

Resultados del ejercicio y trimestre finalizados el 31 de diciembre de 2020



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

Información accionaria



Bolsas y Mercados Argentinos
Símbolo: PAMP



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

Capital emitido neto de recompras y reducciones al 10 de marzo de 2021:
1.420,1 millones acciones ordinarias/
56,8 millones de ADSs

Capitalización bursátil:
AR\$117 mil millones/US\$788 millones

Para más información, contactarse con:

Gustavo Mariani
CEO

Gabriel Cohen
CFO

Lida Wang
Gerente de relación con inversores y sustentabilidad

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

Tel: +54 (11) 4344-6000

investor@pampaenergia.com

ri.pampaenergia.com

Buenos Aires, 11 de marzo de 2021

Bases de presentación

Desde el 1 de enero de 2019, la Compañía adoptó el US\$ como moneda funcional para la contabilización de su información financiera. La presentación de la misma en AR\$ se realiza al TCN transaccional.

Sin embargo, Edenor (distribución de energía), Transener, TGS y Refinor (holding y otros) registran sus operaciones en moneda local y por ende, las cifras del 2020 están ajustadas por inflación al 31 de diciembre de 2020 (2020: 15,3% y 4T20: 5,4%), y expresadas en US\$ al TCN de cierre de 84,15. Asimismo, las cifras del 2019 están ajustadas por inflación al 31 de diciembre de 2019 (2019: 21,2% y 4T19: 5,5%), y expresadas en US\$ al TCN de cierre de 59,89¹.

El 28 de diciembre de 2020 se anunció la venta del paquete accionario controlante de Edenor. Por ende, el segmento de distribución se expone como operaciones discontinuadas tanto en el periodo actual como en el periodo comparativo².

Principales resultados del ejercicio 2020

Ventas netas consolidadas de operaciones continuas por US\$1.071 millones³, un 20% inferior a los US\$1.338 millones registrados en el 2019, debido a menores ventas de gas para la generación eléctrica propia, la caída en los precios y volúmenes vendidos de hidrocarburos, productos petroquímicos y energía base, parcialmente compensados por la entrada de nuevas unidades de generación eléctrica bajo PPA.

⇒ **Generación de 16.470 GWh de energía desde 15 centrales⁴**

⇒ **Producción de 45,0 mil boe por día de hidrocarburos**

⇒ **Ventas de 337 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado⁵ de US\$750 millones, un 18% inferior a los US\$915 millones del 2019, debido a disminuciones del 67% en distribución de energía, 48% en petróleo y gas y 12% en

¹ Para más información, ver la nota 3 de los EEFF de Pampa.

² Para más información, ver la sección 1.4 de este Informe.

³ No incluye operaciones discontinuadas por US\$1.085 millones, ventas a nuestra tenencia de las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS por US\$400 millones y US\$94 millones para los períodos de 2020 y 4T20, respectivamente, los cuales bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo los VPPs expuestos en el ítem "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

⁴ Considera 100% de CTEB y PEMC, activos operados por Pampa pero de los que es co-controlante, con el 50% de participación accionaria.

⁵ Incluye operaciones discontinuadas. 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 más información, ver la sección 3 de este Informe.



holding y otros, parcialmente compensadas por aumentos de 6% en generación de energía y US\$13 millones en petroquímica.

Pérdida atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$367 millones, inferior a la ganancia de US\$692 millones en el 2019, principalmente debido a desvalorizaciones de activos en distribución, generación y petroquímica, sumada la reducción en el margen operativo, y un cargo por impuestos a las ganancias. En 2019 se registró un beneficio por impuesto a las ganancias y una ganancia extraordinaria de US\$285 millones por la regularización de obligaciones de Edenor.

Principales resultados del 4T20⁶

Ventas netas consolidadas de operaciones continuas por US\$285 millones, un 10% inferior a los US\$318 millones registrados en el 4T19, principalmente explicado por reducciones en la venta de combustible para el despacho térmico propio, menor precio y volumen vendido de hidrocarburos y energía base, parcialmente compensados por la entrada del nuevo ciclo combinado Genelba Plus y en menor medida, por mayor volumen vendido de productos petroquímicos.

- ⇒ **Generación de 4.400 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Producción de 43,7 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 107 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado de US\$168 millones, un 6% inferior a los US\$179 millones del 4T19, debido a disminuciones de US\$24 millones en distribución de energía, 24% en holding y otros, 7% en petróleo y gas y US\$1 millón en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensadas por aumentos del 13% en generación de energía y US\$12 millones en petroquímica.

Pérdida atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$463 millones, inferior a la ganancia de US\$9 millones registrada en el 4T19, principalmente explicado por el deterioro de activos en distribución de energía, parcialmente compensada por un menor cargo por impuestos a las ganancias.

Información sobre la videoconferencia

El viernes 12 de marzo de 2021 a las 10.00 a.m. de Nueva York/12.00 p.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una videoconferencia para analizar los resultados del 4T20. Estarán presentes Gustavo Mariani, CEO, Gabriel Cohen, CFO y Lida Wang, gerente de relación con inversores y sustentabilidad de Pampa.

Para los interesados en participar, se ruega inscribirse en bit.ly/Pampa4Q20VideoCall. La videoconferencia también será transmitida en vivo a través del sitio web de Pampa ri.pampaenergia.com.

Información adicional de la Compañía podrá encontrarla en:

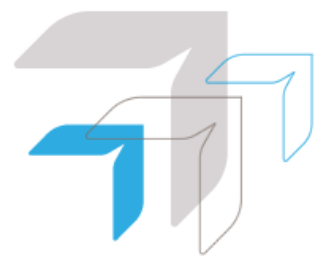
- ✓ ri.pampaenergia.com
- ✓ www.sec.gov
- ✓ www.cnv.gov.ar
- ✓ www.bolsar.com

⁶ La información financiera presentada en este documento para los trimestres 4T20 y 4T19 están basados en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina, correspondiente a los ejercicios de 2020 y 2019, y a los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, respectivamente.



Índice

Bases de presentación	1
Principales resultados del ejercicio 2020	1
Principales resultados del 4T20.....	2
Información sobre la videoconferencia	2
Índice	3
1. Hechos relevantes	4
1.1 Segmento de petróleo y gas	4
1.2 Cesión de contratos de abastecimiento de combustible para usinas	6
1.3 Prórroga del congelamiento tarifario e inicio de renegociación de la RTI	6
1.4 Edenor	7
1.5 TGS: estado sobre la licitación pública para el gasoducto troncal litoral	8
2. Indicadores financieros relevantes.....	9
2.1 Estado de situación patrimonial consolidado	9
2.2 Estado de resultados consolidado	10
2.3 Estado de caja y deuda financiera.....	11
2.4 Recompra de instrumentos financieros propios	12
3. Análisis de los resultados del 4T20	14
3.1 Análisis del segmento de generación de energía	15
3.2 Análisis del segmento de distribución de energía.....	19
3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas	20
3.4 Análisis del segmento de petroquímica	24
3.5 Análisis del segmento de holding y otros	25
3.6 Análisis del ejercicio, por subsidiaria y segmento	27
3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento	28
4. Glosario de términos	29



1. Hechos relevantes

1.1 Segmento de petróleo y gas

Plan Gas.Ar

El 16 de noviembre del 2020 se creó el Plan Gas.Ar, con el objetivo de promover la producción del gas natural argentino, reducir y sustituir las importaciones, otorgar previsibilidad en el abastecimiento y administrar el impacto del costo del gas en las tarifas de la demanda prioritaria. El plazo es de 4 años para la producción *onshore*, con un adicional de 4 años para la producción *offshore*, a contar desde enero de 2021 (DNU N° 892/20).

Se instrumentó una licitación entre productores como vendedores, y CMMESA, distribuidores de gas e IEASA como compradores, por un volumen base total de 70 millones de m³/día, ampliable para el período invernal (mayo – septiembre), en condición de DoP del 100% diario y ToP del 75% mensual para CMMESA y trimestral para distribuidores de gas e IEASA. El DoP constituye el 70% del compromiso de producción del oferente adjudicado.

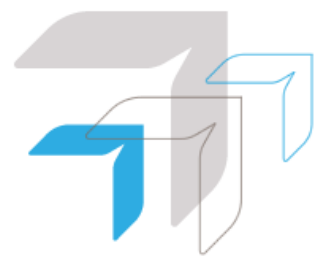
El precio base máximo a ofertar se fijó en US\$3,7/MBTU para Cuenca Neuquina. Asimismo, al precio de adjudicación se le aplica un factor de ajuste de 0,82 durante el período no invernal, 1,25 durante el período invernal y 1,30 para el volumen adicional en el invierno. Los compradores CMMESA e IEASA abonarán el precio licitado por cada productor adjudicado, mientras que los distribuidores de gas acreditarán el monto valorizado en el cuadro tarifario vigente en cuentas bancarias especiales para garantizar el cumplimiento de pago, y la diferencia con el precio adjudicado será compensada por el Estado Nacional.

Adicionalmente, de acuerdo lo establece el Plan Gas.Ar, el Estado Nacional creó y reglamentó un sistema de garantía para respaldar el pago de la compensación, sin perjuicio de otros mecanismos, basado en el reconocimiento de créditos fiscales en garantía denominados en moneda extranjera, los cuales podrán ser aplicados a obligaciones tributarias directamente por los productores en caso de falta de pago del Plan Gas.Ar por parte del Estado Nacional. Asimismo, la SE estará facultada en hacer la garantía exigible por parte del adjudicatario ante la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP). La AFIP instrumentó dicho sistema el 4 de marzo de 2021.

El 15 y 29 de diciembre de 2020 la SE adjudicó en primera ronda 67,4 millones de m³/día de gas natural (55% destinado a usinas) a un precio base medio anual de US\$3,5/MBTU, y un volumen adicional durante el período invernal de 3,6 millones de m³/día a US\$4,7/MBTU. Pampa figuró quinto a nivel nacional y tercero en la Cuenca Neuquina, habiéndosele adjudicado por un volumen base de 4,9 millones de m³/día a US\$3,6/MBTU y un volumen adicional de 1,0 millón de m³/día durante el período invernal a US\$4,7/MBTU.

El 9 de marzo de 2021 se adjudicó la segunda ronda de licitación bajo Plan Gas.Ar, la cual remunera volúmenes de gas natural adicionales durante el invierno en las Cuencas Neuquina y Austral para la demanda prioritaria en condición de DoP diario entre 75% y 100% para el 2021 y 100% para 2022 – 2024, y ToP mensual del 75%. El precio máximo a ofertar era equivalente al precio concedido en la primera ronda. En total se adjudicaron 3,3 millones de m³/día promedio entre mayo y septiembre 2021-2024 a US\$4,7/MBTU, siendo la primera entrega en junio de 2021. Pampa fue adjudicado por 0,8 millones de m³/día promedio a US\$4,7/MBTU.

