





Eficiencia y Cercanía

REPORTE DE RESULTADOS
SEGUNDO TRIMESTRE 2019

edenor

 	Resultados del segundo trimestre de 2019	
	<p> Ticker: EDN Ratio: 20 acciones Clase B = 1 ADR Capital neto de recompras: 874 MM Acciones 43,7 MM ADR Capitalización neta de recompras¹: ARS 34,7 mil millones USD 758 millones </p>	<p> Contactos de relaciones con el inversor: Leandro Montero Director de Finanzas y Control Federico Mendez Gerente de Planeamiento y Relaciones con Inversores </p>
<p style="text-align: right;"> ir.edenor.com investor@edenor.com Tel: +54 (11) 4346 -5510 </p>		

Buenos Aires, Argentina, 9 de agosto de 2019. Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (NYSE/BYMA: EDN) (“edenor” o “la Compañía” o “la Sociedad”), la mayor distribuidora de electricidad de Argentina en cantidad de clientes y ventas de energía informa los resultados de sus operaciones correspondientes al 2T19. Todas las cifras están indicadas en pesos argentinos en moneda constante y la información ha sido preparada de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), excepto por lo expresamente indicado en el Estado de resultados expresado en valores históricos.

Información sobre la Conferencia Telefónica

El lunes 12 de agosto de 2019 a las 11.00 a.m. de Buenos Aires / 10.00 a.m. de Nueva York se llevará a cabo la conferencia telefónica para analizar los resultados del 2T19.

La presentación estará a cargo de Leandro Montero, Director de Finanzas y Control de **edenor**. Los interesados en participar deberán comunicarse al:

+ 1 (844) 204-8586 en los Estados Unidos;
 +1 (412) 317-6346 fuera de los Estados Unidos;
 +54 (11) 3984-5677 en Argentina.

Los participantes deberán utilizar la identificación para la conferencia “Edenor” y llamar cinco minutos antes de la hora de inicio fijada. También habrá una transmisión de audio en vivo de la conferencia en la página ir.edenor.com.

2T 2019
TELECONFERENCIA DE RESULTADOS

Para unirse a la conferencia por favor
[click AQUI](#)


¹ Cotización al 8/10/2019, ARS 39,7 por acción y USD 17,32 por ADR

RESUMEN DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2019

En millones de Pesos en moneda constante	6 Meses			2T		
	2019	2018	Δ%	2019	2018	Δ%
Ingresos por servicios	35.739	34.325	4,1%	18.245	15.079	21,0%
EBITDA	3.519	6.641	(47,0%)	2.619	1.890	38,6%
EBITDA ajustado	4.252	7.360	(42,2%)	2.936	2.355	24,7%
Resultado neto	10.828	3.267	231,4%	10.684	149	na
Inversiones	4.469	3.285	36,0%	2.206	1.897	16,3%

Los **ingresos por servicios** aumentaron un 21,0%, llegando a los ARS 18,2 mil millones en el 2T19, principalmente debido a una mayor facturación por el incremento del precio estacional de la electricidad y la aplicación del ajuste sobre el Costo Propio de Distribución ("CPD"). Asimismo, se reconocieron los ingresos correspondientes al Estado Nacional por los consumos de asentamientos bajo el acuerdo marco y el recupero por la aplicación de los topes a determinadas categorías de clientes beneficiarios de la tarifa social. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el impacto de un menor volumen físico de ventas de electricidad.

El **EBITDA** aumentó un 38,6%, superando los ARS 2,6 mil millones en el 2T19, reflejando el incremento en los ingresos por servicios, compensado parcialmente por un aumento en las compras de energía, como consecuencia de la entrada en vigencia de los nuevos precios estacionales de referencia, en parte compensado por una disminución en unidades físicas. Adicionalmente, se observa un incremento de los gastos operativos, principalmente por un aumento en los honorarios y retribuciones por servicios, el consumo de materiales y el cargo por sanciones.

El **EBITDA ajustado** aumentó 24,7%, por un monto de ARS 2,9 mil millones en el 2T19, en línea con el EBITDA e incluyendo ajustes por sanciones por periodicidad de lectura, afectaciones extraordinarias y actualización de sanciones correspondientes a otros períodos e intereses comerciales.

El **resultado neto** asciende a ARS 10,7 mil millones en el 2T19, aumentando ARS 10,5 mil millones, debido principalmente al impacto de la implementación del Acuerdo de Regularización de Obligaciones, que puso fin a los reclamos cruzados en distintos incumplimientos incurridos por el Estado Nacional y **edenor** durante el denominado Período Tarifario de Transición (2006-2016).

Las **inversiones** del 2T19 alcanzaron los ARS 2,2 mil millones producto del ambicioso plan fijado por **edenor** para el quinquenio 2017–2021, focalizando en aquellas que hacen a la mejora en la calidad de servicio.

HECHOS RELEVANTES

Finalización del Programa de Recompra de Acciones

El 12 de junio de 2019, el Directorio de **edenor** resolvió dar por finalizado anticipadamente el programa de recompra de acciones oportunamente aprobado en su reunión del 8 de abril de 2019.

Bajo este programa, se adquirieron 1,9 millones de acciones propias Clase B por un total de ARS 74 millones a un precio promedio de USD 17,33 por ADR. De esta manera se alcanzaron los 31,4 millones de acciones propias en cartera equivalentes al 3,5% del capital social.

