

RESOLUCIÓN N° 139/13 (A - E.R.S.E.P.T.)

VISTO el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) de EDET SA correspondiente al período tarifario 2011-2016, la Audiencia Pública celebrada el 15 de Julio de 2013, el Expediente EPRET N°742-E/2013, y

CONSIDERANDO

Que el Acta de Renegociación Integral (ARI) y su Addenda dieron por concluido el proceso de renegociación contractual entre el Estado Provincial y EDET SA y sus accionistas y su contenido fue aprobado en todos sus términos por el Artículo 1° de la Ley N° 7892.

Que los documentos mencionados permitieron concluir con la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de EDET SA para el período comprendido entre el 1° de Noviembre de 2006 y el 31 de Octubre de 2011, la que fuera aprobada por Resolución EPRET N° 17/08.

Que en los artículos 6° y 7° del ARI se definen los principios y metodología para la Revisión Tarifaria Integral.

Que, con relación a la Revisión Tarifaria Integral para el período tarifario 1° de Noviembre de 2011 y el 31 de Octubre de 2016, la Concesionaria presentó ante el EPRET en fecha 06/07/11 y a través de la Nota GG N° 49/11 la siguiente documentación: i) Pronóstico de demanda -24 fojas-; ii) Determinación de la Tasa de Retribución del Capital -33 fojas-; iii) Costos de Explotación que incluye VNR no eléctrico de la empresa modelo -146 fojas-; iv) VNR no eléctrico de la empresa real -273 fojas; v) VNR eléctrico -69 fojas-; vi) Manual de Costos -91 fojas-; vii) Diseños constructivos -221 fojas- y viii) Manuales de Construcciones Normales -673 fojas-.

Que en fecha 25/10/11 y a través de Nota GG N° 152/11, adjuntó el estudio actualizado de la Tasa de Retribución del Capital en 34 fojas.

Que en fecha 22/05/12 y a través de Nota GG N° 39/12, adjuntó los informes siguientes: i) Ingresos Requeridos -16 fojas-; ii) Procesamiento y Validación de la Campaña de Caracterización de la Carga -28 fojas-; iii) Estudio de Calidad de Servicio y Plan de Inversiones Quinquenal 2012-2016 -70 fojas-; iv) Cuadros Tarifarios Propuestos -21 fojas-; v) Factores de Economía de Escala -19 fojas-; y vi) Metodología de Ajuste de la Tarifa -17 fojas-.

Que finalmente EDET SA presentó en fecha 14 de Junio de 2013 Nota GG N° 35/13, cabecera del Expediente del Visto, solicitando la realización de todos los trámites que fueren necesarios para la conclusión del proceso de RTI en el menor plazo posible y la inmediata readecuación tarifaria, requiriendo asimismo que al momento de implementar el resultado que surja del proceso regulatorio pertinente, incluya una solución regulatoria que garantice a la Distribuidora contar, oportunamente y en la modalidad que este Ente determine, con los ingresos no percibidos a partir del 1° de Noviembre de 2011 y hasta la efectiva implementación del Cuadro Tarifario resultante del proceso de RTI.

Que la totalidad de la documentación descripta anteriormente se encuentra debidamente agregada al Expediente citado en el Visto, en copias impresas y en soporte magnético con formato PDF.

Que el plazo de concesión dado a EDET SA por 90 (noventa) años ha sido dividido en 8 (ocho) periodos de gestión, el primero por 20 (veinte) años y los siguientes por 10 (diez) años cada uno, y en periodos tarifarios de 10 (diez) años el primero, extendido por la emergencia económica, y los siguientes por 5 (cinco) años, todos ellos contados desde la efectiva Toma de Posesión de la Sociedad Inversora.

Que la toma de Posesión del Servicio por parte del operador privado se efectivizó el 4 de Agosto de 1995, por lo que el primer período de gestión culminará el 3 de Agosto de 2015 correspondiendo que con una antelación no inferior a 6 (seis) meses al vencimiento del Período de Gestión en curso, el Organismo Regulador llame a Licitación Pública Nacional e Internacional para la venta del Paquete Mayoritario de EDET SA (total de las Acciones Clase "A") estableciéndose el Régimen Tarifario, el Cuadro Tarifario y los nuevos parámetros de calidad del servicio que se aplicarán desde el 4 de Agosto de 2015 y durante los siguientes 5 (cinco) años.

Que la RTI de EDET SA para el período de vigencia tarifario 2011-2016, definido por el ARI, se verá en su última parte superpuesto con el desarrollo del procedimiento vinculado a la finalización del primer Período de Gestión, el que culmina con la licitación del paquete mayoritario de acciones de EDET S.A.

Que mediante Expediente N° 753-D/13 del Ministerio de Desarrollo Productivo, la Dirección de Industria y Energía de la Provincia de Tucumán se dirige a este Organismo con relación al procedimiento RTI y su vinculación con el Plan de Obras de Transporte de Energía Eléctrica de la Provincia de Tucumán 2006/2016 – cuya formalización y actuación se encuentra a cargo del Ministerio de Desarrollo Productivo-, solicitando se prevea incorporar obras de transporte de electricidad por distribución troncal a los planes obligatorios de inversiones de la Concesionaria, en un todo de acuerdo a la habilitación normativa que surge del Artículo 9 de la Ley N° 8342.

Que la Dirección de Industria y Energía considera necesario emprender la ejecución de obras de transporte denominadas “Obras Críticas 2013-2018” con la participación de la Distribuidora de energía con fundamento en las particulares condiciones que presentan algunas de las mismas y que les confieren la características de críticas en términos de la fecha en las que son requeridas, condiciones y características tales como: i) las fechas requeridas de habilitación son muy ajustadas, teniendo en cuenta los plazos de gestión de proyectos, adquisición de equipamiento y/o ejecución de obras y los plazos de ejecución por parte del estado, ii) se trata de ampliaciones de instalaciones que se encuentran energizadas y actualmente bajo operación de Transnoa SA, y iii) instalaciones en operación que deben ser modificadas o desplazadas.

Que teniendo en cuenta lo antes manifestado, la Dirección de Industria y Energía considera necesario incorporar al proceso de RTI las obras críticas, debidamente valorizadas, a los efectos de concretar su habilitación en el próximo quinquenio.

Que la Ley 8479 determina en su artículo 18 que el ERSEPT reglamentará los procedimientos de participación pública, debiendo contemplar que las convocatorias a los mismos se realicen mediante la suficiente comunicación pública con razonable antelación, informándose el lugar, día y hora donde podrán consultarse los antecedentes y se podrá concretar la participación en el procedimiento de que se trate. La norma citada determina que los procedimientos de participación pública podrán consistir en Consulta Pública Documentada o Audiencia Pública.

Que la materia de la que trata el presente caso (confr. Resolución ERSEPT N° 5/2003) se encuentra contemplada expresamente entre aquellas que requieren el procedimiento de Audiencia Pública (Art. 18 inc. 2). Así el precepto citado, prescribe: “...La convocatoria y realización de Audiencia Pública no vinculante se efectuará en las siguientes materias: 2.1. Con motivo de los procesos de revisión tarifaria integral... 2.4. Cuando deba resolver cuestiones de naturaleza técnica o regulatoria en el ámbito de su competencia específica que tengan efectos sobre la tarifa, sobre la estructura tarifaria o sobre las condiciones que regulan la calidad de servicio...”.

Que a través de la Resolución ERSEPT N° 5/2013 (Art. 1°) se procedió a convocar a Audiencia Pública para considerar: i) la Revisión Tarifaria Integral (RTI) Ordinaria de EDET SA correspondiente al período quinquenal comprendido entre el 1° de Noviembre de 2011 y el 31 de Octubre de 2016, ii) la posible incidencia de la superposición temporal de la finalización del período de gestión en curso sobre el período tarifario en análisis. iii) la incorporación de obras del Plan de Transporte al Plan de Inversiones Obligatorias de la Distribuidora y iv) la asignación de los Subsidios generados en el orden provincial y nacional a los usuarios finales del servicio de energía eléctrica.

Que tal como se determinó por medio de la Resolución mencionada se dio inicio al mencionado procedimiento a través de la publicación en los diarios de mayor circulación de la Provincia el 27/06/2013 conforme consta a fs. 23 y 24 del Expediente cabecera, como también su publicación en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán en su edición N° 28050 del día 28 de Junio de 2013 (fs. 905 y 906).