De esta manera, Pampa fue la empresa con mayor crecimiento de producción ofrecida en la licitación, con una inversión superior a los US\$250 millones durante los cuatro años del Plan Gas.Ar. Dicho volumen invernal resulta indispensable para acompañar la alta estacionalidad de la demanda de gas, reducir importaciones, uso de combustibles alternativos y huella de carbono, y además morigerar el uso de reservas.



PRODUCCIÓN DE GAS 2021-24 DE PAMPA ENERGÍA

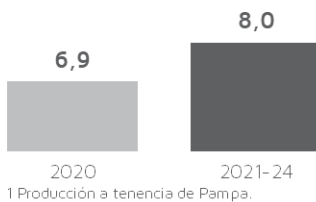
Apertura por canal de venta y precio adjudicado de Plan Gas



MEJORA SUSTANCIAL EN LA PRODUCCIÓN Y PRECIOS DE GAS DE PAMPA

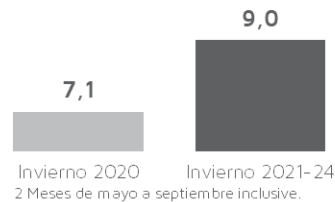
Producción total de gas¹
AUMENTO DEL 15%

en millones de m3 diarios



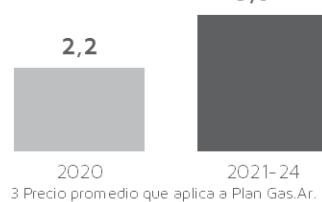
Producción total invernal²
AUMENTO DEL 28%

en millones de m3 diarios



Precio promedio anual
AUMENTO DEL 64%

en US\$ por millón de BTU

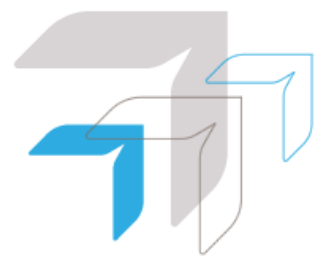


Gas natural para la generación eléctrica

El 26 de noviembre de 2020 CAMMESA licitó gas para usinas del mes de diciembre de 2020 en condición 30% DoP, siendo el precio promedio en boca de pozo de las ofertas en Cuenca Neuquina de US\$2,50/MBTU. Pampa participó en dicha subasta.

Desde el año 2021, la mayoría del gas provisto a CAMMESA por Pampa se realiza mediante el Plan Gas.Ar, por las cantidades comprometidas en dicho programa durante un plazo de 4 años. Mediante la Res. SE N° 354/20 publicada el 2 de diciembre de 2020, se establecieron los nuevos precios de referencia en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para el gas natural que no esté bajo Plan Gas.Ar, siendo de US\$2,30/MBTU en el verano (octubre - abril) y de US\$3,50/MBTU en el invierno (mayo - septiembre) para la Cuenca Neuquina.

Cabe aclarar que el mecanismo de licitación mensual de CAMMESA sigue vigente, en forma complementaria al Plan Gas.Ar. El 22 de diciembre de 2020, 27 de enero y 24 de febrero de 2021, CAMMESA licitó gas para consumo en los meses de enero, febrero y marzo de 2021, respectivamente. El precio promedio resultante en boca de pozo fue de US\$2,30/MBTU para la Cuenca Neuquina. Para los adjudicatarios del Plan Gas.Ar, entre ellos Pampa, la licitación fue en condición interrumpible, mientras que para el resto tiene 30% DoP. Pampa participó en dichas subastas.



Gas natural para distribuidores de gas

El Presupuesto Nacional, aprobado el 14 de diciembre de 2020, dejó sin efecto el Decreto PEN N° 1053/18, que establecía que el Estado Nacional asumiría la diferencia de cambio entre el precio de compra de gas por parte de los distribuidores y el reconocido en las tarifas finales para el período abril de 2018 – marzo de 2019. La desvalorización de dichos créditos ya fue contabilizada en los EEFF de Pampa, y estamos evaluando los cursos de acción, ya que dicha derogación no afecta los derechos de percibir el monto adeudado que fuera asumido por el Estado Nacional. De un total de AR\$1.219 millones a septiembre de 2019, Pampa solo cobró la primera cuota de AR\$41 millones a fines de diciembre de 2019.

Exportación de gas

En noviembre de 2020 Pampa obtuvo nuevos permisos para exportar en condición interrumpible a distintos clientes en Chile, por un volumen máximo de 4,4 millones de m³ por día (o hasta completar la cantidad máxima total equivalente). Los vencimientos operan entre abril de 2021 y enero de 2022. Las operaciones de exportación se habilitaron en diciembre de 2020. Sin embargo, ante la sustancial disminución de la producción doméstica y el aumento de la demanda eléctrica por razones estacionales y para cubrir exportaciones del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a Brasil, los envíos de gas a Chile fueron limitados a 61 mil m³ por día durante diciembre 2020.

Por otro lado, al haber sido adjudicataria del Plan Gas.Ar, Pampa podría exportar en condición firme durante el período estival, extensivo al período invernal cuando haya oferta excedente en una cuenca determinada y aprobación previa de la autoridad aplicable. Cabe aclarar que el gas natural está sujeta a una alícuota de derecho de exportación que a la fecha asciende a 8%.

1.2 Cesión de contratos de abastecimiento de combustible para usinas

Mediante la Res. MDP N° 12/19, a partir del 30 de diciembre de 2019 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 y bajo la Res. SEE N° 287/17.

Posteriormente, en el marco del Plan Gas.Ar, los generadores con contratos bajo Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17 tienen la opción de adherir al despacho unificado y centralizado dispuesto en la Res. SE N° 354/20 publicada el 2 de diciembre de 2020, siendo CAMMESA el proveedor de gas para la cobertura de sus obligaciones. A tales efectos, los generadores afectados deben mantener la capacidad de transporte de gas natural necesaria y renunciar a presentar reclamos. La cesión será efectiva mientras esté en vigencia el Plan Gas.Ar, y podrá ser revocada por el generador con una antelación no menor a 30 días hábiles. Pampa se adhirió al despacho unificado pero a la fecha, no se suscribió la adenda al PPA que refleje este nuevo esquema de suministro.

1.3 Prórroga del congelamiento tarifario e inicio de renegociación de la RTI

Mediante el Decreto PEN N° 1020/20 del 17 de diciembre de 2020, se prorrogaron los siguientes plazos establecidos en la Ley de Solidaridad: **(i)** la suspensión de actualizaciones sobre los cuadros tarifarios de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal por 90 días o hasta la entrada en vigencia de nuevos cuadros tarifarios transitorios; **(ii)** la facultad del PEN para intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS (enmendada por Decreto PEN N° 963/20) y el ENRE como autoridad regulatoria sobre la concesión de Edenor por 1 año o hasta que finalice la renegociación de la RTI.

Dicho decreto determinó también el inicio de la renegociación de la RTI, cuyo plazo no podría exceder los 2 años desde su publicación, suspendiendo hasta entonces los acuerdos correspondientes a las respectivas RTI vigentes con los alcances que en cada caso determinen el ENRE y el ENARGAS. El proceso de renegociación culminará con la suscripción de un Acta Acuerdo Definitiva sobre la RTI.



El 3 de marzo de 2021, el ENRE convocó una audiencia pública para considerar el régimen tarifario de transición de Edenor (Res. N° 53/21) para el 30 de marzo de 2021 y de Transener y Transba (Res. N° 54 y 55/21, respectivamente) para el 29 de marzo de 2021.

Con respecto a las licenciatarias de gas, el 22 de febrero de 2021 el ENARGAS convocó el 16 de marzo del 2021 una audiencia pública para considerar el régimen tarifario de transición (Res. N° 47/21).

1.4 Edenor

Venta de paquete accionario controlante de Edenor

Como parte de nuestro plan estratégico de inversiones, que tiene como objetivo continuar con la expansión de capacidad instalada para la generación eléctrica y el desarrollo de reservas no convencionales de gas natural, el 28 de diciembre de 2020 Pampa celebró un contrato con Empresa de Energía del Cono Sur S.A. e Integra Capital S.A., Daniel Eduardo Vila, Mauricio Filiberti y José Luis Manzano, en virtud del cual Pampa acordó vender el control de Edenor mediante la transferencia de la totalidad de las acciones Clase A, representativas del 51% del capital social y votos de dicha sociedad, sujeta al cumplimiento de condiciones precedentes, incluyendo sin limitación, las aprobaciones de la asamblea de accionistas de Pampa —que oportunamente fuera otorgada el 17 de febrero de 2021— y del ENRE.

El precio de compra acordado consiste en **(i)** 21.876.856 acciones Clase B de Edenor, representativas del 2,41% del capital social y votos; **(ii)** US\$95 millones; y **(iii)** un pago contingente en caso de cambio de control del consorcio comprador o de Edenor durante el primer año luego del cierre de la venta o mientras se mantenga adeudado el saldo de precio por el 50% de la ganancia generada.

El precio de compra será abonado en tres cuotas: **(i)** 2,41% de acciones de Edenor y US\$5 millones, cobrados el día de la firma del contrato; **(ii)** US\$50 millones cuando se cierre la venta, sujeto al cumplimiento de las condiciones precedentes; y **(iii)** US\$40 millones cuando se cumpla un año desde el cierre de la venta, excepto en los supuestos de compensación o prepago anticipado. Dicho saldo de precio devengará un interés a una tasa fija nominal anual del 10% comenzando en la fecha del cierre de la venta, los que serán pagaderos en forma trimestral.

De acuerdo a las NIIF, Pampa ha reflejado en los EEFF una desvalorización contable de US\$382 millones por los activos relacionados con la tenencia en Edenor, expuesta en la línea de operaciones discontinuadas. Asimismo, dado que aún no ha ocurrido el Cierre, se informará el resultado económico en los EEFF de la Compañía posteriores al cierre de la venta.

Programación estacional

Mediante la Res. SE N° 24/21, publicado en el Boletín Oficial el 15 de enero de 2021, se aprobó la programación estacional para el período de noviembre 2020 – abril 2021. Los precios estacionales se mantienen sin cambios hasta el mes de abril de 2021, siendo los precios de referencia de la potencia de AR\$80.000 por MW-mes y de energía (pico) para los usuarios residenciales vigentes desde febrero de 2019 de AR\$1.852/MWh, además de los precios de referencia de energía vigentes desde agosto de 2019 de AR\$3.042/MWh para 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 SEE N° 75/18.

A partir de marzo 2021, según Res. SE N° 131/21 el precio de referencia pico para GUDI aumenta a AR\$5.748/MWh (excepto los organismos y entes públicos de salud y educación), reduciendo la brecha con el costo real y por ende subsidios, mientras que el resto de los precios de electricidad aplicables a la demanda final no han sido modificados.



A pesar de que dichos precios estacionales aplican para los costos de energía de Edenor, los cuadros tarifarios a usuarios finales reflejan montos menores vigentes a mayo de 2019, en particular para GUDI y el resto de los usuarios no residenciales, en perjuicio de Edenor.

