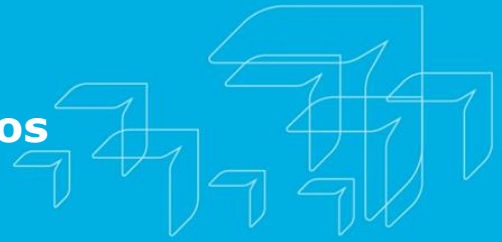


Resultados de los períodos de nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2019



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 nueve meses y trimestre finalizados el 30 de septiembre de 2019.

Buenos Aires, 11 de noviembre 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:

1.712,4 millones acciones ordinarias /
68,5 millones de ADSs

**Capitalización al 8 de noviembre
de 2019:** AR\$76,3 mil millones
US\$1,0 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

Bases de Presentación

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 de 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, ver 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 bajo contabilidad en moneda local y en términos históricos ("MLyN") expresados en US\$ al TCN promedio del período, con excepción del segmento distribución y las subsidiarias bajo MLyC, donde se presentan las cifras del trimestral comparativo en MLyC al 30 de septiembre de 2019 y expresadas en US\$ al TCN de cierre.

Principales Resultados del Período de Nueve Meses Finalizado el 30 de Septiembre 2019 ("9M19")

Ventas netas consolidadas por US\$2.134 millones¹, un 6% inferior a los US\$2.280 millones registrados en el mismo período de 2018 ("9M18"), debido a disminuciones del 7% en distribución de energía, 13% en petróleo y gas, 6% en petroquímica, 44% en holding y otros, y mayores eliminaciones por ventas intersegmento por US\$195 millones, parcialmente compensadas por un incremento del 50% en generación de energía.

- ⇒ **Generación de 11.777 GWh de energía desde 15 centrales²**
- ⇒ **Distribución de 15.228 GWh de electricidad a 3,1 millones de usuarios**
- ⇒ **Producción de 48,4 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 253 mil toneladas de productos petroquímicos**

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

² Considera la operación de Central Térmica Ensenada Barragán ("CTEB") y Parque Eólico Mario Cebreiro ("PEMC"), activos en los que Pampa es co-controlante y detenta el 50% de participación accionaria.



EBITDA ajustado³ consolidado por operaciones continuas de US\$724 millones, un 13% inferior a los US\$828 millones del 9M18, debido a disminuciones del 37% en distribución de energía, 29% en petróleo y gas, 26% en holding y otros, y mayores eliminaciones intersegmento por US\$1 millón, parcialmente compensados por aumentos del 24% en generación de energía y US\$13 millones en petroquímica.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$683 millones, superior a la pérdida de US\$65 millones alcanzados en 9M18, 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 de la moneda funcional, parcialmente compensado por la reducción en el margen operativo en distribución de energía y petróleo y gas.

Principales Resultados del Tercer Trimestre de 2019 ("3T19")⁴

Ventas netas consolidadas por US\$579 millones, un 30% inferior a los US\$830 millones registrados en el tercer trimestre de 2018 ("3T18"), debido a disminuciones del 44% en los segmentos de distribución de energía, 20% en petróleo y gas, 22% en petroquímica, 56% en holding y otros, y mayores eliminaciones en ventas intersegmento por US\$71 millones, parcialmente compensadas por un incremento del 40% en generación de energía.

- ⇒ **Generación de 4.138 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución de 5.362 GWh de electricidad** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 49,8 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 75 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de US\$270 millones, un 15% inferior a los US\$319 millones del 3T18, debido a disminuciones del 11% en distribución de energía, 39% en petróleo y gas, 46% en holding y otros, y mayores eliminaciones intersegmento por US\$2 millones, parcialmente compensadas por incrementos del 11% en generación de energía y US\$3 millones en petroquímica.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$116 millones, US\$244 millones superior a la pérdida de US\$128 millones en 3T18, principalmente debido a una menor registración de pérdidas por diferencia de cambio, efecto explicado anteriormente.

Información sobre la Conferencia Telefónica

El martes 12 de noviembre de 2019 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 12.00 p.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una conferencia telefónica para analizar los resultados del 3T19.

La presentación estará a cargo de Lida Wang, gerente de relación con inversores de Pampa. Para los interesados en participar, conectarse a <http://bit.ly/PampaWebPhone> o 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. También habrá una transmisión de audio en vivo de la conferencia en la página <http://bit.ly/PampaQ319Call>. Por favor descargar la [Presentación de la Conferencia Telefónica 3T19](#) de nuestro sitio para inversores. 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 septiembre de 2019 y 2018 están basados en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina, correspondiente a los períodos de nueve meses de 2019 y 2018, y a los trimestres finalizados el 30 de junio de 2019 y 2018, respectivamente.



Índice

Bases de Presentación.....	1
Principales Resultados del 9M19	1
Principales Resultados del 3T19.....	2
Información sobre la Conferencia Telefónica	2
1. Hechos Relevantes.....	4
1.1 Novedades del Segmento de Gas y Petróleo	4
1.2 Facturación de Gas Natural al Segmento Residencial	5
1.3 Novedades de Transportadora de Gas del Sur ("TGS")	5
1.4 Central Térmica Ensenada Barragán ("CTEB"): Enmienda al Fideicomiso y Préstamo Sindicado	6
1.5 Novedades de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte ("Edenor").....	7
1.6 Transener: Actualización Semestral de la Remuneración	8
1.7 Recompra de Instrumentos Financieros Propios	8
1.8 Reorganización Societaria	10
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 3T19	16
3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía.....	17
3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía	21
3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas	23
3.4 Análisis del Segmento de Petroquímica	26
3.5 Análisis del Segmento de Holding y Otros.....	28
3.6 Análisis del Período de Nueve Meses por Subsidiaria	30
3.7 Análisis del Trimestre por Subsidiaria	31



1. Hechos Relevantes

1.1 Novedades del Segmento de Gas y Petróleo

Exportación de Gas Natural en Condición Firme Durante el Período Estival

El 21 de agosto de 2019 se publicó en el Boletín Oficial ("BO") la Disposición N° 168/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles ("SHC"), mediante la cual se aprobaron los términos y condiciones para las exportaciones de gas natural bajo condición firme a Chile, válidos para el período entre el 15 de septiembre de 2019 y 15 de mayo de 2020, por un volumen máximo agregado de 10 millones de m³/día, siendo el 65% del centro-oeste, 25% del sur y 10% del noroeste argentino, y como condición precedente que el mercado interno argentino esté abastecido.

En ese sentido, Pampa obtuvo el permiso para exportar gas en condición firme desde su producción en la Cuenca Neuquina a Refinerías ENAP en Chile, por un volumen máximo de 0,6 millones de m³/día o un total de 136,8 millones de m³ a US\$3,11/MBTU, precio neto de derechos de exportación y costos de transporte.

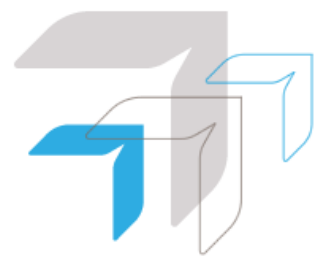
Asimismo, ante el eventual incurrimento de mayores costos por la utilización de combustibles alternativos para la generación eléctrica por parte del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") (ya sea gas natural licuado ("GNL") importado, carbón, fuel oil y/o gas oil), cuyo costo estuviera a cargo del Estado Nacional, las empresas exportadoras deberán asumir el pago de una compensación a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico ("CAMMESA"). El incumplimiento en dicho pago será penalizado con la inhabilitación para exportar por el término de 24 meses. Mediante la Res. N° 506/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía ("SGE") emitida el 29 de agosto de 2019, se fijaron como valores compensatorios un mínimo de US\$0,1/MBTU y un máximo de US\$0,2/MBTU por el volumen exportado, pudiendo ser compensado con otros créditos que tenga cada exportador con CAMMESA por la venta de gas natural en el mercado doméstico. Dicha compensación se incluirá en la determinación del costo de la energía en el MEM durante el mes en que se recaude.

Nuevas Medidas para la Comercialización de Crudo y Combustible en el Mercado Interno

El 16 de agosto de 2019 se publicó en el BO el Decreto de Necesidad y Urgencia ("DNU") N° 566/2019, el cual establece que las entregas de petróleo efectuadas en el mercado local durante los 90 días corridos siguientes a la publicación de dicho DNU deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un TCN de referencia de AR\$45,19/US\$ y un precio de referencia Brent de US\$59/barril. A su vez, durante el mismo plazo los precios de las naftas y el gasoil comercializados en el mercado local no podrán ser superiores al precio vigente al día 9 de agosto de 2019. Tanto las empresas petroleras como refinadoras deberán cubrir el total de la demanda doméstica durante el período alcanzado por esta medida.

Posteriormente, se modificaron sucesivamente los tipos de cambio de referencia a AR\$46,69/US\$ (DNU N° 601/2019), AR\$49,30/US\$ (Res. SGE N° 557/2019) y AR\$51,77/US\$ (Res. SGE N° 688/2019), éste último con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2019. Asimismo, dichas resoluciones permitieron el aumento gradual de los precios en pesos de los refinados.

Por otro lado, mediante la Res. SGE N° 552/2019 del 13 de septiembre de 2019, se dispuso una transferencia de AR\$116/barril de petróleo entregado al mercado local durante el mes de septiembre de 2019, a ser abonada el 88% a las empresas petroleras y el 12% a las provincias concedentes, a cambio de mantener indemne al Estado Nacional respecto de las empresas petroleras y provincias concedentes a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, tanto en el ámbito nacional como internacional, relacionadas a la aplicación de los DNU N° 566 y 601 /2019.



1.2 Facturación de Gas Natural al Segmento Residencial

Aplanamiento Tarifario por Consumo Estacional

En relación al diferimiento del pago del 22% en las facturas residenciales emitidas en el período invernal 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, cuyo costo financiero será asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio, con fecha 22 de agosto de 2019 se emitió la Res. SGE N° 488/2019, estableciendo la metodología de diferimiento, cálculo de intereses y procedimiento de compensación. Al 30 de septiembre de 2019, los créditos a cobrar por parte de Pampa (por provisión de gas natural a distribuidoras) y TGS (por prestación del servicio regulado de transporte de gas) ascendían a aproximadamente AR\$48 millones y AR\$1.264 millones, respectivamente. Sin embargo, a la fecha no se ha emitido la normativa estableciendo la metodología de pago de la compensación mencionada anteriormente.

Diferencias de TCN del Precio de Gas Natural Vendido Entre Abril 2018 y Marzo 2019

En relación a los créditos devengados por diferencias de cambio a distribuidoras de gas entre abril de 2018 y marzo de 2019, los cuales el Estado Nacional asumía con carácter excepcional, a transferir en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1 de octubre de 2019, con fecha 20 de agosto de 2019 se publicó la Res. N° 466/2019 del Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS"), aprobando la metodología para su cálculo. El 25 de octubre de 2019 Pampa se adhirió a este procedimiento y el crédito estimado al 30 de septiembre de 2019 ascendía a AR\$966 millones, sin haber registrado la cobranza a la fecha.

