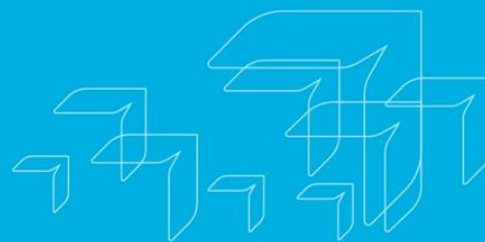


Resultados del período de nueve meses y trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2016



Pampa Energía S.A. (en adelante "Pampa", la "Compañía" o la "Sociedad") anuncia los resultados correspondientes al período de seis meses y trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2016.

Buenos Aires, 11 de noviembre 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
Vicepresidente y
Co - Director General

Ricardo Torres
Vicepresidente y
Co - Director General

Mariano Batistella
Director Ejecutivo de Planeamiento,
Estrategia y Empresas Vinculadas

Lida Wang
Gerente de Relación con Inversores

Edificio Pampa Energía
Maipú 1,
(C1084AB),
Ciudad de Buenos Aires,
Argentina

Tel: +54 (11) 4344-6000

investor@pampaenergia.com

www.pampaenergia.com/ri

Pampa Energía S.A., la empresa independiente integrada de energía más grande de Argentina, que a través de sus subsidiarias participa en las cadenas de valor de electricidad y petróleo y gas, anuncia los resultados correspondientes al período de nueve meses y trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2016:

Ventas netas consolidadas por AR\$18.280,1 millones¹ en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, un 243,9% mayor a los AR\$5.315,3 millones del mismo período de 2015, principalmente debido a la incorporación en agosto de Petrobras Argentina. Las ventas netas de generación aumentaron AR\$1.107,3 millones, AR\$6.206,2 millones en distribución, AR\$3.544,3 millones en petróleo y gas, AR\$2.725,7 millones en refino y distribución, AR\$915,1 millones en petroquímica y AR\$24,2 millones en el segmento holding y otros, parcialmente compensado por mayores eliminaciones de AR\$1.558,0 millones por ventas intersegmento.

EBITDA ajustado² consolidado de AR\$3.301,7 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, comparado a un EBITDA ajustado de AR\$2.680,0 millones del mismo período de 2015, explicado por aumentos de AR\$409,1 millones en generación, AR\$2.461,2 millones en petróleo y gas, AR\$269,3 millones en refino y distribución, AR\$43,6 millones en petroquímica y AR\$22,2 millones en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensados por caídas de AR\$2.076,0 millones en distribución y AR\$507,7 millones en holding y otros.

Pérdida consolidada de AR\$1.543,8 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016, de los cuales AR\$992,9 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, AR\$1.996,2 millones inferior a la ganancia de AR\$1.003,3 millones atribuibles a los propietarios en el mismo período de 2015, principalmente explicado por las pérdidas reportadas en nuestros segmentos de distribución (AR\$1.361,9 millones) y holding y otros (AR\$1.100,7 millones), compensadas por ganancias reportadas en generación (AR\$605,7 millones), petróleo y gas (AR\$597,9 millones), refino y distribución (AR\$214,5 millones) y petroquímica (AR\$29,4 millones).

¹ Bajo las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), Transener y TGS no se consolidan en los estados de resultados y de situación patrimonial de Pampa, siendo solo sus valores proporcionales de participación expuestos en el segmento holding y otros bajo la línea "Resultado por participación en negocios conjuntos" y "Resultado por participación en asociadas", respectivamente. Para mayor información, remitirse a la sección 3 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, incluye otros ingresos no devengados y otros ajustes derivados de la implementación de NIIF. Para mayor información sobre el EBITDA ajustado consolidado, remitirse a la sección 3 de este Informe.



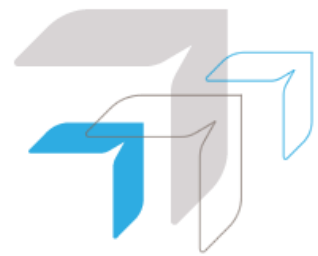
Principales Resultados del Tercer Trimestre de 2016³

Ventas netas consolidadas por AR\$9.897,6 millones en el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2016, AR\$7.997,7 millones mayor a los AR\$1.899,9 millones del trimestre de 2015, principalmente explicado por aumentos de AR\$836,7 millones en generación, AR\$2.367,0 millones en distribución, AR\$2.726,1 millones en petróleo y gas, AR\$2.725,7 millones en refinación y distribución, AR\$915,1 millones en petroquímica y de AR\$3,7 millones en holding y otros, parcialmente compensado por mayores eliminaciones de AR\$1.576,7 millones por ventas intersegmento.

EBITDA ajustado consolidado de AR\$1.527,0 millones en el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2016, comparado a un EBITDA ajustado de AR\$1.074,6 millones del trimestre de 2015, explicado por incrementos de AR\$308,0 millones en generación, AR\$1.392,8 millones en petróleo y gas, AR\$269,3 millones en refinación y distribución, AR\$43,6 millones en petroquímica y AR\$22,2 millones en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensados por reducciones de AR\$1.168,3 millones en distribución y AR\$415,1 millones en el segmento de holding y otros.

Pérdida consolidada de AR\$1.117,7 millones en el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2016, de los cuales AR\$932,1 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, AR\$972,3 millones inferior a la ganancia registrada de AR\$40,3 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el trimestre de 2015, principalmente explicado por las pérdidas reportadas en nuestros segmentos de distribución (AR\$417,7 millones) y holding y otros (AR\$1.455,1 millones), parcialmente compensadas por las ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación (AR\$224,4 millones), petróleo y gas (AR\$450,2 millones), refinación y distribución (AR\$214,5 millones) y petroquímica (AR\$29,4 millones).

³ La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 30 de septiembre de 2016 y 2015 están basados en los estados financieros preparados de acuerdo con las normas contables NIIF vigentes en Argentina, correspondiente a los períodos de seis meses finalizados el 30 de septiembre de 2016 y 2015, y el trimestre finalizado el 30 de junio de 2016 y de 2015.



1. Hechos Relevantes

1.1 | Revisión Tarifaria Integral ("RTI")

1.1.1 Proceso de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. ("Edenor")

Mediante la Resolución del Ministerio de Energía y Minería ("MEyM") N° 7/16, se instruyó al Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE") a realizar la RTI para Edenor y Edesur con anterioridad al 31 de diciembre de 2016. En ese sentido, con fecha 1 de abril de 2016, el ENRE dictó la Resolución N° 55/16, mediante la cual se aprobaba el programa para la RTI, régimen de resarcimiento y sanciones, y un cronograma de trabajo a presentar.

Con fecha 7 de septiembre de 2016, Edenor presentó al ENRE para su aprobación la propuesta de cuadro tarifario a ser aplicado en los próximos cinco años. En la propuesta tarifaria se procedió a:

- i. Presentar la propuesta de base de capital utilizándose el método de Valor Nuevo de Reposición ("VNR") depreciado;
- ii. Presentar el Plan de Inversiones 2017-2021;
- iii. Presentar un detalle de gastos de explotación; y
- iv. Proveer todos los demás datos que fueron requeridos por el Ente Regulador.

Dicha propuesta y anexos presentados por Edenor están disponible en el sitio web del ENRE, <http://www.enre.gov.ar/>.

De acuerdo al cronograma oportunamente fijado por el ENRE, con fecha 28 de octubre de 2016 se celebró la audiencia pública como paso previo a resolver el cuadro tarifario para el próximo período, el cual podrá tener en cuenta total o parcialmente la propuesta formulada por Edenor. A la fecha de emisión del presente Informe, Edenor se encuentra a la espera de la expedición del ente regulador sobre los cuadros tarifarios definitivos de la RTI.

1.1.2 Proceso de Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. ("Transener")

Con fecha 28 de septiembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución N° 524/16, en la cual aprueba el programa para la RTI del transporte de energía eléctrica, las que deberán quedar concluidas el 31 de Enero de 2017, con la emisión de las respectivas resoluciones que aprueben los cuadros tarifarios, régimen de calidad de servicio y sanciones y regímenes de premios que regirán durante el próximo periodo tarifario de 5 años. La entrada en vigencia del cuadro tarifario resultante se estipula a partir del mes de febrero 2017.

Cabe destacar que el 31 de diciembre de 2015 vencieron las vigencias de los Convenios de Renovación de los Acuerdos Instrumentales celebrados entre Transener, Transba, la Secretaría de Energía ("SE") y el ENRE. No obstante ello, Transener continuó recibiendo los ingresos acordados en dichos convenios hasta el agotamiento de los respectivos créditos; lo cual ocurrió el 8 de junio de 2016 y el 12 de mayo de 2016, para Transener y Transba, respectivamente.

Al 30 de septiembre de 2016 Transener y Transba recibieron desembolsos por AR\$857,1 millones y AR\$366,1 millones, respectivamente, a cuenta de las Adendas pendiente de formalizar con la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. ("CAMMESA"), los cuales exceden en AR\$320,1 millones y AR\$190,7 millones, respectivamente, a los créditos por mayores costos reconocidos al 31 de diciembre de



2015 conforme a los Convenios de Renovación. Dichos excedentes se encuentran registrados como pasivo corriente.

1.1.3 Incrementos al Gas Natural y Tarifas de Licenciatarias: Fallo de la Corte Suprema de Justicia Nacional ("CSJN") y Audiencia Pública

A raíz de los incrementos tarifarios dispuestos por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") a las licenciatarias del servicio público de transporte y distribución de gas natural, como así también al incremento del precio del gas natural, numerosas acciones judiciales fueron iniciadas planteando su nulidad, lo que afectó seriamente la aplicación de los mismos y el marco de previsibilidad fijado. En el marco de una acción de amparo, el 6 de julio de 2016 la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata declaró la nulidad de los incrementos tarifarios de gas natural, retro trayendo la situación tarifaria a la existente previamente a los incrementos tarifarios.

