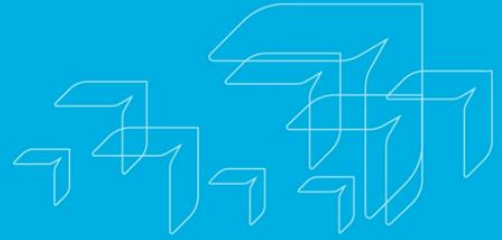


Resultados del trimestre finalizado el 31 de marzo de 2020



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

Información Accionaria

Buenos Aires, 12 de mayo 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 11 de mayo de 2020:

1.573,1 millones acciones ordinarias /
62,9 millones de ADSs

Capitalización: AR\$85 mil millones /
US\$718 millones

Para más información, contactarse con:

Gustavo Mariani
Director General - CEO

Ricardo Torres
Vicepresidente ejecutivo

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

Lida Wang
*Gerente de relación con inversores 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 (segmento de distribución), OldelVal (segmento de petróleo y gas), Transener, TGS y Refinor (segmento de holding y otros) continúan registrando sus operaciones en moneda local y, por ende, las cifras del 1T20 están ajustadas por inflación al 31 de marzo de 2020 del 3,8%, y expresados en US\$ al TCN de cierre de 64,47. Para el período comparativo 1T19, los montos quedan ajustados por inflación al 31 de marzo de 2019 del 5,6% y expresados en US\$ al TCN de cierre de 43,35¹.

Principales Resultados del 1T20²

Ventas netas consolidadas por US\$607 millones³, un 17% inferior a los US\$727 millones registrados en el 1T19, debido a disminuciones del 35% en generación de energía, 18% en distribución de energía, 25% en petróleo y gas, 5% en petroquímica, 14% en holding y otros, y menores eliminaciones en ventas intersegmento (US\$56 millones).

⇒ **Generación de 4.608 GWh de energía desde 15 centrales⁴**

⇒ **Distribución de 5.203 GWh de electricidad a 3,1 millones de usuarios**

⇒ **Producción de 46 mil boe por día de hidrocarburos**

⇒ **Ventas de 87 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado⁵ consolidado de US\$221 millones, un 5% superior a los US\$210 millones del 1T19, debido a incrementos del 18% en generación de energía, 74% en distribución de energía, parcialmente compensados por disminuciones del 38% en petróleo y gas, 10% en holding y otros, y US\$4 millones de pérdidas en petroquímica.

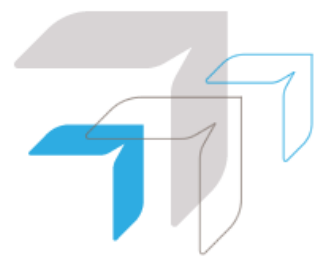
¹ Para más información, ver la nota 3 de los EEFF de Pampa.

² La información financiera presentada en este documento para los trimestres 1T20 y 1T19 están basados en los EEFF preparados de acuerdo con NIIF vigentes en Argentina.

³ No incluye ventas a nuestra tenencia de las afiliadas Greenwind, OldelVal, Refinor, CTBSA, Transener y TGS por US\$114 millones, que 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 CTB y PEMC, activos operados por Pampa pero de los que es co-controlante, con el 50% de participación accionaria.

⁵ 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\$14 millones, 92% menos que la ganancia de US\$167 millones en 1T19, principalmente debido a la registración de una pérdida por desvalorización de activos (US\$67 millones), menor RECPAM generado por la menor posición monetaria pasiva neta alocada al segmento de distribución de energía (US\$50 millones) y mayores cargos por impuestos a las ganancias (US\$35 millones).

Información sobre la Videoconferencia

El miércoles 13 de mayo 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 1T20.

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/PampaQ120VideoCall. 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



Índice

Bases de Presentación.....	1
Principales Resultados del 1T20.....	1
Información sobre la Videoconferencia	2
Índice	3
1. Hechos Relevantes.....	4
1.1 Principales Impactos del COVID-19 en Nuestras Operaciones.....	4
1.2 Segmento de Generación	5
1.3 Segmento de Gas y Petróleo.....	6
1.4 Intervención de Entes Regulatorios	6
1.5 Emisión de ONs	6
1.6 Recompra de Instrumentos Financieros Propios	6
1.7 Otros Hechos Relevantes	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.....	10
3. Análisis de los Resultados del 1T20	13
3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía.....	14
3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía.....	17
3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas	19
3.4 Análisis del Segmento de Petroquímica	21
3.5 Análisis del Segmento de Holding y Otros.....	22
3.6 Análisis del Trimestre por Subsidiaria	24
4. Glosario de Términos.....	25



1. Hechos Relevantes

1.1 Principales Impactos del COVID-19 en Nuestras Operaciones

Industria Esencial

Ante la propagación del virus COVID-19, el Gobierno Nacional estableció mediante el DNU N° 297/20 y modificatorias, el aislamiento social, preventivo y obligatorio a nivel nacional, con vigencia desde el 20 de marzo de 2020. Sin embargo, todos los negocios que forman parte del Grupo han sido declarados esenciales, con excepción de la producción de caucho del segmento petroquímica.

Para preservar la integridad de nuestros colaboradores que llevan a cabo las actividades esenciales y nuestras operaciones, sólo el personal mínimo está trabajando en los activos y hemos implementado estrictos protocolos de higiene y seguridad, los cuales fueron configurados por un comité interdisciplinario que reporta al CEO y en línea con los requisitos de las autoridades de aplicación. Asimismo, se dispuso un esquema de trabajo remoto para todas las posiciones que así lo permitan, alcanzando aproximadamente el 50% del personal directo de Pampa y subsidiarias.

A la fecha de este Informe, la finalización del aislamiento es incierta, ya que la continuidad o flexibilización del mismo dependerá de la evolución de la pandemia.

Obras de Infraestructura Energética

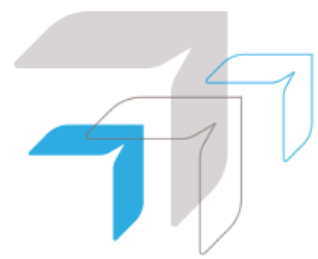
En relación con las expansiones en CTGEB A y CTEB, con fecha 7 de abril de 2020 se emitió la Decisión Administrativa N° 468/20, en la cual se incluyeron dentro de las actividades esenciales las obras de infraestructura energética privada, entre otras actividades. No obstante, no fueron contempladas ciertas actividades afectadas a contratistas y proveedores de las obras, continúa el cierre de fronteras nacionales, impidiendo el ingreso de especialistas necesarios, y se establecieron protocolos especiales de operación, los cuales afectan el ritmo y productividad de los trabajos de expansión.

Consecuentemente, los plazos de finalización de las obras de expansión y los costos estimados para su conclusión se verán afectados. A la fecha, resulta imposible estimar los impactos finales pero la Compañía se encuentra analizando y adoptando las medidas necesarias para su mitigación. En este sentido, en el caso de la expansión a CC de CTGEB A, la mejor estimación para el inicio de la operación comercial es el 3T20.

Suspensión de Cortes al Servicio para Ciertos Usuarios y Cobranza en Cuarentena

Mediante el DNU N° 311/20, posteriormente instrumentada mediante la Res. MDP N° 173/20, se estableció que, por un plazo de 180 días desde el 25 de marzo de 2020, 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 en caso de mora o falta de pago de hasta 3 facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Dichos montos serán pagaderos en 30 cuotas mensuales a partir de las facturas emitidas desde octubre de 2020. Asimismo, dicho financiamiento puede trasladarse a la compra de energía al MEM asociada a estos consumos.

La medida comprende a ciertos usuarios residenciales, tales como los beneficiarios de la asignación universal por hijo, electrodependientes, jubilados, pensionados y trabajadores en relación de dependencia que perciban una remuneración bruta menor o igual dos salarios mínimos vitales y móviles, entre otros. Asimismo, comprende a ciertos usuarios no residenciales, tales como ciertas PYMEs e instituciones de salud afectadas en la emergencia, entre otros, según lo establezca la reglamentación. En ningún caso dicha medida previene cortes o suspensiones dispuestos por las prestadoras por razones de seguridad.



Por otro lado, desde el comienzo del aislamiento, el nivel de cobranzas de Edenor se vio afectado significativamente dado que los principales establecimientos de cobranza de servicios e impuestos en efectivo estuvieron cerrados. A pesar de ello, los pagos virtuales y telefónicos estuvieron operativos. Asimismo, desde 20 de abril de 2020 por Decisión Administrativa N° 524/20, dichos establecimientos de cobro y la actividad bancaria presencial, entre otros, fueron incluidos en la lista de actividades exceptuadas, parcialmente recuperando el nivel de cobranzas con respecto al inicio del aislamiento.