Que, conforme consta en el informe final de los Instructores designados y de acuerdo a lo prescripto en la Resolución EPRET N° 574/2006, solicitaron intervención como partes en la Audiencia Pública las siguientes personas físicas y jurídicas públicas y privadas: (i) EDET SA; (ii) BA Energy Solutions; (iii) Defensoría del Pueblo de la Provincia; (iv) Miguel Angel Solaligue; (v) Unión de Consumidores de Argentina (UCA); (vi) El Representante del Usuario en el ámbito del ERSEPT, Sr. José H. García; (vii) La Unión de Consumidores y Usuarios “ Nuestra Sra. Del Valle Asociación Civil”; (viii) El Director de Energía e Industria de la Provincia de Tucumán, Sr. Edgardo Bertini; (ix) la Sra. Alejandra Arrieta; (x) ADEERA; (xi) la fundación El Sulky; (xii) APUAYE; (xiii) El Sr. Raúl Giménez Lascano; (xiv) El Sr. Luis Suárez; (xv) La Sra. Marta Elena Vargas y (xvi) el Legislador Sr. Sergio Ariel García.

Que se determinó que las personas que asistieran a la Audiencia Pública y que no revistieran el carácter de parte, podrían participar mediante la formulación de la respectiva pregunta por escrito, previa autorización de la

autoridad a cargo de la misma, para lo cual se debía tener en cuenta la pertinencia de la misma respecto del objeto del procedimiento.

Que ofrecieron y produjeron prueba documental e incorporadas al Expediente N° 742/390-E-2013: (i) EDET SA a través de sus notas GG N° 35/2013 y N° 40/2013; (ii) El Sr. Raúl Giménez Lazcano el citado Expediente y diferente normativa legal, reglamentaria y contractual y (iii) la Defensoría del Pueblo de la Provincia.

Que a continuación se procederá a considerar los planteos efectuados por las partes acreditadas, siempre que los mismos resulten pertinentes al objeto de la Audiencia Pública, objeto descrito en el artículo 1° de la Resolución de convocatoria

Que adicionalmente a la información técnica presentada por la Empresa, el Ente Regulador dispuso para su consideración una serie de informes y estudios técnicos elaborados por la Universidad Tecnológica Nacional, conforme a la solicitud que fuera oportunamente realizada por Resolución EPRET N° 212/2010. En tal sentido puede citarse: (i) Diseño de la campaña de medición; (ii) Análisis de la Normativa y Regímenes vigentes; (iii) Manual de Costos Eficientes, (iv) Plan de Inversiones de la Capacidad de Transformación AT/MT, (v) Determinación de la Base de Capital y el método del VNR, (vi) Estudio para la determinación del VAD, (vii) Auditoría de Bienes, (viii) Análisis del Desempeño de la Calidad de Servicio y Producto Técnico, (ix) Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario y (x) Tarifa de Interés Social.

Que, conforme a lo observado en los informes mencionados, el Ente Regulador pudo determinar el valor del requerimiento de ingresos del servicio en Pesos de Diciembre de 2010 en un todo de acuerdo a lo establecido en los términos de referencia, el que fue determinado, considerando la anualidad del VNR adaptado a la demanda, los costos de operación, mantenimiento y comerciales que surgen de la empresa modelo, como así también los impuestos, tasas y demás recursos necesarios para operar sustentablemente el servicio de distribución de energía eléctrica en Tucumán.

Que como consecuencia del tiempo transcurrido entre la realización de los estudios y el momento de la conclusión del proceso, el Ente Regulador procedió a actualizar, conforme a la metodología establecida en el Contrato de Concesión, los valores que componen el requerimiento de ingresos del servicio, redeterminando el mismo a valores de Marzo de 2013, lo que fuera plasmado en el informe “Estudio para la Determinación del Valor Agregado de Distribución Marzo de 2013”.

Que conforme consta en el mencionado informe el Ente Regulador determinó que la base de capital constituida por el VNR adaptado a la demanda y que incluye bienes eléctricos y no eléctricos alcanza los 2618,7 millones de pesos, lo que, considerando una tasa de rentabilidad regulada del 7,32% después de impuestos, arroja un valor de anualidad que alcanza los 208,8 millones de pesos.

Que se determinó utilizando la metodología de empresa modelo, de manera independiente a los costos presentados por la Distribuidora, el costo de operación y mantenimiento y de explotación comercial eficientes, los que arrojan un valor de 249,5 millones de pesos, los que no incluyen 17,2 millones de pesos aplicables a la gestión por mora.

Que, adicionalmente a los conceptos vertidos anteriormente y conforme a lo que surge de los principios tarifarios, en el estudio de costos se incorporaron los impuestos y tasas, el costo de capital de trabajo y un monto correspondiente al Impuesto a las Ganancias, lo que permitió determinar, finalmente, como monto de requerimiento de ingresos anual, que constituye el VAD del servicio, la suma de 550,9 millones de pesos al mes de Marzo de 2013.

Que, sin perjuicio de que este Ente Regulador comparte, en lo sustancial, las conclusiones a las que arriba la UTN en sus informes y con el objeto de generar sobre la demanda el menor impacto posible a través de la implementación del resultado de esta RTI, el ERSEPT incorporó modificaciones que impactan sobre la determinación del requerimiento de ingresos y en particular en el cálculo de la anualidad del VNR. Los cambios adoptados refieren a la extensión de la vida útil de los activos y al valor de los mismos, tomando como referencia los valores máximos recomendados por el ENRE en su Resolución N° 464/2002 y el Manual de Costos Eficientes expresados a Marzo de 2013 respectivamente. También se tuvieron en cuenta las conclusiones que surgen de la auditoría de bienes. Del mismo modo y con el mismo objetivo, el Ente Regulador procedió a revisar la Tasa de Rentabilidad Regulada, eliminando el componente relativo al riesgo cambiario y obteniendo una Tasa de Rentabilidad Regulada que asciende a 6,71% real en pesos y similar a la vigente durante el Período Tarifario inmediato anterior (6,80%). Además, se procedió a impactar, en forma anticipada, sobre el VAD incorporado en el cuadro tarifario resultante de esta RTI, el efecto de la aplicación del factor de eficiencia,

determinado en el punto 4 del Anexo I del ARI, correspondiente a los años 2013, 2014 y 2015 y que fuera determinado para esta Revisión Tarifaria Integral en un 2,33% anual.

Que, como resultado de las medidas referenciadas anteriormente, el VAD anual queda establecido en la suma de 467,1 millones de pesos a Marzo del año 2013, considerando “el producido físico de referencia” que se anexa a la presente Resolución.

Que se procedió a determinar el cuadro tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral, que se anexa como parte integrante de la presente Resolución, y que se denomina como “Cuadro Tarifario de Referencia” tomando en consideración lo siguiente: (i) el monto correspondiente al VAD antes mencionado, (ii) los parámetros de asignación de costos que surgen de la Campaña de Medición de Cargas, (iii) el estudio de pérdidas de la red adaptada correspondiente al Año Base de cálculo, cuyos resultados fueron ponderados teniendo en cuenta la evolución de las pérdidas técnicas registrada en los últimos años, (iv) el desarrollo del sistema de transporte, (v) los valores reconocidos como eficientes por la Secretaría de Energía de la Nación a través de la Resolución SEN N° 120/09, y (vi) las fórmulas tarifarias incorporadas en el ARI.

Que para conformar las distintas componentes del Cuadro Tarifario de Aplicación se tuvieron en cuenta, y se mantuvieron, similares criterios a los ya considerados en el ARI en lo referente a la progresividad de las tarifas y a la asignación de los costos con el objeto de brindar señales tendientes al uso racional y eficiente de la energía eléctrica, a la razonabilidad de las tarifas y a la competitividad de la industria.

Que se procedió a rediseñar la matriz de costos y adaptar su procedimiento de aplicación con el objeto de mantener en términos reales los ingresos tarifarios durante el período de vigencia tarifario que se inicia con esta RTI.

Que la matriz de costos que se incorpora a la presente incluye la estructura de costos determinada durante esta RTI y los factores de reexpresión que permiten determinar la evolución de los costos de prestación del servicio a lo largo del tiempo.

Que teniendo en cuenta la condición habilitante establecida en el artículo 40 de la Ley 6608 y conforme a las facultades de este Directorio (confr. Ley 8479) se procedió a determinar las oportunidades en las que se llevarán a cabo las revisiones tarifarias extraordinarias por modificaciones del VAD a raíz de la variación de los precios de la economía durante el presente período tarifario, estableciéndose como fecha de puesta en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de estos procesos los días 1° de Marzo y 1° de Septiembre de cada año, fijándose el inicio efectivo de este procedimiento el mes de Marzo de 2014, fechas que fueron seleccionados en virtud del comportamiento de la demanda y su estacionalidad para la provincia de Tucumán.

