





Eficiencia y Cercanía

REPORTE DE RESULTADOS
SEGUNDO TRIMESTRE 2021

edenor

Resultados del segundo trimestre de 2021		
 	Ticker: EDN Ratio: 20 acciones Clase B = 1 ADR Capital neto de recompras: 875 MM Acciones 43,8 MM ADR Capitalización neta de recompras ¹ : ARS 35,3 mil millones USD 199 millones	Contactos de relación con el inversor: Germán Ranftl Director de Finanzas y Control Silvana Coria Gerenta de Relación con Inversores
	ir.edenor.com investor@edenor.com Tel: +54 (11) 4346 -5511	

Buenos Aires, Argentina, 9 de agosto de 2021. 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 segundo trimestre 2021. 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 Webcast

El martes 10 de agosto de 2021 a las 9.00 a.m. de Buenos Aires / 10.00 a.m. de Nueva York se llevará a cabo un webcast para analizar los resultados del 2T21.

La presentación estará a cargo de Germán Ranftl, Director de Finanzas y Control de **edenor**. Los interesados en participar del webcast deberán registrarse haciendo [clic AQUÍ](#)

Las preguntas se responderán exclusivamente a través del sistema de webcast.

También habrá una transmisión de audio en vivo de la conferencia en la página ir.edenor.com.

2T 2021
WEBCAST DE RESULTADOS

Para unirse al webcast por favor
[clic AQUÍ](#)



¹ Cotización al 6/8/2021, ARS 40,3 por acción y USD 4,55 por ADR

RESUMEN EJECUTIVO DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2020

Edenor ha logrado sostener la mejora en sus niveles de calidad de servicio juntamente con una mejora en la eficiencia del uso de sus recursos.

En millones de Pesos <i>en moneda constante</i>	6 Meses			2T		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por servicios	47.148	59.513	(21%)	23.838	26.953	(12%)
EBITDA ajustado	2.405	4.070	(41%)	1.373	(996)	na
Resultado neto	(11.636)	(2.692)	332%	(10.909)	(3.833)	185%
Inversiones	6.170	5.915	4%	3.366	3.740	(10%)

Los **ingresos por servicios** disminuyeron un 12%, llegando a los ARS 23.838 millones en el 2T21, debido a que la compañía se encuentra en renegociación de la tarifa del Valor Agregado de Distribución por una parte, y a los efectos del precio estacional de energía en un contexto inflacionario, que implicaron una caída de los ingresos en términos reales, parcialmente compensado por un aumento de la demanda impulsada por una recuperación de la actividad comercial e industrial entre los períodos de comparación y el ajuste tarifario aplicado desde el 1° de Mayo

Si bien el **EBITDA** ajustado tuvo un incremento positivo en el 2T 2021, en el primer semestre disminuyó un 41 % con respecto al primer semestre del 2020. La diferencia se explica por una disminución de los ingresos por ventas, compensado por una disminución en los costos operativos, una mejora en las pérdidas de energía, ingresos reconocidos por del Acuerdo Marco para inversiones y un aumento en la tarifa a partir del 1° de mayo de 2021.

El **resultado neto** acumuló una pérdida de ARS 10.909 millones en el 2T21, aumentando las pérdidas por ARS 7.076 millones en comparación al mismo período del año pasado. El mayor impacto (ARS 7.473 millones) puede explicarse por el mayor cargo del impuesto a las ganancias registrado en el período por el ajuste generado por el cambio de la alícuota del mismo.

Asimismo, se registró una menor pérdida en el del resultado operativo, mayores cargos financieros originados por el diferimiento del pago de las obligaciones con el Mercado Eléctrico Mayorista y un mayor resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo en la moneda (RECPAM).

Durante el primer semestre de 2021 las **inversiones** alcanzaron ARS 6.170 millones lo que significa un incremento del 4 % en términos reales respecto del mismo período del año anterior, a pesar de la disminución en el segundo trimestre que obedece principalmente al impacto de la activación extraordinaria del banco de transformación 500/220 Kw de 800 MVA en la estación General Rodríguez por ARS 1.385 millones registrado el en segundo trimestre del año pasado. Sin esta activación las inversiones se hubieran visto incrementadas en mayor medida.

HECHOS RELEVANTES

Venta de acciones Clase A y cambio de control

En relación al contrato de compraventa de acciones controlantes de edenor, anunciado el 28 de diciembre de 2020, el 23 de junio de 2021, la operación fue autorizada por el ENRE. Posteriormente, el 30 de junio de 2021 tuvo lugar el cierre de la transferencia de la totalidad de las acciones Clase A, representativas del 51% del capital social y votos de la Sociedad de titularidad de Pampa Energía S.A. a favor de Empresa de Energía del Cono Sur S.A. (Edelcos).

Nuevo Directorio y Principales Ejecutivos

Dentro de este contexto, a partir de la transferencia mencionada se produjo la renuncia de los Directores Clase A, ante lo cual, generándose una situación de vacancia, la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad ha procedido a designar a los Sres. Neil A. Bleasdale (Presidente), Esteban Macek (Vicepresidente); Nicolás Mallo Huergo, Eduardo Vila, Edgardo Volosin, Federico Zin y Mariano C. Lucero como Directores Titulares y a los Sres. Hugo Quevedo, Mariano C. Libarona, Daniel O. Seppacuercia, Diego Hernán Pino, Sebastián Álvarez y María Teresa Grieco como Directores Suplentes.