Programación Estacional

Mediante la Res. SE N° 70/20, emitido el 5 de mayo de 2020, se aprobó la programación estacional para el período de mayo – octubre 2020 (invierno). Los precios estacionales se mantienen sin cambios hasta el mes de octubre de 2020, siendo los precios de referencia de la potencia de AR\$80.000 por MW-mes y de energía 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.

Comercialización del GLP en el Mercado Interno

Mediante el DNU N° 311/20, posteriormente instrumentada mediante la Res. MDP N° 173/20, se estableció que los precios máximos de referencia para la comercialización de GLP en las garrafas, cilindros y/o granel con destino a consumo del mercado interno continuarán con los valores vigentes al 25 de marzo de 2020 durante 180 días.

1.2 Segmento de Generación

Esquema Remunerativo para la Capacidad Sin Contratos

Mediante la Nota SE NO-2020-24910606-APN-SE#MDP del 8 de abril de 2020, la SE instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación del factor de actualización establecido en la Res. SE N° 31/20. Asimismo, se fijó el precio base de la potencia de los motores de combustión interna con una potencia menor o igual a 32 MW en AR\$312.000/MW-mes. Al día de la fecha, la Compañía no ha sido notificada de acto administrativo alguno.

Reparación en PEPEs II y III

Con posterioridad a la habilitación comercial de los parques PEPE II y PEPE III, se evidenciaron ciertos defectos en las palas de algunos aerogeneradores, que derivaron en su salida de servicio para su posterior reparación y/o reemplazo. A consecuencia de la falla, la capacidad de generación de los parques se ha visto parcialmente reducida.

Pampa realizó los reclamos correspondientes al proveedor de los aerogeneradores Vestas y a la aseguradora, a fin de avanzar con la reparación de los aerogeneradores y cubrir los daños ocasionados. En este sentido, la Sociedad, junto con el proveedor, comenzaron las tareas para la reparación progresiva, cuya finalización se estima para agosto de 2020.



1.3 Segmento de Gas y Petróleo

Gas Natural para la Generación Eléctrica

El 26 de marzo y 21 de abril de 2020 CAMMESA licitó gas para consumo en los meses de abril y mayo de 2020, respectivamente, en condición parcialmente firme de 30% DoP, siendo el precio promedio resultante en boca de pozo de US\$1,79/MBTU y US\$1,63/MBTU, respectivamente, para la Cuenca Neuquina. Pampa participó en dichas subastas.

Gas Natural para Distribuidores de Gas

El 31 de marzo del 2020 vencieron los contratos de suministro suscriptos bajo las licitaciones efectuadas en el Mercado Electrónico de Gas el 14 y 15 de febrero de 2019 entre productores de gas (entre ellos, Pampa) y distribuidoras de gas. Sin embargo, el 10 de abril de 2020 se emitió la Nota SE NO-2020-25148550-APN-SE#MDP, instruyendo la prórroga de dichos contratos por un plazo máximo de hasta 180 días a partir del 23 de diciembre de 2019, fecha de entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad. Al día de la fecha, la Compañía no ha sido notificada de acto administrativo alguno. No obstante, Pampa ha decidido comercializar gas a precios *spot* con ciertas distribuidoras.

Asimismo, a partir de abril de 2020 la Compañía recibió notas de ciertas distribuidoras informando el pago parcial de facturación, aduciendo efectos del aislamiento y la imposibilidad de cortar el suministro por falta de pago a ciertos usuarios. Si bien las ventas a distribuidoras de gas representan menos del 5% del total del segmento de petróleo y gas, al día de la fecha la Compañía se encuentra analizando cursos de acción y tiene reserva de todos los derechos bajo los contratos.

1.4 Intervención de Entes Regulatorios

El 17 de marzo de 2020, de acuerdo con la Ley de Solidaridad y bajo los DNU N° 277 y 278/20, se efectivizaron las intervenciones hasta el 31 de diciembre de 2020 del ENRE y ENARGAS, respectivamente.

Asimismo, el 27 de abril de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Res. ENARGAS N° 27/20, la cual deroga la Res. ENARGAS N° 72/19 que establecía la metodología de traslado a tarifas del precio de gas, sin perjuicio de las eventuales responsabilidades o consecuencias de diversa índole que pudieran observarse luego de las revisiones pertinentes de la Ley de Solidaridad y del DNU N° 278/20, cuyo tratamiento se hará efectivo por vía separada.

1.5 Emisión de ONs

El 28 de abril de 2020 se colocaron las ONs Clase 4 por un VN de AR\$1.238 millones, tasa Badlar Privada más margen de 3% y vencimiento el 29 de julio de 2020, y las ONs Clase 5 por un VN de AR\$565 millones, tasa Badlar Privada más margen de 5% y vencimiento el 27 de octubre de 2020.

1.6 Recompra de Instrumentos Financieros Propios

Pampa

Con fecha 13 de abril de 2020, el Directorio de Pampa aprobó el séptimo Plan de Recompra de Acciones bajo los siguientes términos y condiciones:



Pampa			
	Plan de Recompra V	Plan de Recompra VI	Plan de Recompra VII
Monto máximo a recomprar	US\$50 millones	US\$27,02 millones	US\$20 millones
Precios máximos	US\$0,58/acción ordinaria o US\$14,5/ADR	US\$0,52/acción ordinaria o US\$13/ADR	US\$0,4/acción ordinaria o US\$10/ADR
Plazo	120 días desde el 11-Nov-2019	120 días desde el 11-Mar-2020	120 días finalizado Plan VI
Recompras al 8-may-2020	3.576.603 ADRs @ US\$12,98/ADR	1.994.292 ADRs @ US\$9,90/ADR	0 ADRs
Cobertura	93% - Finalizado	73% - En curso	0% - En curso

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

Asimismo, la Asamblea de Accionistas de Pampa del 7 de abril de 2020 aprobó la reducción del capital social mediante la cancelación de 151,6 millones de acciones ordinarias en cartera (equivalentes a 6,1 millones de ADRs), adquiridas bajo los programas de recompra de acciones. Actualmente, dicha reducción de capital se encuentra en proceso de aprobación de la IGJ. Asimismo, el 8 de mayo de 2020 la IGJ inscribió la reducción del capital social de Pampa, aprobándose la cancelación de 152,0 millones de acciones, la cual fue previamente aprobada por la asamblea del 1 de octubre de 2019.

Al 8 de mayo de 2020, el capital social en circulación de Pampa asciende a 1.573,1 millones de acciones ordinarias (equivalente a 62,9 millones de ADRs), el cual incluye las acciones recompradas con fecha posterior a la Asamblea del 7 de abril de 2020.

Con respecto a los instrumentos de deuda, durante el 1T20 Pampa adquirió y mantuvo en cartera US\$41,2 millones de VN de sus ONs con vencimiento en 2023, adquiridas a un precio promedio *clean* de US\$72,3 por cada US\$100 de VN, y US\$19,7 millones de VN de sus ONs con vencimiento en 2027, adquiridas a un precio promedio *clean* de US\$70,1 por cada US\$100 de VN.

Asimismo, posterior al cierre del 1T20, Pampa adquirió y mantuvo en cartera: **(i)** US\$20,9 millones de VN de sus ONs con vencimiento en 2023, adquiridas a un precio promedio *clean* de US\$65,6 por cada US\$100 de VN; **(ii)** US\$11,3 millones de VN de sus ONs 2027, adquiridas a un precio promedio *clean* de US\$61,6 por cada US\$100 de VN; y **(iii)** US\$0,2 millones de VN de sus ONs 2029, adquiridas a un precio promedio *clean* de US\$59,0 por cada US\$100 de VN.

A la fecha, las ONs 2023, 2027 y 2029 en circulación, neto de tenencias en cartera, ascendían a US\$424,4 millones, US\$655,9 millones y US\$292,5 millones, respectivamente.

Edenor

Durante el 1T20, Pampa adquirió 0,4 millones de ADRs de Edenor, a un costo promedio de US\$3,6 por ADR. De esta manera, la tenencia accionaria de la Sociedad asciende al 55,1% sobre el capital social emitido de Edenor.

Asimismo, con fecha posterior al cierre del 1T20, Edenor compró un total de US\$0,7 millones de VN de sus ONs 2022 a un precio promedio *clean* de US\$59,3 por cada US\$100 de VN.

