



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

PARANÁ, 23 de diciembre de 2022

VISTO:

Los Artículos 32 y 33° de la Ley N° 8916 de Marco Regulatorio Eléctrico para la Provincia de Entre Ríos, los Artículos 18° a 22° de los Contratos de Concesión de las distribuidoras, aprobados por Decretos N° 734/12 GOB para Energía de Entre Ríos S. A. (ENERSA) y N° 1859/13 MPIYS para las restantes distribuidoras cooperativas, y las Resoluciones EPRE N° 110/13, 255/20, 59/21 y 116/22; y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo a lo previsto por el Artículo 32° de la Ley de Marco Regulatorio N° 8916, como así también en los Contratos de Concesión del servicio público económico de distribución de energía eléctrica de la Provincia de Entre Ríos, firmado por el Poder Concedente con ENERSA, mediante Decreto N° 7341/12 y con el resto de las Distribuidoras Cooperativas, conforme Decreto N° 1859/13, se prevén Revisiones Tarifarias Quinquenales durante la vigencia de los contratos.

Que la última Revisión Tarifaria Quinquenal fue realizada el 31 de agosto de 2016 y fue resuelta mediante Resolución EPRE N° 168/16, donde se decidió aprobar ad referendum del Poder Concedente la no consideración del Fondo Especial para Infraestructura y Mantenimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Entre Ríos (FEIyMSE) en la determinación de los parámetros tarifarios para la Revisión Tarifaria Integral de dicho período quinquenal. También, dispuso que los planteos realizados en la Audiencia Pública y que excedieron su objeto, fueran trasladados a los organismos pertinentes para su conocimiento y consideración.

Que relacionado a lo tarifario, se aprobaron las modificaciones al Anexo III de los Contratos de Concesión de las Distribuidoras denominado "Régimen Tarifario" y Anexo IV "Procedimientos para la Determinación del Cuadro Tarifario", conforme a lo que establecido en los Anexos I y II de la precitada Resolución.

Que, originariamente, mediante Resolución N° 255/20 del 17 de diciembre de 2020, se dispuso realizar, en cumplimiento de lo establecido en los Contratos de Concesión, la


DANEE

D. C. S.

C. U.

D. P.

D. A. U.




E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPT.E. EPRE N° 292/20

Revisión Tarifaria Quinquenal, que tendría vigencia para el período comprendido entre el 1° de julio de 2021 y el 30 de junio de 2026, aprobándose los criterios que se establecieron en la Resolución EPRE N° 92/15 y estableciéndose como fecha límite para la presentación de propuestas de las distribuidoras el día 28 de febrero de 2021.

Que posteriormente, por Resolución EPRE N° 59/21 del 29 de marzo 2021, atendiendo al pedido de las distribuidoras y dada la situación de emergencia sanitaria por la pandemia del Covid-19, se decidió la modificación del Artículo 3° de la Resolución EPRE N° 255/20, estableciéndose como fecha límite para la presentación de propuestas de las distribuidoras el día 29 de abril de 2022, dejando aclarado que las propuestas a presentar por las distribuidoras debían estar valorizadas en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2021.

Que por Resolución EPRE N° 116/22, se convocó a Audiencia Pública para el día 31 de agosto de 2022 en la ciudad de Villaguay, con el objeto de tratar las propuestas presentadas por las distribuidoras que establecerán las condiciones que regirán el servicio público económico eléctrico hasta el 30 de junio de 2026 inclusive.

Que por la propia Resolución EPRE N° 116/22, se invitó al Colegio de Abogados de Entre Ríos y al Colegio de Ingenieros Especialistas de Entre Ríos, para que propongan profesionales del Derecho y de la Ingeniería, respectivamente, para que actúen como Defensores de los Usuarios.

Que se designó, por la misma norma, a la Dirección de Defensa al Consumidor y Lealtad Comercial de la Provincia de Entre Ríos a efectos de que en forma conjunta, alternada o separada con las Oficinas Municipales de Información al Consumidor (OMIC) y a la Defensoría del Pueblo de Paraná, efectúen la Defensa de los Usuarios en conjunto o separadamente de los Defensores designados por los Colegios de Profesionales citados.

Que la Ley N° 8916 en los aspectos tarifarios establece en Artículo N° 30, que *“Los servicios prestados por los distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveerán a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes, por la prestación de un servicio eficiente, los ingresos necesarios para satisfacer los costos operativos, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 31 de esta ley. b) Deberá tenerse en cuenta las diferencias de costos que existan*


DAM/EE

D.V./C.D.

D.J.

D.H.

D.A.U.




E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPT.E. EPRE N° 292/20

entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, modalidad de consumo y cualquier otra característica que el Ente Provincial Regulador de la Energía califique como relevante. c) El precio de venta de electricidad a los usuarios finales, incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad, ya sea a otro distribuidor o directamente del Mercado Eléctrico Mayorista creado por Ley N° 24065. d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios; compatible con la seguridad del abastecimiento”.



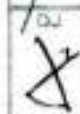

Que la referida Ley 8916 puntualiza en su Artículo N° 31: “Las tarifas que apliquen los distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad en la medida que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá ser similar a la de otras actividades de riesgo, comparables nacional e internacionalmente”. Además, en su Artículo N° 32 inciso d) prevé que “Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar.”.

Que la Resolución EPRE N° 255/20, estableció que resultaría de aplicación el anexo de la Resolución EPRE N° 92/15 EPRE, en cuanto reglamentó las pautas para las presentaciones de las propuestas que, conceptualmente, consideran que la tarifa remunerara los costos económicos de una distribuidora modelo con una red adaptada a la demanda.

Que dichos costos económicos están conformados por los de capital asociado a las redes económicas, los costos eficientes y prudentes de operación y mantenimiento de las mismas y los cargos de comercialización asociados con la atención a los usuarios.

Que, para el análisis de dichas presentaciones, las propuestas debían incluir como mínimo:

- Información sistematizada técnica, comercial y financiera reciente para utilizarla como antecedente para el actual estudio del Valor Agregado de Distribución (VAD).
- Estudios del Mercado Eléctrico.
- Diseño de la Empresa Modelo.
- Tecnologías de Redes.
- Costos Unitarios para la valorización del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).
- Optimización Técnica-Económica del Sistema Eléctrico Modelo.


DAS/ME

DRY/CE
DU

DAP

DAU



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPT.E. EPRE N° 292/20

- Cálculo de las pérdidas Infraestructura y Equipamiento para el cumplimiento de la Calidad de Servicio establecida.
- Optimización de los Costos de Operación y Mantenimiento.
- Optimización de los Costos Comerciales y de Pérdidas.
- Optimización de los Costos Indirectos.
- Cálculo de la Tasa de Actualización.
- Categorías Tarifarias y asignación de costos.
- Procedimientos de Ajuste de Costos de Distribución.

Que, para la caracterización de la carga, se consideraron válidas para la elaboración de la propuesta aquellas campañas de medición que las Distribuidoras hubieran llevado a cabo dentro de los 5 (cinco) años anteriores a la celebración de la RTI.

Que el día 29 de abril de 2022, la Empresa Energía de Entre Ríos -ENERSA-, mediante Nota GC N° 70/22, presentó una solicitud de extensión del plazo para la presentación de propuestas, motivado en la necesidad de realización de revisiones finales. En igual fecha, el Señor Presidente del Consejo Regional Entre Ríos de la Federación de Cooperativas Eléctricas – FACE, solicitó también una extensión del plazo para la presentación de propuestas.