Que en relación al Precio de Referencia Estacional de invierno 2013 del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) establecido en la Resolución SEN N° 408/13 y en función de lo considerado oportunamente al emitirse la Resolución EPRET N° 138/13, la que recepta los lineamientos emitidos por la Secretaría de Energía de la Nación en su Resolución N° 2016/12, y observando el mecanismo previsto en la Resolución EPRET antes mencionado respecto de los posibles desvíos entre el precio medio estacional efectivamente trasladado a la demanda versus el precios medio estacional de diseño, a lo que debe adicionarse la necesidad de contemplar medidas que atenúen los sensibles efectos estacionales que se registran en la demanda de verano de la Provincia de Tucumán, es decisión de este Ente Regulador mantener durante el presente semestre estacional de invierno los Valores Específicos de Aplicación del Subsidio del Estado Nacional implementados en la Resolución EPRET N° 138/13.

Que la decisión adoptada respecto a lo abordado en el considerando anterior, tiene idéntica correlación con los criterios sobre este particular plasmados en las Resoluciones EPRET N° 440/12, N° 129/13 y N° 138/13, y que en esta oportunidad se mantienen.

Que en relación al régimen de calidad de servicio se introdujeron modificaciones tendientes a mejorar el control por parte de este Ente Regulador y mejorar los incentivos regulatorios hacia el Concesionario con el objeto de lograr una mejora en la orientación de las inversiones. Se receptaron parcialmente algunas de las propuestas realizadas por la propia Concesionaria durante el proceso de Audiencia Pública, como el control de la calidad de servicio para cada uno de los distribuidores que integran el sistema eléctrico y también el incremento en las mediciones mensuales del producto técnico.

Que el régimen de calidad de servicio definido entrará en vigencia conjuntamente con el cuadro tarifario resultante de la RTI y permanecerá vigente hasta la conclusión del período tarifario que se inicia a través de la presente.

Que de manera análoga a lo realizado con el régimen de calidad de servicio, se decidió introducir modificaciones en el régimen de extensión de redes, con el objeto de incorporar en la prestación del servicio mejoras que surgen de la experiencia, a partir de la puesta en marcha del ARI, el que entrará en vigencia conjuntamente con el cuadro tarifario.

Que otro de los aspectos a tener en cuenta en la determinación tarifaria son las inversiones que el Ente Regulador estima necesarias para garantizar la calidad de servicio establecida en la presente Resolución, como así también aquellas necesarias para abastecer la demanda actual y el crecimiento de la misma.

Que ello surge de la Ley 6608, en cuanto determina que los servicios prestados por la Distribuidora serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que tendrán en cuenta, entre otros principios, asegurar el mínimo costo para los usuarios, compatibles con la seguridad de abastecimiento y la calidad de servicio comprometida (Art. 38, Ley 6608).

Que tal principio fue receptado en el primer período de vigencia tarifaria, lo que se tradujo en la necesidad de proporcionar al Concesionario los recursos necesarios para hacer frente a los costos de expansión del sistema de distribución (Art. 40, Ley 6608).

Que este principio que se tuvo en cuenta en el diseño de la tarifa se trasladó a las sucesivas revisiones tarifarias y a la presente, por cuanto determina que las tarifas serán revisadas, al término de cada período de vigencia tarifaria, fijando su valor máximo y atendiendo a los componentes de costos señalados, con el fin de estimular la eficiencia y al mismo tiempo las inversiones en construcción, operaciones y mantenimiento de instalaciones.

Que la Ley 8479 determina entre las funciones y facultades del ERSEPT, establecer, de conformidad al ordenamiento jurídico, las normas adicionales que regirán los respectivos períodos tarifarios de cada servicio público comprendido bajo su jurisdicción y en tal sentido aprobar los Cuadros y Regímenes Tarifarios de los servicios bajo su jurisdicción, pudiendo, a tal efecto, establecer los mecanismos que resulten necesarios para garantizar la oportuna disponibilidad de los recursos demandados para la prestación de los servicios, conforme a las modalidades contractuales vigentes, para lo cual se establecerán las bases de cálculo, para la determinación de las tarifas velando por la vigencia de los principios de equidad social, accesibilidad, razonabilidad, justicia y sustentabilidad de las tarifas de cada servicio (Art. 4).

Que las previsiones del ARI, en lo que a inversiones se refiere, prescriben que el procedimiento definitivo para la RTI, debe tener en cuenta la proyección de la demanda y el plan de inversiones a realizar a partir de la entrada en vigencia del cuadro tarifario y el régimen de calidad de servicio, a efectos de medir el desempeño de la Concesionaria, determinar las penalidades, como así también, la adaptación de la red a la demanda y la determinación de los costos asociados (Art. 6, ARI).

Que en consonancia con la metodología seguida para la RTI resultante de la suscripción del ARI se establecieron las pautas técnicas generales que deberán guiar a las siguientes revisiones tarifarias integrales.

Que el artículo 7 del ARI establece respecto de esta temática que, con la finalidad de determinar los requerimientos del servicio, se efectuará la proyección de la demanda en forma anual para un período de análisis de 5 años, se determinará el régimen de calidad de servicio, como así también las necesidades de reposición –en lo fundamental– a los efectos de presentar un plan de inversiones, el que deberá contener un nivel de detalle razonable que permita identificar la evolución física de los activos de la Concesionaria, el nivel de inversión y el objeto de la misma.

Que la Ley 8479, de creación del ERSEPT, determina como funciones y facultades del organismo participar en la elaboración de los planes de expansión y mejora de la infraestructura sobre la que se asientan los respectivos servicios públicos bajo su competencia, velando por la economía y la mejora de los niveles de calidad, y en la implementación de soluciones no convencionales tendientes a la satisfacción de la demanda de servicios en áreas que lo carezcan o fueran deficientemente abastecidas (Art. 4 inc. 14) y controlar los planes de expansión y las inversiones a cargo de los prestadores (Art. 4, inc. 6), para lo cual interviene en la aprobación de los cuadros y Regímenes Tarifarios de los servicios bajo su jurisdicción, respetando la finalidad de la presente Ley, los respectivos Marcos Regulatorios y los contratos de concesión, pudiendo, a tal efecto, establecer los mecanismos que resulten necesarios para garantizar la oportuna disponibilidad de los recursos demandados para la prestación de los servicios conforme a las modalidades contractuales vigentes (Art. 4 inc. 11) y de este modo exigir a los prestadores de servicios públicos comprendidos bajo su jurisdicción, la información necesaria para verificar el cumplimiento de sus obligaciones, el conocimiento del mercado y la evolución y desempeño del sistema (Art. 4 inc. 8).

Que en esta oportunidad y con la finalidad de alcanzar eficiencia y eficacia en la implementación de las técnicas de control del cumplimiento de las obligaciones a cargo del concesionario y brindar información a los usuarios del destino de los recursos, este Directorio decidió exteriorizar en la factura del servicio público a cargo de EDET SA el monto a aplicar, de modo exclusivo, a inversiones obligatorias de distribución en el periodo tarifario que se inicia, poniendo énfasis en el control con relación a la disponibilidad, administración y aplicación de los recursos.

Que tal decisión se compadece con lo solicitado por la Defensoría del Pueblo de Tucumán en el acto de la Audiencia Pública, solicitud que consta en el Expediente cabecera.

Que el Plan de Inversiones Obligatorias de Distribución 2013/2016, destinadas fundamentalmente a la mejora estructural (técnica y tecnológica) del sistema de distribución eléctrico, se encuentra detallado en el Anexo VII de la presente Resolución.

Que las inversiones están destinadas fundamentalmente a la mejora estructural (técnica y tecnológica) del sistema de distribución eléctrico de la Provincia.

Que las inversiones referenciadas precedentemente tienen el carácter de mínimas, debiendo la Distribuidora ejecutar las demás inversiones que exija el crecimiento de la demanda y el cumplimiento de los parámetros de calidad y seguridad previstas en la presente Resolución.

Que a efectos de contar con información suficiente respecto del grado de avance de las inversiones, el Ente exigirá a la Distribuidora la presentación de informes con una periodicidad trimestral.

Que a efectos del control y de la aplicación de sanciones, en caso de corresponder, la Distribuidora informará semestralmente del estado de cumplimiento de las inversiones, admitiéndose un margen de flexibilidad en defecto del diez por ciento (10%) en términos económicos, respecto de las previsiones semestrales comprometidas.

