

## Resultados del período de nueve meses y trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2015

Pampa Energía S.A. (en adelante “Pampa” o la “Compañía”) anuncia los resultados correspondientes al período de nueve meses y trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2015.

### 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:

Ricardo Torres  
Co - Gerente General

Gustavo Mariani  
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](mailto:investor@pampaenergia.com)  
[www.pampaenergia.com/ri](http://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 período de nueve meses y trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2015:

**Ventas netas consolidadas por AR\$5.362,9 millones<sup>1</sup>** en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2015, un 18,1% mayor a los AR\$4.542,7 millones del mismo período de 2014, principalmente explicado por los aumentos del 21,5% (AR\$336,9 millones) en generación, del 5,9% (AR\$163,0 millones) en distribución y del 125,5% (AR\$350,6 millones) en el segmento holding y otros.

**EBITDA ajustado<sup>2</sup> consolidado de AR\$2.823,4 millones** en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2015, comparado a un EBITDA ajustado negativo de AR\$45,1 millones del mismo período de 2014, explicado por aumentos de 19,0% (AR\$121,7 millones) en generación, del 6,2% (AR\$15,4 millones) en transmisión, AR\$2.389,6 millones en distribución y del 228,8% (AR\$341,7 millones) en el segmento de holding y otros.

**Ganancia consolidada de AR\$1.540,7 millones** en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2015, de los cuales AR\$1.003,3 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, en comparación a AR\$15,2 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el mismo período de 2014, explicado por las ganancias reportadas en nuestros segmentos de generación (AR\$328,4 millones), transmisión (AR\$45,4 millones)<sup>1</sup>, distribución (AR\$290,5 millones) y holding y otros (AR\$339,0 millones).

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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 PUREE, 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.

## Principales Resultados del Tercer Trimestre de 2015<sup>3</sup>

**Ventas netas consolidadas por AR\$1.905,3 millones** en el tercer trimestre de 2015, un 17,5% superior a los AR\$1.621,3 millones registrados en el mismo período de 2014, explicado por aumentos del 14,1% (AR\$73,1 millones) en el segmento de generación, 4,8% (AR\$48,2 millones) en distribución y 145,2% (AR\$173,9 millones) en holding y otros.

**EBITDA ajustado consolidado de AR\$1.130,0 millones**, comparado a la pérdida de AR\$72,3 millones registrada en el mismo período de 2014, explicado por incrementos del 43,6% (AR\$27,4 millones) en el segmento de transmisión, AR\$1.021,4 millones en distribución y del 246,3% (AR\$157,2 millones) en holding y otros, parcialmente compensados por una reducción del 1,9% (AR\$3,6 millones) en generación.

**Ganancia neta consolidada de AR\$175,6 millones**, de los cuales AR\$40,3 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, en comparación a los AR\$95,6 millones del mismo período de 2014, explicado por las ganancias reportadas de AR\$70,3 millones en generación, AR\$16,8 millones en transmisión y AR\$35,6 millones en distribución, parcialmente compensadas por una pérdida de AR\$82,5 millones en el segmento de holding y otros.

<sup>3</sup> La información financiera presentada en este documento para los trimestres finalizados el 30 de septiembre de 2015 y 2014 están basados en los estados financieros preparados de acuerdo con las normas contables NIIF vigentes en Argentina, correspondiente a los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015 y 2014, y los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2015 y de 2014.

## 1. Hechos Relevantes

### 1.1 | Emisión de Obligaciones Negociables (“ONs”) de Central Térmica Loma de la Lata (“CTLL”)

Con fecha 5 de octubre de 2015, CTLL emitió bajo el Programa de ONs simples por hasta US\$350 millones y como inversión productiva computable al inciso k, la clase A por un valor nominal de AR\$282,4 millones. El pago de capital será en una cuota a los 36 meses desde la fecha de emisión y los intereses, a tasa Badlar Privada, serán pagaderos trimestralmente.

Con fecha 11 de noviembre de 2015, CTLL licitó para luego emitir el 13 de noviembre, bajo el mismo programa y como inversión productiva computable al inciso k, la Clase E por un valor nominal de AR\$575,2 millones. El pago de capital será en una cuota a los 60 meses desde la fecha de emisión y los intereses, a tasa Badlar Privada, serán pagaderos trimestralmente.

CTLL planea utilizar los fondos para proyectos de incremento de capacidad instalada en generación. En particular, los fondos provenientes de las ONs clase A serán utilizados para financiar parcialmente las expansiones en capacidad instalada por 120 MW, las cuales se realizan en el marco del “Proyecto de Incremento de la Disponibilidad”. Se estima que la puesta en marcha comercial de la turbina de gas de 105 MW se hará en enero de 2016, mientras que la instalación de los motores de 15 MW en conjunto se encuentra en la etapa de ingeniería y factibilidad, previendo su puesta en marcha en el tercer trimestre de 2016.

### 1.2 | Cancelación del Préstamo Contraído con Transportadora de Gas del Sur (“TGS”)

En cumplimiento de la condición prevista en el contrato de préstamo otorgado por TGS a Pampa Energía el 6 de octubre de 2011, el 7 de octubre de 2015 se procedió a dar por cancelado dicho pasivo por un monto total de US\$34,5 millones, incluyendo intereses.

En contraprestación a dicha cancelación, Pampa Energía realizó la cesión plena e incondicional a favor de TGS de los derechos y obligaciones derivados del juicio arbitral iniciado por Enron Creditors Recovery Corp. y Ponderosa Assets LLP contra la República Argentina ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”) del Banco Mundial.

### 1.3 | Suscripción de Transener S.A. y Transba S.A. a las Addendas al Convenio de Renovación

Con fecha 17 de septiembre de 2015, Transener y Transba suscribieron con el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y la Secretaría de Energía (“SE”) addendas al Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental.

