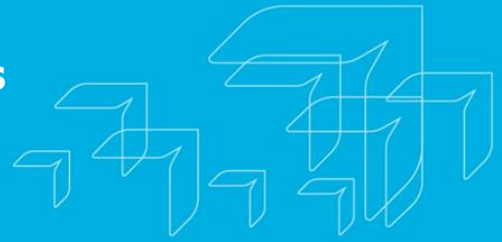


Resultados de los períodos de seis meses y trimestre finalizados el 30 de junio de 2020



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 a los períodos de seis meses y trimestre finalizados el 30 de junio de 2020.

Información accionaria

Buenos Aires, 11 de agosto de 2020



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 agosto de 2020:

1.541,8 millones acciones ordinarias/
61,7 millones de ADSs

Capitalización bursátil:

AR\$89 mil millones/US\$693 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

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), OldelVal (petróleo y gas), Transener, TGS y Refinor (holding y otros) continúan registrando sus operaciones en moneda local y por ende, las cifras del 2020 están ajustadas por inflación al 30 de junio de 2020 (6M20: 6,4% y 2T20: 2,6%), y expresadas en US\$ al TCN de cierre de 70,46. Asimismo, las cifras del 2019 están ajustadas por inflación al 30 de junio de 2019 (6M19: 10,1% y 2T19: 4,5%), y expresadas en US\$ al TCN de cierre de 42,46¹.

Principales resultados del 6M20

Ventas netas consolidadas por US\$1.059 millones², un 30% inferior a los US\$1.516 millones registrados en el 6M19, debido a la desactualización de los cuadros tarifarios en los segmentos regulados, el fin del abastecimiento de combustible para la generación eléctrica vendida a CAMMESA desde enero de 2020 y menores precios y volúmenes de venta de gas y petróleo, parcialmente compensados por la entrada de nuevas unidades de generación eléctrica bajo contratos.

- ⇒ **Generación de 8.070 GWh de energía desde 15 centrales³**
- ⇒ **Distribución eléctrica de 9.994 GWh a 3,1 millones de usuarios**
- ⇒ **Producción de 44,9 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 139 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado⁴ consolidado de US\$341 millones, un 30% inferior a los US\$484 millones del 6M19, debido a disminuciones del 69% en distribución de energía, 65% en petróleo y gas, 60% en petroquímica y 23% en holding y otros, parcialmente compensadas por un aumento del 6% en generación de energía y menores eliminaciones intersegmento por US\$1 millón.

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

² No incluye ventas a nuestra tenencia de las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS por US\$208 millones y US\$94 millones para los períodos de 6M20 y 2T20, respectivamente, que bajo NIIF no se consolidan en Pampa, siendo los VPPs expuestos en el ítem "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

³ Considera 100% de CTEB y PEMC, activos operados por Pampa pero de los que es co-controlante, con el 50% de participación accionaria.

⁴ 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.



Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$18 millones, 97% menos que la ganancia de US\$567 millones en el 6M19, principalmente debido a la ganancia *non-cash* extraordinaria registrada por la resolución de los pasivos regulatorios en Edenor en el 6M19, sumada la reducción en los márgenes operativos en petróleo y gas y negocios regulados, el menor RECPAM generado por la menor posición monetaria pasiva neta alocada al segmento de distribución de energía, el cargo por impuestos a las ganancias y la desvalorización de activos devengados en el 6M20.

Principales resultados del 2T20⁵

Ventas netas consolidadas por US\$450 millones, un 43% inferior a los US\$788 millones registrados en el 2T19, principalmente explicado por la desactualización de los cuadros tarifarios en los segmentos regulados, el fin del abastecimiento de combustible para la generación eléctrica vendida a CAMMESA desde enero de 2020 y menores precios y volúmenes de venta de gas y petróleo, parcialmente compensado por la entrada de nuevas unidades de generación eléctrica bajo contratos.

- ⇒ **Generación de 3.461 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución eléctrica de 4.791 GWh** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 43,7 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 52 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado de US\$120 millones, un 56% inferior a los US\$271 millones del 2T19, debido a disminuciones del 5% en generación de energía, US\$86 millones en distribución de energía, 88% en petróleo y gas, y 35% en holding y otros, parcialmente compensadas por un aumento del 33% en petroquímica y menores eliminaciones intersegmento por US\$1 millón.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$4 millones, 99% menos que la ganancia de US\$400 millones en el 2T19, principalmente debido a la ganancia *non-cash* extraordinaria de Edenor en el 2T19, sumada al menor margen operativo en petróleo y gas y negocios regulados, menor RECPAM generado por la menor posición monetaria pasiva neta alocada al segmento de distribución de energía y un cargo de impuestos a las ganancias.

Información sobre la videoconferencia

El miércoles 12 de agosto de 2020 a las 10.00 a.m. de Nueva York/11.00 a.m. de Buenos Aires se llevará a cabo una videoconferencia para analizar los resultados del 2T20.

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/Pampa2Q20VideoCall. 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

⁵ La información financiera presentada en este documento para los trimestres 2T20 y 2T19 están basados en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina, correspondiente a los períodos de seis meses de 2020 y 2019, y a los trimestres finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019, respectivamente.



Índice

Bases de presentación.....	1
Principales resultados del 6M20	1
Principales resultados del 2T20	2
Información sobre la videoconferencia.....	2
Índice	3
1. Hechos relevantes.....	4
1.1 Segmento de generación.....	4
1.2 Segmento de petróleo y gas	4
1.3 Segmento regulado	5
1.4 Nuevo acuerdo para <i>midstream</i> de TGS	5
1.5 Diferimiento del pago de intereses	5
2. Indicadores financieros relevantes	7
2.1 Estado de situación patrimonial consolidado	7
2.2 Estado de resultados consolidado	8
2.3 Estado de caja y deuda financiera	9
2.4 Recompra de instrumentos financieros propios	11
3. Análisis de los resultados del 2T20	13
3.1 Análisis del segmento de generación de energía.....	14
3.2 Análisis del segmento de distribución de energía.....	18
3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas.....	20
3.4 Análisis del segmento de petroquímica.....	23
3.5 Análisis del segmento de holding y otros.....	24
3.6 Análisis del semestre por subsidiaria y segmento	26
3.7 Análisis del trimestre por subsidiaria y segmento	27
4. Glosario de términos	28



1. Hechos relevantes

1.1 Segmento de generación

Habilitación del cierre a CC en Genelba Plus

A partir de las 0 horas del 2 de julio de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la segunda turbina de vapor (GEBATV02) de CTGEBa por una potencia bruta de 199 MW. Dicha habilitación marcó el comienzo de operaciones del segundo CC en CTGEBa, proyecto en el cual Pampa finalmente desembolsó aproximadamente US\$320 millones para sumar 400 MW, un 9% menos que el monto presupuestado, y empleó en promedio 1.500 personas durante los 30,5 meses de obra. Con la culminación del proyecto de expansión, la potencia instalada total de CTGEBa asciende a 1.243 MW, siendo la central térmica de mayor potencia instalada en el país, con una elevada eficiencia promedio del 55% y capacidad para abastecer electricidad a 2,5 millones de hogares en la región metropolitana de Buenos Aires.

Adicionalmente, cabe mencionar que debido al impacto del COVID-19 y del aislamiento social, preventivo y obligatorio a nivel nacional, el 10 de junio de 2020 la SE instruyó a CAMMESA mediante la Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de fechas programadas de ciertos PPAs suscriptos con CAMMESA, entre ellos la Res. SEE N° 287/17, tanto respecto de la ejecución de garantías como de la imposición de las multas, con vigencia para el período de 12 de marzo - 12 de septiembre de 2020.

De esta forma, a pesar de las circunstancias mencionadas, Pampa logró cumplir con los compromisos asumidos con CAMMESA en virtud del PPA celebrado bajo la convocatoria de la Res. SEE N° 287/17.

En línea con la estrategia de desarrollo de los negocios centrales de la Compañía, este hito se suma a los esfuerzos realizados por Pampa en los últimos 12 años para aumentar la infraestructura de generación, los cuales demandaron más de US\$1.500 millones de inversiones, convirtiéndonos en el mayor generador privado del país, y alcanzando un total de 4.944 MW de potencia instalada operada, la cual representa el 12% del sistema nacional.

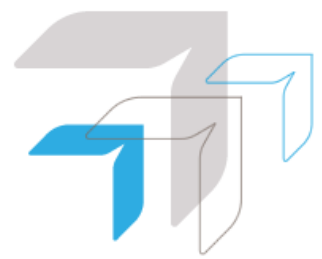
Siniestro en PEPE II y III

En virtud de algunos defectos en las palas de ciertos aerogeneradores instalados en PEPE II y III, que derivaron en sus salidas de servicio, Vestas llevó a cabo las obras de reparación y reemplazo en forma progresiva, por lo que PEPE II recuperó el 100% de la capacidad de generación desde fines de julio de 2020, y en el caso de PEPE III se estima para fines de agosto de 2020. Cabe mencionar que, a pesar de la generación reducida debido al siniestro, el impacto económico fue inmaterial dado que el mismo fue cubierto con las garantías de Vestas y del seguro.

1.2 Segmento de petróleo y gas

Gas natural para la generación eléctrica

El 27 de mayo, 23 de junio y el 23 de julio de 2020 CAMMESA licitó gas para consumo de las usinas térmicas en los meses de junio, julio y agosto de 2020, respectivamente, en condición parcialmente firme de 30% DoP, siendo el precio promedio en boca de pozo de las ofertas de US\$2,67/MBTU, US\$2,63/MBTU y US\$2,63/MBTU, respectivamente, para la Cuenca Neuquina. Pampa participó en dichas subastas.



