Salta, 04 JUN. 2015

RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR Nº 430/15

VISTO:

El Expediente Ente Regulador Nº 267-35547/14 caratulado: "EDESA S.A. – Indicador Testigo EDESA S.A. - Resolución ENRESP Nº 833/12 – Año 2014"; la Ley Nº 6.835, la Ley Nº 6.819, el Contrato de Concesión de EDESA S.A. – la Resolución ENRESP 833/12, el Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la Republica Argentina del año 2015, el Decreto Provincial Nº 611/15, la Resolución ENRESP Nº 62/14 y el Acta de Directorio Nº 16/15; y,

CONSIDERANDO:

Que las actuaciones de referencia se originan con la Nota DS Nº 707/14 (fs. 01/97), presentada ante este Organismo por EDESA S.A. (Empresa Distribuidora de Energía de Salta S.A.), en cuyo marco requiere se considere la procedencia de una actualización tarifaria, conforme los procedimientos establecidos por Resolución ENRESP Nº 833/12. Señala, que habiendo transcurrido un período superior a los doce (12) meses desde la Revisión Tarifaria otorgada por Resolución ENRESP Nº 62/14, la Distribuidora procedió a evaluar el indicador testigo, cuyo valor alcanzó una variación del VAD del orden de un 35%.

Que al respecto, el Anexo IV de la citada Resolución dispone que si al cabo de 12 (doce) meses el "indicador testigo" arrojara una variación del VAD (Valor Agregado de Distribución) superior al 5%, la Distribuidora podrá hacer una presentación fundada, acreditando fehacientemente el incremento real producido en sus costos, debiendo el Ente Regulador analizar dicha presentación y, de corresponder, autorizar los ajustes tarifarios del caso, con el fin de reestablecer el equilibrio económico de la Concesión.

Que así las cosas, tomando la intervención que le es propia, la Gerencia Económica del ENRESP procedió a calcular el "indicador testigo" conforme la fórmula establecida en el citado Anexo, arrojando el mismo una variación del 31 % entre el período Septiembre/13 y Noviembre/14. En virtud de ello, se encuentran dadas las condiciones para efectuar la revisión de los costos

que conforman el VAD y la Generación Propia, correspondiendo realizar un ajuste en las tarifas, con el fin mencionado precedentemente.

Que aclara la Gerencia Económica del ENRESP, que su análisis no contempla la actualización de los Costos de la Generación Propia - CPGPR ya que, por tratarse de un costo de abastecimiento, los mismos fueron tenidos en cuenta en el Expte. ENRESP Nº 267-35693/15, siguiendo los lineamientos establecidos en la Resolución Ente Regulador Nº 833/12.

Que en el marco de lo establecido en la normativa legal vigente citada en el visto, siguiendo los lineamientos previstos por la Resolución Ente Regulador Nº 833/12, la Gerencia citada procedió a analizar las variaciones, a Diciembre/14, de los costos que integran el VAD de EDESA S.A., sobre la base de la documentación aportada por la Distribuidora y la que le fuera requerida a está en forma complementaria. Destaca, que la revisión objeto de marras no reviste el carácter de una Revisión Integral de las Tarifas, sino que se limita a determinar el incremento real producido básicamente por la inflación en los costos ya citados, durante un cierto período de tiempo, con el fin de realizar los ajustes que permitan restablecer el equilibrio económico de la Concesión.

Que en orden a ello recuerda la Gerencia Económica, que, en lo conceptual, la Tarifa del Servicio de Energía Eléctrica se compone de dos términos: el Costo de Abastecimiento y el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Que respecto al Costo de Abastecimiento, expresa que el mismo está dado por el Costo de Compra de Energía y Potencia en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), más los Costos de la Generación Propia, todo lo cual constituye un Pass Trough, es decir que los mismos se trasladan en forma directa a los usuarios, sin que la Distribuidora obtenga beneficios económicos de esta transacción. Aclara, que los Costos de la Generación Propia están conformados por el VNR (Valor Nuevo de Reposición) de las instalaciones destinadas a tal fin, por los Gastos de Operación y Mantenimiento, y por los Gastos de Combustible utilizado para dicha generación. Éstos últimos se trasladan a las tarifas trimestralmente, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Ente Regulador Nº 833/12.