Otras novedades regulatorias

En relación a la deuda por compras de energía que los distribuidores mantienen con CAMMESA a septiembre de 2020, el 21 de enero de 2021 la SE estableció un Régimen Especial de Regularización de Obligaciones, con el objetivo de otorgar una solución de sostenibilidad patrimonial y garantizar la calidad del servicio en un contexto de congelamiento tarifario prolongado agudizado por la pandemia. El Régimen reconoce créditos para compensar deuda equivalente hasta 5 veces la factura media mensual del último año móvil o hasta el 66% de la deuda existente, y ofrece un plan de pago para el monto excedente.

Asimismo, el 19 de enero de 2021 se acordó dejar sin efecto la transferencia de jurisdicción de la concesión de Edenor desde el Estado Nacional a la provincia de Buenos Aires y la ciudad de Buenos Aires. Consecuentemente, la titularidad y el carácter de Poder Concedente del servicio público de distribución de energía eléctrica en el área de concesión de Edenor permanece en cabeza del Estado Nacional.

Por último, el 16 de diciembre de 2020, se celebró con el Estado Nacional y la provincia de Buenos Aires el Acuerdo para el Desarrollo del Plan de Trabajo Preventivo y Correctivo de la Red de Distribución Eléctrica del Área Metropolitana de Buenos Aires. A fin de garantizar el suministro eléctrico a los barrios populares del área en cuestión, los montos adeudados por el Estado Nacional a Edenor al 31 de diciembre de 2020 por consumos de energía eléctrica de los asentamientos y barrios carenciados, serán aplicados al Plan de Obras para el mantenimiento preventivo y correctivo en las redes.

1.5 TGS: estado sobre la licitación pública para el gasoducto troncal litoral

El 30 de diciembre de 2020 se publicó la Res. SE N° 448/20, en la cual deroga la convocatoria a licitación pública para la adjudicación de una licencia de transporte de gas que conecte Tratayén (provincia del Neuquén) hasta San Nicolás de los Arroyos (provincia de Buenos Aires). Asimismo, se instruye a la Subsecretaría de Hidrocarburos a evaluar otras alternativas para la construcción de un nuevo gasoducto y/o ampliación de las capacidades de transporte.

2. Indicadores financieros relevantes

2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

Montos en millones	Al 31.12.2020		Al 31.12.2019	
	AR\$	US\$ TC 84,15	AR\$	US\$ TC 59,89
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	135.445	1.610	210.056	3.507
Activos intangibles	3.455	41	9.068	151
Derechos de uso	867	10	930	16
Activos por impuesto diferido	9.082	108	1.702	28
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	46.229	549	30.638	511
Inversiones a costo amortizado	8.428	100	1.048	18
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	942	11	671	11
Otros activos	57	1	45	1
Créditos por ventas y otros créditos	3.631	43	4.711	79
Total del activo no corriente	208.136	2.473	258.869	4.322
Inventarios	9.766	116	9.175	153
Inversiones a costo amortizado	2.062	25	3.224	54
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	27.382	325	21.867	365
Instrumentos financieros derivados	1	-	214	4
Créditos por ventas y otros créditos	28.678	341	33.583	561
Efectivo y equivalentes de efectivo	11.900	141	13.496	225
Total del activo corriente	79.789	948	81.559	1.362
Activos clasificados como mantenidos para la venta	123.603	1.469	-	-
Total del activo	411.528	4.890	340.428	5.684
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los propietarios	120.247	1.428	114.865	1.917
Participación no controladora	28.631	341	29.397	492
Total del patrimonio	148.878	1.769	144.262	2.409
PASIVO				
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	161	2	265	4
Provisiones	9.326	111	8.703	145
Pasivo por impuesto a las ganancias	11.004	131	590	10
Ingresos diferidos	-	-	270	5
Cargas fiscales	128	2	263	4
Pasivos por impuesto diferido	93	1	22.068	368
Planes de beneficios definidos	1.460	17	1.606	27
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	-	-	241	4
Préstamos	115.428	1.372	105.629	1.764
Deudas comerciales y otras deudas	1.418	16	5.419	90
Total del pasivo no corriente	139.018	1.652	145.054	2.421
Provisiones	1.379	16	1.206	20
Ingresos diferidos	-	-	5	-
Pasivo por impuesto a las ganancias	897	11	3.154	53
Cargas fiscales	3.030	36	4.316	72
Planes de beneficios definidos	298	4	230	4
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	1.935	23	3.834	65
Instrumentos financieros derivados	40	-	204	3
Préstamos	20.377	242	10.974	183
Deudas comerciales y otras deudas	9.778	116	27.189	454
Total del pasivo corriente	37.734	448	51.112	854
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	85.898	1.021	-	-
Total del pasivo	262.650	3.121	196.166	3.275
Total del pasivo y del patrimonio	411.528	4.890	340.428	5.684



2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Ejercicio				Cuarto trimestre			
	2020		2019		2020		2019	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	76.639	1.071	64.699	1.338	23.067	285	18.809	318
Costo de ventas	(46.850)	(663)	(39.169)	(811)	(14.481)	(181)	(12.457)	(216)
Resultado bruto	29.789	408	25.530	527	8.586	104	6.352	102
Gastos de comercialización	(2.680)	(38)	(1.294)	(26)	(503)	(6)	(515)	(9)
Gastos de administración	(6.588)	(93)	(5.342)	(105)	(1.740)	(22)	(2.097)	(31)
Gastos de exploración	(29)	-	(463)	(9)	(8)	-	(308)	(5)
Otros ingresos operativos	4.056	56	3.749	79	1.453	18	188	12
Otros egresos operativos	(2.550)	(36)	(2.060)	(43)	(738)	(9)	(716)	(11)
Resultado por part. en negocios conjuntos y asociadas	6.551	85	5.854	101	1.741	19	2.425	39
Desvalorización de PPE, activos intangibles e inventarios	(10.351)	(139)	(3.713)	(62)	(6.035)	(72)	(3.713)	(62)
Resultado operativo	18.198	243	22.261	462	2.756	32	1.616	35
RECPAM	-	-	-	-	5	-	4	-
Ingresos financieros	686	9	1.027	23	157	1	851	2
Gastos financieros	(12.528)	(177)	(9.005)	(187)	(3.932)	(50)	(2.498)	(40)
Otros resultados financieros	6.131	84	8.680	175	2.774	36	4.064	66
Resultados financieros, neto	(5.711)	(84)	702	11	(996)	(13)	2.421	28
Resultado antes de impuestos	12.487	159	22.963	473	1.760	19	4.037	63
Impuesto a las ganancias	(3.122)	(35)	4.531	130	(391)	(1)	(1.633)	(33)
Resultado por operaciones continuas	9.365	124	27.494	603	1.369	18	2.404	30
Resultado por operaciones discontinuadas	(49.333)	(592)	11.813	197	(47.568)	(569)	(1.043)	(20)
Resultado del período	(39.968)	(468)	39.307	800	(46.199)	(551)	1.361	10
Atribuible a los propietarios de la Sociedad	(31.447)	(367)	33.012	692	(38.603)	(463)	1.149	9
Operaciones continuas	9.952	132	27.057	593	2.796	24	(4.806)	24
Operaciones discontinuadas	(41.399)	(499)	5.955	99	(41.399)	(487)	5.955	(15)
Atribuible a la participación no controladora	(8.521)	(101)	6.295	108	(7.596)	(88)	212	1
Resultado por acción atribuible a los accionistas	(20,40)	(0,24)	18,40	0,39	(26,53)	(0,32)	0,68	0,01
Por operaciones continuas	6,46	0,09	15,08	0,33	1,92	0,02	(2,84)	0,01
Por operaciones discontinuadas	(26,85)	(0,32)	3,32	0,06	(28,45)	(0,33)	3,51	(0,01)
Resultado por ADR atribuible a los accionistas	(509,97)	(5,95)	459,90	9,64	(663,30)	(7,96)	16,95	0,14
Por operaciones continuas	161,39	2,14	376,94	8,26	48,04	0,41	(70,88)	0,36
Por operaciones discontinuadas	(671,36)	(8,09)	82,96	1,38	(711,35)	(8,37)	87,83	(0,22)
Promedio de acciones ordinarias en circulación	1.541,6		1.794,5		1.455,0		1.695,1	
Acciones ordinarias en circulación al final del período	1.453,9		1.682,1		1.453,9		1.682,1	



2.3 Estado de caja y deuda financiera

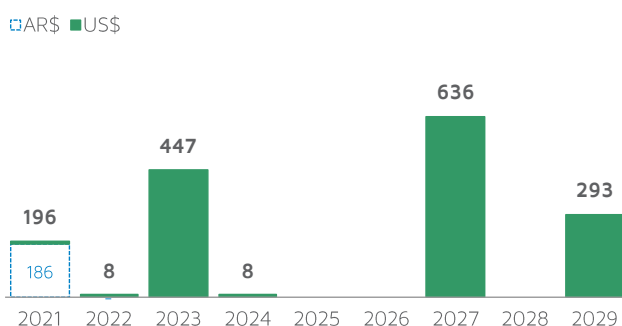
Al 31 de diciembre de 2020, en US\$ millones	Caja ¹		Deuda financiera		Deuda neta	
	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia	Consolidada en EEFF	Ajustada por tenencia
Generación de energía	150	144	602	602	453	458
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	48	48	-	-	(48)	(48)
Petróleo y gas	268	269	1.012	1.012	744	743
Total bajo NIIF/Grupo Restringido	466	461	1.614	1.614	1.148	1.153
Afiliadas a nuestra part. ²	89	89	352	352	263	263
Total con afiliadas	554	549	1.966	1.966	1.411	1.416

Nota: No incluye operaciones discontinuadas. La deuda financiera incluye intereses devengados. **1** Incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado; excluye bonos por Plan Gas pendientes de cobro. **2** Bajo NIIF, las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa.

Operaciones de deuda

Al 31 de diciembre de 2020, el endeudamiento financiero a nivel consolidado bajo NIIF de Pampa ascendió a US\$1.614 millones⁷. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,5%, moneda en la que está denominada el 88% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa promedio en AR\$ ascendió a 37,7%. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 4,8 años, aproximadamente.

A continuación, se expone el perfil de vencimientos de capital, neto de recompras, en US\$ millones a fin del 4T20:



Nota: Sólo considera Pampa consolidada bajo NIIF, no incluye operaciones discontinuadas ni afiliadas TGS, OldelVal, Transener, Greenwind, CTBSA y Refinor.

Durante el 4T20, Pampa pagó al vencimiento financiamientos por AR\$3.700 millones y US\$3,9 millones, y ON Clase V y E por un VN total de AR\$1.140 millones. Asimismo, se tomaron deudas bancarias por AR\$3.000 millones a corto plazo.