Las partes acordaron para el presente año necesidades financieras y un Plan de Inversiones por AR\$431,9 millones y AR\$186,6 millones para Transener y Transba, respectivamente. Adicionalmente, la SE y el ENRE establecieron que se otorgará a ambas compañías recursos adicionales no reembolsables para la ejecución de dicho plan de inversiones.

## 2. Indicadores Financieros Relevantes

### 2.1 | Balance General Consolidado (AR\$ Millones)

	Al 30.09.15	Al 31.12.14		Al 30.09.15	Al 31.12.14
<b>ACTIVO</b>			<b>PATRIMONIO</b>		
Participaciones en negocios conjuntos	256,9	226,9	Capital social	1.314,3	1.314,3
Participaciones en asociadas	131,5	133,2	Prima de emisión	344,5	343,0
Propiedades, planta y equipo	12.712,4	9.218,1	Reserva legal	51,5	14,3
Activos intangibles	850,3	872,4	Reserva facultativa	977,8	271,8
Activos biológicos	1,9	1,9	Reserva opciones de directores	266,1	266,1
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	1.233,4	963,0	Resultados no asignados	1.003,3	743,2
Activos por impuesto diferido	98,5	93,7	Otro resultado integral	(32,0)	(32,2)
Créditos por ventas y otros créditos	1.134,4	954,8	<b>Patrimonio atribuible a los propietarios</b>	<b>3.925,4</b>	<b>2.920,4</b>
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>16.419,3</b>	<b>12.464,0</b>	Participación no controladora	1.146,7	633,4
Activos biológicos	0,1	0,2	<b>Total del patrimonio</b>	<b>5.072,1</b>	<b>3.553,8</b>
Inventarios	200,1	135,6	<b>PASIVO</b>		
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	2.565,1	1.028,6	Deudas comerciales y otras deudas	2.565,6	1.909,4
Instrumentos Financieros Derivados	1,7	-	Préstamos	5.134,7	3.731,3
Créditos por ventas y otros créditos	4.447,2	2.896,8	Ingresos diferidos	133,8	109,1
Efectivo y equivalentes de efectivo	312,6	335,2	Remuneraciones y cargas sociales a pagar	81,4	62,9
<b>Total del activo corriente</b>	<b>7.526,8</b>	<b>4.396,4</b>	Planes de beneficios definidos	231,2	196,6
<b>Total del activo</b>	<b>23.946,0</b>	<b>16.860,4</b>	Pasivo por impuesto diferido	552,7	470,6
			Cargas fiscales	386,9	274,7
			Provisiones	213,3	119,5
			<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>9.299,6</b>	<b>6.873,9</b>
			Deudas comerciales y otras deudas	6.376,3	4.536,5
			Préstamos	1.422,4	839,3
			Ingresos diferidos	0,8	0,8
			Remuneraciones y cargas sociales a pagar	800,2	725,3
			Planes de beneficios definidos	44,7	26,8
			Cargas fiscales	837,2	231,9
			Instrumentos financieros derivados	33,1	47,9
			Provisiones	59,6	24,2
			<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>9.574,3</b>	<b>6.432,6</b>
			<b>Total del pasivo</b>	<b>18.873,9</b>	<b>13.306,6</b>
			<b>Total del pasivo y del patrimonio</b>	<b>23.946,0</b>	<b>16.860,4</b>

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

	9 Meses		3er Trimestre	
	2015	2014	2015	2014
Ingresos por ventas	5.362,9	4.542,7	1.905,3	1.621,3
Costo de ventas	(5.211,3)	(4.388,2)	(1.871,7)	(1.574,3)
<b>Resultado bruto</b>	<b>151,6</b>	<b>154,4</b>	<b>33,6</b>	<b>47,0</b>
Gastos de comercialización	(675,8)	(503,9)	(256,2)	(188,2)
Gastos de administración	(809,8)	(590,7)	(286,8)	(223,9)
Otros ingresos operativos	330,1	171,1	127,9	56,3
Otros egresos operativos	(420,5)	(249,9)	(195,8)	(82,5)
Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipo	25,3	88,4	25,3	88,4
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	45,6	7,8	16,9	10,5
Resultado por participaciones en asociadas	(1,7)	(0,3)	(9,1)	1,7
<b>Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15</b>	<b>(1.355,3)</b>	<b>(923,2)</b>	<b>(544,3)</b>	<b>(290,8)</b>
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI - Res. SE N° 32/15	3.809,7	-	1.421,1	-
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	186,6	735,5	-	-
<b>Resultado operativo</b>	<b>2.641,0</b>	<b>(187,6)</b>	<b>876,8</b>	<b>(290,8)</b>
Ingresos financieros	206,1	252,2	77,2	58,2
Gastos financieros	(696,7)	(841,7)	(403,7)	(283,2)
Otros resultados financieros	176,0	226,1	(176,4)	428,1
<b>Resultados financieros, neto</b>	<b>(314,5)</b>	<b>(363,3)</b>	<b>(503,0)</b>	<b>203,1</b>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>2.326,5</b>	<b>(551,0)</b>	<b>373,8</b>	<b>(87,7)</b>
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta	(785,8)	(31,5)	(198,3)	(99,5)
<b>Resultado del periodo</b>	<b>1.540,7</b>	<b>(582,5)</b>	<b>175,6</b>	<b>(187,3)</b>
<b>Atribuible a:</b>				
<b>Propietarios de la Sociedad</b>	<b>1.003,3</b>	<b>15,2</b>	<b>40,3</b>	<b>95,6</b>
<b>Participación no controladora</b>	<b>537,4</b>	<b>(597,7)</b>	<b>135,3</b>	<b>(282,9)</b>
<b>Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad:</b>				
Resultado por acción básica	0,7634	0,0116	0,0306	0,0727
Resultado por acción diluida	0,6375	0,0105	0,0254	0,0631