“Barril Criollo”

Mediante el Decreto N° 488/20, se estableció el precio de referencia para la comercialización en el mercado local del petróleo crudo tipo Medanita en US\$45/bbl (ajustado por calidad para los otros tipos de crudo y por puerto de carga), con vigencia desde el 19 de mayo hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicha medida se revisará trimestralmente y quedará sin efecto si el precio de referencia del Brent⁶ es superior a US\$45/bbl durante 10 días consecutivos.

Asimismo, durante la vigencia del decreto, entre otras medidas se establece que los productores deberán sostener los niveles de actividad y/o producción registrados en 2019, mantener la planta de trabajadores registrados a fin del 2019, se limita el acceso al mercado cambiario, se actualizan los valores de las multas por incumplimiento de obligaciones, y se postergan incrementos impositivos de ciertos productos refinados.

Por otro lado, la importación de petróleo estará restringida siempre y cuando exista abastecimiento en el mercado local, y la exportación (tanto de hidrocarburos como de ciertos productos derivados de hidrocarburos) estará exenta de derechos de exportación mientras que el precio internacional (Brent publicado al cierre de cada mes por la SE bajo dicho decreto) sea igual o inferior a US\$45/bbl. La alícuota escalará progresivamente a medida que se incremente el precio de referencia internacional hasta 8%, tope a reconocer cuando este precio sea igual o superior a US\$60/bbl. Cabe destacar que solo el 14% de las ventas del segmento de petróleo y gas de Pampa correspondieron a petróleo en 2T20, y desde la entrada en vigencia de este decreto, la alícuota para exportaciones se mantuvo en 0%.

1.3 Segmento regulado

El 19 de junio de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el DNU N° 543/20, el cual prorroga por un adicional de 180 días el plazo máximo establecido en el artículo 5 de la Ley de Solidaridad N° 27.541 para mantener sin cambios los cuadros tarifarios de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal e iniciar una revisión extraordinaria de las RTI. El plazo vencía originalmente el 23 de junio de 2020.

Asimismo, en relación al DNU N° 311/20 instrumentado por la Res. MDP N° 173/20, el cual establecía que las empresas prestadoras de distribución eléctrica (entre ellas, Edenor), gas, agua y cloacas, telefonía, internet y cable no podrán suspender o cortar los servicios a ciertos usuarios vulnerables en caso de mora o falta de pago de hasta 3 facturas consecutivas o alternas, fue extendido a 6 facturas con vencimiento desde el 1 de marzo de 2020.

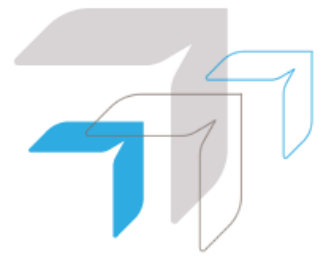
1.4 Nuevo acuerdo para *midstream* de TGS

En julio de 2020, TGS celebró un acuerdo con Shell Argentina S.A. para la instalación y operación de una planta de tratamiento de gas natural con capacidad de hasta 1 millón de m³ por día en Bajada de Añelo, área operada por Shell Argentina y desarrollada junto con YPF. Asimismo, la transmisión de datos operativos del gas ingresado al gasoducto de Vaca Muerta de TGS se realizará mediante Telcosur, subsidiaria de servicios de telecomunicaciones de TGS.

1.5 Diferimiento del pago de intereses

El 21 y 24 de julio de 2020 se informó a los tenedores de las ONs 2023 y ONs 2027, que la Sociedad efectuaría el pago del octavo y séptimo período de intereses por US\$18,4 millones y US\$28,1 millones dentro del período de gracia de 30 días, respectivamente, previsto en los términos y condiciones de los Contratos de Fideicomiso que regulan dichas ONs. Consecuentemente, el 10 de agosto de 2020 se realizaron los

⁶ Promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por PLATTS Crude Marketwire para futuros.



respectivos servicios de deuda y, por ende, no implicó un evento de incumplimiento bajo los términos y condiciones de las ONs 2023 y 2027.

El diferimiento obedeció a las recientes modificaciones en el régimen cambiario vigente, las cuales implicaron la extensión del plazo de limitación para acceso al MULC tanto de 30 a 90 días previos como posteriores a cualquier operación de transferencia de títulos a entidades depositarias en el exterior.



2. Indicadores financieros relevantes

2.1 Estado de situación patrimonial consolidado

Montos en millones	Al 30.06.2020		Al 31.12.2019	
	AR\$	US\$ TC 70.46	AR\$	US\$ TC 59.89
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	239.109	3.394	210.056	3.507
Activos intangibles	9.812	139	9.068	151
Derechos de uso	998	14	930	16
Activos por impuesto diferido	6.095	87	1.702	28
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	37.340	530	30.638	512
Inversiones a costo amortizado	-	-	1.048	17
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	789	11	671	11
Otros activos	54	1	45	1
Créditos por ventas y otros créditos	5.301	75	4.711	79
Total del activo no corriente	299.498	4.251	258.869	4.322
Inventarios	9.218	131	9.175	153
Inversiones a costo amortizado	3.350	48	3.224	54
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	4.232	60	21.867	365
Instrumentos financieros derivados	-	-	214	4
Créditos por ventas y otros créditos	33.284	472	33.583	561
Efectivo y equivalentes de efectivo	29.151	414	13.496	225
Total del activo corriente	79.235	1.125	81.559	1.362
Total del activo	378.733	5.375	340.428	5.684
PATRIMONIO				
Total del patrimonio	162.126	2.301	144.262	2.409
PASIVO				
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	222	3	265	4
Provisiones	10.038	142	8.703	145
Pasivo por impuesto a las ganancias	6.035	86	590	10
Ingresos diferidos	1.200	17	270	5
Cargas fiscales	128	2	263	4
Pasivos por impuesto diferido	24.482	347	22.068	368
Planes de beneficios definidos	2.133	30	1.606	27
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	309	4	241	4
Préstamos	107.469	1.525	105.629	1.764
Deudas comerciales y otras deudas	7.202	102	5.419	90
Total del pasivo no corriente	159.218	2.260	145.054	2.422
Provisiones	1.437	20	1.206	20
Ingresos diferidos	32	0	5	0
Pasivo por impuesto a las ganancias	1.833	26	3.154	53
Cargas fiscales	3.798	54	4.316	72
Planes de beneficios definidos	238	3	230	4
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	3.208	46	3.834	64
Instrumentos financieros derivados	47	1	204	3
Préstamos	15.302	217	10.974	183
Deudas comerciales y otras deudas	31.494	447	27.189	454
Total del pasivo corriente	57.389	814	51.112	853
Total del pasivo	216.607	3.074	196.166	3.275
Total del pasivo y del patrimonio	378.733	5.375	340.428	5.684



2.2 Estado de resultados consolidado

Montos en millones	Primer semestre				Segundo trimestre			
	2020		2019		2020		2019	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	71.788	1.059	63.932	1.516	33.251	450	34.505	788
Costo de ventas	(53.952)	(795)	(45.131)	(1.070)	(26.396)	(359)	(23.862)	(547)
Resultado bruto	17.836	264	18.801	446	6.855	91	10.643	241
Gastos de comercialización	(5.494)	(79)	(3.644)	(86)	(3.166)	(43)	(1.831)	(43)
Gastos de administración	(5.239)	(79)	(3.704)	(88)	(2.815)	(40)	(1.841)	(43)
Gastos de exploración	(9)	-	(71)	(2)	(5)	-	(30)	(1)
Otros ingresos operativos	889	13	896	21	407	6	446	8
Otros egresos operativos	(2.082)	(31)	(1.957)	(47)	(1.260)	(17)	(940)	(22)
Resultado por part. en negocios conjuntos y asociadas	3.157	46	2.928	69	1.088	14	2.093	49
Desvalorización de PPE e inventarios	(4.316)	(67)	-	-	-	-	-	-
Acuerdo regularización de obligaciones	-	-	13.066	308	-	-	13.066	308
Resultado operativo	4.742	67	26.315	621	1.104	11	21.606	497
RECPAM	3.259	46	5.825	137	1.583	20	2.517	61
Ingresos financieros	1.875	28	2.399	64	868	12	1.101	31
Gastos financieros	(8.291)	(124)	(7.151)	(170)	(4.430)	(62)	(3.540)	(82)
Otros resultados financieros	433	9	538	6	1.547	24	1.033	12
Resultados financieros, neto	(2.724)	(41)	1.611	37	(432)	(6)	1.111	22
Resultado antes de impuestos	2.018	26	27.926	658	672	5	22.717	519
Impuesto a las ganancias	(1.957)	(21)	1.159	36	(1.554)	(16)	(268)	6
Resultado del período	61	5	29.085	694	(882)	(11)	22.449	525
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>995</i>	<i>18</i>	<i>23.704</i>	<i>567</i>	<i>220</i>	<i>4</i>	<i>17.173</i>	<i>400</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>(934)</i>	<i>(13)</i>	<i>5.381</i>	<i>127</i>	<i>(1.102)</i>	<i>(15)</i>	<i>5.276</i>	<i>125</i>
Resultado por acción atribuible a los accionistas	0,62	0,01	12,79	0,31	0,14	0,00	9,40	0,22
Resultado por ADR atribuible a los accionistas	15,54	0,28	319,69	7,65	3,50	0,06	234,88	5,47



2.3 Estado de caja y deuda financiera

Al 30 de junio 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	146	132	505	505	359	373
Distribución de energía	81	44	150	83	70	38
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	2	2	-	-	(2)	(2)
Petróleo y gas	245	245	1.086	1.086	842	842
Total bajo NIIF	474	424	1.742	1.674	1.268	1.250
Afiliadas a nuestra part. ²	161	161	416	416	255	255
Total con afiliadas	635	585	2.158	2.090	1.523	1.505
Total Grupo Restringido³	393	379	1.591	1.591	1.198	1.212

Nota: 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, OldeIVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS no se consolidan en Pampa. **3** Montos consolidados sin incluir Edenor y afiliadas a nuestra tenencia, de acuerdo a la definición en los prospectos de deuda de Pampa Energía.

