

Resultados del trimestre finalizado el 31 de marzo de 2016

Pampa Energía S.A. (en adelante “Pampa”, la “Compañía” o la “Sociedad”) anuncia los resultados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2016.

Información Accionaria



Bolsa de Comercio
de Buenos Aires
Ticker: PAMP



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

Para mayor información, contactarse con:

Gustavo Mariani
Co - Gerente General

Ricardo Torres
Co - Gerente General

Mariano Batistella
Gerente de Planeamiento y Relación con
Inversores

Lida Wang
Jefe de Relación con Inversores

Tel: +54 (11) 4809-9500

investor@pampaenergia.com
www.pampaenergia.com/ri

Pampa Energía S.A., la empresa integrada de electricidad más grande de Argentina, que a través de sus subsidiarias participa en la generación, transmisión y distribución de electricidad, como también en el transporte y producción de gas natural, anuncia los resultados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2016:

Ventas netas consolidadas por AR\$4.226,7 millones¹ en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2016, un 151,9% mayor a los AR\$1.678,0 millones del trimestre de 2015, principalmente explicado por los aumentos del 27,8% (AR\$167,6 millones) en generación, del 208,7% (AR\$2.021,5 millones) en distribución, del 269,9% (AR\$348,1 millones) en petróleo y gas, y del 57,0% (AR\$7,1 millones) en el segmento holding y otros.

EBITDA ajustado² consolidado de AR\$1.353,2 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2016, comparado a un EBITDA ajustado de AR\$833,1 millones del trimestre de 2015, explicado por aumentos del 20,6% (AR\$56,2 millones) en generación y de AR\$517,3 millones en petróleo y gas, parcialmente compensados por caídas del 7,1% (AR\$5,9 millones) en transmisión, del 8,6% (AR\$31,5 millones) en distribución y mayores pérdidas del 113,0% (AR\$16,2 millones) en el segmento de holding y otros.

Ganancia consolidada de AR\$673,0 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2016, de los cuales AR\$607,6 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, AR\$294,3 millones inferior a AR\$901,9 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el trimestre de 2015, principalmente explicado por las pérdidas reportadas en nuestros segmentos de transmisión (AR\$30,6 millones)¹ y distribución (AR\$315,1 millones), parcialmente compensadas por las ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación (AR\$226,5 millones), petróleo y gas (AR\$90,8 millones) y holding y otros (AR\$636,0 millones).

¹ El segmento de transmisión deja de consolidarse a raíz de la implementación de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), y su resultado neto se expone en la línea de “Resultado por participación en negocios conjuntos”. Para mayor información, por favor remitirse a la sección 4 de este Informe.

² EBITDA ajustado consolidado representa los resultados consolidados por actividades continuas antes de resultados financieros netos, impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta, depreciaciones y amortizaciones, ingresos y egresos no recurrentes, y participación no controladora, e incluye otros ingresos no devengados y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF. Para mayor información sobre el EBITDA ajustado consolidado, por favor remitirse a la sección 4 de este Informe.

1. Hechos Relevantes

1.1 | Adquisición de Petrobras Argentina S.A. (“Petrobras Argentina”)

Con fecha 12 de mayo de 2016, el Directorio de Pampa y el Consejo de Administración de Petróleo Brasileiro S.A. (“Petrobras Brasil”) aprobaron los términos y condiciones finales para la adquisición por parte de Pampa del total del paquete accionario de Petrobras Participaciones S.L., que es titular del 67,1933% del capital y votos de Petrobras Argentina (en adelante la “Transacción”).

En consecuencia, el Directorio de la Compañía aprobó que Pampa, en su carácter de comprador y Petrobras International Braspetro B.V., subsidiaria de Petrobras Brasil y titular del 100% de la participación social de Petrobras Participaciones S.L., en su carácter de vendedor, celebren el contrato de compraventa que instrumentará la Transacción (“*Sale and Purchase Agreement*” o “SPA”), junto con la totalidad de sus anexos y documentos accesorios (los “Documentos de la Transacción”).

Por lo tanto, la Sociedad informa que, sujeto a los siguientes términos y condiciones establecidos en los Documentos de la Transacción:

1. Pampa adquirirá el total del paquete accionario de Petrobras Participaciones S.L., sociedad titular del 67,1933% del capital y votos de Petrobras Argentina, una vez cumplidas las condiciones precedentes para el cierre de la Transacción (el “Cierre”);
2. El precio base de la Transacción asciende a la suma de US\$892 millones (el “Precio Base”), lo que representa un valor de US\$1.327 millones por el 100% del paquete accionario de Petrobras Argentina. El Precio Base se encuentra sujeto a los ajustes acordados entre las partes y que la Sociedad considera que no serán significativos. A la fecha de firma del SPA, Pampa depositará el 20% del Precio Base en una cuenta *escrow* abierta con Citibank, N.A.;
3. Pampa cancelará el precio final de la Transacción con una combinación de las siguientes fuentes de fondos:
 - i. Recursos propios mediante la utilización de:
 - a. Caja por hasta US\$220 millones; y
 - b. Hasta US\$250 millones provenientes de la venta del 50% directo y/o en carácter de beneficiario final del capital accionario y votos de Compañía de Inversiones en Energía S.A. (“CIESA”), controlante de Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS”), de consumarse dicha venta previo al Cierre de la Transacción.
 - ii. Financiamiento bancario por hasta US\$700 millones;
 - iii. Financiamiento privado por hasta US\$225 millones; y
 - iv. Financiamiento que aportará un vehículo controlado por los accionistas controlantes de la Sociedad por hasta US\$150 millones. Esta última operación, por tratarse de una operación entre partes relacionadas, fue puesta a consideración del Comité de Auditoría de la Sociedad para que se expida de conformidad con los términos del artículo 72 de la Ley N° 26.831. Luego de su tratamiento, el Comité consideró que la operación puede considerarse razonablemente encuadrada dentro de las condiciones normales y habituales de mercado.
4. Asimismo, el directorio de Pampa aprobó que, una vez que ocurra el Cierre de la Transacción y sujeto a aprobación del directorio de Petrobras Argentina, Petrobras Argentina, YPF S.A. (“YPF”) y Petrobras Brasil se asocien en un ambicioso plan de inversiones. En consecuencia, como parte de la

