



INFORME DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

NOVIEMBRE 2019

**FREBA / IDE
BA ENERGY SOLUTIONS
MERCADOS ENERGÉTICOS**

ÍNDICE

INFORME DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

PRESENTACION	01
SÍNTESIS EJECUTIVA	03
INTRODUCCIÓN	04
01/ EVOLUCIÓN DEL PERÍODO 2016-2019	07
1.1 / Reducción de Subsidios y Efectos Fiscales	
1.1.1 / PRECIO DEL MEM	
1.1.2 / NORMALIZACIÓN DE PAGOS A CAMMESA	
1.2/RevisiónTarifaIntegral(RTI)yAnálisisdelosAumentosTarifarios	
1.2.1 / METODOLOGÍA PARA REALIZAR RTI	
1.2.2 / AUDIENCIAS PÚBLICAS Y RESOLUCIÓN MtySP 419-17	
1.2.3 / ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS INGRESOS RECONOCIDOS EN LA RTI DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES	
1.2.4 / CAPACIDAD DE PAGO DE LOS USUARIOS	
1.2.5 / CONFLICTOS JUDICIALES	
1.3 / Esquema de Contención Social	
1.3.1 / TARIFA SOCIAL	
1.3.2 / TARIFA DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	
1.3.3 / ESQUEMA PARA ELECTRODEPENDIENTES	
1.3.4 / CONSUMOS DE ENERGÍA EN ASENTAMIENTOS. ACUERDO MARCO EDELAP	
1.4 / Inversiones y Calidad de Servicio	
1.4.1 / COMPROMISOS DE INVERSIÓN	
1.4.2 / RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO	
1.4.3 / NUEVAS EXIGENCIAS	
02/ RESULTADOS EN EL AÑO 2019 Y ACTUALIDAD DEL SECTOR	24
2.1 / Ajustes del VAD por variación de costos	
2.2 / Indicadores de Calidad de Servicio	
2.2.1 / EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO	
2.2.2 / INVERSIONES REALIZADAS EN REDES	
2.2.3 / INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS	
2.2.4 / RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS	
2.3 / Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires	
2.3.1 / MARCO REGULATORIO	
2.3.2 / OBRAS REALIZADAS DE TRANSPORTE Y SUBTRANSMISIÓN	
2.3.3 / GENERACIÓN DISTRIBUIDA	
2.3.4 / PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSPORTE	
2.3.5 / PROINGED	
2.3.6 / IDE	
2.4 / Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires	
2.4.1 / PARITARIAS-VARIACIÓN SALARIAL	
2.4.2 / RELACIÓN CON LOS SINDICATOS	
2.5/CampañasVinculadasalUsoRacionaldeEnergíayEficienciaEnergética	
2.6 / Evolución de la demanda	
2.6.1 / ENERGÍA CONSUMIDA	
2.6.2 / CANTIDAD DE USUARIOS	
2.6.3 / DEMANDA MÁXIMA	
2.6.4 / TIPO DE MERCADO	
03/ CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS 2020-2023	47

ANEXO 1

Convergencia Tarifaria

ANEXO 2

Metodología para la realización de la Revisión Tarifaria Integral

ANEXO 3

Comparación RTI Provincia de Buenos Aires EDENOR / EDESUR

ANEXO 4

Obras en Proyecto, Ejecutadas y En Ejecución entre 2014-2019 FREBA

ANEXO 5

PlandeObrasdeExpansióndelSistemade TranspotedelProvinciaBuenosAires

ANEXO 6

Usuarios y Consumos por Distribuidora y Cooperativas

PRESENTACIÓN

Este informe tiene como objeto describir de manera sencilla y precisa, los resultados del análisis de la gestión del sector de la energía eléctrica de provincia de Buenos Aires durante el período 2014 a 2019.

El mismo incluye la evaluación de los siguientes aspectos:

- **Las reformas regulatorias introducidas:** Entre las más importantes se destacan la reducción de los subsidios, la creación de un esquema de contención social, la Revisión Tarifaria Integral (RTI), las Audiencias Públicas, el **compromiso** de inversiones, la recomposición del Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA) y las adecuaciones en los Regímenes de Calidad y Reglamento de Suministro
- **Los resultados de estas reformas** evaluando los subsidios, las tarifas, la calidad de servicio, la rentabilidad de las empresas y las inversiones, entre otros aspectos;
- **Las agendas** para los años 2020 a 2022, año de entrada en vigencia de la próxima RTI.

El alcance del estudio abarca a las 4 distribuidoras con concesiones provinciales, EDEA, EDELAP, EDEN y EDES; a las cooperativas con concesión municipal; y al FREBA.

Para las Cooperativas se recopilaron datos de 8 Prestadores: Colón, Salto, Mariano Moreno, Pergamino, Olavarría, Azul, Saladillo y Usina Tandil. Se trata de las Cooperativas que son representativas de las de mayor escala, ya que el número de usuarios promedio de las 8 es de 30.000 . El total de los usuarios de las 8 cooperativas representa el 25% de los usuarios abastecidos por Distribuidores Municipales.

La elaboración del Informe ha sido a cargo del IDE y se ha contado con la colaboración de las consultoras BAES y Mercados Energéticos. El IDE está formado por representantes del FREBA y de la Dirección de Energía de la provincia de Buenos Aires.

La información utilizada fue provista mayoritariamente por los Prestadores que participaron del Informe y el FREBA.

SÍNTESIS EJECUTIVA

Reformas Introducidas y Estado de Situación

En una primera etapa del informe se evalúa el proceso de recomposición tarifaria que tiene dos componentes. Por un lado, el proceso de reducción de subsidios en el costo del MEM. Mientras que en el año 2015, los Distribuidores pagaban un 15% del costo de la energía en el MEM, luego de este proceso, en el año 2019 pagan el 63%.

Por otro lado, se produjo la recomposición del VAD que retribuye la remuneración del Distribuidor. Para esta recomposición, se realizó la Revisión Tarifaria Integral durante el año 2016 que finalizó con Audiencias Públicas y cuyas tarifas se aplicaron en dos escalones, Mayo y Diciembre del 2017. En la RTI se fijaron las tarifas en cumplimiento de los criterios establecidos en el Capítulo IX " Tarifas" del Marco Regulatorio (Ley 11.769) que permiten operar en forma eficiente al prestador cumpliendo con las exigencias de calidad de servicio y pudiendo obtener una rentabilidad. Esta rentabilidad se fijó en un 12.27% antes de Impuestos sobre una base de capital en Pesos Argentinos y cumpliendo con el Artículo 42 de la Ley 11.769. En la RTI se fijó un mecanismo de actualización de Tarifas con periodicidad anual en base a indicadores publicados por el INDEC. En el Anexo II se desarrolla la metodología aplicada para determinar el Valor Agregado de Distribución. La recomposición tarifaria 2015 a 2019 representó un aumento en la Tarifa Residencial en la Provincia de Buenos Aires del 1000% (x11), un 550% se debe al aumento del Precio del MEM y un 450% al incremento en el Valor Agreado de Distribución + Agregado Tarifario.

En comparación se compara la metodología aplicada en la Provincia de Buenos Aires en comparación con la aplicada por el ENRE y se concluye que las metodologías y valores reconocidos son similares. Las diferencias en \$/Kwh obedecen a diversos factores, principalmente a la dispersión de la demanda en función de la extensión de las redes necesarias para abastecerla.

Desde la perspectiva de la capacidad de pago, tomando como referencia el año 2001, se observa que la recuperación del valor de la factura de Energía Eléctrica en el Area Atlántica para un consumo medio residencial (150 Kwh-Mes) alcanzó los niveles Salariales y el IPC a Agosto-19. Por otro lado, se realizó una evaluación de la distribución de consumos en el segmento Residencial y se observa que la factura promedio en la Provincia de Buenos Aires (considerando impuestos) es de 1200 \$-Mes. Además el 77% de los usuarios pagan menos de 1800 \$-Mes.

Se destaca la creación de la Tarifa Social destinada a aquellos usuarios que no tienen capacidad de pago para afrontar la recomposición tarifaria, es decir, cuyos ingresos no son suficientes para satisfacer sus necesidades básicas. La aplicación del subsidio a esta categoría representa un 50% de la factura y alcanza al 20% de los usuarios residenciales. Cuando se analiza la incidencia de la Factura de Energía Eléctrica en el Ingreso familiar por decil se observa una incidencia desigual y que la Tarifa Social mantiene la incidencia por debajo del 4.6% en el primer decil.

Dentro del proceso de RTI se pusieron en Vigencia un nuevo régimen de Calidad de Servicio y un Nuevo Reglamento de Suministro.

En cuanto al mecanismo de actualización del VAD, durante los años 2018 y 2019 los ajustes tarifarios se han postergado respecto a la fecha establecida con su posterior compensación, debido a las limitaciones en la capacidad de pago derivadas de la situación económica y social.

En cuanto a la prestación del servicio, los indicadores de calidad se han mantenido estables y se han introducido importantes innovaciones tecnológicas en la Gestión del Servicio.

En cuanto a la rentabilidad, se han analizado los resultados de los balances y se ha obtenido una rentabilidad denominada regulatoria para poder comparar con la planteada en la RTI. Se observa que partiendo del EBITDA y descontando las Inversiones realizadas, tomando como referencia la base de Capital determinada en la RTI, esta rentabilidad se recupera con respecto a años anteriores manteniéndose por debajo de los valores fijados.

Dentro del ámbito de acción del FREBA, se han ejecutado entre durante el período 2016 a Septiembre de 2019 Obras de Expansión del Sistema del Transporte y Subtransmisión por 80 Millones de USD. En el año 2019 se han ejecutado 38 obras por 17 Millones de USD. Considerando los cambios normativos introducidos en la remuneración de la generación Distribuida en el MEM a partir del año 2018, se han destinado recursos a pagar los Sobrecostos por Generación Móvil (UGEEM) en la Provincia de Buenos Aires.

Se destaca la elaboración en forma conjunta entre el FREBA y la Dirección de Energía del Plan de Expansión de Transporte. En este informe se adjunta la versión actualizada del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2019-2026.

Perspectiva 2020-2023

Por último, se proponen a modo de recomendación, temas sobre los que es importante trabajar durante los próximos años con el objeto de contar con información que permita adoptar medidas y monitorear la evolución de las mismas en función de los resultados obtenidos y el contexto socioeconómico:

- **Tarifa Social**
- **Mecanismo de Actualización del VAD**
- **Contabilidad Regulatoria**
- **Revisión Tarifaria Integral 2022**
- **Plan de Expansión del Transporte-Generación Distribuida**

Este informe se propone objetivos y pasos a seguir sobre cada tema.

INTRODUCCIÓN

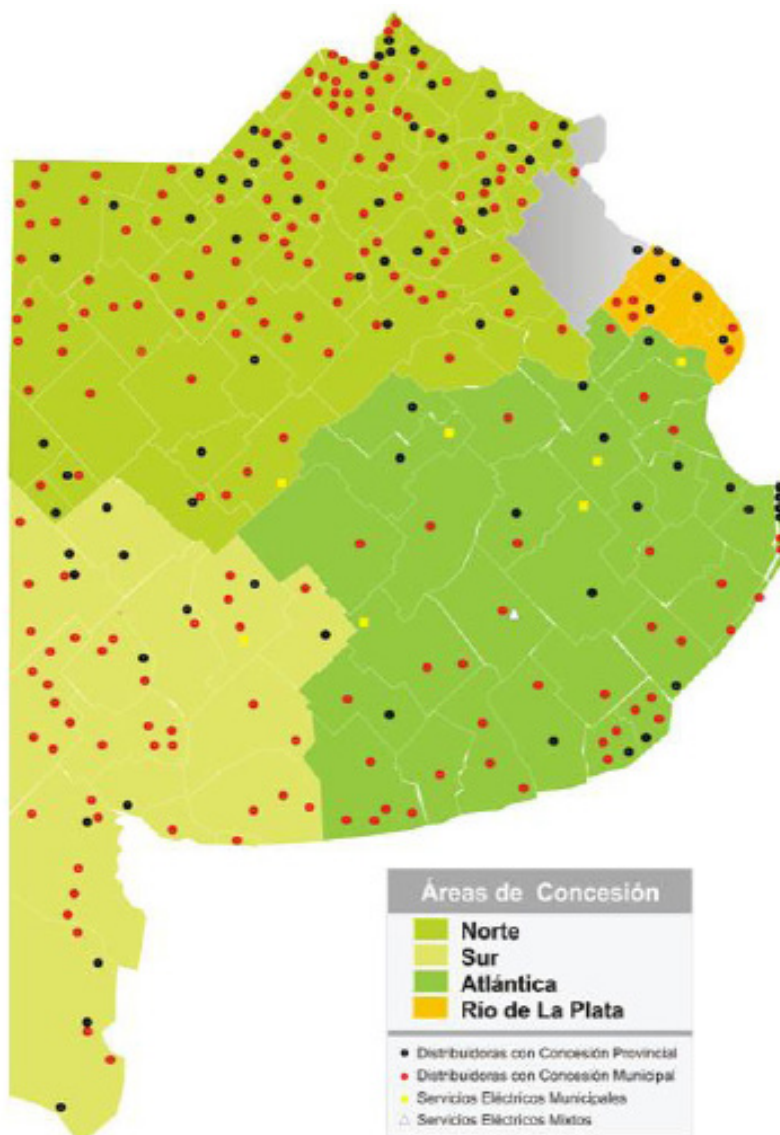
La Provincia de Buenos Aires se divide en cuatro áreas de concesión con su prestador correspondiente:

Área Norte: EDEN

Área Sur: EDES

Área Atlántica: EDEA

Área Río de la Plata: EDELAP



Existen más de 200 Cooperativas en la Provincia de BA cuyo poder concedente es el Municipio del Partido correspondiente. Estas Cooperativas abastecen las localidades de color rojo en cada área.

La prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cada uno de los usuarios de la Provincia, se realiza bajo la misma Normativa, el mismo Contrato de Concesión y el mismo regulador, Dirección de Energía y OCEBA.

La Ley 11.769 y el Dto 2479-2004 establece el Marco Regulatorio en la provincia de Buenos Aires. Fija los lineamientos que luego se detallan en los Contratos de Concesión, y el Rol de cada Organismo.

De acuerdo a lo establecido en el Marco Regulatorio y los Contratos de Concesión, las Tarifas son calculadas por el OCEBA y aprobadas por la Autoridad de Aplicación que es el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos. Dichas tarifas se calculan para cada área en base a las características de mercado del Distribuidor de Concesión Provincial. Los usuarios de cada área incluidas las Cooperativas pagan la misma tarifa. Las facturas contienen un ítem que es el Fondo Compensador (Capítulo X FONDO PROVINCIAL DE COMPENSACIONES TARIFARIAS de la Ley 11.769) con el que se compensan las diferencias de costos entre Distribuidores de concesión Provincial y Municipal.

1 / EVOLUCIÓN EN PERÍODO 2016-2019

1.1 / Reducción de subsidios y efectos fiscales

P1.1.1 / PRECIO DEL MEM

Los precios de la energía y potencia y los precios de transporte son definidos por CAMMESA a través de sus programaciones semestrales y reprogramaciones trimestrales, las que luego son aprobadas y publicadas a través de resoluciones emitidas por la Secretaría de Energía, a estos valores se los conoce como precios estacionales.

Estos precios estacionales sancionados por la Secretaría de Energía trimestralmente fijan el precio de la energía para la compra por parte de los Distribuidores Agentes del MEM. Este costo es trasladado directamente en las tarifas a usuarios finales, mediante un mecanismo denominado *pass-through*. De esta manera uno de los componentes principales de las tarifas eléctricas, previo a la aplicación de impuestos, es el costo de energía del MEM que las distribuidoras pasan directamente a los usuarios. El otro componente principal de la tarifa al usuario es el Valor Agregado de Distribución (VAD). Sobre la suma de ambos, se aplican impuestos.

El VAD es el componente que remunera la actividad de distribución, está compuesto por los costos de capital requeridos para la construcción y renovación de redes, por los costos de operación y mantenimiento y por los costos de gestión comercial, incluyendo una tasa de rentabilidad razonable. Esta remuneración se fija con un mecanismo conocido como Revisión Tarifaria Integral, o RTI. Da incentivos económicos a las distribuidoras para aumentar la eficiencia y disminuir el nivel de pérdidas.

La fijación de los Precios del MEM es competencia del Poder Ejecutivo Nacional y la Fijación de las Tarifas de Distribución es competencia del Poder Ejecutivo Provincial. En referencia al Mercado Eléctrico Mayorista el Poder Ejecutivo Nacional emite en Diciembre del 2016 el Dto -134/2015 en el que se decreta la Emergencia en el Sector Eléctrico Nacional por dos años. En este marco, en enero del 2016 el Ministerio de Energía y Minería de la Nación emite la Resolución 6/16 que actualiza los precios del MEM a partir del 1 de Febrero. Estos precios no se actualizaban desde el año 2012. De esta manera se inicia un proceso de reducción de subsidios.

En esta Resolución se fija un esquema de precios diferenciales por bloque de consumo denominado precio de Tarifa Social. Este esquema de precios está destinado a aquellos usuarios que no tengan capacidad de pago, es decir, cuyos ingresos sean insuficientes para satisfacer sus necesidades básicas. Los criterios para la determinación de los beneficiarios son determinados por el Ministerio de Energía y Minería en su resolución de su Resolución 7-16 y complementarias. Más adelante se detalla la evolución de la Tarifa Social.

Por otra parte, considerando que la cobranza a distribuidores por parte de CAMMESA era de 45% en promedio, en el Artículo 9 se otorga un plazo para presentar acuerdos de pago, iniciando un proceso de normalización de pagos a CAMMESA.

En Febrero de 2016 la Provincia de Buenos Aires actualizó el componente de VAD reconocido en las tarifas en función de los criterios establecidos en el Protocolo de Adecuación de Contratos que se firmaron en el año 2005 con la Resolución MlySP 22-16 y aprobando el traslado de precios del MEM de la Resolución MEyM 6-16 que comienza con la reducción de subsidios. Esta resolución incluye una Tarifa Social en forma consistente con el esquema de precios establecido en la Resolución MEyMN 6-16 y adhiere a los criterios establecidos en la Resolución MEyM 7-16 para la determinación de los beneficiarios.

Con estas dos resoluciones se finaliza con el acuerdo de convergencia establecido por la Nación y refrendado por la Provincia de Buenos Aires y además se finaliza con los cargos fijos que se habían incorporado en la factura y cuyo ingreso se depositaban en el fideicomiso FIDBA. Estos cargos habían sido creados por la resolución MlySP 206 del 2013 ante los controles que establecía el Ministerio de Planificación sobre los aumentos de tarifas. En el Anexo I se detalla una breve descripción del funcionamiento de los Acuerdos de Convergencia vigentes en los años 2014 y 2015.

La aplicación de esta resolución trajo como consecuencia medidas cautelares que suspendieron su aplicación y que luego quedaron sin efecto por medidas de un Tribunal superior y por la Audiencia Pública celebrada en Mar del Plata en Julio del 2016.

La Resolución MlySP 22-16 instruyó al OCEBA y a la Dirección de Energía a iniciar la Revisión Tarifaria Integral que se comenzó en Agosto de 2016 y finalizó con las Audiencias Públicas de Olavarría y La Plata en Diciembre de 2016.



Gráfico 1: Precio MEM / Distribuidores

En el Gráfico 1 se observa el Costo de Energía en el MEM en comparación con el Precio a Distribuidores.

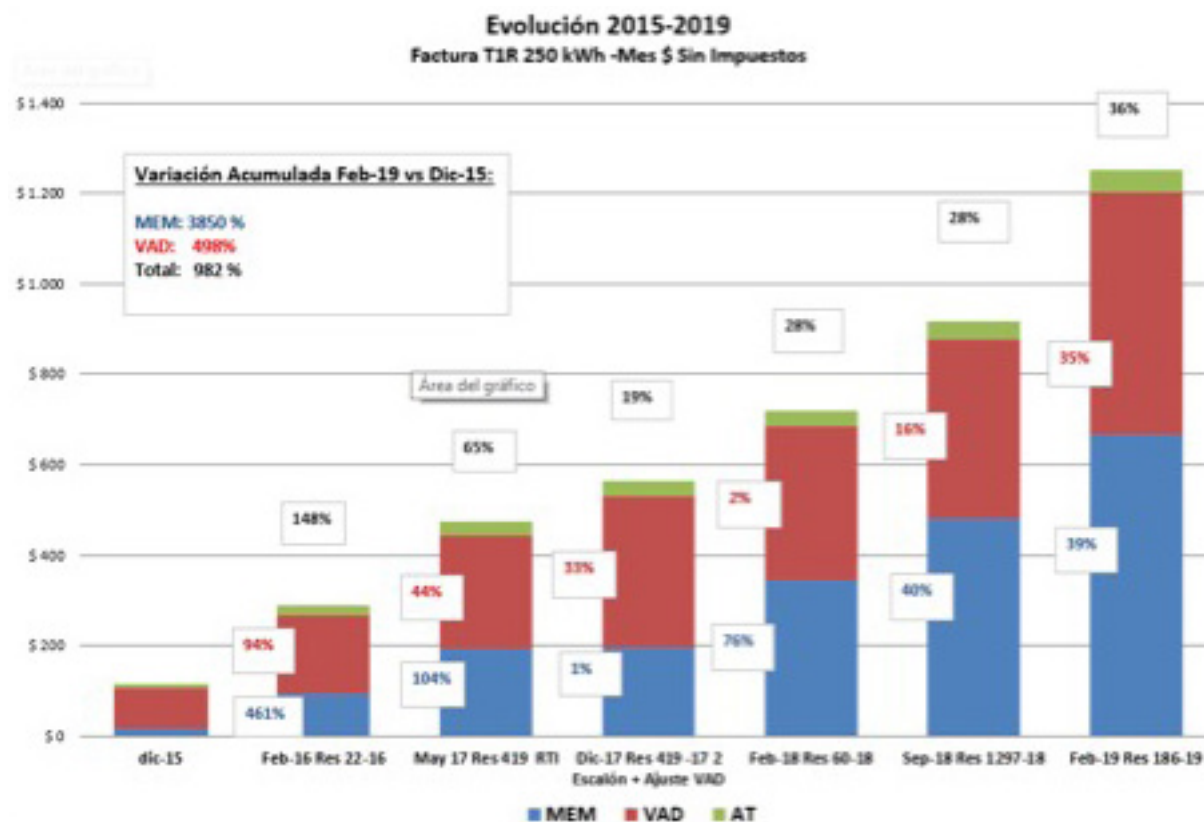


Gráfico 2: Evolución de factura - Sin Impuestos

En el cuadro precedente se observa la incidencia del costo MEM y del aumento del VAD en cada incremento tarifario.

1.1.2 / NORMALIZACIÓN DE PAGOS A CAMMESA

En el mes de marzo de 2016 y en cumplimiento a lo dispuesto por la Resolución MEyM N°6/2016, las Distribuidoras de Concesión Provincial presentaron a CAMMESA una propuesta de pago con el objetivo de regularizar la deuda acumulada al 31 de enero de 2016.

En el mes de febrero de 2018 CAMMESA comunicó a las cuatro distribuidoras de la Provincia de Buenos Aires la confirmación de la validez y vigencia de las ofertas recibidas con respecto a la refinanciación de las deudas que éstas mantenían con CAMMESA al 31/01/2016. De esta manera, la deuda por compra de energía vencida en Enero del 2016 se encuentra regularizada en su totalidad.

1.2 / Revisión Tarifaria Integral (RTI) y Análisis de los Aumentos Tarifarios

1.2.1 / METODOLOGÍA PARA REALIZAR LA RTI

El proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para la determinación de los requerimientos de ingresos correspondientes al periodo 2017-2021, para las empresas prestatarias del servicio eléctrico en la

Provincia de Buenos Aires, se realizó de acuerdo con los lineamientos establecidos por el Comité de Ejecución del proceso de Revisión Tarifaria Integral (CERTI) y al Capítulo IX “Tarifas” de la Ley 11.769, que resultaron la base para la determinación del nuevo cuadro tarifario. Las tarifas se fijan por un periodo de 5 años de acuerdo con el principio metodológico de tarifa máxima (Price cap).

En la RTI se procedió a calcular el Valor Agregado de Distribución de las empresas considerando una base de capital determinada mediante la aplicación del método del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), de la red adaptada a la demanda, depreciada al 50% de su valor. El cálculo consideró también como parte de la base de capital a remunerar los montos de las inversiones necesarias para recuperar las condiciones de calidad de servicio en el año base. El VNR se determinó mediante la adaptación a la demanda de las instalaciones reales, las que se valorizaron considerando precios de mercado de módulos típicos constructivos.

La tasa de rentabilidad considerada fue del 12,27% real antes de impuestos, y la amortización se calculó de acuerdo con una vida útil regulatoria media de 38 años. La tasa aplicada resultó similar a la aplicada en otros países latinoamericanos. En Anexo II Metodología RTI se presenta un resumen de la metodología aplicada.

En lo que se refiere a los gastos de explotación técnicos, comerciales y administrativos se efectuó un cálculo para cada año del período tarifario. Para su determinación se utilizaron los usuarios existentes al 31 de julio de 2016, y las instalaciones correspondientes a la misma fecha más aquellas definidas en el plan de inversiones, exclusivamente para la recuperación de la calidad de servicio en el año base (2016).

La metodología empleada fue similar a la utilizada por el ENRE en las correspondientes RTI para las empresas EDENOR S.A y EDESUR S.A.

Los valores de requerimientos de ingresos resultantes se expresaron en moneda de Julio de 2016, y fueron actualizados mediante el Mecanismo de Actualización aprobado al mes de entrada en vigencia del nuevo cuadro tarifario.

1.2.2 / AUDIENCIAS PÚBLICAS Y RESOLUCIÓN MIySP 419-17

Mediante Resolución 272-16 el OCEBA convoca a la realización de Audiencias Públicas los días 21 y 22 de Diciembre de 2017 en la ciudad de Olavarría y La Plata con el objeto de someter a la participación ciudadana, las propuestas tarifarias en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, de conformidad con el artículo 20 de la Resolución MI N° 22/16.

En el desarrollo de la misma hacen su exposición el OCEBA, los Distribuidores Provinciales, los Distribuidores Municipales, El Defensor del Pueblo de la Provincia de Buenos Aires y representantes de los Gobiernos de Distintas localidades (Poder Ejecutivo y Concejo Deliberante), Defensorías del Consumidor y Asociaciones de Usuarios.

En mayo de 2017 el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos emite la Resolución 419 que aprueba el proceso de Revisión Tarifaria Integral y pone en vigencia cuadros tarifarios que contienen los Costos propios de Distribución aprobados. La implementación es gradual, un primer escalón tarifario en mayo de 2017 y un segundo escalón en diciembre de 2017 para alcanzar los cuadros tarifarios finales.

Además, deja sin efecto el régimen de Calidad Diferencial establecido en el Protocolo de Entendimiento y establece un plazo de 180 días para adecuar los contratos de concesión.

En el Artículo 40 determina un mecanismo de actualización de los costos propios de distribución en función de indicadores. Este mecanismo se aplica con periodicidad anual en el mes de agosto.

1.2.3 / ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS INGRESOS RECONOCIDOS EN LA RTI DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Se presenta a continuación un análisis comparativo de los ingresos reconocidos en la RTI para las empresas de la Provincia de Buenos Aires, incluyendo también a las empresas EDENOR y EDESUR, que comparten su área de prestación del servicio con la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA).

Para realizar una comparación homogénea se aplicaron, los coeficientes del modelo de costos y de valorización de instalaciones típicas empleados en la RTI de EDEA, a los datos de todas las prestadoras (EDENOR, EDESUR, EDELAP, EDEN, EDES Y EDEA). De esa manera se determinó un VAD homogéneo para su comparación.

Se adjunta el Anexo III – Comparación RTI PBA-Jurisdicción Nacional con un detalle de la metodología empleada.

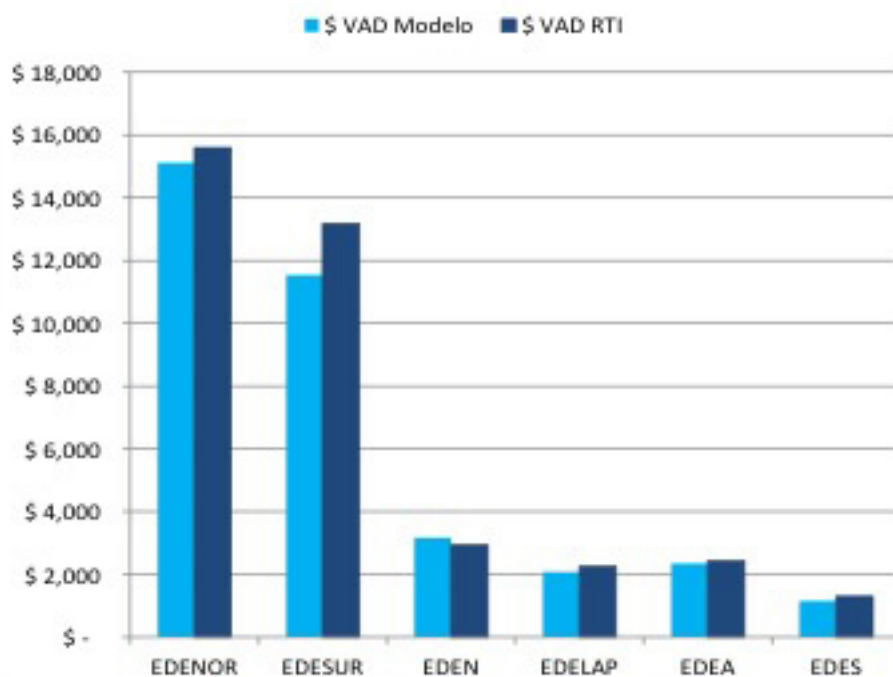


Gráfico 3: VAD Modelo - VAD RTI Empresas

En el gráfico se muestra el VAD que surge de la modelización con el VAD otorgado. Se observa que los Ingresos en MM\$ que surgen de la modelización son similares a los otorgados. Por lo tanto, se puede concluir que las Tarifas de la Provincia de Buenos Aires reconocen costos similares en las 4 prestadoras y también a los reconocidos por el ENRE.

