

SUBSECRETARÍA DE
ENERGÍA

MINISTERIO DE
INFRAESTRUCTURA Y
SERVICIOS PÚBLICOS



GOBIERNO DE LA
PROVINCIA DE
BUENOS
AIRES

Distribuidoras de energía eléctrica de la Provincia de Buenos Aires

Informe de
Revisión RTI
2017-2022

Autoridades

Axel Kicillof

Gobernador de la Provincia de Buenos Aires

Agustín Simone

Ministro de Infraestructura y Servicios Públicos

Gastón Ghioni

Subsecretario de Energía

Marcelo Garrido

Director Provincial de Energía

Guillermina Cinti

Directora Provincial de Regulación

Marcelo Juiz

Presidente OCEBA

Coordinación

María Alejandra Sfeir

Equipo de trabajo

Jessica Bernardi Aiello, Roberto Emir Daoud, Guillermina Domian, Pablo Nicolás Jorge, Ricardo Jorge Lospinnato, Corina Martínez Gaggero y Pablo Moromizato.

Septiembre 2020

ÍNDICE

1.	Introducción	6
2.	Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires.....	8
2.1	Antecedentes.....	8
2.2	Ley N° 11.769. Marco regulatorio actual del sector eléctrico provincial	12
2.3	Normativa reciente.....	18
3.	Revisión Tarifaria Integral 2017-2022.....	37
3.1	Requerimiento de ingresos de las empresas distribuidoras eléctricas	38
3.2	Metodología	41
3.3	Distribuidoras municipales	49
4.	OCEBA: Controles de calidad del servicio y reglamentos de suministro y conexión.....	51
4.1	Estado de situación del Organismo de Control.....	51
4.2	Control de la calidad del Servicio Público de Distribución de energía eléctrica.....	52
4.3	Modificaciones a los Subanexos D y E de los Contratos de Concesión	55
5.	Inversiones: regulación, ejecución y control.....	66
5.1	Regulación y control de las inversiones	66
5.2	Inversiones realizadas.....	70
5.3	Inversiones relevantes no realizadas	74
5.4	Apagón por falla doble en sistema de alimentación de Alta Tensión en Sub Estación City Bell.....	78
6.	Situación actual	81
6.1	Aplicación de la RTI:.....	81
6.2	Otros conceptos	85
7.	Situación económico financiera de las distribuidoras provinciales.....	94
7.1	Análisis y principales resultados de los Estados Contables 2015-2019.....	94
7.2	Resultados de la operación.....	106
7.3	Distribución de Dividendos	116
7.4	Estructura de costos	117
8.	Conclusiones.....	124
	Anexos	130
	ANEXO I – Síntesis resoluciones tarifarias emitidas desde la implementación de la RTI	130
	ANEXO II – Amparos judiciales.....	133
	ANEXO III - Modificaciones Subanexo D.	139
	ANEXO IV - Modificaciones e incorporaciones al Subanexo “E”	144
	ANEXO V. Penalizaciones a distribuidoras provinciales	148

ANEXO VI – Inversiones incluidas en la RTI.....	150
ANEXO VII – Deuda Agregado Tarifario	203

1. Introducción

Durante los cuatro años de la gestión anterior en la Provincia de Buenos Aires, en línea con la estrategia del Estado Nacional, se llevó a cabo un proceso de fuertes ajustes tarifarios con grandes impactos en los bonaerenses, hogares, comercios, industrias grandes y pequeñas, todos se vieron afectados por aumentos en las facturas que oscilaron entre 2.000% y 3.500% en apenas tres años. Una parte representativa de los incrementos correspondió a quitas de subsidios del Estado Nacional en los costos mayoristas y, otra parte respondió a un aumento en los ingresos de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

El incremento tarifario contribuyó a profundizar el contexto de crisis económica y social en el que se encontraba y encuentra nuestro país en general y la Provincia de Buenos Aires en particular. Caída de los niveles de actividad, alta inflación, caída del salario real y aumento de la pobreza son solo algunos de los indicadores de la larga lista que da cuenta del deterioro macroeconómico y de la destrucción de una parte importante del tejido social y productivo. La implementación de la tarifa social no alcanzó para atenuar el impacto del aumento de los servicios públicos, con dificultades en el empadronamiento (errores de inclusión y exclusión) y niveles bajos de subsidios en las facturas finales.

En este marco, una de las primeras acciones, de la actual gestión, fue la presentación de la Ley N° 15.165 que declaró el estado de Emergencia Social, Económica, Productiva y Energética en el ámbito de la provincia de Buenos Aires, facultando al Poder Ejecutivo a disponer la suspensión de todos los aumentos tarifarios a partir del 1° de enero de 2020 por el plazo de 180 días, prorrogables mientras se mantenga el estado de emergencia energética.

Durante dicho plazo el Poder Ejecutivo quedó facultado para, con intervención del Organismo de Control de Energía Eléctrica (OCEBA) de la Provincia de Buenos Aires y del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos, iniciar un proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) vigente, o a iniciar una revisión de carácter extraordinario y proceder al análisis integral de los cuadros tarifarios en materia de servicio público de distribución de energía eléctrica de jurisdicción provincial, incluyéndose los costos, gastos e inversiones comprometidas y efectivamente realizadas, por aplicación del marco regulatorio respectivo.

En ese contexto, mediante la Resolución MlySP N° 20/2020 se efectivizó la suspensión temporaria de los aumentos tarifarios que debían comenzar a regir a partir del 1° de enero de 2020 y se dio comienzo a un proceso de revisión de los ingresos requeridos y reconocidos en los cuadros tarifarios resultantes de la RTI que incluye el cumplimiento de las inversiones comprometidas.

Como parte del proceso de revisión de los ingresos requeridos y reconocidos en la última RTI, el 14 de febrero del corriente año, se efectuó una solicitud de información a las empresas distribuidoras provinciales EDEA, EDES, EDEN y EDELAP, a la cual debían responder en carácter de declaración jurada. En el requerimiento de información se pidieron datos económicos y financieros: flujos de fondos, costos desagregados, estados contables, deudas, entre otros; datos de inversiones realizadas y a realizar; datos operativos y de estado de la red; datos de calidad del servicio y bases de tarifa social. El análisis de parte de la información solicitada se incorpora en el presente informe.

Adicionalmente, se realizó un análisis pormenorizado de las actuaciones administrativas e informes técnicos que formaron parte del proceso de la RTI y de los ajustes tarifarios posteriores.

El objetivo general del presente informe es presentar los resultados finales de la revisión de los ingresos reconocidos en la RTI y de la ejecución y control de las inversiones realizadas. Adicionalmente, se incorpora el análisis de toda la información recabada en los últimos 180 días que hacen al funcionamiento actual del sector de distribución de energía eléctrica y que afectan a la regulación del mismo.

En primer lugar, se realiza un recorrido histórico y normativo del marco regulatorio del sector, tanto de las normas generales como de las resoluciones tarifarias de los últimos cuatro años, en especial aquellas que aprueban el proceso de la RTI. Luego se presenta la metodología utilizada en la RTI, los supuestos aplicados, la información de base y los ingresos reconocidos como resultado de la misma. En el siguiente capítulo se desarrollan los cambios que se realizaron en los regímenes de calidad del servicio y el rol del OCEBA, incluyendo un estado de situación del organismo actual. En el capítulo 5 se presenta un racconto de los mecanismos de control de inversiones, llevados a cabo por la Autoridad de Aplicación, incluyendo detalles de las inversiones ejecutadas y grados de incumplimiento. Seguidamente se evalúa la implementación efectiva de la RTI, identificando desfasajes y mecanismos de compensación recibidos por las empresas, adicionalmente en dicho capítulo se presentan diversos temas que hacen a la situación actual de las empresas y del regulador. Finalmente, se realiza un análisis detallado de los estados contables y los costos de las empresas, identificando la rentabilidad obtenida en los últimos años y la distribución de dividendos entre otros indicadores. Como cierre del informe se sintetizan las conclusiones principales del análisis llevado a cabo y se plantean los desafíos a futuro a los fines de mejorar la capacidad regulatoria del Estado provincial.

El trabajo que aquí se presenta fue realizado por la Subsecretaría de Energía, con la colaboración de todas las áreas que de ella dependen: OCEBA, Dirección Provincial de Energía y Dirección Provincial de Regulación.

2. Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires.

2.1 Antecedentes

Antecedentes históricos de la prestación

La prestación del servicio público de electricidad en la provincia de Buenos Aires estuvo circunscripta en un principio al ámbito municipal. Cada municipio prestaba per se el servicio o a través de concesiones a particulares, modalidad bajo la cual llegaron a funcionar alrededor de 300 pequeñas usinas, obra de iniciativas particulares independientes entre sí.

Entre los años 1925 y 1930 muchas de estas usinas fueron adquiridas por grandes compañías que les dieron a las mismas una organización distinta. Durante este período comienzan a actuar las siguientes compañías: CADE, Compañía Argentina de Electricidad; CEP, Compañía de Electricidad de la Provincia; CESA, Compañía de Electricidad del Sud Argentino; CIAE, Compañía Ítalo Argentino de Electricidad; SUDAM, Compañía Sudamericana de Servicios Públicos y Compañía Suizo-Argentino.

En simultáneo, aparecen en el ámbito de la provincia las cooperativas de vecinos. En tal sentido, el movimiento cooperativo en la materia se inició en el año 1926 en Punta Alta y al año siguiente en las localidades de Lima y Mercedes.

En dicho marco, llegaron a tener vigencia en el período analizado cuatro tipos de concesiones: 1) las correspondientes a las grandes compañías; 2) las otorgadas a contratistas independientes de las anteriores; 3) las concesiones otorgadas a sociedades anónimas populares y cooperativas y 4) las concesiones provinciales para la producción y transporte de energía eléctrica con fines de interconexión.

Antecedentes normativos

Al reunirse en 1934 la Convención encargada de reformar la Constitución entonces vigente - sancionada el 22 de octubre de 1889-, se abordó la materia referida al régimen de la prestación del servicio eléctrico. Al respecto, al considerar en particular la Sección Sexta denominada: "Del Régimen Municipal", se estableció que eran atribuciones inherentes al régimen municipal: "...Constituir consorcios de municipalidades y cooperativas de vecinos a los fines de la creación de súper usinas generadoras de energía eléctrica..." (Constitución Provincial de 1934).

Posteriormente, se dictaron las Leyes N° 4742, N° 5156 y 5239. Con la primera de ellas, se declaró servicio público al suministro de energía eléctrica. La prestación de dicho servicio y las instalaciones de generación, transporte, transformación y distribución de la energía destinadas al mismo, se realizarán bajo la fiscalización de la Provincia o Municipalidades, de acuerdo con su respectiva jurisdicción, en las condiciones que en esa ley se establecen.

En materia de jurisdicción, la Ley N° 4742 del año 1939, dispuso en su artículo 8 que, "quedan sometidos a la jurisdicción provincial las instalaciones de propiedad de la Provincia, el

transporte de la energía generada en un partido de la Provincia y transmitida a otro u otros partidos, y el uso de los caminos públicos construidos, mejorados o conservados a costo o con intervención directa del Gobierno de la Provincia". Por su parte, se estableció que los servicios de suministro de electricidad dentro de cada uno de los partidos municipales que integren la Provincia, quedan sometidos a la jurisdicción municipal y a lo dispuesto por el artículo 94 de la Ley N° 4.687.

La Ley N° 5156 de 1947, estableció un nuevo régimen para el servicio público de electricidad. Se declararon de utilidad pública y sujeta a expropiación, las instalaciones, inmuebles y bienes en general afectados a la producción, transporte y/o distribución de energía eléctrica destinada al servicio público. En virtud de este proceso expropiatorio, pasaron a ser propiedad de la Provincia numerosas usinas (25 de Mayo, Lobos, Bragado, Chivilcoy, Mercedes, Bahía Blanca, Miramar, Dolores, Chascomús y Coronel Suárez).

A partir de esta Ley N° 5156, el Estado provincial pasó a desempeñar un papel sumamente activo como prestador directo del servicio y orientador de la política energética.

En su artículo 2°, se estableció que desde de la fecha de su promulgación, la Provincia o las Municipalidades no otorgarán nuevas concesiones a empresas privadas o particulares, ni renovarían ni ampliarán las vigentes. Se excluyó de dicha prohibición a las cooperativas eléctricas y organismos análogos de economía mixta, integrados exclusivamente por el poder público y los usuarios o los consorcios constituidos por municipalidades.

Por Ley N° 5239 del mismo año denominada "Ley de Electrificación de la Provincia de Buenos Aires", se faculta a la Dirección de Electricidad y Mecánica (nueva denominación de la Dirección de Servicios de Electricidad, Ente oportunamente creado por Ley N° 4742) a proponer al Poder Ejecutivo la primera etapa de un plan general de electrificación.

Luego, y a través del Decreto-Ley N° 21202/57, la entonces Dirección de Electricidad y Mecánica, queda constituida como Dirección de la Energía de la Provincia de Buenos Aires (D.E.B.A.), siendo sus funciones más relevantes la producción, transformación, transporte, distribución compra y venta de energía eléctrica, construcción y explotación de fábricas de energía eléctrica, asesoramiento, elaboración de proyectos de electrificación racional en la provincia, entre otras.

A posteriori mediante Ley N° 7952/72, se aprueba un nuevo estatuto para la Dirección de la Energía de la Provincia de Buenos Aires (D.E.B.A.), estableciéndose por su artículo 1°, que "la Dirección de la Energía de la Provincia de Buenos Aires (DEBA), es la entidad autárquica, que tiene por objeto la atención de las necesidades de energía eléctrica en territorio provincial, la explotación de los servicios públicos de electricidad a su cargo".

En 1990 a través de la Ley N° 10.904, se produjo la transformación de la Dirección de la Energía de la Provincia de Buenos Aires (D.E.B.A.), separando y reservando, para el Estado el rol de gobierno en materia energética e iniciándose un proceso que luego derivaría en la privatización de la prestación del servicio. En ese sentido, la sanción de dicha normativa tuvo como finalidad asignar al Estado un rol promotor de acciones y políticas públicas separando la regulación de la prestación efectiva del servicio público. El estado crítico de algunas de las formas de gestión estatal fue el argumento que en ese momento se esgrimió para iniciar este proceso.

En dicho contexto, se autorizó al P.E. a constituir, sobre la base del patrimonio neto de la entonces D.E.B.A., una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria bajo el régimen de la Ley 19.550 (capítulo II, sección VI), que se denominará Empresa Social de Energía de Buenos Aires (ESEBA).

Con fecha 30 de julio de 1990, se constituyó formalmente la Sociedad E.S.E.B.A. S.A., de conformidad a las disposiciones citadas, aprobándose el Estatuto Social por Decreto N° 2783/90. Constituida la Sociedad, a partir del 1 de agosto de 1990 comenzó a desarrollar sus actividades en cumplimiento del objeto social para el cual había sido creada, en un marco referencial idéntico al que encuadraba su actividad la ex Dirección de la Energía, pero con la clara decisión de transformar a la prestadora dentro de un proceso de privatización en el cual parte de su capital estaba destinado a ser suscripto e integrado por terceros.

Proceso de privatización

La reforma del Estado, implementada en la década de 1990 en la Argentina, tuvo como uno de sus principales ejes la privatización de las empresas públicas. Esto modificó profundamente el mercado eléctrico estableciendo un nuevo marco regulatorio para la actividad. Trajo aparejado su desintegración vertical y horizontal y la privatización de la mayoría de sus unidades de negocios, bajo el presunto supuesto de que esto generaría competencia en los distintos segmentos de la actividad.

Para el caso de la distribución de energía eléctrica, por ser un monopolio natural regulado, se pretendió, mediante la desintegración horizontal, generar las condiciones para la denominada “competencia por comparación”. En paralelo, los entes reguladores asumirían la responsabilidad de prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas, o de abuso de posición dominante.

El sector eléctrico bonaerense, no fue la excepción de este profundo proceso de privatizaciones. Se produjo la privatización de la empresa provincial de energía (ESEBA) y la implementación de un nuevo marco regulatorio provincial, como resultado de la desintegración horizontal de la distribución eléctrica provincial se crearon tres unidades de negocio independientes (EDEN, EDEA, EDES) que luego fueron privatizadas. La cuarta empresa distribuidora que existe actualmente en la provincia, EDELAP, fue transferida recién en el año 2011 al ámbito regulatorio provincial, ya que después de la privatización en los noventa se había mantenido bajo la órbita del Estado nacional.

Mediante la Ley N° 11.771 de 1996, la provincia de Buenos Aires procede a la privatización total o parcial de los servicios, prestaciones u obras cuya gestión se encontraba a cargo de ESEBA. De este modo se procede a la venta de las acciones de las empresas generadoras y las acciones de las empresas titulares de las concesiones de distribución y transporte.

La desintegración vertical se lleva a cabo mediante la Ley provincial N° 11.771 que define la división de ESEBA en: “Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A. y ESEBA GENERACIÓN S.A., mientras dure el proceso de privatización.” Y la desintegración horizontal se estableció con la creación de una comisión integrada por cuatro representantes del Poder Ejecutivo y cuatro

del Poder Legislativo que trabajaron en la definición de las unidades de negocios, los estatutos societarios correspondientes así como los pliegos de licitación y contratos de concesión.

A su turno, el Decreto N° 191/96 designó al Ministro de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires como Autoridad de Aplicación de la Ley N° 11.771 y de todas las gestiones relativas a la privatización de los servicios, prestaciones y obras cuya gestión legal se encuentra a cargo de E.S.E.B.A. S.A. Determinó asimismo, que el Poder Ejecutivo constituirá y adecuará las sociedades anónimas de generación, distribución y transporte para la posterior venta de las acciones de las mismas.

En el marco del artículo 3° de la Ley N° 11.771, la Comisión integrada por representantes del Poder Ejecutivo y del Poder Legislativo elevó una propuesta de privatización de los servicios a cargo de ESEBA S.A., que incluyó la separación de dicha empresa en distintas unidades operativas o unidades de negocio, para facilitar su transferencia al sector privado, quedando todas esas unidades sujetas al marco regulatorio establecido por Ley N° 11.769.

Es así que, en base a la referida propuesta, el P.E. dictó el Decreto N° 106/97, por cuyo artículo 1° se estableció que: “Sobre la base del patrimonio de ESEBA S.A., dispónese la constitución de las siguientes unidades de negocio: “Central Piedra Buena S.A.”, “Centrales de la Costa Atlántica S.A.”, “Empresa Distribuidora de Energía Norte S. A.”, “Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A.” y “Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.”. La “Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. - TRANSBA S.A.” constituye una unidad de negocio independiente”.

Por el art. 2°, se aprobaron los estatutos de “Central Piedra Buena S.A.”, “Centrales de la Costa Atlántica S.A.”, “Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A.”, “Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A.” y “Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.” y la adecuación del Estatuto Societario de la “Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. TRANSBA S.A.”.

En cuanto a la integración accionaria de las citadas sociedades, el Decreto estableció que “las acciones de las sociedades mencionadas corresponderán: un noventa y nueve por ciento de su capital accionario a la Provincia de Buenos Aires y un uno por ciento a Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A.-ESEBA S.A., hasta que se efectúe la transferencia al sector privado. El Ministerio de Obras y Servicios Públicos será el tenedor del paquete accionario de titularidad de la Provincia de Buenos Aires y ejercerá los derechos societarios consecuentes”.

Por último, el artículo 6° facultó “al Ministerio de Obras y Servicios Públicos a determinar los activos, pasivos, personal y los contratos correspondientes a las Unidades de Negocio a que se refiere el artículo primero, y a disponer su transferencia según correspondiere”.

Seguidamente, se dictó el Decreto N° 107/97, por el cual se dispuso:

- Otorgar a “Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A.”, a “Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A.” y a “Empresa Distribuidora de Energía Sur S. A.”, por el término de noventa y cinco años, la concesión del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, dentro de la zona de prestación y conforme las condiciones que se establecen en los respectivos contratos de concesión, cuyo texto se aprobó por el mencionado decreto.

- Disponer la caducidad de la Concesión del Servicio Público de la cual resulta titular ESEBA S.A, a partir de la fecha.

- Aprobar el Pliego de Bases y Condiciones que regirá la Licitación Pública Nacional e Internacional para la venta de la totalidad de las Acciones Clase A, B y C de “Central Piedra Buena S.A.”, “Centrales de la Costa Atlántica S.A.”, “Empresa de Distribución de Energía Norte S.A.”, “Empresa de Distribución de Energía Atlántica S.A.”, “Empresa de Distribución de Energía Sur S.A.” y “Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. TRANSBA S.A.”. (art. 4°).

Una vez realizada la Licitación Pública Nacional e Internacional para la venta de la totalidad de las Acciones Clase A, B y C de las sociedades creadas, el P.E dictó el Decreto N° 1315/97, por el cual se dispuso la adjudicación de las acciones y la aprobación de los contratos. El detalle de las empresas de distribución es el siguiente:

- Adjudicar el 100% de las Acciones Clase “A”, Clase “B” y Clase “C” de las distribuidoras “Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A.” y “Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.” al oferente “Aeseba S.A.- Cea Operating Argentina S.A.”.

- Adjudicar el 100% de las Acciones Clase “A”, Clase “B” y Clase “C” de la distribuidora “Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A.”, al oferente “Inversora Eléctrica de Buenos Aires S.A.”.

- Aprobar los contratos de transferencia de “Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A.”, “Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.” y “Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A.”, suscriptos en la fecha 30 de abril de 1997 entre el Ministerio de Obras y Servicios Públicos, Eeseba S.A. y sus respectivos adjudicatarios mencionados precedentemente.

2.2 Ley N° 11.769. Marco regulatorio actual del sector eléctrico provincial

El proceso de privatización del sector eléctrico, conllevó asimismo la sanción de un nuevo marco regulatorio para el servicio de energía eléctrica. Es así que, con fecha 4 de enero de 1996, se dicta la Ley Provincial N° 11.769, en cuyos fundamentos se señala la necesidad de establecer un nuevo Marco Regulatorio Eléctrico Provincial, “que caracteriza la actividad con el mismo criterio que el marco nacional, pero que plantea algunas diferencias basadas en las características propias de nuestro territorio provincial”.

El nuevo marco regulatorio, declara por su artículo 2°, en consonancia con la legislación nacional, como servicio público el transporte y la distribución eléctrica. Entre los objetivos de “la política de la provincia de Buenos Aires en materia eléctrica”, desarrollados en el artículo 3 de la ley, se menciona la necesidad de integrar “la actividad eléctrica bonaerense a la transformación dispuesta para el sector en el orden nacional por la Ley N° 24.065” (artículo 3, inciso c), y “Alentar la realización de inversiones de riesgo en generación, transporte, y distribución, asegurando la competitividad cuando ello sea posible” (artículo 3, inciso h), entre otros. En este sentido, el artículo 27 establece las limitaciones a la integración horizontal en el segmento de la distribución eléctrica provincial: “El poder ejecutivo a pedido de dos o más poderes concedentes municipales, previa recomendación de la Autoridad de Aplicación, podrá autorizar la unificación de los servicios prestados por dos o más distribuidoras (...)”.

El artículo 5 establece como Autoridad de Aplicación al Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos, “quien ejercerá las atribuciones inherentes al poder público en lo referente al diseño y la implementación de las políticas en materia de energía eléctrica de la Provincia de

Buenos Aires” (artículo 54). Entre las misiones destacadas se encuentra la de “elaborar estudios e informes sobre la situación y la prospectiva de la industria eléctrica de la Provincia, aconsejando las medidas convenientes para la consecución de los propósitos perseguidos, coordinadamente con la autoridad competente en el orden nacional” (artículo 54, inciso j).

A su vez se establece la creación de un Organismo de control (artículo 6), el cual “gozará de autarquía y tendrá plena capacidad jurídica para actuar en el ámbito del derecho público y privado (...)” (artículo 55). Entre las funciones del Organismo de Control que se enumeran, se encuentra la de “prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las actividades eléctricas” (artículo 62, inciso i).

Sentado lo anterior cabe indicar que las facultades regulatorias sobre la prestación quedan reservadas para la Autoridad de Aplicación, es decir, el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos.

Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA)

Ámbito de actuación

El Organismo de Control de Energía Eléctrica, es un ente autárquico que tiene competencia, conforme lo establecido por la Ley N° 11.769, en el ámbito de la prestación de los servicios públicos de electricidad que se desarrollan en la provincia de Buenos Aires.

En el cumplimiento de sus funciones de fiscalización y control que le son propias, debe ajustarse a los objetivos fijados por la provincia en la materia en el artículo 3 de la citada Ley N° 11.769.

Su competencia abarca las áreas sujetas a concesión provincial del servicio público de distribución de energía eléctrica EDELAP S.A., EDEA S.A., EDEN S.A., EDES S.A. y 200 cooperativas, quedando exceptuados los partidos donde el servicio público es prestado por Edenor S.A. y Edesur S.A.

Cabe recordar que, la transferencia de EDELAP S.A. a la jurisdicción provincial, y consecuentemente al control del OCEBA se llevó a cabo a partir del año 2011, como consecuencia de los acuerdos llevados a cabo entre el Estado Nacional y la provincia de Buenos Aires.

Dicha transferencia, implicó para el OCEBA un aumento del universo de usuarios controlados del orden del 20%.

Objetivos

1. Controlar la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica en el ámbito de la provincia de Buenos Aires defendiendo los intereses de los usuarios y el derecho de todo habitante de la provincia de Buenos Aires al acceso a la energía eléctrica, para lo cual:
 - o Fiscaliza el cumplimiento de los parámetros de calidad del servicio público
 - o Controla el cumplimiento de las obligaciones asumidas por los distribuidores provinciales y municipales en los respectivos contratos de concesión
 - o Atiende y resuelve los reclamos de los usuarios

- Aplica las sanciones previstas en el Marco Regulatorio Eléctrico, frente a apartamientos.
2. En materia tarifaria:
- Realiza los estudios y determina la base de cálculo de los cuadros tarifarios, teniendo en consideración la normativa nacional en materia de generación y transporte así como las instrucciones emanadas de la autoridad de aplicación.
 - Administra el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias (FPCT)
3. En materia medioambiental:
- Fiscaliza el cumplimiento de las normas de seguridad y preservación del medioambiente.

Principios Regulatorios

Como fuera expresado, la actividad de distribución al no estar sujeta a competencia, dada su condición de monopolio natural es una actividad regulada.

El monopolio natural implica que la red de infraestructura básica es única, - por cuanto resultaría antieconómico construir una duplicación de redes de distribución, y, por ende no existe posibilidad para el usuario de elegir otro prestador del servicio. Ello requiere que la regulación, a cargo del Estado, sea adecuada para asegurar una prestación eficiente.

La regulación, consiste fundamentalmente, en la fijación de las tarifas a aplicar al usuario final y en el control de la calidad de la prestación del servicio que se brinde (control por resultados), previendo expresamente sanciones por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que afecten la continuidad y calidad de su prestación.

Los criterios regulatorios aplicables establecidos en la Ley 11.769 son:

- Tarifas máximas o Price cup: consiste en autorizar por un período de tiempo preestablecido un precio máximo independientemente del comportamiento de los costos o de la demanda del servicio, tendiente a lograr eficiencia en la prestación. Este precio máximo debe cubrir los costos de prestación del servicio “eficiente” más una tasa de retorno o rentabilidad razonable.
- Control por comparación o benchmarking: se realiza a los fines de comparar costos de las diferentes prestadoras para determinar la eficiencia a través del criterio de la empresa modelo.
- Control de la calidad del servicio -control por resultados-: Se establece el régimen de calidad del servicio, motivo por el cual la definición de las inversiones que resultan necesarias para lograr los niveles de calidad establecidos son a elección y riesgo de cada distribuidor.
- Contabilidad regulatoria -control ex ante-: se requiere el desarrollo de esta contabilidad con la finalidad de poder tener otra herramienta regulatoria y de control de las cuentas contables afectadas a la concesión, que permita realizar un control concomitante del desarrollo de la concesión.

Principios Tarifarios

Respecto a las tarifas de los servicios públicos de electricidad, en jurisdicción de la provincia de Buenos Aires, la Ley 11.769 establece que:

- Los servicios serán ofrecidos a tarifas justas y razonables.
- La aprobación de las tarifas será atribución exclusiva de la Autoridad de Aplicación, de acuerdo con el régimen y los procedimientos para el cálculo tarifario establecido en los contratos de concesión.
- El Organismo de Control –OCEBA- realizará los estudios y establecerá las bases para la revisión periódica de los cuadros tarifarios.
- El régimen tarifario del servicio incluirá una tarifa de interés social para ser aplicada a aquellos usuarios residenciales con escasos recursos económicos.
- Los montos a abonar por parte de los usuarios, para iguales usos, modalidades de consumo y cantidad de unidades físicas, serán uniformes en todo el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1º, segundo párrafo de esta Ley, salvo las lógicas diferencias que surjan como consecuencia de lo enunciado en el Artículo 42º inciso c) y que no sean compensadas por los mecanismos previstos en el Capítulo X de la Ley.

Es decir que, la norma provincial vigente y aplicable establece que “la aprobación de las tarifas a aplicar por los concesionarios provinciales y municipales en el ámbito de la Provincia es atribución exclusiva del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos (el “MIySP”) en su calidad de Autoridad de Aplicación según las previsiones contenidas en la Ley 11.769 y modificatorias (según T.O. Dto 1868/04), de conformidad con el régimen y los procedimientos para el cálculo tarifario establecidos en el contrato de concesión, quedando a cargo del Organismo de Control de la Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (“OCEBA”) realizar los estudios y establecer las bases para la revisión periódica de los cuadros tarifarios”.

El artículo 42 de la Ley 11.769 dispone que, las tarifas de distribución de energía en la Provincia de Buenos Aires deben cubrir los siguientes costos:

- a) costo de adquisición de la electricidad;
- b) costo de transporte; y
- c) costos propios de distribución.

De ello resulta que, tanto los costos de adquisición de la electricidad en el MEM, como los correspondientes al transporte, son precios fijados por la Secretaría de Energía de la Nación, y deben ser trasladados a la tarifa de distribución provincial de acuerdo al procedimiento establecido en el Subanexo B de los respectivos contratos de concesión. Es decir, la autoridad provincial se limita a aprobar su traslado a tarifa, tal como estos fueron fijados por las autoridades nacionales (pass through), sin tener injerencia alguna en la determinación de su monto.

Es por ello que, la Provincia, a través de la Autoridad de Aplicación tiene a su cargo únicamente la determinación de los costos propios de distribución, cuya composición se encuentra específicamente establecida en el artículo 42, inciso c), de la Ley 11.769. Así el costo propio de distribución debe reconocer:

- Costos normales y razonables de comercialización y de explotación del servicio;
- Costos de capital, amortización y renovación de equipos e instalaciones;
- Expansiones de las redes necesarias;
- Impuestos;
- Una tasa de rentabilidad razonable equiparable a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente, debiendo tener en cuenta asimismo las justificables diferencias de costo que existan en la prestación del mismo tipo de servicio en las distintas áreas de la Provincia, que surjan de particularidades geográficas, de la forma de su prestación, y cualquier otra característica que la Autoridad de Aplicación estime relevante.

Por otra parte el artículo 44 de la Ley 11.769 establece que:

- (i) Los contratos de concesión provinciales y municipales incluirán un cuadro tarifario inicial válido por un período de cinco (5) años, en el que se establecerán los valores máximos que correspondan a cada uno de los servicios;
- (ii) Finalizado cada período de cinco años, el OCEBA recalculará el cuadro tarifario para el período, de cinco años, siguiente, en base a similares criterios a los utilizados para determinar el cuadro tarifario inicial, y lo someterá a la aprobación de la Autoridad de Aplicación; y
- (iii) Los valores incluidos en el cuadro tarifario aprobado al inicio de cada período de cinco años, estarán sujetos a ajustes que permitan reflejar los cambios en los costos de los concesionarios que éstos no puedan controlar.

Sin perjuicio de los ajustes periódicos que corresponda efectuar en la tarifa de distribución como consecuencia de las variaciones de los costos precedentemente referidos, cada cinco (5) años debe llevarse a cabo la denominada "Revisión Tarifaria Integral" ("RTI"), a fin de aprobar el nuevo cuadro tarifario a ser aplicado durante el siguiente período quinquenal.

En esta instancia cabe mencionar que desde la toma de posición de los servicios en 1997 y la RTI aprobada por la Resolución MlySP N° 419/2017 no se desarrolló revisión quinquenal alguna, así como tampoco se utilizó el mecanismo del período de gestión establecido en los contratos de concesión.

Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias

El artículo 45 de la Ley N° 11.769 crea, en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias (FPCT), con el propósito de compensar las diferencias de costos propios de distribución reconocidos, entre los distintos concesionarios provinciales y municipales, posibilitando que usuarios de características similares de consumo en cuanto a uso

y modalidad, abonen por el suministro de iguales cantidades de energía eléctrica, importes equivalentes independientemente de las particularidades a que den lugar su ubicación geográfica, forma de prestación, y cualquier otra característica que la Autoridad de Aplicación estime relevante. No puede tener otra aplicación que la de unificar, hasta donde sea posible, las tarifas finales en las distintas áreas en que se divida la Provincia de Buenos Aires y tampoco debe generar déficits o excedentes sistemáticos.

Dicho Fondo se integra con el aporte de los usuarios localizados en áreas atendidas por los concesionarios provinciales y municipales en el porcentaje que anualmente establece la Autoridad de Aplicación, sobre los valores de los cuadros tarifarios únicos aprobados. Dicho valor no podrá ser superior al 8% del importe total a facturar a cada usuario, antes de impuestos, de acuerdo a las previsiones del Marco Regulatorio.

Es administrado por OCEBA y auditado por la Autoridad de Aplicación. El Organismo de Control establece el plazo y la forma en que, anualmente, los concesionarios de servicios públicos de distribución deben suministrar la información que les requiere a los fines de la Administración del Fondo.

La Autoridad de Aplicación determina en qué casos son trasladables a tarifas las diferencias entre costos propios de distribución no absorbidas por el Fondo.

Los aportes al Fondo son obligatorios para todos aquellos usuarios que sean clasificados como tributarios del Fondo por la Autoridad de Aplicación. Asimismo, la Autoridad de Aplicación establece el régimen sancionatorio aplicable ante el incumplimiento de integrar los aportes en tiempo y forma.

Mediante la Resolución MIYSP N° 419/2017, que aprobó el proceso de RTI y los valores de los cuadros tarifarios, se estableció la integración definitiva del Área de Concesión de EDELAP S.A. al Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, conforme al Capítulo X de la Ley N° 11.769, a partir de la fecha de entrada en vigencia de la misma EDELAP factura y recauda en concepto de FPCT las sumas correspondientes.

El OCEBA analizó el impacto que tuvo la aplicación de la citada resolución MIYSP N° 419/2017 y la necesidad de afectar recursos del FPCT, por lo que se estimó necesario reducir el valor porcentual de la alícuota fijándola en 5 % aplicable a los usuarios encuadrados en las tarifas T1, T2 y T4 y en 3 % de la tarifa para aquéllos usuarios que estén en la tarifa T3 correspondientes a las distribuidoras que se encuentren dentro de las áreas de concesión Río de la Plata, Atlántica, Norte y Sur, con destino al FPCT (art. 44).

Asimismo, dentro del Fondo se constituyó una Reserva para situaciones críticas que impidan la prestación efectiva del servicio eléctrico de los Distribuidores Municipales, cuyo recurso será constituido a través de la asignación del 4% de los aportes de los distribuidores a dicho Fondo Compensador. Dicha reserva en caso de ser utilizada deberá ser reconstituida. El OCEBA, como administrador del FPCT, deberá implementar el mecanismo de monitoreo correspondiente a la implementación y funcionamiento de la Reserva.

Hasta el 31/12/19, se aplicaron las siguientes alícuotas fijadas por la Resolución MIYSP N° 1297/2018: 5% aplicable a los usuarios encuadrados en las tarifas T1R Pequeñas Demandas Uso Residencial y T4 Pequeñas Demandas Rurales, 3% aplicable a los usuarios encuadrados en las tarifas T1G Pequeñas Demandas Uso General y T2 Medianas Demandas y 2% aplicable a los

usuarios encuadrados en la tarifa T3 Grandes Demandas correspondientes a las distribuidoras que se encuentren dentro de las áreas de concesión Río de la Plata, Atlántica, Norte y Sur, con destino al FPCT (art. 6).

A partir del 01/01/20 se reestablecieron las alícuotas fijadas por la Resolución MlySP N° 419/2017, mediante Resolución MlySP N° 20/2020 que estableció la continuidad de las previsiones del Decreto N° 1713/19 (art. 20), es decir, 5% aplicable a los usuarios encuadrados en las tarifas T1, T2 y T4 y en 3 % de la tarifa para aquellos usuarios que estén en la tarifa T3 correspondientes a las distribuidoras que se encuentren dentro de las áreas de concesión Río de la Plata, Atlántica, Norte y Sur, con destino al FPCT.

2.3 Normativa reciente

Resolución MlySP N° 22/2016

ANTECEDENTES: A) Resolución MEyM N° 6/2016 y MEyM N° 7/2016: B) Resolución OCEBA N° 35/2016,

Mediante la Resolución MEyM N° 6/2016, se fijaron precios mayoristas de la energía y de potencia y se propició la eliminación del concepto “Reajuste de Subsidio del Estado Nacional sobre el Costo Mayorista de Compra del Distribuidor”.

Mediante la Resolución MEyM N° 7/2016 se establecieron los criterios para la determinación de la Tarifa Social, criterios de determinación de la tarifa social que se incluyen en los cuadros tarifarios provinciales a través de mecanismos de implementación a cargo del OCEBA sobre la base de la información disponible en el Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales (SYNTIS).

El OCEBA, mediante la Resolución N° 35/2016, estableció el recálculo de los cuadros tarifarios de la Empresa Distribuidora de Energía La Plata S.A. (EDELAP S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. (EDEN S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDES S.A.) y Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (EDEA S.A.) aplicables para los consumos registrados a partir de la publicación del acto administrativo de la Autoridad de Aplicación, considerando los precios mayoristas de la energía aprobados por la citada resolución MEyM N° 6/2016.

Asimismo, sobre la base del análisis de costos presentados por las distribuidoras y, en virtud de lo dispuesto en los puntos 4.4 de los Protocolos de Entendimiento de EDEA S.A., EDEN S.A. y EDES S.A. aprobados por los Decretos N° 1128/06 y N° 2862/05 y sus respectivas Addendas de Adecuación de los Contratos de Concesión aprobadas mediante el Decreto N° 3273/06 para la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDES S.A.) y para la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEA S.A.) por el Decreto N° 3192/06, así como lo establecido en el punto 5.2 y 6.6 del Protocolo de Entendimiento de EDELAP S.A. aprobado por el Decreto N° 99/12 y cuyo modelo estructural de costos resultó aprobado en el expediente N° 2403-1744/12, se procedió a determinar los niveles de ingresos necesarios en cada caso para alcanzar los Equilibrios Económicos Financieros Objetivo previstos, para su inclusión en los cuadros tarifarios aprobados por OCEBA.

En el mismo sentido, se incrementaron los valores del Agregado Tarifario destinado a cubrir los costos de expansión de la red de transporte provincial, de la red de subtransmisión, de las alternativas complementarias a éstas y de los estudios y evaluaciones necesarios para la planificación y desarrollo de tales inversiones creados a través de los Decretos 4052/00 y 2299/09 en la misma proporción que el ajuste propiciado en el Valor Agregado de Distribución (VAD), a través de la fijación de coeficientes tendientes a la automatización de su cálculo.

Por último, cabe indicar que los referidos Protocolos de Entendimiento y Addendas de Adecuación, tuvieron su vigencia hasta la implementación del Estudio Integral de Condiciones Sustentables para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en la provincia de Buenos Aires, es decir, la RTI que resultara aprobada por la Resolución MlySP N° 419/2017.

En consecuencia, mediante la Resolución MlySP N° 22/2016 se ordenó dejar sin efecto la autorización conferida en el artículo 11 de la Resolución MI N° 243/2012 a los distribuidores Provinciales EDEN S.A., EDES S.A. y EDEA S.A. y Distribuidores Municipales y en el artículo 5° de la Resolución MI N° 435/2012 a EDELAP S.A. relativas a la inclusión en las facturas del concepto "Reajuste de Subsidio del Estado Nacional sobre el Costo Mayorista de Compra del Distribuidor".

Se prorrogó la vigencia del Sobrecosto de Generación local (SGL) en el Área Atlántica por el término de un año contado a partir del 1 de enero de 2015.

Asimismo, la citada Resolución MlySP N° 22/2016 determinó que los montos fijos establecidos por la Resolución MI N° 206/2013 y Resolución SSP N° 5/2014, cuyos valores fueron ajustados a través de las Resoluciones SSP N° 39/14, Res. SSP N° 1/15 y la Resolución SSP N° 34/2015, integrarán el VAD de cada una de las distribuidoras provinciales y municipales, correspondiendo instruir al Organismo de Control de Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires (OCEBA) para que analice y proponga su inclusión dentro de los cargos que conforman los cuadros tarifarios, quedando desafectados los montos fijos, previa deducción de los valores adicionales del Agregado Tarifario, de los Fideicomisos para la Inversión en Distribución de la Provincia de Buenos Aires (FIDBA), determinando que hasta tanto se incluyan los montos fijos en los cargos que conforman los cuadros tarifarios, los distribuidores provinciales y municipales continuarán incorporándolo en forma diferenciada en la facturación.

Se estableció dejar sin efecto el Programa de Uso Racional de la Energía (PUREE) y consecuentemente la aplicación por parte de las distribuidoras provinciales y municipales de los cargos adicionales por consumos en exceso establecidos en el Programa PUREE y se autorizó a las Distribuidoras Provinciales y Municipales a desafectar como pasivos regulatorios, los fondos remanentes del citado PUREE desde la fecha de publicación de la Resolución SSP N° 34/2015 y hasta la fecha de publicación de la resolución N° 22/2016.

Finalmente se instruyó al OCEBA a fijar los nuevos valores de la Energía No Suministrada a los efectos de su incidencia en la determinación de sanciones y se instruye a la Dirección Provincial de Desarrollo de Servicios Públicos y al Organismo de Control de Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires (OCEBA), en el ámbito de sus respectivas competencias, a iniciar los estudios tendientes al Estudio de (RTI) en los términos del artículo 44 de la Ley N° 11.769.

Comité de Ejecución del proceso de Revisión Tarifaria Integral (CERTI)

De acuerdo a la instrucción emanada del artículo 20° de la Resolución MlySP N° 22/2016, se conformó el Comité de Ejecución del proceso de Revisión Tarifaria Integral (CERTI) como un espacio interdepartamental en el ámbito de la Subsecretaría de Servicios Públicos del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la provincia de Buenos Aires.

El citado comité se integró por los titulares de la Dirección Provincial de Desarrollo de los Servicios Públicos (DPDSP), la Dirección Provincial de Control y Seguimiento de los Servicios Públicos (DPCSSP), del OCEBA y la Dirección de Energía de la provincia de Buenos Aires (DEBA).

El CERTI llevó adelante todos los actos del proceso de RTI y, solicitó a los distribuidores provinciales y municipales la información y documentación que se utilizó para la determinación de los niveles de ingresos requeridos y cuadros tarifarios que permitiesen la recuperación de los costos de prestación del servicio que determinan tales ingresos.

De acuerdo a lo que consta en el ACTA N° 1 del CERTI, se definen las siguientes actividades:

- a) Coordinar las acciones necesarias para elevar al Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos la propuesta de RTI del servicio público de distribución de energía eléctrica en la provincia de Buenos Aires, que incluirá los regímenes de prestación del servicio aplicables a dicha actividad a ser incorporados en los respectivos contratos de concesión.
- b) Constituir grupos de trabajo interdisciplinarios en las distintas áreas temáticas designando los cuerpos técnicos correspondientes con personal de sus respectivas reparticiones.
- c) Establecer los términos de referencia, solicitar la contratación de los servicios de consultoría necesarios, proceder a su selección, controlar y certificar el grado de avance de las actividades, para la elaboración de la RTI.
- d) Emitir las instrucciones de carácter técnico, económico y metodológico que deberán considerarse por parte del consultor y los distintos agentes distribuidores alcanzados para el diseño y la elaboración de los estudios indicados.
- e) Definida la RTI, disponer de las acciones necesarias para la readecuación y aprobación de los nuevos Contratos de Concesión y de las Licencias Técnicas correspondientes.
- f) Se decide conformar grupos de trabajo: Régimen Tarifario; Calidad y Sanciones; Costos de Abastecimiento y Costos Propios de Distribución; Reglamento de Suministro y Conexión; Licencias técnicas y Contratos de Concesión;

En dicho marco, y con la finalidad de avanzar en el proceso de RTI propiciado, el CERTI instruyó al Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA) a convocar a audiencia pública, sometiendo a la participación ciudadana las propuestas tarifarias presentadas en el marco de la RTI.

A través de la Resolución OCEBA N° 272/2016, se convocó a audiencia pública a los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, sujetos al marco regulatorio eléctrico conformado por la Ley N° 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04) y su Decreto reglamentario N° 2.479/04, y los contratos de concesión provinciales y municipales.

Las audiencias públicas se llevaron a cabo el día 21 de diciembre de 2016 en la ciudad de Olavarría y el día 22 de diciembre de 2016 en la ciudad de La Plata.

Las propuestas tarifarias, así como las propuestas y observaciones de los usuarios expositores fueron evaluadas por el CERTI en el Informe final obrante en el Expediente N° 2429-727/2016 cuerpo 3, elevando para aprobación de la Autoridad de Aplicación los valores de los cuadros tarifarios de la Empresa Distribuidora La Plata Sociedad Anónima (EDELAP S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Atlántica Sociedad Anónima (EDEA S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Norte Sociedad Anónima (EDEN S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Sur Sociedad Anónima (EDES S.A.) y los cuadros de referencia de las Áreas Río de la Plata, Atlántica, Norte y Sur en el proceso de RTI.

El CERTI realizó un análisis de los costos propios de distribución a reconocer a los distribuidores provinciales y municipales y determinó que dicho incremento de los costos propios de distribución resultantes del proceso de RTI, debía ser trasladado a tarifas en dos etapas.

Por último cabe indicar que lo actuado por el CERTI fue convalidado por la Autoridad de Aplicación mediante las Resoluciones N° 419/17 (art. 50) y N° 186/19 (art 9) que se detallan a continuación

Resolución MlySP N° 419/2017

A través de la Resolución MlySP N°419/17, se aprobó el proceso de RTI por el cual se fijaron los valores de los cuadros tarifarios de la Empresa Distribuidora La Plata Sociedad Anónima (EDELAP S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Atlántica Sociedad Anónima (EDEA S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Norte Sociedad Anónima (EDEN S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Sur Sociedad Anónima (EDES S.A.) y los valores de los cuadros tarifarios de referencia de las Áreas Río de La Plata, Atlántica, Norte y Sur, aplicables por el período de 5 años, de conformidad con lo establecido en el artículo 44 de la Ley N° 11.769, a partir del día siguiente al de la publicación de la citada resolución, esto es el 10/5/2017 y hasta el 1 de diciembre de 2017.

Dicho proceso de RTI fue sometido a consideración, en forma previa, en la audiencia pública antes referida, convocada por el OCEBA, a través de la Resolución OCEBA N° 272/2016.

Los incrementos de las tarifas resultantes de la RTI, se trasladaron a los cuadros tarifarios en dos etapas. Siendo el primer período aplicable a los consumos registrados a partir de la fecha de vigencia de la Resolución MlySP N°419/2017 (B.O. 09/05/2017) y el segundo, a los consumos registrados a partir del 1° de diciembre de 2017, condicionado al cumplimiento por parte de las distribuidoras de las inversiones comprometidas.

A continuación se detallan todos los aspectos determinados por la Resolución MlySP N° 419/2017 en materia regulatoria y tarifaria:

- Se aprobaron los valores de los costos propios de distribución resultantes del proceso de RTI correspondientes a la Empresa Distribuidora La Plata Sociedad Anónima (EDELAP S.A.), la Empresa Distribuidora de Energía Atlántica Sociedad Anónima (EDEA S.A.), la Empresa Distribuidora de Energía Norte Sociedad Anónima (EDEN S.A.), la Empresa

Distribuidora de Energía Sur Sociedad Anónima (EDES S.A.) que en concepto de ingresos anuales requeridos resultan incorporados en los cuadros tarifarios.

- Se estableció un compromiso quinquenal de inversiones por un monto determinado para cada distribuidora, asentando también el monto previsto a ejecutar desde la fecha de entrada en vigencia de la resolución y el 1/12/2017. Asimismo, se determinó que anualmente la distribuidora presentará a la Autoridad de Aplicación la programación de los compromisos de inversiones.
- Se estableció como área de concesión el Área Río de la Plata, la cual comprende los partidos de Berisso, Brandsen, Cañuelas, Ensenada, Escobar, General Las Heras, La Plata, Magdalena y Punta Indio, incluyendo los siguientes distribuidores: Empresa Distribuidora La Plata S.A. (EDELAP S.A.), Cooperativa de Electrificación Rural y otros Servicios Públicos de Brandsen Limitada; Cooperativa de Electricidad y Servicios Anexos de Altamirano Limitada; Cooperativa de Electricidad, Servicios, Consumo, Crédito y otros Servicios Públicos de Antonio Carboni Limitada; Cooperativa Limitada de Consumo Popular de Electricidad y Servicios Anexos de Escobar Norte; Cooperativa Limitada de Electricidad y Servicios Anexos de Jeppener; Cooperativa de Agua Potable y otros Servicios Públicos Las Heras Limitada; Cooperativa de Provisión de Electricidad y otros Servicios Públicos de Pipinas Limitada; Cooperativa de Consumo Popular de Electricidad y Servicios Anexos de Punta Indio Limitada.
- Se incorporó la categoría tarifaria T3 - Distribuidores Municipales en los cuadros tarifarios de la Empresa Distribuidora La Plata Sociedad Anónima (EDELAP S.A.), y en los cuadros tarifarios de referencia del Área Río de La Plata.
- Se incorporó en los cuadros tarifarios de EDELAP S.A., EDEA S.A., EDEN S.A., EDES S.A. y en los cuadros tarifarios de referencia del Área Río de la Plata, Área Atlántica, Área Norte y Área Sur, en la categoría T4 Pequeñas Demandas Rurales, como nuevos encuadramientos tarifarios los denominados T4R Rural Residencial y T4 NR Rural No Residencial.
- Se incorporó a los encuadramientos tarifarios T1R Uso Residencial Tarifa Social y T4R Rural Residencial Tarifa Social el tipo de suministro electrodependientes.
- Se incorporó a la categoría tarifaria T1 Pequeñas Demandas el encuadramiento Entidades de Bien Público sin fines de lucro (T1EBP), resultando de aplicación los requisitos de encasillamiento y exclusión establecidos en los artículos 2°, 4° y 6° de la Ley N° 27.218 y la Resolución MEyM N° 218 E/2016.
- Se aprobaron los valores del Agregado Tarifario para los cargos receptores del mismo aplicables a partir del 1° de diciembre de 2017.
- Se prorrogó por el plazo de cinco (5) años el vencimiento del primer período de gestión de los contratos de concesión provinciales suscriptos con la Empresa Distribuidora La Plata S.A. (EDELAP S.A.); Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (EDEA S.A.); Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. (EDEN S.A.) y Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDES S.A.) y de los contratos de concesión municipales, sin perjuicio de la facultad reconocida al poder concedente municipal de establecer fundadamente un plazo menor.

- Se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2017 la vigencia de la Resolución MIVySP N° 16/2005, modificada por la Resolución MI N° 336/2013, la Resolución SSP N° 13/2015 y la Resolución MIySP N° 22/2016, y fijó en 0,0263 \$/ kwh el nuevo valor del cargo SGL.
- Se estableció la integración definitiva del Área de Concesión de EDELAP S.A. al Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, conforme al Capítulo X de la Ley N° 11.769, quien a partir de la fecha de entrada en vigencia de la resolución facturará y recaudará el concepto de Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias las sumas correspondientes.
- Se definieron las alícuotas con destino al Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias en cinco por ciento (5%) aplicable a los usuarios encuadrados en las tarifas T1, T2 y T4 y tres por ciento (3%) para aquéllos que lo estén en la tarifa T3 correspondientes a las distribuidoras que se encuentren dentro de las áreas de concesión Río de la Plata, Atlántica, Norte y Sur.
- Se constituyó, dentro del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, una Reserva para situaciones críticas que impidan la prestación efectiva del servicio eléctrico de los Distribuidores Municipales, cuyo recurso será constituido a través de la asignación del cuatro por ciento (4%) de los aportes de los distribuidores a dicho Fondo Compensador. Dicha reserva en caso de ser utilizada deberá ser reconstituida.
- Se ratificó todo lo actuado CERTI en el marco del proceso de RTI.

Adicionalmente, se encomienda al CERTI a que realice una readecuación de los contratos de concesión del servicio público de distribución de energía eléctrica y sus anexos.

El aumento de los ingresos de las distribuidoras, aprobado por la Resolución MIySP N° 419/2017 como resultado del proceso de RTI, permitiría a los distribuidores obtener los ingresos necesarios para la prestación sustentable del servicio público de distribución de energía eléctrica, dejando sin efecto el régimen de calidad diferencial.

Dichos cuadros fueron fijados por cinco años y están sujetos a las variaciones en los precios de la energía y el transporte fijados por la autoridad nacional y a la actualización anual de los valores del costo propio de distribución. La actualización anual a realizarse conforme al mecanismo aprobado en el artículo 40 - Anexo 149 de la Resolución MIySP N° 419/2017. El mes de ajuste anual debería coincidir con la reprogramación estacional de invierno de los precios mayoristas de la electricidad, efectuadas en los meses de agosto de cada año calendario.

Los recálculos y/o actualizaciones de los cuadros tarifarios deberán ser realizados por el Organismo de Control de la Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires (OCEBA) según lo establecido en el Subanexo B "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario", en los tiempos, oportunidades y formas allí definidas, y serán de aplicación inmediata por parte de los distribuidores una vez que los mismos hayan sido aprobados por la Autoridad de Aplicación.

En lo que respecta a las variaciones a considerar, el citado Subanexo B, determina que esas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas que abonan los usuarios, y lo serán en las oportunidades y con las frecuencias allí indicadas.

Esto es, para las variaciones de los precios de la energía, potencia y transporte en la oportunidad fijada por la autoridad nacional, debiendo ser coincidente con la fecha de vigencia

fijada por la autoridad nacional para los nuevos precios (mecanismo de Pass Through) y, con relación a la actualización de los costos propios de distribución lo será anualmente, aplicando la correspondiente metodología y refiere a los costos de los distribuidores que éstos no puedan controlar.

Resolución MlySP N° 60/2018

Esta resolución MlySP N° 60/2018 de fecha 16 de enero 2018, aprueba el cálculo de los valores del cuadro tarifario de las distribuidoras de energía eléctrica EDELAP S.A., EDEA S.A., EDEN S.A. y EDES S.A. y de referencia del ÁREA RÍO DE LA PLATA, ÁREA ATLÁNTICA, ÁREA NORTE y ÁREA SUR, para los consumos registrados a partir de la entrada en vigencia de la misma y el 31 de enero de 2018 y para los consumos registrados a partir del 1° de febrero de 2018 y el 30 de abril de 2018.

ANTECEDENTES: A) Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Energía y Minería de la Nación N° 1091 E/2017 - B) Resolución OCEBA N° 377/2017:

- A) Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Energía y Minería de la Nación N° 1091 E/2017

La Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, dictó la Resolución N° 1091 E/2017, estableciendo a través de los artículos 1 y 2 para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o prestadores del servicio público de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de prestadores del servicio público de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía (PEE) y Precio Estabilizado del Transporte (PET) en el MEM, diferenciando del resto de los usuarios los valores correspondientes a aquellos cuya demanda de potencia sea mayor o igual a los trescientos kilovatios (300 kW), sin perjuicio de los descuentos que correspondan a los usuarios Residenciales por la aplicación de la Tarifa Social y el Plan Estímulo, fijando valores diferenciales aplicables para el período comprendido entre el 1° de diciembre de 2017 y el 31 de enero de 2018 y para el período comprendido entre el 1° de febrero de 2018 y el 30 de abril de 2018. A través de la misma medida, en el artículo 3° la Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Energía y Minería de la Nación fijó los valores correspondientes a cada distribuidor del MEM por el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal.

Cabe indicar que, los precios mayoristas de la energía que entraban en vigencia a partir del 1/12/2017 fueron puestos en conocimiento de los usuarios en la audiencia pública convocada por la Resolución MEyM N° 403/2017, en la cual se informó el costo que implica satisfacer la demanda del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), en cuanto a la necesidad de una gradual y razonable reducción de los subsidios generalizados a la demanda, sostenidos por el Estado Nacional.

En la provincia de Buenos Aires se llevó a cabo la correspondiente audiencia pública, que fuera convocada a través de la Resolución OCEBA N° 0316/2017.

- B) Resolución OCEBA N° 377/2017:

En consecuencia y, de acuerdo a sus funciones, el OCEBA procedió a realizar el recálculo reflejando las variaciones de los precios mayoristas de la energía y potencia, de los costos del sistema de transporte dispuestos por la Resolución SEE N° 1091E/2017, aprobándolo mediante la Resolución OCEBA N° 377/2017.

Resolución MlySP N° 1297/2018.

ANTECEDENTES: A) Disposición de la Subsecretaría de Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Energía y Minería de la Nación N° 75/2018 – B) Resolución OCEBA N° 214/2018

A) Disposición de la Subsecretaría de Energía Eléctrica dependiente del entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación N° 75/2018

Mediante la Disposición SSEE N° 75/2018 del 31 de julio de 2018, se aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno para el Mercado Mayorista Eléctrico (MEM) estableciendo a través del artículo 2°, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o prestadores del servicio público de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de prestadores del servicio público de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía (PEE) y Precio Estabilizado del Transporte (PET) en el MEM, diferenciando del resto de los usuarios los valores correspondientes a aquellos cuya demanda de potencia sea mayor o igual a los trescientos kilovatios (300 kW), sin perjuicio de los descuentos que correspondan a los usuarios Residenciales por la aplicación de la Tarifa Social y el Plan Estímulo, fijando valores diferenciales aplicables para el período comprendido entre el 1° de agosto de 2018 y el 31 de octubre de 2018, fijando asimismo los valores correspondientes a cada distribuidor del MEM por el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal.

Cabe en esta instancia indicar que, la Disposición SSEE N° 75/2018 continuó con el sendero de reducción escalonada de subsidios para el período diciembre de 2017 a diciembre de 2018, con relación al establecimiento de los precios de referencia de Potencia y Energía en el MEM, como así también respecto de la Tarifa Social, del Plan Estímulo y de la Metodología de Distribución de los precios del Transporte, en el marco del proceso de normalización y previsibilidad del sector eléctrico argentino.

B) Resolución OCEBA N° 214/2018:

Mediante la Resolución MlySP N° 1297/2018 la Autoridad de Aplicación aprobó el recálculo y actualización efectuado por el OCEBA mediante Resolución OCEBA N° 214/2018, de conformidad con lo establecido en el artículo 40, el artículo 42 inciso a) de la Ley N° 11.769, de los cuadros tarifarios de la Empresa Distribuidora La Plata Sociedad Anónima (EDELAP S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (EDEA S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Norte Sociedad Anónima (EDEN S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Sur Sociedad Anónima (EDES S.A.) y de los cuadros tarifarios de referencia de las Áreas Río de La Plata, Atlántica, Norte y Sur.

Los cuadros aprobados, reflejan las variaciones de los precios mayoristas de la energía y potencia, de los costos del sistema de transporte dispuestos por la Subsecretaría de Energía

Eléctrica de la Nación a través de la Disposición SSEE N° 75/18, así como de los costos que conforman la tarifa a nivel del segmento de distribución de conformidad con lo establecido en el artículo 40 de la Resolución MlySP N° 419/2017, aplicando el cincuenta por ciento (50 %) del factor de ajuste del Costo Propio de Distribución para el período tarifario comprendido entre la fecha de vigencia de la resolución de aprobación correspondiente por la Autoridad de Aplicación y el 31 de enero 2019 y el cien por ciento (100 %) para el período tarifario que inicia el 1° de febrero de 2019. En los considerandos de la misma se determina que la diferencia del VAD resultante, generada por el diferimiento en la aplicación plena del factor de ajuste señalado entre ambos cuadros, será recuperada en 6 cuotas a partir del 1° de febrero de 2019, actualizadas con una tasa equivalente al factor de ajuste de VAD entre los meses de junio a noviembre de 2018.

Asimismo esta resolución aprobó la actualización de los valores del cargo SGL establecidos por la Resolución MlySP N° 16/2005, complementarias y modificatorias, utilizando para ello idéntica metodología y valores resultantes del mecanismo de actualización previsto por el Anexo 149 de la Resolución MlySP N° 419/2017 y la actualización de los cargos por energía no suministrada conforme los valores instruidos por la Dirección Provincial de Servicios Públicos.

El citado acto administrativo adecuó los anexos de los cuadros tarifarios incluidos en la Resolución MlySP N° 419/2017 a los ajustes metodológicos realizados en el orden federal correspondientes a las siguientes condiciones y medidas: Plan Estímulo, Tarifa Social y Usuarios Electrodependientes, continuando con la instrucción oportunamente emitida por esta Autoridad de Aplicación en el marco de los antecedentes al dictado de la Resolución OCEBA N° 377/2017.

Por último cabe indicar que, conforme lo establecido por el artículo 2 de la Resolución MlySP N° 1297/2018, la aplicación efectiva de los cuadros aprobados para la segunda etapa (a partir del 1/02/2019), requiere de la correspondiente instrucción que imparta al OCEBA la Dirección Provincial de Servicios Públicos

Resolución MIYSP N° 186/2019

ANTECEDENTES:A) Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda de la Nación SGE N° 366/2018 – B) Resolución OCEBA N° 1/2019:

- A) Resolución de la ex Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del entonces Ministerio de Hacienda de la Nación SGE N°366/2018

Mediante la Resolución N° 366/2018 la SGE aprobó, a través del artículo 1 y 2, los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía (PEE) aplicables para el período comprendido entre el 1° de febrero de 2019 y el 30 de abril de 2019, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o prestadores del servicio público de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de prestadores del servicio público de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor y, para los períodos trimestrales posteriores hasta el 31 de octubre de 2019, continuando con el sendero de reducción de subsidios sobre el costo de la energía y sobre la potencia.

Asimismo, fijó el valor, a partir del 1 de febrero de 2019, del gravamen creado por el artículo 30 de la ley N° 15.336 destinado al Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE).

Por el artículo 3° estableció la continuidad de los valores correspondientes a cada distribuidor del MEM por el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal establecidos por la Disposición N° 75 del 31 de julio de 2018 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica.

Mediante la audiencia pública convocada por la Resolución MEyM N° 403/2017, se expuso la necesidad de continuar con el sendero de reducción escalonada de subsidios que incluye tanto la reducción del subsidio sobre el costo de la energía como sobre la potencia donde se explicitó que, tanto el precio estacional económico, que refleja el real costo de abastecer, como el precio estacional subsidiado, se calcularán anualmente y se revisarán estacionalmente.

Los precios fijados por la citada Resolución SGE N° 366/2018 continúan con el sendero de reducción de subsidios sobre el costo de la energía y sobre la potencia.

B) Resolución OCEBA N° 1/2019:

En consecuencia, el OCEBA efectuó, a través de la Resolución N° 1/2019, el recálculo de tarifario de la Empresa Distribuidora La Plata Sociedad Anónima (EDELAP S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (EDEA S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Norte Sociedad Anónima (EDEN S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Sur Sociedad Anónima (EDES S.A.) y de los cuadros tarifarios de referencia de las Áreas Río de La Plata, Atlántica, Norte y Sur, sobre la base de cuadro tarifario aprobado por la Resolución MIYSP N° 1297/2018 de aplicación a partir del 1/02/2019 (incluyendo el 100 % ajuste VAD calculado al 1/08/2018) reflejando las variaciones de los precios mayoristas de la energía y potencia, de los costos del sistema de transporte dispuestos por la Resolución SGE N° 366/2018.

Aprobando, como resultado, tres cuadros tarifarios de acuerdo a los distintos trimestres estacionales: consumos registrados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución N° 186/2019 y el 30 de abril de 2019; consumos registrados a partir del 1° de mayo de 2019 y hasta el 31 de julio 2019; consumos registrados a partir del 1° de agosto de 2019 y hasta el 31 de octubre 2019.

Esta Resolución MIYSP N° 186/2019 establece, en su artículo 5°, el concepto Incremento Costos Tarifarios (ICT) como mecanismo de compensación que permite a los distribuidores recuperar en su facturación además de las diferencias en la aplicación de los costos mayoristas de electricidad (precios de potencia y energía en el MEM y costos de transporte), las diferencias generadas en el costo propio de distribución, conforme los montos que en cada oportunidad determine la Autoridad de Aplicación a través de la Dirección Provincial de Servicios Públicos.

Por último, cabe indicar que la norma citada en el párrafo que antecede, ratificó todo lo actuado por el CERTI, de acuerdo a la encomienda efectuada por los artículos 2° y 3° de la Resolución MIYSP N° 419/2017, y el OCEBA, especialmente en el marco del proceso de adecuación de los Subanexos D (Régimen de Calidad del Servicio Público y Sanciones) y E (Régimen de Suministro y Conexión), estableciendo su plena vigencia, incorporados como Anexos 80 y 81 de la Resolución OCEBA N° 1/2019, que figura como Anexo IF-2019- 01330590-GDEBA-DENERMIYSPGP.

Resolución MlySP N° 1713/2019 y su modificatoria N° 1714/2019:

ANTECEDENTES: A) Resolución de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente del Ministerio de Hacienda de la Nación SRRYME N° 14/2019 – B) Resolución OCEBA N° 280/2019.

A través de la Resolución de este Ministerio N° 1713/2019 y su modificatoria, dictadas con fecha 28 de octubre de 2019, se aprobaron los valores de los cuadros tarifarios que reflejaron las variaciones en los precios de la energía y potencia mayorista y gravámenes asociados aprobados por la Resolución de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente del Ministerio de Hacienda de la Nación SRRYME N° 14/2019 y la actualización de los costos propios de distribución por aplicación del factor de ajuste resultante entre los meses de Junio/18 a Mayo/19, conforme el recálculo de los valores de los cuadros tarifarios vigentes efectuados por el OCEBA en la Resolución OCEBA N° 280/2019, determinándose su aplicación en forma plena para los consumos registrados a partir del 1° de enero de 2020.

A) Resolución de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente del Ministerio de Hacienda de la Nación SRRYME N° 14/2019:

Se destaca que, mediante la Resolución SRRYME N° 14/2019 dictada el 30 de abril de 2019, se aprobó la Programación Estacional de Invierno Definitiva para el MEM para el período mayo-octubre de 2019, que modificó los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que fueron establecidos por la Resolución N° 366/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía para los trimestres comprendidos entre 1° de mayo de 2019 y el 31 de octubre de 2019.

En virtud de ello, se reagruparon las categorías de usuarios en (i) Residenciales, (ii) demandas menores a 300 kW -No Residencial- y (iii) demandas mayores a 300 kv –GUDI-, manteniendo para el sector residencial idénticos precios a los establecidos para el trimestre febrero-mayo 2019 en la Resolución SGE N° 366/2018.

Asimismo, se mantuvo la continuidad de los valores correspondientes a cada agente distribuidor del MEM por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribuidor Troncal, establecidos mediante la Disposición N° 75 del 31 de julio de 2018 de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Nación.

Los precios fijados por la citada Resolución SRRYME N°14/2019, mantienen inalterados, para los usuarios residenciales, los precios de la energía y potencia, debiendo ser reflejados en las tarifas de los usuarios del servicio público de energía eléctrica de la provincia de Buenos Aires, a través del mecanismo de Pass Through.

En dicho contexto, al ser una medida dictada en beneficio de los usuarios residenciales y, a fin de reflejar, respecto de tales usuarios, el precio estacional aplicado a los Distribuidores por CAMMESA, hasta tanto se aprobara el recálculo de los cuadros tarifarios, la Dirección Provincial de Servicios Públicos, a través de la Nota N° NO-2019-10741287-GDEBA-DPSPMIYSPGP instruyó al Organismo de Control de Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires (OCEBA) que informe a los distribuidores provinciales y municipales que continúen aplicando, respecto de los usuarios residenciales, los valores de los cuadros tarifarios aprobados por la Resolución MlySP N° 186/2019 para el período 1° de febrero de 2019 al 30 de abril de 2019 (artículo 1° de la

citada resolución) a los consumos registrados a partir del 1° de mayo de 2019, y al resto de los usuarios los valores establecidos por el artículo 2 y 3 de la misma, lo cual fue comunicado a través de las Circulares OCEBA N° 9/19 y N° 13/19 que fueron ratificadas por el artículo 22 de la Resolución de este Ministerio N° 1713/2019.