Cambio de perspectiva Moody's

El 16 de julio de 2019, Moody's Latin América emitió un informe en el que mantuvo la calificación corporativa de **edenor** en B1 y su calificación en escala nacional en Aa3.ar. Sin embargo, cambió la perspectiva de las calificaciones a negativa desde estable. Dicha variación refleja principalmente el mismo cambio que Moody's aplicó a la calificación soberana debido a que la compañía está sujeta a las regulaciones y al entorno operativo local.

Implementación de la transferencia de jurisdicción y Acuerdo de regularización de Obligaciones

El 10 de mayo de 2019 suscribimos un Acuerdo de Implementación de la transferencia de jurisdicción del servicio público de distribución de energía eléctrica, del Estado Nacional a la Provincia y la ciudad de Buenos Aires, como así también la celebración de un Acuerdo de Regularización de Obligaciones con la Secretaría de Gobierno de Energía, en representación del Estado Nacional, poniendo fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006-2016. De este modo desistimos de la demanda por incumplimiento de las obligaciones resultantes del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual, se cancelan deudas por obras y mutuos originadas en el período de transición y nos comprometemos a abonar a los usuarios ciertas penalidades y resarcimientos correspondientes a dicho período. Por último, asumimos el compromiso de ejecución de inversiones adicionales a las comprometidas en la RTI, destinadas a mejorar la confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico de distribución. Dicho acuerdo implica desembolsos por un monto total aproximado de ARS 7.600 millones, incluyendo el pago correspondiente al impuesto a las ganancias generado. Como contrapartida, el Estado Nacional reconoce parcialmente nuestro reclamo, mediante la compensación total de las obligaciones pendientes con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por compras de energía eléctrica durante el período de transición, la cancelación parcial de mutuos por inversiones otorgados por CAMMESA y la cancelación de sanciones con destino al Tesoro Nacional, todo ello por un monto aproximado de ARS 6.900 millones. Los efectos de este acuerdo se reflejan en los estados financieros con cierre el 30 de junio de 2019.

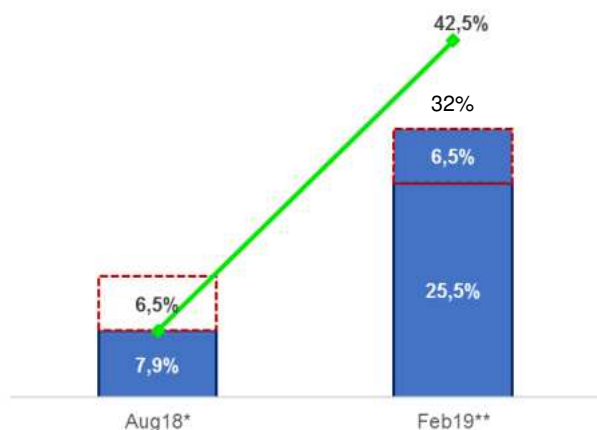
Es importante mencionar que este acuerdo significa la finalización de la normalización del segmento de distribución bajo el gobierno federal, e implica un nuevo comienzo para centrarse en los principales problemas y oportunidades que tiene el negocio.

PRINCIPALES RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019

En millones de pesos ajustados por inflación	6 Meses			2T		
	2019	2018	Δ%	2019	2018	Δ%
Ingresos por servicios	35.739	34.325	4,1%	18.245	15.079	21,0%
Compras de energía	(21.709)	(18.252)	18,9%	(10.225)	(8.601)	18,9%
Margen bruto	14.030	16.072	(12,7%)	8.020	6.478	23,8%
Gastos operativos	(11.576)	(10.234)	13,1%	(5.856)	(4.981)	17,6%
Otros egresos operativos	(809)	(675)	20,0%	(508)	(312)	63,0%
Resultado neto operativo	1.644	5.164	(68,2%)	1.656	1.185	39,8%
Acuerdo regularización de obligaciones	13.066	-	na	13.066	-	na
Resultado financiero, neto	(3.187)	(3.914)	(18,6%)	(898)	(2.688)	(66,6%)
RECPAM	5.827	3.889	49,8%	2.207	2.037	8,3%
Impuesto a las Ganancias	(6.522)	(1.871)	248,5%	(5.347)	(385)	na
Resultado neto	10.828	3.267	231,4%	10.684	149	na

Los **Ingresos por servicios** aumentaron un 21,0% a ARS 18.245 millones en el 2T19 comparado con ARS 15.079 millones del 2T18. Este aumento de ARS 3.166 millones se debe principalmente a una mayor facturación por incremento del precio estacional de la electricidad por ARS 1.512 millones y a la aplicación del ajuste sobre el CPD por ARS 1.038 millones. Asimismo, en el trimestre se reconocieron los ingresos correspondientes al Estado Nacional por los consumos de asentamientos bajo el acuerdo marco y el recupero por la aplicación de los topes a determinadas categorías de clientes beneficiarios de la tarifa social, cuyos créditos fueron reconocidos en el Acuerdo de Regularización de Obligaciones por un total de ARS 1.394 millones. Por su parte, en el 2T19 se reconoció el ingreso correspondiente a las cuotas por el diferimiento tarifario del período agosto 2018 - febrero 2019 por ARS 825 millones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el impacto de un menor volumen físico de ventas de electricidad por ARS 1.581 millones, como posteriormente se analiza, y los menores cobros en concepto del ingreso diferido en 48 cuotas devengado durante el período febrero 2017 - enero 2018 por ARS 215 millones, debido a que la actualización aplicada por el regulador no reflejó integralmente el incremento en el CPD (se presentó un recurso ante el ENRE) y el impacto de la caída de la demanda en dicho concepto. Este último se recuperará en la próxima actualización tarifaria. Finalmente, entre los períodos de comparación se aplicaron ajustes de CPD por un total de 42,5%, correspondientes al primer y segundo semestre de 2018, quedando a partir de marzo de 2019 la tarifa totalmente actualizada.