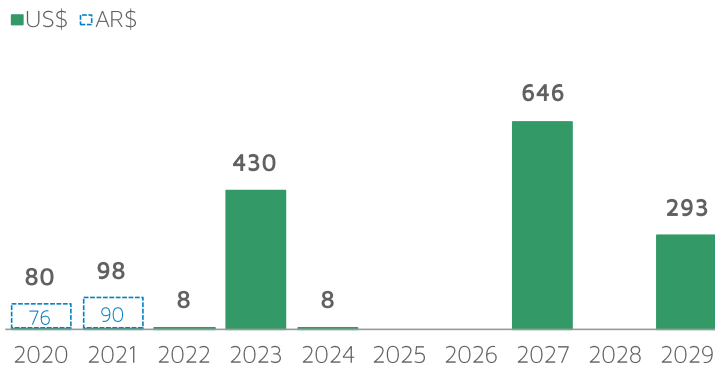
Operaciones de deuda

Al 30 de junio de 2020, el endeudamiento financiero a nivel consolidado bajo NIIF ascendió a US\$1.742 millones. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,9%, moneda en la que está denominada el 90% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa promedio en AR\$ ascendió a 33,5%. La vida de la deuda financiera consolidada promedió en 5,0 años, aproximadamente.

Con respecto a las subsidiarias, en el 2T20 Edenor pagó la tercera amortización del préstamo con el ICBC por US\$12,5 millones y Greenwind pagó la primera amortización de la facilidad de crédito suscripta con la Corporación Interamericana de Inversiones (IIC) por US\$1,7 millones.

A nivel del Grupo Restringido, el endeudamiento financiero alcanzó los US\$1.591 millones, siendo el promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ del 7,7%, moneda en la que está denominada el 89% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija, e interés promedio del 33,5% para la deuda en AR\$. La vida de la deuda financiera del Grupo Restringido promedió en 5,3 años, aproximadamente.

A continuación, se expone el perfil de vencimientos de capital del Grupo Restringido, neto de recompras, en US\$ millones a fin del 2T20:



Nota: No incluye intereses, considera Pampa individual y subsidiarias del Grupo Restringido al 100%. No incluye Edenor y afiliadas TGS, OldelVal, Transener, Greenwind, CTBSA y Refinor.

Durante el 2T20, la Compañía tomó deudas bancarias en AR\$ por AR\$3.000 millones a 90 días y AR\$1.500 millones a un año, emitió ONs Clase IV por VN de AR\$1.238 millones a 90 días y ONs Clase V por VN de AR\$565 millones a 180 días, precanceló deudas bancarias en AR\$ por un total de AR\$2.938 millones y se pagó al vencimiento deuda bancaria en US\$ por US\$22,9 millones.

Posteriormente al cierre del 2T20, Pampa emitió ONs Clase VI por VN de AR\$6.355 millones a 13 meses y tasa Badlar Privada más margen del 2,5% y tomó deudas bancarias en AR\$ por AR\$3.700 millones a corto plazo. Asimismo, Pampa pagó al vencimiento préstamos bancarios en AR\$ por AR\$3.000 millones y liquidó ONs Clase IV por VN de AR\$1.238 millones, integrado en especie con ONs clase VI.

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	91	9,75%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300	113	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	397	7,375%
Pampa	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	644	7,5%
	ON Serie III a descuento y tasa fija	2029	300	293	9,125%
En AR\$					
	ON Clase E ²	2020	575	575	Badlar Privada
Pampa	ON Clase V ³	2020	565	565	Badlar Privada +5%
	ON Clase VI ⁴	2021	6.355	6.355	Badlar Privada +2,5%

Nota: **1** Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. **2** Emitido por CTLL, subsidiaria fusionada con Pampa Energía. **3** Emitido el 30 de abril de 2020. **4** Emitido el 29 de julio de 2020.



Calificación crediticia

El 26 de junio de 2020, en línea con el cambio de perspectivas de riesgo crediticio del soberano, FitchRatings modificó la calificación de las ONs de Pampa en escala global de "CCC+" a "CCC". Asimismo, en escala local mantuvo la calificación de "AA-" para el largo plazo y asignó la calificación de "A1+" para el corto plazo.

Por otro lado, como consecuencia de la incertidumbre regulatoria debido a la extensión del período de mantenimiento sin cambios de tarifas hasta fines del 2020 a principios de julio de 2020, Standard & Poor's modificó las calificaciones asignadas a las ONs emitidas por Edenor en escala global de "CCC+" a "CCC" y en escala local de "raBB-" a "raB".

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)
Edenor	S&P	CCC	raB
	Moody's	Caa3	Caa1.ar
TGS	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
Transener	S&P	CCC+	raBB

2.4 Recompra de instrumentos financieros propios

Pampa

El 25 de junio de 2020, el Directorio de Pampa aprobó modificar tanto el monto máximo como el precio máximo del séptimo programa de recompra de acciones aprobado el 13 de abril de 2020. Asimismo, el 1 de julio de 2020 se dio por finalizado el sexto programa, dando inicio al séptimo programa. Finalmente, el 11 de agosto de 2020 el Directorio de Pampa aprobó modificar el precio máximo del séptimo programa.

	Plan de recompra VI	Plan de recompra VII
Monto máximo a recomprar	US\$27,02 millones	AR\$3.600 millones
Precios máximos	US\$0,52/acción ordinaria o US\$13/ADR	AR\$67,34/acción ordinaria o US\$13/ADR
Plazo	120 días desde el 11 de marzo de 2020	120 días desde el 1 de julio de 2020
Estado	Finalizado	En curso

Durante el 2T20, Pampa adquirió 1.569.489 ADRs a un precio promedio de US\$9,94/ADR. Posteriormente al cierre del trimestre, la Compañía adquirió, directa e indirectamente, 598.419 ADRs y 309.534 acciones ordinarias, a un precio promedio de US\$10,93/ADR y AR\$46,95/acción, respectivamente⁷.

⁷ Considera las operaciones concertadas.



Al 10 de agosto de 2020, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.541,8 millones de acciones ordinarias (equivalente a 61,7 millones de ADRs).

Durante el 2T20, Pampa también adquirió: **(i)** US\$23,1 millones de VN de ONs 2023 a un precio promedio *clean* de US\$67,5/US\$100 de VN; **(ii)** US\$21,3 millones de VN de ONs 2027 a un precio promedio *clean* de US\$61,3/US\$100 de VN; y **(iii)** US\$0,2 millones de VN de ONs 2029 a un precio promedio *clean* de US\$59,0/US\$100 de VN. Asimismo, después del cierre del trimestre Pampa adquirió: **(i)** US\$25,6 millones de VN de ONs 2023 a un precio promedio *clean* de US\$85,3/US\$100 de VN; y **(ii)** US\$1,6 millones de VN de ONs 2027 a un precio promedio *clean* de US\$82,0/US\$100 de VN⁸.

A la fecha, las ONs 2023, 2027 y 2029 en circulación, netas de tenencias en cartera, ascienden a US\$396,6 millones, US\$644,3 millones y US\$292,5 millones, respectivamente.

Edenor

Durante el 2T20, Edenor recompró un total de US\$1,6 millones de VN de sus ONs 2022 a un precio promedio *clean* de US\$58,6/US\$100 de VN. Posteriormente, Edenor recompró US\$22,1 millones de VN a un precio promedio *clean* de US\$84,4/US\$100 de VN.

TGS

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

Plan de recompra VI	
Monto máximo a recomprar	AR\$2.500 millones
Precios máximos	AR\$140/acción ord. o US\$8,5/ADR
Plazo	180 días desde el 10 de marzo de 2020
Estado	En curso

Durante el 2T20, TGS adquirió 1.006.668 ADRs a un precio promedio de US\$4,36/ADR⁹.

Al 10 de agosto de 2020, el capital social en circulación de TGS asciende a 760,6 millones de acciones ordinarias (equivalentes a 152,1 millones de ADRs).

⁸ Considera las operaciones concertadas.

⁹ Considera las operaciones concertadas.



3. Análisis de los resultados del 2T20

Ventas netas consolidadas por US\$450 millones, un 43% inferior a los US\$788 millones registrados en el 2T19, principalmente explicado por la desactualización de los cuadros tarifarios en los segmentos regulados, el fin del abastecimiento de combustible para la generación eléctrica vendida a CAMMESA desde enero de 2020 y menores precios y volúmenes de venta de gas y petróleo, parcialmente compensado por la entrada de nuevas unidades de generación eléctrica bajo contratos.

