

Resultados del trimestre finalizado el 31 de marzo de 2015

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

Mariano Batistella
Gerente de Proyectos Especiales,
Planeamiento y Relación con Inversores

Lida Wang
Responsable de Relación con Inversores
y Proyectos Especiales

Tel: +54 (11) 4809-9500

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

Pampa Energía S.A., la empresa integrada de electricidad más grande de Argentina, que a través de sus subsidiarias participa en la generación, transmisión y distribución de electricidad, anuncia los resultados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2015:

Ventas netas consolidadas por AR\$1.699,9 millones¹ en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2015, un 18,8% mayor a los AR\$1.431,4 millones del mismo período de 2014, principalmente explicado por los aumentos del 30,5% (AR\$146,0 millones), 7,6% (AR\$68,0 millones) y del 80,4% (AR\$62,0 millones) en los segmentos de generación, distribución y holding y otros, respectivamente.

EBITDA ajustado² consolidado de AR\$804,8 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2015, comparado con AR\$90,4 millones del mismo período de 2014, explicado por aumentos de AR\$108,1 millones en generación, AR\$569,9 millones en distribución y de AR\$45,2 millones en holding y otros, parcialmente compensados por un menor EBITDA ajustado de AR\$8,9 millones en transmisión.

Ganancia consolidada de AR\$1.162,0 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2015, de los cuales AR\$901,9 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, en comparación a una pérdida de AR\$390,1 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el mismo período de 2014, explicado por las ganancias en los segmentos de generación (AR\$136,5 millones), transmisión (AR\$3,5 millones), distribución (AR\$183,7 millones) y holding y otros (AR\$578,2 millones).

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

² EBITDA ajustado consolidado representa los resultados consolidados por actividades continuas antes de resultados financieros netos, impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta, depreciaciones y amortizaciones, reserva opciones directores, desvalorizaciones, 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.

1. Hechos Relevantes

1.1 | Situación Tarifaria de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (“Edenor”)

1.1.1 Resolución SE N° 32/15

Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía (“SE”) emitió la Resolución SE N° 32/15, en la cual se establece el otorgamiento a Edenor de un aumento transitorio en los ingresos, con vigencia a partir del 1 de febrero de 2015, con el fin de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público concesionado, y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”).

Los ingresos adicionales a Edenor surgirán de la diferencia entre el “Cuadro tarifario teórico” plasmado en dicha resolución y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos realizados por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”), siendo los mismos informados mensualmente a SE y CAMMESA y abonados por el Estado Nacional. CAMMESA fue designada la encargada de transferir los mencionados fondos adicionales a Edenor. Al 31 de marzo de 2015, los fondos adicionales por diferencia entre cuadros tarifarios devengaron un ingreso de AR\$708,2 millones en los Estados Financieros de Edenor.

Con respecto a los fondos provenientes del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (“PUREE”), la resolución establece que a partir del 1 de febrero de 2015 dichos fondos serán considerados como parte de los ingresos de Edenor y destinados a cubrir los mayores costos de la prestación del servicio público concesionado y a cuenta de la RTI. Al 31 de marzo de 2015, se registraron AR\$160,8 millones de ingresos por PUREE.

Asimismo, la SE autorizó a Edenor a compensar hasta el 31 de enero de 2015, las deudas de PUREE hasta su concurrencia con los créditos establecidos por el Mecanismo de Monitoreo de Costos (“MMC”), incluyendo la aplicación de los intereses que pudieran corresponder para ambos conceptos. En sus Estados Financieros, Edenor registró AR\$186,6 millones de ingresos por mayores costos.

La resolución también instruyó a CAMMESA a emitir Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimientos a Definir (“LVFVD”) por los montos excedentes a favor de Edenor producto de la compensación mencionada y por los montos que Edenor adeude en concepto de Mutuos por Mayores Costos Salariales. Edenor registró en sus Estados Financieros un ingreso por reconocimiento de mayores costos salariales de AR\$464,8 millones. Con respecto a los saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”), se instruyó a CAMMESA a implementar un plan de pagos a definir con Edenor.