Prórroga de Ajustes a Cuadros Tarifarios

Mediante la Res. SGE N° 521/2019 publicada el 4 de septiembre de 2019 en el BO, se difirieron hasta el 1 de enero de 2020 tanto el ajuste semestral por variación de costos del segmento regulado de transporte de gas de TGS, como también el ajuste tarifario a los productores por variación del precio en AR\$ del gas natural, originalmente previstos a partir del 1 de octubre de 2019.

Asimismo, de acuerdo a dicha resolución TGS presentó su propuesta de readecuación de las inversiones obligatorias a su cargo ante el ENARGAS, a fin que éste evalúe y autorice las adecuaciones pertinentes, respetando la exacta incidencia de los montos que se dejan de percibir en concepto de tarifa y los montos de inversión comprometidos, sin que las mismas afecten la seguridad y continuidad de la prestación del servicio. A la fecha, ENARGAS no ha emitido resolución al respecto.

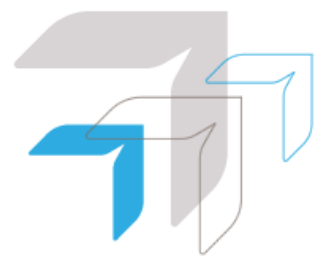
1.3 Novedades de TGS

Proyecto Midstream Vaca Muerta

El 3 de noviembre de 2019 se efectuó la habilitación del tramo norte del gasoducto por 56 kilómetros que conecta el yacimiento Rincón la Ceniza con el tramo sur de dicho gasoducto que fuera habilitado a fines de abril de 2019. Por lo tanto, a la fecha se encuentran habilitados 122 kilómetros de un total de 147 kilómetros de extensión.

Nuevo Gasoducto Troncal Vaca Muerta – Provincia de Buenos Aires

Con respecto a la licitación pública para la construcción y prestación del servicio de transporte del nuevo gasoducto, la SGE dispuso la extensión del plazo hasta el 31 de marzo de 2020 para la apertura de los pliegos correspondientes al otorgamiento de una nueva licencia.



Asamblea General de Accionistas

El 17 de octubre de 2019 se celebró la Asamblea General de Accionistas de TGS, en la cual se aprobó la distribución de un dividendo de 29,4 millones de acciones ordinarias (equivalente a 0,03849 acciones ordinarias por acción en circulación), el cual es el monto recomprado en cartera a la fecha de dicha asamblea. En ese sentido, el 31 de octubre de 2019 el Directorio de TGS determinó poner a disposición de los accionistas a partir del 13 de noviembre de 2019 las referidas acciones propias en cartera y el pago de un dividendo en efectivo, al solo efecto de efectuar la retención de impuesto a las ganancias, en el caso de corresponder, de AR\$238 millones, equivalente al 7,5269% del valor de mercado de las 29,4 millones de acciones ordinarias a distribuir, según la cotización de cierre de la acción de TGS del día 8 de noviembre de 2019 en Bolsas y Mercados Argentinos ("ByMA"). De esta manera, la tenencia indirecta de Pampa asciende al 26,9% sobre el capital social emitido de TGS⁵.

Asimismo, dicha asamblea aprobó ciertas modificaciones al Contrato de Servicio de Asistencia Técnica, Financiera y Operativa, que incluyen una reducción progresiva durante los próximos años en el monto de la compensación a abonarse, con vigencia a partir del 28 de diciembre de 2019. Dichas modificaciones implicarán una reducción progresiva a lo largo de los años en la remuneración que percibirá Pampa en su rol de operador técnico, pero no una modificación en el alcance de las tareas realizadas.

1.4 CTEB: Enmienda al Fideicomiso y Préstamo Sindicado

En relación a los valores representativos de deuda ("VRDs") emitidos bajo el "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"), y cuyo monto asciende a US\$229 millones aproximadamente, el fiduciante CT Barragán S.A. ("CTBSA"), una sociedad co-controlada por Pampa e YPF, con fecha 22 de agosto de 2019 suscribió una enmienda al Fideicomiso, incorporando modificaciones entre las cuales se destacan:

- i. En relación con los VRDs, otorgar un período de gracia de 24 meses, modificar la tasa de interés a Libor más 6,5% y determinar cuotas de amortización de pago de capital en 60 meses;
- ii. La obligación de completar el cierre de ciclo en hasta 30 meses, considerándose su incumplimiento como causal de aceleración de los VRDs;
- iii. La integración de los derechos de cobro adicionales con respecto a los contratos de abastecimiento ("PPAs") tanto del ciclo abierto como del ciclo cerrado;
- iv. Establecer que los pagos al Fideicomiso sean transferidos de forma simultánea, con idéntica prioridad de pago y en la misma especie respecto de las sumas adeudadas por CAMMESA a CTBSA; y
- v. Establecer que ante un Evento CAMMESA (conforme al término definido en el Fideicomiso): (a) CTBSA podrá requerir fondos para afrontar los gastos operativos de la central y (b) se reprogramarán los pagos de los VRDs en caso que los fondos percibidos en concepto de derechos de cobro sean insuficientes.

YPF y Pampa, en forma mancomunada y por el 50% cada una, garantizan en tiempo y forma todas las obligaciones de pago bajo i) el Contrato de Fideicomiso Financiero y ii) el Contrato de Préstamo Sindicado, en caso que no logren la habilitación comercial del cierre de ciclo antes a) de los 30 meses desde la vigencia de la séptima enmienda al contrato y b) antes del 26 de diciembre del 2021, respectivamente.

Finalmente, con respecto a los avances del proyecto de expansión, con fecha 27 de septiembre de 2019 CTBSA y la Unión Transitoria de Empresas conformada por SACDE Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico S.A. y Techint Compañía Técnica Internacional S.A.C.E I. suscribieron un contrato de ingeniería, provisión, construcción, comisionado y puesta en marcha.

⁵ Incluye acciones de TGS adquiridas por Pampa en mercado.



1.5 Novedades de Edenor

Acuerdo para el Mantenimiento de Cuadros Tarifarios

El 19 de septiembre de 2019 Edenor celebró con el Estado Nacional un acuerdo en el cual se mantienen los cuadros tarifarios vigentes previos al 1 de agosto de 2019 para todas las categorías tarifarias. Por ende, se difiere parcialmente la actualización del Costo Propio de Distribución ("CPD") por el período enero – junio 2019, equivalente a 19,05%. Asimismo, se posterga totalmente la actualización del precio estacional de la electricidad, que junto al CPD correspondía aplicarse en los cuadros tarifarios desde agosto de 2019.

En el caso del CPD, el mantenimiento de cuadros tarifarios permite la continuidad de los montos aplicados durante el período marzo – julio 2019 en concepto de recupero del diferimiento del CPD, según Res. N° 27/2019 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"). Los montos diferidos de CDP se recuperarán en 7 cuotas mensuales y consecutivas desde 1 de enero de 2020, y serán ajustados por la metodología prevista en los procedimientos para el pago fuera de término que aplique CAMMESA.

Asimismo, Edenor se compromete a mantener la calidad del servicio y cumplir con los parámetros de calidad previstos en el Contrato de Concesión, y toda sanción por parte de Edenor se posterga hasta el 1 de marzo de 2020 a su valor original más las actualizaciones que correspondan al momento del pago, en 6 cuotas mensuales. En contraprestación, Edenor renuncia a realizar cualquier tipo de reclamo administrativo, judicial, extrajudicial y/o arbitral, derivado de lo convenido en este acuerdo.

Programación Estacional

Mediante las Res. N° 26/2019 y N° 38/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ("SRRYME"), emitidos el 3 de septiembre y 22 de octubre de 2019, se aprobó la programación estacional para los períodos agosto – octubre 2019 y noviembre 2019 – abril 2020, respectivamente.

Los precios estacionales se mantienen sin cambios hasta el mes de abril de 2020, siendo los precios de referencia de la potencia de AR\$80.000 por MW-mes y de energía para los usuarios residenciales de AR\$1.852/MWh, vigentes desde febrero de 2019, además de los precios de referencia de energía vigentes desde agosto de 2019 de AR\$3.042/MWh para los Grandes Usuarios en Distribución ("GUDI") y de AR\$2.122/MWh para el resto de los usuarios no residenciales. También se mantuvo sin cambios el precio estabilizado para el transporte por el sistema de extra alta tensión y por la distribución troncal según distribuidora, establecidos mediante la Disposición N° 75/18 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica ("SEE").

Finalmente, mediante la Res. SRRYME N° 38/2019 se actualizó el precio *spot* máximo en el MEM de AR\$480/MWh a AR\$720/MWh a partir de noviembre de 2019.

Prórroga del Nuevo Acuerdo Marco

El 20 de septiembre de 2019, Edenor celebró con el Estado Nacional un Acuerdo de Prórroga del Nuevo Acuerdo Marco a partir del 1 de enero de 2019 hasta el 31 de mayo de 2019, ratificando el compromiso por parte del Estado Nacional de cancelar los montos que le corresponden por el suministro de energía eléctrica a los asentamientos, una vez descontada la energía asociada a la Tarifa Social. Al 30 de septiembre de 2019 Edenor reconoció ingresos por venta de energía, expresados a valores constantes, de AR\$210 millones por el período de enero a mayo 2019.

Adicionalmente, en el Acuerdo de Prórroga se dispuso que Edenor ceda a Edesur las acreencias que se le reconocen, comprometiéndose el Estado Nacional a instruir a CAMMESA a compensar las mismas con las deudas por mutuos que Edesur posee con el Estado Nacional. En ese sentido, Edenor y Edesur celebraron el respectivo acuerdo de cesión de créditos mediante el cual se establece que Edesur, en contraprestación del crédito cedido, abonará a Edenor la suma única total y definitiva de AR\$168 millones.



Reclamo Contra RDSA

En relación al activo inmobiliario a construirse, adquirido por Edenor en noviembre de 2015, la posterior resolución del contrato por incumplimiento de RDSA en agosto de 2018 y las respectivas acciones legales iniciadas por Edenor, con fecha 30 de septiembre de 2019 Edenor acordó con Aseguradores de Cauciones S.A., la compañía aseguradora de RDSA, recibir en concepto de resarcimiento único, total y definitivo la suma de US\$15 millones y la cesión a su favor del derecho del asegurador de subrogarse en los derechos del asegurado por la suma pagada frente al tomador del seguro, RDSA. A la fecha, Edenor ha recibido la suma de US\$13,5 millones, US\$0,5 millones adicionales una vez que la Superintendencia de Seguros de la Nación lo habilite, y el saldo restante de US\$1 millón será pagado en 6 cuotas mensuales y consecutivas, la primera de ellas el 1 de abril de 2020.

Por otro parte, fue suspendida la demanda arbitral iniciada por Edenor contra RDSA ante el Tribunal Arbitral de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires para obtener la devolución del precio pagado por el inmueble que no fuera entregado, a fin de poder verificar el crédito en el proceso concursal de RDSA.

1.6 Transener: Actualización Semestral de la Remuneración

El 25 de septiembre de 2019 se emitieron las Res. ENRE N° 269/2019 y 267/2019, en las cuales se ajustaron las remuneraciones de Transener y Transba en un 18,83% y 18,81%, respectivamente, para el período 1 de diciembre 2018 – 1 de junio 2019, retroactivo desde el 1 de agosto de 2019.

