

Resultados del ejercicio y trimestre finalizados el 31 de diciembre de 2019



Pampa Energía, la empresa privada integrada de energía más grande de Argentina, con participación en las cadenas de valor de electricidad y de gas del país, anuncia los resultados correspondientes al ejercicio y trimestre finalizados el 31 de diciembre 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 al 9 de marzo de 2020:

1.626,4 millones acciones ordinarias /
65,1 millones de ADSs

Capitalización: AR\$61,8 mil millones
US\$720 millones

Para mayor información, contactarse con:

Gustavo Mariani
Director General - CEO

Ricardo Torres
Vicepresidente ejecutivo

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

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

Buenos Aires, 10 de marzo de 2020

Bases de Presentación

La Compañía adoptó 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 MLYC al 31 de diciembre de 2018, los cuales expresados en US\$ son trasladados al 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 EEFF de Pampa).

Para conveniencia del lector, se expone como dato suplementario en los períodos trimestrales comparativos los montos bajo contabilidad en MLYN, expresados en US\$ al TCN promedio del período, excepto el segmento distribución y las subsidiarias bajo MLYC, cuyas cifras del trimestral comparativo se presentan en MLYC al 31 de diciembre de 2019 y expresadas en US\$ al TCN de cierre.

Principales Resultados del Ejercicio 2019

Ventas netas consolidadas por US\$2.836 millones¹, un 3% inferior a los US\$2.920 millones registrados en el ejercicio 2018, debido a disminuciones del 15% en petróleo y gas, 5% en petroquímica, 44% en holding y otros, y mayores eliminaciones de US\$205 millones por ventas intersegmento, parcialmente compensadas por un incremento del 35% en generación de energía y 1% en distribución de energía.

- ⇒ **Generación de 15.582 GWh de energía desde 15 centrales²**
- ⇒ **Distribución de 19.974 GWh de electricidad a 3,1 millones de usuarios**
- ⇒ **Producción de 48,2 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 343 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado³ consolidado por operaciones continuas de US\$915 millones, un 9% inferior a los US\$1.001 millones del 2018, debido a disminuciones del 31% en distribución de energía, 34% en petróleo y gas, y 15% en holding y otros, parcialmente compensadas por aumentos del 20% en generación de energía, US\$29 millones en petroquímica y mayores eliminaciones intersegmento por US\$1 millón.

¹ Bajo NIIF, las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en los EEFF de Pampa, siendo los VPPs expuestos en los ítems "Resultado por participación en negocios conjuntos/asociadas".

² Considera la operación de CTEB y PEMC, activos en los que Pampa es co-controlante y detenta el 50% de participación accionaria.

³ EBITDA ajustado consolidado representa los resultados antes de resultados financieros, impuesto a las ganancias, 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.



Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$692 millones, US\$468 millones superior a la ganancia de US\$224 millones alcanzados en 2018, explicado mayormente por la 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 a MF US\$, parcialmente compensados por la reducción en los márgenes operativos en distribución de energía y petróleo y gas.

Principales Resultados del 4T19⁴

Ventas netas consolidadas por US\$702 millones, un 10% superior a los US\$640 millones registrados en el 4T18, debido a incrementos del 2% en generación de energía y 37% en distribución de energía, parcialmente compensados por disminuciones del 22% en petróleo y gas, 2% en petroquímica, 45% en holding y otros, y mayores eliminaciones en ventas intersegmento (US\$10 millones).

- ⇒ **Generación de 3.805 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución de 4.745 GWh de electricidad** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 47,7 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 91 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de US\$170 millones, un 3% superior a los US\$165 millones del 4T18, debido a incrementos del 9% en generación de energía, US\$8 millones en distribución de energía, menores pérdidas de US\$18 millones en petroquímica y mayores eliminaciones intersegmento por US\$2 millones, parcialmente compensados por disminuciones del 56% en petróleo y gas y 11% en holding y otros.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$9 millones, US\$280 millones inferior a la ganancia de US\$289 millones en 4T18, principalmente debido al menor RECPAM, generado por la posición monetaria pasiva neta alocada al segmento de distribución de energía, menores ganancias por la participación en negocios conjuntos y asociadas, y la mayor pérdida por desvalorización de activos fijos.

Información sobre la Conferencia Telefónica

El miércoles 11 de marzo de 2020 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 11.00 a.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una conferencia telefónica para analizar los resultados del 4T19.

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/PampaQ419Call>. Por favor descargar la [Presentación de la Conferencia Telefónica 4T19 de nuestro sitio para inversores](#). Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:

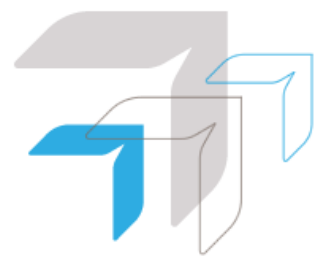
- ✓ ri.pampaenergia.com
- ✓ www.sec.gov
- ✓ www.cnv.gov.ar
- ✓ www.bolsar.com

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



Índice

Principales Resultados del Ejercicio 2019	1
Principales Resultados del 4T19.....	2
Información sobre la Conferencia Telefónica	2
1. Hechos Relevantes.....	4
1.1 Segmento de Generación	4
1.2 Segmento de Gas y Petróleo.....	5
1.3 Ley de Solidaridad.....	5
1.4 Transener: Avances sobre el Evento de Interrupción del Servicio	6
1.5 TGS: Proyecto Midstream en Vaca Muerta	6
1.6 Recompra de Instrumentos Financieros Propios	6
2. Indicadores Financieros Relevantes	8
2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado	8
2.2 Estado de Resultados Consolidado.....	9
2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera.....	10
3. Análisis de los Resultados del 4T19	12
3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía.....	13
3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía.....	16
3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas	19
3.4 Análisis del Segmento de Petroquímica	22
3.5 Análisis del Segmento de Holding y Otros.....	24
3.6 Análisis del Ejercicio por Subsidiaria	26
3.7 Análisis del Trimestre por Subsidiaria	27
4. Glosario de Términos.....	28



1. Hechos Relevantes

1.1 Segmento de Generación

Actualización al Esquema Remunerativo para la Capacidad Sin Contratos⁵

El 27 de febrero del 2020 se publicó en el BO la Res. SE N° 31/20, mediante la cual se modificaron ciertos aspectos del esquema remunerativo establecido en la Res. SRRYME N° 1/19, efectivo a partir del 1 de febrero de 2020. La nueva Res. traslada todo el esquema remunerativo a moneda local a una tasa de cambio de AR\$60/US\$, y establece un factor de actualización a partir del segundo mes de aplicación, el cual contempla una fórmula compuesta en un 60% por IPC y un 40% por IPIM.

En comparación con el esquema anterior y considerando el tipo de cambio de AR\$60/US\$, principalmente para aquellas centrales térmicas con potencia garantizada y superior a 42 MW, la remuneración por capacidad se redujo en un 14% en los períodos de verano (diciembre – febrero) e invierno (junio – agosto), y en un 18% para el resto del año, mientras que se les redujo en un 45% para todo el año a aquellas unidades térmicas mayores a 42 MW que no declaren DIGO y a las centrales hidroeléctricas, éstas últimas con excepción a las unidades con bombeo medianas (-12%) y grandes (+10%). Asimismo, las térmicas inferiores a 42 MW en su conjunto fueron las únicas en mantenerse sin cambios.

Al igual que la Res. SRRYME N° 1/19, la Res. SE N° 31/20 establece que sobre los montos de potencia se aplique un coeficiente derivado del factor de utilización promedio de los últimos doce meses de la unidad. Si bien para los motores de combustión interna menores a 42 MW se mantiene la misma fórmula, para los demás casos, si el factor de uso es menor al 30%, se percibe el 60% del pago por potencia.

Con respecto a la remuneración por energía generada y operada, los mismos prácticamente no sufrieron cambios en US\$ a tasa de cambio AR\$60/US\$, pero fueron fijados en AR\$.

Finalmente, dicha Res. agrega una remuneración adicional en las horas de alto requerimiento térmico (HMRT), compuestas por las 50 horas registradas con mayor despacho de generación térmica de cada mes, agrupados en dos bloques de 25 horas cada uno. Para las centrales térmicas se fijó una potencia base de AR\$37.500/MW-HMRT y para centrales hidroeléctricas entre AR\$27.500/MW-HMRT y AR\$35.000/MW-HMRT (según tamaño y bombeo); en todo caso aplicando factores de 1,2 y 0,6 para las primeras y segundas 25 HMRT, respectivamente, durante los períodos de verano e invierno, y de 0,2 y 0 para las primeras y segundas 25 HMRT, respectivamente, durante el resto del año.

Centralización de la Gestión del Combustible para Usinas en CAMMESA

Mediante la Res. MDP N° 12/19, a partir del 30 de diciembre de 2019 se derogó la Res. SGE N° 70/18 y se restableció la gestión comercial y el suministro de combustible centralizados bajo CAMMESA, medida que no alcanza a los generadores con contratos en Energía Plus.

Situación en TMB y TJSM

Los días 6 de enero y 2 de febrero de 2020 finalizaron los PPAs suscriptos entre CAMMESA y el BICE, en su carácter de fiduciario y en representación de los Fideicomisos⁶, para la compraventa de energía producida por TMB y TJSM, respectivamente. En consecuencia, a partir de las fechas indicadas las remuneraciones que percibirán dichas centrales es la prevista para la capacidad sin contratos.

⁵ Para mayor información, ver la sección 5.1 de nuestra Memoria Anual 2019.

⁶ Los contratos de fideicomiso "Central Termoeléctrica Timbúes" y "Central Termoeléctrica Manuel Belgrano", suscriptos el 4 de junio de 2006 entre CAMMESA, en su carácter de Administradora de los Fondos y Cuentas del MEM, como fiduciante; el BICE, como fiduciario, y la SE, como autoridad regulatoria de los fondos del MEM.



En simultáneo, finalizaron los respectivos contratos de Fideicomiso, hito que disparó el proceso de incorporación del Estado como accionista de TMB y TJSJ y, una vez perfeccionada, el fiduciario deberá efectuar el traspaso del patrimonio fideicomitado -incluyendo dichas centrales- al Fideicomisario, las sociedades gerencadoras, entre ellas Pampa.

Atento que en las mismas fechas indicadas precedentemente también vencían los contratos de operación y mantenimiento de TMB y TJSJ, el 3 de enero de 2020 se suscribieron sendas adendas a los contratos de gerenciamiento extendiendo la vigencia hasta la efectiva transferencia del patrimonio de liquidación de cada Fideicomiso, fijando una nueva remuneración por dicha gestión.