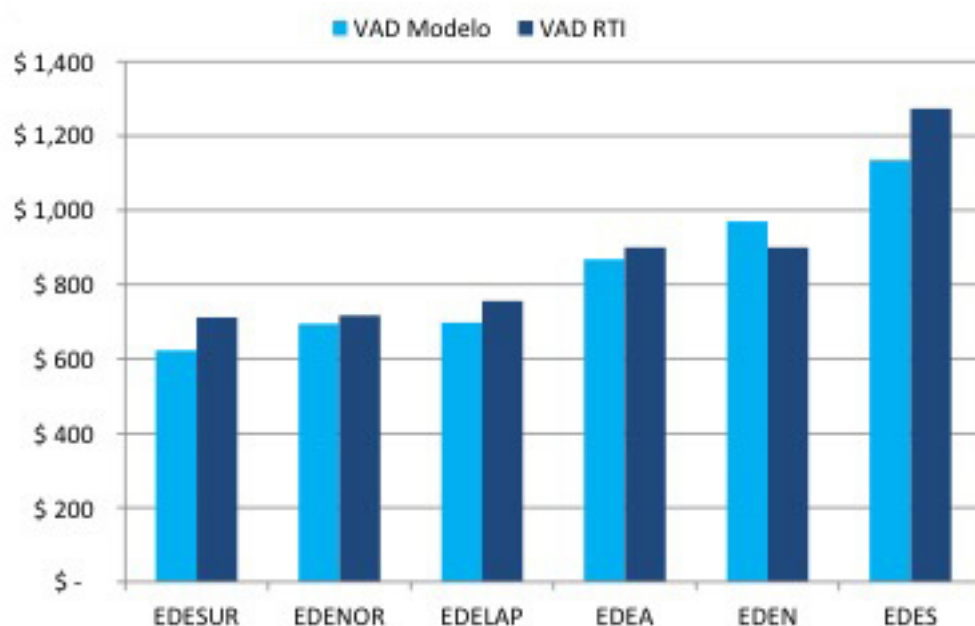


Gráfico 4: VAD \$/MWh

En el gráfico se observa la comparación al dividir el Ingreso por VAD por la energía operada. El VAD modelizado con iguales criterios y valores, al referirlo a la energía, se encuentra dentro de un $\pm 30\%$. El VAD de EDEA es un 25% superior al VAD de EDENOR al compararlo en \$/MWh.

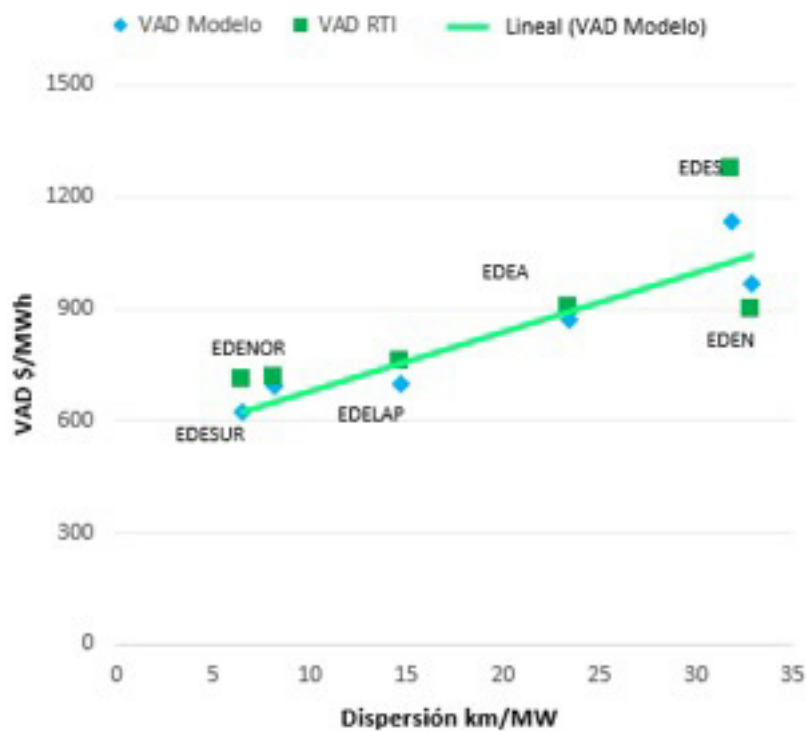


Gráfico 5: Dispersión VAD

En el gráfico se observa el VAD en \$/MWh en función de la dispersión, considerando el total de kilómetros de red dividida la potencia operada.

Los valores de VAD/MWh que resultan del modelo se ubican sobre una línea de tendencia, con respecto a la dispersión. Si bien el VAD modelizado depende de más de una variable explicativa, la dispersión es la variable que mejor explica la variación de VAD en \$/MWh.

1.2.4 / CAPACIDAD DE PAGO DE LOS USUARIOS

Uno de los aspectos a tener en cuenta en la fijación de tarifas es la Capacidad de Pago de los Usuarios.

Evolución de la Factura de Energía Eléctrica en función de los precios de la economía.

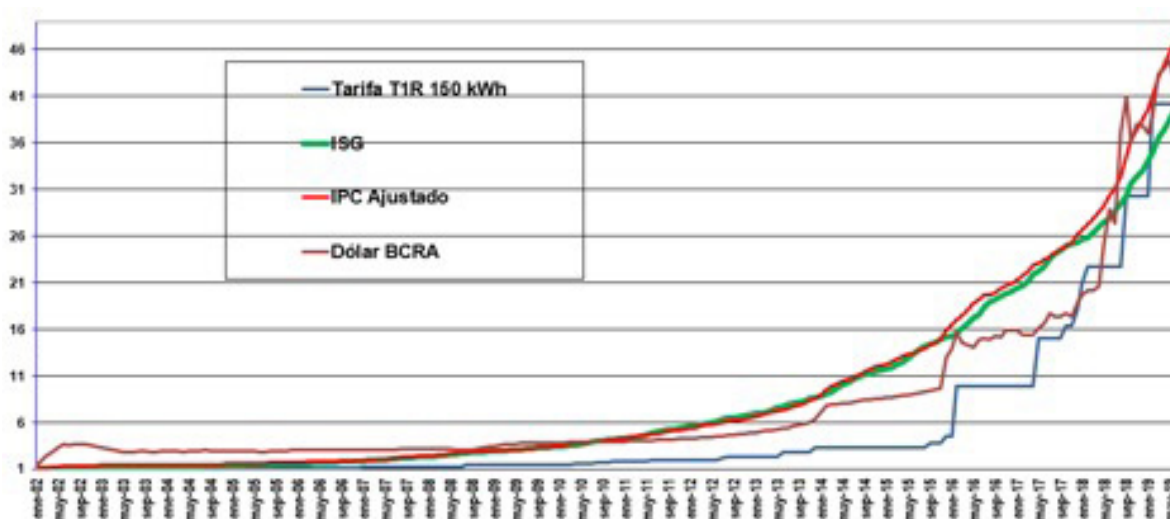


Gráfico 6: Factura Eléctrica e índices

En el gráfico se observa la evolución de una factura en el Área Atlántica para un consumo de 150 kWh –Mes en comparación con el Índice de Salarios General determinado por el Indec, el IPC y el Tipo de Cambio del BCRA. Puede observarse a partir de 2016 la recuperación del monto de las facturas de electricidad tomando como origen Dic-01. En septiembre de 2018 el valor de la factura alcanza al Índice Salarial General (ISG). Comparando Agosto del 2019 con Diciembre del 2015 el incremento en una factura es del 800%. En este gráfico es importante remarcar que al momento de la vigencia del segundo escalón de la RTI y del mecanismo de actualización que se produjo en Enero-18 el valor de la factura no había alcanzado aún al ISG.

Incidencia de la Factura Eléctrica en el Ingreso Familiar.

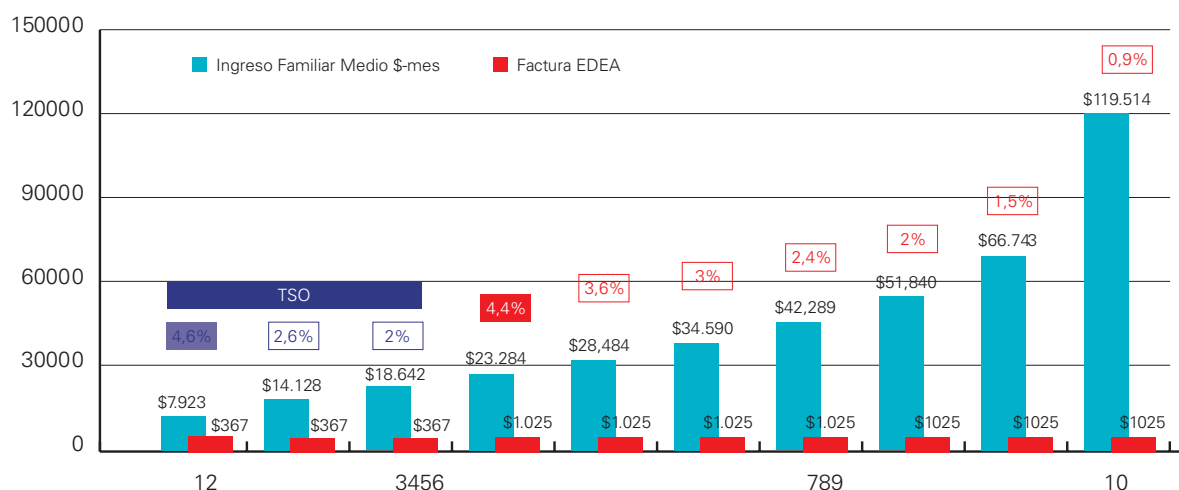


Gráfico 7: Incidencia de la Factura en el Ingreso

En el cuadro se compara el valor de una factura de energía con el Ingreso familiar. Para el cálculo de la Factura se considera un consumo de 150 kWh-mes que es un consumo promedio, el cuadro tarifario vigente para el Área Atlántica a partir de febrero de 2019 más impuestos. Para la Distribución del Ingreso se tomó el Ingreso por Decil que publica el INDEC por Hogares para el primer trimestre del 2019 aglomerados que se utilizan para la EPH de todo el País. Para los tres deciles más bajos se utilizó la Tarifa Social. Se observa que al aplicar la Tarifa Social, en estos deciles se equipara la incidencia con el resto de los deciles manteniéndose por debajo del 5%.

Segmentación de Consumo/Facturas en la Provincia de Buenos Aires

Además de considerar los consumos promedio, es importante tener en cuenta cómo es la distribución de las facturas. Con este objeto se analizó la base de facturación de las 4 Distribuidoras correspondiente al año 2018, y segmentó de acuerdo al consumo promedio mensual. A esta segmentación se le aplicó la tarifa aprobada por la Resolución MlySP 186-19 vigente a partir del 1 de febrero más impuestos.

1) Tarifa Residencial

Segmento	Usuarios	%	Kwh-mes	\$-mes	Kwh medio	\$-mes Promedio	Max.
0 a 120	349.248	39%	24.161,539	\$189.304,482	69.2	\$542	\$911
120 a 240	340.711	38%	58.556,616	\$418.597,126	171.9	\$1.229	\$1.788
240 a 400	151.351	17%	45.746,010	\$310.886,282	302.3	\$2.054	\$2.840
> 400	60.941	7%	35.345,691	\$260.490,859	580.0	\$4.274	
TOTAL	902.252	100%	163.809,857	\$1.179.278,749	181.6	\$1.307	

Tabla 1: Tarifa Residencial

2) Tarifa Social

Segmento	Usuarios	%	Kwh-mes	\$-mes	Kwh medio	\$-mes Promedio	Max.
0 a 120	85.497	38%	6.042,377	\$15.374,629	70.7	\$180	\$278
120 a 240	85.654	38%	14.684,952	\$52.982,528	171.4	\$619	\$894
240 a 400	38.267	17%	11.599,287	\$45.455,489	303.1	\$1.188	\$1.938
> 400	15.399	7%	8.546,960	\$44.745,219	555.0	\$2.906	
TOTAL	224.817	100%	40.873,576	\$158.557,866	181.81	\$705	

Tabla 1: Tarifa Social

1) + 2) Tarifa Residencial + Tarifa Social

Segmento	Usuarios	%	Kwh-mes	\$-mes	Kwh medio	\$-mes Promedio	Max.
0 a 120	434.745	39%	30.203,916	\$204.679,111	69.5	\$471	\$911
120 a 240	426.364	38%	73.241,569	\$471.579,654	171.8	\$1.106	\$1.788
240 a 400	189.619	17%	57.345,297	\$356.341,771	302.4	\$1.879	\$2.840
> 400	76.340	7%	43.892,651	\$305.236,078	575.0	\$3.998	
TOTAL	224.817	100%	40.873,576	\$1.337.836,615	181.6	\$1.187	

Tabla 3: Tarifa Residencial + Tarifa Social

Pirámide PBA T1R + TSO

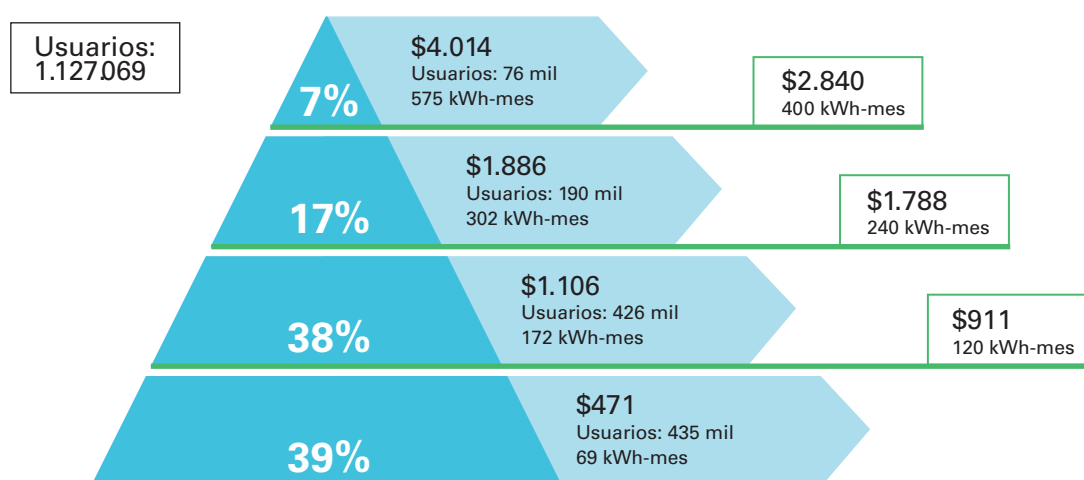


Gráfico 8: Tarifa Residencial + Tarifa Social

En el gráfico con forma de Pirámide se observa que el 39% de los usuarios pagan en promedio \$-mes 471 y el siguiente 39% un promedio de \$-mes 1.106 totalizando un 77% de usuarios que pagan menos de \$-mes 1788. El 17% siguiente \$-mes 1886 y sólo el 7% más de \$-mes 2840 con un promedio de \$-mes 4014.

1.2.5 / CONFLICTOS JUDICIALES

Como resultado del proceso de RTI, las tarifas de EDEN, EDES, EDEA y EDELAP aumentaron un 68% en promedio. Este aumento se aplicó en dos etapas. En la primera etapa, que finalizó en mayo de 2017, se aplicó aproximadamente el 70% del aumento permitido, y en la segunda etapa, diciembre de 2017, se aplicó el 30% restante del aumento permitido. La ejecución de los planes por las Distribuidoras situadas en la Provincia de Buenos Aires para cumplir con determinados compromisos de inversión es programada en forma anual y controlada por el OCEBA. Con fecha 5 de mayo de 2017, el MlySP, a través de la Resolución N° 419/2017 aprobó el proceso de RTI realizado por el CERTI, de acuerdo con las disposiciones del Artículo 44 de la Ley provincial N° 11.769 (Decreto N° 1.868/2004), y modificaciones, y los valores de los costos de distribución de EDEN, EDES, EDEA y EDELAP resultantes del proceso de RTI fueron incorporados al esquema tarifario correspondiente. Sin embargo, el Defensor del Pueblo interpuso un amparo, según pretensión anulatoria de las tarifas dispuestas por Resolución N° 419/2017 del MlySP.

El 23 de mayo las Distribuidoras de la Provincia de Buenos Aires fueron notificadas en forma electrónica por OCEBA y a través de la publicación de un aviso en el Boletín Oficial, de la medida pre cautelar dictada en la causa “DEFENSOR DEL PUEBLO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES C/ MIN. DE INFRAESTRUCTURA, VIV.Y SERV.PUB. S/ PRETENSION ANULATORIA,” en trámite por ante el Juzgado de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo N° 1 de La Plata. Mediante dicha medida se suspendieron los efectos de la Res 419/17, sin afectar a los usuarios beneficiarios de la Tarifa Social ni los electrodependientes ni a las Entidades de Bien Público.

La Fiscalía de Estado apeló la medida precautar dictada, recurso que fue concedido en relación y con efectos no suspensivos por parte del Juzgado el día 26/05/2017; paralelamente, las Asociaciones de Defensa de Usuarios y Consumidores, Usuarios y Consumidores en Defensa de sus Derechos y MODECUMA se tuvieron por adheridas a la demanda iniciada.

El día 8 de junio la Cámara de Apelaciones resolvió por mayoría hacer lugar a la queja interpuesta por la Fiscalía de Estado, otorgando efectos suspensivos al recurso de apelación presentado.

En función de lo anterior, con los procesos de facturación del 09/06/17, se volvió a la aplicación de los Cuadros Tarifarios aprobados por la Resolución MlySP 419/17.

El 14 de junio la Defensoría del Pueblo interpuso en Cámara un recurso de reposición contra la resolución dictada. Dos días después, el Juzgado Contencioso Administrativo N° 1 de la Ciudad de La Plata, dictó una cautelar sobre la Resolución N° 419/2017. Posteriormente, la Defensoría del Pueblo presentó una solicitud de recusación con causa para dos de los tres jueces de la Cámara de Apelaciones.

El 21 de junio la Fiscalía de Estado interpuso recurso de apelación contra la resolución de Primera Instancia que hizo lugar a la medida cautelar solicitada por la Defensoría del Pueblo, al día siguiente, las Distribuidoras fueron notificadas de la medida cautelar dictada.

A fines de junio, el Juzgado de Primera Instancia concedió en relación y con efectos no suspensivos el recurso de apelación interpuesto por la demandada contra la resolución que hizo lugar a la medida cautelar.

La Cámara rechazó el recurso de reposición interpuesto por el Defensor del Pueblo, contra la resolución que otorgó efectos suspensivos al recurso de apelación interpuesto contra la medida precautar.

Finalmente, el 13 de julio, la Cámara hizo lugar a la queja otorgando los efectos suspensivos al recurso de apelación interpuesto por Fiscalía de Estado contra la resolución que hizo lugar a la medida cautelar.

A partir de los procesos de facturación del 28/09/17 se incorporó en las facturas el concepto “Diferencial Res. MISP 419/17” por medio del cual se inicia el recupero de los Costos Propios de Distribución de los créditos incluidos en las facturas de los usuarios en el período del 23/05/17 al 22/08/17 en cumplimiento de las Medidas Precautar y Cautelar referidas anteriormente.

Finalmente, el 15 de noviembre, la Cámara resolvió hacer lugar por mayoría al recurso de apelación interpuesto por la Fiscalía de Estado, revocando la resolución impugnada y dejando sin efecto la medida cautelar.

1.3 / Esquema de Contención Social

1.3.1 / TARIFA SOCIAL

Hasta el año 2015 en la Provincia de Buenos Aires estuvo vigente la Ley N° 12.698 referida a la Tarifa Eléctrica de Interés Social (TEIS), siendo el Decreto N° 756 del 2002 que establece quiénes son los beneficiarios de la tarifa TEIS.

A través de la Ley N° 12.698 de la Provincia de Buenos Aires, las distribuidoras eléctricas y los Municipios podían otorgar a los usuarios residenciales con escasos recursos, existentes o futuros encasillados en la tarifa TR1, que se encuentren imposibilitados de acceder o mantener el servicio eléctrico mínimo, tarifas 40% inferiores a las que sean reguladas en cada período hasta 150kWh mensual, denominadas “Tarifa eléctrica de interés social (TEIS).

La Tarifa Eléctrica de Interés Social (TEIS) era financiada por el distribuidor, lo que se tradujo en una disminución voluntaria del ingreso del distribuidor, para que aquellos usuarios de bajos recursos económicos que estuvieran imposibilitados de afrontar los gastos del servicio eléctrico, puedan obtener el servicio a través de TEIS.

Al año 2014 la cantidad de usuarios alcanzados con esta tarifa era del orden de 164.000 clientes y el subsidio alcanzaba un poco más de 3 millones de pesos, distribuidos entre las empresas.

Como se explicó en el punto 1, el Estado Nacional comenzó un proceso de reducción de subsidios y, para proteger a los usuarios cuya capacidad de pago fuera insuficiente para soportar la recomposición tarifaria, creó la Tarifa Social en la Resolución MlySP 6-16. Los criterios de identificación de beneficiarios se establecieron en la Resolución MEyM 7-16 y luego fueron modificados por la Resolución MEyM 219-16, esta Tarifa Social está destinada a un universo más amplio que la TEIS (Ley Provincial 12.698).

La Provincia de Buenos Aires adhirió a esta Tarifa Social con la Resolución MlySP 22-16 creando la categoría Tarifa Social que abarca a la TEIS.

La Resolución 265/16 del OCEBA y su anexo, establece criterios e implementa la Tarifa Social para los usuarios localizados en la Provincia de Buenos Aires. En general, adhiere a los criterios de la Resolución MEyM 219-16.

Esquema de Bonificación

La bonificación en el precio mayorista de energía, aplicable a los usuarios encuadrados en la Tarifa Social es de un 100 % para los primeros 150 kWh de consumo/mes y un 50% para los segundos 150KWh/mes, de acuerdo a lo establecido por las Autoridades Nacionales. Además el cuadro tarifario contempla una reducción del VAD para los primeros 150 kWh Mes que aporta el Distribuidor. En el punto Distribución de Facturas se puede observar la reducción en cada segmento de consumo.

Acceden a este beneficio los usuarios que sean:

- Jubilados, pensionados o trabajadores en relación de dependencia que perciban una remuneración bruta menor o igual a DOS (2) Salarios Mínimos, Vitales y Móviles.
- Trabajadores "monotributistas" inscriptos en una categoría cuyo ingreso anual mensualizado no supere en dos (2) veces el Salario Mínimo, Vital y Móvil.
- Beneficiarios de una Pensión no Contributiva que perciban ingresos mensuales
- Titulares de programas sociales (siempre que su ingreso no supere dos (2) veces el Salario Mínimo, Vital y Móvil).
- Trabajadores inscriptos en el Régimen de Monotributo Social (siempre que su ingreso no supere dos (2) veces el Salario Mínimo, Vital y Móvil).
- Trabajadores incorporados en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del Servicio Doméstico (Ley 26.844) (siempre que su ingreso no supere dos (2) veces el Salario Mínimo, Vital y Móvil).
- Titulares de un seguro de desempleo (siempre que su ingreso no supere dos (2) veces el Salario Mínimo, Vital y Móvil).
- Titulares de una Pensión Vitalicia a Veteranos de Guerra del Atlántico Sur.
- Usuarios (o un familiar a cargo) que cuenten con certificado de discapacidad expedido por autoridad competente.

No acceden a este beneficio los propietarios de:

- Más de un inmueble.
- Aeronaves o embarcaciones de lujo.
- Un vehículo de hasta diez años de antigüedad (excepto los titulares de algún certificado de discapacidad)

La identificación de los beneficiarios se realiza mediante el cruce de la base de datos de usuarios del Distribuidor con la base de datos del SINTYS (Sistema de Identificación Nacional Tributario y Social) El Oceba actúa de intermediario entre el SINTYS y el Distribuidor.

A partir del año 2019 , con la aprobación de la Ley 27.469 de Consenso Fiscal 2018 la Nación le transfirió este subsidio a las provincias. En Buenos Aires se estableció en la Ley de Presupuesto 2019 N° 15078, Art 103, que la Provincia asume el Subsidio establecido en la Resolución MlySP 6/16 para la Tarifa Social.

En la Resolución MlySP 365-19 se aprueba el esquema de pago a CAMMESA por parte de la Provincia del Subsidio Correspondiente a la Tarifa Social por la bonificación en el Costo del MEM.

1.3.2 / TARIFA DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO

La Ley 27.218 “Régimen Específico para Entidades de Bien Público” , sancionada el 25 de noviembre de 2015, determinó un tratamiento particular para fundaciones y asociaciones sin fines de lucro, que persiguen el bien común. Dicho régimen, incorpora una tarifa específica, en los cuadros tarifarios.

La Provincia de Buenos Aires, adhiere al Régimen Específico para Entidades de Bien Público establecido mediante la Ley 27.218 y dicta la Resolución MlySP N° 419/2017 (Boletín Oficial 10/05/2017), que recomienda a OCEBA (artículo 12º) llevar a cabo los actos necesarios para dar cumplimiento y aplicación a la categoría tarifaria correspondiente a dichas entidades.

Como consecuencia, OCEBA emite la Resolución N° 213/2017 que dispone la incorporación de los suministros correspondientes a Entidades de Bien Público en la categoría tarifaria “T1 Pequeñas Demandas-Servicio General” (hasta 10 kW de demanda) bajo la denominación “T1GEBP”; una vez cumplidos los requisitos de encasillamiento (y exclusión) definidos en la referida Resolución MlySP N° 419/2017.

Se consideran Entidades de Bien Público, a los efectos de la Tarifa T1GEBP, a las asociaciones civiles, simples asociaciones y fundaciones que no persigan fines de lucro en forma directa o indirecta y las organizaciones comunitarias sin fines de lucro, con reconocimiento municipal, que llevan adelante programas de promoción y protección de derechos o desarrollan actividades de ayuda social directa sin cobrar a los destinatarios por los servicios que prestan.

Quedan comprendidos en el Régimen Tarifario Específico para Entidades de Bien Público, los Clubes de Barrio en tanto se hallen constituidos como asociaciones civiles sin fines de lucro y se encuentren encuadrados en la categoría T1 “Pequeñas Demandas” Servicio General (T1GEBP).

De acuerdo a lo dispuesto por la Resolución OCEBA N° 213/2017 (artículo 4º) los Clubes de Barrio, que sean asociaciones sin fines de lucro, con domicilio legal en la Provincia de Buenos Aires, posean personería jurídica y acrediten una antigüedad de tres años desde su constitución formal, deberán contar con una cantidad mínima de 50 socios y una máxima de 2000.

La tarifa correspondiente a Entidades de Bien Público (T1GEBP), está plasmada como una tarifa particular, que se encuentra determinada en base a un criterio de elección de la mejor alternativa tarifaria entre los valores correspondientes a la tarifa T1R y T1G.

Si bien se encuentran incorporados dentro del esquema de Entidades de Bien Público en mayo 19 de 2019 se publicó en el Boletín Oficial Provincial RESFC-2019-1 por medio del cual se establece una bonificación equivalente al treinta por ciento (30%) de los conceptos eléctricos facturados a los Clubes de Barrio y de Pueblo radicados en la Provincia de Buenos Aires y encuadrados en las categorías tarifarias T1- Pequeñas Demandas (hasta 10 kW-mes), T2 -Medianas Demandas con potencia contratada hasta 30 kW – mes y T4 Pequeñas Demandas Rurales, que se implementó a partir del 1º de mayo de 2019. Esta Bonificación se incorpora al esquema determinado por la Resolución MlySP 365-19 para la Tarifa Social.

1.3.3 / ESQUEMA PARA ELECTRODEPENDIENTES

En el caso de los usuarios Electrodependientes, la Resolución MEyM 6/16 estableció un esquema de bonificación del 100% para un consumo de 600 kWh/mes.

El 27 de abril de 2017 se aprobó la Ley Nacional N° 27.351 que establece la gratuidad del servicio de provisión de energía eléctrica para los electrodependientes, en el ámbito nacional. El 4 de enero de 2018, se publicó el DECTO-2017-1102-E-GDEBA-GPBA por medio del cual se promulga la Ley 14.988, mediante la cual la Provincia de Buenos Aires adhirió a la Ley Nacional 27.351, de gratuidad de la tarifa eléctrica para electrodependientes por cuestiones de salud. En marzo del 2018 la Resolución OCEBA N° 96/18 aprueba el régimen aplicable a los usuarios electrodependientes por cuestiones de salud sujetos a jurisdicción provincial estableciendo los criterios para acceder al beneficio y las obligaciones específicas como la continuidad del servicio.

1. 3.4 / CONSUMOS DE ENERGÍA EN ASENTAMIENTOS.

ACUERDO MARCO EDELAP

Las empresas EDENOR S.A., EDESUR S.A., y EDELAP S.A., el Estado Nacional y la Provincia de Buenos Aires firmaron en 2005 el denominado “Nuevo Acuerdo Marco” con el propósito de establecer las bases y lineamientos generales para el aporte económico de las partes tendientes al suministro de energía eléctrica a los Asentamientos. En dicho Acuerdo, las mencionadas compañías distribuidoras se obligan a suministrar energía eléctrica a los asentamientos, pudiendo celebrar convenios individuales con cada municipio de la Provincia de Buenos Aires en las respectivas áreas de concesión.

Los saldos impagos que se generen por los consumos de energía eléctrica de los asentamientos serán atendidos con aportes del Estado Nacional y la Provincia de Buenos Aires a un fondo especial. Dichos aportes se determinan en función a los cobros que las compañías distribuidoras efectúan a los usuarios con características particulares (con morosidad reiterada, en situación irregular, dados de baja y demandantes no formales del servicio). El mencionado acuerdo se firmó estableciendo un plazo de vigencia el cual ha sido sucesivamente prorrogado hasta el 30 de septiembre de 2017.

Para el período 2019, en función a la Ley 15.078 de Presupuesto de la Provincia de Buenos Aires publicada con fecha 11 de diciembre de 2018 en el Boletín Oficial de la Provincia, se establece en su Art. 104 que el costo del consumo de energía de los asentamientos bajo los Acuerdos Marco será asumido por la Provincia hasta el monto correspondiente al 2018 y el excedente será asumido por los Municipios. Sin perjuicio de ello, a la fecha del presente informe el artículo indicado no fue reglamentado.

Evolución Tarifa Social:

Cant. de usuarios	2014	2015	2016	2017	2018
EDEN	2.082	2.962	63.358	87.617	73.656
EDES	2.013	1.997	37.195	39.490	35.327
EDEA	13.494	12.895	67.348	93.063	88.378
EDELAP	-	-	48.039	56.817	56.280
COOPERATIVAS	6.006	6.010	34.711	49.126	49.159
TOTAL	24.315	23.864	246.648	325.636	302.381

Porcentaje Subsidio	40%	40%	38%	40%	42%
---------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 4: Evolución de la Tarifa Social

Evolución Usuarios Entidades de Bien Público:

Cant. de usuarios	2016	2017	2018	2019
EDEN			68	171
EDES			135	158
EDEA			28	62
EDELAP			91	170
TOTAL			322	562

Porcentaje Subsidio	%	10%	30%	31%
----------------------------	----------	------------	------------	------------

Tabla 5: Usuarios Entidades de Bien Público

Evolución Usuarios Electrodependientes:

Cant. de usuarios	2014	2015	2016	2017	2018	2019
EDEN	-	-	-	2	3	5
EDES	-	-	-	73	78	78
EDEA	-	-	-	21	66	109
EDELAP	-	-	-	125	205	187
TOTAL	-	-	-	220	353	379

Porcentaje Subsidio	%	0%	0%	47%	100%	100%
----------------------------	----------	-----------	-----------	------------	-------------	-------------

Tabla 6: Usuarios Electrodependientes

1.4 / Inversiones y Calidad de Servicio

1.4.1 / COMPROMISOS DE INVERSIÓN

En la Resolución MlySP 419/17 de mayo del año 2017, se establecen valores comprometidos de inversión quinquenal para las cuatro empresas de distribución de la provincia de Buenos Aires. Los compromisos quinquenales por empresa son los siguientes:

Empresas	Inversión quinquenal (MMS)
EDEN	2.931,6
EDES	983,4
EDEA	601,9
EDELAP	1.307,9
TOTAL	5.824,8

Tabla 7: Compromisos de inversión

Estos montos son el Valor Presente de las Inversiones comprometidas en la Revisión Tarifaria Integral para recuperar la Calidad de Servicio.