1.7 Recompra de Instrumentos Financieros Propios

Pampa

En relación al cuarto programa de recompra de acciones aprobado el 12 de agosto de 2019, con fecha 30 de agosto de 2019 el Directorio de Pampa aprobó ampliar el monto máximo a invertir bajo este programa de US\$50 millones a US\$65 millones. Asimismo, el 8 de noviembre de 2019 el Directorio aprobó el quinto programa de recompra por US\$50 millones o el monto menor que resulte en la adquisición hasta alcanzar el 10% del capital social de acciones recompradas en cartera.

Asimismo, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Pampa del día 1 de octubre de 2019 aprobó la reducción del capital social mediante la cancelación de 152,0 millones de acciones ordinarias (equivalentes a 6,1 millones de *American Depositary Receipts*, "ADRs") en cartera, adquiridas bajo los programas de recompra de acciones. Dicha cancelación se encuentra sujeta a la inscripción en la Inspección General de Justicia.

A la fecha, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.712,4 millones de acciones ordinarias (equivalente a 68,5 millones de ADRs).

	Pampa	
	Plan de Recompra IV	Plan de Recompra V
Monto máximo a recomprar	US\$65 millones	US\$50 millones
Precios máximos	US\$1/acción ordinaria o US\$25/ADR	US\$0,58/acción ordinaria o US\$14,5/ADR
Plazo	120 días desde el 13-Ago-2019	120 días desde la primera compra
Recompras realizadas a la fecha	4.307.692 ADRs @ US\$15,06/ADR	0 ADRs
Cobertura	100% - Completado	0% - En curso

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.



Con respecto a los instrumentos de deuda, desde mediados de agosto de 2019 a la fecha Pampa adquirió y mantuvo en cartera:

- i. US\$13,5 millones de valor nominal ("VN") de sus Obligaciones Negociables ("ONs") con vencimiento en 2023, adquiridas a un precio promedio *clean* de US\$74,5 por cada US\$100 de VN;
- ii. US\$53,2 millones de VN de sus ONs con vencimiento en 2027, adquiridas a un precio promedio *clean* de US\$73,2 por cada US\$100 de VN, que sumadas a las que ya la Sociedad mantenía en cartera, ascienden a un total de US\$63,0 millones de VN de sus ONs 2027; y
- iii. US\$7,3 millones de VN de sus ONs con vencimiento en 2029, adquiridas a un precio promedio *clean* de US\$78,6 por cada US\$100 de VN.

Edenor

Durante el mes de octubre de 2019 Pampa adquirió un total de 1,1 millones de ADRs de Edenor, a un costo promedio de US\$5,0 por ADR. De esta manera, la tenencia accionaria de la Sociedad asciende al 54,3% sobre el capital social emitido de Edenor. Asimismo, durante el mes de septiembre, Pampa adquirió ONs 2022 de Edenor por US\$19 millones de VN a un precio *clean* de US\$66,4 por cada US\$100 de VN.

Finalmente, entre octubre y noviembre de 2019 Edenor recompró un total de US\$2 millones de VN de sus ONs 2022 a un precio *clean* promedio de US\$71,8 por cada US\$100 de VN.

TGS

El 26 de agosto de 2019 el Directorio de TGS dio por finalizado el tercer programa de recompra de acciones aprobado el pasado 27 de marzo de 2019, y aprobó un cuarto programa bajo los siguientes términos y condiciones:

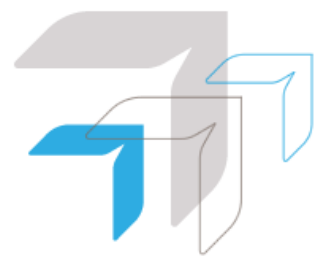
	TGS	
	Plan de Recompra III	Plan de Recompra IV
Monto máximo a recomprar	AR\$1.500 millones	AR\$3.200 millones
Precios máximos	AR\$135/acción ordinaria o US\$15/ADR	AR\$116/acción ordinaria o US\$10.5/ADR
Plazo	180 días desde el 28-Mar-2019	90 días desde el 27-Ago-2019
Recompras realizadas a la fecha	2.424.018 ADRs @ US\$10,00/ADR	842.065 ADRs @ US\$7,67/ADR
Cobertura	79% - Finalizado	10% - En curso

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

Al día de la fecha, el capital social en circulación de TGS asciende a 764,6 millones de acciones ordinarias (152,9 millones de ADRs). Las 29,4 millones de acciones ordinarias recompradas, equivalentes a 5,9 millones de ADRs, serán distribuidas entre los accionistas en concepto de dividendo a partir del 13 de noviembre de 2019⁶.

Asimismo, durante agosto y octubre de 2019, Pampa compró 618.773 ADRs de TGS a un costo promedio de adquisición de US\$8,2 por ADR. De esta manera, la tenencia accionaria directa e indirecta de la Sociedad asciende al 26,9% sobre el capital social emitido de TGS.

⁶ Para mayor información, ver el punto 1.3 de este Informe.



Transener

En agosto de 2019 Transener recompró un total de US\$1,6 millones de VN de sus ONs 2021 a un precio *clean* promedio de US\$91,0 por cada US\$100 de VN. De esta manera, a la fecha las ONs en circulación, neto del total de la tenencia en cartera, ascienden a US\$91,9 millones.

1.8 Reorganización Societaria

El 30 de agosto de 2019 los Directorios de Pampa y Parques Eólicos del Fin del Mundo ("PEFM") aprobaron la fusión de Pampa, como sociedad absorbente, con PEFM, una sociedad 100% controlada directa e indirectamente por Pampa, con fecha efectiva el 1 de julio de 2019. Dicha fusión fue aprobada por la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Pampa el 15 de octubre de 2019, encontrándose en proceso de inscripción ante el Registro Público.

Asimismo, el 8 de octubre de 2019 el Directorio de la Sociedad instruyó avanzar con las tareas que permitan evaluar los beneficios de un proceso de fusión por absorción entre Pampa, como sociedad absorbente, y Central Piedra Buena ("CPB"), estableciendo como fecha efectiva de fusión el 1 de enero de 2020.



2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado

Montos en millones	MF US\$, al 30.09.2019		MLyC al 31.12.2018	
	AR\$	US\$ TC 57,59	AR\$	US\$ TC 37,7
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	195.859	3.401	125.005	3.316
Activos intangibles	8.465	147	6.080	161
Activos por impuesto diferido	3.257	57	80	2
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	25.591	444	15.333	407
Inversiones a costo amortizado	2.027	35	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	645	11	422	11
Otros activos	48	1	33	1
Derechos de uso	948	16	-	-
Créditos por ventas y otros créditos	4.260	74	9.521	253
Total del activo no corriente	241.100	4.186	156.474	4.151
Inventarios	8.655	150	5.169	137
Inversiones a costo amortizado	3.097	54	1.330	35
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	31.263	543	15.273	405
Instrumentos financieros derivados	739	13	3	0
Créditos por ventas y otros créditos	35.341	614	26.489	703
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.361	41	9.097	241
Total del activo corriente	81.456	1.414	57.361	1.522
Total del activo	322.556	5.601	213.835	5.672
PATRIMONIO				
Capital social	1.743	30	1.874	50
Ajuste de capital	9.826	171	9.826	261
Prima de emisión	18.500	321	18.499	491
Acciones propias en cartera	157	3	25	1
Ajuste de capital de acciones en cartera	134	2	134	4
Costo de acciones propias en cartera	(6.299)	(109)	(1.490)	(40)
Reserva legal	1.753	30	904	24
Reserva facultativa	23.489	408	7.355	195
Otras reservas	(742)	(13)	(483)	(13)
Resultados no asignados	49.929	867	15.193	403
Otro resultado integral	9.240	160	(314)	(8)
Patrimonio atribuible a los propietarios	107.730	1.871	51.523	1.367
Participación no controladora	28.254	491	16.160	429
Total del patrimonio	135.984	2.361	67.683	1.795
PASIVO				
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	199	3	153	4
Provisiones	9.165	159	5.499	146
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	544	9	1.034	27
Ingresos diferidos	271	5	275	7
Cargas fiscales	435	8	542	14
Pasivos por impuesto diferido	18.272	317	15.354	407
Planes de beneficios definidos	1.484	26	1.175	31
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	232	4	163	4
Préstamos	100.313	1.742	69.189	1.835
Deudas comerciales y otras deudas	4.526	79	8.162	216
Total del pasivo no corriente	135.441	2.352	101.546	2.694
Provisiones	1.254	22	871	23
Ingresos diferidos	5	0	5	0
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	3.876	67	1.084	29
Cargas fiscales	3.260	57	2.052	54
Planes de beneficios definidos	163	3	162	4
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	2.681	47	2.726	72
Instrumentos financieros derivados	3	0	49	1
Préstamos	13.735	238	12.901	342
Deudas comerciales y otras deudas	26.154	454	24.756	657
Total del pasivo corriente	51.131	888	44.606	1.183
Total del pasivo	186.572	3.240	146.152	3.877
Total del pasivo y del patrimonio	322.556	5.601	213.835	5.672



2.2 Estado de Resultados Consolidado

Montos en millones	Nueve Meses				Tercer Trimestre			
	2019*		2018†		2019*		2018†	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	110.039	2.134	85.933	2.280	44.500	579	31.270	830
Costo de ventas	(77.802)	(1.481)	(55.840)	(1.481)	(31.010)	(371)	(19.532)	(518)
Resultado bruto	32.237	653	30.093	799	13.490	208	11.738	312
Gastos de comercialización	(5.785)	(104)	(4.612)	(122)	(2.102)	(17)	(1.935)	(51)
Gastos de administración	(5.886)	(121)	(5.513)	(146)	(2.221)	(34)	(1.708)	(45)
Gastos de exploración	(155)	(4)	(12)	(0)	(84)	(2)	(7)	(0)
Otros ingresos operativos	1.357	27	6.079	161	407	5	753	20
Otros egresos operativos	(3.189)	(64)	(5.839)	(155)	(1.232)	(17)	(1.098)	(29)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas	3.429	62	505	13	501	(7)	(200)	(5)
Acuerdo regularización de obligaciones	15.296	266	-	-	2.230	(42)	-	-
Resultado operativo	37.304	715	20.701	550	10.989	94	7.543	201
RECPAM - Rdo. por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda	8.514	148	17.217	457	2.689	11	9.804	260
Ingresos financieros	3.659	83	2.356	62	1.260	19	1.043	27
Gastos financieros	(10.669)	(219)	(8.229)	(218)	(3.518)	(49)	(3.501)	(93)
Otros resultados financieros	1.966	56	(35.687)	(948)	1.428	50	(17.751)	(472)
Resultados financieros, neto	3.470	68	(24.343)	(647)	1.859	31	(10.405)	(278)
Resultado antes de impuestos	40.774	783	(3.642)	(97)	12.848	125	(2.862)	(77)
Impuesto a las ganancias	(2.828)	7	841	23	(3.987)	(29)	298	9
Resultado por operaciones continuas	37.946	790	(2.801)	(74)	8.861	96	(2.564)	(68)
Resultado por operaciones discontinuadas	-	-	3.021	80	-	-	(1.104)	(29)
Resultado del período	37.946	790	220	6	8.861	96	(3.668)	(97)
Atribuible a los propietarios de la Sociedad	31.863	683	(2.468)	(65)	8.159	116	(4.860)	(128)
Operaciones continuas	31.863	683	(5.399)	(143)	8.159	116	(3.746)	(98)
Operaciones discontinuadas	-	-	2.931	78	-	-	(1.114)	(30)
Atribuible a la participación no controladora	6.083	107	2.688	71	702	(20)	1.192	31
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad	17,4115	0,3732	(1,2414)	(0,0327)	4,5957	0,0653	(2,5653)	(0,0676)
Por acción básica y diluida de operaciones continuas	17,4115	0,3732	(2,7158)	(0,0718)	4,5957	0,0653	(1,9773)	(0,0520)
Por acción básica y diluida de operaciones discontinuadas	-	-	1,4743	0,0391	-	-	(0,5880)	(0,0156)

* 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 Nihules ("HINISA"), Hidroeléctrica Diamante ("HIDISA"), CPB y CTBSA, entre otras. La presentación en AR\$ de los resultados 9M19 y 3T19 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 9M19 y 3T19 están ajustadas por inflación promedio al 30 de septiembre de 2019 aproximadamente del 15,9% y 5,9%, respectivamente, y su presentación en US\$ se realiza al TCN de cierre de AR\$57,59 por US\$.