Asimismo, se identifica un desfase entre la medición del CPD y su otorgamiento, el cual en un escenario inflacionario tiene un impacto negativo en el Valor Agregado de Distribución ("VAD"), sumado a que la composición de la fórmula del CPD (la cual replica la estructura de costos de **edenor**) tiene mayor ponderación en el índice de salarios, y estuvo por debajo de la evolución del IPC e IPIM. A continuación, se resumen los ajustes al VAD por reconocimiento del incremento en los costos propios de distribución:



* 6,5% incorporado a tarifa en marzo 2019

** Incorporado a tarifa en marzo 2019

	6 Meses 2019			6 Meses 2018			Variación	
	GWh	Part. %	Clientes	GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Residenciales *	4.096	41,5%	2.726.807	4.622	42,4%	2.613.899	(11,4%)	4,3%
Comerciales pequeños	844	8,6%	321.931	943	8,7%	325.727	(10,5%)	(1,2%)
Comerciales medianos	778	7,9%	31.566	869	8,0%	32.759	(10,5%)	(3,6%)
Industriales	1.739	17,6%	6.859	1.868	17,1%	6.859	(6,9%)	0,0%
Sistema de peaje	1.787	18,1%	691	1.982	18,2%	707	(9,8%)	(2,3%)
Otros								
Alumbrado público	360	3,7%	21	366	3,4%	21	(1,4%)	0,0%
Asent. y barrios carenciados	262	2,7%	466	244	2,2%	440	7,2%	5,9%
Total	9.866	100%	3.088.341	10.894	100%	2.980.412	(9,4%)	3,6%

	2T 2019			2T 2018			Variación	
	GWh	Part. %	Clientes	GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Residenciales *	2.015	41,6%	2.726.807	2.281	42,7%	2.613.899	(11,7%)	4,3%
Comerciales pequeños	407	8,4%	321.931	452	8,5%	325.727	(10,0%)	(1,2%)
Comerciales medianos	368	7,6%	31.566	409	7,6%	32.759	(10,0%)	(3,6%)
Industriales	845	17,4%	6.859	902	16,9%	6.859	(6,3%)	0,0%
Sistema de peaje	867	17,9%	691	964	18,0%	707	(10,0%)	(2,3%)
Otros								
Alumbrado público	200	4,1%	21	205	3,8%	21	(2,4%)	0,0%
Asent. y barrios carenciados	148	3,0%	466	132	2,5%	440	12,2%	5,9%
Total	4.849	100%	3.088.341	5.344	100%	2.980.412	(9,3%)	3,6%

* 593.733 clientes tienen el beneficio de la Tarifa Social

El **volumen de ventas de energía** disminuyó un 9,3%, alcanzando los 4.849 GWh en el 2T19 comparado con 5.344 GWh en el mismo periodo de 2018. Esta disminución se debió principalmente a reducciones en los consumos del 11,7% para usuarios residenciales, 10,0% para pequeños y medianos comercios y 8,2% para grandes demandas (industriales y peaje). La demanda residencial disminuyó principalmente debido a una temperatura promedio mayor, destacándose el mes de junio con una temperatura promedio de 3,7°C mayor respecto al mismo mes de 2018, como así también por el impacto de la recesión económica y los incrementos tarifarios. Los usuarios comerciales pequeños y medianos se vieron afectados por la menor actividad comercial producto de la situación económica mientras que las grandes demandas se vieron afectadas por la menor actividad industrial que se puede ver reflejada en la caída del IPI (índice de producción industrial). Por otro lado, la base de clientes de **edenor** se incrementó en un 3,6% principalmente por el incremento de los clientes residenciales que aumentaron por sobre el crecimiento histórico como consecuencia de las acciones de disciplina de mercado implementadas y a la instalación durante el último año de más de 100.000 medidores integrados de energía que en su mayoría fueron destinados a regularizar suministros clandestinos. En contraposición, la cantidad de usuarios comerciales pequeños y medianos sufrió una baja por la reducción en el nivel de actividad durante el último año.

Las **compras de energía** aumentaron un 18,9% a ARS 10.225 millones en el 2T19 comparado con ARS 8.601 millones en el mismo periodo de 2018. Dicho aumento de ARS 1.623 millones se debe principalmente a un incremento en el precio medio de compra en términos reales de un 29,7%, que generó un impacto de ARS 2.466 millones, como consecuencia de la entrada en vigencia de los nuevos precios estacionales de referencia de la energía aplicables a partir de agosto 2018 y febrero 2019, según lo dispuesto por la Disposición No. 75/2018 y Resolución No. 366/2018 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico. Este aumento se vio parcialmente compensado por una disminución del 8,4% en el volumen de energía por la caída en la demanda, valorizado en aproximadamente ARS 953 millones. A pesar del mencionado incremento, el precio estacional de referencia aplicable a los usuarios sigue gozando del subsidio del Estado Nacional, especialmente en el caso de clientes residenciales, donde alcanzó el 40% del costo real de generación del sistema en el 2T19. Adicionalmente, la tasa de pérdidas de energía aumentó, pasando a 19,2% en el 2T19 respecto del 18,6% registrado el mismo trimestre del año pasado, principalmente generado por un aumento en el incentivo al fraude como consecuencia de la recesión económica y el impacto de los aumentos en la tarifa. A su vez, el costo asociado a estas pérdidas aumentó en un 11,0% en términos reales (72,5% en términos nominales) principalmente producto de la aplicación del nuevo precio estacional para su determinación.