Que mediante Nota EPRE N° 205 del 3 de mayo de 2022 se le comunica a ENERSA y a FACE la concesión de una extensión del plazo de presentación de diez (10) días hábiles a partir de la fecha límite establecida por Art. 1° de la Resolución EPRE N° 59/21.

Que en fecha 29 de abril de 2022, la distribuidora Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Limitada, hacen la presentación de la información y documentación correspondiente a su propuesta de cálculo de tarifas y los criterios para el estudio de costos de distribución para la formulación de propuestas establecidos en la Resolución EPRE N° 92/2015.

Que, en cumplimiento con las pautas requeridas, la Cooperativa presenta una Evaluación de Desempeño de la misma en el período en que se ha aplicado el Cuadro Tarifario vigente, utilizando como moneda de referencia pesos argentinos a diciembre de 2021, aportando como información lo siguiente:

Handwritten signatures and stamps in a vertical column on the left side of the page, including the acronym "DAG/EE" at the top.



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPT.E. EPRE N° 292/20

- Antecedentes Generales: Inventarios de las instalaciones de distribución, de inversiones no eléctricas afectadas al servicio, Demandas registradas, Balances de pérdidas reales, Usuarios y ventas de energía y potencia, Estructura y costos de operación y mantenimiento técnico y comercial, Costos indirectos de Administración, Organización del personal y su estructura salarial, etc.
- Antecedentes de costos de personal propio y de terceros: Mantenimiento de Redes en sus distintos niveles de tensión, Mantenimiento Alumbrado Público, Transporte, Atención Telefónica a Usuarios, Lectura de Medidores, Procesamiento Facturación, Distribución de Facturas, Cobranzas, Seguridad, Asesoría Legal, Servicios de Higiene y Seguridad, Servicios de Control de Calidad Técnica, etc.
- Antecedentes de las instalaciones del Sistema Eléctrico: Diagramas Unifilares de los Sistemas Eléctricos en los distintos niveles de tensión, información de los Costos Estándares para la fijación del Valor Nuevo de Reposición, detalle de las instalaciones no eléctricas afectadas al servicio, etc.
- Antecedentes de performance de la red y de calidad: Estadísticas de Fallas en los distintos niveles de tensión de la red, Índices de calidad de suministro por semestre e índices de calidad de producto –nivel de tensión y perturbaciones- de los últimos dos años.
- Antecedentes de información reportada al EPRE: Se adjuntó información reportada al EPRE en el marco de la Resolución 92/14, requerida por Nota EPRE 67/22

Que, con referencia al Estudio del Mercado Eléctrico Proyección de la Demanda solicitado, las proyecciones se ha realizado el análisis de la evolución de cantidad de clientes, facturación de energía y demanda máxima, período 2014-2021.

Que la Cooperativa prevé en tal sentido un crecimiento de las ventas de energía del 0,99 % para un incremento de clientes del 2% en el período 2021-2026, donde los usuarios residenciales representan casi el 90% de los usuarios y la mitad de la demanda.

Que para la determinación de la red técnica-económicamente óptima y adaptada al mercado eléctrico, se desarrollaron las siguientes fases:

- Evaluación del Mercado Eléctrico
- Evaluación del Marco Regulatorio –calidad de servicio y producto técnico-


DAN/EE

DR/CAE

GJ

DAP

DAU




E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

- Determinación de las opciones tecnológicas y de arquitectura de la red por zona característica
- Determinación de costos estándar de instalación
- Procesamiento de alternativas y determinación de las redes adaptadas
- Calculo del Valor Nuevo de Reposición adaptado

Que el Valor Nuevo de Reposición de la red adaptada para la Cooperativa arroja un valor de \$9.780.383,50 a diciembre de 2021, incluyendo conexiones y activos no eléctricos.

Que el análisis de las pérdidas técnicas para la red adaptada en BT arroja como resultados 7,77% en potencia y 6,33% en energía.

Que, con respecto a las pérdidas inevitables o no técnicas, en la propuesta se considera en BT, un incremento del 2% de la venta de BT.

Que, con respecto a la Tasa de Actualización, la propuesta considera no razonable realizar cálculos teóricos, proponiendo un rango del 10-12% y puntualizando que por la situación actual se considera apropiado adoptar un valor del 8% como tasa de actualización.


Que la propuesta no realiza un análisis de reasignación de costos entre distintos segmentos tarifarios, por considerar que no resulta oportuna por parte de la Cooperativa proporcionar estas alternativas de asignación de costos, que trasladan el pago de costos de unos segmentos de clientes a otros.

Que la Cooperativa opina considerando más conveniente, tanto para el desarrollo armónico del sistema y tratamiento igualitario de todos los clientes la aplicación de costos medios a todas las circunstancias, motivo por el cual de manera natural quedarán subsidiados los servicios que demandan mayores costos, como por ejemplo los servicios rurales.

Que los nuevos valores tarifarios solicitados por esta distribuidora Cooperativa implicarían un saldo de ingreso de neto del orden del 175%, pero teniendo presente que en el año en curso recibieron un incremento del 42% en sus ingresos brutos, el incremento requerido sobre VAD para alcanzar el nivel de ingresos, sería del 43%, que se reflejaría en un 20% en las tarifas finales.

Que la propuesta incluye un Procedimiento de Ajuste de los Costos de Distribución que considera: a) Por variaciones significativas de precios y salarios; b) Por incremento en la eficiencia, considerando en a), para los Valores de VAD: Índices de Precios Mayoristas,


DANEE

DRI/CE

D

DAF

DALI




E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPT.E. EPRE N° 292/20

Mano de obra Inversión, un mix de Salarios de la Unión Obrera de la Construcción y de Luz y Fuerza, con distintos porcentajes dependiendo si el ajuste es para el VAD en Baja o Media Tensión y/o Costos Fijos asociados al usuario Gastos de Administración y explotación técnica y comercial, índice de variación salarios de Luz y fuerza y mayorista no agropecuario, para los Costos fijo por cliente: índice de variación salarios de Luz y fuerza y mayorista no agropecuario.

Que las Cooperativas General José de San Martín Limitada, de Electricidad y Otros Servicios Públicos de La Paz Limitada y de Servicios Públicos Villaguay Limitada, hacen sus respectivas presentaciones para el tercer periodo tarifario, de acuerdo a lo elaborado por la empresa Grupo Mercados Energéticos Consultores (GME), conforme al Marco regulatorio y teniendo en cuenta los criterios para el estudio de costos de distribución para la formulación de propuestas establecidos en la Resolución EPRE N° 92/15.

Que las presentaciones de las tres Cooperativas precitadas se hacen bajo el mismo esquema de informe y de acuerdo a los datos e información requerida de cada una, por lo que se efectuará una consideración general y luego una individual con los datos concretos.

Que los estudios presentados para el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), desarrollaron el cálculo de los Costos de Explotación Eficientes de las distribuidoras y el Valor Nuevo de Reemplazo, adoptando dentro del modelo regulatorio, el de la determinación de los ingresos requeridos por las distribuidoras para solventar los costos económicos del servicio que presta.

Que los supuestos y condiciones particulares en los que se basan los estudios presentados, tienen en cuenta los costos de explotación, de personal y del capital de trabajo de una empresa ideal gestionada de forma prudente y eficiente, adoptándose el método de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para determinar el valor de los activos, y el costos de capital se determina asignado a los bienes de uso vida útil media representativa y el costo de oportunidad del capital se determina con el método CAPM / WACC, que brindará las tasa de descuento o rentabilidad a utilizarse.

Que, en cuanto a los costos de abastecimiento, los estudios consideran que no deben ocasionar efectos en la gestión financiera gracias a su tratamiento con el mecanismo de pass-



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

through, computándose como costos a recuperar los indirectos que se devengan por su administración.