Asimismo, bajo el proceso de cambio de control se designaron nuevos ejecutivos. Siendo los más destacados, Neil Bleasdale como Presidente y Director General, Germán Ranftl como Director de Finanzas y Control, María José Van Morlegan como Directora de Asuntos Legales, Fabiana Colombo como Directora de Compras, Logística y Abastecimiento y Fabián Doman como Director de Relaciones Institucionales.

ON 9,75 % 2022 - Dispensa de la cláusula de cambio de control

La cláusula 10.3 del prospecto de emisión de las Obligaciones Negociables clase 9 (ON 2022), establece que cada tenedor de estos instrumentos tendrá el derecho de exigir que la Sociedad recompre la totalidad o una parte de las mismas en caso de un cambio de control en la sociedad.

El 16 de julio de 2021, el Directorio de la Sociedad procedió a aprobar y fue comunicado a los mercados, el lanzamiento de la solicitud de consentimiento a los tenedores de las ON 2022. La mencionada solicitud, con vencimiento el 30 de julio de 2021, estaba sujeta a la recepción de los respectivos consentimientos por parte de los tenedores de las ON 2022. En la misma se ofrece un pago en efectivo equivalente a USD 20 por cada USD 1.000 de valor nominal para quienes acepten la propuesta.

El 30 de julio edenor obtuvo el apoyo mayoritario de los tenedores de sus ON 2022 y alcanzó la dispensa de la cláusula de cambio de control. Con esta aprobación, todos los vencimientos y condiciones de la ON se mantienen sin ninguna variación con respecto a los términos y condiciones originales de emisión.

Edenor agradece a los tenedores que apoyaron el consentimiento por la confianza depositada.

El 6 de agosto de 2021, aquellos tenedores de Obligaciones Negociables que han presentado consentimientos en tiempo y forma recibieron el Pago por Consentimiento

Oferta Pública de Adquisición Obligatoria.

En relación con la aprobación de la venta de las acciones clase A, el 29 de julio, Edelcos anunció el lanzamiento de una Oferta Pública de Adquisición obligatoria (OPA) a todos los tenedores de acciones ordinarias Clase B y Clase C emitidas por la Sociedad, incluidos los tenedores de ADRs, de conformidad con lo establecido en la Resolución General N° 779/2018 de la Comisión Nacional de Valores.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad s/ Proceso de Conocimiento (expte. N°16/2020)

Con fecha 4 de mayo de 2021, la Sociedad fue notificada de la demanda iniciada por el ENRE en relación al cumplimiento por parte de edenor de los puntos 9.2.1 y 9.2.2 del “Acta Acuerdo de Renegociación Contractual” en concepto de diferencias con causa en la fecha de pago de determinadas sanciones comprendidas en la misma.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Condensados Intermedios, la Sociedad ha contestado la demanda, continuando el proceso el trámite según su curso.

La Sociedad entiende que posee facultades suficientes bajo el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual para sustentar el pago realizado en tales condiciones y considera que se ajustan a derecho, posee carácter de pago cancelatorio y no implicó un perjuicio a los usuarios. En tal sentido, la Sociedad y sus asesores legales, entienden que se cuenta con argumentos sólidos y suficientes para hacer prevalecer su posición en instancia judicial por lo cual al 30 de junio de 2021 no ha registrado pasivo alguno por este concepto, explicado en la nota 7 de los estados financieros.

Acuerdo Marco

Al 30 de junio de 2021, la Sociedad recibió por el Acuerdo descripto en la Nota 2.f) a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020 un primer desembolso por ARS 1.500 millones, el cual, tal lo indicado en el mencionado acuerdo, deberá ser utilizado de forma específica al cumplimiento del Plan de Trabajo Preventivo y Correctivo de la Red de Distribución Eléctrica. La Sociedad podrá disponer de los mencionados fondos una vez que el ENRE certifique el cumplimiento del avance de ejecución de las obras incluidas en el mencionado plan y sus respectivos hitos financieros.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Condensados Intermedios, la Sociedad ha dispuesto un total de ARS 809, correspondientes a las presentaciones de avance de obras realizadas.

Contingencias y litigios

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Condensados Intermedios no existen modificaciones significativas respecto de la situación expuesta por la Sociedad en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020, excepto por lo siguiente:

-Administración Federal de Ingresos Públicos (“AFIP”) - Diferencia de alícuota contribución al Sistema Único de Seguridad Social (“SUSS”) (decreto 814/2001) por los períodos fiscales 12/2011 a 11/2019

Con fecha 6 de julio de 2021 la Sociedad interpuso recurso apelación ante la Cámara Nacional de la Seguridad Social contra la Resolución AFIP N° 1740/2021 la cual resolvió no hacer lugar a la presentación interpuesta por edenor en relación a la determinación de deuda por contribuciones al Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de diferencias detectadas por el uso de la alícuota establecida en el Art. 2 Inc. B) 2001, 17%, correspondiendo aplicar, según la AFIP, la mencionada en el Art. 2 Inciso a), 21%, del Decreto N° 814, correspondiente al período enero 2017 a junio 2019.

Adicionalmente, el 8 de abril de 2021, la Sociedad fue notificada por la AFIP de una nueva resolución mediante la cual se determinó una deuda, por igual concepto, correspondiente al período julio 2019 a noviembre 2019.

Esta nueva notificación se suma a la recibida el 12 de julio de 2018 correspondiente al período diciembre 2011 a diciembre 2016 aún se encuentran en instancia administrativa.