1.2 Segmento de Gas y Petróleo

Gas Natural para la Generación Eléctrica

Para el consumo de 2020, hasta la fecha CAMMESA realizó sucesivas subastas de horizonte mensual. El 27 de diciembre de 2019 licitó gas para consumo en enero de 2020, a un precio promedio en el PIST de US\$1,73/MBTU en Cuenca Neuquina. No obstante, el 29 de enero de 2020 se licitó el gas para el mes de febrero de 2020, pero en condición parcialmente firme, con un 30% DoP, siendo el precio promedio resultante en el PIST de US\$2,59/MBTU para la Cuenca Neuquina. CAMMESA replicó esta metodología para la licitación de marzo de 2020, obteniendo un precio promedio en el PIST de US\$2,42/MBTU para la Cuenca Neuquina. Pampa participó en dichas subastas.

Diferencia en el Tipo de Cambio entre Productores y Distribuidores de Gas

En relación a los créditos devengados por las diferencias de cambio entre el precio del gas comprado por las distribuidoras de gas y el precio del gas reconocido en las tarifas finales devengadas entre abril y octubre de 2018, mediante la Res. ENARGAS N° 735/19 emitida el 12 de noviembre de 2019 se aprobó el pago a los productores e IEASA mediante distribuidoras de gas, por un total de AR\$24.525 millones⁷, de los cuales AR\$1.219 millones correspondían a Pampa. Al 31 de diciembre de 2019 se cobró la primera cuota de AR\$41 millones, quedando pendiente de cobro 29 cuotas más actualizaciones.

1.3 Ley de Solidaridad

El 23 de diciembre de 2019 entró en vigencia la Ley de Solidaridad N° 27.541, la cual establece la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delega en el PEN las facultades comprendidas en dicha ley hasta el 31 de diciembre de 2020.

Entre las principales medidas que afectan a Pampa, se estableció que se mantiene sin cambios los cuadros tarifarios de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal, por un plazo máximo de hasta 180 días. El 27 de diciembre de 2019 el ENRE instruyó a Edenor a mantener los cuadros tarifarios vigentes desde el 1 de mayo de 2019, lo cual suspendió las actualizaciones semestrales que correspondían aplicar desde febrero de 2020 para Edenor y Transener, el aumento por CPD diferido en agosto de 2019 para Edenor, así como los incrementos previstos en el precio estacional para GU y usuarios no residenciales. Asimismo, desde febrero de 2020 correspondía aplicar para las licenciatarias de gas los ajustes tarifarios que oportunamente habían sido diferidos en octubre de 2019⁸, tanto por variación de costos del negocio regulado de TGS, como también por variación del precio en AR\$ del gas natural como materia prima comercializada por nuestro negocio de E&P. A la fecha, ENARGAS no ha emitido normativas al respecto.

⁷ Valor original de AR\$19.532 millones actualizado al 30 de septiembre de 2019, de acuerdo a Res. ENARGAS N° 735/19.

⁸ Mediante las Res. SGE N° 521/19, 751/19 y 791/19, se había diferido hasta el 1 de febrero de 2020.



En tanto, dicha ley también delega en el PEN la facultad de iniciar una revisión extraordinaria de las RTI por hasta 180 días, y de intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por hasta un año.

Con respecto a la autoridad regulatoria sobre la concesión de Edenor, se mantiene al ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020. Por ende, Edenor desconoce los lineamientos a seguir por los consumos de asentamientos con medidores comunitarios para períodos no reconocidos y futuros, contemplados en el Acuerdo Marco.

En relación a temas impositivos, para los ejercicios fiscales 2020 y 2021 inclusive, se suspende la reducción programada en la alícuota del impuesto a las ganancias manteniéndose en 30%, y se posterga la suba de la alícuota del impuesto a los dividendos manteniéndose en 7%. También se dispuso un nuevo mecanismo de imputación para el ajuste por inflación impositivo, correspondiente a los dos próximos ejercicios desde 2019. Asimismo, se modificó el esquema de cálculo al derecho de exportación de hidrocarburos, cuya alícuota no podrá superar el 8% del valor imponible, y dicho impuesto no podrá disminuir el precio en el PIST para el pago de regalías. Sin embargo, a la fecha este punto no fue reglamentado y actualmente la alícuota de exportación aplicable es del 12%, según Decreto PEN N° 793/18.

1.4 Transener: Avances sobre el Evento de Interrupción del Servicio

En relación al evento ocurrido el 16 de junio de 2019 de interrupción total del servicio como consecuencia de la concurrencia de múltiples inconvenientes dentro del SADI, el 6 de noviembre de 2019 el ENRE formuló cargos contra Transener por las indisponibilidades registradas durante el mes de junio de 2019, incluyendo el evento antes detallado, por un total de AR\$92 millones. El 9 de diciembre de 2019 Transener efectuó su descargo, y a la fecha, no ha sido notificada por el ENRE sobre la penalidad a aplicar.

1.5 TGS: Proyecto Midstream en Vaca Muerta

En abril de 2018 se inició la construcción un gasoducto colector de 147 km en la formación Vaca Muerta (tramo norte de 115 km, tramo sur de 32 km), con una capacidad total de transporte diario de 60 millones de m³, y una planta en la localidad de Tratayén, con una capacidad inicial de acondicionamiento a 5 millones de m³ por día y ampliable en módulos hasta 56 millones de m³ por día.

El 3 de noviembre de 2019 se habilitó 56 km del tramo norte, conectando el yacimiento Rincón la Ceniza con el tramo sur de dicho gasoducto, y el 12 de diciembre de 2019 se habilitó el tramo norte remanente, desde el yacimiento Los Toldos I Sur hasta Rincón la Ceniza y la planta de acondicionamiento.

La inversión total del proyecto ascendió a US\$260 millones. No obstante, en febrero de 2020 TGS aprobó la ampliación de la planta de acondicionamiento por 2,6 millones de m³ por día, cuya puesta en marcha se espera para la segunda mitad de 2021, y demandará una inversión adicional de US\$15 millones. El mismo incluye la instalación de una unidad de extracción de butano y la construcción de instalaciones para el almacenamiento y despacho de líquidos.

1.6 Recompra de Instrumentos Financieros Propios

Pampa

Al 9 de marzo de 2020, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.626,4 millones de acciones ordinarias (equivalente a 65,1 millones de ADRs).



	Pampa	
	Plan de Recompra V	Plan de Recompra VI
Monto máximo a recomprar	US\$50 millones	US\$27,02 millones
Precios máximos	US\$0,58/acción ordinaria o US\$14,5/ADR	US\$0,52/acción ordinaria o US\$13/ADR
Plazo	120 días desde el 11-Nov-2019	120 días desde el 11-Mar-2020
Recompras realizadas a la fecha	3.437.603 ADRs @ US\$13,03/ADR	0 ADRs
Cobertura	90% - Finalizado	0% - En curso

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

Edenor

En el 4T19 Pampa adquirió ADRs de Edenor, a un costo promedio de US\$4,9 por ADR. De esta manera, la tenencia accionaria de la Sociedad asciende al 54,4% sobre el capital social emitido de Edenor.

Asimismo, en noviembre de 2019 Edenor recompró un total de US\$25 millones de VN de sus ONs 2022 a un precio *clean* promedio de US\$71,6 por cada US\$100 de VN⁹ que, sumadas a las que mantiene en cartera, ascienden a un total de US\$39 millones de VN. De esta manera, a la fecha las ONs en circulación ascienden a US\$137 millones.

TGS

El 19 de noviembre de 2019 y 6 de marzo de 2020, el Directorio de TGS aprobó el quinto y sexto programa, respectivamente, bajo los siguientes términos y condiciones:

	TGS		
	Plan de Recompra IV	Plan de Recompra V	Plan de Recompra VI
Monto máximo a recomprar	AR\$3.200 millones	AR\$4.000 millones	AR\$2.500 millones
Precios máximos	AR\$116/acción ordinaria o US\$105/ADR	AR\$130/acción ordinaria o US\$1105/ADR	AR\$140/acción ordinaria o US\$125/ADR
Plazo	90 días desde el 27-Ago-2019	120 días desde el 20-Nov-2019	180 días desde el 10-Mar-2020
Recompras realizadas a la fecha	1.388.905 ADRs @ US\$7,10/ADR	4.047.950 ADRs @ US\$6,16/ADR	0 ADRs
Cobertura	18% - Finalizado	38% - Finalizado	0% - En curso

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

Al 9 de marzo de 2020, el capital social en circulación de TGS asciende a 771,7 millones de acciones ordinarias (154,3 millones de ADRs).

Asimismo, en el 4T19 Pampa compró ADRs de TGS a un costo promedio de adquisición de US\$6,1 por ADR. De esta manera, la tenencia accionaria directa e indirecta de la Sociedad asciende al 27,2% sobre el capital social emitido de TGS.

Transener

Durante el 2019, Transener recompró un total de US\$7 millones de VN de sus ONs 2021, a un precio *clean* de US\$96,1 de VN. De esta manera, las ONs en circulación a la fecha ascienden a US\$91,5 millones.

⁹ Incluye la US\$19,1 millones de VN de ONs 2022 que Pampa tenía en cartera, adquiridas por Edenor.

2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado

Montos en millones	MF US\$, al 31.12.2019		MLyC al 31.12.2018	
	AR\$	US\$ TC 59,89	AR\$	US\$ TC 37,7
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	210.056	3.507	125.005	3.316
Activos intangibles	9.068	151	6.080	161
Derechos de uso	930	16	-	-
Activos por impuesto diferido	1.702	28	80	2
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	30.638	511	15.333	407
Inversiones a costo amortizado	1.048	18	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	671	11	422	11
Otros activos	45	1	33	1
Créditos por ventas y otros créditos	4.711	79	9.521	253
Total del activo no corriente	258.869	4.322	156.474	4.151
Inventarios	9.175	153	5.169	137
Inversiones a costo amortizado	3.224	54	1.330	35
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	21.867	365	15.273	405
Instrumentos financieros derivados	214	4	3	-
Créditos por ventas y otros créditos	33.583	561	26.489	703
Efectivo y equivalentes de efectivo	13.496	225	9.097	241
Total del activo corriente	81.559	1.362	57.361	1.521
Total del activo	340.428	5.684	213.835	5.672
PATRIMONIO				
Capital social	1.677	46	1.874	50
Ajuste de capital	9.826	260	9.826	260
Prima de emisión	19.570	510	18.499	491
Acciones propias en cartera	71	1	25	-
Ajuste de capital de acciones en cartera	27	1	134	4
Costo de acciones propias en cartera	(2.527)	(44)	(1.490)	(39)
Reserva legal	1.753	42	904	24
Reserva facultativa	17.727	422	7.355	195
Otras reservas	(771)	(18)	(483)	(13)
Resultados no asignados	51.844	726	15.193	403
Otro resultado integral	15.668	(29)	(314)	(9)
Patrimonio atribuible a los propietarios	114.865	1.917	51.523	1.366
Participación no controladora	29.397	492	16.160	429
Total del patrimonio	144.262	2.409	67.683	1.795
PASIVO				
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	265	4	153	4
Provisiones	8.703	145	5.499	146
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	590	10	1.034	27
Ingresos diferidos	270	5	275	7
Cargas fiscales	263	4	542	14
Pasivos por impuesto diferido	22.068	368	15.354	407
Planes de beneficios definidos	1.606	27	1.175	31
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	241	4	163	4
Préstamos	105.629	1.764	69.189	1.835
Deudas comerciales y otras deudas	5.419	90	8.162	220
Total del pasivo no corriente	145.054	2.421	101.546	2.695
Provisiones	1.206	20	871	23
Ingresos diferidos	5	-	5	-
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	3.154	53	1.084	29
Cargas fiscales	4.316	72	2.052	54
Planes de beneficios definidos	230	4	162	4
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	3.834	65	2.726	72
Instrumentos financieros derivados	204	3	49	1
Préstamos	10.974	183	12.901	342
Deudas comerciales y otras deudas	27.189	454	24.756	657
Total del pasivo corriente	51.112	854	44.606	1.182
Total del pasivo	196.166	3.275	146.152	3.877
Total del pasivo y del patrimonio	340.428	5.684	213.835	5.672