B) Resolución OCEBA N° 280/2019:

El Organismo de Control de Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires (OCEBA) a través de la Resolución OCEBA N° 280/2019, procedió de conformidad con lo establecido en el Marco Regulatorio, lo dispuesto en el Subanexo B de los Contratos de Concesión provincial y municipal, y lo instruido por la Dirección Provincial de los Servicios Públicos (PV-2019-33705278-GDEBA-DPSPMIYSPGP) a:

a. Realizar el recálculo y actualización de los cuadros tarifarios vigentes para reflejar las variaciones de precios de la energía y potencia mayorista y gravámenes asociados aprobados por la Resolución SRRYME N° 14/2019 para el período comprendido entre el 1 de agosto y el 31 de octubre de 2019 y la actualización de los costos propios de distribución aplicando el factor de ajuste resultante entre los meses de junio de 2018 a mayo 2019, por aplicación del mecanismo aprobado por el artículo 40 de la Resolución MlySP N° 419/2017, para el período tarifario que inicia el 1° de agosto de 2019.

b. Actualizar los valores de los cargos correspondientes al Agregado Tarifario (AT) y equiparar los valores del agregado tarifario aplicado a la categoría de usuarios Grandes Demandas (T3) con aquellas de Grandes Demandas Servicio de Peaje (T5) utilizando para ello idéntica metodología y valores resultantes del Mecanismo de Actualización previsto por el Anexo 149 de la Resolución MlySP N° 419/2017.

c. Actualizar los cargos por energía no suministrada.

Además, se estableció la continuidad del Concepto Incremento de Costos Tarifarios (ICT), a fin de recuperar las diferencias en la aplicación de los costos mayoristas de electricidad (precios de potencia y energía en el MEM y costos de transporte) dispuestos por la Resolución SRRYME N° 14/2019 y las resultantes de la aplicación de la actualización del VAD por el período Junio/18-Mayo/19, que fuese informado por NO-2019-30069281-GDEBA-DPSPMIYSPGP se encuentra sujeta a la aprobación de la Autoridad de Aplicación.

La Resolución MlySP N° 1713/2019 pospuso la aplicación de los cuadros tarifarios, determinando que los cuadros sancionados se aplicarían a los usuarios para los consumos registrados a partir del 1° de enero de 2020.

En consecuencia se determinó que, las variaciones en los precios de la energía y potencia mayorista y gravámenes asociados aprobados por la Resolución SRRYME N° 14/2019 y en los costos propios de distribución por aplicación del factor de ajuste resultante entre los meses de junio 2018 a mayo de 2019, en el período comprendido entre el 1° de agosto de 2019 y el 31 de diciembre de 2019, se realice a través de la continuidad de la aplicación del mecanismo de Incremento de Costos Tarifarios (ICT) establecido por el artículo 5° de la Resolución MlySP N° 186/2019.

Asimismo durante dicho período continuaron aplicándose, para los usuarios residenciales, los valores de los cuadros tarifarios aprobados en el artículo 1° de la Resolución MlySP N° 186/2019

y para al resto de los usuarios los valores establecidos por el artículo 3° de la citada resolución, que incluyen los valores del agregado tarifario y para el Área Atlántica los valores del cargo SGL.

Por su parte se destaca que el mecanismo de Incremento de Costos Tarifarios (ICT) se aplicará en forma temporaria y prorrateada, es decir, hasta recuperar las diferencias en la aplicación de los costos mayoristas de electricidad (precios de potencia y energía en el MEM y costos de transporte) dispuestos por la Resolución SRRyME N° 14/2019 y las resultantes de la aplicación de la actualización del VAD por el período junio de 2018-mayo 2019.

Además se estableció que a partir del 1° de enero de 2020 correspondía aplicar los valores de los cuadros tarifarios de las distribuidoras de energía eléctrica EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDELAP S.A.), EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEA S.A.), EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.) y EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDES S.A.) y de referencia de las ÁREAS RÍO DE LA PLATA, ATLÁNTICA, NORTE y SUR cuyo recálculo fuera efectuado por la Resolución OCEBA N° 280/2019.

Dicha norma establecía que, a partir del 1° de enero de 2020, continuaría aplicándose el Incremento de Costos Tarifarios (ICT) hasta tanto se recuperen las diferencias no obtenidas por el período 1° de agosto de 2019 al 31 de diciembre de 2019, diferencias éstas que serán actualizadas con una tasa equivalente al factor de ajuste del VAD entre los meses de junio a noviembre de 2019, así como y los valores del Incremento de Costos Tarifarios (ICT) que serían actualizados en la misma proporción del ajuste del VAD reconocido.

Finalmente, a través del Acta Acuerdo de fecha 28 de octubre de 2019, (aprobada por el citado acto administrativo) suscripta entre este Ministerio y las Distribuidoras EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDELAP S.A.), EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEA S.A.), EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.) y EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDES S.A.), éstas últimas aceptaron la modalidad de reconocimiento del factor de ajuste para el año 2019 y que la misma resguarda los ingresos requeridos y reconocidos en la RTI.

Este diferimiento o gradualidad en la aplicación de las actualizaciones, hicieron necesario postergar del pago de las penalizaciones aplicadas en los términos del Subanexo D del Contrato de Concesión, correspondientes al semestre que abarca del 2 de junio de 2019 al 1° de diciembre de 2019 y las del período comprendido entre el 2 de diciembre de 2019 y el 1° de marzo de 2020.

Se señala que, las primeras deberían acreditarse en la primera facturación del semestre que inicia en fecha 2 de junio de 2020, y las segundas a inicios del semestre que inicia con fecha 2 de diciembre de 2020, siendo los valores de las penalizaciones actualizados al correspondiente semestre de su efectivo pago, de acuerdo a las pautas del art. 6.2 del Subanexo D del Contrato de Concesión.

Por último se aprobaron los valores mensuales de las compensaciones por costos propios de distribución (VAD) correspondientes a los distribuidores receptores del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias y se restableció la alícuota determinada en el artículo 44 de la Resolución MIySP N° 419/2017, aplicable según cada encuadre tarifario, respecto de los usuarios correspondientes a las distribuidoras que se encuentren dentro de las áreas de

concesión Río de la Plata, Atlántica, Norte y Sur, con destino al Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, a partir de los consumos correspondientes al 1° de enero de 2020.

Con relación al cargo SGL se prorrogó la vigencia de la Resolución MlySP N° 16/2005, y modificatorias hasta el 31 de diciembre de 2019, situación que se mantiene toda vez que los cuadros tarifarios que se aplican en la actualidad, que son los aprobados por la Resolución MIYSP N° 186/2019 contienen el cálculo del SGL.

Resolución MlySP N° 20/2020

Mediante Ley N° 15.165 se declaró el estado de emergencia social, económica, productiva y energética en el ámbito de la provincia de Buenos Aires, como así también la prestación de los servicios y la ejecución de los contratos a cargo del sector público provincial, centralizado, descentralizado, organismos autónomos, autárquicos, de la Constitución tanto del Poder Ejecutivo, Legislativo como Judicial.

El artículo 21 de la citada Ley, facultó al Poder Ejecutivo a disponer la suspensión de todos los aumentos tarifarios a partir del 1° de enero de 2020, en materia de servicio público de distribución de energía eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal, por el plazo de 180 días, prorrogables mientras se mantenga el estado de emergencia energética.

Durante dicho plazo, el Poder Ejecutivo queda facultado para, con intervención del Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA) y del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos y/o quien lo reemplace en sus funciones actuales, iniciar un proceso de renegociación de la RTI vigente, o a iniciar una revisión de carácter extraordinario y proceder al análisis integral de los cuadros tarifarios en materia de servicio público de distribución de energía eléctrica de jurisdicción provincial, incluyéndose los costos, gastos e inversiones comprometidas y efectivamente realizadas, por aplicación del marco regulatorio respectivo.

Mediante el Decreto GPBA N° 6/2020 se delegaron en el Ministro Secretario del Departamento de Infraestructura y Servicios Públicos las facultades establecidas en los artículos 21 y 22 de la Ley N° 15.165, durante la vigencia de la emergencia declarada por la citada norma.

Asimismo, la Resolución de este Ministerio N° 20/2020 procedió a la suspensión temporaria de los aumentos tarifarios que debían comenzar a regir a partir del 1° de enero de 2020 y a la revisión de los ingresos requeridos y reconocidos en los cuadros tarifarios resultantes de la RTI que incluye el cumplimiento de las inversiones comprometidas.

El citado acto administrativo estableció que para los consumos comprendidos a partir del 1° de enero de 2020, continuarán aplicándose, para los usuarios residenciales, los valores de los cuadros tarifarios aprobados en el artículo 1° de la Resolución MlySP N° 186/2019 y para al resto de los usuarios los valores establecidos por el artículo 3° de la citada resolución, que incluyen los valores del Agregado Tarifario y para el Área Atlántica los valores del cargo SGL.

Cabe señalar que, se aprobó la continuidad del concepto Incremento de Costos Tarifarios (ICT) a ser aplicado por los distribuidores provinciales y los distribuidores municipales agentes del MEM y no agentes del MEM hasta recuperar las diferencias en la aplicación de los costos mayoristas

de electricidad, dispuestos por la Resolución SRRyME N° 14/2019 y a cuenta de la actualización del VAD por el período junio 2018-mayo 2019, aplicando los valores que se aprobaron en dicho acto y lo dispuesto por la Resolución OCEBA N° 349/2019, sustituyendo el artículo 14 de la Resolución MIySP N° 1713/2019.

Además se determinó la postergación del pago de las penalizaciones aplicadas en los términos del Subanexo D del Contrato de Concesión, a los distribuidores provinciales y municipales, correspondientes al semestre que abarca del 2 de junio de 2019 al 1° de diciembre de 2019 y las del período comprendido entre el 2 de diciembre de 2019 y el 1° de junio de 2020, habiendo tomado previo conocimiento el OCEBA. Se señala que las primeras deberán acreditarse en la primera facturación del semestre que inicia en fecha 2 de junio de 2020, y las segundas a inicios del semestre que inicia con fecha 2 de diciembre de 2020.

También se establece que los valores de las penalizaciones serán actualizados conforme al sendero de evolución del factor de atenuación del costo de la Energía No Suministrada (ENS) previsto para los semestres 7 y 8 de control, de acuerdo a las pautas del artículo 6.2 del Subanexo D del Contrato de Concesión, sustituyendo el artículo 18 de la Resolución MIySP N° 1713/2019.

Por último se aprobó la Addenda al Acta Acuerdo suscripta con fecha 31 de enero de 2020, entre el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos y las Distribuidoras EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP S.A.), EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANONIMA (EDEA S.A.), EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDEN S.A.) y EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA SUR SOCIEDAD ANONIMA (EDES S.A).

Finalmente se ratificó lo actuado por el Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA) mediante la Circular N° 17/2019.

Incremento Costo Tarifario (ICT)

A través del artículo 5 de la Resolución MIYSP N° 186/2019, se estableció el Incremento Costos Tarifarios (ICT) como el mecanismo de recupero de las diferencias en la aplicación de los costos mayoristas de la electricidad (precios de potencia y energía en el MEM y costos de transporte), y de las diferencias generadas en el costo propio de distribución.

En otras palabras, a través de este mecanismo se recuperan las diferencias existentes cuya aplicación se realizaba anteriormente por el ICM (Incremento Costos Mayoristas) cuya determinación la realizaba OCEBA en virtud de la delegación efectuada por la Resolución MIySP N° 46/2012 y a partir de febrero 2019 también se comenzó a recuperar las diferencias por el diferimiento en los costos propios de distribución, en oportunidad de realizar el correspondiente cálculo, conforme lo instruido por la Autoridad de Aplicación, a través de la Resolución OCEBA N° 214/2018 (aprobada por Resolución MIYSP N° 1297/2018).

Cabe señalar que, atento que el artículo 6 de la Resolución MIYSP N° 186/2019, encomendó al OCEBA la implementación del mecanismo de recupero a través del ICT, se dictó la Resolución OCEBA N° 39/2019, mediante la cual, el OCEBA estableció las medidas conducentes para la implementación de dicho mecanismo y el debido control por parte de dicho Organismo.

En definitiva el ICT, constituyó una herramienta para recuperar las diferencias en la aplicación de los costos de adquisición y de los costos propios de distribución, originadas como consecuencia del desfasaje que se produce en la instrumentación del procedimiento que permita su aplicación y/o por decisiones que limiten el traslado total de incrementos previamente aprobados, en el marco de las variaciones dispuestas por el Subanexo B de los contratos de concesión.

Cabe señalar, que su aplicación lo es hasta recuperar las diferencias resultantes del costo propio de distribución y del costo mayorista de compra de energía, en su caso, producto de los correspondientes ajustes autorizados.

A los efectos del control del concepto Incremento de Costos Tarifarios (ICT), los distribuidores provinciales y municipales, mensualmente remiten al OCEBA las declaraciones juradas de facturación emitidas en concepto de ICT para cada uno de los períodos.

Asimismo, el OCEBA informó mensualmente a la Dirección Provincial de Servicios Públicos, los montos mensuales facturados y recuperados en concepto de Incremento de Costos Tarifarios (ICT) por los distribuidores provinciales y municipales sobre la base de los valores fijados por la Autoridad de Aplicación.

Modificaciones regulatorias: Subanexos D y E del Contrato de Concesión

En cumplimiento del artículo 2 de la Resolución N° 419/2017, se adecuó el Subanexo D (Régimen de Calidad del Servicio Público y Sanciones) aplicable a partir del 1° de junio de 2018 (Circular OCEBA N° 5/18 y N° 6/18) y el Reglamento de Suministro y Conexión (Subanexo E del Contrato de Concesión) aplicable a partir del 1° de diciembre de 2018 (Circular OCEBA N° 17/18).

En virtud de ello, mediante Resolución MlySP N°186/2019 se ratificó todo lo actuado por el CERTI, de acuerdo a la encomienda efectuada por los artículos 2° y 3° de la Resolución MlySP N° 419/2017, y el OCEBA, especialmente en el marco del proceso de adecuación de los Subanexos D (Régimen de Calidad del Servicio Público y Sanciones) y E (Régimen de Suministro y Conexión), estableciendo su plena vigencia, incorporados como Anexos 80 y 81 de la Resolución N°1/2019 (Artículo 9°)

Estas modificaciones trazaron una actualización de los Subanexos que integran los contratos de concesión de las distribuidoras eléctricas, con la finalidad de, entre otras cuestiones, incorporar nuevos institutos, las nuevas tecnologías, la digitalización de las facturas, modificar parcialmente cláusulas existentes en función de la experiencia producto de su aplicación referidas a la ampliación y extensión de redes en áreas rentabilizadas y no rentabilizadas, asimismo se sistematizó información dictada por otros instrumentos legales y que resultaba complementaria, incorporando estos aspectos a los respectivos anexos, sobre todo en el tema daños, facturación, etc, y la aplicación colectiva a todos los usuarios de resoluciones dictadas por el organismo de control cuando resultaren afectados los mismos derechos e intereses individuales homogéneos, por hechos análogos y se hubieran registrado denuncias o reclamos.

En términos generales cabe mencionar, la incorporación de un glosario a efectos de eliminar ciertas interpretaciones que generaban conflicto, se modificaron parcialmente aspectos

vinculados a las condiciones de habilitación de suministros, incorporando un formulario a dichos efectos y en particular para los casos de desarrollo de espacios colectivos, inmobiliarios se establece la obligación de solicitar al distribuidor la factibilidad técnica – económica de abastecimiento del suministro requerido previamente al inicio de las obras necesarias para su concreción. Dado que esto último generaba posteriormente grandes niveles de conflictividad con la consecuente repercusión en los usuarios finales, que se encontraban desabastecidos y sin las respectivas obras realizadas.

Asimismo, se actualizaron aspectos vinculados a la facturación y su recepción digital, así como la información que la misma deberá contener, la instalación de elementos de protección, y la obligación de denunciar ante el distribuidor la existencia de equipamiento de autogeneración, incorporando paralelamente el concepto de ahorro y eficiencia energética, y la obligación de realizar campañas de concientización.

En cuanto a los reclamos, se introdujo específicamente el caso del daño a artefactos o instalaciones que estaban regulados por fuera del contrato de concesión, el sistema de facturación prepaga, pago anticipado, así como las facultades de la autoridad de aplicación de regular y reglamentar el uso y funcionamiento de medidores de tecnologías nuevas, se regularon aspectos sobre calidad comercial en cuanto a la atención al público, información de los portales web, oficinas virtuales.

Se incorporó la expresa prohibición al distribuidor de exigir la constitución del Depósito de Garantía, en los casos de Usuarios beneficiarios de Tarifa Social y Usuarios Electrodependientes por cuestiones de Salud.

Se estableció un procedimiento específico y con mayor nivel de precisión relativo a la detección de irregularidades, transgresiones, verificación y documentación, así como los costos por el recupero de energía, se modificaron aspectos sobre la suspensión, cese, corte e interrupción del suministro.

Se creó un régimen nuevo para ampliación y extensión de redes, contemplando los parques industriales, los emprendimientos comerciales, los desarrollos inmobiliarios urbanos, los barrios cerrados, distinguiendo los barrios de interés social sin fines de lucro, implementados a través del estado nacional, provincial y/o municipal, entidades intermedias (sindicatos, cooperativas, etc.) con adjudicación inmediata y total, con destino a vivienda única y permanente, que soliciten suministro de energía eléctrica, en cuyo caso estará la obra a cargo del distribuidor.

Para los demás supuestos se introdujo la necesidad de realizar un aporte denominado Contribución por Obra Reembolsable (COR) pasible de ser solicitado por parte de un distribuidor en determinados supuesto a aquellos o usuarios para la realización de una obra de ampliación y/o extensión necesaria para lograr el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica requerida.

Asimismo se amplió y modificó el sistema de sanciones y penalizaciones, instrumentando ciertos parámetros y criterios para su implementación, y actualizando conforme a las nuevas obligaciones y avances tecnológicos, y a la normativa dictada con posterioridad a su vigencia.

Régimen de Calidad del Servicio Público y Sanciones (Subanexo D del Contrato de Concesión)

La fijación de los parámetros de calidad de servicio se plasmó en el Subanexo D del Contrato de Concesión suscripto en el año 1997.

Al respecto, cabe recordar que mediante la Resolución MIVySP N° 489/2004 se aprobaron Protocolos de Entendimiento con los Distribuidores, dictada por la Autoridad de Aplicación en el marco de la renegociación de los Contratos de Concesión (por la salida de la convertibilidad), reglamentándose su artículo 5° por medio de la Resolución N° 61/2009, que estableció un esquema transitorio de Calidad de Servicio Diferencial (mediante el cual las Distribuidoras podían aplicar los montos resultantes de las penalizaciones por Calidad de Servicio a inversiones en sus instalaciones destinadas a la mejorara de dicho concepto) hasta tanto se aprobara la RTI prevista en el artículo 6to. del Decreto N° 1578/08.

Este esquema mantenía las condiciones establecidas en el citado Subanexo D aunque fijaba valores de reducción de las penalidades en base a la relación de la tarifa objetivo y la real aplicada en cada semestre.

El nuevo Subanexo D -Régimen de Calidad del Servicio Público y Sanciones- aplicable a partir del 1° de junio de 2018 (Circular OCEBA N° 5/18 y N° 6/18) regula los aspectos relativos a la calidad del servicio y los parámetros que resultan considerados como así también las Sanciones.

Desde la entrada en vigencia de la Resolución MIYSP N° 419/2017 y hasta la entrada en vigencia del nuevo Subanexo D (Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones), período comprendido entre el 1/06/2017 y 1/06/2018, los montos de las penalizaciones correspondientes a ambos semestres, fueron asentados en una cuenta contable específica cuyo destino está a consideración de este Ministerio en su calidad de Autoridad de Aplicación. Cabe recordar que, hasta ese momento, estos montos se aplicaban a obras.

Con posterioridad al 01/06/2018, se puso en aplicación plena el Subanexo D (sin factores de reducción y con nuevos valores) y, en el marco del nuevo régimen de sanciones, los montos de las penalizaciones resultantes de los apartamiento de Calidad de Servicio son acreditados a los usuarios en los períodos de facturación posteriores al cierre de las evaluaciones de cada período de control; en tanto que el dictado del acto administrativo que apruebe definitivamente el monto de la penalización calculado para cada período de control dependerá del tratamiento que resulte de los casos de fuerza mayor y/o eximentes de responsabilidad invocados en el mismo.

Amparos judiciales

En los últimos años los aumentos tarifarios de gran impacto provocaron que se interpusieran diversas acciones judiciales con el dictado de medidas cautelares tendientes a suspender la aplicación de los incrementos tarifarios de las Resoluciones MlySP 22/2016, y 419/2017, tal como se detalla en el Anexo II. Sin embargo, es importante subrayar que si bien generaron atrasos puntuales en la aplicación de los cuadros tarifarios de que se trataban en cada

momento, éstos no significaron pérdidas de ingresos para los distribuidores ya que esos períodos se recuperaron mediante la metodología que se detalla en el Anexo II y por DCM.

En 2019 también se presentó un amparo atacando la Resolución MlySP N° 186/2019, argumentando en contra del ajuste de tarifas e incorporando al ICT en la demanda, ya que consideran al mecanismo compensador, como un incremento solapado en la tarifa de los usuarios. En todo momento se mantuvo la vigencia de los cuadros contenidos en la Resolución. En el Anexo II se presentan los detalles del amparo.

3. Revisión Tarifaria Integral 2017-2022

La Resolución MlySP N° 22/2016 instruyó a la Dirección Provincial de Desarrollo de Servicios Públicos y al Organismo de Control de Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires (OCEBA), en el ámbito de sus respectivas competencias, a iniciar los estudios tendientes a la RTI en los términos del artículo 44 de la Ley N° 11.769.

Con la finalidad de cumplimentar esa manda resolutive se conformó el CERTI como un espacio interdepartamental, a funcionar en el ámbito de la entonces Subsecretaría de Servicios Públicos del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la provincia de Buenos Aires.

El Comité lo integraron los titulares de la Dirección Provincial de Desarrollo de los Servicios Públicos, la Dirección Provincial de Control y Seguimiento de los Servicios Públicos, del OCEBA y la Dirección de Energía de la provincia de Buenos Aires.

Para ello se elaboró el Pliego a utilizar en la contratación de la consultoría RTI, y se solicitó al Instituto de Energía la realización de un concurso de oferentes para la contratación de servicios de consultoría que asistió al Comité en la RTI y que fue solventada con recursos específicos asignados al Instituto.

En consecuencia se desarrolló el Concurso Privado N° 1/2016 CONTRATACION DE LOS SERVICIOS DE CONSULTORIA PARA LA REALIZACION DE LA REVISION TARIFARIA INTEGRAL mediante el cual se convocó a empresas con antecedentes nacionales e internacionales en la materia.

La convocatoria se realizó a las siguientes firmas:

- a. Mercados Energéticos Consultores.
- b. Quantum América Consultoría en Regulación de Servicios Públicos.
- c. PSI Consultores.

Presentaron ofertas las firmas Mercados Energéticos Consultores S.A. y QUANTUM S.A. en la forma de presentación sobres A (documentación general, antecedentes y propuesta técnica) y B (oferta económica) tales requisitos de pliego, no realizando oferta la firma PSI Consultores.

Se estableció el Orden de mérito:

1° Mercados Energéticos Consultores S.A. (oferta \$ 1.967.000 IVA incluido).

2° QUANTUM S.A. (oferta de \$ 6.954.561 IVA incluido).

Finalmente se adjudicó el desarrollo de los servicios de consultoría a Mercados Energéticos Consultores S.A.

La RTI llevada a cabo por Mercados Energéticos Consultores concluyó con un Informe Final en el cual se establece el nuevo nivel del VAD para el quinquenio 2017-2022 de las distribuidoras eléctricas provinciales y, dado un mercado base, se calculan los parámetros con los cuales se realizaron los cuadros tarifarios que posteriormente aprobaría la Resolución MlySP N° 419/2017.

Las RTIs son una instancia en la cual se pueden evaluar diversos aspectos referidos a las tarifas de un servicio público concesionado: estructuras tarifarias, segmentos, tipos de usuarios, áreas, pero sobre todo es una instancia en la cual se revisan y establecen los niveles de ingresos requeridos para el período considerado, en este caso para el quinquenio comprendido entre mayo 2017 y abril 2022.

El requerimiento de ingresos, también denominado VAD debe ser suficiente para garantizar la correcta operación y mantenimiento de la red, para realizar las inversiones requeridas a los fines de mantener en el tiempo el valor del capital inicial y de realizar las ampliaciones que el crecimiento de la demanda requiera y dar una rentabilidad razonable a la empresa distribuidora. El VAD o costo propio de distribución es el único componente de la tarifa que es determinado por el Estado de la Provincia de Buenos Aires. Los costos de abastecimiento (energía y transporte) son definidos por el Estado Nacional.

En la RTI vigente en la Provincia de Buenos Aires no se realizaron cambios a las estructuras de los cuadros tarifarios, manteniéndose el modelo tarifario que está definido en el Subanexo B de los contratos de concesión. La RTI que se analiza en el presente informe estuvo enfocada en su totalidad en el cálculo de los ingresos requeridos por las distribuidoras provinciales EDELAP, EDEA, EDEN y EDES, estimación que se realizó según la metodología solicitada por el CERTI y que se detalla en el presente capítulo. El requerimiento de ingresos resultante se trasladó a tarifa considerando como mercado base la demanda registrada entre agosto 2015 y julio 2016.

Dado el marco regulatorio provincial y la homogeneidad de las tarifas para todos los usuarios de un mismo área, el resultado de la RTI para las cuatro distribuidoras provinciales, se extrapoló a las distribuidoras municipales o cooperativas a través de los cuadros de referencia de cada área. El universo de distribuidoras municipales y cooperativas asciende a 198 empresas, las cuales agrupan aproximadamente al 42% de los usuarios de la provincia. Todas ellas evidencian características muy heterogéneas entre sí, ya sea por la cantidad de usuarios, la extensión de las áreas, o por otros servicios prestados por las mismas empresas, entre otras particularidades del sector cooperativo. La ausencia de la realización de una RTI propia para las cooperativas es la primera gran falta que se puede mencionar de la RTI llevada a cabo en la provincia de Buenos Aires.

3.1 Requerimiento de ingresos de las empresas distribuidoras eléctricas

Los ingresos requeridos determinados en la RTI 2017-2022 para las distribuidoras EDEN, EDEA, EDES y EDELAP comprenden dos conceptos: costos de capital y costos de explotación.

El costo de capital contempla la rentabilidad de los activos invertidos y la amortización de los mismos, de forma tal de mantener en el tiempo el valor de los activos iniciales. De los ingresos reconocidos en concepto de costo de capital debe surgir el financiamiento de las inversiones que deben realizarse para mantener la calidad del servicio. Al tiempo que la definición del costo de capital es sumamente sensible porque de los supuestos y metodologías utilizadas para su estimación pueden surgir ganancias extraordinarias que resulten en detrimento de los usuarios del servicio y que no tengan una contrapartida en mejoras de la prestación.

Los costos de explotación incluyen los costos necesarios para la operación y mantenimiento del servicio, la cantidad de mano de obra considerada y los costos salariales son los supuestos más relevantes a los fines de esta estimación.

En el cuadro siguiente se presentan los ingresos anuales requeridos por empresa, según lo informado en el Informe Final de la RTI.

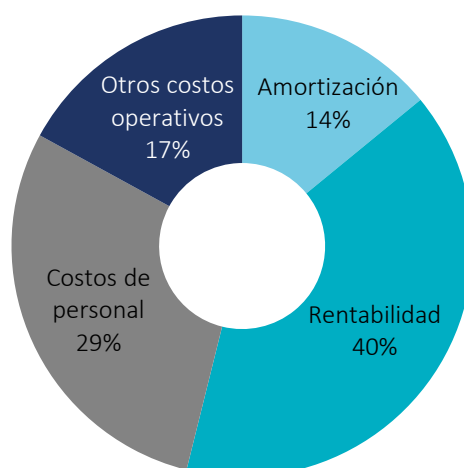
Cuadro 3.1: Ingresos anuales requeridos RTI por concepto, en millones de \$ de julio 2016.

Concepto	EDEN	EDEA	EDES	EDELAP	Consolidado
Ingresos requeridos \$/MWh	874	1.074	1.238	859	971
Ingresos requeridos anualizados (en millones de \$)	2.930	2.433	1.298	2.248	8.907
Costos de Explotación	1.284	1.233	662	929	4.108
Costos de capital	1.645	1.200	636	1.318	4.799

Fuente: en base al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores.

En el gráfico siguiente se muestra la distribución de los ingresos anuales requeridos por concepto. En el agregado de las cuatro empresas el costo de capital representa el 54%, en tanto que los costos operativos alcanzan al 46% de los ingresos a recuperar a través de las tarifas. El costo de capital se distribuye entre rentabilidad (40%) y amortización (14%), permitiendo dimensionar el impacto en el requerimiento de ingresos resultante de aplicar la tasa de rentabilidad del 12,27% anual sobre la base de capital. En tanto que los costos operativos se componen de costos de personal (29%) y otros costos operativos (17%).

Gráfico 3.1: Distribución del requerimiento de ingresos por concepto.



Fuente: en base al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores.

En el proceso de la RTI, no solamente la Autoridad de Aplicación (a través del CERTI) realizó sus cálculos de requerimientos de ingresos, sino que las empresas también realizaron presentaciones con cálculos propios. Los montos finalmente reconocidos se ubican entre un 7% y

un 17% por debajo de lo solicitado. En el cuadro siguiente se presenta la comparación entre lo solicitado y lo otorgado.

Cuadro 3.2: Ingresos anuales requeridos RTI vs solicitado por las empresas, en millones de \$ de julio 2016.

Concepto	EDEN	EDEA	EDES	EDELAP	Consolidado
Solicitado por las empresas en la RTI	3.443	2.628	1.554	2.620	10.245
Aprobado RTI	2.930	2.432	1.297	2.248	8.905
Aprobado/ Solicitado	-15%	-7%	-17%	-14%	-13%

Fuente: en base a información provista por la Dirección Provincial de Energía y al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores.

Adicionalmente, es importante destacar que los ingresos reconocidos representaron un aumento para las empresas del 51% respecto de los ingresos que ya tenían reconocidos en la tarifa 2016, destacándose EDES con un aumento del 78%.

Cuadro 3.3: Ingresos anuales requeridos RTI vs tarifa vigente pre RTI, en millones de \$ de julio 2016.

Concepto	EDEN	EDEA	EDES	EDELAP	Consolidado
Tarifa vigente 2016 pre RTI	1.981	1.758	729	1.434	5.902
Aprobado RTI	2.930	2.432	1.297	2.248	8.905
Aprobado /tarifa 2016	48%	38%	78%	57%	51%

Fuente: en base a información provista por la Dirección Provincial de Energía y al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores.

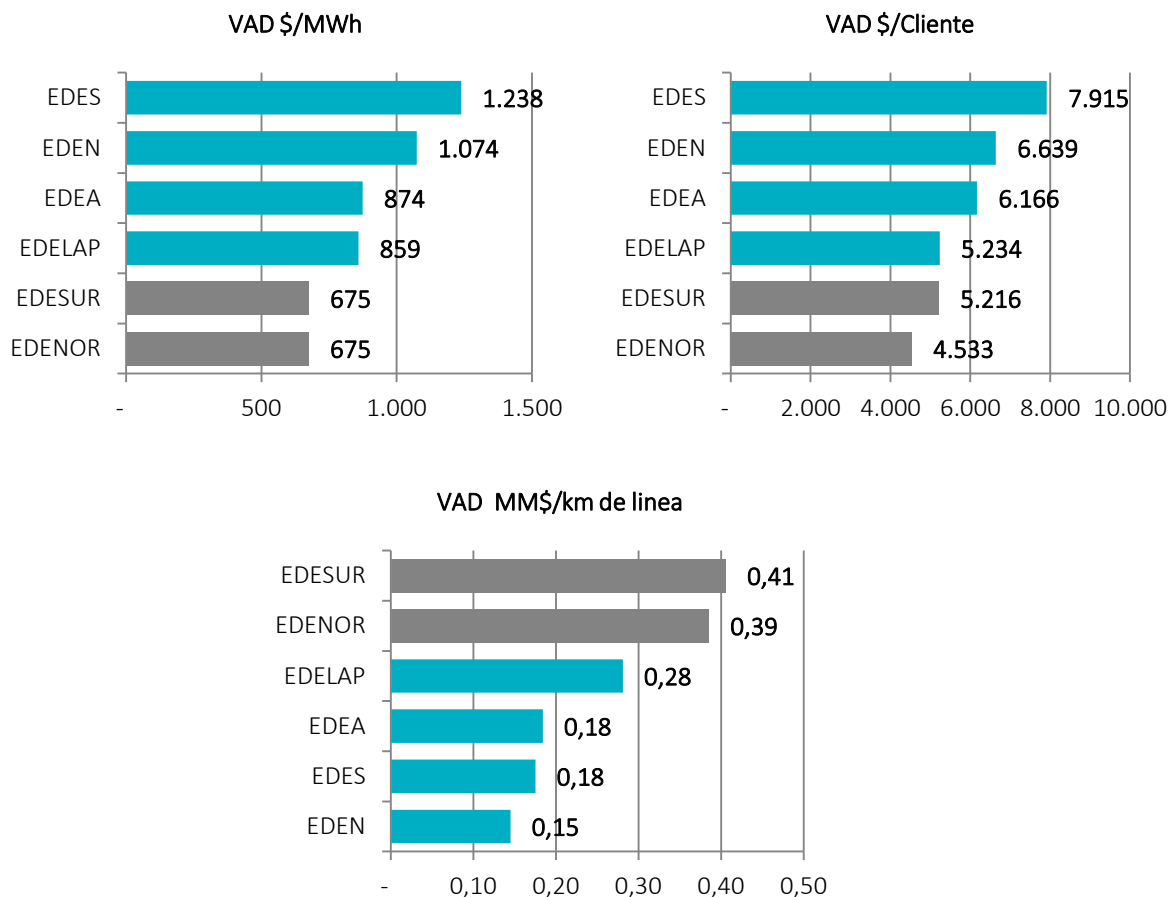
Este incremento total del 51% se aplicó sobre el VAD resultante de las tarifas sancionadas en febrero de 2016 por la Resolución MIySP N° 22/2016, la cual les había otorgado un incremento del 112% respecto del VAD contenido en las tarifas anteriores (Resolución MIySP N° 243/2012, Resolución MIySP N° 435/2012 y Resolución MIySP N° 34/2015).

Estos aumentos en los niveles de VAD de las distribuidoras provinciales, sumados al sendero de quita de subsidios a la energía (costo de abastecimiento) establecido por la gestión anterior a nivel nacional, generaron aumentos abruptos en las tarifas de todos los usuarios de la Provincia que agravaron el deterioro del contexto social y productivo de los bonaerenses.

Si se compara el VAD reconocido en la RTI con el VAD reconocido en la RTI de EDENOR y EDESUR, se observa que en términos de \$/MWh distribuido el VAD de las distribuidoras de jurisdicción nacional es sustancialmente menor.

En tanto que la relación es inversa si se observa el VAD por km de líneas, ya que EDENOR y EDESUR poseen mayor cantidad de km de línea por energía distribuida y por km² de área de concesión. Esto es así porque EDENOR y EDESUR poseen una densidad de usuarios por km² de entre 650 y 750 usuarios, en comparación de EDELAP que se encuentra en torno a los 64 usuarios y de las otras tres distribuidoras provinciales con una densidad de entre 3 y 5 usuarios/km². Esta relación se mantiene si se analiza km de líneas / km².

Gráficos 3.2: comparación VAD vs MWh distribuido, cantidad de clientes y km de red, en \$ julio 2016.



Fuente: en base a información provista por la Dirección Provincial de Energía y bases de ADEERA.

3.2 Metodología

Es importante destacar que el CERTI fue el responsable de la elección de la metodología utilizada y los supuestos adoptados. No obstante, de la evaluación de la documentación que registra el proceso previo a la definición final de los ingresos requeridos, se concluye que falta la evaluación de metodologías alternativas a los fines de poder seleccionar la más conveniente para los usuarios. También se concluye que la definición de algunos supuestos tomados no se encuentra sustentada en análisis técnicos que permitan considerarlos válidos. La falta de información

disponible, por parte del regulador, probablemente haya ido en detrimento de la búsqueda de parámetros técnicamente sustentados.

Costo de Capital

El costo de capital representó aproximadamente el 54% de los ingresos requeridos de la RTI. Para calcularlos hay tres conceptos fundamentales a analizar:

- La valorización de la base de capital.
- La tasa de rentabilidad
- La amortización.

En el cuadro siguiente se presenta la desagregación de los ingresos requeridos en concepto de costo de capital, distinguiendo la cuota anual de amortización (14% del requerimiento de ingresos) y la cuota anual de rentabilidad (40% de los ingresos totales).

Cuadro 3.4: Ingresos anuales requeridos RTI, desagregando el costo de capital, en millones de \$ de julio 2016.

Concepto	EDEN	EDEA	EDES	EDELAP	Consolidado
Costos de capital	1.645	1.200	636	1.318	4.799
Cuota de amortización	386	338	182	348	1.254
Eléctrico	364	319	172	329	1.184
No eléctrico	22	19	10	18	69
Inversiones recuperación (catch up)	0	0	0	0	0
Cuota rentabilidad	1.259	862	454	971	3.546
Eléctrico	848	743	401	767	2.759
No eléctrico	51	45	24	43	163
Inversiones recuperación (catch up)	360	74	29	160	623

Fuente: en base al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores.

Valorización Base de capital (VNR)

Para valorizar la base de capital se utilizó la metodología de Valor Nuevo de Reposición (VNR), el cual consiste en partir de los típicos constructivos informados por las empresas y los costos unitarios (informados por las empresas versus costos de referencia de la consultora).

Existen otras metodologías para valorizar la base de capital, en este caso se definió utilizar el VNR sin realizar evaluaciones de los resultados que arrojarían otros métodos. En el caso de la RTI de EDENOR y EDESUR se solicitó a las empresas que presenten sus propuestas utilizando tanto el VNR como el método conocido como Costo Histórico, método que también fue utilizado en las RTI de distribución de gas natural. El método de Costo Histórico, también llamado Flujo de Fondos, consiste en considerar el valor inicial de los bienes al iniciar el contrato de concesión, incorporar los activos activados posteriormente netos de bajas, y actualizarlo por un índice de precios, considerando las depreciaciones.

Ambos métodos son de utilización difundida, especialmente en distribución eléctrica el VNR Optimizado a la demanda es muy utilizado. No obstante, se considera que la falta de evaluación de diferentes metodologías quita solidez al análisis técnico requerido para seleccionar una metodología que determinará el 54% de la tarifa.

La información disponible respecto de los activos incluidos en la base de capital es limitada, el informe de la Consultora Mercados Energéticos detalla parte de los tipos constructivos considerados para la estimación de la base de capital, los costos unitarios considerados y su valorización, sin embargo no se presenta información de: estaciones transformadoras de AT/MT, redes de AT, estaciones transformadoras 33/13 kV, medidores y acometidas.

La falta de información disponible y de transparencia en la estimación de la base de capital, no permite distinguir, y validar, si corresponde la inclusión de todos los activos considerados (podrían estarse incluyendo activos no financiados por las distribuidoras). Adicionalmente, es importante destacar que los activos incluidos fueron los declarados por las empresas, no se realizó una verificación o auditoría de campo que compruebe la existencia real y el estado de los mismos.

A la base de capital se le aplicó un factor de depreciación normativo de 0,5. Este parámetro, definido por el CERTI, establece que los activos de la base de capital (exceptuando al catch up) están depreciados al 50% de su valor total. Según el informe de la RTI se realizó un análisis de la vida media del total de los activos en base a información presentada por las empresas, sin embargo no se encuentra registro formal (ni informal) del estudio citado.

Considerando la vida útil de 38 años utilizada para la amortización, este factor de depreciación implicaría que todos los activos físicos considerados tienen, en promedio, 19 años de antigüedad, en un extremo implica suponer que todas las instalaciones y las redes se habrían estrenado en el año 1997. La definición del factor de depreciación determinó la base de capital sobre la cual se calculó el costo de capital reconocido, el cual como se mencionó previamente representa el 54% de la tarifa. **La subestimación de la antigüedad de los activos redundará en mayores ingresos reconocidos para las empresas. Se considera que, al ser este un supuesto tan sensible, debería estar documentado con su análisis técnico correspondiente, de otro modo se puede inferir una selección de valores discrecional a los fines de incrementar la base de capital reconocida.**

En el cuadro siguiente se presenta la base de capital valorizada según el Valor Nuevo de Reposición.

Cuadro 3.5: Base de capital valorizada según activo, en millones de \$ de julio 2016.

Concepto	EDEN	EDEA	EDES	EDELAP
Valor Nuevo de Reposición	17.590	13.447	7.159	14.513
Eléctrico	13.828	12.118	6.529	12.509
No eléctrico	830	727	392	696
Inversiones recuperación (catch up)	2.932	602	238	1.308

Fuente: en base al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores.

Tasa de Rentabilidad

En el Marco Regulatorio se establece que, la tasa de rentabilidad debe ser razonable, equiparable a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente. Este concepto jurídico es indeterminado y da lugar a cierta discrecionalidad por parte de la Autoridad de Aplicación.

En el caso de la RTI se definió la tasa de rentabilidad utilizando el método WACC (Weighted Average Cost Of Capital). La tasa resultante fue de 12,27% antes de impuestos (7,98% después de impuestos).

En el caso de EDENOR y EDESUR la tasa de rentabilidad de la RTI fue de 12,46% antes de impuestos (8,10% después de impuestos).

Si bien la tasa WACC es un método usualmente utilizado a los fines de definir el costo de capital, cabe observar que, en un contexto macroeconómico como el que atraviesa nuestro país y, atravesaba al momento de la RTI, puede ser observable el uso de la tasa WACC, ya que incorpora el riesgo país en su cálculo y en este contexto los resultados podrían resultar inaplicables socialmente.

Amortización

Para estimar los ingresos requeridos, en concepto de amortización, es fundamental definir la vida útil de los activos. La vida útil es la duración que se le asigna contablemente a un activo que forma parte de la base de capital de una empresa. Con los ingresos reconocidos por este concepto las empresas deber realizar las inversiones necesarias para mantener en el tiempo el valor del capital inicial.

Se consideró una vida útil regulatoria de 38 años uniforme para todos los activos, según el Informe de la RTI este criterio se definió en base al Manual de Contabilidad Regulatoria del ENRE. Sin embargo, en el Manual de Contabilidad Regulatoria del ENRE, definido por la Resolución ENRE N° 464/2002, se establece una vida útil específica para cada tipo de activo según el rubro. **Al igual que en la definición del factor de depreciación, en este caso correspondería haber realizado una evaluación de los años de vida útil por típico constructivo**

considerado en la base de capital, este análisis no se encuentra como antecedente técnico de la RTI.

Inversiones de Recuperación - Catch up

Una particularidad de la RTI de la provincia de Buenos Aires, es la inclusión de las llamadas “inversiones de recuperación” o catch up. Las mismas son inversiones que deberían haberse realizado en años anteriores para mantener la red ajustada a la demanda y que, con motivo de la falta de ajustes de tarifas, las empresas no realizaron.

Estos montos de catch up son incluidos en la base de capital valorizada, sin depreciar. Para el cálculo de la cuota de rentabilidad se consideran los montos de catch up pero no se incluyen en la cuota de amortización. Esto implica considerar los montos de inversiones de recuperación, como inversiones ya realizadas, es decir como un adelanto de rentabilidad pre – inversión.

No obstante, al considerar el quinquenio completo en el cálculo, los usuarios están pagando en la tarifa desde el año 1 de la RTI la rentabilidad sobre un capital que, en los hechos, todavía no se invirtió.

Se observa que, los montos comprometidos surgen de planes de inversiones presentados por las empresas y que no responden a un modelo de optimización de la red con la demanda actual a los fines de definir las inversiones de adaptación de la red necesarias para mantener la calidad de servicio y producto. En el capítulo 5 se detallan los montos de inversiones comprometidas por este concepto (Resolución MlySP N° 419/2017).

Costos de Explotación

Para el cálculo de los costos de explotación, se utilizó la metodología de benchmarking, comparando con empresas eficientes de escala similar y mediante la utilización de ratios de eficiencia respecto a empresas internacionales.

Se estimaron tres componentes de los costos operativos: costos de personal, otros costos y costos de generación aislada.

Cuadro 3.6: Ingresos anuales requeridos RTI para costos de explotación, en millones de \$ de julio 2016.

Concepto	EDEN	EDEA	EDES	EDELAP	Consolidado	Distribución de costos
Costos de personal	735	834	405	617	2.591	63%
Otros costos*	549	399	257	312	1.517	37%
Total costos	1.284	1.233	662	929	4.108	100%

*Incluye costos de generación aislada (representan el 1%).

Fuente: en base al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores.

Los costos de personal, incluidos en el requerimiento de ingresos, se estimaron a partir de una dotación de personal mediante ratios eficientes y de los salarios vigentes a julio 2016 (informados por el OCEBA). En el cuadro siguiente se presenta la cantidad de empleados homologada como eficiente en la RTI versus la cantidad de empleados 2016 y 2019 de las empresas distribuidoras.

Cuadro 3.7: Cantidad de empleados considerados en la RTI vs real.

Empleados	EDEN	EDEA	EDES	EDELAP
Estructura de apoyo	65	97	73	113
Área comercial	263	296	152	157
Explotación técnica	444	381	198	319
Total RTI	772	774	423	589
Real 2016	764	726	421	577
Real 2019	812	758	461	642
Δ 2019 - RTI	40	-16	38	53

Fuente: en base al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores e información suministrada por las empresas.

La comparación respecto de la cantidad real de empleados de las empresas en el año 2016 se ubica entre 0,5% y 6,6%. La cantidad de empleados en 2019 se incrementó y superó los empleos considerados en la RTI, excepto en EDEA.

Los otros costos se calcularon a partir de ratios de eficiencia de empresas representativas, considerando la densidad del mercado (y la dispersión) y la cantidad de usuarios (escala de la empresa). De forma tal que el ratio otros costos / costos operativos totales se ubique entre 34% y 47%). No se encuentran informes técnicos que sustenten la elección de esta metodología, en lugar del estudio de la estructura de costos real de las empresas.

El sentido técnico de determinar los costos operativos a partir de empresas “eficientes” y de tarifas máximas (Price cup) es el de generar incentivos a la mejor gestión empresarial, alcanzando una reducción de costos, en lugar de considerar un sistema de costos plus el cual provoca incentivos en el sentido inverso. En este caso, esta afirmación no sería apropiada, ya que se observa que **los costos operativos reconocidos en la RTI, en comparación con los costos operativos que surgen de los balances y de la declaración de las empresas, fueron mayores a los reales en aproximadamente un 20%**. En el cuadro siguiente se realiza la comparación.

Cuadro 3.8: Costos operativos considerados en la RTI vs costos reales. En millones de \$ de 2016.

Concepto	EDEN	EDEA	EDES	EDELAP	Consolidado
Costos Operativos considerados en la RTI - \$ 2016					
Costos de personal	735	834	405	617	2.591
Otros costos	549	399	257	312	1.517
Total costos	1.284	1.233	662	929	4.108
Costos Operativos reales - 2016					
Costos de personal	716	734	353	527	2.330

Otros costos	328	325	129	332	1.114
Total costos	1.044	1.059	482	859	3.444
RTI vs costos reales					
Costos de personal	3%	14%	15%	17%	11%
Otros costos	67%	23%	100%	-6%	36%
Total costos	23%	16%	37%	8%	19%

Fuente: en base al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores, Estados Contables de las distribuidoras e información presentada por las empresas.

La diferencia mayor entre los costos operativos de la RTI y los costos efectivos se observa en los 'otros costos', en tanto que, los costos de personal presentan diferencias menores, lo cual es previsible porque la dotación considerada es similar a la real. En cambio, la estimación de otros costos sobredimensionó un 36% los ingresos requeridos para este concepto, se destaca el caso de EDES y EDEN quienes incrementaron los otros costos 100% y 67% respectivamente.

Fórmula de ajuste

En la RTI se estableció la aplicación de una fórmula de ajuste de aplicación anual, para que los ingresos reconocidos se actualicen considerando el incremento de costos que no depende de decisiones de las empresas distribuidoras. **En la fórmula de ajuste se incluyen la variación del índice de salarios, el Índice de Precios Mayoristas, el Índice de Precios al Consumidor y el tipo de cambio.** La misma debería aplicarse los meses de agosto de cada año, incluyendo las variaciones entre los meses de mayo de cada año.

Al aplicar en la tarificación la metodología del Price cup correspondería incorporar un factor de atenuación del ajuste por avance tecnológico o ganancia de eficiencia (factor X). Sin embargo, en la definición de la fórmula de ajuste establecida en esta RTI se determinó que este factor de atenuación sería 0% para todo el quinquenio. Esta determinación favorece a las empresas, ya que los incentivos a mayor eficiencia que genera la aplicación de tarifas máximas no se trasladarían al usuario.

En la ponderación final el índice de salarios representa el 56%, el IPIM el 24%, el IPC el 12% y el tipo de cambio el 8%. La inclusión del tipo de cambio en la fórmula no tiene un alto impacto, y tampoco implica la dolarización de la tarifa. Sin embargo, en un contexto de fuerte devaluación de la moneda, como el año 2018 y 2019, la inclusión del tipo de cambio en la fórmula contribuyó a incrementar la fórmula de ajuste.

A continuación se desarrolla la fórmula polinómica y los parámetros que la componen:

$$FA_n = \alpha * \left(0,15 * \frac{TC_n}{TC_0} + 0,40 * \frac{IS_n}{IS_0} + 0,45 * \frac{IPIM_n^{mae}}{IPIM_0^{mae}} \right) + \beta * \left(0,75 * \frac{IS_n}{IS_0} + 0,25 * \frac{IPC_n}{IPC_0} \right)$$

Dónde:

α Es el componente de Costos de Capital de los Costos Propios de Distribución.

β Es el componente de Costos Operativos de los Costos Propios de Distribución.

TC_n Publicado por el BCRA, vigente al último día del mes “m-2”, siendo “m” el primer mes del período n (período de seis meses).

TC_0 Publicado por el BCRA, vigente al 31 de julio de 2016.

IS_n Sector Privado Registrado publicado por el INDEC, correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el primer mes del período n (período de seis meses).

IS_0 Sector Privado Registrado publicado por el INDEC, vigente al mes de julio de 2016.

$IPIM_n^{mae}$ Rubro Máquinas y aparatos eléctricos, publicado por el INDEC, correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el primer mes del período n (período de seis meses).

$IPIM_0^{mae}$ Rubro Máquinas y aparatos eléctricos, publicado por el INDEC, vigente al mes de julio de 2016.

IPC_n Publicado por el INDEC, correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el primer mes del período n (período de seis meses).

IPC_0 Publicado por el INDEC, vigente al mes de julio de 2016.

Cuadro 3.9: Participación de los costos de capital y costos operativos en los costos propios de distribución.

Empresa	Costos de Capital α	Costos Operativos β
EDEA	49.34%	50.66%
EDELAP	58.65%	41.35%
EDEN	56.17%	43.83%
EDES	49.05%	50.95%

Fuente: en base al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores.

Si bien la definición de la participación de los costos de capital y operativos (α y β) sí refleja la estructura del requerimiento de ingresos reconocida en la RTI, siendo este porcentaje verificable en las tablas anteriores. No sucede lo mismo con los otros parámetros de ponderación de la fórmula, ya que en el informe de la RTI se presentan los resultados pero no la base de cálculo sobre la que se obtuvieron los porcentajes resultantes (por ejemplo los componentes transables y no transables del costo de capital).

Hasta el año 2019 se había aplicado dos veces la fórmula de ajuste: en diciembre 2017 un incremento del 17% (Resolución MIySP N° 60/2018) comprendiendo excepcionalmente 10 meses (julio 2016 a mayo 2017) y desde septiembre 2018 se aplicó el ajuste del 33% correspondiente a los meses de mayo 2017 a mayo 2018. En el cuadro siguiente se presentan los ingresos requeridos vigentes luego de efectuar los dos ajustes mencionados.

Cuadro 3.10: Ingresos anuales requeridos RTI por concepto, en \$ de mayo 2018.

Concepto	EDEN	EDEA	EDES	EDELAP
Ingresos requeridos \$/MWh	1.673	1.359	1.925	1.339

Ingresos requeridos anualizados (en millones de \$)	4.564	3.781	2.016	3.504
Costos de Explotación	2.000	1.916	1.028	1.448
Costos de capital	2.562	1.866	989	2.055
Cuota de amortización	601	526	283	542
Eléctrico	567	496	267	513
No eléctrico	34	30	16	29
Inversiones recuperación	-	-	-	-
Cuota rentabilidad	1.961	1.340	706	1.513
Eléctrico	1.322	1.156	623	1.196
No eléctrico	79	69	37	67
Inversiones recuperación	560	115	45	250

Fuente: en base al Informe Final RTI, Mercados Energéticos Consultores.

Pérdidas

Uno de los parámetros tarifarios que se modificaron en la RTI fue el nivel de pérdidas reconocidas. Este parámetro afecta al modelo de pass through de los costos de abastecimiento mayoristas de la energía.

Se observa un incremento del nivel de pérdidas reconocido en tarifa, de entre 3 y 4,5 puntos porcentuales. Se estima que esta sobreestimación del porcentaje de pérdidas reconocidas en el modelo tarifario representa un 2% más de facturación, respecto a los niveles previos a la RTI.

No se encuentran informes técnicos formales (ni informales) que den sustento y soporte a este cambio de los porcentajes de pérdidas.

Cuadro 3.11: comparación nivel general de pérdidas pre y post RTI.

Nivel general de pérdidas	EDEA	EDEN	EDES	EDELAP
PRE RTI	6,4%	5,1%	6,1%	7,5%
RTI	10,8%	8,4%	9,9%	10,3%
Δ p.p	4,4%	3,4%	3,9%	2,8%

Fuente: en base a información provista por la Dirección Provincial de Energía.

3.3 Distribuidoras municipales

Según la Ley N° 11.769, que regula el sector eléctrico, todos los usuarios de la Provincia de Buenos Aires de características similares de consumo, en cuanto a uso y modalidad, deben

abonar por el suministro de iguales cantidades de energía eléctrica, importes equivalentes independientemente de las particularidades a que den lugar su ubicación geográfica, forma de prestación. Para esto, las distribuidoras municipales facturan de acuerdo a los cuadros tarifarios de referencia por área (Norte, Sur, Atlántica y Río de la Plata). Considerando que las distribuidoras municipales o cooperativas tienen distintas estructuras, la Ley mencionada crea el Fondo Compensador con el propósito de compensar las diferencias de costos propios de distribución reconocidos entre los distintos concesionarios provinciales y municipales.

La RTI 2017-2022 debía definir los nuevos montos a pagar a través del Fondo Compensador. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, para las distribuidoras municipales no se realizó una RTI propia similar a la de las distribuidoras provinciales. Si bien hubo un requerimiento de información sobre activos, plantel de personal, salarios y costos operativos, en el informe de la consultora se explicita que la información presentaba serias deficiencias que impidieron la realización de un análisis particular.

Dado que la falta de información consistente no permitió aplicar diversas metodologías, se procedió a aplicar el mismo aumento tarifario producto de la RTI de las distribuidoras provinciales a los valores del Fondo Compensador 2016. Como resultado, las distribuidoras municipales en el agregado tuvieron un incremento por la RTI del 45% (tanto en sus cuadros por área de referencia como en los montos del Fondo Compensador).

Para calcular estos valores la consultora estimó el VAD obtenido por cada cooperativa con los nuevos cuadros resultantes de la RTI versus los cuadros anteriores de la Resolución MIySP N° 22/2016. El mercado utilizado fue agosto 2015-julio 2016, la diferencia de composición de los mercados de cada distribuidora arroja incrementos dispares que se ubican en un rango de entre 29% y 63%.

Realizar estudios específicos sobre los requerimientos de ingresos del sector cooperativo es imprescindible para el futuro, la contabilidad regulatoria es una herramienta fundamental para poder llevar a cabo una RTI propia para cada distribuidora municipal.

4. OCEBA: Controles de calidad del servicio y reglamentos de suministro y conexión

4.1 Estado de situación del Organismo de Control

El OCEBA se encuentra en una situación crítica que afecta gravemente la capacidad de control del Estado frente a las empresas concesionarias. Déficits generalizados de recursos relevantes se identifican en todas las áreas, desfinanciamiento, escasez de recursos humanos con formación técnica especializada, inexistencia de áreas de sistemas, falta de hardware y software necesarios para el cumplimiento de mecanismos de control e infraestructura fuertemente deteriorada.

El desfinanciamiento del Organismo, evidencia la intencionalidad política de vaciar las instituciones públicas encargadas del control de las concesiones de servicios públicos. El OCEBA arrastra, desde los últimos años, una situación de precariedad financiera, producto de la restricción presupuestaria provocando limitaciones en las actividades de control. Si bien cuenta con un recurso legal genuino para su financiación, que es la tasa de fiscalización y control, la misma fue exigida y recaudada en un 40 % de lo que hubiese correspondido hacerse.

Obsérvese que la tasa aludida precedentemente está contemplada en la tarifa que las distribuidoras facturan a los usuarios y es equivalente al 1,2 % sobre el VAD de la facturación total de la tarifa del año anterior. No obstante, en los últimos años nunca la tasa de fiscalización recaudada por el OCEBA superó el 0,52 % de la facturación de las mismas.

No existió ni planificación ni desarrollo de los procesos de auditorías comerciales y técnicas que permitan cumplir los controles establecidos por la normativa vigente, por consiguiente es nulo el seguimiento semestral o anual de los controles (recurrencia operativa). Tampoco se realizan inspecciones y controles sobre la seguridad en la vía pública, solo se reacciona en forma reactiva (denuncias reiteradas).

Se reconocen numerosos objetivos de control que debían implementarse y no fueron llevados a cabo. Por ejemplo, puede mencionarse la falta de la implementación de la contabilidad regulatoria, la falta de auditorías, la insuficiente Atención al Usuario, entre otras.

La cantidad de profesionales del Organismo, en el marco de las exigencias establecidas en el RTI, no resulta suficiente para controlar un mercado distribuidor de 202 empresas proveedoras de servicio. La estructura de RRHH con experiencia, evidencia un alto nivel de jubilaciones recientes y previstas para este 2020. No existe un programa de formación de RRHH básico, técnico y de gestión de mediano plazo, ni una planificación anual de las necesidades de las gerencias sobre objetivos propuestos.

En términos de recursos informáticos, también es nula la capacidad instalada tecnológica e informática para el seguimiento y control de 204 empresas proveedoras de servicio eléctrico. Imposibilidad para realizar un seguimiento en tiempo real de los niveles técnicos de asistencia a usuarios. Tampoco se realizó la implementación completa de las herramientas GDEBA de uso obligatorio en PBA.

Adicionalmente, actualmente una de las cuentas bancarias del OCEBA se encuentra embargada y hay una sentencia con orden de desalojo por falta de pago del alquiler del edificio donde funciona la sede central del Organismo en Calle 56 Nro. 535/537 de la Ciudad de la Plata. La deuda está en el orden de los \$5,5 millones. (Juzgado Civil y Comercial N° 21 Departamento Judicial La Plata (LP-12161-2019 y LP-74080-2018).

4.2 Control de la calidad del Servicio Público de Distribución de energía eléctrica.

El Subanexo D del Contrato de Concesión, regula los aspectos relativos a la calidad del servicio y los parámetros que resultan considerados. Los controles se implementan sobre los siguientes aspectos: producto técnico suministrado, servicio técnico prestado y servicio comercial.

Control realizado por el OCEBA

Los períodos de control de los tres aspectos de la calidad (producto técnico, servicio técnico y calidad comercial) son semestrales y, las sanciones por apartamiento de los límites admisibles de calidad, deben ser abonadas a los usuarios como un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período de control.

No se evidencia en el OCEBA, la previsión y programación de la realización de los controles (auditorías y otros) vinculados a las calidades técnicas y comercial. Las penalidades establecidas han sido bajo el régimen declarativo de las propias distribuidoras, sin incorporarse control adicional alguno por parte del OCEBA, más allá de la integridad y formalización de las presentaciones realizadas.

Aspectos pendientes de regulación

Luego de la RTI el OCEBA quedó comprometido a regular los siguientes aspectos comerciales, que se encuentran pendientes de concreción (principalmente por problemas presupuestarios):

- Control de Medición Facturación Prepaga: falta la elaboración de la regulación de este sistema alternativo de facturación por parte de la Autoridad de Aplicación.
- Regulación de los Gastos Administrativos: se encuentra iniciado el expediente con las propuestas de un mecanismo de regulación de los gastos administrativos que aplican los distribuidores en los procedimientos extraordinarios, actualmente pendiente de análisis de las áreas de OCEBA involucradas.
- Control de funcionamiento de los “call-center” de las distribuidoras: se encuentra pendiente de elaboración un procedimiento para el testeo de funcionamiento de las líneas telefónicas que obligatoriamente deben poner a disposición de los usuarios, los distribuidores del servicio eléctrico. Actualmente, se realizan testeos aleatorios fuera del marco de un procedimiento.

- Energía Autogenerada de Fuentes no Convencionales o Alternativas. Se encuentra pendiente la elaboración de su regulación.

Calidad del Producto Técnico y Servicio Técnico

Indicadores considerados

A los efectos de la evaluación de la performance global y desagregada de la calidad de servicio prestado, en cada localidad por el distribuidor y, la evolución de la misma en los sucesivos períodos de control, el nuevo Subanexo D introduce los indicadores SAIFI y SAIDI (los cuales no se consideraban en el Subanexo reemplazado):

SAIFI: Índice de frecuencia media de interrupción del sistema (System Average Interruption Frequency Index).

SAIDI: Índice de duración media de interrupción del sistema (System Average Interruption Duration Index).

Se tienen en cuenta, para cada período de control semestral, todas las interrupciones de duración mayor a 3 minutos (internas, externas, programadas o forzadas), excluyendo del cómputo sólo aquellas interrupciones aceptadas por el OCEBA como originadas en causales de caso fortuito o fuerza mayor, aunque podrán ser incluidas en determinados reportes que permitirán observar la calidad de servicio total vista por los usuarios.

Auditorías técnicas

El OCEBA debe realizar las siguientes auditorías técnicas:

Calidad de Producto Técnico.

- Verificación de la instalación de equipos registradores conforme al Cronograma mensual informado para la campaña semestral de calidad de producto técnico.
- Selección y verificación de los extremos de red al inicio del semestre.
- Evaluación del estado de envío de la información a través del sistema web de calidad (cronogramas, resultados, novedades, etc.)

Calidad de Servicio Técnico.

- Evaluación del estado de envío de la información a través del sistema web de calidad (tablas de Cortes por C.T. y cortes por usuario).
- Verificación de la carga de datos de interrupciones y la operatividad general del sistema de gestión de calidad de servicio de la Distribuidora

Tras el análisis de lo actuado por el Organismo se pudo identificar que, a pesar de tener la responsabilidad de llevar adelante los controles enunciados anteriormente, el alcance, la cantidad y la frecuencia de tales auditorías es muy limitada. En concreto, desde el período posterior a la RTI en 2017 no se realizó la planificación de las auditorías, por ende tampoco se produjo la

ejecución de un programa integral de auditorías técnicas. Lo realizado desde esa fecha equivale tan solo a un 3% de los aproximadamente 5.000 puntos de auditorías que deben realizarse por semestre de control (colocación de equipos).

Calidad del Servicio Comercial

Los aspectos principales del servicio comercial se corresponden con el control de la correcta atención al usuario en los locales destinados al efecto, los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, demoras en la atención de las reclamaciones del usuario, tiempos para la restitución de suministros cortados por falta de pago y tramitaciones de quejas.

Se evalúa de acuerdo a temáticas parametrizadas; aspectos medibles en función a un parámetro determinado, cuyos desvíos devienen en incumplimientos que dan como resultado el cálculo de penalizaciones; y, temáticas no parametrizadas, aspectos no medibles, cuyos incumplimientos devienen en la aplicación de sanciones complementarias.

Auditorías Comerciales

Las auditorías comerciales se pueden clasificar en: regulares y excepcionales.

Esta categorización, no tiene más propósito que el de distinguir aquellas inspecciones rutinarias, que obedecen a una programación de visitas previstas, de las que son requeridas como consecuencia de situaciones puntuales y especiales, tales como: reclamos, solicitudes de autoridades y/o usuarios, hallazgos en el marco de una auditoría regular o de actividades de control llevadas a cabo en gabinete, etc. Por su parte, las auditorías especiales, obedecen a requerimientos sobre temas puntuales que por su magnitud y nivel de afectación merecen la presencia del OCEBA en el lugar de acontecimiento.

Se observa que el OCEBA, desde hace más de 4 años no cumple con la cantidad requerida de auditorías regulares a las oficinas sucursales de las distribuidoras provinciales y municipales de más de 5000 usuarios. De igual modo, tampoco se realizaron auditorías excepcionales. Sobre un universo de 300 puntos de auditorías comerciales (sucursales), se auditó tan solo un 10% semestral del mismo, lo que hace un nivel promedio de 5 auditorías mensuales. Valores muy pobres para lo que se pretende sea un organismo de control de las empresas concesionarias.

Otras actividades de Control

- Verificación del cumplimiento del envío de la información de las Tablas del Sistema de Calidad.
- Verificación de cumplimiento en el envío de facturas al sitio "Carga de Facturas" en la Web de OCEBA.
- Análisis de facturación.
- Control de devolución de multas.

- Control de contenidos de las páginas web de distribuidores (incorporado por la RTI, en el punto 4.10 Subanexo D: Información WEB: deberá contener a) información general y b) oficina virtual)
- Procedimiento de aprobación de gastos administrativos (aviso de suspensión de servicio, carta documento) (incorporado por la RTI, en el art. 10 del Subanexo E, el distribuidor deberá presentar documentación de gastos administrativos y OCEBA deberá aprobarlos).

Las actividades de control detalladas en el acápite precedente, como el resto de las funciones de control atribuidas al organismo, se vieron afectadas por la desidia a la que se sometió al OCEBA los últimos cuatro años, no llevándose a cabo las mismas ni parcial ni totalmente.

4.3 Modificaciones a los Subanexos D y E de los Contratos de Concesión

A partir de la RTI aprobada por la Resolución MIySP N° 419/2017, se dejó sin efecto el Régimen de Calidad Diferencial establecido por las Resoluciones MI N° 61/2009 y N° 89/2010.

En cumplimiento del artículo 2 de la citada Resolución, se adecuó el Subanexo D (Régimen de Calidad del Servicio Público y Sanciones) aplicable a partir del 1° de junio de 2018 (Circular OCEBA N° 5/18 y N° 6/18) y el Reglamento de Suministro y Conexión (Subanexo E del Contrato de Concesión) aplicable a partir del 1° de diciembre de 2018 (Circular OCEBA N° 17/18), los cuales fueron aprobados por el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos, a través del Artículo 9 de la Resolución MIySP N° 186/2019, declarado su plena vigencia.

Los cambios en los Subanexos D y E, vinculados a nuevos parámetros y metodologías de control, no han podido ser aplicados, ni evaluados correctamente, por la falta de inversiones en las herramientas de diagnóstico que le eran exigibles (por ejemplo: instalación de equipos con capacidad de registro y almacenamiento de datos de interrupciones por cada salida BT) y la falta de control evidenciada desde el OCEBA que no les exigió la adquisición de tales elementos.

Los Subanexos modificados tenían más de 20 años de vigencia y no contemplaban situaciones no previstas en esa oportunidad, era necesario adaptarlos a la nueva realidad. Aspectos tecnológicos, complejidad de barrios vulnerados, mayor universo de distribuidoras controladas, etc, son algunas de las cuestiones abordadas por los nuevos Subanexos y que no habían sido previstos en los originales. El control realmente efectuado, antes y después de los cambios, fue deficiente, justificado siempre por la falta de recursos del ente de control.

En los Anexos III y IV se detallan los cambios efectuados en los Subanexos D y E. En ellos se desarrolla el detalle de las cuestiones incorporadas en la última modificación y que no eran atendidas por los Subanexos originales.

Como crítica general, las mejoras propuestas para los usuarios del servicio no fueron tenidas en cuenta por las autoridades, toda vez que esas eventuales concesiones no se materializaron con herramientas y partidas presupuestarias respaldatorias. La circunstancia de asegurar mayores ingresos a las distribuidoras a través de la RTI, teniendo como contrapartida supuestos beneficios para los usuarios (por mejoras en las exigencias en la calidad del servicio), sin brindar las garantías para ello, lo único que concretó fue un mayor desequilibrio entre controlado y

controlante. Toda vez que, al primero se lo capitalizó y al segundo se lo desfinanció. Circunstancia que se agrava con la incorporación de sujetos controlados al tiempo que se mantiene una estructura en su dimensión original sin prever el nuevo universo alcanzado, tal como se relata a continuación.