Que, a los fines de la determinación de los ingresos requeridos por las distribuidoras, el estudio considera en el VAD con la integración de dos componentes: a) Anualidad: representa el valor anual que remunera, con la tasa regulatoria estipulada, el capital inmovilizado de los activos de uso y b) Explotación: son las erogaciones necesarias a la gestión corriente del ejercicio considerado. Estos costos se trasladan a la tarifa para cada nivel de tensión a través del cuadro tarifario.

Que la tasa de remuneración al capital considerado en los tres estudios, utilizando el método CAPM/WACC, por el cual el primero permite determinar el costo del capital propio, esto es el rendimiento reconocido a los accionistas y considerando el financiamiento de la expansión, operación y mantenimiento, se financia con capital propio y endeudamiento, se adiciona al CAPM, el costo marginal de endeudamiento, lo cual les da una tasa de costo de capital antes de impuestos del 12,29% y como en ello se considera expresada en término reales (sin inflación), debe estar acompañada de algún mecanismo de actualización tarifaria periódica que permita el reconocimiento de incremento de costos debido al aumento de los precios internos.

Que, en sus estudios de proyección, el anexo del informe considera para la Cooperativa General José de San Martín, una demanda de energía proyectada con un crecimiento del 2,67%, en cuanto a cantidad de usuarios un incremento anual del 1,47% y de demanda máxima operada, una tasa de crecimiento del 2,40%, estimando una potencia para el año 2026 de 11.882 Mw.

Que la Cooperativa General José de San Martín considera en su estudio un Valor Nuevo de Reposición -VNR eléctrico de \$1.368.050.314 y un VNR no eléctrico de \$54.722.013, lo que determina, aplicando la tasa de costo de capital (12,29%), una remuneración por la suma de \$171.137.109 y \$14.450.056, respectivamente. Como capital de trabajo una doceava parte de la facturación mensual \$3.819.704 y costos de explotación por \$127.852.708 e incobrables por \$3.729.572, lo cual arroja un VAD a valores de diciembre de 2021 de \$320.989.148.

Handwritten signatures and stamps in a vertical column on the left side of the page, including a large signature at the top and several smaller ones below, some with stamps.



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

Que, en sus estudios de proyección, el anexo del informe considera para la Cooperativa de Electricidad y Otros Servicios Públicos La Paz, una demanda de energía proyectada con un crecimiento del 2,57%, en cuanto a cantidad de usuarios un incremento anual del 2,49% y de demanda máxima operada, una tasa de crecimiento del 2,01%, estimando una potencia para el año 2026 de 16.552 Mw.

Que la Electricidad y Otros Servicios Públicos La Paz considera en su estudio un Valor Nuevo de Reposición -VNR eléctrico de \$2.185.621.135 y un VNR no eléctrico de \$87.424.853, lo que determina, aplicando la tasa de costo de capital (12,29%), una remuneración por la suma de \$273.458.727 y \$23.085.665, respectivamente. Como capital de trabajo una doceava parte de la facturación mensual \$5.757.822 y costos de explotación por \$290.104.193 e incobrables por \$5.621.958, lo cual arroja un VAD a valores de diciembre de 2021 de \$598.028.365.

Que, en sus estudios de proyección, el anexo del informe considera para la Cooperativa de Servicios Públicos Villaguay, una demanda de energía proyectada con un crecimiento del 0,00%, en cuanto a cantidad de usuarios un incremento anual del 2,57% y de demanda máxima operada, una tasa de crecimiento del 0,00%, estimando una potencia para el quinquenio de 2.203 Mw.

Que la Cooperativa General José de San Martín considera en su estudio un Valor Nuevo de Reposición -VNR eléctrico de \$1.158.767.243 y un VNR no eléctrico de \$46.350.690, lo que determina, aplicando la tasa de costo de capital (12,29%), una remuneración por la suma de \$144.934.126 y \$12.239.500, respectivamente. Como capital de trabajo una doceava parte de la facturación mensual \$642.394 y costos de explicación por \$55.739.102 e incobrables por \$627.236, lo cual arroja un VAD a valores de diciembre de 2021 de \$214.182.357.

Que la empresa ENERSA presento el Estudio Tarifario elaborado para el Tercer Período Tarifario que comprende el período 1° de julio de 2021 al 30 de junio de 2026, conforme a los Criterios para el Estudio de los Costos de Distribución establecidos en la Resolución N° 92/15.

Que la presentación comprende las necesidades de inversión para asegurar el abastecimiento en la Provincia, resultando necesarias realizar importantes obras de infraestructura de la red


D.V. BE

D.R. CE

D.J.

D.A.F.

D.A.I.




E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPT.E. EPRE N° 292/20

transmisión en 132 kV y Estaciones Transformadores de 132/33/13,2 kV, como consta en su informe anexo.

Que la presentación de ENERSA realizada por la empresa Grupo Mercados Energéticos Consultores, consta de un informe general y de Anexo I - Proyección de Demanda, Anexo II - Determinación de la Tasa de Reinversión, Anexo III - Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo, Anexo IV Costos de Explotación, Anexo V - Caracterización de la demanda, Anexo VI - Inversiones Previstas en Trasmisión, Anexo VII - Régimen Tarifario, Anexo VIII - Procedimiento de Cálculo del Cuadro Tarifario y Cuadro Tarifario.

Que en el Informe General se expresa que el objetivo del estudio es determinar los ingresos necesarios para que ENERSA pueda operar durante el periodo tarifario quinquenal, cubriendo los costos operativos razonables y prudentes y realizar las inversiones de una planificación técnica y económica que permita abastecer la demanda de los usuarios cumpliendo con los niveles de calidad exigidos por la regulación y su contrato de concesión.

Que el estudio de ENERSA, al igual que el de las Cooperativas precedentes, adopta dentro del modelo regulatorio, el de la determinación de los ingresos requeridos por las distribuidoras para solventar los costos económicos del servicio que presta.

Que los supuestos y condiciones particulares en los que se basan los estudios presentados, tienen en cuenta los costos de explotación, de personal y del capital de trabajo gestionados en forma eficiente y prudente, con la metodología de una empresa de referencia (ER), adoptándose el método de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para determinar el valor de los activos y el costos de capital se determina asignado a los bienes de uso vida útil media representativa y el costo de oportunidad del capital se determina con el método CAPM / WACC, que brindará las tasa de reinversión a utilizarse.

Que, en cuanto a los costos de abastecimiento, los estudios consideran que no deben ocasionar efectos en la gestión financiera gracias a su tratamiento con el mecanismo de pass-through, computándose como costos a recuperar los indirectos que se devengan por su administración.

Que, a los fines de la determinación de la tasa de reinversión, se utiliza el método CAPM/WACC, por el cual el primero permite determinar el costo del capital propio, esto es el rendimiento reconocido a los accionistas y considerando el financiamiento de la


D.A.N. 111

D.R. 111

D.J. 111

D.A.F. 111

D.A.U. 111




E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPT.E. EPRE N° 292/20

expansión, operación y mantenimiento, se financia con capital propio y endeudamiento, se adiciona al CAPM, el costo marginal de endeudamiento, lo cual les da una tasa de costo de capital antes de impuestos del 12.29% (7,99% real después de impuestos) y como se considera expresada en término reales (sin inflación), debe estar acompañada de algún mecanismo de actualización tarifaria periódica que permita el reconocimiento de incremento de costos debido al aumento de los precios internos.