El 18 de agosto de 2016, la CSJN confirmó parcialmente la sentencia dictada por la Cámara, estableciendo:

- i.** La obligatoriedad del cumplimiento de la audiencia pública previa para la fijación de las tarifas de gas natural vinculadas a los segmentos de transporte y distribución;
- ii.** Que corresponderá también llevar a cabo en forma obligatoria audiencias públicas previas para la fijación del precio de gas natural; y
- iii.** La nulidad de las Resoluciones N° 28/16 y 31/16 respecto a los usuarios residenciales, a cuyo respecto las tarifas debieron retrotraerse a valores vigentes al 31 de marzo de 2016.

Por su parte, ese mismo día, el ENARGAS emitió la Res. N° 3953/16, por la cual se dispuso la celebración de la audiencia pública previa exigida por la CSJN, la cual se llevó a cabo entre el 16 y el 19 de septiembre de 2016. La Audiencia Pública tuvo por objeto considerar el traslado a tarifas del nuevo precio del gas natural y las tarifas transitorias del servicio público de transporte y distribución de gas natural hasta se dispongan las nuevas tarifas resultantes del proceso de RTI. En ese marco, nuestra afiliada TGS expuso como uno de los representantes de transporte de gas.

Finalmente, a través de la Res. N° 212/16, el MEyM dictó los nuevos cuadros tarifarios del servicio de gas natural con vigencia desde el 1 de octubre de 2016, donde definió, entre otros temas, los nuevos precios en boca de pozo para el gas natural y sus ajustes a aplicar hasta llegar a la eliminación total de los subsidios en el año 2019, como también instruyó al ENARGAS a una adecuación de las tarifas de los servicios de transporte y distribución de gas natural a cuenta de la RTI.

1.1.4 Proceso de Transportadora de Gas del Sur ("TGS")

Con fecha 9 de noviembre de 2016, el ENARGAS publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 4.122/16, en la cual convoca a audiencia pública el 2 de diciembre de 2016 a fin de considerar la RTI de TGS, las propuestas de modificaciones del ENARGAS en los reglamentos de servicio de transporte de gas y la metodología de ajustes semestrales.

1.2 | Medidas Cautelares en Edenor

A partir de mayo de 2016, Edenor ha sido notificada por varios juzgados de la Provincia de Buenos Aires de medidas cautelares solicitadas por diferentes clientes, tanto particulares como colectivos, que en conjunto representaban más del 30% de las ventas de Edenor, ordenando la suspensión de las resoluciones disponiendo los incrementos tarifarios, retroactivamente al 1 de febrero de 2016, fecha en que tales resoluciones entraron en vigencia.



A la fecha de cierre de los estados contables, dos medidas cautelares aún tenían impacto en las ventas de Edenor, siendo sus beneficiarios los usuarios ubicados en los distritos de La Matanza y Pilar, Provincia de Buenos Aires.

Sin embargo, con fecha 25 de octubre de 2016 Edenor fue informada mediante Nota ENRE N° 123.177 que la sentencia sobre la medida cautelar "Fernández" fue declarada suspendida y que por lo tanto, dejar sin efecto las disposiciones de dicha medida, tales como la inaplicabilidad del cuadro tarifario con incrementos a los usuarios de categoría T1 e instrucción al ENRE y distribuidoras de permitir a los usuarios que se consideren afectados abonar con efecto cancelatorio los montos adeudados y que se devenguen en el futuro con el cuadro tarifario anterior. Dicha suspensión queda vigente hasta que la Cámara de Apelaciones resuelva la cuestión, momento hasta el cual Edenor deberá seguir facturando el cuadro tarifario con aumento.

A la fecha de emisión del presente Informe, Edenor se encuentra a la espera de la instrucción correspondiente por parte del ENRE para aplicar los cuadros tarifarios con aumento a los usuarios de Pilar y La Matanza, y facturar retroactivamente el margen de distribución por el período febrero-septiembre de 2016, el cual asciende a AR\$426,6 millones y AR\$856,5 millones, respectivamente.

1.3 | Adquisición de Petrobras Argentina S.A. ("Petrobras Argentina")

1.3.1 Oferta Pública de Adquisición Obligatoria en Efectivo y Oferta Pública de Canje Voluntario de Acciones de Petrobras Argentina (las "Ofertas")

Con fecha 7 de septiembre de 2016, el Directorio de Pampa decidió, con el propósito de acelerar y facilitar el procedimiento frente al organismo regulador y avanzar en un proceso veloz que redundaría en beneficios tanto para el accionista de Petrobras Argentina como para los accionistas de la Compañía, incrementar el precio a ofrecer en la Oferta Pública de Adquisición Obligatoria ("OPA") a ser realizada por las acciones de Petrobras Argentina un precio por acción equivalente a la suma de US\$0,6825, el cual convertido a pesos al tipo de cambio oficial de la fecha de cierre de la transacción, asciende a AR\$10,3735.

La autorización para realizar las Ofertas fue concedida mediante providencia del Directorio de la Comisión nacional de Valores ("CNV") de fecha 22 de septiembre de 2016 (que autorizó la OPA) y la Resolución N° 18.243 de la CNV de fecha 28 de septiembre de 2016 (que autorizó la emisión de las acciones de Pampa y por ende, el canje de acciones). Con fecha 3 de octubre de 2016, la Sociedad solicitó a la *Securities and Exchange Commission* ("SEC") la aceleración de efectividad de las ofertas a los tenedores de ADRs de Petrobras Argentina (la "Oferta Internacional"), la cual fue otorgada en el día 6 de octubre de 2016.

Con fecha 6 de octubre de 2016, la Compañía anunció el inicio de las Ofertas, las cuales permanecerán abiertas por un plazo total de 26 días hábiles, comenzando el 7 de octubre de 2016 y finalizando el 14 de noviembre de 2016.

1.3.2 Cesión de Áreas a YPF

Con fecha 14 de octubre de 2016, se concretó la cesión a YPF del 33,33% de la participación de Petrobras Argentina en la concesión correspondiente al Área "Río Neuquén" por US\$ 72 millones, y el 100% de la participación de Petrobras Argentina en la concesión correspondiente al Área "Aguada de la Arena" (lo que equivale al 80% de la participación sobre dicha área) por US\$68 millones.

1.3.3 Cesión de Áreas a Petrobras Brasil

Con fecha 27 de octubre de 2016, se concretó la cesión a una sociedad relacionada de Petrobras Brasil, Petrobras Operaciones S.A., del 33,6% de la participación de Petrobras Argentina en la concesión correspondiente al Área "Río Neuquén" y el 100% de los derechos y obligaciones bajo el Contrato de Operación celebrado por Petrobras Argentina Sucursal Bolivia y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos de las áreas Colpa y Caranda en Bolivia.



1.3.4 Aprobación Regulatoria

Con fecha 16 de agosto de 2016, el ENARGAS aprobó la adquisición de Pampa del paquete accionario que Petrobras Participaciones S.L. tenía en Petrobras Argentina, y de forma indirecta, el 50% del paquete accionario de Compañía de Inversiones de Energía S.A. ("CIESA"). Asimismo, el ENARGAS aprobó la adquisición por parte de Grupo Inversor Petroquímica S.A., WST S.A. y PCT LLC, del total del paquete accionario de PEPCA S.A. (tenedor del 10% de CIESA) y los derechos de beneficiario en el Fideicomiso CIESA (que representan el 40% del paquete accionario de CIESA).

1.4 | Proyectos de Expansión en Generación Eléctrica

1.4.1 Adquisición de Albares Renovables Argentina S.A. ("Albares")

Con fecha 14 de setiembre de 2016, Petrobras Argentina adquirió el 100% del capital social y votos de Albares, sociedad que resultó adjudicataria en la Convocatoria a Ofertar Nueva Generación Térmica con Compromiso de Disponibilidad en el MEM para la construcción de una nueva central de generación térmica en el Parque Industrial Pilar, por un valor de aproximadamente US\$6 millones.

El proyecto de 100 MW de potencia total consiste en la instalación de 6 motogeneradores con una potencia neta en el orden de los 16,5 MW cada uno y con capacidad de consumir gas natural y fuel oil. En virtud de ello, Albares suscribió con CAMMESA un contrato de demanda con el compromiso de instalar los motores de generación eléctrica antes referidos.

1.4.2 Adjudicación de Proyecto en Central Piedra Buena ("CPB")

El 28 de octubre de 2016, a través de la Resolución MEyM N° 387/16, nuestra subsidiaria CPB fue adjudicada de un contrato de demanda mayorista por el término de diez años, en el marco de la Convocatoria Abierta a Interesados en Ofrecer Nueva Capacidad de Generación conforme la Resolución Subsecretaría de Energía Eléctrica N° 21/2016.

El proyecto adjudicado consiste en la expansión de la capacidad de generación de CPB mediante la instalación de motogeneradores Wärtsilä, los cuales pueden consumir gas natural o fuel oil con una capacidad bruta de generación de 100 MW. Una vez que la nueva turbina se encuentre en operaciones, con fecha estimada en el 4T17, la capacidad instalada de CPB alcanzará los 720 MW.

1.4.3 Licitación Programa RenovAr

En el marco de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional "Programa RenovAr Ronda 1", el 11 de octubre de 2016 nuestra subsidiaria Central Térmica Loma de la Lata S.A. ("CTLL") fue informada de la adjudicación del proyecto denominado Pampa Eólico I - Corti, para la construcción de un parque eólico de 100 MW en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires.

A la fecha de emisión del presente Informe, la Compañía presentará en la Ronda 1,5 el proyecto Pampa Eólico II - Fin del Mundo, un parque eólico de 50 MW en Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires.