2.2 Estado de Resultados Consolidado

Montos en millones	Ejercicio				Cuarto Trimestre			
	2019*		2018†		2019*		2018†	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	154.642	2.836	110.080	2.920	44.603	702	24.147	640
Costo de ventas	(112.433)	(2.032)	(74.161)	(1.967)	(34.631)	(551)	(18.321)	(486)
Resultado bruto	42.209	804	35.919	953	9.972	151	5.826	154
Gastos de comercialización	(8.645)	(148)	(6.451)	(171)	(2.860)	(44)	(1.839)	(49)
Gastos de administración	(9.179)	(174)	(7.751)	(206)	(3.293)	(53)	(2.238)	(60)
Gastos de exploración	(463)	(9)	(45)	(1)	(308)	(5)	(33)	(1)
Otros ingresos operativos	2.088	40	6.842	181	731	13	763	20
Otros egresos operativos	(4.617)	(86)	(7.526)	(200)	(1.428)	(22)	(1.687)	(45)
Desvalorización de PPE y activos intangibles	(3.713)	(62)	(1.195)	(32)	(3.713)	(62)	(1.195)	(32)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas	5.855	101	4.464	118	2.426	39	3.959	105
Resultado por venta de participaciones en sociedades	-	-	1.052	28	-	-	1.052	28
Acuerdo regularización de obligaciones	17.095	285	-	-	1.799	19	-	-
Resultado operativo	40.630	751	25.309	670	3.326	36	4.608	120
RECPAM	11.186	187	23.696	629	2.672	39	6.479	172
Ingresos financieros	4.483	96	3.751	99	824	13	1.395	37
Gastos financieros	(15.759)	(299)	(11.944)	(316)	(5.090)	(80)	(3.715)	(98)
Otros resultados financieros	4.891	113	(32.365)	(858)	2.925	57	3.322	90
Resultados financieros, neto	4.801	97	(16.862)	(446)	1.331	29	7.481	201
Resultado antes de impuestos	45.431	848	8.447	224	4.657	65	12.089	321
Impuesto a las ganancias	(6.124)	(48)	(658)	(17)	(3.296)	(55)	(1.499)	(40)
Resultado por operaciones continuas	39.307	800	7.789	207	1.361	10	10.590	281
Resultado por operaciones discontinuadas	-	-	3.019	80	-	-	(2)	(0)
Resultado del período	39.307	800	10.808	287	1.361	10	10.588	281
Atribuible a los propietarios de la Sociedad	33.012	692	8.435	224	1.149	9	10.903	289
Operaciones continuas	33.012	692	5.506	146	1.149	9	10.905	289
Operaciones discontinuadas	-	-	2.929	78	-	-	(2)	(0)
Atribuible a la participación no controladora	6.295	108	2.373	63	212	1	(315)	(8)
Resultado por acción atribuible a los accionistas	18,35	0,38	4,31	0,11	0,68	0,01	5,73	0,15
Por operaciones continuas	18,35	0,38	2,81	0,07	0,68	0,01	5,74	0,15
Por operaciones discontinuadas	-	-	1,50	0,04	-	-	(0,00)	-
Resultado por ADR atribuible a los accionistas	458,76	9,62	107,65	2,86	17,00	0,13	143,37	3,80
Por operaciones continuas	458,76	9,62	70,27	1,87	17,00	0,13	143,40	3,80
Por operaciones discontinuadas	-	-	37,38	0,99	-	-	(0,03)	-

Nota: * 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 HINISA, HIDISA y CPB, y afiliadas Greenwind y CTBSA, entre otras. La presentación en AR\$ de los resultados 2019 y 4T19 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), OldeVal (segmento de petróleo y gas), Refinor, TGS y Transener (segmento de holding y otros). Las cifras en AR\$ de 2019 y 4T19 están ajustadas por inflación promedio al 31 de diciembre de 2019 aproximadamente del 21,2% y 5,5%, respectivamente, y su presentación en US\$ se realiza al TCN de cierre de AR\$59,89 por US\$.

† Las cifras para los períodos 2018 y 4T18 están contabilizadas en AR\$ y ajustadas por inflación al 31 de diciembre de 2018 de aproximadamente del 19,2% y 5,4%, 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 31 de diciembre de 2019, en US\$ millones	Caja ⁽¹⁾		Deuda Financiera		Deuda Neta	
	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia
Generación de energía	177	151	564	564	386	412
Distribución de energía	53	29	165	89	111	60
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	43	43	14	14	(30)	(30)
Petróleo y gas	317	317	1.205	1.205	889	889
Total	590	540	1.947	1.872	1.356	1.332
Afiliadas a nuestra part.	129	129	428	428	299	299
Total con afiliadas	719	669	2.375	2.300	1.656	1.631
Total Grupo Restringido²	537		1.782		1.245	

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 a nuestra tenencia, 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	91	9,75%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300	137	9,75%
TGS ¹	ON a descuento y tasa fija	2025	500	500	6,75%
	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	487	7,375%
Pampa	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

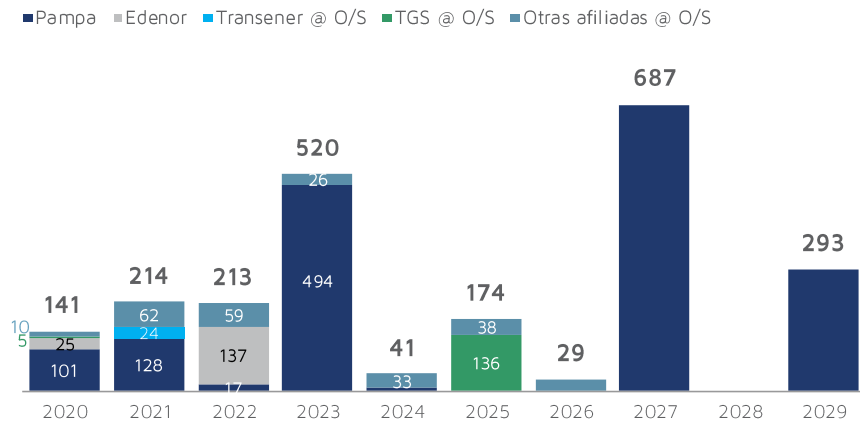
Nota: 1 Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. **2** Instrumento de deuda emitida por CTLL, subsidiaria fusionada con Pampa Energía.

Operaciones de Deuda

Al 31 de diciembre de 2019, a nivel consolidado el promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,7%, 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 5,4 años.



A continuación, se expone el perfil de deuda, neto de recompras, en US\$ millones a fin del ejercicio:



Nota: No incluye intereses, considera Pampa individual, subsidiarias del Grupo Restringido y Edenor al 100%, mientras que las afiliadas TGS, OldelVal, Transener, Greenwind, CTBSA y Refinor se exponen a nuestra participación accionaria.

Entre octubre y diciembre de 2019, Pampa pagó a vencimiento AR\$550 millones y US\$23 millones, y pre-canceló pre-financiaciones a las exportaciones por US\$25 millones.

Posteriormente al cierre del ejercicio 2019, Pampa pagó a vencimiento US\$25 millones en enero de 2020. A la fecha de emisión del presente Informe, la Sociedad se encuentra en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

Asimismo, en noviembre de 2019 TGS suscribió pre-financiaciones a las exportaciones por US\$17 millones, con vencimiento en marzo de 2020. Sin embargo, el mismo fue pre-cancelado en febrero de 2020.

Finalmente, en el 4T19 Edenor recompró un total de US\$25 millones de VN de sus ONs 2022 a un precio *clean* promedio de US\$71,6 por cada US\$100 de VN que, sumadas a las que ya mantenía en cartera, las ONs en circulación ascienden a la fecha US\$137 millones¹⁰.

Calificación de ONs del Grupo Pampa

Tras la promulgación de la Ley de Solidaridad, en enero de 2020 S&P bajó las calificaciones asignadas a las ONs de Edenor de "B-" a "CCC+" a escala global y de "raBBB" a "raBB-", manteniendo la tendencia negativa. 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	CCC+	raBB-
	Moody's	Caa1	Baa3.ar
TGS	S&P	B-	na
	Moody's	Caa1	Baa3.ar
Transener	S&P	B-	raBBB+

¹⁰ Para mayor información, ver sección 1.6 de este Informe.



3. Análisis de los Resultados del 4T19

Ventas netas consolidadas por US\$702 millones, un 10% superior a los US\$640 millones registrados en el 4T18, debido a incrementos del 2% en generación de energía y 37% en distribución de energía, parcialmente compensados por disminuciones del 22% en petróleo y gas, 2% en petroquímica, 45% en holding y otros, y mayores eliminaciones en ventas intersegmento (US\$10 millones).

- ⇒ **Generación de 3.805 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución de 4.745 GWh de electricidad** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 47,7 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 91 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado por operaciones continuas de US\$170 millones, un 3% superior a los US\$165 millones del 4T18, debido a incrementos del 9% en generación de energía, US\$8 millones en distribución de energía, menores pérdidas de US\$18 millones en petroquímica y mayores eliminaciones intersegmento por US\$2 millones, parcialmente compensados por disminuciones del 56% en petróleo y gas y 11% en holding y otros.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$9 millones, US\$280 millones inferior a la ganancia de US\$289 millones en 4T18, principalmente debido al menor RECPAM generado por la posición monetaria pasiva neta alocada al segmento de distribución de energía, menores ganancias por la participación en negocios conjuntos y asociadas, y una mayor pérdida por desvalorización de activos fijos.