Con respecto a las afiliadas, en el 4T20 CTBSA realizó el rescate parcial de US\$130 millones de VRDs más intereses devengados, y se acordó modificar el cronograma de pagos de los VRDs remanentes, cuyo capital asciende a US\$94 millones. Asimismo, Greenwind pagó la segunda amortización de la facilidad de crédito suscripta con la Corporación Interamericana de Inversiones (IIC) por US\$1,7 millones.

⁷ No considera Edenor, clasificada como operación discontinuada en los EEFF. Por ende, el nivel consolidado bajo NIIF de Pampa es equivalente al Grupo Restringido.



Posterior al cierre del 4T20, la Compañía pagó al vencimiento préstamos bancarios por AR\$3.000 millones.

A la fecha de emisión del presente Informe, la Sociedad se encuentra en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

Resumen de instrumentos de deuda

Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento	Monto emitido	Monto en circulación	Tasa pactada
En US\$					
Transener ¹	ON Clase 2	2021	101	86	9,75%
TGS ¹	ON a descuento y tasa fija	2025	500	482	6,75%
	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	390	7,375%
Pampa	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	636	7,5%
	ON Serie III a descuento y tasa fija	2029	300	293	9,125%
En AR\$					
Pampa	ON Clase VI	2021	6.355	6.355	Badlar Privada +2,5%

Nota: 1 Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa.

Calificación crediticia

En marzo de 2021 Standard & Poor's modificó la calificación asignada a las ON de Transener en escala global de "CCC+" a "CCC-" y en escala local de "raBB" a "raCCC" debido a las restricciones de acceso al Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) y la incertidumbre regulatoria. A continuación, se exponen las calificaciones de riesgo por las ONs del Grupo Pampa:

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional
Pampa	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
	FitchRatings	CCC	AA- (largo plazo) A1+ (corto plazo)
TGS	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
Transener	S&P	CCC-	raCCC

2.4 Recompra de instrumentos financieros propios⁸

Pampa

El 28 de diciembre de 2020 el Directorio de Pampa aprobó modificar los precios máximos del octavo programa de recompra de acciones aprobado el 30 de octubre de 2020, finalizado el 3 de marzo de 2021. Asimismo, el 1 de marzo de 2021, el Directorio de Pampa aprobó el noveno programa de recompra de acciones, bajo los siguientes términos y condiciones:

⁸ Considera operaciones concertadas. No incluye Edenor, clasificada como operación discontinuada en los EEFF.



	Plan de recompra VIII	Plan de recompra IX
Monto máximo a recomprar	US\$30 millones	US\$30 millones
Precios máximos	AR\$85,20/acción ordinaria o US\$15/ADR	AR\$92,16/acción ordinaria o US\$16/ADR
Plazo	120 días desde el 3 de noviembre de 2020	120 días desde el 4 de marzo de 2021
Estado	Finalizado	En curso

Durante el 4T20, la Compañía adquirió indirectamente, 1.005.424 ADR a un precio promedio de US\$11,4/ADR. Posteriormente al cierre del trimestre, la Compañía adquirió indirectamente 1.351.495 ADR a un precio promedio de US\$13,4/ADR.

Asimismo, la Asamblea de Accionistas de Pampa del 10 de diciembre de 2020 aprobó la reducción del capital social mediante la cancelación de 140,8 millones de acciones en cartera (o 5,6 millones de ADR) adquiridas por Pampa y sus subsidiarias. Dicha reducción se encuentra en proceso de inscripción ante la Inspección General de Justicia (IGJ). Al 10 de marzo de 2021, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.420,1 millones de acciones ordinarias (equivalente a 56,8 millones de ADR).

Durante el 4T20, Pampa también adquirió indirectamente US\$8,3 millones de VN de ONs 2027 a un precio promedio *clean* de US\$70,1/US\$100 de VN. A la fecha, las ONs 2023, 2027 y 2029 en circulación, netas de tenencias en cartera, ascienden a US\$389,6 millones, US\$636,0 millones y US\$292,5 millones, respectivamente.

TGS

A continuación, los detalles del programa vigente de recompra de acciones:

	Plan de recompra VII
Monto máximo a recomprar	AR\$3.000 millones
Precios máximos	AR\$250/acción ordinaria o US\$8,5/ADR
Plazo	210 días desde el 25 de agosto de 2020
Estado	En curso

Durante el 4T20, TGS adquirió 426.805 ADR y 249.987 acciones ordinarias, a un precio promedio de US\$4,5/ADR y AR\$145,1/acción, respectivamente. Al 10 de marzo de 2021, el capital social en circulación de TGS asciende a 752,8 millones de acciones ordinarias (equivalentes a 150,0 millones de ADR).

Por otro lado, durante el 4T20 Pampa adquirió indirectamente 0,2 millones de ADR de TGS a un costo promedio de adquisición de US\$5,4/ADR. Posteriormente al 4T20, Pampa adquirió indirectamente 1,1 millones de ADR y 0,1 millones de acciones de TGS a un costo promedio de US\$5,1/ADR y AR\$160,0/acción, respectivamente. Al 10 de marzo de 2021, la tenencia accionaria directa e indirecta de la Sociedad asciende al 28,4% sobre el capital social emitido de TGS.

Transener

Posterior al cierre del 4T20, Transba, la subsidiaria de Transener, compró US\$5,5 millones de VN de ON 2021 de Transener a un precio promedio *clean* de US\$93,5 por cada US\$100 de VN. De esta manera, al 10 de marzo de 2021, las ON 2021 en circulación ascendían a US\$86,0 millones.



3. Análisis de los resultados del 4T20

Ventas netas consolidadas de operaciones continuas por US\$285 millones, un 10% inferior a los US\$318 millones registrados en el 4T19, principalmente explicado por reducciones en la venta de combustible para el despacho térmico propio, menor precio y volumen vendido de hidrocarburos y energía base, parcialmente compensados por la entrada del nuevo ciclo combinado Genelba Plus y en menor medida, por mayor volumen vendido de productos petroquímicos.

- ⇒ **Generación de 4.400 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Producción de 43,7 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 107 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado de US\$168 millones, un 6% inferior a los US\$179 millones del 4T19, debido a disminuciones de US\$24 millones en distribución de energía, 24% en holding y otros, 7% en petróleo y gas y US\$1 millón en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensadas por aumentos del 13% en generación de energía y US\$12 millones en petroquímica.

Pérdida atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$463 millones, inferior a la ganancia de US\$9 millones registrada en el 4T19, principalmente explicado por el deterioro de activos en distribución de energía, parcialmente compensada por un menor cargo por impuestos a las ganancias.

Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado, en US\$ millones	Ejercicio		Cuarto trimestre	
	2020	2019	2020	2019
Resultado operativo consolidado	243	462	32	35
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	205	184	52	49
EBITDA	448	646	84	84
Ajustes del segmento de generación	126	41	60	57
Eliminación de resultado por VPP	(67)	(13)	(30)	(15)
Eliminación de resultado por desvalorización de PPE	128	52	72	52
Eliminación de recuperos seguros por PEPes	(7)	-	-	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(23)	(49)	(6)	(3)
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	12	11	3	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	83	40	21	21
Ajustes del segmento de petróleo y gas	14	(11)	(0)	10
Eliminación de resultado por VPP	5	(21)	1	-
Eliminación de desval. créditos con distribuidoras	13	-	-	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(4)	(1)	(2)	(0)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	1	1	0	0
Ajustes del segmento de petroquímica	11	(1)	(0)	0
Eliminación de resultado por desvalorización de inventarios	11	-	-	-
Eliminación de intereses comerciales ganados	(0)	(1)	(0)	0
Ajustes del segmento de holding y otros	99	83	40	19
Eliminación de resultados por VPP	(23)	(67)	10	(24)
Eliminación de intereses comerciales ganados	(2)	(2)	(0)	(1)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	99	106	25	31
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	27	40	5	11
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	(1)	6	(0)	2
EBITDA ajustado consolidado, op. continuas	699	758	184	171
A nuestra tenencia	695	748	183	168
+ EBITDA op. discontinuadas: Edenor	51	157	(16)	8
EBITDA ajustado consolidado, op. continuas y discount.	750	915	168	179
A nuestra tenencia	723	832	175	173



3.1 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	559	819	-32%	150	188	-20%
Costo de ventas	(254)	(470)	-46%	(73)	(112)	-35%
Resultado bruto	305	349	-13%	77	76	+1%
Gastos de comercialización	(2)	(3)	-33%	(1)	(1)	-
Gastos de administración	(30)	(32)	-6%	(8)	(10)	-20%
Otros ingresos operativos	35	58	-40%	10	6	+67%
Otros egresos operativos	(6)	(11)	-45%	(1)	(3)	-67%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	67	13	NA	30	15	+100%
Desvalorización de PPE y activos intangibles	(128)	(52)	+146%	(72)	(52)	+38%
Resultado operativo	241	322	-25%	35	31	+13%
Ingresos financieros	3	2	+50%	-	1	-100%
Gastos financieros	(73)	(82)	-11%	(31)	(15)	+107%
Otros resultados financieros	1	86	-99%	2	6	-67%
Resultado antes de impuestos	172	328	-48%	6	23	-74%
Impuesto a las ganancias	(33)	(80)	-59%	8	(55)	NA
Resultado del período	139	248	-44%	14	(32)	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	147	239	-38%	20	(38)	NA
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	(8)	9	NA	(6)	6	NA
EBITDA ajustado	462	434	+6%	121	107	+13%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	458	424	+8%	121	105	+16%
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	61	240	-75%	9	58	-84%
Depreciaciones y amortizaciones	95	71	+34%	26	19	+37%

En el 4T20, el menor devengamiento de ventas por US\$38 millones obedece principalmente al regreso de la centralización en CAMMESA de la gestión del combustible a partir del 30 de diciembre de 2019, que aplica a todas nuestras unidades térmicas excepto aquellas con contratos de Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17. En consecuencia, los ingresos por reconocimiento de combustible propio en el Costo Variable de Producción (CVP) disminuyeron en US\$43 millones con respecto al 4T19, y en congruencia también bajaron los costos de explotación por menos compras de gas. Cabe destacar que la compra-venta de combustible deja un margen poco material al segmento.

En menor medida, la caída en ventas también se explica por la falta de ajuste por inflación y depreciación del AR\$ sobre la remuneración de la energía base o *spot* desde marzo de 2020. Si bien la energía *spot* compone el 59% de los 4.955 MW operados por Pampa⁹, en el 4T20 representó el 23% de las ventas del segmento. La Res. SE N° 31/20 modificó la remuneración *spot* de US\$ a AR\$ desde febrero de 2020, estipulando ajuste mensual por inflación pero suspendido hasta nuevo aviso. Asimismo, dicha Res. estableció reducciones a los precios por potencia, aunque remunera adicionalmente a las unidades que sean requeridas en picos de demanda (potencia HMRT) y también aplica un mayor descuento hasta el 40% sobre el pago por potencia de las unidades térmicas con menor despacho (CPB y CTG entre las más afectadas de Pampa). En el 4T20 se registró los mínimos históricos de remuneración vieja: nuestras térmicas *spot* registraron una menor potencia del 41% con respecto al 4T19, devengando en promedio US\$2,9 mil por MW-mes, mientras que las hidroeléctricas se vieron reducidas en un 56% con respecto a 4T19, devengando en promedio US\$1,9 mil por MW-mes.