La Dirección de la Sociedad entiende que la aplicación de la alícuota del 17% es correcta. En este sentido, de acuerdo con el análisis efectuado, es admisible entender por “sociedades anónimas con simple participación estatal regidas por la Ley N° 19.550”, el caso de todas aquellas sociedades anónimas que tengan participación estatal minoritaria, cualquiera fuera el motivo por el cual se ha adquirido tal participación. Entran allí, entonces, las participaciones accionarias que la

Administración Nacional de la Seguridad Social (“ANSES”) informa posee en determinadas sociedades anónimas, entre las que se encuentra incluida la Sociedad.

La Sociedad ha interpuesto en fechas 3 de agosto de 2018, 23 de diciembre de 2019 y 21 de abril de 2021 recursos de impugnación contra las tres resoluciones.

En tales condiciones y en relación con la mencionada determinación de la AFIP, en opinión de la Sociedad y sus asesores legales, se cuenta con argumentos sólidos y suficientes para hacer prevalecer su posición en instancia judicial. Consecuentemente, la Sociedad no ha registrado pasivo alguno por esta cuestión al 30 de junio de 2021.

Resolución Contractual del Activo Inmobiliario

Con relación al activo inmobiliario que iba a construirse, adquirido por la Sociedad en noviembre de 2015, la posterior resolución del contrato por incumplimiento de RDSA en agosto de 2018 y las respectivas acciones legales iniciadas por la Sociedad ante el vendedor y la compañía aseguradora, y en lo que se refiere al acuerdo transaccional de fecha 30 de septiembre de 2019 que la Sociedad celebró con Aseguradora de Cauciones S.A., a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Condensados Intermedios no existen modificaciones significativas respecto de la situación expuesta por la Sociedad en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020, excepto por lo siguiente:

Durante el mes de abril y julio de 2021, la Sociedad recibió un pago adicional de 200.000 dólares correspondiente al crédito de 1 millón de dólares del acuerdo con Aseguradora de Cauciones S.A. quedando de esta forma un saldo remanente de 430.000 dólares el cual se cobrará en tres cuotas trimestrales según el nuevo cronograma de pagos acordado entre la Sociedad y la compañía de seguros.

Asimismo, al 30 de junio de 2021 se reconoció una ganancia por recupero de ARS 482 la cual se expone en Otros resultados financieros, producto de la aceptación de edenor de la “Oferta de Cesión de Crédito litigioso” efectuada por Creaurban S.A.

Nótese que el ENRE ha solicitado una investigación administrativa sobre este asunto, notificada en la Resolución que aprobó la venta del control de Pampa a Edelcos.

Actualización del Precio Estacional

El 3 de agosto, la Secretaría de Energía mediante la resolución N°748/21, con vigencia a partir del primero de agosto, y en base a la programación estacional de invierno del MEM, establece incorporar el incremento del precio estacional para los clientes GUDI (grandes usuarios de distribución).

Estos incrementos reflejan cambios del precio estacional de la energía que se traslada a la tarifa final sin afectar los ingresos de Edenor.

PRINCIPALES RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2021

En millones de pesos en moneda constante	6 Meses			2T		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Ingresos por servicios	47.148	59.513	(21%)	23.838	26.953	(12%)
Compras de energía	(29.557)	(38.051)	(22%)	(15.423)	(17.738)	(13%)
Margen bruto	17.591	21.462	(18%)	8.415	9.215	(9%)
Gastos operativos	(19.614)	(22.236)	(12%)	(9.670)	(12.476)	(22%)
Otros egresos operativos	380	553	(31%)	600	113	431%
Resultado neto operativo	(1.643)	(221)	643%	(655)	(3.148)	(79%)
Resultado financiero, neto	(9.503)	(6.509)	46%	(4.692)	(3.406)	38%
RECPAM*	11.473	4.891	135%	5.468	2.231	145%
Impuesto a las Ganancias	(11.963)	(853)	1302%	(11.030)	490	na
Resultado neto	(11.636)	(2.692)	332%	(10.909)	(3.833)	185%

*Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda

Los **Ingresos por servicios** disminuyeron un 12% a ARS 23.838 millones en el 2T21 comparado con ARS 26.953 millones del 2T20. Esto es debido a que la compañía se encuentra en renegociación de la tarifa del Valor Agregado de Distribución por una parte, y a los efectos del precio estacional de energía en un contexto inflacionario, que implicaron una caída de los ingresos en términos reales, parcialmente compensado por un aumento de la demanda impulsada por una recuperación de la actividad comercial e industrial entre los períodos de comparación.

Por parte del costo propio de distribución (CPD), se evidenció un menor precio promedio de ventas en términos reales a pesar de los ajustes tarifarios del CPD, generando menores ingresos por aproximadamente ARS 4.977 millones. Con vigencia a partir de mayo, mediante la resolución N° 107/2021, el ENRE estableció nuevos cuadros tarifarios de transición que incluyen una adecuación parcial de las tarifas de un 9% en promedio para los usuarios. Este incremento implica un aumento del CPD del 20,9% para Edenor, que no fue suficiente para compensar los efectos de la inflación.

Los menores ingresos también se deben a una menor facturación por la disminución en términos reales del costo de las compras de energía medidas en pesos por ARS 1.361 millones. Respecto del precio estacional, con vigencia a partir de abril, mediante la resolución ENRE N°78/2021, se emitieron nuevos cuadros tarifarios aumentando el precio de la energía para grandes usuarios de distribución (GUDIS) equiparándolos a los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista (MEM). Mediante la misma también se incorporó a la tarifa un aumento del 5% (a excepción de los usuarios residenciales) pendiente desde agosto 2019, según lo dispuesto por la Resolución No. 14/2019 Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que no había sido pasado a tarifa y estaba siendo soportado por Edenor. Estos incrementos del precio estacional de la energía se trasladan a la tarifa final sin afectar los ingresos de Edenor.