- ⇒ **Generación de 3.461 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución eléctrica de 4.791 GWh** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 43,7 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 52 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado de US\$120 millones, un 56% inferior a los US\$271 millones del 2T19, debido a disminuciones del 5% en generación de energía, US\$86 millones en distribución de energía, 88% en petróleo y gas, y 35% en holding y otros, parcialmente compensadas por un aumento del 33% en petroquímica y menores eliminaciones intersegmento por US\$1 millón.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$4 millones, 99% menos que la ganancia de US\$400 millones en el 2T19, principalmente debido a la ganancia non-cash extraordinaria de Edenor en el 2T19, sumada al menor margen operativo en petróleo y gas y negocios regulados, menor RECPAM generado por la menor posición monetaria pasiva neta asignada al segmento de distribución de energía y un cargo de impuestos a las ganancias.

Reconciliación del EBITDA ajustado consolidado, en US\$ millones	Primer semestre		Segundo trimestre	
	2020	2019	2020	2019
Resultado operativo consolidado	67	621	11	497
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	141	130	71	71
EBITDA	208	751	82	568
Ajustes del segmento de generación	82	5	13	4
Eliminación de resultado por VPP	(20)	-	(10)	1
Eliminación de resultado por desvalorización de PPE	56	-	-	-
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	6	5	3	3
EBITDA de CTBSA ajustado por tenencia	40	-	20	-
Ajustes del segmento de distribución	1	(291)	0	(300)
Eliminación efecto regularización de obligaciones	-	(308)	-	(308)
Ajuste retroactivo a sanciones extraordinarias de la RTI	-	13	-	5
Cargos por mora	1	4	0	3
Ajustes del segmento de petróleo y gas	5	(24)	6	(23)
Eliminación de resultado por VPP	4	(24)	6	(23)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	1	0	0	0
Ajustes del segmento de petroquímica	11	-	-	-
Eliminación de resultado por desvalorización de inventarios	11	-	-	-
Ajustes del segmento de holding y otros	34	42	19	22
Eliminación de resultados por VPP	(30)	(45)	(10)	(27)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	48	63	22	36
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	15	23	7	12
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	1	1	(1)	1
EBITDA ajustado consolidado	341	484	120	271
EBITDA ajustado a nuestra tenencia	324	431	126	234



3.1 Análisis del segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	249	409	-39%	115	202	-43%
Costo de ventas	(110)	(236)	-53%	(55)	(115)	-52%
Resultado bruto	139	173	-20%	60	87	-31%
Gastos de comercialización	(2)	(1)	+100%	(1)	-	NA
Gastos de administración	(18)	(15)	+20%	(9)	(8)	+13%
Otros ingresos operativos	2	5	-60%	1	3	-67%
Otros egresos operativos	(3)	(4)	-25%	(1)	(2)	-50%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	20	-	NA	10	(1)	NA
Desvalorización de PPE	(56)	-	NA	-	-	NA
Resultado operativo	82	158	-48%	60	79	-24%
Ingresos financieros	14	35	-60%	6	18	-67%
Gastos financieros	(28)	(46)	-39%	(13)	(22)	-41%
Otros resultados financieros	8	(5)	NA	9	(3)	NA
Resultado antes de impuestos	76	142	-46%	62	72	-14%
Impuesto a las ganancias	(18)	(27)	-33%	(17)	1	NA
Resultado del período	58	115	-50%	45	73	-38%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>60</i>	<i>111</i>	<i>-46%</i>	<i>44</i>	<i>70</i>	<i>-37%</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>(2)</i>	<i>4</i>	<i>NA</i>	<i>1</i>	<i>3</i>	<i>-67%</i>
EBITDA ajustado	209	197	+6%	95	100	-5%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	206	193	+7%	94	98	-4%
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	39	143	-73%	17	78	-78%
Depreciaciones y amortizaciones	45	34	+32%	22	17	+29%

En el 2T20, el menor devengamiento de ventas por US\$87 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 unidades con contratos bajo Energía Plus. En consecuencia, los ingresos por reconocimiento de combustible en el Costo Variable de Producción (CVP) disminuyeron en US\$65 millones con respecto al 2T19, 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, las menores ventas también se explican por los cambios en el esquema remunerativo de la energía base o *spot* (Res. SE N° 31), en efecto desde febrero de 2020. Si bien la energía *spot* compone el 65% de los 4.745 MW operados por Pampa¹⁰, en el 2T20 representó el 38% de las ventas del segmento. Esta Res. dispuso la denominación de la remuneración *spot* en AR\$ y reducciones en términos reales a los precios por potencia: excluyendo la aplicación del coeficiente por despacho y dependiendo si la unidad es requerida cuando hay alta demanda térmica (HMRT), en el 2T20 la remuneración estacional por capacidad térmica disminuyó entre el 10% y 17% interanual en US\$, mientras que para las hidroeléctricas la reducción fue del 42% interanual. Asimismo, ante la suspensión de los ajustes mensuales por IPC e IPIM estipulados en dicha Res., las reducciones sobre los precios de potencia se exacerbaban debido a la depreciación del AR\$ en un 13%¹¹, y también sobre el precio variable por operación y mantenimiento. Además, la Res. SE N° 31/20 disminuyó el coeficiente por factor de uso a las unidades térmicas con menor

¹⁰ Bajo NIIF CTEB (567 MW) y PEMC (100 MW) son afiliadas cuyos resultados no se consolidan en los EEEF, pero están operados por Pampa y sus EBITDAs se incorporan a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado de Pampa.

¹¹ Corresponde al promedio del 2T20 respecto del TCN inicial.



despacho, pudiendo descontar al pago de potencia disponible hasta un 40% (antes hasta 30%), afectando principalmente a CPB y CTG. Además de la suspensión del ajuste inflacionario sobre los precios *spot*, el COVID-19 impactó negativamente sobre nuestro segmento de Energía Plus, el cual experimentó un menor volumen y precio de venta producto de la menor actividad económica por el aislamiento obligatorio.

Estos efectos negativos fueron parcialmente compensados por las adiciones de PEPE II y III comercializadas en el MAT ER (106 MW de capacidad bruta), sumada la habilitación y repotenciación de las turbinas de gas en CTGEBBA (201 MW), vendidos como energía base hasta la habilitación del CC, remunerado bajo PPA desde el 2 de julio de 2020¹².

En términos operativos, en el 2T20 la generación de energía operada por Pampa disminuyó en un 7% con respecto al 2T19, principalmente por la menor demanda eléctrica a nivel país producto del aislamiento obligatorio por COVID-19. Sin embargo, a nivel nacional la generación térmica bajo ciclo combinado estuvo plenamente despachada y se evidenció un incremento de la generación renovable. Consecuentemente, en las unidades operadas por Pampa, hubo menor despacho en los ciclos abiertos de CTLL (-189 GWh), TVs en CPB (-183 GWh), CTG y CTP en el noroeste argentino (-145 GWh), y los motogeneradores de CTIW y CTPP (-88 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayor despacho en CTGEBBA (+182 GWh) gracias al ciclo combinado y el aumento de potencia en el ciclo abierto de Genelba Plus desde junio de 2019, mayor despacho en el ciclo combinado de CTLL (+82 GWh), mayor generación hidráulica especialmente en HINISA porque a solicitud de CAMMESA en el 2T19 se acumuló reserva de agua para el invierno (+42 GWh), mayor generación eólica por los PEPEs 2 y 3 (+23 GWh) y la nueva adición en nuestras operaciones de CTEB (+14 GWh).

A pesar de la caída en la demanda eléctrica nacional, todas las unidades de generación operadas por Pampa alcanzaron el 98,6% de disponibilidad promedio en el 2T20, 334 puntos básicos superior al 95,3% registrado en el 2T19. En particular, las unidades térmicas registraron una disponibilidad del 98,4%, 464 puntos básicos por encima del porcentaje registrado en 2T19, principalmente explicado por las salidas forzadas en CPB durante el mes de abril de 2019, e indisponibilidad por estrategia comercial en la unidad Plus de CTG en 2T19.

Los costos operativos netos del 2T20, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, disminuyeron en un 59% con respecto al 2T19, principalmente debido a que en el 2T19 la compra de gas para la gestión propia del combustible acaparó el 65% de los costos operativos del segmento y el 70% del volumen de gas total consumido para el despacho de nuestras plantas térmicas, mientras que en el 2T20 la gestión del combustible quedó nuevamente centralizada en CAMMESA, por lo cual solo hubo gas propio para unidades con contratos Plus, y representó el 20% de los costos operativos del segmento y el 8% del volumen de gas consumido en nuestras plantas térmicas. Asimismo, los menores costos operativos obedecen al menor volumen y costo de compras de energía para cubrir contratos Plus y menores gastos denominados en AR\$ producto de la devaluación, parcialmente compensados por mayores costos provenientes de la implementación de protocolos y medidas para mitigar el impacto del COVID-19.

Las depreciaciones y amortizaciones del segmento aumentaron en un 22% interanual, producto de las altas comerciales de las nuevas unidades anteriormente mencionadas.

¹² Para más información, ver sección 1.1 de este Informe.