Que para la determinación de la base de capital de activos eléctricos se considera el VNR de red adaptada técnica y económicamente a la demanda y corresponde a la valorización óptima de aquellas instalaciones de distribución que permitan atender los requerimientos del mercado real. Para determinar ello se consideró el siguiente procedimiento: 1- Desagregación de las instalaciones en grupos de análisis en función del nivel de tensión. 2- Definición de las metodologías de análisis para cada grupo de análisis para la determinación de la red eficiente y 3. Valorización a precios de mercado eficientes.

Que según el estudio presentado el VNR eléctrico optimizado de ENERSA arroja un valor total de \$83.888.397.103.000 y adicionalmente se realizó el valor de reemplazo real, que corresponde al valor real de los activos reales que actualmente tiene la empresa como parte de su inventario, arrojando un valor de \$85.172.010.580.000, dando como resultado un 1.53% por arriba del VNR optimizado y la red de media tensión es la que incrementa su valor (10,1%), dada su importante participación en el total del VNR (23%).

Que para la determinación de los costos de explotación se estimaron con la metodología de la empresa de referencia (ER), por lo que no necesariamente refleja los costos operativos reales, pero no es una empresa ficticia, sino una empresa real que atiende su mercado y administra sus activos teniendo en cuenta los niveles de calidad exigidos.

Que presenta un Informe de Proyección de Demanda donde describe en forma detallada la metodología de proyección de clientes y energía utilizada. Proyecciones que parten del año 2021 pero se analizaron series históricas de clientes y energía desde el año 2005.

Que las proyecciones de la demanda global se obtuvieron agregando las proyecciones de las distintas categorías como ser Residencial, Comercial, Industrial, Institucional, Rural, Alumbrado Público, etc., utilizando distintas variables exógenas explicativas como ser: PBI Nacional, Producto Bruto Geográfico (PBG), Población, Viviendas, etc.


DANIEL

DANIEL

DANIEL

DANIEL

DANIEL




E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPT.E. EPRE N° 292/20

Que como resultado de estas proyecciones, se obtuvo para el quinquenio una tasa de crecimiento de la demanda de energía del 3,88%, la cual baja al 3,28% para el segundo tramo (2026-2031) y del 2,60% en la cantidad de usuarios y otra del 2.33% para el segundo tramo (2026-2031), observándose en el largo plazo una desaceleración tanto en las ventas como en la cantidad de usuarios producto de una tasa de crecimiento más moderada del PBI como una eliminación progresiva de los subsidios al consumo de energía eléctrica.

Que ENERSA efectuó los estudios de caracterización de la carga, la cual es necesaria para identificar el patrón de consumo esperado para cada grupo, con el objeto de asignar los costos del servicio de acuerdo con el criterio de responsabilidad en el uso del sistema eléctrico y los costos de abastecimiento de energía, permitiendo también la realización de estudios más precisos del sistema eléctrico tales como dimensionamiento de las redes, detección de nuevos usos de energía y desarrollo de modelos sectoriales para la agregación de cargas y de pérdidas técnicas y no técnicas.

Que la ejecución de la campaña se realizó en base a mediciones efectuadas entre marzo del año 2021 y febrero / marzo del año 2022, para las tarifas T1, T2, T3, T5 y P3B, mientras que para el resto de los usuarios de peajes se hicieron entre enero del año 2021 y febrero del año 2022, las cuales fueron desagregadas en días hábiles, semi-hábiles y no hábiles por categoría. Para la categoría T4 se utilizó una curva de carga estimada en función del promedio anual de encendido y apagado de luminarias.

Que para la construcción del movimiento de energía y potencia se tomaron en consideración las pérdidas técnicas y no técnicas y resumiendo son: - Pérdidas no técnicas 4,6% (referidas al ingreso de energía en AT sin considerar peajes) y las Pérdidas Técnicas son Energía: AT 1,66% MT 2,46 % y BT 6,44% - Potencia: AT 1,88% MT 2,81% y BT 7,98%.

Que la base de capital está compuesta por los activos eléctricos (VNR eléctrico), de los activos no eléctricos (VNR no eléctrico = activos no eléctricos + capital de trabajo) y luego a esta base de capital se le aplica la anualidad de la tasa de reinversión.

Que los activos se valorizaron, de acuerdo a los tipos constructivos que los conforman para los distintos niveles de tensión, considerando el valor de mercado al 31 de diciembre de 2021, según lo establecido en la Resolución N° 92/15 EPRE.


 DANYEE

 DANYEE

 DJ


 DJU




E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

Que, en particular, para el nivel de vinculación superior en 132 kV, la base de capital resulta directamente de considerar los activos reales y servidumbres asociadas a las líneas que atraviesan zonas rurales. Los valores son indicados en pesos, considerando una tasa de cambio de \$84,15 por dólar, valor al 31 de diciembre de 2020.

Que el resultado de la base de capital a remunerar arroja un valor de costo aproximado de 12.026 millones de pesos a diciembre de 2020, compuestos de \$10.466 millones por bienes eléctricos, de 1.429 millones y 130 millones de capital de trabajo.

Que, con referencia a los costos de explotación, calculados en una primera instancia se corresponden con el año base 2020 y se informa un total de \$4.923 millones; en tanto que los costos modelados para la Empresa Modelo fueron desagregados en: Costos de las actividades y procesos de operación y mantenimiento de las redes, Costos de las actividades y procesos comerciales y Costos de administración.

Que se identificaron todos los procesos inherentes a la gestión que debe realizar la Distribuidora para el cumplimiento de sus responsabilidades.

Que, para la determinación de los costos eficientes de cada uno de los procesos y actividades, se calculó la mano de obra, materiales y servicios necesarios en cada proceso, tomando del mercado los precios de cada componente.

Que los costos integrantes de los de explotación fueron organizados en los siguientes rubros: personal, materiales, servicios y otros.

Que, para determinar los costos de personal, rubro de mayor representación en los costos de explotación, se consideró tomar como base las categorías establecidas a través de los Convenios Colectivos de Trabajo y una estructura jerárquica adecuada para aquellos empleados fuera de Convenio.

Que para los salarios de los "Cargos Base" se consideraron en función al Convenio Colectivo de Trabajo de la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza (FATLyF) y, de la misma manera, el salario de los "Cargos Profesionales" se adoptó en función al Convenio Colectivo de Trabajo de la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica (APUAYE). En tanto que, para los "Fuera de convenio" se tomó como referencia la revisión tarifaria anterior, las cuales se basaron en información adoptada por la Agencia

Vertical stamp with initials and dates:

- DAW/EE
- 07
- DR/CSA
- 01
- 01
- DAF
- DAU



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL), en el proceso de revisión de tarifa en ese país.

Que, como resultado de la integración de los costos de explotación, de capital y sin considerar los costos de compra de energía y potencia, la Distribuidora requiere un ingreso en concepto de VAD de \$16.950 millones/año para el período 2021-2026, a valores de diciembre de 2020.

Que el cuadro tarifario propuesto por ENERSA fue realizado teniendo en cuenta las siguientes premisas en el Régimen Tarifario: 1) Se buscó que las tarifas T3 se acerquen a las tarifas económicas correspondientes. 2) Los cargos por unidad de potencia en las tarifas T3 se reparten 50% en punta y 50% en fuera de punta. 3) Los cargos comerciales mantienen la estructura del cuadro tarifario vigente, pero considerando un incremento de aproximadamente el 72% respecto de dicho cuadro tarifario. 4) Se buscó nivelar los precios de los distintos bloques en los casos de las tarifas T1. 5) Se buscó que la tarifa T4 se acerque a la tarifa económica. 6) Para el resto de las tarifas se buscó acercarlas a la tarifa económica, pero considerando una transición más lenta.