1.4.4 Resumen de Proyectos de Expansión Comprometidos

Proyecto	MW	Proveedor Equipamiento	Comercialización	Precio de Adjudicación			Inversión estimada en millones de US\$ (sin IVA)	Fecha de Habilitación
				Potencia US\$/MW-mes	Variable US\$/MWh	Total US\$/MWh		
Térmico								
Loma de la Lata	15	MAN	Res. 22/16	na	na	na	18	2T 2017
	105	GE	Contrato en US\$ por 10 años	23.000	7,5	39,0	90	3T 2017
Parque Ind. Pilar	100	Wärtsilä	Contrato en US\$ por 10 años	26.900	15	52	105	4T 2017
Piedra Buena	100	Wärtsilä	Contrato en US\$ por 10 años	21.800	12 - 15	42 - 45	90	4T 2017
Renovable								
Pampa Eólico I (Corti)	100	Vestas	Contrato en US\$ por 20 años	na	na	58	135	2T 2018
Total	420						438	

1.5 | Concesión de 25 de Mayo-Medanito S.E. en la Provincia de La Pampa

El 30 de marzo de 2016, la legislatura de la Provincia de La Pampa aprobó una ley que declaró de "interés estratégico" el área 25 de Mayo-Medanito S.E., situada en la misma provincia, con el fin de transferir a la provincia su posesión luego del vencimiento del período original de concesión otorgado a Petrobras Argentina de 25 años.

El 29 de octubre de 2016 tuvo lugar el vencimiento de dicha concesión de explotación, con la correspondiente reversión del área a la Provincia de La Pampa.

1.6 | Reclamo por el Reconocimiento del Costo del Gas Plus

Ante la falta de respuesta de parte de la SE y habiendo agotado la vía administrativa por reclamos sobre la terminación de la primera renovación automática de los contratos de abastecimiento de gas natural vigentes a enero de 2016 y el no reconocimiento de los costos asociados a la adquisición del Gas Plus (incluyendo el 10% contemplado en el Convenio Marco), el 7 de octubre de 2016 CTLL interpuso la correspondiente demanda contra el Estado Nacional por el período comprendido entre enero y marzo de 2016.

1.7 | Reorganización Corporativa: Fusión con Pampa

Con fecha 24 de octubre de 2016, el Directorio de la Sociedad, en el marco de la fusión por absorción anunciada oportunamente entre Pampa, como sociedad absorbente (la "Absorbente"), y Petrobras Argentina, como sociedad absorbida, resolvió que se incorporen además, como sociedades absorbidas, a dos sociedades que son 100% controladas, directa o indirectamente, por Petrobras Argentina: Petrobras Energía Internacional S.A. ("PEISA") y Albares (en forma conjunta con PEISA y Petrobras Argentina, las "Absorbidas") debido a que dicha incorporación implicará importantes beneficios para la Sociedad y para todo el grupo societario al que pertenece, ya que permitirá una mayor eficiencia de recursos, aprovechando la mayor escala y *expertise* de Pampa como sociedad Absorbente.

Asimismo, la Absorbente y las Absorbidas se encuentran trabajando en la confección del balance general especial de fusión y el balance general especial consolidado de fusión al 31 de octubre de 2016. En consecuencia, el Directorio resolvió que la mencionada fusión tendrá vigencia desde el 1° de noviembre de 2016, todo ello sujeto a las correspondientes aprobaciones societarias, tanto del Directorio como de la Asamblea de ambas sociedades y a la inscripción de la fusión y de la disolución sin liquidación de las Absorbidas en el Registro Público de Comercio.



1.8 | Préstamos Bancarios a Nuestras Subsidiarias

1.8.1 Préstamo del Banco Itaú

Con fecha 26 de septiembre de 2016, CTLL suscribió un contrato de préstamo por la suma de US\$15 millones con el Banco Itaú, a la tasa Libor más 4,5%, con vencimiento en septiembre de 2018. Los intereses serán pagaderos de forma mensual.

1.8.2 Préstamo del Banco Supervielle

Con fecha 25 de septiembre de 2016, Petrolera Pampa suscribió un contrato de préstamo por US\$14 millones con el Banco Supervielle, a la tasa fija del 5% con vencimiento en septiembre de 2017. Asimismo, con fecha 5 de octubre de 2016 Petrolera Pampa volvió a suscribir un préstamo por US\$7 millones, a la tasa fija del 5% con vencimiento en octubre de 2017. Ambos intereses de los préstamos serán pagaderos a la fecha de vencimiento.

1.8.3 Préstamo del Banco Galicia

Con fecha 1 de marzo de 2016, Petrolera Pampa suscribió un contrato de préstamo por AR\$100 millones con el Banco Galicia a la tasa fija del 32% y con vencimiento en febrero de 2017. El 9 de septiembre de 2016 Petrolera Pampa canceló dicho préstamo a partir de la suscripción de un nuevo contrato de préstamo por US\$6,7 millones con el mismo banco, a una tasa fija del 4,5% con vencimiento en marzo de 2017.

1.8.4 Préstamo del Banco ICBC

Con fecha 29 de marzo de 2016, Petrolera Pampa suscribió un nuevo contrato de préstamo productivo por AR\$300 millones con ICBC, el cual fue cancelado para suscribir el 31 de agosto de 2016, un nuevo contrato de préstamo por US\$20 millones con ICBC a una tasa fija del 6% con vencimiento en febrero de 2018.



2. Indicadores Financieros Relevantes

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

	Al 30.09.16	Al 31.12.15		Al 30.09.16	Al 31.12.15
ACTIVO			PATRIMONIO		
Participaciones en negocios conjuntos	3.412,8	223,9	Capital social	1.695,9	1.695,9
Participaciones en asociadas	781,8	123,2	Prima de emisión y otras reservas	1.234,3	1.231,5
Propiedades, planta y equipo	38.354,8	14.508,4	Reserva legal	204,7	51,5
Activos intangibles	2.097,9	734,2	Reserva facultativa	3.889,6	977,8
Activos biológicos	1,8	1,9	Resultados no asignados	(992,9)	3.065,1
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	429,7	2.578,2	Otro resultado integral	(18,8)	(31,1)
Inversiones a costo amortizado	343,9	-	Patrimonio atribuible a los propietarios	6.012,8	6.990,6
Activos por impuesto diferido	1.170,4	52,3	Participación no controladora	8.639,3	1.390,6
Créditos por ventas y otros créditos	3.794,6	1.228,5	Total del patrimonio	14.652,2	8.381,2
Total del activo no corriente	50.387,7	19.450,6			
Activos biológicos	0,5	0,2	PASIVO		
Inventarios	3.369,7	225,5	Deudas comerciales y otras deudas	4.745,2	2.698,8
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	3.319,8	4.081,0	Préstamos	16.549,1	6.684,7
Inversiones a costo amortizado	29,2	-	Ingresos diferidos	194,3	153,8
Instrumentos financieros derivados	-	0,2	Remuneraciones y cargas sociales a pagar	97,3	80,0
Créditos por ventas y otros créditos	14.143,6	4.875,5	Planes de beneficios definidos	820,1	264,5
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.541,6	516,6	Pasivo por impuesto diferido	4.652,9	591,6
Total del activo corriente	24.404,4	9.699,0	Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	1.085,2	271,8
Activos no corrientes mantenidos para la venta	3.306,9	-	Cargas fiscales	185,7	116,7
Total del activo	78.099,0	29.149,6	Provisiones	4.626,2	313,8
			Total del pasivo no corriente	32.955,9	11.175,7
			Deudas comerciales y otras deudas	13.554,0	6.652,5
			Préstamos	10.696,1	1.307,7
			Ingresos diferidos	0,8	0,8
			Remuneraciones y cargas sociales a pagar	1.552,9	887,0
			Planes de beneficios definidos	67,2	46,1
			Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	1.209,1	138,9
			Cargas fiscales	1.512,4	471,2
			Instrumentos financieros derivados	1,3	18,1
			Provisiones	1.653,1	70,6
			Total del pasivo corriente	30.247,0	9.592,8
			Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	244,0	-
			Total del pasivo	63.446,8	20.768,4
			Total del pasivo y del patrimonio	78.099,0	29.149,6



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

	9 Meses		3er Trimestre	
	2016	2015	2016	2015
Ingresos por ventas	18.280,1	5.315,3	9.897,6	1.899,9
Costo de ventas	(15.520,7)	(5.163,7)	(8.185,8)	(1.866,3)
Resultado bruto	2.759,4	151,6	1.711,8	33,6
Gastos de comercialización	(1.702,4)	(675,8)	(851,7)	(256,2)
Gastos de administración	(2.348,3)	(796,8)	(1.429,1)	(273,8)
Gastos de exploración	(76,4)	-	(64,8)	-
Otros ingresos operativos	2.025,3	330,1	1.194,6	127,9
Otros egresos operativos	(1.117,0)	(433,5)	(742,4)	(208,8)
Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipo	-	25,3	-	25,3
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(194,2)	45,6	(120,6)	16,9
Resultado por participaciones en asociadas	1,9	(1,7)	4,5	(9,1)
Resultado por venta de participaciones en subsidiarias	479,7	-	479,7	-
Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15	(172,0)	(1.355,3)	182,1	(544,3)
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI – Res. SE N° 32/15	419,4	3.809,7	(7,7)	1.421,1
Reconocimiento Mayores Costos – Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes	81,5	186,6	-	-
Resultado operativo	328,9	2.641,0	174,4	876,8
Ingresos financieros	483,5	202,1	228,1	74,7
Gastos financieros	(3.038,6)	(696,7)	(1.618,1)	(403,7)
Otros resultados financieros	157,1	180,0	(78,0)	(173,9)
Resultados financieros, neto	(2.398,1)	(314,5)	(1.468,0)	(503,0)
Resultado antes de impuestos	(2.069,2)	2.326,5	(1.293,6)	373,8
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta	525,3	(785,8)	175,9	(198,3)
Resultado del período	(1.543,8)	1.540,7	(1.117,7)	175,6
Atribuible a:				
Propietarios de la Sociedad	(992,9)	1.003,3	(932,1)	40,3
Participación no controladora	(550,9)	537,4	(185,7)	135,3
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad:				
Resultado por acción básica	(0,5855)	0,7634	(0,5496)	0,0306
Resultado por acción diluida	(0,5855)	0,6380	(0,5496)	0,0254



2.3 | Estado de Caja y Deuda Financiera (AR\$ Millones)

Caja ⁽¹⁾ (al 30 de Septiembre de 2016)	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria	Deuda Financiera (al 30 de Septiembre de 2016)	Consolidada en estados financieros	Ajustada por tenencia accionaria
Generación	803,9	724,2	Generación	2.485,3	2.462,6
Distribución de energía	2.116,3	1.104,3	Distribución de energía	3.022,7	1.673,5
Refino y distribución	85,6	57,5	Refino y distribución	-	-
Petroquímica	-	-	Petroquímica	-	-
Holding y Otros	2.658,7	1.791,3	Holding y Otros	15.035,2	12.526,8
Petróleo y gas	1.226,0	697,7	Petróleo y gas	4.517,2	2.238,3
Total	6.890,6	4.375,0	Total	25.060,4	18.901,2

(1) Incluye Caja y Bancos e inversiones corrientes del balance consolidado.