1.4.2 / RÉGIMEN DE CALIDAD DE SERVICIO

El régimen actual de calidad de servicio público está establecido en el Subanexo D que se adecuó como consecuencia del Proceso de RTI y fue aprobado por la Resolución OCEBA 168/18 y ratificado por la Resolución MlySP 186-19. Este documento establece exigencias, asigna responsabilidades y obligaciones y describe la metodología aplicable a sanciones en caso de incumplimientos.

El cumplimiento de las normas de calidad de servicio es supervisado por el Organismo de Control, mediante auditorías tanto en parámetros de calidad como en sucursales y oficinas comerciales del distribuidor. Por su parte, el distribuidor tiene la obligación de efectuar campañas de relevamiento de información y el cálculo de los indicadores necesarios, para poner a disposición del Organismo de Control. Los controles se realizan principalmente sobre tres aspectos:

- **Calidad del producto técnico suministrado**
- **Calidad del servicio prestado**
- **Calidad del servicio comercial**

La calidad del producto técnico suministrado se relaciona con el nivel de tensión en el punto de suministro y sus perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión y armónicas).

La calidad del servicio técnico involucra la frecuencia y duración media de las interrupciones en el suministro.

Los aspectos del servicio comercial que se controlan son 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, etc.

1.4.3 / NUEVAS EXIGENCIAS

La normativa regulatoria tuvo cambios introducidos en los Subanexos E y D de Suministro y Conexión y de Régimen de Calidad de Servicio respectivamente (Resolución MlySP 186-2019). Esto se traduce en parámetros de calidad más exigentes respecto de los vigentes al inicio del período de la concesión.

1.4.3.1 / SUBANEXO D - NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES

Para la calidad de servicio técnico se introducen varias modificaciones:

Para los límites de frecuencia y duración se desagregan los Usuarios T2 y T3 en Urbanos y Rurales, se habilitan las interrupciones programadas por obras, se implementa un control de calidad informada mediante la instalación de registradores en las salidas de los centros MT/BT, se implementa un régimen específico entre Distribuidores y un tratamiento particular orientando al análisis de la falla y solución cuando se produce una Interrupción Relevante.

En el marco de calidad para producto técnico, se dispone la instalación de equipos de medición y regulación de tensión en los puntos de frontera entre Distribuidores, se extiende el control de perturbaciones a otros actores como Generadores/Usuarios Generadores, se modifican los valores de energía suministrada fuera de los parámetros de calidad

En las penalizaciones por apartamientos a los límites de Calidad de Servicio y Producto, se establece el Costo de Energía No Suministrada (CENS). El mismo se expresa en \$/kWh en función de los Cargos Variables del Cuadro Tarifario correspondiente a la categoría tarifaria. Se establece también un mecanismo de sanciones complementarias ante incumplimientos del contrato como por ejemplo: cortes relevantes, seguridad en la vía pública, contaminación ambiental, deber de informar al usuario, acceso a la información por parte del Organismo.

Se establece un sendero de atenuación para las sanciones que se inicia en un 30% y se incrementa en cada semestre hasta llegar al 100% en el Quinto año del período tarifario. Este esquema gradual representa el recupero de la calidad de servicio a partir de la Revisión Tarifaria.

1.4.3.2 / SUBANEXO E - REGLAMENTO DE SUMINISTRO Y CONEXIÓN

Se introducen diversos cambios, entre ellos: nuevos requisitos para el otorgamiento de suministro, implementación de factura digital o nuevas causales de suspensión de suministro. Introduce la facturación prepaga, fija plazo para pago del resarcimiento por daños, dispone aplicación colectiva de resoluciones del Organismo de Control, se implementa la obligación de contar con oficina virtual, se introducen cambios en recupero de montos indebidos, plazos para la suspensión y corte de suministro por mora u otras causales, así como para rehabilitación, cobro del depósito en garantía. En relación con el régimen de extensión y ampliación de redes, introduce también modificaciones respecto de las obligaciones a asumir por el Distribuidor, estableciendo nuevas.

2 / RESULTADOS EN EL AÑO 2019 Y ACTUALIDAD DEL SECTOR

2.1 / Ajustes del VAD por variación de costos

Como se expuso en el punto RTI en la Resolución MlySP 419-17, Artículo 40, Anexo 149 se establece un mecanismo para actualizar el Valor Agregado de Distribución. En el Anexo Metodología Tarifaria RTI se expone la fórmula de ajuste del VAD. En esta fórmula se expone la incidencia de cada Índice:

Índice de ajuste	Incidencia VAD
TC	8%
ISG	56%
IPIM	24%
IPC	12%
TOTAL	100%

Tabla 8: Ajustes del VAD

En la tabla de Incidencia se observa que solamente el 8% está ajustado por el Tipo de Cambio y el 56% por el Índice Salarial General que publica el INDEC. Además el ajuste se produce en el mes de agosto y es anual. Por ejemplo, en agosto de 2018 se aplica el factor de ajuste que refleja las variaciones de precios del período junio-17 a mayo -18. En los cuadros tarifarios vigentes al momento del presente informe, octubre 19 los precios contenidos en el VAD son los correspondientes a mayo-18.

En el punto capacidad de pago se puede ver cómo con la implementación de la RTI la factura de Energía Eléctrica alcanzó el Índice Salarial General, la incidencia en el Ingreso familiar y cómo a partir de las dificultades económicas por las que atravesó el país a partir del año 2018 el Índice Salarial General se recupera por debajo del IPC. Estas dificultades motivaron la aplicación parcial y postergación de la autorización a proceder con los ajustes inicialmente previstos.

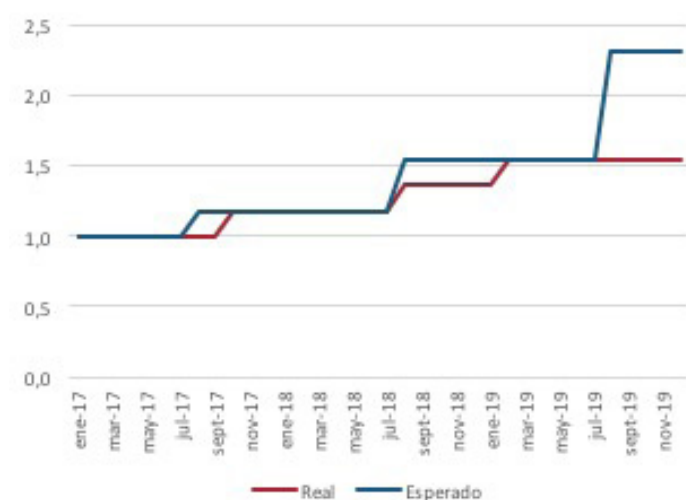


Gráfico 9: Ajustes del VAD Real Vs. Previsto

En el gráfico se observa la incidencia de la Actualización Prevista versus la Actualización del VAD aprobada.

En el año 2018 el Factor de Actualización a aplicar a partir del 1 de agosto resultó en el orden del 32%. Con la Resolución MlySP 1297-18 se aprobó una aplicación del 50% del Factor de Actualización, es decir, se aprobó un ajuste en el mes de agosto, pero se aplicó sólo un 16%. Esta Resolución estableció la aplicación del 100% del Factor de Ajuste y del recupero a partir del 1 de febrero-19.

En enero de 2019 se publica la Resolución MlySP 186-19 que aprueba el traslado de los precios del MEM a partir del 1 de febrero de 2019 aprobando la aplicación del Factor de Ajuste del 32%. Respecto al recupero, se determina un incremento en el componente ICT (Ingresos Costos Tarifarios) que permite el recupero del VAD en 6 meses.

Con motivo del Congelamiento de precios en la Provincia de Buenos Aires, en agosto de 2019 no se produce la aprobación del Factor de Actualización y se continúa con la aplicación del ICT a cuenta del ajuste del VAD. Este Factor de Actualización resulta en un 50%.

En octubre de 2019 se publica la Resolución MlySP 1713-19 que aprueba los cuadros Tarifarios a partir del 1 de enero de 2020 con el Factor de Ajuste del 50% y aprueba la continuidad del ICT hasta el 1 de enero de 2020 a cuenta del ajuste del VAD no otorgado y su aplicación posterior al 1 de enero para recuperar los saldos no aplicados.

2.2 / Indicadores de Calidad de Servicio

En este punto se exponen los indicadores de Calidad de Servicio. Se observa que la evolución de los indicadores permanece estable en el período.

2.2.1 / EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO

Evolución del SAIFI (#/Usuario-Año) para las empresas de distribución.

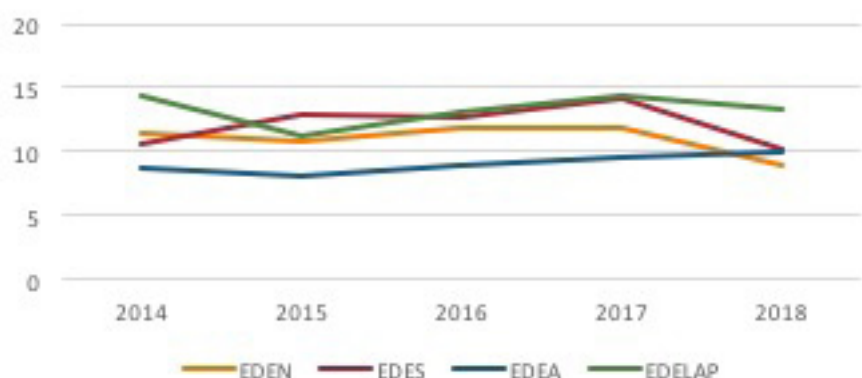


Gráfico 10: Evolución del SAIFI

Evolución del SAIFI (#/Usuario-año) para las cooperativas. Para comparar su desempeño con el de las empresas, se representa también a EDES en la traza roja con marcadores.

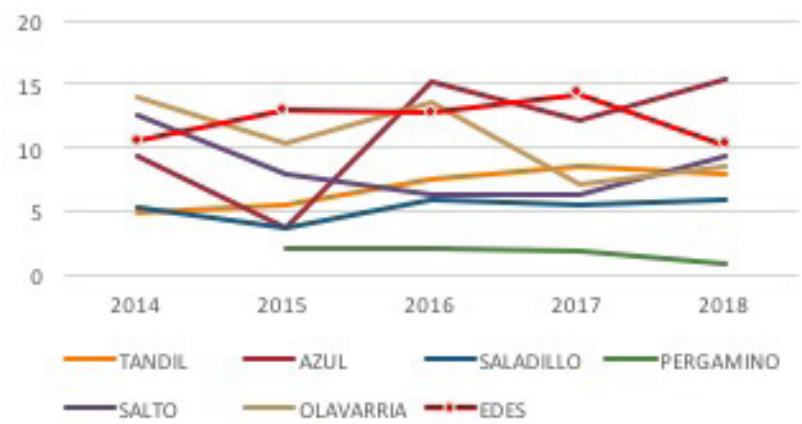


Gráfico 11:
Evolución del SAIFI -
Cooperativas

Evolución del SAIDI (hs/Usuario-año) para las empresas de distribución.

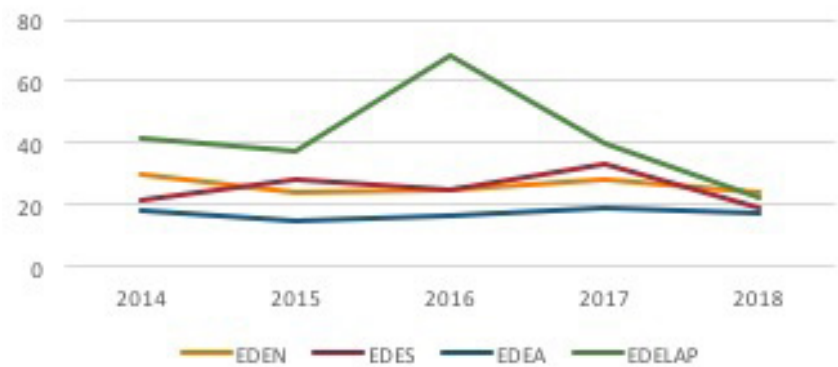


Gráfico 12:
Evolución del SAIDI

Evolución del SAIDI (hs/Usuario-año) para las cooperativas. Para comparar su desempeño con el de las empresas, se representa también a EDES en la traza roja con marcadores.

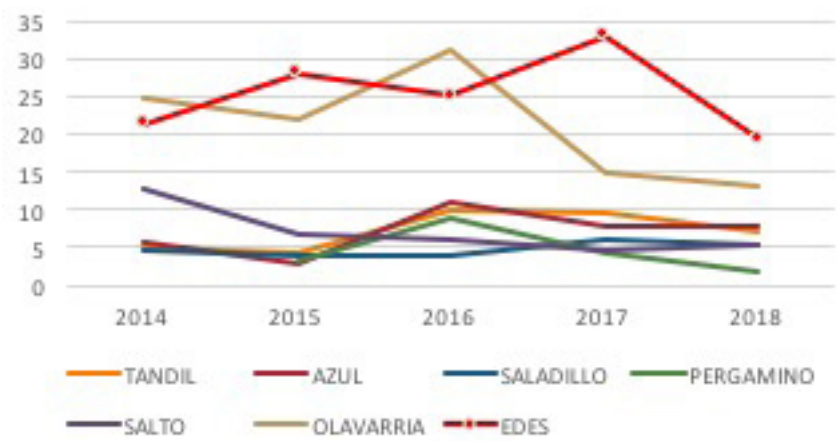


Gráfico 13:
Evolución del SAIDI -
Cooperativas

Evolución del CAIDI (hs/interrupción) para las empresas de distribución.

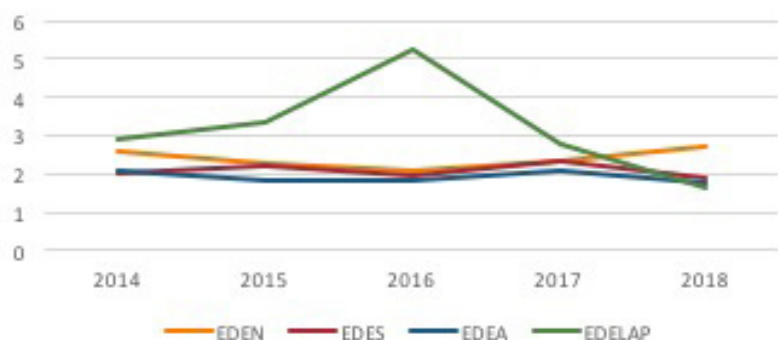


Gráfico 14:
Evolución del CAIDI

Evolución del CAIDI (hs/interrupción) para las cooperativas. Para comparar su desempeño con el de las empresas, se representa también a EDES en la traza roja con marcadores. En general, se observa un promedio menor a los índices de las empresas distribuidoras.

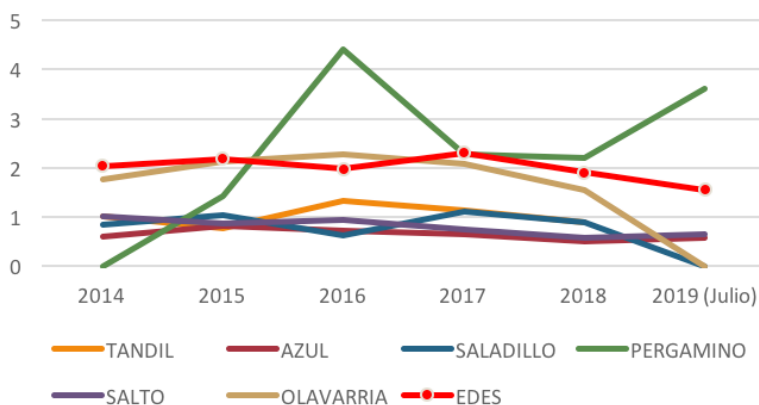


Gráfico 15:
Evolución del CAIDI -
Cooperativas

2.2.2 / INVERSIONES REALIZADAS EN REDES

Las inversiones y ampliaciones realizadas en el sector resultaron en adiciones de más de 4.500 kilómetros de red en niveles de alta, media y baja tensión. Los kilómetros agregados desde el año 2014, discriminado por empresa de distribución, se muestran a continuación:

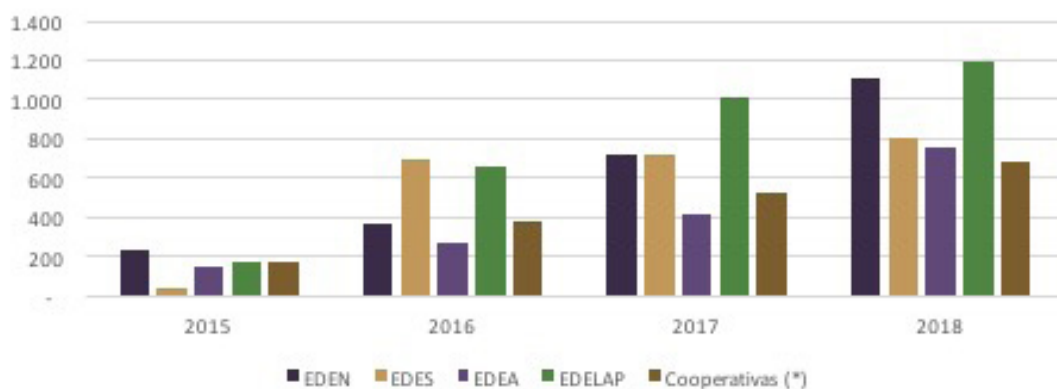


Gráfico 16: Inversiones en el sector

En el cuadro de abajo se muestra la dispersión densidad de Clientes/ km de Red sumando todos los niveles de tensión:

Prestador	Usuarios	Km Red	Usuarios/Km
EDEN	370.251	19.765	18.7
EDES	195.478	6.845	28.6
EDEA	536.627	13.109	40.9
EDELAP	366.323	10.063	36.4
COOPERATIVAS	248.171	12.693	19.6
TOTAL	1.716.850	62.475	27.5

Tabla 9: Densidad Usuarios - KM

Las empresas distribuidoras han realizado inversiones por más de MM\$ 4.110 durante el periodo 2017-2019 (1er Semestre) tal como puede verse en las tablas siguientes. Los valores de tabla están expresados en miles de pesos.

Empresa	2017	2018	2019
EDEN	440.617	779.671	335.488
EDES	182.886	244.676	123.056
EDEA	217.098	355.117	306.838
EDELAP	313.000	339.000	214.000
COOPERATIVAS	80.230	113.521	106.539
TOTAL	1.233.831	1.831.985	1.085.921

Tabla 10: Inversiones realizadas

El destino de estas inversiones fue mayoritariamente al sector de redes, totalizando aproximadamente un 81 % entre inversiones destinadas a redes de alta, media y baja tensión.

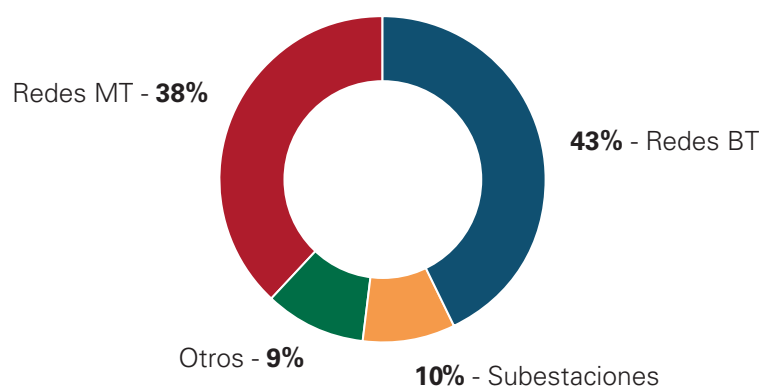


Gráfico 17:
Asignación de inversiones

2.2.3 / INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

Los grandes focos de desarrollo e implementación de nuevas tecnologías fueron la atención e interacción con el usuario, la administración y la mejora del sistema técnico. Se avanzaron en frentes de integración web, sucursales virtuales y atención telefónica. Dentro del sistema técnico existen nuevos módulos de gestión y digitalización de redes.

Se mencionan a continuación algunos de los aspectos más relevantes.

ACTUALIZACIÓN DE SISTEMA TÉCNICO:

Las empresas actualizaron su sistema técnico georreferenciado, que permite incorporar mejoras en la gestión de la red eléctrica de la empresa y la atención al usuario, mediante:

- **Módulo de digitalización de la red.** Mapa donde se hacen actualizaciones y novedades de activos.
- **Módulo de atención de incidencias.** Permite gestionar el estado de la red y los incidentes que ocurran en la misma. El módulo genera hipótesis de falla en base a los reclamos que ingresan y a maniobras que los operadores realicen mejorando los tiempos de diagnósticos de fallas.
- **Aplicación móvil que utilizan las cuadrillas.** Desde el Centro Operativo se despachan reclamos a los teléfonos, las cuadrillas reciben las tareas con toda la información necesaria en el teléfono y una vez resuelta lo informan mediante la misma aplicación. Mejora los tiempos de respuesta.
- **Módulo encargado de la resolución de Órdenes de Servicio Comerciales.** El mismo cuenta con Aplicación de escritorio y Mobile para las cuadrillas. Con este módulo se gestionan las órdenes de suspensión y rehabilitación de suministros. Desde la aplicación de escritorio se despachan los trabajos a realizar a la aplicación Mobile, en ésta se reciben y resuelven las tareas.
- **Módulos de Ingeniería y mantenimiento** (actualmente en etapa de implementación).

CAMBIO DE SISTEMA ADMINISTRATIVO:

Se realizó la migración del sistema ERP a SAP. Este sistema hosteado en la nube HEC de SAP gestiona el área administrativa de la empresa. Cuenta con módulos de Administración / Finanzas / Contabilidad / Compras / Almacenes.

MEJORAS EN SISTEMA COMERCIAL:

Se realizaron diferentes mejoras al sistema comercial SGC, entre lo más destacable se encuentra la gestión de cobros a través de distintas entidades (Pago Fácil, Rapipago, Cooperativa Obrera). Con esta interfaz se pueden realizar pagos en entidades de manera on line, acepta facturas al día tanto como vencidas o con suministro cortado. Generando rehabilitaciones o frenando suspensiones en caso de corresponder. Con esta mejora ampliamos las posibilidades de pago de facturas a los usuarios de la empresa. Se han realizado innumerables modificaciones en el sistema comercial que permiten a la gestión del servicio responder tanto a demandas regulatorias como a la necesidad de atender peticiones funcionales para la mejora de los procesos comerciales. Se pueden destacar las adecuaciones para la implementación de la facturación mensual permitiendo el cambio de modalidad históricamente bimestral, la publicación de servicios online para interactuar con entidades de cobro, el procesamiento automático de estados de medición desde los distintos softwares de recolección, la interfaz con la plataforma digital implementada en 2018 y muchos otros cambios que permiten mantener el sistema vigente más allá del tiempo transcurrido desde su implementación.

MEJORAS EN LAS PÁGINAS WEB:

Se publicaron nuevas versiones de la WEB Institucional, con un diseño renovado, Responsive, con mayor información y montada sobre un Sistema de Gestión de Contenido que permitió agilizar la publicación de información y disminuir los tiempos de actualización. La nueva WEB se integró a una plataforma digital de interacción con los usuarios, para generar una experiencia completa en el acceso a la información de la Distribuidora.

OFICINA VIRTUAL:

La incorporación de tecnología en modalidad Web y App Mobile para la atención del usuario ha sido una prioridad en la búsqueda de brindar opciones más flexibles de contacto. Se implementó la emisión de la factura digital por mail y además se desarrolló la Pantalla Unificada de Atención, que permitió facilitar la atención del usuario centralizando en una sola pantalla múltiples funciones del sistema comercial.

La Oficina Virtual es un desarrollo totalmente innovador destinado a brindar más servicios a través de canales virtuales de atención. Tras su lanzamiento los usuarios pudieron comenzar a administrar su servicio online, todos los días, las 24 horas desde cualquier dispositivo con conexión a internet. Allí pueden consultar el historial de su consumo de electricidad, ver y descargar facturas, pagar online, adherirse al débito automático y a la factura digital, también solicitar el servicio técnico, entre otras gestiones. La sucursal virtual cuenta también con un asesor energético y un simulador de consumo.

En pocos pasos, los usuarios pueden registrarse en la Oficina Virtual y comenzar a administrar su servicio desde su resumen de cuenta personalizado. También se ofrece la posibilidad de descargar cupones de pago sin necesidad de registrarse y pagarlos online, con solo informar el NIS (Número de Identificación del Suministro) que se encuentra en las facturas.

DATACENTER EN LA NUBE:

La totalidad de los servidores que se utilizan para dar soporte a todas las aplicaciones fueron migrados a la nube Open Cloud de Huawei en el Datacenter de Telefónica. Con esta migración garantizamos alta disponibilidad y acceso estable a los mismos, así como backups en línea. También nos aseguramos tener actualizaciones de Hardware y Software. Se migraron los Sistemas Operativos y Bases de Datos a las últimas versiones existentes. Se realizaron Upgrades en los enlaces de comunicaciones que vinculan las sucursales comerciales con el nuevo Data Center en la nube a fin de mejorar la performance de acceso y uso de los sistemas. Se realizaron mejoras en lo referente a la seguridad de la red de datos.

REEMPLAZO TECNOLÓGICO:

En el transcurso de los últimos 3 años se realizó un recambio tecnológico que abarcó el cambio de los puestos de trabajo tanto de Desktop como Laptops por equipos de última generación. Se cambiaron también la totalidad de los puestos de impresión por equipos nuevos y se cambiaron los teléfonos por Smartphones. En cuanto a las comunicaciones se reemplazaron Centrales Telefónicas y Teléfonos por tecnología IP. En el Data Center se incorporó nueva infraestructura que reemplazó equipos fuera de soporte, en los cuales corrían aplicaciones importantes como el Sistema Comercial Open SGC, Virtuales para Thin Clients, File Server y varios servicios más.

SISTEMA DE INTELIGENCIA DE NEGOCIOS:

Se adoptó como herramienta para la explotación de información y generación de tableros de control al producto QlikSense, sobre dicha plataforma se desarrollaron aplicaciones de Control de Gestión,

Gestión Comercial, aplicaciones para el control de Almacenes y Abastecimiento, y varios tableros de decisión relacionados con procesos accesorios de la Distribuidora.

INSTALACIÓN DE MEDIDORES AMI (ADVANCE METERING INFRASTRUCTURE):

Se iniciaron pruebas piloto para la introducción de Medidores inteligentes como un primer paso hacia la Red Inteligente mediante la instalación de los sistemas de Recolección de información (Protocolo de comunicación DLMS), que permite la tele gestión de los medidores, es decir, no sólo consultar al mismo, sino que interactuar con el medidor (corte y reconexión, gestión de demanda) y además detectar la falta de suministro en forma automática. Se están implementando en barrios de escasos recursos y usuarios rurales.

MEDIDORES GPRS:

Se ha realizado la instalación de medidores inteligentes a través de tecnología GPRS (con conectividad con chips de celular), que permiten obtener desde las oficinas todo tipo de información respecto de la conectividad con nuestros usuarios, no solamente obteniendo los datos de consumo para su facturación, sino también niveles de demanda, tensión, energías reactivas, interrupciones, intentos de manipulación, etc. incluyendo la posibilidad de realizar suspensiones o rehabilitaciones a distancia. Los equipamientos se han instalado principalmente en las mediciones de frontera, y en suministros Tarifa T3.

MONITOREO DE CENTRO DE TRANSFORMADORES:

Se instalaron centrales de monitoreo de centros de transformación de media a baja tensión (CT) permitiendo realizar el seguimiento de los principales parámetros eléctricos y físicos de los mismos. Entre estos parámetros se encuentran los relacionados con los niveles de carga/sobrecarga, tensión, temperaturas, inundación de cámaras subterráneas, alumbrado público y ventilación.

Estos equipos mediante interfaz con el sistema SCADA permiten realizar el monitoreo en línea de los CT y además generar alarmas mediante el envío de mensajes a los responsables de cada sucursal en donde se encuentren instalados.

USUARIOS ELECTRODEPENDIENTES:

Se han instalado equipos UPS con baterías capaces de suministrar energía ante un corte por fallas técnicas, que permiten un mínimo de dos horas de continuidad en la prestación del servicio eléctrico, dando el tiempo suficiente para realizar las reparaciones pertinentes.

2.2.4 / RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS

Para la evolución de la rentabilidad se adopta el indicador Return on Assets (ROA, la rentabilidad de activos).

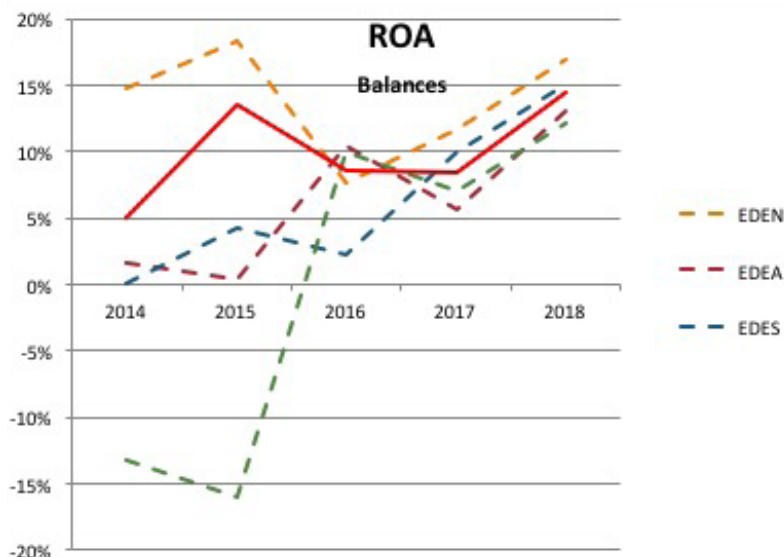


Gráfico 18:
ROA empresas

En el Cuadro se observa la evolución del indicador ROA de las Distribuidores Provinciales. Para elaborar estos indicadores se tomó información de los Balances. Puede resultar que en los prestadores existan diferentes criterios de imputación contable que dificulte la comparación entre los prestadores y a su vez comparar con la Tasa de Rentabilidad fijada en la RTI. Además, las variaciones de precios (Inflación) en los valores de los activos reales, aún con los ajustes que se hicieron en los Balances de los años 2017 y 2018 puede que distorsionen los resultados a los efectos de determinar si el prestador obtiene la rentabilidad otorgada.