Que, como parte de la propuesta se realizaron adecuaciones al régimen tarifario y al procedimiento de cálculo tarifario, dentro del Régimen Tarifario: a) Se incorporaron dentro de las categorías tarifarias vigentes a los usuarios Electrodependientes, Tarifa Social y Entidades de Bien Público. b) Estacionalidad Especial para los usuarios T3 BT. c) Se incorpora a los usuarios Pequeños Generadores según Decreto 4315/16 y en el Procedimiento de cálculo Tarifario: a) Se actualizaron los parámetros de traslado de Precios Mayoristas. b) Se incorporó la Tarifa Inyección Usuarios Pequeños Generadores de acuerdo al Decreto 4315/16 por tipo de usuario. c) Se actualizó la fórmula de adecuación del VAD y ponderadores.

Que, la audiencia pública, es un verdadero tríptico secuencial, compuesto por tres momentos: el antes (las presentaciones realizadas previas a la AP) que fuera analizado precedentemente, el durante (el desarrollo de la AP) y el después (el acto administrativo que dicta el EPRE en consecuencia de las dos primeras etapas). Así las cosas, es momento de plasmar lo que se dijo durante el desarrollo de la Audiencia Pública, de conformidad a lo manifestado por los participantes e intervinientes.

A vertical column on the left side of the page contains several handwritten signatures and official stamps. From top to bottom, there is a large signature, a stamp with the initials 'E.P.R.E.', another signature, a stamp with a lightning bolt symbol, a signature, a stamp with a triangle symbol, a signature, and a stamp with the initials 'E.P.R.E.'.



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

Que la distribuidora ENERSA comenzó su presentación alegando que, en tiempo y forma, presentó el expediente que tramitó dicha audiencia, con el estudio tarifario que contiene todas las pautas y análisis técnicos conforme a la metodología establecida por el ente. Manifestó que la finalidad fue la de cumplir los principios tarifarios de contar con *tarifas justas y razonables* para todos los usuarios de los distintos sectores y actividades, de manera de lograr equilibrar las necesidades de: *acceso universal al servicio con idea social, seguridad, confiabilidad y calidad de abastecimiento de la energía presente y futura, sostenibilidad ambiental y contribuir al desarrollo económico, social, productivo y tecnológico de la provincia*. Alegó que los costos operativos y de inversión que determinaron su presentación, tienen elementos que lo condicionan fuertemente, tales como: la dispersión de activos, el tamaño del área de cobertura, la red vial disponible, los más de siete mil trazados hídricos que cuenta la Provincia, la menor densidad poblacional concentrada que cuenta la empresa para distribuir energía y la calidad del servicio, tomando para esto último dos indicadores: FMIC (de falla) y TTIC (de tiempo de duración de la falla). En este sentido, alegó que cuando se producen recomposición de sus ingresos, los indicadores de falla y duración se reducen constantemente en tanto que cuando existen restricciones presupuestarias, estos indicadores comienzan a subir (conforme gráfico que exhibieron de los últimos cinco años). Expresó también que la ley de marco regulatorio provincial señala que *las tarifas de distribución deberán posibilitar una razonable tasa en la medida que operen las empresas con eficiencia*. La caracterización de la demanda es, a su entender, un insumo fundamental para lo que es posterior el diseño de las tarifas. Entendieron, además, que se deben valorizar de manera óptima aquellas instalaciones que el operador, en el caso ENERSA, requiere para prestar el servicio de manera eficiente, cumpliendo con los estándares de calidad de servicio requeridos atendiendo, además, a las pérdidas de potencia y energía. Para finalizar, determinó en su presentación el valor (en pesos argentinos y a diciembre de 2021) de los ingresos que requiere ENERSA anualmente para operar, mantener y expandir sus redes de distribución (incluidos el VNR eléctrico y no eléctrico), en la suma de dieciséis mil novecientos cincuenta mil millones.

Que, a su turno, el Consejo Regional FACE manifestó que las Cooperativas La Paz (grande), San Martín (mediana) y Villaguay (muy pequeña) decidieron hacer una única presentación


DANE

DIR. C.E.

D.J.

D.A.P.

D.A.U.



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

(que sea representativa del grupo de cooperativas de la provincia de Entre Ríos), insistiendo en la necesidad de crear un *fondo compensador de tarifas* cuya finalidad es la de financiar los mayores costos que le originan al sector cooperativa el hecho de abastecer mercados menos desarrollados (los valores a compensar surgen de las diferencias entre los costos totales y los ingresos que origina la aplicación del cuadro tarifario único). Fondo que, a su entender, podría ser financiado con la parte que le corresponde anualmente a la provincia del Fondo Nacional de Energía Eléctrica y los aportes que asigna el Poder Ejecutivo al Fondo de Desarrollo Energético en cuanto a regalías e Impuesto Provincial al Consumo de la Energía. Además, manifestó que han desarrollado una estimación, es decir, un cálculo de cuál es el valor que debe incurrir en estas cooperativas para tener costos de explotación a partir de la empresa modelo y la anualidad del capital (activos fijos que cuenta la cooperativa). En el caso de Villaguay requeriría, según dicho cálculo que han desarrollado, un valor agregado de distribución de doscientos catorce millones de pesos a pesos de diciembre de 2021. En el caso de la cooperativa San Martín ese valor agregado de distribución ascendería a unos trescientos veinte millones de pesos al año, de nuevo, precios de diciembre del 2021. Finalmente, en el caso de la cooperativa La Paz ese valor agregado de distribución para poder operar de manera eficiente y con una gestión adecuada, ascendería a noventa y ocho millones de pesos anuales.

Que, la Cooperativa Eléctrica de Concordia manifestó que, si bien la creación del fondo compensador no implicaría una gran incidencia (por tener indicadores bastante equilibrados), vendría a resolver muchos problemas de las restantes cooperativas de la provincia (medianas y pequeñas). Alegó que *la tarifa es justa y razonable*, pero se tiene que repensar el tema del peaje. Sostuvo también que su presentación tuvo como objetivo realizar la propuesta de actualización de los conceptos incluidos en la tarifa de distribución. Por último, al realizar la propuesta de actualización de los conceptos incluidos en la tarifa de distribución, concluyó que los ingresos por VAD deberían sumar para el quinquenio dos mil cuatrocientos millones de pesos, a valores de diciembre 2021.

Que, luego, la Federación Argentina de Luz y Fuerza, manifestó que nadie puede negar que, por la devaluación de nuestra moneda, producto del desajuste de los costos y precios relativos, las empresas distribuidoras que nos brindan el servicio eléctrico se han visto

D.A.V.E.
D.A.V.E.
D.A.V.E.
D.A.V.E.
D.A.V.E.
D.A.V.E.
D.A.V.E.
D.A.V.E.
D.A.V.E.
D.A.V.E.



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXpte. EPRE N° 292/20

afectadas. Por ello, proclaman y reclaman el cumplimiento de dos condiciones elementales: la accesibilidad y la sustentabilidad a la energía. Conceptos que, a su entender, permiten deducir que no hay sustentabilidad sin un precio suficiente como tampoco habría accesibilidad con un precio que el usuario no pueda afrontar.