2.3.1 Resumen de Instrumentos de Deuda con Oferta Pública

Sociedad Subsidiaria	Obligación Negociable / Valor de Corto Plazo	Vencimiento Final	Monto Emisión	Monto Remanente	Tasa Pactada
En US\$					
Transener	ON Clase 1	2016	220,0	13,3	8,875%
	ON Clase 2	2021	100,5	96,5	9,75%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300,0	176,3	9,75%
EASA	ON a descuento y tasa fija ¹	2016	84,9	42,0	11%
	ON par a tasa fija	2017	12,9	3,5	5%
Güemes	ON Clase VIII US\$-Link ²	2020	1,4	1,4	7,00%
Loma de la Lata	ON Clase 4 US\$-Link ³	2020	32,9	32,9	6,25%
TGS	ON par a tasa fija	2017	30,8	30,8	7,875%
	ON par a tasa fija	2020	191,6	191,6	9,625%
Petrolera Pampa	ON Clase 5 US\$-Link ⁴	2016	18,5	18,5	5,000%
Petrobras Argentina	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500,0	500,0	7,375%
En AR\$					
Güemes	ON Clase VII	2018	173,0	173,0	Badlar Privada + 3,5%
Petrolera Pampa	VCP Clase XIV	2017	295,8	295,8	Badlar Privada + 5,9%
	ON Clase II Inciso k	2017	525,4	525,4	Badlar Privada
	ON Clase VII	2017	309,8	309,8	Badlar Privada + 5%
	ON Clase VIII	2017	403,3	403,3	Badlar Privada + 4%
Loma de la Lata	ON Clase 3	2017	50,8	50,8	Badlar Privada + 5%
	ON Clase C	2017	258,0	258,0	Badlar Privada + 4,5%
	ON Clase A	2018	282,4	282,4	Badlar Privada
	ON Clase E	2020	575,2	575,2	Badlar Privada

Nota: (1) Monto de emisión incluye intereses capitalizados. (2) ON dólar-link, con tipo de cambio inicial de AR\$14,7908/US\$. (3) ON dólar-link, con tipo de cambio inicial de AR\$8,4917 /US\$. (4) ON dólar-link, con tipo de cambio inicial de AR\$8,7008/US\$.



3. Análisis de los Resultados Trimestre

Ventas netas consolidadas por AR\$9.897,6 millones en el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2016, AR\$7.997,7 millones mayor a los AR\$1.899,9 millones del trimestre de 2015, principalmente explicado por aumentos de AR\$836,7 millones en generación, AR\$2.367,0 millones en distribución, AR\$2.726,1 millones en petróleo y gas, AR\$2.725,7 millones en refino y distribución, AR\$915,1 millones en petroquímica y de AR\$3,7 millones en holding y otros, parcialmente compensado por mayores eliminaciones de AR\$1.576,7 millones por ventas intersegmento.

EBITDA ajustado consolidado de AR\$1.527,0 millones en el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2016, comparado a un EBITDA ajustado de AR\$1.074,6 millones del trimestre de 2015, explicado por incrementos de AR\$308,0 millones en generación, AR\$1.392,8 millones en petróleo y gas, AR\$269,3 millones en refino y distribución, AR\$43,6 millones en petroquímica y AR\$22,2 millones en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensados por reducciones de AR\$1.168,3 millones en distribución y AR\$415,1 millones en el segmento de holding y otros.

Pérdida consolidada de AR\$1.117,7 millones en el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2016, de los cuales AR\$932,1 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, AR\$972,3 millones inferior a la ganancia registrada de AR\$40,3 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el trimestre de 2015, principalmente explicado por las pérdidas reportadas en nuestros segmentos de distribución (AR\$453,4 millones) y holding y otros (AR\$1.365,3 millones), parcialmente compensadas por las ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación (AR\$154,1 millones), petróleo y gas (AR\$426,1 millones), refino y distribución (AR\$214,5 millones) y petroquímica (AR\$29,4 millones).

Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado, en AR\$ millones	9M16	9M15	3T16	3T15
Resultado operativo consolidado	328,9	2.641,0	174,4	876,8
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	1.795,4	476,5	1.200,4	178,5
EBITDA consolidado bajo NIIF	2.124,3	3.117,6	1.374,7	1.055,3
Ajustes del segmento de generación	(10,2)	(32,5)	(2,5)	(25,3)
Ajustes del segmento de distribución	916,0	(573,8)	96,9	10,7
Ajustes por Res. SE Nº 250/13, 32/15 y Notas subsiguientes	-	(634,0)	-	-
Ajustes por penalidades retroactivas e intereses	824,8	-	70,3	-
Otros (PUREE, intereses comerciales)	91,1	60,2	26,6	10,7
Ajustes del segmento de petróleo y gas	65,6	85,4	(21,7)	6,8
Acuerdo de Compensación Ejecutiva	202,8	85,4	127,0	6,8
Resultado por venta de propiedad, planta y equipos	(357,8)	-	(357,8)	-
Cese de operaciones en Medanito (La Pampa)	212,8	-	212,8	-
Otros	7,8	-	(3,7)	-
Ajustes del segmento de refino y distribución	(0,8)	-	(0,8)	-
Ajustes del segmento de holding y otros	206,8	83,3	80,4	27,1
Recupero de gastos	(12,2)	-	-	-
Gastos relacionados con la adquisición de Petrobras Argentina	417,8	-	391,9	-
Resultado por venta de participaciones en subsidiarias	(479,7)	-	(479,7)	-
EBITDA de TGS al 17,1% (tenencia accionaria indirecta)	36,3	1,7	31,1	9,1
EBITDA de Transener al 26,3% (tenencia accionaria indirecta)	244,7	81,6	134,6	18,0
EBITDA ajustado consolidado	3.301,7	2.680,0	1.527,0	1.074,6



3.1 | Análisis del Segmento de Generación

Segmento de Generación, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	2.961,9	1.854,6	+59,7%	1.420,9	584,2	+143,2%
Costo de ventas	(1.601,0)	(958,9)	+67,0%	(883,9)	(329,2)	+168,5%
Resultado bruto	1.360,9	895,7	+51,9%	537,1	255,0	+110,6%
Gastos de comercialización	(36,7)	(15,6)	+135,3%	(21,0)	(5,2)	NA
Gastos de administración	(323,2)	(193,5)	+67,1%	(127,8)	(75,3)	+69,7%
Otros ingresos operativos	30,2	15,4	+95,7%	9,4	2,8	+233,6%
Otros egresos operativos	(65,9)	(53,4)	+23,4%	(22,3)	(22,0)	+1,5%
Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipo	-	25,3	-100,0%	-	25,3	-100,0%
Resultado operativo	965,3	673,9	+43,2%	375,3	180,6	+107,8%
Ingresos financieros	353,7	182,5	+93,8%	166,5	63,9	+160,6%
Gastos financieros	(550,5)	(246,8)	+123,1%	(252,3)	(80,7)	+212,7%
Otros resultados financieros	175,4	(107,2)	NA	41,1	(48,6)	NA
Resultado antes de impuestos	943,9	502,4	+87,9%	330,6	115,2	+187,0%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(254,9)	(145,0)	+75,8%	(82,0)	(37,8)	+116,8%
Resultado del período	689,0	357,4	+92,8%	248,5	77,3	+221,4%
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	605,7	328,4	+84,4%	224,4	70,3	+219,1%
Participación no controladora	83,3	29,0	+187,2%	24,1	7,0	+244,3%
EBITDA ajustado	1.164,3	755,2	+54,2%	495,8	187,8	+164,0%
Proveniente de Pampa	1.073,8	755,2	+42,2%	405,2	187,8	+115,8%
Proveniente de Petrobras Argentina	90,5	-	NA	90,5	-	NA

En el 3T16, el margen bruto de generación fue de AR\$537,1 millones, 110,6% mayor con respecto al mismo período del 2015, principalmente debido a la inclusión desde agosto de 2016 del segmento de generación de Petrobras Argentina, que contribuyó ventas en el 3T16 por 1.095 GWh sobre el total de 3.663 GWh vendidos. De no considerar el efecto de Petrobras Argentina, el margen bruto del 3T16 sería de AR\$489,5 millones, un 92,0% mayor al 3T15, explicado principalmente por mayores ventas de electricidad en 3T16.

En términos operativos, la generación del 3T16 de Pampa aumentó 131,1% con respecto al 3T15, principalmente debido a la inclusión de Petrobras Argentina como mencionamos anteriormente, a través de sus actividades en Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú ("HPPL"), Central Térmica Genelba y Central de co-generación EcoEnergía. El desempeño en el 3T16 de dichos activos comparado con el mismo período de 2015 fue menor, principalmente debido al menor despacho en HPPL por escasa hidráulica (-328 GWh), parcialmente compensado por mayor generación en Genelba (+106 GWh).

