OldelVal</i>		11	(9)	7		8	(3)	5
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(11)	8	(7)		(6)	2	(4)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	23,1%	2	(1)	1
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		53	936	25		60	794	(79)
Subtotal Petróleo y Gas		53	936	25		62	794	(78)
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	3	-	(3)	100,0%	(6)	-	(50)
Subtotal Petroquímica		3	-	(3)		(6)	-	(50)
Segmento de Holding y Otros								
<i>Transener</i>		42	38	22		42	(48)	17
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(31)	(28)	(16)		(31)	35	(13)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	11	10	6	26,3%	11	(13)	5
<i>TGS</i>		129	287	95		132	(8)	30
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(96)	(214)	(71)		(98)	6	(22)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	25,5%	33	73	24	25,5%	34	(2)	8
<i>Refinor</i>		3	1	(1)		(5)	(26)	(7)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2)	(1)	1		3	19	5
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	1	0	(0)	28,5%	(1)	(7)	(2)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		(5)	(43)	139		1	(231)	60
Subtotal Holding y Otros		40	40	169		44	(253)	70
Eliminaciones		(1)	(139)	(1)		(1)	(39)	1
Total Consolidado por Operaciones Continuas		266	1.421	394		219	1.157	(72)
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		230	56.684	394		192	56.584	(72)

1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanías* o recompras de deuda. 2 Montos en términos nominales. La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y excluye el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. 3 Atribuible a los propietarios y no incluyen resultados por subsidiarias, pero incluye las operaciones discontinuadas.