## 3. Resumen Operativo

### 3.1 | Segmento de Generación

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas		Térmicas				Total
	HINISA	HIDISA	CTLL <sup>1</sup>	CTG <sup>2</sup>	CTP	CPB	
Capacidad instalada (MW)	265	388	553	361	30	620	2.217
Participación de mercado	0,8%	1,2%	1,8%	1,1%	0,1%	2,0%	7,1%
<b>Período de Nueve Meses</b>							
Generación 9M2015 (GWh)	300	233	2.009	1.343	119	2.268	6.272
Participación de mercado	0,3%	0,2%	2,0%	1,3%	0,1%	2,2%	6,2%
Ventas 9M2015 (GWh)	300	233	2.009	1.807	119	2.269	6.738
Generación 9M2014 (GWh)	281	187	2.799	1.071	87	2.325	6.750
Variación de generación 9M2015 - 9M2014	+6,5%	+24,3%	-28,2%	+25,4%	+37,6%	-2,5%	-7,1%
Ventas 9M2014 (GWh)	311	215	2.879	1.517	87	2.377	7.385
Precio Promedio 9M2015 (AR\$ / MWh)	179,7	183,6	380,4	323,5	653,2	150,8	276,9
Margen Bruto Promedio 9M2015 (AR\$ / MWh)	7,5	(25,8)	331,1	91,6	n.d.	53,6	142,4
Margen Bruto Promedio 9M2014 (AR\$ / MWh)	6,7	(38,3)	200,5	82,1	n.d.	43,7	109,2
<b>Tercer Trimestre</b>							
Generación 3T15 (GWh)	94	56	343	334	24	632	1.483
Participación de mercado	0,3%	0,2%	1,0%	1,0%	0,1%	1,8%	4,3%
Ventas 3T15 (GWh)	94	56	343	473	24	633	1.623
Generación 3T14 (GWh)	99	45	890	307	21	736	2.098
Variación de generación 3T15 - 3T14	-4,7%	+24,1%	-61,4%	+8,6%	+15,5%	-14,1%	-29,3%
Ventas 3T14 (GWh)	105	50	895	447	21	745	2.263
Precio Promedio 3T15 (AR\$ / MWh)	193,9	230,2	707,9	386,7	931,8	157,1	356,6
Margen Bruto Promedio 3T15 (AR\$ / MWh)	(6,0)	(112,2)	612,5	105,7	n.d.	31,4	169,9
Margen Bruto Promedio 3T14 (AR\$ / MWh)	10,2	(158,4)	220,2	103,5	n.d.	34,7	116,9

Nota: Margen Bruto antes de cargo por amortización y depreciación. <sup>1</sup> La capacidad instalada de CTLL incluye 178 MW del cierre de ciclo combinado, que comenzó operaciones comerciales el 1 de noviembre de 2011 por 165 MW. <sup>2</sup> 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 3T15 disminuyó un 29,3% con respecto al mismo período de 2014, principalmente debido a una menor provisión de gas por parte de CAMMESA, sumado a mantenimientos programados en CTLL y en menor medida en CPB (-651 GWh). Asimismo, hubo un menor despacho en HINISA debido a un menor caudal de aportes hídricos (-5 GWh).

Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por una mayor provisión de gas en CTG y CTP (+30 GWh) y a un aumento en el despacho de HIDISA (+11 GWh) producto de mayores aportes, caudal de riego y actividad de bombeo.

### 3.2 | Segmento de Distribución

Tipo de Cliente	2015			2014			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
<b>Período de Nueve Meses</b>								
Residencial	7.404	44%	2.459.128	7.003	44%	2.435.001	+5,7%	+1,0%
Comercial	2.784	16%	357.845	2.539	16%	348.458	+9,6%	+2,7%
Industrias	2.747	16%	6.659	2.525	16%	6.497	+8,8%	+2,5%
Sistema de Peaje	3.150	19%	707	3.133	19%	710	+0,6%	-0,4%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	537	3%	22	530	3%	22	+1,3%	-
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	338	2%	407	335	2%	400	+0,7%	+1,8%
<b>Total</b>	<b>16.959</b>	<b>100%</b>	<b>2.824.768</b>	<b>16.065</b>	<b>100%</b>	<b>2.791.088</b>	<b>+5,6%</b>	<b>+1,2%</b>
<b>Tercer Trimestre</b>								
Residencial	2.694	45%	2.459.128	2.501	45%	2.435.001	+7,7%	+1,0%
Comercial	928	16%	357.845	841	15%	348.458	+10,4%	+2,7%
Industrias	924	16%	6.659	869	16%	6.497	+6,3%	+2,5%
Sistema de Peaje	1.049	18%	707	1.022	18%	710	+2,7%	-0,4%
Otros								
<i>Alumbrado Público</i>	191	3%	22	188	3%	22	+1,4%	-
<i>Villas de Emergencia y Otros</i>	137	2%	407	136	2%	400	+0,7%	+1,8%
<b>Total</b>	<b>5.922</b>	<b>100%</b>	<b>2.824.768</b>	<b>5.557</b>	<b>100%</b>	<b>2.791.088</b>	<b>+6,6%</b>	<b>+1,2%</b>

La electricidad vendida en el tercer trimestre de 2015 aumentó un 6,6% en términos de GWh con respecto al mismo período de 2014. A su vez, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 1,2%.