Que en lo referente al VAD de la Distribuidora, la Gerencia Económica señala, que el mismo debe cubrir los gastos de explotación (gastos de

operación, mantenimiento, comerciales y administrativos), impuestos e inversiones y debe otorgar a los accionistas una rentabilidad sobre el capital.

Que indica la citada Gerencia, que los gastos de explotación que debe cubrir la tarifa deben ser los necesarios para realizar una prestación eficiente del servicio, mientras que las inversiones de reposición y/o expansión son aquellas que debe realizar la Distribuidora para atender el crecimiento de la demanda y para renovar las instalaciones a medida que éstas cumplan su vida útil. La Rentabilidad del Capital debe ser justa, razonable y ser similar a la de otras empresas del sector con riesgo similar.

Que hecha la introducción preliminar, la Gerencia Económica señala, que mediante Notas DS 707/14, DS 271/15, y documentación respaldatoria, EDESA S.A. presentó la actualización de los costos determinados en la revisión aprobada por Resolución Nº 62/14, solicitando el reconocimiento de la suma de $ 696.648.756 en concepto de Valor Agregado de Distribución (VAD) y Costos de Generación Propia.

Que sobre la base de la documentación respaldatoria presentada por la Distribuidora (facturas, balances, etc.), y mediante la aplicación de los datos estadísticos extraídos de otras fuentes de información (índices del INDEC, CVS, etc.), la Gerencia Económica del ENRESP reconoció o efectuó – según el caso- las correcciones que consideró procedentes.

Que respecto a los índices aplicados en cada caso, la citada Gerencia manifiesta que se adoptaron aquellos del INDEC que son específicos de cada tipo de costos o materia tratada, o, en ausencia de éstos, se recurrió a la aplicación de indicadores que resultan asimilables por presentar afinidad con cada uno de los ítems analizados.

Que adentrándose en el estudio de los componentes que integran el mencionado VAD, la Gerencia Económica – en lo que respecta a la determinación de las inversiones destinadas a la reposición y/o renovación de los bienes afectados al servicio- adoptó el método del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), conforme lo prevé la Resolución Ente Regulador Nº 833/12.

Que destaca, que este método de valuación está orientado a mantener la capacidad productiva de la Empresa y sus activos, permitiendo, entre otras cosas, trasladar a los usuarios los beneficios de avance tecnológico, manteniendo

la capacidad de producción, considerando las inversiones necesarias para atender el crecimiento de la demanda, la reposición de las redes existentes (económicamente adaptada) y valuadas a un mínimo costo.

Que por otro lado, el método debe permitir a la Distribuidora tomar todas las acciones necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica, a fin de satisfacer la demanda en tiempo oportuno y conforme el nivel de calidad exigido en el Contrato de Concesión.

Que en el cálculo del VNR de los activos de la Empresa, además de las instalaciones eléctricas afectadas directamente a la distribución, se incluyeron los costos correspondientes a las etapas de transmisión y generación propia, los vehículos, edificios, sistemas de comunicaciones y sistemas informáticos.

Que para determinar el valor de los Activos, la Gerencia Económica utilizó la matriz del VNR utilizada en otras revisiones tarifarias, la cual permite medir, mediante la aplicación de diferentes índices del INDEC, la variación de los costos ocurrida desde la última revisión tarifaria como consecuencia de la alteración de las variables económicas, determinándose así un VNR a Diciembre/14 de $2.468.037.025.

Que en base a la vida útil asignada a cada uno de los bienes, y considerando una tasa de rentabilidad del 9,54% (WACC), valores éstos extraídos de la Resolución Ente Regulador Nº 833/12, se determinó una anualidad de $258.006.810. Es decir que entre Septiembre/13 y Diciembre/14 el valor de los activos sufrió un incremento del 32,46%.

Que en relación a los Gastos de Explotación, la Gerencia Económica considera que deben ser los necesarios y suficientes como para permitir una prestación eficiente del servicio.