Por su parte el volumen físico de ventas de electricidad, sin el consumo de los barrios carenciados, aumentó 14.7% generando mayores ingresos por ARS 3.222 millones en el 2T21 respecto del mismo período el año anterior.

	6 Meses 2021			6 Meses 2020			Variación	
	GWh	Part. %	Clientes	GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Residenciales *	4.651	44,3%	2.814.077	4.588	45,9%	2.764.569	1,4%	1,8%
Comerciales pequeños	915	8,7%	330.865	815	8,2%	324.192	12,3%	2,1%
Comerciales medianos	713	6,8%	30.921	700	7,0%	31.126	1,9%	(0,7%)
Industriales	1.732	16,5%	6.868	1.614	16,2%	6.875	7,3%	(0,1%)
Sistema de peaje	1.842	17,6%	686	1.629	16,3%	690	13,1%	(0,6%)
Otros								
Alumbrado público	339	3,2%	21	344	3,4%	21	(1,6%)	0,0%
Asent. y barrios carenciados	297	2,8%	484	304	3,0%	475	(2,2%)	1,9%
Total	10.488	100%	3.183.922	9.994	100%	3.127.948	5,0%	1,8%

	2T 2021			2T 2020			Variación	
	GWh	Part. %	Clientes	GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Residenciales *	2.384	45,2%	2.814.077	2.394	50,0%	2.764.569	(0,4%)	1,8%
Comerciales pequeños	458	8,7%	330.865	349	7,3%	324.192	31,4%	2,1%
Comerciales medianos	340	6,4%	30.921	291	6,1%	31.126	16,9%	(0,7%)
Industriales	851	16,1%	6.868	692	14,4%	6.875	23,0%	(0,1%)
Sistema de peaje	893	16,9%	686	710	14,8%	690	25,8%	(0,6%)
Otros								
Alumbrado público	188	3,6%	21	189	3,9%	21	(0,1%)	0,0%
Asent. y barrios carenciados	162	3,1%	484	167	3,5%	475	(3,3%)	1,9%
Total	5.277	100%	3.183.922	4.791	100%	3.127.948	10,1%	1,8%

* 542.379 clientes tienen el beneficio de la Tarifa Social

El **volumen de ventas** de energía aumentó un 10,1%, alcanzando los 5.277 GWh en el 2T20 comparado con 4.791 GWh en el mismo periodo de 2020. Es importante destacar que el segundo trimestre del año anterior fue afectado por la irrupción de la crisis por COVID-19 generando fuertes cambios en el consumo de energía por las restricciones impuestas por el Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio ("ASPO") a diferencia del Distanciamiento Social Preventivo y Obligatorio ("DISPO") vigente en mismo período este año, donde se evidenció una recuperación de la actividad comercial e industrial con relación al año anterior. El consumo de energía de los usuarios residenciales disminuyó en un 0,4% mientras que los usuarios comerciales (pequeños y medianos) e industriales aumentaron su consumo en un 24,8% y 24,4%, respectivamente. La demanda residencial disminuyó 9 GWh principalmente debido al mayor tiempo que pasaron las personas en casa en el segundo trimestre de 2020 por las restricciones para circular más estrictas al inicio de la pandemia, este efecto fue parcialmente compensado por una temperatura promedio 0,8°C menor en mayo y junio respecto al año anterior. Los aumentos de 159 GWh para ambos usuarios comerciales e industriales, se deben principalmente al aumento de la actividad comercial e industrial como consecuencia de un relajamiento de las restricciones y la normalización de la producción respecto del segundo trimestre de 2020

Por otro lado, la base de clientes de **edenor** se incrementó en un 1,8% principalmente por el incremento de los clientes residenciales como consecuencia de las acciones de disciplina de mercado y a la instalación durante el último año más de 29.650 medidores integrados de energía que en su mayoría fueron destinados a regularizar suministros clandestinos.

Las **compras de energía** disminuyeron un 13% a ARS 15.423 millones en el 2T21 comparado con ARS 17.738 millones en el mismo periodo de 2020. Dicha caída de ARS 2.315 millones se debe principalmente a una disminución en el precio medio de compra en términos reales de un 26.4%, que generó menores egresos por ARS 2.951 millones. Como mencionamos anteriormente, el precio de compra tuvo un aumento entre los períodos de comparación, siendo el mismo el correspondiente a la resolución 78/21 aplicable a partir de abril 2021. Esta disminución fue parcialmente compensada por un volumen de energía neto de pérdidas 11,9% mayor, valorizado en aproximadamente ARS 1.590 millones. A su vez, 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 72% del costo real de generación del sistema en el segundo trimestre del 2021, mientras que el mismo fue del 23% para los grandes usuarios. Adicionalmente, la tasa de pérdidas de energía disminuyó, pasando a 17,2% en el 2T21 respecto del 18,7% registrado el mismo trimestre del año pasado. Por lo tanto, la disminución de las compras también se explica por el costo asociado a las pérdidas de energía, el cual disminuyó en un 64% en términos reales por la menor actualización del precio estacional de referencia respecto de la inflación, provocando menores compras por ARS 954 millones.