La situación previa a los agregados y modificaciones establecidos en la RTI a los Subanexos D y E, evidenciaba la necesidad de alcanzar mayor cantidad de distribuidores controlados (los de menor a 5.000 usuarios no estaban incorporados antes de la RTI), como así también lograr eficacia y eficiencia en la determinación de penalizaciones por insuficiencias en las calidades técnicas y comerciales, las cuales resultaban ser más laxas a las finalmente modificadas. Todas aquellas penalizaciones, previo a la RTI, establecidas al distribuidor debían hacerse efectivas con la realización de obras en cabeza del propio distribuidor, práctica que, acompañada de un inadecuado control, no permitió estimar si las mismas eran cumplidas en tiempo y forma. Adicionalmente, no existían normas que exigieran la actualización tecnológica aplicada al servicio de los clientes (término reemplazado por usuario en la RTI), entre otras que dieran lugar a los cambios en los Subanexos detallados en los Anexos III y IV.

Cambios a las Normas de calidad del Servicio Público y Sanciones (Subanexo D)

El régimen se extiende a todos los usuarios de la jurisdicción. Se establece un control a nivel de cada suministro, agrupado por localidad, lo que permite un control y evaluación de la calidad del servicio por localidad. Esta circunstancia no fue acompañada por las herramientas para que el Organismo pueda garantizar los controles necesarios. En el Anexo III se presenta mayor detalle de los cambios a las normas de calidad del servicio y sanciones.

Canal de información de interrupciones relevantes

Análisis de diagnóstico, control y verificación sobre interrupciones relevantes que afecten la calidad del servicio técnico como también la calidad del producto técnico y establecer propuestas de solución en caso de generarse afectaciones a más de un 30% de los usuarios de una localidad o zona y cuya duración media sea de más de 12hs. Será un compromiso del prestador responsable del servicio, o compartido por el afectado y el prestador externo responsable de la interrupción, definir la solución y su tiempo de implementación.

En caso de producirse interrupciones de tales características, la penalización calculada se mantendrá en suspenso sujeta al cumplimiento de la solución propuesta.

Teniendo en cuenta, por ejemplo que, en épocas de verano las heladeras comienzan a perder el hielo luego de las 2 hs. de desconectadas, se considera al tiempo de 12 hs. como un período demasiado prolongado para tomar dicho evento como relevante. El Protocolo de Comunicación ante la Mesa de Energía (creada por la Resolución MIySP N° 259/2020 en el mes de abril en el marco de la cuarentena a consecuencia del COVID-19) considera evento relevante a toda interrupción del servicio mayor o igual a 3hs.

Las definiciones propuestas permiten una suerte de autocontrol de la empresa desplazando al Organismo y a la Autoridad respectiva de esa función, en un claro relajamiento de la presencia del

Estado, en una penosa privatización de una función netamente administrativa. Resulta alarmante dejar librada a la definición de la empresa la solución y el tiempo de implementación, renunciando, a favor del concesionario, lo que debería establecerse que se tome de acuerdo a los parámetros de calidad del servicio, indicados en el contrato de concesión, y aplicándose la penalización correspondiente ante esa infracción.

Incluso la solución propuesta podría haberse previsto a favor del usuario toda vez que la solución y tiempo de implementación pudieran ser evaluados como más favorable a los afectados respecto de los indicados en el contrato de concesión.

Instalación de registradores en todos los centros MT/BT urbanos o dedicados a medianas o grandes demandas

Los distribuidores tienen la obligación de instalar de equipos con capacidad de registro y almacenamiento de datos de interrupciones por cada salida de BT, ya que es un canal seguro de consulta y recopilación de la información, asimismo se previó la instalación de registradores de eventos en los límites de jurisdicción entre transportistas, generadores, distribuidores y prestadores, que permitan detectar y almacenar toda interrupción que ocurra en estos puntos límite.

Desde el OCEBA se pudo llevar a cabo en forma parcial lo relativo al registro de eventos entre distribuidoras con el equipamiento pre existente en los puntos frontera.

El registro de eventos en los Centro de Transformación MT/BT urbanos y/o dedicados a medianas y grandes demandas no se llevó a cabo, ya que las distribuidoras nunca se realizaron la instalación de los equipos registradores, y el OCEBA tampoco realizó las acciones necesarias para obligarlas a cumplir con esta obligación.

Esto produjo que el OCEBA no cuente con datos precisos de cortes de suministros por mala calidad de servicio técnico, en aquellos casos en los cuales los cortes son parciales geográficamente o temporalmente (maniobras, micro corte en MT y BT).

Las distribuidoras, han faltado a su obligación al momento de la implementación de aquello que permitiría tener un control más certero de la calidad del servicio, que redundaría en un claro beneficio para los usuarios.

Es importante destacar que los incentivos a instalar los equipos por parte de las distribuidoras es nulo ya que, de contar el OCEBA con esa información, las distribuidoras no tendrían forma de no declarar salidas del servicio o de subdeclarar el tiempo fuera de servicio, impactando directamente en el desempeño de los índices SAIFI y SAIDI y dando cuenta de la mala calidad del servicio.

Control de la Calidad de Servicio (CDS) y determinación de la Energía No Distribuida (END) por usuario.

Se deben penalizar todas las interrupciones, mayores a 3 minutos, producidas en el semestre, para cada usuario. La multa final se atenuará de acuerdo al procedimiento establecido y según los límites en cantidad y duración de cada interrupción fijados para cada categoría.

Se calcula el total de la Energía No Suministrada (ENS total), considerando todas las interrupciones mayores a tres minutos vistas por el usuario.

El nuevo Subanexo D incorpora la fórmula correspondiente a la ENS a no penalizar, provocada por las N primeras interrupciones (determinadas al final del período de control) de duración menor al límite establecido para cada categoría, y considerando un tiempo medio por interrupción determinado en base al total de tiempo y número de interrupciones sin exclusiones del período.

La ENS resultante a penalizar será el total de la ENS vista por el usuario menos la ENS a no penalizar calculada de acuerdo a la definición anterior.

La incorporación de la ENS a no penalizar, incide en el cómputo del tiempo a penalizar disminuyéndolo respecto del que se consideraba en el Subanexo reemplazado, con el método anterior el tiempo a penalizar siempre se incrementaba o a lo sumo permanecía igual.

En un estado de red eléctrica bueno o muy bueno, la aplicación del nuevo Subanexo D, se podría definir como propicia o que favorece al usuario afectado. En cambio, si la red es regular (o mala), como la red actual, el cambio en el algoritmo de la penalización es propicio para el distribuidor.

Valores máximos de calidad del Servicio Técnico definidos para esta etapa

A los efectos de la determinación de la END por usuario y por lo tanto la penalización generada por interrupciones, y de acuerdo a la tipificación del servicio, en el nuevo Subanexo D se establecieron los siguientes valores:

Cuadro 4.2: Valores máximos de cantidad de interrupciones y tiempos por interrupción por categoría.

Índices individuales por usuario		Frecuencia de interrupción (int/sem)		Tiempo máximo de interrupción (hs/int)	
		A	B	A	B
Áreas Urbanas	Usuarios AT	3		1	
	Usuarios MT	4	5	2	2
	Usuarios BT (peq. Y Med. Demandas)	5	6	3	3
	Usuarios BT (Grandes demandas)	5	6	2	2
Áreas Rurales	Usuarios MT	4	5	4	4
	Usuarios BT	5	6	5	5

Fuente: OCEBA.

Respecto de los parámetros vigentes en el Subanexo anterior, se desagregaron los usuarios MT y BT en urbanos y rurales. En cuanto a la frecuencia máxima de interrupción no se registran modificaciones. En cambio, sí incorpora nuevos parámetros para los tiempos máximos de interrupción, la fragmentación entre áreas urbanas y rurales flexibilizó las duraciones máximas

permitidas en los ahora considerados usuarios rurales (los cuales pasaron de 2 hs a 4 hs para los usuarios MT y de 3 hs a 5 hs para los BT). En el sentido contrario, los usuarios BT urbanos clasificados como usuarios grandes pasaron de 3 hs a 2 hs de duración (más exigencia).

Costo de la Energía No Suministrada (CENS)

Quedó establecido el costo de la Energía No Suministrada (CENS) en proporción al valor de la energía vendida para una categoría tarifaria determinada de acuerdo a los valores establecidos en la RTI. Su valor, para cada rango de categoría tarifaria, está asociado al costo variable de la energía de un usuario de esa categoría.

$$CENS_T1 = 10 \times Cv1_T1R$$

$$CENS_T2/T3 = 46 \times Cvp_T3BT$$

Dónde:

10 y 46: Relación original entre el CENS y la variable tarifaria.

Cv1_ T1R: Costo variable T1R (\$/kWh)

Cvp_ T3BT: Costo variable pico usuarios finales con potencia entre 50 y 300 kW (\$/kWh)

Los valores se ajustan de acuerdo al cuadro tarifario vigente. En el Subanexo anterior el CENS estaba determinado en USD/kWh y se ubicaba en 1,5 USD/kWh para los residenciales y entre 1,6 y 2 USD/kWh para los usuarios no residenciales. Según la fórmula actual el CENS se fija en pesos (vinculado a la tarifa), para residenciales equivale a aproximadamente de 0,5 USD/kWh, y para usuarios no residenciales aproximadamente 1,6 USD/kWh.

Evolución del Costo de la Energía No Suministrada (CENS)

Uno de los cambios más relevantes, y que afecta a la ecuación económica de la empresa, fue el establecimiento de un sendero que reduce el costo de la energía no suministrada durante el quinquenio. Para esto, se aplicará el costo de la END, tanto a las penalizaciones por Calidad de Servicio como por Calidad de Producto, en forma creciente desde el 30% de su valor al inicio de la RTI (entrada en vigencia de la Resolución MlySP N° 419/2017) progresivamente hasta su valor final al 100%, con incrementos semestrales de acuerdo al siguiente cuadro:

Cuadro 4.3: Factor de atenuación del costo de la ENS

Semestre/Concepto	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Factor de atenuación del costo de la ENS	30,0%	37,8%	45,6%	53,3%	61,1%	68,9%	76,7%	84,4%	92,2%	100,0%

Fuente: OCEBA.

Si bien la fecha de vigencia del Subanexo D, es el 1 de junio de 2018, a los efectos de la aplicación del sendero de atenuación, se consideró el 3° semestre. (Resolución OCEBA N° 168/2018).

Esta situación disminuye las penalizaciones, las cuales ya son inferiores en términos absolutos a las del Subanexo D reemplazado. **Haber atenuado las penalidades contribuye a desincentivar la realización de inversiones, ya que las empresas realizan la comparación entre el pago de la penalidad y la inversión y gestionan de acuerdo a cual sea inferior. Con este esquema se profundiza la falta de incentivo a invertir.**

Valores de END para incumplimiento de los niveles de tensión.

Se actualizó el escalonamiento de los valores CENS por diferentes niveles de apartamiento de acuerdo a una función equivalente al sendero fijado para el incremento del costo de la END, y considerando a una caída mayor al 18% como corte total.

En el Anexo III se detallan los nuevos valores de END para las distintas tensiones. Los parámetros introducidos en este nuevo Subanexo D son favorables a las empresas, ya que según estos valores la penalización se aplica en forma plena para las variaciones de tensión superiores al 18%, cuando lo correcto sería que a partir de cambios del 10% en la tensión se aplique la penalidad completa.

Calidad del Servicio Comercial.

Las penalizaciones se calculan bajo los siguientes criterios:

- (i) Conexiones: costo de la conexión dividido 2 veces el plazo previsto, por cada día hábil de atraso.
- (ii) Suspensiones: 20% del promedio mensual de consumo del último año, valorizado de acuerdo a su categoría tarifaria, por cada día o fracción excedente.
- (iii) Reclamos: 10 kWh por cada día de atraso valorizado de acuerdo a su categoría tarifaria, hasta un valor máximo equivalente a una facturación promedio del consumo registrado en las facturaciones del último año.

Cuando los reclamos estén motivados en errores de facturación (excluida la estimación), el distribuidor abonará a los usuarios una multa equivalente al 50% del monto de la facturación objeto del reclamo, cuando no se ajustara a lo exigido en materia de atención de reclamos.

- (i) Quejas: Cuando el motivo de la queja sea la suspensión del suministro por falta de pago y el usuario demostrara haberlo efectuado, la multa será 10% del monto de la factura que motiva la misma.
- (ii) Facturación Estimada: 30% del valor de la factura estimada cuando se superara la cantidad de facturas estimadas permitidas. (hasta 2 lecturas por usuario por año)

En cuanto a los cambios introducidos en el Subanexo D, en los aspectos de calidad comercial, cabe destacar:

- La modificación de la periodicidad en el envío de la información referida a los parámetros de calidad comercial, la que resulta ser semestral en consonancia con la periodicidad de envío de la información de calidad técnica.
- La definición del concepto "Atención Comercial", como toda acción, recurso o sistema empleado por EL DISTRIBUIDOR, vinculado a la atención de sus usuarios, ya sea en forma

personal, telefónica, cibernética o epistolar. Las faltas en que incurra el distribuidor en la Atención Comercial, es pasible de sanciones complementarias. Las mismas constituirán agravantes en forma sucesiva.

Asimismo, se incorporan modificaciones en los siguientes aspectos, en pos de lograr una mejor atención al usuario: (i) Atención en los locales de Atención al Público; (ii) Centros de Atención Telefónica, (iii) Plazos en el Tratamiento de Reclamaciones; (iv) en la emisión de facturas; (v) Conexiones; (vi) facturación estimada; (vii) suspensión del suministro por falta de pago; (viii) Quejas y (ix) información web y oficina virtual.

En el Anexo III, se describen los citados cambios en los aspectos comerciales del Subanexo D.

Desde el año 2017 se encuentra pendiente la adecuación del sistema WEB de Calidad a través del cual se importa y analiza la información enviada por las distribuidoras y el correspondiente cálculo de las penalizaciones conforme a la nueva metodología y los parámetros indicados por las últimas modificaciones del Subanexo D. Esta situación implicó la falta de alcance y precisión del análisis de multas aplicadas. Como se mencionó anteriormente hace más de 4 años que el OCEBA no cumple con las auditorías comerciales, ni las regulares, ni las excepcionales, habiendo realizado únicamente el 10% de las auditorías que debía realizar por semestre.

Sanciones.

Las sanciones que se encuentran previstas en el Subanexo D (Numeral 5), son de dos tipos: penalizaciones y sanciones complementarias. Entre los cambios más importantes introducidos, se destacan aquellos efectuados en las penalizaciones detalladas más arriba en los aspectos de calidad técnica, así como también la modificación del tope máximo en sanciones complementarias (ver cuadro 4.2), y su regulación, y la incorporación de supuestos morigeradores de ambos casos.

Cuadro 4.4: Penalizaciones y sanciones complementarias.

	Penalizaciones	Sanciones complementarias
1. Concepto	La imposición de multas en el régimen de penalizaciones tiene carácter económico y de naturaleza contractual.	Su carácter es disuasivo y su naturaleza se constituye como una nota típica del Poder de Policía propio de la Administración Pública conferidas al Organismo de Control.
2. Objetivo de la aplicación	Orientar las inversiones de EL DISTRIBUIDOR hacia el beneficio de los usuarios, en el sentido de mejorar la calidad en la prestación del servicio público de electricidad.	Persuadir al distribuidor para que, en caso de infracciones al Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires, no deje de prestar y/o de cumplir adecuadamente las obligaciones regulatorias que tiene a su cargo, sin perjuicio de las penalidades que por apartamientos en las condiciones de calidad pactadas pudiere corresponder.
3. Incumplimientos	Calidad de producto técnico. Calidad de servicio técnico.	Incumplimientos previstos en el numeral 7 del Subanexo D.

	Calidad comercial.	
4. Determinación de la sanción	Se encuentran determinadas en el Subanexo D. No requiere de instrucción de sumario, surgen del control semestral realizado a los citados parámetros de calidad del servicio.	Resultan determinadas por el OCEBA. Requiere de instrucción de sumario en los términos de la Resolución OCEBA N° 88/1998.
5. Aplicación	Los períodos de control son semestrales. Actualmente estamos transitando el período 38 y en cooperativas el 35.	Una vez concluido el sumario, y comprobado el incumplimiento el OCEBA dicta resolución aplicando una sanción complementaria, evaluada sobre los parámetros establecidos en el numeral 7.1.
6. Montos	La metodología para el cálculo de los montos se encuentra determinada en el Subanexo D, y en el mismo incide los valores establecidos para la Energía no suministrada (ENS) en cada período de control.	El monto de estas sanciones las definirá el Organismo de Control en función de los criterios y el tope establecido en el punto 7.1. Conforme el punto 7.1. del Subanexo D, El tope anual máximo global de las sanciones complementarias será el diez por ciento (10%) de la energía anual facturada, correspondiente al año calendario anterior, valorizada al valor unitario que resulte del promedio simple de los cargos variables de la Tarifa Residencial Plena, vigentes al momento de determinar la sanción.
7. Norma Morigeradora	En ambos casos, penalización o sanción complementaria el Organismo de Control, podrá morigerar la sanción a imponer. Supuestos de procedencia: (i) La objetiva valoración de las características de la infracción cometida, (ii) La diligencia esperada por parte de EL DISTRIBUIDOR y (iii) Otras condiciones relevantes, que permitan razonablemente presumir que servirá como señal regulatoria para estimular la debida actuación a favor de los usuarios, desempeño ante una contingencia y la aplicación de los planes de inversiones.	
8. Destino	Las penalizaciones por incumplimiento a los parámetros de calidad serán abonadas a los usuarios mediante un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período de control. Todo ajuste sobre ese monto se considerará una vez que el Organismo de Control emita la Resolución dejando en firme la sanción del semestre de control.	Fortalecer la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica y serán abonadas al Organismo de Control

En el Anexo V se detallan las penalizaciones aplicadas a las distribuidoras provinciales por calidad del producto técnico, calidad del servicio técnico y calidad del servicio comercial.

Evolución reciente indicadores bajo los criterios de la RTI.

A continuación se presenta la evolución de los indicadores de frecuencia y duración de cortes utilizados como parámetros del servicio técnico.

Cuadro 4.5: indicadores SAIFI y SAIDI por distribuidora, 2015-2019.

Índice	Distribuidora	1° Sem 2015	2° Sem 2015	1° Sem 2016	2° Sem 2016	1° Sem 2017	2° Sem 2017	1° Sem 2018	2° Sem 2018	1° Sem 2019	2° Sem 2019 (*)
SAIFI	EDEN	6,9	6,7	7,2	5,2	7,4	5,5	5,9	4,7	5,7	3,3
SAIFI	EDEA	4,6	3,6	5,6	5,4	6,4	5,7	5,8	4,2	5,8	4,6
SAIFI	EDES	10,5	7,6	3,1	5,6	9,3	4,5	8,4	3,1	6,0	3,7
SAIFI	EDELAP	5,9	5,5	6,0	6,9	7,1	7,8	8,4	6,7	7,9	6,7
SAIDI	EDEN	15,7	15,3	15,8	9,6	16,7	12,4	12,8	11,8	15,2	9,0
SAIDI	EDEA	7,9	7,1	11,6	18,0	18,3	11,8	9,8	7,6	10,9	8,4
SAIDI	EDES	22,6	11,8	7,2	11,7	18,9	12,3	16,4	5,9	9,9	5,6
SAIDI	EDELAP	14,9	21,5	31,7	37,1	22,1	23,9	16,1	10,5	22,5	14,1

(*) 2019 no incluye los efectos del colapso del SADI del 16/06/19. Los períodos de control van de 1° de diciembre a 1° de junio, de modo que el 1° semestre de 2015 va del 2/12/2014 al 1°/06/2015. Los semestre del 2018 y 2019 tienen casos de fuerza mayor pendientes de resolución que, eventualmente, podrían disminuir el valor de los índices consignados. Fuente: OCEBA.

Los valores de SAIDI y SAIFI no indican una mejora en la calidad de servicio entre 2015 y 2019, excepto en EDES. Es decir que el incremento de tarifas que les representó un aumento del 220% del VAD no redundó en mejoras de la calidad el servicio.

Cambios al Reglamento de Suministro y Conexión (Subanexo E)

En el Anexo IV, se describen las modificaciones e incorporaciones realizadas al texto del Subanexo "E", en lo atinente a condiciones generales para el suministro, así como los derechos y obligaciones del Usuario y del Distribuidor.

El aspecto más relevante introducido en el citado Subanexo E, es el régimen de Ampliación y Extensión de redes, que se encuentra previsto en el artículo 14 del mismo.

El nuevo régimen incorpora una distinción entre áreas rentabilizadas y no rentabilizadas.

- **Área rentabilizada:** Se define como tal, a las fracciones delimitadas por calles, con superficies no mayores de cinco (5) hectáreas, con más una franja de 400 metros lineales adyacentes a la misma.

Las zonas con características de áreas rentabilizadas que se encuentren geográficamente aisladas en más del límite explicitado en el párrafo precedente, y que no posean desarrollo de infraestructura eléctrica, serán tratadas en el presente artículo como futuros desarrollos urbanísticos en área no rentabilizada.

En estas áreas las obras a ejecutar están a cargo del distribuidor. El distribuidor podrá aplicar el Régimen de Contribución de Obra Reembolsable en los casos particulares previstos y detallados más adelante.

- **Área no rentabilizada:** se define como tal, a toda área de prestación actual o futura del servicio no incluida en el Área rentabilizada.

En las áreas no rentabilizadas las obras a ejecutar están a cargo de los usuarios. Con excepción de barrios de interés social que están a cargo del distribuidor, la infraestructura interna y lo establecido para casos particulares.

Cuadro 4.6: régimen según categoría tarifaria.

1. AREA RENTABILIZADA		
CATEGORÍA TARIFARIA	RESPONSABILIDAD OBRA	FINANCIAMIENTO
Principio General	Distribuidor	Distribuidor (VAD)
T1 Pequeñas demandas		
<ul style="list-style-type: none"> Usuarios particulares 	Distribuidor	VAD
<ul style="list-style-type: none"> Desarrollos inmobiliarios PH y Barrios cerrados hasta 9 unidades 	Distribuidor	VAD
<ul style="list-style-type: none"> Desarrollos inmobiliarios PH más de 9 unidades 	Distribuidor	Usuario (COR)
<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura interna 	Usuario	Usuario
<ul style="list-style-type: none"> Barrios sociales 	Distribuidor	Distribuidor
T2, T3, T5 y T6		
<ul style="list-style-type: none"> T2, T3, T5 y T6. Medianas y grandes demandas. Tarifa de Peaje incluido agrupamiento industrial. 	Distribuidor	Usuario (COR)
<ul style="list-style-type: none"> Agrupamiento Industrial infraestructura interna (cede la obra para O&M del distribuidor) 	Usuario	Usuario
2. AREA NO RENTABILIZADA		
CATEGORÍA TARIFARIA	RESPONSABILIDAD OBRA	FINANCIAMIENTO
Principio general	Usuario	Usuario
T1 Pequeñas demandas		
<ul style="list-style-type: none"> Usuarios particulares 	Usuario	Usuario
<ul style="list-style-type: none"> Desarrollos Clubes de campo Barrios cerrados, etc. Y su infraestructura interna 	Usuario	Usuario
<ul style="list-style-type: none"> Barrios sociales 	Usuario	Usuario
<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura interna de Barrios sociales 	Distribuidor	Distribuidor
T2, T3, T5 y T6		
<ul style="list-style-type: none"> T2, T3, T5 y T6. Medianas y grandes demandas. Tarifa de Peaje incluido agrupamiento industrial. 	Usuario	Usuario
<ul style="list-style-type: none"> Agrupamiento Industrial infraestructura interna (cede la obra para O&M del distribuidor) 	Usuario	Usuario

3. RELACIÓN ENTRE DISTRIBUIDORES		
<ul style="list-style-type: none"> • Obra de extensión y ampliación 	Distribuidor - proveedor de la energía	Distribuidor abastecido (COR)

Fuente: OCEBA.

Régimen de COR

La Contribución por Obra Reembolsable (COR) es el aporte dinerario reembolsable pasible de ser solicitado por parte de un distribuidor a aquel/aquellos usuarios o futuro/s usuario/s solicitante/s de una obra de ampliación y/o extensión necesaria para lograr el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica requerida, siendo ésta producto de un nuevo suministro o del incremento del actualmente convenido.

OCEBA a través de la Resolución OCEBA N° 303/2019, de fecha 31 de octubre de 2019, reglamentó la Contribución de Obra Reembolsable (COR), la cual fue cuestionada por los distribuidores a través de la presentación de recursos de revocatoria. Se establecen las pautas para el cálculo de los valores iniciales de COR. Los valores pueden modificarse por la Autoridad de Aplicación al momento de aprobar los cuadros tarifarios.

A partir del nuevo régimen de ampliación y extensión de redes, establecido por la Comunicación Regulatorio N° 1/19, de conformidad con lo dispuesto por la Resolución MlySP N° 186/2019, se aplica a partir del 1 de febrero de 2019.

A partir de dicha fecha, y para el caso, de agrupamiento de suministros T1 pequeñas demandas, en desarrollos inmobiliarios bajo el Régimen de Propiedad Horizontal, no puede aplicarse el cargo por suministros conjuntos que fuera aprobado por el Decreto N° 3543/06.

Fundamentos del cambio del régimen.

En el Área Rentabilizada, la RTI reconoció, entre otros aspectos, la amortización y rentabilidad de los activos dentro de la misma, por lo cual la renovación y expansión del sistema eléctrico debe estar a cargo exclusivamente del Distribuidor.

El VAD es una relación entre el costo propio reconocido para la prestación del servicio eléctrico y la demanda abastecida, por lo cual si bien una nueva demanda o ampliación de la existente requiere de una inversión en expansión del sistema, también provee a través de la tarifa de los recursos a mediano plazo para su concreción. Esto significa que la expansión del sistema eléctrico en el Área Rentabilizada se encuentra financiada con los aportes de la nueva demanda a abastecer.

En el Área No Rentabilizada, la RTI reconoció en referencia a los activos, solamente la amortización de los mismos, por lo cual solo la renovación de éstos estará a cargo del Distribuidor y la expansión a cargo de los usuarios.

Todas estas modificaciones se empezaron a aplicar en el OCEBA, pero no se observa una efectiva implementación acorde a la cantidad de reclamos y a su tramitación a través del sistema GDEBA.

5. Inversiones: regulación, ejecución y control

Como resultado del proceso de RTI se emitió la Resolución MlySP N°419/2017, en la que además de establecerse los requerimientos de ingresos de las distribuidoras y los cuadros tarifarios, también se asentaron los compromisos de inversión, control de las inversiones, mecanismos de actualización, etc.

En este capítulo se evalúa el dispositivo de regulación de las inversiones previsto en la Resolución MlySP N°419/2017, los controles que efectivamente se efectuaron sobre las inversiones realizadas por las empresas y, finalmente una evaluación de las inversiones realizadas por las distribuidoras provinciales para el período 2017-2019, a la luz de los compromisos de inversión establecidos mediante Resolución MlySP N°419/2017 y, asimismo, respecto de los requerimientos de ingresos mediante los cuales se calcularon los cuadros tarifarios.

Con relación a las inversiones realizadas, se considera la información presentada por las distribuidoras a la Dirección de Energía de la provincia durante los años 2017-2019 y, adicionalmente, se considera la información complementaria que fuera presentada por las distribuidoras a la Subsecretaría de Energía. Se realiza una selección de obras estructurales que deberían haberse realizado y cuya falta pone en riesgo la prestación del servicio.

5.1 Regulación y control de las inversiones

En el marco de la RTI, la Resolución MlySP N° 419/2017 determinó para EDEN, EDES, EDELAP y EDEA un monto de compromisos de inversión para el quinquenio 2017-2022. Si bien se especifican los valores a invertir en 2017, no hay un cronograma (porcentaje de ejecución anual) de erogaciones y ejecución de obras para los restantes años de dicho período.

Cuadro 5.1: inversiones comprometidas según Resolución MlySP N° 419/2017, en millones de \$ 2016.

Distribuidora	Monto Comprometido 2017-2022	Monto Comprometido 2017
EDEN	2.931.628.174	293.162.817
EDEA	601.909.649	60.190.965
EDES	983.443.184	98.344.318
EDELAP	1.307.904.000	130.790.400
Total	5.824.885.007	582.488.501

Fuente: en base a Resolución MlySP N° 419/2017.

Los montos comprometidos están expresados en pesos de julio 2016, para el período 2017-2022. Se observa que, **no se estableció formalmente un procedimiento de actualización para las inversiones que se realizarían, a pesar de que la tarifa tiene un procedimiento de ajuste anual.**

Asimismo se destaca que, los montos establecidos como compromiso (excepto en el caso de EDES) se equiparan con las inversiones denominadas como “Inversiones en Recuperación” (catch up) incluidas en la estimación de requerimiento de ingresos que resultó del proceso de RTI (ver capítulo 3). **Los montos comprometidos por inversión no cubren los que, en consonancia con el requerimiento de ingresos por VAD, deberían haberse establecido incluyendo las inversiones correspondientes a la amortización, para mantener el estado de la red y de la base de capital incluida en el requerimiento de ingresos, así como las inversiones que las empresas distribuidoras deberían realizar como reinversión de parte de su rentabilidad.**

Si se hubieran considerado los montos por amortizaciones, que corresponderían para el quinquenio, sumados a los 5.824,8 millones establecidos como compromiso, deberían haberse comprometido 12.092 millones, de este modo, **las inversiones comprometidas representan el 48% del compromiso que mínimamente debería haberse establecido para garantizar la calidad del servicio y mantener el valor de la base de capital de las empresas.**

Si bien se establecen montos comprometidos de inversión, no se establece el destino y alcance de las inversiones a ser reconocidas como tales. En el expediente 2403-569/16 de la RTI figuran listados de obras a realizar, cuyos montos difieren de los comprometidos en la Resolución MlySP N° 419/2017, en el Anexo VI se detalla el listado de obras que figuran en el expediente.

Dispositivo de control de las inversiones 2017-2019

En la Resolución MlySP N° 419/2017 también se establece que las distribuidoras deberán presentar a la Autoridad de Aplicación año a año, el plan con los compromisos a ejecutar. Adicionalmente, se encomienda al CERTI a “diseñar, implementar y controlar el sistema de seguimiento de ejecución de las inversiones” y, condiciona la aplicación del segundo escalón de la RTI (diciembre 2017) a la aprobación previa de los compromisos de inversión asumidos (Artículos 30 a 33).

Por un lado, es importante señalar que **no se estableció un plazo al CERTI para el establecimiento del “sistema de seguimiento de ejecución de las inversiones”, cuyo diseño e implementación al día de la fecha no se ha llevado a cabo.**

Por otra parte, **tampoco se estableció en la norma un procedimiento general a seguir en caso de incumplimientos en los planes de inversión (penalizaciones, no vigencia de cuadros tarifarios, etc.), a excepción del 2017, para el cual se establece que el cumplimiento de los planes de inversión operaría como condición necesaria para la aplicación de nuevos valores del cuadro tarifario.**

A pesar de que el sistema de seguimiento no se diseñó, en 2017 a través del Acta N° 12 del CERTI se aprobó la ejecución de las inversiones de ese año que permitiría la aplicación del segundo escalón de la RTI desde el 1° de diciembre de 2017. El informe de aprobación fue realizado por la consultora Mercados Energéticos (la misma que realizó la RTI) y consiste en una comparación de montos erogados versus montos comprometidos, sin detalle de obras realizadas y alcance de las mismas. El CERTI también se apoyó en la entonces Dirección de Energía (actual Dirección Provincial de Energía), quien fue la responsable los años siguientes y, en la actualidad, de recibir los planes de inversión de las empresas y hacer su seguimiento.

No habiéndose diseñado y formulado un procedimiento formal, se describen aquí las acciones identificadas que hacen a los controles que se realizaron sobre los planes de inversión de las distribuidoras entre 2017 y 2019, aglutinando las acciones en torno a las siguientes categorías: Requerimiento de Información sobre los Planes de Inversión, Evaluación de los Planes de Inversión presentados y Control de la Ejecución de los Planes de Inversión.

Requerimiento de Planes de Inversión

Para cada año fue cambiando la información solicitada respecto a los planes de inversión, adicionándose año a año información adicional, sin perjuicio de ello, de las notas de requerimiento de información efectuadas para los años 2017, 2018 y 2019, puede observarse que:

- Tipo de Obras: No hay un criterio que delimite qué tipo de obras son las que podrían presentarse como “Inversiones en Recuperación” (catch up) u otras tipologías que puedan considerarse como obras financiadas por VAD, de manera de poder excluir, por ejemplo, aquellas que se vinculan con los costos de explotación.
- Alcance Técnico de Obras: Los parámetros que se solicitan no permiten comprender el alcance preciso que tendrá la obra a realizar. De cada obra se pide sólo una descripción, sin otros elementos (como tipo de equipamiento y materiales, planos, diseños, si la obra está iniciada, porcentajes de ejecución y componentes ejecutados, etc.) que posibiliten visualizar el alcance de la obra.
- Presupuesto de Obras: Se demanda una desagregación general de los componentes del presupuesto de la obra (mano de obra propia/terceros, materiales, ingeniería y proyecto, inspección, entre otros). Por su parte, no se piden elementos y documental que posibiliten evaluar la razonabilidad de montos presupuestados (desagregación del presupuesto en sus principales componentes, cantidad de materiales y equipamientos, cantidad de mano de obra y tipo de mano de obra-en caso de utilizar mano de obra propia-, presupuestos, supuestos establecidos para la estimación, etc.).

Presentación y Evaluación de los Planes de Inversión

Respecto de la recepción y evaluación de los planes de inversión en sus aspectos formales, técnicos y económicos, resulta que:

- Aspectos Formales: Destaca el que no se han formado expedientes en los que se incorporen las presentaciones realizadas, antecedentes, evaluaciones, etc.
- Aspectos Técnicos: No constan requerimientos formales a las distribuidoras para que se excluyan de su plan de inversiones obras que no podrían ser consideradas como parte de los compromisos de inversión establecidos en la Resolución MlySP N° 419/2017, ello cuando, desde una mirada rápida de la información, pueden identificarse conceptos que se vinculan con mantenimiento, reparaciones, herramientas y otros componentes que no podrían ser considerados inversiones.
- Por su parte, las obras, casi sin excepción, se describen de forma tal que no es posible delimitar su alcance. Por ejemplo, se encuentran obras presupuestadas en decenas de

millones de pesos que se describen con enunciados como los siguientes “revamping de cámaras, equipos de maniobras, centros de transformación MT/BT, 260 unidades, para mantenimiento subterráneo” (Caso EDELAP, Plan 2019, Monto 72 millones).

- Aspectos Económicos: La información presentada no cuenta con elementos mínimos que permitan evaluar su razonabilidad, sin embargo, aún con información insuficiente se visualizan algunos aspectos que podrían haber sido observados y no hubo observaciones formales a este respecto (estructuras de costos de ciertas obras que involucran porcentajes de mano de obra propia superiores al 90%, obras diferentes con presupuestos iguales, entre otros).

Control de Ejecución de los Planes: Aprobación de su Cumplimiento

Según la Resolución MlySP N° 419/2017 el CERTI debía “diseñar, implementar y controlar el sistema de seguimiento de ejecución de las inversiones”.

Se observa que tal sistema no se ha establecido, sin embargo, en la práctica los controles realizados y sus resultados, pueden describirse del siguiente modo:

- a) Control Presupuesto Ejecutado: Se realiza en función de declaraciones juradas sobre montos ejecutados. No se efectúa control de facturas, remitos, formularios 931 y/o documentación de obra que permita visualizar información relativa a los contratistas, información sobre licitaciones, etc. En otros términos, no se controla documental que permita validar/no validar la declaración jurada de la distribuidora.
- b) Control Físico: Se realizaron auditorías de obras en función de una selección de las mismas. Del análisis de las mismas se puede concluir que las mismas contribuyen a ocultar la información que se supone deberían controlar.

El conjunto de obras seleccionadas es limitado y se considera no representativo ya que no se puede identificar un criterio de selección, no hay un procedimiento o metodología preestablecida que garantice la representatividad de la elección muestral de obras a visitar. Tampoco se delimitan los aspectos a verificar y criterios de evaluación de los resultados, etc. Los propios inspectores dejan asentado que los porcentajes de avance declarados por las empresas no son corroborables fehacientemente en la visita de campo. También se registran obras que no estaban incluidas en los planes de inversión originales.

Como ejemplo de esto se puede mencionar, el acta de inspección de la auditoría correspondiente al plan de inversiones 2019 de la empresa EDELAP del día 13 de septiembre de 2019, llevada a cabo por personal de la entonces Dirección de Energía. En la declaración jurada del plan de inversiones 2018-2019 la empresa declara un avance físico del 100% para la obra ‘Adecuación Celdas SSEE City Bell Kaiser Paz’, sin embargo el inspector deja asentado que la misma se encuentra con un avance físico del 40%. Al respecto, no se halla resolución administrativa alguna posterior a la inspección, ni sancionatoria.

Aprobación de cumplimiento de los Planes de Inversión:

- Plan de Inversión 2017:

Aprobado por CERTI, en su acta N°12 (expediente 2429-1568/17). Respecto de la aprobación de este plan, cabe señalar que se sustenta en controles como los descritos en a) y b).

Sin embargo, el problema central que se identifica en esta aprobación es que los montos previstos para Inversiones en Recuperación/Catch Up (que son los que se establecieron en Resolución MlySP N° 419/2017 como compromisos de inversión) se comparan con montos ejecutados del total de las inversiones informadas, sin distinguir inversiones de catch up de otros conceptos.

Si, en cambio, se realiza la comparación como corresponde, es decir, separando las obras de catch up del resto, se evidencia el incumplimiento en EDEA, EDES y EDEN.

- Plan de Inversión 2018:

Aprobado a través del informe 0024 - IF-2018-18477076-GDEBA-DENERMIYSPGP, de la entonces Dirección de Energía, en el marco del ajuste de tarifas de la Resolución MlySP N° 1297/2018. En el mismo se consideraron aprobadas las inversiones parciales de la primera parte del año 2018. Al igual que en 2018 la comparación de montos se realiza en forma agregada sin distinguir inversiones de catch up y basándose únicamente en declaraciones juradas de las empresas.

Si se realiza la comparación separando las obras de catch up del resto, se evidencia incumplimiento en EDEN, EDES y EDELAP.

- Plan de Inversión 2019:

Aprobado por medio del informe IF-2019-34730943-GDEBA-DPSPMIYSPGP, de la entonces Dirección Provincial de Servicios Públicos, en el marco del ajuste de tarifas de la Resolución MlySP N° 1713/2019. En el mismo se consideraron aprobadas las inversiones 2017, 2018 y primer semestre 2019. Al igual que en 2017 y 2018 la comparación de montos se realiza en forma agregada, sin distinguir inversiones de catch up y basándose únicamente en declaraciones juradas de las empresas.

Si se realiza la comparación separando las obras de catch up del resto, se evidencia un incumplimiento en EDEN, EDES y EDELAP.

5. 2 Inversiones realizadas

Se analiza el nivel de cumplimiento de las inversiones a partir de la información presentada por las distribuidoras, a través de declaraciones juradas, ante la Dirección Provincial de Energía y también en el marco de la solicitud de información de la Subsecretaría de Energía. El nivel de cumplimiento se evalúa respecto de las inversiones comprometidas en concepto de catch up en la Resolución MlySP N° 419/2017 y respecto de los planes de obras que constan como base de la RTI en el Expediente N° 2403-569/16.

Inversiones declaradas como ejecutadas

En el cuadro siguiente se presentan los resultados:

Cuadro 5.2: inversiones comprometidas en la RTI vs inversiones declaradas como ejecutadas. En millones de \$ corrientes.

Empresa	Concepto	2017 (2do semestre)			2018			2019		
		Comp. RTI (1)	Ejecutado	% de cumplimiento	Comp. RTI (1)	Ejecutado	% de cumplimiento	Comp. RTI (1)	Ejecutado	% de cumplimiento
EDEN	CATCH UP	314	219	70%	782	300	38%	913	410	45%
	Resto	627	199	32%	993	367	37%	1.768	394	22%
	Total	941	419	44%	1.774	667	38%	2.681	804	30%
EDEA	CATCH UP	65	9	15%	161	298	185%	187	355	189%
	Resto	285	80	28%	251	146	58%	295	226	77%
	Total	350	89	25%	413	444	108%	482	581	120%
EDES	CATCH UP	105	36	34%	262	57	22%	306	95	31%
	Resto	187	116	62%	113	201	177%	132	143	108%
	Total	292	152	52%	375	258	69%	439	238	54%
EDELAP	CATCH UP	140	142	102%	349	297	85%	407	243	60%
	Resto	486	218	45%	350	327	93%	357	493	138%
	Total	627	360	58%	699	624	89%	764	736	96%
Total	CATCH UP	625	407	65%	1.554	952	61%	1.814	1.103	61%
	Resto	1.585	613	39%	1.708	1.041	61%	2.552	1.256	49%
	Total	2.209	1.020	46%	3.261	1.993	61%	4.366	2.359	54%

Nota: (1) Dado que en la normativa no se establecen mecanismos de ajustes de los montos a invertir, pero sí se establecen ajustes de ingresos anuales, en la presente comparación se ajusta el nivel de compromiso del mismo modo que se ajusta la tarifa (17% desde agosto 2017 y 33% desde agosto 2018).

Fuente: elaboración en base a Resolución MlySP N° 419/2017, DDJJ de las empresas y Planes de Obra del Expediente de RTI N° 2403-569/16.

Si bien este análisis está realizado sobre montos globales, declarados por las empresas distribuidoras, sirve para dar cuenta del nivel de incumplimiento general, exceptuando el caso de EDEA.

Inversiones en Recuperación (catch up): Exceptuando a EDEA, en 2018 y 2019 y a EDELAP en 2017, las inversiones en Recuperación/Catch Up realizadas no alcanzaron los montos ajustados establecidos como compromisos de inversión mediante la Resolución MlySP N° 419/2017.

- EDEN invirtió montos equivalentes al 70% del compromiso en el primer año, al 38% en 2018 y al 45% en el año 2019.
- EDEA no cumplió el compromiso en el primer año (15%), pero lo sobre cumplió en 2018 y 2019 con grados de ejecución del 185% y 189%.
- EDES es la que evidencia menor cumplimiento del compromiso, con niveles del 34% para 2017, 22% para 2018 y 31% para 2019.
- EDELAP cumplió el primer año con un 102% de ejecución, y en 2018 y 2019 se ubicó en el 85% y 60% del nivel de ejecución

Por su parte, si se consideran las distribuidoras en su conjunto y se comparan los compromisos de inversión con la ejecución informada, el porcentaje de cumplimiento de las Inversiones en Recuperación/Catch Up, sería del 65% en 2017 y 61% para 2018 y 2019.

Resto: se puede considerar en esta categoría las inversiones que deberían realizarse en concepto de amortización o de reinversión de la cuota de rentabilidad. Se observa una ejecución desigual entre años y distribuidoras. En el agregado de las cuatro empresas se puede concluir que la ejecución en montos fue del 39% en 2017, 61% en 2018 y 49% en 2019.

A partir de la información presentada por las distribuidoras, se evidencian ciertos elementos que ponen en duda los números que han sido presentados e inducen a que el grado de incumplimiento podría ser aún mayor. Entre otros, se destacan los siguientes aspectos:

Composición del Presupuesto

La información presentada como inversiones realizadas se encuentra desagregada permitiendo distinguir entre mano de obra, materiales, ingeniería y proyecto, inversión y otros costos. En el cuadro siguiente se presenta una síntesis de la información declarada:

Cuadro 5.3: composición del presupuesto ejecutado, 2017-2019.

ITEM		EDEA	EDELAP	EDEN ⁽¹⁾	EDES	Total	
						Por ITEM	MO Ter y MO P
MO Terceros	Ingeniería y Proyecto	0%	0%	0%	1%	0%	35%
	Materiales	0%	24%	22%	20%	17%	
	Mano de Obra	0%	24%	17%	35%	17%	
	Inspección	0%	0%	0%	2%	0%	
	Otros Costos	0%	0%	0%	0%	0%	
MO Propia	Ingeniería y Proyecto	0%	0%	0%	0%	0%	65%
	Materiales	29%	0%	11%	23%	12%	
	Mano de Obra	36%	53%	43%	19%	43%	

	Inspección	0%	0%	1%	0%	0%	
	Otros Costos	34%	0%	4%	0%	9%	

Nota: (1) La descomposición del presupuesto 2018 resultaba inconsistente, de manera que se consideraron los años 2017 y 2019. Fuente: Elaborado en base a DDJJ de las empresas distribuidoras.

De la descomposición del presupuesto informado como ejecutado por las distribuidoras en su conjunto, para los años 2017-2019, resulta que el 65% de los trabajos han sido ejecutados directamente por las distribuidoras y el 35% por terceros.

Al observar casos particulares, EDEA se sitúa en un extremo al ejecutar directamente el 100% de los trabajos sin tercerizar, mientras que le siguen EDEN con 59%, EDELAP con 53% y EDES 42%.

Considerando específicamente la participación de la mano de obra (propia + tercerizada), se observa que mientras EDEA realiza las obras imputando 36% de los costos a Mano de Obra, EDELAP imputa el 77%, EDEN el 60% y EDES el 54% al mismo concepto.

Asimismo, es destacable que EDELAP y EDEN hayan destinado respectivamente el 53% y el 43% del total a mano de obra propia.

Como caso particular, se destaca el caso de EDEN para el año 2019, ya que presenta un único ítem valuado en 125 millones de pesos para sólo una obra cuya descripción detalla "Monto correspondiente a mano de obra propia utilizada para ejecutar proyectos de ampliación y renovación de la red MT y ST (no distribuida aún entre dichos proyectos)".

Es llamativa la alta incidencia de la mano de obra en el total erogado (60%), sobre todo la mano de obra propia (43%), ya que los costos de mano de obra en la RTI ya se encuentran incluidos dentro de los costos de explotación. Es necesaria la realización de auditorías en las empresas a los fines de determinar qué porcentaje de esta mano de obra se activa efectivamente y cuánto de esta mano de obra responde a duplicación de conceptos.

Tipo de Obras Incluidas

Tal como se ha señalado anteriormente, a partir de la descripción de las obras que realizan las distribuidoras, no es posible determinar el alcance preciso de éstas. De manera que, al no poder precisar su alcance, muchas obras que no correspondería reconocer porque, por ejemplo, refieren a tareas de mantenimiento, no pueden ser identificadas como tales.

Tomando un criterio adoptado por el CERTI en 2017, que consideró como método el no reconocer aquellas obras que contengan en su descripción algunas de las siguientes palabras: Mantenimiento, reparación, correcciones, contingencia, inundación, falla, robo, avería.

Así, tomando este criterio y aplicándolo para el año 2019, resulta que, de las obras informadas con fuente de financiamiento VAD (catch up + amortización), no deberían reconocerse los siguientes montos:

- EDEN: 196 de los 804 millones (24%).
- EDELAP: 328 de los 736 millones (45%).
- EDES: 1 de 238 millones (0%)

- EDEA: 9,3 de 581 millones (1,5%).

En síntesis, las inversiones realizadas son menores a las previstas en los ingresos reconocidos en la RTI y, tomando en consideración la composición de los presupuestos remitidos, así como el tipo de obras incluidas en los planes de inversión y su no correspondencia con el concepto de inversión, resultaría que el grado de incumplimiento se acentuaría considerablemente, especialmente para los casos de EDEN y EDELAP, que representan el 65% de las inversiones que deberían haberse realizado por Catch Up y Amortizaciones.

Si bien para confirmar estos aspectos resultaría necesario analizar los mismos en base a las imputaciones realizadas en los propios sistemas contables de las empresas, de la información remitida podría deducirse que:

Se han incluido como inversión costos de explotación: en efecto, los niveles tan elevados de mano de obra imputados en los presupuestos remitidos, suponen que una parte importante de estos montos podrían tratarse de costos de explotación y no susceptibles de ser considerados dentro del componente de inversiones.

Por su parte, esta deducción se fortalece si tomamos en consideración que las propias descripciones de ciertas inversiones suponen ya, en numerosos casos, que éstas se corresponden directamente con costos de explotación y no podrían ser consideradas como inversiones.

Los presupuestos informados como montos ejecutados, podrían ser puestos en duda y sujetos a verificación, ya que podrían no corresponderse con los montos efectivamente erogados. Es posible deducir esto a partir de ciertos ítems que muestran obras distintas con montos idénticos, presupuestos que exceden o no alcanzan el costo total, presupuestos con niveles de ejecución física que superan el 100%, así como en el caso de EDEN que señalamos anteriormente con \$125 millones correspondientes a “mano de obra a imputar”, o el de la inspección a EDELAP cuya ejecución real no coincidía con la declarada.

5.3 Inversiones relevantes no realizadas

En esta sección se realizó una selección de una o dos obras por empresa consideradas como relevantes, o estructurales, para la prestación del servicio en condiciones de calidad y confiabilidad. La selección es a los fines de ejemplificar la falta de realización de obras importantes y dar cuenta que la sub ejecución de los montos de inversión puede afectar seriamente la prestación del servicio, lo cual ya quedó demostrado luego de la doble falla en el sistema de alimentación de Alta Tensión de la Sub Estación City Bell (ver sección 5.4).

La inclusión de estas obras no implica que no existan otras de igual relevancia y de igual urgencia en su realización que por motivos de presentación no se incluyeron en el presente apartado.

EDEA

Estación Transformadora 9 de Julio – Interruptores 132kV

La nueva línea de alta tensión de 500kV que vinculará a las ciudades de Bahía Blanca y Mar del Plata se encuentra en la fase final de su construcción, previéndose su energización a principios del año 2021.

Como consecuencia de este hecho, la potencia de cortocircuito del sistema de alta tensión de la zona se verá incrementada de forma tal que los interruptores de 132kV emplazados en la ET 9 de julio, deben ser reemplazados debido a que los mismos poseen una potencia de cortocircuito que no estarían en condiciones de ser soportadas por los mismos por las razones ya expuestas.

El plan de obras presentado por EDEA como compromiso en la última RTI, incluye el “Reemplazo de protecciones, TI, TV, Interruptores, seccionadores y baterías en Estaciones Transformadoras de 132/13,2kV, 33/13,2kV y centros de distribución” como parte de la renovación del equipamiento en vista a las nuevas exigencias que afrontarán los equipos instalados en las Estaciones transformadoras y Centros de Distribución.

La distribuidora, en pleno conocimiento del avance de los planes de obras en Alta Tensión que se llevan adelante en el sistema de extra alta tensión, no actuó en tiempo y forma en lo referido a la adecuación de sus propias instalaciones a fin de evitar los posibles inconvenientes que se pueden ocasionar ante posibles fallas ocurridas en sus instalaciones y que producirían el deterioro del equipamiento mencionado.

En el caso de que tenga lugar un evento en la ET 9 de Julio, producto de fallas aguas debajo de la misma, podría afectar a la Central de generación en la cual se emplaza, siendo ésta el principal y más importante agente de generación eléctrica de la zona de influencia, ocasionando el irremediable colapso de la ciudad de Mar de Plata y sus alrededores.

Vinculación en 132 kV entre las ET Ruta 2 y Norte

La obra consiste en la adquisición y montaje de un conjunto de celdas GIS de 132 kV en ET Ruta 2, construcción de 5,3 km de cable subterránea de 132 kV en doble terna y 13,9 km de línea aérea de 132 kV en doble terna. Esta obra se encuentra financiada por el FITBA.

Esta obra, se encuentra destinada a mejorar el abastecimiento de energía eléctrica a la localidad de Santa Clara del Mar y zonas aledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando de este modo restricciones de demanda sobretudo en épocas de temporada estival.

Si bien la obra se encuentra en ejecución, el reducido porcentaje de avance físico que declara la compañía (10%) y el acotado período de tiempo disponible antes de la fecha de energización pactada (enero 2021), hacen dudar de que la misma sea cumplida. Trayendo como consecuencia la interrupción del servicio y caídas de tensiones en Santa Clara del Mar y zonas colindantes.

EDEN

Nueva ET LOBOS 1 x 7,5 MVA más nuevas salidas en 13,2 kV

La obra mencionada se encuentra destinada a satisfacer los requerimientos de la nueva demanda en la zona de influencia donde se encuentra emplazada la Estación Transformadora. La misma utiliza como fuente de financiamiento el VAD derivado de las obras presentadas en la última RTI. Permitirá reducir la dependencia de la generación térmica distribuida por 19,8 MW

de la CT GEED Lobos, necesaria para sostener el abastecimiento energético del nodo. Evita restricciones de demanda y asegura el desarrollo de la región.

Es de aclarar que la fecha de finalización comprometida por la Compañía ya se encuentra vencida siendo la misma junio de 2018, en la actualidad la obra posee un avance de físico de obra del orden del 20%.

Por lo dicho a la fecha no solo se debe mantener la generación en el área para evitar cortes de demanda producto de la falta de potencia en la zona, sino que además no se puede atender las necesidades de nuevas demandas para el desarrollo económico del área.

Ampliación ET 33/13,2 kV San Cayetano

La obra se caracteriza por la construcción de un centro de rebaje 33/13,2 kV en San Cayetano, la instalación de un transformador de 5 MVA con Regulador Bajo Carga y un nuevo equipo reconector de 15 kV-630 A-12 kA.

Esta obra se encuentra comprometida por la Distribuidora para realizarse mediante financiamiento por el VAD derivado de la última RTI. Según lo declarado, se prevé la finalización de la misma para junio del 2020. En la actualidad el avance físico de la obra es del orden del 15%, bajo estas circunstancias es evidente que la finalización de la misma no se concretará en el tiempo previsto.

Este tipo de demoras son perjudiciales para el desarrollo de la zona ya que no se cuenta con la potencia requerida, producto de la desinversión sostenida desde el comienzo de la concesión.

EDES

Interruptores red de distribución

La Compañía EDES presenta, dentro de las obras a ser financiada por el VAD en la última RTI, la renovación de interruptores de 13,2 kV en Estaciones Transformadoras Interurbanas. Los cuales se prevén emplazar de la siguiente manera:

- 2 Interruptores en Guaminí
- 1 Interruptor en Tornquist
- 3 Interruptores en Darregueira

La razón de ser de la renovación de equipos es por la obsolescencia de los mismos. El avance físico declarado por la Distribuidora es de solo el 18%, lo cual es un claro incumplimiento teniendo en cuenta que la obra debiera de haber sido finalizada y energizada hace 1 año y medio (diciembre-2018). Se evidencia el serio riesgo que corre la calidad del servicio. Se cuenta en las zonas con el abastecimiento de los 6 alimentadores que, como se dijo, deben reemplazarse por obsolescencia. Esta inversión se encuentra financiada por los usuarios a través de la tarifa desde mediados del año 2017, siendo los mismos usuarios los que se ven perjudicados en cuanto a la calidad de servicio que reciben.

EDELAP

Nueva Subestación Villa Elisa

Se tiene prevista la realización de la nueva subestación Villa Elisa en un predio ubicado en la zona cercana a calle 419 y 20 de la localidad de Villa Elisa.

Consiste en una nueva instalación de 1x40MVA 132/13.2kV, con un tablero de 13.2kV que incluye un tren de celdas con 8 interruptores de salida, con un esquema de barras de 132kV que será del tipo doble juego con acoplamiento transversal.

El sistema de barras en 13.2kV es de tipo simple juego, interior construido por un conjunto de celdas anti arco con interruptores de vacío, con posibilidad de acoplamiento longitudinal para un futuro tren de celdas adicional.

La alimentación primaria se prevé mediante la interconexión en 132kV, se prevé mediante tres vínculos:

- Nueva alimentación desde SE Ensenada con vínculo Línea-Cable de una longitud aproximada de 14 y 3 km respectivamente.
- Apertura del vínculo 230 entre las Subestaciones Dock Sud y City Bell a la altura de la calle Aran y Centenario en la Localidad de Villa Elisa y desde allí un tendido en cable de conductor 3x1x500 mm² Cu de aproximadamente 1,5 km hasta la nueva SE Villa Elisa.
- Nuevo vínculo de 132kV en cable de 3x1x500 mm² Cu de aproximadamente 4,8km desde la nueva SE Villa Elisa hasta la SE City Bell.

Los cables de 132kV contarán con un sistema de protecciones diferencia / impedancia principal y reserva, los transformadores de potencia con protecciones diferenciales con respaldo de máxima corriente en 132kV y 13,2kV.

En las celdas de 13,2kV se instalarán protecciones de máxima corriente con re cierre.

Contará con SCADA como sistema de tele medición y comando remoto de los equipos de alta tensión y los interruptores de las celdas de media tensión desde el Centro Operativo de Alta Tensión (COAT).

La fecha estimada de inicio de obra, estaba prevista para el año 2017 y su fuente de financiamiento proviene del compromiso asumido en la RTI con fondos provenientes del FITBA.

En la actualidad la obra no se encuentra realizada y el incumplimiento de los compromisos asumidos por la Distribuidora en tiempo y forma derivaron en el evento ocurrido el pasado 22 de Junio de 2019, cuando como resultado de una doble falla en el sistema de transporte que alimenta a la Sub Estación City Bell, los usuarios de las zonas de Gonnet, Villa Castells, City Bell y Villa Elisa afrontaron la pérdida del suministro eléctrico durante un tiempo muy prolongado.

A fin de poder aliviar la situación de riesgo permanente, ante la falta de capacidad de las instalaciones, desde la compañía, propusieron realizar el tendido eléctrico de 33kV que vincule las subestaciones Kaiser – City Bell, como así también líneas de 13,2kV el cual tampoco se encuentran operativas.

En conclusión, al día de la fecha EDELAP no solamente no ha terminado las obras destinadas a una solución provisoria mediante el tendido de líneas desde otras Sub Estaciones, sino que

además no ha dado comienzo a las obras comprometidas en la RTI. De este modo pone en serio compromiso la continuidad del suministro eléctrico, ya que el abastecimiento eléctrico de la Sub Estación en el sistema de Alta Tensión se encuentra abastecido por alimentadores que datan de principios de la década de los sesenta puestos en servicio por la empresa estatal SEGBA. Conectados en la actualidad con 230 (perteneciente a EDESUR) y el cable 519 (perteneciente a EDELAP) cuya confiabilidad se encuentra seriamente comprometida en determinadas épocas del año por condiciones de carga.

5.4 Apagón por falla doble en sistema de alimentación de Alta Tensión en Sub Estación City Bell

Como se mencionó anteriormente EDELAP asumió un compromiso quinquenal de inversiones informando a la Autoridad de Aplicación los planes de inversión a efectuar.

Si bien es cierto que su obligación principal es el estricto cumplimiento de los niveles de calidad establecidos en el Subanexo D del respectivo contrato de concesión, quedando a su exclusivo riesgo la realización de los trabajos e inversiones para asegurar la prestación del servicio en los niveles de calidad allí previstos, no es menos cierto que para ello debe invertir ya sea en obras nuevas u obras de mantenimiento, circunstancia a la cual la Distribuidora se ha mostrado totalmente indiferente.

Como consecuencia de esta gran desinversión de EDELAP, se produjo el 22 de junio de 2019 la interrupción del servicio público de energía eléctrica dejando sin servicio a 43.000 usuarios (12% de los usuarios totales de EDELAP). La salida del servicio de la Sub Estación City Bell en su totalidad fue la causa del corte, afectando por un período prolongado a los usuarios de las localidades de Gonnet, City Bell, Villa Elisa, Villa Castels y zonas aledañas del área de concesión de la distribuidora provincial.

La contingencia fue doble, por un lado la salida de servicio del cable de Alta Tensión N°519 - 132 kV que vincula a las Estaciones Transformadoras Tolosa y City Bell y, por otro lado, la imposibilidad de que su cable de respaldo N° 230 pueda tomar todo el servicio debido a que éste no se encontraba operativo, situación conocida por la distribuidora.

Este acontecimiento, ha afectado la continuidad, calidad y seguridad del servicio público de electricidad en forma masiva, perjudicando seriamente a miles de usuarios pertenecientes al área de exclusividad zonal de EDELAP S.A, con una interrupción del servicio de larga duración y tiempos de reposición que duraron varios días. El 60% de los usuarios afectados recuperaron el suministro antes de las 6 horas de producido el corte y para el 40 % restante la normalización del servicio demoró hasta 5 días.

EDELAP es la única responsable del hecho central y todas las consecuencias asociadas a la interrupción del servicio, tales como la disminución de las condiciones de seguridad de los espacios públicos debido a la falta de alumbrado público, y la de hogares y locales comerciales (robos, alteración de horarios de apertura y cierre), daños en los electrodomésticos, daños en la mercadería, como así también, tuvo directa incidencia en la continuidad de otros servicios públicos como el de provisión de agua potable.

El OCEBA inicio un sumario administrativo en el marco del Expediente 2429/3339/19, para ponderar las causales que motivaron la interrupción del servicio público de electricidad y la eventual imposición de resarcimiento a los usuarios sin perjuicio del régimen de penalidades derivado del Contrato de Concesión. (26/06/19 - Resolución OCEBA N° 191/2019)

Asimismo ordenó una medida precautoria con el objetivo de que EDELAP elabore, presente y lleve a cabo, en el término de 72 horas, una alternativa técnica para superar la condición de abastecimiento de la Estación de City Bell, hasta tanto se concrete la solución definitiva, que había estado prevista en el marco de su Plan de Inversiones. (ME-2019-20016906-GDBA-OCEBA)

En respuesta a la medida precautoria ordenada, EDELAP se comprometió a ejecutar las siguientes obras de manera provisoria:

- Realizar el tendido de una Línea Aérea de Media Tensión 13,2 Kv, a efectos de vincular alimentadores de subestaciones cercanas, sitas en el área de concesión (SE Tolosa, SE Kaiser, SE La Plata) con capacidad de 15 MVA de relevamiento de carga, indicando los vínculos de dicha interconexión. Asimismo sostuvo que el plazo estimado de estas interconexiones era de tres meses, con un costo aproximado de pesos veinte millones (\$20.000.000);
- Contratar con base en EDELAP S.A. la provisión de tres bloques de generación de 5 MW, alcanzando una capacidad total de 15MW, cuyo punto de conexión será la SE de City Bell. Señaló que el costo mensual con salida en 13,2 KV es de siete millones de pesos (\$7.000.000); y
- Contratar con modalidad de disponibilidad en la base del proveedor, la provisión e instalación de tres bloques de generación de 5 MW, con una capacidad total de 15MW, indicando los puntos de conexión.

Esta solución provisoria no es más que una solución de compromiso, que dista mucho de ser la solución definitiva para poder cumplir con los estándares de calidad necesarios, sin perjuicio de ello, a la fecha la distribuidora no ha cumplido tampoco con este plan de obras comprometido.

Paralelamente, la ex- Dirección Provincial de Servicios Públicos, ordenó a EDELAP la bonificación, por todo concepto y en su totalidad, del valor de la factura siguiente a emitirse a todos los usuarios afectados por el evento.

Por otra parte, el Defensor del Pueblo de la Provincia de Buenos Aires, se hizo eco de esta situación iniciando una acción en autos: "Defensor del Pueblo de la Provincia de Buenos Aires c/ Empresa Distribuidora de Energía de La Plata S.A. s/ Acción Sumarísima Ley 24.240 que tramitó en el Juzgado Contencioso Administrativo N° 1 del departamento de La Plata)". Se le hizo lugar a lo solicitado y se le ordeno a EDELAP que bonifique por todo concepto y en su totalidad, el valor del ciclo de facturación siguiente al ya bonificado por disposición del Poder Ejecutivo Provincial, a todos aquellos usuarios que hayan padecido un corte en el suministro de energía eléctrica igual o mayor a las 12 horas a partir del 22 de junio de 2019.

Ahora bien, como consecuencia de la sustanciación del sumario OCEBA, mediante Resolución OCEBA N° 279/2019, sancionó a EDELAP con una multa complementaria de \$203.647.465, más una multa por penalización por apartamiento de los límites admisibles de Calidad de Servicio Técnico. Todo ello independientemente de las bonificaciones dictadas en sede administrativa y

judicial, como así también de los resarcimientos por daños en las instalaciones y/o artefactos y/o pérdidas de mercadería que pudiera corresponder.

Contra la Resolución EDELAP interpuso, con fecha 2/12/2019, una medida cautelar autónoma solicitando la suspensión de la ejecución de la Resolución antes citada, que tramitó en el Juzgado Contencioso Administrativo N° 4 de La Plata, Expediente N° 22625, medida que fue denegada.

En relación a la bonificación determinada en sede administrativa, EDELAP acreditó el pago por este concepto, compensando a 41.770 usuarios, lo que alcanzó un monto de \$74.683.702. Asimismo, acreditó cumplir con la bonificación ordenada por el Juzgado Contencioso Administrativo N° 1 del departamento de La Plata en la medida presentada por el Defensor del Pueblo de la Provincia, destinada a 24.806 usuarios, abonando por este concepto la suma de \$40.224.942. Resultando un importe total bonificado por EDELAP de \$ 114.908.644, según información del OCEBA.

En cuanto a la sanción impuesta por el OCEBA, en el marco del sumario y ante la actitud renuente de EDELAP de dar cumplimiento a lo ordenado por Resolución N° 279/2019, el OCEBA instruyó un nuevo sumario a fin de evaluar las causales del incumplimiento ordenado y ponderar la posible aplicación de nuevas sanciones, lo cual derivó en una nueva imputación con fecha 18 de marzo del corriente año.

En respuesta a esta imputación, EDELAP no ha presentado aún su descargo atento a la suspensión de plazos administrativos dispuesta por el Decreto N° 167/2020, en virtud de la emergencia sanitaria por COVID-19. En cuanto a la penalización dispuesta por la Resolución OCEBA N° 279/2019, el cumplimiento de la misma ha sido diferida por la Resolución MlySP N° 20/2020 que estableció la postergación del pago de las penalizaciones.

Al día de la fecha EDELAP no solamente no ha terminado las obras destinadas a dar una solución provisoria, sino que además no ha dado comienzo a las obras comprometidas en la RTI. Esta situación pone en serio compromiso la continuidad del suministro eléctrico, ya que el abastecimiento de la Sub Estación en el sistema de Alta Tensión se encuentra suministrado por alimentadores que datan de principios de la década del sesenta, puestos en servicio por la empresa estatal SEGBA y conocidos en la actualidad como 230 (perteneciente a EDESUR), y el cable 519 (perteneciente a EDELAP) cuya confiabilidad se encuentra seriamente comprometida en determinadas épocas del año por condiciones de carga.

Es muy relevante destacar que en épocas de altos picos de demanda, como el período invernal o el estival, el sistema de red de provisión de energía eléctrica del área concesionada por EDELAP se encuentra en condiciones similares a las que poseía en los días previos a la falla del 22 de Junio de 2019 y EDELAP no ha dado señales de haber iniciado acciones tendientes a evitar que estas graves irregularidades se repitan.

6. Situación actual

6.1 Aplicación de la RTI:

Como se mencionó con anterioridad, previo a la aplicación de la RTI ya se había realizado un incremento tarifario que incrementaba el VAD aproximadamente en un 112%, los ingresos reconocidos en los cuadros de la Resolución MlySP N° 22/2016 se ajustaron de acuerdo a la tarifa objetivo, que surge de la determinación de los ingresos necesarios en base al modelo estructural de costos, aprobado en el Expediente N° 2403-1744/2012, en el marco de los Protocolos de Entendimiento y sus respectivas Addendas.

Los Protocolos de Entendimiento y Addendas de Adecuación, tuvieron su vigencia hasta la implementación de la RTI que aprobó la Resolución MlySP N° 419/2017.

En la Resolución MlySP N° 419/2017 se definió que los resultados de la RTI se aplicarían en dos etapas:

Etapas 1: desde su entrada en vigencia el 9 de mayo de 2017.

Etapas 2: desde el 1 de diciembre de 2017

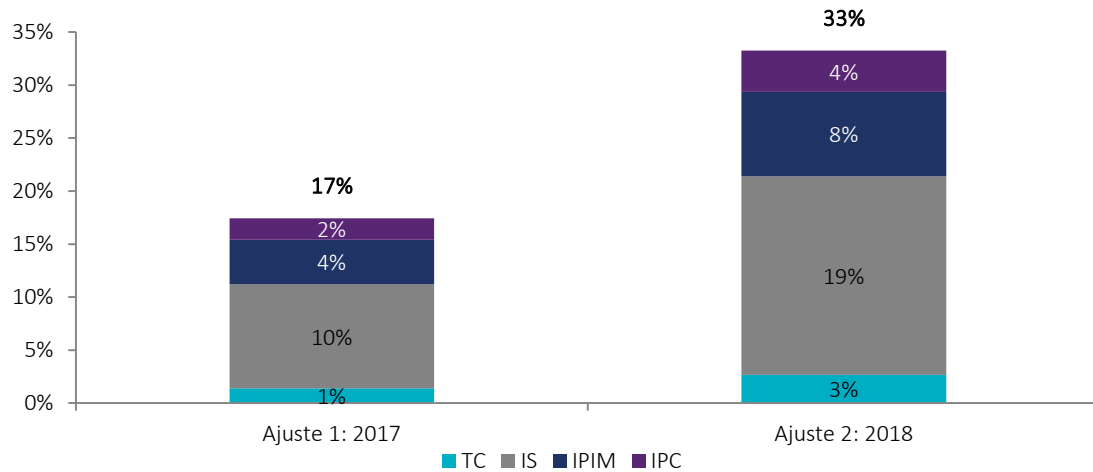
Los cuadros de ambas etapas se publicaron en la Resolución MlySP N° 419/2017 expresados en pesos argentinos de julio 2016. Se trasladaron a los usuarios en forma nominal entre mayo 2017 y noviembre 2017. A partir del primero de diciembre se aplicaron los cuadros de la segunda etapa de la RTI con un incremento del 17% correspondiente a la fórmula de ajuste anual entre julio 2016 y mayo 2017. Los cuadros completos de la RTI y actualizados a mayo 2017 son los que se publicaron a través de la Resolución MlySP N° 60/2018, incluyendo una actualización del pass through de los costos de abastecimiento. La Resolución MlySP N° 60/2018 estableció su entrada en vigencia para el día siguiente de su publicación, no obstante ello se observa que si bien se publicó en enero 2018, las distribuidoras aplicaron el cuadro tarifario desde diciembre 2017, según instrucción de la Autoridad de Aplicación (no se encontró registro formal de esta instrucción).