Que sobre el particular, la citada Gerencia determinó que los Gastos Anuales de Explotación ascienden a la suma de $ 262.744.422,90 (neto de impuestos y tasas), lo que representa un incremento del 35,6% respecto al monto reconocido por tal concepto en la Revisión Tarifaria inmediata anterior.

Que respecto de los Costos de Operación y Mantenimiento de la Generación Propia de la Distribuidora, la Gerencia Económica determinó que los mismos ascienden a la suma de $ 45.018.056,97 (Anexo C-1), siendo que su

actualización fue aprobada mediante Resolución Ente Regulador Nº 158/15 y trasladados al Costo de la Potencia de Generación Propia (CPGPR), por tratarse de un costo de abastecimiento, ello en concordancia con la metodología establecida en la Resolución ENRESP Nº 833/12. Señala también que los gastos mencionados, más impuestos y tasas directos sobre ventas, totalizan la suma de $381.120.675.

Que recuerda la Gerencia Económica, como dato relevante a los fines de facilitar una evaluación preliminar de los porcentajes de incremento calculados, que en la Resolución Ente Regulador Nº 62/14 – dictada como corolario de la Revisión Tarifaria concluida en Enero/14 - se reconocieron los costos (de explotación y de inversiones) actualizados a Septiembre/13, abarcando la actualización objeto de la presente un período de 15 meses (Septiembre/13 a Diciembre/14), en un contexto económico afectado por una inflación creciente.

Que habiendo realizado las consideraciones generales precedentes, la Gerencia interviniente analiza cada uno de los rubros que integran los Costos de Explotación.

Que en lo relativo al rubro Remuneraciones y Cargas Sociales; Honorarios y Retribuciones, y Servicios Contratados, la Gerencia Económica informa que se consideraron los gastos determinados en la Revisión Tarifaria aprobada por la Resolución Nº 62/14, ajustados por el Coeficiente de Variación Salarial del Sector Privado (Trabajo registrado), publicado por el INDEC, el cual experimentó un incremento del 37,50% entre Septiembre/13 y Diciembre/14.

Que en lo que al ítem Publicaciones y Gastos Institucionales concierne, se consideraron los gastos determinados en la Revisión Tarifaria aprobada por la Resolución Nº 62/14, ajustados por el índice de variación del INDEC del IPIB (rubro 221- diarios y revistas), el cual arrojó un incremento en el período Septiembre/13 – Diciembre/14 del 36,83 %.

Que respecto del rubro Reparación y Mantenimiento, la Gerencia Económica utilizó una ponderación de índices de acuerdo al siguiente detalle: el 93,1 % del gasto se ajustó por el Coeficiente de Variación Salarial del Sector Privado (Trabajo registrado) publicado por el INDEC y el 6,9 % restante por el índice IPIB (31) Máquinas y Equipos Eléctricos, obteniéndose una variación del 37,10 % entre Septiembre/13 y Diciembre/14.

Que en lo relativo al ítem Seguros y Alquileres, se consideraron los gastos determinados en la Revisión Tarifaria mencionada, ajustados por el índice de variación del INDEC del IPC- Nivel General, verificándose una variación de 23,90 % en el período considerado.

Que respecto del rubro Franqueo y Teléfono, la Gerencia Económica consideró los gastos determinados en la Revisión Tarifaria aprobada por Resolución Nº 62/14, ajustados por el índice del INDEC del IPC- Nivel General, cuya variación entre Septiembre/13 y Diciembre/14 fue del 23,90 %.

Que en lo que refiere a Materiales y Repuestos, la citada Gerencia indica que para su actualización utilizó una ponderación de índices de acuerdo al siguiente detalle: el 69,54% por el índice del IPIB – (31) Máquinas y Equipos Eléctricos, el 8,26% por el índice del IPIB - Librería (rubro 222), 20,65% por la variación del Precio del Gas Oil, y 1,55% por IPC Nivel General. Indica que la variación experimentada entre Septiembre/13 y Diciembre/14, fue del 34,78%.