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	CTGEB ³	Eco-Energía	CTEB ⁴		
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	1.144	765	361	30	620	100	100	1.044	14	567	3.601	4.745
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	53	206	364	100	30	-	100	100	172	14	567	1.447	1.653
Participación de mercado	0,7%	1,0%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	2,8%	1,9%	0,9%	0,1%	1,5%	0,2%	0,2%	2,6%	0,03%	1,4%	9,0%	11,8%
Semestre																		
Generación Neta 6M20 (GWh)	209	134	338	200	99	110	1.090	2.475	310	31	488	38	78	3.369	42	147	6.979	8.070
Participación de mercado	0,3%	0,2%	0,5%	0,3%	0,2%	0,2%	1,7%	3,8%	0,5%	0,0%	0,7%	0,1%	0,1%	5,2%	0,1%	0,2%	10,7%	12,4%
Ventas 6M20 (GWh)	209	134	338	200	99	110	1.090	2.475	311	31	488	38	78	3.468	44	147	7.081	8.171
Generación Neta 6M19 (GWh)	214	163	322	180	48	36	962	2.510	435	26	596	91	176	2.789	50	5	6.678	7.640
Variación 6M20 vs. 6M19	-2%	-18%	+5%	+11%	+107%	+210%	+13%	-1%	-29%	+19%	-18%	-58%	-56%	+21%	-16%	na	+5%	+6%
Ventas 6M19 (GWh)	214	163	322	180	48	36	962	2.510	562	26	596	91	176	2.994	54	5	7.015	7.976
Precio Prom. 6M20 (US\$/MWh)	28	50	18	70	69	70	43	33	31	109	30	na	na	21	60	na	43	43
Precio Prom. 6M19 (US\$/MWh)	37	53	28	68	48	64	44	57	41	129	60	na	97	46	32	na	54	53
Margen Bruto Prom. 6M20 (US\$/MWh)	16	33	8	61	56	62	32	30	21	na	17	na	135	12	16	na	34	34
Margen Bruto Prom. 6M19 (US\$/MWh)	20	38	18	58	44	57	32	31	26	na	23	na	72	17	(8)	na	26	27
Segundo Trimestre																		
Generación Neta 2T20 (GWh)	62	47	148	97	50	50	454	1.189	16	5	14	20	30	1.692	23	18	3.007	3.461
Participación de mercado	0,2%	0,2%	0,5%	0,3%	0,2%	0,2%	1,5%	4,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	5,7%	0,1%	0,1%	10,1%	11,6%
Ventas 2T20 (GWh)	62	47	148	97	50	50	454	1.189	16	5	14	20	30	1.740	23	18	3.056	3.510
Generación Neta 2T19 (GWh)	24	44	147	91	48	36	390	1.297	153	13	197	52	87	1.510	24	5	3.337	3.727
Variación 2T20 vs. 2T19	+156%	+7%	+0%	+6%	+5%	+42%	+17%	-8%	-89%	-63%	-93%	-62%	-65%	+12%	-7%	na	-10%	-7%
Ventas 2T19 (GWh)	24	44	147	91	48	36	390	1.297	180	13	197	52	87	1.608	27	5	3.465	3.854
Precio Prom. 2T20 (US\$/MWh)	35	59	17	70	73	68	47	33	na	na	na	na	na	19	51	na	47	47
Precio Prom. 2T19 (US\$/MWh)	138	91	31	67	48	64	58	55	37	128	66	na	92	46	40	na	53	54
Margen Bruto Prom. 2T20 (US\$/MWh)	15	35	6	61	59	60	34	30	122	na	90	na	na	11	1	na	37	36
Margen Bruto Prom. 2T19 (US\$/MWh)	53	53	16	63	44	57	41	30	32	na	23	143	74	17	(1)	na	26	27

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 por 13 MW y habilitación de TG04 por 188 MW desde junio de 2019. **4** Pampa es la operadora y posee una participación del 50% desde el 26 de junio de 2019.



Los resultados financieros del 2T20 alcanzaron una ganancia neta de US\$2 millones, US\$9 millones más que el 2T19, principalmente debido al Acuerdo de Regulación de Acreencias del Mercado Eléctrico Mayorista ejecutado en agosto de 2019, el cual regularizó la deuda con CAMMESA y por ende, cesó el devengamiento de intereses por el mismo. En 2T19 se había registrado una desvalorización de las acreencias con CAMMESA, las cuales fueron posteriormente monetizadas bajo el mencionado Acuerdo. Asimismo, en el 2T20 se registró una mayor ganancia por la tenencia de instrumentos financieros, la recompra de ONs y mayor reconocimiento de intereses comerciales a CAMMESA originados por la mora en la cobranza. Estas variaciones positivas fueron parcialmente compensadas con menores intereses ganados de las acreencias con CAMMESA liquidadas en 2019 y mayores gastos financieros por aumento en la deuda bruta.

El EBITDA ajustado del 2T20 disminuyó en un 5% con respecto al 2T19, reportando una ganancia de US\$95 millones, principalmente explicado por menor remuneración sobre la energía base, menores ventas en Energía Plus y mayores costos de operación y mantenimiento por el creciente número de unidades y protocolos por COVID-19, parcialmente compensado por la contribución de la adquirida CTEB comercializada bajo PPA (567 MW), la entrada en operación de nuevas unidades térmicas y renovables, menores costos por compras de energía y dilución por depreciación de los gastos denominados en AR\$. El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de PEMC (Greenwind) del 50%, con una ganancia de US\$3 millones tanto en el 2T20 como en el 2T19, y de CTEB (CTBSA) del 50%, con una contribución de US\$20 millones en el 2T20.

Finalmente, con respecto a las inversiones en PPE e intangibles, en el 2T20 se redujo en un 78% con respecto al mismo período de 2019, principalmente explicado por la finalización de PEPE 2 y 3 en el 2T19 y el alto grado de avance en el proyecto de cierre a CC en CTGEBBA, el cual fue habilitado comercialmente el 2 de julio de 2020.

Con respecto a nuestros proyectos de expansión, a continuación se expone un resumen del estado de los mismos:

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 @ 30-Jun-20	
Loma de la Lata	15	Res. SE N° 31/20	AR\$	162.000 - 427.500 ⁽²⁾	324	728	20	96%	1T 2021 (est.)
Cierre a CC Genelba Plus	400	PPA por 15 años	US\$	20.500	6	34	350	88%	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	6%	1T2022 (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

Segmento de distribución de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	564	840	-33%	245	451	-46%
Costo de ventas	(480)	(674)	-29%	(225)	(342)	-34%
Resultado bruto	84	166	-49%	20	109	-82%
Gastos de comercialización	(64)	(75)	-15%	(38)	(40)	-5%
Gastos de administración	(27)	(35)	-23%	(14)	(19)	-26%
Otros ingresos operativos	7	6	+17%	3	3	-
Otros egresos operativos	(11)	(25)	-56%	(6)	(16)	-63%
Efecto regularización de obligaciones	-	308	-100%	-	308	-100%
Resultado operativo	(11)	345	NA	(35)	345	NA
RECPAM	46	137	-66%	20	61	-67%
Ingresos financieros	9	10	-10%	4	6	-33%
Gastos financieros	(42)	(74)	-43%	(23)	(36)	-36%
Otros resultados financieros	(19)	(9)	+111%	(8)	5	NA
Resultado antes de impuestos	(17)	409	NA	(42)	381	NA
Impuesto a las ganancias	(7)	(153)	-95%	6	(128)	NA
Resultado del período	(24)	256	NA	(36)	253	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>(13)</i>	<i>133</i>	<i>NA</i>	<i>(20)</i>	<i>131</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>(11)</i>	<i>123</i>	<i>NA</i>	<i>(16)</i>	<i>122</i>	<i>NA</i>
EBITDA ajustado	31	100	-69%	(14)	72	NA
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	17	52	-67%	(7)	37	NA
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	57	105	-46%	35	57	-39%
Depreciaciones y amortizaciones	41	46	-11%	21	27	-22%

En el 2T20 las ventas netas del segmento de distribución disminuyeron en un 46% con respecto al 2T19, principalmente por el desfase de las tarifas contra la evolución de la inflación, aseverada por la depreciación del AR\$. Según la RTI, corresponde aplicar aumentos por CPD sobre los cuadros tarifarios del 19% en agosto de 2019 y 26% en febrero de 2020, y también sobre precio de la electricidad, cuyo último aumento operó en mayo de 2019. El rezago 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, afectando la capacidad 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 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.

Asimismo, la disminución en las ventas netas se explica por los US\$33 millones de ingresos extraordinarios registrados en el 2T19, producto del Acuerdo de Regularización de Pasivos y, como consecuencia del aislamiento obligatorio por el COVID-19, se registraron menores ventas físicas y para el canal residencial se tuvo que estimar el consumo eléctrico, el cual posteriormente una vez habilitadas las lecturas de medidores, se verificó una diferencia a favor de Edenor por US\$8 millones.

En términos operativos, a pesar de la irrupción del COVID-19, el total de las ventas físicas de electricidad disminuyó ligeramente en un 1% con respecto al 2T19, principalmente explicado por la caída en el consumo de las industrias y PyMEs, afectadas por las restricciones de la cuarentena y la caída en la actividad económica (-18% vs. 2T19), mientras que el segmento residencial creció 19% con respecto al



2T19, explicado por las restricciones para circular, las menores temperaturas medias en abril y mayo de 2020, y en menor medida, por el efecto elasticidad del precio atrasado sobre la demanda.

Asimismo, la cantidad de clientes de Edenor aumentó ligeramente, principalmente debido a la regularización de clientes producto de las acciones de disciplina de mercado y normalización de suministros clandestinos, especialmente en el canal residencial, sumado a la reclasificación de usuarios residenciales e industrias en distribución (GUDIs) al segmento comercial y un alza de nuevos medidores para GUDIs, como consecuencia de la cuarentena, parcialmente compensado por bajas de usuarios producto de la recesión económica.