Asimismo, la generación de Pampa sin efecto Petrobras Argentina se incrementó en 964 GWh, principalmente explicado por mayor despacho en CTLL (+759 GWh) debido a la habilitación comercial de la TG04 de 105 MW en julio de 2016, sumado a mayor despacho de nuestras unidades hidráulicas (+105 GWh) producto de mayores aportes, caudal de riego y actividad de bombeo, y a menores paradas por mantenimientos e indisponibilidades en CPB (+98 GWh).



Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas			Térmicas						Total
	HINISA	HIDISA	HPPL ¹	CTLL ²	CTG ³	CTP	CPB	Genelba ¹	EcoEnergía ¹	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	645	361	30	620	825	14	3.433
Participación de mercado	0,8%	1,2%	0,9%	1,9%	1,1%	0,1%	1,9%	2,5%	0,04%	10,2%
9 Meses										
Generación 9M16 (GWh)	462	388	57	2.807	1.191	112	1.721	908	16	7.662
Participación de mercado	0,4%	0,4%	0,1%	2,7%	1,2%	0,1%	1,7%	0,9%	0,02%	7,4%
Ventas 9M16 (GWh)	462	388	57	2.807	1.572	112	1.722	1.021	17	8.158
Generación 9M15 (GWh)	300	233	0	2.009	1.343	119	2.268	0	0	6.272
Variación de generación 9M16 - 9M15	+54,1%	+66,6%	na	+39,7%	-11,3%	-6,2%	-24,1%	na	na	+22,2%
Ventas 9M15 (GWh)	300	233	0	2.009	1.807	119	2.269	0	0	6.738
Precio Promedio 9M16 (US\$/MWh)	18,9	17,5	1,9	26,2	30,4	53,5	13,8	2,2	4,5	24,9
Margen Bruto Promedio 9M16 (US\$/MWh)	9,2	4,3	1,0	22,9	14,5	n.d.	3,3	0,4	1,6	13,2
Margen Bruto Promedio 9M15 (US\$/MWh)	0,9	(2,8)	-	37,0	11,0	n.d.	6,0	-	-	16,1
Tercer Trimestre										
Generación 3T16 (GWh)	134	122	57	1.103	329	30	731	908	16	3.428
Participación de mercado	0,4%	0,4%	0,3%	3,2%	1,0%	0,1%	2,2%	4,1%	0,1%	10,1%
Ventas 3T16 (GWh)	134	122	57	1.103	450	30	731	1.021	17	3.663
Generación 3T15 (GWh)	94	56	0	343	334	24	632	0	0	1.483
Variación de generación 3T16 - 3T15	+41,9%	+117,8%	na	+221,3%	-1,5%	+23,4%	+15,6%	na	na	+131,1%
Ventas 3T15 (GWh)	94	56	0	343	473	24	633	0	0	1.623
Precio Promedio 3T16 (US\$/MWh)	20,5	21,8	27,2	24,4	32,9	63,6	14,3	32,2	65,0	25,9
Margen Bruto Promedio 3T16 (US\$/MWh)	8,2	6,6	13,9	21,2	13,0	n.d.	7,6	5,9	23,0	12,1
Margen Bruto Promedio 3T15 (US\$/MWh)	(0,5)	(11,7)	-	66,6	11,7	n.d.	3,5	-	-	18,6

Nota: Margen Bruto antes de cargo por amortización y depreciación. Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M16 - 14,56; 9M15 - 8,97; 3T16 - 14,95; 3T15 - 9,25. (1) Los volúmenes de Petrobras Argentina corresponden desde el cierre de la adquisición en agosto de 2016 hasta el cierre contable de septiembre de 2016. (2) La capacidad instalada de CTLL incluye 105 MW de la nueva turbina de gas, que comenzó operaciones en julio de 2016. (3) El margen bruto promedio de CTG considera los resultados por CTP.

El incremento de margen bruto también se explica por la actualización del esquema remunerativo por la aplicación de la Res. SEE N° 22/16 a partir de febrero 2016 y a 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 gastos por servicios de mantenimientos programados en CPB y CTG.

Los costos netos operativos aumentaron 159,1% con respecto al 3T15, principalmente debido a mayores costos laborales y a la inclusión de la actividad de generación de Petrobras Argentina que, sin dicho efecto, el aumento hubiese sido del 34,9% con respecto al mismo período de 2015.

Los resultados financieros netos tuvieron una menor pérdida por AR\$20,6 millones con respecto al 3T15, registrando una pérdida en el 3T16 de AR\$44,8 millones, principalmente debido a mayores ganancias por resultados por tenencia de instrumentos financieros y menores pérdidas por diferencia de cambio neta, producto de la menor devaluación de la moneda local con respecto al Dólar estadounidense, parcialmente compensado por mayores pérdidas en intereses por pasivos financieros.

El EBITDA ajustado aumentó un 164,0% con respecto al 3T15, principalmente por la inclusión de los activos de generación de Petrobras Argentina desde agosto de 2016, los cuales contribuyeron al EBITDA ajustado AR\$90,5 millones en el 3T16, sumado a mejor remuneración de precios, devaluación del Peso, reconocimiento de mayor precio al gas cedido, parcialmente compensado por mayores costos laborales y de servicio por mantenimiento. El EBITDA ajustado no incluye montos menores no recurrentes como recupero de seguros y penalidades y compensación por arbitraje con Isolux.



3.2 | Análisis del Segmento de Distribución

Segmento de Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	9.117,3	2.911,2	+213,2%	3.410,2	1.043,2	+226,9%
Costo de ventas	(9.350,7)	(3.889,1)	+140,4%	(3.404,8)	(1.355,2)	+151,2%
Resultado bruto	(233,3)	(977,9)	-76,1%	5,4	(312,0)	NA
Gastos de comercialización	(1.101,9)	(601,5)	+83,2%	(339,8)	(234,8)	+44,7%
Gastos de administración	(819,0)	(473,4)	+73,0%	(313,1)	(164,2)	+90,7%
Otros ingresos operativos	58,3	52,4	+11,4%	20,0	7,8	+157,1%
Otros egresos operativos	(357,5)	(329,6)	+8,5%	(92,6)	(172,9)	-46,4%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	0,0	0,0	NA	(0,0)	0,0	NA
Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15	(2.453,3)	(2.330,0)	+5,3%	(720,0)	(876,1)	-17,8%
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI – Res. SE N° 32/15	419,4	3.809,7	-89,0%	(7,7)	1.421,1	NA
Reconocimiento Mayores Costos – Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	81,5	186,6	-56,3%	-	-	NA
Resultado operativo	(1.952,4)	1.666,3	NA	(727,7)	545,0	NA
Ingresos financieros	140,5	58,2	+141,4%	49,9	20,6	+142,7%
Gastos financieros	(1.232,9)	(242,0)	NA	(448,8)	(220,9)	+103,1%
Otros resultados financieros	(288,1)	(168,7)	+70,8%	22,7	(87,8)	NA
Resultado antes de impuestos	(3.332,9)	1.313,9	NA	(1.103,9)	256,8	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	1.078,2	(568,4)	NA	367,8	(117,4)	NA
Resultado del período	(2.254,8)	745,5	NA	(736,0)	139,4	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	(1.361,9)	290,5	NA	(417,7)	35,6	NA
Participación no controladora	(892,8)	455,0	NA	(318,3)	103,8	NA
EBITDA ajustado	(769,4)	1.306,6	NA	(537,2)	631,1	NA

Nuestro segmento de distribución de electricidad fue el único negocio no afectado por la incorporación de los activos de Petrobras Argentina.

En el 3T16 las ventas netas aumentaron un 226,9% con respecto al 3T15, principalmente debido a la implementación del aumento tarifario para los clientes no encuadrados dentro de la medida cautelar, cuyos beneficiarios abonaron la tarifa sin incremento están ubicados en los partidos de La Matanza y Pilar. Si las medidas judiciales no tuviesen efecto, Edenor habría facturado por el período de febrero a septiembre AR\$1.283,1 millones de ventas netas correspondientes a estos dos distritos. Asimismo, se devengaron mayores montos destinados al FOCEDA, registrando durante el 3T16 AR\$171,7 millones.

Dichos aumentos fueron parcialmente compensados por menores ventas de electricidad en el 3T16, el cual disminuyó en un 3,3% en términos de GWh con respecto al mismo período de 2015. A su vez, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 1,2%.



Ventas de Edenor por Tipo de Cliente	2016			2015			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
9 Meses								
Residencial	7.621	45%	2.489.695	7.404	44%	2.459.128	+2,9%	+1,2%
Comercial	2.765	16%	359.845	2.784	16%	357.845	-0,7%	+0,6%
Industrias	2.770	16%	6.823	2.747	16%	6.659	+0,8%	+2,5%
Sistema de Peaje	3.011	18%	713	3.150	19%	707	-4,4%	+0,8%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	544	3%	21	537	3%	22	+1,3%	-4,5%
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	404	2%	407	338	2%	407	+19,6%	-
Total	17.114	100%	2.857.504	16.959	100%	2.824.768	+0,9%	+1,2%
Tercer Trimestre								
Residencial	2.631	46%	2.489.695	2.694	45%	2.459.128	-2,3%	+1,2%
Comercial	896	16%	359.845	928	16%	357.845	-3,4%	+0,6%
Industrias	898	16%	6.823	924	16%	6.659	-2,7%	+2,5%
Sistema de Peaje	959	17%	713	1.049	18%	707	-8,6%	+0,8%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	194	3%	21	191	3%	22	+1,4%	-4,5%
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	151	3%	407	137	2%	407	+10,4%	-
Total	5.729	100%	2.857.504	5.922	100%	2.824.768	-3,3%	+1,2%

Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron en 55,6% con respecto al 3T15, principalmente debido al aumento de penalidades por el incremento de tarifa, el cual no fue trasladado totalmente por la proporción de clientes con tarifa sin aumento, sumado a mayores costos salariales y honorarios a terceros. Las compras de energía aumentaron un 264,4% con respecto al 3T15, debido al incremento del precio estacional por la implementación de la Res. MEyM N° 6/16 para los clientes que no se encuadran en la medida cautelar.