El surgimiento de la pandemia a nivel mundial generó diversas consecuencias en las actividades económicas a nivel global, las cuales, impactaron directamente sobre las actividades de la compañía generando, sobre todo al inicio del aislamiento social, una merma en la recaudación. Por todo ello, hemos visto la necesidad de postergar parcialmente los pagos a CAMMESA por la energía adquirida en el Mercado Eléctrico Mayorista a partir de los vencimientos operados durante el mes de marzo de 2020, estas obligaciones se fueron regularizando parcialmente, aun así, al 30 de junio de 2021 se acumula una deuda de ARS 18.247 millones antes de intereses. Respecto del tratamiento de la deuda acumulada, la Secretaría de Energía mediante la resolución 371/21 avanzó con la reglamentación del “Régimen Especial de Regularización de Obligaciones” y requirió a CAMMESA información para su determinación. A la fecha, la sociedad entregó toda la información requerida y se encuentra a la espera de una definición por parte de la Secretaría de Energía.

Los **gastos operativos** disminuyeron un 22%, alcanzando los ARS 9.670 millones en el 2T21 comparado con ARS 12.477 millones en el 2T20. Esto se explica principalmente por una menor desvalorización de créditos por ventas por ARS 1.876 millones producto de la normalización de los cobros en comparación al inicio de la pandemia y el ASPO. A su vez se registraron menores sanciones por ARS 465 millones producto de una importante mejora en la calidad de servicio, un menor consumo de materiales por ARS 189 millones y menores depreciaciones de bienes de uso por ARS 187 millones.

En millones de Pesos en moneda constante	6 Meses			2T		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Remuneraciones y cargas sociales	(6.422)	(6.752)	(5%)	(3.241)	(3.346)	(3%)
Planes de pensión	(450)	(406)	11%	(213)	(198)	8%
Gastos de comunicaciones	(362)	(364)	(1%)	(190)	(212)	(10%)
Previsión para dev. de créditos por ventas y otros créditos	(1.057)	(2.855)	(63%)	(317)	(2.193)	(86%)
Consumo de materiales	(909)	(1.355)	(33%)	(512)	(701)	(27%)
Alquileres y seguros	(207)	(188)	10%	(95)	(96)	(1%)
Servicio de vigilancia	(246)	(215)	14%	(122)	(115)	6%
Honorarios y retribuciones por servicios	(4.383)	(4.344)	1%	(2.324)	(2.239)	4%
Amortizaciones de activos por derecho de uso	(276)	(190)	45%	(146)	(84)	75%
Relaciones públicas y marketing	(5)	(18)	(72%)	(2)	(17)	(90%)
Publicidad y auspicios	(2)	(9)	(78%)	0	(9)	(102%)
Depreciaciones de propiedades, plantas y equipos	(3.772)	(4.101)	(8%)	(1.882)	(2.069)	(9%)
Honorarios directores y síndicos	(18)	(22)	(18%)	(9)	(9)	5%
Sanciones ENRE	(803)	(487)	65%	(274)	(739)	(63%)
Impuestos y tasas	(686)	(923)	(26%)	(340)	(450)	(24%)
Diversos	(16)	(6)	167%	(3)	(2)	72%
Total	(19.614)	(22.236)	(12%)	(9.670)	(12.477)	(22%)

El **resultado financiero** presentó un aumento en las pérdidas del 38% alcanzando los ARS 4.691 millones en el 2T21 en comparación con ARS 3.407 millones en el 2T20. Dicha diferencia se debe principalmente a mayores intereses devengados por la deuda incurrida con CAMMESA por ARS 2.658 millones y menores intereses financieros pagados por ARS 244 millones. Estos resultados fueron parcialmente compensados por intereses de colocaciones financieras por ARS 806 millones y menores pérdidas por diferencias de cambio por ARS 782 millones producto de una menor devaluación del peso en el trimestre y una menor deuda en moneda extranjera.

El **resultado neto** disminuyó ARS 7.076 millones, alcanzando una pérdida de ARS 10.909 millones en el 2T21 contra una pérdida de ARS 3.833 millones en el mismo período de 2020. El mayor impacto (ARS 7,463 millón) puede explicarse por el mayor cargo del impuesto a las ganancias registrado en el período por el ajuste generado por el cambio de la alícuota del mismo. por ARS 11.520 millones, principalmente por un ajuste correspondiente al cambio en la alícuota del impuesto a las ganancias, sancionado en junio de este año mediante la Ley N° 27.630, aplicable para el ejercicio 2021.

Asimismo, se registró una menor pérdida en el del resultado operativo, mayores cargos financieros originados por el diferimiento del pago de las obligaciones con el Mercado Eléctrico Mayorista y un mayor resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo en la moneda (RECPAM).

EBITDA ajustado

Si bien el **EBITDA** ajustado tuvo un incremento positivo en el 2T 2021, en el primer semestre disminuyó un 41 % con respecto al primer semestre del 2020. La diferencia se explica por una disminución de los ingresos por ventas, compensado por una disminución en los costos operativos, una mejora en las pérdidas de energía, ingresos reconocidos por del Acuerdo Marco para inversiones y un aumento en la tarifa a partir del 1° de mayo de 2021