Principales indicadores operativos de Edenor	2020			2019			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Semestre								
Residencial ¹	4.588	46%	2.764.569	4.096	42%	2.726.807	+12%	+1%
Comercial	1.514	15%	355.318	1.621	16%	353.497	-7%	+1%
Industrias	1.614	16%	6.875	1.739	18%	6.859	-7%	+0%
Sistema de Peaje	1.629	16%	690	1.787	18%	691	-9%	-0%
Otros								
Alumbrado Público	344	3%	21	360	4%	21	-5%	-
Villas de Emergencia y Otros	304	3%	475	262	3%	466	+16%	+2%
Total	9.994	100%	3.127.948	9.866	100%	3.088.341	+1%	+1%
Segundo Trimestre								
Residencial ¹	2.394	50%	2.764.569	2.015	42%	2.726.807	+19%	+1%
Comercial	640	13%	355.318	774	16%	353.497	-17%	+1%
Industrias	692	14%	6.875	845	17%	6.859	-18%	+0%
Sistema de Peaje	710	15%	690	867	18%	691	-18%	-0%
Otros								
Alumbrado Público	189	4%	21	200	4%	21	-6%	-
Villas de Emergencia y Otros	167	3%	475	148	3%	466	+13%	+2%
Total	4.791	100%	3.127.948	4.849	100%	3.088.341	-1%	+1%

Nota: 1 Incluye 565.605 y 593.733 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 30 de junio de 2020 y 2019, respectivamente.

Las compras de energía se redujeron en un 40% en el 2T20 con respecto al 2T19, principalmente explicado por el congelamiento del precio de compra (conocido como precio estacional) en AR\$ desde mayo de 2019, superado por la evolución de la inflación y del TCN. Adicionalmente, la tasa de pérdidas de energía disminuyó al 18,7% de la energía demandada en el 2T20 vs. 19,2% en 2T19 y como resultado, también se diluyeron los costos asociados al robo de energía. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un ligero incremento en el volumen de energía demandada, neto de pérdidas y sistema de peaje.

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, depreciaciones y amortizaciones, disminuyeron en un 16% en el 2T20 con respecto al 2T19, principalmente debido a un menor cargo por sanciones producto de la mejora en los indicadores de calidad de servicio y, en menor medida, al efecto del Acuerdo de Regularización de Obligaciones (firmado en mayo de 2019), el cual regularizó las sanciones acumuladas hasta antes del inicio de la RTI. Asimismo, dicha disminución se explica por menores costos laborales en términos reales y menor dotación promedio de personal, menores gastos tanto en honorarios y retribuciones por servicios como en consumo de materiales debido a la menor actividad económica. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor previsión de deudores incobrables debido a la cuarentena por COVID-19, la cual incrementó la tasa de incobrabilidad y por ende, el saldo moroso en las ventas, y mayores costos provenientes de la implementación de protocolos y medidas para mitigar el impacto del COVID-19 en nuestras operaciones.

En el 2T20, los resultados financieros alcanzaron una pérdida neta de US\$7 millones, US\$43 millones menos que el 2T19, principalmente debido a una menor ganancia en el RECPAM como consecuencia de la disminución de la posición monetaria pasiva por la regularización de obligaciones mencionada anteriormente,



sumada a pérdidas netas por diferencia de cambio como consecuencia de la depreciación de AR\$ en 2T20 (en contraposición con la apreciación de la moneda local en 2T19), menor ingreso por intereses comerciales producto de las medidas suspensivas en la cobranza a ciertos usuarios vulnerables por el COVID-19 y menor ganancia en la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensados por un menor devengamiento de intereses sobre la deuda comercial con CAMESA, la cual fue regularizada en el Acuerdo firmado en mayo de 2019, y menores intereses financieros como resultado de un reducido stock de deuda bruta.

El EBITDA ajustado en el 2T20 de nuestro segmento de distribución registró una pérdida de US\$14 millones, mientras que en el 2T19 se alcanzó una ganancia de US\$72 millones, principalmente debido a la falta de ajuste por inflación sobre el VAD, los impactos del COVID-19 en la mayor incobrabilidad, medidas sobre ciertos usuarios socialmente vulnerables y menor consumo eléctrico de usuarios no residenciales, sumado a los efectos positivos del Acuerdo de Regularización de Pasivos en 2T19. Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por un menor cargo por sanciones producto de la mejora en la calidad del servicio, menores costos laborales y de contratistas, y una disminución en las pérdidas de energía. Asimismo, el EBITDA ajustado excluye la ganancia por reversión de pasivos regulatorios (US\$308 millones) y las pérdidas por actualización del capital de las sanciones incurridas durante el Período Tarifario de Transición (US\$5 millones), ambas registradas en el 2T19.

Finalmente, en el 2T20 las inversiones en el segmento se redujeron en un 39% con respecto al mismo período de 2019, principalmente debido a la postergación de los ajustes tarifarios y los menores ingresos producto de la cuarentena por COVID-19.

3.3 Análisis del segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	143	225	-36%	56	111	-50%
Costo de ventas	(122)	(142)	-14%	(57)	(72)	-21%
Resultado bruto	21	83	-75%	(1)	39	NA
Gastos de comercialización	(10)	(5)	+100%	(3)	(2)	+50%
Gastos de administración	(22)	(23)	-4%	(11)	(11)	-
Gastos de exploración	-	(2)	-100%	-	(1)	-100%
Otros ingresos operativos	-	3	-100%	-	2	-100%
Otros egresos operativos	(8)	(6)	+33%	(6)	(1)	NA
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(4)	24	NA	(6)	23	NA
Resultado operativo	(23)	74	NA	(27)	49	NA
Ingresos financieros	4	14	-71%	2	5	-60%
Gastos financieros	(53)	(40)	+33%	(26)	(19)	+37%
Otros resultados financieros	21	18	+17%	19	7	+171%
Resultado antes de impuestos	(51)	66	NA	(32)	42	NA
Impuesto a las ganancias	14	(13)	NA	8	(17)	NA
Resultado del período	(37)	53	NA	(24)	25	NA
EBITDA ajustado	36	100	-65%	6	53	-88%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	36	100	-65%	6	53	-88%
Altas de PPE y activos intangibles	34	77	-56%	15	44	-66%
Depreciaciones y amortizaciones	54	50	+8%	27	27	-



En el 2T20 las ventas de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyeron en un 50% con respecto al 2T19, principalmente debido a las caídas en los precios de venta devengados a la demanda del gas y petróleo del 37% y 65%, respectivamente (impacto de US\$48 millones), y en menor medida, al menor volumen de producción de hidrocarburos.

La cuarentena y la estacionalidad por baja temporada afectaron nuestro precio promedio de venta de gas, devengando US\$2,0/MBTU en el 2T20, 37% menos que los US\$3,1/MBTU registrados en el 2T19. En virtud de la menor demanda eléctrica y consumo de gas por las restricciones a la actividad no esencial y las temperaturas otoñales, entre abril y mayo CAMMESA logró licitar precios indicativos promedio entre US\$1,6-1,8 por MBTU de gas para usinas, tendencia que también se observó en el mercado *spot*. Sin embargo, con el inicio del período invernal en junio y por ende, una mayor demanda agregada de gas y electricidad, CAMMESA reconoció un precio similar al precio de referencia de US\$2,7/MBTU, incremento que también se evidenció en el *spot*.

Cabe destacar que en el 2T20 el 70% de nuestras entregas de gas se destinaron a CAMMESA, el 14% abasteció el despacho de nuestras unidades Plus y como insumo para nuestras plantas de petroquímica, el 4% fue exportado a Chile hasta mayo de este año a US\$3,11/MBTU, y el remanente fue destinado al *spot*/industrias (segmento altamente correlacionado con CAMMESA) y a las distribuidoras de gas.

En términos operativos, en el 2T20 la producción del segmento alcanzó los 43,7 kboe/día, 10% inferior al 2T19 y 5% inferior al 1T20. A pesar del aislamiento obligatorio por COVID-19, la producción de gas alcanzó 6,8 millones de m³/día, 9% menos que en el 2T19 pero similar al 1T20, principalmente por la menor demanda por la cuarentena (excepto el canal residencial, cuya ponderación en nuestras ventas es inmaterial) y también por el colapso en los precios, que ajustaron a la baja para morigerar los cierres de pozos. Esto repercutió en las áreas con costos de extracción menos competitivos ante el nuevo escenario de precios: Rincón del Mangrullo y Río Neuquén disminuyeron su producción por menor tasa de perforación y declino natural (-763 mil m³/día de variación interanual y -166 mil m³/día vs. 1T20), además de una leve disminución en Sierra Chata y Aguara Güe (-62 mil m³/día de variación interanual y -31 mil m³/día vs. 1T20). La disminución de producción fue parcialmente compensada por el incremento de la producción en El Mangrullo (+188 mil m³/día de variación interanual y +60 mil m³/día vs. 1T20), área en la cual se incrementó la infraestructura de evacuación en concordancia con su productividad y potencial, alcanzando una producción de 4,3 millones de m³/día en el 2T20 y conformando el 64% de nuestra producción total de gas. Cabe destacar que en el 2T20 el 7% 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.

Asimismo, la producción de petróleo alcanzó los 3,9 kbbl/día en el 2T20, 18% inferior al 2T19, principalmente debido a la caída de la demanda desde el aislamiento obligatorio y escasez de capacidad de almacenamiento y por ende, menores precios en el mercado, afectando la producción en las áreas El Tordillo y Río Neuquén (-0,8 kbbl/día), además de una leve disminución en Gobernador Ayala y Rincón del Mangrullo (-0,2 kbbl/día), parcialmente compensadas por la contribución de producción convencional en Chirete (+0,1 kbbl/día). En comparación al 1T20, la producción bajó un 26% (-1,4 kbbl/día).