TGS

Al 8 de mayo de 2020, el capital social en circulación de TGS asciende a 760,6 millones de acciones ordinarias (equivalentes a 152,1 millones de ADRs).



TGS	
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-Mar-2020
Recompras al 8-may-2020	2.094.043 ADRs @ US\$4,49/ADR
Cobertura	24% - En curso

Nota: Las recompras consideran las operaciones concertadas.

Asimismo, en el 1T20 Pampa compró 0,6 millones de ADRs de TGS a un costo promedio de adquisición de US\$4,7 por ADR. De esta manera, la tenencia accionaria directa e indirecta de la Sociedad asciende al 27,6% sobre el capital social emitido de TGS.

Finalmente, TGS recompró en marzo de 2020 un total de US\$17,6 millones de VN de sus ONs Serie II 2025 a un precio *clean* de US\$71,5 por cada US\$100 de VN.

Transener

Con fecha posterior al cierre del 1T20, Pampa adquirió un total de US\$1,3 millones de VN de las ONs Serie II 2021 de Transener a un precio *clean* de AR\$91,2 por cada US\$1 de VN.

1.7 Otros Hechos Relevantes

Reorganización Societaria

Con fecha 11 de mayo de 2020 las Asambleas Extraordinarias de Pampa y CPB aprobaron el proceso de fusión por absorción de Pampa, como sociedad absorbente, y CPB como sociedad absorbida, con fecha efectiva el 1 de enero de 2020.

Asimismo, el 26 de marzo de 2020 el Directorio de Pampa instruyó avanzar con las tareas que permitan evaluar los beneficios de un proceso de fusión por absorción a PHA S.A. y Pampa Cogeneración S.A., estableciendo como fecha efectiva de fusión el 1 de abril de 2020.

Nombramientos en el Directorio

Con fecha 11 de mayo de 2020, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de Pampa aprobó las renovaciones en sus cargos a los directores titulares no independientes Gustavo Mariani y Ricardo Alejandro Torres, al director titular independiente Miguel Bein, y a los directores suplentes no independientes Horacio Jorge Tomás Turri y Victoria Hitce. Asimismo, se aprobó las designaciones como director titular independiente a Juan Santiago Fraschina, en reemplazo del director saliente Santiago Alberdi, y como director suplente independiente a Haroldo Montagu en reemplazo de Catalina Lappas, quien renunció a su cargo. Asimismo, se renovó el cargo al Vicepresidente del Directorio Gustavo Mariani.

Plan de Compensación para el Personal Clave

Durante el 1T20 y posterior al cierre del trimestre, se entregaron 686.566 acciones ordinarias respectivamente, a favor del personal beneficiario del plan de compensación en acciones para el personal clave de la Compañía, bajo el programa aprobado por el Directorio de la Compañía el 10 de febrero de 2017. La Compañía actualmente tiene en cartera 4,3 millones de acciones ordinarias destinadas para dicho plan.



2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 Estado de Situación Patrimonial Consolidado

Montos en millones	Al 31.03.2020		Al 31.12.2019	
	AR\$	US\$ TC 64.47	AR\$	US\$ TC 59.89
ACTIVO				
Propiedades, planta y equipo	222.220	3.447	210.056	3.507
Activos intangibles	9.250	143	9.068	151
Derechos de uso	963	15	930	16
Activos por impuesto diferido	3.512	54	1.702	28
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	35.074	544	30.638	511
Inversiones a costo amortizado	302	5	1.048	18
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	722	11	671	11
Otros activos	48	1	45	1
Créditos por ventas y otros créditos	4.989	77	4.711	79
Total del activo no corriente	277.080	4.298	258.869	4.322
Inventarios	8.922	138	9.175	153
Inversiones a costo amortizado	3.473	54	3.224	54
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	15.767	245	21.867	365
Instrumentos financieros derivados	-	-	214	4
Créditos por ventas y otros créditos	37.959	589	33.583	561
Efectivo y equivalentes de efectivo	12.783	198	13.496	225
Total del activo corriente	78.904	1.224	81.559	1.362
Total del activo	355.984	5.522	340.428	5.684
PATRIMONIO				
Total del patrimonio	153.807	2.386	144.262	2.409
PASIVO				
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	291	5	265	4
Provisiones	9.138	142	8.703	145
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	2.677	42	590	10
Ingresos diferidos	269	4	270	5
Cargas fiscales	207	3	263	4
Pasivos por impuesto diferido	23.180	360	22.068	368
Planes de beneficios definidos	1.869	29	1.606	27
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	274	4	241	4
Préstamos	109.540	1.699	105.629	1.764
Deudas comerciales y otras deudas	6.771	105	5.419	90
Total del pasivo no corriente	154.216	2.392	145.054	2.421
Provisiones	1.317	20	1.206	20
Ingresos diferidos	5	0	5	-
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	3.236	50	3.154	53
Cargas fiscales	3.575	55	4.316	72
Planes de beneficios definidos	235	4	230	4
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	3.127	49	3.834	65
Instrumentos financieros derivados	254	4	204	3
Préstamos	6.204	96	10.974	183
Deudas comerciales y otras deudas	30.008	465	27.189	454
Total del pasivo corriente	47.961	744	51.112	854
Total del pasivo	202.177	3.136	196.166	3.275
Total del pasivo y del patrimonio	355.984	5.522	340.428	5.684



2.2 Estado de Resultados Consolidado

Montos en millones	Primer Trimestre			
	2020		2019	
	AR\$	US\$	AR\$	US\$
Ingresos por ventas	38.415	607	29.393	727
Costo de ventas	(27.556)	(436)	(21.269)	(523)
Resultado bruto	10.859	171	8.124	204
Gastos de comercialización	(2.328)	(36)	(1.813)	(43)
Gastos de administración	(2.424)	(39)	(1.863)	(45)
Gastos de exploración	(4)	-	(41)	(1)
Otros ingresos operativos	604	9	484	14
Otros egresos operativos	(822)	(14)	(1.017)	(25)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas	2.069	32	835	20
Desvalorización de PPE e inventarios	(4.316)	(67)	-	-
Resultado operativo	3.638	56	4.709	124
RECPAM	1.676	26	3.308	76
Ingresos financieros	1.007	16	1.298	33
Gastos financieros	(3.861)	(62)	(3.611)	(88)
Otros resultados financieros	(1.114)	(15)	(495)	(6)
Resultados financieros, neto	(2.292)	(35)	500	15
Resultado antes de impuestos	1.346	21	5.209	139
Impuesto a las ganancias	(403)	(5)	1.427	30
Resultado del período	943	16	6.636	169
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>775</i>	<i>14</i>	<i>6.531</i>	<i>167</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>168</i>	<i>2</i>	<i>105</i>	<i>2</i>
Resultado por acción atribuible a los accionistas	0,47	0,01	3,48	0,09
Resultado por ADR atribuible a los accionistas	11,81	0,21	87,08	2,23

2.3 Estado de Caja y Deuda Financiera

Al 31 de marzo 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	165	140	515	515	350
Distribución de energía	69	38	168	93	99	55
Petroquímica	-	-	-	-	-	-
Holding y otros	48	48	-	-	(48)	(48)
Petróleo y gas	160	160	1.098	1.098	938	938
Total	443	386	1.782	1.706	1.339	1.320
Afiliadas a nuestra part.	134	134	423	423	289	289
Total con afiliadas	577	521	2.205	2.129	1.627	1.608
Total Grupo Restringido²	373	348	1.613	1.613	1.240	1.265

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** Montos consolidados sin incluir Edenor y afiliadas a nuestra tenencia, de acuerdo a la definición en los prospectos de deuda de Pampa Energía.



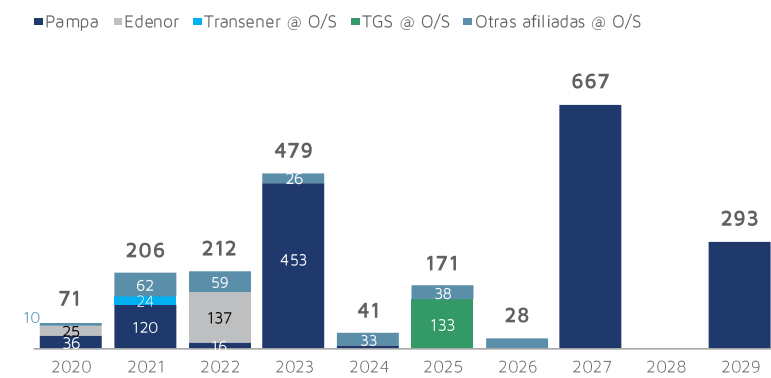
Resumen de Instrumentos de Deuda

Sociedad En millones	Instrumento	Vencimiento Final	Monto Emisión	Monto Remanente	Tasa Pactada
En US\$					
Transener ¹	ON Clase 2	2021	101	91	9,75%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300	137	9,75%
TGS ¹	ON a descuento y tasa fija	2025	500	482	6,75%
Pampa	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	424	7,375%
	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	656	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 Energía	ON Clase IV ³	2020	1.238	1.238	Badlar Privada +3%
	ON Clase V ³	2020	565	565	Badlar Privada +5%

Nota: **1** Compañías afiliadas, las cuales bajo NIIF no consolidan en los EEFF de Pampa. **2** Instrumento de deuda emitida por CTLL, subsidiaria fusionada con Pampa Energía. **3** Emitidos el 30 de abril de 2020.