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto Trimestre		
	2019*	2018†	2019*	2018†	2018‡
Resultado operativo consolidado	751	670	36	120	191
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	263	234	74	73	42
EBITDA	1.014	904	110	193	234
Ajustes del segmento de generación	90	22	60	(4)	2
Eliminación de resultados non-cash	39	11	37	(12)	(6)
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	11	7	3	3	3
EBITDA de CT Barragán ajustado por tenencia	40	-	21	-	-
Otros	-	4	-	5	5
Ajustes del segmento de distribución	(264)	57	(27)	25	25
Eliminación efecto regularización de obligaciones	(285)	-	(19)	-	-
Ajuste por reporting NIIF	-	-	(10)	(3)	(3)
Ajuste retroactivo a sanciones extraordinarias de la RTI	13	50	-	27	26
Cargos por mora	9	7	2	2	2
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(10)	(78)	10	(59)	(62)
Eliminación de resultados non-cash	(11)	(65)	10	(62)	(66)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	1	8	0	2	2
Otros	-	(21)	-	0	2
Ajustes del segmento de petroquímica	-	33	-	32	13
Ajustes del segmento de holding y otros	85	64	16	(23)	(25)
Eliminación de resultados non-cash	(67)	(92)	(24)	(59)	(60)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	106	112	26	25	24
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	40	42	9	10	9
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	6	1	5	2	2
EBITDA ajustado consolidado por op. continuas	915	1.001	170	165	187
EBITDA ajustado consolidado por op. continuas y discontinuadas	915	1.049	170	165	187

Nota: *, † 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 4T18 contabilizadas en AR\$ nominales, y su presentación en US\$ se realiza al TCN promedio del período de AR\$37,11 por US\$. Para las subsidiarias bajo MLYC, se exponen las cifras para el período comparativo 4T18 contabilizadas en AR\$ y ajustadas por inflación al 31 de diciembre de 2019 aproximadamente del 62,2%, y su presentación en US\$ se realiza al TCN de cierre de AR\$59,89 por US\$.



3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018‡	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	819	606	188	185	+2%	190	-1%
Costo de ventas	(466)	(273)	(111)	(96)	+16%	(90)	+23%
Resultado bruto	353	333	77	89	-13%	100	-23%
Gastos de comercialización	(3)	(1)	(1)	-	NA	-	NA
Gastos de administración	(36)	(41)	(11)	(17)	-35%	(14)	-21%
Otros ingresos operativos	9	11	3	8	-63%	7	-57%
Otros egresos operativos	(11)	(17)	(3)	(13)	-77%	(13)	-77%
Desvalorización de PPE y activos intangibles	(52)	-	(52)	-	NA	-	NA
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	13	(11)	15	12	+25%	6	+150%
Resultado operativo	273	274	28	79	-65%	86	-67%
RECPAM	-	233	-	-	NA	-	NA
Ingresos financieros	51	52	4	18	-78%	17	-76%
Gastos financieros	(82)	(85)	(15)	(25)	-40%	(27)	-44%
Otros resultados financieros	86	(365)	6	29	-79%	18	-67%
Resultado antes de impuestos	328	109	23	101	-77%	94	-76%
Impuesto a las ganancias	(80)	(3)	(55)	34	NA	(28)	+96%
Resultado del período	248	106	(32)	135	NA	66	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>239</i>	<i>100</i>	<i>(38)</i>	<i>134</i>	<i>NA</i>	<i>62</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>9</i>	<i>6</i>	<i>6</i>	<i>1</i>	<i>NA</i>	<i>4</i>	<i>+50%</i>
EBITDA ajustado	434	362	107	99	+9%	95	+13%
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	240	235	59	82	-28%	87	-32%
Depreciaciones y amortizaciones	71	66	19	24	-21%	7	+171%

Nota: * 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 37,11.
Δ orgánica: comparación de cifras 4T19 bajo MF US\$ y 4T18 bajo MLYN. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

En el 4T19, el margen bruto de generación de energía fue de US\$77 millones, 23% menos que el 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, redujo 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 4T18, nuestra energía base térmica facturó US\$7.000/MW-mes bajo la Res. SEE N° 19/2017, mientras que en el 4T19 se aplicaron los toques de remuneración por capacidad de US\$5.500/MW-mes durante los meses de octubre y noviembre (primavera) y US\$7.000/MW-mes durante diciembre (verano), ponderado por un coeficiente correlacionado con el despacho promedio, el cual puede descontar hasta un 30% adicional. Asimismo, durante el 4T19 el cargo por depreciaciones es más alto por las altas comerciales de las nuevas unidades y por el cambio a MF US\$, y se registraron menores ventas y márgenes en Energía Plus, principalmente debido a menores cantidades físicas producto de la migración de clientes hacia el MAT ER y menor actividad económica, sumado que la TG01 de CTG transfirió sus contratos a la unidad Plus de CTGEBBA, por lo que desde mayo de 2019 dicha unidad se comercializa como energía base. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por las adiciones de PEPE II y III comercializadas en MAT ER (106 MW de capacidad bruta), la habilitación y repotenciación de TGs en CTGEBBA, actualmente bajo energía base hasta habilitar la expansión como CC, lo cual pasará a remunerar con PPA (207 MW).

Cabe recordar que, tanto en 4T19 como en 4T18, nuestras ventas estaban denominadas en US\$, tanto los PPAs (Energía Plus, Res. SE N° 220/2007, Res. MEyM N° 21/2017, RenovAr y MAT ER) como también la energía base (Res. SEE N° 19/2017 y Res. SRRyME N° 1/2019¹¹). Por otro lado, durante todo el

¹¹ Vigente entre el 1 de marzo de 2019 y 31 de enero de 2020. Para mayor información, ver sección 1.1 de este Informe.



ejercicio 2019 Pampa optó por la gestión propia del combustible para algunas de sus generadoras, con lo cual hubo mayores ingresos por reconocimiento del combustible en el CVP, compensados con mayores costos por la compra del mismo, siendo el margen no significativo¹².

En términos operativos, la generación de energía del 4T19 de Pampa creció 14% con respecto al 4T18, principalmente por mayor despacho en CPB y CTLL, debido a la optimización comercial producto de la gestión de combustible propio (+592 GWh), la habilitación comercial de la turbina de gas TG04 y repotenciación de la TG03 en CTGEBBA Plus (+248 GWh), mayor generación eólica de PEPE II y PEPE III (+95 GWh), y la nueva adición de CTEB (+80 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la menor generación en el CC de CTGEBBA debido al mantenimiento programado durante alrededor de un mes en el 4T19 (-477 GWh), menor despacho en CTG debido a que el CVP reconoce parcialmente los costos de gas importado (-66 GWh), y menores caudales de aporte hídrico en HIDISA e HINISA (-40 GWh).

La disponibilidad de todas las unidades de generación de Pampa alcanzó el 97,6% en el 4T19, similar a los niveles del 4T18 que registró 97,9%. En particular, a pesar de los mantenimientos programados llevados a cabo en octubre y noviembre, en el 4T19 la generación térmica alcanzó una disponibilidad del 97,3%, sin variaciones con respecto al mismo período del 2018.

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%
Período Anual							
Generación Neta 2019 (GWh)	498	334	823	383	122	148	2.309
Participación de mercado	0,4%	0,3%	0,6%	0,3%	0,1%	0,1%	1,8%
Ventas 2019 (GWh)	498	334	823	383	129	154	2.321
Generación Neta 2018 (GWh)	577	393	886	247	-	-	2.102
Variación 2019 vs. 2018	-14%	-15%	-7%	+55%	na	na	+10%
Ventas 2018 (GWh)	577	393	886	247	-	-	2.102
Precio Prom. 2019 (US\$/MWh)	38	58	23	69	62	65	44
Precio Prom. 2018 (US\$/MWh)	31	46	22	80	na	na	36
Margen Bruto Prom. 2019 (US\$/MWh)	23	42	15	59	53	55	33
Margen Bruto Prom. 2018 (US\$/MWh)	20	32	15	71	na	na	26
Cuarto Trimestre							
Generación Neta 4T19 (GWh)	163	110	210	99	44	52	678
Participación de mercado	0,5%	0,3%	0,6%	0,3%	0,1%	0,2%	2,1%
Ventas 4T19 (GWh)	163	110	210	99	49	57	688
Generación Neta 4T18 (GWh)	182	131	186	99	-	-	598
Variación 4T19 vs. 4T18	-11%	-16%	+13%	+0%	na	na	+13%
Ventas 4T18 (GWh)	182	131	186	99	-	-	598
Precio Prom. 4T19 (US\$/MWh)	27	43	22	70	67	63	40
Precio Prom. 4T18 (US\$/MWh)	23	35	24	66	na	na	33
Margen Bruto Prom. 4T19 (US\$/MWh)	14	29	15	57	58	55	30
Margen Bruto Prom. 4T18 (US\$/MWh)	14	23	16	57	na	na	24

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Cifras 2019 bajo MF US\$; cifras 2018 bajo MlyN, dividido por el TCN promedio AR\$/US\$: 2018 - 28,13; 4T18 - 37,11. **1** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). **2** Habilitados el 10 de mayo de 2019.

¹² Para mayor información, ver la sección 1.1 de este Informe.



Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Térmicas									Subtotal	Total
	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB ¹	Eco-Energía	CTEB ²		
Capacidad instalada (MW)	765	361	30	620	100	100	1.050	14	567	3.607	4.751
Capacidad nueva (MW)	364	100	30	-	100	100	178	14	567	1.453	1.659
Participación de mercado	1,9%	0,9%	0,1%	1,6%	0,3%	0,3%	2,6%	0,04%	1,4%	9,1%	12,0%
Período Anual											
Generación Neta 2019 (GWh)	5.096	755	53	1.106	168	312	5.550	105	128	13.273	15.582
Participación de mercado	3,9%	0,6%	0,0%	0,8%	0,1%	0,2%	4,2%	0,1%	0,1%	10,1%	11,9%
Ventas 2019 (GWh)	5.096	891	53	1.106	168	312	5.887	110	128	13.751	16.072
Generación Neta 2018 (GWh)	4.748	1.674	134	753	192	274	4.859	108	-	12.743	14.845
Variación 2019 vs. 2018	+7%	-55%	-61%	+47%	-13%	+14%	+14%	-3%	na	+4%	+5%
Ventas 2018 (GWh)	4.748	2.227	134	753	192	274	5.457	110	-	13.897	15.999
Precio Prom. 2019 (US\$/MWh)	55	45	113	62	na	107	46	47	na	61	58
Precio Prom. 2018 (US\$/MWh)	43	35	59	88	na	107	36	57	na	45	44
Margen Bruto Prom. 2019 (US\$/MWh)	31	29	na	23	na	80	17	7	na	33	33
Margen Bruto Prom. 2018 (US\$/MWh)	37	20	na	46	na	85	18	15	na	30	29
Cuarto Trimestre											
Generación Neta 4T19 (GWh)	1.142	178	15	510	29	85	1.061	27	80	3.127	3.805
Participación de mercado	3,5%	0,5%	0,0%	1,6%	0,1%	0,3%	3,2%	0,1%	0,2%	9,6%	11,6%
Ventas 4T19 (GWh)	1.142	181	15	510	29	85	1.148	27	80	3.218	3.906
Generación Neta 4T18 (GWh)	900	243	14	161	23	72	1.290	25	-	2.728	3.325
Variación 4T19 vs. 4T18	+27%	-27%	+11%	na	+29%	+17%	-18%	+5%	na	+15%	+14%
Ventas 4T18 (GWh)	900	348	14	161	23	72	1.403	25	-	2.946	3.543
Precio Prom. 4T19 (US\$/MWh)	55	47	86	46	na	107	44	61	na	66	61
Precio Prom. 4T18 (US\$/MWh)	66	44	125	123	na	111	44	40	na	60	55
Margen Bruto Prom. 4T19 (US\$/MWh)	32	25	na	12	na	73	13	20	na	37	36
Margen Bruto Prom. 4T18 (US\$/MWh)	45	23	na	53	na	87	18	3	na	33	31

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. Cifras 2019 bajo MF US\$; cifras 2018 bajo MLYN, dividido por el TCN promedio AR\$/US\$: 2018 - 28,13; 4T18 - 37,11. **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 del 4T19, sin incluir depreciaciones, amortizaciones, e ítems no recurrentes, aumentaron orgánicamente en un 7% con respecto al 4T18, principalmente debido a la mayor compra de gas para la gestión propia del combustible, la cual acaparó el 57% de los costos operativos del segmento y el 51% del volumen de gas total consumido para el despacho de nuestras plantas térmicas, parcialmente compensados por menores gastos denominados en AR\$ producto de la devaluación y menor volumen y costo de compras de energía para cubrir contratos Plus. El consumo de gas propio fue menor comparado con el 3T19 a causa de los mantenimientos programados.