† Las cifras para los períodos 9M18 y 3T18 están contabilizadas en AR\$ y ajustadas por inflación al 31 de diciembre de 2018 de aproximadamente del 27,1% y 18,9%, 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 septiembre 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	148	130	568	568
Distribución de energía	55	28	189	88
Petroquímica	-	-	-	-
Holding y otros	59	59	13	13
Petróleo y gas	322	322	1.210	1.210
Total	584	539	1.980	1.880
Afiliadas a nuestra part.	115	115	420	420
Total con afiliadas	699	654	2.400	2.300
Total Grupo Restringido²	549		1.791	

Nota: (1) Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado. (2) Montos consolidados sin incluir resultados por Edenor y afiliadas, de acuerdo a la definición en los prospectos de deuda de Pampa Energía.

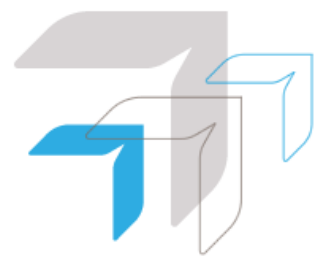
Resumen de Instrumentos de Deuda con Oferta Pública

Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento Final	Monto Emisión	Monto Remanente	Tasa Pactada
En US\$					
Transener ¹	ON Clase 2	2021	101	92	9,75%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300	162	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	487	7,375%
	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	687	7,5%
	ON Serie III a descuento y tasa fija	2029	300	293	9,125%
En AR\$					
Pampa Energía	ON Clase E ²	2020	575	575	Badlar Privada

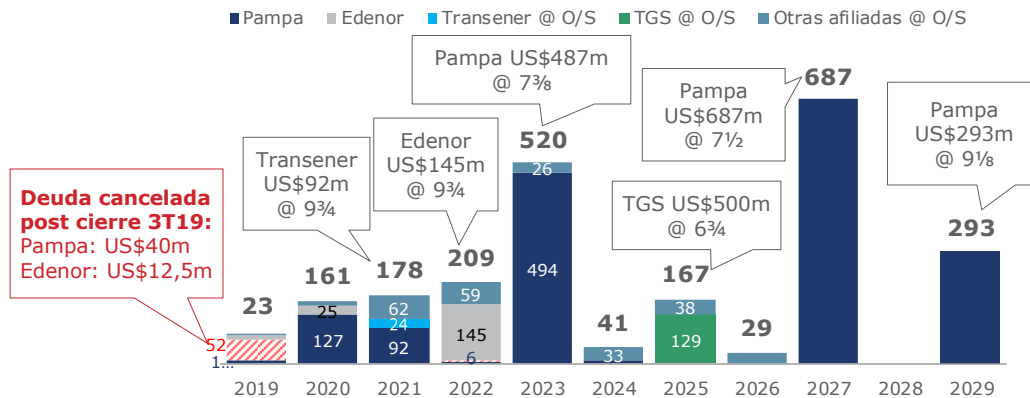
Nota: (1) Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. (2) Instrumentos de deuda correspondientes a CTLL, subsidiaria fusionada por absorción con Pampa Energía.

Operaciones de Deuda

Al 30 de septiembre de 2019, a nivel consolidado el promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,8%, moneda en la que está denominada el 93% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija. La vida promedio de la deuda financiera consolidada de Pampa es de aproximadamente 5,3 años.



A continuación se expone el perfil de deuda⁷, neto de recompras y cancelaciones, en US\$ millones:



Entre mediados de agosto y fines de septiembre de 2019, Pampa pagó a vencimiento US\$32 millones, pre-canceló US\$135 millones y tomó préstamos bancarios en AR\$ por un total de AR\$6.586 millones, de los cuales AR\$1.749 millones vencieron en octubre de 2019 y AR\$4.837 millones vencen en mayo de 2021. Asimismo, se acordaron pre-financiaciones a las exportaciones en US\$ con entidades financieras por un total de US\$25 millones con vencimiento en febrero de 2020.

Durante el mes de octubre de 2019 Pampa tomó préstamos bancarios por un total de AR\$2.938 millones con vencimientos entre abril de 2021 y abril de 2022. A la fecha de emisión del presente Informe, la Sociedad se encuentra en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

Asimismo, a mediados de octubre de 2019 Edenor pagó al vencimiento la segunda amortización del préstamo con el Industrial and Commercial Bank of China Dubai Branch ("ICBC") por US\$12,5 millones.

En relación a las ONs en cartera, a la fecha Pampa posee en cartera ONs Serie T 2023 por US\$13,5 millones, ONs Serie I 2027 por US\$63,0 millones y ONs Serie III 2029 por US\$7,3 millones de VN. Asimismo, durante el mes de septiembre de 2019, Pampa adquirió ONs de Edenor por US\$19 millones de VN.

Finalmente, al cierre del 3T19 Edenor posee en cartera US\$12,6 millones de VN de la ON 2022, y entre octubre y noviembre de 2019 adicionó recompras de US\$2 millones de VN. Asimismo, Transener, a fines de agosto de 2019 recompró un total de US\$1,6 millones de VN de sus ONs 2021, y a la fecha posee en cartera US\$8,6 millones de VN⁸.

⁷ No incluye intereses, considera Pampa individual y Edenor al 100%, y las afiliadas TGS, OldelVal, Transener, Greenwind, CTBSA y Refinor a nuestra participación accionaria.

⁸ Para mayor información, ver sección 1.7 de este Informe.



Calificación de ONs del Grupo Pampa

Entre fines de agosto y mediados de septiembre de 2019, la agencia de calificación de riesgo S&P bajó las calificaciones asignadas a las ONs emitidas por el Grupo Pampa con perspectiva estable a negativa, como consecuencia de la baja de las calificaciones de la deuda soberana de Argentina. Las calificaciones a escala global de Pampa, Edenor, TGS y Transener bajaron de "B" a "B-". La calificación a escala nacional de Edenor bajó de "raA" a "raBBB", mientras que de Transener bajó de "raAA-" a "raBBB+".

Por los mismos motivos que S&P, a principios de septiembre de 2019, la agencia de calificación de riesgo Moody's bajó las calificaciones asignadas a las ONs emitidas por el Grupo Pampa con perspectiva negativa a revisión para una baja. La calificación a escala global de Pampa bajó de "B2" a "Caa1", mientras que las de Edenor y TGS bajaron de "B1" a "Caa1". Las calificaciones a escala nacional de Edenor y TGS bajaron de "Aa3.ar" y "Aa2.ar", respectivamente, a "Baa3.ar".

Finalmente, entre agosto y septiembre de 2019, la agencia de calificación de riesgo FitchRatings bajó las calificaciones asignadas a las ONs emitidas por Pampa a escala global, pasando de "B" con perspectiva estable a "CCC+" con perspectiva negativa, y mantuvo las calificaciones a escala nacional en "AA-" con perspectiva estable.

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	Caa1	na
	FitchRatings	CCC+	AA-
Edenor	S&P	B-	raBBB
	Moody's	Caa1	Baa3.ar
TGS	S&P	B-	na
	Moody's	Caa1	Baa3.ar
Transener	S&P	B-	raBBB+



3. Análisis de los Resultados del 3T19

Ventas netas consolidadas por US\$579 millones, un 30% inferior a los US\$830 millones registrados en 3T18, debido a disminuciones del 44% en los segmentos de distribución de energía, 20% en petróleo y gas, 22% en petroquímica, 56% en holding y otros, y mayores eliminaciones en ventas intersegmento por US\$71 millones, parcialmente compensadas por un incremento del 40% en generación de energía.

- ⇒ **Generación de 4.138 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución de 5.362 GWh de electricidad** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 49,8 mil barriles por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 75 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de US\$270 millones, un 15% inferior a los US\$319 millones del 3T18, debido a disminuciones del 11% en distribución de energía, 39% en petróleo y gas, 46% en holding y otros, y mayores eliminaciones intersegmento por US\$2 millones, parcialmente compensadas por incrementos del 11% en generación de energía y US\$3 millones en petroquímica.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$116 millones, US\$244 millones superior a la pérdida de US\$128 millones en 3T18, principalmente debido a una menor registración de pérdidas por diferencia de cambio, efecto explicado anteriormente.

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en US\$ millones	Nueve Meses		Tercer Trimestre		
	2019*	2018†	2019*	2018†	2018‡
Resultado operativo consolidado	715	550	94	201	188
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	189	161	59	52	38
EBITDA	904	711	153	253	226
Ajustes del segmento de generación	30	26	26	13	20
Eliminación de resultado por VPP de Greenwind y CT Barragán	2	23	2	10	17
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	8	4	3	3	3
EBITDA de CT Barragán ajustado por tenencia	20	-	20	-	-
Otros	-	(2)	-	(0)	(0)
Ajustes del segmento de distribución	(247)	28	59	12	11
Eliminación efecto regularización de obligaciones	(266)	-	42	-	-
Ajuste por reporting NIIF	-	-	15	-	-
Ajuste retroactivo a sanciones extraordinarias de la RTI	13	22	-	10	9
Cargos por mora	6	6	2	2	2
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(20)	(22)	3	2	0
Eliminación de resultado por VPP de OldelVal y OCP	(21)	(3)	3	(1)	(2)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	1	6	0	2	2
Otros	-	(25)	-	0	0
Ajustes del segmento de petroquímica	-	(1)	-	0	0
Contingencias de Ex Petrobras Argentina	-	1	-	0	0
Multa carta oferta con Oil Combustibles por nafta virgen	-	(1)	-	-	-
Ajustes del segmento de holding y otros	57	86	29	40	26
Eliminación de resultado por VPP de TGS, Transener y Refinor	(43)	(33)	2	(3)	(13)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	71	87	18	32	29
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	28	33	10	10	9
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	1	(0)	(1)	1	1
EBITDA ajustado consolidado por op. continuas	724	828	270	319	283
EBITDA ajustado consolidado por op. continuas y discontinuadas	724	875	270	312	276

*, † 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 3T18 contabilizadas en AR\$ nominales, y su presentación en US\$ se realiza al TCN promedio del período de AR\$32,04 por US\$. Para las subsidiarias bajo MLYC, se exponen las cifras para el período comparativo 3T18 contabilizadas en AR\$ y ajustadas por inflación al 30 de septiembre de 2019 aproximadamente del 63,7%, y su presentación en US\$ se realiza al TCN de cierre de AR\$57,59 por US\$.