Como condicionante a la implementación de este nuevo “Cuadro tarifario teórico”, la resolución establece que Edenor no podrá distribuir dividendos, ni utilizar los ingresos adicionales para cancelar créditos con entidades financieras, reestructurar deudas financieras, adquirir otras empresas, otorgar créditos, ni realizar otras operaciones que no estén estrictamente relacionadas con la cancelación de las obligaciones con el MEM. Edenor podrá pagar salarios del personal propio y contratado, y pagos a proveedores de bienes y/o servicios relacionados con la prestación del servicio público de distribución eléctrica. Adicionalmente, se establece que Edenor deberá ajustarse a lo estipulado en la cláusula 22.1 del Acta Acuerdo, suspendiendo todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiese realizado contra el Estado Nacional, la SE y/o el ENRE referentes al cumplimiento de la cláusula 4.2 del Acta Acuerdo y de lo establecido en las cláusulas de la resolución.

1.1.2 Mutuo para Plan de Inversiones Extraordinario

Con fecha 13 de marzo de 2015, el contrato de mutuo para Plan de Inversiones Extraordinario de Edenor fue ampliado por instrucción de la SE a CAMMESA, por un monto adicional de AR\$304,7 millones. Al 31 de marzo de 2015, la deuda bajo este concepto asciende a AR\$714,5 millones, de los cuales AR\$677,8 millones corresponden al capital y AR\$36,7 millones a intereses devengados.

1.2 | Financiamiento de CAMMESA para Nuestras Subsidiarias de Generación

1.2.1 Central Térmica Loma de la Lata (“CTLL”)

Con fecha 5 de marzo de 2015, CTLL firmó un contrato de mutuo con CAMMESA para financiar el mantenimiento mayor sobre la unidad dos de las turbinas de gas LDLATG02, por un monto total en pesos equivalente a US\$11,8 millones y AR\$7,2 millones, en ambos casos más IVA. La Remuneración de Mantenimientos dispuesta por la Resolución SE N° 529/14 será destinada a cancelar dicho financiamiento otorgado.

Como condición del financiamiento, CTLL garantiza una disponibilidad mínima respecto de la potencia neta de la unidad del 90%, contado a partir del mes siguiente a la fecha de entrada en servicio de la unidad y hasta la culminación del período de repago. A la fecha de emisión de este Informe, CTLL ha recibido adelantos parciales por AR\$64 millones, de los cuales al 31 de marzo de 2015 se han compensado AR\$9 millones de los créditos provenientes de la Remuneración de Mantenimientos.

Asimismo, bajo el Acuerdo para el Incremento de la Disponibilidad de Generación Térmica suscripto con CAMMESA el 1 de diciembre de 2014, a la fecha de emisión del presente Informe CTLL ha recibido adelantos parciales por un monto de AR\$577,3 millones y ha efectuado pagos por AR\$515,7 millones.

Como hemos informado anteriormente, en el Acuerdo se definió la ampliación en 115 MW de la capacidad instalada de CTLL, mediante la instalación de dos moto-generadores (15 MW) y una TG de alta eficiencia de 100 MW, con una inversión estimada de AR\$930 millones. Su financiación se efectuará mediante la utilización de LVFVD no comprometidas en otros acuerdos, como también de las acreencias por la Remuneración Adicional al Fideicomiso emitidas o a emitirse hasta el 31 de diciembre de 2015 (en conjunto las “Acreencias”), y el remanente con fondos propios de CTLL. Dado que se están cumplimentando con los hitos del cronograma de ejecución de la obra de ampliación, estimamos la puesta en servicio a fin de este año.

1.2.2 Central Piedra Buena (“CPB”)

Bajo el Contrato de mutuo y Cesión de Créditos en Garantía suscripto por CPB con CAMMESA, el cual provee financiamiento para el Plan de Mantenimiento 2014-2015 por un monto de US\$83 millones más impuestos, a la fecha de emisión del Informe CPB ha recibido adelantos parciales por AR\$182 millones, de los cuales AR\$106,4 millones fueron precancelados con créditos generados por la Remuneración de Mantenimientos.

1.3 | Nuevas Adendas a los Contratos Mutuos del Acuerdo Instrumental para Transener y Transba

El 17 de marzo de 2015 Transener y Transba firmaron con CAMMESA nuevas adendas a los Contratos de Mutuo para la implementación de los Convenios de Renovación del Acuerdo Instrumental, por las cuales se reconocieron AR\$318,7 millones y AR\$114,4 millones a Transener y Transba, respectivamente, correspondientes a las variaciones de costos desde junio de 2014 a noviembre de 2014.