En el 4T19, los resultados financieros disminuyeron en US\$27 millones comparados con las cifras del 4T18 bajo NIIF, alcanzando una pérdida neta de US\$5 millones, principalmente debido a mayores pérdidas por diferencia de cambio neta producto de la cesión del mutuo con CAMMESA en AR\$ por mantenimiento mayor de CPB al holding para el Acuerdo de Regulación de Acreencias del MEM (pérdida por depreciación del AR\$ en 4T19 bajo MF US\$), y la apreciación del AR\$ en 4T18 (ganancia bajo MF AR\$), sumado a que se devengaron menores intereses comerciales a CAMMESA debido al Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM ejecutado en agosto de 2019. Dichos efectos fueron parcialmente compensados con mayores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros y menores gastos financieros por menor stock de deuda, sumado que en el 4T18 se registró una desvalorización de acreencias, que fueron monetizadas bajo el acuerdo mencionado.

El EBITDA ajustado aumentó orgánicamente en un 13% con respecto al 4T18, reportando una ganancia de US\$107 millones, principalmente por la contribución de la adquirida CTEB, comercializado bajo PPA (567 MW), la entrada en operación de nuevas unidades PEPE II, PEPE III, y en CTGEB, y menores



gastos por el efecto de la devaluación sobre los mismos denominados en AR\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor remuneración sobre la energía base, mayores costos de operación y mantenimiento por el creciente número de unidades y menor despacho por mantenimiento programado en CTGEB. El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de PEMC (Greenwind) del 50%, con una ganancia de US\$3 millones en el 4T19 y 4T18, y de CTEB (CTBSA) del 50%, con una ganancia de US\$21 millones en el 4T19. Asimismo, el EBITDA ajustado del 4T18 excluye el recupero de seguros y gastos en CTG y CTGEB, y la previsión por la garantía en PEPE IV.

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

Proyecto	MW	Comercialización	Moneda	Precio de Adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$ ¹		Fecha de Habilitación Comercial
				Potencia por MW-mes	Variable por MWh	Total por MWh	Presupuesto	% Ejecutado @ 31-Dic-19	
Loma de la Lata	15	Res. SE N° 31/20	AR\$ @ IPC e IPIM	4.500 - 6.000 ⁽²⁾	5,4	13	20	94%	2T 2020
Cierre a CC Genelba Plus	383	PPA por 15 años	US\$	20.500	6	34	350	81%	TG: 12 de junio de 2019 ⁽³⁾ CC: 2T 2020
Cierre a CC Ensenada	280	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	200	2%	4T 2022

Nota: 1 Montos sin IVA. **2** TCN inicial AR\$60/US\$, ponderado por coeficiente de despacho. No considera remuneración adicional HMRT. **3** Los 188 MW remuneran bajo energía base hasta habilitar el 100% del proyecto.

3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía

Segmento de Distribución de Energía, Consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018†	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	1.502	1.484	385	282	+37%	273	+41%
Costo de ventas	(1.225)	(1.136)	(336)	(258)	+30%	(250)	+34%
Resultado bruto	277	348	49	24	+104%	23	+111%
Gastos de comercialización	(122)	(134)	(35)	(40)	-13%	(39)	-10%
Gastos de administración	(65)	(76)	(21)	(24)	-13%	(23)	-10%
Otros ingresos operativos	10	9	4	2	+100%	2	+107%
Otros egresos operativos	(43)	(44)	(11)	(14)	-21%	(14)	-19%
Efecto regularización de obligaciones	285	-	19	-	NA	-	NA
Resultado operativo	342	103	5	(52)	NA	(50)	NA
RECPAM	187	226	39	63	-38%	61	-36%
Ingresos financieros	20	18	7	6	+17%	6	+20%
Gastos financieros	(112)	(132)	(40)	(47)	-15%	(46)	-12%
Otros resultados financieros	(62)	(50)	(9)	(21)	-57%	(20)	-56%
Resultado antes de impuestos	375	165	2	(51)	NA	(49)	NA
Impuesto a las ganancias	(178)	(49)	(22)	29	NA	28	NA
Resultado del período	197	116	(20)	(22)	-9%	(21)	-6%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	98	61	(15)	(13)	+15%	(13)	+19%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	99	55	(5)	(9)	-44%	(9)	-43%
EBITDA ajustado	157	229	3	(5)	NA	(5)	NA
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	173	227	48	78	-38%	75	-36%
Depreciaciones y amortizaciones	79	69	25	22	+14%	21	+17%

Nota: *, † MLYC al 31 de diciembre de 2019, en US\$ al TCN de cierre de 59,89. Los valores del 4T19 surgen de la diferencia entre el ejercicio y los trimestres convertidos con sus respectivos TCN de cierre. † MLYC al 31 de diciembre de 2018, en US\$ al TCN de cierre de 37,7. **Δ orgánica:** comparación de cifras 4T19 y 4T18 al 31 de diciembre de 2019. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.



En el 4T19 las ventas netas del segmento de distribución aumentaron orgánicamente en un 41% con respecto al 4T18, principalmente debido a que, bajo NIIF MF US\$, el 4T19 no incluye la re-expresión de los valores del resto de los trimestres del 2019 por ajustes de inflación y devaluación al cierre de 2019, que de haberlo considerado la variación sería del 37% interanual. Asimismo, las mayores ventas se deben al incremento del precio estacional de la electricidad, siendo el último desde agosto de 2019 para usuarios no residenciales, sumado los retroactivos por el diferimiento tarifario de agosto de 2018 – febrero de 2019, el recupero por la aplicación de topes a beneficiarios de la tarifa social y mayor volumen físico de ventas (especialmente en el segmento residencial). Tanto los montos retroactivos como los topes a la tarifa social no fueron devengados en las ventas en el 4T18. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el diferimiento parcial del incremento tarifario por CPD que correspondía aplicar desde agosto de 2019¹³ y en consecuencia, menor devengamiento de cuotas mensuales por la gradual aplicación del incremento tarifario durante febrero 2017 – enero 2018 (US\$7 millones en el 4T19 vs. US\$10 millones en el 4T18).

El desfase entre la medición del CPD y su otorgamiento en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en el margen bruto y por ende en el VAD, aunque en el 4T19 se registró una mayor inflación que devaluación. Sin embargo, el desfase acumulado es significativo, afectando el VAD para enfrentar gastos operativos e inversiones, 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, cuya evolución estuvo por debajo del IPC, IPIM y del US\$. Además, los nuevos precios estacionales para la compra de energía destinada a usuarios no residenciales, vigentes desde agosto de 2019, no fueron reflejados aún en los cuadros tarifarios.

En términos operativos, las ventas físicas de electricidad aumentaron en un 2% con respecto al 4T18, principalmente explicado por mayor consumo del 4% interanual en el segmento residencial, asociado a una mayor temperatura promedio respecto del año anterior, y en menor medida por el efecto elasticidad precio atrasado y demanda, sumado a un ligero crecimiento en la demanda de industrias y PyMEs en correlación con la leve mejora de la actividad económica (+1% vs. 4T18). 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 75 mil medidores integrados de energía durante el 2019, de los cuales 57 mil se encuentran activados. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores clientes no residenciales (PyMEs y GU) registrados debido a la recesión económica del último año.

Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2019			2018			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Período Anual								
Residencial ¹	8.372	42%	2.758.162	8.948	42%	2.677.554	-6%	+3%
Comercial	3.241	16%	353.113	3.478	16%	354.799	-7%	-0%
Industrias	3.503	18%	6.830	3.646	17%	6.857	-4%	-0%
Sistema de Peaje	3.569	18%	684	3.823	18%	699	-7%	-2%
Otros								
Alumbrado Público	713	4%	21	724	3%	21	-1%	-
Villas de Emergencia y Otros	575	3%	469	553	3%	456	+4%	+3%
Total	19.974	100%	3.119.279	21.172	100%	3.040.386	-6%	+3%
Cuarto Trimestre								
Residencial ¹	1.868	39%	2.758.162	1.800	39%	2.677.554	+4%	+3%
Comercial	803	17%	353.113	794	17%	354.799	+1%	-0%
Industrias	883	19%	6.830	865	19%	6.857	+2%	-0%
Sistema de Peaje	913	19%	684	920	20%	699	-1%	-2%
Otros								
Alumbrado Público	155	3%	21	159	3%	21	-3%	-
Villas de Emergencia y Otros	124	3%	469	114	2%	456	+8%	+3%
Total	4.745	100%	3.119.279	4.652	100%	3.040.386	+2%	+3%

Nota: 1 Incluye 561.915 y 586.222 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

¹³ Para mayor información, ver la sección 1.3 de este Informe.



Las compras de energía aumentaron en un 13% en el 4T19 con respecto al 4T18, principalmente explicado por el incremento en el precio estacional debido a la quita gradual de subsidios (inclusive el aumento en agosto de 2019 a no residenciales, sin su correspondiente traslado a tarifa), el incremento del volumen de energía demandada, neto de pérdidas, sumado a un aumento en la tasa y costo asociado a las pérdidas de energía (tasa total de pérdidas del 19,4% de la energía demandada en el 4T19 vs. 17,1% en 4T18), principalmente generado por robo de electricidad incentivado por la recesión económica y el impacto tarifario.

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, depreciaciones, amortizaciones, aumentaron en un 33% en el 4T19 con respecto al 4T18, principalmente debido a que el 4T19 no incluye la re-expresión de los valores del resto de los trimestres del 2019 por ajustes de inflación y devaluación al cierre de 2019, sumado a una mayor previsión de deudores incobrables, mayor carga de impuestos operativos por el aumento en la factura promedio y mayores costos laborales. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor cargo de sanciones, dado que ciertas penalidades fueron incorporadas al Acuerdo de Regularización de Obligaciones (firmado en mayo de 2019) y menores costos de materiales y de contratistas.