### 3.3 | Segmento de Holding y Otros

Producción de Petróleo y Gas	Petróleo (m3/d)				Gas (dam3/d)				
	Ysur	Petrobras	YPF	Total	Ysur	Petrobras	YPF	Senillosa	Total
<b>Período de Nueve Meses</b>									
9M15	6,2	4,9	12,7	<b>23,8</b>	68,6	372,1	848,9	14,6	<b>1.304,2</b>
9M14	10,1	3,7	2,3	<b>16,1</b>	97,0	367,2	242,2	-	<b>706,3</b>
<i>Variación 9M15 - 9M14</i>	-38,6%	+33,0%	+462,9%	<b>+48,5%</b>	-29,2%	+1,3%	+250,5%	<i>n.d</i>	<b>+84,6%</b>
<b>Tercer Trimestre</b>									
3T15	5,5	5,7	20,9	<b>32,2</b>	65,7	374,5	1.326,7	17,8	<b>1.784,7</b>
3T14	9,3	4,5	2,3	<b>16,1</b>	92,9	372,5	242,2	-	<b>707,5</b>
<i>Variación 3T15 - 3T14</i>	-40,4%	+28,3%	+824,1%	<b>+100,5%</b>	-29,3%	+0,6%	+447,8%	<i>n.d</i>	<b>+152,3%</b>

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

Las producciones de petróleo y de gas aumentaron en el 3T15 respecto al mismo período del año pasado en 100,5% y 152,3%, respectivamente, principalmente debido a la asociación entre Petrolera Pampa e YPF.

## 4. Análisis de los Resultados del Tercer Trimestre de 2015 en Comparación con el Mismo Período de 2014

**Ventas netas consolidadas por AR\$1.905,3 millones** en el tercer trimestre de 2015, un 17,5% superior a los AR\$1.621,3 millones registrados en el mismo período de 2014, explicado por aumentos del 14,1% (AR\$73,1 millones) en el segmento de generación, 4,8% (AR\$48,2 millones) en distribución y 145,2% (AR\$173,9 millones) en holding y otros.

**EBITDA ajustado consolidado de AR\$1.130,0 millones**, comparado a la pérdida de AR\$72,3 millones registrada en el mismo período de 2014, explicado por incrementos del 43,6% (AR\$27,4 millones) en el segmento de transmisión, AR\$1.021,4 millones en distribución y del 246,3% (AR\$157,2 millones) en holding y otros, parcialmente compensados por una reducción del 1,9% (AR\$3,6 millones) en generación.

**Ganancia neta consolidada de AR\$175,6 millones**, de los cuales AR\$40,3 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, en comparación a los AR\$95,6 millones del mismo período de 2014, explicado por las ganancias reportadas de AR\$70,3 millones en generación, AR\$16,8 millones en transmisión y AR\$35,6 millones en distribución, parcialmente compensadas por una pérdida de AR\$82,5 millones en el segmento de holding y otros.

### Cálculo del EBITDA Ajustado Consolidado

El siguiente cuadro muestra en detalle los ajustes y conciliaciones para el cálculo del EBITDA ajustado consolidado:

En AR\$ millones	9M15	9M14	3T15	3T14
Resultado operativo consolidado	2.641,0	(187,6)	876,8	(290,8)
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	476,5	333,7	178,5	128,6
<b>EBITDA consolidado bajo NIIF</b>	<b>3.117,6</b>	<b>146,0</b>	<b>1.055,3</b>	<b>(162,2)</b>
<b>Ajustes del segmento de generación:</b>				
Indemnización del seguro a CTLL	-	(0,1)	-	-
Recupero de impuesto sobre los ingresos brutos	-	(37,9)	-	-
Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipo	(25,3)	(88,4)	(25,3)	(88,4)
<b>Ajustes del segmento de transmisión:</b>				
Acuerdo Instrumental / Convenio de Renovación	79,5	115,4	18,4	18,4
Efecto de la consolidación de las participaciones en negocios conjuntos	138,3	125,1	54,9	34,0
<i>Resultado operativo del segmento transmisión</i>	126,2	54,8	60,5	20,1
<i>Depreciaciones de bienes de uso del segmento transmisión</i>	33,7	32,3	11,3	10,8
<i>Resultados por Proyecto Cuarta Línea</i>	23,9	45,7	-	13,6
<i>Resultado por participación</i>	(45,4)	(7,7)	(16,8)	(10,5)
<b>Ajustes del segmento de distribución:</b>				
Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica ("PUREE") de Edenor	25,6	352,2	-	127,5
Cargos por mora	34,6	32,5	10,7	11,6
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	(186,6)	(735,5)	-	-
Disminución de mutuo por mayores costos salariales/Ajuste Contable - Res. SE N° 32/15	(447,4)	-	-	-
<b>Ajustes del segmento de holding y otros:</b>				
Acuerdo de Compensación Ejecutiva	85,4	45,2	6,8	(11,4)
Resultado por participación en asociadas (PEPCA)	1,7	0,3	9,1	(1,7)
<b>EBITDA ajustado consolidado</b>	<b>2.823,4</b>	<b>(45,1)</b>	<b>1.130,0</b>	<b>(72,3)</b>