Que en el ítem Diversos y Gastos de Juicio, se consideraron los gastos determinados en la Revisión Tarifaria mencionada, ajustados por la variación del índice del INDEC del IPC-Nivel General de Septiembre/13 a Diciembre/14 (23,90%).

Que en relación al rubro Comisiones bancarias, la Gerencia Económica del ENRESP calculó la comisión cobrada por los bancos como el 1% de las ventas actuales, con más el incremento en la Tarifa Media de Ventas propuesto.

Que en lo referente al ítem Impuestos, Tasas y Contribuciones Menores, la Gerencia citada señala que al monto reconocido en concepto de transferencia de automotores, alumbrado, barrido y limpieza en la última Revisión Tarifaria, se lo ajustó por la variación del índice del INDEC del IPC - Nivel General -, el cual experimentó una variación del 23,90% entre Septiembre/13 y Diciembre/14.

Que en lo que al rubro Impuestos y Tasas refiere, la Gerencia Económica señala, que en virtud de lo dispuesto por el Articulo 27° de la Ley 6835, el cual establece que las tarifas aprobadas por el Ente Regulador deben permitir a las Licenciatarias obtener los ingresos necesarios para cubrir todos sus costos operativos razonables, los impuestos y tasas, la depreciación de los bienes utilizados en la prestación del servicio y una utilidad razonable, se reconoció mediante grossing up un 7,52% en concepto de impuestos y tasas directas.

Que en cuanto al ítem Determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) a Diciembre/14 (incluidos impuestos y tasas directas sobre ventas), la Gerencia Económica indica que el mismo asciende a la suma de $ 639.127.485, de los cuales $ 258.006.810 corresponden a la anualidad del VNR y $ 381.120.675 a los Gastos de Explotación, Gastos de Operación y Mantenimiento de la Generación Propia e Impuestos y Tasas directas sobre ventas.

Que en consecuencia, la Gerencia Económica señala, que para cubrir el incremento en los costos propios de distribución, valuados a Diciembre/14, debería otorgársele a la Distribuidora un ajuste tarifario tal que le garantice un incremento en la facturación promedio del año en curso del 16,7%.

Que considerando los costos de abastecimiento del MEM, así como lo dispuesto por ese Organismo en todas sus Resoluciones complementarias y concordantes y la normativa dictada por el Ente Regulador respecto de la generación a cargo de EDESA S.A., la Gerencia Económica determinó las tarifas que correspondería aplicar a partir de Enero/15, en los términos y plazos que seguidamente se expondrán.

Que al dictaminar, la Gerencia Jurídica pone de relieve que el tratamiento de lo solicitado por EDESA S.A. se enmarca en la metodología de actualización de costos establecida oportunamente en la Resolución Ente Regulador Nº 833/12 (publicada en el Boletín Oficial Nº 18875 del día 24/07/2012), acto vigente a la fecha.

Que en tal sentido señala que, efectuada Audiencia Pública en fecha 07/06/12, con el objeto de dar tratamiento al pedido de Revisión Tarifaria Quinquenal formulado por la Distribuidora EDESA S.A., el Ente Regulador de los Servicios Públicos procedió al dictado de la Resolución Nº 833/12, mediante la cual aprobó, en su Artículo 5, una metodología de actualización de costos del servicio, a los fines de habilitar la procedencia de una revisión de costos por inflación, en caso de producirse una alteración en las variables económicas, a efectos de reestablecer el equilibrio económico-financiero de la Prestación.

Que entiende oportuno destacar la Gerencia Jurídica del ENRESP, que conforme lo manifiesta reconocida doctrina –Maizal-, el principio general de justicia y razonabilidad aplicado a las tarifas de servicios públicos aparece tratado cuando señala que *"en general, se ha relacionado lo justo con lo jurídico, o sea con la forma*

de aplicación de la tarifa, mientras que lo razonable haría a lo económico, es decir, al quantum de la misma. En ese sentido, sería razonable la tarifa que prevé una adecuada retribución para el concesionario y sería justa si, además, no implica discriminar arbitrariamente entre los usuarios".[1]