Nuestro precio promedio de venta de petróleo devengado del 2T20 fue de US\$20,8/barril, 65% menor a US\$60,0/barril registrado en el 2T19, principalmente explicado por una abrupta caída en la demanda y los precios internacionales de referencia por los efectos del COVID-19. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la exportación de 2,3 kbbl/día de petróleo entre mayo y junio de 2020 a descuento del Brent, cuya evolución fue creciente en el 2T20, sumada la ligera recuperación de la demanda tras la incorporación de nuevas actividades esenciales.

Al 30 de junio de 2020, nuestros pozos productivos en Argentina totalizaron 808, en comparación a los 885 al 31 de diciembre de 2019.



Principales indicadores operativos del segmento de petróleo y gas	2020			2019			Variación		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
Semestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,7	6.838		0,8	7.237				
En millones de pie cúbicos/día		241			256		-9%	-6%	-6%
En miles de boe/día	4,6	40,2	44,9	5,1	42,6	47,7			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,7	7.254		0,9	8.044				
En millones de pie cúbicos/día		256			284		-12%	-10%	-10%
En miles de boe/día	4,7	42,7	47,4	5,3	47,3	52,7			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	37,3			56,6					
En US\$/MBTU		2,1			3,1		-34%	-30%	
Segundo Trimestre									
Volumen									
Producción									
En miles de m ³ /día	0,6	6.762		0,8	7.428				
En millones de pie cúbicos/día		239			262		-18%	-9%	-10%
En miles de boe/día	3,9	39,8	43,7	4,8	43,7	48,5			
Ventas									
En miles de m ³ /día	0,6	7.165		0,8	7.992				
En millones de pie cúbicos/día		253			282		-17%	-10%	-11%
En miles de boe/día	4,1	42,2	46,2	4,9	47,0	51,9			
Precio Promedio									
En US\$/bbl	20,8			60,0					
En US\$/MBTU		2,0			3,1		-65%	-37%	

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

Los costos operativos netos del 2T20, sin considerar depreciaciones y amortizaciones, disminuyeron en un 14% interanual, principalmente explicado por efectos de la cuarentena: menores compras de gas a terceros por caída de la demanda, reducción de los costos a contratistas debido a la suspensión de perforaciones y terminaciones de pozos como medida de precaución y ante la coyuntura incierta del negocio, sumado a menores regalías y tasas por menores precios y dilución de costos en AR\$ por la devaluación, parcialmente compensado por mayores gastos en nuestras operaciones mediante la implementación de protocolos de seguridad e higiene para mitigar el impacto del COVID-19. Con respecto al 1T20, los costos operativos netos disminuyeron en un 11%, mayormente explicado por la suspensión de actividades de explotación y una disminución en las regalías e impuestos producto de menores precios comercializados.

En el 2T20 los resultados financieros alcanzaron una pérdida neta de US\$5 millones, US\$2 millones más que el 2T19, principalmente debido a mayores ganancias por la recompra de ONs y la tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensadas por mayores gastos financieros por aumento de deuda bruta y desvalorización de los créditos devengados originalmente en 2018 con las distribuidoras de gas.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyó en un 88%, registrando US\$6 millones en el 2T20, principalmente por la caída de precios de venta provocado por el COVID-19. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos asociados a la caída en la actividad, menores regalías y el efecto de la devaluación del AR\$ en los costos.

Finalmente, en el 2T20 las inversiones del segmento decrecieron un 66% vs. 2T19, explicado por la reducción de actividades a tareas esenciales por COVID-19, combinado con el incierto horizonte de precios.



3.4 Análisis del segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	112	168	-33%	39	91	-57%
Costo de ventas	(103)	(153)	-33%	(32)	(87)	-63%
Resultado bruto	9	15	-40%	7	4	+75%
Gastos de comercialización	(3)	(3)	-	(1)	(1)	-
Gastos de administración	(2)	(2)	-	(1)	(1)	-
Otros ingresos operativos	1	2	-50%	1	1	-
Otros egresos operativos	(4)	(7)	-43%	(3)	-	NA
Desvalorización de inventarios	(11)	-	NA	-	-	NA
Resultado operativo	(10)	5	NA	3	3	-
Ingresos financieros	-	1	-100%	-	1	-100%
Gastos financieros	(1)	(9)	-89%	-	(5)	-100%
Otros resultados financieros	4	(1)	NA	2	-	NA
Resultado antes de impuestos	(7)	(4)	+75%	5	(1)	NA
Impuesto a las ganancias	2	1	+100%	(2)	(2)	-
Resultado del período	(5)	(3)	+67%	3	(3)	NA
EBITDA ajustado	2	5	-60%	4	3	+33%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	2	5	-60%	4	3	+33%
Altas de PPE y activos intangibles	0	1	-56%	0	0	-19%
Depreciaciones y amortizaciones	1	-	NA	1	-	NA

Las ventas del segmento de petroquímica sufrieron una merma del 57% con respecto al 2T19, principalmente explicado por la contracción en la demanda producto de la cuarentena por COVID-19. Si bien las actividades manufactureras de estireno, reforma y poliestireno fueron declaradas esenciales, la caída en la demanda requirió paradas de planta de manera alternada a lo largo de todo el trimestre con el fin de evitar la acumulación de inventarios. Asimismo, los menores ingresos por ventas se explican por la caída en los precios internacionales de referencia.

El volumen total comercializado durante el 2T20 en petroquímica disminuyó un 45% con respecto al 2T19 debido a la caída en la demanda producto del aislamiento obligatorio, especialmente en la producción de estireno y bases octánicas. En tanto, la caída del caucho responde a que durante los meses de abril y mayo de 2020 no se encuadró como actividad esencial y en consonancia con la parada de los principales clientes domésticos. Sin embargo, las ventas de poliestireno fueron las menos afectadas ya que gran parte del volumen se destina a envases para la industria alimenticia. Asimismo, desde mediados de junio de 2020 se reanudaron las operaciones de algunas actividades industriales, principalmente la industria del neumático, con lo cual el volumen comercializado comenzó a recuperarse ligeramente.

El EBITDA ajustado del 2T20 de este segmento registró una ganancia de US\$4 millones, representando un aumento de US\$1 millón con respecto al 2T19, principalmente debido a los menores costos de mantenimiento asociados a las paradas de planta, combustible y dilución de gastos operativos denominados en AR\$ producto de la devaluación, parcialmente compensados por la disminución en el volumen vendido desde el aislamiento obligatorio y en menor medida, por menores precios internacionales.

Los resultados financieros alcanzaron una ganancia neta de US\$2 millones, una mejora de US\$6 millones con respecto al 2T19, principalmente debido a menores intereses perdidos por la contingencia con la Aduana de San Lorenzo y ganancias por la cobertura en los costos de la materia prima.



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	
Semestre				
Volumen vendido 6M20 (miles de toneladas)	40	14	85	139
Volumen vendido 6M19 (miles de toneladas)	51	13	114	178
Variación 6M20 vs. 6M19	-21%	+10%	-26%	-22%
Precio promedio 6M20 (US\$/ton)	1.197	1.358	522	803
Precio promedio 6M19 (US\$/ton)	1.336	1.690	682	943
Variación 6M20 vs. 6M19	-10%	-20%	-23%	-15%
Segundo Trimestre				
Volumen vendido 2T20 (miles de toneladas)	16	5	31	52
Volumen vendido 2T19 (miles de toneladas)	27	7	62	95
Variación 2T20 vs. 2T19	-39%	-30%	-50%	-45%
Precio promedio 2T20 (US\$/ton)	1.162	1.213	442	741
Precio promedio 2T19 (US\$/ton)	1.326	1.718	708	956
Variación 2T20 vs. 2T19	-12%	-29%	-37%	-22%

Nota: 1 Incluye Propileno.

Si bien las inversiones del segmento se redujeron en un 19% con respecto al 2T19, en términos absolutos la variación interanual fue inmaterial.

3.5 Análisis del segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Primer semestre			Segundo trimestre		
	2020	2019	Δ%	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	11	10	+10%	5	3	+67%
Resultado bruto	11	10	+10%	5	3	+67%
Gastos de comercialización	-	(2)	-100%	-	-	NA
Gastos de administración	(10)	(13)	-23%	(5)	(4)	+25%
Otros ingresos operativos	3	5	-40%	1	(1)	NA
Otros egresos operativos	(5)	(5)	-	(1)	(3)	-67%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	30	45	-33%	10	27	-63%
Resultado operativo	29	40	-28%	10	22	-55%
Ingresos financieros	2	4	-50%	1	1	-
Gastos financieros	(1)	(1)	-	(1)	-	NA
Otros resultados financieros	(5)	3	NA	2	3	-33%
Resultado antes de impuestos	25	46	-46%	12	26	-54%
Impuesto a las ganancias	(12)	228	NA	(11)	152	NA
Resultado del período	13	274	-95%	1	178	-99%
EBITDA ajustado	63	82	-23%	29	44	-35%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia accionaria	63	82	-23%	29	44	-35%
Altas de PPE y activos intangibles	0	2	-80%	0	1	-77%
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 2T20 no se registró margen operativo, lo cual representó una mejora de US\$5 millones con respecto al 2T19, principalmente explicado por mayores *fees* devengados y menores gastos por las acciones de reducción de costos y el efecto del trabajo remoto que generó la cuarentena, parcialmente compensados por mayores donaciones y contribuciones.