Que los montos a percibir de cada categoría de usuario se encuentran especificados en el Anexo VIII de la presente, los que se readecuarán en oportunidad de producirse ajustes al valor agregado de distribución (VAD), resultantes de la aplicación de la metodología de ajuste tarifario contenida en el Anexo II, de manera tal de: a) ajustar la remuneración total al correspondiente ajuste emergente del cálculo, b) mantener constante la relación entre los recursos tarifarios que se asignan a través del Cuadro Tarifario y los correspondientes al Plan de Inversiones Obligatorias a través del ingreso tarifario definido, exclusivamente, a estos efectos y c) la relación entre los ingresos tarifarios definidos para ejecutar el Plan de Inversiones Obligatorias y el costo de dichas obras.

Que el Plan de Inversiones de Distribución 2013/2016 podrá ser sometido, anualmente, a eventuales modificaciones a los fines de adecuarlo al real crecimiento de la demanda y a la evolución del sistema eléctrico, como así también en el supuesto que se produzca un desbalance significativo entre los ingresos tarifarios y el costo de las obras. Las eventuales modificaciones que resultaren necesarias serán acordadas por el CONCESIONARIO y el ERSEPT durante el tercer trimestre del año anterior a su ejecución.

Que en aquellos casos en los que se determinen incumplimientos con respecto a lo establecido en los párrafos precedentes, el ERSEPT aplicará las sanciones correspondientes, teniendo como referencia las establecidas en el régimen sancionatorio dispuesto para el control de las obras pactadas en la Circular 13 del Contrato de Concesión de EDET SA.

Que las inversiones realizadas en cumplimiento del plan de inversiones obligatorias, integrarán la base de capital de la Revisión Tarifaria Integral que se llevará a cabo una vez concluido el presente período tarifario.

Que por las consideraciones vertidas en los considerandos precedentes el ERSPET procedió a determinar los valores unitarios asignados a cada una de las categorías tarifarias, valores que constituirán los recursos que se deberán aplicar al plan de inversiones obligatorio.

Que dichos valores fueron sustraídos del “Cuadro Tarifario de Referencia”, dando como resultado el “Cuadro Tarifario de Aplicación” el que deberá proveer a la Distribuidora el remanente de los recursos necesarios para prestar el servicio, conforme a las pautas que surgen de la conclusión del proceso.

Que la modalidad adoptada por el Directorio del ERSEPT, para el reconocimiento de los recursos asociados al VAD, mediante la determinación del “Cuadro Tarifario de Aplicación” y de un recurso tarifario explícito para

Inversiones Obligatorias de Distribución, exige establecer el procedimiento que el Concesionario deberá tener en cuenta a los efectos de la inclusión en la factura del recurso tarifario antes mencionado, el que incluye su relación con las tasas y tributos municipales, en virtud del impacto que los mismos tienen sobre la factura a afrontar por los usuarios y sus efectos sobre la capacidad de pago de los mismos.

Que resulta una constante observación de los usuarios y asociaciones de usuarios la sensible carga tributaria que pesa sobre la factura de energía eléctrica, entre las que ocupan un lugar destacado las tasas municipales que EDET SA percibe de las diferentes categorías de usuarios como agente de percepción de las municipalidades de la Provincia.

Que de lo expresado en la Audiencia Pública puede citarse, a título de ejemplo, lo manifestado por algunas de las partes constituidas en el referido procedimiento, en tal sentido el Sr. Giménez Lascano, expresó: *“Los impuestos y las tasas. Un 40% de lo que pagamos en la factura eléctrica no es electricidad, son impuestos e impide pagar la tarifa, porque produce situaciones de falta del servicio y quedamos sin capacidad, incluso de recuperar, porque muchas veces le pagamos al municipio con la factura eléctrica y después no lo recuperamos, porque lo volvemos a pagar con la factura del municipio”*. El Sr. Luis Suarez dijo *“Finalmente, como un aporte a la cuestión del TIS, solicito que tomen en cuenta algunas de las sugerencias siguientes: 1.-Que se establezca urgente un mecanismo de procedimiento ágil y práctico para que los usuarios excluidos del TIS puedan defender sus intereses y reciban el beneficio. 2.-Que se contemple la posibilidad de no cobrar impuestos provinciales o tasas municipales a las facturas con TIS... 5.-Que se establezca adecuadamente cuál es la capacidad de pago del usuario del servicio a partir de los ingresos de todos los integrantes del hogar servido.”*

Que, el artículo 4 de la Ley 8479 determina que el ERSEPT tendrá como funciones y facultades dictar las normas de seguridad y procedimientos técnicos: de medición y facturación de consumos (Art. 4, inc. 4), como así también fijar las bases de cálculo para la determinación de las tarifas de los contratos de concesión, licencias y/o permisos, con arreglo al ordenamiento jurídico velando por la vigencia de los principios de equidad social, accesibilidad, razonabilidad, justicia y sustentabilidad de las tarifas de cada servicio, aplicando la política que a tales efectos determine el Poder Ejecutivo (Art. 4 inc. 9).

Que es potestad atribuida a este Ente Regulador regular el contenido de la factura del usuario del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Que la referida postura regulatoria no constituye una novedad en el ámbito de los servicios públicos, ya que si se observan las soluciones, que surgen de organismos reguladores análogos al ERSEPT, como es el caso del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) se podrá concluir no sólo en la legalidad, *estricto sensu*, de la medida que por la presente se implementa sino también en su razonabilidad.

Que así lo manifestó el ENRE a través de las Resoluciones ENRE N° 639/96 y 725/97 y la propia Secretaría de Energía de la Nación, en su resolución N° 174/1998, dijo expresamente: *“Que indica que el principio constitucional de que cada provincia dictará su propia constitución "asegurando la autonomía municipal" se plasmó en la Ley N° 10.740 de la PROVINCIA DE BUENOS AIRES que establece un régimen por el cual las empresas prestadoras del servicio público de electricidad deberán percibir, a solicitud y en representación de las municipalidades, la tasa de Alumbrado Público que estas fijan en su jurisdicción, suscribiendo a tal efecto los correspondientes acuerdos contractuales.*

Que entiende que la conducta asumida por la Autoridad de Aplicación en las resoluciones recurridas configura un exceso de la potestad conferida por la ley cuando desconoce las normas provinciales.

Que en la evaluación del agravio vertido debe considerarse prioritariamente que el área asignada a la EMPRESA DISTRIBUIDORA LA PLATA SOCIEDAD ANONIMA (EDELAP SA) en su Contrato de Concesión fue otorgado por el ESTADO NACIONAL en virtud de la jurisdicción reconocida por la Ley N° 14.772.

Que conforme lo dispuesto en el Artículo 56 inciso b) de la Ley N° 24.065 el Órgano de Control tiene la facultad y la función de dictar reglamentos a los cuales deben ajustar los Distribuidores su accionar, entre otros tópicos el referente en materia de facturación.

Que la potestad reglamentaria de la Autoridad de Aplicación en materia de servicio público de la electricidad en los lugares sujetos a Jurisdicción Nacional (conforme Artículos 2°, 54 y 56 inciso b) de la Ley N° 24.065) es incuestionable, revistiendo igualmente absoluta certeza y ajustándose a derecho lo resuelto por el Órgano de Control en el tema de marras (conforme Artículo 56, punto b.2. del Decreto N° 1.398 del 6 de Agosto de 1992, y Artículo 4° del Reglamento de Suministro)”.

Que tal criterio es reflejado por Gallegos Fedriani en “Versión corregida por el autor de su exposición en la Mesa Redonda “Novedades en la Jurisprudencia de la Cámara Contencioso Administrativo Federal”, que se desarrolló el 25 de Septiembre de 2001 en la Sala 8 del Colegio Público de Abogados de la Capital Federal.” cuando manifiesta que “...el ENARGAS es el ente encargado de regular toda la materia de gas en todo el país y a su vez el ENARGAS ha dado el control a licenciatarias, que son entidades privadas que ejercen actividades de tipo público. Tales licenciatarias, a su vez, controlan a cooperativas de gas que hay en determinados localidades del interior de la República Argentina, en la medida que cuando a la licenciataria no le interesa un pueblo determinado, equis cantidad de personas se juntan, hacen una cooperativa y piden permiso para hacer una conexión a la red principal. Allí hay alguien, que no es el Estado, que está cumpliendo funciones que son del Estado, porque es ella (la licenciataria) la que autoriza o no esta conexión y además utiliza espacios públicos porque utiliza veredas, calles, etc. En tales supuestos, lo primero que hacen las municipalidades es cobrar un impuesto y el primer problema que se plantea es quien es el órgano competente para decidir si ese impuesto ha sido bien o mal aplicado, planteándose esta facultad impositiva de los municipios frente a los entes reguladores; o sea que los entes reguladores serían quienes decidirían si las municipalidades pueden o no crear contribuciones obligatorias. Este caso ha sido resuelto por la Sala IV, que integrada por los Dres. Galli, Uslenghi y Jeanneret de Perez Cortés en la causa: “*Municipalidad de Villa Constitución c/ ENARGAS*”, sentencia del 29/12/1997, donde se ha dicho que esa jurisdicción primaria administrativa del ente requiere que una cuestión incluida en la especial incumbencia de aquél sea dilucidada por dicho órgano, antes de incoarse el recurso ante los tribunales con jurisdicción sobre dicha materia, citando a GUASTAVINO en “Tratados de la Jurisdicción Administrativa y su Revisión Judicial”. ..“En consecuencia surge claro del presente caso que, planteado un conflicto acerca de la validez de un gravamen...; la competencia del ENARGAS se delimita en este aspecto al procedimiento de autorización del traslado del gravamen a las tarifas del servicio, resultando extraño a sus atribuciones el expedirse sobre la legitimidad de una norma que imponga gravámenes”.