1.4 | Operaciones de Deuda de Nuestras Subsidiarias

1.4.1 Emisión de Deuda de Petrolera Pampa

El 30 de abril de 2015 Petrolera Pampa emitió bajo el Programa de Obligaciones Negociables (“ONs”) simples por hasta US\$125 millones o su equivalente en otras monedas, las ONs Clase 6, por un valor nominal de AR\$49,9 millones con pago de capital en una cuota a 18 meses desde la emisión. Los intereses tienen dos tramos, uno fijo a una tasa nominal anual del 27,25% durante los primeros 9 meses y uno variable a tasa Badlar Privada más 4,5% durante los 9 meses restantes. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral.

Finalmente, Petrolera Pampa emitió bajo el programa de Valores de Corto Plazo (“VCPs”) simples por hasta US\$40 millones o su equivalente en otras monedas, los VCPs Serie 12, por un valor nominal de AR\$137,0 millones a la tasa fija nominal anual del 28,5%, con pago de capital en una cuota a 12 meses corridos desde la fecha de emisión. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral.

1.5 | Nombramiento de Miembros en el Directorio y Comisión Fiscalizadora de Pampa Energía

Con fecha 30 de abril de 2015, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de Pampa aprobó la designación de Cecilia Andrea Galarza como Directora Independiente Suplente en reemplazo de David Kary, quien presentó su renuncia el 27 de enero de 2015. A su vez, en la Comisión Fiscalizadora se designó a Jorge Roberto Pardo y Victoria Hitce en reemplazo de Walter Pardi y Santiago Dellatorre como síndicos titulares y suplentes, respectivamente.

2. Indicadores Financieros Relevantes

2.1 | Balance General Consolidado (AR\$ Millones)

	Al 31.03.15	Al 31.12.14		Al 31.03.15	Al 31.12.14
ACTIVO			PATRIMONIO		
Participaciones en negocios conjuntos	225,3	226,9	Capital social	1.314,3	1.314,3
Participaciones en asociadas	135,0	133,2	Prima de emisión	343,0	343,0
Propiedades, planta y equipo	9.984,0	9.218,1	Reserva legal	14,3	14,3
Activos intangibles	865,0	872,4	Reserva facultativa	271,8	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	1.509,1	963,0	Resultados no asignados	1.645,1	743,2
Activos por impuesto diferido	114,7	93,7	Otro resultado integral	(32,0)	(32,2)
Créditos por ventas y otros créditos	1.002,8	954,8	Patrimonio atribuible a los propietarios	3.822,6	2.920,4
Total del activo no corriente	13.837,8	12.464,0	Participación no controladora	893,5	633,4
Activos biológicos	0,4	0,2	Total del patrimonio	4.716,1	3.553,8
Inventarios	150,6	135,6	PASIVO		
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	1.808,7	1.028,6	Deudas comerciales y otras deudas	2.165,9	1.909,4
Créditos por ventas y otros créditos	3.413,0	2.896,8	Préstamos	4.177,9	3.731,3
Efectivo y equivalentes de efectivo	307,0	335,2	Ingresos diferidos	123,0	109,1
Total del activo corriente	5.679,7	4.396,4	Remuneraciones y cargas sociales a pagar	67,8	62,9
Total del activo	19.517,4	16.860,4	Planes de beneficios definidos	200,2	196,6
			Pasivo por impuesto diferido	475,6	470,6
			Cargas fiscales	613,5	274,7
			Provisiones	147,7	119,5
			Total del pasivo no corriente	7.971,5	6.873,9
			Deudas comerciales y otras deudas	5.086,5	4.536,5
			Préstamos	880,6	839,3
			Ingresos diferidos	0,8	0,8
			Remuneraciones y cargas sociales a pagar	577,7	725,3
			Planes de beneficios definidos	40,7	26,8
			Cargas fiscales	208,4	231,9
			Instrumentos financieros derivados	12,3	47,9
			Provisiones	22,8	24,2
			Total del pasivo corriente	6.829,9	6.432,6
			Total del pasivo	14.801,4	13.306,6
			Total del pasivo y del patrimonio	19.517,4	16.860,4