3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado Montos en US\$ millones	Nueve Meses		Tercer Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018‡	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	631	421	222	159	+40%	156	+42%
Costo de ventas	(355)	(177)	(119)	(49)	+143%	(48)	+148%
Resultado bruto	276	244	103	110	-6%	108	-5%
Gastos de comercialización	(2)	(1)	(1)	1	NA	-	NA
Gastos de administración	(25)	(24)	(10)	(9)	+11%	(8)	+25%
Otros ingresos operativos	6	3	1	2	-50%	1	-
Otros egresos operativos	(8)	(4)	(4)	(2)	+100%	(1)	+300%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(2)	(23)	(2)	(10)	-80%	(17)	-88%
Resultado operativo	245	195	87	92	-5%	83	+5%
RECPAM	-	233	-	137	-100%	-	NA
Ingresos financieros	47	34	12	15	-20%	15	-20%
Gastos financieros	(67)	(60)	(21)	(25)	-16%	(24)	-13%
Otros resultados financieros	80	(394)	85	(223)	NA	(222)	NA
Resultado antes de impuestos	305	8	163	(4)	NA	(148)	NA
Impuesto a las ganancias	(25)	(37)	2	(27)	NA	39	-95%
Resultado del período	280	(29)	165	(31)	NA	(109)	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>277</i>	<i>(34)</i>	<i>166</i>	<i>(33)</i>	<i>NA</i>	<i>(114)</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>3</i>	<i>5</i>	<i>(1)</i>	<i>2</i>	<i>NA</i>	<i>5</i>	<i>NA</i>
EBITDA ajustado	327	263	131	118	+11%	110	+19%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	181	158	39	53	-28%	53	-27%
Depreciaciones y amortizaciones	52	42	18	13	+38%	7	+157%

* MF US\$. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre de 37,7. ‡ MLYN, en US\$ al TCN promedio de 32,04. **Variación orgánica:** comparación de cifras 3T19 bajo MF US\$ y 3T18 bajo MLYN. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

En el 3T19, el margen bruto de generación de energía fue de US\$103 millones, registrando una disminución orgánica del 5% 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 ajustar por factor de uso promedio de los últimos 12 meses por unidad. Durante todo el 3T18, nuestra energía base térmica facturó US\$7.000/MW-mes bajo la Res. SEE N° 19/2017, mientras que en el 3T19 se aplicaron los topes de remuneración por capacidad de US\$7.000/MW-mes durante los meses de julio y agosto (invierno) y US\$5.500/MW-mes durante septiembre (primavera), ponderado por un coeficiente correlacionado con el despacho promedio, el cual puede descontar hasta un 30% adicional. Asimismo, durante el 3T19 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 cantidades físicas producto de la migración de clientes hacia el Mercado a Término de Energías Renovables ("MAT ER") y menor actividad económica, sumado que la TG01 de Central Térmica Güemes ("CTG") transfirió sus contratos a la unidad Plus de Central Térmica Genelba ("CTGEB"), por lo que desde mayo de 2019 dicha unidad se comercializa como energía base. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mejor margen bruto del segmento de Energía Plus con respecto al 3T18, explicado por menores costos de gas y compras de energía para cubrir contratos, sumado a las adiciones de Parques Eólicos Pampa Energía II y III ("PEPE", 106 MW, mayo 2019), habilitación de la TG04 y repotenciación de la TG03 en CTGEB (207 MW, junio de 2019), además de un reconocimiento de ingresos en el marco del Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM por US\$7 millones.

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. MEdM N° 21/2017, RenovAr y MAT ER) como



también en nuestra energía base (Res. SEE N° 19/2017 y Res. SRRyME N° 1/2019⁹). 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 3T19 de Pampa creció 16% con respecto al 3T18, principalmente explicado por mayor generación en el ciclo combinado de CTGEB, la habilitación comercial de la turbina de gas TG04 y repotenciación de la turbina de gas TG03 (+645 GWh), mayor despacho en Central Térmica Loma De La Lata ("CTLL") por optimización comercial producto de la gestión de combustible propio (+175 GWh), mayor generación eólica proveniente de PEPE II, PEPE III y PEMC (+94 GWh), la generación de CTEB adquirido a fines de junio de 2019 (+43 GWh) y mayor despacho en HINISA debido a reservas de agua acumuladas desde mayo de 2019 por decisión de CAMMESA (+39 GWh). Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por menor despacho en CTG, Central Térmica Parque Pilar ("CTPP") y Central Térmica Piquirenda ("CTP") debido a que el CVP reconoce parcialmente los costos de gas importado que asume el MEM desde octubre de 2018 (-289 GWh), menor requerimiento de despacho en Central Térmica Ingeniero White ("CTIW") y CPB (-114 GWh), y menores aportes hídricos en Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú ("HPPL") e HIDISA, además de un mantenimiento programado en HIDISA (-28 GWh).

La disponibilidad de todas las unidades de generación de Pampa alcanzó el 95,0% en el 3T19, similar a los niveles del 3T18 que registró 94,2%.

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%
Nueve Meses							
Generación Neta 9M19 (GWh)	336	224	612	284	78	97	1.631
Participación de mercado	0,3%	0,2%	0,6%	0,3%	0,1%	0,1%	1,7%
Ventas 9M19 (GWh)	336	224	612	284	80	97	1.633
Generación Neta 9M18 (GWh)	395	262	700	147	-	-	1.504
Variación 9M19 vs. 9M18	-15%	-15%	-12%	+92%	na	na	+8%
Ventas 9M18 (GWh)	395	262	700	147	-	-	1.504
Precio Prom. 9M19 (US\$/MWh)	43	65	23	68	58	66	45
Precio Prom. 9M18 (US\$/MWh)	35	52	21	84	na	na	36
Margen Bruto Prom. 9M19 (US\$/MW)	27	48	15	60	50	55	34
Margen Bruto Prom. 9M18 (US\$/MWh)	24	36	15	75	na	na	27
Tercer Trimestre							
Generación Neta 3T19 (GWh)	122	61	291	104	30	61	670
Participación de mercado	0,4%	0,2%	0,8%	0,3%	0,1%	0,2%	1,9%
Ventas 3T19 (GWh)	122	61	291	104	32	61	671
Generación Neta 3T18 (GWh)	83	65	315	101	-	-	564
Variación 3T19 vs. 3T18	+48%	-6%	-8%	+2%	na	na	+19%
Ventas 3T18 (GWh)	83	65	315	101	-	-	564
Precio Prom. 3T19 (US\$/MWh)	53	94	18	69	73	67	46
Precio Prom. 3T18 (US\$/MWh)	55	68	18	78	na	na	40
Margen Bruto Prom. 3T19 (US\$/MW)	39	75	13	62	59	54	37
Margen Bruto Prom. 3T18 (US\$/MWh)	40	49	14	70	na	na	32

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Cifras 2019 bajo MF US\$; cifras 2018 bajo MLyN, dividido por el TCN promedio AR\$/US\$: 9M18 - 25,25; 3T18 - 32,04. (1) Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). (2) Habilitados el 10 de mayo de 2019.

⁹ 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
<i>Capacidad nueva (MW)</i>	<i>364</i>	<i>100</i>	<i>30</i>	<i>-</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>178</i>	<i>14</i>	<i>567</i>	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%	9,1%	12,0%
Nueve Meses											
Generación Neta 9M19 (GWh)	3.954	577	37	596	138	227	4.490	78	48	10.146	11.777
Participación de mercado	4,0%	0,6%	0,0%	0,6%	0,1%	0,2%	4,6%	0,1%	0,0%	10,3%	12,0%
Ventas 9M19 (GWh)	3.954	711	37	596	138	227	4.739	83	48	10.534	12.166
Generación Neta 9M18 (GWh)	3.849	1.431	120	593	169	202	3.569	83	-	10.016	11.520
<i>Variación 9M19 vs. 9M18</i>	<i>+3%</i>	<i>-60%</i>	<i>-69%</i>	<i>+1%</i>	<i>-18%</i>	<i>+13%</i>	<i>+26%</i>	<i>-6%</i>	<i>na</i>	+1%	+2%
Ventas 9M18 (GWh)	3.849	1.880	120	593	169	202	4.054	85	-	10.951	12.456
Precio Prom. 9M19 (US\$/MWh)	55	44	124	76	<i>na</i>	107	47	45	<i>na</i>	59	57
Precio Prom. 9M18 (US\$/MWh)	37	35	52	75	<i>na</i>	103	31	65	<i>na</i>	40	40
Margen Bruto Prom. 9M19 (US\$/MWh)	31	30	<i>na</i>	32	<i>na</i>	82	18	5	<i>na</i>	32	32
Margen Bruto Prom. 9M18 (US\$/MWh)	35	20	<i>na</i>	44	<i>na</i>	83	18	20	<i>na</i>	29	29
Tercer Trimestre											
Generación Neta 3T19 (GWh)	1.444	142	11	-	47	51	1.701	29	43	3.468	4.138
Participación de mercado	4,2%	0,4%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	4,9%	0,1%	0,1%	10,1%	12,0%
Ventas 3T19 (GWh)	1.444	149	11	-	47	51	1.745	29	43	3.519	4.190
Generación Neta 3T18 (GWh)	1.268	390	29	91	70	74	1.056	29	-	3.008	3.572
<i>Variación 3T19 vs. 3T18</i>	<i>+14%</i>	<i>-64%</i>	<i>-62%</i>	<i>na</i>	<i>-32%</i>	<i>-31%</i>	<i>+61%</i>	<i>+1%</i>	<i>na</i>	+15%	+16%
Ventas 3T18 (GWh)	1.268	516	29	91	70	74	1.195	29	-	3.272	3.837
Precio Prom. 3T19 (US\$/MWh)	52	53	111	<i>na</i>	<i>na</i>	144	48	66	<i>na</i>	69	66
Precio Prom. 3T18 (US\$/MWh)	39	37	70	159	<i>na</i>	107	31	57	<i>na</i>	43	43
Margen Bruto Prom. 3T19 (US\$/MWh)	29	40	<i>na</i>	<i>na</i>	<i>na</i>	117	19	27	<i>na</i>	41	41
Margen Bruto Prom. 3T18 (US\$/MWh)	37	22	<i>na</i>	102	<i>na</i>	83	17	9	<i>na</i>	32	32

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Cifras 2019 bajo MF US\$; cifras 2018 bajo MLyN, dividido por el TCN promedio AR\$/US\$: 9M18 - 25,25; 3T18 - 32,04. (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 135% con respecto al 3T18, principalmente debido a la mayor compra de gas para la gestión propia del combustible, la cual acaparó el 64% de los costos operativos del segmento y el 78% del gas total consumido para el despacho de 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 y costo de compras de energía para cubrir contratos Plus.