Por este motivo se elaboró un ROA de acuerdo a los criterios de la RTI. Se partió del EBITDA que surge de los Balances en pesos corrientes. Se incorporó en los años 2014 y 2015 los ingresos por Convergencia en aquellos casos que no había sido contemplado. A este valor se le restó el valor de las Inversiones y así se obtuvo el Resultado. Para la Base de Capital se partió del Valor Reconocido en la RTI (Base de Capital regulatoria) y se la actualizó en los meses de agosto por el componente α contenido en el Factor de Actualización del VAD.

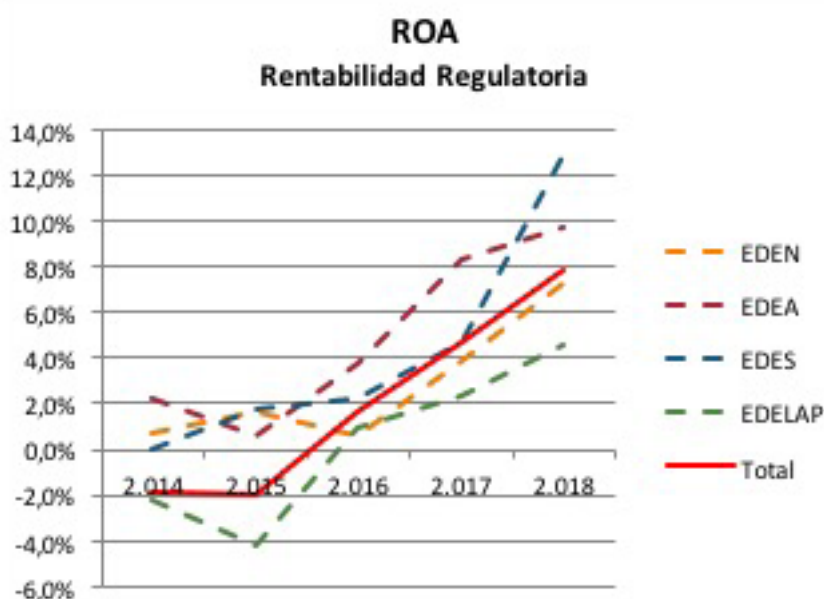


Gráfico 19:
ROA - Rentabilidad

En el cuadro se observan los resultados. Si bien se observa una evolución positiva no se alcanza la rentabilidad fijada. Es importante mencionar que en el año 2018 se incorporó en el EBITDA el recupero por el ICT.

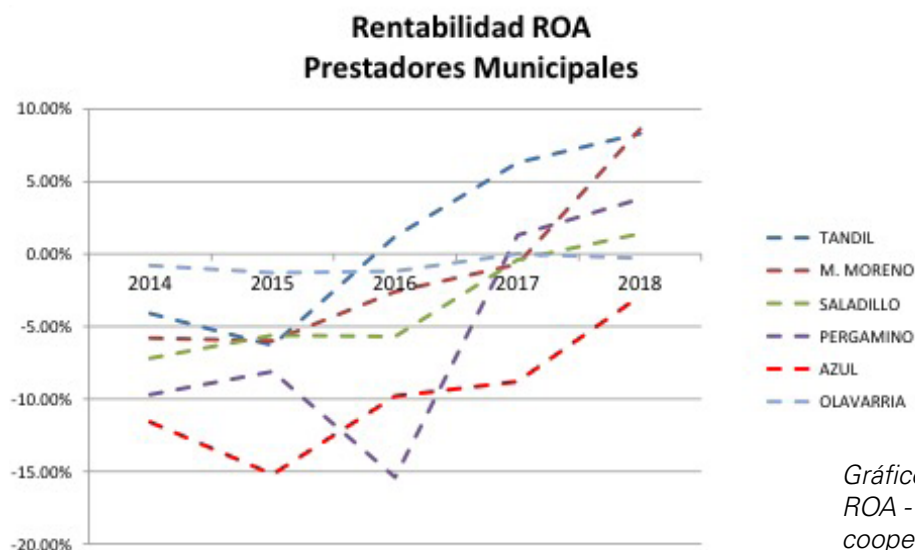


Gráfico 20:
ROA - Rentabilidad
cooperativas

2.3 / Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires

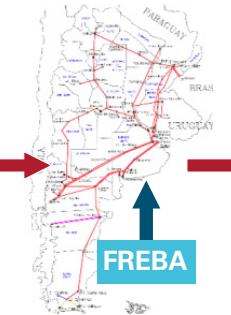
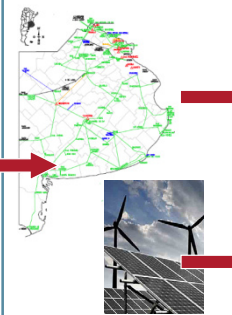
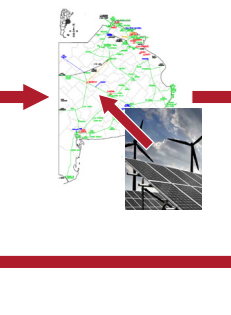
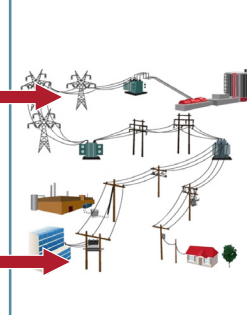
2.3.1 / MARCO REGULATORIO

EL FORO REGIONAL ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (FREBA) es una asociación civil sin fines de lucro, creada en diciembre de 1999, y reconocida como tal por la DPPJ en abril de 2001. Surge con motivo de la falta de previsiones específicas en el Marco Normativo que dio origen a la privatización de ESEBA y ante la necesidad de realizar obras que permitan expandir la capacidad de transporte en la Provincia de Buenos Aires.

Por este motivo, se crea el FREBA con el Decreto PEP 4052/2000 y en el año 2004 se incorpora en la Ley 11.769 Art: 43 (Marco Regulatorio Provincial). En este artículo se prevé la incorporación en las tarifas de un componente (Agregado Tarifario) destinado a la expansión del transporte y que lo recaudado por este concepto debiese depositado en un Fondo Fiduciario.

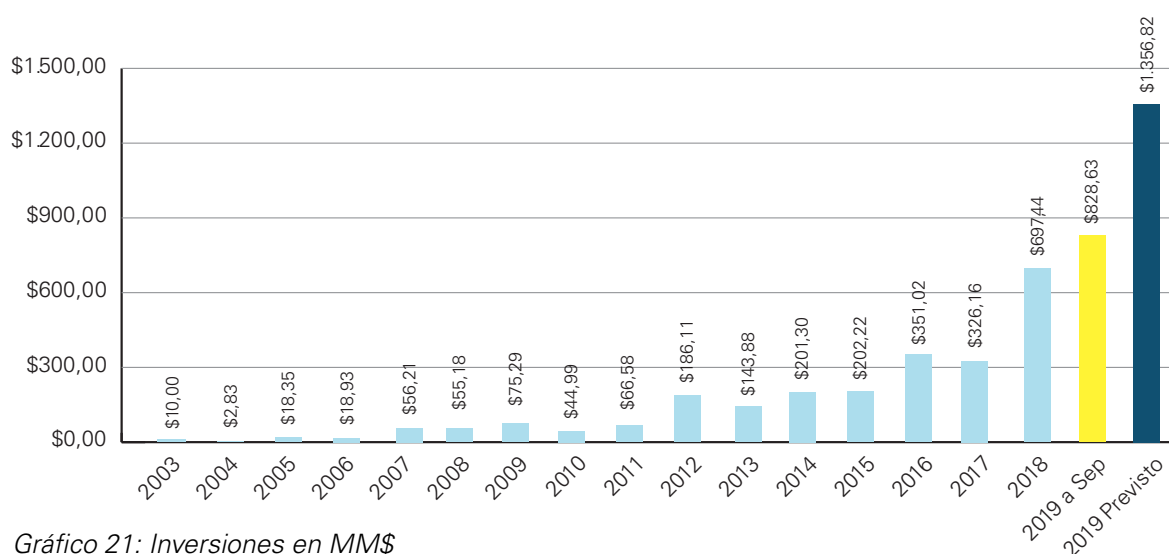
De acuerdo al Marco Normativo Nacional (Ley 24.065) el Sector eléctrico está comprendido por tres actividades: Generación, Transporte y Distribución cuya interacción se representa en el cuadro que integra este punto. La función de Transporte en la Provincia es prestada por Transener, con concesión Nacional de las redes de Extra Alta Tensión que vinculan distintas regiones del país, y por la Distro TRANSBA , con concesión otorgada por la Provincia de Buenos Aires. En el cuadro se observa el ámbito de acción del FREBA, que a partir de lo establecido en el Decreto PEP 2299-2009 se incorpora la función de Subtransmisión al FREBA. Este Decreto extiende la aplicación de este componente a la generación cuando ésta es complementaria del Transporte/Subtransmisión y a la realización de estudios necesarios para las inversiones. De esta manera se origina el PROINGED y el IDE reglamentados en la Resolución MlySP 827-08 que se tratan más adelante en este mismo punto.

El FREBA tiene como miembros asociados a 195 Distribuidores de la Provincia de Buenos Aires y su objetivo es analizar las problemáticas y proponer soluciones comunes para los Sistemas de Transporte y Subtransmisión. Para tal fin el Foro actúa a través de la Comisión Directiva y el Comité Técnico. La aprobación de las obras a ejecutar está a cargo de la Dirección Provincial de Servicios Públicos.

A) Generación de Energía	B) Transporte de Energía Nacional	C) Transporte de Energía Provincial	D) Subtransmisión de Energía Provincial	E) Distribución de Energía
Grandes centrales de Generación	Concesionado a la empresa TRANSENER	E Bs. As. concesionada a la empresa TRANSBA	En Bs. As. es operada por las distribuidoras municipales y provinciales	Operada por las distribuidoras municipales (más de 200) y provinciales
				
Encargadas de generar la energía y ponerla a disposición en el mercado eléctrico	Encargado de transportar en 500 y 220 kV, a lo largo y ancho del país, energía desde las grandes centrales de generación. El FREBA participa de las Obras que beneficia a la provincia.	Encargado de transportar en 220, 132 y 66 kV a lo largo y ancho de las provincias, energía desde el sistema de transporte nacional (B) o desde centros de generación de mediano porte	Encargado de transportar energía en 33 kV desde pequeños centros de generación distribuida y desde el Sistema de Transporte Provincial (C) a las localidades donde éste último no llega.	Encargado de distribuir energía en 13,2 kV y 0,38 kV desde centros de generación renovable distribuida, el Sistema de Transporte Provincial (C) o desde el Sistema de Subtransmisión (D) dentro de las ciudades.

2.3.2 / OBRAS REALIZADAS DE TRANSPORTE Y SUBTRANSMISIÓN

Desde el origen del FREBA se ejecutó más de 3280 millones de pesos y se prevé se llegue a 3813 millones a diciembre 2019.



En el cuadro se observa la evolución en \$ y en USD.

La inversión realizada entre 2003 y septiembre de 2019 es de 3285 millones de pesos

La inversión realizada entre 2016 y septiembre de 2019 es de 2203 millones de pesos

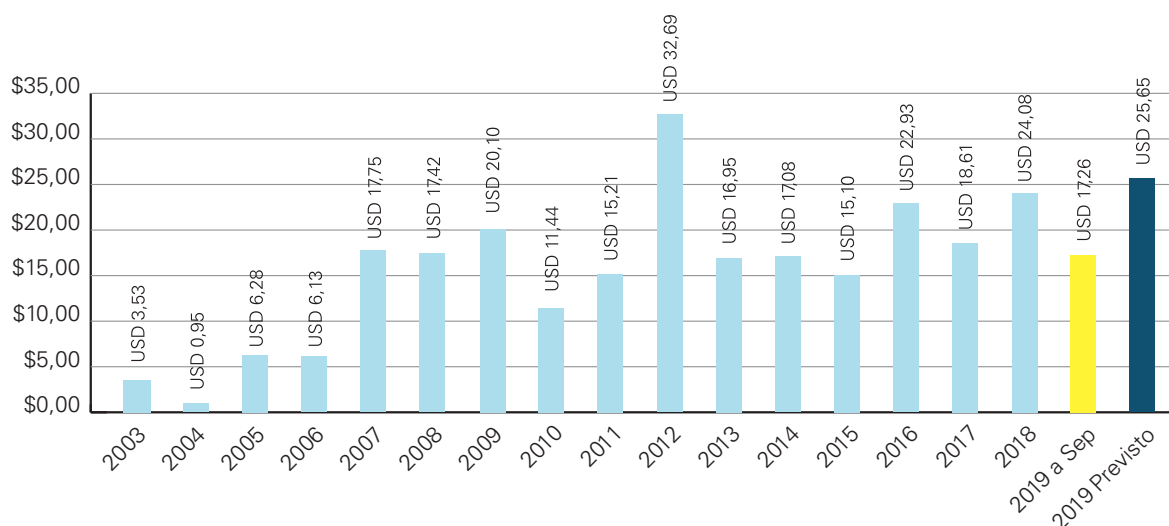


Gráfico 22: Inversiones en MM USD

La inversión realizada entre 2003 y septiembre de 2019 es de 263,52 millones de dólares

La inversión realizada entre 2016 y septiembre de 2019 es de 82,88 millones de dólares

En el Anexo IV – Detalle de obras ejecutadas FREBA está contenido el detalle las obras realizadas con los montos certificados y el estado de las mismas durante el período 2014 a 2019. Las obras están agrupadas por regiones, área Atlántica, área Sur y área Norte.

Las siguientes tablas exponen la inversión realizada durante el año 2019.

Monto de Obra Ejecutado (MM\$)				
Región	Ene-Ago 19	Sep 19	Acumulado 2019	Nro. de Obras
Atlántica	\$301,34	\$79,02	\$380,35	9
Norte	\$222,19	\$102,85	\$325,04	20
Sur	\$118,39	\$4,85	\$123,24	9
Río de La Plata	-	-	-	0
TOTAL	\$641,92	\$186,72	\$828,63	38

Monto de Obra Ejecutado (MM\$)				
Región	Ene-Ago 19	Sep 19	Acumulado 2019	Nro. de Obras
Transporte	\$578,52	\$171,84	\$750,36	23
Subtransmisión	\$63,39	\$14,88	\$78,27	15
TOTAL	\$641,92	\$186,72	\$828,63	38

Tabla 11: Inversiones 2019

2.3.3 / GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A partir del año 2008 y hasta el año 2012 dentro del Proyecto de Generación Eléctrica Distribuida (Centrales GEED) promovido por ENARSA, se instalaron centrales de generación conformadas por arreglos de conjuntos motor-generator de baja potencia (1,4 MW máximo) que operan a combustible líquido (Gas Oil). Los mismos se encuentran instalados en EETT de TRANSBA o en EETT de Prestadoras o en la red de subtransmisión/distribución de las Prestadoras. Estas centrales se instalaron con motivo de Restricciones en el Sistema de Transporte y Subtransmisión y ante la necesidad de expandir la oferta de generación. Los operadores de estas centrales son agentes del MEM y tienen Contratos actualmente remunerados por la Res 1/2019 de la SE y la provisión de combustible la realiza CAMMESA. A continuación se expone el detalle de esta Generación (GEED) en la Jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires.

Área	Localidad	Nombre	Tipo	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Instalada (MW)
Norte	Cap. Sarmiento	CT Cap. Sarmiento	GEED	13,2	5
Norte	Gral. Villegas	CT Gral. Villegas	GEED	13,2	23,5
Norte	Arrecifes	CT Arrecifes	GEED	33	15
Norte	Colón	CT Colón	GEED	13,2	15,3
Norte	Lobos	CT Lobos	GEED	33	19,8
Norte	Junín	CT Junín	GEED	13,2	22,4
Norte	Lincoln	CT Lincoln	GEED	13,2	15
Atlántica	Miramar	CT Miramar 1	GEED	13,2	20
Río de La Plata	Magdalena	CT Magdalena	GEED	33	25
Río de La Plata	La Plata	CT La Plata	GEED	13,2	40,4
Potencia Total Instalada					201,4

Tabla 12: Generación Distribuida

El cuadro anterior es la situación actual de la GEED, dado que hasta 2017/2018 se tenían también en operación las centrales siguientes:

- CT GEED Salto I (22,5 MW): Fue desafectada por la entrada en servicio de la CT Salto Dos (de Resolución 21/2016)
- CT GEED Pehuajo (22,4 MW): Fue desafectada por la entrada en servicio de la LAT 132 kV Henderson - Pehuajo y la ET 132/66 KV Pehuajo.

Ambas centrales, tenían contrato remunerado por Res 19/2017.

Adicionalmente, a través de ENARSA, el Estado Nacional promovió el programa de Unidades de Generación de Energía Eléctrica Móvil (UGEEM), similar al anterior pero se trata de unidades móviles que se pueden relocalizar ante una emergencia o situación transitoria. A partir del año 2018 la Secretaría de Energía, ante la finalización de la Emergencia, decide no renovar los contratos y las UGEEM que están operativas son aquellas que las Prestadoras, agentes del MEM, han declarado ante CAMMESA por medio de la Resolución SE 1782/2006 de "Generación Precaria", a los fines de percibir una remuneración por Disponibilidad y por energía despachada, como así también que CAMMESA proporcione el combustible. Los ingresos adicionales que requieren los generadores para operar son a cargo de los Distribuidores que requieren esta generación. Estos costos necesarios para el abastecimiento de la demanda son reconocidos por la Disposición N° 6 -2019 de la Dirección Provincial de Servicios Públicos a través del Componente Generación Distribuida del Agregado Tarifario.

Área	Localidad	Nombre	Agente	Potencia Instalada (Mw) Inicial	Situación Actual
Norte	Bolívar	Móvil Bolívar	EDEN	3,8	Se redujo potencia a 2,8 Mw post temporada estival
Río de La Plata	Brandsen	Móvil Brandsen	EDELAP	9,5	Se desafectó por entrada en servicio de nueva ET 132/33/13,2 kV Brandsen
Norte	9 de Julio	Móvil 9 de Julio	CEYS	7	Se redujo potencia a 4,2 Mw post temporada estival
Sur	Casbas	Móvil Casbas	EDES	2,1	Se desafectó por entrada en servicio de nueva ET 33/13,2 kV Casbas
Sur	Puan	Móvil Puan	EDES	1,4	Se desafectó por entrada en servicio de nueva ET 132/33/13,2 kV Puan
Sur	Tornquist	Móvil Tornquist	EDES	5,6	Se desafectó por reconfiguración sistema 33 kV
Norte	Moctezuma	Móvil Moctezuma	EDEN	5,6	Se desafectó luego del período estival
Sur	Guaminí	Móvil Guaminí	EDES	5	Se desafectó por reconfiguración sistema 33 kV
Total Generación Móvil				40	

Tabla 13: Situación de Generación Móvil

En el cuadro se expone el estado de situación de las UGEEM en la Jurisdicción de la Provincial de Buenos Aires.

2.3.4 / PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSPORTE

Con la Resolución MlySP 419-17 que aprueba el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI), se determinó el Agregado Tarifario destinado a cubrir los requerimientos de un Plan de Expansión de Transporte. El Plan Vigente a ese momento era el Plan de Obras 2015-2023 desarrollado por el FREBA, DEBA y TRANSBA. Este Plan ha sido actualizado por el Plan de Expansión del Transporte 2019-2026 elaborado por la Dirección de Energía y el FREBA en forma conjunta. Este Plan tiene como principal objetivo lograr el abastecimiento en condición N-1. Dentro de los aspectos del plan se destacan:

- La expansión de la Red de Extra Alta Tensión en 500 kV integrando la provincia de Buenos Aires al Sistema Nacional en coordinación con las previsiones del Consejo Federal de Energía Eléctrica de la Nación.
- El desarrollo de la Red que permita la eliminación en forma gradual de la Generación Distribuida mencionada en el punto anterior (GEED y UGEEM).

En el siguiente cuadro se expone un resumen con las cantidades físicas contenidas en el Plan.

El Anexo V – Plan de obras PBA contiene el detalle de las obras que integran el Plan 2019-2026.

		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Nuevos vínculos en 500 kV	Cantidad	0	1	1	1	0	1	1	0	4
	Km de red	0	407	490	490	0	395	350	0	1642
Nuevas EETT de 500 kV	Cantidad	1	1	1	1	0	1	1	1	6
	Km de red	600	900	300	300	0	450	600	600	3450
Ampliaciones EETT 500 kV	Cantidad	0	1	0	0	0	0	0	0	1
	Km de red	0	300	0	0	0	0	0	0	300
Ampliaciones EETT 220 kV	Cantidad	0	1	0	0	1	0	0	0	2
	Km de red	0	300	0	0	150	0	0	0	450
Nuevos vínculos en 132 kV	Cantidad	1	2	12	12	10	4	10	6	51
	Km de red	5	68	569	569	232	153	554	132	1809
Nuevas EETT AT/MT	Cantidad	0	4	9	9	4	2	2	1	28
	Km de red	0	240	560	560	240	90	160	60	1730
Ampliaciones EETT AT/MT	Cantidad	1	6	6	6	8	3	4	0	32
	Km de red	15	185	130	130	165	75	105	0	680

Tabla 14: Plan de expansión

2.3.5 / PROINGED - PROGRAMA PROVINCIAL DE INCENTIVO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA DISTRIBUIDA

En el Marco del Decreto 2299/09 , el Ministerio de Infraestructura publica en ese mismo año la Resolución 827-09 que Aprueba el Convenio de Cooperación entre el Ministerio y el FREBA. De esta manera se crea el PROINGED, Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida. Este Programa prevé la utilización de una proporción del Agregado Tarifario para financiar proyectos de generación priorizando aquéllos de fuente renovables. El programa es administrado por la Unidad de Coordinación Operativa del Programa integrada por el Subsecretario de Servicios Públicos, dos representantes del FREBA y dos representantes de la Dirección de Energía.

A continuación, se muestran los parques solares financiados por el PROINGED y el estado actual de la inversión.

Nº	PARQUE	Localidad	Partido	Potencia Kw	Estado
1	Samborombón	Samborombón	Brandsen	100	Operativo
2	Procrear	San Nicolás de los Arroyos	San Nicolás	500	Operativo
3	Ceamse	Camino del Buen Ayre	José León Suárez	500	Operativo
4	Arribeños	Arribeños	Gral. Arenales	500	Operativo
5	Inés Indart	Inés Indart	Salto	400	Operativo
6	El Triunfo	El Triunfo	Lincoln	500	Operativo
7	Recalde	Recalde	Olavarría	200	Operativo
8	Espigas	Espigas	Olavarría	200	Operativo
9	Villa Maza	Villa Maza	Adolfo Alsina	500	En Construcción
10	Villa Iris	Villa Iris	Puán	500	En Construcción
11	F. Ameghino	F. Ameghino	F. Ameghino	500	En Construcción
12	O'Higgins	O'Higgins	Chacabuco	400	En Construcción
13	Bayauca	Bayauca	Lincoln	400	En Construcción
14	Facundo Quiroga	Facundo Quiroga	9 de Julio	300	En Construcción

15	El Dorado	El Dorado	L. Alem	300	En Construcción
16	Iriarte	Iriarte	Gral. Pinto	300	En Construcción
17	Desvío Aguirre	Desvío Aguirre	Tandil	300	En Construcción
18	Martínez de Hoz	Martínez de Hoz	Lincoln	300	En Construcción
19	3 Algarrobos	3 Algarrobos	Carlos Tejedor	300	En Construcción
20	Huanguelén	Huanguelén	Cnel. Suárez	300	En Construcción
21	Oriente	Oriente	Cnel. Dorrego	300	En Construcción
22	Agustinta	Agustinta	Junín	200	En Construcción
23	Villa Sauze	Villa Sauze	Gral. Villegas	200	En Construcción
24	Mechongué	Mechongué	Gral. Alvarado	300	En Licitación
25	Carlos Tejedor	Carlos Tejedor	Carlos Tejedor	300	En Licitación
26	Cazón	Cazón	Saladillo	300	En Licitación
27	Lezama	Lezama	Lezama	300	En Licitación
28	Pirovano	Pirovano	Bolívar	300	En Licitación

Tabla 15: Parque Solar - PORINGED

La potencia total en los 28 proyectos financiados por el PROINGED asciende a 9,5 MW, de los cuales ya están operativos 2,9 MW y en construcción 5,1 MW.

Además de la financiación de proyectos de Energías Renovables el PROINGED ha realizado distintos proyectos y actividades como el desarrollo del Mapa Eólico de la Provincia de Buenos Aires, el Registro Unico de Proyectos de Energías Renovables, pruebas de proyectos de generación de Biomasa y generación solar domiciliaria, capacitación y difusión sobre temas de energías renovables, implementación del Programa Nacional PERMER en las escuelas rurales de la Provincia.

2.3.6 / IDE - INSTITUTO DE ENERGÍA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

En el Marco del Decreto 2299/09, el Ministerio de Infraestructura pública en ese mismo año la Resolución 827-09 que Aprueba el Convenio de Cooperación entre el Ministerio y el FREBA. De esta manera se crea el IDE- Instituto de Energía de la Provincia de Buenos Aires. Entre los objetivos del IDE se destacan:

- Impulsar la capacitación, formación y especialización de capital humano con el objeto de mejorar el servicio y solucionar las problemáticas que se presenten.
- Realizar estudios para establecer una plataforma de conocimientos para el desarrollo equilibrado y eficiente de la infraestructura energética, favoreciendo el incremento de las capacidades productivas y el bienestar social.

Para el cumplimiento de los objetivos se asigna una proporción del Agregado Tarifario y se determina la creación del Consejo de Administración que está formado por tres representantes del FREBA y tres del Ministerio de Infraestructura.

El Instituto de Energía realizó 141 cursos de capacitación durante el periodo 2015-2018. Esos cursos demandaron 7612 horas de capacitación y fueron capacitados en ellos 2.806 asistentes. La distribución en cada uno de los años de ese periodo se muestra en el siguiente cuadro:

Detalle años 2015 al 2018			
Año	Capacitación	Capacitados	Cursos
2015	800	246	10
2016	2050	644	34
2017	2252	799	31
2018	2510	1117	66
TOTAL	7612	2806	141

Tabla 16: Capacitación de Instituto de Energía

Durante 2019 se llevan realizados 50 cursos y se prevén hacer durante el año unos 35 mas (entre ya confirmados y a confirmar). En los 50 cursos realizados se insumieron 1.416 horas de capacitación y fueron capacitadas 644 personas. Los 35 cursos que se prevén hasta fin de año suponen unas 1.072 horas de capacitación. Se estima que a fin de 2019 se alcanzará a capacitar a 4300 asistentes lo que equivale al 70% de los empleados del sector.

Dentro de los temas vinculados a la Capacitación se menciona la aprobación por parte de la Dirección General de Cultura y Educación de la Provincia de Buenos Aires (RESFC-2019-4973-GDEBA-DGCYE) del diseño curricular de la carrera Tecnicatura Superior en Energía Eléctrica con Orientación en Transporte y Distribución de Electricidad que se dictará a partir del año 2020.

Durante el período de 2015 a 2019 se organizaron en la sede del FREBA 23 conferencias en las que expusieron expertos del sector entre los que se destacan representantes de Secretaría de Energía, DEBA, OCEBA, CAMMESA, el Defensor del Pueblo de la Nación, AAVEA, UTN, IAE Instituto Mosconi, las consultoras Quantum, BAES, Mercados Energéticos y empresas como ENEL X y GENNEIA.

Dentro de los estudios sectoriales se destaca la financiación de lo solicitado por el CERTI para el cumplimiento de la RTI y los trabajos que se están terminando relacionados a Curvas de Carga y Contabilidad Regulatoria en cumplimiento de lo establecido en Resolución MlySP 419-17.

2.4 / Condiciones Laborales

En este punto se expone la evolución de las condiciones laborales en el período 2014 a 2019.

	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
EDEN	768	782	763	775	801	4%
EDES	411	417	421	422	436	6%
EDEA	761	747	726	727	740	-3%
EDELAP	530	558	577	638	666	26%
Cooperativas	911	913	907	914	919	
TOTAL	3.381	3.417	3.394	3.476	3.562	5%

Tabla 17: Cantidad de personal

En el cuadro se observa la evolución de la cantidad de personal en el período 2014-2018

2.4.1 / PARITARIAS - VARIACIÓN SALARIAL

En cuanto a las variaciones salariales se observa que la evolución del Salario acompañó la evolución del Índice Salarial del Sector Registrado.

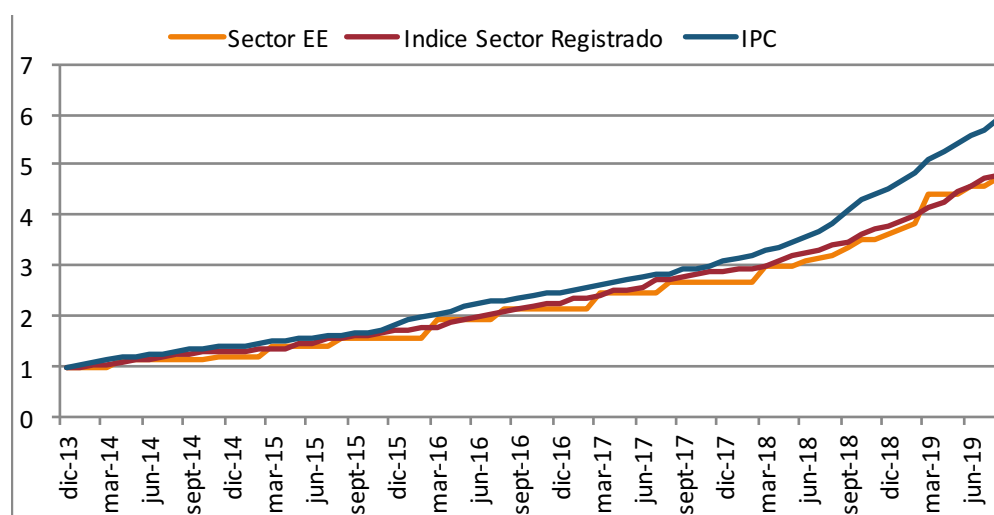


Gráfico 23: Evolución salarial

2.4.2 / RELACIÓN CON LOS SINDICATOS

Durante el período no se han sufrido problemas de índole laboral importantes ni mayores perturbaciones laborales, y las relaciones con los sindicatos son estables. Los prestadores desarrollan su actividad en el marco de los convenios colectivos de trabajo (CCT) vigentes. Con el fin de otorgar a las Áreas Operativas un escenario que les permita cumplir con sus objetivos, se mantiene con los diferentes sindicatos un diálogo fluido y abierto a todas las inquietudes que van surgiendo desde los trabajadores, manteniendo con ello un ámbito de paz social, esencial para el desarrollo de las actividades operativas y comerciales que exige el servicio, siempre a partir de los entendimientos alcanzados.