Que en esa inteligencia resulta necesario agregar los fines de la justicia conmutativa, la cual trata precisamente las compensaciones que puedan darse entre las partes intervinientes –comunidad de usuarios / prestador-, buscando producir un equilibrio, una correspondencia objetiva en los intercambios que se producen. Para el caso del Servicio Público, el Concesionario debe percibir un equivalente económico por la prestación que lleva a cabo; se trata en definitiva, de la preservación del principio de sostenibilidad (Art. 40 inc. a de la Ley 24.065), que no es otra cosa que garantizar el equilibrio económico-financiero de la Prestataria condicionado a su comportamiento eficiente y prudente.[2]

Que entonces compete al Ente Regulador, proteger el interés de los usuarios y fijar tarifas justas y razonables orientadas al establecimiento y mantenimiento de equilibrio entre las necesidades económicas y financieras de las licenciatarias y concesionarias prestadoras, la expansión y conservación de los servicios con niveles de calidad permanentes y el acceso de los usuarios a las prestaciones propias de cada uno de tales servicios (conf. artículo 2º de la ley 6.835).

Que a su vez, este Organismo se encuentra investido de potestades tarifarias, atento lo establecido en el artículo 3º de la ley mencionada precedentemente.

Que en este orden, cabe tener presente que los usuarios tienen derecho a tarifas justas y razonables, determinadas de acuerdo a las disposiciones de ley y sus reglamentaciones (artículo 46º de la ley 6.835).

Que en consecuencia, la adecuación tarifaria objeto de marras encuentra su sustento en lo establecido en el artículo 76, de la Ley Nº 6819, el que en relación a tarifas justas y razonables, expresamente reza: "*Los servicios suministrados por los Transportistas y Distribuidores de Mercado Concentrado*

---

[1] Ing. Julio César Molina - Solidaridad en las Tarifas – El principio de solidaridad en el diseño tarifario parte I- pag. 43, Rev. Única (Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica)- Año XXXVIII / Abril 2012 / Nº 115.

[2] Obr. Cit. Pag. 44.

serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveerán a los Transportistas y Distribuidores de Mercado Concentrado la oportunidad de obtener ingresos suficientes para cubrir los costos operativos razonables aplicables al servicio, las amortizaciones y una razonable tasa de rentabilidad.....".

Que en orden a todo ello y habiéndose verificado los extremos que la metodología implementada por Resolución N° 833/10 contempla, la Gerencia Jurídica dictamina que el Directorio del Ente Regulador se encuentra habilitado para resolver y en su caso autorizar la actualización de costos de prestación del servicio solicitada por EDESA S.A.

Que en ese marco, luego de analizar los informes elaborados por las Gerencias actuantes y la documentación obrante en el expediente citado en el Visto, y teniendo presente que es responsabilidad del Ente Regulador, no solo velar por que se alcancen los niveles de calidad de las prestaciones exigidas en el Contrato de Concesión y la concreción de las obras e inversiones necesarias para que eso sea posible, sino también proteger el interés de los usuarios asegurando tarifas accesibles para todos ellos, el Directorio del ENRESP entiende que resulta procedente el ajuste propuesto por la Gerencia Económica, con alcance a todas las categorías tarifarias, incluyendo a los usuarios de peaje.

Que en virtud de lo expuesto, corresponde hacer lugar al pedido de readecuación tarifaria solicitado por la Empresa Distribuidora EDESA S.A., disponiendo que para cubrir el incremento en los costos propios de distribución, valuados a Diciembre/14, debería otorgársele a la Distribuidora un ajuste tarifario tal que le garantice un incremento en la facturación promedio del año en curso del 16,7%.

Que en orden a ello, este Directorio considera resulta procedente Aprobar el nuevo Cuadro Tarifario que como Anexo I forma parte de la presente, y determinar que a los efectos de alcanzar el incremento mencionado en el considerando que precede, el cual será aplicado de manera escalonada, conforme la metodología ya implementada y mantenida por este Organismo, se realizará del siguiente modo:

a) De Enero/15 a Marzo/15, solo aplicará el 43% del incremento tarifario otorgado para cada una de las tarifas.

b) A partir de Abril/15 y hasta Junio/15 inclusive, se aplicará el 75% del incremento tarifario otorgado.

c) A partir de Julio/15 entrará vigencia en forma plena el Cuadro Tarifario del Anexo I.