En el 3T19 se registró una variación positiva de US\$172 millones en los resultados financieros netos comparados las cifras del 3T18 bajo NIIF, alcanzando una ganancia neta de US\$76 millones, principalmente debido a una revalorización de acreencias debido al Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM ejecutado en agosto de 2019, menores pérdidas por diferencia de cambio neta producto del cambio a MF US\$ y ganancia por el efecto de la devaluación sobre los pasivos fiscales denominados en AR\$, y ganancias por recompras de ONs. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor reconocimiento de intereses comerciales a CAMMESA originadas por la mora en la cobranza, mayores gastos por emisión de ONs 2029 y menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado aumentó orgánicamente en un 19% con respecto al 3T18, reportando una ganancia de US\$131 millones, principalmente por la entrada en operación de 207 MW en CTGEB¹, la habilitación comercial de PEPE II y III, y adquisición de CTEB, y menores gastos por el efecto de la devaluación sobre los mismos denominados en AR\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la actualización del esquema remunerativo sobre la energía base y mayores costos de operación y mantenimiento por el creciente número de unidades. El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de PEMC (Greenwind) del 50%, con una ganancia de US\$3 millones en el 3T19 y 3T18, y de CTEB (CTBSA) del 50%, con una ganancia de US\$20 millones en el 3T19.



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-Sep-19	
Térmico									
Loma de la Lata	15	MAN	Res. SRRyME N° 1/19	5.500 - 7.000	5,4	14	20	92%	1T 2020
	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	78%	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	92%	10 de mayo de 2019
Total	1.189						1.131	74%	

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	Nueve Meses		Tercer Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018†	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	1.117	1.202	237	424	-44%	382	-38%
Costo de ventas	(889)	(878)	(175)	(325)	-46%	(293)	-40%
Resultado bruto	228	324	62	99	-37%	89	-31%
Gastos de comercialización	(87)	(94)	(11)	(38)	-71%	(34)	-68%
Gastos de administración	(44)	(52)	(10)	(17)	-41%	(15)	-35%
Otros ingresos operativos	6	7	-	2	-100%	2	-100%
Otros egresos operativos	(32)	(30)	(7)	(10)	-30%	(9)	-22%
Efecto regularización de obligaciones	266	-	(42)	-	NA	-	NA
Resultado operativo	337	155	(8)	36	NA	32	NA
RECPAM	148	163	11	75	-85%	68	-84%
Ingresos financieros	13	12	3	4	-25%	4	-17%
Gastos financieros	(72)	(85)	2	(34)	NA	(31)	NA
Otros resultados financieros	(53)	(29)	(44)	14	NA	13	NA
Resultado antes de impuestos	373	216	(36)	95	NA	86	NA
Impuesto a las ganancias	(156)	(78)	(3)	(35)	-91%	(32)	-90%
Resultado del período	217	138	(39)	60	NA	54	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>113</i>	<i>74</i>	<i>(20)</i>	<i>33</i>	<i>NA</i>	<i>30</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>104</i>	<i>64</i>	<i>(19)</i>	<i>27</i>	<i>NA</i>	<i>24</i>	<i>NA</i>
EBITDA ajustado	144	230	59	66	-11%	59	-1%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	125	149	20	68	-71%	61	-68%
Depreciaciones y amortizaciones	54	47	8	18	-56%	16	-51%

*, † MLYC al 30 de septiembre de 2019, en US\$ al TCN de cierre de 57,59. Los valores del 3T19 surgen de la diferencia entre 9M19, segundo trimestre 2019 a TCN de cierre de junio 2019 y primer trimestre 2019 a TCN de cierre de marzo 2019. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre de 37,7. **Variación orgánica:** comparación de cifras 3T19 y 3T18 al 30 de septiembre de 2019. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

En el 3T19 las ventas netas del segmento de distribución se redujeron orgánicamente en un 38% con respecto al 3T18, principalmente debido a la devaluación del peso argentino de un TCN de AR\$46,26/US\$ en junio 2019 a AR\$57,59/US\$ en septiembre de 2019, computando una depreciación del 36%. Sin embargo, las ventas en AR\$ ajustados por inflación se mantuvieron estables, principalmente explicado por un mayor precio promedio de venta por la implementación desde marzo de 2019 del aumento tarifario por variación de costos y mayor precio estacional de la electricidad, sumada la continuación de la registración de los retroactivos por el diferimiento tarifario de agosto de 2018 y febrero de 2019¹⁰, la registración desfasada de ventas por los consumos de asentamientos bajo el Acuerdo Marco de enero a mayo de 2019¹¹, y el recupero por la aplicación de topes a beneficiarios de la tarifa social. Tanto los montos retroactivos, como los ingresos por Acuerdo Marco y topes a la tarifa social no fueron devengados en el 3T18.

Además de la alta devaluación del AR\$, se registró 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\$9 millones en el 3T19 y US\$15 millones en el 3T18). Asimismo, en un escenario inflacionario el desfase entre la medición de los CPD y su otorgamiento 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, IPIM y del US\$.

¹⁰ Para mayor información, ver "Acuerdo para el mantenimiento de cuadros tarifarios" en la sección 1.5 de este Informe.

¹¹ Para mayor información, ver "Prórroga del Acuerdo Marco" en la sección 1.5 de este Informe.



En términos operativos, las ventas físicas de electricidad disminuyeron en un 5% con respecto al 3T18, principalmente explicado por menor consumo del 5% 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 (-4% vs. 3T18). Por otro lado, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 3%, 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 menos clientes comerciales registrados 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
Nueve Meses								
Residencial ¹	6.504	43%	2.733.618	7.148	43%	2.644.011	-9%	+3%
Comercial	2.438	16%	352.811	2.683	16%	355.749	-9%	-1%
Industrias	2.620	17%	6.827	2.781	17%	6.871	-6%	-1%
Sistema de Peaje	2.656	17%	692	2.904	18%	705	-9%	-2%
Otros								
Alumbrado Público	559	4%	21	565	3%	21	-1%	-
Villas de Emergencia y Otros	451	3%	465	438	3%	450	+3%	+3%
Total	15.228	100%	3.094.434	16.520	100%	3.007.807	-8%	+3%
Tercer Trimestre								
Residencial ¹	2.408	45%	2.733.618	2.526	45%	2.644.011	-5%	+3%
Comercial	817	15%	352.811	872	15%	355.749	-6%	-1%
Industrias	882	16%	6.827	913	16%	6.871	-3%	-1%
Sistema de Peaje	869	16%	692	922	16%	705	-6%	-2%
Otros								
Alumbrado Público	198	4%	21	200	4%	21	-1%	-
Villas de Emergencia y Otros	189	4%	465	194	3%	450	-3%	+3%
Total	5.362	100%	3.094.434	5.626	100%	3.007.807	-5%	+3%

Nota: (1) Incluye 563.244 y 564.837 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 30 de septiembre de 2019 y 2018, respectivamente.

Las compras de energía cayeron en un 21% en el 3T19 con respecto al 3T18, explicado por la devaluación del AR\$ y el menor volumen de energía demandada, neto de pérdidas, compensado por el incremento en términos reales en AR\$ del precio estacional debido a 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 23,1% de la energía demandada en el 3T19 vs. 20,4% en 3T18), principalmente generado por robo de electricidad incentivado por la recesión económica y el impacto del incremento tarifario.

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, depreciaciones y amortizaciones, disminuyeron en un 89% en el 3T19 con respecto al 3T18, principalmente debido a la dilución de los costos por la depreciación del AR\$, sumado a menores sanciones producto del Acuerdo de Regularización de Pasivos firmado en mayo de 2019, mejoras en la calidad de servicio producto de las inversiones realizadas, y la menor demanda eléctrica de los usuarios. Asimismo, el incremento de los costos laborales, principal costo de Edenor, se ubicó por debajo de la inflación.

En el 3T19, los resultados financieros netos disminuyeron en US\$81 millones a una pérdida de US\$28 millones, principalmente debido a que en el 3T18 se registró una ganancia de US\$44 millones por la valorización del crédito de RDSA, sumado al menor RECPAM generado por la posición monetaria pasiva neta alocada al segmento y a una menor ganancia por tenencia de instrumentos financieros. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores pérdidas por intereses comerciales generados por el stock de deuda con CAMMESA producto del Acuerdo de Regularización de Pasivos, menores pérdidas por diferencia de cambio neta porque la devaluación del AR\$ respecto al US\$ en el 3T19 de 36% no superó a la devaluación en el 3T18 del 43% y menores intereses por pasivos financieros.



El EBITDA ajustado en el 3T19 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de US\$59 millones, 1% menos que en el 3T18, principalmente debido a la depreciación del AR\$, la caída en la demanda eléctrica y los crecientes costos por hurto de energía, parcialmente compensado por un ajuste de US\$15 millones por el impacto de la diferencia de TCN en la contabilización del EBITDA del 3T19, menores cargos por sanciones, mayores precios de venta por aplicación de CPD y mayores precios estacionales. Asimismo, el EBITDA ajustado excluye los resultados por el Acuerdo de Regularización de Pasivos e incluye los ingresos provenientes de cargos por mora.

3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas¹²

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado Montos en US\$ millones	Nueve Meses		Tercer Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018†	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	347	397	123	154	-20%	153	-20%
Costo de ventas	(232)	(216)	(90)	(69)	+30%	(72)	+25%
Resultado bruto	115	181	33	85	-61%	81	-59%
Gastos de comercialización	(7)	(14)	(2)	(7)	-71%	(7)	-71%
Gastos de administración	(32)	(37)	(9)	(9)	-	(9)	-
Gastos de exploración	(4)	-	(2)	-	NA	-	NA
Otros ingresos operativos	6	138	2	8	-75%	8	-75%
Otros egresos operativos	(8)	(101)	(2)	(13)	-85%	(13)	-85%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	21	3	(3)	1	NA	2	NA
Resultado operativo	91	170	17	65	-74%	62	-73%
RECPAM	-	121	-	62	-100%	-	NA
Ingresos financieros	16	6	2	3	-33%	3	-33%
Gastos financieros	(66)	(58)	(26)	(22)	+18%	(22)	+18%
Otros resultados financieros	52	(624)	28	(337)	NA	(334)	NA
Resultado antes de impuestos	93	(385)	21	(229)	NA	(291)	NA
Impuesto a las ganancias	(20)	118	(7)	68	NA	84	NA
Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas	73	(267)	14	(161)	NA	(207)	NA
Operaciones discontinuadas	-	49	-	(32)	-100%	(4)	-100%
Resultado del período	73	(218)	14	(193)	NA	(211)	NA
EBITDA ajustado por operaciones continuas	153	215	52	86	-39%	76	-32%
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	153	240	52	81	-35%	72	-27%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	145	133	68	67	+1%	67	+2%
Depreciaciones y amortizaciones	82	67	32	19	+68%	14	+129%

* MF US\$. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre de 37,7. ‡ MLYN, en US\$ al TCN promedio de 32,04. Para OldelVal, las cifras del 3T18 se ajustaron al 30 de septiembre de 2019, convertidos a US\$ al TCN de cierre de 57,59. **Variación orgánica:** comparación de cifras 3T19 bajo MF US\$ y 3T18 bajo MLYN. Para OldelVal, comparación de 3T19 y 3T18 bajo MLYC al 30 de septiembre de 2019. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

En el 3T19 el margen bruto por las operaciones continuas de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyó orgánicamente en un 59% con respecto al 3T18, principalmente debido a una caída del 26% tanto en los precios de venta del petróleo como del gas, denominados en US\$ y devengados a la demanda. Asimismo, el incremento en los costos de tratamiento, transporte de gas en el área El Mangrullo por mayor nivel de actividad e inversión en el área, sumado a mayores costos de intervención y mantenimiento en Sierra Chata, el cual en 2018 tuvo lugar en el cuarto trimestre, mayores depreciaciones por cambio a MF US\$ y en menor medida una menor producción de petróleo, contribuyeron a la caída en el margen bruto. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor producción de gas destinada al

¹² 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.



abastecimiento 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 gastos denominados en AR\$ diluidos por el efecto de la devaluación.