## 4.1 | Análisis del Segmento de Generación

Segmento de Generación, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2015	2014	Δ %	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	1.902,2	1.565,3	+21,5%	589,6	516,5	+14,1%
Costo de ventas	(1.006,5)	(841,4)	+19,6%	(334,6)	(283,2)	+18,1%
<b>Resultado bruto</b>	<b>895,7</b>	<b>723,8</b>	<b>+23,7%</b>	<b>255,0</b>	<b>233,3</b>	<b>+9,3%</b>
Gastos de comercialización	(15,6)	(11,1)	+40,3%	(5,2)	(4,4)	+18,4%
Gastos de administración	(193,9)	(136,2)	+42,4%	(75,7)	(51,3)	+47,7%
Otros ingresos operativos	15,4	63,9	-75,8%	2,8	5,4	-48,5%
Otros egresos operativos	(53,0)	(61,4)	-13,6%	(21,6)	(26,3)	-18,0%
Recupero desvalorización de propiedades, planta y equipo	25,3	88,4	-71,4%	25,3	88,4	-71,4%
<b>Resultado operativo</b>	<b>673,9</b>	<b>667,5</b>	<b>+1,0%</b>	<b>180,6</b>	<b>245,2</b>	<b>-26,4%</b>
Ingresos financieros	185,8	101,3	+83,4%	67,2	33,2	+102,4%
Gastos financieros	(246,8)	(199,1)	+24,0%	(80,7)	(69,6)	+15,9%
Otros resultados financieros	(110,5)	(244,7)	-54,8%	(51,9)	21,0	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>502,4</b>	<b>325,0</b>	<b>+54,6%</b>	<b>115,2</b>	<b>229,8</b>	<b>-49,9%</b>
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(145,0)	(36,1)	NA	(37,8)	(65,7)	-42,4%
<b>Resultado del período</b>	<b>357,4</b>	<b>288,9</b>	<b>+23,7%</b>	<b>77,3</b>	<b>164,1</b>	<b>-52,9%</b>
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	328,4	275,8	+19,1%	70,3	162,0	-56,6%
Participación no controladora	29,0	13,1	+122,0%	7,0	2,1	+234,8%
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>762,4</b>	<b>640,7</b>	<b>+19,0%</b>	<b>187,8</b>	<b>191,5</b>	<b>-1,9%</b>

- En el tercer trimestre del 2015 el margen bruto de generación fue de AR\$255,0 millones, 9,3% mayor con respecto al mismo período del 2014, principalmente debido a la actualización del esquema remunerativo por la aplicación de la Resolución SE N° 482/2015 y al efecto de la variación en el tipo de cambio nominal con impacto en nuestros contratos de Energía Plus y Resolución SE N° 220/07, parcialmente compensados por un menor despacho total de energía (-615 GWh).
- Los costos netos operativos aumentaron en 50,7% con respecto al 3T14, principalmente debido al mayor consumo y costo del gas en pesos producto de la variación del tipo de cambio nominal, y al aumento de costos laborales.
- El resultado operativo del 3T15 incluye un recupero de AR\$25,3 millones por la reversión de la desvalorización de los motores MAN, la cual fue registrada en 2008, en comparación con un recupero de desvalorización de bienes de uso en CPB de AR\$88,4 millones en el mismo período de 2014.
- Las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron AR\$50,0 millones con respecto al tercer trimestre de 2014, registrando una pérdida en el 3T15 de AR\$65,4 millones, principalmente debido a pérdidas en la tenencia de instrumentos financieros e intereses por pasivos financieros, parcialmente compensados por menores pérdidas por diferencia de cambio neto.
- El EBITDA ajustado disminuyó un 1,9% con respecto al tercer trimestre de 2014, principalmente por mayores costos operativos y menor despacho de energía, parcialmente compensado por la mejor remuneración de la Resolución SE N° 482/15 y al efecto de la variación del tipo de cambio en nuestros contratos de energía con remuneración diferenciada. El EBITDA ajustado no incluye recuperos por desvalorización de propiedad, planta y equipo.

## 4.2 | Análisis del Segmento de Transmisión

Segmento de Transmisión, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2015	2014	Δ %	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	671,2	489,6	+37,1%	259,2	177,7	+45,9%
Costo de ventas	(452,1)	(360,0)	+25,6%	(166,6)	(132,3)	+25,9%
<b>Resultado bruto</b>	<b>219,1</b>	<b>129,6</b>	<b>+69,1%</b>	<b>92,6</b>	<b>45,4</b>	<b>+104,0%</b>
Gastos de administración	(84,1)	(64,3)	+30,8%	(29,8)	(25,0)	+19,2%
Otros ingresos operativos	1,1	2,5	-55,3%	0,9	2,5	-63,9%
Otros egresos operativos	(10,0)	(13,5)	-26,1%	(3,3)	(2,9)	+13,9%
<b>Resultado operativo</b>	<b>126,2</b>	<b>54,3</b>	<b>+132,2%</b>	<b>60,5</b>	<b>20,1</b>	<b>+201,2%</b>
Ingresos financieros	120,2	165,3	-27,3%	29,7	53,3	-44,4%
Gastos financieros	(44,6)	(44,3)	+0,6%	(15,0)	(16,7)	-9,7%
Otros resultados financieros	(55,1)	(130,5)	-57,8%	(21,1)	(21,1)	-0,1%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>146,7</b>	<b>44,9</b>	<b>+227,0%</b>	<b>54,0</b>	<b>35,6</b>	<b>+51,7%</b>
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(53,1)	(25,4)	+108,9%	(19,5)	(13,5)	+44,5%
<b>Resultado por operaciones continuas</b>	<b>93,6</b>	<b>19,5</b>	<b>NA</b>	<b>34,4</b>	<b>22,1</b>	<b>+56,2%</b>
Ajuste participación no controladora en negocios conjuntos	(48,2)	(11,8)	NA	(17,6)	(11,6)	+51,9%
<b>Resultado del período</b>	<b>45,4</b>	<b>7,7</b>	<b>NA</b>	<b>16,8</b>	<b>10,5</b>	<b>+60,9%</b>
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	45,4	7,7	NA	16,8	10,5	+60,9%
Participación no controladora	-	-	NA	-	-	NA
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>263,2</b>	<b>247,8</b>	<b>+6,2%</b>	<b>90,2</b>	<b>62,8</b>	<b>+43,6%</b>