Operaciones de Deuda⁶

Al 31 de marzo de 2020, a nivel consolidado el promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era del 7,8%, moneda en la que está denominada el 93% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija. La tasa promedio de la deuda en AR\$ ascendió a 40,8%. La vida promedio de la deuda financiera consolidada de Pampa es de aproximadamente 5,3 años. A continuación, se expone el perfil de deuda, neto de recompras, en US\$ millones a fin del trimestre:



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

Durante el 1T20, la Compañía pagó a vencimiento US\$25 millones y precanceló préstamos financieros por US\$40 millones. Posteriormente al cierre del 1T20, Pampa tomó deudas bancarias en AR\$ por AR\$1.500 millones a un año, AR\$3.000 millones a 90 días y cauciones por AR\$950 millones con vencimiento en mayo 2020. Asimismo, el 30 de abril de 2020 se emitieron las ONs Clase 4 por VN de AR\$1.238 millones a 90 días y ONs Clase 5 por VN de AR\$565 millones a 180 días. Además, precanceló deudas bancarias en AR\$ por un total de AR\$2.938 millones.

⁶ Para más información, ver sección 1.5 y 1.6 de este Informe.



En relación a las recompras de ONs, a la fecha Pampa posee en cartera ONs Serie T 2023 por VN de US\$75,6 millones, ONs Serie I 2027 por VN de US\$94,1 millones y ONs Serie III 2029 por VN de US\$7,5 millones de VN.

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

Con respecto a las subsidiarias, a mediados de abril de 2020 Edenor pagó al vencimiento la tercera amortización del préstamo con el ICBC por US\$12,5 millones. Asimismo, con fecha posterior al cierre del 1T20, Edenor recompró un total de US\$0,7 millones de VN de sus ONs 2022. Por otro lado, en febrero de 2020 TGS precanceló una facilidad a las exportaciones por US\$17 millones, y en marzo de 2020 recompró un total de US\$17,6 millones de VN de sus ONs Serie II 2025. Adicionalmente, con fecha posterior al cierre del 1T20, Pampa adquirió un total de US\$1,3 millones de VN de las ONs Serie II 2021 de Transener.

Calificación de ONs del Grupo Pampa

El 8 de abril de 2020, en línea con el cambio de perspectivas de riesgo crediticio del soberano, Moody's resolvió modificar la calificación de las ONs de Pampa, Edenor y TGS en escala global de Caa1 a Caa3 y de las ONs de Edenor en escala nacional de Baa3 a Caa1, en todos los casos con perspectiva negativa.

Asimismo, a mediados de abril de 2020, Standard & Poor's modificó la calificación de las ONs de Transener, en escala global de B- a CCC+ y en escala nacional de raBBB+ a raBB, ambos con perspectiva negativa. Posteriormente, en mayo de 2020 también modificó las calificaciones de las ONs de Pampa y TGS en escala global de B- a CCC+ con perspectiva negativa.

A continuación, se exponen las calificaciones de riesgo por las ONs del Grupo Pampa:

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala Global	Escala Nacional
Pampa	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
	FitchRatings	CCC+	AA-
Edenor	S&P	CCC+	raBB-
	Moody's	Caa3	Caa1.ar
TGS	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
Transener	S&P	CCC+	raBB



3. Análisis de los Resultados del 1T20

Ventas netas consolidadas por US\$607 millones, un 17% inferior a los US\$727 millones registrados en el 1T19, debido a disminuciones del 35% en generación de energía, 18% en distribución de energía, 25% en petróleo y gas, 5% en petroquímica, 14% en holding y otros, y menores eliminaciones en ventas intersegmento (US\$56 millones).

- ⇒ **Generación de 4.608 GWh de energía** desde 15 centrales
- ⇒ **Distribución de 5.203 GWh de electricidad** a 3,1 millones de usuarios
- ⇒ **Producción de 46 mil boe por día de hidrocarburos**
- ⇒ **Ventas de 87 mil toneladas de productos petroquímicos**

EBITDA ajustado consolidado de US\$221 millones, un 5% superior a los US\$210 millones del 1T19, debido a incrementos del 18% en generación de energía, 74% en distribución de energía, parcialmente compensados por disminuciones del 38% en petróleo y gas, 10% en holding y otros, y US\$4 millones de pérdidas en petroquímica.

Ganancia atribuible a los propietarios de la Compañía de US\$14 millones, 92% menos que la ganancia de US\$167 millones en 1T19, principalmente debido a la registración de una pérdida por desvalorización de activos (US\$67 millones), menor RECPAM generado por la menor posición monetaria pasiva neta alocada al segmento de distribución de energía (US\$50 millones) y mayores cargos por impuestos a las ganancias (US\$35 millones).

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en US\$ millones	Primer Trimestre	
	2020	2019
Resultado operativo consolidado	56	124
Depreciaciones y amortizaciones consolidadas	70	59
EBITDA	126	183
Ajustes del segmento de generación	69	1
Eliminación de resultado por VPP	(10)	(1)
Eliminación de resultado por desvalorización de PPE	56	-
EBITDA de Greenwind ajustado por tenencia	3	2
EBITDA de CT Barragán ajustado por tenencia	20	-
Ajustes del segmento de distribución	1	7
Ajuste retroactivo a sanciones extraordinarias de la RTI	-	5
Cargos por mora	1	1
Ajustes del segmento de petróleo y gas	(2)	(1)
Eliminación de resultado por VPP	(2)	(1)
EBITDA de OldelVal ajustado por tenencia	0	0
Ajustes del segmento de petroquímica	11	-
Eliminación de resultado por desvalorización de inventarios	11	-
Ajustes del segmento de holding y otros	16	20
Eliminación de resultados por VPP	(20)	(18)
EBITDA de TGS ajustado por tenencia	27	27
EBITDA de Transener ajustado por tenencia	8	10
EBITDA de Refinor ajustado por tenencia	1	1
EBITDA ajustado consolidado	221	210
EBITDA ajustado a nuestra tenencia	198	195



3.1 Análisis del Segmento de Generación de Energía

Segmento de Generación de Energía, Consolidado Montos en US\$ millones	Primer Trimestre		
	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	134	207	-35%
Costo de ventas	(55)	(121)	-55%
Resultado bruto	79	86	-8%
Gastos de comercialización	(1)	(1)	-
Gastos de administración	(9)	(7)	+29%
Otros ingresos operativos	1	2	-50%
Otros egresos operativos	(2)	(2)	-
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	10	1	NA
Desvalorización de PPE	(56)	-	NA
Resultado operativo	22	79	-72%
Ingresos financieros	8	17	-53%
Gastos financieros	(15)	(24)	-38%
Otros resultados financieros	(1)	(2)	-50%
Resultado antes de impuestos	14	70	-80%
Impuesto a las ganancias	(1)	(28)	-96%
Resultado del período	13	42	-69%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	16	41	-61%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	(3)	1	NA
EBITDA ajustado	114	96	+18%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia	112	94	+19%
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	22	64	-66%
Depreciaciones y amortizaciones	23	16	+44%

En el 1T20, el margen bruto de generación de energía fue de US\$79 millones, 8% menos que en 1T19, principalmente debido a los cambios sobre el esquema remunerativo de la energía base o *spot*, que compone el 65% de los 4.751 MW operados por Pampa⁷, pero en 1T20 representó el 36% de las ventas. Nuestra energía térmica *spot* facturó bajo la Res. SEE N° 19/17 US\$7.000/MW-mes hasta febrero de 2019 inclusive, y bajo la Res. SRRYME N° 1/19, devengó potencia estacional ajustada por factor de uso, en particular US\$5.500/MW-mes en marzo de 2019 (otoño). Dicha Res. continuó hasta enero de 2020 inclusive, cuando se facturó US\$7.000/MW-mes (verano), pero a partir de febrero de 2020 entró en vigencia la Res. SE N° 31/20, la cual dispuso la denominación del esquema remunerativo a moneda local al TCN de AR\$60/US\$, impactando negativamente sobre las ventas la depreciación del AR\$ del 5%⁸. Asimismo, considerando el TCN inicial y excluyendo descuentos por factor de utilización, la potencia se redujo en promedio en US\$ un 16% para las unidades térmicas⁹ y 45% para las hidroeléctricas, y también disminuyó el coeficiente por factor de uso a las unidades térmicas con menor despacho, pudiendo descontar al pago de potencia disponible hasta un 40% (antes hasta 30%), afectando principalmente a CPB y CTG. Estos efectos negativos fueron parcialmente compensados por la nueva remuneración adicional a las generadoras que despachen en períodos de alta demanda térmica (HMRT), principalmente beneficiados por CTGEBBA, CTLL y las hidros. Cabe recordar que nuestras ventas bajo PPA's (Energía Plus, Res. SE N° 220/07, Res. MEyM N° 21/17, RenovAr y MAT ER) están denominadas en US\$, cuyos márgenes no registraron cambios significativos vs. 1T19.