Los Prestadores cumplen con las disposiciones legales que rigen en materia laboral, registrando formalmente a su personal, realizando los aportes y contribuciones de Ley, en tiempo y forma, y exige lo propio a las empresas proveedoras con las que trabaja, realizando para ello controles a tal efecto.

CAPACITACIÓN

Además de la capacitación del Personal necesaria para la prestación del servicio, se pueden destacar como novedades en esta etapa:

- Prácticas Profesionalizantes: Se llevan adelante, desde el año 2016, las Prácticas Profesionalizantes de alumnos del último año de escuelas técnicas. Tienen como objetivo, no sólo darles a los estudiantes técnicos la oportunidad de su primer contacto con el ámbito laboral, sino que otorgan al prestador una posibilidad más de acercamiento a las comunidades, dado que es un trabajo conjunto con las escuelas de educación técnica de las ciudades en las que prestamos servicio.

- **Seguridad:** Se prioriza la capacitación que tiene como objetivo la seguridad del personal. Por este motivo se brindan cursos sobre riesgo eléctrico para la totalidad del personal operativo de la empresa, y complementariamente se llevaron a cabo tareas de capacitación referidas a Análisis de Trabajo Seguro de tareas específicas, Cinco Reglas de Oro para cables, celdas y cámaras, en sucursales.

Profundizando con este tema y con el objetivo de continuar con el afianzamiento de cambios de hábito y de conducta con respecto a la seguridad en el trabajo, se organizaron seminarios/taller sobre Herramientas de Liderazgo, destinados a mandos medios y jefes de sector.

- **E-learning:** En forma complementaria a los cursos de capacitación tradicionales, se avanzó con la modalidad e-learning para todo el personal, fortaleciendo los temas vinculados a la gestión ambiental, gestión de residuos, contingencias ambientales, sistema de no conformidades, plan de evacuación de edificios, seguridad en oficinas y uso de extintores portátiles, ataduras de media tensión, verificación de postes de madera, reglamento de suministro y cuadro tarifario.

	2014	2015	2016	2017	2018
EDEN	6.934	9.839	8.511	11.419	16.720
EDES	6.476	12.144	3.926	7.408	10.796
EDEA	1.841	2.033	3.377	4.702	7.912
EDELAP	3.444	18.473	10.314	18.028	20.889
TOTAL	18.695	42.489	26.128	41.557	56.317

Tabla 18: Horas de capacitación por empresa

	2014	2015	2016	2017	2018
hs. por empleado	8	17	11	16	21

Tabla 19: Horas de capacitación por empleado

2.5 / Campañas vinculadas al uso racional de energía y eficiencia energética

Durante 2014 – 2019 se realizaron diversas campañas vinculadas al uso racional de energía y eficiencia energética.

Se destacan en los primeros años las campañas de difusión de spots sobre la temática en los medios de cada área de concesión: diarios, radio y televisión. Luego se incorporaron las publicaciones con rotación de contenido en medios digitales y en redes sociales (Twitter, LinkedIn y Facebook). También se realizaron campañas con entrega de folletería en las sucursales de atención al usuario y con pauta en pantallas en la vía pública a través de la cual se difunden recomendaciones a los usuarios.

Se hicieron campañas con Desarrollo Social y Clubes donde se entregaron lámparas de bajo consumo a usuarios y reflectores Led a clubes. En las escuelas se realizaron charlas y concursos para estimular el uso racional de energía en los más chicos ("Cuidese la luz", "Enchufate con la seguridad", "Tito Lamparita", "Edi y Led"). Se realizaron capacitaciones sobre energía renovable y uso eficiente de energía.

En el último tiempo se incorporaron en la página web de las Distribuidoras, en la App Movil y en la Sucursal Virtual, sumando a los contenidos y recomendaciones sobre el uso racional de energía y eficiencia energética, un asesor energético y un simulador de consumo. Al ingresar al simulador el usuario puede seleccionar cada artefacto, indicar la cantidad de horas de uso y obtener como resultado su consumo estimado en kWh y el valor de su factura en \$ y conocer cual artefacto está consumiendo más a través de un gráfico.

Respecto a las comunicaciones internas se han reflejado las campañas externas, sumando al uso racional de la energía, el del agua y el papel.

2.6 / Evolución de la demanda

2.6.1 / ENERGÍA CONSUMIDA

La energía consumida entre los años 2014-2018 entre los agentes representados fue en todos los años superior a los 11.000 GWh.

MWh	2014	2015	2016	2017	2018	VAR 2014-18
EDEA	2.586.759	2.749.065	2.701.586	2.673.058	2.691.020	4%
EDEN	3.241.778	3.095.683	3.104.655	3.142.951	3.073.188	-5%
EDES	980.800	1.002.679	1.018.528	1.012.423	991.005	1%
EDELAP	3.323.414	3.354.597	3.386.922	3.462.554	3.377.418	2%
Cooperativas*	1.269.455	1.285.363	1.301.460	1.280.890	1.262.162	-1%
TOTAL	11.402.205	11.487.387	11.513.151	11.571.875	11.394.794	0%
VAR Anual		0,7%	0,2%	0,5%	-1,5%	

Tabla 20: Demanda de energía

Se muestra un historial de la evolución de energía consumida.

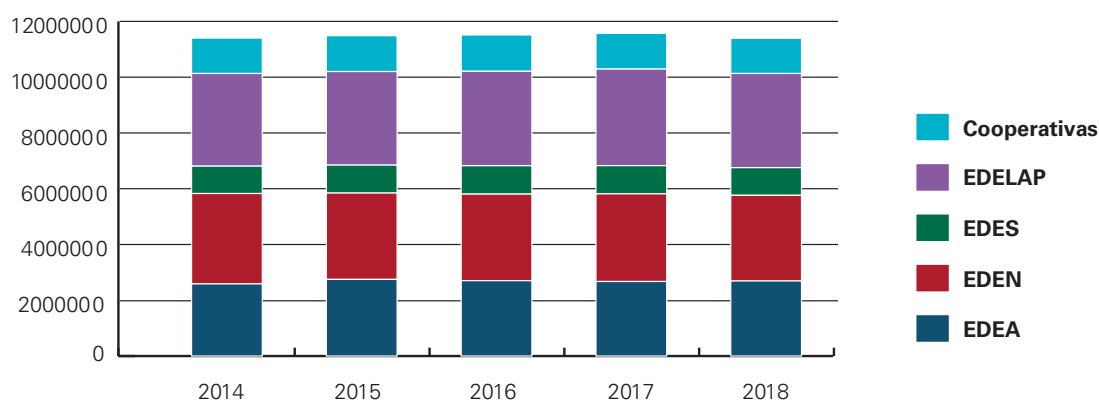


Gráfico 24: Demanda de energía

2.6.2 / CANTIDAD DE USUARIOS

Historial de cantidad de usuarios por empresa. La agrupación de Cooperativas incluye a las cooperativas de Tandil, Mariano Moreno, Saladillo, Pergamino, Colón, Azul y Olavarría.

Usuarios	2014	2015	2016	2017	2018	VAR 2014-18
EDEA	508.611	518.472	526.056	532.126	536.627	6%
EDEN	354.560	361.039	364.557	368.731	370.251	4%
EDES	185.723	188.530	189.527	193.271	195.467	5%
EDELAP	346.322	351.401	355.879	362.879	366.329	6%
Cooperativas*	231.550	235.633	240.593	244.753	248.171	7%
TOTAL	1.626.766	1.655.075	1.676.612	1.701.760	1.716.845	6%
VAR Anual		1,7%	1,3%	1,5%	0,9%	

Tabla 21: Cantidad de usuarios

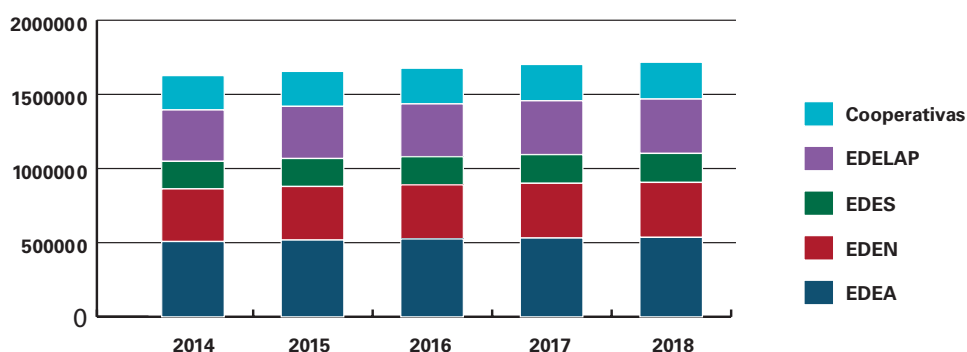


Gráfico 25: Cantidad de usuarios

Puede determinarse el consumo de energía promedio anual de los usuarios de cada empresa distribuidora, en kWh-año. La evolución de estos indicadores se presenta en el siguiente gráfico de barras, donde puede observarse una similitud de consumo entre los usuarios de EDES, EDEA y las Cooperativas. Los usuarios de EDELAP son los que tienen mayor consumo anual, registrando un máximo de 9.542 kWh-año en el año 2017.

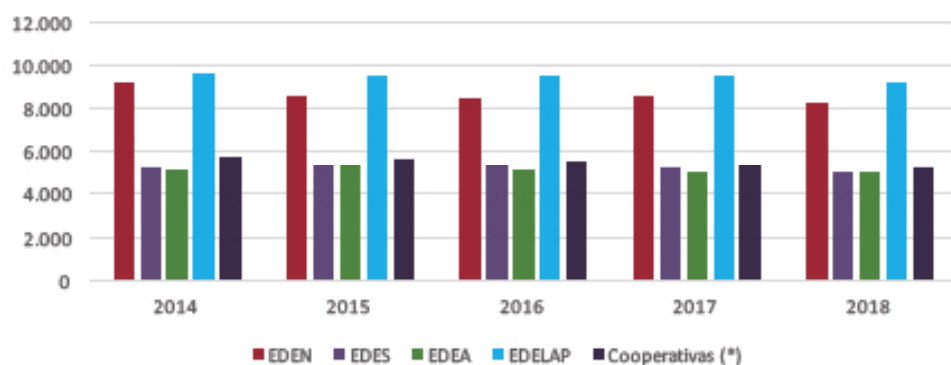


Gráfico 26: Consumo medio de usuarios por año

2.6.3 / DEMANDA MÁXIMA

La evolución de la demanda máxima en cada una de las distribuidoras de la Provincia de Buenos Aires evidencia diferentes comportamientos. Mientras que EDEA mantuvo el nivel de demanda máxima del 2014 durante todo el periodo, excepto en 2015 que bajó de 536 MW a 517 MW, en el resto de las distribuidoras se dio un crecimiento de esta variable.

Demanda Máx (MW)	2014	2015	2016	2017	2018	VAR 2014-18
EDEA	536	517	536	536	535	0%
EDEN	625	618	626	678	692	11%
EDES	177	168	213	217	226	28%
EDELAP	651	684	686	731	731	12%
Cooperativas*	253	269	267	282	291	15%
TOTAL	2.242	2.256	2.328	2.444	2.476	10%
VAR Anual		0,6%	3,2%	5,0%	1,3%	

Tabla 22: Demanda máxima

El gráfico muestra la evolución comparativa de las distribuidoras.

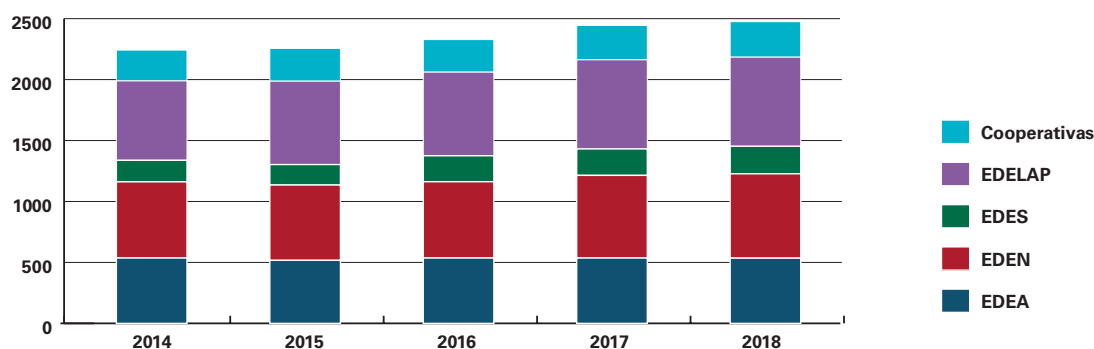


Gráfico 27: Demanda máxima

2.6.4 / TIPO DE MERCADO

El tipo de mercado que abastecen las distribuidoras eléctricas de la Provincia de Buenos Aires, básicamente está compuesto por las siguientes categorías de clientes:

- Residencial
- Tarifa Social
- Electrodependientes
- Entidades del Bien Público
- General
- Alumbrado Público
- Rural y Rural No Residencial

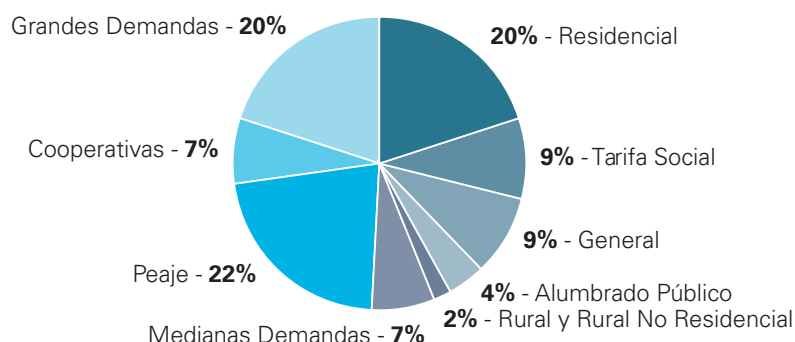
- Medianas Demandas
- Peaje
- Cooperativas
- Grandes Demandas

En los gráficos que se muestran en los puntos siguientes, se los analiza primero por consumo y luego por cantidad de usuarios.

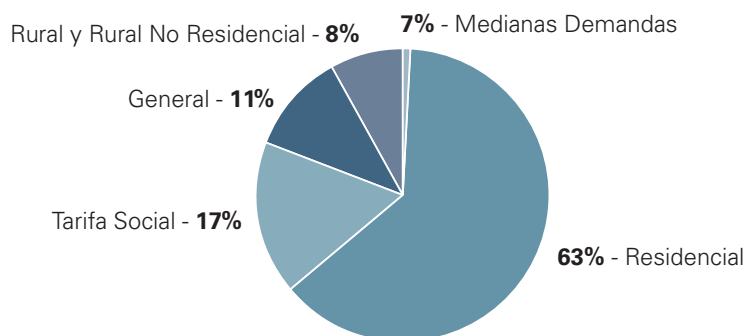
Es importante observar que, al nivel de consumo, las categorías: residencial (incluye tarifa social), grandes demandas y peajes, constituyen mas del 70% del total de consumos de las distribuidoras provinciales y este porcentaje se ha mantenido durante el periodo analizado, prácticamente, sin alteración.

En el caso de los usuarios casi el 99% de los usuarios están contenidos en tres categorías de clientes: residencial (con tarifa social), general y rural. Estas participaciones, al igual que en caso del consumo, se han mantenido sin variación en el durante el periodo 2014-2019. Sólo la categoría residencial lleva el 78% de la participación en el total de usuarios.

En Anexo VI – Usuarios y Consumos por Distribuidora y por Cooperativas, se agrega información detallada para cada una de las distribuidoras provinciales en el periodo determinado y a continuación se muestra la situación al 2018.



*Gráfico 28:
2018, composición de
mercado por MWh*



*Gráfico 29:
2018, composición de
mercado por usuarios*

3 / CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS 2020-2023

En este punto se detallan las conclusiones del análisis de la gestión del sector durante el período 2014 a 2019, y los temas sobre los que se debería trabajar con vistas a la nueva revisión tarifaria. Estas recomendaciones constituyen ejes de trabajo sobre los que se debería avanzar en forma independiente de las políticas y medidas que se adopten y sus resultados a nivel Macroeconómico y Socioeconómico. Los temas que integran esta agenda constituyen ejes de trabajo que se pueden monitorear y adaptar en función de las medidas y los resultados que se vayan obteniendo.

Tarifa Social:

El esquema de Tarifa Social fue creado por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación en el año 2016 con el objeto de proteger, mediante un subsidio en el precio mayorista de la energía, a aquellos usuarios residenciales que destinan sus ingresos para cubrir sus necesidades básicas y por lo tanto no podían afrontar la recomposición tarifaria. A este esquema se agregó la tarifa de Entidades de Bien Público, Clubes de Barrio y Electrodependientes. A partir de Enero del año 2019 la Provincia de Buenos Aires asume el costo correspondiente a la compra de Energía en el MEM, algo que hasta ese momento estaba a cargo de la Nación.

Con el objeto de mejorar la asignación de este beneficio, en principio, se debería trabajar en el procedimiento actual por medio del cual se cruzan las Bases de Datos del Distribuidor y del SYNTIS a efectos de perfeccionar la identificación de los beneficiarios.

En segundo lugar, se deberían revisar los requisitos de acceso a este beneficio considerando el tiempo transcurrido y la evolución de la situación socioeconómica. En el Informe se observa en 2018 y 2019 que el Índice Salarial general queda por debajo del IPC. A su vez, se deben revisar y prever mecanismos de compensación ante las variaciones del universo de beneficiarios tanto para la parte correspondiente al Costo MEM como al VAD. Además este tema puede considerar situaciones particulares que no fueron contempladas al inicio.

Se considera que también se requiere trabajar y profundizar en la identificación y cuantificación de la capacidad de pago de cada segmento, lo cual resultará en un beneficio para el sector teniendo en cuenta las diferencias en la situación de aquellos cuyos ingresos alcanzan para cubrir sus necesidades básicas respecto de aquellos usuarios que cuentan con capacidad de pago.

Mecanismo de Actualización del VAD:

El mecanismo de actualización establecido en la Resolución MlySP 419-17 Artículo 40 prevé una periodicidad anual. Las variaciones de precios en la economía local que integran la fórmula de actualización (IPC, ISG) han producido factores de actualización anuales durante los años 2018 y 2019 de un escalón de tal magnitud que impacta en la capacidad de pago del usuario. Por este motivo, la Autoridad de Aplicación aprobó en forma parcial los ajustes con un mecanismo de recupero posterior. En función de esta experiencia se considera conveniente realizar los ajustes con una mayor frecuencia de forma tal de disminuir el impacto sobre los usuarios, permitiendo que el Valor Agregado de Distribución acompañe la evolución de la capacidad de pago y los costos del prestador.

Contabilidad Regulatoria:

Se encuentra en etapa de implementación el proyecto de Contabilidad Regulatoria en cumplimiento de lo establecido en la Resolución MlySP 419-17 y en la Ley 11.769. Se recomienda completar este proceso de implementación ya que la misma permitirá, al regulador, contar con información objetiva y en tiempo

para la toma de decisiones. Entre los objetivos específicos se encuentran:

- Mejorar el Control de Inversiones
- Contar con información en tiempo de la gestión del prestador.
- Obtener información que permita evaluar los indicadores respecto de los establecidos en la RTI
- Obtener información que permita comparar la gestión entre Distribuidores de la Provincia de Buenos Aires e inclusive con otros prestadores del país.

Revisión Tarifaria Integral - Audiencia Pública:

La Revisión Tarifaria Integral permitió determinar los ingresos de cada prestador a partir de los costos eficientes de prestación del servicio, de acuerdo a las condiciones de calidad y permitiendo una rentabilidad en función de lo establecido en el Artículo 43 de la ley 11.769. Se determinaron Ingresos equilibrando costos, rentabilidad y obligaciones en la prestación del servicio. Se revisó y se adecuaron las condiciones en la prestación del servicio, Calidad y Suministro, Subanexos D y E respectivamente.

El período quinquenal finaliza en abril de 2022 y por este motivo los cuadros tarifarios que resulten de la próxima Revisión Tarifaria deben entrar en vigencia a partir de mayo de 2022. Por este motivo, y para garantizar disponer del tiempo adecuado para la realización de los estudios tarifarios, se considera que el proceso de Revisión Tarifaria Integral debiera iniciarse a más tardar en mayo del 2021, considerando que se requiere de un año para su desarrollo.

También es importante prever que como parte del proceso es necesaria la celebración de las Audiencias Públicas que permiten la participación del ciudadano y además le otorgan transparencia al proceso.

Plan de Expansión del Transporte-Generación Distribuida:

Teniendo en cuenta la importancia que tiene la existencia de un adecuado plan de expansión del transporte en la Provincia para asegurar la prestación del servicio en condiciones de calidad de servicio acordes a las exigidas, resulta vital que el mismo se realice en forma conjunta, teniendo en cuenta las necesidades de las diversas empresas que prestan el servicio en el ámbito provincial. En este informe se adjunta en el Anexo V el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2019-2026 elaborado en forma conjunta entre la Dirección de Energía y el FREBA. Es importante que esta planificación continúe realizándose en forma conjunta para integrar objetivos y que se mantenga actualizada mediante revisiones anuales en función de la evolución de las variables económicas, el servicio y la demanda y además, permita el proceso de mejora en la planificación.

Trabajar adecuadamente en la Planificación de la expansión del transporte permitirá obtener un mejor financiamiento, encontrar soluciones particulares en el territorio de la Provincia, acompañar el desarrollo de la actividad económica, mejorar el abastecimiento evitando cortes relevantes.

ANEXO 1

CONVERGENCIA TARIFARIA

Durante el año 2014 se creó el “**PROGRAMA DE CONVERGENCIA DE TARIFAS ELÉCTRICAS Y RE-AFIRMACIÓN DEL FEDERALISMO ELÉCTRICO EN LA REPÚBLICA ARGENTINA**”, en el marco del cual se suscribieron diferentes acuerdos entre el Estado Nacional y las Provincias, incluida la de Buenos Aires.

En función de este programa, esta últimas se comprometieron a:

- Retrotraer y a mantener sin modificaciones los cuadros tarifarios vigentes por un plazo de 365 días.
- Cancelar las deudas con CAMMESA y/o acordar un plan de pagos en caso de tenerlas.

El Estado Nacional asumió el compromiso de financiar obras de Distribución, determinando para el caso de la provincia de Buenos Aires un monto de \$200.000.000.

En el año 2015 el Estado Nacional consideró necesario continuar con este Programa suscribiéndose los documentos correspondientes.

El Programa en esta oportunidad se dividió en dos ETAPAS, destinándose un monto para obras y otro para mantenimiento en la ETAPA I, y sólo un monto para obras en la ETAPA II.

Montos Comprometidos MM\$

Empresa	2014	2015			2016	TOTAL
	Obras	Obras	Salarial	Total	Obras	
EDEA	80	140	60	200		280
EDEN	80	180	60	240		320
EDES	40	100	40	140		180
EDELAP	200	170	90	260	60	520
TOTAL	400	590	250	840	60	1300

ANEXO 2

METODOLOGÍA PARA LA REALIZACIÓN DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

1 / Revisión Tarifaria Integral (RTI) y Análisis de los Aumentos Tarifarios

1.1 / METODOLOGÍA PARA REALIZAR LA RTI

A través de la Resolución N° 22 de 2016, el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos (MlySP) instruyó a la Dirección Provincial de Desarrollo de los Servicios Públicos y al Organismo de Control de Energía de la Provincia de Buenos Aires a iniciar los estudios tendientes para la realización de una **Revisión Tarifaria Integral** (RTI) en los términos del artículo 44 de la Ley N° 11.769.

A continuación se presenta el enfoque metodológico utilizado para determinar el Valor Agregado de Distribución de las empresas con concesión provincial.

1.1.1 / Introducción

Para determinar el VAD o Costo Propio de Distribución (CPD) en un proceso de revisión tarifaria de distribución es necesario calcular el valor necesario para pagar todos los costos propios de distribución, que incluyen: el **Costo de Capital**, que comprende Renta y Depreciaciones, y el **Costo de Explotación** (Operación, Mantenimiento, Comerciales, Administrativos y Generales, incluyendo tasas e impuestos).

En lo que sigue se presenta un resumen de la metodología y criterios utilizados para determinar cada uno de los conceptos anteriores en la RTI de las empresas distribuidoras de la Provincia de Buenos Aires.

1.1.2 / Determinación del Costo Capital

La determinación del **Costo de Capital** es un aspecto esencial del cálculo tarifario para asegurar el sostenimiento de largo plazo del servicio público de suministro eléctrico. Su definición es fundamental para la preservación de las inversiones, y, por lo tanto, para la calidad del suministro, así como también para proteger a los consumidores contra precio injustos, evitando que estos, por medio de tarifas, remuneren activos por encima de lo necesario para la prestación del servicio.

El Costo de Capital engloba dos conceptos: por un lado, el reconocimiento de una **remuneración sobre el capital invertido (Renta)**; y por otro lado el reconocimiento de un monto que permita al distribuidor **mantener en el tiempo el valor de los activos iniciales (Depreciación)**.

El cálculo del Costo de Capital implica definir el modelo regulatorio, y asociado a él, las metodologías para determinar la **Tasa de Rentabilidad**, la **Base de Capital** y la **vida útil regulatoria** de los activos fijos puestos a disposición.

1.1.3 / Determinación de la Tasa de Rentabilidad

Para determinar la tasa de rentabilidad, se utilizó el modelo denominado Capital Asset Price Model (CAPM), el cual calcula la tasa de retorno como la suma de la tasa libre de riesgo para el país donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de la actividad de distribución eléctrica y del premio por riesgo del mercado. Este último riesgo corresponde a la diferencia entre la rentabilidad de una cartera diversificada de inversiones y la tasa libre de riesgo.

La idea principal detrás del CAPM es que, dado que el inversionista es averso al riesgo, existe una relación de equilibrio entre el riesgo y el rendimiento esperado. En el equilibrio del mercado, se espera que una determinada inversión proporcione un rendimiento proporcional a su *riesgo sistemático* (riesgo que no se puede evitar mediante la diversificación: factores externos y macroeconómicos diversos que afectan el funcionamiento de todas las empresas por igual). Mientras mayor sea el riesgo

sistemático, mayor deberá ser el rendimiento que los inversionistas esperarán de ese valor. El modelo asume que existe una tasa libre de riesgo que puede ser ganada en una inversión hipotética cuyo retorno no varía período a período. Entonces, una inversión con riesgo deberá proveer al inversor un premio por dicho riesgo, adicional a la tasa libre de riesgo. En este marco, el tamaño de ese premio por riesgo es proporcional al riesgo sistemático que ha tomado el inversor.

El CAPM usa el término beta para referirse a esta asociación, implícita en el concepto de riesgo sistemático, entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto. Por otro lado, el riesgo no sistemático resulta la otra porción del riesgo total que puede evitarse diversificando la cartera, y, por lo tanto, dado que depende del inversionista, no deberá ser premiado.

Entonces, el modelo postula que el rendimiento esperado de una inversión deberá estar relacionado con su grado de riesgo sistemático, no con su riesgo total, dado que en definitiva es el que le importa a un inversionista que posee un portafolio bien diversificado.

La variante más usada de modelo CAPM para estimar el costo del capital propio descansa sobre el supuesto de que los mercados de capitales están completamente segregados. Por lo tanto, los insumos usados para estimar el CAPM están basados en los mercados locales en vez de los mercados globales. Este abordaje es discutible, en especial cuando las economías son pequeñas e integradas con los mercados globales. En este contexto, para el caso de la actividad de distribución eléctrica en Argentina se optó por aplicar un modelo global de CAPM. Considerando que Argentina es un país emergente, los inversores consideran otras variables al momento de tomar una decisión de inversión, como el ambiente político y financiero, la estabilidad económica, la seguridad jurídica, etc. Para reflejar el riesgo que implica invertir en una economía donde influyen estas variables se adiciona un término de spread que intenta reflejar el mayor retorno que solicita un inversionista por invertir en una economía emergente. La estimación de este riesgo local se explicará más adelante en este informe.

En el esquema CAPM global, la tasa de retorno basada en los conceptos antes indicados se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F) \quad (1)$$

Donde:

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

r_F es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

r_L es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

β_L es el riesgo sistemático de la industria en cuestión.

r_M es el retorno de una cartera diversificada.

En términos simplificados, la ecuación (1) expresa que el rendimiento esperado de un valor con riesgo es una combinación de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo. El paréntesis ($r_M - r_F$) es el premio de mercado o por riesgo. En otras palabras, es el rendimiento en exceso, esto es, el rendimiento esperado menos el rendimiento libre de riesgo. Esta prima por el riesgo es necesaria para inducir a los inversionistas aversos al riesgo a que compren un valor con riesgo.

El WACC, por su parte, resulta del promedio ponderado del costo de la deuda más la tasa de rentabilidad de las acciones o capital propio. La estructura del WACC es la siguiente:

$$WACC = \frac{D}{D + E} \times r_D \times (1 - t) + \frac{E}{D + E} \times r_E \quad (2)$$

Donde:

WACC es la tasa de rentabilidad (nominal después de impuestos)

D es el nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

E es el Patrimonio Neto

r_D es la tasa marginal de endeudamiento.

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

t es la tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).

El criterio adoptado en el presente informe consiste en la optimización de la utilización de financiamiento externo y el impacto de este en los costos empresarios, por lo cual se procederá a calcular la tasa de rentabilidad como promedio de las fuentes de capital, estimado por el WACC.

1.1.4 / Determinación de la Base de Capital

La Base de Capital Regulatoria representa el reconocimiento de la inversión realizada en la empresa, más allá de su financiación con fondos propios de los accionistas o con capital de terceros. En el caso de las empresas de servicios públicos, las inversiones que constituyen su base de capital son de gran cuantía, y a través de ellas se prevén los incrementos futuros de la demanda y otros requisitos de las redes para brindar el servicio con la calidad adecuada.

La Base de Capital Regulatoria es especialmente importante en la distribución de energía eléctrica debido a que se trata de una industria caracterizada por inversiones irreversibles y de largo plazo. La tarifa representa la única fuente de ingresos de la empresa para recuperar sus inversiones y obtener un beneficio adecuado incentivándola a invertir eficientemente.

Dado que el objetivo de la regulación es emular condiciones de mercado, se deben proveer los **mecanismos regulatorios para que el valor que se reconozca como base de capital regulatoria se corresponda con el objeto de la regulación.**

En particular, para determinar la Base de Capital Regulatoria, se pueden observar dos grandes enfoques basados en **los costos de los activos**:

- Enfoque de la Base de Capital como **Activo Financiero**, que busca mantener en el tiempo el valor de la inversión. El método más usual dentro de este enfoque es la valuación a Costo Histórico, mediante el cual se parte del valor del activo registrado contablemente al inicio de las operaciones, al cual se le adicionan las inversiones realizadas a posteriori y se les descuenta el monto correspondiente a depreciaciones. Además, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada al momento de la revisión tarifaria según la evolución del índice de precios.

- Enfoque de la Base de Capital como **Activo Físico**, cuyo objetivo es mantener la capacidad de producción de los activos. Este método es consistente con distintas metodologías de valuación asociadas al costo de reposición o reemplazo de dichos activos.