⁹ Bajo NIIF CTEB (567 MW) y PEMC (100 MW) son afiliadas cuyos resultados no se consolidan en los EEFF, pero están operados por Pampa y sus EBITDA se incorporan a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado de Pampa.



A su vez, nuestro segmento de Energía Plus registró una disminución del 27% en los precios de venta en línea con la caída en la actividad económica debido al COVID-19, en particular los grandes usuarios, segmento en donde están los clientes de Energía Plus. Sin embargo, los menores costos del gas natural como combustible permitieron sostener el margen de los contratos.

Dichos efectos negativos fueron parcialmente compensados por la habilitación de la turbina de vapor (199 MW) en CTGEB A el 2 de julio de 2020, finalizando así la expansión del segundo CC, el cual es remunerado bajo PPA (Res. SEE N° 287/17 y Energía Plus), y en menor medida, por mayores ventas en MAT ER y la gradual recuperación de los contratos Plus en CTG.

En términos operativos, en el 4T20 la generación de energía operada por Pampa aumentó en un 16% con respecto al 4T19, ampliamente superior al incremento del 7% a nivel país, principalmente debido a un mayor despacho en CTGEB A gracias al segundo CC habilitado en julio de 2020 (+1.151 GWh), además de la mayor generación con combustible líquido en los motogeneradores CTPP y CTIW para abastecer las exportaciones del SADI (+52 GWh), mayor caudal de aporte y riego en HINISA e HIDISA (+51 GWh), mayor generación eólica en PEPE III y II (+19 GWh) debido a que en el 4T19 ciertos aerogeneradores estuvieron en reparación, y un ligero aumento en el despacho del CC en CTLL (+17 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor despacho en las siguientes unidades térmicas debido a que el suministro del gas quedó centralizado nuevamente en CAMMESA y hubo una mayor oferta de unidades más eficientes: CPB, CTG (agravada por la indisponibilidad forzada en la unidad TG01) y las turbinas de gas de ciclo abierto en CTLL y CTEB (-629 GWh). Asimismo, hubo menor aporte hídrico en HPPL (-50 GWh), y menor generación en EcoEnergía por limitación del vapor (-12 GWh).

En el 4T20, todas las unidades de generación operadas por Pampa alcanzaron el 94,1% de disponibilidad promedio, inferior a los niveles del 4T19 que registró 97,6%, principalmente por el mantenimiento mayor de HINISA, el mantenimiento programado de CTEB y la indisponibilidad forzada de la unidad TG01 en CTG en el 4T20, parcialmente compensados por el mantenimiento programado de CTGEB A en el 4T19. En particular, las unidades térmicas registraron una disponibilidad del 93,4%, inferior al 97,3% registrado en 4T19.

Los costos operativos netos del 4T20, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, disminuyeron en un 53% con respecto al 4T19, principalmente debido a que en el 4T19 la compra de gas para la gestión propia del combustible acaparó el 59% de los costos operativos del segmento y el 62% del gas consumido para el despacho de nuestras plantas térmicas, mientras que en el 4T20 la gestión del combustible quedó nuevamente centralizada en CAMMESA, por lo cual solo hubo gas propio para ciertas unidades con contratos, representando el 39% de los costos operativos del segmento y el 30% del consumo en nuestras plantas térmicas. Asimismo, los menores costos operativos obedecen a menores gastos denominados en AR\$ producto de la devaluación, parcialmente compensados por mayores costos provenientes del mantenimiento de las nuevas unidades, mayor volumen de compras de energía para cubrir contratos Plus (compensado por menor precio), y la implementación de protocolos y medidas para mitigar el impacto del COVID-19.

Las depreciaciones y amortizaciones del segmento aumentaron en un 37% interanual, producto de la habilitación del CC en CTGEB A en julio de 2020.



Principales indicadores operativos del segmento de generación eléctrica	Hidroeléctricas			Eólicas			Subtotal hidro + eólicas	Térmicas									Subtotal	Total
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC ¹	PEPE2 ²	PEPE3 ²		CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB3 ³	Eco-Energía	CTEB ⁴		
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	1.144	765	361	30	620	100	100	1.253	14	567	3.811	4.955
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	53	206	364	100	30	-	100	100	565	14	567	1.841	2.048
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	2,7%	1,8%	0,9%	0,1%	1,5%	0,2%	0,2%	3,0%	0,03%	1,4%	9,1%	11,8%
Período anual																		
Generación neta 2020 (GWh)	481	323	742	409	207	243	2.404	4.406	368	55	576	193	229	7.912	72	255	14.065	16.470
Participación de mercado	0,4%	0,2%	0,6%	0,3%	0,2%	0,2%	1,8%	3,3%	0,3%	0,0%	0,4%	0,1%	0,2%	5,9%	0,1%	0,2%	10,5%	12,3%
Ventas 2020 (GWh)	482	323	737	409	207	246	2.404	4.399	418	55	575	193	229	7.946	89	255	14.159	16.563
Generación neta 2019 (GWh)	499	334	823	383	122	148	2.309	5.096	755	53	1.106	168	312	5.550	105	128	13.273	15.582
Variación 2020 vs. 2019	-4%	-3%	-10%	+7%	+70%	+64%	+4%	-14%	-51%	+4%	-48%	+15%	-27%	+43%	-32%	+98%	+6%	+6%
Ventas 2019 (GWh)	500	334	822	383	130	159	2.328	5.307	893	53	1.107	168	312	5.891	83	125	13.938	16.266
Precio prom. 2020 (US\$/MWh)	21	37	16	70	76	68	39	36	42	123	43	na	125	27	58	na	47	46
Precio prom. 2019 (US\$/MWh)	38	58	23	69	61	71	44	53	45	113	62	na	107	46	63	na	60	58
Margen bruto prom. 2020 (US\$/MWh)	8	20	7	62	65	65	29	33	13	90	12	na	100	17	19	na	36	35
Margen bruto prom. 2019 (US\$/MWh)	23	42	15	59	52	62	33	30	26	75	23	na	80	17	10	na	32	32
Cuarto trimestre																		
Generación neta 4T20 (GWh)	195	129	160	97	50	64	696	1.115	21	15	88	78	87	2.211	15	74	3.705	4.400
Participación de mercado	0,6%	0,4%	0,5%	0,3%	0,1%	0,2%	2,0%	3,2%	0,1%	0,0%	0,3%	0,2%	0,2%	6,3%	0,0%	0,2%	10,6%	12,6%
Ventas 4T20 (GWh)	196	129	161	97	52	64	700	1.113	64	15	88	78	87	2.183	25	74	3.727	4.427
Generación neta 4T19 (GWh)	163	110	210	99	44	52	678	1.142	178	15	510	29	85	1.061	27	80	3.127	3.805
Variación 4T20 vs. 4T19	+20%	+17%	-24%	-2%	+13%	+24%	+3%	-2%	-88%	-4%	-83%	na	+3%	+108%	-45%	-8%	+18%	+16%
Ventas 4T19 (GWh)	163	110	210	99	48	64	694	1.142	183	15	510	29	77	1.159	9	76	3.203	3.897
Precio prom. 4T20 (US\$/MWh)	12	20	14	71	80	67	32	34	65	113	53	120	88	31	57	na	48	46
Precio prom. 4T19 (US\$/MWh)	27	43	22	70	68	56	40	55	47	86	46	na	117	43	na	na	66	62
Margen bruto prom. 4T20 (US\$/MWh)	(1)	6	6	61	67	67	22	31	(4)	85	(5)	97	75	20	12	na	35	33
Margen bruto prom. 4T19 (US\$/MWh)	14	29	15	57	59	50	29	32	23	42	13	na	80	13	58	na	37	36

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). **2** Habilitados el 10 de mayo de 2019. **3** Repotenciación de TG03 y habilitación de TG04 en junio de 2019. Habilitación de TV02 desde el 2 de julio de 2020. **4** Pampa es la operadora y posee una participación del 50% desde el 26 de junio de 2019.



Los resultados financieros del 4T20 alcanzaron una pérdida neta de US\$29 millones, US\$21 millones más que el 4T19, principalmente debido a menores ganancias por tenencia de instrumentos financieros y mayores gastos financieros alocados a este segmento, parcialmente compensados por menores pérdidas por diferencia de cambio, ya que en el 4T19 se reversó la ganancia registrada en 3T19 por un *intercompany* en AR\$ con el segmento de holding y otros.

El EBITDA ajustado del 4T20 de nuestro segmento de generación de energía aumentó en un 13% con respecto al 4T19, reportando una ganancia de US\$121 millones, principalmente explicado por la entrada en operación del segundo CC en CTGEB A, mayores ventas en MAT ER y dilución por depreciación de los costos denominados en AR\$, parcialmente compensados por menor remuneración sobre la energía base, menores precios de venta en Energía Plus, y mayores costos de operación y mantenimiento por el creciente número de unidades, volumen de compras de energía y protocolos por COVID-19. El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de CTEB (CTBSA) del 50%, con una contribución de US\$21 millones tanto en el 4T20 y como en el 4T19 y de PEMC (Greenwind) del 50%, con una contribución de US\$3 millones tanto en el 4T20 como en el 4T19. Asimismo, el EBITDA ajustado excluye el reconocimiento de intereses comerciales originados por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA, por US\$6 millones en el 4T20 y US\$3 millones en el 4T19.

Finalmente, en el 4T20 las inversiones en PPE e intangibles se redujeron en un 84% con respecto al mismo período de 2019, principalmente explicado por la finalización del proyecto de cierre a CC en CTGEB A.

Con respecto a nuestros proyectos de expansión, a continuación se expone un resumen de situación:

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-20	
Loma de la Lata	15	Res. SE N° 31/20	AR\$	162.000 - 427.500 ⁽²⁾	324	728	20	97%	2T 2021 (est.)
Cierre a CC Genelba Plus	400	PPA por 15 años	US\$	20.500	6	34	350	90%	TG: 12 de junio de 2019⁽³⁾ CC: 2 de julio 2020
Cierre a CC Ensenada	280	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	200	19%	1T 2022 (est.)

Nota: 1 Montos sin el impuesto al valor agregado. **2** Considera el rango del coeficiente de despacho y remuneración adicional HMRT. **3** 201 MW fueron remunerados como energía base hasta el 1 de julio de 2020.