Asimismo, el menor margen bruto durante el 1T20 es explicado por un mayor cargo por depreciaciones, producto de las altas comerciales de las nuevas unidades, sumado que CTG transfirió sus contratos a la unidad Plus de CTGEBBA, por lo que desde mayo de 2019 CTG comercializa toda su energía

⁷ Si bien CTEB (567 MW) y PEMC (100 MW) están operados por Pampa, bajo NIIF son afiliadas cuyos resultados no se consolidan a los EEEF de Pampa, sino que se incorporan sus EBITDAs a nuestra tenencia accionaria al EBITDA ajustado de Pampa.

⁸ Corresponde al período febrero a marzo 2020. Para más información, ver la sección 1.2 de este Informe.

⁹ Excepto las centrales térmicas inferiores a 42 MW.



bajo *spot*. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por las adiciones de PEPE II y III comercializadas en el MAT ER (106 MW de capacidad bruta), sumado a la habilitación y repotenciación de las turbinas de gas en CTGEB A (207 MW), actualmente vendidos como energía base hasta habilitar la expansión a CC, lo cual pasará a remunerar con PPA.

El menor devengamiento de ventas y costos de explotación también obedece al regreso de la centralización en CAMMESA de la gestión del combustible a partir del 30 de diciembre de 2019¹⁰, por lo que Pampa dejó de registrar ingresos por reconocimiento de combustible en el Costo Variable de Producción (CVP) y costos por la compra del mismo, que dejaban un margen poco material al segmento.

En términos operativos, la generación de energía del 1T20 operada por Pampa creció 18% con respecto al 1T19, principalmente por la habilitación comercial de la turbina de gas TG04 y repotenciación de la TG03 en CTGEB A Plus (+399 GWh), mayor despacho en CPB y CTLL (+148 GWh), la nueva adición de CTEB (+129 GWh), mayor generación eólica (+123 GWh), mayor despacho forzado por seguridad en CTP y CTG (+25 GWh), y mayor aporte hidráulico en HPPL (+16 GWh). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores caudales de aporte hídrico en HINISA e HIDISA (-75 GWh), menor despacho en CTIW y CTPP por centralización de la gestión del combustible en CAMMESA (-63 GWh) y menor generación en EcoEnergía por mantenimiento programado de los turbocompresores de TGS (-6 GWh).

La disponibilidad de todas las unidades de generación operadas por Pampa alcanzó el 96,6% en el 1T20, 130 puntos básicos superior al 95,3% registrado en el 1T19. Las unidades térmicas registraron una disponibilidad del 95,6%, 160 puntos básicos por encima del registrado en 1T19, principalmente por mejor desempeño operativo en CTG.

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas			Eólicas			Subtotal Hidro + Eólicas
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC ¹	PEPE2 ²	PEPE3 ²	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	1.144
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	53	206
Participación de mercado	0,7%	1,0%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	2,9%
Primer Trimestre							
Generación Neta 1T20 (GWh)	147	87	190	103	49	60	636
Participación de mercado	0,4%	0,2%	0,5%	0,3%	0,1%	0,2%	1,8%
Ventas 1T20 (GWh)	147	87	190	103	49	60	636
Generación Neta 1T19 (GWh)	190	119	175	89	-	-	572
Variación 1T20 vs. 1T19	-22%	-27%	+9%	+16%	na	na	+11%
Ventas 1T19 (GWh)	190	119	175	89	-	-	572
Precio Prom. 1T20 (US\$/MWh)	25	45	19	70	65	71	41
Precio Prom. 1T19 (US\$/MWh)	24	39	24	68	-	-	34
Margen Bruto Prom. 1T20 (US\$/MWh)	16	32	9	62	53	63	31
Margen Bruto Prom. 1T19 (US\$/MWh)	15	32	19	54	-	-	26

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). **2** Habilitados el 10 de mayo de 2019.

¹⁰ Excepto unidades con contratos de Energía Plus.



Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Térmicas										Total
	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB ¹	Eco-Energía	CTEB ²	Subtotal	
Capacidad instalada (MW)	765	361	30	620	100	100	1.050	14	567	3.607	4.751
Capacidad nueva (MW)	364	100	30	-	100	100	178	14	567	1.453	1.659
Participación de mercado	1,9%	0,9%	0,1%	1,5%	0,2%	0,2%	2,6%	0,03%	1,4%	9,0%	11,8%
Primer Trimestre											
Generación Neta 1T20 (GWh)	1.286	294	26	474	19	47	1.678	19	129	3.972	4.608
Participación de mercado	3,6%	0,8%	0,1%	1,3%	0,1%	0,1%	4,8%	0,1%	0,4%	11,3%	13,1%
Ventas 1T20 (GWh)	1.286	295	26	474	19	47	1.728	20	129	4.025	4.661
Generación Neta 1T19 (GWh)	1.213	282	13	400	39	90	1.279	25	-	3.341	3.913
Variación 1T20 vs. 1T19	+6%	+4%	+100%	+19%	-53%	-47%	+31%	-24%	na	+19%	+18%
Ventas 1T19 (GWh)	1.213	381	13	400	39	90	1.387	27	-	3.550	4.122
Precio Prom. 1T20 (US\$/MWh)	33	22	67	20	na	148	22	70	na	40	40
Precio Prom. 1T19 (US\$/MWh)	58	43	130	57	na	101	45	24	na	54	52
Margen Bruto Prom. 1T20 (US\$/MWh)	30	15	na	14	na	119	14	34	na	32	32
Margen Bruto Prom. 1T19 (US\$/MWh)	33	24	na	23	na	70	17	(15)	na	27	27

Nota: Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** Repotenciación de TG03 por 19 MW y habilitación de TG04 por 188 MW desde el 1 y 12 de junio de 2019, respectivamente. **2** Pampa es la operadora y posee una participación del 50% desde el 26 de junio de 2019.

Los costos operativos netos del 1T20, sin incluir depreciaciones, amortizaciones, e ítems no recurrentes, disminuyeron en un 62% con respecto al 1T19, principalmente debido a que en el 1T19 la compra de gas para la gestión propia del combustible acaparó el 62% de los costos operativos del segmento y el 60% del volumen de gas total consumido para el despacho de nuestras plantas térmicas, mientras que en el 1T20 la gestión del combustible quedó nuevamente centralizado en CAMMESA, por lo cual hubo compra de gas solo para unidades con contratos Plus, y representó solamente el 17% de los costos operativos del segmento. 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.

En el 1T20, los resultados financieros fueron similares al 1T19, registrando una pérdida neta de US\$8 millones, principalmente debido a menores gastos financieros por menor stock de deuda en el 1T20, la desvalorización de acreencias registrada en el 1T19, la cual fue posteriormente monetizada bajo el Acuerdo de Regulación de Acreencias del MEM ejecutado en agosto de 2019, y una ganancia por la recompra de ONs, parcialmente compensados por mayores pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros, y menores intereses devengados por acreencias a CAMMESA debido al acuerdo mencionado.