Transacción, Petrobras Brasil acordó que una sociedad afiliada a ella adquiera de Petrobras Argentina, con posterioridad al Cierre de la Transacción, el 33,6% de los derechos y las obligaciones de concesión sobre el área Río Neuquén y los activos asociados a dicho porcentaje de participación a un valor de US\$72 millones, valor que se encuentra en línea con los informes de valuación presentados al directorio por Citigroup Global Markets Inc. y Gaffney, Cline & Associates, reconocida empresa consultora internacional especializada en valuación de activos y compañías petroleras. Por su parte, YPF adquiriría el 33,33% restante al mismo valor establecido precedentemente;

5. También como parte de la Transacción, y sujeto a aprobación del directorio de Petrobras Argentina, Pampa y Petrobras Brasil acordaron que una sociedad afiliada a ella adquiera de Petrobras Argentina, con posterioridad al Cierre de la Transacción, el 100% de los derechos y obligaciones bajo el Contrato de Operación celebrado por Petrobras Argentina Sucursal Bolivia y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, en relación a las áreas Colpa y Caranda en Bolivia, sujeto a las aprobaciones gubernamentales en Bolivia. Este activo tiene un valor negativo de US\$20 millones, en línea con la valuación del área efectuada por Citigroup Global Markets Inc. Como consecuencia de ello, el valor neto a abonar por Petrobras Brasil para la adquisición de la participación en el área Río Neuquén referida en el punto 4. y de los derechos y obligaciones del Contrato de Operación de Colpa y Caranda, será de US\$52 millones;
6. Finalmente, se informa que en forma previa al Cierre de la Transacción, la Sociedad deberá promover una oferta pública obligatoria de acciones de Petrobras Argentina, pagadera en efectivo (la “OPA en Efectivo”) de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Mercado de Capitales y las normas de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”), sobre ofertas públicas de adquisición obligatorias por cambio de control y adquisición indirecta, oferta que se encontrará condicionada a la aprobación de la CNV y al Cierre de la Transacción. Tal como se desprende del punto 3., la Sociedad cuenta con los fondos necesarios para llevar adelante la Transacción y la Oferta en Efectivo. Asimismo, el directorio informa que, en forma simultánea al lanzamiento de la OPA en Efectivo, la Sociedad se encuentra analizando la alternativa de lanzar una oferta voluntaria de canje de acciones de Pampa por acciones de Petrobras Argentina (la “Oferta de Canje”), también sujeta a la previa aprobación de la CNV y al Cierre de la Transacción. Tanto la OPA en Efectivo como la Oferta de Canje y consecuente convocatoria a Asamblea de Accionistas para considerar el aumento de capital correspondiente, serán oportunamente sometidos a consideración del directorio de la Sociedad e informados al mercado, cumpliendo la Compañía con la totalidad de los requerimientos establecidos en la Ley de Mercado de Capitales, la normativa de la CNV y las leyes y regulaciones norteamericanas aplicables; y
7. Por último, con la intención de brindar toda la información relevante, el directorio de la Sociedad informa que se encuentra evaluando la posibilidad, una vez perfeccionado el Cierre de la Transacción, la OPA en Efectivo y la Oferta de Canje, de fusionar a la Compañía con Petrobras Argentina, siendo Pampa la sociedad absorbente, todo lo cual será, una vez concluido el análisis exhaustivo, sometido a consideración de los directorios y Asambleas de accionistas de ambas sociedades.

1.2 | Convenio de Exclusividad para la Venta de la Participación en TGS

Con fecha 22 de abril de 2016, Pampa acordó con Harz Energy, una subsidiaria del Grupo Neuss, un período de exclusividad de 45 días para concretar la venta del paquete accionario y derechos que tiene la Compañía, en forma indirecta, de TGS. Entre otras cuestiones, ambas partes acordaron ciertos términos y condiciones comerciales, a saber:

- En compensación por el período de exclusividad, Harz Energy abonó a la Compañía la suma de US\$3 millones, la cual será descontada del precio de compra; y
- En caso de concretarse la venta, el precio de compra será de US\$250 millones.

1.3 | Resolución SEE N° 22/16: Actualización del Esquema Remunerativo de Generación Eléctrica

Con fecha 30 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica (“SEE”) emitió la Resolución SEE N° 22/16, donde actualiza retroactivamente a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2016, los valores de la remuneración de costos fijos, costos variables y mantenimientos no recurrentes previamente estipulados en la Resolución de la Secretaría de Energía (“SE”) N° 482/15.

Para las unidades generadoras de Pampa, dicha resolución representó un aumento en promedio del 42% en comparación con el esquema remunerativo de la Res. SE N° 482/15.

1.4 | Aumento Tarifario en el Transporte de Gas Natural para TGS

En el marco de la Resolución N° 31/16 del Ministerio de Energía y Minería (“MEyM”) publicada en el Boletín Oficial el 1 de abril de 2016, el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) dictó la Resolución N° 1/3.724/16 publicada en el Boletín Oficial el 4 de abril de 2016, en la que aprueba un incremento del 200,1% en los cuadros tarifarios aplicables al servicio público de transporte de gas natural para TGS a partir del abril de 2016.