El resultado operativo disminuyó en AR\$1.272,7 millones con respecto al 3T15, principalmente debido al efecto de las medidas cautelares en pie, como también 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 3T16, las pérdidas por resultados financieros netos se incrementaron en AR\$88,0 millones a una pérdida de AR\$376,2 millones, principalmente debido a mayores intereses comerciales por la deuda con CAMESA, sumado a mayores pérdidas por intereses de pasivos financieros. Dichos efectos fueron parcialmente compensados con una mayor ganancia por tenencia de instrumentos financieros y menores pérdidas por diferencia de cambio neta, producto de la menor devaluación de la moneda local con respecto al Dólar estadounidense.

El EBITDA ajustado en el 3T16 de nuestro segmento de distribución registró una pérdida de AR\$537,2 millones, el cual incluye cargos por mora de AR\$26,6 millones y una reclasificación de intereses financieros sobre el saldo de penalidades sancionadas de AR\$70,3 millones, mientras que en el 3T15 el EBITDA ajustado solo incluye AR\$10,7 millones de cargos por mora.



3.3 | Análisis del Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de Petróleo y Gas, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	4.148,3	603,9	NA	3.018,6	292,5	NA
Costo de ventas	(2.987,0)	(389,8)	NA	(2.282,8)	(200,9)	NA
Resultado bruto	1.161,2	214,1	NA	735,8	91,6	NA
Gastos de comercialización	(216,9)	(58,7)	+269,5%	(143,8)	(16,2)	NA
Gastos de administración	(337,1)	(76,3)	NA	(236,3)	(22,1)	NA
Gastos de exploración	(76,4)	-	NA	(64,8)	-	NA
Otros ingresos operativos	1.593,8	259,8	NA	841,4	114,9	NA
Otros egresos operativos	(459,6)	(46,0)	NA	(405,5)	(11,2)	NA
Resultado por participaciones en asociadas	3,7	-	NA	3,7	-	NA
Resultado operativo	1.668,8	292,9	NA	730,4	157,0	NA
Ingresos financieros	38,9	6,6	NA	38,7	5,4	NA
Gastos financieros	(572,5)	(249,1)	+129,8%	(202,1)	(118,8)	+70,0%
Otros resultados financieros	(76,5)	102,9	NA	34,5	38,0	-9,2%
Resultado antes de impuestos	1.058,7	153,3	NA	601,5	81,6	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(240,5)	(47,3)	NA	(81,1)	(33,0)	+146,1%
Resultado del período	818,1	106,0	NA	520,4	48,6	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	597,9	52,6	NA	450,2	24,1	NA
Participación no controladora	220,2	53,4	NA	70,2	24,5	+186,2%
EBITDA ajustado	2.987,3	526,0	NA	1.626,9	234,1	NA
Proveniente de Pampa	1.802,2	526,0	+242,6%	453,4	234,1	+93,7%
Proveniente de Petrobras Argentina	1.185,0	-	NA	1.173,5	-	NA

En el 3T16 el margen bruto de nuestro segmento petróleo y gas aumentó en AR\$644,2 millones con respecto al 3T15, principalmente debido a la inclusión desde agosto de 2016 del segmento de exploración y producción de Petrobras Argentina, que contribuyó ventas en el 3T16 por 64,2 kboe/día de los 81,9 kboe/día totales del trimestre y a las mejoras de precios de petróleo y gas expresados en pesos, por el 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. De no considerar el efecto de Petrobras Argentina, el margen bruto del 3T16 sería de AR\$310,6 millones, un 239,1% mayor al 3T15, explicado principalmente por mayores ventas de gas en 3T16 de Petrolera Pampa.

En términos operativos, la producción de petróleo y gas del 3T16 de Pampa aumentó 72,0 kboe/día con respecto al 3T15, principalmente debido a la inclusión de Petrobras Argentina como mencionamos anteriormente, esencialmente a través de sus actividades en la Cuenca Neuquina. El desempeño en el 3T16 completo de dichos activos fue similar comparado con el mismo período de 2015, destacándose un incremento del 13,5% en la producción de gas, como consecuencia de mejoras en los precios medios de venta y un aumento en los volúmenes comercializados, derivado principalmente de un incremento en la producción no convencional de la Cuenca Neuquina, totalizando 6,6 millones de m3/d en el 3T16 y 5,9 millones de m3/d en el período comparativo. Estos incrementos permitieron neutralizar una contracción del 17,2% en las ventas de petróleo, afectadas por el cese de operaciones en el yacimiento Jagüel de los Machos en la Provincia de La Pampa en septiembre de 2015.

Asimismo, la producción de petróleo y gas de Petrolera Pampa se incrementó de 1,7 millones de m3/d en el 3T15 a 2,9 millones de m3/d en el mismo período de 2016, principalmente producto de nuestra asociación con YPF en el área Rincón del Mangrullo.



Producción de Petróleo y Gas	Petróleo (m3/d)			Gas (dam3/d)		
	Petrolera Pampa	Petrobras Argentina	Total	Petrolera Pampa	Petrobras Argentina	Total
Período de Nueve Meses						
Volumen 9M16	45.4	4,045.8	4,091.2	2,691.3	6,591.8	9,283.1
Precio Promedio 9M16 (US\$/m3)	418.0	393.2	394.4	0.25	0.15	0.22
Precio Promedio 9M16 (US\$/bbl)	66.5	62.5	62.7			
Precio Promedio 9M16 (US\$/MBTU)				6.85	3.98	5.83
Volumen 9M15	23.8	-	23.8	1,296.2	-	1,296.2
Precio Promedio 9M15 (US\$/m3)	454.7	-	454.7	0.27	-	0.27
Precio Promedio 9M15 (US\$/bbl)	72.3	-	72.3			
Precio Promedio 9M15 (US\$/MBTU)				7.19	-	7.19
Variación Volumen 9M16 - 9M15	+90.5%	na	na	+107.6%	na	na
Variación Precios 9M16 - 9M15	-8.1%	na	-13.3%	-4.7%	na	-18.9%
Tercer Trimestre						
Volumen 3T16	54.9	4,045.8	4,100.7	2,937.3	6,591.8	9,529.1
Precio Promedio 3T16 (US\$/m3)	409.3	383.0	383.5	0.27	0.14	0.19
Precio Promedio 3T16 (US\$/bbl)	65.1	60.9	61.0			
Precio Promedio 3T16 (US\$/MBTU)				7.39	3.88	5.27
Volumen 3T15	32.2	-	32.2	1,753.2	-	1,753.2
Precio Promedio 3T15 (US\$/m3)	449.0	-	449.0	0.27	-	0.27
Precio Promedio 3T15 (US\$/bbl)	71.4	-	71.4			
Precio Promedio 3T15 (US\$/MBTU)				7.24	-	7.24
Variación Volumen 3T16 - 3T15	+70.5%	na	na	+67.5%	na	na
Variación Precios 3T16 - 3T15	-8.8%	na	-14.6%	+2.1%	na	-27.2%

Nota: Los volúmenes de Petrobras Argentina corresponden desde el cierre de la adquisición en agosto de 2016 hasta el cierre contable de septiembre de 2016. Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M16 - 14,56; 9M15 - 8,97; 3T16 - 14,95; 3T15 - 9,25.

La compensación adicional recibida a través del Programa de Inyección Excedente Resolución N° 1/13 fue la principal causa de variación en el rubro de otros ingresos, incrementándose en AR\$636,1 millones a un total en 3T16 de AR\$750,6 millones, siendo de Petrolera Pampa AR\$315,3 millones.

En el 3T16, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron AR\$53,4 millones a una pérdida de AR\$128,9 millones, principalmente debido a mayores pérdidas por intereses de pasivos financieros, parcialmente compensado por menores pérdidas por diferencia de cambio neto.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de petróleo y gas aumentó AR\$1.392,8 millones en el 3T16, principalmente por la inclusión de los activos de producción y exploración de Petrobras Argentina desde agosto de 2016, los cuales contribuyeron al EBITDA ajustado AR\$1.173,5 millones en el 3T16, sumado al mayor volumen de ventas y el efecto de la variación del tipo de cambio en el precio de venta. El EBITDA ajustado de nuestro segmento de Petróleo y Gas de Pampa no considera el acuerdo de compensación para ciertos ejecutivos de Petrolera Pampa. Por el lado de Petrobras Argentina, principalmente se ajustó la ganancia por la venta a TGS del equipamiento en la planta de procesamiento de gas en Río Neuquén (AR\$357,8 millones) y la pérdida contable por la devolución del área y cese de operaciones en Medanito, en la provincia de La Pampa (AR\$212,8 millones).



3.4 | Análisis del Segmento de Refino y Distribución

Segmento de Refino y Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	2.725,7	-	NA	2.725,7	-	NA
Costo de ventas	(2.515,4)	-	NA	(2.515,4)	-	NA
Resultado bruto	210,2	-	NA	210,2	-	NA
Gastos de comercialización	(303,8)	-	NA	(303,8)	-	NA
Gastos de administración	(7,5)	-	NA	(7,5)	-	NA
Otros ingresos operativos	320,0	-	NA	320,0	-	NA
Otros egresos operativos	5,2	-	NA	5,2	-	NA
Resultado por participaciones en asociadas	0,8	-	NA	0,8	-	NA
Resultado operativo	225,1	-	NA	225,1	-	NA
Ingresos financieros	1,1	-	NA	1,1	-	NA
Gastos financieros	(5,0)	-	NA	(5,0)	-	NA
Otros resultados financieros	(4,2)	-	NA	(4,2)	-	NA
Resultado antes de impuestos	216,9	-	NA	216,9	-	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(2,4)	-	NA	(2,4)	-	NA
Resultado del período	214,5	-	NA	214,5	-	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	214,5	-	NA	214,5	-	NA
Participación no controladora	-	-	NA	-	-	NA
EBITDA ajustado	269,3	-	NA	269,3	-	NA

El segmento de refino y distribución surge de la adquisición de Petrobras Argentina, negocio que no era en común con el portafolio de activos de Pampa previa a la transacción.