En el 4T19, los resultados financieros alcanzaron una pérdida neta de US\$3 millones, US\$4 millones menos que el 4T18, principalmente debido a mayores pérdidas por diferencia de cambio neta por devaluación del AR\$ en el 4T19, mientras que en el 4T18 hubo ganancia por apreciación del AR\$ con respecto al US\$. Cabe destacar que este segmento replica los resultados de Edenor, subsidiaria que tiene el AR\$ como moneda funcional. Asimismo, se registró una menor ganancia en el RECPAM como consecuencia de la disminución de la posición monetaria pasiva neta, sumado a un mayor cargo por la actualización de las inversiones acordadas en la Regularización de Obligaciones. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la desvalorización del crédito de RDSA en el 4T18, el menor pago de intereses comerciales a CAMMESA producto del Acuerdo de Regularización de Obligaciones y ganancias por la recompra de ONs propias en el 4T19.

El EBITDA ajustado en el 4T19 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de US\$3 millones, representando un aumento de US\$8 millones con respecto al 4T18, principalmente debido a menor cargo por sanciones por el Acuerdo de Regularización de Obligaciones, la continuación de la registración de los retroactivos por el diferimiento tarifario, el recupero por la aplicación de topes a beneficiarios de la tarifa social y la mayor demanda eléctrica. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el diferimiento parcial del ajuste de CPD, los mayores precios estacionales no trasladados a tarifa, y los crecientes costos por hurto de energía. Asimismo, el EBITDA ajustado excluye los resultados por el Acuerdo de Regularización de Obligaciones e incluye los ingresos provenientes de cargos por mora.



3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas¹⁴

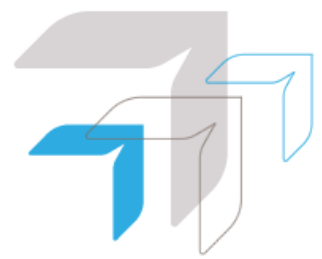
Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018‡	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	444	521	97	124	-22%	128	-24%
Costo de ventas	(313)	(287)	(81)	(71)	+14%	(66)	+23%
Resultado bruto	131	234	16	53	-70%	62	-74%
Gastos de comercialización	(12)	(19)	(5)	(5)	-	(5)	-
Gastos de administración	(47)	(56)	(15)	(19)	-21%	(16)	-6%
Gastos de exploración	(9)	(1)	(5)	(1)	NA	(1)	NA
Otros ingresos operativos	8	141	2	3	-33%	5	-60%
Otros egresos operativos	(11)	(114)	(3)	(13)	-77%	(11)	-73%
Desvalorización de inventarios	(10)	-	(10)	-	NA	-	NA
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	21	37	-	34	-100%	35	-100%
Resultado por venta de participaciones en sociedades	-	28	-	28	-100%	31	-100%
Resultado operativo	71	250	(20)	80	NA	100	NA
RECPAM	-	107	-	(14)	-100%	-	NA
Ingresos financieros	18	15	2	9	-78%	10	-80%
Gastos financieros	(94)	(79)	(28)	(21)	+33%	(21)	+33%
Otros resultados financieros	84	(512)	32	112	-71%	93	-66%
Resultado antes de impuestos	79	(219)	(14)	166	NA	182	NA
Impuesto a las ganancias	(16)	57	4	(61)	NA	(24)	NA
Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas	63	(162)	(10)	105	NA	158	NA
Operaciones discontinuadas	-	49	-	-	NA	-	NA
Resultado del período	63	(113)	(10)	105	NA	158	NA
EBITDA ajustado por operaciones continuas	173	264	20	46	-56%	51	-60%
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	173	289	20	46	-56%	51	-60%
Altas de PPE y activos intangibles	191	192	46	59	-22%	68	-32%
Depreciaciones y amortizaciones	112	92	30	25	+20%	13	+131%

Nota: * 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 37,11. Para OldelVal, las cifras del 4T18 se ajustaron al 31 de diciembre de 2019, convertidos a US\$ al TCN de cierre de 59,89. Δ orgánica: comparación de cifras 4T19 bajo MF US\$ y 4T18 bajo MLYN. Para OldelVal, comparación de 4T19 y 4T18 bajo MLYC al 31 de diciembre de 2019. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

En el 4T19 el margen bruto por las operaciones continuas de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyó orgánicamente en un 74% con respecto al 4T18, principalmente debido a las caídas del 25% y 17% en los precios de venta denominados en US\$ y devengados a la demanda del gas y petróleo, respectivamente. Asimismo, las mayores depreciaciones por cambio a MF US\$, el incremento en los costos de transporte de gas en El Mangrullo por mayor nivel de actividad en el área y, en menor medida, la menor producción de crudo, contribuyeron a la caída en el margen bruto. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor producción de gas destinada al abastecimiento de nuestras unidades térmicas de generación, y en menor medida, a menores regalías producto de los menores precios, menores costos en el área Rincón del Mangrullo por menor actividad y menores gastos denominados en AR\$ diluidos por la devaluación.

En términos operativos, en el 4T19 la producción del segmento alcanzó los 47,7 kboe/día, 12% superior a la registrada en el 4T18. En cuanto a gas, la producción alcanzó 7,3 millones de m³/día, 15% más que en el 4T18, principalmente debido al incremento de la producción en El Mangrullo (+1.478 dam³/día de variación interanual), área en la cual, en concordancia con su productividad y potencial, se incrementó la

¹⁴ Las operaciones discontinuadas consideran ciertos activos de crudo, efectivamente desinvertidos en abril de 2018.



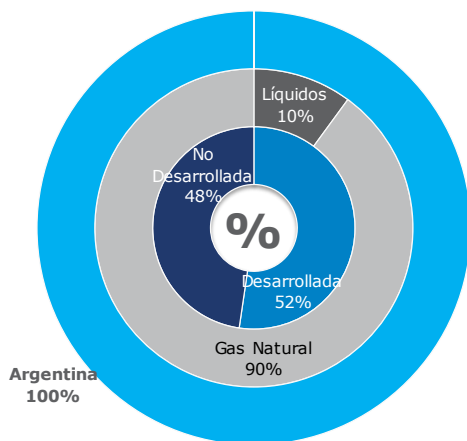
infraestructura de evacuación, subiendo la producción a aproximadamente 4,3 millones de m³/día en diciembre de 2019. Cabe destacar que en el 4T19 el 10% de la producción de gas de Pampa provino de la Formación Vaca Muerta, producto de los dos pozos horizontales completados en El Mangrullo en agosto de 2019. El aumento de producción fue parcialmente compensado 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 irrupción del *shale gas*, principalmente sostenido por proyectos aprobados bajo el Plan Gas No Convencional, sumado a la caída de la demanda doméstica del gas por factores estacionales y económicos. Estos factores repercutieron en el área Rincón del Mangrullo (-322 dam³/día de variación interanual y -137 dam³/día de variación al 3T19) que disminuyó su producción por menor tasa de perforación y declino natural, y adicionalmente a una disminución en Río Neuquén y Aguaraque (-191 dam³/día de variación interanual y -142 dam³/día de variación al 3T19).

Asimismo, la producción de petróleo alcanzó los 5,0 kbbl/día en el 4T19, 8% inferior al 4T18, principalmente debido a menor producción en El Tordillo (-0,6 kbbl/día) por declinación natural y Río Neuquén (-0,2 kbbl/día) como consecuencia de la menor actividad de perforación, parcialmente compensada por la reanudación de la producción en Chirete (+0,2 kbbl/día) y la contribución de producción *shale oil* en Rincón de Aranda (+0,1 kbbl/día), producto de un pozo conectado hacia fin de año.

Al 31 de diciembre de 2019, nuestros pozos productivos por las operaciones continuas en Argentina totalizaron 885, en comparación a los 897 al 31 de diciembre de 2018. Asimismo, a fin del ejercicio 2019, las reservas probadas de Pampa ascendieron a 135 millones de boe, un 4% superior al registrado a fin de 2018, principalmente explicado por el *desrisking* realizado en la campaña de exploración con objetivo a la Formación Vaca Muerta, llevada a cabo en 2019 en los bloques El Mangrullo y Rincón de la Aranda. En consecuencia, por primera vez en su historia Pampa registró reservas de naturaleza *shale*. Asimismo, teniendo en cuenta los niveles de producción y las adiciones del 2019, el índice de reposición de reservas ascendió a 1,3 y la vida promedio se mantuvo en 8 años aproximadamente.

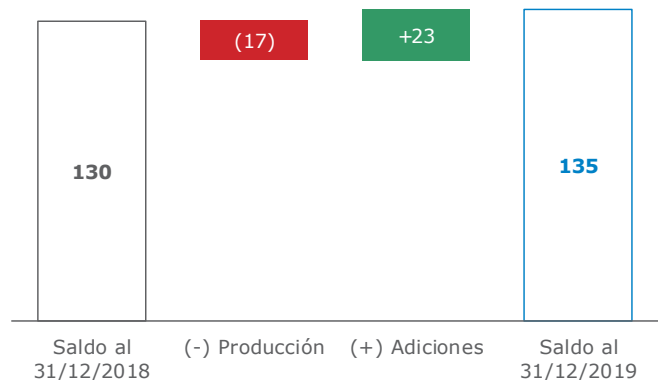
Total de Reservas Probadas de Pampa

Al 31 de diciembre de 2019
100% = 135 millones de boe



Evolución de las Reservas Probadas Certificadas de Pampa

En millones de boe





Producción de Petróleo y Gas	Operaciones Continuas			Operaciones Discontinuas				Total
	Petróleo	Gas	Subtotal	Petróleo	Gas	GLP	Subtotal	
Período Anual								
Volumen 2019								
En miles de m3/día	0,8	7.344						
En miles de boe/día	5,0	43,2	48,2					48,2
En millones de pie cúbicos/día		259						
Volumen 2018								
En miles de m3/día	0,8	6.753		2,0	1.112	0,1		
En miles de boe/día	5,1	39,7	44,8	12,7	6,5	0,6	19,8	64,6
En millones de pie cúbicos/día		238			39			
Variación Volumen 2019 - 2018	-1%	+9%	+8%	na	na	na	na	-25%
Precio Promedio 2019								
En US\$/bbl	53,1							
En US\$/MBTU		3,0						
Precio Promedio 2018								
En US\$/bbl	63,0			61,7				
En US\$/MBTU		4,7			4,4			
En US\$/ton						415,3		
Variación Precios 2019 - 2018	-16%	-36%		na	na	na		
Cuarto Trimestre								
Volumen 4T19								
En miles de m3/día	0,8	7.257						
En miles de boe/día	5,0	42,7	47,7					47,7
En millones de pie cúbicos/día		256						
Volumen 4T18								
En miles de m3/día	0,9	6.293						
En miles de boe/día	5,4	37,0	42,5					42,5
En millones de pie cúbicos/día		222						
Variación Volumen 4T19 vs. 4T18	-8%	+15%	+12%					+12%
Precio Promedio 4T19								
En US\$/bbl	50,3							
En US\$/MBTU		2,6						
Precio Promedio 4T18								
En US\$/bbl	60,3							
En US\$/MBTU		3,4						
Variación Precios 4T19 vs. 4T18	-17%	-25%						

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\$: 2018 - 28,13, 4T18 - 37,11.