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

	1er Trimestre	
	2015	2014
Ingresos por ventas	1.699,9	1.431,4
Costo de ventas	(1.577,3)	(1.318,5)
Resultado bruto	122,6	112,9
Gastos de comercialización	(192,9)	(154,9)
Gastos de administración	(247,0)	(163,0)
Otros ingresos operativos	93,3	40,3
Otros egresos operativos	(94,0)	(60,6)
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	3,5	(25,4)
Resultado por participaciones en asociadas	1,8	(7,5)
Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15	(312,7)	(258,2)
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI - Res. SE N° 32/15	1.333,9	-
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	186,6	-
Resultado operativo	1.207,8	(258,2)
Ingresos financieros	56,9	46,8
Gastos financieros	(339,8)	(254,8)
Otros resultados financieros	556,2	(300,7)
Resultados financieros, neto	273,4	(508,8)
Resultado antes de impuestos	1.481,2	(767,0)
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta	(319,2)	47,2
Resultado del período	1.162,0	(719,8)
Atribuible a:		
Propietarios de la Sociedad	901,9	(390,1)
Participación no controladora	260,0	(329,7)
Resultado por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad:		
Resultado por acción básica	0,6862	(0,2968)
Resultado por acción diluida	0,5807	(0,2968)

3. Resumen Operativo

3.1 | Segmento de Generación

Resumen de Activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas		Térmicas				Total
	HINISA	HIDISA	CTLL ¹	CTG ²	CTP	CPB	
Capacidad instalada (MW)	265	388	553	361	30	620	2.217
Participación de mercado	0,8%	1,2%	1,8%	1,1%	0,1%	2,0%	7,1%
Primer Trimestre							
Generación 1T15 (GWh)	139	116	922	536	46	872	2.631
Participación de mercado	0,4%	0,3%	2,7%	1,5%	0,1%	2,5%	7,6%
Ventas 1T15 (GWh)	140	116	922	703	46	872	2.799
Generación 1T14 (GWh)	128	107	945	466	40	726	2.412
Variación de generación 1T15 - 1T14	+9,0%	+8,3%	-2,4%	+15,0%	+15,4%	+20,0%	+9,1%
Ventas 1T14 (GWh)	142	122	996	615	40	759	2.673
Precio Promedio 1T15 (AR\$ / MWh)	127,8	125,2	263,3	280,1	587,0	127,1	217,9
Margen Bruto Promedio 1T15 (AR\$ / MWh)	16,2	2,6	224,5	95,9	n.d.	58,8	118,9
Margen Bruto Promedio 1T14 (AR\$ / MWh)	23,3	19,0	178,1	56,3	n.d.	3,6	83,3

Nota: Margen Bruto antes de cargo por amortización y depreciación. ¹ 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. ² Debido a la fusión de CTG con EGSSA y EGSSA Holding, el margen bruto promedio de CTG considera los resultados por CTP.

La generación del 1T15 aumentó un 9,1% con respecto al mismo período de 2014, principalmente debido a un mayor despacho de nuestras unidades térmicas (+221 GWh) por aumentos en la disponibilidad, y a un mayor despacho de nuestras unidades hidroeléctricas (+20 GWh) producto de mayores aportes y caudal de riego en la zona. Dichos incrementos fueron parcialmente compensados por una menor generación en CTLL (-23 GWh), a causa de mantenimientos programados en la unidad dos de las turbinas de gas.

3.2 | Segmento de Distribución

Tipo de Cliente	2015			2014			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Primer Trimestre								
Residencial	2.389	43%	2.446.256	2.219	43%	2.425.635	+7,7%	+0,9%
Comercial	952	17%	350.793	843	16%	346.566	+12,9%	+1,2%
Industrias	923	17%	6.588	825	16%	6.421	+11,9%	+2,6%
Sistema de Peaje	1.053	19%	709	1.078	21%	711	-2,3%	-0,3%
Otros								
Alumbrado Público	152	3%	22	152	3%	22	+0,4%	-
Villas de Emergencia y Otros	92	2%	404	87	2%	391	+5,4%	+3,3%
Total	5.562	100%	2.804.772	5.204	100%	2.779.746	+6,9%	+0,9%

La electricidad vendida en el primer trimestre de 2015 aumentó un 6,9% en términos de GWh con respecto al mismo período de 2014, principalmente debido a que la temperatura media del 1T15 fue mayor a la del 1T14, lo cual provocó un mayor consumo de electricidad. A su vez, la cantidad de clientes de Edenor aumentó en 0,9%.