Los **gastos operativos** aumentaron un 17,6%, alcanzando ARS 5.856 millones en el 2T19 comparado con ARS 4.981 millones en el 2T18. Esto se explica principalmente como resultado de un incremento en las depreciaciones de ARS 258 millones, un aumento de ARS192 millones en honorarios y retribuciones por servicios, un mayor consumo de materiales por ARS 183 millones, y un incremento en el cargo por sanciones por ARS 178 millones. Este último incremento es explicado fundamentalmente por nuevas sanciones por calidad de servicio comercial por ARS 302 millones, parcialmente compensadas por menores sanciones por calidad de servicio técnico por ARS 77 millones, a causa del impacto de las inversiones en la mejora de la calidad de servicio y una menor demanda por parte de los usuarios.

En millones de Pesos en moneda constante	6 Meses			2T		
	2019	2018	Δ%	2019	2018	Δ%
Remuneraciones y cargas sociales	(3.409)	(3.602)	(5,4%)	(1.723)	(1.791)	(3,8%)
Planes de pensión	(145)	(121)	19,3%	(133)	(56)	138,9%
Gastos de comunicaciones	(199)	(212)	(6,2%)	(111)	(105)	5,5%
Previsión para desv. de créditos por ventas y otros créditos	(406)	(543)	(25,2%)	(214)	(229)	(6,4%)
Consumo de materiales	(731)	(351)	108,5%	(342)	(160)	114,3%
Alquileres y seguros	(86)	(109)	(21,1%)	(38)	(50)	(24,9%)
Servicio de vigilancia	(179)	(154)	16,9%	(80)	(75)	6,8%
Honorarios y retribuciones por servicios	(2.176)	(1.952)	11,5%	(1.121)	(928)	20,7%
Amortizaciones de activos por derecho de uso	(46)	0	na	(46)	0	na
Relaciones públicas y marketing	(25)	(8)	215,5%	(17)	(4)	296,3%
Publicidad y auspicios	(13)	(4)	215,5%	(9)	(2)	296,2%
Reembolsos al personal	(0)	(0)	na	(0)	(0)	na
Depreciaciones de propiedades, plantas y equipos	(1.875)	(1.477)	26,9%	(963)	(705)	36,5%
Honorarios directores y síndicos	(5)	(14)	(62,5%)	0	(6)	na
Sanciones ENRE	(1.926)	(1.334)	44,4%	(855)	(678)	26,2%
Impuestos y tasas	(350)	(348)	0,6%	(203)	(190)	6,7%
Diversos	(3)	(4)	(33,7%)	(2)	(1)	13,4%
Total	(11.576)	(10.234)	13,1%	(5.856)	(4.981)	17,6%

El **resultado financiero** presentó una mejora del 66,6% alcanzando una pérdida de ARS 898 millones en el 2T19 en comparación con una pérdida de ARS 2.688 millones en 2T18. El principal impacto corresponde la variación del tipo de cambio que mejoró el resultado por diferencias de cambio en ARS 2.041 millones, considerando que en 2T18 se produjo una devaluación del 43,2% peso contra el dólar estadounidense, mientras que en 2T19 se registró una leve apreciación del peso. Esta ganancia fue parcialmente compensada por mayores intereses comerciales de la deuda con CAMMESA producto de la aplicación de mayores tasas de interés por ARS 161 millones, un aumento de los intereses pagados por ARS 114 millones y un menor cambio en el valor razonable de los activos financieros por ARS 59 millones. Cabe destacar que el Acuerdo de Regularización de Obligaciones mencionado anteriormente discontinuará los cargos por intereses generados por deudas con CAMMESA en futuros trimestres.

El **resultado neto** muestra un aumento de ARS 10.535 millones, alcanzando una ganancia de ARS 10.684 millones en el 2T19, comparado con una ganancia de ARS 149 millones en el mismo período de 2018. Este incremento se debe principalmente a la implementación del Acuerdo de Regularización de Obligaciones que implicó, por única vez, el reconocimiento parcial del reclamo realizado por **edenor** por un monto de ARS 6.906 millones en compensación por los incumplimientos del Estado Nacional durante 10 años del Período Tarifario de Transición, como así también el ajuste de los pasivos registrados al momento del acuerdo, replicando las condiciones aplicadas a todas las distribuidoras del sector, generando una ganancia de ARS 6.160 millones, totalizando un monto de ARS 13.066 millones. Adicionalmente, se debe a un mayor margen bruto resultante de la compensación de ingresos por topes de tarifa social y acuerdo marco, dentro de la mencionada resolución de pasivos, el cobro de cuotas por los diferimientos de la tarifa en agosto 2018 y febrero 2019 y un mayor precio promedio de venta, parcialmente compensados por una caída en los volúmenes de venta y un mayor precio medio de compra. Asimismo, las pérdidas por resultados financieros disminuyeron considerablemente producto de una mejora de ARS 2.041 millones por diferencias de cambio contra el mismo período del año anterior. Por último, cabe destacar que el impuesto a las ganancias del período incluye el impacto de la regularización de obligaciones y una previsión por la posible aplicación del ajuste inflacionario impositivo.