Las diferencias correspondientes al ajuste del VAD, por fórmula de ajuste entre agosto 2017 y noviembre 2017, se recuperaron a través del DCM (Diferencial por Costos Mayorista de Abastecimiento). Adicionalmente, según se mencionó con anterioridad, la existencia de amparos judiciales también retrasó la plena vigencia de la RTI, por lo tanto en los meses de mayo, junio y julio se siguieron cobrando los cuadros de la Resolución MlySP N° 22/2016. Estos tres meses de VAD también fueron recuperados por las empresas a través del DCM. Estas compensaciones de VAD a través de un mecanismo instrumentado para compensar diferencias de costos mayoristas se dieron de hecho y no se ha encontrado la norma que instruya a realizar la mencionada compensación. Conceptualmente esto se puede considerar un antecedente que luego se formalizaría a través de la creación del ICT.

En septiembre 2018, a través de la Resolución MlySP N° 1297/2018 se llevó a cabo el segundo ajuste anual resultante de aplicar la fórmula de ajuste. La variación anual de la fórmula de ajuste se ubicaba en 33% por la variación comprendida entre mayo 2018 y mayo 2017. Este incremento debía aplicarse desde agosto 2018, según lo establecido en la Resolución MlySP N°

419/2017. En el gráfico siguiente se presenta la desagregación por componente de los dos ajustes efectivamente realizados en el VAD.

Gráfico 6.1: Factor de ajuste anual desagregado por componente de la fórmula polinómica.



Fuente: elaboración propia.

A su vez, dado el contexto inflacionario general de la economía, se procedió a fraccionar en dos partes el aumento, la primer parte (16,5%) se aplicó desde el 22 de septiembre 2018 en adelante y, a través de la Resolución MlySP N° 186/2019, en febrero 2019, se aplicó el restante 16,5% hasta alcanzar el aumento pleno del 33%.

Es sumamente relevante aclarar que estos desfases, en la aplicación de la fórmula de ajuste anual (agosto 2018 – 22 de septiembre y septiembre 2018 a enero 2019 por el 50% del aumento) se recuperaron al 100% a través de la creación del instrumento del ICT (Incremento de Costos Tarifarios).

La Resolución MlySP N° 1297/2018 instruyó, en sus considerandos, a que este diferimiento en la aplicación plena del factor de ajuste sea recuperado en 6 cuotas a partir del 1° de febrero de 2019, actualizadas con una tasa equivalente al factor de ajuste de VAD entre los meses de junio a noviembre de 2018.

En febrero 2019, la Resolución MlySP N° 186/2019 creó el ICT (Incremento de Costos Tarifarios) como mecanismo de compensación que permita a los distribuidores recuperar no solo las diferencias de costos mayoristas (potencia, energía y transporte), sino también las diferencias de costo propio de distribución determinadas por la Autoridad de Aplicación. El OCEBA sería quien adopte las medidas para el mecanismo de compensación.

Los montos a compensar fueron estimados por la ex Dirección de Energía (actual Dirección Provincial de Energía) y se ajustaron aplicando la fórmula de ajuste entre febrero 2019 y junio 2018, la Resolución MlySP N° 1927/2018 instruyó a ajustar entre los meses de junio y noviembre. Por otra parte el ajuste se realizó al total del monto agregado, cuando debería haberse realizado en forma mensual (es decir que los montos a recuperar de enero 2019 deberían haberse actualizado solo por un mes y no por 9 meses, y de esa forma realizar el ajuste mensual correspondiente a la metodología de actualización de un flujo de fondos mensualizado).

Cuadro 6.1: montos a recuperar por ICT por distribuidora. En millones de \$.

Distribuidora	Monto a compensar (a \$ de mayo 2018)	Monto a compensar actualizado (a \$ de febrero 2019)
EDELAP	282	361
EDES	157	200
EDEN	364	466
EDEA	295	375

Fuente: en base a información de la Dirección Provincial de Energía.

Los montos a compensar se variabilizaron considerando el mercado base de la RTI (agosto 2015-julio 2016), pero para recuperar en 6 meses, como resultado de ello, se obtuvo un cargo en \$/kwh que pagarían los usuarios por separado del cargo variable.

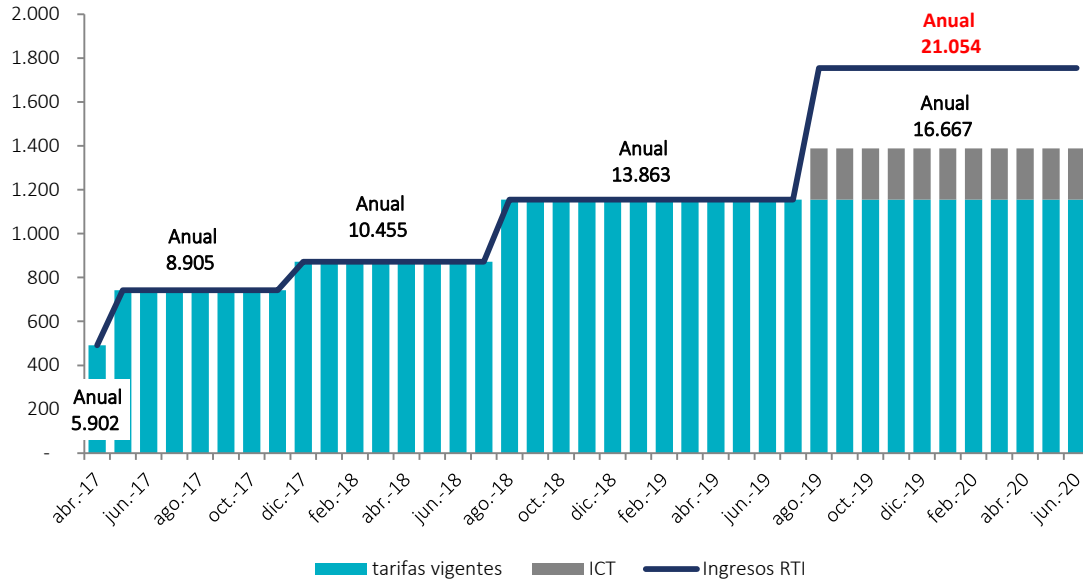
Desde el punto de vista tarifario, es importante destacar que el efecto del cargo del ICT es disímil en los distintos tipos de usuarios y por distribuidora, ya que representa un cambio en la estructura de los cuadros. Esto es así porque la mayor parte del VAD en los cuadros tarifarios se ubica en el cargo fijo y cargo de potencia, mientras que el cargo variable corresponde en mayor proporción al pass-through de los costos mayoristas. Al variabilizar la compensación del VAD se cambia la estructura del cuadro. Esto impacta sobre todo en los usuarios de EDELAP que tienen un modelo tarifario distinto a las restantes distribuidoras, con mayor proporción de VAD en los usuarios de consumos más altos, de este modo el incremento del VAD, producto de la aplicación variabilizada del ICT, genera aumentos del VAD en la tarifa de más del 50% (alcanzando picos del 66%) entre los usuarios R1 a R5, mientras que en los usuarios de EDES, EDEA, y EDEN el aumento del VAD en la tarifa ronda el 30%.

En agosto 2019, se debía aplicar el tercer ajuste establecido en la RTI, el cual alcanzaba un porcentaje de incremento del 52% para el período mayo 2018 – mayo 2019. La Resolución MlySP N° 1713/2019 publicó los cuadros pero postergó su vigencia al primero de enero 2020, al mismo tiempo que instruyó a que el ICT se actualice por el mismo factor para recuperar los ingresos no percibidos. La Resolución MlySP N° 20/2020 suspendió el mencionado incremento y convocó a la revisión del proceso de la RTI que motiva el presente informe.

A su vez, esta última resolución mantuvo en vigencia el ICT aprobado por la Resolución MlySP N° 186/2019. La recaudación anualizada del ICT desde agosto 2019 a julio 2020 (12 meses) se estima que representa el equivalente a un aumento del VAD del 20%.

En el gráfico siguiente se muestra la evolución de los ingresos reconocidos en la RTI, mensualizados y consolidados para las cuatro empresas distribuidoras provinciales (que pertenecen al mismo grupo empresario DESA). En el mismo no se observan los desfases de aplicación porque todos fueron compensados, ya sea a través del DCM como del ICT, por lo cual se considera que la RTI se aplicó en forma plena en esos meses. A partir de agosto 2019 se puede apreciar el impacto de sostener el ICT, representando aproximadamente un 20% de incremento en el VAD.

Gráfico 6.2: Ingresos consolidados de las distribuidoras actuales vs RTI. En millones de \$ por mes.

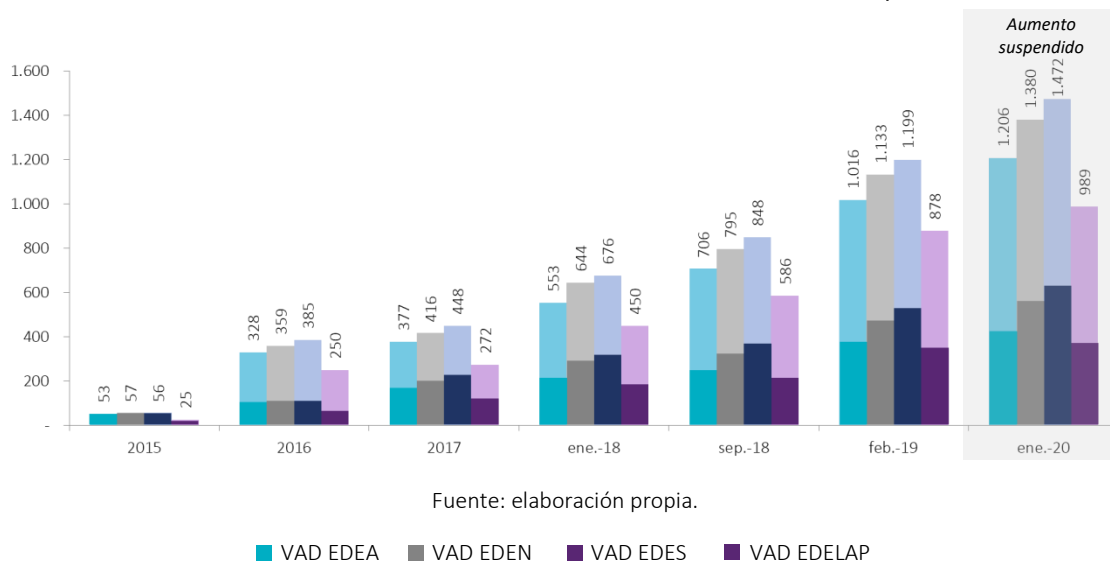


Fuente: elaboración propia.

Estos incrementos del VAD se aplicaron a los usuarios al tiempo que se procedía a una fuerte quita de subsidios por parte del Estado Nacional. Sumados ambos impactos la suba de una factura media para un usuario residencial, con un consumo de 150 kWh/mes, fue de entre 2.200% y 3.900%.

En el gráfico siguiente se presenta la variación de una factura acumulada, incluyendo los aumentos tarifarios no otorgados por aplicación de la Resolución MIySP N° 20/2020. Si bien el aumento de costos mayoristas explicó gran parte de los aumentos, la escala de la variación acumulada no permite dimensionar que los aumentos del VAD punta a punta fueron del 794% en EDEA, 1023% en EDEN, 1147% en EDES y 2.150% en EDELAP.

Gráfico 6.3: Evolución de las facturas por distribuidora discriminando VAD, 2015-2019. Residencial con un consumo de 151 kWh/mes. En \$/mes, sin impuestos.



Fuente: elaboración propia.

En el cuadro siguiente se presenta la facturación por ICT e ICM para los meses de agosto 2019 a abril 2020 (último dato disponible). El monto facturado por ICT VAD es un 30% inferior al calculado con el mercado de base de la RTI. ICM es el equivalente al mencionado anteriormente DCM, compensa las diferencias en el pass-through ya que los cuadros actuales están calculados con costos mayoristas (Resolución SGE N° 366/2018) que difieren a los vigentes Resolución SGE N° 14/2019.

Cuadro 6.2: ICM e ICT facturados por distribuidora, agosto 2019 – abril 2020. En millones de \$.

Mes	ICM				ICT VAD			
	EDEA	EDES	EDEN	EDELAP	EDEA	EDES	EDEN	EDELAP
ago-19	49	19	47	49	57	27	66	46
sep-19	41	19	41	48	47	22	57	44
oct-19	48	17	44	49	59	24	61	44
nov-19	38	16	40	41	43	23	55	39
dic-19	41	16	42	40	29	20	57	38
ene-20	44	18	46	48	30	22	53	43
feb-20	44	17	42	42	31	23	53	39
mar-20	40	16	38	44	36	21	48	41
abr-20	47	18	44	47	49	24	25	42
subtotal 9 meses	391	158	384	408	379	207	475	377

Fuente: elaboración propia en base a datos de OCEBA.

Por otra parte, como compensación a las empresas distribuidoras provinciales y municipales por la postergación del ajuste de tarifas tanto la Resolución MlySP N° 1713/2019, como la Resolución MlySP N° 20/2020, establecieron el diferimiento del pago de las penalizaciones correspondientes al período que va desde el 2 de junio de 2019 al 1° de diciembre de 2019 y a las del período comprendido entre el 2 de diciembre de 2019 y el 1° de junio de 2020. El monto postergado correspondiente a un semestre (junio 2019-noviembre 2019) alcanza los \$166,5 millones para las cuatro distribuidoras provinciales.

6.2 Otros conceptos

En la presente sección se desarrollan otros conceptos que hacen a la operación actual de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Cuestiones que afectan a los fondos percibidos por las empresas, deudas de las empresas (AT y CAMMESA) y créditos de las empresas (Acuerdo Marco y Tarifa social). También se desarrolla en forma breve el incumplimiento en el desarrollo del sistema de Contabilidad Regulatoria.

Deuda con CAMMESA

El costo de abastecimiento de la energía mayorista en todos sus conceptos (potencia, energía y transporte) es facturado por CAMMESA a las empresas distribuidoras. Este costo es trasladado por completo a los usuarios a través del pass-through incluido en los cuadros tarifarios. Sin embargo, a pesar de poder trasladar en forma casi automática las empresas distribuidoras frecuentemente caen en mora con CAMMESA, ya que la Compañía Administradora Mayorista no puede cortar el abastecimiento (motivo por el cual adeudan a CAMMESA y no a otros proveedores, aun aumentando la tasa por mora).

En el cuadro agregado a continuación se presenta la deuda vigente al 31 de diciembre 2019, distinguiendo la deuda corriente y la deuda renegociada que se encuentra en plan de pagos.

Cuadro 6.3: deuda corriente y financiada de las distribuidoras provinciales con CAMMESA. Al 31/12/2019. En millones de pesos.

Empresa	Plan de pagos	Corriente	Total al 31/12/2019
EDES	178	375	553
EDEN	907	1.262	2.169
EDEA	468	920	1.387
EDELAP	1.785	1.571	3.356
Total	3.338	4.128	7.466

Fuente: elaboración propia en base a información presentada por las empresas distribuidoras.

Si bien no se dispone de información actualizada con detalle, es importante mencionar que en el marco del Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio que se implementó el 20 de marzo de 2020, las distribuidoras (y cooperativas) resintieron sus pagos a CAMMESA en forma significativa. Al 22 de mayo de 2020 las distribuidoras provinciales habían abonado de las facturas de CAMMESA el 59% EDEN, el 63% EDES y el 68% EDEA y EDELAP.

Agregado Tarifario

El nuevo Marco Regulatorio (t.o. según Decreto N° 1868/04), consagró con rango legal la incorporación en la tarifa de un agregado tarifario destinado originalmente a financiar obras de transmisión de la Provincia de Buenos Aires. Actualmente el Agregado Tarifario (AT) se compone de tres agregados:

- Agregado Tarifario (AT): cubre los costos de expansión de la red de transporte provincial que deban asumir las distribuidoras.
- Generación Distribuida (GD): destinado a financiar promover inversiones a la Generación de Energía Distribuida de forma tal de priorizar la utilización de fuentes renovables en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires.
- Adicional Costo de Generación Distribuida (ACGD): un adicional al costo del abastecimiento en el mercado eléctrico bajo jurisdicción provincial, reconocido por la Resolución MI N° 1.030/2011, representado por aquellos costos asociados a la generación de distribuida de energía eléctrica.

Las empresas distribuidoras facturan el AT como parte de la tarifa, y luego deben depositar los fondos a los fideicomisos correspondiente (FITBA, FIDBA, PROINGED, otros). A pesar de los aumentos de VAD que recibieron desde 2016 las distribuidoras utilizaron en forma reiterada estos fondos como caja, generando mora en los depósitos, la cual actualmente asciende a deudas con los fideicomisos significativas.

En valores históricos, sin actualizar y sin incluir intereses, la deuda asciende, al 30 de abril de 2020 a 3.110 millones de pesos. En el Anexo VII se presenta el detalle de la deuda de las cuatro distribuidoras provinciales, y del agregado de las cooperativas.

Durante los últimos años, a fin de que las Distribuidoras cumplan con su obligación de depositar los montos adeudados, se establecieron diferentes moratorias y planes de facilidades de pago.

En ese sentido, por medio de la Resolución MlySP N° 1083/2016 se habilitó un plan de regularización de deudas y facilidades de pago para que dichos distribuidores, depositen los recursos provenientes del agregado tarifario en sus distintos componentes "transmisión", "generación distribuida" y "adicional costo de generación distribuida". Inicialmente se incorporaron aquellos montos que no habían sido integrados al mes de octubre de 2016, posteriormente se incorporó el período correspondiente al mes de diciembre de 2016 (Resolución MlySP N° 422/2017) y luego por Resolución MlySP N° 186/2019, se permitió a las distribuidoras incluir la deuda devengada hasta el mes de diciembre de 2018. En la Resolución MlySP N° 1083/2016 expresamente se determinó la imposibilidad de efectuar compensaciones con obras o conceptos de pago a proveedores.

Sin perjuicio de estos planes las distribuidoras continúan retrasando los depósitos y utilizando el AT como una fuente de financiamiento.

En la tramitación de la mencionada regularización, algunas distribuidoras solicitaron reducciones parciales de la deuda devengada, con el argumento de "liberaciones no efectivizadas" y/o reclamos de reconocimientos de costos de generación distribuida no tramitados ante el Sistfeed ni comprendidos en la Disposición de la entonces Dirección Provincial de Servicios Públicos N° 6/2019. Incluyendo esas compensaciones en la base de cálculo de los beneficios de la moratoria (diez por ciento por la presentación y diez por ciento adicional por pago al contado).

Adicionalmente, como parte de la gestión de las presentaciones efectuadas en el marco de la disposición antes mencionada, la entonces Dirección de Energía emitió las Disposiciones N° 70,71,72,73 y su similar N° 189/2019, en las que se reconocieron costos de UGEEM en los términos de la Disposición DPSP N° 6/2019. Simultáneamente se aprobaron presentaciones de deuda devengada en los términos de la Resolución MlySP N° 1083/2016 y sus modificatorias, compensando ambos conceptos e incluyendo también los costos reconocidos en la base de cálculo de los beneficios de la moratoria.

En el año 2019, mediante la Disposición DPSP N° 13, la ex Dirección Provincial de Servicios Públicos dispuso que los tres agregados pasaban al VAD en forma provisoria, dado que no disponía de las atribuciones requeridas para hacerlo, a través de la Disposición DPSP 20 se anuló el traspaso al VAD. En este marco, las distribuidoras presentaron y solicitaron un plan de pagos de los montos recaudados por los agregados tarifarios de todo el año.

Cuadro 6.4: Deuda total de Agregado Tarifario por distribuidora. En millones de \$ nominales.

Empresa	AT	GD	ACGD	TOTAL
EDEN	193	59	32	283
EDES	65	18	10	92
EDEA	326	115	42	483
EDELAP	391	107	57	555
TOTAL COOPERATIVAS	1.167	348	182	1.696
Total	2.141	646	323	3.109

Fuente: elaboración propia en base a información del FITBA.

En el Anexo VII se detalla la deuda a abril 2020, desagregando cada uno de los agregados, por período de cada Distribuidora Provincial y el total de las Distribuidoras Municipales.

Contabilidad regulatoria

El proceso de RTI 2017-2022 se sustentó en requerimientos de información a las distribuidoras provinciales y municipales y, asimismo en la consideración de los ingresos requeridos y cuadros tarifarios propuestos por dichas distribuidoras.

Como se ha descrito en los capítulos precedentes, la falta y deficiencia en la información que se puso a disposición del entonces regulador, se inscribe como uno de los rasgos que sobresalen al momento de analizar el proceso de la RTI y sus resultados (ver Capítulo 3).

Esta falta y deficiencia de la información, es un factor que condiciona asimismo las posibilidades de control de las inversiones que realizan las distribuidoras para garantizar la calidad del servicio que reciben los usuarios y, como se ha descrito en el Capítulo 5, este aspecto se ha insertado también como un severo limitante en las posibilidades de control de las obligaciones de inversión que se establecieron por entonces mediante Resolución MlySP N°419/2017.

En efecto, la propia Resolución MlySP N° 419/2017, en su artículo 3°, reconocía la necesidad de fortalecer los mecanismos de acceso y disponibilidad a la información de los regulados y, ante la necesidad de control de las obligaciones de inversión y el proceso de revisión tarifaria de medio término que debía realizarse en el año 2020, estableció que debía diseñarse un Sistema de Contabilidad Regulatoria y de Seguimiento de la Ejecución de las Inversiones, asignando al CERTI un plazo de 180 días para la determinación de estos aspectos.

En este marco, sin embargo, durante el período anterior de gestión, no se implementó dicho Sistema de Contabilidad Regulatoria y Seguimiento de las Inversiones. A pesar de haberse realizado la contratación de consultorías, para asistir al CERTI en la resolución de estos aspectos y de haber participado en éste todos los funcionarios encargados de los órganos de regulación del sector, no se cuenta actualmente con elementos esenciales que posibiliten la implementación de la contabilidad regulatoria y un sistema de control de inversiones.

No se cuenta con un manual de cuentas diseñado para atender las especificidades que presentan la multiplicidad de distribuidores que existen en la provincia, tampoco con manuales de uso del sistema que posibiliten su operatividad, tanto al regulador como a los regulados. Asimismo, no se ha diseñado un plan de implementación en función de las capacidades de las

distribuidoras (con la planificación de recursos, procesos, sistema de reportes y capacidades institucionales a desarrollar por parte del regulador). El funcionamiento del sistema se ha testado con dos casos testigo, de los cuales, y más allá de la poca representatividad de la muestra, han resultado diversos inconvenientes.

El no haber implementado el Sistema de Contabilidad Regulatoria, que obligue a registrar ciertos elementos que hacen a la operatoria del regulado, ha imposibilitado estructuralmente las funciones del regulador. Esto impide controlar eficientemente el desempeño técnico/operativo de las distribuidoras y comparar la práctica de éstas entre sí (calidad del servicio, obligaciones de inversión, mantenimiento del valor de los activos, etc.), prevenir ciertas prácticas que distorsionan el funcionamiento de la ecuación tarifaria (contabilización de gastos como inversión, que las empresas multi-servicio financien con tarifas costos asociados a la prestación de otros servicios, etc.) y, primordialmente, la posibilidad de establecer tarifas justas y razonables.

En síntesis, se ha posicionado al regulador en un lugar de asimetría de información frente a los regulados, lo cual limita y condiciona severamente el ejercicio de sus funciones primarias de regulación y control, situando en consecuencia a los usuarios en una severa situación de indefensión.

Tarifa Social

Mediante la Ley N° 27.469 se aprobó el Consenso Fiscal 2018, suscripto el 13 de septiembre de ese año por el Poder Ejecutivo Nacional y representantes de las Provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, por medio del cual, en el marco de la reducción de subsidios nacionales destinados a servicios públicos se prevé que, a partir del 1 de enero de 2019 y, en función de sus posibilidades, dichas jurisdicciones asuman el costo de la tarifa social, definiendo en cada una de ellas la tarifa eléctrica diferencial, en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales.

Esto fue ratificado por la Provincia de Buenos Aires por Ley N° 15.079.

Por su parte, la Ley N° 15.078, Ley de Presupuesto para el ejercicio 2019, en su artículo 103, dispone que el costo de implementación de la tarifa social de energía eléctrica a usuarios residenciales, establecido por la Resolución N° 6/2016 del ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación, aplicable a aquellos usuarios que carecen de capacidad de pago suficiente para hacer frente a los precios establecidos con carácter general, será asumido por la Provincia.

La Resolución N° 219/16 del ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación estableció los criterios de elegibilidad para ser beneficiario de la tarifa social, los cuales se detallan a continuación:

- Ser jubilado o pensionado o trabajador en relación de dependencia que perciba una remuneración bruta menor o igual a DOS (2) Salarios Mínimos Vitales y Móviles.
- Ser trabajador "monotributista" inscripto en una categoría cuyo ingreso anual mensualizado no supere en dos (2) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil.
- Ser beneficiario de una Pensión no Contributivas y percibir ingresos mensuales brutos no superiores a dos (2) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil.

- Ser titular de programas sociales.
- Estar inscripto en el Régimen de Monotributo Social.
- Estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del Servicio Doméstico (26.844).
- Estar percibiendo el seguro de desempleo.
- Ser titular de una Pensión Vitalicia a Veteranos de Guerra del Atlántico Sur.
- Contar con certificado de discapacidad expedido por autoridad competente.
- Tener el titular o uno de sus convivientes una enfermedad cuyo tratamiento implique electrodependencia.

Criterios de exclusión del beneficio:

- Registro de propiedad Inmueble - quedarán excluidos aquellos titulares de más de uno.
- Padrón de Automotores - quedarán excluidos aquellos cuyos modelos tengan hasta DIEZ (10) años de antigüedad. Este criterio no aplica a quienes posean certificado de discapacidad o electrodependencia.
- Embarcaciones de lujo - quedarán excluidos quienes posean aeronaves o embarcaciones de lujo.

Acuerdo marco

Antecedentes

En el año 1994 se celebró entre el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y las empresas EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A., el Acuerdo Marco con el objeto de establecer las bases y lineamientos generales para concretar y coordinar el aporte económico de las partes para el suministro de energía eléctrica por las compañías distribuidoras a los asentamientos poblacionales de escasos recursos económicos, identificados como Asentamientos A y B, habiéndose acordado una Addenda con fecha 30 de junio de 1998 y prorrogando la vigencia de dicho acuerdo cuyo vencimiento operó el día 31 de agosto de 2002.

Con fecha 6 de octubre de 2003 se suscribió, entre las mismas partes el “Nuevo Acuerdo Marco”, que fue aprobado por el Decreto Nacional N° 1972/04 y mediante Decreto provincial N° 617/05 “ad referéndum” de la Honorable Legislatura de la Provincia de Buenos Aires, la cual mediante el artículo 47 de la Ley N° 13.403 ratificó la aprobación dispuesta por Decreto N° 617/05.

El día 23 de junio de 2008 se suscribió entre las partes la Addenda al Nuevo Acuerdo Marco, que dispuso en su Cláusula Primera la renovación, por un período de cuatro (4) años del citado convenio y en su Cláusula Segunda dispuso que el período se compute a partir del día 1 de enero de 2007.

Por medio del Decreto Provincial N° 507/12 se aprobó una nueva prórroga a los términos del Nuevo Acuerdo Marco, con vigencia del 01/01/2011 al 31/12/2014.

La última prórroga al Nuevo Acuerdo Marco fue aprobada por Decreto Provincial N° 284/18 y el período de vigencia del mismo se estableció desde 01/01/2015 hasta 30/09/2017.

Esta última Addenda de prórroga, que incluyó una duración diferencial de 33 meses, tuvo por fin habilitar un ámbito temporal de análisis para establecer los mecanismos de una nueva metodología, que no pudo concretarse bajo las condiciones anteriores, ni existieron presentaciones formales de las distribuidoras sobre esquemas de mejora o reducciones de la problemática y, no se pudo comprobar ni determinar la realización de mejoras para reducir los consumos e impactos económicos sobre los barrios incluidos en el Acuerdo Marco.

Forma de Financiamiento

Con el objeto de atender el suministro de energía eléctrica de los Asentamientos características A y B, el citado Decreto N° 617/2005, que aprueba el mencionado Convenio, establecía que la Provincia de Buenos Aires se comprometía a integrar con el Estado Nacional un Fondo Especial. El Fondo se constituía mediante un subsidio equivalente al 15,5 % de los montos efectivamente cobrados a usuarios con características particulares (especificados dentro del Acuerdo Marco) como resultado de la emisión por parte de las distribuidoras de los avisos de pagos.

El subsidio comprometido tenía como límite la mayor recaudación impositiva de los gravámenes creados por los Decretos-Ley N° 7.290/1967 y N° 9.038/1978, que la Provincia percibía por los clientes regularizados merced a la gestión comercial de las distribuidoras involucradas.

El Decreto Ley N° 7.290/67, gravaba los consumos de electricidad en territorio provincial con alícuotas del diez por ciento (10%) para usuarios residenciales y del veinte por ciento (20%) para los usuarios industriales y comerciales, con destino al “Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires” y, el Decreto Ley N° 9038/1978 gravaba dichos consumos con una alícuota del cinco con cinco por ciento (5,5%), sin distinción de categorías, con destino al “Fondo Especial de Grandes Obras Eléctricas Provinciales”.

Al respecto, cabe indicar que ese Fondo Especial no se constituyó como tal, sino que resultó una cuenta contable que el ENRE llevaba, a los fines de determinar, sobre los usuarios regularizados y debidamente informados ante dicho Organismo, los importes que la Nación y la Provincia debían aportar, con límite en el porcentaje del impuesto de cada jurisdicción.

El ENRE enviaba la información a la Provincia (DPE y OCEBA), quienes hacían una verificación por muestreo de los consumos de los medidores, a los fines de validar los pagos a cargo de la Provincia, efectuando adecuaciones presupuestarias para cancelar los pagos de los importes derivados del citado Acuerdo Marco.

Por último cabe recordar que las alícuotas de los impuestos aquí citados fueron reducidas a un cero por ciento (0%), a partir del dictado del Decreto N° 351/2018.

Situación Actual

La última prórroga al Nuevo Acuerdo Marco venció el 30/09/2017, por lo que a la fecha, el Nuevo Acuerdo Marco y todos sus términos no se encuentran vigentes.

Ahora bien, a partir del 1° de Enero del 2019 como consecuencia de la suscripción del Consenso Fiscal 2018, aprobado por la Ley N° 15.079, la Provincia de Buenos Aires asumió el costo de la Tarifa Social (artículo 103 Ley de presupuesto 2019), incluyendo a los usuarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., manteniendo los criterios y mecanismo de reconocimiento establecidos oportunamente por el Gobierno Nacional.

Respecto del Acuerdo Marco, el artículo 104 de la Ley de Presupuesto 2019, establece que la Provincia se hará cargo hasta la suma que por dicho concepto pagó en el ejercicio 2018:

“Establécese que el costo de la tarifa de Energía Eléctrica correspondiente a los Asentamientos y Usuarios definidos en el NUEVO ACUERDO MARCO celebrado entre el ESTADO NACIONAL, la PROVINCIA DE BUENOS AIRES, la EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (Edesur S.A.) y la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDELAP S.A.) el día 6 de octubre de 2003, aprobado por Decreto N° 1972/04, sus prórrogas y modificaciones, será asumido por la Provincia hasta la suma que por dicho concepto pagó en el ejercicio 2018. Los costos adicionales serán afrontados por los respectivos Municipios y deberán estar respaldados por los entes reguladores o autoridades locales con competencia en cada jurisdicción en la que se aplique”.

No obstante ello, que se refiere puntualmente al Acuerdo Marco como tal, la Provincia, en los pagos de Tarifa Social, incluye parte de la demanda subsidiada a asentamientos, en un porcentaje limitado.

En consecuencia, la Provincia desde enero de 2019, realizó el aporte correspondiente a partir de su inclusión en tarifa social, de conformidad al mecanismo establecido por la Resolución MIySP N° 365/2019.

Resaltando que los usuarios individuales que fueron cumpliendo los requisitos de acceso a la tarifa social, han sido beneficiados con la misma, siendo la Provincia de Buenos Aires quien aporta los fondos correspondientes para abonar este segmento tarifario.

Gracias a la estrategia de la gestión anterior de entregar un estado provincial con un nivel de deuda flotante superlativo, se heredó una deuda importante por el Acuerdo Marco con las distribuidoras del AMBA, la cual asciende a \$227 millones hasta septiembre 2017 (acuerdo vigente) y a \$1.800 millones entre octubre 2017 y diciembre 2019.

Cuadro 6.5: Expedientes de pago adeudados, períodos vigencia Acuerdo Marco.

Empresa	Periodo	Expediente	Importe autorizado pendiente de pago Mm\$
EDENOR	sep-17	A caratular ⁽¹⁾	\$ 8,26
	Subtotal		\$ 118,19
EDESUR	Ene12-Ago14	2426-2661/12	\$ 38,48
	Sep14-Dic14	2429-1454/17	\$ 4,52
	Ene15-Dic15	2429-1457/17	\$ 15,81
	Ene16-Dic16	2429-1458/17	\$ 47,75
	Ene17-Jun17	2429-1456/17	\$ 48,59
	Jul17-Ago17	2429-1834/18	\$ 23,11
	sep-17	A caratular ⁽¹⁾	\$ 9,67
	Subtotal		\$ 187,93
EDELAP	Sep14-Dic14	2429-1614/17	\$ 1,52
	Ene-15-Dic15	2429-1615/17	\$ 4,77
	Ene16-Dic16	2429-1640/17	\$ 12,11
	Ene17-Abr17	2429-1641/17	\$ 4,37
	May17-Sep17	2429-2225/18	\$ 7,73
	Subtotal		\$ 30,49
Monto Total Adeudado			\$ 226,69

Fuente: en base a los expedientes correspondientes a Acuerdo Marco.

7. Situación económico financiera de las distribuidoras provinciales

7.1 Análisis y principales resultados de los Estados Contables 2015-2019

En los últimos años, las cuatro distribuidoras de energía eléctrica de la Provincia de Buenos Aires incrementaron significativamente el valor de su Capital Propio. La política tarifaria fue un factor fundamental en explicar el crecimiento sustancial del Patrimonio Neto de las distribuidoras.

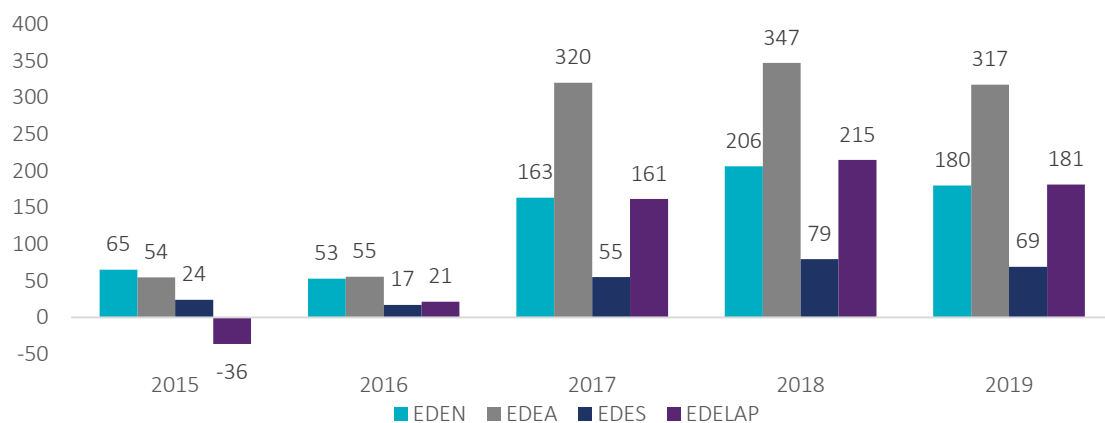
En febrero de 2016, a través de la Resolución MlySP N° 22/2016 se aprobó el recálculo de los cuadros tarifarios para las distribuidoras de energía eléctrica de la Provincia. Los nuevos valores en las tarifas implicaron incrementos superiores al 110% respecto de los cuadros tarifarios vigentes hasta ese entonces. Esta situación generó un incremento significativo en los activos corrientes, específicamente en los créditos por ventas de las distribuidoras.

En mayo de 2017, con la sanción de la Resolución MlySP N° 419/2017 se aprobaron los valores de los costos propios de distribución resultantes de la RTI vigentes para los próximos cinco años, esto permitió la revaluación de los activos fijos, al reconocerse una base de capital acorde con los valores de los bienes cercanos a su costo de reposición.

Como se puede observar en el gráfico siguiente, **las cuatro distribuidoras provinciales mejoraron significativamente su Patrimonio Neto entre los años 2015 y 2019. En tanto EDEN y EDES incrementaron su patrimonio en valores cercanos al 180% y 190%, respectivamente y, los aumentos alcanzados por EDEA y EDELAP, se ubicaron en torno al 480% y 600%, respectivamente. El crecimiento más importante en el patrimonio se dio en el año 2017, con la aprobación de la RTI que permitió revaluar los activos fijos. Por otra parte, la sanción de la Resolución MlySP N° 1713/2019 postergó los aumentos del mes de agosto 2019 a enero de 2020 y mantuvo vigente la aplicación del ICT.**

Una mención especial merece el caso de EDELAP, que, siendo la única distribuidora provincial con un Patrimonio Neto negativo de 36 millones de dólares en 2015, logró revertir su situación a partir del año siguiente y alcanzar al cierre del ejercicio 2019 los 181 millones de dólares.

Gráfico 7.1. Evolución del Patrimonio Neto. Años 2015-2019. En millones de dólares.



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de las empresas y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

En el mismo sentido, los activos crecieron notablemente entre 2015 y 2019, con tasas que estuvieron en el rango del 75% al 150%, según cada distribuidora. Los principales determinantes de su crecimiento, fueron los incrementos de los Créditos por ventas –producto de la postergación en la aplicación de los ajustes tarifarios por los amparos judiciales presentados durante los años 2016 y 2017– y la revaluación del rubro propiedades, planta y equipo – resultado de la aplicación de la RTI en el año 2017–. En consecuencia, entre 2016 y 2017 los aumentos estuvieron entre el 95% y 195%, de acuerdo a cada distribuidora.

Por otra parte, los Pasivos de las distribuidoras han crecido poco en relación al crecimiento de los Activos a lo largo de los últimos cinco años, –a excepción de EDELAP quien tuvo una reducción cercana al 30%–, los aumentos estuvieron en el orden del 30% al 40%, según cada caso. Los principales factores que ocasionaron un crecimiento del pasivo a partir del año 2017, fueron las Deudas comerciales contraídas con CAMMESA y los Pasivos por impuestos diferidos. Respecto de las deudas con CAMMESA, vale aclarar, que han ido reduciéndose año a año, tanto a nivel absoluto como en relación al total del Pasivo.

En cuanto a los indicadores económicos y financieros de las distribuidoras, en la mayoría de los casos se observa una mejora significativa de los mismos. La capacidad de cubrir obligaciones de corto y largo plazo con recursos propios –medidos por los índices de liquidez y solvencia, entre otros– mejoró sustancialmente. Entre las cuatro distribuidoras provinciales, se destaca el caso de EDEA, que al cierre del ejercicio 2019 registró un índice de liquidez de 1,44 y de solvencia de 1,75.

Los indicadores de rentabilidad, en la mayoría de los casos aumentaron. En algunas situaciones se mantuvieron positivos a lo largo de todo el período –como los casos de EDEN y EDES–; en otros registraron en 2015 valores negativos, que rápidamente fueron revertidos en los años siguientes –tal fue el caso de EDEA–; y en otros, a pesar de los altos niveles alcanzados entre 2016 y 2018, registraron, en 2019, valores negativos, similares a los obtenidos en 2015 –como fue el caso de EDELAP–.

Finalmente, se destaca la creciente participación que han tenido los costos por la compra de energía en relación a las ventas. En tanto, al cierre del ejercicio 2015 representaban, en algunos casos, el 30% de las ventas, hacia finales del ejercicio 2019 dicha participación ascendía a valores superiores al 60% reflejando la magnitud de la quita de subsidios a nivel nacional. Esta situación no impidió que se registraran indicadores de rentabilidad positivos en la mayoría de los casos.

En los siguientes apartados se presenta un análisis de la situación patrimonial de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en la provincia de Buenos Aires entre los años 2015 y 2019. Todos los valores se encuentran expresados en millones de dólares a los fines de poder realizar una comparación del período sin ajustar por inflación.

EDEN

Como se puede observar en el cuadro siguiente, el Capital Propio de EDEN creció de manera sistemática entre los años 2015 y 2019, lo que se vio reflejado en un incremento del 177,8% a lo largo de este período. Mientras que en el año 2015 el patrimonio totalizaba 64,8 millones de dólares, al cierre del ejercicio 2019 alcanzaba los 179,9 millones de dólares, con una disminución del 12,7% respecto del 2018, pero con aumentos respecto del resto de los años.

La caída del Patrimonio Neto del 12,7% en relación al ejercicio 2018, se fundamenta en que la variación del Activo Total en valores absolutos –no así relativos– superó a la disminución del Pasivo. Por ese motivo, mientras el Activo Total se redujo en 75 millones de dólares debido principalmente a la disminución del Activo Corriente, el Pasivo Total se redujo en una cuantía menor (48,8 millones de dólares).

La disminución del Activo Total se debe principalmente, a la caída del activo corriente en los Créditos por ventas y otros créditos (reducción del 50,7%, equivalentes a 54,3 millones de dólares), principalmente por el componente de Energía a facturar. Por su parte, la disminución del Activo No Corriente se fundamenta en la variación de propiedades, planta y equipo, con una caída del 7,4% (24,8 millones de dólares).

A su vez, la disminución en el Pasivo Total, está determinada por la caída de las Deudas comerciales y otras deudas, tanto corriente (reducción del 19,8%, equivalente a 19,9 millones de dólares) como no corriente (reducción del 24,2%, equivalente a 16 millones de dólares). Esto incluye, entre otras, la refinanciación en el año 2017 de la deuda con CAMMESA a una tasa acordada del 10% anual, inferior a la tasa del mercado.

Cuadro 7.1. Estado de Situación Patrimonial - EDEN. Años 2015-2019. En millones de dólares.

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	Var. 2015/2019
Total del Activo	200,3	197,2	413,3	443,3	368,2	83,8%
Activo corriente	62,1	79,9	137,2	108,8	56,8	-8,5%
Activo no corriente	138,3	117,3	276,1	334,5	311,5	125,3%
Total del Pasivo	135,6	144,3	250	237,1	188,4	38,9%
Pasivo corriente	123,1	133,8	134,3	115,8	83,5	-32,2%
Pasivo no corriente	12,5	10,5	115,7	121,3	104,9	740,8%
Patrimonio Neto	64,8	52,9	163,3	206,1	179,9	177,8%

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

Los incrementos en el Activo Total a lo largo de estos años –que fueron del orden del 83,8% entre 2015 y 2019– estuvieron impulsados por los recálculos tarifarios iniciados en 2016 y por la implementación de la RTI en 2017. La demora en la implementación de los cuadros tarifarios debido a los amparos judiciales, que fueron recuperados con posterioridad, generó en términos contables un incremento del activo corriente, principalmente en el rubro Créditos por venta, con un crecimiento del 28,6% entre los años 2015 y 2016, equivalente a 17,8 millones de dólares.

Con la aprobación de la RTI, se produjo la revaluación de los activos fijos, al reconocerse una base de capital acorde con los valores de los bienes cercanos a su costo de reposición. Nuevamente la postergación por amparos judiciales impactó en los Créditos por venta, que aumentaron 120,3%, al pasar de 54,5 millones de dólares en 2016 a 120,1 millones de dólares en 2017. Por su parte, el Activo No Corriente también tuvo un importante incremento: el rubro Propiedades, planta y equipo creció 142,9%, equivalente a 158,5 millones de dólares.

En cuanto al Pasivo Total, su crecimiento durante el período 2015-2019, se explica en los incrementos del Pasivo No Corriente (740,8%). Por el contrario, el Pasivo Corriente se redujo un -32,2%, entre las principales obligaciones corrientes de la distribuidora se encuentran las vinculadas a Deudas comerciales, específicamente con CAMMESA. Mientras que en el ejercicio 2015 totalizaban 77 millones de dólares y representaban el 62,6% del pasivo corriente de ese año, al cierre del ejercicio 2019, se ubicaban en 28,6 millones de dólares, con una participación del 34,2% del pasivo corriente. Finalmente, y en relación al Pasivo No Corriente, las Remuneraciones y cargas sociales, tuvieron una participación importante entre los años 2015 y 2016 (34,8% y 47,7%, respectivamente). A partir del año 2017, cobraron mayor relevancia las Deudas comerciales, al crecer 243,2% en relación al año 2016. Particularmente también se destacan las deudas con CAMMESA, que totalizaron 53,3 millones de dólares en el año 2017, y representaron el 47,7% del Pasivo No Corriente. En los años siguientes, el peso de la deuda fue disminuyendo hasta llegar a los 11,8 millones de dólares en el año 2019, con una participación del 11,2%.

Por otra parte, de los datos presentados en los balances surgen los siguientes ratios económico-financieros:

Cuadro 7.2. Ratios económico-financieros. EDEN. Años 2015-2019.

Indicadores	2015	2016	2017	2018	2019
Liquidez (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,50	0,60	1,02	0,94	0,68
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo Total)	0,48	0,37	0,65	0,87	0,96
Endeudamiento sobre activo (Pasivo Total / Activo Total)	0,68	0,73	0,60	0,53	0,51
Cobertura de Activo por capital propio (Patrimonio Neto / Activo Total)	0,32	0,27	0,40	0,47	0,49
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo Total)	0,69	0,59	0,67	0,75	0,85
Rentabilidad (ROE) (EBIT / Patrimonio Neto)	55,1%	67,2%	31,8%	36,4%	13,3%
Rentabilidad del Activo (ROA) (EBIT / Activo Total)	17,8%	18%	12,6%	16,9%	6,5%
Rentabilidad del Capital Empleado (ROCE) (EBIT / Capital Empleado*)	46,2%	56,1%	18,6%	22,9%	8,4%
EBITDA (Millones USD)	39,6	38,7	61,9	89,3	35,2
Compra de Energía sobre Ventas	36,5%	39,7%	44%	50,2%	61,2%

(*): Capital empleado: Activo total – pasivo corriente.

Fuente: elaboración propia en base a Estados Contables de la empresa.

Teniendo en cuenta los datos del cuadro anterior, se observa que la distribuidora mejoró su ratio de liquidez¹ a lo largo de los últimos cinco años, con un valor máximo de 1,02 en el 2017, y un deterioro en los dos ejercicios siguientes, llegando a 0,68 en 2019. Por su parte, el índice de

¹ El índice de liquidez mide la cantidad de recursos con que cuenta la empresa para hacer frente a las obligaciones financieras de corto plazo.

solvencia², luego de una disminución de 0,48 a 0,37 entre 2015 y 2016, mejoró sistemáticamente hasta alcanzar un valor de 0,96 en 2019. Esto muestra una menor capacidad de la empresa para cubrir las obligaciones de corto plazo con recursos corrientes, pero, a su vez, una mayor autonomía financiera en relación a los años anteriores. En este sentido, tanto el ratio de endeudamiento sobre activo y el de cobertura del activo por capital propio, mejoraron a lo largo de los años: el primero al reducirse de 0,73 en 2016 a 0,51 en 2019, y el segundo al aumentar de 0,27 en 2016 a 0,49 en 2019.

En cuanto a los indicadores de rentabilidad, todos presentaron valores positivos entre los años 2015 y 2019. A pesar de que la devaluación del tipo de cambio ocurrida en 2016 fue cercana al 60% –lo que resultaría en una menor rentabilidad, medida en dólares–, los ajustes del VAD en el mismo año lograron que todos los indicadores de resultados aumentaran. En tanto el resultado neto sobre el patrimonio (ROE) y el resultado sobre el activo (ROA) fueron de 55,1% y 17,8% en 2015, respectivamente, al finalizar el ejercicio 2016 los mismos alcanzaron el 67,2% y 18%, respectivamente. Con la realización e implementación de la RTI en 2017, el ROE y ROA se ubicaron en 31,8% y 12,6%. En 2018 aumentaron hasta alcanzar el 36,4% y 16,9%. A partir del 2019 con la sanción de la Resolución MlySP N° 1713/2019, que pospuso los incrementos tarifarios de agosto 2019 a enero de 2020, y la fuerte devaluación que se produjo sobre el tipo de cambio –superior al 70%– tanto el ROE como el ROA se redujeron fuertemente, con valores que alcanzaron el 13,3% y 6,5%, respectivamente.

Adicionalmente, el indicador EBITDA³, tuvo una caída mínima del 2,2% entre 2015 y 2016, al pasar de 39,6 a 38,7 millones de dólares. Luego de los ajustes tarifarios del 2016 y la implementación de la RTI al año siguiente, los beneficios aumentaron de manera sustancial, totalizando 61,9 millones de dólares en 2017 y 89,3 millones de dólares en 2018. Esto implicó un aumento del 125,5% en dólares entre los años 2015 y 2018. Con la postergación de los incrementos tarifarios en 2019, los resultados medidos por este indicador se redujeron un 60,6% en dólares en relación al 2018, totalizando 35,2 millones de dólares al cierre del ejercicio.

Finalmente, la participación de compras de energía sobre ventas, tuvo un importante incremento, pasando de representar el 36,5% de las ventas en 2015, al 61,2% de las ventas en 2019. Esto se debe a que mientras los ingresos por ventas aumentaron entre dichos años un 121,2%, equivalente a 143,7 millones de dólares, los costos vinculados a la compra de energía aumentaron en una mayor proporción –271,1%–, equivalente a 117,2 millones de dólares

EDEA

Al igual que en el caso de EDEN –y del resto de las distribuidoras–, el Capital Propio de EDEA aumentó durante todos los años, a excepción del 2019, el cual se redujo un 8,4% en comparación al 2018, totalizando 317,5 millones de dólares. En el período 2015-2019, el Patrimonio Neto creció 482,8% (ver Cuadro 7.3).

Esta reducción del Patrimonio Neto del 8,4%, en relación al año 2018, se fundamenta en que la disminución del Activo Total en valores absolutos, superó a la caída del Pasivo Total. Mientras el

² El índice de solvencia mide el grado de independencia financiera en función de la procedencia de los recursos financieros que utiliza.

³ Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.

Activo se redujo en 79,7 millones de dólares, la disminución del Pasivo alcanzó los 50,2 millones de dólares.

La disminución del Activo Total se explica tanto por la disminución del Activo Corriente como no corriente. En el primer caso, se redujeron tanto los Créditos por ventas y otros créditos (reducción del 37,7%, equivalente a 32,1 millones de dólares), como los Activos financieros a valor razonable (reducción del 14,2%, equivalente a 7,3 millones de dólares). En el segundo caso, disminuyó la valuación de Propiedades, planta y equipo (reducción del 9,7%, equivalente a 41,9 millones de dólares), fundamentada principalmente, en la variación del tipo de cambio ocurrida entre los años 2018 y 2019.

En el caso del Pasivo Total, su disminución está vinculada a la caída de las Deudas comerciales, tanto corrientes (reducción del 25%, equivalente a 23,2 millones de dólares) como no corrientes (49,6%, equivalente a 13 millones de dólares). Esto comprende, además de las deudas con proveedores comunes, la deuda por compras de energía y potencia a CAMMESA. Al igual que en el caso de EDEN, se reconocieron diferencias por la refinanciación de la deuda con CAMMESA en 2017, a una tasa pactada del 10% anual, inferior a la tasa del mercado.

Cuadro 7.3. Estado de Situación Patrimonial - EDEA. Años 2015-2019. En millones de dólares.

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	Var. 2015/2019
Total del Activo	195,9	207,3	612,4	579,0	499,3	154,9%
Activo corriente	76,7	111,3	168,2	147,3	109,6	42,9%
Activo no corriente	119,2	96	444,2	431,7	389,7	226,9%
Total del Pasivo	141,5	152	292,3	232,1	181,9	28,6%
Pasivo corriente	119,8	115,9	119,9	108,2	76,1	-36,5%
Pasivo no corriente	21,7	36,2	172,4	123,9	105,7	388,3%
Patrimonio Neto	54,5	55,3	320,1	346,9	317,5	482,8%

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

Tanto los nuevos cuadros tarifarios, aprobados en 2016, como la RTI implementada en 2017, generaron importantes aumentos en el Activo Total y en sus componentes. En este sentido, entre los años 2015 y 2019, dicho incremento alcanzó el 154,9%. En el caso del Activo Corriente, el rubro Créditos por ventas tuvo incrementos del 133,5% entre 2015-2016 (equivalente a 31,7 millones de dólares) y del 53,5% entre 2016-2017 (equivalente a 29,7 millones de dólares). A su vez, los Activos financieros a valor razonable crecieron 100% entre 2015-2016 (equivalente a 20,8 millones de dólares) y 26% entre 2016-2017 (equivalente a 10,6 millones de dólares). Por otra parte, el activo no corriente, en su rubro de propiedades, planta y equipo aumentó 361,1% entre 2016-2017 (equivalente a 345,6 millones de dólares), producto de la RTI que permitió, entre otras cosas, la revaluación de los activos fijos.

En cuanto al Pasivo Total, las obligaciones de la distribuidora aumentaron entre 2015 y 2019 un 28,6%, resultado de una disminución del Pasivo Corriente del 36,5% y de un aumento del Pasivo No Corriente del 388,3%.

Entre las principales obligaciones corrientes de EDEA, se pueden mencionar las deudas comerciales con CAMMESA. Mientras que en el 2015 totalizaron 58,9 millones de dólares y representaron el 49,2% del Pasivo Corriente de ese año, en el 2019 se ubicaron en 19,3 millones de dólares y representaron el 25,3% del pasivo corriente. Esto explica, en parte, la reducción del 36,5% en el Pasivo Corriente entre 2015 y 2019. Por último, el incremento del 388,3% entre 2015 y 2019 del Pasivo No Corriente estuvo vinculado al aumento de los Impuestos diferidos. A finales del 2019, representaron el 81% del Pasivo No Corriente, equivalente a 85,3 millones de dólares.

Los principales indicadores económico-financieros de la empresa se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro 7.4. Ratios económico-financieros. EDEA. Años 2015-2019.

Indicadores	2015	2016	2017	2018	2019
Liquidez (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,64	0,96	1,40	1,36	1,44
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo Total)	0,39	0,36	1,09	1,49	1,75
Endeudamiento sobre activo (Pasivo Total / Activo Total)	0,72	0,73	0,48	0,40	0,3
Cobertura de Activo por capital propio (Patrimonio Neto / Activo Total)	0,28	0,27	0,52	0,60	0,64
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo Total)	0,61	0,46	0,73	0,75	0,78
Rentabilidad (ROE) (EBIT / Patrimonio Neto)	-9,9%	62,6%	14,8%	14%	10,3%
Rentabilidad del Activo (ROA) (EBIT / Activo Total)	-2,7%	16,7%	7,7%	8,4%	6,6%
Rentabilidad del Capital Empleado (ROCE) (EBIT / Capital Empleado*)	-7,1%	37,9%	9,6%	10,3%	7,8%
EBITDA (Millones USD)	-1,7	37,1	50,2	61,4	45,3
Compra de Energía sobre Ventas	28,2%	35,7%	43,5%	52,5%	58,2%

(*): Capital empleado: Activo total – pasivo corriente.

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa.

De la tabla de indicadores se desprende que, EDEA mejoró su ratio de liquidez a lo largo de todo el período, hasta alcanzar un valor máximo de 1,44 en el 2019. En el mismo sentido, su índice de solvencia, luego de una mínima caída en 2016, mejoró sistemáticamente hasta llegar a 1,75 en 2019. Esto evidencia una mejora en la capacidad de la empresa para hacer frente a sus obligaciones de corto y largo plazo con recursos propios. En la misma lógica, los ratios de endeudamiento sobre el activo y cobertura del activo por capital propio mejoraron a lo largo de todo el período: en tanto el primero se redujo de 0,72 en 2015 a 0,3 en 2019, el segundo aumentó de 0,28 en 2015 a 0,64 en 2019.

En cuanto a la rentabilidad, todos los indicadores eran negativos al cierre del ejercicio 2015. Luego de los ajustes del VAD en 2016, estos mejoraron significativamente al pasar de -9,9% a 62,6% en el caso del ROE y de -2,7% a 16,7% en el caso del ROA. La implementación de la RTI en

2017 estableció los niveles de rentabilidad del ROE y ROA en el 14,8% y 7,7%, respectivamente, valores que se mantuvieron relativamente estables durante 2018. Finalmente, el congelamiento tarifario en 2019, redujo los índices a 10,3% y 6,6%, respectivamente.

El EBITDA mejoró sustancialmente a lo largo de todo el período, al variar de -1,7 millones de dólares en 2015 a un máximo de 61,4 millones de dólares en 2018. El ejercicio 2019 cerró con unos beneficios cercanos a los 45 millones de dólares.

Por último, las compras de energía sobre ventas, tuvieron –al igual que en el caso anterior– un importante aumento, al pasar de una participación del 28,2% en 2015, al 58,2% en 2019. Mientras los ingresos por ventas aumentaron en el período 126,6%, los costos vinculados a la compra de energía aumentaron 367,3%.

EDES

Como en los casos anteriores, el Capital Propio de EDES creció a lo largo de los últimos cinco años, a excepción del 2019, cuando se redujo 13,4% en relación al año anterior, totalizando 68,7 millones de dólares. En todo el período analizado, el crecimiento del Patrimonio Neto fue del 187,4%.

La reducción del Patrimonio del 13,4% se fundamenta en una mayor disminución del Activo Total en comparación al Pasivo Total. Mientras el primero se redujo en 29,3 millones de dólares, el segundo disminuyó en 18,8 millones de dólares. En el caso del Activo Corriente, se redujeron los Créditos por ventas y otros créditos (reducción del 49,1%, equivalente a 18,5 millones de dólares). A su vez, en el Activo No Corriente, disminuyó la valuación de Propiedades, planta y equipo (reducción 8,8%, equivalente a 11,3 millones de dólares).

En relación al Pasivo Total, su caída está vinculada principalmente al comportamiento de las Deudas comerciales y otras deudas, tanto corrientes (reducción del 29,6%, equivalente a 12 millones de dólares), como no corrientes (reducción del 12,3%, equivalente a 2,7 millones de dólares). Esto involucra, entre otros conceptos, las deudas por compras de energía y potencia con CAMMESA.

Cuadro 7.5. Estado de Situación Patrimonial - EDES. Años 2015-2019. En millones de dólares.

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	Var. 2015/2019
Total del Activo	80	70,3	153,1	169,4	140,1	75%
Activo corriente	20,2	25,7	49,7	41,1	23,1	14,3%
Activo no corriente	59,8	44,6	103,4	128,3	116,9	95,5%
Total del Pasivo	56,1	53,2	98,3	90,1	71,3	27,1%
Pasivo corriente	45,6	42,3	51,7	46,9	30,8	-32,5%
Pasivo no corriente	10,5	10,9	46,7	43,2	40,5	286,3%
Patrimonio Neto	23,9	17,1	54,8	79,3	68,7	187,4%

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

Los efectos de la actualización de los cuadros tarifarios en 2016 y de la implementación de la RTI en 2017 sobre la estructura patrimonial de la distribuidora son evidentes. En este sentido, el Activo Total aumento 75% entre 2015 y 2019. Dentro de sus componentes, el Activo Corriente, en el rubro Créditos por ventas tuvo incrementos del 140,6% entre 2015-2016 (equivalente a 11,7 millones de dólares) y de 107,15% entre 2016-2017 (equivalente a 21,5 millones de dólares). A su vez, el Activo No Corriente, en su rubro de Propiedades, planta y equipo presentó un aumento del 133,2% entre 2016-2017 (equivalente a 59,1 millones de dólares), como producto de la revaluación de la base de capital que generó la RTI.

En cuanto al Pasivo Total, las obligaciones de EDES aumentaron 27,1% entre 2015 y 2019, como resultado de una disminución del 32,5% en el Pasivo Corriente y de un aumento mayor, del 286,5%, en el Pasivo No Corriente.

Entre los principales componentes del Pasivo Corriente de EDES que explican su disminución en estos años, se encuentran las Deudas comerciales, específicamente la compra de energía y potencia a CAMMESA. En tanto que, en el año 2015 no se registraron deudas comerciales con la Administradora del Mercado Mayorista, al año siguiente totalizaron 22,4 millones de dólares y representaron el 53% del Pasivo Corriente de ese año. Al cierre del ejercicio 2019, por su parte, alcanzaron los 8,4 millones de dólares y representaron el 27,4% del Pasivo Corriente.

Por último, y en relación al aumento del Pasivo No Corriente en los últimos años, cobran particular relevancia, a partir del año 2017, las Deudas Comerciales. En este sentido las deudas con CAMMESA, totalizaron 16,3 millones de dólares en 2017 y representaron el 34,9% del Pasivo No Corriente de ese año. En los siguientes dos años el peso de la deuda con CAMMESA fue disminuyendo, dando lugar a otras obligaciones comerciales.

A continuación, se presentan los principales indicadores económico-financieros de la empresa:

Cuadro 7.6. Ratios económico-financieros. EDES. Años 2015-2019.

Indicadores	2015	2016	2017	2018	2019
Liquidez (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,44	0,61	0,96	0,88	0,75
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo Total)	0,43	0,32	0,56	0,88	0,96
Endeudamiento sobre activo (Pasivo Total / Activo Total)	0,70	0,76	0,64	0,53	0,51
Cobertura de Activo por capital propio (Patrimonio Neto / Activo Total)	0,30	0,24	0,36	0,47	0,49
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo Total)	0,75	0,64	0,68	0,76	0,83
Rentabilidad (ROE) (EBIT / Patrimonio Neto)	56,8%	69,6%	32,2%	42,3%	22,1%
Rentabilidad del Activo (ROA) (EBIT / Activo Total)	17%	16,9%	11,5%	19,8%	10,8%
Rentabilidad del Capital Empleado (ROCE) (EBIT / Capital Empleado*)	39,5%	42,5%	17,4%	27,4%	13,9%
EBITDA (Millones USD)	15,4	13,4	21,9	38,4	20,3

Compra de Energía sobre Ventas	28,7%	35%	38,2%	43,7%	52,2%
---------------------------------------	-------	-----	-------	-------	-------

(*): Capital empleado: Activo total – pasivo corriente.

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa.

De la tabla anterior, se observa que EDES mejoró su índice de liquidez en el período 2015-2019, hasta alcanzar un valor máximo de 0,96 en el año 2017. En los dos años siguientes, se produjo un retroceso del mismo, registrando un valor de 0,75 en 2019. Luego de una disminución en 2016, el índice de solvencia aumentó año a año, contabilizando un máximo de 0,96 en 2019. Esto demuestra, por un lado, y al igual que en el caso de EDEN, una menor capacidad de la empresa para hacer frente a sus obligaciones de corto plazo con recursos corrientes, pero por el otro, una mayor autonomía financiera. En este sentido, los ratios de endeudamiento sobre el activo y cobertura del activo por capital propio mejoraron durante los últimos cinco años. En el caso del endeudamiento sobre el activo, este pasó de 0,70 en 2015 a 0,51 en 2019. Lo mismo sucedió con la cobertura del activo por capital propio, que aumentó de 0,30 en 2015 a 0,49 en 2019.

Los indicadores de rentabilidad fueron todos positivos durante el período 2015-2019. Los ajustes en el VAD de 2016 generaron un aumento del ROE que pasó del 56,8% en 2015 a 69,6% al año siguiente, pero mantuvieron prácticamente inalterado el ROA, con valores entorno al 17%. La implementación de la RTI en 2017 estableció a su vez los niveles de rentabilidad en el 32,2% en el caso del ROE y 11,5% en el caso del ROA, valores que se incrementaron hasta llegar a 42,3% y 19,8% en 2018, respectivamente. Finalmente, la postergación de los aumentos tarifarios en 2019, redujo la rentabilidad a 22,1% en el caso del ROE y 10,8% en el caso del ROA.

En cuanto al EBITDA, se registró una disminución entre 2015 y 2016 del 12,9% al pasar de 15,4 a 13,4 millones de dólares. Con la implementación de la RTI en 2017, dichos beneficios aumentaron en los dos años posteriores, hasta alcanzar un máximo de 38,4 millones de dólares en 2018. Tanto por la devaluación del tipo de cambio, como por la postergación en los cuadros tarifarios en 2019, el EBITDA se redujo 47,1% en dólares, totalizando los 20,3 millones de dólares. Entre 2015 y 2019, este indicador registro un aumento del 31,8%.

Finalmente, y en relación al ratio de compras de energía sobre ventas, al igual que en los casos anteriores, tuvo un importante incremento en los últimos años, dado que pasó de representar el 28,7% de las ventas en 2015 al 52,2% de las ventas en 2019.

EDELAP

Como se puede observar en el cuadro 7.7, el Patrimonio Neto de la distribuidora creció a lo largo de los últimos años, a excepción del 2019, cuando disminuyó 15,7% en relación al 2018, totalizando 181 millones de dólares. Luego de cerrar el ejercicio 2015 con un Patrimonio Neto negativo que se ubicó en los -36,3 millones de pesos, en los últimos cuatro años, el crecimiento del Capital Propio fue del 741,8%, al pasar de 21,5 millones de dólares en 2016 a 181 millones de dólares en 2019.

La reducción del Patrimonio del 15,7% entre 2019 y 2018 se explica por una mayor disminución del Activo Total en relación al Pasivo Total. En tanto el primero se redujo en 72,8 millones de dólares, en el segundo la disminución alcanzó los 39,2 millones de dólares. En el caso del Activo Corriente, el rubro Crédito por ventas y otros créditos se redujo un 42,2%, equivalente a 32,1

millones de dólares. A su vez, en el Activo No Corriente se redujo un 10,7% el rubro Propiedades, planta y equipo, equivalente a 37,3 millones de dólares.

En cuanto al Pasivo Total, su caída está vinculada principalmente al comportamiento de las Deudas comerciales y otras deudas, tanto corrientes (reducción del 4,3%, equivalente a 4,1 millones de dólares), como no corrientes (reducción del 31%, equivalente a 27,2 millones de dólares). Dentro de las deudas comerciales, cobran particular relevancia las deudas por compras de energía y potencia a CAMMESA.

Cuadro 7.7. Estado de Situación Patrimonial - EDELAP. Años 2015-2019. En millones de dólares.

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	Var. 2015/2019
Total del Activo	257,4	236,7	460,2	465,9	393,1	52,7%
Activo corriente	41,8	79,7	124,6	113,6	79,9	91,3%
Activo no corriente	215,7	157	335,5	352,3	313,2	45,2%
Total del Pasivo	293,7	215,2	298,7	251,4	212,2	-27,8%
Pasivo corriente	202	148,8	106,3	103,3	91,7	-54,6%
Pasivo no corriente	91,7	66,5	192,4	148,1	120,5	31,4%
Patrimonio Neto	-36,3	21,5	161,4	214,6	181,0	na⁴

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

Como resultado de los ajustes tarifarios en 2016 y de la implementación de la RTI al año siguiente, los activos de la distribuidora crecieron de manera sustancial entre los años 2016 y 2018. En este sentido, el aumento del Activo Total alcanzó el 52,7% en todo el período 2015-2019. En relación al Activo Corriente, el rubro Créditos por ventas tuvo incrementos del 182,5% entre 2015-2016 (equivalentes a 26,3 millones de dólares) y del 101,7% entre 2016-2017 (equivalentes a 41,5 millones de dólares). A su vez, el rubro Activos financieros a valor razonable creció 100,4% entre 2015-2016 (equivalente a 13,4 millones de dólares). En cuanto al Activo No Corriente, el componente Propiedades, planta y equipo aumentó entre 2016 y 2017, 117,4% (equivalente a 180,5 millones de dólares), como producto de la revaluación de activos, producto de la implementación de la RTI.