El EBITDA ajustado del 1T20 aumentó en un 18% con respecto al 1T19, reportando una ganancia de US\$114 millones, principalmente por la contribución de la adquirida CTEB, comercializado bajo PPA (567 MW), la entrada en operación de nuevas unidades renovables, menores costos por compras de energía y gastos denominados en AR\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor remuneración sobre la energía base y mayores costos de operación y mantenimiento por el creciente número de unidades. El EBITDA ajustado considera el EBITDA a tenencia de PEMC (Greenwind) del 50%, con una ganancia de US\$3 millones en el 1T20 y US\$2 millones en el 1T19, y de CTEB (CTBSA) del 50%, con una ganancia de US\$20 millones en el 1T20.



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

Proyecto	MW	Comercialización	Moneda	Precio de Adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$ ¹		Fecha de Habilitación Comercial
				Potencia por MW-mes	Variable por MWh	Total por MWh	Presupuesto	% Ejecutado @ 31-Mar-20	
Loma de la Lata	15	Res. SE N° 31/20	AR\$	4.500 - 6.000 ⁽²⁾	5,4	13	20	95%	3T 2020 (est.)
Cierre a CC Genelba Plus	383	PPA por 15 años	US\$	20.500	6	34	350	86%	TG: 12 de junio de 2019⁽³⁾ CC: 3T 2020 (est.)
Cierre a CC Ensenada	280	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	200	4%	1T2022 (est.)

Nota: **1** Montos sin el impuesto al valor agregado. **2** TCN inicial AR\$60/US\$, no considera coeficiente de despacho ni remuneración adicional HMRT. **3** Los 188 MW remuneraran bajo energía base hasta habilitar el 100% del proyecto.

3.2 Análisis del Segmento de Distribución de Energía

Segmento de Distribución de Energía, Consolidado Montos en US\$ millones	Primer Trimestre		
	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	319	389	-18%
Costo de ventas	(255)	(332)	-23%
Resultado bruto	64	57	+12%
Gastos de comercialización	(26)	(35)	-26%
Gastos de administración	(13)	(16)	-19%
Otros ingresos operativos	4	3	+33%
Otros egresos operativos	(5)	(9)	-44%
Resultado operativo	24	-	NA
RECPAM	26	76	-66%
Ingresos financieros	5	4	+25%
Gastos financieros	(19)	(38)	-50%
Otros resultados financieros	(11)	(14)	-21%
Resultado antes de impuestos	25	28	-11%
Impuesto a las ganancias	(13)	(25)	-48%
Resultado del período	12	3	+300%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	7	2	+250%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	5	1	NA
EBITDA ajustado	45	26	+74%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia	25	13	+84%
Altas de PPE, activos intangibles y derechos de uso	22	49	-55%
Depreciaciones y amortizaciones	20	19	5%

En el 1T20 las ventas netas del segmento de distribución disminuyeron en un 18% con respecto al 1T19, principalmente debido a que las tarifas quedaron rezagadas contra la evolución de la depreciación e inflación del AR\$ producto de la falta de aplicación del ajuste por inflación sobre el VAD, el cual corresponde aplicar según la RTI 19,1% en agosto de 2019 y 25,5% en febrero de 2020, y también sobre precio de la electricidad, cuyo último aumento operó en mayo de 2019. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un incremento en el volumen físico vendido y la continuidad del cobro de las cuotas por el diferimiento tarifario del período agosto 2018 - febrero 2019.

El desfase entre la medición del CPD y su otorgamiento en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en el margen bruto y por ende en el VAD, 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.

En términos operativos, las ventas físicas de electricidad aumentaron en un 4% con respecto al 1T19, principalmente explicado por mayor consumo del 5% interanual en el segmento residencial, asociado a una mayor temperatura promedio respecto del año anterior, y en menor medida por el efecto elasticidad precio atrasado y demanda, sumado a un crecimiento en la demanda de industrias y PyMEs en correlación con la leve mejora de la actividad económica (+2% vs. 1T19). Sin embargo, es importante señalar que los últimos 12 días del 1T20 fueron afectados por la vigencia del aislamiento obligatorio, que resultó en una reducción de las demandas comerciales e industriales, compensadas por mayor consumo residencial.

Asimismo, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 2%, principalmente debido a la regularización de clientes residenciales producto de las acciones de disciplina de mercado y normalización de suministros clandestinos. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por desconexiones de clientes no residenciales (PyMEs y grandes usuarios) producto de la recesión económica del último año.

Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2020			2019			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Primer Trimestre								
Residencial ¹	2.194	42%	2.762.301	2.081	41%	2.704.169	+5%	+2%
Comercial	875	17%	353.311	847	17%	355.379	+3%	-1%
Industrias	922	18%	6.847	894	18%	6.881	+3%	-0%
Sistema de Peaje	920	18%	692	920	18%	692	-0%	-
Otros								
Alumbrado Público	155	3%	21	161	3%	21	-3%	-
Villas de Emergencia y Otros	137	3%	473	114	2%	466	+20%	+2%
Total	5.203	100%	3.123.645	5.017	100%	3.067.608	+4%	+2%

Nota: 1 Incluye 566.690 y 612.380 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 31 de marzo de 2020 y 2019, respectivamente.

Las compras de energía se redujeron en un 18% en el 1T20 con respecto al 1T19, principalmente explicado por el congelamiento del precio de compra en AR\$ desde mayo de 2019, superado por la evolución de la inflación y del TCN. Esta disminución fue parcialmente compensada por el incremento del 5% en el volumen de energía demandada, neto de pérdidas, sumado a un aumento en la tasa de pérdidas de energía, el cual ascendió al 18,4% de la energía demandada en el 1T20 vs. 17,4% en 1T19, principalmente generado por robo de electricidad incentivado por la recesión económica. No obstante, los costos asociados al robo de energía se redujeron en términos reales, debido al congelamiento del precio estacional.

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, depreciaciones y amortizaciones, disminuyeron en un 30% en el 1T20 con respecto al 1T19, principalmente debido a un menor cargo y reversión de provisiones por sanciones devengadas en el ejercicio pasado, 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. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor previsión para desvalorización de créditos por ventas debido a la merma en la recaudación, afectada por el aislamiento.

En el 1T20, los resultados financieros alcanzaron una ganancia neta de US\$1 millón, US\$27 millones menos que el 1T19, principalmente debido a una menor ganancia en el RECPAM como consecuencia de la disminución de la posición monetaria pasiva por la Regularización de Obligaciones, sumado a pérdidas netas por la tenencia de activos financieros, parcialmente compensadas por un menor devengamiento de intereses sobre la deuda comercial con CAMMESA, la cual fue regularizada en el Acuerdo firmado en mayo pasado, y menor diferencia de cambio neta, producto de una menor devaluación del peso en comparación con el 1T19.

El EBITDA ajustado en el 1T20 de nuestro segmento de distribución registró una ganancia de US\$45 millones, representando un aumento del 76% con respecto al 1T19, debido a un menor cargo y reversión de provisiones por sanciones principalmente producto de la mejora del servicio, mayor demanda eléctrica, la continuación de la registración de los retroactivos por el diferimiento tarifario y menor costo por pérdida de energía. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la falta de ajuste sobre el VAD, los mayores



precios estacionales de usuarios no residenciales que no fueron trasladados a tarifa, los crecientes costos por hurto de energía y mayores provisiones por incobrables. Asimismo, el EBITDA ajustado incluye los ingresos de cargos por mora.

3.3 Análisis del Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado Montos en US\$ millones	Primer Trimestre		
	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	85	113	-25%
Costo de ventas	(65)	(70)	-7%
Resultado bruto	20	43	-53%
Gastos de comercialización	(7)	(3)	+133%
Gastos de administración	(11)	(12)	-8%
Gastos de exploración	-	(1)	-100%
Otros ingresos operativos	2	2	-
Otros egresos operativos	(2)	(5)	-60%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	2	1	+100%
Resultado operativo	4	25	-84%
Ingresos financieros	2	9	-78%
Gastos financieros	(27)	(21)	+29%
Otros resultados financieros	2	11	-82%
Resultado antes de impuestos	(19)	24	NA
Impuesto a las ganancias	6	4	+50%
Resultado del período	(13)	28	NA
EBITDA ajustado	29	47	-38%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia	29	47	-38%
Altas de PPE y activos intangibles	19	33	-42%
Depreciaciones y amortizaciones	27	23	+17%

En el 1T20 el margen bruto de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyó en un 53% con respecto al 1T19, principalmente debido a las caídas del 26% y 9% en los precios de venta denominados en US\$ y devengados a la demanda del gas y petróleo, respectivamente, y en menor medida, a las mayores depreciaciones por altas de pozos principalmente en las áreas El Mangrullo y Rincón de Aranda. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una disminución en las regalías, producto de la caída en los precios realizados, y menores gastos denominados en AR\$ diluidos por la devaluación.