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

Ventas netas consolidadas por AR\$1.699,9 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2015, un 18,8% mayor a los AR\$1.431,4 millones del mismo período de 2014, principalmente explicado por los aumentos del 30,5% (AR\$146,0 millones), 7,6% (AR\$68,0 millones) y del 80,4% (AR\$62,0 millones) en los segmentos de generación, distribución y holding y otros, respectivamente.

EBITDA ajustado consolidado de AR\$804,8 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2015, comparado con AR\$90,4 millones del mismo período de 2014, explicado por aumentos de AR\$108,1 millones en generación, AR\$569,9 millones en distribución y de AR\$45,2 millones en holding y otros, parcialmente compensados por un menor EBITDA ajustado de AR\$8,9 millones en transmisión.

Ganancia consolidada de AR\$1.162,0 millones en el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2015, de los cuales AR\$901,9 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, en comparación a una pérdida de AR\$390,1 millones atribuibles a los propietarios de la Compañía en el mismo período de 2014, explicado por las ganancias en los segmentos de generación (AR\$136,5 millones), transmisión (AR\$3,5 millones), distribución (AR\$183,7 millones) y holding y otros (AR\$578,2 millones).

Cálculo del EBITDA Consolidado Ajustado

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

En AR\$ millones	1T15	1T14
Resultado operativo consolidado	1.207,8	(258,2)
Depreciaciones y amortizaciones consolidado	133,8	102,8
EBITDA consolidado bajo NIIF	1.341,6	(155,4)
Ajustes del segmento de transmisión:		
Acuerdo Instrumental / Convenio de Renovación	53,1	62,2
Efecto de la consolidación de las participaciones en negocios conjuntos	26,3	55,2
<i>Resultado operativo del segmento transmisión</i>	<i>(5,2)</i>	<i>0,1</i>
<i>Depreciaciones de bienes de uso del segmento transmisión</i>	<i>11,1</i>	<i>10,6</i>
<i>Resultados por Proyecto Cuarta Línea</i>	<i>23,9</i>	<i>19,1</i>
<i>Resultado por participación</i>	<i>(3,5)</i>	<i>25,4</i>
Ajustes del segmento de distribución:		
Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica ("PUREE") de Edenor	25,6	110,4
Cargos por mora	11,4	10,5
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	(186,6)	-
Reconoc. De Ingresos Res. SE N° 32/15 - Disminución de mutuo por mayores costos salariales	(464,8)	-
Ajustes del segmento de holding y otros:		
Resultado por participación en asociadas (PEPCA)	(1,8)	7,5
EBITDA ajustado consolidado	804,8	90,4

4.1 | Análisis del Segmento de Generación

Segmento de Generación, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	624,4	478,4	+30,5%
Costo de ventas	(303,6)	(279,9)	+8,5%
Resultado bruto	320,8	198,6	+61,6%
Gastos de comercialización	(5,2)	(17,0)	-69,2%
Gastos de administración	(62,6)	(41,5)	+51,0%
Otros ingresos operativos	0,4	14,6	-97,3%
Otros egresos operativos	(17,8)	(23,1)	-22,8%
Resultado operativo	235,5	131,6	+78,9%
Ingresos financieros	52,5	37,7	+39,5%
Gastos financieros	(80,2)	(70,1)	+14,3%
Otros resultados financieros	(14,5)	(248,2)	-94,2%
Resultado antes de impuestos	193,4	(149,1)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(45,8)	48,0	NA
Resultado del período	147,6	(101,0)	NA
<i>Atribuible a:</i>			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	136,5	(98,9)	NA
<i>Participación no controladora</i>	11,1	(2,1)	NA
EBITDA ajustado	272,8	164,7	+65,6%