En términos operativos y sin efecto de consolidación en Pampa, el volumen total comercializado de productos refinados de nuestro segmento registró un incremento del 3,4% en el 3T16, totalizando 495,1 mil m³, en comparación a 479,1 mil m³ en el período comparativo 2015. En el 3T16 se registraron incrementos en los volúmenes de gas oil destinados principalmente a intermediarios y estaciones de servicio, de IFOs destinados al sector naval y fuel oil destinado a la industria energética. En sentido contrario, se registraron reducciones de volumen de naftas en estaciones de servicio. A continuación, se muestra la cantidad correspondiente a Pampa:

Resumen Operativo de Refino y Distribución	Productos					
	Crudo	Gasoil	Gasolinas	Fuel Oil, IFOs y Asfaltos	Otros	Total
Volumen 9M16/3T16 (000 m ³)	3,3	162,4	80,6	59,8	30,2	336,3
Precio promedio 9M16 (US\$/m ³)	369,9	590,5	654,7	405,4	325,2	546,9
Precio promedio 3T16 (US\$/m ³)	360,3	575,1	637,7	394,8	316,7	532,7

Nota: Los volúmenes de Petrobras Argentina corresponden desde el cierre de la adquisición en agosto de 2016 hasta el cierre contable de septiembre de 2016. Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M16 - 14,56; 3T16 - 14,95.

El margen bruto del trimestre total 3T16 de este segmento cayó a 10,6% de las ventas, en comparación al 12% de margen bruto en mismo período de 2015, principalmente debido a que las mejoras en los precios medios de venta fueron menores a los efectos de la devaluación sobre los costos de compra de petróleo, de referencia en dólares. El EBITDA ajustado de nuestro segmento de refino y distribución no considera los resultados por participación en Refinor, compañía la cual Petrobras Argentina posee el 28,5% de participación accionaria.



3.5 | Análisis del Segmento de Petroquímica

Segmento de Petroquímica, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	915,1	-	NA	915,1	-	NA
Costo de ventas	(713,7)	-	NA	(713,7)	-	NA
Resultado bruto	201,5	-	NA	201,5	-	NA
Gastos de comercialización	(43,2)	-	NA	(43,2)	-	NA
Gastos de administración	(6,3)	-	NA	(6,3)	-	NA
Otros ingresos operativos	(5,5)	-	NA	(5,5)	-	NA
Otros egresos operativos	(113,2)	-	NA	(113,2)	-	NA
Resultado operativo	33,2	-	NA	33,2	-	NA
Ingresos financieros	0,7	-	NA	0,7	-	NA
Gastos financieros	-	-	NA	-	-	NA
Otros resultados financieros	(4,5)	-	NA	(4,5)	-	NA
Resultado antes de impuestos	29,4	-	NA	29,4	-	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	-	-	NA	-	-	NA
Resultado del período	29,4	-	NA	29,4	-	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	29,4	-	NA	29,4	-	NA
Participación no controladora	-	-	NA	-	-	NA
EBITDA ajustado	43,6	-	NA	43,6	-	NA

Como el segmento de refino y distribución, el segmento de petroquímica también surge de la adquisición de Petrobras Argentina y no era un negocio en común con el portafolio de activos de Pampa previa a la transacción.

En términos operativos y sin efecto de consolidación en Pampa, el volumen total comercializado de productos de nuestro segmento petroquímico registró una disminución del 5,9% en el 3T16, totalizando 116,0 mil toneladas en comparación a las 123,3 mil toneladas en el período comparativo 2015. Dicha caída responde principalmente a las menores ventas locales por menor demanda doméstica y competencia con importaciones, como de exportaciones por baja en precios internaciones y mayor oferta. A continuación, se muestra la cantidad correspondiente a Pampa:

Resumen Operativo de Petroquímica	Productos			
	Estireno y Poliestireno	Caucho Sintético	Otros	Total
Volumen 9M16/3T16 (000 m3)	20,1	4,0	54,1	78,2
Precio promedio 9M16 (US\$/ton)	1.367,6	1.779,9	522,9	803,9
Precio promedio 3T16 (US\$/ton)	1.332,0	1.733,6	509,3	783,0

Nota: Los volúmenes de Petrobras Argentina corresponden desde el cierre de la adquisición en agosto de 2016 hasta el cierre contable de septiembre de 2016. Tipo de cambio AR\$/US\$: 9M16 – 14,56; 9M15 – 8,97; 3T16 – 14,95; 3T15 – 9,25.

El margen bruto del trimestre total 3T16 de este segmento aumentó a 17,3% de las ventas, en comparación al 14,4% de margen bruto en mismo período de 2015, principalmente debido a las mejoras en los precios medios de venta que, a pesar de haber bajado las referencias internacionales, al estar nominados en dólares reflejaron en el trimestre actual un aumento de los precios de venta en pesos como consecuencia de la devaluación.



3.6 | Análisis del Segmento de Holding y Otros

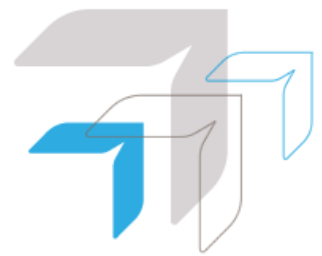
Segmento de Holding y Otros, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2016	2015	Δ %	2016	2015	Δ %
Ingresos por ventas	56,8	32,6	+74,1%	7,1	3,4	+109,5%
Costo de ventas	(2,4)	(1,6)	+48,6%	(0,7)	(0,3)	+133,3%
Resultado bruto	54,4	31,0	+75,5%	6,4	3,1	+107,3%
Gastos de comercialización	(0,0)	(0,0)	+166,0%	(0,0)	(0,0)	-15,3%
Gastos de administración	(872,0)	(64,9)	NA	(744,0)	(16,2)	NA
Otros ingresos operativos	28,5	2,5	NA	9,4	2,3	NA
Otros egresos operativos	(127,1)	(4,6)	NA	(115,1)	(2,8)	NA
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(194,2)	45,6	NA	(120,6)	16,9	NA
Resultado por participaciones en asociadas	(2,7)	(1,7)	+57,6%	-	(9,1)	-100,0%
Resultado por venta de participaciones en subsidiarias	479,7	-	NA	479,7	-	NA
Resultado operativo	(633,3)	7,9	NA	(484,2)	(5,8)	NA
Ingresos financieros	18,3	17,4	+4,7%	13,8	6,5	+113,4%
Gastos financieros	(747,8)	(21,4)	NA	(753,0)	(6,4)	NA
Otros resultados financieros	355,5	353,0	+0,7%	(167,0)	(74,1)	+125,4%
Resultado antes de impuestos	(1.007,3)	356,9	NA	(1.390,4)	(79,7)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(55,0)	(25,2)	+118,4%	(26,4)	(10,1)	+161,4%
Resultado del período	(1.062,3)	331,8	NA	(1.416,7)	(89,8)	NA
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	(1.100,7)	331,8	NA	(1.455,1)	(89,8)	NA
Participación no controladora	38,4	-	NA	38,4	-	NA
EBITDA ajustado	(415,6)	92,1	NA	(393,5)	21,7	NA
Proveniente de Pampa	(161,4)	92,1	NA	(139,3)	21,7	NA
Proveniente de Petrobras Argentina	(254,1)	-	NA	(254,1)	-	NA

En el 3T16 el margen bruto de nuestro segmento de holding y otros aumentó 107,3% con respecto al mismo período del 2015, principalmente debido a mayores fees cobrados a nuestras subsidiarias.

Sin embargo, el resultado operativo se disminuyó en AR\$478,4 millones, registrando una pérdida de AR\$484,2 millones, principalmente debido a la inclusión desde agosto de 2016 de la estructura central de Petrobras Argentina, que contribuyó mayores gastos operativos por AR\$464,3 millones. De no considerar el efecto de Petrobras Argentina, el margen operativo del 3T16 sería AR\$19,9 millones negativo, un 245,3% de mayor pérdida que la registrada en el 3T15, explicado principalmente por mayores costos de honorarios de terceros y laborales como resultado de la compra de Petrobras Argentina (AR\$391,9 millones en el 3T16), parcialmente compensado por una ganancia contable registrada por la venta de nuestra participación indirecta a través del Fideicomiso CIESA y PEPCA en TGS, realizada a finales de julio de 2016 en simultáneo con el cierre de la compra de Petrobras Argentina (AR\$479,7 millones). Desde el 3T16, nuestra participación indirecta en TGS se verá registrada en el segmento holding como "Resultados por participaciones en asociadas". Asimismo, desde el 3T16, los resultados de nuestra participación en Transener se registran como "Resultados por participaciones en negocios conjuntos" en este segmento.

Las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$832,2 millones, arrojando una pérdida para el 3T16 de AR\$906,2 millones, principalmente debido a intereses por pasivos financieros y diferencia de cambio relacionados con la adquisición de Petrobras Argentina y al bono de US\$500 millones de Petrobras Argentina.

El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros decreció AR\$415,1 millones en el 3T16, registrando una pérdida de AR\$393,5 millones, de los cuales AR\$254,1 millones son atribuibles por un período de dos meses a Petrobras Argentina. También, con el objetivo de uniformizar criterios de exposición, el EBITDA ajustado de nuestro segmento holding y otros elimina los resultados netos ajustados por tenencia



y a su vez considera los EBITDAs de los negocios TGS y Transener, compañías en donde Pampa ejerce el co-control por razones regulatorias y bajo normas NIIF no puede consolidar en los estados financieros de Pampa. Por lo tanto, se realiza una consolidación ajustada a la tenencia accionaria indirecta de los EBITDAs de dichos negocios.

En el caso de TGS, se registra proporcionalmente sus resultados a partir del cierre de la adquisición de Petrobras Argentina, cuya transacción de cambio de co-control indirecto obtuvo la aprobación regulatoria del ENARGAS. Como se mencionó anteriormente, Pampa poseía una participación indirecta en TGS, de la cual hasta su venta en julio 2016 no le fue otorgada la aprobación regulatoria del paquete accionario. Por lo tanto, hasta entonces Pampa registraba los resultados por su tenencia en TGS como una inversión financiera (Fideicomiso CIESA) y como resultado en asociadas (PEPCA).