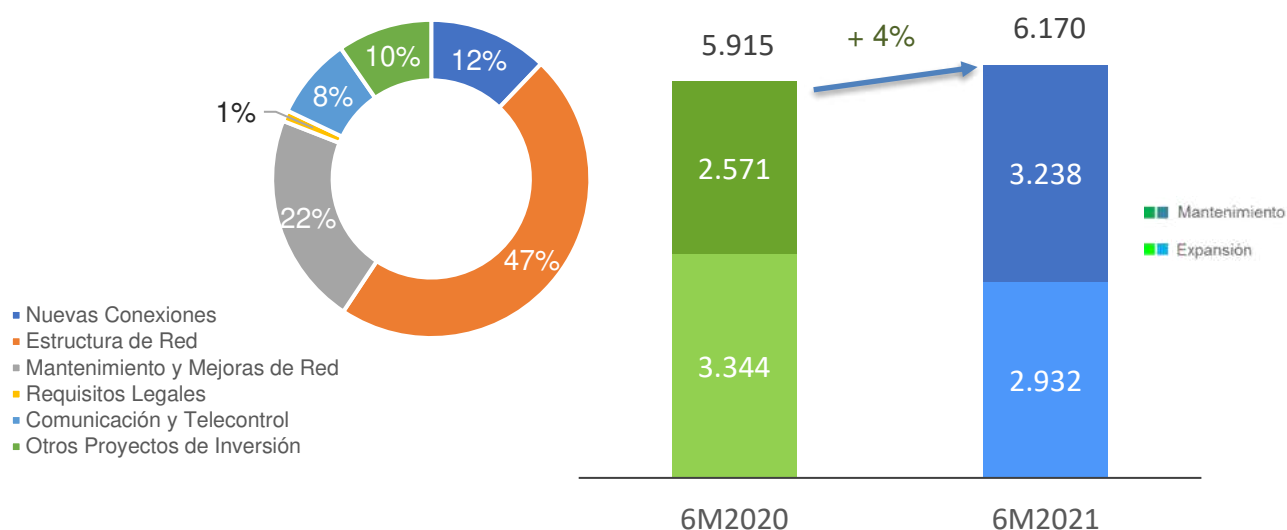
. No existen entre los períodos de comparación ajustes al EBITDA.

En millones de Pesos en moneda constante	6 Meses			2T		
	2021	2020	Δ%	2021	2020	Δ%
Resultado operativo	(1.643)	(221)	643%	(655)	(3.148)	(79%)
Depreciación de propiedades, plantas y equipos	4.048	4.291	(6%)	2.028	2.152	(6%)
EBITDA	2.405	4.070	(41%)	1.373	(996)	na

Inversiones en Bienes de Capital

Las inversiones en Bienes de Capital de **edenor** durante el primer semestre 2021 las inversiones fueron de ARS6.170 millones comparado con ARS 5.915 millones en el mismo período el año pasado. Las inversiones del período fueron las siguientes:

- ARS 748 millones en nuevas conexiones;
- ARS 2.912 millones en mejoras en la estructura de la red;
- ARS 1.334 millones en mantenimiento;
- ARS 69 millones en requisitos legales;
- ARS 513 millones en comunicaciones y telecontrol;
- ARS 595 millones en otros proyectos de inversión



Durante el primer semestre de 2021 las inversiones alcanzaron ARS 6.170 millones lo que significa un incremento del 4 % en términos reales respecto del mismo período del año anterior, a pesar de la disminución en el segundo trimestre que obedece principalmente al impacto de la registración extraordinaria del banco de transformación 500/220 Kw de 800 MVA en la estación General Rodríguez por ARS 1.385 millones registrado el en segundo trimestre del año pasado. Sin esta activación las inversiones se hubieran visto incrementadas en mayor medida

Por su parte la inversión más destacada del segundo trimestre de este año fue la instalación de 40 MVA de los 80 MVA previstos en la ampliación de la subestación Nordelta.

El plan de inversiones ejecutadas en los últimos años sigue mostrando resultados que se reflejan en una continua mejora en la calidad de servicio, al reducir la duración y frecuencia de los cortes desde 2014, y superar así los requerimientos regulatorios previstos en la última revisión tarifaria integral, incluso llegando a superar este año los indicadores de calidad exigidos por el regulador para el fin del período tarifario en febrero 2022.

Estándares de Calidad del Servicio

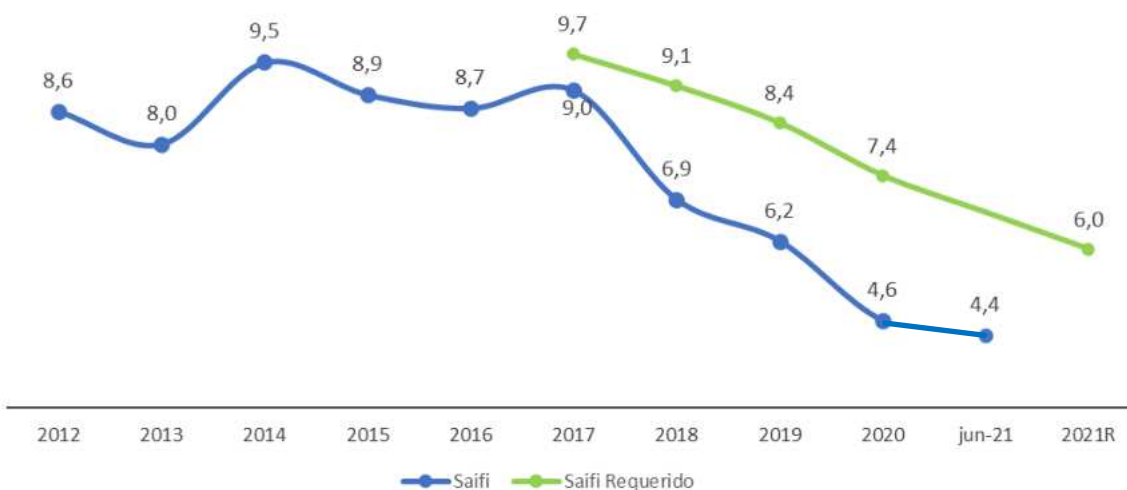
Los estándares de calidad se miden a través de la duración y la frecuencia de las interrupciones en la prestación del servicio utilizando los indicadores SAIDI y SAIFI. SAIDI se refiere a la duración de las interrupciones, mide la cantidad de horas que un usuario está sin servicio por año. SAIFI se refiere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

Al cierre del segundo trimestre de 2021 los indicadores SAIDI y SAIFI para los últimos 12 meses fueron de 11,9 horas y 4,4 cortes por año, mejorando un 10,9% y 18,0%, respectivamente comparados con el mismo período del año anterior. A su vez los indicadores son un 13,1% y 27,4% menores a los valores objetivo requeridos por la RTI para fines de 2021. Esta recuperación en el servicio se debe principalmente al plan de inversión que ha realizado la empresa desde 2014, las distintas mejoras implementadas en los procesos operativos y la adopción de tecnología aplicada a la operación y gestión de la red.