- El tercer trimestre del 2015 incluye ventas por AR\$151,9 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 2014 en dicho rubro se devengaron AR\$111,4 millones.
- La ganancia operativa de nuestro segmento de transmisión aumentó 201,2% (AR\$40,4 millones) con respecto al tercer trimestre de 2014, principalmente como consecuencia de mayores ingresos provenientes del Convenio de Renovación del Acuerdo Instrumental y mayores ventas no reguladas provenientes de la aplicación de la Res. ENRE N° 272/15, por la cual se determinó la remuneración por operación y mantenimiento de la Cuarta Línea a partir de diciembre 2014 (AR\$12,3 millones). Estos aumentos fueron parcialmente compensados por mayores costos laborales.
- La disminución de AR\$22,0 millones en resultados financieros netos comparada con el tercer trimestre de 2014 responde principalmente a un menor devengamiento de intereses en el 3T15 correspondientes a la aplicación de los Acuerdos Instrumentales y Convenios de Renovación por AR\$13,1 millones, en comparación con AR\$31,2 millones devengados en el mismo período de 2014.
- 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\$18,4 millones tanto en el 3T15 como en el 3T14. 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 (AR\$13,6 millones en el 3T14), registrando la remuneración por operación y mantenimiento en la línea de ingresos por ventas.

### 4.3 | Análisis del Segmento de Distribución

Segmento de Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2015	2014	Δ %	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	2.911,2	2.748,2	+5,9%	1.043,2	995,0	+4,8%
Costo de ventas	(3.889,1)	(3.466,0)	+12,2%	(1.355,2)	(1.235,5)	+9,7%
<b>Resultado bruto</b>	<b>(977,9)</b>	<b>(717,8)</b>	<b>+36,2%</b>	<b>(312,0)</b>	<b>(240,5)</b>	<b>+29,8%</b>
Gastos de comercialización	(601,5)	(461,7)	+30,3%	(234,8)	(181,4)	+29,4%
Gastos de administración	(483,6)	(340,7)	+41,9%	(174,3)	(131,9)	+32,1%
Otros ingresos operativos	52,4	32,4	+61,5%	7,8	15,8	-50,8%
Otros egresos operativos	(319,4)	(163,4)	+95,5%	(162,8)	(54,6)	+197,9%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	0,0	0,0	-75,2%	0,0	0,0	+100,0%
<b>Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15</b>	<b>(2.330,0)</b>	<b>(1.651,2)</b>	<b>+41,1%</b>	<b>(876,1)</b>	<b>(592,6)</b>	<b>+47,8%</b>
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI - Res. SE N° 32/15	3.809,7	-	NA	1.421,1	-	NA
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	186,6	735,5	-74,6%	-	-	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>1.666,3</b>	<b>(915,7)</b>	<b>NA</b>	<b>545,0</b>	<b>(592,6)</b>	<b>NA</b>
Ingresos financieros	58,2	182,1	-68,0%	20,6	33,8	-39,1%
Gastos financieros	(242,0)	(558,4)	-56,7%	(220,9)	(169,1)	+30,6%
Otros resultados financieros	(168,7)	(508,3)	-66,8%	(87,8)	(81,3)	+8,0%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>1.313,9</b>	<b>(1.800,4)</b>	<b>NA</b>	<b>256,8</b>	<b>(809,2)</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(568,4)	74,3	NA	(117,4)	30,3	NA
<b>Resultado del período</b>	<b>745,5</b>	<b>(1.726,0)</b>	<b>NA</b>	<b>139,4</b>	<b>(778,9)</b>	<b>NA</b>
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	290,5	(1.045,0)	NA	35,6	(429,5)	NA
Participación no controladora	455,0	(681,0)	NA	103,8	(349,4)	NA
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>1.306,6</b>	<b>(1.083,0)</b>	<b>NA</b>	<b>631,1</b>	<b>(390,4)</b>	<b>NA</b>

- En el 3T15 las ventas netas aumentaron un 4,8% con respecto al 3T14, principalmente debido a mayores ventas físicas de electricidad y por la instrumentación de la Resolución ENRE N° 347/2012, por la cual durante el 3T15 Edenor cobró un monto de AR\$159,0 millones.
- Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron en 26,6% con respecto al 3T14, principalmente debido al aumento de costos operativos, salariales y honorarios a terceros. Las compras de energía en el 3T15 aumentaron un 8,6% con respecto al 3T14.
- El resultado operativo aumentó en AR\$1.137,5 millones con respecto al 3T14, principalmente por la aplicación de la Res. SE N° 32/15, la cual devengó ingresos a cuenta de una futura Revisión Tarifaria Integral por AR\$1.421,1 millones: AR\$1.282,8 millones corresponden a ingresos adicionales por diferencias entre cuadros tarifarios y AR\$138,3 millones del PUREE. Dichos aumentos fueron parcialmente compensados con un aumento de los costos operativos.
- En el 3T15, las pérdidas por resultados financieros netos aumentaron en AR\$71,5 millones, registrando una pérdida de AR\$288,2 millones, principalmente debido a un mayor devengamiento de intereses comerciales de la deuda con CAMMESA y mayores pérdidas por diferencias de cambio.
- El EBITDA ajustado de nuestro segmento de distribución en el 3T15 incluye cargos por mora por AR\$10,7 millones. El EBITDA ajustado del 3T14 incluye un ajuste de AR\$127,5 millones en concepto de PUREE (antes registrado como pasivo) y AR\$11,6 millones de cargos por mora.