Costo de Reproducción. Determina el valor de un activo a partir de reponer los activos en condiciones idénticas a las del mismo, es decir sin considerar innovaciones tecnológicas. Este criterio solo es válido para actividades donde la evolución tecnológica es muy lenta o por lo menos más lenta que la vida útil promedio de los activos.

Costo de Reemplazo. Determina el valor de un activo a partir de reponer los activos para cumplir con las mismas capacidades y calidad de producción, pero no necesariamente con idénticas características. Este método, a diferencia del anterior, valúa los activos con la mejor tecnología disponible y a precios de mercado que no necesariamente siguen el índice de inflación. Asimismo, los activos que el usuario está dispuesto a pagar son los estrictamente necesarios (esto es, lo que un nuevo entrante al mercado, si se dieran las condiciones, pudiese a disposición), por lo cual debe realizarse un análisis de optimización de estos. El enfoque busca aproximar las tarifas a los costos marginales de largo plazo que se verificarían en un mercado competitivo. En este sentido, el enfoque no conlleva solo valuar los activos existentes sino también la exclusión de los activos considerados innecesarios o redundantes (nótese, sin embargo, que esto último no tiene por qué ser excluyente del enfoque tipo VNR; en el enfoque de costos históricos o financiero también podrían excluirse las inversiones imprudentes o innecesarias, lo cual se observa en diversas regulaciones que consideran este enfoque –caso Panamá–).

En este punto, es importante analizar el tema de las Depreciaciones. Como ya se dijo, la tarifa debe pagar dos retornos, el retorno de capital o Depreciación y el retorno sobre el capital o Rentabilidad. La articulación de los dos conceptos genera diferentes criterios de definición de la base de capital.

Este aspecto presenta varias formas de tratamiento, máxime cuando no es una empresa que entra en operación al momento de calcular la tarifa, si no que por el contrario la madurez del negocio casi justifica una amortización lineal de los activos. Básicamente, se pueden nombrar dos enfoques (aunque no son los únicos):

Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). El valor de los activos queda determinado por el valor de reemplazo a nuevo del equipamiento. En general, este método no se limita a un criterio de valuación de activos, sino que además suele estar asociado a una retribución al capital calculado como una anualidad fija. De este modo, el método no requiere fijar un criterio explícito de depreciación. En efecto, al calcularse una anualidad en función de la vida útil de los activos y de la tasa de rentabilidad, se unifican en dicha anualidad los dos conceptos del cálculo de tarifas ya mencionados (Renta y Depreciación). Cabe resaltar que financieramente, la anualidad lleva implícita una depreciación lenta de los activos (menor al inicio y mayor al final) y un retorno acelerado (mayor al inicio y menor al final), por lo que en un período de mediano plazo como el tarifario (4 o 5 años) suele resultar atractiva para el inversor, salvo excepciones (el VNR puede dar lugar a tarifas deficitarias en mercados con rendimientos decrecientes –rurales, equipamiento muy desadaptado–).

Valor de Reemplazo depreciado (VRD): El valor de los activos queda determinado por el valor de reemplazo ponderado por la vida remanente de cada equipamiento. Esto resulta en un valor menor que el VNR; por ejemplo, si la vida útil promedio del activo es de 30 años y se determina que en promedio los equipamientos tienen 15 años de instalación, el VRD es aproximadamente la mitad que el VNR. Este método requiere del reconocimiento explícito de gastos de depreciación para asegurar la rentabilidad sobre la base de capital; dicho de otra manera, deberá determinarse de forma separa el monto relacionado al concepto de Depreciación.

Es importante destacar que el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) no es la Base de Capital, sino el valor bruto de ésta. Para calcular la Base de Capital es necesario restarle al VNR las depreciaciones acumuladas.

La Tasa de Rentabilidad se aplica sobre la parte no depreciada de un activo, independiente de cuál sea el esquema. De hecho, aun en el caso del esquema VNR tradicional (utilización de anualidad constante) donde se aplica sobre un valor bruto, existe implícitamente un valor neto del activo. La relación entre el valor neto del activo respecto de su valor bruto es de especial importancia, pues de esto depende en gran parte la rentabilidad. Esta relación en los esquemas que no son del tipo anualidad depende de varios elementos, pero sobre todo de la vida útil considerada de las instalaciones y la tasa de crecimiento histórica¹.

1.1.4.1 / Determinación del VNR

El VNR de los activos eléctricos fue calculado a partir de las cantidades físicas informadas por las empresas distribuidoras y costos unitarios determinados por el CERTI para el proceso de RTI.

Las cantidades de activos informadas por las empresas fueron contrastadas contra las cantidades que regularmente las empresas presentan para el sistema GIS del OCEBA. Cuando se observaron diferencias significativas, las mismas se ajustaron a las cantidades del GIS.

Finalmente, el activo no eléctrico de cada empresa fue estimado a partir de referencias propias del consultor y fijado en un 6% del activo eléctrico.

Cabe indicar que se incluyó como parte del VNR el valor presente del flujo de inversiones en recuperación de condiciones operativas informadas por la empresa (inversiones de *catch up*), que son aquellas inversiones que se incorporan a la Base de Capital para el cálculo del requerimiento de ingresos. Dicho valor presente se determinó considerando la tasa WACC determinada en el marco de la RTI.

1.1.4.2 / Determinación de la base de Capital

Para determinar la Base de Capital Regulatoria, es decir, el VRD, se consideró un factor de depreciación normativo de 0.5, es decir, que la relación entre los activos netos (depreciados) y los activos netos se asumió igual a 50%. Este factor de depreciación normativo representa un valor razonable para una empresa de distribución (cabe indicar que el valor considerado en la Provincia de Buenos Aires fue similar al utilizado en las RTI de las empresas de distribución de jurisdicción nacional).

Cabe indicar que las inversiones en recuperación de condiciones operativas (*catch up*), comentadas en el punto anterior, no fueron depreciadas, es decir, se remuneraron a nuevo.

1.1.4.3 / Vida útil regulatoria

Como vida útil promedio de los activos que forman parte del VNR se adoptó un valor de 38 años, representativo de lo establecido en el Manual de Contabilidad Regulatoria del Ente Nacional Regulador de la Energía (ENRE), utilizada a nivel nacional para las RTIs de EDENOR y EDESUR.

1.1.4.4 / Determinación del Costo de Capital

Para determinar el Costo de Capital se aplicó la Tasa de Rentabilidad calculada sobre el valor neto de los activos propios puestos en servicio (un VRD, que además excluía aquellas inversiones que no representaron erogaciones de la empresa, sino inversiones realizadas por usuarios o el Estado²), y se le adicionó un monto anual por concepto de depreciación, considerando una depreciación lineal, es decir, los activos brutos totales (propios y no propios) divididos la vida útil regulatoria:

¹ A mayor tasa de crecimiento, mayor relación, y por ende mayor renumeración al capital.

² En caso que la información esté disponible

$$\text{Costo de Capital (\$)} = VRD * WACC + VNR * \frac{1}{VU}$$

Donde VRD son los activos fijos netos (propios) ($VRD=0,5 \times VNR$; WACC es la Tasa de Rentabilidad en términos reales antes de impuestos; VNR son los activos fijos brutos (totales) y VU son los años de vida útil.

Considerando la WACC determinada en el marco de la RTI (12,27% real antes e impuestos) y los 38 años de vida útil, el Factor de Recuperación del Capital (FRC) resultó igual a:

$$\text{Costo de Capital (\%)} = FRC = 12,27\% * 0,5 + \frac{1}{38} = 8,77\%$$

En el caso de las inversiones en recuperación de condiciones operativas, el Factor de Recuperación del Capital (FRC) resultó:

$$\text{Costo de Capital catch up (\%)} = FRC_{cu} = 12,27\%$$

1.1.5 / Determinación de los Costos de Explotación

La metodología para definir los costos de explotación se basó en determinar la dotación de personal y otros parámetros de eficiencia sobre la base de un *benchmarking* internacional, la que luego se valorizó a precios de mercado. La denominación *benchmarking* se refiere a la comparación de los indicadores representativos de la eficiencia de una empresa ("empresa comparada") con los de otras empresas consideradas modelo o de referencia ("empresas comparadoras").

Un aspecto clave en un análisis de *benchmarking* internacional es la evaluación de las diferencias entre las distintas empresas debido a las diferencias existentes en el contexto en el cual las mismas se desempeñan.

En efecto, dado que la empresa de referencia o comparadora y la empresa comparada generalmente operan en países diferentes y bajo distintos contextos, los indicadores de gestión presentan diferencias. Las más relevantes son:

- Diferencias regulatorias: niveles de calidad exigidos y mecanismos de control, tasas a pagar al regulador, entre otras;
- Diferencias en la escala de operación entre las empresas comparadoras y la comparada;
- Diferencias macroeconómicas: tipo de cambio, política de aranceles, costos del mercado laboral, entre otras;
- Diferencias normativas: legislación laboral y seguridad social, legislación impositiva, entre otras;
- Diferencias físicas del área de operación: clima, orografía, entre otras;
- Diferencias medioambientales: niveles de contaminación salina por presencia de líneas eléctricas en zonas costeras, contaminación por polvo o polución ambiental, exposición de las líneas eléctricas a la vegetación, nivel cerámico con distintos niveles de exposición a las descargas atmosféricas, entre otras;
- Diferencias socioeconómicas: vandalismo, robo de equipos, exposición a zonas con alto nivel de hurto, entre otras;

- Diferencias en la red: niveles de tensión, estructura de redes, nivel de soterramiento, entre otras;
- Diferencias en el mercado laboral, que implican diferentes niveles de tercerización.

Para mitigar el impacto de estas diferencias, tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1)** Se realizó una comparación de estándares de eficiencia de productividad en base a indicadores físicos (por ejemplo: usuarios/empleado) y no estándares de costos (USD/km, USD/usuario). La comparación de estándares físicos permitió evitar las diferencias entre costos laborales y poder adquisitivo de la moneda entre los países comparados. Luego, con dicho indicador físico, se definió la dotación de personal, la que se valoriza al costo de mercado donde opera cada distribuidora.
- 2)** Se homologaron los niveles de tercerización, es decir las tareas operativas delegadas en contratistas, de manera de asegurar que se estén comparando la misma cantidad de recursos afectados a cada actividad.
- 3)** Se homologó la escala de las empresas comparadoras, teniendo en cuenta, por ejemplo, la cantidad de usuarios atendidos.
- 4)** Se consideró como parte del análisis de consistencia, la escala y la dispersión de las empresas.

A los efectos del cálculo de los costos eficientes, la metodología propuesta incluyó las siguientes etapas:

- 1)** Selección de empresas de comparación eficientes.
- 2)** Definición de ratios eficientes mediante benchmarking internacional
- 3)** Definición de la dotación de personal mediante ratios eficientes
- 4)** Determinación de los costos operativos
- 5)** Análisis de consistencia de resultados

En los puntos siguientes se presenta el desarrollo de la metodología.

1.1.5.1 / Selección de empresas de comparación eficientes

A los efectos de asegurar que las empresas que se utilizan como comparación son eficientes, se consideraron empresas que fueron diseñadas para el cálculo de costos eficientes en procesos de revisión tarifaria en diversos países de la región. Las empresas seleccionadas son de una escala similar a la empresa comparada.

1.1.5.2 / Definición de ratios eficientes mediante benchmarking internacional

Los indicadores globales considerados para el análisis de benchmarking fueron los siguientes:

Ratio 1 = Usuario/Empleado

Se consideró dentro de Empleados al total de empleados de la estructura organizacional (personal propio).

Este ratio es indicativo de la eficiencia global de la empresa, y luego de ser valorizado con los costos unitarios, representa el principal ítem en la estructura de costos de la empresa.

Ratio 2 [%] = (Empleados de Administración+Comercial)/Total Empleados

Se consideró dentro de Empleados de Administración a los de las siguientes áreas: gerencia general, relaciones institucionales, legales, recursos humanos, control de gestión y administración y finanzas.

Este ratio es indicativo de la eficiencia asignativa del personal entre el área administrativa y comercial (apoyo), y el área operacional técnica.

Ratio 3 [%] = Otros Costos/Total de Costos Operativos

Considera la relación entre los "Otros Costos" respecto del total de costos operativos. Dentro de "Otros Costos" se incluyen todos los costos no incluidos en los costos de personal tales como: servicios contratados, honorarios, viáticos y movilidad, gastos generales, retribución de directores y síndicos, servicios públicos, papelería, repuestos e insumos, comunicaciones, seguros, publicidad, alquileres, impuestos y tasas, combustibles y lubricantes, entre otros.

1.1.5.3 / Definición de la dotación de personal mediante ratios eficientes

Este punto consistió en definir la dotación de personal eficiente para atender las instalaciones de distribución a partir de la información presentada y el análisis a partir de los ratios 1 y 2 obtenidos en el punto anterior.

Este análisis se basó en la productividad global expresada como usuario por empleado, y la asignación de personal a cada una de las áreas involucradas.

1.1.5.4 / Determinación de los costos operativos

La determinación de los costos operativos implicó, en primer término, valorizar la dotación de personal definida en el punto anterior.

Los costos de personal incluyeron:

- Personal de convenio Luz y Fuerza: valores del Convenio Colectivo de Trabajo.
- Personal profesional y fuera de convenio: se utilizaron valores promedio del personal.

Para valorizar los costos de personal se partió de los costos laborales informados por las empresas al OCEBA.

Sobre la base del costo total y la cantidad de empleados informados al OCEBA, se determinó el costo laboral promedio por empleado.

Aplicando el costo laboral promedio a la dotación de personal eficiente se determinaron los costos laborales para la dotación eficiente.

1.1.5.5 / Análisis de consistencia de costos eficientes

A los efectos de analizar la consistencia de los resultados obtenidos, se utilizó un *benchmarking* sobre la base de los resultados de las cuatro empresas.

El análisis se realizó sobre la base de dos indicadores típicos en materia de costos operativos: el costo por usuario [\$/usuario] y el porcentaje de “otros costos” respecto a los costos totales.

La variable natural para analizar estos indicadores es la cantidad de usuarios de la empresa, que representa la magnitud de su escala. En efecto, a mayor escala de la empresa (mayor cantidad de usuarios) la parte de los costos que depende de la estructura decrece, dado que dicho costo se reparte entre mayor cantidad de usuarios.

Sin embargo, un aspecto que influye en los costos, es la densidad del mercado atendido, dado que cuanto mayor es la dispersión, mayores son los costos de explotación. En efecto, a medida que aumenta la dispersión se requiere una mayor estructura por usuario, debido a que se deben regionalizar las funciones de supervisión y control de la empresa (mayor cantidad de sucursales).

Para reflejar ambos conceptos se requiere que la variable explicativa pueda integrar por un lado la escala de la empresa y por otro lado la dispersión de ésta.

A los efectos de analizar los resultados obtenidos teniendo en cuenta los conceptos antes mencionados, se definió como variable explicativa la cantidad de usuarios equivalentes:

$$\# \text{ Usuarios equivalentes} = \# \text{ Usuarios} \times \text{Factor de Ajuste}$$

El factor de ajuste tiene en cuenta las diferencias de densidad y escala de las empresas comparadas, y se definió como:

$$\text{Factor de ajuste} = 1/K$$

Siendo:

$$K = F_p * \# \text{ Cli } i / \# \text{ Cli Prom} + (1-F_p) * \text{Disp Prom} / \text{Disp}$$

Dónde:

F_p: factor de ponderación de las variables de escala y densidad;

#Cli: cantidad de usuarios de cada distribuidora;

#Cli Prom: cantidad de usuarios promedio de las cuatro empresas;

Disp Prom: dispersión promedio de las cuatro empresas (metros MT/usuario);

Disp: dispersión de cada empresa (metros MT/usuario).

Se define el Costo por usuario equivalente (\$ por usuario) de la siguiente forma:

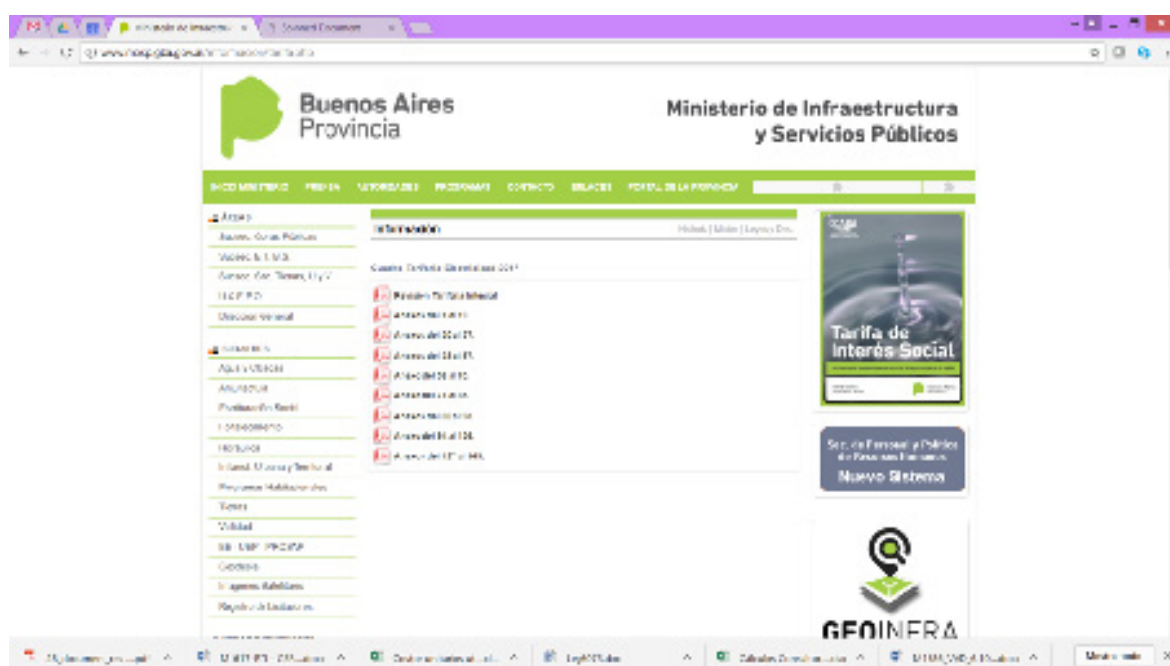
$$\text{Costo por usuario equivalente} = \text{Costo Operativo total} / \# \text{ Usuarios equivalentes}$$

Sobre la base de la variable explicativa y los indicadores mencionados, se analizó la consistencia de los resultados obtenidos.

1.2 / METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CUADROS TARIFARIOS

Considerando los ingresos requeridos VAD resultantes del estudio de RTI y factores de forma y caracterización representativos de las modalidades de consumo de los usuarios de las empresas distribuidoras, se calcularon los cuadros tarifarios de las cuatro empresas distribuidoras. Los mismos fueron los incluidos en la Resolución N° 419 del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, de mayo de 2017.

En el sitio web del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, <http://www.mosp.gba.gov.ar/informacion/tarifa.php>, se incluye la mencionada resolución, y todos sus anexos con los cuadros tarifarios de las empresas.



1.2.2 / Metodología para determinar la fórmula de ajuste del VAD

Para el primer período tarifario posterior a la RTI, se propuso una fórmula de ajuste con una periodicidad anual, y en coincidencia con la fecha de la reprogramación estacional de invierno del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del año 2017.

La componente de las tarifas que reflejan los CPD se deberá ajustar según la siguiente expresión:

$$CPDi_n = [1 + (FA_n - X) / 100] \times CPDi_{n-1}$$

Donde:

$CPDi_n$ es la componente i de cada tarifa que refleja los costos propios de distribución, para el período tarifario "n".

$CPDi_{n-1}$ Ídem para el período "n-1".

X es el factor porcentual de avance tecnológico. Adopta un valor de 0 % (cero por ciento) para el

período tarifario 2017-2022.

FA_n es el factor de ajuste anual correspondiente al período tarifario “n”.

Para determinar el FA_n se propuso indexar los distintos componentes de costos con una periodicidad anual considerando la variación del tipo de cambio (TC), la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), rubro Maquinarias y equipos eléctricos.

El Factor de Ajuste FA_n propuesto para la actualización de los CPD se presenta en la siguiente expresión:

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

Donde:

FA_n es el factor de ajuste anual correspondiente al período tarifario “n”.

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 es el tipo de cambio de referencia publicado por el Banco Central de la República Argentina (BCRA), vigente al último día del mes “m-2”, siendo “m” el primer mes del período tarifario “n”.

TC_0 es el Tipo de Cambio de referencia publicado por el Banco Central de la República Argentina (BCRA), vigente al 31 de Julio de 2016.

IS_n es el Índice de Salarios del Sector Privado Registrado publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el primer mes del período tarifario “n”.

IS_0 es el Índice de Salarios del Sector Privado Registrado publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de Julio de 2016.

$IPIM_n^{mae}$ es el Índice de Precios Internos al Por Mayor, rubro Máquinas y aparatos eléctricos, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el primer mes del período tarifario “n”.

$IPIM_0^{mae}$ es el Índice de Precios Internos al Por Mayor, rubro Máquinas y aparatos eléctricos, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de Julio de 2016.

IPC_n es el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el primer mes del período tarifario “n”.

IPC_0 es el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de Julio de 2016.

Para determinar los ponderadores α y β , se asimió la estructura de costos representativos de la determinación de los CPD reconocidos en la RTI. La propuesta se basó en los siguientes criterios:

- Los costos de capital se desagregaron, de acuerdo con la estructura de costos reconocidos, en costos transables y costos no transables. Los primeros se ajustan por TC, mientras los segundos de acuerdo con la evolución del rubro Máquinas y aparatos eléctricos del IPIM.
- Los costos operativos se desagregaron en costos de mano y obra y resto. Los primeros se ajustan de acuerdo con la evolución del IS, mientras los segundos se actualizan de acuerdo con la evolución del IPC.

ANEXO 3

**COMPARACIÓN RTI
PROVINCIA DE BUENOS AIRES
EDENOR / EDESUR**

1 / Gastos de Exploración

Determinación Coeficientes de Costos de Explotación: Se parte de los valores en \$ presentados en el Informe de BAES-EDEA al CERTI que surgen del modelo de Costos de Explotación.

Se ajusta el valor presentado en el informe al valor reconocido por el CERTI que surge del informe de Mercados Energéticos.

Se divide el valor de cada función de costos por el valor de la variable explicativa de cada función. El valor de la variable se obtiene del Informe BAES-EDEA presentado al CERTI. Se obtienen los coeficientes de costos de explotación.

Gastos de Explotación: Para calcular los Gastos de Explotación se aplican los coeficientes obtenidos a los Datos Característicos de cada Empresa que surgen de la planilla Datos Característicos de ADEERA 2016 publicados en la página WEB: <http://www.adeera.com.ar/reportsstats.aspx>

2 / Determinación del VNR

Típicos Constructivos: Se adoptan los datos de instalaciones que surgen de la planilla de Datos Característicos de ADEERA 2016.

Se calculan los valores en \$/unidad de cada tipo de instalación de acuerdo a la apertura de ADEERA. El valor de cada típico surge del VNR contenido en el Informe de BAES - EDEA Presentado al CERTI. Para determinar el valor se calculó un valor medio de cada típico.

VNR: Para obtener el VNR se multiplica el valor de cada típico por la cantidad de instalaciones correspondiente.

3 / Renumeración del Costo de Capital

Para el cálculo de la remuneración de capital se aplica al VNR el factor de Depreciación y la Tasa de Rentabilidad que se aplicó en la RTI de la Provincia de Buenos Aires (Anexo II del Informe). Se incluye en cada prestador la incidencia del Catch Up. En el caso de la PBA se toman los valores de Catch Up Reconocidos en la RTI. En el caso de EDENOR y EDESUR se adoptó el 10%.

4 / Valor Agregado de Distribución

Se suman los componentes obtenidos en los puntos 1) y 3) Gastos de Explotación y Remuneración del Costo de Capital de las 6 Empresas.

5/ Comparación

Para realizar la comparación se utilizan los valores obtenidos en el Punto 4 con los valores reconocidos en la RTI. Para los valores de la Provincia de Buenos Aires se utilizan los ingresos reconocidos. En el caso de EDENOR y EDESUR se toman los valores reconocidos a EDENOR y a EDESUR. Como el ENRE publicó los valores a Dic 15 y Ene-17, se actualizan los valores VAD de EDENOR y EDESUR a Julio -16 que es la fecha de la RTI de la Provincia de Buenos Aires. Para actualizar estos valores se utiliza la fórmula de actualización del ENRE.

ANEXO 4

**OBRAS EN PROYECTO,
EJECUTADAS Y EN EJECUCIÓN
ENTRE 2014 - 2019 FREBA**

Respecto del período 2014-2019 se pueden citar las siguientes obras, las cuales muchas de ellas finalizaron y otras se encuentran en estado de Estudio, Licitación u Obra:

Región Atlántica

- Adecuación LAMT 33 kV **Miramar - San José** (Proyecto)
- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **Barker (TR 40 MVA)** (Finalizada)
- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV Chascomús (Segundo TR 30/30/20 MVA para reserva) (Finalizada)
- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **Miramar (2TR 30 MVA)** (Finalizada 1º etapa)
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Egaña** (Finalizada)
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Ranchos** (Finalizada)
- Ampliación celdas 13,2 kV ET Nueve de Julio, **Mar del Plata** (Finalizada)
- Ampliación de capacidad de transformación en ET, **Olavarría 500 kV** (Finalizada)
- Ampliación de la capacidad de transformación en ET 132/33/13,2 kV **Mar de Ajo** (Finalizada 1º etapa)
- Ampliación de la capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **Monte** (2TR 30/20/30 MVA) (Finalizada)
- Ampliación ET 132/33/13,2 kV **Las Toninas - Segunda Etapa** (Finalizado Estudios Previos)
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Oriente** (Segundo TR)
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Pico de Oro** (Finalizada)
- Ampliación ET 33/13,2 kV **San Cayetano** (En Obra)
- Ampliación ET 132/33/13,2 kV **Valeria del Mar** (Finalizada)
- Estudios Ampliación ET **Mar del Tuyú** (Finalizado Estudios Previos)
- ET 33/13,2 kV **Castelli** (Finalizada)
- ET 33/13,2 kV **El Moro** (Finalizada)
- ET 33/13,2 kV **Lezama** (En Obra)
- ET 33/13,2 kV **Parque Industrial Tandil** (Finalizada)
- ET 33/13,2 kV **Santamarina** (Finalizada)
- ET 33/13,2 kV **Villanueva** (Finalizada)
- Instalación de reguladores de tensión 13,2 kV ET 33/13,2 kV **Egaña** (Finalizada)
- Instalación reguladores de tensión 13,2 kV **Alimentación a Mechongue** (Finalizada)
- LAMT 13,2 kV La Dulce - **San José** (Finalizada)
- LAMT 13,2 kV Tapalqué - **Crotto** (Finalizada)
- Nueva ET 132/33/13,2 kV **Ayacucho y vinculación en 132 kV** (En obra)
- Nueva ET 132/33/13,2 kV **General Belgrano y vinculación en 132 kV** (Finalizados Estudios Previos)
- Nueva ET 132/33/13,2 kV **Parque Industrial Mar del Plata y vinculación en 132 kV** (En Obra)
- Nueva ET 132/33/13,2 kV **Tandil Industrial y vinculación en 132 kV** (En Obra)
- Reestructuración LAMT 33 kV **Quequén - Lobería** (Finalizada)
- Remplazo de celdas de 13,2 kV en ET 33/13,2 kV **Otamendi** (Finalizada)
- Ampliación Estación Transformadora 33/13,2 kV **Otamendi** (En Obra)
- Vinculación en 132 kV ET Norte y ET Ruta 2 **Mar Del Plata** (En Obra)

- Ampliación ET **Quequén** 132/33/13,2 kV *(Finalizados Estudios Previos)*

Región Norte

- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **Colón** (2°TR 30/20/30 MVA) *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **Salto** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **San Antonio de Areco** (TR 30/20/30 MVA) *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Parada Robles** (2x7,5/10 MVA) *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Agustina** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Alberti** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Arenaza** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Cañada Seca** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Flandria** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **General Pinto** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Moctezuma** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Navarro** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Open Door - Luján** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Roberts** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Suipacha** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 66/33/13,2 kV **25 de Mayo** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 66/33/13,2 kV **Rivadavia** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación Rebaje 33/13,2 kV **Chivilcoy** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad transformación ET 132/33/13,2 kV **Henderson** (Remplazo TR de 10 MVA por TR 20/20/6,6 MVA) *(Finalizada)*
- Ampliación Centro de Distribución de 33 kV **Trenque Lauquen** *(Finalizada)*
- Ampliación de capacidad de transformación en ET **Henderson** 500 kV (Canon Res SE 001/2003) *(Finalizada)*
- Ampliación de celdas de 13,2 y 33 kV ET 132/33/13,2 kV **Campana III** *(En Obra)*
- Ampliación de ET 132/33/13,2 kV **Chivilcoy** (3 nuevas celdas 13,2) *(Finalizada)*
- Ampliación de ET 33/13,2 kV PASA - **Campana** *(En Obra)*
- Ampliación de la capacidad de transformación en ET 132/33/13,2 kV **IMSA** *(En Obra)*
- Ampliación de la capacidad de transformación en ET 132/33/13,2 kV **Lincoln** *(Finalizada)*
- Ampliación de la capacidad de transformación en ET 132/33/13,2 kV **Luján** *(Finalizada)*
- Ampliación de la capacidad de transformación en ET 132/33/13,2 kV **Rojas** (Remplazo 1TR 15/10/15 MVA por 1 TR 30/20/30 MVA) *(Finalizada)*
- Ampliación ET 132/33/13,2 kV CT **San Nicolás** - Construcción sistema barras 13,2 kV *(Finalizada)*
- Ampliación ET 132/33/13,2 kV **Henderson** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 132/33/13,2 kV **Luján II** (Segundo TR de 30/20/30 MVA) *(Finalizada)*
- Ampliación ET 132/33/13,2 kV **Saladillo** - Nueva salida de 13,2 kV *(En Obra)*