SAIDI



SAIFI

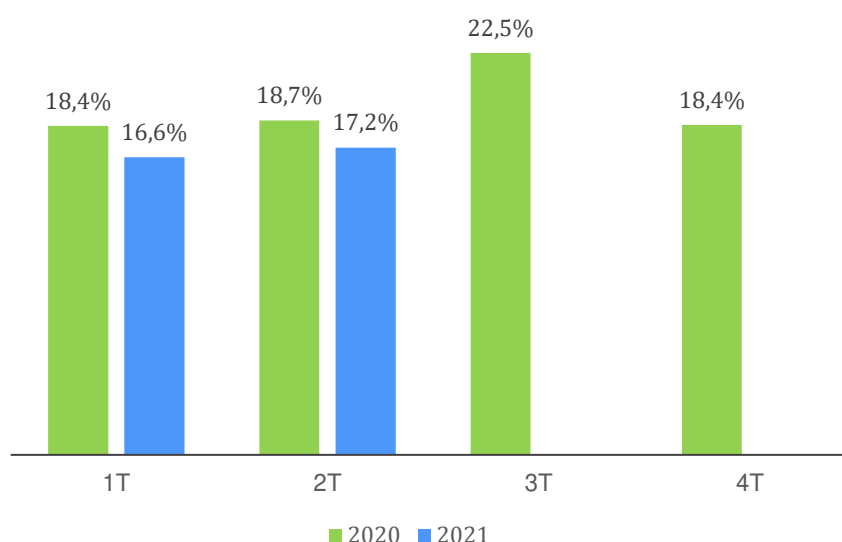


Pérdidas de Energía

En el 2T21, las pérdidas de energía disminuyeron a 17,2% en comparación con 18,7% en el mismo periodo del año anterior. El costo asociado a las pérdidas se mantuvo estable, arrojando una disminución de un 64,5% en términos reales. Esto impacta en una mejora en términos reales de ARS 954 millones.

Se continuó con el trabajo de equipos multidisciplinarios para brindar nuevas soluciones a las pérdidas de energía, así como también con las actividades de disciplina de mercado (DIME) destinadas a reducirlas. Se utilizaron herramientas analíticas e inteligencia artificial para lograr mejoras en la efectividad del direccionamiento de inspecciones y se realizaron tareas DIME con el objetivo de detectar y normalizar conexiones irregulares, fraudes y hurtos de energía.

Durante el último año se efectuaron aproximadamente 428 mil inspecciones de medidores en Tarifa 1 con un 57% de efectividad y se instalaron más de 29.650 Medidores Integrados de Energía (MIDE). En cuanto al recupero de energía, además de la normalización de clientes con MIDE se realizó la normalización de clientes clandestinos con medidores convencionales. A su vez se implementó un nuevo sistema de balance de energía y el desarrollo de micro-balances en barrios privados. En todos los casos se ha observado una llamativa tasa de reincidencia en el fraude.



Endeudamiento

Al 30 de junio de 2021, el capital pendiente de amortización de deuda financiera denominada en dólares es de USD 98,1 millones, mientras que la posición de caja neta de deuda financiera es de USD 40,3 millones. La deuda financiera se compone únicamente por las Obligaciones Negociables con vencimiento en 2022. Por último, con posterioridad al cierre del trimestre, el 30 de junio se obtuvo el apoyo mayoritario de los tenedores de sus ON 2022 logrando la dispensa de la cláusula de cambio de control. Con esta aprobación, todos los vencimientos y condiciones de la ON se mantienen sin ninguna variación con respecto a los términos y condiciones originales de emisión.

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 2020, **edenor** vendió 20.179 GWh de electricidad y compró 25.124 GWh (Incluida la demanda del sistema de peaje), registrando ingresos por servicios por ARS 114 mil millones ajustados por inflación a junio 2021. A su vez la sociedad obtuvo un resultado neto negativo por ARS 22 mil millones.

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: 5411.4346.5511
investor@edenor.com
www.edenor.com

Estado de Situación Financiera Condensado Intermedio
al 30 de junio de 2021 y al 31 de diciembre de 2020
Valores expresados en moneda constante