#### 4.4 | Análisis del Segmento de Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado (AR\$ millones)	9 Meses			3er Trimestre		
	2015	2014	Δ %	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	629,8	279,2	+125,5%	293,6	119,8	+145,2%
Costo de ventas	(391,5)	(125,9)	+210,9%	(201,2)	(62,7)	+220,9%
<b>Resultado bruto</b>	<b>238,3</b>	<b>153,3</b>	<b>+55,4%</b>	<b>92,5</b>	<b>57,1</b>	<b>+62,0%</b>
Gastos de comercialización	(58,7)	(31,1)	+88,7%	(16,2)	(2,5)	NA
Gastos de administración	(136,9)	(118,2)	+15,8%	(38,5)	(43,6)	-11,9%
Otros ingresos operativos	262,3	74,8	+250,8%	117,3	35,0	+235,1%
Otros egresos operativos	(48,0)	(25,1)	+91,2%	(11,5)	(1,5)	NA
Resultado por participaciones en asociadas	(1,7)	(0,3)	NA	(9,1)	1,7	NA
<b>Resultado operativo</b>	<b>255,3</b>	<b>53,3</b>	<b>NA</b>	<b>134,4</b>	<b>46,1</b>	<b>+191,7%</b>
Ingresos financieros	24,7	17,5	+41,0%	12,5	8,4	+48,5%
Gastos financieros	(270,5)	(133,3)	+102,9%	(125,2)	(61,7)	+103,0%
Otros resultados financieros	455,3	979,1	-53,5%	(36,7)	488,4	NA
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>464,8</b>	<b>916,7</b>	<b>-49,3%</b>	<b>(15,0)</b>	<b>481,2</b>	<b>NA</b>
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(72,5)	(69,7)	+4,0%	(43,1)	(64,1)	-32,8%
<b>Resultado del período</b>	<b>392,3</b>	<b>847,0</b>	<b>-53,7%</b>	<b>(58,0)</b>	<b>417,1</b>	<b>NA</b>
<i>Atribuible a:</i>						
Propietarios de la Sociedad	339,0	776,7	-56,4%	(82,5)	352,7	NA
Participación no controladora	53,4	70,3	-24,1%	24,5	64,4	-61,9%
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>491,1</b>	<b>149,4</b>	<b>+228,8%</b>	<b>221,0</b>	<b>63,8</b>	<b>+246,3%</b>

- En el 3T15 el margen bruto de nuestro segmento de holding y otros aumentó 62,0% con respecto al mismo período del 2014, principalmente debido a mayores ventas de gas producto de nuestra asociación con YPF en el Área Rincón del Mangrullo (+173,2%) y al efecto de la variación en el tipo de cambio nominal en el precio de venta, parcialmente compensado por mayores costos de amortización de pozos, producción, transporte de gas y regalías, menores fees cobrados a nuestras subsidiarias y mayores costos laborales.
- En el rubro de otros ingresos operativos, la ganancia de AR\$117,3 millones corresponde principalmente a un aumento de la compensación adicional recibida a través del Programa de Inyección Excedente Resolución N° 1/2013.
- Los resultados financieros netos disminuyeron AR\$584,5 millones, arrojando una pérdida para el 3T15 de AR\$149,4 millones, principalmente debido a pérdidas por diferencias de cambio, por cambios en el valor razonable de instrumentos financieros y por intereses financieros debido a un mayor endeudamiento.
- El EBITDA ajustado de nuestro segmento de holding y otros aumentó AR\$157,2 millones en el 3T15, principalmente por el mayor volumen de ventas y el efecto de la variación del tipo de cambio en el precio de venta en Petrolera Pampa. El EBITDA ajustado no considera el acuerdo de compensación para ciertos ejecutivos ni el resultado por participación en asociadas, derivado de nuestra participación a través de PEPCA S.A. en el 10% de Compañía de Inversiones de Energía S.A. (“CIESA”), compañía controladora de TGS.

#### 4.5 | Análisis del Semestre por Subsidiaria (AR\$ Millones)

Subsidiaria	9 Meses 2015				9 Meses 2014			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta <sup>2</sup>	Resultado Neto <sup>4</sup>	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta <sup>2</sup>	Resultado Neto <sup>4</sup>
<b>Segmento de Generación</b>								
Diamante	56,0%	(15,8)	(30,4)	(2,0)	56,0%	(17,1)	(35,5)	4,2
Los Nihuilés	47,0%	(11,2)	(20,7)	42,0	47,0%	(4,3)	(20,4)	18,8
CPB	100,0%	67,1	126,1	27,0	100,0%	78,9	(10,9)	187,0
CTG	90,4%	137,1	169,1	88,1	90,4%	76,9	195,6	11,9
CTLL <sup>1</sup>	100,0%	565,4	1.016,8	173,6	100,0%	507,2	1.227,4	72,1
Otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		19,8	(513,5)	(0,3)		(1,0)	(314,3)	(18,2)
<b>Subtotal Generación</b>		<b>762,4</b>	<b>747,4</b>	<b>328,4</b>		<b>640,7</b>	<b>1.042,0</b>	<b>275,8</b>
<b>Segmento de Transmisión</b>								
Transener	26,3%	483,1	615,3	150,6	26,3%	501,6	845,2	40,7
Ajuste consolidación 50% <sup>3</sup>		(241,6)	(307,6)	(75,3)		(250,8)	(422,6)	(20,3)
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		21,7	(23,2)	(29,9)		(3,0)	(21,4)	(12,6)
<b>Subtotal Transmisión</b>		<b>263,2</b>	<b>284,5</b>	<b>45,4</b>		<b>247,8</b>	<b>401,2</b>	<b>7,7</b>
<b>Segmento de Distribución</b>								
Edenor <sup>1</sup>	51,5%	1.313,4	532,6	938,9	51,5%	(1.069,1)	1.245,2	(1.443,7)
EASA <sup>1</sup>	100,0%	9,4	1.208,7	(188,4)	100,0%	1,2	979,5	(277,2)
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		(16,2)	(1.226,8)	(460,0)		(15,2)	(898,8)	675,9
<b>Subtotal Distribución</b>		<b>1.306,6</b>	<b>514,4</b>	<b>290,5</b>		<b>(1.083,0)</b>	<b>1.325,9</b>	<b>(1.045,0)</b>
<b>Segmento de Holding y Otros</b>								
Pampa Energía (Individual)	100,0%	(29,7)	667,6	(154,5)	100,0%	(8,3)	548,9	(141,3)
Petrolera Pampa	49,7%	526,0	1.128,1	106,0	49,8%	162,3	226,9	140,3
Otras compañías y eliminaciones <sup>3</sup>		(5,2)	(461,3)	387,5		(4,6)	(540,1)	777,8
<b>Subtotal Holding y Otros</b>		<b>491,1</b>	<b>1.334,4</b>	<b>339,0</b>		<b>149,4</b>	<b>235,7</b>	<b>776,7</b>
Eliminaciones		-	(284,5)	-		-	(401,2)	-
<b>Total Consolidado Atribuible a los Propietarios de la Compañía</b>		<b>2.823,4</b>	<b>2.596,2</b>	<b>1.003,3</b>		<b>(45,1)</b>	<b>2.603,6</b>	<b>15,2</b>
<b>Total Ajustado por Tenencia Accionaria</b>		<b>1.800,0</b>	<b>1.784,4</b>	<b>1.003,3</b>		<b>284,9</b>	<b>1.896,2</b>	<b>15,2</b>