En términos operativos, en el 3T19 la producción del segmento alcanzó los 49,8 kboe/día, 11% superior al registrado en el 3T18. La producción de gas en el 3T19 alcanzó 7,6 millones de m³/día, 13% superior al 3T18 y 3% superior al segundo trimestre de 2019 ("2T19"), principalmente debido al incremento de la producción en El Mangrullo (+1.565 dam³/día de variación interanual y +218 dam³/día de variación al 2T19), área en la cual desde fines de 2018 se incrementó la infraestructura de evacuación, subiendo la producción a aproximadamente 4,4 millones de m³/día en septiembre 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 (-486 dam³/día) por menor tasa de perforación y declino natural, sumado a una leve disminución en Río Neuquén (gas asociado), Aguara Güe y Sierra Chata (-191 dam³/día). Asimismo, la producción de petróleo alcanzó 4,8 kbb/día en el 3T19, 10% inferior al 3T18, principalmente debido a menor producción en El Tordillo dado que durante 3T18 hubo mayor actividad en completación de pozos, y sin el aporte de producción de crudo proveniente de Chirete, en proceso de adecuación de facilidades.

Al 30 de septiembre de 2019, nuestros pozos productivos por las operaciones continuas en Argentina totalizaron 900, 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	
Nueve Meses								
Volumen 9M19								
En miles de m ³ /día	0,8	7.370						
En miles de boe/día	5,0	43,4	48,4					48,4
En millones de pie cúbicos/día		260						
Volumen 9M18								
En miles de m ³ /día	0,8	6.908		2,0	1.112	0,1		
En miles de boe/día	4,9	40,7	45,6	12,7	6,5	0,6	19,8	65,4
En millones de pie cúbicos/día		244			39			
Variación Volumen 9M19 - 9M18	+1%	+7%	+6%	na	na	na	na	-26%
Precio Promedio 9M19								
En US\$/bbl	54,3							
En US\$/MBTU		3,2						
Precio Promedio 9M18								
En US\$/bbl	64,2			61,7				
En US\$/MBTU		5,1			4,4			
En US\$/ton						415,3		
Variación Precios 9M19 - 9M18	-15%	-38%		na	na	na		



Producción de Petróleo y Gas	Operaciones Continuas			Operaciones Discontinuas				Total
	Petróleo	Gas	Subtotal	Petróleo	Gas	GLP	Subtotal	
Tercer Trimestre								
Volumen 3T19								
En miles de m3/día	0,8	7.641						
En miles de boe/día	4,8	45,0	49,8					49,8
En millones de pie cúbicos/día		270						
Volumen 3T18								
En miles de m3/día	0,9	6.733						
En miles de boe/día	5,4	39,6	45,0					45,0
En millones de pie cúbicos/día		238						
Variación Volumen 3T19 vs. 3T18	-10%	+13%	+11%					+11%
Precio Promedio 3T19								
En US\$/bbl	49,2							
En US\$/MBTU		3,3						
Precio Promedio 3T18								
En US\$/bbl	66,4							
En US\$/MBTU		4,5						
Variación Precios 3T19 vs. 3T18	-26%	-26%						

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\$: 9M18 - 25,25; 3T18 - 32,04.

En el 3T19, nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$3,3/MBTU, 26% menor al US\$4,5/MBTU registrado en el 3T18, principalmente debido a la tendencia negativa en los precios de la demanda desde agosto de 2018, principalmente en línea con las reducciones impuestas por CMMESA en el precio de referencia y compra en condición interrumpible de gas para usinas. Cabe destacar que el 80% de nuestras entregas de gas se destinan a abastecer el despacho de nuestras unidades térmicas, siendo el remanente destinado mayoritariamente al *spot*/industrial (precio altamente correlacionado con los comercializados por CMMESA). Asimismo, desde el mes de septiembre de 2019 Pampa comenzó a exportar a Chile.

Los precios del gas reflejan la estacionalidad de la demanda, el exceso de oferta doméstica durante el período estival y los cuellos de botella en la infraestructura de transporte. Sin embargo, en junio de 2019 los precios de referencia para usinas revertieron su tendencia negativa y aumentaron de US\$2,7/MBTU a US\$3,6/MBTU debido a la alta demanda durante el período invernal, pero a partir de septiembre de 2019 volvió a reflejar los rangos comercializados durante el período estival.

Asimismo, nuestro precio promedio de venta de petróleo devengado fue de US\$49,2/barril, 26% menor a los US\$66,4/barril, principalmente explicado por la medida de la SGE para fijar el TCN en los precios comercializados desde agosto de 2019¹³ y en menor medida, a menores precios internacionales de referencia.

Los costos totales del 3T19, sin considerar depreciaciones y amortizaciones, y excluyendo cargos no recurrentes, disminuyeron orgánicamente en un 3% interanual, principalmente explicado por menores regalías, menores precios de compra de gas en US\$, y la dilución por la devaluación de los costos denominados en AR\$, parcialmente compensados por mayores honorarios y contrataciones de obras y servicios.

En el 3T19, los resultados financieros netos comparados bajo NIIF aumentaron en US\$298 millones a una ganancia de US\$4 millones, principalmente debido a menor pérdida por diferencia de cambio neta producto del cambio a MF US\$, sumada a la revaluación de los créditos con las distribuidoras¹⁴ y ganancias por recompras de ONs. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor pérdida por

¹³ Para mayor información, ver "Nuevas medidas para la comercialización de crudo y combustible en el mercado interno" de la sección 1.1 de este Informe.

¹⁴ Para mayor información, ver "Diferencias de TCN del precio de gas natural vendido entre abril 2018 y marzo 2019" de la sección 1.1 de este Informe.



diferencia de cambio en los créditos con las distribuidoras de gas, cuyas ventas se realizan en AR\$ pero acaparan un porcentaje marginal de las ventas, menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros, mayores gastos por emisión de ONs 2029, y en menor medida menores intereses financieros por la mora en pago de CAMMESA por el gas abastecido a nuestras unidades térmicas.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas por las operaciones continuas disminuyó orgánicamente en un 32%, registrando US\$52 millones en el 3T19, principalmente por menores precios de venta de hidrocarburos, al congelamiento del TCN en la comercialización del crudo desde agosto de 2019, mayores costos por mayor nivel de actividad en el área El Mangrullo, y en menor medida, a la menor producción de petróleo, parcialmente compensados por el crecimiento en la producción y venta de gas, el efecto de la devaluación del AR\$ en los costos y menores regalías. El EBITDA ajustado considera el proporcional a nuestra tenencia en OldelVal, compañía de transporte de crudo, y en el 3T18 excluye el cargo por la reestimación del contrato *Ship or Pay* de OCP en Ecuador (US\$6 millones) y un recuperó en las regalías devengadas por Plan Gas 2 del ejercicio 2017 por US\$6 millones.

3.4 Análisis del Segmento de Petroquímica

Segmento de Petroquímica, Consolidado Montos en US\$ millones	Nueve Meses		Tercer Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018‡	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	240	255	72	92	-22%	91	-21%
Costo de ventas	(220)	(229)	(67)	(84)	-20%	(82)	-18%
Resultado bruto	20	26	5	8	-38%	9	-44%
Gastos de comercialización	(6)	(11)	(3)	(5)	-40%	(5)	-40%
Gastos de administración	(3)	(14)	(1)	(4)	-75%	(4)	-75%
Otros ingresos operativos	3	5	1	3	-67%	3	-67%
Otros egresos operativos	(7)	(15)	-	(3)	-100%	(9)	-100%
Resultado operativo	7	(9)	2	(1)	NA	(6)	NA
RECPAM	-	-	-	18	-100%	-	NA
Ingresos financieros	1	1	-	1	-100%	1	-100%
Gastos financieros	(12)	(11)	(3)	(11)	-73%	(5)	-40%
Otros resultados financieros	7	(57)	8	(26)	NA	(26)	NA
Resultado antes de impuestos	3	(76)	7	(19)	NA	(36)	NA
Impuesto a las ganancias	(1)	21	(2)	11	NA	11	NA
Resultado del período	2	(55)	5	(8)	NA	(25)	NA
EBITDA ajustado	8	(5)	3	0	NA	(5)	NA
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	2	3	1	2	-27%	2	-26%
Depreciaciones y amortizaciones	1	5	1	1	-	1	-

* MF US\$. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre de 37,7. ‡ MLYN, en US\$ al TCN promedio de 32,04. **Variación orgánica:** comparación de cifras 3T19 bajo MF US\$ y 3T18 bajo MLYN. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

El EBITDA ajustado del 3T19 de este segmento fue de US\$3 millones, en términos de variación orgánica US\$8 millones superior con respecto al 3T18, principalmente debido a mayor *spread* internacional de productos derivados de la planta de reforma, mayores ventas de caucho sintético, mayores precios de poliestireno, menores costos de nafta virgen (materia prima para la planta de reforma) al comprar localmente en vez de importar, menores costos de compra de gas natural y menores costos de personal asociados a la readecuación de estructura por el cierre de la planta de etileno en San Lorenzo, la discontinuación en la operación de la planta de BOPs en Zárate, y el efecto de la devaluación en los costos denominados en AR\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la caída en la demanda doméstica de estireno, combinado con menor *spread* internacional del estireno, y menores ventas de etileno y propileno, debido al cierre de la planta de etileno en San Lorenzo.



A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

Resumen Operativo de Petroquímica	Productos			Total
	Estireno y Poliestireno ¹	Caucho Sintético	Otros	
Nueve Meses				
Volumen 9M19 (miles de toneladas)	71	20	161	253
Volumen 9M18 (miles de toneladas)	91	22	154	267
Variación Volumen 9M19 - 9M18	-22%	-7%	+5%	-5%
Precio promedio 9M19 (US\$/ton)	1.342	1.654	684	948
Precio promedio 9M18 (US\$/ton)	1.511	1.858	751	1.101
Variación Precios 9M19 - 9M18	-11%	-11%	-9%	-14%
Tercer Trimestre				
Volumen 3T19 (miles de toneladas)	20	7	47	75
Volumen 3T18 (miles de toneladas)	26	5	53	85
Variación Volumen 3T19 - 3T18	-21%	+38%	-12%	-12%
Precio promedio 3T19 (US\$/ton)	1.356	1.590	690	959
Precio promedio 3T18 (US\$/ton)	1.506	2.133	760	1.074
Variación Precios 3T19 - 3T18	-10%	-25%	-9%	-11%

Nota: Los valores 2019 están bajo MF US\$, mientras que los valores 2018 fueron registrados bajo MLyN, dividido el TCN promedio AR\$/US\$: 9M18 - 25,25; 3T18 - 32,04. (1) Incluye Propileno, Etileno y BOPs.