3.2 Análisis del segmento de distribución de energía

El 28 de diciembre de 2020 se acordó la venta de paquete accionario controlante de Edenor¹⁰. Consecuentemente, bajo NIIF se desconsolida el segmento de distribución de los EEF de Pampa y se expone como operaciones discontinuadas tanto en el período actual como en el período comparativo. A continuación, se exponen los resultados del segmento de distribución de energía, discontinuado:

Segmento de distribución de energía, discontinuado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	1.085	1.502	-28%	220	385	-43%
Costo de ventas	(926)	(1.225)	-24%	(200)	(336)	-40%
Resultado bruto	159	277	-43%	20	49	-59%
Gastos de comercialización	(129)	(122)	+6%	(32)	(35)	-9%
Gastos de administración	(64)	(65)	-2%	(23)	(21)	+10%
Otros ingresos operativos	29	19	+53%	9	1	NA
Otros egresos operativos	(25)	(43)	-42%	(9)	(11)	-18%
Desvalorización de PPE y activos intangibles	(589)	-	NA	(589)	-	NA
Efecto regularización de obligaciones	-	285	-100%	-	19	-100%
Resultado operativo	(619)	351	NA	(624)	2	NA
RECPAM	115	187	-39%	36	39	-8%
Ingresos financieros	1	11	-91%	1	10	-90%
Gastos financieros	(110)	(112)	-2%	(39)	(40)	-3%
Otros resultados financieros	(20)	(62)	-68%	1	(9)	NA
Resultado antes de impuestos	(633)	375	NA	(625)	2	NA
Impuesto a las ganancias	41	(178)	NA	56	(22)	NA
Ganancia (Pérdida) por operaciones discontinuadas	(592)	197	NA	(569)	(20)	NA
Resultado del período	(592)	197	NA	(569)	(20)	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>(499)</i>	<i>98</i>	<i>NA</i>	<i>(487)</i>	<i>(15)</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>(93)</i>	<i>99</i>	<i>NA</i>	<i>(82)</i>	<i>(5)</i>	<i>NA</i>
EBITDA ajustado discontinuado	51	157	-68%	(16)	8	NA
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	28	84	-67%	(9)	4	NA
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	135	173	-22%	40	48	-17%
Depreciaciones y amortizaciones	81	79	+3%	19	25	-24%

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de distribución registró una pérdida de US\$16 millones en el 4T20, US\$24 millones menos que el 4T19, principalmente debido a la falta de ajuste por inflación sobre el Valor Agregado de Distribución (VAD) desde marzo de 2019, mayores costos laborales y de contratistas, los impactos del COVID-19 en la mayor incobrabilidad y el menor consumo eléctrico de usuarios no residenciales. Asimismo, los precios estacionales para la compra de electricidad destinada a usuarios no residenciales, vigentes desde agosto de 2019, no fueron reflejados aún en los cuadros tarifarios. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los menores costos asociados a las pérdidas de energía, mayor demanda eléctrica de usuarios residenciales, menores sanciones por la mejora en la calidad de servicio y menor consumo de materiales.

¹⁰ Para más información, ver la sección 1.4 de este Informe.



A continuación, se expone el desempeño operativo de Edenor:

Principales indicadores operativos de Edenor	2020			2019			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Período anual								
Residencial ¹	9.315	46%	2.786.153	8.372	42%	2.758.162	+11%	+1%
Comercial	2.950	15%	358.140	3.241	16%	353.113	-9%	+1%
Industrias	3.210	16%	6.860	3.503	18%	6.830	-8%	+0%
Sistema de peaje	3.364	17%	687	3.569	18%	684	-6%	+0%
Otros								
Alumbrado público	676	3%	21	713	4%	21	-5%	-
Villas de emergencia y otros	664	3%	482	575	3%	469	+16%	+3%
Total	20.179	100%	3.152.343	19.974	100%	3.119.279	+1%	+1%
Cuarto trimestre								
Residencial ¹	2.020	43%	2.786.153	1.868	39%	2.758.162	+8%	+1%
Comercial	718	15%	358.140	803	17%	353.113	-11%	+1%
Industrias	821	17%	6.860	883	19%	6.830	-7%	+0%
Sistema de peaje	911	19%	687	913	19%	684	-0%	+0%
Otros								
Alumbrado público	148	3%	21	155	3%	21	-4%	-
Villas de emergencia y otros	134	3%	482	124	3%	469	+8%	+3%
Total	4.752	100%	3.152.343	4.745	100%	3.119.279	+0%	+1%

Nota: 1 Incluye 558.067 y 561.915 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	294	448	-34%	68	98	-31%
Costo de ventas	(243)	(313)	-22%	(58)	(81)	-28%
Resultado bruto	51	135	-62%	10	17	-41%
Gastos de comercialización	(28)	(12)	+133%	(2)	(5)	-60%
Gastos de administración	(42)	(47)	-11%	(10)	(15)	-33%
Gastos de exploración	-	(9)	-100%	-	(5)	-100%
Otros ingresos operativos	9	5	+80%	3	1	+200%
Otros egresos operativos	(17)	(11)	+55%	(6)	(3)	+100%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(5)	21	NA	(1)	-	NA
Desvalorización de PPE	-	(10)	-100%	-	(10)	-100%
Resultado operativo	(32)	72	NA	(6)	(20)	-70%
Ingresos financieros	7	17	-59%	2	2	-
Gastos financieros	(100)	(94)	+6%	(18)	(28)	-36%
Otros resultados financieros	44	89	-51%	23	42	-45%
Resultado antes de impuestos	(81)	84	NA	1	(4)	NA
Impuesto a las ganancias	23	(16)	NA	-	4	-100%
Resultado del período	(58)	68	NA	1	-	NA
EBITDA ajustado	90	173	-48%	19	20	-7%
Altas de PPE y activos intangibles	42	191	-78%	7	46	-84%
Depreciaciones y amortizaciones	108	112	-4%	25	30	-17%



En el 4T20 las ventas de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyeron en un 31% con respecto al 4T19, principalmente explicado por la caída en los precios de venta devengados a la demanda del gas y petróleo (impacto de US\$16 millones), menor exportación de gas, reducción en el volumen de producción de hidrocarburos y menos comercialización de gas con terceros. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un mayor volumen de gas vendido a CAMMESA.

Nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$2,1/MBTU en el 4T20, 17% menos que los US\$2,6/MBTU registrados en el 4T19, principalmente por la menor exportación a Chile (rehabilitada en diciembre de 2020¹¹), la exposición marginal al segmento residencial (que tiene mejor remuneración pero en AR\$ y mayor riesgo crediticio) y los menores precios de gas tanto para usinas (impuestos por CAMMESA en sus licitaciones) como para *spot/industrias* (altamente correlacionado con CAMMESA, agravado por el impacto de la cuarentena y el contexto económico). Asimismo, en virtud del período estival, donde se perciben menores precios realizados por la menor estacionalidad de gas y electricidad, entre octubre y noviembre CAMMESA adjudicó precios indicativos promedio de US\$2,0/MBTU en Cuenca Neuquina, tendencia que se observó en el mercado *spot*. Con el inicio del período pico de demanda en diciembre, en su licitación CAMMESA reconoció un precio promedio de US\$2,5/MBTU en Cuenca Neuquina.

Cabe destacar que en el 4T20 el 52% de nuestras entregas de gas se destinaron a CAMMESA, el 40% abasteció el despacho de nuestras unidades térmicas (Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17) y como insumo para nuestras plantas de petroquímica, y el remanente al mercado *spot/industrias* y exportación.

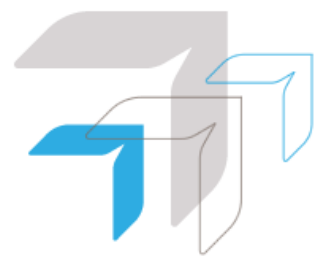
En términos operativos, en el 4T20 la producción del segmento alcanzó los 43,7 kboe/día, 8% inferior al 4T19 y 7% inferior al 3T20. La producción de gas alcanzó 6,7 millones de m³/día, 8% inferior al 3T20 debido al fin del período invernal, y 8% inferior al 4T19 en línea con la contracción en la demanda desde la cuarentena, el colapso en los precios y la demora en el inicio de exportaciones, que ajustaron a la baja para morigerar los cierres de pozos. Esto repercutió en las áreas con costos de extracción menos competitivos: Rincón del Mangrullo y Río Neuquén disminuyeron su producción por menor tasa de perforación y declino natural (-679 mil m³/día de variación interanual y -169 mil m³/día vs. 3T20), además de una leve disminución en Sierra Chata (-106 mil m³/día de variación interanual y -22 mil m³/día vs. 3T20). La menor producción fue parcialmente compensada por el incremento interanual en El Mangrullo (+241 mil m³/día), aunque se redujo comparado con el 3T20 (-396 mil m³/día), trimestre que marcó el récord máximo de producción. En dicha área se expandió la infraestructura de evacuación en concordancia con su productividad y potencial, alcanzando una producción de 4,5 millones de m³/día en el 4T20 y conformando el 68% de nuestra producción total de gas. Asimismo, en el 4T20 el 4% 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.

La producción de petróleo alcanzó los 4,3 kbbl/día en el 4T20, 13% inferior al 4T19, principalmente debido a la caída en la demanda desde el aislamiento obligatorio y por ende, menores precios en el mercado, afectando la producción en El Tordillo (-0,5 kbbl/día), además de una leve disminución en Rincón de Aranda, Gobernador Ayala y petróleo asociado en Río Neuquén (-0,4 kbbl/día), parcialmente compensadas por la contribución de producción convencional en Los Blancos (+0,2 kbbl/día)¹². En comparación al 3T20, la producción creció un 6% (+0,2 kbbl/día) por mejores precios correlacionado con la suba de la referencia internacional Brent y una gradual recuperación de la demanda, pero aún sin alcanzar los niveles de consumo del 2019.

Nuestro precio promedio de venta de petróleo devengado del 4T20 fue de US\$41,3/barril, 18% menor al 4T19, principalmente explicado por una caída de los precios internacionales de referencia y en la demanda local por el impacto del COVID-19. Para morigerar el impacto, en 2020 empezamos a exportar, alcanzando a gran parte de la producción. No obstante, la recuperación gradual del consumo local rehabilitó las ventas al mercado doméstico. Por otro lado, cabe recordar que en el 4T19 los precios del crudo fueron afectados negativamente por las medidas de la SGE, que fijaron el TCN en los precios comercializados de petróleo en el mercado doméstico.

¹¹ Para más información, ver la sección 1.1 de este Informe.

¹² El 15 de octubre de 2020 se obtuvo la concesión de explotación del lote Los Blancos por 25 años, revirtiendo el permiso de exploración sobre el resto de la superficie del área Chirete.