<sup>1</sup> Montos no consolidados. <sup>2</sup> La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. <sup>3</sup> 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. <sup>4</sup> CTLL, Edenor y EASA no incluyen resultados de sus subsidiarias.

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

Subsidiaria	Tercer Trimestre 2015				Tercer Trimestre 2014			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta <sup>2</sup>	Resultado Neto <sup>4</sup>	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta <sup>2</sup>	Resultado Neto <sup>4</sup>
<b>Segmento de Generación</b>								
Diamante	56,0%	(10,5)	(30,4)	(4,4)	56,0%	(11,5)	(35,5)	(3,9)
Los Nihuiles	47,0%	(6,7)	(20,7)	11,2	47,0%	(3,6)	(20,4)	6,2
CPB	100,0%	(1,6)	126,1	(7,9)	100,0%	11,7	(10,9)	71,6
CTG	90,4%	40,4	169,1	41,0	90,4%	20,7	195,6	5,2
CTLL <sup>1</sup>	100,0%	167,7	1.016,8	34,5	100,0%	177,0	1.227,4	85,4
Otras compañías, ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		(1,6)	(513,5)	(4,0)		(2,8)	(314,3)	(2,5)
<b>Subtotal Generación</b>		<b>187,8</b>	<b>747,4</b>	<b>70,3</b>		<b>191,5</b>	<b>1.042,0</b>	<b>162,0</b>
<b>Segmento de Transmisión</b>								
Transener	26,3%	132,4	615,3	33,1	26,3%	128,3	845,2	44,7
Ajuste consolidación 50% <sup>3</sup>		(66,2)	(307,6)	(16,6)		(64,1)	(422,6)	(22,3)
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		24,0	(23,2)	0,3		(1,3)	(21,4)	(11,9)
<b>Subtotal Transmisión</b>		<b>90,2</b>	<b>284,5</b>	<b>16,8</b>		<b>62,8</b>	<b>401,2</b>	<b>10,5</b>
<b>Segmento de Distribución</b>								
Edenor <sup>1</sup>	51,5%	634,8	532,6	214,1	51,5%	(388,7)	1.245,2	(720,9)
EASA <sup>1</sup>	100,0%	1,4	1.208,7	(73,0)	100,0%	2,9	979,5	(57,0)
Ajustes y eliminaciones <sup>3</sup>		(5,1)	(1.226,8)	(105,5)		(4,6)	(898,8)	348,3
<b>Subtotal Distribución</b>		<b>631,1</b>	<b>514,4</b>	<b>35,6</b>		<b>(390,4)</b>	<b>1.325,9</b>	<b>(429,5)</b>
<b>Segmento de Holding y Otros</b>								
Pampa Energía (Individual)	100,0%	(11,6)	667,6	(57,4)	100,0%	(1,1)	548,9	(38,6)
Petrolera Pampa	49,7%	234,1	1.128,1	48,6	49,8%	66,4	226,9	128,5
Otras compañías y eliminaciones <sup>3</sup>		(1,6)	(461,3)	(73,8)		(1,4)	(540,1)	262,8
<b>Subtotal Holding y Otros</b>		<b>221,0</b>	<b>1.334,4</b>	<b>(82,5)</b>		<b>63,8</b>	<b>235,7</b>	<b>352,7</b>
Eliminaciones		-	(284,5)	-		-	(401,2)	-
<b>Total Consolidado Atribuible a los Propietarios de la Compañía</b>		<b>1.130,0</b>	<b>2.596,2</b>	<b>40,3</b>		<b>(72,3)</b>	<b>2.603,6</b>	<b>95,6</b>
<b>Total Ajustado por Tenencia Accionaria</b>		<b>662,6</b>	<b>1.784,4</b>	<b>40,3</b>		<b>60,6</b>	<b>1.896,2</b>	<b>95,6</b>

<sup>1</sup> Montos no consolidados. <sup>2</sup> La deuda neta incluye a las sociedades inversoras y no considera el financiamiento con CAMMESA en el segmento de generación. <sup>3</sup> 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. <sup>4</sup> 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 tercer trimestre de 2015 el jueves 12 de noviembre de 2015 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 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 (877) 317-6776 desde los Estados Unidos, o desde cualquier otro país al +1 (412) 317-6776. 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](http://www.pampaenergia.com/ri).

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

[www.pampaenergia.com/ri](http://www.pampaenergia.com/ri)

[www.cnv.gob.ar](http://www.cnv.gob.ar)