Dicho incremento debe ser considerado a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) y sujeto al cumplimiento del plan de inversiones obligatorio comprometido para los próximos 12 meses y que será controlado por el ENARGAS. Asimismo, TGS no podrá distribuir dividendos sin previa autorización del ENARGAS, a cuyo fin deberá acreditarse el cumplimiento de dicho plan de inversiones.

1.5 | Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (“Edenor”): Proceso de RTI

Con fecha 1 de abril de 2016, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) dictó la Resolución ENRE N° 55/16, mediante la cual se aprueba el programa para revisión tarifaria de distribución de electricidad para el presente año, estableciendo los criterios y metodologías para el proceso de RTI, así como también el régimen de resarcimiento y sanciones, junto a un cronograma tentativo con el detalle del plan de trabajo a presentar.

1.6 | Puesta en Marcha de la Nueva Turbina LMS-100 en Central Térmica Loma de la Lata (“CTLL”)

El 2 de mayo de 2016, con la presencia de la vicepresidenta de la Nación Gabriela Michetti, el gobernador de la provincia de Neuquén Omar Gutiérrez, autoridades nacionales y provinciales y directivos de la Compañía, se llevó a cabo el acto de inauguración de la nueva turbina de 105 MW en CTLL, la cual incrementó la capacidad instalada de dicha planta a 645 MW. La inversión total ascendió a AR\$1.100 millones.

La nueva turbina LMS-100 de General Electric es el mismo modelo de la turbina de gas instalada en Central Térmica Güemes (“CTG”), y está construida con la tecnología más avanzada, que le permite un funcionamiento de gran eficiencia y versatilidad, con la posibilidad de llegar a su carga máxima en solo 10 minutos y con tiempos de mantenimiento muy acotados.

1.7 | Adquisición de Greenwind - Proyecto Eólico

Con fecha 18 de abril de 2016, CTLL adquirió el 100% del capital y las acciones de Greenwind, por un monto de US\$2,1 millones. Greenwind es una sociedad anónima radicada en Argentina, cuyo principal objetivo es el desarrollo del proyecto eólico “Corti”, que consiste en la instalación de un parque de 100 MW de capacidad instalada en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires. Greenwind tiene el derecho de usufructo sobre un terreno de 1.500 hectáreas, en el que se han desarrollado mediciones del viento durante los últimos cuatro años.

1.8 | Laudo Arbitral de CTLL

En relación al acuerdo de compensación monetaria alcanzado con la contratista del laudo arbitral en favor de CTLL, a la fecha de emisión del presente Informe de Resultados se ha cobrado la totalidad del monto por dicho acuerdo, incluyendo intereses y gastos, por la suma total de US\$15,7 millones por todo concepto.

1.9 | Operaciones de Deuda de Nuestras Subsidiarias

1.9.1 Emisión de Valores de Corto Plazo (“VCPs”) de Petrolera Pampa

En el marco del Programa de VCPs simples por hasta US\$70 millones o su equivalente en otras monedas, el 20 de abril de 2016 se emitió la Serie 14, por un valor nominal de AR\$295,8 millones. El pago de capital será en una cuota a 12 meses desde la emisión, a tasa variable Badlar Privada más 5,9%, pagaderos en forma trimestral.

1.9.2 Préstamo Bancario para Petrolera Pampa

Con fecha 29 de marzo de 2016, Petrolera Pampa suscribió un nuevo contrato de préstamo productivo por AR\$300 millones con ICBC, con el objeto de cancelar el préstamo con la misma entidad de fecha 27 de julio de 2015 por el mismo monto. Los principales términos y condiciones se describen a continuación:

- Intereses: tasa fija del 33% para los primeros 12 meses y el plazo restante a tasa variable BADCOR más 5,75% de margen, pagaderos de forma trimestral; y
- Amortización: 10 cuotas trimestrales y consecutivas, pagadera la primera cuota al vencimiento del plazo de 9 meses contado desde la fecha de desembolso. La primera cuota será por el 2% del capital, la segunda será por el 6,5%, la tercera y cuarta por el 11%, la quinta y sexta por 11,25% y a partir de la séptima y hasta la décima por el 11,75% del capital.

Ese mismo día, Petrolera Pampa precanceló AR\$165 millones del préstamo con el Banco Hipotecario S.A.

1.10 | Nombramiento de Miembros en el Directorio y Comité de Auditoría de Pampa Energía

Con fecha 29 de abril de 2016, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de Pampa aprobó la designación de Clarisa Lifsic, Santiago Alberdi, Javier Campos Malbrán y Julio Suaya de María como Directores Independientes, en reemplazo de Hector Mochón, Emmanuel Álvarez Agis, Lucía Belén Gutiérrez y Eduardo Setti. A su vez, se designaron en calidad de Directores Independientes suplentes a José María Tenailon, Mariano González Álzaga y Juan Francisco Gómez.

En el Comité de Auditoría, se designaron a Santiago Alberdi y Clarisa Lifsic en reemplazo de Marcelo Blanco y Héctor Mochón.

Finalmente, el 10 de mayo de 2016 el Directorio resolvió designar a Marcelo Mindlin como Presidente y a Gustavo Mariani como Vicepresidente de la Compañía, aceptando así la renuncia de Gustavo Mariani y Ricardo Torres a sus cargos como Presidente y Vicepresidente, respectivamente, pero no así a sus cargos como Directores Titulares.