EBITDA ajustado

El EBITDA ajustado del 2T19 registró una ganancia de ARS 2.936 millones, ARS 581 millones mayor al mismo periodo de 2018. Los ajustes corresponden a las sanciones por periodicidad de lectura, afectaciones extraordinarias y actualización de sanciones de otros períodos y a intereses comerciales.

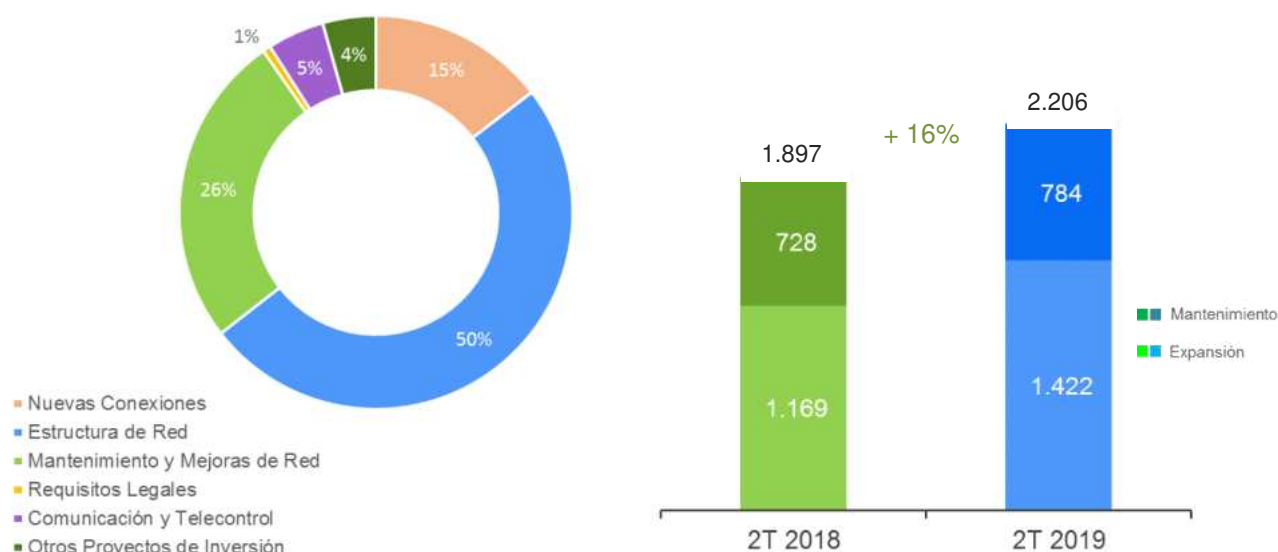
En millones de Pesos en moneda constante	6 Meses			2T		
	2019	2018	Δ%	2019	2018	Δ%
Resultado operativo	1.644	5.164	(68,2%)	1.656	1.185	39,8%
Depreciación de propiedades, plantas y equipos	1.875	1.477	26,9%	963	705	36,5%
EBITDA	3.519	6.641	(47,0%)	2.619	1.890	38,6%
Sanciones - Res. No 118/2018	-	282	na	-	210	na
Sanciones - periodicidad de lectura de medidores	-	(231)	na	-	(111)	na
Sanciones - Actualización (*)	554	504	10,0%	208	291	(28,5%)
Intereses comerciales	179	164	8,9%	109	75	45,8%
EBITDA ajustado	4.252	7.360	(42,2%)	2.936	2.355	24,7%

(*) El acuerdo de regularización de obligaciones discontinuará la actualización de sanciones correspondientes al periodo de transición (2006-2016) en futuros trimestres.

Inversiones en Bienes de Capital

Las inversiones en Bienes de Capital de **edenor** durante el 2T19 totalizaron ARS 2.206 millones comparado con ARS 1.897 millones en el 2T18. Las inversiones durante el período fueron las siguientes:

- ARS 321 millones en nuevas conexiones;
- ARS 1.101 millones en mejoras en la estructura de la red;
- ARS 570 millones en mantenimiento;
- ARS 14 millones en requisitos legales;
- ARS 103 millones en comunicaciones y telecontrol;
- ARS 97 millones en otros proyectos de inversión.



El incremento en las inversiones responde al ambicioso plan fijado por **edenor** para el quinquenio 2017–2021, focalizando en todas aquellas inversiones que hacen a la mejora en la calidad de servicio de acuerdo con las curvas de calidad exigidas por el regulador en la RTI.