El volumen total comercializado durante 3T19 en petroquímica disminuyó 12% con respecto al 3T18, principalmente debido a menores ventas foráneas de estireno, menores exportaciones de naftas, sumada a la discontinuación en la operación de la planta de etileno en San Lorenzo, impactando en menores ventas de etileno y propileno, parcialmente compensados por mayores ventas de caucho sintético. Adicionalmente, durante 3T19 se despacharon 9 mil toneladas de bases y naftas como fasón, por lo que no se registra como volumen vendido.

En el 3T19 se registró una variación positiva de US\$23 millones en los resultados financieros netos comparados bajo NIIF, registrando una ganancia neta de US\$5 millones comparada con los US\$18 millones de pérdida registrados en 3T18, principalmente debido a ganancias por el efecto de la devaluación sobre los pasivos comerciales denominados en AR\$.



3.5 Análisis del Segmento de Holding y Otros¹⁵

Segmento de Holding y Otros, Consolidado Montos en US\$ millones	Nueve Meses		Tercer Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018†	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	14	25	4	9	-56%	9	-56%
Costo de ventas	-	-	-	-	NA	-	NA
Resultado bruto	14	25	4	9	-56%	9	-56%
Gastos de comercialización	(2)	(2)	-	(2)	-100%	-	NA
Gastos de administración	(17)	(19)	(4)	(6)	-33%	(6)	-33%
Otros ingresos operativos	6	8	1	5	-80%	1	-
Otros egresos operativos	(8)	(6)	(3)	(2)	+50%	(2)	+50%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	43	33	(2)	3	NA	13	NA
Resultado operativo	36	39	(4)	7	NA	15	NA
RECPAM	-	(60)	-	(32)	-100%	-	NA
Ingresos financieros	6	9	2	4	-50%	4	-50%
Gastos financieros	(2)	(4)	(1)	(1)	-	(1)	-
Otros resultados financieros	(30)	156	(27)	100	NA	99	NA
Resultado antes de impuestos	10	140	(30)	78	NA	117	NA
Impuesto a las ganancias	209	(1)	(19)	(8)	+138%	(8)	+138%
Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas	219	139	(49)	70	NA	109	NA
Operaciones discontinuadas	-	31	-	1	-100%	-	NA
Resultado del período	219	170	(49)	71	NA	109	NA
EBITDA ajustado por operaciones continuas	93	125	25	47	-46%	41	-38%
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	93	148	25	45	-44%	38	-34%
Altas de propiedades, planta, equipo y activos intangibles	3	6	1	2	-47%	2	-46%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	-	-	NA	-	NA

* MF US\$. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre de 37,7. ‡ MLYN, en US\$ al TCN promedio de 32,04. Para Transener, TGS y Refinor, las cifras del 3T18 se ajustaron al 30 de septiembre de 2019, convertidos a US\$ al TCN de cierre de 57,59. **Variación orgánica:** comparación de cifras 3T19 bajo MF US\$ y 3T18 bajo MLYN. Para negocios bajo MLYC, comparación de 3T19 y 3T18 al 30 de septiembre 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\$2 millones en el 3T19, registrando una disminución orgánica de US\$4 millones con respecto al 3T18, principalmente explicado por menores *fees* devengados, parcialmente compensados por menor devengamiento de compensación ejecutiva debido a la caída en el precio de la acción de Pampa.

En cuanto a los resultados financieros netos, en el 3T19 se registró una pérdida de US\$26 millones, mientras que en el 3T18 se registró una ganancia de US\$71 millones en base a NIIF, principalmente debido a pérdidas por diferencia de cambio sobre la posición financiera en AR\$ producto del cambio a MF US\$, sumado a desvalorización de créditos fiscales por la devaluación del AR\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por no registrar RECPAM en 3T19, mientras que en 3T18 bajo contabilidad en MLYC se registró RECPAM negativo de US\$32 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 38%, alcanzando US\$25 millones en el 3T19. El EBITDA ajustado elimina los VPPs por nuestra participación de Refinor, Transener y TGS, y a su vez realiza una consolidación ajustada a la tenencia accionaria en dichos negocios.

¹⁵ 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.



En el 3T19 el EBITDA ajustado por tenencia del 25,7% directa e indirecta sobre TGS fue de US\$18 millones (total implícito de US\$71 millones), 36% inferior al registrado en 3T18 de US\$29 millones ajustado a septiembre 2019 (total implícito de US\$113 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 y de depreciación cambiaria tiene un impacto negativo en los ingresos regulados. Asimismo, el EBITDA de TGS del 3T19 disminuyó con respecto al 3T18 debido a la caída en los precios de referencia de líquidos, menores volúmenes de líquidos procesados por menor demanda foránea y menor volumen de ventas de etano por la salida intempestiva de la planta PBB Polisur, ajeno a TGS, el cual fue normalizado en octubre de 2019. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el impacto del TCN sobre las ventas denominadas en US\$ (compensado por la inflación), 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 indirecta del 26,3% en el 3T19 ascendió a US\$10 millones (total implícito de US\$37 millones), un 4% superior que el 3T18 en términos de septiembre 2019, el cual fue de US\$9 millones (total implícito de US\$35 millones), principalmente debido a que la actualización semestral de variación de costos correspondiente a agosto de 2018 fue otorgado en noviembre de 2018 retroactivo a agosto (y por ende computado en el 4T18), además de que durante 3T18 hubo una mayor ganancia por recupero de siniestros. Asimismo, durante 3T19 se computó el correspondiente aumento semestral por RTI desde agosto 2019, y hubo menores costos operativos, principalmente por mayores premios por calidad de servicio. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el 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, IPIM y del US\$.

Finalmente, en Refinor, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 3T19 registró una pérdida de US\$0,7 millones (total implícito de US\$2 millones), mientras que en el 3T18 términos de septiembre 2019 fue una ganancia de US\$0.5 millones (total implícito de una ganancia de US\$2 millones), principalmente explicado por la medida del SGE para actualizar gradualmente los precios de los combustibles comercializados desde mediados de agosto de 2019¹⁶, parcialmente compensado por menores costos del crudo, principal insumo de la refinería.

¹⁶ Para mayor información, ver "Nuevas medidas para la comercialización de crudo y combustible en el mercado interno" de la sección 1.1 de este Informe.



3.6 Análisis del Período de Nueve Meses por Subsidiaria

Subsidiaria En US\$ millones	Nueve Meses 2019*				Nueve Meses 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%	10	(20)	4	61,0%	7	(11)	10
Los Nihuiles	52,0%	8	(21)	3	52,0%	7	(10)	9
CPB	100,0%	20	43	28	100,0%	20	0	8
<i>Greenwind</i>		17	110	1		9	123	(67)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(8)	(55)	(1)		(4)	(62)	34
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	8	55	1	50,0%	4	62	(34)
<i>CT Barragán</i>		39	313	8		-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(20)	(157)	(4)		-	-	-
Subtotal CT Barragán ajustado por tenencia	50,0%	20	157	4	0,0%	-	-	-
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		262	418	237		224	585	(27)
Subtotal Generación		327	631	277		263	626	(34)
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	51,8%	147	154	216	51,7%	234	36	137
Ajustes y eliminaciones ¹		(3)	(20)	(103)		(4)	(0)	(63)
Subtotal Distribución		144	134	113		230	36	74
Segmento de Petróleo y Gas								
<i>OldelVal</i>		32	(10)	20		24	(5)	14
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(31)	9	(20)		(18)	4	(11)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	1	(0)	0	23,1%	6	(1)	3
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		152	888	73		209	969	(223)
Subtotal Petróleo y Gas		153	887	73		215	968	(220)
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	8	-	2	100,0%	(5)	-	(55)
Subtotal Petroquímica		8	-	2		(5)	-	(55)
Segmento de Holding y Otros								
<i>Transener</i>		108	22	43		125	(42)	56
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(80)	(16)	(32)		(92)	31	(41)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	28	6	11	26,3%	33	(11)	15
<i>TGS</i>		275	332	131		340	122	95
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(204)	(246)	(97)		(253)	(91)	(71)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	25,7%	71	85	34	25,5%	87	31	24
<i>Refinor</i>		3	9	(12)		(1)	(23)	(14)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2)	(6)	9		0	17	10
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	1	2	(3)	28,5%	(0)	(7)	(4)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		(7)	(45)	177		6	(228)	135
Subtotal Holding y Otros		93	48	219		125	(214)	170
Eliminaciones		(1)	(305)	(1)		-	(74)	-
Total Consolidado por Operaciones Continuas		724	1.396	683		828	1.341	(65)
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		645	1.645	683		711	1.230	(65)

1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanies* o recompras de deuda. 2 Montos en términos nominales. La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. 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	Tercer Trimestre 2019				Tercer 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%	4	(20)	(0)	61,0%	3	(11)	4
Los Nihuiles	52,0%	4	(21)	(0)	52,0%	3	(10)	7
CPB	100,0%	5	43	15	100,0%	9	0	4
<i>Greenwind</i>		6	110	(3)		7	123	(33)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(55)	1		(3)	(62)	17
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	55	(1)	50,0%	3	62	(17)
<i>CT Barragán</i>		41	313	(5)		-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(20)	(157)	2		-	-	-
Subtotal CT Barragán ajustado por tenencia	50,0%	20	157	(2)	0,0%	-	-	-
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		94	418	155		100	585	(32)
Subtotal Generación		131	631	166		118	626	(33)
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	51,8%	61	154	4	51,7%	45	36	(42)
Ajustes y eliminaciones ¹		(2)	(20)	(24)		20	(0)	75
Subtotal Distribución		59	134	(20)		66	36	33
Segmento de Petróleo y Gas								
<i>OldelVal</i>		12	(10)	9		9	(5)	5
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(12)	9	(9)		(7)	4	(4)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	23,1%	2	(1)	1
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		52	888	14		83	969	(196)
Subtotal Petróleo y Gas		52	887	14		86	968	(195)
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	3	-	5	100,0%	0	-	(8)
Subtotal Petroquímica		3	-	5		0	-	(8)
Segmento de Holding y Otros								
<i>Transener</i>		37	22	9		39	(42)	15
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(27)	(16)	(6)		(29)	31	(11)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	10	6	2	26,3%	10	(11)	4
<i>TGS</i>		71	332	1		125	122	11
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(53)	(246)	(1)		(93)	(91)	(8)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	25,7%	18	85	0	25,5%	32	31	3
<i>Refinor</i>		(2)	9	(11)		2	(23)	(9)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		2	(6)	8		(1)	17	6
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	(1)	2	(3)	28,5%	1	(7)	(2)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		(2)	(45)	(48)		4	(228)	67
Subtotal Holding y Otros		25	48	(49)		47	(214)	71
Eliminaciones		-	(305)	-		2	(74)	4
Total Consolidado por Operaciones Continuas		270	1.396	116		319	1.341	(128)
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		237	1.488	116		294	1.230	(128)

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