<i>En millones de Pesos en moneda constante</i>	30.06.2021 AR\$	31.12.2020 AR\$		30.06.2021 AR\$	31.12.2020 AR\$
ACTIVO			PATRIMONIO		
ACTIVO NO CORRIENTE			Capital social		
Propiedades, plantas y equipos	158.688	156.428	Ajuste sobre capital social	45.816	45.808
Participación en negocios conjuntos	8	14	Prima de emisión	636	631
Activo por impuesto diferido	384	351	Acciones propias en cartera	31	31
Otros créditos	44	53	Ajuste acciones propias en cartera	979	987
Activos financieros a costo amortizado	80	300	Costo de adquisición de acciones propias	(3.823)	(3.823)
TOTAL DEL ACTIVO NO CORRIENTE	159.204	157.146	Reserva legal	3.232	3.232
ACTIVO CORRIENTE			Reserva facultativa	31.297	53.460
Inventarios	2.587	2.345	Otros resultados integrales	(273)	(273)
Otros créditos	374	781	Resultados acumulados	(11.636)	(22.163)
Créditos por ventas	17.330	17.721	TOTAL DEL PATRIMONIO	67.134	78.765
Activos financieros a costo amortizado	242	97	PASIVO		
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.557	5.463	PASIVO NO CORRIENTE		
TOTAL DEL ACTIVO CORRIENTE	33.689	29.189	Deudas comerciales	601	653
TOTAL DEL ACTIVO	192.893	186.335	Otras deudas	8.019	7.871
			Préstamos	9.379	10.345
			Ingresos diferidos	1.453	1.842
			Remuneraciones y cargas soc. a pagar	401	381
			Planes de beneficios	1.078	938
			Pasivo por impuesto diferido	40.726	29.691
			Previsiones	3.076	3.044
			TOTAL DEL PASIVO NO CORRIENTE	64.733	54.765
			PASIVO CORRIENTE		
			Deudas comerciales	50.994	41.348
			Otras deudas	4.247	3.756
			Préstamos	163	179
			Instrumentos financieros derivados	1	1
			Ingresos diferidos	37	46
			Remuneraciones y cargas soc. a pagar	3.251	4.677
			Planes de beneficios	84	105
			Impuesto a las ganancias a pagar, neto	370	-
			Deudas fiscales	1.468	2.245
			Previsiones	411	448
			TOTAL DEL PASIVO CORRIENTE	61.026	52.805
			TOTAL DEL PASIVO	125.759	107.570
			TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO	192.893	186.335

Estado de Resultados Integrales Condensado Intermedio
por el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2021 y 2020
Valores expresados en moneda constante

<i>En millones de Pesos en moneda constante</i>	30.06.2021 AR\$	30.06.2020 AR\$
Operaciones continuas		
Ingresos por servicios	47.148	59.513
Compras de energía	(29.557)	(38.051)
Subtotal	17.591	21.462
Gastos de transmisión y distribución	(11.490)	(12.584)
Resultado bruto	6.101	8.878
Gastos de comercialización	(5.035)	(6.817)
Gastos de administración	(3.089)	(2.835)
Otros ingresos operativos	2.054	1.700
Otros egresos operativos	(1.674)	(1.147)
Resultado operativo	(1.643)	(221)
Ingresos financieros	22	18
Gastos financieros	(10.183)	(4.404)
Otros resultados financieros	658	(2.123)
Resultados financieros netos	(9.503)	(6.509)
RECPAM	11.473	4.891
Resultado antes de impuestos	327	(1.839)
Impuesto a las ganancias	(11.963)	(853)
Resultado del ejercicio por operaciones continuas	(11.636)	(2.692)
Resultado por acción básico y diluido		
Resultado por acción operaciones continuas	(13,30)	(3,08)

Estado de Resultados Integrales Condensado Intermedio
por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2021 y 2020
Expresado en valores históricos

<i>En millones de Pesos en valores históricos</i>	30.06.2021	30.06.2020
	AR\$	AR\$
Operaciones continuas		
Ingresos por servicios	43.213	37.870
Compras de energía	(27.146)	(24.228)
Subtotal	16.067	13.641
Gastos de transmisión y distribución	(8.251)	(6.119)
Resultado bruto	7.816	7.522
Gastos de comercialización	(4.183)	(4.130)
Gastos de administración	(2.442)	(1.575)
Otros egresos operativos, netos	496	398
Resultado operativo	1.687	2.215
Ingresos financieros	19	11
Gastos financieros	(9.481)	(2.903)
Otros resultados financieros	719	(1.268)
Resultados financieros netos	(8.742)	(4.160)
Resultado antes de impuestos	(7.055)	(1.946)
Impuesto a las ganancias	55	(347)
Resultado del ejercicio por operaciones continuas	(7.000)	(2.292)
Resultado por acción básico y diluido		
Resultado por acción operaciones continuas	(8,00)	(2,62)

Estado de Flujo de Efectivo Condensado Intermedio
por el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2021 y 2020
Valores expresados en moneda constante

<i>En millones de Pesos en moneda constante</i>	30.06.2021	30.06.2020
	AR\$	AR\$
Flujo de efectivo de las actividades operativas		
Resultado del ejercicio	(11.636)	(2.692)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo provenientes de las actividades operativas:	15.759	9.303
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Aumento (Disminución) de créditos por ventas	(3.130)	(3.405)
Aumento (Disminución) de deudas comerciales	(3.033)	(3.160)
Pago de impuesto a las ganancias	-	(2.213)
Aumento (Disminución) de Deuda Comercial con Cammesa	13.435	13.660
Otros	(465)	(556)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	10.930	10.937
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(7.299)	(383)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(701)	(2.587)
(Disminución) Incremento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	2.930	7.967
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	5.463	698
Diferencia de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	163	(113)
Res por exp la inflación efectivo y equivalentes de efectivo	1	(39)
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	2.930	7.967
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	8.557	8.513
Información complementaria		
Actividades que no generan flujo de efectivo		
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo a través de un aumento de deudas comerciales	(609)	(679)
Adquisiciones de activos por derechos de uso a través de un aumento de otras deudas	(309)	(132)



Contacto de relaciones con el inversor:

Germán Ranftl

Director de Finanzas y Control

Silvana Coria

Gerenta Relaciones con Inversores

investor@edenor.com | Tel: +54 (11) 4346-5511

edenor[•]

edenor.com