2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 | Estado de Situación Patrimonial Consolidado (AR\$ Millones)

	Al 31.03.16	Al 31.12.15		Al 31.03.16	Al 31.12.15
ACTIVO			PATRIMONIO		
Participaciones en negocios conjuntos	188,4	223,9	Capital social	1.695,9	1.695,9
Participaciones en asociadas	-	123,2	Prima de emisión	1.231,5	1.231,5
Propiedades, planta y equipo	15.541,6	14.508,4	Reserva legal	51,5	51,5
Activos intangibles	727,4	734,2	Reserva facultativa	977,8	977,8
Activos biológicos	1,8	1,9	Resultados no asignados	3.672,7	3.065,1
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	0,1	2.578,2	Otro resultado integral	(31,1)	(31,1)
Activos por impuesto diferido	324,5	52,3	Patrimonio atribuible a los propietarios	7.598,2	6.990,6
Créditos por ventas y otros créditos	1.315,3	1.228,5	Participación no controladora	1.456,0	1.390,6
Total del activo no corriente	18.099,1	19.450,6	Total del patrimonio	9.054,2	8.381,2
Activos biológicos	-	0,2	PASIVO		
Inventarios	228,7	225,5	Deudas comerciales y otras deudas	3.360,7	2.698,8
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	3.917,6	4.081,0	Préstamos	7.311,4	6.684,7
Instrumentos financieros derivados	18,2	0,2	Ingresos diferidos	167,4	153,8
Créditos por ventas y otros créditos	5.490,7	4.875,5	Remuneraciones y cargas sociales a pagar	84,8	80,0
Efectivo y equivalentes de efectivo	898,3	516,6	Planes de beneficios definidos	276,3	264,5
Total del activo corriente	10.553,6	9.699,0	Pasivo por impuesto diferido	628,5	591,6
Activos clasificados como mantenidos para la venta	2.885,1	-	Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	560,4	271,8
Total del activo	31.537,8	29.149,6	Cargas fiscales	133,6	127,5
			Provisiones	366,7	313,8
			Total del pasivo no corriente	12.889,8	11.186,5
			Deudas comerciales y otras deudas	6.629,9	6.652,5
			Préstamos	1.565,0	1.307,7
			Ingresos diferidos	0,8	0,8
			Remuneraciones y cargas sociales a pagar	713,5	887,0
			Planes de beneficios definidos	53,1	46,1
			Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	161,8	138,9
			Cargas fiscales	372,0	460,3
			Instrumentos financieros derivados	-	18,1
			Provisiones	97,9	70,6
			Total del pasivo corriente	9.593,8	9.581,9
			Total del pasivo	22.483,6	20.768,4
			Total del pasivo y del patrimonio	31.537,8	29.149,6

2.2 | Estado de Resultados Consolidado (AR\$ Millones)

	1er Trimestre	
	2016	2015
Ingresos por ventas	4.226,7	1.678,0
Costo de ventas	(3.278,9)	(1.555,4)
Resultado bruto	947,8	122,6
Gastos de comercialización	(341,9)	(192,9)
Gastos de administración	(451,9)	(247,0)
Otros ingresos operativos	453,8	93,3
Otros egresos operativos	(182,7)	(94,0)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(30,6)	3,5
Resultado por participaciones en asociadas	(2,7)	1,8
Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15	392,0	(312,7)
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI - Res. SE N° 32/15	431,0	1.333,9
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes	81,5	186,6
Resultado operativo	904,5	1.207,8
Ingresos financieros	99,0	56,9
Gastos financieros	(646,4)	(339,8)
Otros resultados financieros	409,1	556,3
Resultados financieros, neto	(138,4)	273,4
Resultado antes de impuestos	766,2	1.481,2
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta	(93,2)	(319,2)
Resultado del período	673,0	1.162,0
Atribuible a:		
Propietarios de la Sociedad	607,6	901,9
Participación no controladora	65,4	260,0
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad:		
Resultado por acción básica	0,3583	0,6862
Resultado por acción diluida	0,3583	0,5809

3. Resumen Operativo

3.1 | Segmento de Generación

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas		Térmicas				Total
	HINISA	HIDISA	CTLL ¹	CTG ²	CTP	CPB	
Capacidad instalada (MW)	265	388	645	361	30	620	2.309
Participación de mercado	0,8%	1,2%	1,9%	1,1%	0,1%	1,9%	6,9%
Primer Trimestre							
Generación 1T16 (GWh)	218	184	961	369	41	357	2.130
Participación de mercado	0,6%	0,5%	2,7%	1,0%	0,1%	1,0%	6,0%
Ventas 1T16 (GWh)	218	184	961	506	41	357	2.268
Generación 1T15 (GWh)	139	116	922	536	46	872	2.631
Variación de generación 1T16 - 1T15	+56,2%	+59,2%	+4,2%	-31,2%	-9,5%	-59,1%	-19,0%
Ventas 1T15 (GWh)	140	116	922	703	46	872	2.799
Precio Promedio 1T16 (AR\$ / MWh)	182,4	189,2	367,6	453,5	1.066,5	189,1	339,1
Margen Bruto Promedio 1T16 (AR\$ / MWh)	94,0	77,9	325,6	233,8	n.d.	(37,3)	203,9
Margen Bruto Promedio 1T15 (AR\$ / MWh)	15,8	2,0	224,0	139,6	n.d.	58,6	130,3

Nota: Margen Bruto antes de cargo por amortización y depreciación. ¹ La capacidad instalada de CTLL incluye 105 MW de la nueva turbina de gas, que comenzó operaciones comerciales el 2 de mayo de 2016. ² Debido a la fusión de CTG con EGSSA y EGSSA Holding, el margen bruto promedio de CTG considera los resultados por CTP.

La generación del 1T16 disminuyó un 19,0% con respecto al mismo período de 2015, principalmente debido a desperfectos técnicos en una de las unidades de vapor en Central Piedra Buena (“CPB”) (-515 GWh) y una en CTG (-167 GWh), combinado en menor medida con una menor provisión de gas por parte de CAMMESA en CTG y Central Térmica Piquirenda (“CTP”).

Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento en el despacho de nuestras unidades hidráulicas (+145 GWh) producto de mayores aportes, caudal de riego y actividad de bombeo, sumado a una mayor generación en CTLL (+39 GWh).

3.2 | Segmento de Distribución

Tipo de Cliente	2016			2015			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Primer Trimestre								
Residencial	2.397	42%	2.472.349	2.389	43%	2.446.256	+0,3%	+1,1%
Comercial	963	17%	362.233	952	17%	350.793	+1,2%	+3,3%
Industrias	977	17%	6.753	923	17%	6.588	+5,8%	+2,5%
Sistema de Peaje	1.062	19%	715	1.053	19%	709	+0,8%	+0,8%
Otros								
Alumbrado Público	155	3%	21	152	3%	22	+1,7%	-4,5%
Villas de Emergencia y Otros	111	2%	409	92	2%	404	+21,3%	+1,2%
Total	5.666	100%	2.842.480	5.562	100%	2.804.772	+1,9%	+1,3%

La electricidad vendida en el primer trimestre de 2016 aumentó un 1,9% en términos de GWh con respecto al mismo período de 2015. A su vez, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 1,3%.

3.3 | Segmento de Petróleo y Gas

Producción de Petróleo y Gas	Petróleo (m3/d)					Gas (dam3/d)				
	Ysur	Petrobras	YPF	Senillosa	Total	Ysur	Petrobras	YPF	Senillosa	Total
Primer Trimestre										
2016	3,1	2,5	26,6	0,1	32,4	55,5	363,6	1.707,0	7,5	2.133,6
2015	6,8	4,0	6,6	-	17,4	71,0	371,9	462,8	-	905,7
Variación	-54,0%	-37,6%	+303,5%	n.d.	+86,1%	-21,9%	-2,2%	+268,8%	n.d.	+135,6%

Nota: Montos de producción ajustados por la participación en los Acuerdos de Petrolera Pampa.

Las producciones de petróleo y gas en el 1T16 aumentaron en 86,1% y 135,6%, respectivamente, respecto al mismo período del año pasado, principalmente debido a la asociación entre Petrolera Pampa e YPF.

4. Análisis de los Resultados del Primer Trimestre de 2016 en Comparación con el Mismo Período de 2015

Ventas netas consolidadas por AR\$4.226,7 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2016, un 151,9% mayor a los AR\$1.678,0 millones del trimestre de 2015, principalmente explicado por los aumentos del 27,8% (AR\$167,6 millones) en generación, del 208,7% (AR\$2.021,5 millones) en distribución, del 269,9% (AR\$348,1 millones) en petróleo y gas, y del 57,0% (AR\$7,1 millones) en el segmento holding y otros.

EBITDA ajustado consolidado de AR\$1.353,2 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2016, comparado a un EBITDA ajustado de AR\$833,1 millones del trimestre de 2015, explicado por aumentos del 20,6% (AR\$56,2 millones) en generación y de AR\$517,3 millones en petróleo y gas, parcialmente compensados por caídas del 7,1% (AR\$5,9 millones) en transmisión, del 8,6% (AR\$31,5 millones) en distribución y mayores pérdidas del 113,0% (AR\$16,2 millones) en el segmento de holding y otros.

Ganancia consolidada de AR\$673,0 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2016, de los cuales AR\$607,6 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, AR\$294,3 millones inferior a AR\$901,9 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el trimestre de 2015, principalmente explicado por las pérdidas reportadas en nuestros segmentos de transmisión (AR\$30,6 millones)¹ y distribución (AR\$315,1 millones), parcialmente compensadas por las ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación (AR\$226,5 millones), petróleo y gas (AR\$90,8 millones) y holding y otros (AR\$636,0 millones).

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado

En AR\$ millones	1T16	1T15
Resultado operativo consolidado	904,5	1.207,8
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	268,4	133,8
EBITDA consolidado bajo NIIF	1.173,0	1.341,6
Ajustes del segmento de generación:		
Recupero de seguros	(1,2)	-
Ajustes del segmento de transmisión:		
Acuerdo Instrumental / Convenio de Renovación	85,6	53,1
Efecto de la consolidación de las participaciones en negocios conjuntos	22,1	26,3
Resultado operativo del segmento transmisión	(20,4)	(5,2)
Depreciaciones de bienes de uso del segmento transmisión	11,9	11,1
Resultados por Proyecto Cuarta Línea	-	23,9
Resultado por participación	30,6	(3,5)
Ajustes del segmento de distribución:		
Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica ("PUREE") de Edenor	-	25,6
Cargos por mora	17,7	11,4
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes	-	(186,6)
Disminución de mutuo por mayores costos salariales/Ajuste Contable - Res. SE N° 32/15	-	(464,8)
Ajustes del segmento de Petróleo y Gas:		
Acuerdo de Compensación Ejecutiva	65,7	28,3
Ajustes del segmento de holding y otros:		
Recupero de gastos	(12,2)	-
Resultado por participación en asociadas (PEPCA)	2,7	(1,8)
EBITDA ajustado consolidado	1.353,2	833,1

4.1 | Análisis del Segmento de Generación

Segmento de Generación, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	770,2	602,5	+27,8%
Costo de ventas	(343,4)	(281,7)	+21,9%
Resultado bruto	426,8	320,8	+33,0%
Gastos de comercialización	(7,0)	(5,2)	+34,1%
Gastos de administración	(107,8)	(62,6)	+72,1%
Otros ingresos operativos	4,1	0,4	NA
Otros egresos operativos	(23,7)	(17,8)	+33,1%
Resultado operativo	292,4	235,5	+24,1%
Ingresos financieros	76,8	52,5	+46,1%
Gastos financieros	(127,8)	(80,2)	+59,4%
Otros resultados financieros	105,8	(14,5)	NA
Resultado antes de impuestos	347,2	193,4	+79,5%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(87,0)	(45,8)	+89,8%
Resultado del período	260,2	147,6	+76,3%
<i>Atribuible a:</i>			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	226,5	136,5	+66,0%
<i>Participación no controladora</i>	33,7	11,1	+202,8%
EBITDA ajustado	329,0	272,8	+20,6%