Por el lado del Pasivo Total, las obligaciones de la distribuidora se redujeron entre 2015 y 2019 un 27,8%, resultado de una disminución del pasivo corriente del 54,6% y de un aumento del pasivo no corriente del 31,4%.

Entre las principales obligaciones corrientes de EDELAP que explican su reducción en estos años, se encuentran las vinculadas a las Deudas comerciales, en su mayoría con CAMMESA. A finales del ejercicio 2015, la deuda por la compra de potencia y energía totalizaba 137,8 millones de dólares y representaba el 68,2% del Pasivo Corriente de ese año; incluso al año siguiente llegó a ubicarse en los 109,9 millones de dólares y representar el 73,9% del pasivo corriente. En los siguientes años, el monto y peso de la deuda fueron disminuyendo hasta

⁴ No aplica.

alcanzar en 2019 los 39,7 millones de dólares y una participación del 43,3% en el Pasivo Corriente.

En cuanto al Pasivo No Corriente, tanto en el año 2015 como 2016, los principales componentes estaban vinculados, por un lado, a provisiones por multas con el OCEBA y bonificaciones a clientes, y por el otro, a ingresos a devengar. A partir del año 2017, cobraron una mayor relevancia las Deudas comerciales y el Pasivo por impuesto diferido. En cuanto a las deudas comerciales, las mismas fueron principalmente con CAMMESA por un total de 70,3 millones de dólares y una participación del 36,5% del pasivo no corriente en el año 2017, montos que se redujeron en los años siguientes hasta llegar a los 24,9 millones de dólares y una participación del 20,6% en el 2019. Finalmente, el pasivo por impuesto diferido registró un incremento del 147,8% entre 2015 y 2019, totalizando 55,4 millones de dólares al cierre del ejercicio 2019.

Se resumen en el siguiente cuadro, los principales indicadores económico-financieros de la empresa:

Cuadro 7.8. Ratios económico-financieros. EDELAP. Años 2015-2019.

Indicadores	2015	2016	2017	2018	2019
Liquidez (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,21	0,54	1,17	1,10	0,87
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo Total)	-0,12	0,10	0,54	0,85	0,85
Endeudamiento sobre activo (Pasivo Total / Activo Total)	1,14	0,91	0,65	0,54	0,54
Cobertura de Activo por capital propio (Patrimonio Neto / Activo Total)	-0,14	0,09	0,35	0,46	0,46
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo Total)	0,84	0,66	0,73	0,76	0,80
Rentabilidad (ROE) (EBIT / Patrimonio Neto)	25,1%	97,7%	22,5%	20,1%	-7%
Rentabilidad del Activo (ROA) (EBIT / Activo Total)	-3,5%	8,9%	7,9%	9,3%	-3,2%
Rentabilidad del Capital Empleado (ROCE) (EBIT / Capital Empleado*)	-16,4%	23,9%	10,3%	11,9%	-4,2%
EBITDA (Millones USD)	-22	24,4	55,3	78,4	5,1
Compra de Energía sobre Ventas	42,7%	39,5%	42,4%	55,3%	64,3%

(*): Capital empleado: Activo total – pasivo corriente.

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa.

Los datos de liquidez presentados muestran una mejora sustancial hasta el año 2017, cuando dicho indicador llega a un valor máximo de 1,17. En los dos años posteriores se reduce, hasta alcanzar 0,87 en 2019, siendo inclusive muy superior al 0,21 registrado en 2015. La solvencia, por su parte, aumentó en todos los años, con un valor máximo de 0,85 en 2019. Esto demuestra, por un lado, –y al igual que en el caso de EDEN y EDES– un deterioro durante los últimos años en la capacidad de la distribuidora de cubrir sus deudas de corto plazo con recursos corrientes, pero por el otro, una mayor autonomía financiera. A su vez, tanto el ratio de endeudamiento sobre activo como el de cobertura del activo por capital propio mejoraron a lo largo del período en cuestión: mientras el primero fue de 1,14 en 2015 y se redujo a 0,54 en

2019, el segundo aumentó de -0,14 a 0,46 en el mismo período. Estos indicadores confirman la mejora en la solvencia ocurrida en la empresa.

En relación a los índices de rentabilidad, los mismos tuvieron un comportamiento volátil a lo largo de todo el período. El ROE luego de los aumentos en los cuadros tarifarios en 2016, trepó a un máximo de 97,7%. La implementación de la RTI al año siguiente, generó que los beneficios se ubicaran en 22,5%, valores que se mantuvieron estables en 2018. La postergación de los aumentos de tarifas en 2019, provocó –a diferencia del resto de las distribuidoras– que EDELAP registrara un ROE negativo de -7%. De manera similar, el ROA partió de un valor negativo de -3,5% en 2015, creció hasta alcanzar un 9,3% en 2018, y luego en 2019 volvió a los valores del 2015, al ubicarse en -3,2%.

En cuanto al EBITDA, luego de registrar un valor negativo en 2015 (- 22 millones de dólares), se recuperó rápidamente en los años siguientes, hasta alcanzar un máximo de 78,4 millones de dólares en 2018. La postergación de los ajustes tarifarios y la fuerte devaluación del valor del dólar, ocurridos en 2019, generaron una reducción de los resultados en dólares, totalizando 5,1 millones de dólares.

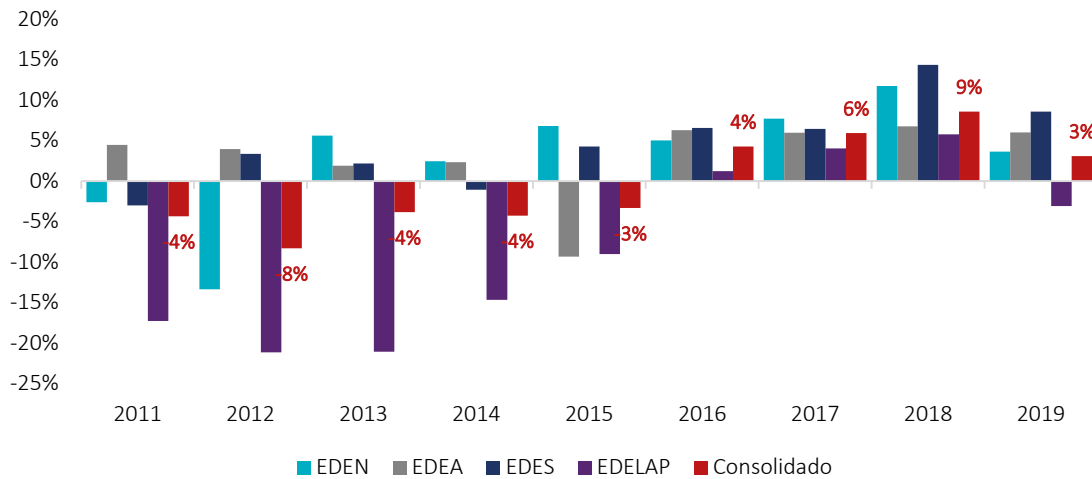
Finalmente, el indicador de compras de energía sobre ventas, se mantuvo relativamente estable entre los años 2015 y 2017, con valores en torno al 40%. A partir del 2018, se produce un salto que continúa en 2019, ubicándose en 64,3%. Mientras el crecimiento de los ingresos por ventas entre 2015 y 2019 fue de 177,9%, el costo de la energía comprada fue de 318,9%.

7.2 Resultados de la operación

En los últimos años, las ganancias de las distribuidoras eléctricas de la provincia de Buenos Aires registraron importantes incrementos como resultado de los incrementos tarifarios. Del análisis de los balances 2015-2019 desarrollado en la sección anterior, se puede concluir que el extraordinario crecimiento patrimonial de las distribuidoras tuvo su correlato en el crecimiento de sus resultados y, por ende, en los indicadores de rentabilidad.

En este sentido, y como se puede observar en el gráfico siguiente, a partir del año 2016 las empresas distribuidoras recuperaron niveles positivos de rentabilidad respecto del activo, llegando a registrar en el consolidado una tasa del 9% en 2018 y del 3% en 2019.

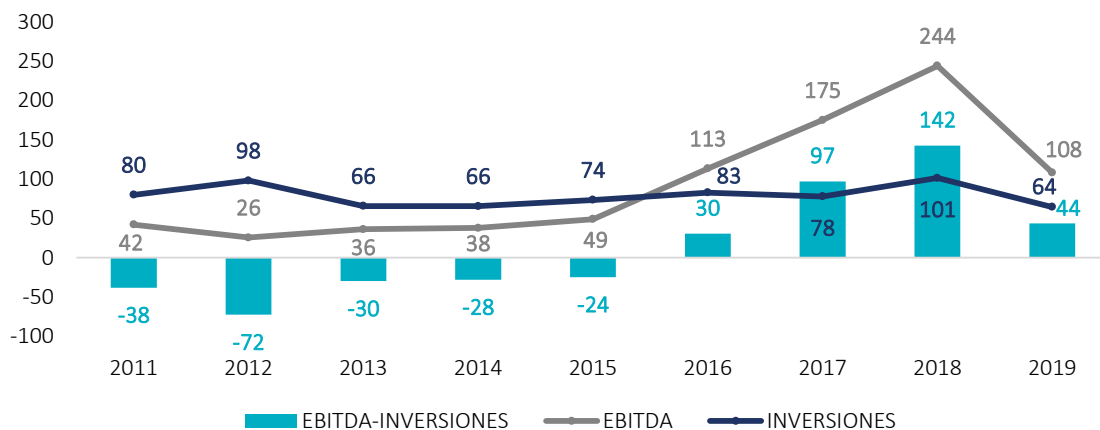
Gráfico 7.2. Rentabilidad del activo (EBITDA – Inversiones / Activo total)



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de las empresas y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

A su vez del gráfico 7.3 se desprende que, **las inversiones realizadas por el conjunto de las distribuidoras no acompañó el incremento de ganancias que las empresas percibieron a partir del aumento tarifario de 2016**, lo cual reafirma las conclusiones del Capítulo 5 sobre el nivel de inversiones. Entre 2011 y 2015 los niveles de EBITDA obtenidos por el conjunto de las cuatro distribuidoras provinciales se mantuvieron, en promedio, en valores cercanos a los 38 millones de dólares anuales. A partir del 2016, se rompe esta tendencia y los niveles de EBITDA crecen hasta alcanzar un máximo de 244 millones de dólares en 2018, para luego descender en 2019 hasta los 108 millones de dólares, registrándose valores similares a los obtenidos en 2016. A pesar de este fuerte crecimiento de los resultados, las inversiones realizadas medidas en dólares se mantuvieron sin aumentos desde 2011 hasta 2018, descendiendo en 2019.

Gráfico 7.3. EBITDA e inversiones realizadas consolidadas (EDEA, EDEN, EDES y EDELAP). Años 2011-2019. En millones de dólares.



Fuente: estados contables de las empresas. Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3500 (Mayorista).

De la información contenida en los balances de las cuatro distribuidoras, se destaca el crecimiento sistemático y significativo de los principales componentes del estado de resultados entre los años 2016 y 2018. Los nuevos cuadros tarifarios aplicados a partir de la sanción de la Resolución MlySP N° 22/2016 y la aprobación de la RTI en 2017 explican este fenómeno. Además de los mayores ingresos por ventas que resultaron de los aumentos tarifarios en estos

años, también se produjeron fuertes incrementos en los costos de explotación, debido a la quita de subsidios del Estado Nacional en los costos mayoristas de la energía. A pesar de estos mayores costos, los resultados operativos de las cuatro distribuidoras crecieron en dólares año a año, con aumentos que oscilaron entre el 227% y 345%. Como caso particular, el resultado operativo de EDELAP dejó de ser negativo a partir de 2016 y creció hasta ubicarse en los 55 millones de dólares en 2018.

En cuanto a los gastos de comercialización y administración, se mantuvieron en todos los casos en valores estables durante los últimos años. Se observa una constante en todas las distribuidoras: una participación cada vez más grande de los sueldos y contribuciones sociales dentro de los gastos de administración, pero una menor participación de los mismos entre los gastos de comercialización. En consecuencia, el resultado operativo creció alrededor del 110% y 147% entre 2015 y 2018. En algunos casos, como EDEA y EDELAP, pasaron de registrar resultados negativos en 2015 a positivos y significativos a partir de 2016.

La actividad financiera de las distribuidoras registró, en la mayoría de los casos, valores positivos y considerables a partir del año 2016. Se destaca la situación de EDEA y EDELAP, cuyos resultados financieros netos en el ejercicio 2018 representaron el 49% y 45% de sus resultados antes de impuestos, respectivamente.

Finalmente, los resultados netos de las cuatro distribuidoras crecieron entre 2015 y 2018, con aumentos que oscilaron entre 498% y 644%. Cobra particular relevancia, en este sentido, la situación de EDEA, que registró un aumento del 10.458%, lo que significa que multiplicó sus ganancias más de 100 veces durante ese período; y la de EDELAP, que pasó de registrar un resultado negativo equivalente a 23 millones de dólares en 2015 a uno positivo equivalente a 56 millones de dólares en 2018.

En sentido contrario a la trayectoria registrada entre los años 2015 y 2018, y como consecuencia de la postergación en 2019 de los nuevos cuadros tarifarios –Resolución MlySP N° 1713/2019 y N° 20/2020– y la fuerte devaluación del tipo de cambio, los resultados obtenidos por las distribuidoras se mantuvieron positivos –a excepción de EDELAP que registró pérdidas equivalentes a 3 millones de dólares–, pero con reducciones. En líneas generales las disminuciones en los resultados netos (en dólares) se ubicaron en valores que oscilaron entre 57% y 80%.

En los siguientes apartados se presenta un análisis de los resultados económicos consolidados de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en la provincia de Buenos Aires entre los años 2015 y 2019. Todos los valores se encuentran expresados en millones de dólares a los fines de poder realizar una comparación del período sin ajustar por inflación.

EDEN

De acuerdo a lo observado en el cuadro 7.9, los principales rubros del estado de resultado de EDEN crecieron de manera sistemática a partir del ejercicio 2016, hasta alcanzar valores máximos en el ejercicio 2018. Este crecimiento fue el resultado de la política tarifaria iniciada a partir del año 2016 y la implementación de la RTI en el año 2017. Debido a esto, los ingresos por ventas de la distribuidora se incrementaron 175,7% entre 2015 y 2018. A su vez, los costos de explotación aumentaron 149,5% entre 2015 y 2018, fundamentalmente por los mayores cargos registrados en concepto de compras de energía. Se evidencia en este sentido, una participación

creciente de este concepto dentro de los costos de explotación durante todo el período de análisis, 51,2% en 2015 versus 79,8% en 2019. De esta manera, el resultado bruto tuvo entre 2015 y 2018 un incremento del 241,6%.

En cuanto a los gastos de comercialización y administración y el resto de los ingresos y egresos operativos, los mismos se mantuvieron en valores estables, cercanos, en promedio, a los 39 millones de dólares anuales. Entre los gastos de comercialización fue perdiendo participación el componente de sueldos y contribuciones sociales –que pasó de representar el 59,2% en 2015 al 41,9% en 2019–, a favor de una mayor representación del rubro toma de mediciones y reparto de facturas –que creció del 13,8% en 2015 al 30% en 2019– y comisiones por cobranzas bancarias –4,8% en 2015 versus 14,3% en 2019–. En cuanto a los gastos de administración, ocurrió lo contrario: crecieron en participación los sueldos y contribuciones sociales –de 40,6% en 2015 a 51,1% en 2019– y los honorarios por servicios –de 16% en 2015 a 29,5% en 2019– en detrimento de los gastos de mantenimiento y operación –de 24,6% en 2015 a no tener participación en 2019–. En consecuencia, el resultado operativo tuvo entre 2015 y 2018 un crecimiento del 110,2%.

A su vez, los resultados financieros netos pasaron de tomar valores negativos por 20,1 millones de dólares en 2015 a totalizar un valor positivo neto de 16,4 millones de dólares en 2018. De esta manera, los resultados antes de impuestos crecieron entre dichos años 488,2%.

En definitiva, se evidencia de los datos presentados, que el resultado neto creció fuertemente entre 2015 y 2018, al registrar un incremento del 498,3% y pasar de 10,1 millones de dólares en 2015 a 60,1 millones de dólares en 2018.

Cuadro 7.9. Estado de Resultados - EDEN. Años 2015-2019. En millones de dólares.

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	Var. % 15/18	Var. % 18/19
Ventas	118,5	176,2	263,3	326,9	262,2	175.7%	-19.8%
Costo de Ventas	-84,5	-107,1	-167,6	-210,5	-201,1	149.2%	-4.5%
Resultado Bruto	34,1	69,1	95,7	116,4	61,2	241.6%	-47.5%
Gastos de com. y adm.	-38,1	-36,7	-42,3	-41	-37,1	7.8%	-9.5%
Otros Ing. / Egr. operativos	39,7	3,1	-1,6	-0,3	-0,2	na	-50.3%
Resultado Operativo	35,7	35,6	51,9	75	23,8	110.2%	-68.2%
Resultados financieros netos	-20,1	-7,3	2,6	16,4	4,5	na	-72.9%
Resultado antes de Impuestos	15,5	28,3	54,6	91,4	28,3	488.2%	-69.0%
Impuestos a las Ganancias	-5,5	-9,9	-6,7	-31,3	-16	469.9%	-48.9%
Resultado Neto del Ejercicio	10,1	18,3	47,8	60,1	12,3	498.3%	-79.5%
Resultado Integral del Ejercicio	10,1	18,3	48,3	60,2	12,3	498.8%	-79.5%

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

Los resultados económicos consolidados, correspondientes al ejercicio económico 2019, registraron un resultado bruto de 61,2 millones de dólares, con una disminución en dólares del

47,5% respecto del ejercicio 2018, equivalente a 53,2 millones de dólares, en pesos la disminución fue del 10%. Esta caída se fundamenta en la postergación del ajuste de los cuadros tarifarios, pero sobre todo en el aumento nominal del tipo de cambio que, en promedio, alcanzó el 72% durante el último año. Las ventas de energía totalizaron 262,2 millones de dólares, registrándose una disminución interanual de 64,6 millones de dólares (19,8%). En tanto los costos de explotación pasaron de 210,5 millones de dólares en 2018 a 201,1 millones de dólares en 2019, totalizando una reducción de 9,4 millones de dólares, es decir un 4,5% menos que el año anterior.

Los gastos de administración, comercialización y el resto de los otros ingresos y egresos netos presentaron una disminución de 4,1 millones de dólares, alcanzando un total de 37,3 millones de dólares contra los 41,4 millones de dólares del ejercicio anterior. De esta manera la ganancia operativa del ejercicio 2019 fue de 23,8 millones de dólares, registrándose una disminución en dólares del 68,2% respecto del año anterior, en pesos la caída fue del 45%.

El resultado antes de impuestos, surge luego de considerar los resultados financieros. Estos últimos alcanzaron para el ejercicio 2019, una ganancia neta de 4,5 millones de dólares, que provienen de compensar 14,5 millones de dólares de ingresos financieros con 10 millones de dólares de costos financieros. En lo que respecta a los ingresos financieros, los mismos contemplan 3,8 millones de dólares de ganancia por diferencias de cambio y 10,6 millones de dólares de ganancias por intereses. En tanto que los costos financieros corresponden principalmente a 4,1 millones de dólares de pérdida por diferencias de cambio, 2,2 millones de dólares de pérdida por exposición monetaria neta y 3,7 millones de dólares de intereses perdidos. De esta manera el resultado antes de impuestos del ejercicio 2019 alcanzó los 28,3 millones de dólares, con una disminución del 69% respecto al año anterior.

En concepto de impuesto a las ganancias, EDEN registró al cierre del ejercicio 2019 una pérdida de 16 millones de dólares, en tanto que, en el ejercicio 2018 la misma había alcanzado los 31,3 millones de dólares. En consecuencia, el resultado neto del ejercicio, luego del pago del impuesto a las ganancias, fue de 12,3 millones de dólares al cierre del ejercicio 2019.

EDEA

Al igual que en el caso de EDEN, los principales componentes del estado de resultado de EDEA crecieron de manera significativa a partir del año 2016, alcanzando valores máximos entre 2017 y 2018. En este sentido, los ingresos por ventas crecieron 153,9% entre 2015 y 2018, al pasar de 112,2 millones de dólares a 284,9 millones de dólares, respectivamente. En cuanto a los costos de ventas, se registró un crecimiento de 134,4% en dichos años, producto de mayores cargos en concepto de compras de energía. La participación de las compras de energía en el total de los costos de explotación fue creciendo año a año, al pasar del 35,7% en 2015 a 75,2% en 2019. En síntesis, el resultado bruto creció 227,4% entre 2015 y 2018.

Tanto los gastos de comercialización y administración, como el resto de los ingresos y egresos operativos, registraron a lo largo del período en análisis, valores similares y cercanos, en promedio, a los 28,5 millones de dólares anuales. Se observan los mismos comportamientos en los rubros que en el caso de EDEN: entre los gastos de comercialización, una menor participación del componente sueldos y contribuciones sociales, que pasó del 54,4% en 2015 al 38,4% en 2019, y entre los gastos de administración una mayor participación del mismo 51,2% en 2015 versus 66% en 2019. De esta manera, el resultado operativo pasó de registrar valores

negativos por 5,4 millones de dólares en 2015 a un máximo de 48,5 millones de dólares en 2018.

En cuanto a los resultados financieros netos, luego de registrar valores negativos por 1,3 millones de dólares en 2016, llegaron a un máximo de 47 millones de dólares en 2018. En este sentido, la operatoria financiera de la distribuidora representó en ese año, casi la mitad de los resultados antes del pago de impuestos.

Como producto de su actividad, el resultado neto de EDEA aumentó de manera extraordinaria entre 2015 y 2018, al registrar una suba del 10.458%, dado que pasó de contabilizar ganancias por 0,7 millones dólares en 2015 a un máximo de 75,1 millones en 2018; es decir, el resultado neto creció en dólares más de 100 veces en dicho período.

Cabe añadir, por otra parte que, el resultado integral del ejercicio 2017 presentó un importante incremento respecto del resultado neto, dado que la RTI aprobada en ese año permitió la revaluación de los activos fijos. En este sentido, el revalúo del rubro propiedades, planta y equipo alcanzó los 258,5 millones de dólares, implicando un resultado integral de 292,9 millones de dólares. En el año 2018 continuó el proceso de revaluación de los activos fijos por un valor de 15,9 millones de dólares, lo que implicó que el resultado integral del ejercicio alcanzara los 91,7 millones de dólares.

Cuadro 7.10. Estado de Resultados - EDEA. Años 2015-2019. En millones de dólares.

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	Var. % 15/18	Var. % 18/19
Ventas	112,2	169,2	230,7	284,9	254,3	153.9%	-10.7%
Costo de Ventas	-88,7	-106,3	-151,2	-207,8	-196,8	134.4%	-5.3%
Resultado Bruto	23,6	62,9	79,5	77,1	57,5	227.4%	-25.5%
Gastos de com. y adm.	-28,9	-28,2	-29,6	-28,2	-23,7	-2.5%	-15.7%
Otros Ing. / Egr. operativos	-0,1	-0,04	-2,6	-0,4	-0,9	611.9%	105.7%
Resultado Operativo	-5,4	34,6	47,3	48,5	32,8	na	-32.3%
Resultados financieros netos	9,6	-1,3	5,4	47	12,9	389.7%	-72.6%
Resultado antes de Impuestos	4,2	33,3	52,7	95,5	45,7	2.162.8%	-52.1%
Impuestos a las Ganancias	-3,5	-11,8	-18,4	-20,4	-16,3	480.5%	-19.8%
Resultado Neto del Ejercicio	0,7	21,6	34,3	75,1	29,4	10.458.3%	-60.9%
Resultado Integral del Ejercicio	0,7	21,6	292,9	91,7	29,9	12.782.8%	-67.4%

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

En relación al ejercicio 2019, los resultados económicos consolidados registraron un resultado bruto de 57,5 millones de dólares, disminuyendo un 25,5% en dólares (en pesos creció un 28%) relación al año anterior, equivalente a 19,6 millones de dólares. En tanto las ventas de energía alcanzaron los 254,3 millones de dólares, con una disminución respecto de 2018 del 10,7% (30,6 millones de dólares), las compras de energía pasaron de 207,8 millones de dólares en 2018 a 196,8 millones de dólares en 2019, totalizando una reducción de 11 millones de dólares,

es decir un 5,3% menos que el año anterior, esta caída en dólares menor a la devaluación indica que el costo de la energía se incrementó en pesos un 63% dando cuenta del proceso de quita de subsidios del Estado Nacional.

Tanto los gastos de administración, como los de comercialización y otros ingresos y egresos netos, disminuyeron 4 millones de dólares, alcanzando un total de 24,7 millones de dólares contra los 28,6 millones de dólares del ejercicio anterior. De esta forma, la ganancia operativa del ejercicio 2019 alcanzó los 32,8 millones de dólares, con una disminución en dólares del 32,3% respecto del año anterior, en pesos por el contrario se incrementó un 16%.

Los resultados financieros, por su parte, registraron en el ejercicio 2019 una ganancia neta de 12,9 millones de dólares, que surgen de compensar 18,3 millones de dólares de ingresos financieros con 5,4 millones de dólares de costos financieros. En relación a los ingresos financieros, los mismos contemplan 5,7 millones de dólares de ganancia por intereses por deudas comerciales por compra de energía y otros cargos de CAMMESA y 10,7 millones de dólares de ganancias por otros intereses. En cambio, los costos financieros comprenden principalmente 4,8 millones de dólares de pérdida por posición monetaria. De esta manera, el resultado antes de impuestos alcanzó los 45,7 millones de dólares, con una disminución del monto en dólares del 52,1% en relación al ejercicio anterior.

En concepto de impuesto a las ganancias, EDEA registró, al cierre del ejercicio 2019, una pérdida de 16,3 millones de dólares, mientras que en el ejercicio 2018 alcanzó los 20,4 millones de dólares. En definitiva, el resultado neto del ejercicio, luego del impuesto a las ganancias, totalizó 29,4 millones de dólares, 60,9% inferior al obtenido el año anterior, que se ubicó en los 75,1 millones de dólares.

EDES

De acuerdo a los datos presentados en el cuadro 7., y tal como ocurrió en los casos de EDEN Y EDEA, los principales componentes del estado de resultado de EDES crecieron a partir del año 2016, llegando a valores máximos en 2018. Mientras los ingresos por ventas aumentaron 191,3% entre 2015 y 2018, los costos de ventas crecieron un total de 140,3%, como resultado de los mayores cargos en concepto de compras de energía. Entre los costos de explotación, las compras de energía registraron una participación que creció del 38,2% en 2015 al 71,9% en 2019. En síntesis, el mayor crecimiento de los ingresos por ventas por sobre los costos de ventas, derivó en un aumento del resultado bruto del 345,3% entre los años 2015 y 2018.

En cuanto a la evolución de los gastos de comercialización y administración, los mismos se han sostenido durante estos años en valores cercanos, en promedio, a los 15,2 millones de dólares anuales. De manera excepcional, en el año 2015 los gastos de comercialización y administración fueron cubiertos en su totalidad por un resultado positivo del rubro otros ingresos/egresos operativos. La dinámica de los gastos de EDES repite el comportamiento de las otras distribuidoras: entre los gastos de comercialización se observa una menor participación año a año del rubro sueldos y contribuciones sociales, pasó de representar el 57,1% en 2015 al 37,5% en 2019, a favor de una mayor participación de los rubros toma de mediciones y reparto de facturas y comisiones por cobranzas y bancarias. A su vez, entre los gastos de administración, la participación de sueldos y contribuciones sociales fue cada vez mayor: mientras representaban el 37,7% en 2015, al cierre del ejercicio 2019, los mismos alcanzaban el 56,2%. En consecuencia, el resultado operativo tuvo entre 2015 y 2018 un crecimiento del 147,1%.

Los resultados financieros netos, por su parte, registraron valores negativos y decrecientes hasta el año 2017, cuando totalizaron -1,3 millones de dólares. A partir del año siguiente la actividad financiera de la empresa registró valores positivos y crecientes, alcanzando los 2,3 millones de dólares en 2018. En consecuencia, el resultado, antes de impuestos, creció 584,9% entre los años 2015 y 2018.

En síntesis y como producto de su operatoria, el resultado neto de la distribuidora creció de manera considerable entre 2015 y 2018, al registrarse un incremento del 644,1%, dado que, de registrar ganancias por 3,4 millones dólares en 2015, pasó a registrar un máximo de 25,3 millones de dólares en 2018.

Cuadro 7.11. Estado de Resultados - EDES. Años 2015-2019. En millones de dólares.

Conceptos	2015	2016	2017	2018	2019	Var. % 15/18	Var. % 18/19
Ventas	45,8	68,6	104,6	133,4	111,2	191.3%	-16.6%
Costo de Ventas	-34,4	-45,5	-70,1	-82,6	-80,2	140.3%	-2.2%
Resultado Bruto	11,4	23,1	34,6	50,7	30,4	345.3%	-40.1%
Gastos de com. y adm.	-14,8	-12,6	-16,3	-17,3	-15,1	16.8%	-12.8%
Otros Ing. / Egr. operativos	17	1,5	-0,6	0,1	-0,2	-99.5%	na
Resultado Operativo	13,6	11,9	17,6	33,5	15,2	147.1%	-54.8%
Resultados financieros netos	-8,3	-4,6	-1,3	2,3	3,1	na	36.9%
Resultado antes de Impuestos	5,2	7,3	16,3	35,8	18,3	584.9%	-48.9%
Impuestos a las Ganancias	-1,8	-2,6	-1,1	-10,5	-7,5	471.2%	-28.6%
Resultado Neto del Ejercicio	3,4	4,7	15,2	25,3	10,8	646.5%	-57.4%
Resultado Integral del Ejercicio	3,4	4,7	15,3	25,4	10,8	649.5%	-57.3%

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

El ejercicio económico 2019 muestra que el resultado bruto de la distribuidora alcanzó los 30,4 millones de dólares, con una disminución del 40,1% respecto al ejercicio 2018, equivalente a 20,3 millones de dólares (en pesos aumentaron un 3%). En tanto las ventas de energía totalizaron 111,2 millones de dólares, con una disminución del 16,6% respecto de 2018, equivalente a 22,1 millones de dólares, los costos por ventas pasaron de 82,6 millones de dólares en 2018 a 80,6 millones de dólares en 2019, registrándose una reducción de 1,8 millones de dólares, es decir un 2,2% menos que el año anterior.

Los gastos de comercialización y administración, en combinación con el resto de otros ingresos y egresos netos, alcanzaron los 15,2 millones de dólares, disminuyendo 1,9 millones respecto del año anterior. En consecuencia, la ganancia operativa del ejercicio 2019 se ubicó en 15,2 millones de dólares, reflejando una disminución en dólares del 54,8% en relación al año anterior, en pesos la caída se ubica en 22%.

En cuanto a los resultados financieros, los mismos contabilizaron una ganancia neta de 3,1 millones de dólares, que surgen de compensar 4,5 millones de dólares de ingresos financieros

con 1,3 millones de dólares de costos financieros. En lo que refiere a los ingresos financieros, los mismos contemplan 1,7 millones de dólares de ganancia por intereses por deudas comerciales por compra de energía y otros cargos de CAMMESA, 2,2 millones de dólares de ganancias por otros intereses y 0,6 millones de dólares de ganancia por posición monetaria. En cambio, los costos financieros comprenden principalmente 0,5 millones de dólares de pérdida por diferencia de cambio y 0,8 millones de dólares de pérdida por intereses. De esta manera, el resultado antes de impuestos, alcanzó los 18,3 millones de dólares, con una disminución del 48,9% en relación al ejercicio anterior.

En concepto de impuesto a las ganancias se registró una pérdida de 7,5 millones de dólares, un monto menor a los 10,5 millones de dólares contabilizados en el ejercicio 2018. En consecuencia, el resultado neto del ejercicio luego del pago del impuesto a las ganancias totalizó 10,8 millones de dólares, 57,4% inferior al obtenido el año anterior, que se ubicó en los 25,3 millones de dólares.

EDELAP

Finalmente y, como se puede observar en el cuadro 7.12, los principales componentes del estado de resultado de EDELAP crecieron de manera considerable a partir del año 2016, alcanzando en el año 2018 los valores más altos para todo el período en análisis. Los ingresos por ventas aumentaron 253,3% entre 2015 y 2018, al pasar de 72,7 millones de dólares a 257 millones de dólares, respectivamente. Los costos de ventas, por su parte, aumentaron 154,7% en dichos años, como resultado de mayores cargos en concepto de compras de energía. Las compras de energía aumentaron su participación en el total de los costos de ventas, del 39,1% en 2015 al 68,5% en 2019. Como consecuencia de este proceso y, luego de registrar valores negativos en el año 2015, el resultado bruto tomó valores positivos a partir del año 2016, alcanzándose un máximo en el año 2017, con un resultado de 59,1 millones de dólares, en tanto que en el 2018 disminuyó levemente al ubicarse en los 55 millones de dólares.

Los gastos de comercialización y administración presentaron un comportamiento estable durante estos años, con valores que oscilaron entre los 20 y 30 millones de dólares anuales, aproximadamente. Al igual que en los casos anteriores, se observa un menor peso, año a año, de los sueldos y contribuciones sociales dentro de los gastos de comercialización, 56% en 2015 versus 43,2% en 2019, y uno mayor entre los gastos de administración, 19,2% en 2015 versus 34,1% en 2019. De esta manera, el resultado operativo pasó de registrar valores negativos por 9,1 millones de dólares en 2015 a un máximo de 43,1 millones de dólares en 2018.

Los resultados financieros netos comenzaron a registrar valores positivos y creciente a partir del año 2016. Mientras en 2015 totalizaron una pérdida por 12,9 millones de dólares, en 2018 alcanzaron un valor neto positivo de 35,3 millones de dólares. Resulta relevante destacar que en el ejercicio 2018 los resultados financieros netos representaron el 45% de los resultados antes de impuestos.

En síntesis, los datos presentados muestran que la distribuidora mejoró de manera considerable su resultado neto en estos años, dado que pasó de registrar un resultado negativo por 23,4 millones de dólares en 2015 a uno positivo por 56,1 millones de dólares en 2018. Cabe destacar, además, que tanto en 2017 como en 2018 el resultado integral del ejercicio fue significativamente superior al resultado neto, debido principalmente a la revaluación del rubro Propiedades, planta y equipos.

Cuadro 7.12. Estado de Resultados - EDELAP. Años 2015-2019. En millones de dólares.

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	Var. % 15/18	Var. % 18/19
Ventas	72,7	135,4	206,4	257	202,1	253.3%	-21.4%
Costo de Ventas	-79,3	-96,4	-147,3	-202	-189,8	154.7%	-6.0%
Resultado Bruto	-6,6	39	59,1	55	12,3	na	-77.7%
Gastos de com. y adm.	-22,2	-19,6	-27,7	-28,5	-23,5	28.5%	-17.5%
Otros Ing. / Egr. operativos	19,6	1,6	4,9	16,6	-1,4	-15.4%	na
Resultado Operativo	-9,1	21	36,4	43,1	-12,6	na	-na
Resultados financieros netos	-12,9	3,4	19	35,3	17,7	na	-49.7%
Resultado antes de Impuestos	-22	24,4	55,3	78,4	5,1	na	-93.5%
Impuestos a las Ganancias	-1,4	16,8	-23	-22,3	-8,1	1.505.5%	-63.5%
Resultado Neto del Ejercicio	-23,4	41,2	32,3	56,1	-3	na	na
Resultado Integral del Ejercicio	-23,4	44,2	166,8	78,3	-2,9	na	na

Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de la empresa y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

Como contracara de lo ocurrido hasta el año 2018, y en lo que refiere al ejercicio económico 2019, la distribuidora obtuvo un resultado bruto de 12,3 millones de dólares, 77,7% inferior al registrado en el año 2018, que había sido de 55 millones de dólares (en pesos disminuyó un 62%). Este resultado surge como consecuencia de una disminución proporcionalmente mayor de los ingresos por ventas en relación a los costos de ventas. En el primer caso, totalizaron 202,1 millones de dólares, registrándose una disminución con respecto al año 2018 del 21,4%, los ingresos por ventas disminuyeron en mayor proporción que las restantes distribuidoras provinciales ya que se encuentran netos de los incumplimientos por apartamiento de la calidad (\$534,1 millones). En el segundo caso, los costos de explotación disminuyeron un 6%, al pasar de 202 millones de dólares en 2018 a 189,8 millones de dólares en 2019.

En cuanto a los gastos de administración y comercialización en conjunto con otros ingresos y egresos netos, presentaron un aumento de 13 millones de dólares, alcanzando un total de 24,9 millones de dólares en 2019 contra los 11,9 millones de dólares del ejercicio anterior. De esta manera el resultado operativo registró una pérdida por 12,6 millones de dólares.

Los resultados financieros, por su parte, totalizaron una ganancia neta de 17,7 millones de dólares, que surgen de compensar 22,1 millones de dólares de ingresos financieros con 4,3 millones de dólares de costos financieros. En lo que respecta a los ingresos financieros, los mismos contemplan 13,5 millones de dólares de ganancia por intereses por deudas comerciales por compra de energía y otros cargos de CAMMESA, 3,3 millones de dólares de ganancia por posición monetaria neta, 2,7 millones de dólares por diferencias de cambios y 2,6 millones de dólares por otros intereses. En tanto que los costos financieros corresponden a 3,2 millones de dólares de pérdida por diferencias de cambio y 1,2 millones de dólares de intereses perdidos. Por lo tanto, el resultado antes de impuestos alcanzó los 5,1 millones de dólares, con una disminución del 93,5% respecto al año anterior.

En concepto de impuesto a las ganancias se registró una pérdida de 8,1 millones de dólares, en tanto que, en el ejercicio 2018 el mismo había alcanzado 22,3 millones de dólares. En consecuencia, el resultado neto del ejercicio luego del pago del impuesto a las ganancias, fue de una pérdida de 3 millones de dólares, registrando por primera vez un resultado neto negativo desde el año 2015.

7.3 Distribución de Dividendos

Como producto de los incrementos del VAD a comienzos del año 2016 y de los ajustes tarifarios establecidos en la RTI a partir del 2017, la distribución de dividendos que realizaron EDEN, EDEA, EDES y EDELAP a sus accionistas, fue creciendo de manera significativa año a año.

En el caso de EDEN, se distribuyeron dividendos por un total de 88,5, 257 y 753 millones de pesos entre los años 2016, 2017 y 2018, respectivamente. En el año 2019 la empresa decidió distribuir dividendos por 600 millones de pesos y a su vez constituir una reserva especial para futura distribución de dividendos por un total de 1.121 millones de pesos.

De manera similar, EDEA distribuyó dividendos por un total de \$6,2, \$199, 5 y \$533,5 millones entre los años 2016, 2017 y 2018, respectivamente. A su vez, en el año 2019 se aprobó la distribución anticipada de dividendos ocurrida durante el año 2018 por un importe de \$304,7 millones y la constitución de una reserva especial para futura distribución de dividendos por 2.260,7 millones de pesos. Esto obedeció, según especifica el Acta de la Asamblea General y Extraordinaria, a que “...EDEA no cuenta a la fecha con disponibilidades de caja a tal fin”⁵. Luego de unos meses, la Asamblea aprueba la desafectación parcial de la reserva facultativa para futura distribución de dividendos por 900 millones de pesos⁶.

En el caso de EDES se observa el mismo comportamiento que EDEN y EDEA: distribuyó dividendos por \$29,8, 66 y \$239,5 millones entre los años 2016, 2017 y 2018, respectivamente, mientras que en 2019 distribuyó 460 millones de pesos y constituyó una reserva especial para futura distribución por 341 millones de pesos. La misma se funda en que “...parte del componente del resultado del ejercicio es ajuste por inflación... y no resulta financieramente distributable de acuerdo a las proyecciones de fondos del año 2019”⁷.

Por último, EDELAP, a diferencia del resto de las distribuidoras analizadas, no distribuyó dividendos en los años 2016, 2017 y 2018. A comienzos del 2019 se declararon dividendos por un total de 2.792,9 millones de pesos, pero como los mismos no fueron posibles de abonar en su totalidad, debido a que “...la Sociedad no cuenta con los fondos suficientes para afrontar el pago de los Dividendos Clase “A” y Clase “B””⁸, se decidió dejar sin efecto la declaración de dividendos al inicio del año y, además constituir una reserva especial para distribución futura de dividendos por un total de 2.513,6 millones de pesos.

En conjunto, la mayoría de las distribuidoras provinciales tuvieron un incremento sustancial en la distribución de dividendos a sus accionistas entre los años 2016 y 2019. Como se puede

⁵ EDEA S.A. Acta N° 37. “Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria y Especial de Clases A, B y C”. 24/04/2019.

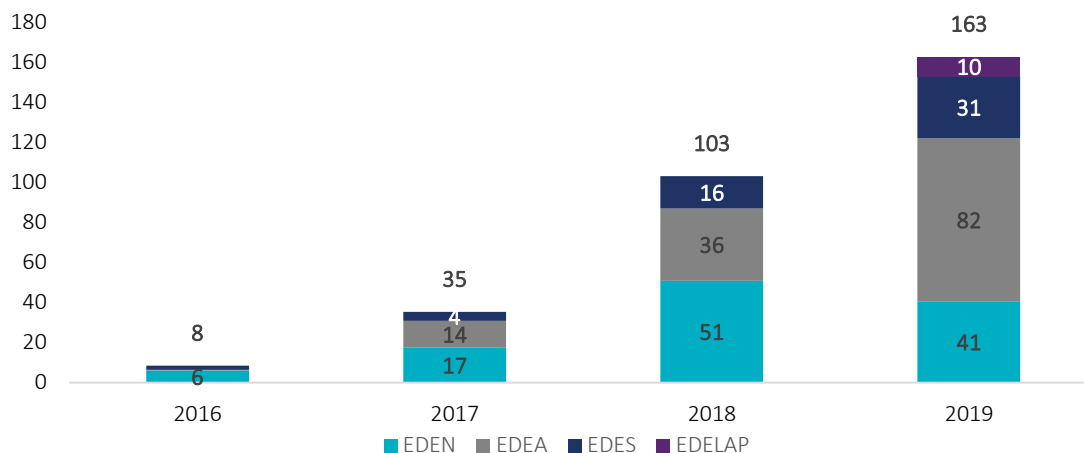
⁶ EDEA S.A. Acta N° 38. “Asamblea General Extraordinaria”. 29/08/2019.

⁷ EDES S.A. “Acta de Asamblea General Ordinaria N° 39”. 26/04/2019.

⁸ EDELAP S.A. “Acta de Asamblea N° 85”. 19/12/2019.

observar en el gráfico 7.4, la distribución de dividendos, medida en dólares, aumentó un 1.832% punta a punta. Se destaca el caso de EDEA, que pasó de distribuir dividendos por valores cercanos al medio millón de dólares en 2016, a distribuir 82 millones de dólares en 2019.

Gráfico 7.4. Distribución de dividendos. Años 2016-2019, en millones de USD.



Nota: EDELAP, EDEA y EDES informan que en 2019 constituyeron una reserva especial para futura distribución de dividendos por \$2.514 millones (52 MUSD), \$1.630 millones (34 MUSD) y \$341 millones (7 MUSD), respectivamente.
Fuente: elaboración propia en base a Actas de Directorio de las empresas y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia - Comunicación "A" 3500 (Mayorista)).

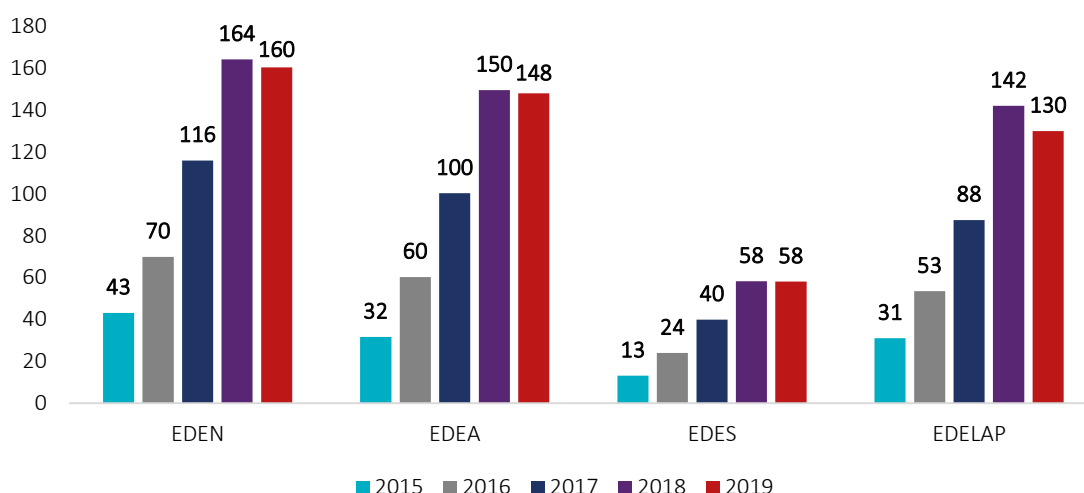
7.4 Estructura de costos

Costos operativos

La estructura de costos de las distribuidoras eléctricas de la Provincia de Buenos Aires ha sufrido importantes cambios en los últimos años. Uno de los principales aspectos de este proceso ha sido el mayor peso de los costos de explotación en el total de costos de las distribuidoras. A partir de la Resolución MINEM N° 6/2016 se inició un proceso de reducción de subsidios en el costo mayorista de la energía que trajo aparejado como resultado, mayores cargos en el concepto compras de energía.

En el gráfico 7.5 se presenta la evolución de los costos vinculados a las compras de energía – medido en millones de dólares– para cada una de las cuatro distribuidoras provinciales entre los años 2015-2019. En todos los casos se observa un crecimiento del costo de la energía a partir del 2016, alcanzando un máximo en 2018 y luego una leve disminución en 2019. En promedio para las cuatro distribuidoras, las compras de energía pasaron de representar el 30,5% del costo total en 2015 al 64,6% en 2019.

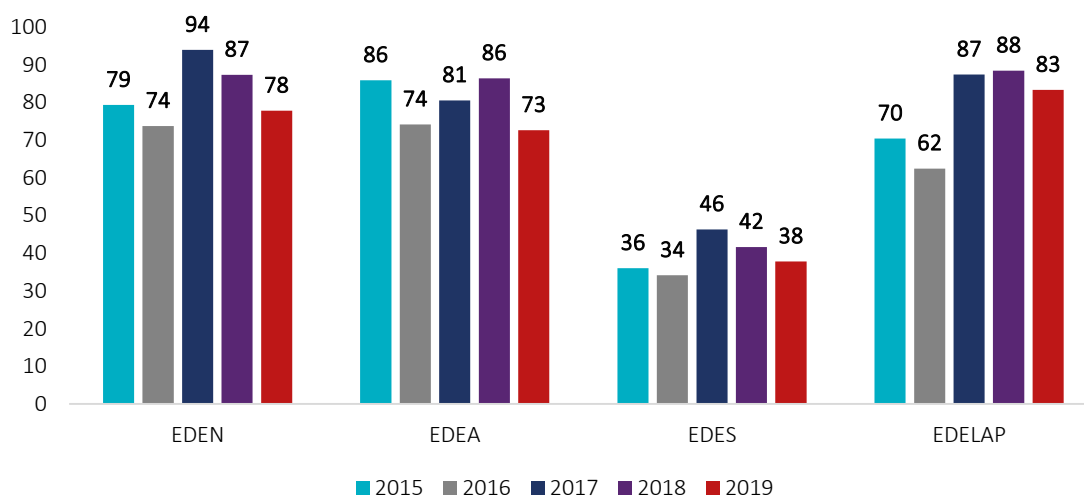
Gráfico 7.5. Evolución de los costos por compras de energía por distribuidora (En millones de dólares). Años 2015-2019.



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de las empresas y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

A su vez, en el Gráfico 7.6 se presenta la evolución de los costos propios de distribución⁹ para cada distribuidora. Se puede observar que en todos los casos no ha habido grandes cambios en los valores registrados.

Gráfico 7.6. Evolución de los costos propios de distribución¹⁰, por distribuidora (En millones de dólares). Años 2015-2019.



Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de las empresas y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

Un análisis pormenorizado de los datos, revela la importancia que tienen los sueldos y contribuciones sociales dentro de los costos de las distribuidoras. En todos los casos representan el principal costo, con participaciones promedio para los años 2015-2019 que oscilan entre el 53% y 65%, según cada distribuidora. A su vez, los datos evidencian que han perdido participación a lo largo de estos años: en tanto en 2015 representaban el 65,8%, en el año 2019 llegaban al 52% (ver gráfico 7.7).

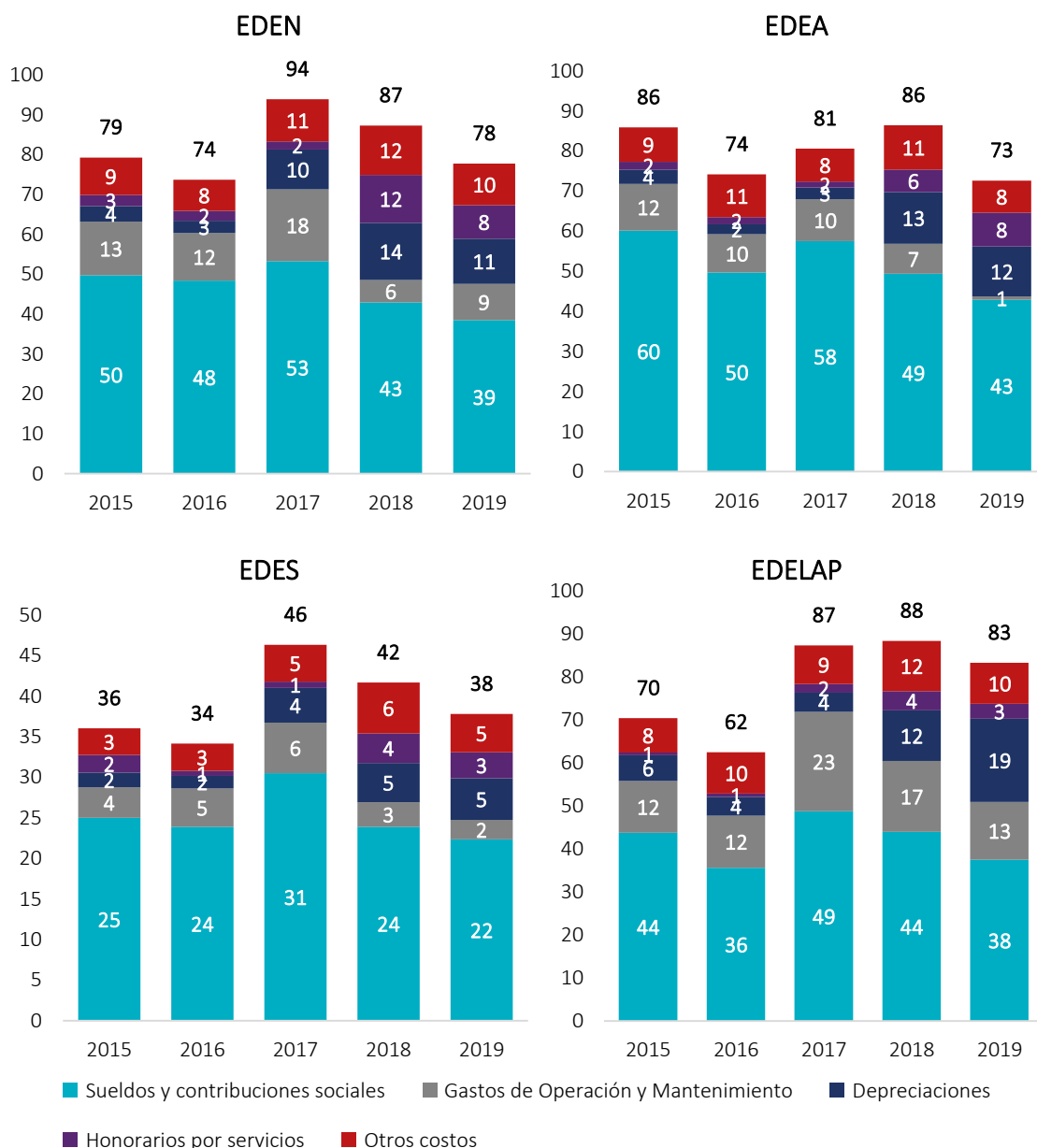
⁹ Los costos de distribución incluyen los costos operativos y de mantenimiento (sin considerar las compras de energía), los costos administrativos y los costos comerciales y de atención al cliente.

¹⁰ No incluyen el precio de la energía.

De la misma manera, los gastos de operación y mantenimiento –con participaciones promedio que varían del 10% al 20% de los costos de distribución, según cada distribuidora– han pasado de representar el 15% de los costos en 2015, al 9,5% en 2019.

Como contracara del menor peso de los sueldos y contribuciones sociales junto con los gastos de operación y mantenimiento, los datos también señalan que, en todos los casos, la participación de las depreciaciones en el total de costos de distribución ha aumentado: de representar, en promedio, el 5,6% en 2015, pasaron al 17,8% en 2019.

Gráfico 7.7. Evolución de la estructura de costos por distribuidora¹¹.
(En millones de dólares). Años 2015-2019.



¹¹ Para la elaboración del gráfico se trabajó con la información contenida en los balances de las cuatro distribuidoras. No fue posible trabajar con la información de costos suministrada por las empresas, dado que lo declarado en el marco del proceso de revisión de la RTI no coincide con lo presentado en los balances.

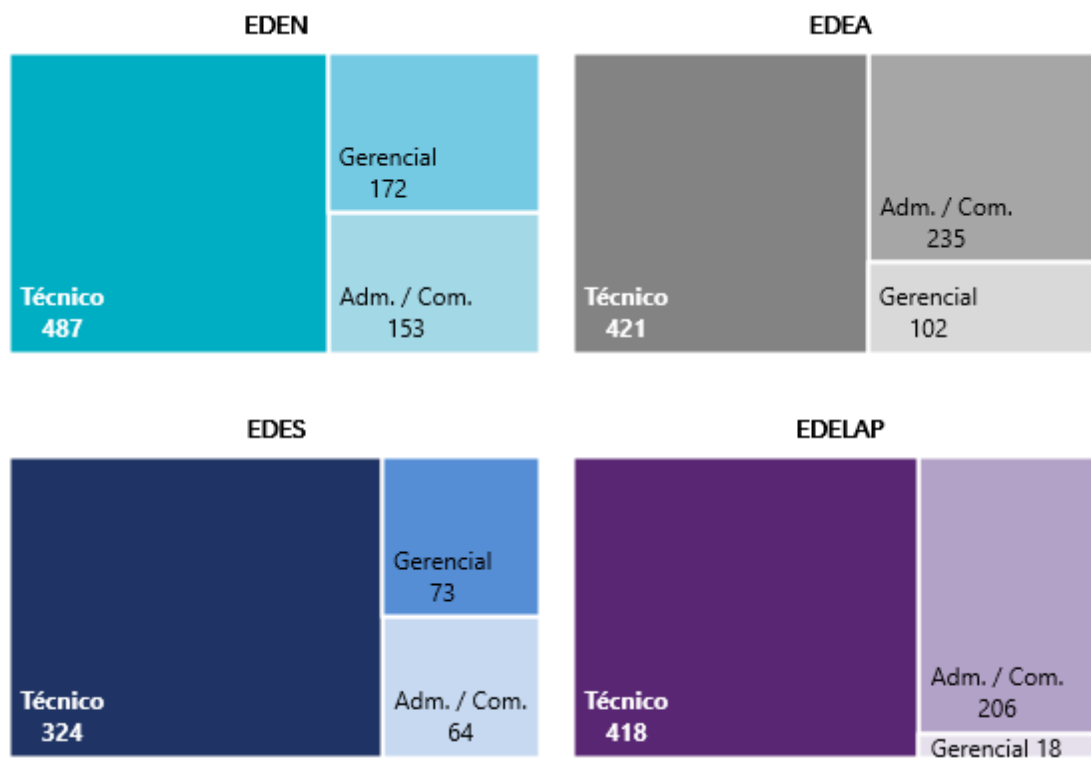
Fuente: elaboración propia en base a los Estados Contables de las empresas y BCRA (Tipo de Cambio de Referencia – Comunicación “A” 3.500 (Mayorista)).

Plantel de personal

En términos generales, las cuatro distribuidoras provinciales mantienen elevados porcentajes de personal técnico dentro de su plantel, con participaciones que oscilan entre el 55% y el 70% para el año 2019. Es lógico encontrar estos valores, dada la operatoria que llevan a cabo. Tanto el personal administrativo/comercial como el gerencial presentan diferentes niveles de relevancia entre las distribuidoras. Mientras que, en los casos de EDEA y EDELAP tiene una mayor participación el personal administrativo/comercial por sobre el gerencial, en los casos de EDEN y EDES sucede lo contrario.

En el gráfico 7.8 se presenta el plantel del personal desagregado por rubro para cada distribuidora en el año 2019. EDEN y EDEA son las empresas que mayor personal poseen, con 812 y 758 empleados, respectivamente. Por su parte, EDELAP y EDES cuentan con 642 y 461 empleados, respectivamente.

Gráfico 7.8. Plantel de personal por distribuidora. Año 2019.



Fuente: elaboración propia en base a información suministrada por las empresas.

En los últimos 5 años, todas las distribuidoras provinciales incrementaron su dotación de personal. En el consolidado, dicho incremento fue del orden del 7%, al pasar de un total de 2.496 empleados en el año 2015 a 2.673 en el año 2019; esto implicó un aumento de 177 empleados (ver cuadro 7.13). De las cuatro distribuidoras, EDELAP fue la empresa que más incrementó su personal, al pasar de 558 empleados en 2015 a 642 en 2019. Por su parte, EDEA solamente incrementó su plantel en un 1%.

Cuadro 7.13. Evolución del personal. Años 2015-2019.

Empresa	2015	2016	2017	2018	2019	Var. % 2015-2019
EDEN	773	764	784	804	812	5%
EDEA	747	726	727	740	758	1%
EDES	418	421	446	471	461	10%
EDELAP	558	577	638	666	642	15%
Consolidado	2.496	2.488	2.595	2.681	2.673	7%

Fuente: elaboración propia en base a información suministrada por las empresas.

La evolución del personal, desagregada por rubro fue heterogénea: mientras algunos rubros aumentaron su personal en los últimos años, tales fueron los casos del personal técnico y gerencial, otros se han reducido, como fue el caso del personal administrativo/comercial.

Con una participación promedio para el año 2019 del orden del 62%, el personal técnico creció, durante el período 2015-2019 un 7% en todas las distribuidoras. Los mayores incrementos se vieron reflejados en EDELAP y EDES, con aumentos del 14% y 11%, respectivamente.

Cuadro 7.14. Evolución del personal técnico. Años 2015-2019.

Empresa	2015	2016	2017	2018	2019	Var. % 2015-2019
EDEN	472	482	490	484	487	3%
EDEA	415	417	426	418	421	1%
EDES	292	293	319	331	324	11%
EDELAP	366	376	402	428	418	14%
Consolidado	1.545	1.568	1.637	1.661	1.650	7%

Fuente: elaboración propia en base a información suministrada por las empresas.

Por su parte, y con una participación promedio del 25% para el año 2019, el personal administrativo/comercial vio reducido su plantel en todas las distribuidoras, a excepción de EDELAP. Mientras que en EDEN, EDES y EDEA se produjeron leves reducciones del plantel (2%, 3% y 4%, respectivamente), en EDELAP el incremento fue del 14% en el período analizado (ver el cuadro siguiente).

Cuadro 7.15. Evolución del personal administrativo/comercial. Años 2015-2019.

Empresa	2015	2016	2017	2018	2019	Var. % 2015-2019
EDEN	156	140	145	146	153	-2%
EDEA	246	222	217	227	235	-4%
EDES	66	68	65	67	64	-3%
EDELAP	180	188	214	219	206	14%
Consolidado	648	618	641	659	658	2%

Fuente: elaboración propia en base a información suministrada por las empresas.

Finalmente, y con una participación del 14% promedio en el conjunto de las distribuidoras en el año 2019, el personal gerencial, personal que se encuentra fuera del Convenio Colectivo de Trabajo, tuvo un incremento del 20%, al pasar de 303 empleados en 2015 a 365 en 2019.

Cuadro 7.16. Evolución del personal gerencial. Años 2015-2019.

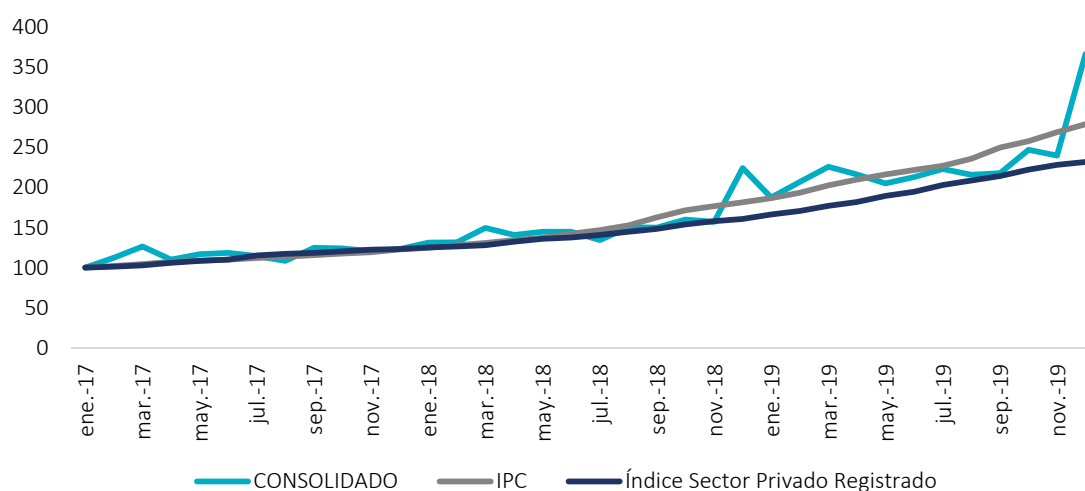
Empresa	2015	2016	2017	2018	2019	Var. % 2015-2019
EDEN	145	142	149	174	172	19%
EDEA	86	87	84	95	102	19%
EDES	60	60	62	76	76	22%
EDELAP	12	13	22	19	18	50%
Consolidado	303	302	317	361	365	20%

Fuente: elaboración propia en base a información suministrada por las empresas.

Evolución del costo salarial

En cuanto a las variaciones salariales del personal, se observa en el gráfico 7.9, que fue acompañando el proceso inflacionario creciente ocurrido en los últimos años –24,8% en 2017, 47,6% en 2018 y 53,8% en 2019–. El índice salarial del conjunto de las cuatro distribuidoras provinciales acompañó –y en algunos meses superó– la evolución del Índice de Precios al Consumidor y del Índice Salarial del Sector Privado Registrado.

Gráfico 7.9. Evolución del Costo Salarial. Consolidado (EDEN, EDEA, EDES y EDELAP).
Años 2017-2019. Índice base ene-17 = 100.



Fuente: elaboración propia en base a información suministrada por las empresas e INDEC.

En el cuadro siguiente se comparan las variaciones anuales por empresa versus IPC e IS del sector privado. Se observan aumentos muy superiores a las variaciones de sueldos generales de la economía, y dispares entre las propias empresas.

Cuadro 7.17: comparación evolución de los salarios registrados, IPC y salarios distribuidoras eléctricas.

Variación anual	EDEN	EDEA	EDES	EDELAP	IPC	IS Sector Privado
$\Delta\%$ dic 2017 - enero 2017	21%	1,5%	16%	62%	23%	23%

$\Delta\%$ dic 2018 - dic 2017	56%	113%	63%	88%	48%	28%
$\Delta\%$ dic 2019 - dic 2018	74%	58%	101%	45%	54%	44%

Fuente: elaboración propia en base a información suministrada por las empresas e INDEC.

8. Conclusiones

De la elaboración del presente informe se puede concluir que la RTI, y por ende los ingresos reconocidos como resultado de la misma, se ha llevado a cabo con información insuficiente y con ausencia de análisis técnicos para la definición de importantes supuestos. En líneas generales, la definición de los mismos siempre se orientó a incrementar los ingresos reconocidos a las distribuidoras. Al tiempo que se subestimó el compromiso de inversiones y no se llevó a cabo un correcto control del cumplimiento de las mismas.

El CERTI fue el responsable de la elección de la metodología utilizada y los supuestos adoptados. La documentación que registra el proceso de la RTI, deja en evidencia la falta de la evaluación de metodologías alternativas a los fines de poder seleccionar la más conveniente para los usuarios. También se concluye que, la definición de algunos supuestos tomados no se encuentra sustentada en análisis técnicos que permitan considerarlos válidos. La falta de información disponible por parte del regulador probablemente haya ido en detrimento de la búsqueda de parámetros técnicamente sustentados.

Los ingresos requeridos determinados en la RTI 2017-2022 para las distribuidoras EDEN, EDEA, EDES y EDELAP representaron un incremento anual del VAD del 51%, los cuales se aplican sobre el aumento de febrero 2016 de 112%, acumulando un incremento del 220%. El cálculo del requerimiento de ingresos contempló costos de capital y costos de explotación.

El costo de capital contempla la rentabilidad de los activos invertidos y la amortización de los mismos, de forma tal de mantener en el tiempo el valor de los activos iniciales. La definición del costo de capital es sumamente sensible porque, de los supuestos y metodologías utilizadas para su estimación, pueden surgir ganancias extraordinarias que resulten en detrimento de los usuarios del servicio y que no tengan una contrapartida en mejoras de la prestación. De los ingresos reconocidos, el costo del capital representó el 54% (40% rentabilidad y 14% amortización) y fue estimado a partir de criterios cuya aplicación resultó siempre en beneficio de las empresas y no del usuario, al tiempo que no encuentra contrapartida en el nivel de inversiones comprometidas de las empresas.

Para valorizar la base de capital, se utilizó la metodología de Valor Nuevo de Reposición (VNR). Si bien existen otras metodologías para valorizar la base de capital, el CERTI definió utilizar el VNR sin realizar evaluaciones con otros métodos. A la base de capital se le aplicó un factor de depreciación normativo de 0,5. Según el informe de la RTI, se realizó un análisis de la vida media del total de los activos en base a información presentada por las empresas, sin embargo no se encuentra registro formal (ni informal) del estudio citado. Este parámetro implica suponer que todas las instalaciones y las redes se estrenaron en el año 1997. La subestimación de la antigüedad de los activos redundará en mayores ingresos reconocidos para las empresas.

En cuanto a la elección de la tasa de rentabilidad, si bien la tasa WACC es un método frecuentemente utilizado a los fines de definir el costo de capital. Cabe observar que en un contexto macroeconómico como el que atraviesa nuestro país, y atravesaba al momento de la RTI, puede ser observable el uso de la tasa WACC, ya que incorpora el riesgo país en su cálculo redundando en resultados que, en este contexto, podrían resultar inaplicables.

También es destacable la inclusión en la base de capital de inversiones de recuperación (catch up), lo que significa el reconocimiento de inversiones que deberían haberse realizado en años

anteriores para mantener la red ajustada a la demanda. Esto representa un reconocimiento de rentabilidad por adelantado a la realización de la inversión. Los montos reconocidos en este contexto, surgen de planes de inversiones presentados por las empresas, no se realizó un modelo de optimización de la red con la demanda actual a los fines de definir las inversiones de adaptación de la red necesarias para mantener la calidad de servicio y producto.

Los costos operativos se estimaron en dos partes, salariales y otros costos. Los costos de personal se aproximan a los valores observados en la operación de las empresas, ya que se basó en datos de dotación y en salarios promedios informados por el OCEBA. Sin embargo, es importante destacar la diferencia que arroja el uso de la metodología de benchmarking respecto de los costos reales para el cálculo de los 'otros costos', los cuales se encuentran sobreestimados en un 20% para el agregado de las cuatro empresas.

A los supuestos considerados a favor de las empresas concesionarias, se suma la modificación de los parámetros de pérdidas reconocidas. En este caso tampoco se encuentran informes técnicos que respalden una decisión que redunde en una facturación incremental de las empresas del 2%.

Como resultado de la RTI, también se introdujo una fórmula polinómica a los fines de ajustar anualmente la tarifa ante incrementos en los costos. Esta fórmula incluye, en su ponderación, el IPIM (24%), el IS (56%), el IPC (12%) y el tipo de cambio (8%).

Respecto de las cooperativas, a los fines de calcular los nuevos niveles del Fondo Compensador, se procedió a aplicar el mismo aumento tarifario producto de la RTI de las distribuidoras provinciales a los valores del Fondo Compensador 2016. Como resultado, las distribuidoras municipales en el agregado tuvieron un incremento por la RTI del 45% (tanto en sus cuadros por área de referencia como en los montos del Fondo Compensador).