En el 2T20 se registró una disminución de US\$2 millones en los resultados financieros con respecto al 2T19, alcanzando una ganancia neta de US\$2 millones, principalmente debido a la menor ganancia en la tenencia de instrumentos financieros e intereses ganados por menor caja asignada al segmento.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros disminuyó un 35%, alcanzando US\$29 millones en el 2T20. El EBITDA ajustado elimina los VPPs por 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 27,6% y 25,5% sobre TGS fue de US\$22 millones (total implícito de US\$79 millones) en el 2T20 y US\$36 millones (total implícito de US\$142 millones) en el 2T19, respectivamente. La reducción del 40% en EBITDA ajustado total se debió principalmente a la desactualización de los cuadros tarifarios en comparación con la evolución de la inflación, como resultado de los diferimientos de la actualización semestral por IPIM del 29% y 21% que correspondían aplicar en octubre de 2019 y abril de 2020, respectivamente, según la RTI. Asimismo, la depreciación cambiaria tuvo un impacto negativo adicional en los ingresos en AR\$ regulados. La pandemia COVID-19 también impactó en el EBITDA de TGS, principalmente por la abrupta caída en los precios internacionales de líquidos, un menor volumen despachado de etano a Dow Chemical debido a la cuarentena, y en menor medida, a mayores costos provenientes de la implementación de protocolos y medidas para mitigar el impacto del COVID-19. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un menor costo en US\$ del gas natural empleado como reposición de la reducción térmica de planta en el Complejo Cerri (compensado con mayor volumen consumido), mayor volumen exportado de propano, mayor ingreso en el segmento *midstream* por el comienzo de la prestación de servicios de transporte y acondicionamiento del gasoducto Vaca Muerta, menores retenciones a las exportaciones por cambio en alícuota desde mayo de 2020 y menores gastos operativos en términos reales.

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria indirecta del 26,3%, en el 2T20 ascendió a US\$7 millones (total implícito de US\$28 millones), 41% inferior que el 2T19, el cual fue de US\$12 millones (total implícito de US\$47 millones), principalmente debido a la falta de ajuste por variación de costos del 26% sobre la tarifa, correspondiente a aplicar desde febrero de 2020, magnificado por el desfase entre la medición de la actualización y su otorgamiento, el cual en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en los ingresos en AR\$ regulados 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, el menor EBITDA es explicado por el recupero de siniestros registrado en el 2T19, menores premios por calidad de servicio y mayores gastos en 2T20 para cumplir con los protocolos de higiene y seguridad, parcialmente compensados por menores cargos por penalidades y dilución de los gastos operativos en términos reales.

En Refinor, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 2T20 registró una pérdida de US\$1 millón (pérdida total implícita de US\$2 millones), mientras que en el 2T19 se alcanzó una ganancia de US\$1 millón (ganancia total implícita de US\$2 millones), principalmente explicado por el impacto de la cuarentena por COVID-19, que implicó una caída en las ventas de productos refinados y la erosión en los precios comercializados ante la dificultad de trasladar la mayor depreciación del costo del crudo.



3.6 Análisis del semestre por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Primer semestre 2020				Primer semestre 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%	4	(15)	1	61,0%	5	(20)	5
Los Nihuiles	52,0%	3	(16)	(4)	52,0%	4	(22)	4
CPB ¹	100,0%	-	-	-	100,0%	14	(5)	13
<i>Greenwind</i>		12	99	4		10	111	4
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(6)	(49)	(2)		(5)	(55)	(2)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	6	49	2	50,0%	5	55	2
<i>CTBSA</i>		80	247	47		-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(40)	(123)	(23)		-	-	-
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	40	123	23	0,0%	-	-	-
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		156	391	37		169	449	88
Subtotal generación		209	531	60		197	456	111
Segmento de distribución de energía								
Edenor	55,1%	31	70	(25)	51,8%	101	127	255
Ajustes y eliminaciones ²		0	0	12		(1)	(0)	(122)
Subtotal distribución		31	70	(13)		100	127	133
Segmento de petróleo y gas								
OldelVal		28	(4)	16		21	(9)	12
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(28)	4	(16)		(21)	8	(12)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	1	(0)	0	2,1%	0	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		35	842	(37)		100	936	53
Subtotal petróleo y gas		36	841	(37)		100	936	53
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	2	-	(5)	100,0%	5	-	(3)
Subtotal petroquímica		2	-	(5)		5	-	(3)
Segmento de holding y otros								
Transener		57	15	33		86	38	41
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(42)	(11)	(24)		(64)	(28)	(30)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	15	4	9	26,3%	23	10	11
TGS		175	264	76		246	287	158
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(127)	(191)	(55)		(183)	(214)	(117)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	27,6%	48	73	21	25,5%	63	73	40
Refinor		3	19	1		4	1	(8)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(2)	(13)	(1)		(3)	(1)	6
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	1	5	0	28,5%	1	0	(2)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		(1)	(2)	(17)		(5)	(57)	225
Subtotal holding y otros		63	80	13		82	26	274
Eliminaciones		-	(255)	-		(1)	(139)	(1)
Total consolidado		341	1.268	18		484	1.407	567
Total ajustado a nuestra tenencia accionaria		324	1.505	18		431	1.503	567

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.



3.7 Análisis del trimestre por subsidiaria y segmento

Subsidiaria En US\$ millones	Segundo trimestre 2020				Segundo 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	(15)	1	61,0%	2	(20)	1
Los Nihuiles	52,0%	1	(16)	1	52,0%	1	(22)	(1)
CPB ¹	100,0%	-	-	-	100,0%	(6)	(5)	5
<i>Greenwind</i>		6	99	5		6	111	1
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(49)	(2)		(3)	(55)	(1)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	49	2	50,0%	3	55	1
<i>CTBSA</i>		41	247	28		-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(20)	(123)	(14)		-	-	-
Subtotal CTBSA ajustado por tenencia	50,0%	20	123	14	0,0%	-	-	-
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		70	391	25		100	449	64
Subtotal generación		95	531	44		100	456	70
Segmento de distribución de energía								
Edenor	55,1%	(15)	70	(37)	51,8%	73	127	252
Ajustes y eliminaciones ²		1	0	17		(1)	(0)	(121)
Subtotal distribución		(14)	70	(20)		72	127	131
Segmento de petróleo y gas								
OldelVal		14	(4)	9		12	(9)	7
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(14)	4	(8)		(11)	8	(7)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	2,1%	0	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		6	842	(24)		53	936	25
Subtotal petróleo y gas		6	841	(24)		53	936	25
Segmento de petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	4	-	3	100,0%	3	-	(3)
Subtotal petroquímica		4	-	3		3	-	(3)
Segmento de holding y otros								
Transener		28	15	16		47	38	24
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(21)	(11)	(12)		(35)	(28)	(18)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	7	4	4	26,3%	12	10	6
TGS		79	264	23		142	287	102
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(57)	(191)	(17)		(105)	(214)	(76)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	27,6%	22	73	6	25,5%	36	73	26
Refinor		(2)	19	(7)		2	1	(5)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		1	(13)	5		(2)	(1)	3
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	(1)	5	(2)	28,5%	1	0	(1)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		(0)	(2)	(8)		(5)	(57)	147
Subtotal holding y otros		29	80	1		44	26	178
Eliminaciones		-	(255)	-		(1)	(139)	(1)
Total consolidado		120	1.268	4		271	1.407	400
Total ajustado a nuestra tenencia accionaria		126	1.505	4		234	1.503	400

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
2T20/2T19	Segundo trimestre de 2020/Segundo trimestre de 2019
6M20/6M19	Primer semestre de 2020/Primer semestre de 2019
A DR/ADS	<i>American Depositary Receipt</i>
AR\$	Pesos Argentinos
B bl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
C AMMESA	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
CPD	Costo Propio de Distribución
CTBSA	Central Térmica Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes
CTGEB A	Central Térmica Genelba
CTIW	Central Térmica Ingeniero White
CTLL	Central Térmica Loma De La Lata
CTP	Central Térmica Piquirenda
CTPP	Central Térmica Parque Pilar
D NU	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
Energía Plus	Programa de Energía Plus, Res. SE N°1.281/06
Est.	Estimado
G obierno Nacional/Estado	Gobierno Federal de la República Argentina
Greenwind	Greenwind S.A.
El Grupo	Pampa Energía S.A. y subsidiarias
GWh	Gigawatt-hora
H IDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
HMRT	Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
I PC	Índice de Precios al Consumidor
IPIM	Índice de Precios Internos al por Mayor
K bbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles equivalentes de petróleo



kCal	Kilocalorías
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 <i>British Thermal Unit</i>
MDP	Ministerio de Desarrollo Productivo
MULC	Mercado Único y Libre de Cambios
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
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
Plan Gas	Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Res SE N°1/13) y a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Res. SE N° 60/13)
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad
PPE	Propiedades, Planta y Equipo
PyMEs	Pequeñas y Medianas Empresas
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)
T CN	Tipo de cambio nominal
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
Ton	Tonelada métrica
ToP	<i>Take or Pay</i>
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
TV	Turbina de vapor
U S\$	Dólares Estadounidenses
V AD	Valor Agregado de Distribución
VN	Valor Nominal
VPP	Valor Patrimonial Proporcional