- En el primer trimestre del 2015 el margen bruto de generación fue de AR\$320,8 millones, un aumento del 61,6% con respecto al mismo período del 2014, principalmente debido a la actualización del esquema remunerativo por la aplicación de la Resolución SE N° 529/2014, 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 y a un mayor despacho de energía de nuestras unidades de generación (+219 GWh).
- Los costos netos operativos aumentaron en 12,1% con respecto al 1T14, principalmente debido al mayor consumo y costo en pesos del gas, producto de la variación del tipo de cambio nominal, y al aumento de costos operativos y salariales.
- Los resultados financieros netos aumentaron AR\$238,6 millones con respecto al primer trimestre de 2014, registrando una pérdida en el 1T15 de AR\$42,1 millones, principalmente debido a menores pérdidas por diferencia de cambio netos, producto de una menor devaluación de la moneda local con respecto al Dólar estadounidense en el 1T15, parcialmente compensados con una menor ganancia por revalúo de las acreencias consolidadas con CAMMESA.
- El EBITDA ajustado aumentó un 65,6% con respecto al primer trimestre de 2014, principalmente por mayor disponibilidad y despacho en todas nuestras unidades de generación, y por el efecto de la variación del tipo de cambio en nuestros contratos de energía con remuneración diferenciada.

4.2 | Análisis del Segmento de Transmisión

Segmento de Transmisión, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	159,9	142,0	+12,6%
Costo de ventas	(135,8)	(115,0)	+18,1%
Resultado bruto	24,1	27,0	-10,5%
Gastos de administración	(25,9)	(18,6)	+39,6%
Otros ingresos operativos	0,2	-	NA
Otros egresos operativos	(3,6)	(8,5)	-57,7%
Resultado operativo	(5,2)	(0,1)	NA
Ingresos financieros	50,9	54,1	-5,9%
Gastos financieros	(13,6)	(13,5)	+0,8%
Otros resultados financieros	(17,7)	(100,5)	-82,4%
Resultado antes de impuestos	14,5	(59,9)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(5,7)	12,6	NA
Resultado por operaciones continuas	8,8	(47,3)	NA
Ajuste participación no controladora en negocios conjuntos	(5,2)	21,9	NA
Resultado del período	3,5	(25,4)	NA
<i>Atribuible a:</i>			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	3,5	(25,4)	NA
<i>Participación no controladora</i>	-	-	NA
EBITDA ajustado	83,0	91,9	-9,7%

- El primer trimestre del 2015 incluye ventas por AR\$91,9 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 se devengaron en dicho rubro AR\$70,0 millones.
- La ganancia operativa de nuestro segmento de transmisión disminuyó AR\$5,1 millones con respecto al primer trimestre de 2014, principalmente como consecuencia de menores ingresos por servicios no regulados e incrementos de costos laborales.
- La mayor ganancia de AR\$79,5 millones en resultados financieros netos comparada con el primer trimestre de 2014 responde principalmente a menores pérdidas por diferencia de cambio netos, producto de la menor devaluación de la moneda local con respecto al Dólar estadounidense, compensado parcialmente por un menor devengamiento de intereses en el 1T15 correspondientes a la aplicación de los Acuerdos Instrumentales y Convenios de Renovación por AR\$19,7 millones, en comparación con AR\$32,5 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 venta del crédito con CAMMESA correspondientes al Acuerdo Instrumental, por AR\$53,1 millones en el 1T15 vs. AR\$62,2 millones en el 1T14, más AR\$23,9 millones de intereses provenientes del Proyecto Cuarta Línea, comparado con AR\$19,1 millones en el mismo período de 2014. Cabe destacar que a partir del 1 de enero de 2015 Transener dejó de devengar ingresos financieros recurrentes por el canon retroactivo de la Cuarta Línea, solicitando al ENRE la adecuación del concepto de operación y mantenimiento del mismo, el cual se registra en la línea de ventas. Los intereses de la Cuarta Línea registrados en el 1T15 corresponden a un ajuste por única vez al canon retroactivo correspondiente al período de agosto de 2014 a diciembre 2014.