En cuanto a las inversiones realizadas y los controles, se pueden identificar dos ejes críticos: por un lado los montos comprometidos fueron inferiores a los ingresos otorgados a través de la tarifa y con serias deficiencias normativas respecto del compromiso de inversiones; y por otro lado, la acción de control por parte de la Autoridad de Aplicación fue paupérrima, informes que distorsionan los valores a los fines de dar como cumplidos los compromisos, auditorías insuficientes y aprobación en base a declaraciones juradas de las empresas.

En relación a los montos comprometidos de inversión, si bien se establecen montos no se indica el destino y alcance de las inversiones a ser reconocidas como tales. Por otra parte, los compromisos se formularon nominalmente en pesos de julio 2016, para todo el quinquenio 2017-2022, sin embargo, a pesar de implementarse una fórmula anual de ajuste de tarifas, no se estableció formalmente un procedimiento de actualización de los valores para las inversiones que se realizarían.

Por otra parte, los compromisos están únicamente vinculados a las inversiones de recuperación omitiendo, del compromiso, la inclusión de los montos por amortizaciones que corresponderían para el quinquenio. Si a los montos comprometidos (\$5.825 millones) se les sumaran los montos de amortizaciones las inversiones ascenderían por encima del 100% (es decir que deberían haberse comprometido \$12.092 millones). De este modo, las inversiones comprometidas representan el 48% del compromiso que mínimamente debería haberse establecido para garantizar la calidad del servicio y mantener el valor de la base de capital de las empresas, y de acuerdo a los ingresos considerados en tarifa.

En cuanto a los mecanismos de control, se instruyó al CERTI a diseñar y poner en funcionamiento un “sistema de seguimiento de ejecución de las inversiones”, lo cual nunca fue llevado a cabo. Tampoco se estableció en la RTI y en la normativa vinculada un procedimiento general a seguir en caso de incumplimientos en los planes de inversión.

En los controles efectivamente realizados, los parámetros establecidos para regular las obligaciones de inversión, así como las previsiones en caso de incumplimiento de tales obligaciones, son incompletos, insuficientes e imprecisos. El dispositivo de presentación, evaluación y control de las inversiones que funciona en la práctica podría ser mejorado en cuanto los requerimientos de información con los que ha funcionado, sin embargo, su mayor problema se encuentra en el no haber establecido procedimientos para la evaluación y control de los planes de inversión.

Los informes de la ex Dirección de Energía que se encuentran, como parte de los expedientes de ajustes de tarifas aprueban las inversiones de 2017, 2018 y 2019 comparando el total de inversiones con el compromiso de catch up. Si se realiza la misma comparación de forma correcta, esto es separando los conceptos por catch up y otras inversiones, se observa el incumplimiento reiterado de los niveles de inversión. Exceptuando a EDEA en 2018 y 2019 y a EDELAP en 2017, las inversiones en Recuperación/Catch Up realizadas no alcanzaron los montos ajustados establecidos como compromisos de inversión mediante la Resolución MlySP N° 419/2017.

EDEN invirtió montos equivalentes al 70% del compromiso en el primer año, al 38% en 2018 y al 45% en el año 2019. EDEA no cumplió el compromiso en el primer año (15%), pero lo sobrepasó en 2018 y 2019 con grados de ejecución del 185% y 189%. EDES es la que evidencia menor cumplimiento del compromiso, con niveles del 34% para 2017, 22% para 2018 y 31% para 2019. EDELAP cumplió el primer año con un 102% de ejecución, y en 2018 y 2019 se ubicó en el 85% y 60% del nivel de ejecución. Si se consideran las distribuidoras en su conjunto y se comparan los compromisos de inversión con la ejecución informada, el porcentaje de cumplimiento de las Inversiones en Recuperación/Catch Up, sería del 65% en 2017 y 61% para 2018 y 2019. Estos datos también surgen de declaraciones juradas, con deficiencias serias en el modo de presentación, identificación de obras y caracterización de conceptos que probablemente no correspondan a inversiones. El nivel de cumplimiento podría resultar aún menor.

Por su parte, en cuanto a las amortizaciones, las cuatro distribuidoras no invirtieron lo suficiente como para mantener el valor de sus activos, conforme se preveía en el cuadro de requerimiento de ingresos por VAD que se consideró para determinar los cuadros tarifarios. En el agregado de las cuatro empresas se puede concluir que la ejecución en montos fue del 39% en 2017, 61% en 2018 y 49% en 2019.

De un análisis de la descomposición de los presupuestos informados, así como el tipo de obras incluidas en los planes de inversión y su no correspondencia con el concepto de inversión, resultaría que el grado de incumplimiento se acentuaría considerablemente. Es llamativa la alta incidencia de la mano de obra en el total erogado (60%), sobre todo la mano de obra propia (43%), ya que los costos de mano de obra en la RTI ya se encuentran incluidos dentro de los costos de explotación.

A partir de la descripción de las obras que realizan las distribuidoras, no es posible determinar el alcance preciso de éstas. De manera que, al no poder precisarse su alcance, muchas obras que

no correspondería reconocer porque, por ejemplo, refieren a tareas de mantenimiento, no pueden ser identificadas como tales.

Si bien, para confirmar estos aspectos, resultaría necesario analizar estos en base a las imputaciones realizadas en los propios sistemas contables de las empresas, de la información remitida podría deducirse que se han incluido como inversión costos de explotación. Los presupuestos informados como montos ejecutados podrían ser puestos en duda y sujetos a verificación, ya que podrían no corresponderse con los montos efectivamente erogados.

El incumplimiento en el nivel de inversiones también se puede ver reflejado en graves eventos tales como el Apagón por falla doble en el sistema de alimentación de Alta Tensión en la Sub Estación City Bell, en el cual 43.000 usuarios de EDELAP sufrieron la interrupción del servicio público de energía eléctrica (22/06/2019). Al igual que esta inversión de EDELAP, se identifican diversos ejemplos de inversiones relevantes que no se están llevando a cabo en todas las distribuidoras provinciales y que ponen en serio riesgo la prestación del servicio en condiciones de calidad y confiabilidad.

A la insuficiencia y debilidad de los controles de las inversiones por parte de la Autoridad de Aplicación, se suma el vaciamiento del Ente de Control. Por marco regulatorio vigente en la provincia de Buenos Aires se establece un control por resultados de la prestación del servicio de distribución. Es decir que, la definición de qué inversiones hacer depende de las empresas distribuidoras y el OCEBA debería controlar la calidad del servicio. El deterioro en la calidad del servicio, indicaría que las inversiones son insuficientes.

Sin embargo, la gestión actual se ha encontrado con un Organismo de control en un estado crítico que afecta gravemente la capacidad de control del Estado frente a las empresas concesionarias. El OCEBA se halla con déficits generalizados, déficit de recursos financieros, humanos y tecnológicos entre otros.

El OCEBA no ha realizado auditorías suficientes desde que se implementó la última RTI, ni en lo que respecta al control de la calidad del servicio técnico, ni auditorías comerciales, las auditorías técnicas efectuadas equivalen a un 3% del total a realizarse por período de control, mientras que las auditorías comerciales alcanzaron el 10%. Se aplicaron cambios en los Subanexos de los contratos de concesión que en la práctica nunca se aplicaron por falta de recursos técnicos. Las penalidades a las empresas que emitió el OCEBA durante los últimos años fueron basadas casi en su totalidad en declaraciones de las propias empresas.

La falta de herramientas de control fue una definición en sí misma, a pesar de que la Resolución MlySP N° 419/2017 establecía que debía diseñarse un Sistema de Contabilidad Regulatoria y de Seguimiento de la Ejecución de las Inversiones, asignando al CERTI un plazo de 180 días para la determinación de estos aspectos. Para ello, la anterior gestión realizó una contratación de consultoría millonaria, pero en la actualidad aún no se cuenta con elementos esenciales que posibiliten la implementación de la contabilidad regulatoria.

En este contexto descripto de grandes incrementos tarifarios, basados en supuestos favorables a las empresas, inversiones subestimadas y subejecutadas, y debilitamiento de los mecanismos e instituciones de control, la contrapartida fue el crecimiento sostenido de las ganancias de las distribuidoras eléctricas de la Provincia de Buenos Aires. Este incremento de la rentabilidad sin un aumento de las inversiones se refleja en la falta de mejoras en los indicadores de calidad del servicio, los cuales se encuentran igual o peor que en 2015.

Del análisis de los balances 2015-2019 de las distribuidoras, se puede concluir que tuvieron un extraordinario crecimiento patrimonial, con un correlato en el crecimiento de los resultados. Los resultados netos de las cuatro distribuidoras crecieron entre 2015 y 2018, con aumentos que oscilaron entre 498% y 644%.

La suba de los resultados de los ejercicios fue acompañada por la mayoría de las distribuidoras provinciales con un incremento sustancial en la distribución de dividendos a sus accionistas, entre los años 2016 y 2019. La distribución de dividendos, medida en dólares, aumentó un 1.832% punta a punta.

De cara al futuro, se presentan numerosos desafíos a los fines de remediar la desidia de los últimos cuatro años de acción e inacción estatal y establecer tarifas justas que permitan la correcta prestación del servicio y la realización de inversiones de forma tal que se garantice el acceso a los hogares, comercios e industrias, en condiciones de calidad y confiabilidad.

Es importante que la política tarifaria y energética tenga siempre presente que, el suministro eléctrico para los usuarios residenciales reviste carácter de derecho humano indispensable que hace a la calidad de vida y garantiza condiciones mínimas que debe gozar todo ser humano y, que para los usuarios comerciales e industriales reviste carácter de insumo básico que garantiza el normal funcionamiento de las actividades productivas.

Para esto, el primer paso es el fortalecimiento de la Autoridad de Aplicación y el Organismo de Control. Es fundamental el desarrollo de herramientas y recursos técnicos que permitan conocer el estado del servicio en directo, que permita conocer fehacientemente las inversiones realizadas, los costos de las empresas y datos relevantes de la operación. La Contabilidad Regulatoria se transforma en algo imperioso con el objetivo de contar con toda la información necesaria para determinar los niveles tarifarios y realizar un seguimiento certero de las inversiones.

A los fines de mejorar la regulación de las inversiones, se debe ajustar el compromiso, contemplando montos de inversión que consideren, no solo los montos previstos para Inversiones en Recuperación, sino también los ingresos considerados como amortizaciones. Así como también, establecer el mecanismo de actualización de los montos comprometidos y precisar el destino de las inversiones y su alcance.

Adicionalmente, debería establecerse un procedimiento para el control que se base en los sistemas contables de las empresas y no sobre declaraciones juradas. Diseñar un procedimiento que determine el alcance del muestreo a realizar sobre cada plan, los aspectos técnicos y económicos a controlar y los indicadores a valorar.

En cuanto a las distribuidoras municipales o cooperativas, como se menciona en este informe, las mismas no han tenido una RTI propia. Como parte de la RTI 2017-2022 se realizó una estimación transitoria para actualizar los valores del Fondo Compensador. Es necesario comenzar a trabajar para la realización de una RTI propia para las cooperativas, de forma tal de contemplar todas las especificidades del sector cooperativo. La implementación de la Contabilidad Regulatoria será fundamental en este punto.

También se prevé estudiar una ampliación de la tarifa social como herramienta para disminuir el impacto del costo de la electricidad en el gasto de los hogares vulnerables. Es menester diseñar mejores mecanismos de inclusión y pensar en una estructura de subsidios más equitativa.

El fomento a la eficiencia energética a través de programas de promoción y de la educación del consumo de todos los usuarios también servirá como herramienta para reducir el costo energético de los hogares, comercios e industrias.

La asequibilidad y el acceso al servicio eléctrico para todos y todas las bonaerenses es una prioridad para esta administración. Recuperar las herramientas del Estado para fortalecer su rol en el sector es imprescindible, controlando la realización de las inversiones necesarias, regulando niveles tarifarios justos y razonables y diseñando políticas públicas de inclusión que permitan mayor equidad.

Anexos

ANEXO I – Síntesis resoluciones tarifarias emitidas desde la implementación de la RTI

Resolución OCEBA	Resolución MlySP aprobatoria	Conceptos y ajustes reconocidos
	Res. MlySP N° 419/17	(i) Aprueba la RTI ₂ determina los cuadros tarifarios por 5 años, a partir del 10/05/17. (ii) Establece compromiso de inversiones. (iii) Realiza diversas modificaciones tarifarias.
Res. OCEBA N° 377/17	Res. MlySP N° 60/18	Refleja: (i) Las variaciones en los precios de energía y transporte dispuesto por Nación Res. 1091 E/17 (ii) Actualización del VAD por aplicación factor de ajuste del año 2017.
Res. OCEBA N° 214/18	Res. MlySP N° 1297/18	Refleja (i) Las variaciones de los precios mayoristas de la energía y potencia, de los costos del sistema de transporte dispuestos por la Disposición SSEE N° 75/18, (ii) Variaciones de los costos que conforman la tarifa a nivel del VAD aplica el (50 %) del factor de ajuste del VAD para el período tarifario comprendido entre la fecha de vigencia de la resolución de aprobación correspondiente por la Autoridad de Aplicación y el 31 de enero 2019 y el (100 %) para el período tarifario que inicia el 1° de febrero de 2019. (iii) Asimismo establece que, el diferimiento en la aplicación plena del factor de ajuste señalado entre ambos cuadros, será recuperada en 6 cuotas a partir del 1° de febrero de 2019, actualizadas con una tasa equivalente al factor de ajuste de VAD entre los meses de junio a noviembre de 2018.

<p>Res. OCEBA N° 1/19</p>	<p>Res. MlySP N° 186/19</p>	<p>(i) Refleja únicamente las variaciones de los precios mayoristas de la energía y potencia, de los costos del sistema de transporte dispuestos por la RESOL-2018-366-APN-SGE.</p> <p>(ii) Crea el concepto ICT, que permite el recupero de las diferencias resultantes del VAD, y también las variaciones de precios mayoristas no trasladadas a cuadro.</p> <p>(iii) Modifica los Subanexos D y E de los contratos de concesión.</p>
<p>Res. OCEBA N° 280/19</p>	<p>Res. MlySP N° 1713/19 y su modific. N°1714/19</p>	<p>(i) Refleja las variaciones en los precios de la energía y potencia mayorista y gravámenes asociados aprobados por la Resolución SRRYME N°14/19 y el VAD por aplicación del factor de ajuste resultante entre los meses de Junio/18 a Mayo/19 a partir del 01/08/19.</p> <p>(ii) La resolución Ministerial, decide aplicar las variaciones en forma diferenciada: período entre el 1° de agosto de 2019 y el 31 de diciembre de 2019, a través de la continuidad de la aplicación del mecanismo de Incremento de Costos Tarifarios (ICT) y a partir del 01/01/20 el cuadro tarifario pleno.</p>
<p>-----</p>	<p>Res. MlySP N° 20/2020</p>	<p>(i) Suspende por 180 días, a partir del 1/01/2020, la aplicación de los valores de los cuadros tarifarios aprobados por los artículos 1° a 12° de la Resolución MlySP N° 1713/19.</p> <p>(ii) Establece durante ese plazo un proceso de análisis y revisión de los ingresos requeridos y reconocidos en los cuadros tarifarios resultantes de la RTI que incluye el cumplimiento de las inversiones comprometidas.</p> <p>(iii) Establece la continuidad de los valores tarifarios aprobados por Resolución MlySP N° 186/19 – art 1 para usuarios residenciales y art 3 para el resto de los usuarios.</p> <p>(iv) Aprueba la continuidad del ICT para recuperar las diferencias de costos de la energía y a cuenta de la</p>

		<p>actualización del VAD por el período Junio/18-Mayo/19.</p> <p>(v) Determina la postergación del pago de las penalizaciones aplicadas en los términos del Subanexo D del Contrato de Concesión, correspondientes al semestre que abarca del 2/06/19 al 1/12/19 y las del período del 2/12/19 al 1/06/20.</p>
--	--	--

ANEXO II – Amparos judiciales

1. CENTRAL DE TRABAJADORES ARGENTINOS (CTA) Y OTRO C/ EDELAP Y OTRO S/AMPARO.

I. 11/07/16. El Juzgado Civil y Comercial N° 11 de La Plata resolvió hacer lugar a la medida cautelar por el término de 3 meses con alcance a todos los usuarios del servicio de energía eléctrica del territorio de la Provincia de Buenos Aires, suspendiendo la Resolución MIySP N° 22/2016 (nuevos cuadros tarifarios en la provincia de Buenos Aires) y de la Resolución OCEBA N° 166/2016 (Audiencia pública).

II. La provincia se notificó el 15/07/16 y apeló.

III. La Cámara Contencioso Administrativo, con fecha 21/07/16, hizo lugar a la queja y otorgó al recurso de apelación efecto suspensivo.

IV. El otorgamiento del efectos suspensivo permite la aplicación de la Resolución MIySP N° 22/2016 y permitió la realización de la audiencia pública.

V. No obstante, se encuentra pendiente la resolución de la apelación por parte de la Cámara.

2. COLECTIVO DE ACCIÓN EN LA SUBALTERNIDAD C/ EDELAP S.A. Y OTRO S/ MEDIDA AUTOSATISFACTIVA.

I. 13/07/16. El Juzgado en lo Contencioso Administrativo N° 1 de La Plata, a cargo del Dr. Federico Arias, resolvió:

(i) Hacer lugar a la medida autosatisfactiva promovida por el Colectivo de Acción en la Subalternidad (CIAJ) contra el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, declarando la nulidad de su Resolución N° 22/16, salvo en lo relativo a tarifa social y plan estímulo.

(ii) Asimismo, ordena al Poder Ejecutivo y al Órgano de Control de la Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires a que, dentro del plazo de cinco (5) días corridos, instruya a las distribuidoras comprendidas en los alcances de la presente sentencia a la refacturación de la tarifa eléctrica, con sujeción a los valores vigentes con anterioridad a la Resolución MIySP N° 22/2016, incluyendo la Tarifa Social dispuesta en la misma; y a la restitución de todos los importes percibidos en exceso con motivo de la aplicación de la citada Resolución.

II. 15/07/16. La Provincia representada por la Fiscalía de Estado, apeló contra dicha medida solicitando se conceda con efecto suspensivo.

Sin embargo, en la misma fecha, el Juzgado concedió en relación el recurso de apelación en relación con efecto devolutivo.

III. La Fiscalía de Estado interpuso ante la Cámara Contencioso Administrativo de La Plata, un recurso de queja por la apelación mal concedida solicitando se conceda con efecto suspensivo.

IV. 26/07/16. La Cámara otorgó efecto suspensivo a la apelación presentada por la Provincia, lo que posibilitó, hasta tanto se resuelva la apelación presentada por la provincia de Buenos Aires, aplicar la Resolución MIySP N° 22/16.

3. ABARCA WALTER JOSÉ Y OTRO C/ ESTADO NACIONAL –MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA Y OTRO S/ AMPARO LEY 16.986

I. 07-07-16. CÁMARA FEDERAL DE LA PLATA. SALA II. Revocó la sentencia de primera instancia y resolvió suspender por el término de 3 meses las Resoluciones MEyM N° 6/2016 (que fija los costos de la energía eléctrica) y 7/2016 (determina los criterios para implementar la tarifa social) y Resolución ENRE N° 1/2016 para el ámbito geográfico de la provincia de Buenos Aires.

II. 6-11-16 la Corte Suprema de Justicia de la Nación resolvió declarar admisibles los recursos extraordinarios y revocar la sentencia apelada. Consideró con respecto a la legitimación que:

- Los Diputados presentantes, el Secretario General de la Defensoría del Pueblo de la Provincia de Buenos Aires y, el Partido Justicialista de dicho Estado carecen de legitimación para actuar en representación del colectivo conformado por todos los usuarios del servicio de energía eléctrica del ámbito geográfico de la Provincia de Buenos Aires.
- El Club Social y Deportivo "12 de Octubre", si bien no invoca la representación de todos los usuarios de la Provincia de Buenos Aires, sí invoca una representación colectiva más restringida.

Al entender que, el alcance y delimitación de la subcategoría de representación colectiva invocada por un club social y deportivo no son claros, decidió el reenvío de las actuaciones al juez de primera instancia a fin de que verifique si la entidad representa alguna categoría determinada de clubes, teniendo presente que, respecto de los clubes de barrio y de pueblo estarían involucrados "intereses individuales homogéneos", exigencia que requiere examinar si su tutela mediante procedimientos individuales, comprometería seriamente el acceso a la justicia.

Esta causa, guarda íntima relación con la causa resuelta por la CSJN el 18/08/16 en materia de gas.

Consecuentemente, hasta tanto se resuelva, el Estado Nacional no puede en el área geográfica de la provincia de Buenos Aires aplicar la Resolución MEyM. N° 6/2016 ni su similar N° 7/2016.

Se puede aplicar la Resolución MIySP N° 22/2016 en la parte relativa al VAD, pero no en lo que respecta al costo de abastecimiento, el cual debe calcularse con los valores resultantes a diciembre 2015 (Resolución de la ex Secretaría de Energía N° 1301/2011) y consecuentemente, no puede implementarse la tarifa social ni el plan estímulo.

4. CENTRO DE ESTUDIOS PARA LA PROMOCIÓN Y EL DESARROLLO SUSTENTABLE C/ ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES Y OTRO S/ ACCIÓN SUMARÍSIMA.

I. 14/07/16. El Juzgado Contencioso Administrativo N° 1 de La Plata, a cargo del Juez Federico Arias, resolvió:

(i) Ordenar, con carácter de medida cautelar, al Poder Ejecutivo Provincial y al Organismo de Control de Energía Eléctrica a que, dentro del plazo de cinco (5) días hábiles contados a partir

de la notificación de la presente medida, convoquen a una audiencia pública en cada delegación regional del OCEBA, conforme al art. 6 de la Ley 13.569.

(ii) Ordenar a la misma autoridad administrativa, la reprogramación de la audiencia pública prevista en la ciudad de Mar del Plata para el día 28 del corriente mes, la que deberá llevarse a cabo en días hábiles, sin perjuicio de las restantes condiciones dispuestas en la Resolución OCEBA N° 166/16.

(iii) Asimismo, se ordena a las demandadas a brindar toda la información necesaria vinculada a la situación contable y financiera de las empresas prestatarias del servicio público. En especial, sus balances, gastos corrientes, planes de inversión, percepción de subsidios del Estado, tarifas e incidencia de los costos y todo otro dato de interés que resulte idóneo a la hora de ponderar la legitimidad y razonabilidad del incremento tarifario propuesto, por los medios que estimen más eficaces, debiendo garantizar como mínimo que toda la información se encuentre disponible en el sitio web que consideren pertinente.

II. Contra dicho acto la Fiscalía de Estado interpuso recurso de apelación solicitando se conceda con efecto suspensivo.

Dada la feria judicial, el planteo fue resuelto con fecha 20 de julio de 2016, por el juez en lo contencioso Administrativo de Quilmes Dr. Guarnieri, concediendo la apelación en relación y con efecto suspensivo.

Consecuentemente, dicha resolución permitió la realización de la audiencia pública del día 28/07/16.

5. CAUSA 40486. DEFENSOR DEL PUEBLO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES C/ MIN. DE INFRAESTRUCTURA, VIV.Y SERV.PUB. S/ PRETENSION ANULATORIA - OTROS JUICIOS

El Defensor del Pueblo de la Provincia de Buenos Aires interpuso una pretensión anulatoria contra la Provincia de Buenos Aires (MlySP) con el objeto de obtener la declaración de nulidad de la Resolución MlySP N° 419/2017 que dispuso la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios para la distribución del servicio de energía eléctrica en la Provincia. Solicita, como medida cautelar o pre-cautelar, la suspensión inmediata del acto impugnado, atento al peligro en la afectación de los intereses económicos de los usuarios

19/05/17 El Juzgado Contencioso Administrativo N° 1 de La Plata, a cargo del Juez Federico Arias, resolvió hacer lugar a la medida pre-cautelar (y el 16/06/17 a una medida cautelar) solicitada por el Defensor del Pueblo de la Provincia de Buenos Aires, suspendiendo los efectos de la Resolución MlySP N° 419/2017, sin que ello implique afectación alguna a los usuarios beneficiarios de la denominada "Tarifa Social", ni de los denominados "Electro Dependientes", ni de las entidades de Bien Público (Ley 27.218), debiendo la demandada comunicar la medida a las Distribuidoras y Cooperativas Eléctricas prestatarias del servicio, para confeccionar nuevas facturaciones, en caso de que las mismas se hayan emitido.

La Fiscalía de Estado interpuso recurso de apelación, solicitando se conceda con efecto suspensivo. El juez Contencioso Administrativo N° 1 concedió el recurso en relación pero con efecto no suspensivo.

La Fiscalía de Estado interpuso un recurso de queja respecto del efecto otorgado a la apelación deducida contra el pronunciamiento del juez de grado y la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, por mayoría, hacer lugar al recurso de queja intentado, revocando

la resolución impugnada en cuanto concediera el recurso de apelación con efecto devolutivo, y dispuso su concesión con efectos suspensivos.

El 22/10/19 el juez subrogante eleva las actuaciones a la Cámara de Apelación.

6. CENTRO DE ESTUDIOS PARA LA PROMOCION DE LA IGUALDAD Y LA SOLIDARIDAD

El 26 de marzo de 2019, el CENTRO DE ESTUDIOS PARA LA PROMOCION DE LA IGUALDAD Y LA SOLIDARIDAD, inició un proceso colectivo por ante el Juzgado Contencioso Administrativo N° 1 de La Plata, contra el Fisco de la Provincia de Buenos Aires, al cual también acompañan la Asociación de Defensa de Derechos de Usuarios y Consumidores (A.D.D.U.C.) y el Instituto de Energía Scalabrini Ortiz -IESO- Asociación Civil.

Oportunamente adhirieron a la presentación, el Intendente de la Municipalidad de Hipólito Yrigoyen, Jorge Antonio Cortes; el Intendente de la Municipalidad de Alberti, German Lago; el Intendente de la Municipalidad de Pehuajo, Pablo Javier Zurro; el Intendente de la Municipalidad de Leandro N. Alem, Alberto Rubén Conocchiarì; el Intendente de la Municipalidad de Carlos Casares, Walter Torchio, el Intendente de la Municipalidad de Laprida, Alfredo Fisher y el Diputado Provincial Avelino Ricardo Zurro,

En su presentación solicitan:

“A) Se declare la nulidad de la Resolución N° 186-MIYSPGP-19, acto administrativo mediante el cual el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires estableció los nuevos cuadros tarifarios para el servicio de energía eléctrica por la totalidad de las distribuidoras que se encuentran alcanzadas por la jurisdicción del Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, a partir del 01 de Febrero de 2019, con sucesivos aumentos hasta el 31 de Octubre de 2019.

B) se declare la nulidad de la Resolución 1/2019 del OCEBA, acto administrativo por el cual se aprobaron los recálculos de los valores de los cuadros tarifarios de las distintas distribuidoras y para las distintas áreas, como así también los valores del agregado tarifario, presupuesto necesario para que la autoridad de aplicación fije los nuevos cuadros, al par de crear nuevos cargos que no han sido planteados, tratados ni discutidos en el proceso de la audiencia pública respectiva de la RTI aprobada en el 2017.

C) se declare nulidad la Resolución N° 39/2019 del OCEBA, acto administrativo por el cual se establece el cuántum a aplicar en concepto del “Incremento de Costos Tarifarios”, establecido en el art. 5 de la Resolución MlySP N° 186/2019.

La Resolución Ministerial impugnada, establece el cálculo de las Diferencias de Costo propio de Distribución de las empresas comprendidas y, genera un nuevo concepto en la facturación, que deberá ser soportado por los usuarios del servicio eléctrico de la provincia de Buenos Aires. En efecto, este nuevo concepto, llamado “Incremento Costos Tarifarios (ICT)”, viene a sumar un incremento más en la tarifa aplicable a los usuarios, a partir de la vigencia de la mentada resolución. De allí que a partir de ello, también de manera subsidiaria solicitan se declare la nulidad de la Resolución 39/2019 del OCEBA, que autoriza a las distribuidoras a incluir en sus facturas el concepto ICT a partir del mes de febrero del corriente año.”

Con fecha 1 de octubre de 2019, se presenta la Fiscalía de Estado y contesta demanda rechazando con argumentos de forma y de fondo, y solicita que, siendo un proceso que

involucra a todas las distribuidoras eléctricas provinciales éstas sean notificadas y se corra traslado a la totalidad de ellas (208).

En su contestación de demanda expresamente solicita “En base a similares razones, en autos corresponde efectuar la citación de: la Empresa Distribuidora de Energía Norte SA (EDEN SA), Empresa Distribuidora de Energía Sur SA (EDES SA), Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A (EDEA SA), Empresa Distribuidora de Energía La Plata (EDELAP SA), y de todas las cooperativas alcanzadas por el cuadro tarifario impugnado (cuya nómina, en su caso, podrá ser aportada por el OCEBA, con indicación de domicilios de cada una); en virtud que la parte actora persigue el dictado de una sentencia con potencialidad para afectar la situación jurídica y patrimonial de todas ellas”.

Metodología de recupero de ingresos de los distribuidores no cobrados por amparos:

Conforme lo instruido por la Autoridad de Aplicación, a los efectos del recupero de los montos no percibidos por la suspensión de la aplicación de las Resoluciones MlySP N° 22/2016, MEyM N° 6/2016 y SEE N° 41/2016, y en cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Resolución MEyM N° 197/2016, se deberá comenzar con el recupero de las diferencias tarifarias correspondientes, conforme se indica a continuación:

1. Los distribuidores provinciales y municipales podrán recuperar de sus usuarios las diferencias tarifarias indicadas considerando el período bajo análisis que abarca el consumo de energía entre el 26/02/16 y el 14/09/16. En dicho período la facturación de los distribuidores pudo ser emitida en una de las siguientes tres alternativas.

(i) Resolución MlySP N° 22/2016.

(ii) Procedimiento Diferencial por Costos Mayorista de Abastecimiento (DCM).

(iii) Resolución OCEBA 243/2012 (EDEA, EDES, EDEN y distribuidoras municipales) y Resolución OCENA N° 4/2014 (EDELAP).

1.1. Los distribuidores que hubieran facturado a distribuidores aguas abajo, con los valores de las Resoluciones MlySP N° 22/2016, MEyM N° 6/2016 y SEE N°41/2016, cuando CAMMESA y/o los distribuidores aguas arriba le hubieran facturado de acuerdo a los valores anteriores a las citadas resoluciones, no podrán trasladar dichos valores a los usuarios.

1.2. El ajuste global a practicar se integra:

a) Con la liquidación efectuada según la alternativa (ii) porque se resuelve contabilizando cual fue el importe total acreditado a cada usuario en concepto de DCM, decimos crédito porque se supone que en el caso de tarifa social que daba un débito el DCM seguramente no se aplicó y,

b) El cálculo del ajuste para la alternativa (iii) debe ser efectuado por cada distribuidora y para cada usuario.

En este caso, y en los supuestos en que se ha facturado de acuerdo a la Resolución MlySP N° 22/16 y un crédito. Estos créditos son los que deberán computarse como débitos.

En consecuencia, el monto que resulte de sumar los importes de a) más b) es el importe global que dividido 4 se debita mensualmente a cada usuario.

2. El recupero de las diferencias tarifarias correspondientes se hará efectivo, a partir de las facturas que se emitan desde el 30 de setiembre de 2016, en 4 cuotas mensuales, iguales y

consecutivas, sin intereses ni recargos. En ningún caso las cuotas del recupero podrán superar el 20% de la factura corriente antes de impuestos. En tal supuesto, corresponderá extender la cantidad de cuotas en función del mencionado límite.

3. En caso de desconexión, el distribuidor podrá facturar el saldo total de las diferencias tarifarias sin intereses ni recargos. Los distribuidores que facturaron a distribuidores aguas abajo con los precios de las Resoluciones MlySP N° 22/16, MEyM N° 6/16 y SEE N° 41/16 la energía entregada en el mes de agosto aplicarán lo dispuesto en la presente a partir del mes de noviembre/2016 en tres cuotas.

A los efectos prácticos, como implementación inmediata, se sugirió:

3.1. En caso de limitaciones técnicas, se llevará a cabo mediante un débito directo del 20% sobre el importe básico de la factura a emitir. Dicho importe será deducido del ajuste global quedando un saldo a debitar en 3 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, sin intereses ni recargos.

3.2. Las facturas deberán contener la leyenda: "Diferencial Resolución MlySP N° 22/16".

4. Como caso especial, los distribuidores que hubieran facturado en una sola oportunidad DCM, deberán facturar dicho importe mediante un solo débito, a condición de que no supere el 20% del importe antes de impuestos, en cuyo caso, corresponderá extender la cantidad de cuotas en función del mencionado límite.

5. Los distribuidores deberán presentar con carácter de declaración jurada al OCEBA, a través de la Gerencia de Mercados y Tarifas, un detalle de los cuadros tarifarios aplicados a partir de la vigencia de la Resolución MlySP N° 22/16, período por período. En el caso, de las distribuidoras provinciales deberán presentar un detalle de las rutas de los días alcanzados con cada tarifa.

Asimismo deberán informar el Costo Mayorista de Abastecimiento abonado en los mismos períodos tanto a CAMMESA como, en su caso, al distribuidor aguas arriba.

ANEXO III - Modificaciones Subanexo D.

- Valores de END para incumplimiento de los niveles de tensión.

Cuadro: Valores de END para Alta Tensión

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA
$7 < \Delta U < 9$	1,25%
$9 < \Delta U < 11$	3,54%
$11 < \Delta U < 13$	13,17%
$13 < \Delta U < 15$	32,17%
$15 < \Delta U < 18$	61,20%
$\Delta U > 18$	100%

Fuente: OCEBA.

Cuadro: Valores de END para Baja Tensión, pequeñas, medianas y grandes demandas

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA
$8 < \Delta U < 9$	1,25%
$9 < \Delta U < 11$	3,54%
$11 < \Delta U < 13$	13,17%
$13 < \Delta U < 15$	32,17%
$15 < \Delta U < 18$	61,20%
$\Delta U > 18$	100,00%

Fuente: OCEBA.

Cuadro: Valores de END para Media Tensión grandes demandas

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA
$8 < \Delta U < 9$	1,25%
$9 < \Delta U < 11$	3,54%
$11 < \Delta U < 13$	13,17%
$13 < \Delta U < 15$	32,17%
$15 < \Delta U < 18$	61,20%
$\Delta U > 18$	100%

Fuente: OCEBA.

Cuadro: Valores de END para suministros rurales

VARIACION DE TENSION (%)	VALORIZACION DE LA ENERGIA
$12 < \Delta U < 14$	2,25%
$14 < \Delta U < 16$	20,12%
$16 < \Delta U < 18$	55,21%
$\Delta U > 18$	100,00%

Fuente: OCEBA.

- **Calidad Comercial. Aspectos Generales. (artículo 4.1.)**

- Se define el concepto "Atención Comercial", como toda acción, recurso o sistema empleado por EL DISTRIBUIDOR, vinculado a la atención de sus usuarios, ya sea en forma personal, telefónica, cibernética o epistolar.
- Se introducen las faltas a la Atención Comercial, en el sistema de sanciones complementarias. Las mismas constituirán agravantes en forma sucesiva.
- Se modifica la periodicidad en el envío de la información referida a los parámetros de calidad comercial, la que será semestral en consonancia con la periodicidad de envío de la información de calidad técnica.
- Se deberá remitir con la periodicidad precedentemente indicada, el registro de usuarios electrodependientes y/o a requerimiento del Organismo de Control.
- Se deberá efectuar en forma semestral, la presentación de la estructura de costos correspondientes a los avisos de suspensión y deuda, con indicación de las fechas de entrada en vigencia de cada uno. La aprobación por parte del Organismo de Control, serán condición para su aplicación.
- Se deberá informar al OCEBA toda iniciativa que implique modificaciones a su estrategia de atención comercial, entendiéndose por tal, todo aquello puesto a disposición de la atención de sus usuarios.

- **Locales atención al público (Artículo 4.2).**

- La atención en los Locales de Atención al Público no podrá ser inferior a siete (7) horas diarias, todos los días laborales del año, para toda clase de trámites (no podrán establecerse sub-horarios restrictivos).
- Las modificaciones en las bandas horarias para la Atención al Público, sólo podrán ser modificadas. previa autorización del Organismo de Control.
- Para la des habilitación o cierre de oficinas comerciales existentes, se deberá contar con la previa autorización del Organismo de Control, para lo cual los distribuidores, deberán

presentar formalmente una solicitud en la que se expongan los argumentos que avalan la pretensión.

- En caso de alteraciones en el régimen horario exigido, motivadas en causas de fuerza mayor o fortuita, los distribuidores deberán informar y someter a consideración del Organismo de Control las medidas previstas para posibilitar el cumplimiento de su obligación de atención comercial.

- El personal destinado a la Atención al Público deberá encontrarse debidamente capacitado, en toda temática comercial incluido el asesoramiento de las nuevas incorporaciones: Sistema de Facturación Prepaga, Autogeneración, Auto lectura, etc.

- **Centros de Atención Telefónica (Artículo 4.3.)**

- Deberán ubicarse geográficamente en su área de concesión, salvo autorización expresa del Organismo de Control para su ubicación en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a solicitud de los distribuidores.

- El Centro de Atención Telefónica, deberá contar con número suficiente de operadores, debidamente capacitados sobre las temáticas relacionadas con el servicio eléctrico, a efectos de brindar una adecuada información a los usuarios.

- El Centro de Atención Telefónica, estará sujeto a auditorias comerciales por parte de OCEBA.

- **Tratamiento de Reclamaciones (Artículo 4.4.)**

- Todas las reclamaciones deberán tener una respuesta escrita en el plazo de quince (15) días, ya sea comunicando la decisión o en su defecto la fecha de resolución probable. Para el caso de daños en artefactos dañados, los distribuidores contarán con un plazo de hasta treinta (30) días (Subanexo E, artículo 3, inciso g) para hacer efectiva la compensación económica.

- **Emisión de Facturas (Artículo 4.5.)**

- Se pondrá a disposición de los usuarios, en forma alternativa, oficinas virtuales y/o accesos a la factura a través de la página Web.

- Cuando los usuarios consintieran expresamente la modalidad de obtención de facturas por el medio digital, los distribuidores requerirán en forma obligatoria al menos un correo electrónico para el envío.

- La factura digital, deberá estar disponible con la misma información requerida para la factura tradicional, y deberá ser susceptible de pago del mismo modo y en los mismos lugares de pago que ésta.

- La eventual inhabilitación de las páginas web, obligará a los distribuidores a entregar las facturas, en la forma tradicional (correo postal) hasta tanto se rehabiliten las mismas. Las causas de la inhabilitación no constituirán eximentes de responsabilidad para éstos, en caso de no cumplir con la obligación emergente.

- **Conexiones (Artículo 4.6)**

- Las conexiones pagadas pero no concretadas por causas imputables a los distribuidores, habilitarán a la aplicación de la penalización prevista en el presente Subanexo. Cuando tal situación involucre a suministros nuevos que demanden únicamente el pago de un derecho de conexión, los distribuidores, además, deberán proceder a la devolución de lo efectivamente percibido al usuario solicitante.

- Se modifican los plazos de conexión:

a) Sin modificaciones a la red existente: Hasta 50 kW, cinco (5) días hábiles; más de 50 kW, diez (10) días hábiles.

b) Con modificaciones a la red existente: Más de 50 kW, a convenir en forma escrita con el usuario, dentro del plazo máximo de ciento cincuenta (150) días, prorrogable en forma expresa. En caso de desacuerdo en el plazo, será el Organismo de Control quien dirima la cuestión y la aplicación de una eventual sanción para los distribuidores.

- **Facturación Estimada (Artículo 4.7.)**

- La facturación deberá realizarse en base a lecturas reales. Sólo podrá estimarse el consumo en casos de probada fuerza mayor y/o debidamente justificados, aprobados por el Organismo de Control.

- Los distribuidores podrán modificar los cronogramas de lectura, previa notificación fehaciente a los usuarios afectados y al Organismo de Control.

- Las estimaciones de consumos originadas en un impedimento en el acceso a los equipos de medición, no serán computadas a los efectos del cálculo de la multa.

- No podrán efectuarse más de dos (2) lecturas estimadas por usuario durante un (1) año calendario. El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el ocho (8) por ciento de las lecturas emitidas en cada categoría.

- **Suspensión Del Suministro Por Falta De Pago (artículo 4.8)**

- Los distribuidores deberán comunicar fehacientemente al usuario, con una antelación mínima de 48 horas, antes de efectuar la suspensión del suministro de energía eléctrica motivado por la falta de pago en término de las facturas. Dicha comunicación no podrá ser realizada previo a un día inhábil o feriado.

- La restitución del servicio deberá operar dentro de las posteriores 48 horas corridas de efectuado el pago de la factura adeudada.

- **Quejas (Artículo 4.9.)**

- EL DISTRIBUIDOR remitirá a través del Sistema de Calidad y/o a la dirección de correo electrónico que disponga el OCEBA, las quejas vinculadas con la atención comercial dentro de las 72 horas de efectuadas con su correspondiente respuesta.

- En igual sentido, remitirá con una periodicidad de 10 días hábiles, las quejas fundadas en otros motivos vinculados a la prestación del servicio eléctrico, con la correspondiente respuesta.

- **Información WEB (Artículo 4.10)**

- Los distribuidores, deberán contar con una página Web que incluirá la siguiente información mínima: a) Información general y b) Oficina Virtual.

Información general: Cuadros Tarifarios, Datos del Organismo de Control o vínculo con su página Web, Lugares y Formas de Pago, Direcciones, teléfonos y horarios de los Centros de Atención Comercial del DISTRIBUIDOR, Cómo obtener la factura a través de la página Web, Requisitos para solicitar el suministro, Cómo y dónde realizar trámites, Requerimientos para acometidas. Croquis del pilar y especificaciones técnicas, Recomendaciones para el uso seguro de la electricidad, Recomendaciones para el ahorro energético, Riesgo en la vía pública, Tarifas Especiales: social, electrodependientes, entidades de bien público, etc., Conexiones ilegales, Energía Reactiva, Interrupciones programadas (Duración y localización geográfica).

Oficina Virtual: Solicitud de suministro en T1R (Viviendas o casa-habitación), Cambio de titularidad, Solicitud de reinstalación de medidores correspondientes a T1R, Consultas Comerciales, Reclamos Comerciales, Reclamos Técnicos, Reclamos por Peligro en la Vía Pública, Consulta de Deuda, Adhesión a Factura Digital y Comunicaciones, Impresión de Talón de Pago, Adhesión, modificación o des-adhesión al débito automático o débito directo.

ANEXO IV - Modificaciones e incorporaciones al Subanexo "E"

A continuación se describen las modificaciones e incorporaciones realizadas al texto del Subanexo "E". En lo atinente a condiciones generales para el suministro, así como los derechos y obligaciones del Usuario y del Distribuidor.

1. Modificaciones en la redacción:

- Sustitución del término "CLIENTE" por "USUARIO" (RESOLUCIÓN OCEBA NRO. 123/2017).

2. Modificaciones de plazos:

A) Reducciones:

- Reanudación del Suministro Suspendido-Artículo 9: de 48 horas hábiles a 48 horas corridas.
- Lapso de Recupero de Energía no Registrada en los casos comprendidos en el artículo 5 inciso d), Apartado III y IV "Irregularidades provenientes de hechos intencionales" y "Conexiones Directas a la Red": de 4 años a 1 año.
- Lapso de Recupero de Energía no Registrada, Artículo 5, inciso d): de 2 bimestres de lectura, en todos los casos en el consumo anterior es "0".
- Actualización de Datos de Declaración Jurada por parte de EL USUARIO: de 30 a 15 días hábiles.

B) Ampliaciones:

- Emisión Factura Complementaria-Artículo 5, inciso d) Apartado III y IV: de 30 a 45 días
- Comunicación de Suspensión por Facturas Impagas – Artículo 5 inciso b): de 24 horas a 48 horas.

C) Incorporaciones:

- Intimación a EL USUARIO de liberación del Acceso al Medidor – Artículo 2 inciso f): 24 horas hábiles.
- Comunicación de EL DISTRIBUIDOR de cambios en sus propios datos-Artículo 4 inciso p): 72 hs. hábiles
- Devolución del Depósito en Garantía – Artículo 5 inciso c): 10 días hábiles.
- Mantención en Reserva del Depósito en Garantía-Artículo 5 inciso c): hasta 1 año.
- Corte de Suministro-Artículo 8: a partir de los 15 días de suspendido el suministro.

3. Incorporación de requisitos en la tramitación

- Certificado de Vivienda Familiar (RENABAP) presentado por EL USUARIO para otorgamiento de Titularidad Precaria. (Art. 1)

- Presentación Título de Propiedad o documentación que acredita posesión del Inmueble para otorgamiento de Titularidad Provisoria, por parte de EL USUARIO.(Art.1)
- Presentación del Plano de Obra o constancia de inicio de trámite para el otorgamiento de la Titularidad Provisoria, por parte de EL USUARIO.(Art.1)
- Completación del Formulario de Declaración Jurada por parte de EL USUARIO para otorgamiento del suministro. (Art.2)
- Documentación del Procedimiento de Detección de Irregularidades, por parte de EL DISTRIBUIDOR.(Art.5)
- Comunicación del Procedimiento de Detección de Irregularidades por parte de EL DISTRIBUIDOR.(Art.5)
- Aprobación por parte de OCEBA, de los Gastos Administrativos para su aplicación por parte de EL DISTRIBUIDOR.(Art.10)

4. Incorporación de obligaciones y derechos

Obligaciones del usuario:

- Artículo 1, inciso f: Cumplir con las pautas técnicas fijada por la Resolución OCEBA Nro. 92/08 “Reglamento de Acometidas” para la habilitación de un suministro.
- Artículo 2, inciso a: Completar el Formulario de Declaración Jurada.
- Artículo 2, inciso c: Comunicar a EL DISTRIBUIDOR, la existencia de equipamiento de autogeneración que opere en paralelo con la red.
- Artículo 2, inciso g: Formalización de Contratos de Abastecimiento. (indicado en Subanexo D para T2 y T3)
- Artículo 2, inciso l: Uso racional y consiente de la electricidad.

Obligaciones del distribuidor:

- Artículo 1, inciso f: Hacer cumplir con las pautas técnicas fijada por la Resolución OCEBA Nro. 92/08 “Reglamento de Acometidas” para la habilitación de un suministro.
- Artículo 3, inciso c: Notificar a EL USUARIO de la fecha y hora del ensayo del medidor.
- Artículo 3, inciso c: Presentación de los Gastos de Ensayos de Medidor para aprobación de OCEBA.
- Artículo 3, inciso g: Abonar multa del 10% a EL USUARIO, por día de demora en el pago de la compensación de daños en artefactos.
- Artículo 4, inciso b: Promocionar el Ahorro Energético.
- Artículo 4, inciso c: Poner a disposición de EL USUARIO el Formulario de Declaración Jurada.
- Artículo 4, inciso h: Ofrecer la Factura Digital como alternativa de la Factura en Papel.

- Artículo 4, inciso i: Ofrecer el Sistema de Facturación Prepaga en forma opcional al Sistema de Facturación Tradicional..
- Artículo 4, inciso m: Someter a consideración de OCEBA, los Contenidos de sus Páginas Web y Oficinas Virtuales Regulados y sus eventuales modificaciones.
- Artículo 4, inciso m: Habilitar a OCEBA un Acceso a Información de Páginas Web.
- Artículo 4, inciso p: Habilitar una Línea Gratuita para Usuarios Electrodependientes.
- Artículo 4, inciso p: Comunicar las Modificaciones en sus Datos.
- Artículo 4, inciso q: Aplicar Colectivamente las Resoluciones del OCEBA.
- Artículo 5, inciso c: Presentar el Listado de Consumos Tipificados para el cálculo del Depósito en Garantía.
- Artículo 10: Presentar semestralmente, los costos correspondientes a Gastos Administrativos para aprobación por parte de OCEBA.

Derechos del Usuario

- Artículo 3, inciso c: Ser notificado por EL DISTRIBUIDOR, del Ensayo de Funcionamiento del Medidor.
- Artículo 3, inciso f: Optar por el Sistema de Facturación Prepaga.
- Artículo 3, inciso g: Percibir la Penalización por Demora en el pago del Resarcimiento Económico por Daños en Artefactos.
- Artículo 4, inciso h: Optar por la Factura Digital.
- Artículo 4, inciso p: Disponer de una Línea Gratuita para Usuarios Electrodependientes.
- Artículo 5, inciso b: Ser notificado Fehaciente de Suspensión con una anticipación no inferior a 48 hs.
- Artículo 5, inciso c: Ser exento del Depósito en Garantía cuando fuera Usuarios de Tarifa Social y/o Electrodependientes.
- Artículo 5, inciso d: Ser notificado del Procedimiento de Detección de Irregularidades.

Derechos del distribuidor

- Artículo 1, inciso h: Independizar los suministros de distintos usuarios en un mismo predio.
- Artículo 2, inciso c: Ser informado por EL USUARIO, cuando éste cuente con Equipamiento de Autogeneración que opere en paralelo con su red.
- Artículo 2, inciso f: Estimar el consumo no leído por impedimento en el Acceso a los Instrumentos de Medición, sin que dicha estimación sea computada a efectos de la aplicación del Régimen de Calidad.

5. Incorporación de conceptos y definiciones

- Se incorpora un GLOSARIO de términos de uso frecuente.
- Usuario Equiparado.
- Ahorro y Eficiencia Energéticos
- Área Rentabilizada y No Rentabilizada
- Factura Digital
- Página Web
- Energía Autogenerada de Fuentes no Convencionales o Alternativas.
- Auto lectura
- Remoción del Centro de Transformación: Se aplica el Contrato de Concesión para Remoción de Instalaciones

ANEXO V. Penalizaciones a distribuidoras provinciales

Penalizaciones por calidad del producto técnico y calidad del servicio técnico

Semestre	Expediente 2429-	Distribuidora	Calidad de Producto Técnico	Calidad de Servicio Técnico	Cantidad Usuarios bonificados	TOTAL
28° (dic-14/may-15)	5851/15	EDEA	\$ 15.433,23	\$ 1.635.325,47	232.251	\$ 1.650.758,70
29° (jun-15/nov-15)	266/16	EDEA	\$ 25.662,52	\$ 1.570.708,66	225.196	\$ 1.596.371,18
30° (dic-15/may-16)	855/16	EDEA	\$ 28.436,73	\$ 2.137.559,19	238.920	\$ 2.165.995,92
31° (jun-16/nov-16)	1375/17	EDEA	\$ 212.133,07	\$ 1.828.849,86	214.629	\$ 2.040.982,93
32° (dic-16/may-17)	1588/17	EDEA	\$ 208.567,04	\$ 2.595.413,64	279.380	\$ 2.803.980,68
33° (jun-17/nov-17)	2009/18	EDEA	\$ 72.748,27	\$ 2.282.500,25	240.550	\$ 2.355.248,52
34° (dic-17/may-18)	2144/18	EDEA	\$ 74.268,34	\$ 2.597.413,54	278.006	\$ 2.671.681,88
35° (jun-18/nov-18)	3369/19	EDEA	\$ 190.025,89	\$ 14.054.658,05	217.626	\$ 14.244.683,94
36° (dic-18/may-19)		EDEA	\$ 241.694,55	\$ 32.274.583,68	258.039	\$ 32.516.278,23
37° (jun-19/nov-19)		EDEA	\$ 414.790,52	\$ 31.557.330,15	216.693	\$ 31.972.120,67
SUBTOTAL			\$ 1.483.760,16	\$ 92.534.342,49		\$ 94.018.102,65
28° (dic-14/may-15)	5849/15	EDEN	\$ 196.683,19	\$ 4.783.255,11	234.844	\$ 4.979.938,30
29° (jun-15/nov-15)	270/16	EDEN	\$ 143.458,18	\$ 3.934.952,71	205.191	\$ 4.078.410,89
30° (dic-15/may-16)	857/16	EDEN	\$ 138.115,06	\$ 5.567.018,53	261.894	\$ 5.705.133,59
31° (jun-16/nov-16)	1362/17	EDEN	\$ 178.093,46	\$ 3.047.878,10	176.380	\$ 3.225.971,56
32° (dic-16/may-17)	1587/17	EDEN	\$ 127.734,19	\$ 6.311.425,16	250.150	\$ 6.439.159,35
33° (jun-17/nov-17)	2121/18	EDEN	\$ 91.334,02	\$ 3.899.239,07	198.774	\$ 3.990.573,09
34° (dic-17/may-18)	2155/18	EDEN	\$ 146.046,42	\$ 5.251.832,58	228.757	\$ 5.397.879,00
35° (jun-18/nov-18)	3368/19	EDEN	\$ 584.306,92	\$ 28.715.852,17	171.550	\$ 29.300.159,09
36° (dic-18/may-19)		EDEN	\$ 654.815,05	\$ 54.290.954,78	228.036	\$ 54.945.769,83
37° (jun-19/nov-19)		EDEN	\$ 1.443.372,23	\$ 43.812.784,15	164.653	\$ 45.256.156,38
SUBTOTAL			\$ 3.703.958,72	\$ 159.615.192,36		\$ 163.319.151,08
28° (dic-14/may-15)	6032/15	EDES	\$ 822.108,10	\$ 2.069.588,53	122.987	\$ 2.891.696,63
29° (jun-15/nov-15)	501/16	EDES	\$ 799.598,18	\$ 919.163,70	92.275	\$ 1.718.761,88
30° (dic-15/may-16)	1363/17	EDES	\$ 818.632,83	\$ 743.386,57	81.517	\$ 1.562.019,40
31° (jun-16/nov-16)	1437/17	EDES	\$ 893.704,52	\$ 1.235.254,59	190.370	\$ 2.128.959,11
32° (dic-16/may-17)	1586/17	EDES	\$ 1.002.383,73	\$ 2.154.434,48	136.225	\$ 3.156.818,21
33° (jun-17/nov-17)	1931/18	EDES	\$ 925.455,41	\$ 2.330.157,11	146.904	\$ 3.255.612,52
34° (dic-17/may-18)	2089/18	EDES	\$ 823.139,59	\$ 1.575.375,50	134.587	\$ 2.398.515,09

35° (jun-18/nov-18)	3370/19	EDES	\$ 225.829,17	\$ 9.229.058,99	98.352	\$ 9.454.888,16
36° (dic-18/may-19)		EDES	\$ 93.208,23	\$ 13.656.171,48	114.164	\$ 13.749.379,71
37° (jun-19/nov-19)		EDES	\$ 62.521,89	\$ 10.489.689,32	77.388	\$ 10.552.211,21
SUBTOTAL			\$ 6.466.581,65	\$ 44.402.280,27		\$ 50.868.861,93
28° (dic-14/may-15)	5850/15	EDELAP	\$ 1.447.269,65	\$ 4.524.223,20	232.303	\$ 5.971.492,85
29° (jun-15/nov-15)	269/16	EDELAP	\$ 1.112.906,16	\$ 6.371.756,84	220.826	\$ 7.484.663,00
30° (dic-15/may-16)	856/16	EDELAP	\$ 2.251.131,72	\$ 10.056.002,70	270.868	\$ 12.307.134,42
31° (jun-16/nov-16)	1372/17	EDELAP	\$ 1.775.389,00	\$ 11.777.133,50	278.282	\$ 13.552.522,50
32° (dic-16/may-17)	1436/17	EDELAP	\$ 2.721.820,14	\$ 11.860.843,02	279.043	\$ 14.582.663,16
33° (jun-17/nov-17)	2120/18	EDELAP	\$ 2.697.760,91	\$ 6.291.841,71	245.876	\$ 8.989.602,62
34° (dic-17/may-18)	2209/18	EDELAP	\$ 2.717.164,46	\$ 5.834.517,31	237.380	\$ 8.551.681,77
35° (jun-18/nov-18)	3371/19	EDELAP	\$ 4.468.595,93	\$ 33.248.498,94	215.809	\$ 37.717.094,87
36° (dic-18/may-19)		EDELAP	\$ 6.488.435,49	\$ 38.645.493,17	357.854	\$ 45.133.928,66
37° (jun-19/nov-19)		EDELAP	\$ 15.829.718,75	\$ 62.883.250,46	356.520	\$ 78.712.969,21
			\$ 25.680.473,46	\$ 191.493.560,84		\$ 233.003.753,05
TOTAL			\$ 37.334.773,99	\$ 488.045.375,97		\$ 541.209.868,71

Penalizaciones Calidad del servicio comercial.

Semestre 35° (Jun'18-nov'18)	EDEN S.A.	\$137.695,69
	EDES S.A.	\$18 3.391,19
	EDEA S.A.	\$512.135,92
	EDELAP S.A.	\$1.687.424,49
Semestre 36° (dic'18-may'19)	EDEN S.A.	\$327.677,88
	EDES S.A.	\$37.141,72
	EDEA S.A.	\$1.183.117,49
	EDELAP S.A.	\$1.268.324,77
Semestre 37° (jun'19-nov'19)	EDEN S.A.	\$ 72.369,88
	EDES S.A.	\$67.778,64
	EDEA S.A.	\$ 1.477.516,86
	EDELAP S.A.	\$782.131,82

ANEXO VI – Inversiones incluidas en la RTI

EDEA

Obras detalladas en el Expediente 2403-569/16 - alcance 2 - cuerpo 1 - folio 143

EDEA - DETALLE DE INVERSIONES	
2017 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES - PROTECCIONES - MATERIALES MENORES	3.200.000
REPARACIÓN CONMUTADORES BAJO CARGA - ENSAYOS Y TRATAMIENTO DE ACEITE	2.200.000
REEMPLAZO DE INTERRUPTORES EN GRAN VOLUMEN DE ACEITE	14.400.000
REPARACIÓN Y RENOVACIÓN EN SE MT/BT	14.784.000
CAMBIO DE CELDAS DE MT Y TABLEROS EN 10 CAMARAS	7.000.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	2.000.000
CONSTRUCCIÓN DE 3 CÁMARAS CON VINCULACIÓN	7.500.000
RENOVACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRANEAS DE MEDIA TENSIÓN	22.540.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	1.800.000
REESTRUCTURACIÓN 20 KM LAMT CONVENCIONAL A HENDRIX	16.000.000
NUEVOS DISTRIBUIDORES AÉREOS - 40KM LAMT MDP Y 40KM LAMT SUCURSALES	30.600.000
DISPOSICIÓN FINAL Y DECLORINACION DE ACEITE CON CONTENIDO DE PCB	1.100.000
EXTENSIÓN Y REFUERZO 38KM LABT PE - EXTENSIÓN 22KM CALBE CONCÉNTRICO - EXTENSIÓN 2,5K LAMT - EXTENSIÓN 1,5KM LSTB - MONTAJE 12 SE - REESTRUCTURACIÓN 6 SE.	11.800.000
CONSTRUCCIÓN DE 7 CÁMARAS CON VINCULACIÓN EN EDIFICIOS (8 A PARTIR DE 2020)	8.500.000
4 CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN CON VINCULACIONES PARA CLIENTES (5 A PARTIR DE 2020).	10.000.000
RENOVACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS DE BAJA TENSIÓN.	24.640.000
RENOVACIÓN 275KM LABT CONVENCIONAL POR PE	60.500.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	2.200.000
RENOVACIÓN DE RED SUBTERRÁNEA DE BAJA TENSIÓN.	9.000.000
REEMPLAZO DE CAJAS ESQUINERAS POR BUZONES (10 EN 2017 Y 30 RESTO)	1.000.000
TELECONTROL Y AUTOMATIZACIÓN	300.000
TELECOMUNICACIONES	578.000
EQUIPOS DE MEDICIÓN.	2.594.000
HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS.	1.125.000
SISTEMAS	4.120.000
OBRAS CIVILES	1.963.000
AUTOMOTORES	15.165.000
AUTOMOTORES	14.720.000
NUEVOS DISTRIBUIDORES SUBTERRÁNEOS DE 13,2KV	34.800.000
2017 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)
AMPLIACIÓN CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN ET ALVEAR DE 2X2,5 MVA A 2X5 MVA. Reemplazo de los dos transformadores 33/13,2 kV - 2,5	12.100.000

MVA con RBC de la ET por dos de 5 MVA con RBC.