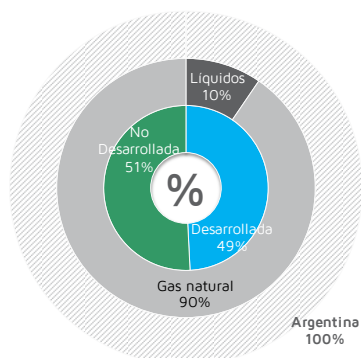
Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2020			2019			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
Período anual									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,7	6.902		0,8	7.344				
En millones de pie cúbicos/día		244			259		-11%	-6%	-7%
En miles de boe/día	4,4	40,6	45,0	5,0	43,2	48,2			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,7	7.190		0,8	8.367				
En millones de pie cúbicos/día		254			295		-10%	-14%	-14%
En miles de boe/día	4,6	42,3	46,9	5,1	49,2	54,3			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	39,0			53,1			-26%	-25%	
En US\$/MBTU		2,2			3,0				
Cuarto trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,7	6.683		0,8	7.257				
En millones de pie cúbicos/día		236			256		-13%	-8%	-8%
En miles de boe/día	4,3	39,3	43,7	5,0	42,7	47,7			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,7	6.772		0,8	8.524				
En millones de pie cúbicos/día		239			301		-3%	-21%	-19%
En miles de boe/día	4,7	39,9	44,5	4,8	50,2	55,0			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	41,3			50,3			-18%	-17%	
En US\$/MBTU		2,1			2,6				

Nota: Producción neta en Argentina. Volumen de gas estandarizado a 9.300 kilocalorías (kCal).

Al 31 de diciembre de 2020, nuestros pozos productivos totalizaron 858, 27 menos que al 31 de diciembre de 2019. Asimismo, las reservas probadas de Pampa a fin del ejercicio 2020 ascendieron a 142 millones de boe, un 5% superior al registrado a fin de 2019, principalmente por el mejor desempeño de producción y factor de recuperación de los pozos en El Mangrullo, y en menor medida a la nueva concesión de explotación de Los Blancos. También logramos certificar reservas *shale* provenientes de la formación Vaca Muerta, 2,5 veces superior al volumen certificado en 2019. Teniendo en cuenta los niveles de producción y las adiciones del 2020, el índice de reposición de reservas ascendió a 1,4 y la vida promedio creció en un 11%, a 8,6 años aproximadamente.

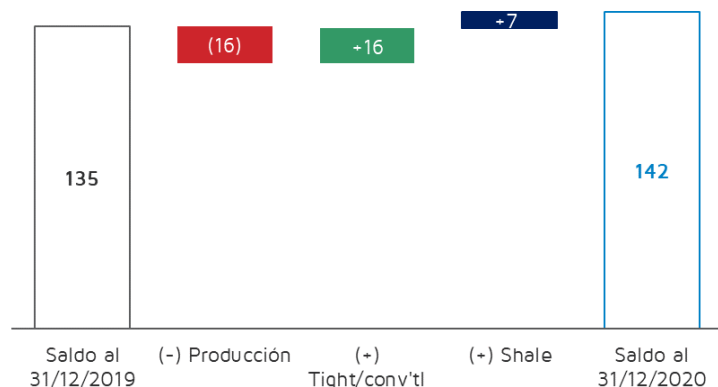
Total de reservas probadas

Al 31 de diciembre de 2020
100% = 142 millones de boe



Evolución de las reservas probadas certificadas

En millones de boe





Los costos operativos netos del 4T20, sin considerar depreciaciones y amortizaciones, disminuyeron en un 38% interanual, principalmente por menores compras de gas a terceros para *trading* por caída de la demanda y centralización del abastecimiento a usinas en CAMMESA, sumada a las caídas en la actividad y los precios traducándose en menores honorarios y contrataciones de obras, gastos de exploración, regalías y tasas, y menores gastos de transporte de gas por menor exportación (rehabilitada en diciembre de 2020). Asimismo, la mejor productividad en El Mangrullo y la dilución de costos en AR\$ por la devaluación también contribuyeron en la reducción del costo operativo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores gastos por la ejecución de protocolos COVID-19. Con respecto al 3T20, los costos operativos netos disminuyeron en un 17%, principalmente explicado por la desvalorización de los créditos con las distribuidoras de gas por US\$13 millones en el 3T20 (excluida en EBITDA ajustado), y en menor medida, el efecto de la estacionalidad en el 4T20 resultando menor producción de gas y una disminución en las regalías e impuestos por menores precios comercializados, parcialmente compensados por un ligero crecimiento en la producción y precio del petróleo. En particular, en el 4T20 el *lifting cost*¹³ alcanzó US\$6,0 por boe producido, 34% inferior a US\$9,1 por boe registrado en el 4T19 pero 9% mayor al trimestre anterior.

En el 4T20 los resultados financieros arrojaron una ganancia neta de US\$7 millones, US\$9 millones menos que el 4T19, principalmente debido a menores ganancias por tenencia de instrumentos financieros y las pérdidas por diferencia de cambio neta en el 4T20 debido al incremento de la posición monetaria activa neta en AR\$ alocada a este segmento. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores gastos financieros alocados a este segmento.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas fue de US\$19 millones en el 4T20, 7% menos que en 4T19 pero en términos absolutos un monto similar, principalmente por la caída de precios de venta y la contracción en la demanda por la cuarentena, parcialmente compensados por menores costos asociados a la caída en la actividad, menores regalías, mejor productividad en El Mangrullo y el efecto de la devaluación del AR\$ en los gastos. El EBITDA ajustado excluye el reconocimiento de intereses comerciales por la mora en la cobranza, mayoritariamente a CAMMESA, por US\$2 millones en 4T20.

Finalmente, en el 4T20 las inversiones del segmento decrecieron un 84% vs. 4T19, explicado por la coyuntura incierta en la industria y el impacto del COVID-19 en nuestras actividades. En 4T19 se perforaron dos pozos horizontales *shale gas* en Sierra Chata y se completó un pozo horizontal *shale oil* en Rincón de Aranda.

¹³ Métrica equivalente a costo de ventas menos compras e inventario, regalías, impuestos directos y depreciaciones y amortizaciones.



3.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	265	321	-17%	86	81	+6%
Costo de ventas	(233)	(298)	-22%	(72)	(78)	-8%
Resultado bruto	32	23	+39%	14	3	NA
Gastos de comercialización	(8)	(9)	-11%	(3)	(3)	-
Gastos de administración	(3)	(4)	-25%	-	(1)	-100%
Otros ingresos operativos	2	5	-60%	-	1	-100%
Otros egresos operativos	(6)	(9)	-33%	(2)	(2)	-
Desvalorización de inventarios	(11)	-	NA	-	-	NA
Resultado operativo	6	6	-	9	(2)	NA
Gastos financieros	(3)	(8)	-63%	(1)	4	NA
Otros resultados financieros	5	18	-72%	(1)	11	NA
Resultado antes de impuestos	8	16	-50%	7	13	-46%
Impuesto a las ganancias	(2)	(5)	-60%	(2)	(4)	-50%
Resultado del período	6	11	-45%	5	9	-44%
EBITDA ajustado	19	6	+201%	10	(2)	NA
Altas de PPE y activos intangibles	3	4	-28%	2	2	-20%
Depreciaciones y amortizaciones	2	1	+100%	1	-	NA

El EBITDA ajustado del 4T20 de petroquímica ascendió a una ganancia de US\$10 millones, US\$12 millones superior al 4T19, principalmente debido al mayor volumen vendido y *spread* internacional del estireno, como también costos más bajos de la materia prima (gas y nafta virgen), y en menor medida, a la dilución de gastos operativos denominados en AR\$ producto de la devaluación. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores precios internacionales de referencia.

El volumen total comercializado creció un 18% con respecto al 4T19, explicado por mayor exportación de caucho sintético a Brasil, mayor volumen de estireno y poliestireno vendido en el mercado local producto del repunte de la industria y flexibilización de la cuarentena, y mayor exportación de productos derivados de la planta de reforma, la cual fue parcialmente compensada por menor volumen de bases octánicas en el mercado local debido a la menor demanda de combustibles por la cuarentena.



A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

Principales indicadores operativos del segmento de petroquímica	Productos			Total
	Estireno y poliestireno ¹	Caucho sintético	Otros	
Período anual				
Volumen vendido 2020 (miles de ton)	94	37	205	337
Volumen vendido 2019 (miles de toneladas)	99	27	217	343
Variación 2020 vs. 2019	-5%	+39%	-6%	-2%
Precio promedio 2020 (US\$/ton)	1.195	1.302	503	786
Precio promedio 2019 (US\$/ton)	1.319	1.623	673	934
Variación 2020 vs. 2019	-9%	-20%	-25%	-16%
Cuarto trimestre				
Volumen vendido 4T20 (miles de ton)	29	11	68	107
Volumen vendido 4T19 (miles de toneladas)	28	7	56	91
Variación 4T20 vs. 4T19	+3%	+60%	+21%	+18%
Precio promedio 4T20 (US\$/ton)	1.252	1.401	506	795
Precio promedio 4T19 (US\$/ton)	1.262	1.529	639	897
Variación 4T20 vs. 4T19	-1%	-8%	-21%	-11%

Nota: 1 Incluye Propileno.

Los resultados financieros alcanzaron una pérdida neta de US\$2 millones, mientras que en el 4T19 se registró una ganancia neta de US\$15 millones, principalmente debido al recupero de contingencias en el 4T19.

Las inversiones del segmento se mantuvieron similares en términos absolutos, reduciéndose solo US\$0,4 millones a US\$1,6 millones en 4T20.

3.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio			Cuarto trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	20	20	-	3	6	-50%
Resultado bruto	20	20	-	3	6	-50%
Gastos de comercialización	-	(2)	-100%	-	-	NA
Gastos de administración	(18)	(22)	-18%	(4)	(5)	-20%
Otros ingresos operativos	10	11	-9%	5	4	+25%
Otros egresos operativos	(7)	(12)	-42%	-	(4)	-100%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	23	67	-66%	(10)	24	NA
Resultado operativo	28	62	-55%	(6)	25	NA
Ingresos financieros	1	5	-80%	-	-	NA
Gastos financieros	(3)	(4)	-25%	(1)	(2)	-50%
Otros resultados financieros	34	(18)	NA	12	7	+71%
Resultado antes de impuestos	60	45	+33%	5	30	-83%
Impuesto a las ganancias	(23)	231	NA	(7)	22	NA
Resultado del período	37	276	-87%	(2)	52	NA
EBITDA ajustado	127	145	-12%	34	44	-24%
Altas de PPE y activos intangibles	2	3	-22%	1	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA	-	-	NA



En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs de las afiliadas (Transener, TGS y Refinor), durante el 4T20 se registró margen operativo positivo de US\$4 millones, lo cual representó una mejora de US\$3 millón con respecto al 4T19, principalmente explicado por menores contingencias y créditos fiscales, parcialmente compensados por menores *fees*.