- En el primer trimestre del 2016 el margen bruto de generación fue de AR\$426,8 millones, 33,0% mayor con respecto al mismo período del 2015, principalmente debido a la actualización del esquema remunerativo por la aplicación de la Res. SEE N° 22/16 a partir de febrero 2016, sumado que en el periodo comparativo del 1T15 no estaba vigente el esquema remunerativo bajo la Res. SE N° 482/15, registrándose el monto retroactivo a febrero 2015 en el 2T15. Asimismo, incidió en el margen bruto de generación el efecto de la devaluación en el tipo de cambio nominal con impacto en nuestros contratos de Energía Plus y Resolución SE N° 220/07. Dichos aumentos fueron parcialmente compensados por mayores costos laborales y menor despacho comparados con en el mismo período de 2015.
- Los costos netos operativos aumentaron 30,2% con respecto al 1T15, principalmente debido a mayores costos laborales y honorarios legales por juicio a Isolux.
- Los resultados financieros netos se incrementaron en AR\$96,9 millones con respecto al primer trimestre de 2015, registrando una ganancia en el 1T16 de AR\$54,8 millones, principalmente debido a mayores ganancias por resultados y diferencia de cambio por tenencia de instrumentos financieros, compensado por mayores pérdidas en intereses financieros y diferencia de cambio, producto de la devaluación de la moneda local con respecto al Dólar estadounidense.
- El EBITDA ajustado aumentó un 20,6% con respecto al primer trimestre de 2015, principalmente por la mejor remuneración de precios y devaluación del Peso, parcialmente compensado por mayores costos laborales y menor despacho de energía. El EBITDA ajustado no incluye montos no recurrentes como recupero de seguros.

4.2 | Análisis del Segmento de Transmisión

Segmento de Transmisión, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	187,6	159,9	+17,3%
Costo de ventas	(171,0)	(135,8)	+25,9%
Resultado bruto	16,6	24,1	-31,4%
Gastos de administración	(33,5)	(25,9)	+29,2%
Otros ingresos operativos	0,0	0,2	-99,0%
Otros egresos operativos	(3,5)	(3,6)	-2,9%
Resultado operativo	(20,4)	(5,2)	+295,2%
Ingresos financieros	47,5	50,9	-6,7%
Gastos financieros	(21,3)	(13,6)	+56,7%
Otros resultados financieros	(92,3)	(17,7)	NA
Resultado antes de impuestos	(86,5)	14,5	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	29,6	(5,7)	NA
Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas	(56,9)	8,8	NA
Ajuste participación no controladora en negocios conjuntos	26,3	(5,2)	NA
Resultado del período	(30,6)	3,5	NA
<i>Atribuible a:</i>			
Propietarios de la Sociedad	(30,6)	3,5	NA
Participación no controladora	-	-	NA
EBITDA ajustado	77,1	83,0	-7,1%

- El primer trimestre del 2016 incluye ventas por AR\$109,4 millones correspondientes a la aplicación de los Acuerdos Instrumentales y Convenios de Renovación firmados con SE y ENRE, mientras que en el mismo período de 2015 en dicho rubro se devengaron AR\$91,9 millones.
- La pérdida operativa de nuestro segmento de transmisión se incrementó AR\$15,3 millones con respecto al primer trimestre de 2015, principalmente como consecuencia de mayores costos laborales, cuyo aumento fue superior al de los ingresos provenientes del Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental.
- Los resultados financieros, netos, registraron una pérdida de AR\$66,0 millones en el 1T16. La disminución de AR\$85,7 millones comparada con el primer trimestre de 2015 responde principalmente a mayores pérdidas por diferencia de cambio netos, producto de la devaluación del Peso con respecto al Dólar estadounidense, moneda en la que está denominada la deuda financiera de Transener. Asimismo, se registraron mayores costos por intereses financieros y un menor devengamiento de intereses en el 1T16 correspondientes a la aplicación de los Acuerdos Instrumentales y Convenios de Renovación por AR\$10,6 millones, en comparación con AR\$19,7 millones devengados en el mismo período de 2015.
- El EBITDA ajustado incluye la diferencia entre los desembolsos percibidos y los montos devengados como ingresos por ventas del crédito con CAMMESA correspondientes al Acuerdo Instrumental, por AR\$85,6 millones en el 1T16, en comparación con AR\$53,1 millones registrados en el 1T15. Cabe destacar que a partir del 1 de enero de 2015 Transener dejó de devengar ingresos financieros por el canon retroactivo de la Cuarta Línea, registrando la remuneración por operación y mantenimiento en la línea de ingresos por ventas. Los intereses de la Cuarta Línea registrados en el 1T15 corresponden a un ajuste por única vez al canon retroactivo correspondiente al período de agosto de 2014 a diciembre 2014.