Que, el Sindicato de Luz y Fuerza de Entre Ríos, manifestó que nuestra Provincia no se encuentra ajena al difícil contexto inflacionario que se vivió y se vive a nivel nacional, provincial, agravado en su mayor parte por esta pandemia, incluso afectando a gran parte de la población mundial. Con todo este difícil contexto económico y sus efectos en provocar devaluación en nuestra moneda, genera una variación de los costos y precios operativos a nuestras empresas distribuidoras que proporcionan un servicio esencial y de calidad. Sin perjuicio de ello, agradecieron al Poder Ejecutivo Provincial por haber interpretado la necesidad de esclarecer a toda la sociedad cómo es el proceso de actualización de tarifas eléctricas en la provincia, mediante la realización de la audiencia pública (mecanismo que hace a la transparencia institucional de los actos de gobierno). A su turno, el Secretario General Sergio Menéndez, manifestó que nos encontramos ante una situación económico social muy complicada que nos coloca en la doble responsabilidad (la que vive el sector eléctrico y la sociedad entrerriana) a la hora de opinar sobre el precio justo de un servicio público. Además, destacó a la audiencia pública como herramienta fundamental para que toda la sociedad pueda emitir su opinión, argumentos y propuestas. Reconoció, además, que hay una necesidad por parte de la empresa distribuidora y de todas las cooperativas, de mejorar sus sistemas para poder llegar a todo aquel sector que solicita el servicio eléctrico de calidad, calidad en Entre Ríos altamente positiva y una de las mejores del país. Alegó que los legisladores tendrían que estar en esta audiencia pública también emitiendo su opinión: *"no hay ningún legislador, creo yo, anotado para emitir una opinión sobre, a favor o en contra, de lo que es un modelo regulatorio o de lo que es un modelo tarifario para poder brindar un servicio eléctrico. Acá es donde se deben dejar las propuestas y donde se deben debatir"*. Agregó que las inversiones necesarias que se tienen que hacer en el sector energético son urgentes y deben estar contempladas en los cuadros tarifarios, ya que muchas veces energía más barata no significa calidad de servicio.

A vertical list of signatures and initials in a box, including the following labels from top to bottom: DANyEE, DJ, DAF, and DAU. Each label is accompanied by a handwritten signature or set of initials.



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

Que, a su turno, la Seccional Litoral de APUAYE (Asociación Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica), manifestó que la baja consideración del precio justo de la energía eléctrica nuevamente generó en la demanda una inadecuada señal sobre la escasez del recurso y del real costo de infraestructura de transmisión y distribución, induciendo al uso ineficiente y al derroche de la energía eléctrica. Por ello, APUAYE sostuvo la necesidad de armonizar la oferta y la demanda de electricidad, mejorando la oferta por medio de mayores inversiones en infraestructura y promoviendo políticas de eficiencia energética, el uso racional de la energía y la actualización periódica de los niveles tarifarios del servicio de electricidad. Reconocieron como un objetivo central que la prestación del servicio de electricidad a cargo de las distribuidoras provinciales se satisfaga bajo parámetros de calidad, eficiencia y racionalidad, considerando las características y particularidades de este servicio público, que a la vez es esencial y estratégico. Por ello, a su entender, las tarifas deben cubrir en forma adecuada y realista los costos eficientes de explotación y de expansión, aportando ingresos que aseguren la sustentabilidad del sistema, a fin de satisfacer necesidades de los usuarios actuales y futuros. Además, APUAYE consideró en su exposición que es razonable, dada la situación actual del sector eléctrico y socioeconómico nacional y provincial, que las distribuidoras prevean trabajar con escenarios de razonable tasa de rentabilidad que les permita afrontar un plan de inversiones adecuado a las necesidades y previsiones actuales. Para ello, consideró conveniente que los ingresos por ventas no se retrasen más en términos reales, siendo conveniente a su entender, autorizar los ajustes tarifarios que surjan como razonables de la evaluación de la variación del VAD en base a la re expresión completa de todas las variables que intervienen en su cálculo dado que, según las proyecciones actuales de los flujos financieros de las distribuidoras, se reafirma la insuficiencia financiera con retraso tarifario, lo que impone la revisión del cuadro tarifario vigente a la fecha. Finalizó su exposición sosteniendo que APUAYE considera conveniente que el EPRE autorice el incremento tarifario que le permita a las distribuidoras la prestación del servicio con la calidad y eficiencia adecuada y, al mismo tiempo, afrontar los planes de inversiones que garanticen la capacidad del sistema eléctrico provincial para atender la demanda de manera sostenible y que permita, además, una necesaria actualización salarial del personal


DANE

DIRECCIÓN

DIF

DAF

DAU



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXpte. EPRE N° 292/20

dependiente de las distribuidoras, a fin de lograr con ello un equilibrio de las remuneraciones por la depreciación monetaria y la inflación.

Que, posteriormente, participa el Centro Comercial, Industrial y de la Producción de Concepción del Uruguay, por intermedio del Ing. Elbio Woeffray, requirió que el EPRE en el cuadro tarifario, establezca una revisión de la tarifa T1G con una modificación en el esquema y que este sea progresivo, llevándolo en forma similar a un usuario con tarifa T2, hacia una tarifa plana.

Que, luego, la Dirección General de Defensa del Consumidor y Lealtad Comercial de Entre Ríos, expresó que la totalidad de la documental que el ente subió a la página WEB, cumple con lo que manda la Constitución, la Ley de Defensa del Consumidor y las normas provinciales. Por último, solicitó que el EPRE emita el acto administrativo dentro del plazo legal y que el régimen tarifario sea justo, razonable y transparente.

Que, a su turno, el Defensor de los Derechos de Usuarios designado por el Colegio de la Abogacía (Dr. Alejandro Canavesio), comenzó felicitando a los actores del sector eléctrico provincial porque en tiempos de pandemia han brindado un servicio de excelencia, mientras muchos se quedaban en el hogar, los trabajadores del sector eléctrico estuvieron a la altura y brindaron un servicio que nunca se cortó. Por otro lado, manifestó que la dinámica de crecimiento del sector energético, está correlacionado con el crecimiento de variables macroeconómicas y poblacionales. Continuó alegando que, a criterio de esa defensoría, al no aplicarse correctamente lo establecido por la Ley Nacional 24.065 (que prevé el ajuste periódico de tarifas eléctricas), ha llevado al uso creciente de subsidios y a la caída de inversiones privadas. Por otro lado, consideró como trascendente y en resguardo de los derechos de usuarios, el bajar la carga tributaria que contiene la boleta de luz. Señaló además que la tarifa que se fije debe ser justa y razonable, tal que asegure la prestación de servicio con la calidad pactada en condiciones de eficiencia; y que los señores usuarios tienen que tener convicción en ese sentido, de que es necesario buscar tarifas que permitan la prestación del servicio, pues no se debe permitir una tarifa que lleven a márgenes de ganancia irrazonable, pero pretender una tarifa por debajo de los costos ni más ni menos es provocar la quiebra de las empresas distribuidoras, quedándonos sin el correspondiente servicio. De la presentación en estudio, a criterio de la defensoría, existen datos suficientes para inferir a

Handwritten signatures and initials in a vertical column, corresponding to the official stamps below them.

DAW/EE

DR/CBC

DJ

DAF

DAU



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXpte. EPRE N° 292/20

simple vista que existe un incremento de los costos de estructura, operación y mantenimiento y comercialización.

Que, por último, el Defensor de los Derechos de los Usuarios designado por el Colegio de Ingenieros Especialistas (Ing. Facundo Cuestas), destacó que, de todas las inversiones previstas, en ninguna parte de ninguno de los documentos de ninguna de las distribuidoras, se mencionó ningún concepto de evolución tecnológica. Por ende, lo que plantea es poner en marco de discusión una nueva revisión tarifaria pero que establezca parámetros y estándares de exigencia en la calidad del servicio con un claro foto en la evolución tecnológica, la eficiencia energética y la sustentabilidad.