4.3 | Análisis del Segmento de Distribución

Segmento de Distribución, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	968,6	900,6	+7,6%
Costo de ventas	(1.230,9)	(1.032,8)	+19,2%
Resultado bruto	(262,3)	(132,3)	+98,3%
Gastos de comercialización	(171,4)	(133,2)	+28,7%
Gastos de administración	(138,3)	(92,5)	+49,5%
Otros ingresos operativos	26,9	8,1	+231,9%
Otros egresos operativos	(64,3)	(36,1)	+78,0%
Resultado operativo antes de reconocimiento mayores costos y Res. SE N° 32/15	(609,3)	(385,9)	+57,9%
Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI - Res. SE N° 32/15	1.333,9	-	NA
Reconocimiento Mayores Costos - Res. SE N° 250/13 y Notas subsiguientes y Res. SE N° 32/15	186,6	-	NA
Resultado operativo	911,2	(385,9)	NA
Ingresos financieros	18,1	20,3	-11,1%
Gastos financieros	(209,3)	(170,2)	+23,0%
Otros resultados financieros	(57,5)	(397,5)	-85,5%
Resultado antes de impuestos	662,5	(933,2)	NA
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(251,1)	14,1	NA
Resultado del periodo	411,5	(919,1)	NA

- En el 1T15 las ventas netas aumentaron un 7,6% con respecto al 1T14, principalmente debido a mayores ventas físicas de electricidad y por la instrumentación de la Resolución ENRE N° 347/2012, por la cual durante el 1T15 Edenor cobró un monto de AR\$140,9 millones.
- Los costos netos operativos, excluyendo compras de energía, aumentaron en 24,6% con respecto al 1T14, principalmente debido al aumento de costos operativos, salariales y honorarios a terceros. Las compras de energía en el 1T15 aumentaron en un 18,9% debido a un aumento en el costo de la provisión de generación móvil y un incremento en las pérdidas de energía.
- El resultado operativo aumentó en AR\$1.297,1 millones con respecto al 1T14, principalmente por la aplicación de la Res. SE N° 32/15, la cual devengó ingresos a cuenta de una futura RTI por AR\$1.333,9 millones: AR\$708,2 millones corresponden a ingresos adicionales por diferencias entre cuadros tarifarios, AR\$160,8 millones del PUREE y AR\$464,8 millones de ganancia contable por reconocimiento por única vez de mayores costos salariales. Asimismo, se registró una ganancia contable de AR\$186,6 millones por reconocimiento de mayores costos correspondientes al mes de enero de 2015.
- En el 1T15, la pérdida por resultados financieros netos disminuyó en AR\$298,6 millones, principalmente debido a menores pérdidas por diferencia de cambio producto de la menor devaluación del peso, parcialmente compensados por mayores pérdidas por intereses comerciales de la deuda con CAMMESA, sumado a una menor ganancia por la recompra de ONs, la cual fue efectuada en el 1T14.
- El EBITDA ajustado de nuestro segmento de distribución en el 1T15 incluye los cobros realizados por Edenor a los usuarios en concepto del PUREE por AR\$25,6 millones, los cuales fueron devengados antes del 31 de enero de 2015 como pasivos, y cargos por mora por AR\$11,4 millones.

4.4 | Análisis del Segmento Holding y Otros

Segmento de Holding y Otros, Consolidado (AR\$ millones)	1er Trimestre		
	2015	2014	Δ %
Ingresos por ventas	139,2	77,1	+80,4%
Costo de ventas	(73,5)	(29,4)	+150,1%
Resultado bruto	65,7	47,8	+37,6%
Gastos de comercialización	(16,2)	(4,8)	+240,7%
Gastos de administración	(47,6)	(29,9)	+59,5%
Otros ingresos operativos	65,9	17,5	+275,9%
Otros egresos operativos	(11,9)	(1,4)	NA
Resultado por participaciones en asociadas	1,8	(7,5)	NA
Resultado operativo	57,6	21,7	+165,2%
Ingresos financieros	5,0	3,3	+50,6%
Gastos financieros	(69,1)	(29,3)	+135,8%
Otros resultados financieros	628,2	345,0	+82,1%
Resultado antes de impuestos	621,7	340,7	+82,5%
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	(22,3)	(15,0)	+49,0%
Resultado del periodo	599,4	325,8	+84,0%
<i>Atribuible a:</i>			
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	578,2	310,8	+86,0%
<i>Participación no controladora</i>	21,2	15,0	+41,7%
EBITDA ajustado	84,8	39,6	+114,3%