En el 4T20 se registró una mejora de US\$6 millones en los resultados financieros con respecto al 4T19, alcanzando una ganancia neta de US\$11 millones, principalmente debido a menores pérdidas por la medición a valor presente de ciertos créditos fiscales y mayores ganancias por diferencia de cambio neta como consecuencia del incremento de la posición monetaria pasiva neta en AR\$, parcialmente compensadas por la ganancia registrada en el 4T19 producto de la reversión de pérdidas por diferencia de cambio generadas durante el 3T19 de un *intercompany* con el segmento de generación.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros disminuyó un 24%, alcanzando US\$34 millones en el 4T20. El EBITDA ajustado elimina los VPPs por nuestra participación de TGS, Transener y Refinor, y a su vez adiciona el EBITDA a la tenencia accionaria en dichos negocios. Asimismo, el EBITDA ajustado excluye los intereses comerciales.

El EBITDA ajustado por tenencia directa e indirecta del 27,7% y 27,2% sobre TGS fue de US\$25 millones (total implícito de US\$90 millones) en el 4T20 y US\$31 millones (total implícito de US\$115 millones) en el 4T19, respectivamente. La disminución del EBITDA ajustado total se debió principalmente a la desactualización de los cuadros tarifarios en comparación con la evolución de la inflación. A la fecha, se encuentran pendientes de aplicación la actualización semestral por el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) del 29%, 21% y 12% que correspondían aplicar en octubre de 2019 y abril y octubre de 2020, respectivamente, según la RTI. Asimismo, afectó el impacto de la depreciación cambiaria en los ingresos en AR\$ regulados (compensado con menores gastos denominados en AR\$), el menor volumen de exportaciones y los menores precios internacionales de líquidos debido a la pandemia COVID-19. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el efecto de la depreciación cambiaria sobre los ingresos en US\$, además de un menor costo del gas natural (en término de volumen y precio), y en menor medida, el mayor volumen de gas licuado del petróleo (GLP) y etano comercializado en el mercado interno, y el ingreso incremental en el segmento *midstream* de mayores servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta.

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria indirecta del 26,3% ascendió a US\$5 millones (total implícito de US\$19 millones) en el 4T20 y US\$11 millones (total implícito de US\$42 millones) en el 4T19, principalmente debido a la falta de ajuste por variación de costos del sobre la tarifa (pendientes de aplicar en 2020 26% desde febrero y 12% desde agosto), el cual en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en los ingresos en AR\$ regulados de Transener, además del impacto de la devaluación en los ingresos (compensados por menores gastos denominados en AR\$).

En Refinor, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 4T20 fue marginal, mientras que en el 4T19 se alcanzó una ganancia de US\$2 millones (ganancia total implícita de US\$5 millones), principalmente explicado por el impacto de la cuarentena en el sector de refinación, que implicó una caída en la demanda y la erosión en los precios comercializados, parcialmente compensados por menores costos del crudo, principal insumo de la refinería, aunque en 2019 estuvo la medida de la SGE congelando el TCN para los precios comercializados en el mercado local.



3.6 Análisis del ejercicio, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Ejercicio 2020				Ejercicio 2019			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ³	Resultado neto ⁴	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ³	Resultado neto ⁴
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	6	(2)	(4)	61,0%	12	(26)	10
Los Nihuiles	52,0%	4	(10)	(16)	52,0%	11	(32)	14
CPB ¹	100,0%	-	-	-	100,0%	27	57	20
<i>Greenwind</i>		24	90	5		22	106	(1)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(12)	(45)	(3)		(11)	(53)	0
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	12	45	3	50,0%	11	53	(0)
<i>CTBSA</i>		165	202	129		80	287	40
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(83)	(101)	(65)		(40)	(144)	(20)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	83	101	65	50,0%	40	144	20
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		358	465	100		332	388	175
Subtotal generación		462	598	147		434	583	239
Segmento de petróleo y gas								
<i>OldelVal</i>		55	(10)	26		47	(9)	29
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(54)	9	(25)		(46)	9	(28)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	1	(0)	1	2,1%	1	(0)	1
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		89	744	(59)		172	889	67
Subtotal petróleo y gas		90	744	(58)		173	888	68
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	19	-	6	100,0%	6	-	11
Subtotal petroquímica		19	-	6		6	-	11
Segmento de holding y otros								
<i>Transener</i>		102	(9)	49		151	23	67
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(75)	6	(36)		(111)	(17)	(49)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	27	(2)	13	26,3%	40	6	18
<i>TGS</i>		356	406	39		392	341	214
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(257)	(294)	(28)		(285)	(248)	(156)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	27,7%	99	113	11	27,2%	106	93	58
<i>Refinor</i>		(4)	27	(8)		20	14	(2)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		3	(19)	6		(14)	(10)	1
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	(1)	8	(2)	28,5%	6	4	(1)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		3	(48)	15		(7)	(43)	201
Subtotal holding y otros		127	70	37		145	59	276
Eliminaciones		-	(263)	-		-	(299)	-
Total consolidado, operaciones continuas		699	1.148	132		758	1.232	594
A nuestra tenencia accionaria		695	1.416	132		748	1.557	594
Operaciones discontinuadas								
Edenor	55,1%	51	21	(210)	54,4%	159	111	203
Ajustes y eliminaciones ²		(0)	(21)	(289)		(2)	(0)	(105)
Subtotal distribución		51	-	(499)		157	111	98
Total consolidado, operaciones continuas y discontinuadas		750	1.148	(367)		915	1.343	692
A nuestra tenencia accionaria		723	1.416	(367)		832	1.617	692

Nota: 1 Absorbida por Pampa desde el 1 de enero de 2020. **2** Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanias* o recompras de deuda. **3** Montos en términos nominales. La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. **4** Atribuible a los propietarios.



3.7 Análisis del trimestre, por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Cuarto trimestre 2020				Cuarto trimestre 2019			
	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ³	Resultado neto ⁴	% Pampa	EBITDA ajustado	Deuda neta ³	Resultado neto ⁴
Segmento de generación de energía								
Diamante	61,0%	1	(2)	(6)	61,0%	3	(26)	6
Los Nihuiles	52,0%	(0)	(10)	(11)	52,0%	3	(32)	11
CPB ¹	100,0%	-	-	-	100,0%	7	57	(8)
<i>Greenwind</i>		6	90	1		6	106	(2)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(45)	(1)		(3)	(53)	1
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	45	1	50,0%	3	53	(1)
<i>CTBSA</i>		42	202	59		41	287	33
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(21)	(101)	(30)		(21)	(144)	(16)
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	21	101	30	50,0%	21	144	16
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		97	465	7		70	388	(62)
Subtotal generación		121	598	20		107	583	(38)
Segmento de petróleo y gas								
<i>OldelVal</i>		13	(10)	2		13	(9)	7
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(13)	9	(2)		(13)	9	(7)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	2,1%	0	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		18	744	1		20	889	(0)
Subtotal petróleo y gas		19	744	1		20	888	-
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	10	-	5	100,0%	(2)	-	9
Subtotal petroquímica		10	-	5		(2)	-	9
Segmento de holding y otros								
<i>Transener</i>		19	(9)	6		42	23	23
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(14)	6	(4)		(31)	(17)	(17)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	5	(2)	1	26,3%	11	6	6
<i>TGS</i>		90	406	(42)		115	341	82
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(65)	(294)	30		(84)	(248)	(60)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	27,7%	25	113	(12)	27,2%	31	93	22
<i>Refinor</i>		(0)	27	(1)		5	14	6
<i>Ajuste participación no controladora</i>		0	(19)	1		(4)	(10)	(4)
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	(0)	8	(0)	28,5%	2	4	2
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		4	(48)	8		0	(43)	22
Subtotal holding y otros		34	70	(2)		44	59	52
Eliminaciones		-	(263)	-		1	(299)	1
Total consolidado, operaciones continuas		184	1.148	24		171	1.232	24
A nuestra tenencia accionaria		183	1.416	24		168	1.557	24
Operaciones discontinuadas								
Edenor	55,1%	(17)	21	(186)	54,4%	18	111	(14)
Ajustes y eliminaciones ²		1	(21)	(301)		(10)	(0)	(1)
Subtotal distribución		(16)	-	(487)		8	111	(15)
Total consolidado, operaciones continuas y discontinuadas		168	1.148	(463)		179	1.343	9
A nuestra tenencia accionaria		175	1.416	(463)		173	1.617	9

Nota: 1 Absorbida por Pampa desde el 1 de enero de 2020. 2 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompanías* o recompras de deuda. 3 Montos en términos nominales. La deuda neta incluye a las sociedades inversoras. 4 Atribuible a los propietarios.



4. Glosario de términos

Término	Definición
3T20/3T19	Tercer trimestre de 2020/Tercer trimestre de 2019
4T20/4T19	Cuarto trimestre de 2020/Cuarto trimestre de 2019
ADR/ADS	<i>American Depositary Receipt</i>
AR\$	Pesos Argentinos
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
CAEMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CC	Ciclo Combinado
CEO	<i>Chief Executive Officer</i> o Director General
CFO	<i>Chief Financial Officer</i> o Director Financiero
COVID-19	Enfermedad del coronavirus
CPB	Central Piedra Buena
CTBSA	CT Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes
CTGEBa	Central Térmica Genelba
CTIW	Central Térmica Ingeniero White
CTLL	Central Térmica Loma De La Lata
CTP	Central Térmica Piquirenda
CTPP	Central Térmica Parque Pilar
DNU	Decreto de Necesidad y Urgencia
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
Est.	Estimado
Gobierno Nacional/Estado	Gobierno Federal de la República Argentina
Greenwind	Greenwind S.A.
El Grupo	Pampa Energía S.A., subsidiarias y afiliadas
GUDI	Grandes Usuarios Distribuidoras
GWh	Gigawatt-hora
HIDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuales 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.)
Kbbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo
Ley 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 <i>British Thermal Unit</i>
MDP	Ministerio de Desarrollo Productivo (ex SGE)
MW/MWh	Megawatt/Megawatt-hora
N.a.	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
O ldelVal	Oleoductos del Valle S.A.
ONs	Obligaciones Negociables
ON 2023	ONs Serie T emitidas en 2016 por US\$500 millones, con vencimiento en 2023 y tasa de interés del 7,375%
ON 2027	ONs Serie I emitidas en 2017 por US\$750 millones, con vencimiento en 2027 y tasa de interés del 7,5%
ON 2029	ONs Serie III emitidas en 2019 por US\$300 millones, con vencimiento en 2029 y tasa de interés del 9,125%
P ampa/Sociedad/Compañía	Pampa Energía S.A.
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
Plan Gas.Ar	Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU N° 892/20 y normas complementarias)
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad
PPE	Propiedades, Planta y Equipo
R ECPAM	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 E	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
SGE	Ex Secretaría de Gobierno de Energía (ex Ministerio de Energía)
T CN	Tipo de cambio nominal
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
Ton	Tonelada métrica
ToP	<i>Take or Pay</i>
Transba	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires Transba S.A.
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
U S\$	Dólares Estadounidenses
V N	Valor Nominal
VPP	Valor Patrimonial Proporcional
VRDs	Valores Representativos de Deuda