4.3 | Análisis del Segmento de Distribución

Segmento de Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	2.990,1	968,6	+208,7%
Costo de ventas	(2.645,3)	(1.230,9)	+114,9%
Resultado bruto	344,8	(262,3)	NA
Gastos de comercialización	(288,4)	(171,4)	+68,3%
Gastos de administración	(231,4)	(138,3)	+67,3%
Otros ingresos operativos	13,6	26,9	-49,6%
Otros egresos operativos	(121,2)	(64,3)	+88,6%
Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15	(282,6)	(609,3)	-53,6%
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI - Res. SE N° 32/15	431,0	1.333,9	-67,7%
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	81,5	186,6	-56,3%
Resultado operativo	230,0	911,2	-74,8%
Ingresos financieros	26,1	18,1	+44,3%
Gastos financieros	(392,2)	(209,3)	+87,4%
Otros resultados financieros	(328,6)	(57,5)	NA
Resultado antes de impuestos	(464,7)	662,5	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	89,0	(251,1)	NA
Resultado del período	(375,7)	411,5	NA
<i>Atribuible a:</i>			
Propietarios de la Sociedad	(315,1)	183,7	NA
Participación no controladora	(60,6)	227,7	NA
EBITDA ajustado	332,7	364,2	-8,6%

- En el 1T16 las ventas netas aumentaron un 208,7% con respecto al 1T15, principalmente debido a la implementación retroactiva a febrero de 2016 de la Res. MEyM N° 7/16, en la cual instruye el traspaso del subsidio de la Res. SE N° 32/15 al usuario a través de un aumento tarifario al valor agregado de distribución (“VAD”). Asimismo, en el 1T16 hubo mayores ventas físicas de electricidad y se devengaron mayores montos destinados al FOCEDE, registrando durante el 1T16 AR\$274,4 millones.
- Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron en 107,4% con respecto al 1T15, principalmente debido al aumento de penalidades por el incremento del VAD (Nota ENRE N° 120.151), sumado a mayores costos salariales y honorarios a terceros. Las compras de energía aumentaron un 151,9% con respecto al 1T15, debido al incremento del precio estacional a partir de febrero de 2016 por la implementación de la Res. MEyM N° 6/16.
- El resultado operativo disminuyó en 74,8% con respecto al 1T15, principalmente debido a que el aumento de costos operativos fue mayor que la aplicación de las Res. SE N° 32/15, 250/12 y MEyM 7/16. En el 1T16 se devengaron ingresos adicionales por diferencias entre cuadros tarifarios por AR\$431,0 millones y AR\$81,5 millones de reconocimiento de MMC.
- En el 1T16, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$446,0 millones a una pérdida de AR\$694,7 millones, principalmente debido a mayores pérdidas por diferencia de cambio netos e intereses de pasivos financieros, producto de la devaluación del Peso con respecto al Dólar estadounidense, moneda de pago de las obligaciones negociables de Edenor, sumado a mayores intereses comerciales por la deuda con CAMMESA. Dichos efectos fueron parcialmente compensados con una mayor ganancia por tenencia de instrumentos financieros.
- El EBITDA ajustado en el 1T16 de nuestro segmento de distribución incluye cargos por mora por AR\$17,7 millones, mientras que en el 1T15 incluye un ajuste de AR\$25,6 millones en concepto de PUREE (antes registrado como pasivo), AR\$11,4 millones de cargos por mora y un ajuste negativo por única vez de AR\$464,8 millones de ganancia contable por mayores costos salariales.

4.4 | Análisis del Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	477,1	129,0	+269,9%
Costo de ventas	(313,8)	(73,2)	NA
Resultado bruto	163,3	55,8	+192,8%
Gastos de comercialización	(46,5)	(16,2)	+185,9%
Gastos de administración	(68,2)	(23,5)	+190,0%
Otros ingresos operativos	420,3	65,9	NA
Otros egresos operativos	(34,9)	(11,6)	+202,2%
Resultado operativo	434,0	70,4	NA
Ingresos financieros	0,2	0,0	NA
Gastos financieros	(171,5)	(58,7)	+192,3%
Otros resultados financieros	1,6	45,5	-96,5%
Resultado antes de impuestos	264,3	57,3	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(81,2)	(15,1)	NA
Resultado del período	183,2	42,1	NA
<i>Atribuible a:</i>			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	90,8	21,0	NA
<i>Participación no controladora</i>	92,3	21,2	NA
EBITDA ajustado	644,8	127,5	NA

- En el 1T16 el margen bruto de nuestro segmento petróleo y gas aumentó 192,8% con respecto al mismo período del 2015, principalmente debido a mayores ventas de gas producto de nuestra asociación con YPF en el Área Rincón del Mangrullo (+276,7%) y al efecto de la devaluación en el tipo de cambio nominal en el precio de venta, parcialmente compensado por mayores costos de amortización de pozos, producción y transporte de gas y regalías.
- En el rubro de otros ingresos operativos, el incremento de la ganancia de AR\$354,3 millones corresponde principalmente a un aumento de la compensación adicional recibida a través del Programa de Inyección Excedente Resolución N° 1/13.
- En el 1T16, las pérdidas por resultados financieros netos decrecieron AR\$156,6 millones a una pérdida de AR\$169,7 millones, principalmente debido a mayores pérdidas por intereses de pasivos financieros y costos derivados del taponamiento de pozos.
- El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó AR\$517,3 millones en el 1T16, principalmente por el mayor volumen de ventas y el efecto de la variación del tipo de cambio en el precio de venta. El EBITDA ajustado no considera el acuerdo de compensación para ciertos ejecutivos.