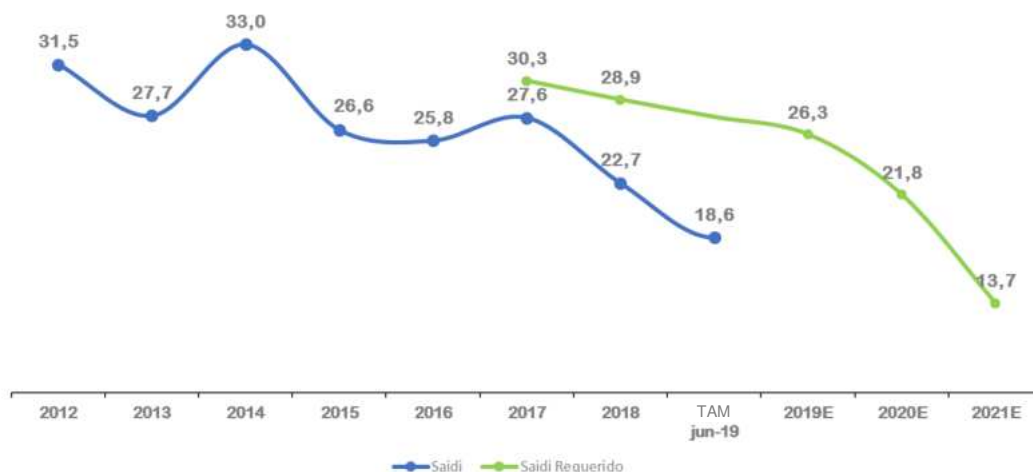
El monto total invertido en el año 2018 fue de ARS 10.841 millones en valores reexpresados a junio 2019, siendo uno de los períodos de mayor nivel de inversiones para la compañía desde su creación.

Estándares de Calidad del Servicio

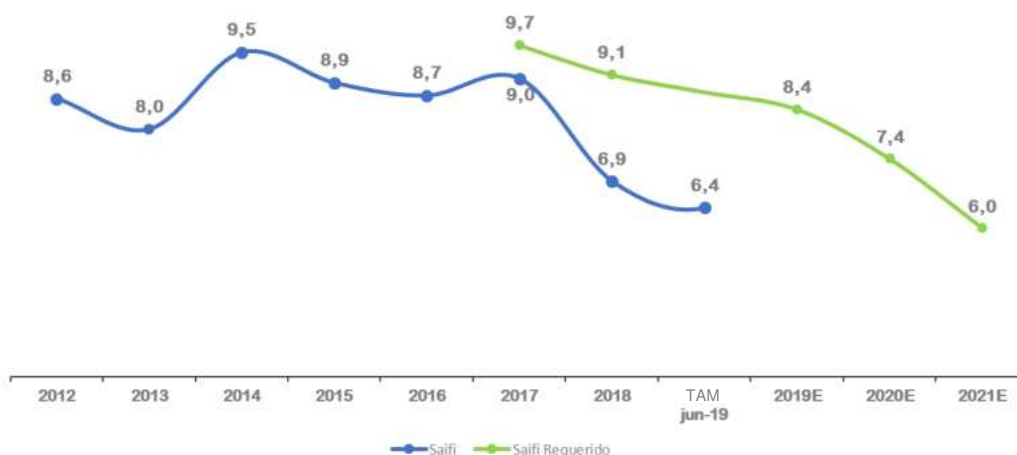
Los estándares de calidad se miden a través de la duración y la frecuencia de las interrupciones en la prestación del servicio utilizando los indicadores SAIDI y SAIFI. SAIDI se refiere a la duración de las interrupciones, mide la cantidad de horas que un usuario está sin servicio por año. SAIFI se refiere a la frecuencia de las interrupciones, mide la cantidad de veces que un usuario está sin servicio por año.

En el 2T19 los indicadores SAIDI y SAIFI fueron de 18,6 horas y 6,4 cortes por año para los últimos doce meses, disminuyendo un 29,8% y 20,7%, respectivamente comparados con el mismo período del año anterior. Esta mejora en el servicio se debe principalmente al cumplimiento del ambicioso plan de inversión que realiza la empresa desde la RTI. El éxito del mismo puede verse en que estos indicadores están sobre cumpliendo el sendero de mejora de calidad de servicio establecido por el regulador.

SAIDI



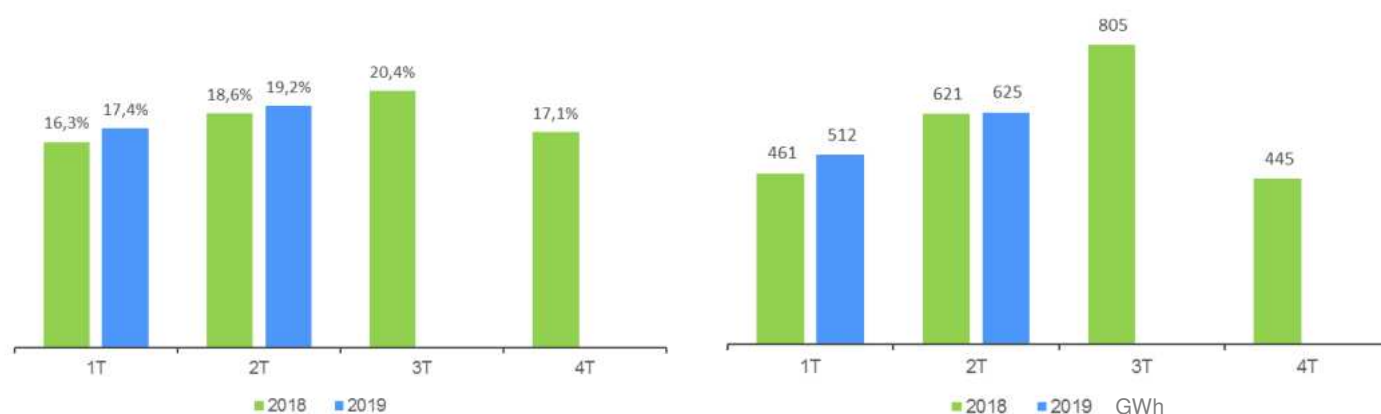
SAIFI



Pérdidas de Energía

En el 2T19, las pérdidas de energía aumentaron a 19,2% en comparación con 18,6% en el mismo periodo de 2018. La caída en los niveles de demanda de los grandes usuarios (que presentan niveles de pérdida sustancialmente inferiores) impacta negativamente en el indicador en términos porcentuales, sin embargo, el nivel de pérdidas en unidades físicas se mantuvo estable. Asimismo, el aumento en el precio medio de compra de energía aumenta el costo de estas pérdidas en pesos.