Que corresponde además dejar establecido, que en todos los casos se aplicarán los costos de abastecimiento vigentes para cada período, conforme lo establece el Contrato de Concesión y demás normativa complementaria y concordante.

Que no obstante todo lo hasta aquí expuesto, vale tener presente que en el marco del **Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la Republica Argentina**, el día 15 de Enero del año en curso se ha suscripto entre el Poder Ejecutivo Nacional y la Provincia de Salta un Acuerdo Marco (Aprobado por Decreto Nº 611 – del 13/02/15), a través del cual el Poder Concedente asumió el compromiso mantener inalterables, por un plazo de 365 días (contados a partir del 01/01/2015), los cuadros tarifarios eléctricos vigentes al 31/12/13 y que fueran aplicados durante el período 2014.

Que considerando el compromiso asumido por el Poder Concedente en ejercicio de las facultades que le son propias, y la vigencia del denominado Programa de Convergencia, corresponde **SUSPENDER,** hasta el día 31 de Diciembre de 2015, la **APLICACIÓN** del Cuadro Tarifario que se aprueba en la presente Resolución, y en virtud de ello **ORDENAR** a EDESA S.A. a continuar facturando a los usuarios conforme el VAD vigente al 31 de Diciembre de 2013.

Que en virtud de ello, teniendo presente que el Cuadro Tarifario que aquí se aprueba, producirá sus efectos de alcance general, recién a partir del 01 de Enero del año 2016, manteniéndose así, hasta entonces, inalterables las tarifas actualmente vigentes, corresponde reservar la publicación de lo aquí resuelto al momento procesal oportuno, en el modo y la forma establecida por la legislación vigente.

Que el Directorio del Ente Regulador de los Servicios Públicos es competente para el dictado del presente acto en virtud de lo establecido en las Leyes Nº 6.835 y Nº 6.819, como así también en las demás normas complementarias y concordantes.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE REGULADOR

DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°: HACER LUGAR al pedido de readecuación tarifaria solicitado por la Empresa Distribuidora EDESA S.A., en el marco de lo establecido por la Resolución ENRESP N° 833/12; disponiendo que para cubrir el incremento en los costos propios de distribución, valuados a Diciembre/14, se le otorgará a la Distribuidora un ajuste tarifario tal que le garantice un incremento en la facturación promedio del año en curso del 16,7%; por los motivos, en los términos y con los alcances establecidos en los considerandos de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2°: DETERMINAR que a los fines de alcanzar el incremento establecido en el Artículo anterior, las tarifas de los servicios prestados por EDESA S.A. serán objeto de una readecuación, la que se otorgará en tres etapas, aplicada de la siguiente manera: A) de Enero/15 a Marzo/15 solo aplicará el 43% del incremento tarifario otorgado para cada una de las tarifas. B) a partir de Abril/15 y hasta Junio/15 inclusive, se aplicará el 75% del incremento tarifario otorgado. C) a partir de Julio/15 entrará en vigencia en forma plena el Cuadro Tarifario del Anexo I; en los términos, por los motivos y con los alcances expuestos en los considerandos que forman parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 3°: APROBAR el Cuadro Tarifario que como Anexo I forma parte de la presente, el cual deberá ser aplicado por la Distribuidora conforme los términos y los alcances previstos en los considerandos de ésta Resolución.

ARTÍCULO 4°: SUSPENDER, hasta el día 31 de Diciembre de 2015, la **APLICACIÓN** del Cuadro Tarifario aprobado en el Artículo precedente, ello por los motivos y en los términos expuestos en los considerandos que forman parte de la presente Resolución.

ARTICULO 5°: **ORDENAR** a EDESA S.A. que continúe facturando a los usuarios conforme el VAD vigente al 31 de Diciembre de 2013, ello hasta tanto se cumplan los plazos establecidos en el Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la Republica Argentina, aprobado por

Decreto Provincial Nº 611/15, por los motivos y en los términos expuestos en los considerandos que forman parte de la presente Resolución.