Que debe recordarse, que desde el primer periodo tarifario y conforme lo ordenado por el Artículo 79° del Decreto N° 1300/96, se aplicó para todas las Distribuidoras un mismo Cuadro Tarifario, con carácter de Cuadro Tarifario Provincial Único, de aplicación para todas las Distribuidoras de jurisdicción provincial.

Que las presentaciones elaboradas por las Distribuidoras, cumplen con los requisitos establecidos en la Resolución EPRE N° 09/15, aplicable según lo dispuesto en la Resolución EPRE N° 255/20 del 17 de diciembre de 2020.

Que las propuestas presentadas por las distribuidoras Cooperativas "La Paz", "Villaguay", "San Martín" y "Concordia", no contienen los Procedimientos para la Determinación del Cuadro Tarifario, en función al incremento de VAD que cada una de estas distribuidoras ha solicitado.

Que las campañas de medición llevadas a cabo por la distribuidora ENERSA que representa el 70% del mercado provincial, han sido fundamentales para la caracterización de las cargas y actualización de los hábitos de consumo de los distintos grupos de usuarios, determinando su responsabilidad sobre las redes y su participación en la determinación proporcional de las tarifas económicas de cada una de ellas.

Que la Tasa de Actualización presentada por las Distribuidoras del 12,29%, antes de impuestos, es prácticamente coincidente y en sintonía con las determinadas en las últimas revisiones tarifarias y utilizada en forma similar por el ENRE en sus revisiones tarifarias.


DAN/GE

DIRECCIÓN
DUI

DAF

DAU



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPT.E. EPRE N° 292/20

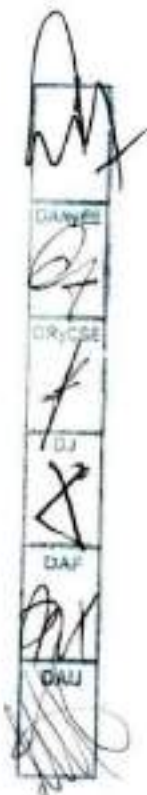
Que las Empresas de referencia sobre las cuales se determina la tarifa a abonar por los usuarios, han sido elaboradas con el necesario grado de detalle, no surgiendo observaciones que invaliden su determinación.

Que los incrementos de VAD en \$/MWh solicitados por las Distribuidoras ENERSA y Cooperativa "Concordia" representan, salvando las escalas empresarias y a las fechas de actualización, prácticamente los mismos incrementos en tarifa promedio final.

Que debe tenerse presente que la Secretaria de Energía del Ministerio de Economía de la Nación, por Resolución N° 627 del 25/08/2022, implemento el régimen de segmentación de subsidios establecido en el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 332/22, definiendo tres (3) segmentos de usuarios y usuarias residenciales con niveles de subsidios diferenciados, a saber: Nivel 1 – Mayores Ingresos: Usuarios y usuarias, quienes tendrán a su cargo el costo pleno del componente energía del respectivo servicio; Nivel 2 – Menores Ingresos: Usuarios y usuarias, a quienes, tomando como referencia el ámbito de jurisdicción nacional, el impacto en la factura que genere la corrección del componente energía, equivaldrá a un incremento porcentual total anual en su factura que no podrá superar el CUARENTA POR CIENTO (40%) del Coeficiente de Variación Salarial (CVS) del año anterior, y Nivel 3 – Ingresos Medios: Usuarios y usuarias, no comprendidos en los Niveles 1 y 2, a quienes, tomando como referencia el ámbito de jurisdicción nacional, el impacto en la factura que genere la corrección del componente Energía, equivaldrá a un incremento porcentual total anual en su factura de hasta el OCHENTA POR CIENTO (80%) del Coeficiente de Variación Salarial (CVS) del año anterior.

Que la resolución de esta Revisión Tarifaria se da en el marco de proceso macroeconómico de alta inflación, luego de un contexto de emergencia sanitaria y de pandemia cuyos efectos persisten, habiéndose establecido desde el Gobierno Nacional mecanismo de asignación de subsidios más justos y razonables, a través de un esquema de segmentación de usuarios residenciales, de acuerdo a los ingresos monetarios y patrimonio del grupo familiar conviviente, estableciendo tres niveles de usuarios.

Que, en este escenario, le cabe al EPRE la difícil tarea de velar para que el usuario consumidor del servicio público económico eléctrico pague el menor costo posible -tarifas justas y razonables-, garantizando un servicio que sea transparente, adecuado, regular,



A vertical column of signatures and initials, including the name 'DIAZ' at the bottom.



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

constante y continuo. Esta es la ecuación que celosamente se debe mantener equilibrada, tanto para que los usuarios sientan de la menor manera posible las readecuaciones tarifarias y las Distribuidoras presten el servicio sin riesgos para sus empresas, siempre teniendo presente que se está ante la presencia de un servicio público que debe aspirar a que todo ser humano tenga una vida digna.

Que por la razones explicitadas en la Resolución EPRE N° 59/21 del 29 de marzo 2021, se decidió la modificación del Artículo 3° de la Resolución EPRE N° 255/20, estableciéndose como fecha límite para la presentación de propuestas de las distribuidoras el día 29 de abril de 2022, con lo cual se ha pospuesto el período inicial de este quinquenio, por lo que se establecerá un nuevo cuadro tarifario inicial, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2023, el cual será expresado en la moneda de inicio del período tarifario y a partir de allí será adecuado trimestralmente, conforme al procedimiento previsto en los Contratos de Concesión y en lo dispuesto en el Anexo II de la presente resolución.

Que, durante el año 2020, no hubo aumento de VAD en la provincia de Entre Ríos, en el año 2021 solo hubo un único incremento del 15% en tarifa media global y durante el año 2022 un 40,3% también en tarifa media global conforme a la aplicación del factor de adecuación trimestral de tarifa, lo que arroja como resultado que en los últimos 36 meses (3 años), el VAD ha aumentado 1,54% en forma mensual y 18,48% en forma anual. Sin embargo, durante igual período (años 2020, 2021 y 2022) la macroeconomía ha sufrido los efectos de una alta inflación, muy superior a esos guarismos, los cuales superan ampliamente el tope del 10% trimestral (40% al año), establecido para la adecuación de tarifa;

Que atendiendo a lo solicitado por las empresas distribuidoras y por los defensores del usuario, desde este Ente, se considera razonable, oportuno y conveniente, disponer los incrementos del Valor Agregado de Distribución en su implicancia económica y determinarlo en forma equivalente a su consecuencia en la Tarifa Media Global, estableciéndose ello en forma *gradual*, a fin de dar adecuada respuesta a las necesidades y requerimientos que necesitan las distribuidoras provinciales y a los derechos de los usuarios, de tener una *tarifa justa y razonable* y a que se conozca con *debida anticipación* el costo del servicio. Por ello, éste ente establecerá los incrementos del Valor Agregado de Distribución (VAD) en *etapas anuales* (sin perjuicio de la aplicación de la adecuación tarifaria que



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

trimestralmente corresponda por efecto de la inflación), siendo la del primer año equivalente en forma aproximada en la Tarifa Media Global del 20% para el año 2023, del 15% para el año 2024, del 10% para el año 2025 y 10% para el año 2026.