- En el primer trimestre de 2015, el margen bruto del segmento holding y otros arrojó un aumento del 37,6% con respecto al 1T14, principalmente contribuido por el aumento en las ventas de gas natural de Petrolera Pampa (+111,7%), generado en gran medida por la puesta en marcha del acuerdo con YPF en el área Rincón del Mangrullo. Dicho efecto fue parcialmente compensado por menores ingresos de fees de nuestras subsidiarias.
- En el rubro de otros ingresos operativos, la ganancia de AR\$65,9 millones corresponde principalmente a un aumento de la compensación adicional recibida a través del Programa de Inyección Excedente Resolución N° 1/2013.
- La aumento de los resultados financieros netos de AR\$245,1 millones se debe principalmente a una mayor ganancia por la tenencia de CIESA y ADRs de TGS (AR\$380,1 millones), parcialmente compensado por menores ganancias netas de diferencia de cambio, producto de la tenencia de instrumentos de renta fija en moneda extranjera.
- El EBITDA ajustado del segmento holding y otros no incluye 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 Trimestre por Subsidiaria (AR\$ Millones)

Subsidiaria	Primer Trimestre 2015				Primer Trimestre 2014			
	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴	% Pampa	EBITDA Ajustado	Deuda Neta ²	Resultado Neto ⁴
Segmento de Generación								
Diamante	56,0%	(3,5)	(27,1)	(0,0)	56,0%	(1,1)	(27,7)	7,3
Los Nihuales	47,0%	(3,1)	(9,9)	15,1	47,0%	4,1	(7,2)	8,6
CPB	100,0%	34,2	102,4	19,8	100,0%	(1,9)	(0,0)	29,4
CTG	90,4%	61,9	131,4	31,9	90,4%	23,4	1.403,2	(1,8)
CTLL ¹	100,0%	171,8	1.645,7	69,8	100,0%	139,4	116,1	(119,9)
Otras compañías y eliminaciones ⁴		11,5	(386,4)	(0,1)		0,9	32,6	(22,6)
Subtotal Generación		272,8	1.456,0	136,5		164,7	1.516,9	(98,9)
Segmento de Transmisión								
Transener	26,3%	168,4	846,4	18,2	26,3%	185,7	992,6	(92,8)
Ajuste consolidación 50% ³		(84,2)	(423,2)	(9,1)		(92,8)	(496,3)	46,4
Ajustes y eliminaciones ³		(1,3)	(23,2)	(5,6)		(1,0)	(21,4)	21,0
Subtotal Transmisión		83,0	400,0	3,5		91,9	474,9	(25,4)
Segmento de Distribución								
Edenor ¹	51,5%	365,7	824,6	469,9	53,6%	(201,0)	1.070,5	(738,6)
EASA ¹	100,0%	3,9	1.075,8	(56,9)	100,0%	0,6	879,2	(178,2)
Ajustes y eliminaciones ³		(5,4)	(1.009,3)	(229,3)		(5,3)	(806,6)	340,1
Subtotal Distribución		364,2	891,1	183,7		(205,7)	1.143,1	(576,6)
Segmento de Holding y Otros								
Petrolera Pampa	49,7%	99,1	475,6	42,1	50,0%	42,2	122,0	29,9
Otras compañías y eliminaciones ³		(14,3)	120,1	536,1		(2,6)	(4,3)	280,9
Subtotal Holding y Otros		84,8	595,7	578,2		39,6	117,7	310,8
Eliminaciones		-	(400,0)	-		-	(474,9)	-
Total Consolidado Atribuible a los Propietarios de la Compañía		804,8	2.942,9	901,9		90,4	2.777,7	(390,1)
Total Ajustado por Tenencia Accionaria		538,7	2.310,1	901,9		118,1	2.225,8	(390,1)

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

5. Información sobre la Conferencia Telefónica

Se llevará a cabo una conferencia telefónica conjunta con Edenor, para analizar los resultados del primer trimestre de 2014 el jueves 14 de mayo de 2015 a las 10.00 a.m. de Nueva York / 11.00 a.m. de Buenos Aires.

El Sr. Leandro Montero, Director de Finanzas y Control de Edenor y el Sr. Mariano Batistella, Gerente de Proyectos Especiales, Planeamiento y 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.

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

www.pampaenergia.com/ri

www.cnv.gob.ar