En el 4T19, nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$2,6/MBTU, 25% menor a US\$3,4/MBTU del 4T18, principalmente debido a la tendencia negativa en los precios de la demanda desde agosto de 2018, como consecuencia a las reducciones impuestas por CAMMESA en el precio de referencia y compra en condición interrumpible para usinas. Cabe destacar que en el 4T19 un 74% de nuestras entregas de gas se destinaron a abastecer el despacho de nuestras unidades térmicas y como insumo para nuestras plantas de petroquímica, el 10% a exportar a Chile, siendo el remanente destinado mayoritariamente al spot/industrial (precio altamente correlacionado con los comercializados por CAMMESA). 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. Durante todo el 4T19 los precios de referencia para usinas se mantuvieron en US\$2,7/MBTU.

Asimismo, nuestro precio promedio de venta de petróleo devengado fue de US\$50,3/barril, 17% menor a los US\$60,3/barril registrado en 4T18, principalmente explicado por la medida de la SGE de agosto



de 2019 que congeló el TCN a calcular en los precios comercializados en el mercado local, hasta mediados de noviembre 2019, y en menor medida, a menores precios internacionales de referencia.

Los costos operativos netos del 4T19, sin considerar depreciaciones, amortizaciones y cargos no recurrentes, disminuyeron orgánicamente en un 3% interanual, principalmente explicado por menores regalías y la dilución por la devaluación de los costos denominados en AR\$, parcialmente compensados por mayores gastos de exploración y de transporte de gas, debido a la creciente actividad en el área El Mangrullo.

En el 4T19 los resultados financieros alcanzaron una ganancia neta de US\$6 millones, US\$80 millones menos que el 4T18 bajo NIIF, principalmente debido a menor ganancia por diferencia de cambio neta dado que en el 4T18 bajo contabilidad en MLYC hubo apreciación del AR\$ con respecto al US\$ sobre la posición financiera pasiva en US\$ alocada al segmento. Asimismo, en menor medida la disminución se debió a menores intereses por mora en la cobranza a CMMESA producto del menor precio del gas, y mayores gastos financieros. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros y revaluación de los créditos con las distribuidoras¹⁵.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas por las operaciones continuas disminuyó orgánicamente en un 60%, registrando US\$20 millones en el 4T19, principalmente por menores precios de venta de hidrocarburos, mayores costos por mayor nivel de actividad en el área El Mangrullo, y en menor medida, a la menor producción de petróleo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el crecimiento en la producción y venta de gas, menores regalías, y el efecto de la devaluación del AR\$ en los costos.

3.4 Análisis del Segmento de Petroquímica

Segmento de Petroquímica, Consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018†	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	321	338	81	83	-2%	84	-4%
Costo de ventas	(298)	(334)	(78)	(105)	-26%	(83)	-6%
Resultado bruto	23	4	3	(22)	NA	1	+200%
Gastos de comercialización	(9)	(13)	(3)	(2)	+50%	(2)	+50%
Gastos de administración	(4)	(6)	(1)	8	NA	6	NA
Otros ingresos operativos	4	5	1	-	NA	1	-
Otros egresos operativos	(9)	(20)	(2)	(5)	-60%	(6)	-67%
Desvalorización de PPE y activos intangibles	-	(32)	-	(32)	-100%	(13)	-100%
Resultado operativo	5	(62)	(2)	(53)	-96%	(13)	-85%
RECPAM	-	49	-	49	-100%	-	NA
Ingresos financieros	1	1	-	-	NA	-	NA
Gastos financieros	(8)	(15)	4	(4)	NA	(4)	NA
Otros resultados financieros	18	(39)	11	18	-39%	15	-27%
Resultado antes de impuestos	16	(66)	13	10	+30%	(2)	NA
Impuesto a las ganancias	(5)	12	(4)	(9)	-56%	5	NA
Resultado del período	11	(54)	9	1	NA	3	+200%
EBITDA ajustado	6	(23)	(2)	(20)	-90%	1	NA
Altas de PPE y activos intangibles	4	4	2	1	+266%	1	+101%
Depreciaciones y amortizaciones	1	6	-	1	-100%	1	-100%

Nota: * 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 37,11. Δ **orgánica:** comparación de cifras 4T19 bajo MF US\$ y 4T18 bajo MLYN. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

¹⁵ Para mayor información, ver la sección 1.2 de este Informe.



El EBITDA ajustado del 4T19 de este segmento registró una pérdida de US\$2 millones, representando una disminución orgánica de US\$3 millones con respecto al 4T18, principalmente debido al menor *spread* internacional de estireno y menor volumen de venta de productos derivados de la planta de reforma dado que se despachan bases y naftas como fasón, como también la reasignación del porcentaje de gastos del segmento de petroquímica a holding y otros en el 4T18. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un mayor volumen de ventas de productos de estireno, poliestireno y caucho sintético, tanto en el mercado local como externo, menores costos de materia prima como nafta virgen para la planta de reforma, al poder conseguirse localmente en vez de importar, y de gas natural, sumado el efecto de la devaluación en los costos denominados en AR\$.

A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

Resumen Operativo de Petroquímica	Productos			Total
	Estireno y Poliestireno ¹	Caucho Sintético	Otros	
Período Anual				
Volumen 2019 (miles de toneladas)	99	27	217	343
Volumen 2018 (miles de toneladas)	113	26	215	355
<i>Variación Volumen 2019 - 2018</i>	-12%	+4%	+1%	-3%
Precio promedio 2019 (US\$/ton)	1.319	1.623	673	934
Precio promedio 2018 (US\$/ton)	1.515	1.821	722	1.056
<i>Variación Precios 2019 - 2018</i>	-13%	-11%	-7%	-12%
Cuarto Trimestre				
Volumen 4T19 (miles de toneladas)	28	7	56	91
Volumen 4T18 (miles de toneladas)	22	4	62	88
<i>Variación Volumen 4T19 - 4T18</i>	+25%	+65%	-9%	+3%
Precio promedio 4T19 (US\$/ton)	1.262	1.529	639	897
Precio promedio 4T18 (US\$/ton)	1.640	2.008	639	955
<i>Variación Precios 4T19 - 4T18</i>	-23%	-24%	+0%	-6%

Nota: Los valores 2019 están bajo MF US\$, mientras que los valores 2018 fueron registrados bajo MLyN, dividido el TCN promedio AR\$/US\$: 2018 - 28,13; 4T18 - 37,11. **1** Incluye Propileno, Etileno y BOPs.

El volumen total comercializado durante el 4T19 en petroquímica aumentó 3% con respecto al 4T18, principalmente debido a mayores ventas locales y foráneas de estireno, poliestireno y caucho sintético, parcialmente compensadas por una disminución en los volúmenes vendidos de productos de reforma debido a que durante el 4T19 se despacharon 6 mil toneladas de bases y naftas como fasón, que no se registra como volumen vendido.

En el 4T19 se registró una disminución de US\$48 millones en los resultados financieros comparados bajo NIIF con el 4T18, registrando una ganancia neta de US\$15 millones, principalmente debido a que en el 4T18 bajo contabilidad en MLyC se registró una ganancia en el RECPAM por la posición monetaria neta pasiva, mientras que en el 4T19 no se registró RECPAM por el cambio a MF US\$. Asimismo, la disminución se debió a menor ganancia por diferencia de cambio neta dado que en el 4T18 hubo apreciación del AR\$ respecto al US\$, moneda en la que está denominada los intereses de la contingencia con la Aduana San Lorenzo.



3.5 Análisis del Segmento de Holding y Otros¹⁶

Segmento de Holding y Otros, Consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto Trimestre				
	2019*	2018†	2019*	2018†	Δ% bajo NIIF	2018‡	Δ% orgánica
Ingresos por ventas	20	36	6	11	-45%	11	-45%
Costo de ventas	-	-	-	-	NA	-	NA
Resultado bruto	20	36	6	11	-45%	11	-45%
Gastos de comercialización	(2)	(4)	-	(2)	-100%	-	NA
Gastos de administración	(22)	(27)	(5)	(8)	-38%	(8)	-38%
Otros ingresos operativos	9	15	3	7	-57%	5	-40%
Otros egresos operativos	(12)	(6)	(4)	-	NA	-	NA
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	67	92	24	59	-59%	60	-60%
Resultado operativo	60	106	24	67	-64%	68	-65%
RECPAM	-	12	-	72	-100%	-	NA
Ingresos financieros	7	14	1	5	-80%	4	-75%
Gastos financieros	(4)	(6)	(2)	(2)	-	(2)	-
Otros resultados financieros	(13)	108	17	(48)	NA	(46)	NA
Resultado antes de impuestos	50	234	40	94	-57%	24	+67%
Impuesto a las ganancias	231	(34)	22	(33)	NA	(42)	NA
Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas	281	200	62	61	+2%	(18)	NA
Operaciones discontinuadas	-	31	-	-	NA	-	NA
Resultado del período	281	231	62	61	+2%	(18)	NA
EBITDA ajustado por operaciones continuas	145	171	40	45	-11%	43	-7%
EBITDA ajustado por op. continuas y discontinuadas	145	193	40	46	-13%	43	-7%
Altas de PPE y activos intangibles	3	7	-	1	-100%	1	-100%
Depreciaciones y amortizaciones	-	1	-	1	-100%	-	NA

Nota: * 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 37,11. Para Transener, TGS y Refinor, las cifras del 4T18 se ajustaron al 31 de diciembre de 2019, convertidos a US\$ al TCN de cierre de 59,89. **Δ orgánica:** comparación de cifras 4T19 bajo MF US\$ y 4T18 bajo MLYN. Para negocios bajo MLYC, comparación de 4T19 y 4T18 al 31 de diciembre de 2019. Para mayor información, ver secciones 2.2 y 3 de este Informe.

En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs en negocios conjuntos (Transener y TGS) y asociadas (Refinor), durante el 4T19 no se registró margen operativo, lo cual representó una disminución orgánica de US\$8 millones con respecto al 4T18, principalmente explicado por menores fees devengados y mayores retribuciones a directores y síndicos, parcialmente compensados por menores honorarios y retribuciones de servicios, los cuales fueron redistribuidos entre los segmentos operativos.

En el 4T19 se registró una disminución de US\$11 millones en los resultados financieros con respecto al 4T18 en base a NIIF, alcanzando una ganancia neta de US\$16 millones, principalmente debido al cambio a MF US\$ desde 2019, por lo cual en el 4T19 no se registró RECPAM y se devengó una ganancia por diferencia de cambio neta producto de la cesión del mutuo en AR\$ por mantenimiento mayor de CPB al holding para el Acuerdo de Regulación de Acreencias del MEM (ganancia por depreciación del AR\$), mientras que en el 4T18 bajo contabilidad en MLYC se registró una ganancia en el RECPAM por la posición monetaria neta pasiva del segmento. Dicho efecto fue parcialmente compensado por una variación positiva en la diferencia de cambio neta, explicado por el impacto de la devaluación en los pasivos del segmento, un menor descuento a los créditos fiscales y una mejora en la tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros por las operaciones continuas disminuyó orgánicamente un 7%, alcanzando US\$40 millones en el 4T19. El EBITDA ajustado elimina los VPPs por

¹⁶ Las operaciones discontinuadas consideran el ex segmento de refinación y distribución, efectivamente desinvertido en mayo de 2018.