Que teniendo en cuenta tal competencia es del caso señalar que los montos que la Distribuidora perciba a los efectos de ser aplicado exclusivamente a inversiones como consecuencia de la leyenda que se incorporará como línea en la factura del servicio a cargo de EDET SA, no formará parte del básico de energía y por lo tanto no se tomará en cuenta a los efectos de determinar el neto facturado o cobrado contemplado en las diferentes ordenanzas municipales y en consecuencia no resultarán base de cálculo de las tasas por alumbrado público establecidas por las diferentes municipalidades y comunas de la Provincia, sea que las mismas contemplen únicamente mantenimiento de Alumbrado Público o conjuntamente con otra que se perciba de los usuarios para realizar obras de alumbrado público.

Que, como consecuencia de lo manifestado anteriormente, el monto determinado para las distintas categorías de usuarios deberá expresarse en forma diferenciada en las facturas que la Distribuidora emita a sus usuarios a partir del dictado de la presente, consignando en las mismas la leyenda “*Resolución ERSEPT N° 139/13 – Plan de Inversiones Distribución 2013/2016*”.

Que a tal efecto la Distribuidora deberá incorporar la mencionada leyenda en la columna denominada “Otros Conceptos” y en consecuencia excluida del concepto facturado como “Energía Eléctrica”.

Que tal es el criterio de la doctrina en la materia cuando se expresa que, desde el punto de vista económico, se ha considerado que la equidad consiste en el tratamiento justo a todas las partes involucradas, para lo cual uno de los parámetros a tener en cuenta es la emisión de las señales regulatorias correspondientes a los efectos de considerar la capacidad de pago de los usuarios -como condición necesaria aunque no determinante para la determinación del valor tarifario – el uso excesivo o derroche del servicio – uso no racional del servicio (Régimen de las tarifas de los servicios públicos, Aspectos Regulatorios, Constitucionales y Procesales, Editorial Abaco, pág. 191 y ss).

Que más allá de la clara competencia del Ente Regulador para regular el contenido de la factura del servicio público de distribución de energía eléctrica, el ERSEPT, en la determinación del nuevo valor de la tarifa de la energía eléctrica para el alumbrado público que surge del Cuadro Tarifario que se aprueba a través de la presente, tuvo especial consideración en no producir un incremento irrazonable de uno de los principales costos del servicio de alumbrado público, cual es la energía eléctrica, y así cumplir con el estándar constitucional establecido por la Corte Suprema de Justicia de la Provincia en la causa “*Geo Gas SRL c/ Municipalidad de San Miguel de Tucumán s/ Inconstitucionalidad*” de fecha 15/08/2012.

Que dicho fallo expresó: “*Esta Corte ya se ha pronunciado sobre el tema en los autos “Sanz Hnos. S.H. vs. Municipalidad de San Miguel de Tucumán s/ Inconstitucionalidad” sentencia N° 45 del 28/02/2011, en la misma línea que se propicia en el fallo aquí recurrido. En dicho precedente se observó que el servicio municipal que constituye el presupuesto de hecho de la tasa debe ser adecuada con la base económica elegida*

para su liquidación, porque es de la esencia de ese tipo de tributo que su cuantía no exceda de una razonable equivalencia con el costo global del servicio estatal vinculado. De igual modo se sostuvo que el monto de las contribuciones para obras nuevas y de mejoras no debe exceder el mayor valor o beneficio producido. A su vez se compartió la opinión de la Cámara en cuanto a que la cantidad de energía eléctrica consumida privadamente por los contribuyentes nada evidencia acerca del costo final que pudo tener el servicio de alumbrado público prestado por la Municipalidad, ya sea en lo relativo al precio de la energía eléctrica o bien con relación a los costos del mantenimiento, reposición y mejoramiento de las instalaciones del alumbrado público y mucho menos con la erogación que significó, para el Municipio ni con el consecuente beneficio o utilidad que reportó al contribuyente, la realización de una determinada obra nueva y de mejora del alumbrado público...”.

Que a los efectos de incrementar el control del Estado en la utilización de los recursos con el objeto de garantizar que el flujo de ellos se concrete en las obras que el sistema de distribución requiere para su desarrollo sustentable, debe tenerse en cuenta la interrelación y los efectos derivados del presente diseño con respecto a la normativa emitida por la Secretaría de Energía de la Nación en materia de distribución de subsidios del Estado Nacional (Nota SEN N° 8752 ss. y cc.), tal cual se considerara en el artículo 1° de la Resolución ERSEPT N° 05/2013.

Que vinculado con la anterior problemática se encuentran las dificultades que afronta la obtención de recursos por parte del Servicio a través de la fijación tarifaria justa y razonable, indispensables como en el caso que nos ocupa para brindar sustentabilidad al mismo, tanto para los usuarios presente como a los futuros, cuando más de un tercio de la factura que debe afrontar el usuario se encuentra configurada por la carga tributaria, situación que en las presentes circunstancias resulta indispensable atemperar.

Que ante la preocupación de diferentes sectores de la comunidad, con relación al momento temporal de conclusión del proceso Revisión Tarifaria Integral (RTI) respecto del previsto originariamente en el Acta de Renegociación Integral (ARI), corresponde adentrarse a su tratamiento.

Que la Defensoría del Pueblo manifestó en el acto de la Audiencia -como uno de los cuatro puntos que abordó- respecto del incumplimiento de los plazos establecidos en el ARI para la culminación del proceso de RTI, lo siguiente: “... El artículo 1° del Acta de Renegociación Integral establece que la Revisión Tarifaria Integral es un procedimiento que concluirá e implementará el EPRET con el objeto de determinar el régimen y el cuadro tarifario. A partir de esta definición, nos encontramos con que tenemos que hacer una primera observación que está vinculada al incumplimiento de los plazos para concluir la revisión integral porque los incumplimientos de los plazos previstos contractualmente pueden incidir negativamente sobre las economías familiares. Decimos esto porque cuando el Ente Regulador dicte la resolución que ponga fin al trámite de la revisión integral, habrán transcurrido casi dos años del vencimiento del primer periodo quinquenal...”.

Que el Representante del Usuario en el ámbito del ERPSET, Sr. José García, manifestó: “...Nosotros, los usuarios, no tenemos la culpa de que no se haya hecho la Audiencia Pública o que no se haya hecho la adecuación tarifaria desde 2011 hasta ahora. Tampoco tenemos la culpa de que hayan existido demoras. Que la empresa reclame a los organismos y ámbitos que corresponda. El usuario no es culpable de las demoras que haya... Legalmente, es obligación de ustedes prestar el servicio y canalizar por donde corresponda los reclamos por la demora; para eso está el ente de control, para eso están los otros organismos, pero no le saquen plata a los usuarios...”.

Que el Señor Giménez Lascano también se refirió a la temática tratada expresando que la Distribuidora desde el año 2011 viene manifestando su preocupación por no contar con los recursos en debido tiempo y forma, y dijo: “... Por ejemplo, en la nota GG-49, del 7 de Julio de 2011, el gerente general de EDET dice: “Quisiéramos dejar expuesta la preocupación de la empresa respecto del atraso que presenta la tarifa respecto de los costos asociados a la misma ... En la nota GG-35, del año 2013, el gerente general de EDET manifiesta: “Los costos crecen a razón del 20 % anual y el valor agregado de la Distribuidora se encuentra congelado desde Noviembre de 2010, lo que ha generado un profundo desequilibrio en la ecuación económica de la prestación del servicio ... El Estado provincial, al no realizar oportunamente las Revisiones Tarifarias Integrales contractuales, ha estado desfinanciando a EDET desde 2010, poniendo en grave peligro, por la creciente inflación, la adecuada prestación del servicio, porque con esta conducta el Gobierno ha reducido los recursos que la Distribuidora necesita para operar eficientemente...Nos encontramos así que quedará pendiente una elevada deuda con la Distribuidora del orden de muchos cientos de millones de pesos, que tarde o temprano deberá pagar los clientes eléctricos tucumanos...”.