Por su parte, la Compañía implementó la creación de equipos multidisciplinarios para trabajar sobre nuevas soluciones a las pérdidas de energía y utilizar el aprendizaje sobre las experiencias exitosas de otras distribuidoras. A su vez se continuó incrementando el nivel de actividades destinadas a reducir las pérdidas de energía, en dos frentes de acción: por un lado, se intensificaron las tareas de Disciplina de Mercado (DIME) con el objetivo de detectar y normalizar conexiones irregulares, fraudes y hurtos de energía y; por otro lado, se incrementó la instalación de Medidores de Inclusión (Medidor Integrado de Energía – MIDE) que favorecen la autogestión del consumo y la integración de usuarios con ingresos no regulares, a la vez que alientan la reducción del consumo y la prevención de conexiones irregulares que impactan en la seguridad de los propios usuarios. La Compañía espera intensificar estas acciones hasta lograr los niveles previstos, con el fin de cumplir con los objetivos de reducción de pérdidas delineados.



Endeudamiento

Al 30 de junio de 2019, el capital pendiente de amortización de deuda financiera denominada en dólares es de USD 201 millones, mientras que la deuda neta asciende a USD 127 millones. La deuda financiera se compone de USD 164 millones correspondientes a las Obligaciones Negociables con vencimiento en 2022, neto de recompras, y USD 38 millones a la deuda bancaria tomada con el Industrial and Commercial Bank of China (ICBC) Dubai Branch. Actualmente ambos pasivos cuentan con una tasa de interés fija.

Acerca de edenor

Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (**edenor**) es la mayor distribuidora de electricidad de la Argentina en términos de cantidad de clientes y electricidad vendida (en GWh). A través de una concesión, **edenor** distribuye electricidad en forma exclusiva en el noroeste del Gran Buenos Aires y en la zona norte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, lo que comprende una población de aproximadamente 9 millones de habitantes en una superficie de 4.637 kilómetros cuadrados. En 2018, **edenor** vendió 21.172 GWh de electricidad y compró 25.906 GWh (Incluida la demanda del sistema de peaje), registrando ingresos por servicios por ARS 68,5 mil millones ajustados por inflación. A su vez la sociedad obtuvo un resultado neto positivo por ARS 5.260 millones ajustado por inflación.

Este comunicado de prensa puede contener declaraciones sobre hechos futuros. Estas declaraciones no son hechos históricos y se basan en la visión actual de la dirección de la Compañía y estimaciones de circunstancias económicas futuras, condiciones de la industria, rendimiento y resultados financieros de la Compañía. Los términos “anticipa”, “cree”, “estima”, “espera”, “proyecta” y expresiones similares, según se refieran a la Compañía, tienen el objetivo de identificar declaraciones a futuro. Estas declaraciones reflejan los puntos de vista actuales de la dirección y se encuentran sujetas a una cantidad de riesgos e incertidumbres, incluyendo aquéllos identificados en los documentos presentados por la Compañía ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos. No existen garantías de que los hechos, tendencias o resultados esperados efectivamente ocurran. Las declaraciones se basan en muchos presupuestos y factores, incluyendo condiciones de mercado y económicos generales, condiciones de la industria y factores operativos. Algunos cambios en dichos presupuestos o factores podrían originar que los resultados reales difieran sustancialmente de las expectativas actuales.

Edenor S.A.
Avenida del Libertador 6363, Piso 4º
(C1428ARG) Buenos Aires, Argentina
Tel: 5411.4346.5510
investor@edenor.com
www.edenor.com

Estado de Situación Financiera Condensado Intermedio
al 30 de junio de 2019 y 31 de diciembre de 2018
Valores expresados en moneda constante