- Ampliación ET 132/33/13,2 kV **Salto** (nueva celda de 13,2 kV) *(En Obra)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Acevedo** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Ascención** - Campos 33 kV *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Baigorrita** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Cardalito** - Instalación de reguladores de tensión de 13,2 kV *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Cardalito** - Segundo TR 33/13,2 kV *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Ferré** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Gorrasi** *(En obra)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Laplacette** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Las Toscas** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Los Cardales** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **O'Brien** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **San Andrés de Giles** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Tiburcio** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Vedia** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Villa General Savio** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 66/33 kV **Tres Lomas** (TR 8 MVA) *(Finalizada)*
- Ampliación ET 66/33/13,2 kV **Salliquelo** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 66/33/13,2 kV **Tres Lomas** (TR 10 MVA) *(Finalizada)*
- Ampliación ET **Chacabuco** 132/33/13,2 kV *(Finalizada)*
- Ampliación ET **Conesa** 33/13,2 kV *(Finalizada)*
- Ampliación ET **General Arenales** 33/13,2 kV *(Finalizada)*
- Ampliación ET **Henderson TRANSBA** 132/33/13,2 kV *(Finalizada)*
- LAMT 33 kV **San Antonio de Areco - Carmen de Areco** *(Finalizada)*
- Estudios ET Nueva ET **Pergamino Industrial** *(En obra)*
- ET **25 de Mayo** 500/132 kV y vinculaciones en 132 kV *(En obra)*
- Instalación de compensación shunt en ET 33/13,2 kV **Viamonte** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión 13,2 kV **Alimentación a El Triunfo** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión 13,2 kV alimentación a **Ferré** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión 13,2 kV ET 33/13,2 kV **Pedernales** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión 7,6 kV - 100 A en ET 33/13,2 kV **Bunge** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión 7,62 kV Alimentación **CRE-Bragado** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión 7,62 kV en ET 33/13,2 kV **Arroyo Dulce** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión de 33 kV en ET 33/13,2 kV **Ameghino** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión de 33 kV en ET 33/13,2 kV **Arenaza** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión de 33 kV en ET 33/13,2 kV **Las Toscas** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión de 33 kV en ET 33/13,2 kV **Piedritas** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión de 33 kV en ET 33/13,2 kV **Tiburcio** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión de 33 kV en ET 33/13,2 kV **Vedia** *(Finalizada)*

- Instalación de reguladores de tensión en **Quiroga** *(Finalizada)*
- Instalación de reguladores de tensión 33 kV **ET Vedia** *(Finalizada)*
- Instalación reguladores de tensión 13,2 kV Alimentación a **La Angelita** *(Finalizada)*
- Instalación reguladores de tensión 13,2 kV en ET 33/13,2 kV **Alfonzo** *(Finalizada)*
- Instalación reguladores de tensión 13,2 kV ET **Agustina** *(Finalizada)*
- Instalación Reguladores de Tensión 7,62 KV - 100 A en ET 33/13,2 kV **Charlone** *(Finalizada)*
- LAMT 33 kV **Mercedes - San Andrés de Giles** *(Finalizada)*
- LAMT 33 kV **Saladillo - Mones Cazón** - Primera Etapa *(Finalizada)*
- LAMT Salto - **Gahan** (Devolución préstamo FEDEI) *(Finalizada)*
- LAT 132 kV Corredor Norte (**Sarmiento-Arrecifes-Salto**) *(Finalizados Estudios Previos)*
- Nueva Barra 132 kV **San Antonio de Areco** y vinculación en 132 kV *(Adquisición de terreno y Estudios Previos realizados)*
- Nueva ET 132/33/13,2 kV **Bolívar** y vinculación en 132 kV *(Obra Plan Mas Cerca - Desde FREBA sólo se adquirió equipamiento para reserva)*
- Nueva ET 132/33/13,2 kV **9 de Julio y LAT** de 132 kV *(Etapa de estudios y confección de pliegos. Se está finalizando informe factibilidad traza LAT 132 kV desde ET 25 de Mayo)*
- Nueva ET 132/33/13,2 kV **Pergamino Industrial** y vinculación en 132 kV *(En etapa de estudios)*
- Nueva ET 132/33/13,2 kV **San Nicolás Norte** y vinculación en 132 kV *(En etapa de licitación - Se adquirieron los transformadores)*
- Nueva ET 132/33/13,2 kV **San Pedro Industrial** y vinculación en 132 kV
- Nueva ET 33/13,2 kV **Cucullú** *(Finalizada)*
- Nueva ET 33/13,2 kV **Rebaje Todd** *(Finalizada)*
- Nueva ET 33/13,2 kV **Roque Pérez II** *(Finalizada)*
- Nueva LAMT 33 kV **Trenque Lauquen - Pellegrini** (Primera etapa: Mari Lauquen - Pellegrini) y ampliación ET 33/13,2 kV **Pellegrini** (nuevo campo entrada LAMT 33 kV) *(En obra)*
- Nueva LAMT 33 kV **Gral. Arenales-Arribeños - Nueva ET Arribeños 33/13,2 kV** *(Finalizada)*
- Nueva LAT 132 kV doble terna **ET Chivilcoy - nueva ET 132/33/13,2 kV Chivilcoy II y nueva ET 132/33/13,2 kV Chivilcoy II** *(Obra a Ejecutarse por DEBA con préstamo CAF- FREBA realizó la Adquisición de terreno y Estudios Previos realizados)*
- Nueva LAT 132 kV **San Antonio de Areco II - San Andrés de Giles y nueva ET 132/33/13,2 kV San Andrés de Giles** *(Obra a Ejecutarse por DEBA con préstamo CAF- FREBA realizó la Adquisición de terreno y Estudios Previos realizados)*
- Nuevo vínculo 33 kV DT **Mercedes - Navarro** con línea **Mercedes - Suipacha** *(Finalizada)*
- Obras del Oeste (Nueva LAT 132 kV **Henderson - Pehuajo - G Villejas y Nueva ET Pehuajó 132/66/33/13,2 kV y G Villegas 132/33/13,2 kV**) *(En obra)*
- Reestructuración LAMT 33 kV **Junín - Viamonte - Etapa 1** *(Finalizada)*
- Reestructuración LAMT 33 kV **Monte - Lobos Etapa 1** *(Finalizada)*
- Remodelación ET 33/13,2 kV **Islas** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV y LAMT 33 kV **El Dorado** *(En obra)*
- Vínculo doble terna 33 kV Alimentador **5-50 y 4-33** *(En obra)*

Región Sur

- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **Carmen de Patagones** (2°TR) *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **Coronel Rosales** *(En obra)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **Coronel Suarez** (2°TR de 30 MVA) *(Se adquirieron los Transformadores)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **Punta Alta** (nuevo TR 30 MVA) *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 132/33/13,2 kV **Torquinst** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV "A" **Bahía Blanca** *(En obra)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV Norte III **Bahía Blanca** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Pehuen Co** *(Finalizada)*
- Ampliación capacidad de transformación ET 33/13,2 kV **Saldungaray** *(Finalizada)*
- Ampliación de la capacidad de transformación en ET 132/33/13,2 kV **Monte Hermoso** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 132/33/13,2 kV Carmen de Patagones: Nuevos campos de 33 kV salidas a nuevas ET 33/13,2 kV **Patagones Este y Oeste** *(En obra)*
- Ampliación ET 132/33/13,2 kV Urbana **Bahía Blanca** (celda en 33 kV) *(En obra)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Carhué** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Casbas** *(Finalizada)*
- Ampliación ET 33/13,2 kV **Cerri** *(Finalizada)*
- Nueva ET 132/33/13,2 kV Chañares y vinculación en 132 kV *(Finalizada)*
- Nueva ET 132/33/13,2 kV Puan y vinculación en 132 kV *(Finalizada)*
- Nueva ET 33/13,2 kV "F" Bahía Blanca *(En Obra)*
- Nueva ET 33/13,2 kV Cabildo y vinculación en 33 kV *(En Obra)*
- Nueva ET 33/13,2 kV Pigüe 2,5 MVA y obras complementarias *(Finalizada)*
- Nueva ET 33/13,2 kV Sierra de La Ventana *(Finalizada)*
- Nueva LAT 132 kV **Coronel Suarez - Guamaní** y nueva ET 132/33/13,2 kV **Guamaní** OBRA A EJE CUTARSE POR DEBA CON FONDOS CAF. Se adquirió terreno. Estudios y Pliegos terminados.
- Reestructuración LAMT 33 kV Doble Terna **Punto "E" - ET Cerri** *(Finalizada)*
- Reestructuración LAMT 33 kV **Grumbein - Cabildo** *(Finalizada)*
- Reestructuración LAMT 33 kV **Grumbein - Rafael Obligado** *(Finalizada)*
- Repotenciación **LAMT Torquinst - Chasico** *(Finalizada)*
- Tendido subterráneo de 33 kV entre **ET Urbana y ET "D"** *(Finalizada)*
- Vinculación en 33 kV **Monte Hermoso - Pehuén Co** (En estudios) *(Finalizada)*
- Ampliación **ET Norte II** 132/33/13,2 kV *(Finalizada)*
- Nueva LAMT **La Gruta - Villa Ventana** *(Finalizada)*
- Nueva ET 33/13,2 kV **Nicolás Levalle** (Las Salinas) *(En Obra)*

Región Río de la Plata

- Nueva ET Este 1 x 132/13,2 kV 40 MVA más vinculaciones en 132 kV *(Finalizada)*
- Nueva ET Sur 1 x 132/13,2 kV 40 MVA más vinculaciones en 132 kV *(Finalizada)*

ANEXO 5

PLAN DE OBRAS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Atlántica	Ampliación ET Miramar (1º Etapa): contempla el reemplazo del transformador T1MR 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/20/30 MVA.	Dic -18	Evitar restricciones de demanda durante la época estival a las localidades de Miramar, Mechongué, Cte. N. Otamendi, Mar del Sur y Centila del Mar.
Norte	Ampliación ET Lincoln (1º etapa): contempla el reemplazo de los transformadores T1LI y T2LI 132/33/13,2 kV de 10/10/15 MVA por una máquina de 30/10/30 MVA.	Dic -18	Evita restricciones de demanda debido a la sobrecarga de los transformadores (T1LI y T2LI) que actualmente operan al límite de su capacidad nominal.
Atlántica	Ampliación ET Mar de Ajó (1ª Etapa): Contempla el reemplazo del transformador T2MJ 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/10/30 MVA.	Dic -18	Evita restricciones de demanda debido a la sobrecarga del transformador T2MJ que opera al límite de su potencia nominal.
Sur	Nueva ET "Puán": Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 2x30/30/20 MVA.	Dic -18	Evita restricciones de demanda debido a la saturación de los transformadores de la ET Pigüé TRANSBA, además de mejorar la calidad del abastecimiento energético a las localidades de Puán y Darregueira, incluyendo las poblaciones de Azopardo, 17 de Agosto, Felipe Solá, Bordenave y Villa Iris.
Río de la Plata	Nueva ET "Brandsen" de 1x30/30/20 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la apertura de la LAT 132 kV Monte - Chascomús, más dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -18	Mejora sustancialmente el abastecimiento a la localidad de Brandsen y alrededores, permitiendo eliminar las unidades de generación móvil local en la región por 9,5 MW.
Atlántica	Vinculación 132 kV Mar del Plata-Villa Gesell en doble terna (autorización provisoria del ENRE por el Ver. 2018-19, hasta la E/S de la ET Vivotatá 500/132 kV).	Dic -18	Permitió sostener el abastecimiento de la demanda de la zona atlántica norte de manera provisoria, logrando una mejor regulación de tensión en el corredor de 132 kV Villa Gesell y San Clemente. No obstante, es fundamental la culminación de la obra definitiva de la nueva ET Vivotatá 500/132 kV.
Norte	Ampliación ET IMSA (Junín): Contempla la instalación de un segundo transformador de potencia (T2IM) de 15/10/15 MVA-132/33/13,2 kV y campos asociados, y la construcción de barras de 33 kV.	Oct -19	Evita restricciones de demanda debido a la saturación de los transformadores de las EETT IMSA y Junín de TRANSBA, permitiendo reducir generación móvil vinculada a la red de Subtransmisión de 33 kV de la zona. No obstante, la CT GEED Junín de 22.4 MW vinculada a barras de 13.2 kV de la ET Junín debe mantenerse operativa para escenarios de alta transferencia de demanda para regular tensión en el corredor de 132 kV Bragado - Pergamino.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Norte	Nueva ET "25 de Mayo" 500/132 kV de 2x300 MVA la cual se vinculará al Sistema Eléctrico de Extra Alta Tensión mediante la apertura de una de las ternas del corredor 500 kV Chocón - Ezeiza, más precisamente la terna denominada "Ezeiza N°2 o Norte"(estructura N°461), distante a unos 150 km aproximadamente de la ET Henderson y a unos 150 km de la ET Ezeiza; más el seccionamiento de la línea de 132 kV Bragado - Saladillo (a 53.9 km de la ET Bragado y a 30 km de la ET Saladillo) y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 4,5 km de longitud para su vinculación al Sistema por Distribución Troncal.	Nov -19	Obra fundamental para el abastecimiento del área centro de la Provincia de Bs. As., que actualmente presenta serios problemas de regulación de tensión y es sostenido debido al importante despacho de generación térmica forzada instalado en distintos nodos de la región. Permite desconectar las CT GEED Lincoln.
Atlántica	Nueva ET "Tandil Industrial": Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA, el seccionamiento de la línea de 132 kV Olavarría - Tandil y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 0,4 km de longitud, más dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Feb -20	Asegura el abastecimiento al partido de Tandil, permitiendo el desarrollo industrial de la zona, descargando además los transformadores de la ET Tandil. Adicionalmente permite una mejor flexibilidad operativa de la red de distribución en media tensión.
Norte	Nueva LAT 132 kV 25 de Mayo - Chivilcoy de 68 km, más la construcción de un campo de salida de línea en 132 kV en la ET Chivilcoy TRANSBA.	Abr -20	Obra fundamental para el abastecimiento del área centro de la Provincia de Bs. As., que actualmente presenta serios problemas de regulación de tensión y es sostenido debido al importante despacho de generación térmica forzada instalado en distintos nodos de la región. Permite desconectar las CT GEED Lincoln.
Atlántica	Ampliación ET Miramar (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de equipos existentes.	Jun -20	Eliminar generación térmica distribuida por 20 MW y evitar restricciones de demanda durante la época estival a las localidades de Miramar, Mechongué, Cte. N. Otamendi, Mar del Sur y Centila del Mar.
Norte	Ampliación ET Lincoln (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de equipos existentes.	Jun -20	Reducción del 50% de la generación térmica distribuida (15 MW instalados actualmente). Evita restricciones de demanda debido a la sobrecarga de los transformadores que actualmente operan al límite de su capacidad nominal.
Atlántica	Ampliación ET Mar de Ajó (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de equipos existentes.	Jun -20	Evita restricciones de demanda debido a la sobrecarga del transformador T2MJ que opera al límite de su potencia nominal y la necesidad de incorporar generación móvil durante la época de verano.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Sur	Ampliación ET Carmen de Patagones: Con el fin de aprovechar los devanados de 33 kV de los transformadores de potencia emplazados en la Estación Transformadora mediante la construcción de barras de 33 kV y acoplamiento longitudinal, dos (2) campos exteriores de 33 kV para los dos transformadores de potencia existentes y la incorporación de nuevas salidas interperie en el nivel de 33 kV	Jun -20	Permite mejorar el abastecimiento eléctrico de la región mediante el desarrollo del Sistema de Subtrasmisión de 33 kV.
Atlántica	Nueva ET "Mar del Plata Industrial" 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y Seccionamiento LAT 132 kV Mar del Plata - Miramar, más dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Sep -20	Mejora sustancialmente el abastecimiento a la zona sur de la localidad de Mar del Plata y zona industrial.
Atlántica	Abastecimiento Partido de La Costa: Alternativa 1) Ampliación ET Las Toninas, la cual contempla la instalación de un segundo transformador de potencia de 30/30/20 MVA; 2) Nueva ET Santa Teresita 132/33/13.2 kV de 2x30/30/30 MVA, con dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -20	Evita restricciones de demanda debido a la sobrecarga del transformador T1LO que opera al límite de su potencia nominal, y la necesidad de incorporar generación móvil durante la época de verano.
Atlántica	Ampliación ET Balcarce: Reemplazo del T1BL de 15/10/15 MVA por uno de 30/30/20 MVA y la construcción de un campo de acoplamiento de barras en 33 kV.	Dic -20	Asegura el abastecimiento al partido de Balcarce, permitiendo el desarrollo de la región.
Sur	Abastecimiento nodo Tornquist: Alternativa 1) Ampliación ET Tornquist, mediante el reemplazo del transformador T1TO por una máquina de 30/30/20 MVA o la instalación de un 2do. Transformador de 15/10/15 MVA; Alternativa 2) Vincular la LAMT 33 kV Norte II (Bahía Blanca)-Tornquist a barras de 33 kV (de TRANSBA) de la ET TRES PICOS del PE ENERGETICA I, la cual tendrá instalado un TR de 110/110/40 MVA-132/33/13.2 kV, la cual se vinculará al SADI mediante la apertura de la LAT 132 kV Bahía Blanca-Tornquist.	Dic -20	Evita restricciones de demanda debido a la sobrecarga del transformador T1TO que opera al límite de su potencia nominal, y la necesidad de incorporar generación móvil en escenarios de alta demanda.
Atlántica	Ampliación ET Gonzalez Chaves: Reemplazo del transformador T1GC de 10/10/3, 3 MVA por uno de 15/10/15 MVA y obras de adecuación asociadas.	Dic -20	Evita restricciones de demanda debido a la sobrecarga del transformador T1GC que opera al límite de su potencia nominal, y la necesidad de incorporar generación móvil en escenarios de alta demanda.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Atlántica	Nueva ET "Vivoratá" 500/132 kV de 2x450 MVA y reactor de barra de 80 MVar, LEAT 500 kV Bahía Blanca - Vivoratá de 407 km de longitud, reactores de línea 1x150 MVar en Bahía Blanca y 2x80 MVar en ET Vivoratá y vinculaciones de 132 kV al área atlántica: Villa Gesell (dos ternas), Mar del Plata (cuatro ternas), Balcarce y Quequén.	Dic -20	Mejora sustancialmente el abastecimiento a la costa atlántica, otorgando una mayor confiabilidad al sistema eléctrico de la región, evitando el despacho de generación forzada.
Atlántica	Nueva "ET Ayacucho" 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y seccionamiento LAT 132 kV Tandil - Las Armas, más dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -20	Mejora el abastecimiento a la localidad de Ayacucho y aledaños a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando restricciones de demanda y eliminando las unidades de generación móvil local en la región por 5,6 MW.
Norte	Ampliación ET Ramallo: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un 2º transformador de 300 MVA - 220/132/13.2 kV	Dic -20	Asegura el abastecimiento al área Ramallo.
Norte	Ampliación ET RAMALLO: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un 2º transformador de 300 MVA - 500/220/13.2 kV	Dic -20	Incrementa la capacidad de transformación de la ET, reduciendo la dependencia del despacho forzado de generación en la zona, mejorando la vinculación e inyección de potencia al corredor de 220 kV.
Atlántica	Ampliación ET "Gral.. Madariaga": Aumento de la capacidad de transformación mediante el reemplazo del transformador T1GD por una máquina de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV y obras de adecuación asociadas.	Dic -20	Otorga mayor confiabilidad en el abastecimiento de la localidad de Gral. Madariaga y alrededores, favoreciendo el desarrollo de la región.
Atlántica	Nuevo vínculo 132 kV en doble terna de 19 km de longitud (km subterráneo y 14 km aéreo) entre las EETT Norte y Ruta 2, más la instalación de sistema de celdas GIS de 132 kV en ET Ruta 2.	Ene -21	Mejora el abastecimiento a la localidad de Santa Clara del Mar y aledaños a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando restricciones de demanda.
Norte	Nueva ET "General Villegas" 132/33/13,2 kV de 1x30/20/30 MVA, la construcción de la LAT 132 kV Pehuajó - Gral. Villegas de 140 km y un campo de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Mar -21	Eliminar generación térmica distribuida por 23,5 MW de la CT GEED Gral. Villegas, necesaria en la actualidad para sostener el abastecimiento energético.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Atlántica	Ampliación ET Quequén : Ampliación a la capacidad de transformación mediante la el reemplazo del transformador T1QU de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV por uno de 30/30/30 MVA y la instalación de un segundo transformador de potencia de 30/30/30 MVA. Contempla además el seccionamiento de la LAT 132 kV Mar del Plata – Necochea mediante la construcción de una unidad de bahía GIS con doble barra de 132 kV con campo de acoplamiento transversal y dos campos de salida de línea en 132 kV, uno hacia Mar del Plata y otro a Necochea.	Jun -21	Evita restricciones de demanda debido a la saturación del transformador T1QU de la ET Quequén TRANSBA y la necesidad de incorporar generación móvil durante la época de verano.
Norte	Nueva LAT 132 kV Chacabuco Industrial - Junín de 40 km, la construcción de sendos campos de salida de línea de 132 kV en ambas EETT y Ampliación ET IMSA mediante el reemplazo del transformador T2IM de 15/10/15 a 30/20/30 MVA.	Jun -21	Aprovechar la inyección de potencia desde la CT Salto II de mayor eficiencia (Res. SEE N°21/2016), la cual posee una TG de 60 MW. Así se elimina la generación térmica distribuida por 22,4 MW de la CT GEED Junín, necesaria para regular tensión en el corredor de 132 kV Bragado - Pergamino.
Norte	Nueva ET “Lobos” 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de un campo de salida de línea 132 kV y la construcción de una LAT 132 kV Cañuelas-Lobos de 42 km de longitud más un campo de salida de línea 132 kV en la ET Cañuelas.	Jun -21	Elimina 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. Además permite vincular el Sistema de 132 kV de la Provincia desde un nodo fuerte de 500 kV como Ezeiza, a través de la vinculación con ET Cañuelas.
Sur	Nueva ET Sur (Bahía Blanca) 132/33/13,2 kV de 2x45/30/45 MVA y vinculación al SADI mediante el seccionamiento de la LAT 132 kV Chañares - Petroquímica y la construcción de dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Jun -21	Mejora el abastecimiento de la zona sur de la localidad de Bahía Blanca, otorgando mayor flexibilidad operativa de la red de distribución.
Norte	Nueva ET Bolívar 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea 132 kV y el seccionamiento de la línea de 132 kV Henderson - Olavarría y nueva LAT 132 kV doble terna de 45 km hacia la nueva ET Bolívar.	Dic -21	Mejora el abastecimiento a la localidad de Bolívar y aledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando restricciones de demanda y eliminando las unidades de generación móvil local en la región por 7,9 MW.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Norte	Abastecimiento Nodo 9 de Julio: Alternativa 1). Nueva ET "9 de Julio" 132/33/13,2 kV de 2x40/40/40 MVA, la construcción de la LAT 132 kV 25 de Mayo - Nueve de Julio de 78 km y dos campos de salida de línea para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal; Alternativa 2). Nueva ET "NUEVE DE JULIO" 132/33/13,2 kV de 2x40/40/40 MVA, la construcción de la LAT 132 kV Bragado - 9 de Julio de 71 km y dos campos de salida de línea para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -21	Mejora el abastecimiento a la localidad de 9 de Julio y aledaños a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando restricciones de demanda y eliminando las unidades de generación móvil local en la región por 7 MW.
Norte	Nueva ET "Chivilcoy II" 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea 132 kV y seccionamiento LAT 25 de Mayo - Chivilcoy y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 14 km de longitud hasta la nueva ET "Chivilcoy II".	Dic -21	Evita restricciones en el abastecimiento del suministro energético en escenarios de alta demanda debido a la elevada carga de los transformadores de potencia (T1CI y T2CI) y la incorporación de generación móvil. Otorga una mayor flexibilidad operativa en la red de distribución en media tensión otorgando una mayor flexibilidad operativa en la red de distribución en media tensión al contar con una segunda ET AT/MT. Permite el desarrollo de la localidad y alrededores.
Norte	Ampliación ET Villa Lía de 220/132 kV, mediante la construcción de doble juego de barras de 132 kV, acoplamiento de barras y nuevo Edificio de Comando; construcción de una LAT 132 kV Villa Lía-C. Sarmiento de 43 km y una nueva ET "CAPITÁN SARMIENTO" 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de un campo de salida de línea 132 kV. Apertura de T y LAT de 132 kV 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 S.A. de Areco. S.L a S.A. Areco.	Dic -21	Mayor aprovechamiento de la potencia instalada en la ET Villa Lía 220/132 kV (150 MVA) a través de la ampliación de la misma, generando una nueva vinculación en 132 kV hacia Capitán Sarmiento. Mejora además el abastecimiento de las localidades de C. Sarmiento y C. de Areco, permitiendo eliminar las Centrales GEED instalada en Arrecifes por 20 MW y C. Sarmiento por 5 MW.
Atlántica	Ampliación ET Villa Gesell 132/33/13,2 kV: Reemplazo del transformador T2GV de 15/10/15 MVA por uno de 40/30/40 MVA y obras de adecuación asociadas.	Dic -21	Evita restricciones de demanda durante la época estival debido al elevado nivel de carga del transformador (T2GV) y la incorporación de generación térmica móvil para sostener el suministro energético.
Norte	Ampliación ET San Pedro 132/33/13,2 kV: Reemplazo de uno de los transformadores de 15 MVA (T1SH y T2SH) por una máquina de 30/20/30 MVA y obras de adecuación asociadas.	Dic -21	Evita restricciones de demanda debido al elevado nivel de carga de los transformadores de potencia y la incorporación de generación térmica móvil para sostener el suministro energético.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Norte	Nueva ET "S.A. De Giles" de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, la construcción de una nueva LAT 132 kV S.A. de Giles - S.A. de Areco II de unos 26 km de longitud, más un campo de salida de línea 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -21	Mejora el abastecimiento a la localidad de S.A. de Giles y aledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando restricciones de demanda y la incorporación de generación térmica móvil para sostener el suministro energético.
Norte	Nuevo Puesto de Seccionamiento y Maniobra "S.A. de Areco II" con tres (3) campos de salida de línea de 132 kV y la construcción de una nueva línea de 132 kV en doble terna entre el punto de apertura de la LAT 132 kV San Antonio de Areco y la Derivación a Campana/Villa Lía ("T" A 1CAVL1) y el Puesto de Seccionamiento y Maniobra de 132 kV S.A. de Areco II, de unos 6 km de longitud.	Dic -21	Mejora el abastecimiento a la localidad de S.A. de Giles y aledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando restricciones de demanda y la incorporación de generación térmica móvil para sostener el suministro energético.
Sur	Nueva ET "Guaminí" de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de un nueva LAT 132 kV Guaminí - Cnel. Suárez de unos 62 km de longitud, más dos campos de salida de línea 132 kV, uno en ET Guaminí y otro en ET Cnel. Suárez, para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -21	Mejora el abastecimiento a la localidad de Guaminí y aledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando restricciones de demanda por problemas de regulación de tensión del Sistema de Subtransmisión de 33 kV y la incorporación de generación térmica móvil para sostener el suministro energético.
Atlántica	Ampliación ET Monte Hermoso: Aumento de la capacidad de transformación mediante la instalación de una segunda máquina de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV y campos asociados.	Dic -21	Evita restricciones de demanda debido a la saturación del transformador T1MH de la ET Monte Hermoso TRANSBA y la necesidad de incorporar generación móvil durante la época de verano.
Norte	Ampliación ET Chacabuco: Aumento de la capacidad de transformación mediante el reemplazo del actual transformador T2CB de 15/10/15 MVA por otro de 30/20/30 MVA y obras de adecuación asociadas.	Dic -21	Evita restricciones de demanda debido a la sobrecarga del transformador T2CB que opera al límite de su potencia nominal, y la necesidad de incorporar generación móvil en escenarios de alta demanda.
Norte	Nueva ET Charlone 500/132 kV de 2x300 MVA, con dos reactores de barra de 500 kV de 50 MVar c/u, la cual se vinculará al Sistema Eléctrico de Extra Alta Tensión mediante la Línea de 500 kV Río Diamante - Cnel. Charlone de 490 km de longitud, la cual contempla dos reactores de línea de 120 MVar en cada extremo.	Dic -21	Esta obra permite evacuar la futura generación hidráulica y renovable a instalarse en la zona de Cuyo y Comahue hacia el área de GBA. La estación Coronel Charlone permite alimentar zonas de cuatro provincias (Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba y La Pampa), particularmente en la PBA, mejora el abastecimiento de la zona oeste permitiendo la vinculación de Gral. Villegas a un nodo de 500 kV.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Norte	Nueva LAT 132 kV Charlone - Gral. Villegas de aproximadamente unos 45 km de longitud, más la construcción de un campo de salida de línea en 132 kV en ET Gral. Villegas.	Dic -21	Permite mejorar el abastecimiento eléctrico a la región oeste de la Provincia de Buenos Aires mediante la vinculación de Gral. Villegas a un nodo de 500 kV.
Norte	Nueva ET "Mercedes II" de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT 132 kV Mercedes - Mercedes Dos de 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, para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -22	Evita restricciones en el abastecimiento del suministro energético en escenarios de alta demanda debido a la elevada carga de los transformadores de potencia (T1MD y T2MD) y la incorporación de generación móvil. Otorga una mayor flexibilidad operativa en la red de distribución en media tensión otorgando una mayor flexibilidad operativa en la red de distribución en media tensión al contar con una segunda ET AT/MT. Permite el desarrollo de la localidad y alrededores.
Norte	Nueva LAT 132 kV Mercedes II - S.A. de Giles de aproximadamente unos 22 km de longitud, más la construcción de un campo de salida de línea en 132 kV en ET Gral. Villegas.	Dic -22	Elimina la condición radial de las EETT S.A. de Giles y Mercedes II, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples.
Norte	Nueva ET "Los Cardales" de 2x45/45/45 MVA-132/33/13.2 kV en las inmediaciones de las RNN°8 y RPN°6 y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, la construcción de una nueva LAT 132 kV P. Industrial Pilar - Los Cardales de aproximadamente unos 11 km de longitud y un campo de salida de línea de 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -22	Permite abastecer la demanda residencial e industrial de la zona aledaña a las RNN°8 y RPN°6, como así también mejorar la calidad en el suministro energético de la red de distribución actual al vincular la misma a un nuevo nodo de 132 kV.
Atlántica	Nueva ET "Gral. Belgrano" de 2x30/30/20 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, la construcción de una nueva LAT 132 kV Gral. Belgrano - Newton de aproximadamente unos 35 km de longitud y dos campos de salida de línea de 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Gral. Belgrano y otro en ET Newton.	Dic -22	Mejora el abastecimiento a la localidad de General Belgrano y aledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando restricciones de demanda y eliminando las unidades de generación móvil local en la región por 1,4 MW.
Norte	Nueva ET "San Nicolás Norte" de 132/33/13,2 kV 2x40/40/40 MVA y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, la construcción de una nueva LAT 132 kV Ramallo - S. Nicolás Norte de aproximadamente unos 13 km de longitud y cuatro campos de salida de línea de 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal	Dic -22	Mejora sustancialmente el abastecimiento a la zona norte de la localidad de San Nicolás de los Arroyos, otorgando una mayor flexibilidad operativa a la red de distribución local, además de permitir el desarrollo urbanístico e industrial.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Norte	Ampliación ET Norte II: Ampliación del Sistema de Barras de 13.2 kV (habilitación de una tercer barra de 13,2kV) e instalación de un tercer transformador 45/30/45MVA con las correspondientes adecuaciones.	Dic -21	Mejora sustancialmente el abastecimiento a la zona norte de la localidad de Bahía Blanca, permitiendo el desarrollo de la misma.
Norte	Ampliación ET Colón: Aumento de la capacidad de transformación mediante la instalación de un 2º 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 niveles de tensión.	Dic -22	Asegurar el abastecimiento de la localidad de Colón y aledaños, favoreciendo el desarrollo de la misma, permitiendo además cubrir la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.
Norte	Abastecimiento a la localidad de Bragado: Alternativa 1). Ampliación ET Bragado, mediante 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 obras de adecuación asociadas; Alternativa 2). Nueva ET "Bragado II" 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y obras de 13,2 y 33 kV asociadas (ubicación a definir), más el seccionamiento de la línea de 132 kV Bragado - Lincoln (a 7 km de la ET Bragado y a 102.4 km de la ET Lincoln) y construcción LAT 132 kV Doble Terna para su vinculación al Sistema por Distribución Troncal.	Dic -22	Permite sostener el abastecimiento de la demanda de la localidad de Bragado y alrededores mediante la construcción de una ET de 132 kV cercana al centro de carga de la localidad, debido a que en el corto plazo no podrá abastecerse la demanda desde la ET 66/13,2 kV.
Atlántica	Ampliación ET Las Armas: Incremento de la capacidad de transformación de la ET mediante la incorporación de un 2do transformador de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV y obras de adecuación asociadas.	Dic -22	Asegura el abastecimiento energético de la localidad de Las Armas y aledaños, permitiendo el desarrollo de la zona, evitando la necesidad de incorporar generación móvil para sostener el servicio en escenario de alta demanda.
Atlántica	Ampliación ET Chascomús: Ampliación a la capacidad de transformación reemplazando el actual transformador T2CU de 15/10/15 MVA por otro de 30/20/30 MVA y obras de adecuación asociadas.	Dic -22	Asegura el abastecimiento energético de la localidad de Chascomús y aledaños, permitiendo el desarrollo de la zona, evitando la necesidad de incorporar generación móvil para sostener el servicio en escenario de alta demanda.
Norte	Nueva ET "Pergamino Industrial" 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 y el seccionamiento de la línea de 132 kV Pergamino - Rojas y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 1,9 km de longitud.	Dic -22	Asegura el abastecimiento al partido de Pergamino, permitiendo el desarrollo industrial de la zona, descargando además los transformadores de la ET Pergamino. Adicionalmente permite una mejor flexibilidad operativa de la red de distribución en media tensión.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Sur	Ampliación ET Punta Alta: Aumento de la capacidad de transformación mediante la el reemplazo del transformador T1PV de 20/20/6,6 MVA MVA por una máquina de 30/30/20 MVA y adecuaciones.	Dic -22	Asegurar el abastecimiento de la localidad de Punta Alta y aledaños, favoreciendo el desarrollo de la misma, permitiendo además cubrir la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.
Norte	Nueva ET "San Pedro Industrial" de 2x30/30/20 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT 132 kV de 3,2 km de longitud y un campo de salida de línea en 132 kV en la ET Papel Prensa para su vinculación al SADI.	Dic -23	Mejora el abastecimiento a la localidad de San Pedro a través de una segunda ET vinculada al sistema de transporte de 132 kV, otorgando una mayor flexibilidad operativa a la red de distribución local, además de permitir el desarrollo de la región.
Norte	Nueva LAT 132 kV Los Cardales-Campana III de aproximadamente unos 14 km de longitud, más un campo de salida de línea en 132 kV en la ET Campana III.	Dic -23	Elimina la condición radial de la ET Los Cardales, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples.
Norte	Seccionamiento LAT 132 kV Campana III - Zárate y vinculación a ET Nueva Campana, dando origen a las líneas de 132 kV N. Campana - Campana III y N. Campana - Zárate, mediante la construcción tramo de LAT 132 kV doble terna y sendos campos de salida de línea en ET Nueva Campana.	Dic -23	Asegura el abastecimiento al nodo Zárate, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples.
Norte	Ampliación ET San Antonio de Areco II: Contempla la instalación de un 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.	Dic -23	Asegura el abastecimiento de la demanda del partido de San Antonio de Areco, permitiendo el desarrollo de la región. Permite contar con una mayor flexibilidad operativa en la red de distribución en media tensión al contar con una segunda ET AT/MT
Norte	Ampliación ET "Villa Lía": Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un 2º transformador de 150 MVA - 220/132 kV	Dic -23	Obra necesaria para poder continuar desarrollando la red de transporte provincial de 132 kV desde el nodo Villa Lía.
Norte	Nueva ET "ARRECIFES" de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT 132 kV C. Sarmiento - Arrecifes de aproximadamente unos 34 km de longitud, más un campo de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -23	Mejora sustancialmente el abastecimiento de la localidad de Arrecifes y alrededores, favoreciendo el desarrollo de la región. Permite además cubrir la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Norte	Nueva LAT 132 kV Arrecifes - Salto de aproximadamente unos 31 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Salto.	Dic -23	Permite exportar mayor potencia desde la ET Villa Lía, minimizando los requerimientos de despacho forzado de generación térmica, eliminando además la condición radial de la ET Arrecifes, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples.
Norte	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.	Dic -23	Permite exportar potencia desde la ET Villa Lía 220/132 kV hacia corredor Baradero - San Pedro, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples.
Norte	Ampliación ET Ramallo Industrial: Aumento de 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.	Dic -23	Mejora el abastecimiento del partido de Ramallo sus localidades, favoreciendo el desarrollo industrial de la región.
Norte	Nueva ET "ROQUE PERÉZ" de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13,2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una nueva LAT 132 kV Lobos - Roque Pérez de aproximadamente unos 36 km de longitud y dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Roque Pérez y otro en ET Lobos.	Dic -23	Mejora el abastecimiento a la localidad de Roque Pérez y alledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando la necesidad de incorporar generación móvil para sostener el servicio.
Atlántica	Ampliación ET Valeria del Mar: Aumento de la capacidad de transformación mediante la incorporación de un 2do transformador de 30/20/30 MVA - 132/33/13,2 kV y obras de adecuación asociadas.	Dic -23	Mejora el abastecimiento de la localidad de Valeria del Mar y alrededores, favoreciendo el desarrollo de la zona. Permite además cubrir la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.
Atlántica	Ampliación ET Azul: Aumento de la capacidad de transformación mediante el reemplazo del actual transformador T3AZ de 15/10/15 MVA por otro de 30/30/20 MVA y obras de adecuación asociadas	Dic -23	Mejora el abastecimiento de la localidad de Azul y alrededores, favoreciendo el desarrollo de la zona. Permite además cubrir la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.
Sur	Ampliación ET Laprida: Aumento de la capacidad de transformación mediante la el reemplazo de los transformadores T1LA de 10/10/3,3 MVA - 132/13,2/13,2 kV y el T3LA de 5 MVA - 33/13,2 kV existentes por una máquina de 15/10/15 MVA y obras de adecuación asociadas.	Dic -23	Mejora el abastecimiento de los partidos de Laprida y Gral. Lamadrid, favoreciendo el desarrollo de la región. Permite además cubrir la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Norte	Ampliación ET ROJAS: Aumento de 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.	Dic -23	Mejora el abastecimiento de la localidad de Rojas y aledaños, favoreciendo el desarrollo de la región. Permite además cubrir la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencias condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.
Norte	Seccionamiento LAT 132 kV Atucha - Zárate y vinculación a ET Las Palmas, dando origen a las líneas de 132 kV Atucha - Las Palmas y Zárate - Las Palmas, mediante la construcción de tramo de LAT 132 kV doble terna y sendos campos de salida de línea en ET Las Palmas	Dic -23	Mejora el abastecimiento del área de Zárate y del corredor Zárate – Ramallo.
Atlántica	Nueva ET “Tres Arroyos II” de 2x30/30/30 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 y el seccionamiento de la línea de 132 kV Tres Arroyos - Cnel. Dorrego, a unos 6 km de la ET Tres Arroyos; y la construcción LAT 132 kV Doble Terna de 5.5 km de longitud.	Dic -23	Mejora sustancialmente el abastecimiento energético de la localidad de Tres Arroyos y alrededores, otorgando una mayor flexibilidad operativa en la red de distribución en media tensión al contar con una segunda ET AT/MT. Además permite potenciar el desarrollo industrial de la zona.
Centro	Nueva LAT 132 kV Chivilcoy II- Chacabuco de aproximadamente unos 46 km de longitud, más la construcción de dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Chivilcoy Dos y otro en ET Chacabuco.	Dic -23	Permite inyectar potencia desde el nodo 25 de Mayo hacia el nodo Chacabuco a través de un segundo circuito, conformando un nuevo corredor de 132 kV 25 de Mayo-Chivilcoy-Chacabuco.
Norte	Ampliación ET Chacabuco Industrial: Aumento de la capacidad de transformación mediante la instalación de una segunda máquina de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV y campos asociados.	Dic -23	Mejora el abastecimiento de la localidad de Chacabuco y aledaños, favoreciendo el desarrollo de la región. Permite además cubrir la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.
Oeste	Ampliación “ET HENDERSON” 132/33/13,2 kV: Reemplazo de los transformadores T5HE de 15/10/15 MVA y del T6HE de 30/20/30 MVA, por dos máquinas de 30/30/20 MVA y obras de adecuación asociadas.	Dic -24	Asegura el abastecimiento de la demanda de los partidos de Hipólito Yrigoyen y Daireaux y sus localidades, permitiendo además cubrir la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Norte	Nueva ET Plomer 500/132 kV de 450 MVA, la cual se vinculará al Sistema Eléctrico de Extra Alta Tensión mediante la Línea de 500 kV Cnel. Charlone - Plomer de 395 km (con 70 % de compensación serie, distribuido en cada extremo acorde a la ubicación prevista para la futura ET intermedia O'Higgins) y cuatro campos de salida de línea en 132 kV (Mercedes/Luján Dos/Navarro/Reserva).	Dic -24	Esta obra es fundamental para el abastecimiento energético de la región noreste de la Provincia de Buenos Aires, permitiendo el desarrollo de la red por distribución troncal de 132 kV provincial, y así poder controlar los niveles de tensión sin la necesidad del despacho forzado de generación térmica.
Norte	Nueva LAT 132 kV Plomer - Mercedes de aproximadamente unos 48 km de longitud, más la construcción de un campo de salida de línea en 132 kV en ET Mercedes.	Dic -24	Permite exportar potencia desde el nodo Plomer hacia corredor 132 kV Bragado - Luján, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples.
Norte	Nueva ET "Navarro" de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT 132 kV Plomer - Navarro de aproximadamente unos 46 km de longitud, más un campo de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -24	Mejora sustancialmente el abastecimiento energético de la localidad de Navarro y aledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando la necesidad de incorporar generación móvil para sostener el servicio para sostener el servicio.
Norte	Nueva LAT 132 kV 25 de Mayo - Bragado (2da. Terna) 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.	Dic -24	Refuerza el abastecimiento al nodo Bragado desde la ET 25 de Mayo 500/132 kV, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples y minimizando la dependencia del despacho forzado de generación térmica en el área.
Norte	Nueva ET "25 de Mayo oII" de 1x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea 132 kV y el seccionamiento de la línea de 132 kV 25 de Mayo 500 kV - Bragado, a unos 9.8 km de la ET 25 de Mayo 500 kV; y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 2 km de longitud.	Dic -24	Mejora sustancialmente el abastecimiento energético de la localidad de 25 de Mayo y aledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando la necesidad de incorporar generación móvil para sostener el servicio.
Sur	Abastecimiento nodo Stroeder: Alternativa 1) Nueva ET Stroeder 1x15/10/15 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 y el seccionamiento de la LAT 132 kV Pedro Luro - Carmen de Patagones; Alternativa 2) Ampliación ET Villalonga del PE Villalonga, la cual se vinculará al SADI mediante el seccionamiento de la LAT 132 kV Pedro Luro - C. de Patagones, a unos 56 km al sur de P. Luro, mediante la instalación de un TR de potencia de 132/33/13.2 kV de 15/10/15 MVA.	Dic -24	Mejora sustancialmente el abastecimiento eléctrico del Partido de Carmen de Patagones y sus localidades, a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV. Con este nuevo punto de inyección se logra que la red de Subtransmisión de 33 kV acometa a barras de la ET 132/33/13.2 kV, acortando las extensas distancias de los corredores de 33 kV.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Sur	Ampliación ET Chañares: Aumento de la capacidad de transformación mediante el reemplazo de los transformadores de 30/20/30 MVA - 132/33/13,2 kV existentes por dos nuevas máquinas de 45/30/45 MVA y obras de adecuación asociadas.	Dic -24	Incrementa la capacidad de transformación de la ET, asegurando el abastecimiento de la zona norte de Bahía Blanca, permitiendo el desarrollo de la localidad.
Sur	Ampliación Estación Transformadora G. Brown 500 kV: Construcción de playa de 132 kV e instalación de banco de transformadores monofásicos conformando un bloque de transformación de 500/132 kV - 600 MVA.	Dic -24	Aumenta la capacidad de transformación 500/132 kV en el área de Bahía Blanca, otorgando nuevas posibilidades de vinculación en el nivel de 132 kV. Permitirá además evacuar una importante potencia hacia el SADI a partir de generación renovable (PPEE), logrando un adecuado desempeño de la red de la zona ante contingencias simples, incluso sino se encuentra disponible la generación local.
Sur	Bypass de las líneas B.B. – P.Luro y B.B.-Tornquist, y vinculación a futura playa de 132 kV de ET 500 kV G. Brown.	Dic -24	Aumenta la capacidad de transformación 500/132 kV en el área de Bahía Blanca, otorgando nuevas posibilidades de vinculación en el nivel de 132 kV. Permitirá además evacuar una importante potencia hacia el SADI a partir de generación renovable (PPEE), logrando un adecuado desempeño de la red de la zona ante contingencias simples, incluso si no se encuentra disponible la generación local.
Norte	Nueva LAT 132 kV Monte - Lobos de aproximadamente unos 48 km de longitud, más la construcción de dos campos de salida de línea en 132 kV, uno en ET Lobos y otro en ET Monte.	Dic -25	Mejora el desempeño del área abastecida desde el corredor de 132 kV Monte - Chascomús y en menor medida a la costa atlántica Norte. Además elimina la condición radial de la ET Lobos, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples.
Sur	ET Pedro Luro: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un segundo transformador de 15/10/15 MVA - 132/33/13,2 kV y obras de adecuación asociadas.	Dic -25	Asegura el suministro energético de la localidad de Pedro Luro y alrededores, permitiendo sostener la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.
Norte	Nueva LAT 132 kV Plomer - Luján II de aproximadamente unos 20 km de longitud, más campo de salida de línea en 132 kV en ET Luján II.	Dic -25	Incrementa la inyección de potencia desde la ET Plomer, otorgando además una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples, minimizando la necesidad del despacho de generación térmica en la zona.
Atlántica	Nueva LAT 132 kV en doble terna Vivoratá - Norte (Santa Clara) de aproximadamente unos 21 km de longitud, más cuatro campos de salida de línea en 132 kV, dos en ET Vivoratá y dos en la ET Norte.	Dic -25	Asegura el abastecimiento del área Santa Clara del Mar e incrementa la confiabilidad en el suministro eléctrico de la ciudad de Mar del Plata, al contar con un punto adicional para la inyección de potencia desde el nodo Vivoratá.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Sur	Ampliación ET Coronel Suárez: Ampliación a la capacidad de transformación mediante 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.	Dic -25	Asegura el suministro energético de la localidad de Coronel Suárez y alrededores, permitiendo sostener la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.
Sur	Ampliación ET Pigüé: Ampliación a la capacidad de transformación mediante 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.	Dic -25	Asegura el suministro energético de la localidad de Pigüé y alrededores, permitiendo sostener la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.
Norte	Nueva LAT 132 kV Gral. Belgrano - Chascomús de aproximadamente unos 80 km de longitud, más la construcción de dos campos de salida de línea en 132 kV, uno en ET Gral. Belgrano y otro en ET Chascomús.	Dic -25	Elimina la condición radial de la ET Gral. Belgrano, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples. Brinda además un circuito en paralelo de inyección de potencia hacia el nodo Chascomús.
Atlántica	Ampliación ET Las Toninas: Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un segundo transformador de 30/30/20 MVA - 132/33/13,2 kV y obras de adecuación asociadas.	Dic -25	Asegura el suministro energético de la localidad de Las Toninas y alrededores, permitiendo sostener la totalidad de la demanda bajo determinadas condiciones operativas ante la pérdida de uno de los transformadores de potencia.
Centro	Nueva ET O'Higgins 500/132 kV de 2x300 MVA la cual se vinculará al Sistema Eléctrico de Extra Alta Tensión mediante la apertura de la LEAT 500 kV Cnel. Charlone - Plomer, a 240 km de Charlone y a 155 km de Plomer de 155 km, con compensación serie en ambos vínculos.	Dic -25	La ET O'Higgins es clave para el abastecimiento energético de la región centro/norte de la Provincia de Buenos Aires, permitiendo el desarrollo de la red por distribución troncal de 132 kV provincial, y así poder controlar los niveles de tensión sin la necesidad del despacho forzado de generación térmica.
Norte	Nueva LAT 132 kV O'Higgins - Colón de aproximadamente unos 95 km de longitud, más un campo de salida de línea en 132 kV en ET Colón.	Dic -25	Permite exportar potencia desde el nodo O'Higgins y elimina la condición radial de la ET Colón, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples.
Centro	Nueva ET "Junín Sur" de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13,2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT 132 kV O'Higgins - Junín Sur de aproximadamente unos 23 km de longitud, más un campo de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -25	Mejora sustancialmente el abastecimiento energético de la localidad de Junín y alrededores, otorgando una mayor flexibilidad operativa en la red de distribución en media tensión al contar con una nueva ET AT/MT. Además permite potenciar el desarrollo industrial de la zona.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Centro	Aseccionamiento de la línea de 132 kV Junín - Rojas y vinculación de la misma a barras de 132 kV de la nueva ET O'Higgins 500/132 kV mediante la construcción de un tramo de LAT 132 kV en doble terna de 3 km.	Dic -25	Permite exportar potencia desde el nodo Plomer hacia el nodo Pergamino de 132 kV, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples y minimizando los requerimientos de despacho forzado de generación térmica en la zona.
Oeste	Nueva ET "Salliqueló" de 1x40 MVA - 132/66 kV y 1x30/30/20 MVA - 132/33/13,2 kV y obras de 13,2, 33 y 66 kV asociadas, más la construcción de una LAT 132 kV Henderson - Salliqueló de aproximadamente unos 150 km de longitud, más dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Salliqueló y otro en ET Henderson.	Dic -25	Mejora el abastecimiento a la localidad de Salliqueló y aledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando la necesidad de incorporar generación móvil para sostener el servicio.
Oeste	Nueva LAT 132 kV Guaminí - Salliqueló de aproximadamente unos 70 km de longitud, más la construcción de dos campos de salida de línea en 132kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Salliqueló y otro en ET Guaminí.	Dic -25	Elimina la condición radial de las EETT Guaminí y Salliqueló, otorgando una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples.
Norte	Nueva LAT 132 kV Pergamino - Arrecifes de aproximadamente unos 44 km de longitud, más la construcción de dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Arrecifes y otro en ET Pergamino.	Dic -25	Permite crear un nuevo corredor de 132 kV entre Villa Lía y Pergamino, otorgando una mayor confiabilidad del sistema de la zona norte ante contingencias simples.
Atlántica	LAT 500 kV Plomer - Vivoratá de 350 km y compensación serie en ET Vivoratá, en líneas a Plomer y a Bahía Blanca, y dos campos de salida de línea de 500 kV, uno en ET Vivoratá y otro en ET Plomer.	Dic -25	Incrementa la capacidad de transporte desde Bahía Blanca hacia GBA, permitiendo una mayor evacuación de la nueva generación hidráulica (640 MW CH Chihuido I) y renovable (724 MW) en Comahue, generación eólica (1005 MW) y cierre de ciclo CT G. Brown (300 MW) en Bahía Blanca y generación hidráulica (1310 MW CH Río Sta. Cruz) y generación renovable (1382 MW) en la Patagonia.
Atlántica / Río de la Plata	Nueva ET Dolores 500/132 kV de 2x300 MVA la cual se vinculará al Sistema Eléctrico de Extra Alta Tensión mediante la apertura de la LEAT 500 kV Vivoratá - Plomer, con compensación serie en ambos vínculos, más cuatro campos de salida de línea en 132 kV (Dólores, Chascomús, Las Armas y San Clemente).	Dic -26	Mejora sustancialmente el abastecimiento a la costa atlántica norte y a la zona sur del área Río de La Plata, otorgando una mayor confiabilidad al sistema eléctrico de la región, eliminando la necesidad del despacho de generación forzada para la regulación de tensión.