Que es decisión de este Directorio determinar con precisión que el Cuadro Tarifario de Aplicación y sus complementos que concluyen el proceso de RTI, se instrumentarán efectivamente a partir del día hábil inmediato siguiente a la fecha de publicación de la convocatoria a Audiencia Pública resultante de la Resolución ERSEPT N° 5/2013 en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán.

Que EDET SA nada puede reclamar, toda vez que ha consentido de modo incondicional todos y cada uno de los cuadros tarifarios emitidos con posterioridad al 31 de Octubre de 2011, por lo que no podría intentar reclamos en tal sentido, sin contravenir la teoría de los actos propios.

Que corresponde referirse a la Tarifa de Interés Social, cuyo tratamiento fuera incorporado por el Ente Regulador como parte integrante del Objeto de la Audiencia Pública, y sobre el cual se refirieron la mayoría de las Partes Acreditadas, entre las que cabe destacar a la Defensoría del Pueblo de la Provincia, el Defensor del Usuario en el ámbito del Ente y las Asociaciones de Defensa del Consumidor participantes de la asamblea.

Que las exposiciones de las partes sobre esta materia se centran en solicitar que se realicen modificaciones sobre el diseño del mecanismo de aplicación de la TIS, con el objeto de orientar, con mayor precisión, los recursos destinados a subsidiar el servicio eléctrico, minimizando la posibilidad de otorgar los beneficios a usuarios que por su condición socio – económica no los necesiten y posibilitando incrementar los beneficios hacia los usuarios del servicio más vulnerables.

Que la Tarifa de Interés Social fue incorporada al Acta de Renegociación Integral (ARI) y aprobada mediante Ley N° 7892, habiendo designado el Poder Concedente como Autoridad de Aplicación de la misma al Ministerio de Economía de la Provincia.

Que sin perjuicio de lo mencionado en el considerando anterior, el Ente Regulador, luego de analizar las posiciones de todas las Partes, ha diseñado y definido un conjunto de medidas tendientes a mejorar el desempeño de la TIS, alguna de las cuales son de aplicación inmediata utilizando el actual esquema de funcionamiento, mientras que otras serán implementadas en el mediano plazo ya que requieren necesariamente la participación de la Autoridad de Aplicación.

Que respecto del primer subconjunto de medidas, el Ente definió instruir a la Distribuidora a modificar la actual aplicación de la TIS sobre las facturas que presentan consumo cero, sobre el conjunto de usuarios que residen en Countries y Barrios Cerrados pertenecientes a la denominada Etapa III de la Resolución EPRET N° 44/2012, como así también respecto de los usuarios del servicio en las localidades de Tafi del Valle, el Mollar, Amaicha del Valle, Colalao del Valle, San Pedro de Colalao, Raco, El Siambón, San Javier, Villa Nougues y El Timbó que presenten domicilio de cobro diferente al del suministro.

Que respecto del otro subconjunto de medidas, el ERSEPT continuará impulsando medidas tendientes a definir un Padrón de Beneficiarios de la TIS, entre las que se destacan el análisis de las Bases de Datos de Planes Sociales de la que dispone el Gobierno de la Provincia y la realización de un censo de hogares residenciales y cuyos formularios serán entregados por la Distribuidora con las facturas de energía de la totalidad de dichos suministros.

Que tal como se considera en el artículo 1° de la Resolución ERSEPT N° 5/2013, se incluyó como parte del objeto de la Audiencia Pública la incorporación de obras del Plan de Transporte al Plan de Inversiones Obligatorias de la Distribuidora.

Que en el acto de la Audiencia Pública se refirió a esta problemática el Director de Industria y Energía de la Provincia, quien manifestó lo que a continuación se considera.

Que mientras el gradiente de potencia durante el año 2006 ascendía a 27 MW/año, a partir del año 2010 se ubica en 41 MW/año, producto del crecimiento de la demanda interna, derivado, fundamentalmente, de la utilización intensiva de electrodomésticos en el sector residencial y del crecimiento industrial en la provincia.

Que es justamente, a partir de este momento, que se sanciona la Ley 8342, la que declara la emergencia del transporte por distribución troncal en el ámbito provincial.

Que el factor de utilización de las Estaciones Transformadoras en el ámbito provincial ronda entre el 70% y el 90%, encontrándose el sistema de transporte con escasa reserva o sin reserva según la instalación de que se trate.

Que teniendo en cuenta la situación descrita en la Provincia de Tucumán, es necesario, en primer lugar, construir la Estación Transformadora, Los Nogales que cuenta con el correspondiente Certificado de Necesidad y Conveniencia Pública y que fue declarada por la Secretaría de Energía de la Nación como Obra de Seguridad. Otra obra consiste en la necesidad de concretar la LAT DT de 132 KV entre la Estación Transformadora El Bracho y la Estación Transformadora Villa Quinteros, a los fines de aliviar el abastecimiento eléctrico del centro-sur de Tucumán que actualmente está alimentado por una antigua línea que nace en la ET Central Independencia y va hacia todo el sur, siendo una línea que tiene más de 50 años de servicio.

Que es necesario ampliar la Estación Transformadora (ET) Aguilares.

Que en San Miguel de Tucumán, las obras necesarias son las siguientes: además de requerirse la ET Ayacucho, resulta necesario hacer un vínculo en alta tensión entre las EETT Estática e Independencia a través de un cable armado subterráneo de 132 KV, instalar un campo de transformación en la ET Cevil Pozo; ampliar la: ET Independencia, la ET Estática, la ET Lules, todas con más del 90% de su capacidad ocupada.

Que resulta necesaria la construcción de una nueva ET en Sarmiento, en el mismo predio donde se encuentra la ET actual y un vínculo en CS hacia la ET Tucumán Norte; construir una nueva ET en Yerba Buena en alta tensión y vincularla con la ET Tucumán Oeste; construir una nueva ET en Leales para abastecer la zona de Leales.

Que también resulta imprescindible construir un vínculo en alta tensión para cerrar el anillo que permita asegurar el abastecimiento eléctrico a San Miguel de Tucumán, entre la ET Tucumán Oeste, la futura ET Manantial y la ET Independencia.

Que corresponde expresar la coincidencia de este Ente con relación a la nominación de las obras integrantes del Plan de Transporte propuesto por la Dirección de Industria y Energía: una ET en Monteros, una ET en Simoca, una ET en Parque Norte, una ET en predios del ferrocarril, un vínculo entre la ET Sarmiento nueva y la ET Avellaneda y otro vínculo que asegure el abastecimiento a la zona de Yerba Buena y al Oeste del Gran San Miguel de Tucumán, trazando una segunda conexión de la futura ET Yerba Buena con la futura ET Manantial.

Que algunas de las obras mencionadas fueron seleccionadas para ser incorporadas al Plan Obligatorio de Obras de la Distribuidora, por tratarse de instalaciones requeridas en plazos críticos o de modificaciones de instalaciones que actualmente están en funcionamiento y con tensión.

Que las obras que se solicitan incorporar al plan de inversiones de EDET SA son: la ampliación de la ET Independencia -instalación de un nuevo transformador de 30 MVA y una ampliación del centro de distribución-, ampliación de la ET Tucumán Oeste -un nuevo cuarto transformador de 30 MVA y la ampliación del centro de distribución-, repotenciación de la ET Aguilares -un segundo transformador de 30 MVA-, la ET Manantial -dos transformadores de alta tensión de 30 MVA-, la línea de alta tensión en doble terna entre la ET Independencia y la ET Manantial -ocho kilómetros-, la ET Sarmiento II -dos transformadores nuevos de 30 MVA, más un centro de distribución y un vínculo con un CAS entre la ET Tucumán Norte y la ET Sarmiento y, la ET Leales.

Que el costo total de las obras referenciadas asciende, según estimaciones de la Dirección de Industria y Energía, a 233,5 millones de pesos, inversión que debería ser afrontada a través de los mecanismos y recursos previstos en la Ley 8342, tal cual lo prevé el artículo 9 de la referida norma.

Que tales manifestaciones surgen de la documentación aportada por la Dirección de Industria y Energía de la Provincia.