EDEA - DETALLE DE INVERSIONES	
2018 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
TELECONTROL Y AUTOMATIZACIÓN	300.000
TELECOMUNICACIONES	589.095
REEMPLAZO DE CAJAS ESQUINERAS POR BUZONES (10 EN 2017 Y 30 RESTO)	1.000.000
DISPOSICIÓN FINAL Y DECLORINACION DE ACEITE CON CONTENIDO DE PCB	1.100.000
HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS.	1.147.770
SISTEMAS	1.448.865
RENOVACIÓN DE RED SUBTERRÁNEA DE BAJA TENSIÓN.	9.000.000
OBRAS CIVILES	2.001.915
REPARACIÓN DE CONMUTADORES BAJO CARGA - ENSAYOS Y TRATAMIENTOS DE ACEITE.	2.200.000
CONSTRUCCIÓN DE 3 CÁMARAS CON VINCULACIÓN EQUIPOS DE MEDICIÓN.	7.500.000
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES - PROTECCIONES - MATERIALES MENORES	2.646.090
CAMBIO DE CELDAS DE MT Y TABLEROS EN 10 CAMARAS	3.200.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	7.000.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	3.600.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	4.000.000
REEMPLAZO DE INTERRUPTORES EN GRAN VOLUMEN DE ACEITE	4.400.000
REESTRUCTURACIÓN 20 KM LAMT CONVENCIONAL A HENDRIX	14.400.000
CONSTRUCCIÓN DE 7 CÁMARAS CON VINCULACIÓN EN EDIFICIOS (8 A PARTIR DE 2020)	16.000.000
REPARACIÓN Y RENOVACIÓN EN SE MT/BT AUTOMOTORES	8.500.000
4 CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN CON VINCULACIONES PARA CLIENTES (5 A PARTIR DE 2020).	14.784.000
EXTENSIÓN Y REFUERZO 38KM LABT PE - EXTENSIÓN 22KM CALBE CONCÉNTRICO - EXTENSIÓN 2,5K LAMT - EXTENSIÓN 1,5KM LSTB - MONTAJE 12 SE - REESTRUCTURACIÓN 6 SE.	9.471.000
NUEVOS DISTRIBUIDORES AÉREOS - 40KM LAMT MDP Y 40KM LAMT SUCURSALES	10.000.000
RENOVACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRANEAS DE MEDIA TENSIÓN	12.154.000
RENOVACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS DE BAJA TENSIÓN.	30.600.000
RENOVACIÓN 275KM LABT CONVENCIONAL POR PE	22.540.000
NUEVOS DISTRIBUIDORES SUBTERRÁNEOS DE 13,2KV	24.640.000
	60.500.000
	34.800.000
2018 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)
ET 132/33/13,2 KV PARQUE INDUSTRIAL MAR DEL PLATA. Construcción de una ET 132/33/13,2 kV 2x30/20/30 mVA en el Parque Industrial de la ciudad de Mar del Plata - Vinculación de la ET a la red de 132kV.	220.000.000
LAMT 33KV SAN CLEMENTE - LAVALLE Y ET 33/13,2 KV 2,5MVA LAVALLE. Línea aérea de 33kV de 17km de longitud más línea subterránea de 3 km de longitud desde la ET San Clemente hasta la localidad de General Lavalle - ET 33/13,2 kV con un transformador de 2,5 mVA con RBC.	43.700.000

EDEA - DETALLE DE INVERSIONES	
2019 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
TELECONTROL Y AUTOMATIZACIÓN	300.000
TELECOMUNICACIONES	600.885
REEMPLAZO DE CAJAS ESQUINERAS POR BUZONES (10 EN 2017 Y 30 RESTO)	1.000.000
DISPOSICIÓN FINAL Y DECLORINACION DE ACEITE CON CONTENIDO DE PCB	1.100.000
HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS.	1.170.735
SISTEMAS	1.477.845
RENOVACIÓN DE RED SUBTERRÁNEA DE BAJA TENSIÓN.	9.000.000
OBRAS CIVILES	2.041.950
REPARACIÓN CONMUTADORES BAJO CARGA - ENSAYOS Y TRATAMIENTO DE ACEITE	2.200.000
CONSTRUCCIÓN DE 3 CÁMARAS CON VINCULACIÓN	7.500.000
EQUIPOS DE MEDICIÓN.	2.699.010
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES - PROTECCIONES - MATERIALES MENORES	3.200.000
CAMBIO DE CELDAS DE MT Y TABLEROS EN 10 CAMARAS	7.000.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	3.600.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	4.000.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	4.400.000
REEMPLAZO DE INTERRUPTORES EN GRAN VOLUMEN DE ACEITE	14.400.000
REESTRUCTURACIÓN 20 KM LAMT CONVENCIONAL A HENDRIX	16.000.000
CONSTRUCCIÓN DE 7 CÁMARAS CON VINCULACIÓN EN EDIFICIOS (8 A PARTIR DE 2020)	8.500.000
REPARACIÓN Y RENOVACIÓN EN SE MT/BT	14.784.000
AUTOMOTORES	9.267.735
4 CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN CON VINCULACIONES PARA CLIENTES (5 A PARTIR DE 2020).	10.000.000
EXTENSIÓN Y REFUERZO 38KM LABT PE - EXTENSIÓN 22KM CALBE CONCÉNTRICO - EXTENSIÓN 2,5K LAMT - EXTENSIÓN 1,5KM LSTB - MONTAJE 12 SE - REESTRUCTURACIÓN 6 SE.	12.519.000
NUEVOS DISTRIBUIDORES AÉREOS - 40KM LAMT MDP Y 40KM LAMT SUCURSALES	30.600.000
RENOVACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRANEAS DE MEDIA TENSIÓN	22.540.000
RENOVACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS DE BAJA TENSIÓN.	24.640.000
RENOVACIÓN 275KM LABT CONVENCIONAL POR PE	60.500.000
NUEVOS DISTRIBUIDORES SUBTERRÁNEOS DE 13,2KV	34.800.000
2019 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)
VINCULACIÓN EN 132KV ET NORTE. Línea de 132 kV de vinculación entre las ET 132 kV Norte y Ruta 2 consistente en una doble terna subterránea de 4,6 km más una doble terna aérea de 13,5 km. Instalación en ET Ruta 2 de un sistema de celdas GIS de 132kv para permitir la conexión de la nueva línea.	139.000.000

EDEA - DETALLE DE INVERSIONES	
2020 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
TELECONTROL Y AUTOMATIZACIÓN	300.000
TELECOMUNICACIONES	612.900
REEMPLAZO DE CAJAS ESQUINERAS POR BUZONES (10 EN 2017 Y 30 RESTO)	1.000.000
DISPOSICIÓN FINAL Y DECLORINACION DE ACEITE CON CONTENIDO DE PCB	1.100.000
HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS.	1.194.150
SISTEMAS	1.507.410
RENOVACIÓN DE RED SUBTERRÁNEA DE BAJA TENSIÓN.	9.000.000
OBRAS CIVILES	2.082.795
CONSTRUCCIÓN DE 3 CÁMARAS CON VINCULACIÓN EQUIPOS DE MEDICIÓN.	7.500.000
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES - PROTECCIONES - MATERIALES MENORES	2.752.995
CAMBIO DE CELDAS DE MT Y TABLEROS EN 10 CAMARAS	3.200.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	7.000.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	3.600.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	4.000.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	4.400.000
REEMPLAZO DE INTERRUPTORES EN GRAN VOLUMEN DE ACEITE	14.400.000
REESTRUCTURACIÓN 20 KM LAMT CONVENCIONAL A HENDRIX	16.000.000
REPARACIÓN Y RENOVACIÓN EN SE MT/BT AUTOMOTORES	14.784.000
CONSTRUCCIÓN DE 7 CÁMARAS CON VINCULACIÓN EN EDIFICIOS (8 A PARTIR DE 2020)	10.417.995
4 CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN CON VINCULACIONES PARA CLIENTES (5 A PARTIR DE 2020).	10.625.000
EXTENSIÓN Y REFUERZO 38KM LABT PE - EXTENSIÓN 22KM CALBE CONCÉNTRICO - EXTENSIÓN 2,5K LAMT - EXTENSIÓN 1,5KM LSTB - MONTAJE 12 SE - REESTRUCTURACIÓN 6 SE.	12.500.000
NUEVOS DISTRIBUIDORES AÉREOS - 40KM LAMT MDP Y 40KM LAMT SUCURSALES	12.895.000
RENOVACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRANEAS DE MEDIA TENSIÓN	30.600.000
RENOVACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS DE BAJA TENSIÓN.	22.540.000
RENOVACIÓN 275KM LABT CONVENCIONAL POR PE	24.640.000
NUEVOS DISTRIBUIDORES SUBTERRÁNEOS DE 13,2KV	60.500.000
	34.800.000
2020 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)
VINCULACIÓN EN 132KV ET NORTE. Línea de 132 kV de vinculación entre las ET 132 kV Norte y Ruta 2 consistente en una doble terna subterránea de 4,6 km más una doble terna aérea de 13,5 km. Instalación en ET Ruta 2 de un sistema de celdas GIS de 132kv para permitir la conexión de la nueva línea.	139.000.000

2021 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
TELECONTROL Y AUTOMATIZACIÓN	300.000
TELECOMUNICACIONES	625.155
REEMPLAZO DE CAJAS ESQUINERAS POR BUZONES (10 EN 2017 Y 30 RESTO)	1.000.000
DISPOSICIÓN FINAL Y DECLORINACION DE ACEITE CON CONTENIDO DE PCB	1.100.000

HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS.	1.218.000
SISTEMAS	1.537.560
RENOVACIÓN DE RED SUBTERRÁNEA DE BAJA TENSIÓN.	9.000.000
OBRAS CIVILES	2.124.450
CONSTRUCCIÓN DE 3 CÁMARAS CON VINCULACIÓN	7.500.000
EQUIPOS DE MEDICIÓN.	2.808.045
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES - PROTECCIONES - MATERIALES MENORES	3.200.000
CAMBIO DE CELDAS DE MT Y TABLEROS EN 10 CAMARAS	7.000.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	3.600.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	4.000.000
MEJORAS DE RED POR BAJA TENSIÓN (10 LOCALIZACIONES 2017 Y 20 LOCALIZACIONES RESTO)	4.400.000
REEMPLAZO DE INTERRUPTORES EN GRAN VOLUMEN DE ACEITE	14.400.000
REESTRUCTURACIÓN 20 KM LAMT CONVENCIONAL A HENDRIX	16.000.000
AUTOMOTORES	8.383.830
REPARACIÓN Y RENOVACIÓN EN SE MT/BT	14.784.000
CONSTRUCCIÓN DE 7 CÁMARAS CON VINCULACIÓN EN EDIFICIOS (8 A PARTIR DE 2020)	10.625.000
4 CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN CON VINCULACIONES PARA CLIENTES (5 A PARTIR DE 2020).	12.500.000
EXTENSIÓN Y REFUERZO 38KM LABT PE - EXTENSIÓN 22KM CALBE CONCÉNTRICO - EXTENSIÓN 2,5K LAMT - EXTENSIÓN 1,5KM LSTB - MONTAJE 12 SE - REESTRUCTURACIÓN 6 SE.	13.282.000
NUEVOS DISTRIBUIDORES AÉREOS - 40KM LAMT MDP Y 40KM LAMT SUCURSALES	30.600.000
RENOVACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRANEAS DE MEDIA TENSIÓN	22.540.000
RENOVACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS DE BAJA TENSIÓN.	24.640.000
RENOVACIÓN 275KM LABT CONVENCIONAL POR PE	60.500.000
NUEVOS DISTRIBUIDORES SUBTERRÁNEOS DE 13,2KV	34.800.000
2021 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)
REEMPLAZO DE CELDAS DE 33KV ET CHAPADMALAL. Reemplazo de cuatro celdas de mampostería abiertas por celdas a prueba de arco interno.	6.600.000
AMPLIACIÓN CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN ET GUIDO INCORPORANDO UN SEGUNDO TRANSFORMADOR 33/13,2 KV 2,5 MVA. Incorporación a la ET de un segundo transformador 33/13,2 kv - 2,5 MVA con sus respectivos campos de maniobra de 33 y 13,2 kv.	6.800.000
REEMPLAZO DE CELDAS DE 33KV ET VIVORATA. Reemplazo de cuatro celdas metálicas abiertas por celdas a prueba de arco interno.	7.300.000
LAT 33 KV DOLORES - TORDILLO Y ET 33/13,2 KV 2,5 MV TORDILLO. Línea aérea de 33kv de 42km de longitud más línea subterránea de 3 km de longitud desde la ET Dolores hasta la localidad de General Conesa - ET 33/13,2 kv con un transformador de 2,5 mVA con RBC.	68.100.000
LAT 33 KV MAIPU - LABARDEN Y ET 33/13,2 KV 2,5 MV LABARDEN. Línea aérea de 33kv de 26 km de longitud desde la ET Maipú hasta la localidad de Labarden - ET 33/13,2 kv con un transformador de 2,5 mVA con RBC.	38.400.000

EDES

Obras detalladas en el Expediente 2403-569/16 - alcance 3 - cuerpo 2 - folio250

EDES - DETALLE DE INVERSIONES	
2017	COSTO (JULIO 2016)
2017 - Adaptación de red de 6,9kV a 13,2 ó 33kV	5.500.000
2017 - Adecuación de la Red de BT (55% convencional a LAPE 95mm2)	38.244.522
2017 - Adecuación de Red de BT (55% convencional a LAPE 50mm2)	59.671.952
2017 - Equipamiento para Calidad de Servicio	7.000.000
2017 - Plan de Isla Anchorena	1.346.483
2017 - Plan de Isla Microcentro	2.484.013
2017 - Plan de resolución de Expedientes OCEBA por Calidad de Producto.	3.525.534
2017 - Plan Isla Cámara Arrieta	643.970
2017 - Re calibración de alimentadores de ET PQBB	2.305.323
2017 - Recambio de 33 % equipamiento de maniobra de red de media tensión de 13,2 kV	1.965.064
2017 - Recambio de 33 % equipamiento de maniobra de red de media tensión de 33 kV	3.026.730
2017 - Reemplazo de Medidores - Resolución Nro 314 y Nro 90	12.036.000
2017 - Reestructuración 1" C"	210.078
2017 - Reestructuración A – Ex Cerri 1 y 2	2.163.830
2017 - Reestructuración Chañares – Guasch	1.764.658
2017 - Reestructuración Chañares – Pozo	294.110
2017 - Reestructuración Chañares – Sesquicentenario	840.313
2017 - Reestructuración Norte III – Patagonia	1.680.627
2017 - Reestructuración PQBB – Piq 17	672.251
2017 - Reestructuración RO – Silos	1.092.407
2017 - Revamping Anillo Villarino	824.102
2017 - SCADA	3.152.301
2017 - Subterranización del 10% de red de BT y MT por Ordenanza Municipal (N° 3507 de fecha 14 de mayo de 1982, y sus modificatorias)	28.175.000
2017 - Edificios	3.500.000
2017 - Nuevos suministros Barrios y Loteos	1.500.000
2017 - Nuevos suministros T1	17.500.000
2017 - Nuevos suministros T2	1.000.000
2017 - Nuevos suministros T3	500.000
2017 - Nuevos suministros T4	500.000
2017 - Barrios Carenciados	1.500.000
2017 - Normalización de Suministros	4.000.000
2017 - Declorinación de Transformadores	3.000.000
2017 - Equipos + Herramientas	1.500.000
2017 - Flota de Vehículos Operativos	17.614.000
2017 - Obras en Predio de Loma Paraguaya	4.928.350
2017 - Otros Intendencia y Mejoras edilicias	12.559.000
2017 - Sistemas incluyendo el Reemplazo de SGD (1era etapa)	10.011.459
2017 - Mantenimiento A Centro	6.000.000
2017 - Mantenimiento A Norte	3.000.000
2017 - Mantenimiento A Sur	1.500.000
2017 - Mantenimiento Interurbana	4.000.000

2017 - Adecuación de ET A Instalación de 2° Trafo	17.000.000
2017 - Nueva ET Cabildo 33kV	3.500.000

EDES - DETALLE DE INVERSIONES	
2018	COSTO (JULIO 2016)
2018 - Adaptación de red de 6,9kV a 13,2 ó 33kV	5.500.000
2018 - Adecuación de la Red de BT (55% convencional a LAPE 95mm2)	38.244.522
2018 - Adecuación de Red de BT (55% convencional a LAPE 50mm2)	59.671.952
2018 - Proyectos Mandatorios - OCEBA	4.375.000
2018 - Recambio de 33 % equipamiento de maniobra de red de media tensión de 13,2 kV	1.965.064
2018 - Recambio de 33 % equipamiento de maniobra de red de media tensión de 33 kV	3.026.730
2018 - Redes de MT Áreas Centro, Norte y Sur	18.750.000
2018 - Reemplazo de Medidores - Resolución Nro 314 y Nro 90	12.036.000
2018 - Subterranización del 10% de red de BT y MT por Ordenanza Municipal (N° 3507 de fecha 14 de mayo de 1982, y sus modificatorias)	28.175.000
2018 - Edificios	4.375.000
2018 - Nuevos suministros Barrios y Loteos	1.875.000
2018 - Nuevos suministros T1	23.125.000
2018 - Nuevos suministros T2	2.500.000
2018 - Nuevos suministros T3	625.000
2018 - Nuevos suministros T4	625.000
2018 - Barrios Carenciados	1.875.000
2018 - Normalización de Suministros	5.000.000
2018 - Declinación Transformadores	3.000.000
2018 - Equipos + Herramientas	1.875.000
2018 - Flota de Vehículos Operativos	24.598.000
2018 - Intendencia + Mejoras edilicias	20.351.400
2018 - Sistemas y Tecnología	11.300.299
2018 - Mantenimiento A Centro	7.500.000
2018 - Mantenimiento A Norte	3.750.000
2018 - Mantenimiento A Sur	1.875.000
2018 - Mantenimiento Interurbana	5.000.000
2018 - Adecuación en ET CASBAS 33kV	12.000.000
2018 - Adecuación en ET CERRI 33kV	12.000.000
2018 - Reestructuración de CAS de 33 Kv	516.420

EDES - DETALLE DE INVERSIONES	
2019	COSTO (JULIO 2016)
2019 - Adaptación de red de 6,9kV a 13,2 ó 33kV	5.500.000
2019 - Adecuación de la Red de BT (55% convencional a LAPE 95mm2)	38.244.522
2019 - Adecuación de Red de BT (55% convencional a LAPE 50mm2)	59.671.952
2019 - Proyectos Mandatorios - OCEBA	4.375.000
2019 - Recambio de 33 % equipamiento de maniobra de red de media tensión de 13,2 kV	1.965.064
2019 - Recambio de 33 % equipamiento de maniobra de red de media tensión de 33 kV	3.026.730
2019 - Redes de MT Areas Centro, Norte y Sur	18.750.000
2019 - Reemplazo de Medidores - Resolución Nro 314 y Nro 90	12.036.000

2019 - Subterranización del 10% de red de BT y MT por Ordenanza Municipal (N° 3507 de fecha 14 de mayo de 1982, y sus modificatorias)	28.175.000
2019 - Edificios	4.375.000
2019 - Nuevos suministros Barrios y Loteos	1.875.000
2019 - Nuevos suministros T1	23.125.000
2019 - Nuevos suministros T2	2.500.000
2019 - Nuevos suministros T3	625.000
2019 - Nuevos suministros T4	625.000
2019 - Barrios Carenciados	1.875.000
2019 - Normalización de Suministros	5.000.000
2019 - Declinación Transformadores	3.000.000
2019 - Equipos + Herramientas	1.875.000
2019 - Flota de Vehículos Operativos	10.474.000
2019 - Intendencia + Mejoras edilicias	20.351.400
2019 - Sistemas y Tecnología	11.300.299
2019 - Mantenimiento A Centro	7.500.000
2019 - Mantenimiento A Norte	3.750.000
2019 - Mantenimiento A Sur	1.875.000
2019 - Mantenimiento Interurbana	5.000.000
2019 - Adquisición de Terreno para ET SUR	15.092.000
2019 - Reestructuración de CAS de 33 Kv	516.420
2019 - Reestructuración LAMT RO-GRUMBEIN	4.638.269

EDES - DETALLE DE INVERSIONES	
2020	COSTO (JULIO 2016)
2020 - Adaptación de red de 6,9kV a 13,2 ó 33kV	5.500.000
2020 - Adecuación de la Red de BT (55% convencional a LAPE 95mm2)	38.244.522
2020 - Adecuación de Red de BT (55% convencional a LAPE 50mm2)	59.671.952
2020 - Proyectos Mandatorios - OCEBA	4.375.000
2020 - Recambio de 33 % equipamiento de maniobra de red de media tensión de 13,2 kV	1.965.064
2020 - Recambio de 33 % equipamiento de maniobra de red de media tensión de 33 kV	3.026.730
2020 - Redes de MT Áreas Centro, Norte y Sur	18.750.000
2020 - Reemplazo de Medidores - Resolución Nro 314 y Nro 90	12.036.000
2020 - Subterranización del 10% de red de BT y MT por Ordenanza Municipal (N° 3507 de fecha 14 de mayo de 1982, y sus modificatorias)	28.175.000
2020 - Edificios	4.375.000
2020 - Nuevos suministros Barrios y Loteos	1.875.000
2020 - Nuevos suministros T1	23.125.000
2020 - Nuevos suministros T2	2.500.000
2020 - Nuevos suministros T3	625.000
2020 - Nuevos suministros T4	625.000
2020 - Barrios Carenciados	1.875.000
2020 - Normalización de Suministros	5.000.000
2020 - Declinación Transformadores	3.000.000
2020 - Equipos + Herramientas	1.875.000
2020 - Flota de Vehículos Operativos	9.771.000
2020 - Intendencia + Mejoras edilicias	20.351.400
2020 - Sistemas y Tecnología	11.300.299
2020 - Mantenimiento A Centro	7.500.000
2020 - Mantenimiento A Norte	3.750.000
2020 - Mantenimiento A Sur	1.875.000

2020 - Mantenimiento Interurbana	5.000.000
2020 - Adecuación de ET Púan 33kV	17.600.000
2020 - LAMT 33KV	25.768.159
2020 - Reestructuración de CAS de 33 Kv	516.420

EDES - DETALLE DE INVERSIONES	
2021	COSTO (JULIO 2016)
2021 - Adaptación de red de 6,9kV a 13,2 ó 33kV	5.500.000
2021 - Adecuación de la Red de BT (55% convencional a LAPE 95mm2)	38.244.522
2021 - Adecuación de Red de BT (55% convencional a LAPE 50mm2)	59.671.952
2021 - Proyectos Mandatorios - OCEBA	4.375.000
2021 - Recambio de 33 % equipamiento de maniobra de red de media tensión de 13,2 kV	1.965.064
2021 - Recambio de 33 % equipamiento de maniobra de red de media tensión de 33 kV	3.026.730
2021 - Redes de MT Áreas Centro, Norte y Sur	18.750.000
2021 - Reemplazo de Medidores - Resolución Nro 314 y Nro 90	12.036.000
2021 - Subterranización del 10% de red de BT y MT por Ordenanza Municipal (N° 3507 de fecha 14 de mayo de 1982, y sus modificatorias)	28.175.000
2021 - Edificios	4.375.000
2021 - Nuevos suministros Barrios y Loteos	1.875.000
2021 - Nuevos suministros T1	23.125.000
2021 - Nuevos suministros T2	2.500.000
2021 - Nuevos suministros T3	625.000
2021 - Nuevos suministros T4	625.000
2021 - Barrios Carenciados	1.875.000
2021 - Normalización de Suministros	5.000.000
2021 - Declinación Transformadores	3.000.000
2021 - Equipos + Herramientas	1.875.000
2021 - Flota de Vehículos Operativos	16.248.000
2021 - Intendencia + Mejoras edilicias	20.351.400
2021 - Sistemas y Tecnología	11.300.299
2021 - Mantenimiento A Centro	7.500.000
2021 - Mantenimiento A Norte	3.750.000
2021 - Mantenimiento A Sur	1.875.000
2021 - Mantenimiento Interurbana	5.000.000
2021 - ETs 33KV	23.500.000
2021 - LAMT 33KV	25.768.159

EDEN

Obras detalladas en el Expediente 2403-569/16 - alcance 4 - cuerpo 4 - folio 687

2017 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)	2017 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
Línea Aérea Lobos - Navarro	649.830	Renovación LAMT 13,2 kV red Baradero - Etapa 1	940.377
Línea Aérea Luján - Las Heras - Lobos	1.500.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Blaquier - Etapa 1	792.826
Línea Aérea 25 de Mayo - Mosconi	1.100.760	Renovación LAMT 13,2 kV red Bragado - Etapa 1	937.541
Línea Aérea Bragado - O'Brien	1.400.382	Renovación LAMT 13,2 kV red Campana - Etapa 1	1.484.639

Línea Aérea O'Brien - Warnes	419.052	Renovación LAMT 33 kV red Campana - Etapa 1	401.415
Línea Aérea O'Brien - San Emilio - Gral. Viamonte	1.058.256	Renovación LAMT 13,2 kV red Cap. Sarmiento - Etapa 1	1.474.562
Línea Aérea Junín - Gral. Arenales	1.731.882	Renovación LAMT 13,2 kV red C. Casares - Etapa 1	2.305.610
Línea Aérea Derivación Ascensión	1.092.678	Renovación LAMT 13,2 kV red Chivilcoy - Etapa 1	1.224.449
Línea Aérea Trenque Lauquen - Rivadavia	13.632.600	Renovación LAMT 13,2 kV red Conesa y Acevedo - Etapa 1	1.175.404
Línea Aérea Rivadavia - Gral. Villegas	375.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Daireaux - Etapa 1	389.392
Línea Aérea Trenque Lauquen - Tres Lomas	7.807.100	Renovación LAMT 13,2 kV red C. del Señor- Etapa 1	2.062.639
Corredor 33 kV Lincoln - Bayauca - Laplacetete	3.526.008	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Arenales- Etapa 1	46.237
Línea Aérea Bragado TRANSBA - Bragado	187.500	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Pinto - Etapa 1	494.711
Línea Aérea Mosconi - Dudignac	429.678	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Villegas - Etapa 1	5.994.123
Línea Aérea Lincoln -Gral. Pinto	2.074.008	Renovación LAMT 13,2 kV red Henderson - Etapa 1	1.868.812
Línea Aérea Lincoln - Arenaza	1.721.256	Renovación LAMT 13,2 kV red Junín - Etapa 1	684.410
Línea Aérea Lincoln - Alberdi	1.507.650	Renovación LAMT 13,2 kV red Lincoln - Etapa 1	2.243.703
Línea Aérea Luján - Capilla del Señor	1.665.582	Renovación LAMT 13,2 kV red Lobos - Etapa 1	615.125
Línea Aérea Luján - S.A. de Giles	936.282	Renovación LAMT 13,2 kV red Los Cardales - Etapa 1	992.521
ET 33/13.2 kV Roque Pérez II	3.695.223	Renovación LAMT 13,2 kV red Mercedes - Etapa 1	1.087.833
Vínculo DT 33 kV subterráneo e/ ET Mercedes con las LAMT 33 kV Mercedes-S.A. de Giles y Mercedes-Navarro	5.148.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Pellegrini - Etapa 1	4.346.925
LAMT 33 kV en DT Mercedes-Navarro (Finalización 2da. Terna)	10.582.000	Renovación LAMT 13,2 kV red P. Millán- Etapa 1	227.579
ET Carlos Tejedor	11.728.101	Renovación LAMT 13,2 kV red Ramallo - Etapa 1	195.202
ET N. de La Riestra	12.748.483	Renovación LAMT 33 kV red Ramallo - Etapa 1	395.323
ET Gonzalez Moreno	7.862.700	Renovación LAMT 13,2 kV red Roque Pérez - Etapa 1	1.547.533
ET Reb. Gorrassi	3.947.154	Renovación LAMT 13,2 kV red S.A. de Giles - Etapa 1	422.211
ET Parada Robles	14.966.960	Renovación LAMT 13,2 kV red Salliqueló - Etapa 1	2.879.913
ET Rivadavia	15.654.000	Renovación LAMT 13,2 kV red San Nicolás - Etapa 1	1.762.862
ET S.A. de Giles	10.719.228	Renovación LAMT 33 kV red San Nicolás - Etapa 1	224.048
Nuevo vínculo DT 33 kV entre alimentadores 4-33 y 5-50 - Adecuaciones ET Pasa - Regulador 33 kV ET C. del Señor salida de línea	11.613.423	Renovación LAMT 13,2 kV red Suipacha - Etapa 1	396.743

a Campana			
Nueva línea aérea en doble terna ALIMENTADORES 5-70 (33 kV) y 5-3 (13,2 kV)	21.783.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Tres Lomas - Etapa 1	3.372.094
Vínculos subterráneos salidas 33 kV ET Gral. Villegas 132 kV	2.145.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Vedia Etapa 1	685.797
Vínculos subterráneos salidas 33 kV ET Bolívar 132 kV	1.430.000	Cambio de LABT desnuda (mal estado)	69.203.149
ET Agustina	8.937.407	Cambio de LABT desnuda (regular estado)	59.636.552
Nueva ET 33/13,2 kV "Chivilcoy"	14.710.256	Cambio de LABT desnuda (buen estado)	22.129.649
Nueva ET 33/13,2 kV "Lobos II"	14.710.256	Cambio de LABT convencional protegida (mal estado)	31.342.511
ET Rebaje San Sebastián	5.286.506	Cambio de LABT convencional protegida (regular estado)	38.503.541
Nueva LAMT 33 kV ET Junín y nueva ET Agustín Roca	14.613.000	Cambio de LABT pre ensamblado (mal estado)	6.752.444
Nueva ET 33/13,2 kV "Agustín Roca"	9.017.670	Nuevos CT MT/BT Monoposte para mejora calidad de servicio y producto	12.976.319
Nueva LAMT 33 kV entre nueva ET Lobos II 33/13,2 kV y vinculación Corredor Monte - Lobos	12.870.000	Nuevos CT MT/BT Plataforma para mejora calidad de servicio y producto	4.883.999
Nueva LAMT 33 kV T. Lauquen-Pellegrini	81.453.323	Nuevos CT MT/BT Cámara Nivel para mejora calidad de servicio y producto	8.897.618
Nueva LAMT 33 kV Rojas - futura La Angelita	52.073.000	Nuevos CT MT/BT Cámara Subterránea para mejora calidad de servicio y producto	10.905.680
Nueva ET 33/13,2 kV "Fortín Olavarría"	8.582.622	Reestructuración de CT MT/BT tipo monoposte para mejora calidad de servicio	933.686
Nueva LAMT 33 kV entre la ET Rivadavia y la nueva ET Fortín Olavarría	36.355.640	Reestructuración de CT MT/BT tipo plataforma para mejora calidad de servicio	1.792.676
Nueva ET 33/13,2 kV "Banderalo"	8.582.622	Plan de instalación de sistema de monitoreo de parámetros y alarmas en CTs	2.813.497
Nueva LAMT 33 kV entre la ET Gral. Villegas 132 kV y la nueva ET Banderalo	65.813.000	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	14.510.156
ET 25 DE MAYO: Tratamiento de aceite con tierras fuller del transformador de potencia.	14.400	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	4.003.134
ET NAVARRO: Mantenimiento integral a CBC de los dos (2) transformadores de potencia.	585.200	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Industriales	2.831.281

ET PARADA ROBLES: Mantenimiento integral a CBC de los dos (2) transformadores de potencia.	585.200	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	23.599.686
ET SAN CAYETANO: Mantenimiento integral a CBC del transformador de potencia.	292.600	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	8.052.409
ET SALLIQUELO: Mantenimiento integral a CBC del transformador de potencia.	292.600	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Industriales	363.354
Nuevo vínculo entre alimentadores 4 y 7 (Circunvalación)	869.907	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	46.963.122
Reestructuración de vínculo alimentadores IMSA 1 y 5 (C. del Resero)	682.652	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	8.008.399
Nuevo vínculo alimentadores IMSA4 - A1 (Calle Hernández)	2.643.539	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Industriales	1.509.063
Reestruct. vínculo alim. 3, 4 y 7 (Calle Arenales)	646.850	Nuevas Acometidas - Clientes Residenciales Monofásicos	7.578.812
Nuevo alimentador 14 de 13,2 kV - ET Chivilcoy	7.503.365	Nuevas Acometidas - Clientes Comerciales Trifásicos	5.463.196
Reestructuración alimentador 1 (Calle 39)	1.646.240	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Medianas Demandas)	339.813
Reestructuración alimentador 2 (Calle 12)	1.375.798	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en BT)	392.316
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV (centro)	2.178.407	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en MT)	1.110.560
Nuevo vínculo Alim. Manferro y R. Vieja (anillo PI)	1.933.126	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en BT)-Telemedición	92.460
Reestructuración alim. Manferro y R. Costera (CUSMT salida CD)	2.312.592	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en MT)-Telemedición	64.722
Nuevo vínculo Comirsa y R. Costera (Anillo PI)	190.058	Ampliación del Sistema de Telemedición de Clientes Industriales y Cooperativas	600.993
Nuevo alimentador 5-4 de 13,2 kV - ET Campana III 132 kV	3.735.480	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 654 usuarios carenciados en la localidad Campana.	6.513.220
Reestructuración alimentador 5-3 (Ruta 6)	8.084.487	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 244 usuarios carenciados en la localidad de Junín.	2.495.220

Nuevo alimentador 6 de 13,2 kV (2° Etapa) - ET Baradero 132 kV	1.720.033	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 266 usuarios carenciados en la localidad de San Nicolás.	2.710.820
Nuevo vínculo entre alimentadores 2 y 5 (Calle Neuquén)	380.116	Cambio de postes de BT por SVP	15.889.634
Reestructuración alimentador 2 (CUSMT Salida ET)	587.405	Cambio de Acometidas por SVP	8.760.994
Reestructuración alimentador 3 (CUSMT Salida ET)	302.299	Cambio de Tapas de Gabinetes de Medidores por SVP	13.808.419
Reestructuración alimentador 4 (CUSMT Salida ET)	285.106	Cambio de TR MT/BT por desperfectos	17.970.001
Reestructuración alimentadores 1, 2, 3 y 5 (CUSMT Salida ET)	1.104.503	Reemplazo de un lote de quinientos (500) medidores trifásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	628.015
Reestructuración alimentadores 1, 2, 3 y 6 (CUSMT Salida ET)	1.104.503	Reemplazo de un lote de setecientos (700) medidores monofásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	306.621
Reestructuración alimentador 1 (1° Etapa)	3.927.738	Reemplazo de un lote de cien (100) medidores monofásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	125.603
Reestructuración alimentador 8 (1° Etapa)	8.897.685	Renovación de Sistemas de Medición Clientes Industriales	2.001.607
Reestructuración alimentador IMSA 1 (calle Lonergo)	1.681.175	Provisión de tecnología para Telemedición de cien (100) nuevos usuarios.	514.000
Nuevo alimentador IMSA 4 de 13,2 kV - ET IMSA 132 kV	6.871.343	Provisión de diez (10) antenas para usuarios telemedidos.	28.804
Nuevo alimentador IMSA 5 de 13,2 kV - ET IMSA 132 kV	6.753.843	Mejoras de sistemas de protección y medición en varias Estaciones Transformadoras.	637.840
Reestructuración alimentadores 1, 2, 3, 5 (CUSMT Salida ET)	1.087.362	Provision de seis (6) reconectores en varias Estaciones Transformadoras.	2.038.120
Nuevo alimentador 7 de 13,2 kV (1° etapa) - ET Lincoln 132 kV	3.049.742	Plan eliminación de PCB (124 CTs)	23.190.887
Reestructuración alimentador 3 (2° Etapa - Reest. Tysera)	233.505	Instalación de switches en Estaciones Transformadoras.	169.400
Nuevo vínculo entre alimentadores 2 y 3 (Calle Irigoyen)	459.675	Instalación del Sistema SCADA en Centro de Distribución La Oxigena.	768.320
Reestructuración	1.802.950	Reemplazo de un (1) equipo	5.916.020

alimentador Villegas I (Troncal aéreo)		de comparación para ensayos de medidores.	
Reestructuración alimentador Villegas II (Troncal aéreo)	1.802.950	Reemplazo de un (1) equipo de ensayos de medidores por patrón electrónico.	1.505.010
Nuevo alimentador ET Villegas 132 kV - (Tendido 6 ternas CUSMT Salida ET)	3.262.085	Calibración de un (1) equipo de ensayos de medidores.	50.000
Reestructuración alimentador 3 (2° Etapa)	2.398.789	Reparación de un (1) equipo de medidores ZERA	591.602
Reestruc. vínculo alim. 1 y 2 (CT 101 y CT 119) (Hospital)	770.690	Reemplazo de cuatro (4) equipos de mediciones portátiles.	263.686
Adecuación MT/ BT de cámara CT 119 (Hospital)	1.576.056	Provisión de una (1) impresora de barras para implementación del sistema de gestión.	26.804
Reestructuración alimentador 6 (Troncal aéreo)	1.489.614	Provisión de dos (2) sondas TPL para implementación del sistema de gestión.	50.804
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV (1° Etapa) - ET Suipacha 33 kV	3.053.577	Provisión de dos (2) lectoras de código de barras para implementación del sistema de gestión.	26.804
Reestructuración alimentador 1 (Troncal aéreo)	2.292.783	Provisión de un (1) software para implementación del sistema de gestión.	86.005
Reestructuración alimentador 1 (C. de las tropas)	787.675	Reparaciones edilicias en el laboratorio de Mediciones	60.000
Nuevo vínculo alimentadores 20 y 21 (B° Somisa-Procrear)	1.688.334	Provisión de tres (3) Pinzas amperométricas para las cuadrillas de Medición.	30.513
Nuevo vínculo alimentadores Moreno y Pringles (Calle América)	319.054	Provisión de tres (3) atornilladores eléctricos para las cuadrillas de Medición.	9.000
Reestructuración alimentador 17 (calle De la Guella)	645.180	Reposición de herramientas varias para uso de las cuadrillas de Medición.	20.000
Reestructuración alimentador Almafuerde (CUSMT Salida ET)	3.884.991	Reemplazo de equipamientos para revisión de elementos de protección en el laboratorio de San Nicolás.	198.800
Reestruc. vínculo entre Alim 17 y España (Catamarca y J.B. Justo)	450.939	Reposición de herramientas de medición para uso de las cuadrillas de Protección.	60.000
Reestructuración alimentador España (CUSMT Salida ET)	5.464.888	Plan renovación de flota (41 unidades)	40.960.000
Reestructuración alimentador España (Troncal aéreo)	381.507	Implementación del nuevo sistema técnico (Incluye Relevamiento de la Red)	22.503.548
Reestructuración alimentador 5 (Av. Fundadores)	50.868	Actualización sistema SAP.	182.400
Nuevo alimentador 4-15 de 13,2 kV (1° Etapa) - ET	5.448.664	Mejoras en el sistema comercial.	1.308.736

Campana 132 kV			
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 1100002	1.492.777	Mejoras en la aplicación QlivView.	410.000
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 1100001	1.492.777	Aplicaciones móviles para sistemas de procesos.	1.020.000
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0300001	1.416.867	Licencias PRIME READ para telemediciones de nuevos clientes.	336.832
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 2000018	1.535.376	Remplazo de equipamientos informáticos.	2.264.330
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 2000128	1.416.867	Remplazo de equipamientos de comunicación.	807.456
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 5500002	1.492.777	Mejoras en el sistema SAP.	481.950
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0400239	1.416.867	Mejoras en aplicaciones varias.	105.500
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0600012	1.416.867	Reposición de hardware DATACENTER	2.736.000
Reestructuración alimentador 2 (CUSMT Centro)	15.903.561	Reposición de equipos de telefonía móvil.	445.850
Nuevo alimentador A (De Tomaso) - Reb. Chivilcoy	4.084.607	Actualización software PSS/E.	988.000
Nuevo alimentador B (Ayarza) - Reb. Chivilcoy	1.668.199	Reposición de equipos de comunicaciones SCADA.	418.920
Reestructuración alimentador 2 (Av. Molina)	984.471	Adquisición del software Logic linx	135.520
Reestructuración alimentador 5 (Calle Sarmiento)	1.546.501	Ampliación y remodelación del edilicia del Centro Operativo.	2.125.000
Reestructuración alimentador 1 (Troncal)	516.896	Mejoras Edilicias (Oficinas Comerciales, Sectores Técnicos, etc.)	7.000.000
Reestructuración alimentador 1 (2° Etapa)	5.310.362	Renovación de Equipos y Herramientas Cuadrillas Comerciales y de Distribución	4.000.000
Reestructuración alimentador 8 (2° Etapa)	12.102.840	2017 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)
Reestructuración alimentadores 1, 2, 4 y 5 (CUSMT Salida ET)	1.087.362	ET Henderson: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la el reemplazo del transformador T5HE de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV existente por una nueva máquina de 30/30/10 MVA y una nueva reactancia limitadora de cortocircuito de 33 kV	79.526.000
Nuevo alimentador 7 de 13,2 kV (2°etapa) - ET Lincoln 132 kV	2.115.820	ET IMSA: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un 2° transformador de 15/10/15 MVA - 132/33/13.2 kV, construcción de barras en 33 kV y acoplamiento longitudinal y segunda	127.000.000

		barra 13.2 kV con interruptor de acoplamiento. Adem	
Adecuación MT/ BT de cámara CT 34 (Cablevisión)	1.416.867	ET Lincoln: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la el reemplazo de los transformadores de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV existentes por dos nuevas máquinas de 30/20/30 MVA y obras de adecuación asociadas.	75.000.000
Reestructuración alimentador 4 (1° Etapa)	5.357.164	ET Villa Lía: Construcción de doble juego de barras de 132 kV, acoplamiento de barras y Nuevo Edificio de Comando.	91.539.000
Nuevo alimentador 7 (3 ° Etapa)	2.312.654	Apertura de T y LAT doble terna de 9 km Villa Lía - S.A. de Areco. Desvinculación de ET S.A. de Areco de la conexión en T de la línea de 132 kV Campana - V. Lía. Se completa un tramo de 9 km de línea de 132 kV que permitirá vincular a las EETT V. Lía y	47.313.000
Reestructuración alimentador 2 (Cambio de traza s/canal)	4.832.815	ET Monte: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la el reemplazo de los transformadores de 15/5/10 y 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV existentes por dos nuevas máquinas de 30/20/30 MVA.	85.000.000
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV (2°etapa) - ET Suipacha 33 kV	3.565.482	Nueva ET S.A. de Areco II 132 kV de 1x30/20/30 MVA, simple barra con lugar para doble juego y tres campos de salida de línea en 132 kV. Dicha ET se vinculará al Sistema de Transporte mediante el seccionamiento de la LAT V. Lía - S.A. de Areco	117.156.000
Reestructuración alimentador Lubo (Troncal)	2.589.587	ET Colón: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un 2° transformador de 30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV, con sus correspondientes campos de transformación en los niveles de 132, 33 y 13,2 kV y segunda barra en los tres nivele	79.526.000
Nuevo alimentador A de 13,2 kV - ET Lobos II	2.222.897	Nueva LAT 132 kV Capitán Sarmiento - Nueva ET S.A. de Areco de aproximadamente unos 32	188.801.400

		km de longitud	
Nuevo alimentador B de 13,2 kV - ET Lobos II	2.222.897	Nueva ET Capitán Sarmiento de 1x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal	136.682.000
Renovación LAMT 13,2 kV red 25 de Mayo - Etapa 1	814.457	Nueva LAT 132 kV S.A. de Areco - S.A. de Giles de aproximadamente unos 24 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET S.A. de Areco	151.702.000
Renovación LAMT 13,2 kV red Alberdi - Etapa 1	110.218	Nueva ET S.A. de Giles de 1x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campo de salida de línea 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal	140.782.460
Renovación LAMT 13,2 kV red Alberti - Etapa 1	824.928	Nueva LAT 132 kV 9 de Julio - Bragado de aproximadamente unos 71 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Bragado	322.629.600
Renovación LAMT 13,2 kV red Alem - Etapa 1	227.808	Nueva ET 9 de Julio de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV más campos de salida de línea en 132 kV	167.630.710
Renovación LAMT 13,2 kV red Arrecifes- Etapa 1	2.305.818	Nueva ET San Nicolás Norte de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y seccionamiento de las dos LAT 132 kV San Nicolás – Laminados Industriales y San Nicolás – Villa Constitución Residencial.	171.228.000
Renovación LAMT 13,2 kV red Arribeños - Etapa 1	1.387.626	Nueva LAT 132 kV Capitán Sarmiento - Arrecifes de aproximadamente unos 34 km de longitud	140.286.800
Renovación LAMT 13,2 kV red Ascensión - Etapa 1	88.802	Nueva LAT 132 kV 25 de Mayo - Bragado de aproximadamente unos 57 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET 25 de Mayo y adecuación en ET Bragado	261.197.800
		Seccionamiento de la línea de 132 kV Bragado - 25 de Mayo y vinculación de la misma a barras de 132 kV de la nueva ET 25 de Mayo	11.565.400

132 kV mediante la
construcción de un tramo
de LAT 132 kV en doble
terna de 2 km.

EDEN - DETALLES DE INVERSIONES			
2018 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)	2018 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
Línea Aérea Lobos - Roque Pérez	1.212.108	Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET San Nicolás Norte 132 kV	2.829.436
Línea Aérea 25 de Mayo - N. De La Riestra	626.034	Nuevo alimentador 6 de 13,2 kV - ET Cap. Sarmiento 132 kV	2.558.993
Línea Aérea Arenaza - Roberts	1.389.756	Reestructuración alim. Alcoholera (Calle Porvenir)	246.118
Línea Aérea Gral. Pinto - Cnel. Granada	1.058.256	Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0300005	1.611.287
Línea Aérea Cnel. Granada - Germania	1.068.882	Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0300003	1.568.688
Línea Aérea Tres Lomas - Salliqueló	10.847.600	Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 2000071	1.535.376
Línea Aérea Daireaux - Oleaginosa	132.600	Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 2000295	1.416.867
Corredor 33 kV Henderson - Bolívar - Urdampilleta	2.732.960	Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 5500028	1.416.867
Línea Aérea Bragado - 25 de Mayo	4.334.750	Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0400004	1.416.867
Línea Aérea Chivilcoy - Moquehua	364.650	Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 1900002	1.535.376
Línea Aérea Moquehua - Pedernales	517.230	Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0810006	1.416.867
Línea Aérea Pedernales - N. De La Riestra	352.752	Reestructuración alimentador 2 (Calle Tucumán)	443.012
Línea Aérea Junín - Gral. Viamonte	980.760	Reestructuración alimentador 3 (Calle Ramos)	855.262
Línea Aérea Lincoln - Vedia	1.278.408	Reestructuración alimentador 1 (3° Etapa)	6.996.783
Corredor 33 kV Pergamino - M. H. Alfonso - Arbolito - Colón	1.999.626	Reestructuración alimentador 6 (Calle Jujuy)	2.590.677
Línea Aérea C. Sarmiento - C. de Areco	705.504	Adecuación MT/ BT de cámara CT 137	1.492.777
Línea Aérea R. P. N°5 - Luján	726.756	Adecuación MT/ BT de cámara CT 132	1.611.287
ET Herrera Vega	1.065.080	Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET Arribeños 33 kV	1.550.367
Apertura LMT 33 kV Chivilcoy-Chacabuco y vinculación a nueva ET Chivilcoy 33/13,2 kV	5.005.000	Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Arribeños 33 kV	1.550.367
Nueva LAMT 33 kV entre nueva ET Lobos II 33/13,2 kV y vinculación con CT ENARSA	1.430.000	Renovación LAMT 13,2 kV red 25 de Mayo - Etapa 2	814.457
Nueva LAMT 33 kV entre la	7.790.323	Renovación LAMT 13,2 kV	110.218

CT Lobos ENARSA y vinculación Corredor Lobos - Roque Pérez		red Alberdi - Etapa 2	
ET Acevedo	10.135.059	Renovación LAMT 13,2 kV red Alberti - Etapa 2	824.928
ET Arenaza	15.582.055	Renovación LAMT 13,2 kV red Alem - Etapa 2	227.808
ET Bunge	14.435.461	Renovación LAMT 13,2 kV red Arrecifes- Etapa 2	2.305.818
ET Carmen de Areco	3.635.598	Renovación LAMT 13,2 kV red Arribeños - Etapa 2	1.387.626
ET Capilla del Señor	3.147.315	Renovación LAMT 13,2 kV red Ascensión - Etapa 2	88.802
ET Los Cardales	3.606.206	Renovación LAMT 13,2 kV red Baradero - Etapa 2	940.377
ET Roque Pérez	2.816.215	Renovación LAMT 13,2 kV red Blaquier - Etapa 2	792.826
ET Navarro	2.175.892	Renovación LAMT 13,2 kV red Bragado - Etapa 2	937.541
ET San Andrés de Giles	3.590.787	Renovación LAMT 13,2 kV red Campana - Etapa 2	1.484.639
ET Cañada Seca	6.795.025	Renovación LAMT 33 kV red Campana - Etapa 2	401.415
ET Charlone	7.550.009	Renovación LAMT 13,2 kV red Cap. Sarmiento - Etapa 2	1.474.562
ET Reb. Villa Gral. Savio	1.676.306	Renovación LAMT 13,2 kV red C. Casares - Etapa 2	2.305.610
ET Rebaje Pasa	11.607.928	Renovación LAMT 13,2 kV red Chivilcoy - Etapa 2	1.224.449
ET Tiburcio	9.372.455	Renovación LAMT 13,2 kV red Conesa y Acevedo - Etapa 2	1.175.404
ET Timote	8.020.198	Renovación LAMT 13,2 kV red Daireaux - Etapa 2	389.392
ET Zavalia	6.054.804	Renovación LAMT 13,2 kV red C. del Señor- Etapa 2	2.062.639
Nueva LAMT 33 kV Futura ET La Angelita - Ascensión	22.090.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Arenales- Etapa 2	46.237
Nueva ET 33/13,2 kV "La Angelita"	1.065.080	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Pinto - Etapa 2	494.711
Vinculación corredor 33 kV Rojas - Carabelas - Colón	1.463.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Villegas - Etapa 2	5.994.123
ET Tres Lomas	13.456.170	Renovación LAMT 13,2 kV red Henderson - Etapa 2	1.868.812
Nueva LAMT 33 kV Lincoln - Gral. Pinto	62.723.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Junín - Etapa 2	684.410
Nueva ET 33/13,2 kV Arribeños	8.582.622	Renovación LAMT 13,2 kV red Lincoln - Etapa 2	2.243.703
Nueva LAMT 33 kV Gral. Arenales - Arribeños	29.240.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Lobos - Etapa 2	615.125
Nueva ET 33/13,2 kV "La Emilia"	14.710.256	Renovación LAMT 13,2 kV red Los Cardales - Etapa 2	992.521
Nueva LAMT 33 kV Futura ET Junín Sur - Gral. Viamonte	68.443.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Mercedes - Etapa 2	1.087.833
Nueva LAMT 33 kV Futura ET Junín Sur - Laplacette	49.713.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Pellegrini - Etapa 2	4.346.925
Nueva ET 33/13,2 kV "Carmen de Areco II"	14.710.256	Renovación LAMT 13,2 kV red P. Millán- Etapa 2	227.579
Nueva ET 33/13,2 kV	14.275.208	Renovación LAMT 13,2 kV	195.202

"Cardalito II"		red Ramallo - Etapa 2	
Nueva LAMT 33 kV entre nueva ET Lobos 132 kV y ET Navarro	49.713.323	Renovación LAMT 33 kV red Ramallo - Etapa 2	395.323
Nueva LAMT 33 kV Junín - Vedia	74.360.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Roque Pérez - Etapa 2	1.547.533
Nueva LAMT 33 kV Colón - Pergamino	93.543.000	Renovación LAMT 13,2 kV red S.A. de Giles - Etapa 2	422.211
Nueva LAMT 33 kV Gral. Villegas - Piedritas	44.363.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Salliqueló - Etapa 2	2.879.913
ET LOBOS: Tratamiento de aceite con tierras fuller de los transformadores de potencia.	144.000	Renovación LAMT 13,2 kV red San Nicolás - Etapa 2	1.762.862
ET DAIREAUX: Mantenimiento integral a CBC del transformador de potencia.	292.600	Renovación LAMT 33 kV red San Nicolás - Etapa 2	224.048
ET GRANADA: Mantenimiento integral a CBC del transformador de potencia.	292.600	Renovación LAMT 13,2 kV red Suipacha - Etapa 2	396.743
ET PIEDRITAS: Mantenimiento integral a CBC de los dos (2) transformadores de potencia.	585.200	Renovación LAMT 13,2 kV red Tres Lomas - Etapa 2	3.372.094
ET ROQUE PEREZ: Mantenimiento integral a CBC de los dos (2) transformadores de potencia.	585.200	Renovación LAMT 13,2 kV red Vedia Etapa 2	685.797
ET CARLOS TEJEDOR: Mantenimiento integral a CBC de los dos (2) transformadores de potencia.	585.200	Cambio de LABT desnuda (mal estado)	69.203.149
Nuevo vínculo entre alimentadores 2 y 4 (Calle 22)	966.563	Cambio de LABT desnuda (regular estado)	59.636.552
Nuevo vínculo entre alimentadores 1 y 2 (Calle 25)	966.563	Cambio de LABT desnuda (buen estado)	22.129.649
Nuevo vínculo entre alimentadores 3 y 5 (CT 219 y CT 9)	1.604.016	Cambio de LABT convencional protegida (mal estado)	31.342.511
Nuevo vínculo entre alimentadores 4-12 y 4-14 (CT 153)	1.883.009	Cambio de LABT convencional protegida (regular estado)	38.503.541
Nuevo vínculo alimentadores 4-11, 4-12 y 4-14 (CT 493)	1.014.084	Cambio de LABT prensablado (mal estado)	6.752.444
Nuevo vínculo alimentadores 4-14 y 4-16 (CT 530)	1.472.155	Nuevos CT MT/BT Monoposte para mejora calidad de servicio y producto	12.976.319
Nuevo vínculo entre alimentadores 4-14 y 4-16 (CT 123 y CT 496)	1.140.569	Nuevos CT MT/BT Plataforma para mejora calidad de servicio y producto	4.883.999
Reestruc. vínculo entre	142.544	Nuevos CT MT/BT Cámara	8.897.618

alimentadores 3 y 5 (Calle Falucho)		Nivel para mejora calidad de servicio y producto	
Nuevo vínculo alimentadores 3 y 9 (CT 29 y CT 349)	1.457.303	Nuevos CT MT/BT Cámara Subterránea para mejora calidad de servicio y producto	10.905.680
Nuevo vínculo entre alimentadores 1 y 3 (Calle Ameghino)	712.146	Reestructuración de CT MT/BT tipo monoposte para mejora calidad de servicio	933.686
Nuevo vínculo entre alimentadores 4 y 6 (Calle Jujuy y Acc.. Irigoyen)	367.821	Reestructuración de CT MT/BT tipo plataforma para mejora calidad de servicio	1.792.676
Nuevo vínculo entre alimentadores 4 y 5 (Calle 18)	748.986	Plan de instalación de sistema de monitoreo de parámetros y alarmas en CTs	2.813.497
Nuevo vínculo alimentadores A1 RQ y A2 RZ (Ruta 205)	3.532.417	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	14.742.164
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 1100003	1.492.777	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	4.104.656
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 1100005	1.492.777	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Industriales	2.837.520
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0300004	1.492.777	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	23.977.030
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0300002	1.611.287	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	8.256.623
Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 2000196	1.416.867	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Industriales	369.485
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 2000023	1.535.376	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	48.067.340
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 5500024	1.644.598	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	8.387.238
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0400024	1.416.867	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Industriales	1.509.063
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0600001	1.416.867	Nuevas Acometidas - Clientes Residenciales Monofásicos	7.700.603
Reestructuración alimentador 1 (2° Etapa)	1.240.304	Nuevas Acometidas - Clientes Comerciales Trifásicos	5.604.342
Reestruc. vínculo alimentador 11 (Calle Yapeyú)	655.178	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Medianas Demandas)	348.102
Reestructuración alimentador 4 (CUSMT)	9.188.724	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales	392.316

Centro)		(Grandes Demandas en BT)	
Nuevo alimentador 4 y Reest. A1 (3° Etapa) - Alberti	2.275.473	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en MT)	1.110.560
Reestructuración alimentador 1 (CUSMT centro)	15.850.999	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en BT)-Telemedición	92.460
Nuevo vínculo alim. Reb. Gorrassi y Grassetti (Ruta 9)	794.559	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en MT)-Telemedición	64.722
Nuevo vínculo alimentadores Reb. Savio y 20 SN (Ruta 9)	132.426	Ampliación del Sistema de Telemedición de Clientes Industriales y Cooperativas	600.993
Nuevo alimentador 5-5 de 13,2 kV - ET Campana III 132 kV	7.580.711	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 654 usuarios carenciados en la localidad Campana.	6.513.220
Reestruc. vínculo entre alimentadores 2 y 5 (Calle Carrasco)	1.498.451	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 244 usuarios carenciados en la localidad de Junín.	2.495.220
Reestructuración alimentador 4 (Calle Sosa)	2.531.361	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 266 usuarios carenciados en la localidad de San Nicolás.	2.710.820
Reestructuración alimentador 4 Los Cardarles (Ruta 6)	1.318.536	Cambio de postes de BT por SVP	15.889.634
Reestructuración alimentador 2 Los Cardales (Ruta 6)	1.471.579	Cambio de Acometidas por SVP	8.637.575
Reestructuración alimentador 3 (Calle Tehuelches)	665.204	Cambio de Tapas de Gabinetes de Medidores por SVP	12.434.784
Reestructuración alimentador 1 (Troncal aéreo)	1.476.706	Cambio de TR MT/BT por desperfectos	17.732.815
Reestructuración alimentador 4 (Troncal aéreo)	2.973.677	Reemplazo de un lote de quinientos (500) medidores trifásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	628.015
Reestructuración alimentador 2 (Troncal aéreo)	474.380	Reemplazo de un lote de setecientos (700) medidores monofásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	306.621
Nuevo vínculo entre alimentadores 1 y 9 (CT 430 y CT 166)	1.385.630	Renovación de Sistemas de Medición Clientes Industriales	2.001.607
Reestruc. vínculo	1.803.741	Provisión de tecnología	626.080

alimentadores 1 y 5 (CT 39 y CT 40)		para Telemedición de cien (100) nuevos usuarios.	
Nuevo vínculo entre alimentadores 3 y 6bis (CT 349 y CT 201)	811.932	Provisión de diez (10) antenas para usuarios teledidos.	28.804
Nuevo vínculo entre alimentadores 1 y 2 (YPF y ruta 188)	354.210	ET Chivilcoy. Mejora del sistema de protección y control.	323.460
Nuevo vínculo alim. Villegas I - Villegas Norte	1.067.940	Mejoras de sistemas de protección y medición en varias Estaciones Transformadoras (Incluye detección de arco).	1.504.400
Reestructuración alimentador 3 (3° Etapa)	2.398.789	ET San Nicolás. Mejora del sistema de protección y control.	265.340
Nuevo vínculo alimentador 3 y 7 (Calle Azcarate)	1.099.166	Provision de cinco (5) reconectores en varias Estaciones Transformadoras.	1.177.550
Nuevo vínculo alimentador 4 y 7 (Calle Tagliero)	2.526.585	Plan eliminación de PCB (125 CTs)	22.882.647
Nuevo vínculo alim. Alcoholera y A21 (Av. Savio)	569.456	Enlace Fibra óptica entre la Estación Transformadora Capilla del Señor y la sucursal.	88.400
Reestructuración alimentador 4 (CUSMT Salida ET+troncal)	1.703.269	Reposición de herramientas varias para uso de las cuadrillas de Medición.	20.000
Reestructuración alimentador 3 Cardalito (Troncal aéreo)	3.368.257	Plan renovación de flota (25 unidades)	31.140.000
Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET Cap. Sarmiento 132 kV	1.927.961	Implementación del nuevo sistema técnico.	3.502.807
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Cap. Sarmiento 132 kV	1.747.666	Actualización sistema SAP.	182.400
Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET Cap. Sarmiento 132 kV	2.829.436	Mejoras en el sistema comercial.	1.308.736
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET Cap. Sarmiento 132 kV	3.280.173	Mejoras en la aplicación QlivView	190.000
Nuevo alimentador 5 de 13,2 kV - ET Cap. Sarmiento 132 kV	1.747.666	Licencias PRIME READ para telemediciones de nuevos clientes.	336.832
Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET S.A. de Giles 132 kV	1.760.933	Reemplazo de equipamientos informáticos.	2.264.330
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET S.A. de Giles 132 kV	1.760.933	Reemplazo de equipamientos de comunicación.	807.456
Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET S.A. de Giles 132 kV	1.760.933	Mejoras en aplicaciones varias.	45.500
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET S.A. de Giles 132 kV	1.760.933	Reposición de hardware DATACENTER	2.736.000
Nuevo alimentador 5 de 13,2 kV - ET S.A. de Giles	4.285.728	Reposición de equipos de telefonía móvil.	445.850

132 kV			
Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET San Nicolás Norte 132 kV	2.919.583	Reposición de equipos de comunicaciones SCADA.	418.920
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET San Nicolás Norte 132 kV	1.772.564	Mejoras Edilicias (Oficinas Comerciales, Sectores Técnicos, etc.)	7.000.000
Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET San Nicolás Norte 132 kV	2.264.800	Renovación de Equipos y Herramientas Cuadrillas Comerciales y de Distribución	4.000.000
2018 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)	2018 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)
ET Nueva Campana: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un 3° transformador de 300 MVA - 500/132 kV	276.070.000	Nueva ET Roque Pérez de 1x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV más dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal	142.149.280
Nueva ET Charlone 500/132 kV de 2x300 MVA y 3 salidas de línea en 132 kV para su vinculación con el sistema de transporte por distribución troncal de la provincia de Bs. As.	760.100.000	Nueva LAT 132 kV Chacabuco Industrial - Junín Sur de aproximadamente 48 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Chacabuco Industrial.	209.679.200
ET Villa Lía: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un 2° transformador de 150 MVA - 220/132 kV	57.500.000	Nueva ET Junín Sur de 1x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal	137.365.410
Nueva LAT 132 kV Villa Lía - Baradero de aproximadamente unos 52 km de longitud, más campos de salidas de línea en 132 kV en las EETT Villa Lía y Baradero.	280.273.200	Nueva LAT 132 kV Chivilcoy - Chivilcoy II de aproximadamente unos 14,5 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Chivilcoy	152.528.100
Nueva LAT 132 kV Nueva S.A. de Areco II - Los Cardales de aproximadamente 56 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET S.A. de Areco II	340.503.400	Nueva LAT 132 kV Chivilcoy II - Chacabuco de aproximadamente unos 46 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Chacabuco	299.949.400
Nueva ET Los Cardales: 132/33/13.2 kV de 1x45/45/45 MVA en las inmediaciones de las RNN°8 y RPN°6, en la zona de las localidades de Los Cardales-Cardalito-Parada Robles, más dos campos de salida de línea 132 kV.	164.018.400	Nueva ET Chivilcoy II de 1x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal	139.552.322
Nueva ET Arrecifes de 1x30/20/30 MVA -	138.048.820	Nueva LAT 132 kV Mercedes - Mercedes II de	122.112.600

132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal		aproximadamente unos 13 km de longitud, más dos campos de salida de línea en 132 kV, uno en ET Mercedes y otro en ET Mercedes II	
La obra contempla la construcción de un nuevo campo de salida de línea en 132 kV para la vinculación de la ET Salto con la futura ET Arrecifes	15.020.000	Nueva ET Mercedes II de 1x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de un campo de salida de línea 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal	139.278.958
Nueva LAT 132 kV Arrecifes - Salto de aproximadamente unos 31 km de longitud	165.069.800	ET Ramallo Industrial: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un segundo transformador de potencia (T2RN) 45/45/45 MVA - 132/33/13,2 kV y campos asociados.	86.478.600
Nueva LAT 132 kV 25 de Mayo - Lobos de aproximadamente unos 101 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET 25 de Mayo.	473.805.900	ET Carlos Casares: Ampliación a la capacidad de transformación mediante el reemplazo del transformador T1CJ de 66/33 kV-5 MVA por una máquina de 15/10/15 MVA-66/33/13,2 kV más campos asociados. Además deberá construirse el campo de transformación de 13,2	66.776.000
Nueva ET Lobos de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de un campo de salida de línea 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	168.294.594	ET Bragado: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la el reemplazo del transformador T5BG de 10/10/3,3 MVA - 132/33/13,2 kV existente por una nueva máquina de 30/30/20 MVA y adecuaciones.	79.526.000
Seccionamiento de la línea de 132 kV 25 de Mayo 500 - Lobos y vinculación de la misma a barras de 132 kV de la nueva ET Roque Pérez 132 kV mediante la construcción de un tramo de LAT 132 kV en doble terna de 40 km.	211.331.400	Nueva LAT 132 kV en doble terna Cnel. Charlone - Gral. Villegas de aproximadamente unos 45 km de longitud, más dos campos de salida de línea en 132 kV en ET Gral. Villegas.	251.585.000

EDEN - DETALLES DE INVERSIONES			
2019 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)	2019 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
Línea Aérea Bragado - Alberti	1.868.304	Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET Roque Pérez 132 kV	2.174.078
Línea Aérea Bunge - Charlone	716.130	Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET Roque Pérez 132 kV	4.649.558
Corredor 33 kV C. Casares-Moctezuma-Smith-La Indufina	1.400.382	Nuevo alimentador 5 de 13,2 kV - ET Roque Pérez 132 kV	2.502.618
Línea Aérea Granada - Ameghino	981.330	Nuevo alimentador 6 de 13,2 kV - ET Roque Pérez 132 kV	3.280.173
Línea Aérea Gral. Villegas - Oleaginosa	202.896	Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET Junín Sur 132 kV	4.173.922
Línea Aérea Roberts - Las Toscas	1.100.760	Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Junín Sur 132 kV	4.812.680
Línea Aérea Tres Lomas - Pellegrini	1.278.408	Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET Junín Sur 132 kV	4.722.533
Línea Aérea Tres Lomas - Victorino De La Plaza	782.430	Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET Junín Sur 132 kV	3.158.549
Línea Aérea Henderson - Henderson	429.678	Nuevo alimentador 5 de 13,2 kV - ET Junín Sur 132 kV	5.984.598
Línea Aérea Chivilcoy - Alberti	1.772.856	Nuevo alimentador 1 de 33 kV - ET Ramallo Industrial 132 kV	1.438.276
Línea Aérea Chivilcoy - Cnel. Mom	419.052	Nuevo alimentador 2 de 33 kV - ET Ramallo Industrial 132 kV	1.438.276
Línea Aérea Chivilcoy - Suipacha	527.856	Nuevo alimentador 3BG de 13,2 kV - ET Bragado 132 kV	3.730.910
Línea Aérea Junín - Vedia	1.432.260	Nuevo alimentador 6 de 13,2 kV - ET Arrecifes 132 kV	3.460.468
Línea Aérea Junín - O'Higgins	1.047.630	Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 1100008	1.492.777
Línea Aérea Vedia - Gral. Arenales	1.267.782	Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0300008	1.492.777
Corredor 33 kV Colón - Carabelas - Rojas	1.100.760	Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0300011	1.416.867
Línea Aérea Carlos Tejedor - Timote	2.031.504	Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 2000009	1.535.376
Línea Aérea Rivadavia - González Moreno	2.074.008	Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 2000120	1.535.376
Apertura LMT 33 kV S. Nicolás - La Emilia y vinculación nueva ET La Emilia	4.290.000	Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 5500349	1.416.867
Recalibración LAMT 33 kV Alim. 4-33 (Deriv. RPN°6 y Cno. Capilla del Señor)	2.860.000	Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 0400196	1.416.867
ET M. H. Alfonso	8.937.407	Reestructuración	2.136.127

		alimentador IMSA 1 (Zona Cárcel)	
ET Baigorrita	13.824.681	Reestructuración alimentador 2 (Calle R. de Escalada)	8.143.101
ET Bragado	22.700.000	Nuevo alimentador 4 (1° Etapa) - ET Vedia 13,2 kV	1.519.589
ET 25 de Mayo	19.100.000	Reestructuración alimentador 1 (Calle Maipú)	336.247
ET Daireaux	4.678.621	Reestructuración alimentador 1 (Calle Alsina)	653.813
ET Carlos Tejedor	9.605.655	Reestructuración alimentador Bonelli (calle Subiza)	3.358.926
ET Conesa	13.849.499	Nuevo alimentador 7-1 de 13,2 kV - ET Campana Puerto 33 kV	1.969.233
ET Germania	8.354.923	Nuevo alimentador 7-2 de 13,2 kV - ET Campana Puerto 33 kV	2.092.005
ET Gral. Arenales	12.258.717	Nuevo alimentador 7-10 de 33 kV - ET Campana Puerto 132 kV	2.960.899
ET Gral. Pinto	12.754.907	Nuevo alimentador 7-20 de 33 kV - ET Campana Puerto 132 kV	2.960.899
ET Granada	16.089.445	Nuevo alimentador 7-30 de 33 kV - ET Campana Puerto 132 kV	2.600.309
ET Henderson	12.219.954	Nuevo alimentador 7-40 de 33 kV - ET Campana Puerto 132 kV	2.600.309
ET Islas	6.531.911	Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET Ascensión 33 kV	3.958.700
ET Las Toscas	9.101.113	Nuevo alimentador 7 de 13,2 kV - ET Baradero 132 kV	5.091.012
ET O'Brien	9.367.941	Nuevo alimentador 1 13,2 kV - ET V. Alsina 33 kV	1.685.588
ET Pérez Millán	10.692.132	Nuevo alimentador 2 13,2 kV - ET V. Alsina 33 kV	1.685.588
ET Roberts	9.156.071	Nuevo alimentador 7-3 de 13,2 kV - ET Campana Puerto 132 kV	3.722.959
ET Tres Algarrobos	7.324.133	Nuevo alimentador 7-4 de 13,2 kV - ET Campana Puerto 132 kV	3.722.959
ET Warnes	8.745.769	Renovación LAMT 13,2 kV red 25 de Mayo - Etapa 3	814.457
ET 33/13.2 kV Roque Pérez II	10.639.921	Renovación LAMT 13,2 kV red Alberdi - Etapa 3	110.218
ET Ferre	8.072.237	Renovación LAMT 13,2 kV red Alberti - Etapa 3	824.928
Nueva LAMT 33 kV Futura ET S. Nicolás Norte - futura ET La Emilia	12.080.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Alem - Etapa 3	227.808
Nueva LAMT 33 kV ET C. de Areco y nueva ET C. de Areco II	16.650.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Arrecifes- Etapa 3	2.305.818
Nueva LAMT 33 kV	15.000.000	Renovación LAMT 13,2 kV	1.387.626

"ALIMENTADOR 5-20" y nueva ET Cardalito II		red Arribeños - Etapa 3	
Nueva LAMT 33 kV ET Cardalito y nueva ET Cardalito II	13.280.646	Renovación LAMT 13,2 kV red Ascensión - Etapa 3	88.802
Vinculación futura ET Lobos 132 kV y Apertura LAMT 33 kV Lobos-R. Pérez (Terna 1-Roque Pérez)	3.608.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Baradero - Etapa 3	940.377
Vinculación futura ET Lobos 132 kV y Apertura LAMT 33 kV Lobos-R. Pérez (Terna 2-Monte)	3.608.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Blaquier - Etapa 3	792.826
Nueva LAMT 33 kV entre la futura ET Mercedes II 132 kV y Apertura LAMT 33 kV ET Mercedes-S.A. de Giles	3.608.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Bragado - Etapa 3	937.541
Nueva LAMT 33 kV entre la futura ET Mercedes II 132 kV y Medición Coop. Luján	37.213.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Campana - Etapa 3	1.484.639
Nueva LAMT 33 kV Mercedes y Suipacha (2da. Terna)	47.223.000	Renovación LAMT 33 kV red Campana - Etapa 3	401.415
Nueva LAMT 33 kV entre la futura ET Chivilcoy II 132 kV y Apertura LAMT 33 kV Chivilcoy-Chacabuco (Terna 1-Cnel. Mom)	5.753.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Cap. Sarmiento - Etapa 3	1.474.562
Nueva LAMT 33 kV entre la futura ET Chivilcoy II 132 kV y Apertura LAMT 33 kV Chivilcoy-Chacabuco (Terna 2-Alberti)	5.753.000	Renovación LAMT 13,2 kV red C. Casares - Etapa 3	2.305.610
Vinculación futura ET Arrecifes 132 kV y Apertura LAMT 33 kV Arrecifes-Todd/Viña (Vinculación Todd/Viña y Salto)	6.000.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Chivilcoy - Etapa 3	1.224.449
Vinculación futura ET R. Pérez 132 kV y Apertura LAMT 33 kV R. Pérez-R. Pérez II (Terna 1-A. Carboni)	2.893.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Conesa y Acevedo - Etapa 3	1.175.404
Vinculación futura ET R. Pérez 132 kV y Apertura LAMT 33 kV R. Pérez-R. Pérez II (Terna 2-Saladillo)	2.893.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Daireaux - Etapa 3	389.392
ET Bayauca	10.136.834	Renovación LAMT 13,2 kV red C. del Señor- Etapa 3	2.062.639
Nueva ET 33/13,2 kV "Villa Alsina"	14.710.256	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Arenales- Etapa 3	46.237
Nueva LAMT 33 kV Baradero - Villa Alsina	34.633.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Pinto - Etapa 3	494.711
Nueva LAMT 33 kV 9 de Julio - Dudignac	54.143.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Villegas - Etapa 3	5.994.123
Nueva LAMT 33 kV Alberdi - Germania	41.320.646	Renovación LAMT 13,2 kV red Henderson - Etapa 3	1.868.812
ET Rivadavia	26.489.540	Renovación LAMT 13,2 kV red Junín - Etapa 3	684.410
Nueva LAMT 33 kV entre nueva ET Lobos 132 kV y	41.923.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Lincoln - Etapa 3	2.243.703

nueva ET Navarro Norte			
Nueva ET 33/13,2 kV "Navarro Norte"	27.002.464	Renovación LAMT 13,2 kV red Lobos - Etapa 3	615.125
Nueva ET 33/13,2 kV "Villa Sauce"	8.582.622	Renovación LAMT 13,2 kV red Los Cardales - Etapa 3	992.521
Nueva LAMT 33 kV entre la ET Gral. Villegas 132 kV y la nueva ET Villa Sauce	87.263.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Mercedes - Etapa 3	1.087.833
Nueva LAMT 33 kV entre la Futura ET Chivilcoy II 132 kV y la ET Alberti	60.003.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Pellegrini - Etapa 3	4.346.925
Nueva LAMT 33 kV entre la Futura ET 25 de Mayo II 132 kV y la ET N. De La Riestra	78.313.323	Renovación LAMT 13,2 kV red P. Millán- Etapa 3	227.579
Nueva LMT 33 kV entre la futura ET R. Pérez 132 kV y piquete de apertura de la LAMT 33 kV N. De La Riestra-Pedernales (Terna 1-N. De La Riestra)	58.663.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Ramallo - Etapa 3	195.202
Nueva LMT 33 kV entre la futura ET R. Pérez 132 kV y piquete de apertura de la LAMT 33 kV N. De La Riestra-Pedernales (Terna 2-Pedernales)	58.663.000	Renovación LAMT 33 kV red Ramallo - Etapa 3	395.323
Nueva LAMT 33 kV entre la futura ET Mechita y Apertura LAMT 33 kV Bragado-Alberti	5.038.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Roque Pérez - Etapa 3	1.547.533
Nueva ET 33/13,2 kV "Mechita"	8.582.622	Renovación LAMT 13,2 kV red S.A. de Giles - Etapa 3	422.211
Nueva LAMT 33 kV Herrera Vegas - Hortensia	43.540.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Salliqueló - Etapa 3	2.879.913
Nueva LAMT 33 kV Carlos Casares-Cadret	31.493.000	Renovación LAMT 13,2 kV red San Nicolás - Etapa 3	1.762.862
Nueva LAMT 33 kV Lincoln - El Triunfo	46.143.000	Renovación LAMT 33 kV red San Nicolás - Etapa 3	224.048
Nueva LAMT 33 kV Lincoln - Arenaza	45.760.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Suipacha - Etapa 3	396.743
Nueva LAMT 33 kV Junín - Gral. Arenales	50.050.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Tres Lomas - Etapa 3	3.372.094
Nueva LAMT 33 kV Futura ET San Nicolás Norte y la ET Conesa	61.433.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Vedia Etapa 3	685.797
ET GRAL. VILLEGAS: Revisión integral de ajuste de parte activa y tratamiento de regeneración de aceite del transformador de potencia.	364.400	Cambio de LABT desnuda (mal estado)	69.203.149
Nuevo vínculo alimentador 2 (anillo CT 199)	436.376	Cambio de LABT desnuda (regular estado)	59.636.552
Nuevo vínculo entre alimentadores 2 y 4 (CT 122)	105.932	Cambio de LABT desnuda (buen estado)	22.129.649
Nuevo vínculo alimentador 2 (Anillo El Chajá)	1.807.283	Cambio de LABT convencional protegida (mal estado)	31.342.511
Nuevo vínculo entre	2.875.223	Cambio de LABT	38.503.541

alimentadores 2 y 3 (Callejón Esc. 15)		convencional protegida (regular estado)	
Reestruc. vínculo alimentador 2 (CT 140)	832.274	Cambio de LABT prensablado (mal estado)	6.752.444
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 1100004	1.492.777	Nuevos CT MT/BT Monoposte para mejora calidad de servicio y producto	12.976.319
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 1100006	1.416.867	Nuevos CT MT/BT Plataforma para mejora calidad de servicio y producto	4.883.999
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0300007	1.416.867	Nuevos CT MT/BT Cámara Nivel para mejora calidad de servicio y producto	8.897.618
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0300006	1.416.867	Nuevos CT MT/BT Cámara Subterránea para mejora calidad de servicio y producto	10.905.680
Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 2000021	1.416.867	Reestructuración de CT MT/BT tipo monoposte para mejora calidad de servicio	24.898
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 2000270	1.492.777	Reestructuración de CT MT/BT tipo plataforma para mejora calidad de servicio	1.792.676
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 5500001	1.492.777	Plan de instalación de sistema de monitoreo de parámetros y alarmas en CTs	2.813.497
Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 0400051	1.416.867	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	14.978.275
Reestructuración alimentador 3 (Ruta 5)	1.689.783	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	4.204.992
Reestructuración alimentador 2 (CUSMT centro)	23.032.616	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Industriales	2.846.931
Reestructuración alimentador 1 (CT 129 y CT 201)	454.652	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	24.361.047
Nuevo vínculo alimentador 4 (CT 12 y CT 244)	1.509.753	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	8.458.452
Nuevo alimentador 5 de 13,2 kV - ET Daireaoux 33 kV	4.240.112	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Industriales	375.615
Reestructuración alimentador 2 (CT 92 y CT 157)	794.559	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	48.673.461
Reestructuración alimentador 2 (CT 32 y CT 176)	984.955	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	8.387.238
Nuevo alimentador 3 de	1.865.004	Ampliación de CT MT/BT	1.509.063