Que en el Anexo de Procedimiento de Cálculo de Cuadro Tarifario que por la presente se aprueba, se establecen en el punto E) COSTOS DE DISTRIBUCIÓN, los cargos de los costos de distribución (determinados a moneda de febrero 2023) que se aplicaran en forma gradual durante los años 2023, 2024, 2025 y 2026 y sobre los cuales se aplicaran las correspondientes adecuaciones establecidas en el punto D) de dicho Anexo;

Que, en consecuencia, para la determinación del cuadro inicial se establece un incremento de VAD equivalente en forma aproximada a lo que representa un incremento del 20% de la tarifa media global sobre el cuadro tarifario vigente y que se aplicará como cuadro inicial del tercer periodo tarifario, con vigencia a partir del 1° de febrero 2023 el cual se adecuara trimestralmente, conforme al mecanismo de adecuación previstos en los contratos de concesión aprobados por Decretos del Poder Ejecutivo, a fin de cumplir con el principio de estabilidad tarifaria establecido en el inciso a) del Artículo 30: a) Proveerán a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes, por la prestación de un servicio eficiente, los ingresos necesarios para satisfacer los costos operativos, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 31 de esta ley.

Que, en ninguna de las presentaciones, tanto las distribuidoras Cooperativas como la de ENERSA, presentan modificaciones a la Calidad del Servicio Eléctrico prestado, ni modificaciones al Reglamento de Suministro vigente incluidos en los Contratos de Concesión.

Que atento a las actualizaciones y modificaciones producidas, conforme la propuesta presentada por la distribuidora ENERSA en relación al Régimen Tarifario, se incorporan dentro de las categorías tarifarias vigentes a los usuarios: Electrodependientes, Tarifa Social y Entidades de Bien Público, se dispone la incorporación de los usuarios con Estacionalidad Especial en Tarifa 3 de Baja Tensión y se incorpora a los Usuarios Pequeños Generadores (según Decreto 4315/16), por lo que corresponde aprobar un nuevo Régimen Tarifario y en

DAN,EE
DR/CSE
SU
DAF
DAU



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

consecuencia modificar el Anexo III REGIMEN TARIFARIO de los Contratos de Concesión de todas las distribuidoras.

Que la Resolución N° 218-E/2016 MEyM ha determinado que para el cumplimiento de la Ley N° 27218 referida a Entidades de Bien Público, se las deberá considerar tarifariamente como usuarios Residenciales.

Que la Secretaria de Energía del Ministerio de Economía de la Nación, por Resolución N° 742 del 01/11/2022, estableció la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y del Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM), definidos actualmente por la Resolución N° 719 de fecha 28 de octubre de 2022 de esa Secretaría y las sucesivas que en un futuro la reemplacen, para el segmento del "Nivel 2 – Menores Ingresos", conforme lo establecido por el Decreto N° 332 de fecha 16 de junio de 2022, correspondiente a la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM y del MEMSTDF, como destinada a abastecer a Clubes de Barrio y del Pueblo, o por otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor.

Que, conforme a los estudios de proyección y caracterización de demanda, la propuesta contiene variaciones al Anexo IV de los contratos de concesión, Procedimiento de cálculo Tarifario, el cual se modifica por la actualizaron los parámetros de traslado de Precios Mayoristas, la incorporación tarifaria de inyección de Usuarios Pequeños Generadores (Decreto 4315/16) por tipo de usuario y la actualización de la fórmula de adecuación del VAD y ponderadores.

Que, ante el planteo de contar con un Fondo Compensador de Tarifas, realizado por FACE en la audiencia pública, vale decir que lo manifestado excede al marco de competencia de este Ente, por no ser una propuesta tarifaria, basando su pretensión en la utilización de fondos de administración de la Secretaría Ministerial de Energía de la Provincia de Entre Ríos, razón por la cual, no puede resolverse en esta instancia y deberán hacer sus peticiones ante el Poder Concedente.

Que, en relación al planteo del Centro Comercial, Industrial y de la Producción de Concepción del Uruguay, por intermedio del Ing. Elbio Woeffray, se considera que no


DAN/EE

DR/EE

DJ

DAF

DAU




E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

resulta conveniente a la mayoría de los usuarios de la categoría T1 General, pasar a un procedimiento tarifario similar al de la Categoría T2, por cuanto muchos de ellos tienen una estacionalidad considerable y la aplicación de un cargo fijo elevado por contratación de potencia, les resultaría más oneroso, debiendo tenerse presente que el procedimiento de cálculo tarifario y, consecuentemente, el cuadro tarifario inicial que se aprueba por el presente, contiene la actualización de la fórmula de adecuación del VAD y ponderadores, que tienden a realizar una tarifa más equitativa en relación a la tarifa económica de cada categoría de usuarios. Por otra parte, los usuarios T1G de altos consumos, pueden hacer su análisis económico particular y evaluar si les resulta conveniente y oportuno, voluntariamente solicitar el cambio de categoría a T2.

Que se han producido los correspondientes dictámenes técnicos, que obran agregados al expediente de referencia.

Que el Ente Provincial Regulador de la Energía está facultado para el dictado de la presente, en virtud de lo dispuesto en los Artículos 48° inciso b) y 56° inciso g) de la Ley N° 8.916, y los Anexos de los respectivos Contratos de Concesión con las Distribuidoras Provinciales.

Que por Decreto N° 1127/96 MEOSP se dispuso la intervención de este Ente, y por Decreto N° 168 MPIS de fecha 11/12/2019 se ha designado Interventor del Organismo al Dr. José Carlos Halle. Por ello,

EL INTERVENTOR DEL EPRE

RESUELVE :

ARTICULO 1°: Aprobar el procedimiento de Revisión Integral de Tarifa correspondiente al tercer periodo tarifario de los contratos de concesión vigente y, en consecuencia, el cuadro tarifario inicial del periodo, el que obra agregado como Anexo I y que regirá del 1° de febrero al 30 de abril de 2023 inclusive, por las razones y fundamentos explicitados en los considerandos de la presente, el cual contiene las categorías de usuarios y el traslado conforme a los precios de energía y potencia establecidos por Resolución 2022-719-APN-SE#MEC.

ARTICULO 2°: Considerar de aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (POTREF) y el Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el MEM que se detallan a continuación:



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCIÓN EPRE N° 219/22
EXPTE. EPRE N° 292/20

ANEXO I

Programación Estacional de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista

Precio de Referencia de la Potencia (POTREF) y Precio Estabilizado de la Energía (PEE) en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Vigencia: 1° de febrero y el 30 de abril de 2023

	Precio de Referencia de la Potencia	Precio Estabilizado de la Energía (PEE)			
	(\$POTREF)	Horas Pico (\$PER.PICO)	Hora Resto (\$PER.RESTO)	Hora Valle (\$PER.VALLE)	
	\$/MW-mes	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	
	Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW -GUDI-GENERAL	426.717	12.332	12.327	12.322
Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW -GUDI-ORGANISMOS PÚBLICOS SALUD/EDUCACIÓN	80.000	7.676	7564	7.450	
Demanda General Distribuidor - NO RESIDENCIAL	80.000	7.556	7.441	7.327	
	Nivel 1	80.000	6.873	6.787	6.701
	Nivel 2	80.000	3.129	2.981	2.832
Demanda Distribuidor RESIDENCIAL	Nivel 3	80.000	3.129	2.981	2.832
	Nivel 1 Excedente 400 ó 550 ó 650 kW/h (*)	80.000	6.873	6.787	6.701

ARTICULO 3°: Disponer que la vigencia del Cuadro Tarifario aprobado por la presente resolución, queda condicionado a que no se produzcan nuevas modificaciones en los precios mayoristas de energía, potencia y/o transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por parte de la Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación (SEN), en cuyo caso podrán las Distribuidoras presentar a este ENTE para su análisis y aprobación los nuevos valores del Cuadro Tarifario.


 DAN/EE

 DT/CE

 DT/CE

 DT/CE

 DAU