Que el Sr. Giménez Lascano consideró que resulta un problema delicado la incorporación de obras de transporte al plan obligatorio de obras de la Distribuidora. Dijo que el Gobierno provincial tenía a su cargo un plan de obras que debía afrontarse con recursos del tesoro provincial. Manifiesta que en esta instancia se habla que se van a incorporar las obras de transporte a la tarifa de la Distribuidora. Expresa que son más de 250 millones de pesos que no iban a pagar los consumidores y que ahora tendrían que hacerlo, más los reajustes, más variables que se puedan producir.

Que el Sr. Giménez Lascano manifiesta su preocupación por cuanto el referido plan no se encuentra en el contrato original firmado y no está en el ARI.

Que también la Distribuidora se manifestó respecto de la posibilidad de incorporar las obras de transporte en su plan de inversiones obligatorias. Su representante, Günther Hofmann Osorio, expresó que todas las gestiones y las inversiones realizadas por la Distribuidora para brindar el servicio con la calidad comprometida en el contrato de concesión, se verían afectadas de presentarse problemas en el abastecimiento aguas arriba de la distribución, situación que se encuentra ajena a la gestión de EDET SA.

Que durante la celebración de la audiencia pública, EDET SA hizo extensas consideraciones respecto a la escasa reserva de potencia existente en la mayoría de las EETT, como así también limitaciones en las líneas y cables que abastecen a las mismas.

Que en este sentido, destaca que durante el año 2012, cinco EETT del interior de la Provincia alcanzaron el límite de su capacidad. En igual sentido, manifestó que las EETT que abastecen al Gran San Miguel se encuentran operando con escasas reservas a pesar de las ampliaciones realizadas en los últimos dos años. Que esta situación se vio agravada por la suspensión de la construcción de la ET Ayacucho.

Que el esfuerzo realizado por EDET SA para garantizar el abastecimiento a sus clientes no resulta suficiente en virtud de las consideraciones efectuadas por la Dirección de Energía de la Provincia, siendo necesario que la Provincia realice las gestiones necesarias para la pronta puesta en marcha de otras obras en este sector, que resultan indispensables para la eficiente prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

Que, de requerirse la intervención de la Empresa en el plan esbozado por la Dirección de Energía deberá dotarse a la misma de los recursos necesarios para afrontar las obras de que se trate.

Que antes de adentrarnos al requerimiento efectuado por la Dirección de Industria y Energía de la Provincia, es del caso ocuparse de las consideraciones efectuadas por el Sr. Giménez Lascano.

Que corresponde manifestar que no le asiste razón, toda vez que ya el Contrato de Concesión celebrado en el año 1995 contemplaba un plan de inversiones obligatorio en materia de transporte y en cabeza de la Distribuidora.

Que sostiene la afirmación precedente lo contemplado por el Pliego de Bases y Condiciones Generales para la Licitación Nacional e Internacional en cuanto a las pautas que se tuvieron en cuenta para la adjudicación de la Concesión y la celebración del Contrato de Concesión, donde se prevé la realización de un plan de inversiones en materia de distribución y transporte de energía eléctrica en un período de 5 años.

Que en este mismo sentido, el propio Contrato de Concesión se encuentra integrado por su Anexo 6 (Compromiso de Realización Plan de Obras e Inversiones) en el que la Concesionaria y su Operador se obligaban a cumplir, en los plazos estipulados con el Plan Obligatorio de Obras e Inversiones para el período 1995-2000, establecido por la Comisión Conjunta a que hace referencia el numeral 9.5 del Pliego de Bases y Condiciones.

Que la Ley 8342, sancionada el 17 de setiembre de 2010 previó la realización de dos EETT por parte de la Concesionaria de Distribución Eléctrica mediante el convenio celebrado entre EDET SA y el Gobierno de la Provincia de Tucumán y aprobado por la referida norma.

Que la Ley 8342 en lo sustancial prevé: (i) la declaración del Estado de Emergencia del Sistema Eléctrico de Transporte en el ámbito provincial (Art. 1); (ii) la aprobación del Plan de Transporte 2006–2016 y del Plan Crítico – Ampliaciones Estática y Aguilares- (Art. 4); (iii) la aprobación del Convenio suscrito con EDET – Tafi del Valle y Ayacucho – (Art. 11); (iv) la autorización a contraer empréstito (MM\$100) con la Corporación Andina de Fomento (CAF), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y/o la Nación, para financiar LAT 132 KV el Bracho y/o ET Los Nogales y/o cualquier otra obra de transporte (Art. 12); (v) la determinación de un sistema de financiamiento para la ejecución de las obras que componen el Plan de Transporte y que regula la

administración de los recursos, esto es: (a) fondos fiscales, creando el Fondo de Infraestructura Eléctrica (FIE) compuesto por recursos nacionales y provinciales asignados al sector eléctrico y/o cualquier otro recurso que el Poder Ejecutivo determine en la proporción necesaria de cada uno; la creación de cargos específicos, percibidos por la Concesionaria y administrados por la Provincia, los que no pueden exceder del 3% de la tarifa a usuarios finales, quedando exentos la T1R1 y T1R2 y debiendo incluirse en la factura de EDET SA, quien lo deberá transferir a las cuentas que indique el Ministerio de Desarrollo Productivo (Arts. 6/7); y (b) recursos tarifarios, determinando la permanencia en la tarifa del costo de abastecimiento vinculado a la generación aislada de Tafi del Valle (Art. 8) para la realización de obras de transporte y la generación de recursos tarifarios, facultando al Poder Ejecutivo a incorporar ciertas obras de transporte por distribución troncal al Plan de Inversiones Obligatorio de EDET SA, las que serían solventadas por los recursos previstos en la presente Ley y la propia RTI (Art. 9).

Que de lo manifestado surge que en el diseño del Plan de Transporte y sus correspondientes actualizaciones se previó su financiamiento a través de recursos de diversa naturaleza, esto es fiscales y tarifarios, aunque es del caso señalar que, en cuanto a lo referenciado por el Director de Energía de la Provincia, este Ente Regulador sólo puede pronunciarse respecto de aquellos recursos con relación a los cuales la Ley 8342 le brinda competencia y con las limitaciones que surgen de su articulado (Arts. 8, 9 y 10).

Que, particularmente, el referido funcionario hace referencia a los recursos que se pudieran asignar con motivo de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) a los efectos de posibilitar la realización de obras de transporte por parte del Concesionario de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, incorporándolas a su plan de inversiones obligatorias (Art. 9).

Que a efectos del ejercicio de la competencia en cabeza de este Ente Regulador, resulta necesario que el Poder Ejecutivo de la Provincia comunique al ERSEPT las obras del Plan de Transporte que serán incorporadas al plan de inversiones obligatorias de la Distribuidora, sus costos y cronograma de ejecución.

Que, sin perjuicio de lo manifestado anteriormente, este Ente Regulador procederá a crear en la presente resolución los instrumentos regulatorios necesarios para que, en caso de producirse la comunicación mencionada en el párrafo precedente y habiéndose cumplido con las previsiones de la Ley 8342, se generen los recursos tarifarios necesarios para la ejecución de las obras convenidas.

Que mientras no se ejecuten los trámites previstos en la Ley 8342, los espacios tarifarios mencionados resultarán neutros para el costo del servicio que deberán afrontar los usuarios del mismo.

Que en el ejercicio de la competencia de este Ente Regulador, se determina que los fondos resultantes de los recursos tarifarios para afrontar las obras de transporte, no podrán exceder en un 3% del básico facturado por la Distribuidora y no podrá afectar a los usuarios beneficiarios de la Tarifa de Interés Social (TIS), sin perjuicio de la disponibilidad de otros recursos que determine el Poder Ejecutivo de la Provincia, conforme a las previsiones que surgen de la ley 8342, contemplando que la financiación de las obras, a las que se hace referencia anteriormente, no deben afectar la sustentabilidad del servicio de distribución a cargo de EDET SA.

Que el recurso que por la presente se crea permanecerá en vigencia durante el plazo estrictamente necesario para el repago total de las obras que oportunamente comunique el Poder Ejecutivo.

Que las mismas no serán tenidas en cuenta para el cálculo de la base de capital tarifaria a considerar en las próximas revisiones tarifarias integrales, debiendo instrumentarse, una vez habilitadas las mismas, su recepción por parte del concesionario del sistema de transporte por distribución troncal con jurisdicción sobre las mismas.

Que el monto que pudiere surgir con motivo de este recurso tarifario se incorporará en la factura de las distintas categorías de usuarios –con las limitaciones mencionadas en los párrafos precedentes- en forma diferenciada a partir de la sanción y publicación de la correspondiente Resolución de este Ente Regulador que implemente lo que el Poder Ejecutivo le comunique en ejercicio de la competencia que el artículo 9 de la Ley 8342 le confiere, consignando en las mismas la leyenda “Resolución ERSEPT N° 139/13 – Obras Críticas Transporte 2013/2018”.