Área	Obra	Año E/S	Justificación / Beneficios
Sur	Nueva LAT 132 kV Indio Rico - Tres Arroyos Dos de aproximadamente unos 82 km de longitud, más la construcción de dos campos de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Indio Rico y otro en ET Tres Arroyos Dos.	Dic -26	Otorga una mayor flexibilidad operativa al sistema de transporte de la zona ante contingencias simples.
Atlántica	Nueva ET "RAUCH DOS" de 2x30/20/30 MVA - 132/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT 132 kV Rauch (YPF) - Rauch Dos de aproximadamente unos 40 km de longitud, más un campo de salida de línea en 132 kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	Dic -26	Mejora el abastecimiento del partido de Rauch y localidades aledañas a través de la vinculación al sistema de transporte de 132 kV, evitando restricciones de demanda y eliminando las unidades de generación móvil local en la región.

ANEXO 6

USUARIOS Y CONSUMOS POR DISTRIBUIDORA Y COOPERATIVAS

EDEN

CANTIDAD DE USUARIOS	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	294,049	298,805	221,655	222,567	243,544
<i>Tarifa Social</i>	2,802	2,962	84,205	87,813	67,669
<i>General</i>	46,075	47,500	46,850	47,247	47,119
<i>Alumbrado Público</i>	1,882	1,943	1,982	2,019	2,071
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	7,074	7,072	7,042	6,990	6,950
<i>Medianas Demandas</i>	1,584	1,625	1,670	1,722	1,728
<i>Peaje</i>	127	125	124	125	124
<i>Cooperativas</i>	-	-	-	-	-
<i>Grandes Demandas</i>	977	1,007	1,029	1,048	1,046
Total	354,560	361,039	364,557	368,731	370,251

ENERGÍA	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	698,745	668,565	522,098	491,126	510,273
<i>Tarifa Social</i>	7,096	7,557	153,738	192,878	152,939
<i>General</i>	272,169	261,345	261,510	261,995	253,976
<i>Alumbrado Público</i>	91,255	90,458	91,764	91,279	93,151
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	48,679	45,714	45,297	43,946	43,239
<i>Medianas Demandas</i>	123,098	124,113	124,678	125,156	124,041
<i>Peaje</i>	873,537	789,937	765,299	767,922	749,024
<i>Cooperativas</i>	-	-	-	-	-
<i>Grandes Demandas</i>	1,127,197	1,108,995	1,140,272	1,168,547	1,146,545
Total	3,241,778	3,095,683	3,104,665	3,142,951	3,073,188

DEMANDA MÁXIMA	2014	2015	2016	2017	2018
MW	625	618	626	678	692

EDES

CANTIDAD DE USUARIOS	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	162,456	165,015	132,778	132,111	138,508
<i>Tarifa Social</i>	2,013	1,997	35,201	39,490	35,327
<i>General</i>	18,357	18,575	18,575	18,651	18,657
<i>Alumbrado Público</i>	1,167	1,176	1,200	1,224	1,243
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	618	635	625	564	505
<i>Medianas Demandas</i>	1,037	1,057	1,073	1,083	1,075
<i>Peaje</i>	13	13	13	12	12
<i>Cooperativas</i>	62	62	62	63	62
<i>Grandes Demandas</i>	-	-	-	-	-
Total	185,723	188,530	189,527	193,198	195,389

ENERGÍA	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	313,141	329,904	274,293	262,025	263,702
<i>Tarifa Social</i>	4,681	4,978	62,214	75,185	68,431
<i>General</i>	117,529	123,320	123,783	122,755	118,846
<i>Alumbrado Público</i>	31,803	32,248	32,840	33,496	33,689
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	3,228	3,507	2,657	2,859	2,972
<i>Medianas Demandas</i>	258,900	252,739	261,044	253,605	250,057
<i>Peaje</i>	73,778	70,365	68,516	68,463	62,501
<i>Cooperativas</i>	177,740	185,620	193,180	191,859	190,788
<i>Grandes Demandas</i>	-	-	-	-	-
Total	980,800	1,002,679	1,018,528	1,012,246	990,986

DEMANDA MÁXIMA	2014	2015	2016	2017	2018
MW	177	168	213	217	226

EDEA

CANTIDAD DE USUARIOS	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	316,807	325,158	254,195	251,290	268,405
<i>Tarifa Social</i>	13,076	12,599	92,056	96,896	91,794
<i>General</i>	42,340	43,167	43,212	43,872	43,968
<i>Alumbrado Público</i>	3,375	3,406	3,467	3,845	3,854
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	129,643	130,628	129,553	132,591	124,938
<i>Medianas Demandas</i>	2,423	2,545	2,990	2,620	2,649
<i>Peaje</i>	23	22	22	25	25
<i>Cooperativas</i>	18	18	18	18	31
<i>Grandes Demandas</i>	902	925	940	967	961
Total	508,607	518,468	526,053	532,124	536,625

ENERGÍA	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	624,921	666,679	551,214	485,561	514,952
<i>Tarifa Social</i>	23,843	23,646	127,308	187,552	179,724
<i>General</i>	251,997	267,544	261,982	256,769	253,927
<i>Alumbrado Público</i>	78,921	79,152	77,957	81,908	83,166
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	124,419	133,023	129,100	131,125	128,922
<i>Medianas Demandas</i>	139,222	147,859	149,399	147,319	144,290
<i>Peaje</i>	218,671	251,030	225,979	214,468	229,717
<i>Cooperativas</i>	556,369	577,187	588,682	586,261	612,324
<i>Grandes Demandas</i>	568,395	602,945	589,964	582,094	543,999
Total	2,586,759	2,749,065	2,701,586	2,673,058	2,691,020

DEMANDA MÁXIMA	2014	2015	2016	2017	2018
MW	536	517	536	536	535

EDELAP

CANTIDAD DE USUARIOS	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	292,532	295,529	252,850	246,989	257,852
<i>Tarifa Social</i>	-	-	46,044	58,005	50,937
<i>General</i>	50,200	52,282	53,471	54,165	53,357
<i>Alumbrado Público</i>	8	8	8	8	8
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	-	-	-	-	-
<i>Medianas Demandas</i>	2,960	2,938	2,867	3,063	3,529
<i>Peaje</i>	64	64	64	64	64
<i>Cooperativas</i>	5	5	5	5	5
<i>Grandes Demandas</i>	553	575	570	580	577
Total	346,322	351,401	355,879	362,879	366,329

ENERGÍA	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	987,056	1,026,300	892,896	674,972	659,404
<i>Tarifa Social</i>	-	-	173,982	464,485	496,073
<i>General</i>	228,048	249,700	265,515	259,275	237,615
<i>Alumbrado Público</i>	125,342	127,445	134,968	143,647	149,113
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	-	-	-	-	-
<i>Medianas Demandas</i>	169,697	167,117	170,661	160,059	173,710
<i>Peaje</i>	1,434,037	1,401,399	1,366,689	1,389,619	1,279,977
<i>Cooperativas</i>	31,502	35,201	37,263	37,030	38,377
<i>Grandes Demandas</i>	347,731	347,435	344,949	333,467	343,149
Total	3,323,414	3,354,597	3,386,922	3,462,554	3,377,418

DEMANDA MÁXIMA	2014	2015	2016	2017	2018
MW	651	684	686	731	731

COOPERATIVAS

CANTIDAD DE USUARIOS	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	195,000	198,545	179,487	165,437	170,291
<i>Tarifa Social</i>	6,200	6,284	30,193	47,941	46,708
<i>General</i>	25,022	25,334	25,407	25,802	25,612
<i>Alumbrado Público</i>	1,042	1,070	1,099	1,114	1,127
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	2,357	2,384	2,351	2,397	2,334
<i>Medianas Demandas</i>	1,221	1,302	1,357	1,385	1,398
<i>Peaje</i>	37	37	37	38	40
<i>Cooperativas</i>	14	14	14	14	14
<i>Grandes Demandas</i>	658	663	648	625	645
Total	231,550	235,633	240,593	244,753	248,171

ENERGÍA	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	400,709	418,414	386,588	337,467	329,154
<i>Tarifa Social</i>	9,186	9,630	49,036	95,230	95,223
<i>General</i>	154,486	164,205	166,692	162,563	155,823
<i>Alumbrado Público</i>	58,081	62,067	63,706	58,831	64,325
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	10,816	9,778	12,719	12,122	11,578
<i>Medianas Demandas</i>	96,109	95,717	98,684	96,003	88,026
<i>Peaje</i>	218,697	204,616	200,757	194,840	206,090
<i>Cooperativas</i>	-	-	-	-	-
<i>Grandes Demandas</i>	321,371	320,936	323,834	323,834	311,944
Total	1,269,455	1,285,363	1,301,460	1,280,890	1,262,162

DEMANDA MÁXIMA	2014	2015	2016	2017	2018
MW	253	269	267	282	291

TOTAL

CANTIDAD DE USUARIOS	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	1,260,844	1,283,052	1,040,965	1,018,394	1,078,600
<i>Tarifa Social</i>	24,091	23,842	287,699	329,345	292,435
<i>General</i>	181,984	186,858	187,515	189,737	188,713
<i>Alumbrado Público</i>	7,474	7,603	7,756	8,210	8,303
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	139,692	140,719	139,571	142,542	134,727
<i>Medianas Demandas</i>	9,225	9,467	9,557	9,873	10,379
<i>Peaje</i>	264	261	260	264	265
<i>Cooperativas</i>	99	99	99	100	112
<i>Grandes Demandas</i>	3,090	3,170	3,187	3,220	3,229
Total	1,626,762	1,655,071	1,676,609	1,701,685	1,716,765

ENERGÍA	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Residencia</i>	3,024,572	3,109,862	2,627,089	2,251,252	2,277,485
<i>Tarifa Social</i>	44,806	45,810	566,277	1,015,330	992,390
<i>General</i>	1,024,229	1,066,114	1,079,482	1,063,357	1,020,188
<i>Alumbrado Público</i>	385,403	391,370	401,235	409,162	423,444
<i>Rural y Rural No Residencial</i>	187,143	192,022	189,773	190,052	186,711
<i>Medianas Demandas</i>	787,026	787,545	804,466	782,142	780,123
<i>Peaje</i>	2,818,720	2,716,347	2,627,240	2,635,312	2,527,309
<i>Cooperativas</i>	765,611	798,008	819,125	817,149	841,488
<i>Grandes Demandas</i>	2,380,311	2,380,311	2,398,464	1,407,943	2,345,636
Total	11,402,205	11,487,387	11,513,151	11,571,698	11,394,774

DEMANDA MÁXIMA	2014	2015	2016	2017	2018
MW	2,242	2,256	2,328	2,444	2,476