En el caso de Transener, el EBITDA ajustado por tenencia accionaria 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\$104,7 millones en el 3T16, en comparación con AR\$9,7 millones registrados en el 3T15.



3.7 | Análisis del Período de Nueves Meses, por Subsidiaria (AR\$ Millones)

Subsidiaria	9 Meses 2016				9 Meses 2015			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ³	Resultado Neto ⁴	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ³	Resultado Neto ⁴
Segmento de Generación								
Diamante	56,0%	9,5	(22,4)	29,4	56,0%	(15,8)	(30,4)	(2,0)
Los Nihuales	47,0%	45,0	(76,0)	104,9	47,0%	(11,2)	(20,7)	42,0
CPB	100,0%	(2,8)	371,4	(122,0)	100,0%	67,1	126,1	27,0
CTG	90,4%	271,8	21,9	155,1	90,4%	129,2	169,1	88,1
CTLL ¹	100,0%	758,4	1.845,6	389,0	100,0%	558,2	1.016,8	173,6
Petrobras Argentina	67,2%	90,5	(9,3)	90,2	0,0%	-	-	-
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		(8,1)	(445,3)	(40,9)		27,6	(513,5)	(0,3)
Subtotal Generación		1.164,3	1.685,9	605,7		755,1	747,4	328,4
Segmento de Distribución								
Edenor ¹	51,5%	(763,0)	695,7	(1.842,2)	51,5%	1.313,4	532,6	938,9
EASA ¹	100,0%	21,2	2.027,1	(407,5)	100,0%	9,4	1.208,7	(188,4)
Ajustes y eliminaciones ²		(27,6)	(1.816,5)	887,8		(16,2)	(1.226,8)	(460,0)
Subtotal Distribución		(769,4)	906,4	(1.361,9)		1.306,6	514,4	290,5
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa	49,5%	2.167,9	3.801,1	441,5	49,7%	526,0	1.128,1	106,0
Petrobras Argentina	67,2%	815,7	(186,7)	376,6	0,0%	-	-	-
Ajustes y eliminaciones ²		3,7	1.285,1	(220,2)		-	-	(53,4)
Subtotal Petróleo y Gas		2.987,3	4.899,5	597,9		526,0	1.128,1	52,6
Segmento de Refino y Distribución								
Petrobras Argentina	67,2%	268,4	(57,5)	214,5	0,0%	-	-	-
Ajustes y eliminaciones ²		0,8	-	-		-	-	-
Subtotal Refino y Distribución		269,3	(57,5)	214,5		-	-	-
Segmento de Petroquímica								
Petrobras Argentina	67,2%	43,6	-	29,4	0,0%	-	-	-
Ajustes y eliminaciones ²		-	-	-		-	-	-
Subtotal Petroquímica		43,6	-	29,4		-	-	-
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía (Individual) ¹	100,0%	(35,7)	13.642,0	(888,3)	100,0%	(29,7)	667,6	(154,5)
Petrobras Argentina - Corporativo	67,2%	(287,8)	3.867,1	(662,3)	0,0%	-	-	-
<i>Transener</i>	26,3%	191,6	1.108,4	(541,3)	26,3%	483,1	615,3	150,6
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(141,2)	(816,6)	398,8		(355,9)	(453,3)	(111,0)
<i>Ajustes y eliminaciones²</i>		-	(24,1)	-		-	(34,1)	-
Subtotal Transmisión		50,4	267,6	(142,5)		127,2	127,8	39,7
<i>TGS</i>	17,1%	196,4	2.130,6	20,9	0,0%	-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(162,7)	(1.765,5)	(17,3)		-	-	-
Subtotal Midstream de Gas		33,7	365,1	3,6		-	-	-
Otras compañías y eliminaciones ²		(176,2)	(6.773,6)	588,8		(5,3)	(461,3)	446,6
Subtotal Holding y Otros		(415,6)	11.368,2	(1.100,7)		92,1	334,1	331,8
Eliminaciones		22,2	(632,7)	22,2		-	(127,8)	-
Total Consolidado Atribuible a los Propietarios		3.301,7	18.169,8	(992,9)		2.679,9	2.596,2	1.003,3
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		2.232,0	14.526,1	(992,9)		1.787,7	1.784,4	1.003,3

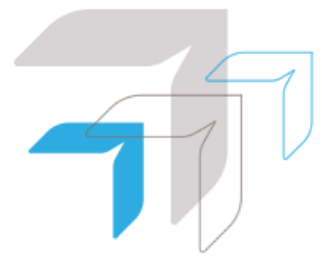
¹ Montos no consolidados. ² Las eliminaciones de deuda neta corresponden a intercompañías y recompras de deuda. ³ La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. Las eliminaciones de resultado neto corresponden principalmente a participaciones no controladoras. ⁴ CTLL, EASA y Pampa Energía (individual) no incluyen resultados de sus subsidiarias.



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

Subsidiaria	Tercer Trimestre 2016				Tercer Trimestre 2015			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ³	Resultado Neto ⁴	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ³	Resultado Neto ⁴
Segmento de Generación								
Diamante	56,0%	4,7	(22,4)	9,2	56,0%	(10,5)	(30,4)	(4,4)
Los Nihuales	47,0%	9,5	(76,0)	32,5	47,0%	(6,7)	(20,7)	11,2
CPB	100,0%	58,1	371,4	(9,9)	100,0%	(1,6)	126,1	(7,9)
CTG	90,4%	58,7	21,9	31,2	90,4%	31,2	169,1	11,8
CTLL ¹	100,0%	277,7	1.845,6	80,6	100,0%	167,7	1.016,8	34,5
Petrobras Argentina	67,2%	90,5	(9,3)	90,2	0,0%	-	-	-
Otras compañías, ajustes y eliminaciones ²		(3,4)	(445,3)	(9,3)		7,6	(513,5)	25,2
Subtotal Generación		495,8	1.685,9	224,4		187,8	747,4	70,3
Segmento de Distribución								
Edenor ¹	51,5%	(535,7)	695,7	(656,8)	51,5%	634,8	532,6	214,1
EASA ¹	100,0%	7,9	2.027,1	(77,5)	100,0%	1,4	1.208,7	(73,0)
Ajustes y eliminaciones ²		(9,5)	(1.816,5)	316,6		(5,1)	(1.226,8)	(105,5)
Subtotal Distribución		(537,2)	906,4	(417,7)		631,1	514,4	35,6
Segmento de Petróleo y Gas								
Petrolera Pampa	49,5%	807,5	3.801,1	143,8	49,7%	234,1	1.128,1	48,6
Petrobras Argentina	67,2%	815,7	(186,7)	376,6	0,0%	-	-	-
Ajustes y eliminaciones ²		3,7	1.285,1	(70,2)		-	-	(24,5)
Subtotal Petróleo y Gas		1.626,9	4.899,5	450,2		234,1	1.128,1	24,1
Segmento de Refino y Distribución								
Petrobras Argentina	67,2%	268,4	(57,5)	214,5	0,0%	-	-	-
Ajustes y eliminaciones ²		0,8	-	-		-	-	-
Subtotal Refino y Distribución		269,3	(57,5)	214,5		-	-	-
Segmento de Petroquímica								
Petrobras Argentina	67,2%	43,6	-	29,4	0,0%	-	-	-
Ajustes y eliminaciones ²		-	-	-		-	-	-
Subtotal Petroquímica		43,6	-	29,4		-	-	-
Segmento de Holding y Otros								
Pampa Energía (Individual) ¹	100,0%	10,6	13.642,0	(1.198,1)	100,0%	(11,6)	667,6	(57,4)
Petrobras Argentina - Corporativo	67,2%	(287,8)	3.867,1	(662,3)	0,0%	-	-	-
<i>Transener</i>	26,3%	53,1	1.108,4	(269,9)	26,3%	132,4	615,3	33,1
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(39,1)	(816,6)	198,8		(97,6)	(453,3)	(24,4)
<i>Ajustes y eliminaciones²</i>		-	(24,1)	-		-	(34,1)	-
Subtotal Transmisión		14,0	267,6	(71,0)		34,9	127,8	8,7
<i>TGS</i>	17,1%	196,4	2.130,6	20,9	0,0%	-	-	-
<i>Ajuste participación no controladora</i>		(162,7)	(1.765,5)	(17,3)		-	-	-
Subtotal Midstream de Gas		33,7	365,1	3,6		-	-	-
Otras compañías y eliminaciones ²		(163,9)	(6.773,6)	472,8		(1,6)	(461,3)	(41,1)
Subtotal Holding y Otros		(393,5)	11.368,2	(1.455,1)		21,7	334,1	(89,8)
Eliminaciones		22,2	(632,7)	22,2		-	(127,8)	-
Total Consolidado Atribuible a los Propietarios		1.527,0	18.169,8	(932,1)		1.074,6	2.596,2	40,3
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		1.065,9	14.526,1	(932,1)		657,0	1.784,4	40,3

¹ Montos no consolidados. ² Las eliminaciones de deuda neta corresponden a intercompañías y recompras de deuda. ³ La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. Las eliminaciones de resultado neto corresponden principalmente a participaciones no controladoras. ⁴ CTLL, EASA y Pampa Energía (individual) no incluyen resultados de sus subsidiarias.



4. Información sobre la Conferencia Telefónica

Se llevará a cabo una conferencia telefónica conjunta con Edenor, para analizar los resultados del tercer trimestre de 2016 el martes 15 de noviembre de 2016 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 12.00 p.m. de Buenos Aires.

El Sr. Leandro Montero, Director de Finanzas y Control de Edenor y la Srta. Lida Wang, Gerente 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 Compañía podrá encontrarla en:

- ✓ www.pampaenergia.com/ri
- ✓ www.cnv.gob.ar
- ✓ www.sec.gov