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

El EBITDA ajustado por tenencia directa e indirecta del 27,2% y 25,5% sobre TGS del 4T19 y 4T18, respectivamente, fue de US\$26 millones (total implícito de US\$96 millones), y US\$25 millones ajustado a diciembre 2019 (total implícito de US\$94 millones). El leve aumento del EBITDA ajustado total se debió principalmente a un mejor desempeño global de los segmentos de líquidos y *midstream*, explicados por los mayores volúmenes vendidos de propano y butano al mercado foráneo, menor costo unitario en US\$ del gas natural empleado como reposición de la reducción térmica de planta en el Complejo Cerri (compensado con mayor volumen consumido de gas natural), y mayor ingreso por el comienzo de la prestación de servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el diferimiento de la actualización semestral por variación de costos que correspondía aplicar desde octubre de 2019¹⁷, como también el 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, afectó en el EBITDA la caída en los precios internacionales de líquidos y el menor volumen y precio de venta de etano.

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria indirecta del 26,3% en el 4T19 ascendió a US\$9 millones (total implícito de US\$34 millones), levemente inferior que el 4T18 en términos de diciembre 2019, el cual fue de US\$9 millones (total implícito de US\$35 millones), principalmente debido al desfase entre la medición de la actualización semestral de variación de costos y su otorgamiento, el cual en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en los ingresos regulatorios de Transener, sumado a que la composición de la fórmula de actualización de costos, al replicar la estructura de costos de Transener, tiene mayor ponderación en el índice de salarios, el cual estuvo por debajo de la evolución del IPC, IPIM y del US\$. Asimismo, 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). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el aumento tarifario según RTI en agosto de 2019, y a una mayor inflación que devaluación en el 4T19.

Finalmente, en Refinor, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 4T19 registró una ganancia de US\$5 millones (total implícito de US\$17 millones), mientras que en el 4T18 términos de diciembre 2019 fue una ganancia de US\$2 millones (total implícito de una ganancia de US\$6 millones), principalmente explicado por menores costos del crudo, principal insumo de la refinería, diluidos en US\$ por el congelamiento del TCN, sumado a la actualización gradual de los precios de los combustibles comercializados, ambos factores hasta mediados de noviembre de 2019 debido a la medida del SGE.

¹⁷ Para mayor información, ver la sección 1.3 de este Informe.



3.6 Análisis del Ejercicio por Subsidiaria

Subsidiaria En US\$ millones	Ejercicio 2019*				Ejercicio 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%	12	(26)	10	61,0%	10	(16)	6
Los Nihuiles	52,0%	11	(32)	14	52,0%	9	(22)	7
CPB	100,0%	27	57	20	100,0%	25	(8)	25
Greenwind		22	106	(1)		14	119	(22)
Ajuste participación no controladora		(11)	(53)	0		(7)	(59)	11
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	11	53	(0)	50,0%	7	59	(11)
CT Barragán		80	287	40		-	-	-
Ajuste participación no controladora		(40)	(144)	(20)		-	-	-
Subtotal CT Barragán ajustado por tenencia	50,0%	40	144	20	0,0%	-	-	-
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		333	388	175		311	596	73
Subtotal Generación		434	583	239		362	609	100
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	54,4%	161	111	203	51,8%	229	97	114
Ajustes y eliminaciones ¹		(4)	(0)	(105)		(0)	(0)	(53)
Subtotal Distribución		157	111	98		229	97	61
Segmento de Petróleo y Gas								
OldelVal		47	(9)	29		34	(9)	21
Ajuste participación no controladora		(46)	9	(28)		(26)	7	(16)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	1	(0)	1	23,1%	8	(2)	5
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		172	889	62		256	961	(120)
Subtotal Petróleo y Gas		173	888	63		264	958	(115)
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	6	-	11	100,0%	(23)	-	(54)
Subtotal Petroquímica		6	-	11		(23)	-	(54)
Segmento de Holding y Otros								
Transener		151	23	67		161	(25)	81
Ajuste participación no controladora		(111)	(17)	(49)		(119)	19	(60)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	40	6	18	26,3%	42	(7)	21
TGS		392	341	214		437	61	303
Ajuste participación no controladora		(285)	(248)	(156)		(325)	(45)	(225)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	27,2%	106	93	58	25,5%	112	16	77
Refinor		21	14	2		5	(10)	(19)
Ajuste participación no controladora		(15)	(10)	(2)		(4)	7	14
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	6	4	1	28,5%	1	(3)	(5)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		(7)	(30)	205		15	(235)	138
Subtotal Holding y Otros		145	73	281		171	(229)	231
Eliminaciones		-	(299)	-		(1)	(63)	1
Total Consolidado por Operaciones Continuas		915	1.356	692		1.001	1.373	224
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		832	1.631	692		882	1.219	224

Nota: 1 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanías* o recompras de deuda. **2** Montos en términos nominales. La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. **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	Cuarto Trimestre 2019				Cuarto 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%	3	(26)	6	61,0%	2	(16)	(3)
Los Nihuiles	52,0%	3	(32)	11	52,0%	2	(22)	(2)
CPB	100,0%	7	57	(8)	100,0%	4	(8)	17
<i>Greenwind</i>		6	106	(2)		6	119	45
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(53)	1		(3)	(59)	(23)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	53	(1)	50,0%	3	59	23
<i>CT Barragán</i>		41	287	33		-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(21)	(144)	(16)		-	-	-
Subtotal CT Barragán ajustado por tenencia	50,0%	21	144	16	0,0%	-	-	-
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		70	388	(62)		87	596	100
Subtotal Generación		107	583	(38)		99	609	134
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	54,4%	5	111	(29)	51,8%	(5)	97	(23)
Ajustes y eliminaciones ¹		(1)	(0)	14		1	(0)	10
Subtotal Distribución		3	111	(15)		(5)	97	(13)
Segmento de Petróleo y Gas								
<i>OldelVal</i>		13	(9)	7		10	(9)	7
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(13)	9	(7)		(8)	7	(5)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	23,1%	2	(2)	2
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		20	889	(10)		43	961	103
Subtotal Petróleo y Gas		20	888	(10)		46	958	105
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	(2)	-	9	100,0%	(20)	-	1
Subtotal Petroquímica		(2)	-	9		(20)	-	1
Segmento de Holding y Otros								
<i>Transener</i>		34	23	20		36	(25)	25
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(25)	(17)	(15)		(27)	19	(18)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	9	6	5	26,3%	10	(7)	7
<i>TGS</i>		96	341	73		97	61	207
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(70)	(248)	(53)		(72)	(45)	(154)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	27,2%	26	93	20	25,5%	25	16	53
<i>Refinor</i>		17	14	15		6	(10)	(5)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(12)	(10)	(11)		(4)	7	3
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	5	4	4	28,5%	2	(3)	(1)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ¹		-	(30)	33		9	(235)	3
Subtotal Holding y Otros		40	73	62		45	(229)	61
Eliminaciones		1	(299)	1		(1)	(63)	1
Total Consolidado por Operaciones Continuas		170	1.356	9		165	1.373	289
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		165	1.496	9		165	1.219	289

Nota: 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.



4. Glosario de Términos

Término	Definición
[Número de Trimestre]T[Año]	[Número de Trimestre] Trimestre de [Año]
ADRs/ADSs	<i>American Depositary Receipts</i>
AR\$	Pesos Argentinos
Bbl	Barril
BICE	Banco de Inversión y Comercio Exterior
BO	Boletín Oficial
Boe	Barriles de petróleo equivalente
BOPS	Poliestireno bi-orientado
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo Combinado
CPB	Central Piedra Buena S.A.
CPD	Costo Propio de Distribución
CT	Central Térmica
CTBSA	CT Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes
CTGEBBA	Central Térmica Genelba
CTIW	Central Térmica Ingeniero White
CTLL	Central Térmica Loma De La Lata
CTP	Central Térmica Piquirenda
CTPP	Central Térmica Parque Pilar
CVP	Costo Variable de Producción
Dam ³	Decámetros cúbicos
DIGO	Compromisos de Disponibilidad Garantizada
DoP	<i>Deliver or Pay</i>
E&P	Exploración y Producción
EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones
EcoEnergía	Central de Co-Generación EcoEnergía
Edenor	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
EEFF	Estados financieros
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
Energía Plus	Programa de Energía Plus, Res. SE N°1.281/06
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
GU	Grandes Usuarios
GWh	Gigawatt-hora
HIDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihules S.A.
HMRT	Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
IEASA	Integración Energética Argentina S.A. (ex Energía Argentina S.A.)



IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPIM	Índice de Precios Internos al por Mayor
IVA	Impuesto al Valor Agregado
K bbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles de petróleo equivalente
L ey de Solidaridad	Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública, N° 27.541
M ³	Metros Cúbicos
MAT ER	Mercado a Término de Energías Renovables
MBTU	Millón de BTU
MDP	Ministerio de Desarrollo Productivo (ex SGE)
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEyM	Ex Ministerio de Energía y Minería
MF US\$	Dólar Estadounidense como Moneda Funcional
MLyC	Moneda Local en Términos Constantes
MLyN	Moneda Local en Términos Históricos
MW	Mega watt
MWh	Mega watt-hora
N .a.	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
O /S	A tenencia accionaria
OldelVal	Oleoductos del Valle S.A.
ONs	Obligaciones Negociables
P ampa / Sociedad / Compañía / Grupo	Pampa Energía S.A. y subsidiarias
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte o precio del gas natural en boca de pozo
Plan Gas No Convencional	Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales, Res. MEyM N° 46, 419, 447 /17 y 12/18
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad
PPE	Propiedades, Planta y Equipo
PyMEs	Pequeñas y Medianas Empresas
R DSA	Rivera Desarrollos S.A.
RECPAM	Resultado por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda
Refinor	Refinería del Norte S.A.
Res.	Resolución / Resoluciones
RTI	Revisión Tarifaria Integral
S &P	Standard & Poor's Global Ratings
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SE	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
SGE	Ex Secretaría de Gobierno de Energía (ex Ministerio de Energía)
SRRYME	Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico
T C	Tipo de cambio
TCN	Tipo de cambio nominal



TG	Turbina a gas
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
TJSM	Termoeléctrica José de San Martín
TMB	Termoeléctrica Manuel Belgrano
Ton	Tonelada métrica
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
US\$	Dólares Estadounidenses
VAD	Valor Agregado de Distribución
VN	Valor Nominal
VPP	Valores Patrimoniales Proporcionales