<i>En millones de Pesos en moneda constante</i>	30.06.2019 AR\$	31.12.2018 AR\$		30.06.2019 AR\$	31.12.2018 AR\$
ACTIVO			PATRIMONIO		
ACTIVO NO CORRIENTE			Capital social		
Propiedades, plantas y equipos	79.048	76.488	Ajuste sobre capital social	875	883
Participación en negocios conjuntos	10	11	Prima de emisión	20.914	21.092
Activo por impuesto diferido	289	-	Acciones propias en cartera	295	295
Otros créditos	797	980	Ajuste acciones propias en cartera	31	23
TOTAL DEL ACTIVO NO CORRIENTE	80.144	77.479	Costo de adquisición de acciones propias	459	281
ACTIVO CORRIENTE			Reserva legal	(1.786)	(1.309)
Inventarios	1.687	1.542	Reserva facultativa	1.026	187
Otros créditos	591	296	Otros resultados integrales	15.792	449
Créditos por ventas	11.433	9.290	Resultados acumulados	(168)	(168)
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	2.154	4.140	TOTAL DEL PATRIMONIO	48.266	37.915
Activos financieros a costo amortizado	-	1.480			
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.139	34	PASIVO		
TOTAL DEL ACTIVO CORRIENTE	17.004	16.782	PASIVO NO CORRIENTE		
TOTAL DEL ACTIVO	97.148	94.262	Deudas comerciales	300	350
			Otras deudas	3.294	9.334
			Préstamos	7.473	8.806
			Ingresos diferidos	273	337
			Remuneraciones y cargas soc. a pagar	198	199
			Planes de beneficios	486	471
			Pasivo por impuesto diferido	13.151	9.854
			Impuesto a las ganancias a pagar	-	-
			Previsiones	1.615	1.310
			TOTAL DEL PASIVO	26.790	30.662
			NO CORRIENTE		
			PASIVO CORRIENTE		
			Deudas comerciales	13.121	17.886
			Otras deudas	2.520	2.353
			Préstamos	1.205	1.319
			Instrumentos financieros derivados	1	1
			Ingresos diferidos	5	7
			Remuneraciones y cargas soc. a pagar	1.374	2.133
			Planes de beneficios	32	40
			Impuesto a las ganancias a pagar, neto	2.824	756
			Deudas fiscales	785	960
			Previsiones	223	229
			TOTAL DEL PASIVO CORRIENTE	22.092	25.684
			TOTAL DEL PASIVO	48.882	56.346
			TOTAL DEL PASIVO Y DEL		
			PATRIMONIO	97.148	94.262

Estado de Resultados Integrales Condensado Intermedio
por el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 y 2018
Valores expresados en moneda constante

<i>En millones de Pesos en moneda constante</i>	30.06.2019 AR\$	30.06.2018 AR\$
Operaciones continuas		
Ingresos por servicios	35.739	34.325
Compras de energía	(21.709)	(18.252)
Subtotal	14.030	16.072
Gastos de transmisión y distribución	(6.900)	(6.204)
Resultado bruto	7.130	9.868
Gastos de comercialización	(3.178)	(2.493)
Gastos de administración	(1.498)	(1.537)
Otros egresos operativos, netos	(810)	(675)
Resultado operativo	1.644	5.164
Acuerdo de Regularización de obligaciones	13.066	-
Ingresos financieros	412	338
Gastos financieros	(3.157)	(2.241)
Otros resultados financieros	(442)	(2.010)
Resultados financieros netos	(3.187)	(3.914)
RECPAM	5.827	3.889
Resultado antes de impuestos	17.350	5.139
Impuesto a las ganancias	(6.522)	(1.871)
Resultado del ejercicio por operaciones continuas	10.828	3.267
Resultado por acción básico y diluido		
Resultado por acción operaciones continuas	12,33	3,64

Estado de Resultados Integrales Condensado Intermedio
por el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 y 2018
Expresado en valores históricos

<i>En millones de Pesos en valores históricos</i>	30.06.2019	30.06.2018
	AR\$	AR\$
Operaciones continuas		
Ingresos por servicios	33.181	21.266
Compras de energía	(20.051)	(11.312)
Subtotal	13.130	9.954
Gastos de transmisión y distribución	(5.076)	(3.326)
Resultado bruto	8.054	6.628
Gastos de comercialización	(2.801)	(1.466)
Gastos de administración	(1.212)	(888)
Otros egresos operativos, netos	(755)	(416)
Resultado operativo	3.287	3.858
Acuerdo de regularización de obligaciones	12.824	-
Ingresos financieros	381	209
Gastos financieros	(2.947)	(1.048)
Otros resultados financieros	(333)	(1.202)
Resultados financieros netos	(2.899)	(2.041)
Resultado antes de impuestos	13.211	1.816
Impuesto a las ganancias	(2.484)	(563)
Resultado del ejercicio por operaciones continuas	10.727	1.253
Resultado por acción básico y diluido		
Resultado por acción operaciones continuas	4,83	4,83

Estado de Flujo de Efectivo Condensado Intermedio
por el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 y 2018
Valores expresados en moneda constante

<i>En millones de Pesos en moneda constante</i>	30.06.2019 AR\$	30.06.2018 AR\$
Flujo de efectivo de las actividades operativas		
Resultado del ejercicio	10.828	3.267
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo provenientes de las actividades operativas:	6.960	4.405
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Aumento de créditos por ventas	(2.484)	(3.450)
Aumento de deudas comerciales	(2.691)	4.163
Pago de impuesto a las ganancias	(1.555)	(553)
Otros	(5.409)	42
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	5.649	7.873
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(2.859)	(5.427)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(1.723)	(1.519)
(Disminución) Incremento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	1.068	927
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	34	129
Diferencia de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	40	32
Res por exp la inflación efectivo y equivalentes de efectivo	(3)	72
Disminución neto del efectivo y equivalentes de efectivo	1.068	927
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	1.139	1.160
Información complementaria		
Actividades que no generan flujo de efectivo		
Acuerdo de regularización de obligaciones	13.066	-
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo a través de un aumento de deudas comerciales	(650)	(374)



Contacto de relaciones con el inversor:
 Leandro Montero
Director de Finanzas y Control
 Federico Mendez
Gerente de Planeamiento y Relaciones con Inversores
 investor@edenor.com | Tel: +54 (11) 4346-5510

edenor[•]

edenor.com