En términos operativos, en el 1T20 la producción del segmento se mantuvo estable, alcanzando los 46,0 kboe/día, monto levemente inferior al nivel registrado en el 1T19 y 4T19. En cuanto a gas, la producción alcanzó 6,9 millones de m³/día, 2% menos que en el 1T19 y 5% menos que en el 4T19, principalmente debido a una caída en la producción en ciertas áreas gasíferas como consecuencia de la poca visibilidad en los precios, los cuales están siendo repercutidos por el exceso de oferta doméstica producto de la caída de la demanda doméstica del gas por factores estacionales y económicos, sumado la irrupción del *shale gas*, principalmente sostenido por proyectos aprobados bajo el Plan Gas No Convencional¹¹. Estos factores repercutieron en las áreas Río Neuquén y Rincón del Mangrullo (-473 dam³/día de variación interanual y -258 dam³/día vs. 4T19), que disminuyeron la producción por menor tasa de perforación y declino natural, además de una leve disminución en Sierra Chata y Aguaragüe (-70 dam³/día de variación interanual y -65 dam³/día vs. 4T19). La disminución de producción fue parcialmente compensada por el incremento de la producción en El Mangrullo (+414 dam³/día de variación interanual y -23 dam³/día vs. 4T19), área en la cual, en concordancia con su productividad y potencial, se incrementó la infraestructura de evacuación, subiendo la producción a aproximadamente 4,4 millones de m³/día en marzo de 2020. Cabe destacar que

¹¹ Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales, Res. MEyM N° 46, 419, 447 /17 y 12/18.



en el 1T20 el 8% 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.

En el 1T20, nuestro precio promedio de venta de gas devengado fue de US\$2,3/MBTU, 26% menor al US\$3,1/MBTU registrado en el 1T19, principalmente debido a la tendencia negativa evidenciada en los precios internos desde agosto de 2018, como consecuencia a las reducciones impuestas por CAMMESA en el precio de referencia y compra para usinas. En enero de 2020, CAMMESA continuó ejerciendo su estrategia comercial en condición interrumpible con horizonte mensual, registrando un precio promedio de ofertas de US\$1,73/MBTU en boca de pozo en Cuenca Neuquina. Ante la carencia de señales para realizar inversiones y compensar la declinación natural, a partir de febrero de 2020 CAMMESA instruyó que las licitaciones sean parcialmente firmes, con un 30% DoP. En consecuencia, los precios promedios ofertados en el PIST para la Cuenca Neuquina subieron a US\$2,59/MBTU y US\$2,42/MBTU para las licitaciones de febrero y marzo, respectivamente. Sin embargo, ante el surgimiento del COVID-19 y el aislamiento decretado por Estado, los precios PIST ofertados han caído significativamente, a niveles evidenciados en la licitación de enero. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por exportaciones a Chile.

Cabe destacar que en el 1T20 el 72% de nuestras entregas de gas se destinaron a CAMMESA, el 14% a abastecer el despacho de nuestras unidades Plus y como insumo para nuestras plantas de petroquímica, el 7% es exportado a Chile, y el remanente de 7% fue destinado al *spot*/industrial (segmento altamente correlacionado con CAMMESA) y a distribuidoras de gas. Los precios del gas reflejan la estacionalidad de la demanda y el exceso de oferta doméstica durante el período estival.

La producción de petróleo alcanzó los 5,3 kbb/día en el 1T20, ligeramente inferior al 1T19, principalmente debido a Chirete, El Tordillo y Río Neuquén (-0,5 kbb/día), parcialmente compensada por la contribución de producción *shale oil* en Rincón de Aranda (+0,3 kbb/día), producto de la completación de un pozo hacia fin de 2019, además del leve crecimiento de producción en Gobernador Ayala (+0,2 kbb/día). En comparación al 4T19, la producción subió 0,3 kbb/día, principalmente por mayor producción en El Tordillo y Rincón de Aranda.

Asimismo, nuestro precio promedio de venta de petróleo devengado del 1T20 fue de US\$49,7/barril, 9% menor al US\$54,4/barril registrado en 1T19, principalmente explicado por una caída en los precios internacionales de referencia desde enero de 2020, profundizada en marzo de 2020 por los efectos del COVID-19 sobre la demanda mundial. Asimismo, desde la entrada en vigencia del aislamiento, el precio fue afectado por una caída significativa en la demanda.

Al 31 de marzo de 2019, nuestros pozos productivos en Argentina totalizaron 874, en comparación a los 885 al 31 de diciembre de 2019.

Producción de Petróleo y Gas	Petróleo	Gas	Total
Primer Trimestre			
Volumen 1T20			
En miles de m3/día	0,8	6.914	
En miles de boe/día	5,3	40,7	46,0
En millones de pie cúbicos/día		244	
Volumen 1T19			
En miles de m3/día	0,9	7.044	
En miles de boe/día	5,4	41,5	46,8
En millones de pie cúbicos/día		249	
Variación Volumen 1T20 vs. 1T19	-1%	-2%	-2%
Precio Promedio 1T20			
En US\$/bbl	49,7		
En US\$/MBTU		2,3	
Precio Promedio 1T19			
En US\$/bbl	54,4		
En US\$/MBTU		3,1	
Variación Precios 1T20 vs. 1T19	-9%	-26%	



Los costos operativos netos del 1T20, sin considerar depreciaciones, amortizaciones y cargos no recurrentes, disminuyeron en un 15% interanual, principalmente explicado por menores regalías por menor precio, la dilución por la devaluación de los costos denominados en AR\$ y la no registración de gastos de exploración en 1T20, parcialmente compensados por mayores gastos de transporte de gas, debido a la mayor producción en el área El Mangrullo.

En el 1T20 los resultados financieros alcanzaron una pérdida neta de US\$23 millones, US\$22 millones superior al 1T19, principalmente debido a pérdidas netas por la tenencia de instrumentos financieros, mayores gastos financieros, y menores ganancias por intereses financieros, parcialmente compensados por revaluación de los créditos con las distribuidoras y ganancia por la recompra de ONs.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas disminuyó en un 38%, registrando US\$29 millones en el 1T20, principalmente por menores precios de venta de hidrocarburos. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores regalías y el efecto de la devaluación del AR\$ en los costos.

3.4 Análisis del Segmento de Petroquímica

Segmento de Petroquímica, Consolidado Montos en US\$ millones	Primer Trimestre		
	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	73	77	-5%
Costo de ventas	(71)	(66)	+8%
Resultado bruto	2	11	-82%
Gastos de comercialización	(2)	(2)	-
Gastos de administración	(1)	(1)	-
Otros ingresos operativos	-	1	-100%
Otros egresos operativos	(1)	(7)	-86%
Desvalorización de inventarios	(11)	-	NA
Resultado operativo	(13)	2	NA
Gastos financieros	(1)	(4)	-75%
Otros resultados financieros	1	(1)	NA
Resultado antes de impuestos	(13)	(3)	NA
Impuesto a las ganancias	4	3	+33%
Resultado del período	(9)	-	NA
EBITDA ajustado	(2)	2	NA
EBITDA ajustado a nuestra tenencia	(2)	2	NA
Altas de PPE y activos intangibles	-	-	NA
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	NA

El EBITDA ajustado del 1T20 de este segmento registró una pérdida de US\$2 millones, representando una disminución de US\$4 millones con respecto al 1T19, principalmente debido al menor *spread* internacional del estireno y volumen vendido. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un mayor volumen de exportación de caucho sintético, menor costo de gas natural y menores costos operativos asociados al cierre de la planta de etileno en San Lorenzo en enero 2019. Asimismo, cabe mencionar que en el 1T20 no se considera la ganancia de US\$1,5 millones por la cobertura de nafta virgen, el cual fue clasificado al segmento de holding y otros.



A continuación, se muestra las cantidades correspondientes a Pampa:

Resumen Operativo de Petroquímica	Productos			Total
	Estireno y Poliestireno ¹	Caucho Sintético	Otros	
Primer Trimestre				
Volumen 1T20 (miles de toneladas)	24	9	54	87
Volumen 1T19 (miles de toneladas)	24	6	52	83
Variación Volumen 1T20 - 1T19	-2%	+57%	+3%	+5%
Precio promedio 1T20 (US\$/ton)	1.220	1.434	568	840
Precio promedio 1T19 (US\$/ton)	1.346	1.656	652	928
Variación Precios 1T20 - 1T19	-9%	-13%	-13%	-10%

Nota: 1 Incluye Propileno, Etileno y Poliestireno bi-orientado (BOPs).