ARTICULO 6°: RESERVAR la publicación de lo aquí resuelto al momento procesal oportuno, en el modo y la forma establecida por la legislación vigente, por los motivos, en los términos y con los alcances señalados en los considerandos de esta Resolución.

ARTÍCULO 7°: NOTIFICAR, Registrar, oportunamente Publicar y Archivar.-

Dr. MARCELO ALEJANDRO JURI
A/C GERENCIA JURIDICA
ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

A CARGO DE LA SECRETARIA GENERAL

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS SALTA

Dr. JORGE FIGUEROA GARZON
PRESIDENTE
ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

ANEXO I

CUADRO TARIFARIO EDESA S.A. - PLENO

TARIFA 1

PEQUEÑAS DEMANDAS

	Cargo fijo $/bim	Cargo fijo $/mes	Cargo variable $/kwh	Subsidio Cargo variable $/KWh
RESIDENCIAL - T1R1 (0<E<=192 KWh/mes)	39,44	19,72	0,8135	0,2945
RESIDENCIAL - T1R2 (192<E<=500 KWh/mes)	84,70	42,35	0,7574	0,2945
RESIDENCIAL - T1R2 (500<E<=700 KWh/mes)	113,09	56,54	0,8122	0,2586
RESIDENCIAL - T1R2 (700<E<=1.400 KWh/mes)	205,21	102,61	0,8042	0,2241
RESIDENCIAL - T1R2 (E>1.400 KWh/mes)	388,09	194,04	0,8937	0,1527
GENERAL - T1G1 (0<E<= 205 KWh/mes)	48,39	24,20	0,9948	0,2584
GENERAL - T1G2 (205<E<=2000 KWh/mes)	175,41	87,70	0,8397	0,2584
GENERAL - T1G2 (E>2000 KWh/mes)	495,60	247,80	0,8725	0,2476
ALUMBRADO PÚBLICO - T1AP	--------	--------	0,9971	0,2858

TARIFA 2

	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable $/kwh	Subsidio Cargo variable $/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	150,70	20,06	0,3744	0,1663

TARIFA 3

	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable horas pico $/kwh	Cargo variable horas resto $/kwh	Cargo variable horas valle $/kwh	Subsidio Cargo variable horas pico $/KWh	Subsidio Cargo variable horas resto $/KWh	Subsidio Cargo variable horas valle $/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	66,23	92,65	20,59	0,7012	0,6466	0,6510	0,3547	0,3336	0,3411
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	64,39	91,87	20,59	0,7456	0,7044	0,6698	0,3288	0,3184	0,3038
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	26,98	51,85	776,69	1,0251	0,9814	0,9526	0,4963	0,4860	0,4750
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	26,98	51,85	776,69	0,9218	0,8898	0,8549	0,3669	0,3626	0,3483
ALTA TENSION - GRAN DEMANDA	5,65	29,82	776,69	0,6245	0,5931	0,5715	0,2660	0,2589	0,2506

TARIFA 4

	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable horas pico $/kwh	Cargo variable horas resto $/kwh	Cargo variable horas valle $/kwh	Subsidio Cargo variable horas pico $/KWh	Subsidio Cargo variable horas resto $/KWh	Subsidio Cargo variable horas valle $/KWh
BAJA TENSION- MEDIANA DEMANDA	66,23	27,48	20,59	0,5910	0,5793	0,5681	0,2469	0,2486	0,2454

4301/15

TARIFA 5

	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable horas pico $/kwh	Cargo variable horas resto $/kwh	Cargo variable horas valle $/kwh	Subsidio Cargo variable horas pico $/KWh	Subsidio Cargo variable horas resto $/KWh	Subsidio Cargo variable horas valle $/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	66,23	27,48	20,59	0,6657	0,6540	0,6428	0,2469	0,2486	0,2454
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	66,23	27,48	20,59	0,7163	0,7046	0,6934	0,2112	0,2129	0,2097