13,2 kV - ET Henderson 33 kV		por Crecimiento - Clientes Industriales	
Reestruc. vínculo alimentadores 3 y 6bis (CT 34 y CT 43)	1.776.503	Nuevas Acometidas - Clientes Residenciales Monofásicos	7.823.936
Reestructuración alimentador Banderoló (Troncal aéreo)	4.928.955	Nuevas Acometidas - Clientes Comerciales Trifásicos	5.741.337
Adecuación MT/ BT de cámara CT 140	1.416.867	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Medianas Demandas)	356.390
Reestructuración alimentador 4 (2° Etapa)	5.542.578	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en BT)	392.316
Reestructuración alimentadores 2 y 6 (CUSMT Salida ET)	654.605	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en MT)	1.110.560
Reestructuración alimentadores 2 y 6 (Troncal aéreo)	1.382.200	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en BT)-Telemedición	92.460
Reestructuración alimentador 2 (Troncal aéreo)	984.471	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en MT)-Telemedición	64.722
Reestructuración alimentador 4 (Troncal aéreo)	1.050.233	Ampliación del Sistema de Telemedición de Clientes Industriales y Cooperativas	600.993
Nuevo vínculo alimentador 1 (Calle 14)	106.794	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 654 usuarios carenciados en la localidad Campana.	6.513.220
Reestructuración alimentador San Lorenzo (CUSMT Salida ET)	5.490.785	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 244 usuarios carenciados en la localidad de Junín.	2.495.220
Reestructuración alimentador Cobre (Calle Don Bosco)	2.170.534	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 266 usuarios carenciados en la localidad de San Nicolás.	2.710.820
Reestructuración alimentador 5 (CUSMT Salida ET+troncal)	592.164	Cambio de postes de BT por SVP	15.889.634
Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET Arrecifes 132 kV	2.018.108	Cambio de Acometidas por SVP	8.509.499
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Arrecifes 132 kV	2.313.449	Cambio de Tapas de Gabinetes de Medidores por SVP	12.434.784
Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET Arrecifes 132 kV	2.919.583	Cambio de TR MT/BT por desperfectos	17.602.491
Nuevo alimentador 4 de	2.927.883	Reemplazo de un lote de	628.015

13,2 kV - ET Arrecifes 132 kV		quinientos (500) medidores trifásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	
Nuevo alimentador 5 de 13,2 kV - ET Arrecifes 132 kV	2.018.108	Reemplazo de un lote de setecientos (700) medidores monofásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	306.621
Nuevo alimentador 6-1 de 13,2 kV - ET Los Cardales 132 kV	2.484.406	Renovación de Sistemas de Medición Clientes Industriales	2.001.607
Nuevo alimentador 6-2 de 13,2 kV - ET Los Cardales 132 kV	2.484.406	Provisión de tecnología para Telemedición de cien (100) nuevos usuarios.	626.080
Nuevo alimentador 6-3 de 13,2 kV - ET Los Cardales 132 kV	2.484.406	Provisión de diez (10) antenas para usuarios teledidos.	28.804
Nuevo alimentador 6-4 de 13,2 kV - ET Los Cardales 132 kV	2.484.406	Mejoras de sistemas de protección y medición en varias Estaciones Transformadoras (Incluye detección de arco y reles de distancia).	2.102.140
Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET Chivilcoy II 132 kV	2.012.664	Provisión de cinco (5) reconectores en varias Estaciones Transformadoras.	1.177.550
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Chivilcoy II 132 kV	2.751.017	Plan eliminación de PCB (125 CTs)	23.477.689
Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET Chivilcoy II 132 kV	4.512.469	Mejora del sistema SCADA en la Estación Transformadora La Josefa.	277.240
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET Chivilcoy II 132 kV	3.774.116	Provisión de sistema de Telecontrol en la Estación Transformadora Diciembre.	277.240
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Lobos 132 kV	1.657.518	Provisión de equipos de radios y comunicaciones para equipos de detección de fallas.	442.048
Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET Lobos 132 kV	2.108.256	Reposición de herramientas varias para uso de las cuadrillas de Medición.	20.000
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET Lobos 132 kV	2.161.916	Plan renovación de flota (24 unidades)	23.820.000
Nuevo alimentador 5 de 13,2 kV - ET Lobos 132 kV	1.837.813	Actualización sistema SAP.	7.600.000
Nuevo alimentador 6 de 13,2 kV - ET Lobos 132 kV	1.747.666	Mejoras en el sistema comercial.	1.308.736
Nuevo alimentador 7 de 13,2 kV - ET Lobos 132 kV	1.702.592	Licencias PRIME READ para telemediciones de nuevos clientes.	336.832
Nuevo alimentador 8 de 13,2 kV - ET Lobos 132 kV	3.099.878	Reemplazo de equipamientos informáticos.	2.264.330
Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET Mercedes II 132 kV	1.702.592	Reemplazo de equipamientos de comunicación.	807.456
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Mercedes II	2.194.827	Mejoras en aplicaciones varias.	45.500

132 kV			
Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET Mercedes II 132 kV	3.730.910	Reposición de hardware DATACENTER	2.736.000
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET Mercedes II 132 kV	1.567.371	Reposición de equipos de telefonía móvil.	445.850
Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET Roque Pérez 132 kV	2.378.698	Reposición de equipos de comunicaciones SCADA.	418.920
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Roque Pérez 132 kV	3.911.205	Mejoras Edilicias (Oficinas Comerciales, Sectores Técnicos, etc.)	7.000.000
		Renovación de Equipos y Herramientas Cuadrillas Comerciales y de Distribución	4.000.000
2019 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)	2019 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)
Nueva ET Junín 500/132 kV de 2x300 MVA y 3 salidas de línea en 132 kV para su vinculación con el sistema de transporte por distribución troncal de la provincia de Bs. As.	740.500.000	Nueva LAT 132 kV Arrecifes - Pergamino de aproximadamente unos 44 km de longitud, más campos de salida de línea en 132 kV en ambas EETT	193.457.600
ET Nueva GBA 500/220/132 kV de 2x300 MVA de 500/132 kV más tres campos de salida de línea en el nivel de 500 kV (Abasto/Atucha/Charlone) y dos campos de salida de línea en 132 kV (Mercedes/Lobos)	810.000.000	Nueva LAT 132 kV Nueva GBA - Mercedes de aproximadamente unos 55 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Mercedes	277.419.400
Nueva LAT 132 kV Nueva Campana - Nueva ET Campana Puerto de aproximadamente unos 8 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Nueva Campana.	155.682.300	Nueva LAT 132 kV Nueva GBA - Lobos de aproximadamente unos 48 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Lobos	268.707.800
Nueva ET Puerto Campana de 1x45/45/45 MVA - 132/33/13.2 kV más dos campos de salida de línea en 132 kV para vincularla al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	166.752.040	Nueva LAT 132 kV Mercedes II - S.A. de Giles de aproximadamente unos 22 km de longitud.	89.218.800
Nueva LAT 132 kV Luján II - Los Cardales de aproximadamente 27 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Luján II.	203.220.600	Nueva LAT 132 kV Henderson - Salliqueló de aproximadamente unos 150 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Henderson.	623.330.000
Nueva LAT 132 kV Junín 500 kV - Junín Sur de aproximadamente 23 km de longitud	93.274.200	Nueva ET Salliqueló de 132/66/33/13,2 kV y obras de 13,2, 33 y 66 kV asociadas, más la construcción de un campo de salida de línea 132 kV para su vinculación al	169.290.420

		Sistema de Transporte por Distribución Troncal. Contemplará un TR 132/66 kV-40 MVA más los cor	
Seccionamiento de la línea de 132 kV Junín - Rojas y vinculación de la misma a barras de 132 kV de la nueva ET Junín 500/132 kV mediante la construcción de un tramo de LAT 132 kV en doble terna de 3 km.	16.822.400	Nueva LAT 132 kV Campana Puerto -Campana III de aproximadamente 10 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Campana III.	134.278.800
Nueva ET 25 de Mayo de 1x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de un campo de salida de línea 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal	139.005.594	Nueva LAT 132 kV T. Lauquen - Gral. Villegas de aproximadamente unos 115 km de longitud, más campos de salida de línea en 132 kV en ambas EETT	496.411.000

EDEN - DETALLES DE INVERSIONES			
2020 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)	2020 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
Línea Aérea La Indufina - Las Toscas	1.246.530	Nuevo alimentador 5 de 13,2 kV - ET Tres Lomas 66 kV	2.602.198
Corredor 33 kV Henderson - Herrera Vega - Bolívar	1.474.764	Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET Daireaux II 33 kV	4.189.634
Corredor 33 kV Pergamino - Acevedo - Conesa	1.212.108	Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Daireaux II 33 kV	2.116.724
Línea Aérea Mercedes - Suipacha	925.656	Renovación LAMT 13,2 kV red 25 de Mayo - Etapa 4	814.457
Línea Aérea Rivadavia - Carlos Tejedor	1.432.260	Renovación LAMT 13,2 kV red Alberdi - Etapa 4	110.218
Línea Aérea Gral. Villegas - Piedritas	726.756	Renovación LAMT 13,2 kV red Alberti - Etapa 4	824.928
Línea Aérea Piedritas - Cañada Seca	880.608	Renovación LAMT 13,2 kV red Alem - Etapa 4	227.808
Línea Aérea Gral. Villegas - Tres Algarrobos	915.030	Renovación LAMT 13,2 kV red Arrecifes- Etapa 4	2.305.818
Línea Aérea Gral. Villegas - Ameghino	1.453.512	Renovación LAMT 13,2 kV red Arribeños - Etapa 4	1.387.626
Línea Aérea Piedritas - Bunge	748.008	Renovación LAMT 13,2 kV red Ascensión - Etapa 4	88.802
ET Alberdi	14.907.119	Renovación LAMT 13,2 kV red Baradero - Etapa 4	940.377
ET L. N. Alem	10.508.367	Renovación LAMT 13,2 kV red Blaquier - Etapa 4	792.826
ET Arbolito	5.001.935	Renovación LAMT 13,2 kV red Bragado - Etapa 4	937.541
ET Ascensión	14.270.914	Renovación LAMT 13,2 kV red Campana - Etapa 4	1.484.639
ET Bunge	9.605.655	Renovación LAMT 33 kV red Campana - Etapa 4	401.415
ET Charlone	4.473.887	Renovación LAMT 13,2 kV red Cap. Sarmiento - Etapa 4	1.474.562

ET Cnel. Mom	9.372.455	Renovación LAMT 13,2 kV red C. Casares - Etapa 4	2.305.610
ET N. de La Riestra	9.968.462	Renovación LAMT 13,2 kV red Chivilcoy - Etapa 4	1.224.449
ET Dudignac	8.732.132	Renovación LAMT 13,2 kV red Conesa y Acevedo - Etapa 4	1.175.404
ET Gonzalez Moreno	3.604.455	Renovación LAMT 13,2 kV red Daireaux - Etapa 4	389.392
ET Laplacette	9.049.086	Renovación LAMT 13,2 kV red C. del Señor- Etapa 4	2.062.639
ET Moctezuma	15.572.536	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Arenales- Etapa 4	46.237
ET Moquehua	9.265.704	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Pinto - Etapa 4	494.711
ET Mosconi	3.019.805	Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Villegas - Etapa 4	5.994.123
ET Pasteur	8.507.286	Renovación LAMT 13,2 kV red Henderson - Etapa 4	1.868.812
ET Pellegrini	13.647.418	Renovación LAMT 13,2 kV red Junín - Etapa 4	684.410
ET Piedritas	15.104.040	Renovación LAMT 13,2 kV red Lincoln - Etapa 4	2.243.703
ET Pedernales	9.582.657	Renovación LAMT 13,2 kV red Lobos - Etapa 4	615.125
ET Vedia	9.605.655	Renovación LAMT 13,2 kV red Los Cardales - Etapa 4	992.521
ET Victorino De La Plaza	9.330.387	Renovación LAMT 13,2 kV red Mercedes - Etapa 4	1.087.833
ET Zavalia	4.144.455	Renovación LAMT 13,2 kV red Pellegrini - Etapa 4	4.346.925
ET Salazar	8.671.877	Renovación LAMT 13,2 kV red P. Millán- Etapa 4	227.579
ET Villa Moll	8.466.602	Renovación LAMT 13,2 kV red Ramallo - Etapa 4	195.202
ET Mones Cazón	9.312.200	Renovación LAMT 33 kV red Ramallo - Etapa 4	395.323
Nueva LAMT 33 kV futura ET Los Cardales 132 kV - ET C. del Señor	30.983.323	Renovación LAMT 13,2 kV red Roque Pérez - Etapa 4	1.547.533
Nueva LAMT 33 kV entre la futura ET 25 de Mayo II 132 kV y Apertura LAMT 33 kV 25 de Mayo-Islas	5.753.000	Renovación LAMT 13,2 kV red S.A. de Giles - Etapa 4	422.211
Nueva LAMT 33 kV entre la futura ET 25 de Mayo II 132 kV y Apertura LAMT 33 kV 25 de Mayo-Saladillo	14.333.000	Renovación LAMT 13,2 kV red Salliqueló - Etapa 4	2.879.913
Nueva ET 33/13,2 kV "El Triunfo"	7.713.190	Renovación LAMT 13,2 kV red San Nicolás - Etapa 4	1.762.862
Nueva ET Hortensia	1.065.080	Renovación LAMT 33 kV red San Nicolás - Etapa 4	224.048
Nueva ET Cadret	1.065.080	Renovación LAMT 13,2 kV red Suipacha - Etapa 4	396.743
Nueva LAMT 33 kV Tres Algarrobos - Colonia Sere	57.050.646	Renovación LAMT 13,2 kV red Tres Lomas - Etapa 4	3.372.094
Nueva LAMT 33 kV Pasteur - Timote	38.460.646	Renovación LAMT 13,2 kV red Vedia Etapa 4	685.797
Nueva LAMT 33 kV C. Casares - Las Toscas	85.800.000	Cambio de LABT desnuda (mal estado)	69.203.149
Nueva ET Capilla del Señor	14.710.256	Cambio de LABT desnuda	59.636.552

II		(regular estado)	
Nueva ET 33/13,2 kV "Parada Robles II"	14.710.256	Cambio de LABT desnuda (buen estado)	22.129.649
Nueva ET 33/13,2 kV Daireaux II	14.710.256	Cambio de LABT convencional protegida (mal estado)	31.342.511
Nueva LAMT 33 kV ET Ferre - ET Ascensión	35.600.646	Cambio de LABT convencional protegida (regular estado)	38.503.541
Nueva LAMT 33 kV ET Salto TRANSBA y nueva ET C. de Areco II	68.583.323	Cambio de LABT prensablado (mal estado)	6.752.444
Nueva LAMT 33 kV entre la ET Gonzalez Moreno y la nueva ET Fortín Olavarria	71.281.280	Nuevos CT MT/BT Monoposte para mejora calidad de servicio y producto	12.976.319
Nueva ET 33/13,2 kV "Gorostiaga" y vinculación apertura LAMT 33 kV Chivilcoy-Suipacha	8.353.513	Nuevos CT MT/BT Plataforma para mejora calidad de servicio y producto	4.883.999
Nueva LAMT 33 kV Cadret- Ordoqui	34.320.000	Nuevos CT MT/BT Cámara Nivel para mejora calidad de servicio y producto	8.897.618
Nueva LAMT 33 kV Piedrita- Santa Eleodora	42.900.000	Nuevos CT MT/BT Cámara Subterránea para mejora calidad de servicio y producto	10.905.680
Nueva LAMT 33 kV Ameghino - Blaquier	44.970.323	Reestructuración de CT MT/BT tipo monoposte para mejora calidad de servicio	908.787
Nueva LAMT 33 kV Cañada Seca - Villa Saboya	54.980.323	Reestructuración de CT MT/BT tipo plataforma para mejora calidad de servicio	1.792.676
Nueva LAMT 33 kV Cañada Seca - Santa Regina	37.820.323	Plan de instalación de sistema de monitoreo de parámetros y alarmas en CTs	2.813.497
Nueva LAMT 33 kV Chivilcoy - Suipacha	42.900.000	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	15.217.337
Nueva LAMT 33 kV Lincoln - Laplacette	64.350.000	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	4.311.409
Nueva LAMT 33 kV Arenaza - Roberts	42.900.000	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Industriales	2.880.038
Nueva LAMT 33 kV Junín - Gral. Viamonte	71.500.000	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	24.705.474
Nueva LAMT 33 kV Henderson TRANSBA - Henderson	30.703.323	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	8.672.512
Nuevo vínculo entre alimentadores 1 y 2 (Camino La Lata)	1.366.159	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes	392.946

		Industriales	
Nuevo vínculo entre alimentadores 2 y 3 (Los quinchos)	1.272.647	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	50.038.374
Reestruc. vínculo alimentador 2 (CT 242)	405.664	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	9.108.357
Nuevo vínculo alimentador 1 (Cierre de anillo 13,2 kV S.I.P. Sur)	987.875	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Industriales	1.509.063
Nuevo vínculo entre alimentadores 7 y 9 (Cementerio)	1.396.537	Nuevas Acometidas - Clientes Residenciales Monofásicos	7.948.811
Nuevo vínculo alim. Moreno y Lechiguana (Calle Sarmiento)	2.289.850	Nuevas Acometidas - Clientes Comerciales Trifásicos	5.886.635
Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 2000043	1.492.777	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Medianas Demandas)	364.678
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 5500201	1.416.867	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en BT)	431.548
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0400001	1.492.777	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en MT)	1.110.560
Reestruc. vínculo alimentadores 3 y 6 (Calle Troilo)	849.836	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en BT)-Telemedición	101.706
Reestructuración alimentador 1 (CT 339 y CT 187)	1.593.281	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en MT)-Telemedición	64.722
Reestruc. vínculo alimentador 4 y 5 (CT 150 y CT 216)	386.625	Ampliación del Sistema de Telemedición de Clientes Industriales y Cooperativas	600.993
Reestruc. vínculo alimentador 4 (CT 49 y CT 207)	136.065	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 654 usuarios carenciados en la localidad Campana.	6.513.220
Reestruc. vínculo alimentador 7 (CT 161 y CT 174)	205.373	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 244 usuarios carenciados en la localidad de Junín.	2.495.220
Nuevo alimentador 4 (2° Etapa) - ET Vedia 13,2 kV	1.086.010	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 266 usuarios carenciados en la localidad de San Nicolás.	2.710.820
Nuevo vínculo alimentadores 4 y 5 (Calle Las Heras)	783.150	Cambio de postes de BT por SVP	15.889.634
Reestructuración alimentador Gigra (CUSMT)	5.464.888	Cambio de Acometidas por SVP	8.388.408

Salida ET)			
Reestructuración alimentador Moreno (CUSMT Salida ET)	8.379.495	Cambio de Tapas de Gabinetes de Medidores por SVP	12.434.784
Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV	1.909.388	Cambio de TR MT/BT por desperfectos	16.599.579
Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET 25 de Mayo 132 kV	3.943.421	Reemplazo de un lote de quinientos (500) medidores trifásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	628.015
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET 25 de Mayo 132 kV	3.582.831	Reemplazo de un lote de setecientos (700) medidores monofásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	306.621
Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET 25 de Mayo 132 kV	4.656.875	Renovación de Sistemas de Medición Clientes Industriales	2.001.607
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET 25 de Mayo 132 kV	3.041.946	Provisión de tecnología para Telemedición de cien (100) nuevos usuarios.	626.080
Nuevo alimentador 5 de 13,2 kV - ET 25 de Mayo 132 kV	4.058.467	Provisión de diez (10) antenas para usuarios telemedidos.	28.804
Nuevo alimentador IMSA 6 de 13,2 kV - ET IMSA 132 kV	4.122.756	Mejoras de sistemas de protección y medición en varias Estaciones Transformadoras (Incluye detección de arco).	2.247.240
Nuevo alimentador 3 de 33 kV - ET Ramallo Industrial 132 kV	9.551.550	Provisión de cinco (5) reconectores en varias Estaciones Transformadoras.	1.177.550
Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET Salliqueló 132 kV	1.927.961	Plan eliminación de PCB (124 CTs)	24.024.980
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Salliqueló 132 kV	1.927.961	Reposición de herramientas varias para uso de las cuadrillas de Medición.	20.000
Nuevo alimentador 3 de 13,2 kV - ET Salliqueló 132 kV	1.927.961	Plan renovación de flota (20 unidades)	9.470.000
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET Salliqueló 132 kV	1.927.961	Nuevo sistema comercial.	18.550.400
Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 0300009	1.568.688	Licencias PRIME READ para telemediciones de nuevos clientes.	336.832
Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 2000123	1.416.867	Reemplazo de equipamientos informáticos.	2.264.330
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0400002	1.492.777	Reemplazo de equipamientos de comunicación.	807.456
Reestructuración de alimentador 7 (Los Naranjos)	1.216.497	Mejoras en aplicaciones varias.	45.500
Reestructuración alimentador 5 (Calle Chacabuco)	429.649	Reposición de hardware DATACENTER	2.736.000

Reestructuración alimentador 5 (Calle Rodríguez)	1.074.122	Reposición de equipos de telefonía móvil.	391.250
Reestructuración alimentador 2 (Calle Peña)	934.019	Reposición de equipos de comunicaciones SCADA.	298.920
Reestructuración alimentador 2 (Calle 25 de Mayo)	1.260.926	Mejoras Edilicias (Oficinas Comerciales, Sectores Técnicos, etc.)	7.000.000
Nuevo alimentador 4 de 13,2 kV - ET Gral. Pinto 33 kV	2.695.042	Renovación de Equipos y Herramientas Cuadrillas Comerciales y de Distribución	4.000.000
2020 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)	2020 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)
Nueva LAT 132 kV Junín 500 - Colón de aproximadamente unos 95 km de longitud, más un campo de salida de línea en 132 kV en ET Colón.	400.283.000	ET Los Cardales: Instalación de un segundo transformador de potencia de 45/45/45 MVA - 132/33/13.2 kV con sus correspondientes campos.	58.431.200
Nueva LAT 132 kV Monte - Lobos de aproximadamente unos 48 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Monte.	308.060.200	ET Chivilcoy II: Instalación de un segundo transformador de potencia de 30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV con sus correspondientes campos.	56.707.040
ET Rojas: Ampliación a la capacidad de transformación mediante el reemplazo del transformador T2RF de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV existente por una nueva máquina de 30/20/30 MVA y obras de adecuación asociadas.	65.726.000	ET Mercedes II: Instalación de un segundo transformador de potencia de 30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV con sus correspondientes campos.	55.889.150
ET S.A. de Giles: Instalación de un segundo transformador de potencia de 30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV con sus correspondientes campos.	55.616.520		

EDEN - DETALLES DE INVERSIONES			
2021 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)	2021 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
Línea Aérea Tres Lomas - 30 de Agosto	273.282	Renovación LAMT 13,2 kV red Ramallo - Etapa 5	195.202
Línea Aérea Henderson - Daireaux (Terna 2)	1.068.882	Renovación LAMT 33 kV red Ramallo - Etapa 5	395.323
Línea Aérea Henderson - Daireaux (Terna 1)	1.267.782	Renovación LAMT 13,2 kV red Roque Pérez - Etapa 5	1.547.533
Línea Aérea Roberts - Pasteur	185.730	Renovación LAMT 13,2 kV red S.A. de Giles - Etapa 5	422.211
Línea Aérea Derivación Villa Moll	352.752	Renovación LAMT 13,2 kV red Salliqueló - Etapa 5	2.879.913
Corredor 33 kV Henderson - Mones Cazón - Salazar	459.012	Renovación LAMT 13,2 kV red San Nicolás - Etapa 5	1.762.862
ET Agustina	6.115.953	Renovación LAMT 33 kV red San Nicolás - Etapa 5	224.048
ET M. H. Alfonzo	4.862.761	Renovación LAMT 13,2 kV red Suipacha - Etapa 5	396.743

ET Baigorrita	11.080.887	Renovación LAMT 13,2 kV red Tres Lomas - Etapa 5	3.372.094
ET Colonia Sere	8.503.023	Renovación LAMT 13,2 kV red Vedia Etapa 5	685.797
ET Cañada Seca	3.604.455	Cambio de LABT desnuda (mal estado)	69.203.149
ET Carabelas	7.656.761	Cambio de LABT desnuda (regular estado)	59.636.552
ET Carlos Salas	1.065.080	Cambio de LABT desnuda (buen estado)	22.129.649
ET Tiburcio	4.427.712	Cambio de LABT convencional protegida (mal estado)	31.342.511
ET Timote	4.427.712	Cambio de LABT convencional protegida (regular estado)	38.503.541
ET Tres Algarrobos	4.520.062	Cambio de LABT prensablado (mal estado)	6.752.444
ET Tres Lomas	27.597.682	Nuevos CT MT/BT Monoposte para mejora calidad de servicio y producto	12.976.319
Nueva LAMT 33 kV Futura ET C. del Señor II - ET Capilla del Señor	25.230.323	Nuevos CT MT/BT Plataforma para mejora calidad de servicio y producto	4.883.999
Nueva LAMT 33 kV futura ET Los Cardales 132 kV - Futura ET P. Robles II	21.763.000	Nuevos CT MT/BT Cámara Nivel para mejora calidad de servicio y producto	8.897.618
ET Cucullú	12.857.985	Nuevos CT MT/BT Cámara Subterránea para mejora calidad de servicio y producto	10.905.680
Nueva LAMT 33 kV Hortensia-Ordoqui	15.730.000	Reestructuración de CT MT/BT tipo monoposte para mejora calidad de servicio	933.686
Nueva ET Blaquier	7.713.190	Reestructuración de CT MT/BT tipo plataforma para mejora calidad de servicio	1.792.676
Nueva ET Villa Saboya	7.713.190	Plan de instalación de sistema de monitoreo de parámetros y alarmas en CTs	2.813.497
Nueva LAMT 33 kV Henderson - Futura ET Daireaux II	55.803.000	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	15.459.351
Nueva ET Ordoqui	1.065.080	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	4.417.826
Nueva ET Santa Eleodora	1.065.080	Ampliación de la Red de Media Tensión por Crecimiento - Clientes Industriales	2.889.449
Nueva ET Santa Regina	1.065.080	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	25.143.481
Nuevo vínculo	1.801.000	Ampliación de la Red de	8.886.573

alimentadores 3 y 6 (Sta. Lucia-Cñda Marta)		Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	
Nuevo vínculo alimentador 5 (Quenumá - Thompson)	5.826.765	Ampliación de la Red de Baja Tensión por Crecimiento - Clientes Industriales	399.076
Reestruc. vínculo alimentador IMSA 1 y 7 (El Sauce)	1.348.374	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Residenciales Monofásicos	50.503.057
Reestruc. vínculo alimentador 1 (CT 32 y CT 166)	1.275.141	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Comerciales Trifásicos	9.488.308
Nuevo vínculo alimentador 1 (Cierre de anillo 13,2 kV S.I.P. Norte)	987.875	Ampliación de CT MT/BT por Crecimiento - Clientes Industriales	1.509.063
Nuevo vínculo alim. Alem y S. Lorenzo (Calle Almafuerde)	3.724.439	Nuevas Acometidas - Clientes Residenciales Monofásicos	8.075.227
Nuevo vínculo alim. Sidersa y La Emilia (Calle Spano)	1.093.080	Nuevas Acometidas - Clientes Comerciales Trifásicos	6.031.933
Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 2000194	1.416.867	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Medianas Demandas)	372.966
Adecuación MT/ BT de cámara a nivel CT 0400003	1.492.777	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en BT)	431.548
Nuevo vínculo alimentadores 4 Arenales y 1 Ascensión.	2.595.406	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en MT)	1.110.560
Nuevo alimentador 1 de 13,2 kV - ET Capilla del Señor II 33 kV	2.872.641	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en BT)-Telemedición	101.706
Nuevo alimentador 2 de 13,2 kV - ET Capilla del Señor II 33 kV	2.258.781	Nuevas Acometidas - Clientes Industriales (Grandes Demandas en MT)-Telemedición	64.722
Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 2000195	1.416.867	Ampliación del Sistema de Telemedición de Clientes Industriales y Cooperativas	600.993
Adecuación MT/ BT de cámara subterránea CT 0400011	1.644.598	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 654 usuarios carenciados en la localidad Campana.	6.513.220
Renovación LAMT 13,2 kV red 25 de Mayo - Etapa 5	814.457	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 244 usuarios carenciados en la localidad de Junín.	2.495.220
Renovación LAMT 13,2 kV red Alberdi - Etapa 5	110.218	Normalización de Redes para abastecer Barrios Carenciados. Proyecto piloto para el suministro de 266 usuarios carenciados en la localidad de San	2.710.820

		Nicolás.	
Renovación LAMT 13,2 kV red Alberti - Etapa 5	824.928	Cambio de postes de BT por SVP	15.889.634
Renovación LAMT 13,2 kV red Alem - Etapa 5	227.808	Cambio de Acometidas por SVP	8.388.408
Renovación LAMT 13,2 kV red Arrecifes- Etapa 5	2.305.818	Cambio de Tapas de Gabinetes de Medidores por SVP	12.434.784
Renovación LAMT 13,2 kV red Arribeños - Etapa 5	1.387.626	Cambio de TR MT/BT por desperfectos	16.599.579
Renovación LAMT 13,2 kV red Ascensión - Etapa 5	88.802	Reemplazo de un lote de quinientos (500) medidores trifásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	628.015
Renovación LAMT 13,2 kV red Baradero - Etapa 5	940.377	Reemplazo de un lote de setecientos (700) medidores monofásicos por Muestreo Estadístico Res OCEBA 314/02	306.621
Renovación LAMT 13,2 kV red Blaquier - Etapa 5	792.826	Provisión de tecnología para Telemedición de cien (100) nuevos usuarios.	626.080
Renovación LAMT 13,2 kV red Bragado - Etapa 5	937.541	Provisión de diez (10) antenas para usuarios telemedidos.	28.804
Renovación LAMT 13,2 kV red Campana - Etapa 5	1.484.639	Mejoras de sistemas de protección y medición en varias Estaciones Transformadoras (Incluye detección de arco).	2.247.240
Renovación LAMT 33 kV red Campana - Etapa 5	401.415	Plan eliminación de PCB (122 CTs)	24.281.924
Renovación LAMT 13,2 kV red Cap. Sarmiento - Etapa 5	1.474.562	Reposición de herramientas varias para uso de las cuadrillas de Medición.	20.000
Renovación LAMT 13,2 kV red C. Casares - Etapa 5	2.305.610	Plan renovación de flota (25 unidades)	11.960.000
Renovación LAMT 13,2 kV red Chivilcoy - Etapa 5	1.224.449	Implementación del nuevo sistema técnico.	1.520.000
Renovación LAMT 13,2 kV red Conesa y Acevedo - Etapa 5	1.175.404	Mejoras en el sistema comercial.	7.910.400
Renovación LAMT 13,2 kV red Daireaux - Etapa 5	389.392	Licencias PRIME READ para telemediciones de nuevos clientes.	336.832
Renovación LAMT 13,2 kV red C. del Señor- Etapa 5	2.062.639	Reemplazo de equipamientos informaticos.	2.264.330
Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Arenales- Etapa 5	46.237	Reemplazo de equipamientos de comunicación.	807.456
Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Pinto - Etapa 5	494.711	Mejoras en aplicaciones varias.	45.500
Renovación LAMT 13,2 kV red Gral. Villegas - Etapa 5	5.994.123	Reposición de hardware DATACENTER	2.736.000
Renovación LAMT 13,2 kV red Henderson - Etapa 5	1.868.812	Reposición de equipos de telefonía móvil.	445.850
Renovación LAMT 13,2 kV red Junín - Etapa 5	684.410	Reposición de equipos de comunicaciones SCADA.	298.920
Renovación LAMT 13,2 kV	2.243.703	Mejoras Edilicias (Oficinas	7.000.000

red Lincoln - Etapa 5		Comerciales, Sectores Técnicos, etc.)	
Renovación LAMT 13,2 kV red Lobos - Etapa 5	615.125	Renovación de Equipos y Herramientas Cuadrillas Comerciales y de Distribución	4.000.000
Renovación LAMT 13,2 kV red Los Cardales - Etapa 5	992.521	Nueva LAT 132 kV Ramallo - Ramallo Industrial de aproximadamente unos 18 km de longitud, más campos de salida de línea en 132 kV en ambas EETT	113.851.600
Renovación LAMT 13,2 kV red Mercedes - Etapa 5	1.087.833	ET Roque Pérez: Instalación de un segundo transformador de potencia de 30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV con sus correspondientes campos.	54.526.000
Renovación LAMT 13,2 kV red Pellegrini - Etapa 5	4.346.925	ET 25 de Mayo II: Instalación de un segundo transformador de potencia de 30/30/20 MVA - 132/33/13.2 kV con sus correspondientes campos.	56.052.728
Renovación LAMT 13,2 kV red P. Millán- Etapa 5	227.579	Nueva LAT 132 kV Lincoln - Gral. Villegas de aproximadamente unos 140 km de longitud, más campos de salida de línea en 132 kV en ambas EETT	597.796.000
2021 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)	Nueva LAT 132 kV Lincoln - Pehuajó de aproximadamente unos 134 km de longitud, más campos de salida de línea en 132 kV en ambas EETT	573.463.600
Nueva LAT 132 kV T. Lauquen - Salliqueló de aproximadamente unos 150 km de longitud, más campos de salida de línea en 132 kV en ambas EETT	638.350.000		
ET Henderson: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la el reemplazo del transformador T6HE de 30/20/30 MVA - 132/33/13,2 kV existente por una nueva máquina de 30/30/10 MVA y una nueva reactancia limitadora de cortocircuito de 33 kV	65.026.000		
ET Campana Puerto: Instalación de un segundo transformador de potencia de 45/45/45 MVA - 132/33/13.2 kV con sus correspondientes campos.	59.599.824		
ET Junín Sur: Instalación de un segundo transformador	56.434.410		

de potencia de 30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV con sus correspondientes campos.	
ET Ramallo Industrial: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la el reemplazo del transformador T1RN de 30/30/20 MVA - 132/33/13.2 kV existente por una nueva máquina de 45/45/45 MVA y adecuaciones.	68.931.200

EDELAP

Obras detalladas en el Expediente 2403-569/16 - alcance 5 - cuerpo 4 folio 728

2017 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)	2017 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
NUEVO ALIMENTADOR 09901 13,2KV - SE CITY BELL	4.504.610	CLIENTES T1 C/PROYECTO	4.436.680
NUEVO ALIMENTADOR 19901 13,2KV - SE ESTE	1.719.840	CLIENTES T2	1.491.780
NUEVO ALIMENTADOR 19902 13,2KV - SE ESTE	3.568.240	CLIENTES T3 BT	5.611.100
NUEVO ALIMENTADOR 29901 13,2KV - SE OLMOS	2.936.220	EDIFICIOS	32.707.300
NUEVO ALIMENTADOR 29902 13,2KV - SE OLMOS	5.287.840	REEMPLAZO DE RED SUBTERRÁNEA DE BT	29.458.400
NUEVO ALIMENTADOR 29903 13,2KV - SE OLMOS	5.287.840	CAMBIO DE CAJA ESQUINERA POR BUZÓN	18.354.530
NUEVO ALIMENTADOR 29904 13,2KV - SE OLMOS	5.609.490	COMPRA DE HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	50.337.620
NUEVO ALIMENTADOR 29905 13,2KV - SE OLMOS	2.788.240	REHABILITACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BT	72.538.590
NUEVO ALIMENTADOR 29906 13,2KV - SE OLMOS	857.920	REHABILITACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MT	24.864.550
NUEVO ALIMENTADOR 29907 13,2KV - SE OLMOS	8.859.690	REPOSICIÓN CABLES OF	96.286.070
NUEVO ALIMENTADOR 29908 13,2KV - SE OLMOS	5.411.500	TRANSFORMADORES - REVAMPING - TR1 SE LA PLATA	5.416.090
NUEVO VINCULO 09902	2.370.260	TRANSFORMADORES - REVAMPING - TR1 SE ROCHA	1.263.750
NUEVO VINCULO 09903	1.714.700	TRANSFORMADORES - REVAMPING - TR RESERVA FRÍA	3.678.160
NUEVO VINCULO 09909	1.062.500	PLAN INTERRUPTORES AT - SE LA PLATA - 584	601.790
NUEVO VINCULO 09317	587.350	PLAN INTERRUPTORES AT - SE LA PLATA - TR4	601.790
NUEVO VINCULO 09613	316.540	PLAN INTERRUPTORES AT - SE DIQUE - TR1	601.790
NUEVO VINCULO 19915	358.620	PLAN INTERRUPTORES AT - SE VERÓNICA - L599	601.790

NUEVO VINCULO 19913	1.099.780	PLAN PROTECCIONES AT - L56 PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
NUEVO VINCULO 19402	258.210	PLAN PROTECCIONES AT - L598 SE LA PLATA PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
NUEVOS VINCULOS ASOCIADOS A OBRAS POR CLIENTES	6.168.680	PLAN PROTECCIONES AT - L593 SE LA PLATA PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
REEMPLAZO CAS 3X35MM ² CU API ALIMENTADOR 9604	6.051.640	PLAN PROTECCIONES AT - L591 SE TOLOSA PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
REEMPLAZO CAS 3X35MM ² CU API ALIMENTADOR 9604	8.711.200	PLAN PROTECCIONES AT - L591 SE DIQUE PROTECCIÓN DE RESERVA	45.130
REEMPLAZO CAS 3X35MM ² CU API ALIMENTADOR 9632	1.900.630	REEMPLAZO SECCIÓN 13,2KV TOLOSA	13.180.080
REEMPLAZO CAS 3X35MM ² CU API ALIMENTADOR 9632	5.675.480	SSEE - VARIOS	25.933.990
RECONECTADOR 13,2KV	7.334.520	NORMALIZACIÓN DE ASENTAMIENTOS (VAD PROVINCIA DE BUENOS AIRES - MUNICIPIOS)	110.327.870
SECCIONALIZADOR 13,2KV	6.333.660	PROYECTOS IT - ENLACE SUBESTACIONES	3.159.390
SECCIONADOR BAJO CARGA 13,2KV	4.094.220	PROYECTOS IT - TELEFONIA IP	300.890
DETECTORES DE CORTOCIRCUITO	908.760	PROYECTOS IT - SWICHES	752.230
NUEVA CÁMARA = 20 Y 57 ESQ. ESTE - CASMT KM = 0,09 - CASBT KM= 0,74	3.745.040	PROYECTOS IT - FACTURADOR	6.770.110
NUEVA CÁMARA = 37 Y 5 ESQ. ESTE - CASMT KM = 0,496 - CASBT KM= 2,1	3.826.810	PROYECTOS IT - RENOVACIÓN DE HARDWARE	6.017.880
NUEVA CÁMARA = 20 Y 46 ESQ. SUR - CASMT KM = 0,41 - CASBT KM= 0,7	4.720.300	PROYECTOS IT - NUEVA PLATAFORMA DE BI (QLIKSENSE)	4.922.630
NUEVA CÁMARA = 24 Y 56 ESQ. ESTE - CASMT KM = 0,34 - CASBT KM= 0,72	4.529.640	PROYECTOS IT - SOFTWARE MEDICIÓN REMOTA	6.995.780
NUEVA CÁMARA = 16 Y 37 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,7	3.829.380	PROYECTOS IT - MEJORAS DATA CENTER	902.680
NUEVA CÁMARA = 23 Y 59 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,6	3.627.750	PROYECTOS IT - MEJORAS APLICACIÓN DE LIQUIDACIÓN DE MATERIALES	2.106.260
NUEVA CÁMARA = 13 Y 473BIS - CASMT KM = 0,4 - CASBT KM= 0,22	3.719.500	PROYECTOS IT - AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS BATCH (PASE)	1.504.470
NUEVA CÁMARA = 2 Y 41 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,5	3.426.130	PROYECTOS IT - PLATAFORMA DE COMUNICACIÓN CON CLIENTES	752.230
PLAN DE ISLAS - CT 13,2/0,4KV 315KVA	7.139.010	NUEVO EDIFICIO DE OPERACIÓN	40.119.200
PLAN DE ISLAS - LAMT 13,2KV	2.122.060	BASTÓN DESCARGADOR	1.053.130

PLAN DE ISLAS - LAPE 3X95/50	3.514.410	BOMBA SUMERGIBLE	100.300
PLAN DE ISLAS - LAPE 3X50/50	5.829.660	CAJONERA PLATICA REFORZADA PARA CAMIONETA	200.600
PLAN DE ISLAS CASBT	3.266.310	COBERTURA PARA TCT	9.377.860
PLAN DE ISLAS - PATB	122.540	COMPARADOR DE FASES	1.203.580
PLAN DE ISLAS - REEMPLAZO DE POSTE	526.950	PLAN ISLAS - CT 13,2/0,4KV 315KVA	10.708.520
PLAN DE ISLA - CAMBIO DE ACOMETIDA	2.546.180	PLAN ISLAS - LAMT 13,2KV	3.183.100
CLIENTES MONOFÁSICOS	11.639.410	PLAN ISLAS - LAPE 3X95/50	5.271.620
CLIENTES TRIFÁSICOS	3.657.230	PLAN ISLAS - LAPE 3X50/50	8.744.490
CLIENTES T1 C/RED	7.286.830	PLAN ISLAS - CASBT	4.899.470
REMOCIONES	4.430.490	PLAN ISLAS - PATB	183.820
CONEXIONES SUBTERRÁNEAS	2.599.430	PLAN ISLAS - REEMPLAZO DE POSTE	790.430
2017 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)	PLAN ISLAS - CAMBIO DE ACOMETIDA	3.819.280
NUEVA SE OLMOS 1X40MVA 132/13,2KV	56.994.680		
SISTEMA DE COMUNICACIONES	7.641.985		
INTERCONEXIÓN EN 132KV SE ENSENADA 220/132KV CON EL SAT EDELAP + TRASLADO TR 1X300 MVA 220/132KV	9.905.110		
NUEVA SE VILLA ELISA 2X40 MVA 132/13,2KV MAS INTECONEXIONES EN 132KV	114.552.665		

2018 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)	2018 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
NUEVO ALIMENTADOR 19903 13,2KV - SE ESTE	10.049.040	CLIENTES T1 C/RED	7.506.190
NUEVO ALIMENTADOR 09403 13,2KV - SE SUR	7.441.040	REMOCIONES	4.563.290
NUEVO ALIMENTADOR 09633 13,2KV - SE DIQUE	14.848.640	CONEXIONES SUBTERRÁNEAS	2.678.200
NUEVO ALIMENTADOR 29001 13,2KV - SE VILLA ELISA	247.480	CLIENTES T1 C/PROYECTO	4.537.520
NUEVO ALIMENTADOR 29002 13,2KV - SE VILLA ELISA	1.993.020	CLIENTES T2	1.547.030
NUEVO ALIMENTADOR 29003 13,2KV - SE VILLA ELISA	3.144.610	CLIENTES T3 BT	5.855.060
NUEVO ALIMENTADOR 29004 13,2KV - SE VILLA ELISA	2.218.160	EDIFICIOS	32.707.300
NUEVO ALIMENTADOR 29005 13,2KV - SE VILLA ELISA	1.326.970	TRANSFORMADORES - REVAMPING - TR3 SE LA PLATA	5.416.090
NUEVO ALIMENTADOR 29006 13,2KV - SE VILLA ELISA	2.777.370	TRANSFORMADORES - REVAMPING - 33MVA 132/13,2KV	872.590
NUEVO ALIMENTADOR 29007 13,2KV - SE VILLA	4.814.260	PLAN INTERRUPTORES AT - SE LA PLATA - TR4	601.790

ELISA			
NUEVO VINCULO 09902	1.073.480	PLAN INTERRUPTORES AT - SE LA PLATA - TR5	601.790
NUEVO VINCULO 09907	616.830	PLAN INTERRUPTORES AT - SE TOLOSA - 592	601.790
NUEVO VINCULO 09903	5.906.170	PLAN INTERRUPTORES AT - SE DIQUE - TR2	601.790
NUEVO VINCULO 09305	1.912.660	PLAN INTERRUPTORES AT - SE VERÓNICA - TL6	601.790
NUEVO VINCULO 09612	1.817.020	PLAN PROTECCIONES AT - L591 SE TOLOSA PROTECCIÓN PRINCIPAL	60.180
NUEVO VINCULO 19923	5.957.930	PLAN PROTECCIONES AT - L591 SE DIQUE PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
NUEVOS VINCULOS ASOCIADOS A OBRAS POR CLIENTES	3.562.510	PLAN PROTECCIONES AT - L57 PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
REEMPLAZO CAS 3X35MM ² CU API ALIMENTADOR 9822	8.071.060	PLAN PROTECCIONES AT - TR1 SE TOLOSA PROTECCIÓN DIFERENCIAL	60.180
REEMPLAZO CAS 3X35MM ² CU API ALIMENTADOR 9822	3.801.250	NORMALIZACIÓN DE ASENTAMIENTOS (VAD PROVINCIA DE BUENOS AIRES - MUNICIPIOS)	110.327.870
REEMPLAZO CAS 3X35MM ² CU API ALIMENTADOR 9822	2.824.540	NUEVO SISTEMA DE GESTIÓN - SISTEMA DE GESTIÓN TÉCNICO	4.884.230
REEMPLAZO CAS 3X35MM ² CU API ALIMENTADOR 9822	5.484.100	NUEVO SISTEMA DE GESTIÓN - PLATAFORMA DE ATENCIÓN COMERCIAL	15.357.630
RECONECTADOR 13,2KV	7.334.520	NUEVO SISTEMA DE GESTIÓN - TERCERIZACIÓN DE DEUDA	3.273.730
SECCIONALIZADOR 13,2KV	6.333.660	NUEVO SISTEMA DE GESTIÓN - SISTEMA DE GESTIÓN DOCUMENTAL	1.564.650
SECCIONADOR BAJO CARGA 13,2KV	4.094.220	NUEVO SISTEMA DE GESTIÓN - ERP	4.889.530
DETECTORES DE CORTOCIRCUITO	908.760	NUEVO SISTEMA DE GESTIÓN - INTRANET	1.444.290
NUEVA CÁMARA = 115 E/64 Y 65 - CASMT KM = 0,05 - CASBT KM= 0,5	3.129.160	SISTEMA DE GESTIÓN DE FLOTAS	1.564.650
NUEVA CÁMARA = 8 Y 40 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,73	3.889.870	SISTEMA DE RECURSOS HUMANOS	2.632.820
NUEVA CÁMARA = 18 Y 54 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,72	3.869.700	ACTUALIZACIÓN PSSE	450
NUEVA CÁMARA = 8 Y 67 - CASMT KM = 0,32 - CASBT KM= 0,75	4.524.140	PICK-UP CHICAS	1.422.390
NUEVA CÁMARA = 16 Y 53 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,4	3.224.510	DETECTORES DE TENSIÓN	1.755.210
NUEVA CÁMARA = 45 Y 23 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,73	3.889.870	EQUIPO DE PUESTA A TIERRA	1.504.470
NUEVA CÁMARA = 8 E/46 Y 47 - CASMT KM = 0,4 -	4.122.750	EQUIPOS DE MEDICIÓN - RECTIFICADOR PORTÁTIL O	50.150

CASBT KM= 0,42		MEGHER	
NUEVA CÁMARA = 11 Y 71 - CASMT KM = 0,07 - CASBT KM= 0,58	3.356.450	ESCALERA	1.504.470
NUEVA CÁMARA = 48 Y 23 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,58	3.587.430	GRUPO ELECTRÓGENO	150.450
PLAN DE ISLAS - CT 13,2/0,4KV 315KVA	6.465.520	HERRAMIENTAS PARA PERSONAL DE CUADRILLA (VALIJA CON HERRAMIENTAS MENORES)	3.008.940
PLAN DE ISLAS - LAMT 13,2KV	2.238.500	INDETADORA	100.300
PLAN DE ISLAS - LAPE 3X95/50	3.701.020	MAQUINA AMPAC	200.600
PLAN DE ISLAS - LAPE 3X50/50	6.084.640	PLAN ISLAS - CT 13,2/0,4KV 315KVA	9.698.280
PLAN DE ISLAS - PATB	122.540	PLAN ISLAS - LAMT 13,2KV	3.357.750
PLAN DE ISLAS - REEMPLAZO DE POSTE	526.950	PLAN ISLAS - LAPE 3X95/50	5.551.530
PLAN DE ISLA - CAMBIO DE ACOMETIDA	2.546.180	PLAN ISLAS - LAPE 3X50/50	9.126.950
CLIENTES MONOFÁSICOS	11.988.630	PLAN ISLAS - PATB	183.820
CLIENTES TRIFÁSICOS	3.766.450	PLAN ISLAS - REEMPLAZO DE POSTE	790.430
PLAN ISLAS - CAMBIO DE ACOMETIDA	3.819.280	2018 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)
		SISTEMA DE COMUNICACIONES	7.641.985
		NUEVA SE VILLA ELISA 2X40 MVA 132/13,2KV MAS INTECONEXIONES EN 132KV	114.552.665

2019 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)	2019 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
NUEVO ALIMENTADOR 29201 13,2KV - SE BERISSO	329.970	CONEXIONES SUBTERRÁNEAS	2.756.970
NUEVO ALIMENTADOR 29202 13,2KV - SE BERISSO	15.822.050	CLIENTES T1 C/PROYECTO	4.638.350
NUEVO ALIMENTADOR 29203 13,2KV - SE BERISSO	2.866.900	CLIENTES T2	1.602.280
NUEVO ALIMENTADOR 29204 13,2KV - SE BERISSO	329.970	CLIENTES T3 BT	6.099.020
NUEVO ALIMENTADOR 29205 13,2KV - SE BERISSO	5.494.110	EDIFICIOS	14.017.420
NUEVO ALIMENTADOR 29206 13,2KV - SE BERISSO	3.976.140	TRANSFORMADORES - REVAMPING - TR2 SE PAZ	1.263.750
NUEVO ALIMENTADOR 29207 13,2KV - SE BERISSO	10.262.060	PLAN INTERRUPTORES AT - SE DIQUE - 597	601.790
NUEVO ALIMENTADOR 29208 13,2KV - SE BERISSO	4.108.120	PLAN INTERRUPTORES AT - SE DIQUE - TR3	601.790
NUEVO ALIMENTADOR 19904 13,2KV - SE ESTE	16.180.380	PLAN INTERRUPTORES AT - SE DIQUE - 591	601.790
NUEVO VINCULO 19916	430.350	PLAN INTERRUPTORES AT - SE TOLOSA - 519	601.790
NUEVO VINCULO 19917	205.610	PLAN INTERRUPTORES AT - SE KAISER - TR2	601.790
NUEVOS VINCULOS ASOCIADOS A OBRAS POR CLIENTES	4.040.670	PLAN PROTECCIONES AT - L594 SE LA PLATA PROTECCIÓN PRINCIPAL	60.180

REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9306	10.644.820	PLAN PROTECCIONES AT - L595 SE LA PLATA PROTECCIÓN PRINCIPAL	60.180
RECONECTADOR 13,2KV	7.334.520	PLAN PROTECCIONES AT - L594 SE DIQUE PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
SECCIONALIZADOR 13,2KV	6.333.660	PLAN PROTECCIONES AT - L595 SE DIQUE PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
SECCIONADOR BAJO CARGA 13,2KV	4.094.220	NORMALIZACIÓN DE ASENTAMIENTOS (VAD PROVINCIA DE BUENOS AIRES - MUNICIPIOS)	110.327.870
DETECTORES DE CORTOCIRCUITO	908.760	PICK-UP MEDIANAS	442.110
NUEVA CÁMARA = 2 E/DIAG73 Y 64 - CASMT KM = 0,52 - CASBT KM= 0,41	4.498.550	CAMIONES	2.683.170
NUEVA CÁMARA = 16 Y 54 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,6	3.627.750	VEHICULOS UTILITARIOS MEDIOS	602.190
NUEVA CÁMARA = 59 E/15 Y 16 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,4	3.224.510	HIDROS	3.210.660
NUEVA CÁMARA = 10 E/32 Y 32 - CASMT KM = 0,15 - CASBT KM= 0,45	3.358.310	PICK-UP CHICAS	3.318.900
NUEVA CÁMARA = 4 Y 33 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,5	3.426.130	CAMIONES	1.341.590
NUEVA CÁMARA = 58 E/2 Y 23 - CASMT KM = 0,16 - CASBT KM= 0,4	3.290.500	MOTOSIERRA	125.370
NUEVA CÁMARA = 48 Y 18 - CASMT KM = 0,14 - CASBT KM= 0,7	3.829.380	PERTIGA RETRACTIL	1.253.720
NUEVA CÁMARA = 53E/22 Y 23 - CASMT KM = 0,4 - CASBT KM= 0,45	4.183.240	PERTIGA TELESCÓPICA	3.159.390
PLAN DE ISLAS - CT 13,2/0,4KV 315KVA	8.485.990	MAQUINA AMPAC	902.680
PLAN DE ISLAS - LAMT 13,2KV	2.987.700	PUESTA A TIERRA	100.300
PLAN DE ISLAS - LAPE 3X95/50	4.939.690	REGISTRADORES	1.404.170
PLAN DE ISLAS - LAPE 3X50/50	8.121.080	VALIJA DE HERRAMIENTAS	1.354.020
PLAN DE ISLAS - PATB	163.060	MEDICIÓN REMOTA CLIENTES T2	15.691.350
PLAN DE ISLAS - REEMPLAZO DE POSTE	703.310	PLAN ISLAS - CT 13,2/0,4KV 315KVA	12.728.990
PLAN DE ISLA - CAMBIO DE ACOMETIDA	3.398.360	PLAN ISLAS - LAMT 13,2KV	4.481.550
CLIENTES MONOFÁSICOS	12.348.270	PLAN ISLAS - LAPE 3X95/50	7.409.540
CLIENTES TRIFÁSICOS	3.879.320	PLAN ISLAS - LAPE 3X50/50	12.181.610
CLIENTES T1 C/RED	7.732.410	PLAN ISLAS - PATB	244.600
REMOCIONES	4.702.120	PLAN ISLAS - REEMPLAZO DE POSTE	1.054.970
2019 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)	PLAN ISLAS - CAMBIO DE ACOMETIDA	5.097.530
NUEVA SE BERISSO	215.709.410		

2X40MVA 132/13,2KV MAS
INTERCONEXIONES EN
1232KV

2020 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)	2020 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
NUEVA SE ENSENADA 2X40MVA 132/13,2KV MAS INTERCONEXIONES EN 132KV	62.952.480	PLAN DE ISLAS - LAMT 13,2KV	3.732.350
2020 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)	PLAN DE ISLAS - LAPE 3X95/50	6.170.860
NUEVO ALIMENTADOR 29301 13,2KV - SE ENSENADA	1.814.830	PLAN DE ISLAS - LAPE 3X50/50	10.145.170
NUEVO ALIMENTADOR 29302 13,2KV - SE ENSENADA	1.814.830	PLAN DE ISLAS - PATB	203.580
NUEVO ALIMENTADOR 29303 13,2KV - SE ENSENADA	3.563.670	PLAN DE ISLAS - REEMPLAZO DE POSTE	878.610
NUEVO ALIMENTADOR 29304 13,2KV - SE ENSENADA	1.847.830	PLAN DE ISLA - CAMBIO DE ACOMETIDA	4.245.360
NUEVO ALIMENTADOR 29305 13,2KV - SE ENSENADA	1.847.830	CLIENTES MONOFÁSICOS	12.718.350
NUEVO ALIMENTADOR 29306 13,2KV - SE ENSENADA	12.777.930	CLIENTES TRIFÁSICOS	3.995.830
NUEVO VINCULO 29006	3.920.950	CLIENTES T1 C/RED	7.965.470
NUEVO VINCULO 19020	908.510	REMOCIONES	4.840.950
NUEVOS VINCULOS ASOCIADOS A OBRAS POR CLIENTES	4.040.670	CONEXIONES SUBTERRÁNEAS	2.861.990
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9306	3.035.720	CLIENTES T1 C/PROYECTO	4.840.020
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9306	3.504.280	CLIENTES T2	1.657.530
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9306	2.085.410	CLIENTES T3 BT	6.099.020
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9306	2.369.180	EDIFICIOS	14.017.420
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9307	871.120	TRANSFORMADORES - REVAMPING - TR2 SE ROCHA	1.263.750
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9501	4.157.620	PLAN INTERRUPTORES AT - SE TOLOSA - TR3	601.790
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9501	3.180.910	PLAN INTERRUPTORES AT - SE TOLOSA - TR2	601.790
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9501	6.569.600	PLAN INTERRUPTORES AT - SE DIQUE - TR4	601.790
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR	2.402.180	PLAN INTERRUPTORES AT - SE MAGDALENA - TR1	601.790

9501			
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9505	2.441.780	PLAN INTERRUPTORES AT - SE VERÓNICA - TR1	601.790
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9505	1.069.100	PLAN PROTECCIONES AT - L596 SE DIQUE PROTECCIÓN PRINCIPAL	60.180
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9505	996.510	PLAN PROTECCIONES AT - L597 SE DIQUE PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9505	16.267.510	PLAN PROTECCIONES AT - L596 SE DIQUE PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9505	6.408.010	PLAN PROTECCIONES AT - L597 SE DIQUE PROTECCIÓN DE PRINCIPAL	60.180
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9505	3.233.700	NORMALIZACIÓN DE ASENTAMIENTOS (VAD PROVINCIA DE BUENOS AIRES - MUNICIPIOS)	110.327.870
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9505	4.447.990	HIDROS AISLADOS	2.134.340
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9508	2.619.960	PICK-UP CHICAS	2.133.580
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9509	4.480.990	PICK-UP MEDIANAS	884.230
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9509	2.197.600	CAMIONES	670.790
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9509	1.597.050	VEHICULOS UTILITARIOS MEDIOS	602.190
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9509	917.320	HIDROS	802.660
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9509	2.151.400	PICK-UP CHICAS	1.896.510
RECONECTOR 13,2KV	7.334.520	PICK-UP MEDIANAS	884.230
SECCIONALIZADOR 13,2KV	6.333.660	MEDICIÓN REMOTA CLIENTES T3	2.353.700
SECCIONADOR BAJO CARGA 13,2KV	4.094.220	DECLORINACIÓN	41.734.460
DETECTORES DE CORTOCIRCUITO	908.760	PLAN ISLAS - CT 13,2/0,4KV 315KVA	15.759.700
NUEVA CÁMARA = 28 Y 39 - CASMT KM = 0,62 - CASBT KM= 0,7	5.413.230	PLAN ISLAS - LAMT 13,2KV	5.598.530
NUEVA CÁMARA = 20 Y 60 - CASMT KM = 0,2 - CASBT KM= 0,65	3.926.550	PLAN ISLAS - LAPE 3X95/50	9.256.300
NUEVA CÁMARA = 21 Y 36 - CASMT KM = 0,38 - CASBT KM= 0,25	3.714.000	PLAN ISLAS - LAPE 3X50/50	15.217.760
NUEVA CÁMARA = 28 Y 46 - CASMT KM = 0,18 - CASBT KM= 0,6	3.759.740	PLAN ISLAS - PATB	305.370
NUEVA CÁMARA = 30 Y 56 -	3.961.370	PLAN ISLAS - REEMPLAZO	1.317.910

CASMT KM = 0,18 - CASBT KM= 0,7		DE POSTE	
NUEVA CÁMARA = 60 E/26 Y 27 - CASMT KM = 0,4 - CASBT KM= 0,75	4.788.110	PLAN ISLAS - CAMBIO DE ACOMETIDA	6.368.040
NUEVA CÁMARA = 24 Y 64 - CASMT KM = 0,38 - CASBT KM= 0,72	4.661.630	PLAN DE ISLAS - CT 13,2/0,4KV 315KVA	10.506.470
NUEVA CÁMARA = 63 Y 30 - CASMT KM = 0,7 - CASBT KM= 0,65	5.576.400		

2021 - FREBA	COSTO (JULIO 2016)	2021 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)
AMPLIACIÓN DE BARRA 13,2KV SE SUR Y COLOCACIÓN DE 2DO TRANSFORMADOR DE 40MVA	34.327.860	PLAN DE ISLAS - LAPE 3X50/50	10.145.170
2021 - TARIFA	COSTO (JULIO 2016)	PLAN DE ISLAS - PATB	203.580
NUEVO ALIMENTADOR 09409 13,2KV - SE SUR	5.700.120	PLAN DE ISLAS - REEMPLAZO DE POSTE	878.610
NUEVO ALIMENTADOR 09410 13,2KV - SE SUR	8.687.110	PLAN DE ISLA - CAMBIO DE ACOMETIDA	4.245.360
NUEVO ALIMENTADOR 09411 13,2KV - SE SUR	4.203.540	CLIENTES MONOFÁSICOS	13.099.970
NUEVO ALIMENTADOR 09412 13,2KV - SE SUR	11.878.910	CLIENTES TRIFÁSICOS	4.115.970
NUEVO ALIMENTADOR 09413 13,2KV - SE SUR	5.357.780	CLIENTES T1 C/RED	8.205.400
NUEVO VINCULO 09312 - CAJA SECCIONADORA	781.920	REMOCIONES	4.985.810
NUEVO VINCULO 19015	592.920	CONEXIONES SUBTERRÁNEAS	2.940.770
NUEVO VINCULO 09507	7.589.300	CLIENTES T1 C/PROYECTO	4.940.850
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9817	633.540	CLIENTES T2	1.712.780
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9817	3.959.640	CLIENTES T3 BT	6.342.980
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9817	633.540	EDIFICIOS	14.017.420
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9817	3.233.700	TRANSFORMADORES - REVAMPING - TR2 SE DIQUE	1.263.750
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9818	593.950	PLAN INTERRUPTORES AT - SE TOLOSA - TR1	601.790
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9818	613.740	PLAN INTERRUPTORES AT - SE VERONICA - ACOPLADOR	601.790
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9818	1.597.050	PLAN INTERRUPTORES AT - SE CITY BELL - 519	601.790
REEMPLAZO CAS 3X70MM ² CU API ALIMENTADOR 9818	970.110	PLAN INTERRUPTORES AT - SE DIQUE - 592	601.790
REEMPLAZO CAS 3X70MM ²	574.150	PLAN INTERRUPTORES AT -	601.790

CU API ALIMENTADOR 9818		SE CITY BELL - TR1	
REEMPLAZO CAS 3X35MM ² CU API ALIMENTADOR 9512	10.730.620	PLAN PROTECCIONES AT - L519 SE CITY BELL PROTECCIÓN PRINCIPAL	60.180
RECONECTADOR 13,2KV	7.334.520	PLAN PROTECCIONES AT - L519 SE CITY BELL PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
SECCIONALIZADOR 13,2KV	6.333.660	PLAN PROTECCIONES AT - L519 SE TOLOSA PROTECCIÓN DE RESERVA	60.180
SECCIONADOR BAJO CARGA 13,2KV	4.094.220	PLAN PROTECCIONES AT - L519 SE TOLOSA PROTECCIÓN DE PRINCIPAL	60.180
DETECTORES DE CORTOCIRCUITO	908.760	NORMALIZACIÓN DE ASENTAMIENTOS (VAD PROVINCIA DE BUENOS AIRES - MUNICIPIOS)	110.327.870
NUEVA CÁMARA = 28 Y 37 - CASMT KM = 0,62 - CASMT KM= 0,7	5.413.230	PICK-UP CHICAS	1.896.210
NUEVA CÁMARA = 26 Y 49 - CASMT KM = 0,18 - CASBT KM= 0,65	3.860.550	PICK-UP MEDIANAS	884.230
NUEVA CÁMARA = 26 Y 64 - CASMT KM = 0,38 - CASBT KM= 0,72	4.661.630	PLAN ISLAS - CT 13,2/0,4KV 315KVA	15.759.700
NUEVA CÁMARA = 29 Y 69 - CASMT KM = 0,32 - CASBT KM= 0,67	4.362.840	PLAN ISLAS - LAMT 13,2KV	5.598.530
NUEVA CÁMARA = 68 Y 24 - CASMT KM = 0,15 - CASBT KM= 0,65	3.761.560	PLAN ISLAS - LAPE 3X95/50	9.256.300
NUEVA CÁMARA = 20 Y 66 - CASMT KM = 0,9 - CASBT KM= 0,68	6.296.820	PLAN ISLAS - LAPE 3X50/50	15.217.760
NUEVA CÁMARA = 20 Y 70 - CASMT KM = 0,2 - CASBT KM= 0,75	4.128.170	PLAN ISLAS - PATB	305.370
NUEVA CÁMARA = 34 Y 18 - CASMT KM = 0,38 - CASBT KM= 0,7	4.621.310	PLAN ISLAS - REEMPLAZO DE POSTE	1.317.910
PLAN DE ISLAS - CT 13,2/0,4KV 315KVA	10.506.470	PLAN ISLAS - CAMBIO DE ACOMETIDA	6.368.040
PLAN DE ISLAS - LAMT 13,2KV	3.732.350	PLAN DE ISLAS - LAPE 3X95/50	6.170.860

ANEXO VII – Deuda Agregado Tarifario

Cuadro: Resumen deuda, moratorias y compensación AT, GD y ACGD, a marzo 2020. En millones de pesos nominales.

	DETALLE	AT	GD	ACGD	TOTAL
EDEN	Deuda 2020 (con solicitud de no exigibilidad)	19	5	3	27
	Deuda 2019 (con intercambio notas, propuesta plan de pagos e instructivo Freba)	138	43	23	204
	Deuda anterior (Sin regularizar)	45	13	7	66
	Deudas regularizadas	1	0	0	1
	Moratorias y créditos	-10	-3	-2	-15
	Subtotal	193	59	32	283
EDES	Deuda 2020 (con solicitud de no exigibilidad)	8	2	1	11
	Deuda 2019 (con intercambio notas, propuesta plan de pagos e instructivo Freba)	40	12	6	58
	Deuda anterior (Sin regularizar)	18	5	3	26
	Deudas regularizadas	-	-	-	0
	Moratorias y créditos	-1	-1	0	-2
	Subtotal	65	18	10	92
EDEA	Deuda 2020 (con solicitud de no exigibilidad)	19	6	3	27
	Deuda 2019 (con intercambio notas, propuesta plan de pagos e instructivo Freba)	227	68	36	331
	Deuda anterior (Sin regularizar)	0	1	0	1
	Deudas regularizadas	11	22	2	35
	Moratorias y créditos	70	19	1	89
	Subtotal	326	115	42	483
EDELAP	Deuda 2020 (con solicitud de no exigibilidad)	49	13	7	70
	Deuda 2019 (con intercambio notas, propuesta plan de pagos e instructivo Freba)	182	50	27	259
	Deuda anterior (Sin regularizar)	170	47	25	242
	Deudas regularizadas	-	-	-	0
	Moratorias y créditos	-11	-3	-2	-16
	Subtotal	391	107	57	555
Cooperativas	Deuda 2020 (con solicitud de no exigibilidad)	73	27	14	114
	Deuda 2019 (con intercambio notas, propuesta plan de pagos e instructivo Freba)	337	106	57	500
	Deuda anterior (Sin regularizar)	344	97	51	492
	Deudas regularizadas	434	124	62	620
	Moratorias y créditos	-21	-6	-3	-30
	Subtotal	1.167	348	182	1.696
Total	Deuda 2020 (con solicitud de no exigibilidad)	167	54	28	249
	Deuda 2019 (con intercambio notas, propuesta plan de pagos e instructivo Freba)	924	279	149	1.352
	Deuda anterior (Sin regularizar)	577	162	87	826
	Deudas regularizadas	446	146	64	656
	Moratorias y créditos	26	6	-6	26
	TOTAL	2.141	646	323	3.110



GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES
2020 - Año del Bicentenario de la Provincia de Buenos Aires

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número:

Referencia: Informe de Revisión RTI 2017-2022

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 203 pagina/s.