El volumen total comercializado durante el 1T20 en petroquímica aumentó 5% con respecto al 1T19, principalmente debido a mayores ventas foráneas de caucho sintético, además de mayores ventas locales de bases octánicas, parcialmente compensadas por una disminución en las ventas de aromáticos a petroleras locales y menor exportación de naftas.

En el 1T20 no se registró resultado financiero, mientras que en el 1T19 se alcanzó una pérdida neta de US\$5 millones, principalmente debido a menor gasto financiero devengado de la contingencia con la Aduana de San Lorenzo.

3.5 Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado Montos en US\$ millones	Primer Trimestre		
	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	6	7	-14%
Resultado bruto	6	7	-14%
Gastos de comercialización	-	(2)	-100%
Gastos de administración	(5)	(9)	-44%
Otros ingresos operativos	2	6	-67%
Otros egresos operativos	(4)	(2)	+100%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	20	18	+11%
Resultado operativo	19	18	+6%
Ingresos financieros	1	3	-67%
Gastos financieros	-	(1)	-100%
Otros resultados financieros	(6)	-	NA
Resultado antes de impuestos	14	20	-30%
Impuesto a las ganancias	(1)	76	NA
Resultado del período	13	96	-86%
EBITDA ajustado	35	39	-10%
EBITDA ajustado a nuestra tenencia	35	33	+7%
Altas de PPE y activos intangibles	-	1	-100%
Depreciaciones y amortizaciones	-	1	-100%

En el segmento de holding y otros, sin considerar los VPPs de afiliadas (Transener, TGS y Refinor), durante el 1T20 se registró un margen operativo negativo de US\$1 millón, lo cual representó una leve disminución con respecto al 1T19, principalmente explicado por menores fees devengados.

En el 1T20 se registró una disminución de US\$7 millones en los resultados financieros con respecto al 1T19, alcanzando una pérdida neta de US\$5 millones, principalmente debido a descuentos a los créditos



fiscales y menor ganancia por intereses financieros, parcialmente compensados por una mayor ganancia en la tenencia de instrumentos financieros.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros disminuyó un 10%, alcanzando US\$35 millones en el 1T20. 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 del 1T20 y 1T19 fue de US\$27 millones (total implícito de US\$96 millones), y US\$27 millones (total implícito de US\$104 millones), respectivamente. La reducción del 8% en EBITDA ajustado total se debió principalmente al diferimiento de la actualización semestral por variación de costos que correspondía aplicar desde octubre de 2019, el cual ante un escenario inflacionario y de depreciación cambiaria tiene un impacto negativo en los ingresos en AR\$ regulados. Asimismo, afectó en el EBITDA la caída en los precios internacionales de líquidos y el menor volumen despachado para exportaciones. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por los mayores volúmenes vendidos de propano y butano al mercado interno, menor costo unitario en US\$ del gas natural empleado como reposición de la reducción térmica de planta en el Complejo Cerri (compensado con mayor volumen consumido de gas natural), y mayor ingreso del segmento *midstream* por el comienzo de la prestación de servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta.

En Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria indirecta del 26,3%, en el 1T20 ascendió a US\$8 millones (total implícito de US\$29 millones), 26% inferior que el 1T19, el cual fue de US\$10 millones (total implícito de US\$39 millones), principalmente debido a la falta de ajuste por variación de costos 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\$.

Finalmente, en Refinor, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria del 28,5% en el 1T20 registró una ganancia de US\$1 millón (total implícito de US\$5 millones), levemente mayor al registrado en el 1T19 de US\$1 millón (total implícito de US\$2 millones), principalmente explicado a la actualización gradual de los precios de los combustibles comercializados, superior a la actualización del costo del crudo, y mejores volúmenes de ventas.



3.6 Análisis del Trimestre por Subsidiaria

Subsidiaria En US\$ millones	Primer Trimestre 2020				Primer 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%	2	(26)	0	61,0%	3	(17)	3
Los Nihuales	52,0%	2	(31)	(1)	52,0%	2	(23)	5
CPB ¹	100,0%	-	-	-	100,0%	9	(3)	5
<i>Greenwind</i>		6	103	(0)		5	114	3
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(3)	(51)	0		(2)	(57)	(1)
Subtotal Greenwind ajustado por tenencia	50,0%	3	51	(0)	50,0%	2	57	1
<i>CT Barragán</i>		39	272	(19)		-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(20)	(136)	9		-	-	-
Subtotal CT Barragán ajustado por tenencia	50,0%	20	136	(9)	0,0%	-	-	-
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		86	407	26		79	561	27
Subtotal Generación		114	537	16		96	574	41
Segmento de Distribución de Energía								
Edenor	55,1%	45	99	11	51,8%	25	144	3
Ajustes y eliminaciones ²		(0)	0	(4)		0	0	(1)
Subtotal Distribución		45	99	7		26	144	2
Segmento de Petróleo y Gas								
<i>OldelVal</i>		14	(8)	7		10	(10)	5
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(14)	8	(7)		(10)	10	(5)
Subtotal OldelVal ajustado por tenencia	2,1%	0	(0)	0	2,1%	0	(0)	0
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		29	938	(13)		47	940	28
Subtotal Petróleo y Gas		29	938	(13)		47	940	28
Segmento de Petroquímica								
Pampa Energía	100,0%	(2)	-	(9)	100,0%	2	-	-
Subtotal Petroquímica		(2)	-	(9)		2	-	-
Segmento de Holding y Otros								
<i>Transener</i>		29	22	16		39	(23)	17
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(21)	(16)	(12)		(29)	17	(13)
Subtotal Transener ajustado por tenencia	26,3%	8	6	4	26,3%	10	(6)	5
<i>TGS</i>		96	332	53		104	81	55
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(70)	(241)	(38)		(78)	(60)	(41)
Subtotal TGS ajustado por tenencia	27,6%	27	92	15	25,5%	27	21	14
<i>Refinor</i>		5	14	8		2	(1)	(3)
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(4)	(10)	(6)		(2)	0	2
Subtotal Refinor ajustado por tenencia	28,5%	1	4	2	28,5%	1	(0)	(1)
Pampa individual, otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		(1)	(48)	(8)		1	(246)	78
Subtotal Holding y Otros		35	53	13		39	(232)	96
Eliminaciones		-	(289)	-		-	(71)	-
Total Consolidado		221	1.339	14		210	1.356	167
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		198	1.608	14		195	1.375	167

Nota: 1 Absorbida por Pampa desde el 1 de enero de 2020. 2 Las eliminaciones corresponden a otras compañías o *intercompañías* 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
[Número de Trimestre]T[Año]	[Número de Trimestre] Trimestre de [Año]
ADRs/ADSs	<i>American Depositary Receipts</i>
AR\$	Pesos Argentinos
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
CAMMESA	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 S.A.
CPD	Costo Propio de Distribución
CTBSA	Central Térmica 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
Dam ³	Decámetros cúbicos
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
GLP	Gas Licuado del Petróleo
Gobierno Nacional / Estado	Gobierno Federal de la República Argentina
El Grupo	Pampa Energía S.A. y subsidiarias
GUDI	Grandes Usuarios en Distribución
GWh	Gigawatt-hora
HIDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
HMRT	Horas de Alto Requerimiento Térmico del Mes
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
ICBC	<i>Industrial and Commercial Bank of China Dubai Branch</i>



IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPIM	Índice de Precios Internos al por Mayor
K bbbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles de petróleo equivalente
L ey de Solidaridad	Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública, N° 27.541
M ³	Metros Cúbicos
MAT ER	Mercado a Término de Energías Renovables
MBTU	Millón de <i>British Thermal Unit</i>
MDP	Ministerio de Desarrollo Productivo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEyM	Ex Ministerio de Energía y Minería
MW	Mega watt
MWh	Mega watt-hora
N .a.	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
O /S	A tenencia accionaria
OldelVal	Oleoductos del Valle S.A.
ONs	Obligaciones Negociables
P ampa / Sociedad / Compañía	Pampa Energía S.A.
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte o precio del gas en boca de pozo
Plan Gas	Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Res SE N°1/13) y Programa de Estímulo 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 &P	Standard & Poor's Global Ratings
SE	Secretaría de Energía
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
SGE	Ex Secretaría de Gobierno de Energía (ex Ministerio de Energía)
SRRYME	Ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico
T CN	Tipo de cambio nominal
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
Ton	Tonelada métrica
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
U S\$	Dólares Estadounidenses
V AD	Valor Agregado de Distribución
VN	Valor Nominal
VPP	Valores Patrimoniales Proporcionales