TARIFA 6

	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable horas pico $/kwh	Cargo variable horas resto $/kwh	Cargo variable horas valle $/kwh	Subsidio Cargo variable horas pico $/KWh	Subsidio Cargo variable horas resto $/KWh	Subsidio Cargo variable horas valle $/KWh
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	26,98	24,87	776,69	0,7844	0,7737	0,7635	0,2219	0,2235	0,2206
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	26,98	24,87	776,69	0,8454	0,8347	0,8244	0,1893	0,1909	0,1880

TARIFA 7

	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable horas pico $/kwh	Cargo variable horas resto $/kwh	Cargo variable horas valle $/kwh	Subsidio Cargo variable horas pico $/KWh	Subsidio Cargo variable horas resto $/KWh	Subsidio Cargo variable horas valle $/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	--------	--------	20,59	1,0991	1,0874	1,0762	0,2469	0,2486	0,2454

TARIFA 8

	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable horas pico $/kwh	Cargo variable horas resto $/kwh	Cargo variable horas valle $/kwh	Subsidio Cargo variable horas pico $/KWh	Subsidio Cargo variable horas resto $/KWh	Subsidio Cargo variable horas valle $/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	--------	--------	20,59	1,0197	1,0080	0,9968	0,2469	0,2486	0,2454
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	--------	--------	20,59	1,0579	1,0462	1,0351	0,2112	0,2129	0,2097

ZONA FRANCA

	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo variable $/kwh	Subsidio Cargo variable $/KWh
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	35,34	1,83501	1,32039
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	26,26	1,79514	1,29032
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	26,26	1,79514	1,12710

430/13

TARIFAS DE PEAJE

	Cargo por máxima cap. de sum. contratada $/kw-mes	Cargo por cap. de sum. contratada en hs. de punta $/kw-mes	Cargo fijo $/mes	Cargo variable horas pico $/kwh	Cargo variable horas resto $/kwh	Cargo variable horas valle $/kwh	Cargo variable horas pico $/kwh (res.1301/11-anexo II)	Cargo variable horas resto $/kwh (res.1301/11-anexo II)	Cargo variable horas valle $/kwh (res.1301/11-anexo II)
BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	66,38	54,67	37,60	0,0936	0,0852	0,0799	0,1248	0,1166	0,1109
BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	66,38	54,67	37,60	0,0990	0,0893	0,0838	0,1264	0,1168	0,1111
MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	26,98	42,45	1351,44	0,0784	0,0723	0,0675	0,0847	0,0786	0,0737
MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	26,98	42,45	1351,44	0,0868	0,0780	0,0732	0,0922	0,0835	0,0786
ALTA TENSION - GRAN DEMANDA	5,65	5,67	1351,44	0,0559	0,0534	0,0508	0,0559	0,0534	0,0508
T4-BAJA TENSION- MEDIANA DEMANDA	32,62	3,34	214,52	0,2079	0,1818	0,1686	0,2391	0,2132	0,1996
T5 - BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	33,12	24,81	368,03	0,1226	0,1192	0,1163	0,1538	0,1506	0,1474
T5 - BAJA TENSION - GRAN DEMANDA	33,12	24,81	368,03	0,1264	0,1230	0,1202	0,1538	0,1506	0,1474
T6 - MEDIA TENSION - MEDIANA DEMANDA	26,98	17,29	1321,85	0,1632	0,1629	0,1627	0,1694	0,1691	0,1689
T6 - MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	26,98	17,29	1321,85	0,1727	0,1724	0,1722	0,1781	0,1779	0,1776
T7 - BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	--------	--------	91,69	0,4680	0,4665	0,4657	0,4992	0,4979	0,4967
T8 - BAJA TENSION - MEDIANA DEMANDA	--------	--------	286,17	0,3861	0,3846	0,3838	0,4173	0,4160	0,4148
T8 - MEDIA TENSION - GRAN DEMANDA	--------	--------	286,17	0,4362	0,4347	0,4339	0,4636	0,4623	0,4611

Referencias :

PD = Pequeñas Demandas (< 10 KW)

MD = Medianas Demandas (10 a 300 KW)

GD = Grandes Demandas (>= 300 KW)

Los valores tarifarios aquí consignados son anteriores a las cargas impositivas correspondientes

430/15