4.5 | Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	19,6	12,5	+57,0%
Costo de ventas	(1,0)	(0,3)	+228,5%
Resultado bruto	18,6	12,2	+52,7%
Gastos de comercialización	(0,0)	(0,0)	-43,2%
Gastos de administración	(50,2)	(26,4)	+90,1%
Otros ingresos operativos	15,9	0,0	NA
Otros egresos operativos	(2,8)	(0,4)	NA
Resultado por participaciones en asociadas	(2,7)	1,8	NA
Resultado operativo	(21,2)	(12,8)	+66,0%
Ingresos financieros	3,3	5,0	-32,5%
Gastos financieros	37,6	(10,4)	NA
Otros resultados financieros	630,3	582,7	+8,2%
Resultado antes de impuestos	650,0	564,5	+15,2%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(14,1)	(7,2)	+94,7%
Resultado del período	636,0	557,2	+14,1%
<i>Atribuible a:</i>			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	636,0	557,2	+14,1%
<i>Participación no controladora</i>	-	-	NA
EBITDA ajustado	(30,5)	(14,3)	+113,0%

- En el 1T16 el margen bruto de nuestro segmento de holding y otros aumentó 52,7% con respecto al mismo período del 2015, principalmente debido a mayores *fees* cobrados a nuestras subsidiarias.
- El resultado operativo se disminuyó en AR\$8,4 millones, registrando una pérdida de AR\$21,2 millones, principalmente debido a mayores costos de honorarios de terceros, parcialmente compensado por un recupero de gastos devengados en el 4T15.
- Los resultados financieros netos aumentaron AR\$94,0 millones, arrojando una ganancia para el 1T16 de AR\$671,2 millones, principalmente debido a mayor ganancia por diferencia de cambio y resultado por tenencia de instrumentos financieros.
- El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros cayó AR\$16,2 millones en el 1T16, principalmente debido a que la velocidad de aumento de costos fue mayor que los ingresos. El EBITDA ajustado no considera el resultado por participación en asociadas, derivado de nuestra participación a través de PEPCA S.A. en el 10% de CIESA, compañía controladora de TGS, como tampoco ítems no recurrentes al segmento.

4.6 | Análisis del Trimestre por Subsidiaria (AR\$ Millones)

Subsidiaria	Primer Trimestre 2016				Primer Trimestre 2015			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴
Segmento de Generación								
Diamante	56,0%	9,8	(93,7)	18,2	56,0%	(3,5)	(27,1)	(0,0)
Los Nihuiles	47,0%	13,2	(185,7)	35,1	47,0%	(3,1)	(10,3)	15,1
CPB	100,0%	(40,6)	958,2	(56,2)	100,0%	34,2	(12,5)	19,8
CTG	90,4%	101,8	13,4	72,7	90,4%	61,4	(48,9)	31,9
CTLL ¹	100,0%	246,7	1.857,8	177,4	100,0%	171,8	(111,2)	69,8
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ³		(1,9)	(662,3)	(20,6)		12,0	1.666,0	(0,1)
Subtotal Generación		329,0	1.887,7	226,5		272,8	1.456,0	136,5
Segmento de Transmisión								
Transener	26,3%	156,3	1.152,8	(112,2)	26,3%	168,4	846,4	18,2
Ajuste consolidación 50% ³		(78,1)	(576,4)	56,1		(84,2)	(423,2)	(9,1)
Ajustes y eliminaciones ³		(1,1)	(16,4)	25,5		(1,3)	(23,2)	(5,6)
Subtotal Transmisión		77,1	560,0	(30,6)		83,0	400,0	3,5
Segmento de Distribución								
Edenor ¹	51,5%	337,8	953,8	(125,0)	51,5%	365,7	(902,8)	469,9
EASA ¹	100,0%	3,9	1.829,4	(249,1)	100,0%	3,9	(3,2)	(56,9)
Ajustes y eliminaciones ³		(9,0)	(1.962,4)	59,0		(5,4)	1.797,1	(229,3)
Subtotal Distribución		332,7	820,7	(315,1)		364,2	891,1	183,7
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa	49,6%	644,8	2.316,6	183,2	49,7%	127,5	(826,8)	42,1
Ajustes y eliminaciones ³		(0,0)	-	(92,3)		-	-	(21,2)
Subtotal Petróleo y Gas		644,8	2.316,6	90,8		127,5	(826,8)	21,0
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía (Individual)	100,0%	(27,5)	(651,7)	86,2	100,0%	(12,4)	(6,7)	(51,0)
Otras compañías y eliminaciones ³		(3,0)	(288,2)	549,8		(1,9)	1.429,3	608,2
Subtotal Holding y Otros		(30,5)	(939,8)	636,0		(14,3)	1.422,5	557,2
Eliminaciones		-	(560,0)	-		-	(400,0)	-
Total Consolidado Atribuible a los Propietarios de la Compañía		1.353,2	4.085,2	607,6		833,1	2.942,9	901,9
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		811,6	2.666,5	607,6		552,9	2.310,1	901,9

¹ Montos no consolidados. ² La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. ³ Las eliminaciones de deuda neta corresponden a intercompañías y recompras de deuda, y en el caso de Transener a la eliminación del 50% de dicha deuda puesto que se consolida proporcionalmente. Las eliminaciones de resultado neto corresponden principalmente a participaciones no controladoras. ⁴ CTLL, Edenor y EASA no incluyen resultados de sus subsidiarias.

5. Información sobre la Conferencia Telefónica

Se llevará a cabo una conferencia telefónica conjunta con Edenor, para analizar los resultados del primer trimestre de 2016 el martes 17 de mayo de 2016 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 11.00 a.m. de Buenos Aires.

El Sr. Leandro Montero, Director de Finanzas y Control de Edenor y la Srta. Lida Wang, Jefe de Relación con Inversores de Pampa, estarán a cargo de la presentación. Para los interesados en participar, comunicarse al 0800-444-2930 desde Argentina, al +1 (844) 854-4411 desde los Estados Unidos, o desde cualquier otro país al +1 (412) 317-5481. Los participantes deberán utilizar la contraseña Pampa Energía / Edenor para la conferencia y llamar cinco minutos antes de la hora fijada. También habrá una transmisión de audio en vivo de la conferencia en la página www.pampaenergia.com/ri.

**Información adicional de la sociedad
podrá encontrarla en:**

www.pampaenergia.com/ri

www.cnv.gob.ar