Que respecto de la vigencia del primer período de gestión y de su tratamiento como objeto de la Audiencia Pública y teniendo en cuenta lo manifestado por las partes constituidas en el procedimiento, es del caso analizar las posiciones asumidas por las mismas.

Que, el Señor Giménez Lascano manifiesta su preocupación sobre esta temática, y dijo que conforme fuera la decisión adoptada, podría implicar una modificación en el Contrato de Concesión o en el ARI, habiendo sido aprobados, ambos instrumentos, mediante la intervención de la Honorable Legislatura de la Provincia.

Que el representante de EDET SA también se refirió a la mencionada problemática, solicitando al Ente Regulador la modificación del período tarifario correspondiente a esta Revisión Tarifaria Integral con el objeto de hacer coincidir su finalización con la del Período de Gestión.

Que habiéndose analizado la problemática planteada es del caso señalar que, si bien no resultaría razonable el desfasaje temporal entre ambos períodos (tarifario y de gestión), este Ente Regulador carece de competencia para pronunciarse respecto de la modificación de cualquiera de ellos, por lo que deberá sujetarse a los términos del Marco Regulatorio (*latu sensu*) en tal sentido y de este modo afrontar la vigencia de los mismos conforme se encuentran originalmente previstos.

Que la versión taquigráfica de lo acontecido en la Audiencia Pública realizada el 15 de Julio de 2013 ha sido debidamente agregada al Expediente cabecera de este procedimiento.

Que se han producido el correspondiente informe técnico y el pertinente dictamen legal.

Que el Directorio del Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales de Tucumán es competente para el dictado de la presente Resolución en virtud de lo establecido por la Ley N° 8479.

Por ello

**EL DIRECTORIO DEL ENTE UNICO DE CONTROL Y REGULACIÓN
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS PROVINCIALES DE TUCUMAN**

R E S U E L V E:

ARTICULO 1°: Aprobar la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán Sociedad Anónima (EDET SA) para el período de vigencia tarifario comprendido entre el 1° de Noviembre de 2011 y el 31 de Octubre de 2016.

ARTÍCULO 2°: Aprobar el Régimen Tarifario de EDET SA en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán contenido en el Anexo I de esta Resolución, de la cual forma parte integrante, de aplicación a partir del 1° de Julio de 2013 y hasta el 31 de Octubre de 2016.

ARTICULO 3°: Aprobar la Metodología para la Redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD) de EDET SA, que como Anexo II forma parte integrante de esta Resolución y que contiene el Subanexo N° 1 “Producido Físico de Referencia” y el Subanexo N° 2 “Matriz de Costos”.

ARTICULO 4°: Aprobar el Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario de EDET SA que como Anexo III forma parte integrante de esta Resolución.

ARTICULO 5°: Aprobar los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Referencia sin Subsidio del Estado Nacional de EDET SA en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán, contenido en el Anexo IV de esta Resolución, de la cual forma parte integrante, resultante del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) correspondiente al período tarifario comprendido entre el 1° de Noviembre de 2011 y el 31 de Octubre de 2016.

ARTICULO 6°: Aprobar los nuevos valores del Cuadro Tarifario de Aplicación sin Subsidio del Estado Nacional de EDET SA, en todo el ámbito de la Provincia de Tucumán, contenido en el Anexo V de esta Resolución, de la cual forma parte integrante, aplicables a los consumos registrados a partir de la hora cero del día 1° de Julio de 2013. Las facturaciones que correspondan se calcularán promediando la anterior y la nueva tarifa en base al número de días de vigencia de cada una de ellas en el período correspondiente.

ARTÍCULO 7°: Mantener la distribución del Precio de Referencia Estacional del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) establecido por el Anexo I de la Resolución SEN N° 2016/12 y contenido en el Anexo I de la Resolución EPRET N° 138/13.

ARTICULO 8°: Aprobar los Valores Específicos de Aplicación del Subsidio del Estado Nacional a los consumos registrados a partir del 1° de Julio de 2013 y contenidos en el Anexo VI de este Acto, del cual forma parte integrante, para las facturaciones de EDET SA que se emitan desde el día siguiente de haberse cumplido con las publicaciones que da cuenta el Artículo 15° de la presente, la que recepta los principios contenidos en la Resolución SEN N° 2016/12 y que permite ajustar la asignación de subsidios contemplando las variaciones de demanda que registra en el período invernal el mercado eléctrico provincial.

ARTICULO 9°: Aprobar el Plan Obligatorio de Inversiones de Distribución 2013/2016 contenido en el Anexo VII de la presente Resolución, de la cual forma parte integrante y que EDET SA deberá ejecutar en los plazos previstos en el mencionado Anexo.

ARTICULO 10°: Establecer que EDET SA afrontará el Plan Obligatorio de Inversiones establecido en el artículo precedente con los recursos resultantes de la aplicación de los Valores Unitarios Destinados a Inversiones Obligatorias de Distribución contenidos en el Anexo VIII de este acto, estableciéndose que el mismo deberá expresarse en forma diferenciada en las facturas que la Distribuidora emita a sus usuarios y en idéntica oportunidad a la dispuesta por el Artículo 6° de esta Resolución, consignando en las mismas la leyenda “Res. ERSEPT N° 139/13: Inv. Oblig. Distrib.”, debiendo la Distribuidora incorporar en la facturación para consumos residenciales la mencionada leyenda en la columna denominada “Otros Conceptos”.

ARTÍCULO 11°: Aprobar el Régimen de Calidad del Servicio de EDET SA con vigencia a partir del 1° de Julio de 2013 y hasta el 31 de Octubre de 2016, contenido en el Anexo IX de la presente Resolución, de la cual forma parte integrante.

ARTICULO 12°: Aprobar el Régimen de Extensión de Redes de EDET SA con vigencia a partir del 1° de Julio de 2013 y contenido en el Anexo X de la presente Resolución, de la cual forma parte integrante.

ARTICULO 13°: Establecer los Valores Unitarios de Aplicación destinados a proveer los recursos requeridos para la ejecución de las obras de Transporte por Distribución Troncal que sean incluidas en el Plan Obligatorio de Inversiones de EDET SA, una vez cumplidos los recaudos establecidos en la Ley 8.342 y en un todo de acuerdo a los considerandos de la presente Resolución y contenidos en el Anexo XI de la presente Resolución de la cual forma parte integrante, los que se explicitarán en factura, y a continuación de lo descripto en el Artículo 10, bajo la siguiente leyenda “Res. ERSEPT N° 139/13: Inv. Oblig. Tpte.”

ARTICULO 14°: Disponer que los ajustes a efectuar por la aplicación de los Artículos 6°, 8°, 10° y 13° de esta Resolución, se deberán realizar en las facturaciones que correspondan bajo la leyenda “Ajuste Res. ERSEPT N° 139/13”, ordenándose a la Distribuidora que en las categorías tarifarias de pequeñas demandas de facturación mensual dicho ajuste se realice en 2 (dos) partes iguales y consecutivas sin intereses.

ARTICULO 15°: Determinar que EDET SA deberá publicar los Anexos IV, V, VI, VIII y XI de esta Resolución durante 2 (dos) días en los 2 (dos) diarios de mayor circulación de la Provincia de Tucumán.

ARTICULO 16°: Establecer que los beneficios que otorga la Tarifa de Interés Social no serán aplicados sobre las facturas de consumo cero, sobre los usuarios de Countries y Barrios Cerrados pertenecientes a la denominada Etapa III en la Resolución EPRET N° 44/12, como así tampoco respecto de los usuarios del servicio de las localidades de Tafi del Valle, el Mollar, Amaicha del Valle, Colalao del Valle, San Pedro de Colalao, Raco, El Siambón, San Javier, Villa Nougues y El Timbó, que presenten domicilio de cobro diferente al de suministro. EDET SA deberá adecuar sus sistemas comerciales y de facturación en un plazo de hasta 30 (treinta) días de notificada la presente Resolución, para implementar estas medidas, debiendo notificar fehacientemente al Ente Regulador respecto de su cumplimiento.

ARTICULO 17°: Regístrese, publíquese este acto en forma integral por 1 (un) día en el Boletín Oficial de la Provincia de Tucumán y en www.epret.gov.ar, notifíquese a EDET SA y archívese.

ANEXO I - RESOLUCION N° 139/13 – E.R.S.E.P.T.

RÉGIMEN TARIFARIO DE EDET SA

El presente Anexo contiene el Régimen Tarifario con vigencia en el período tarifario comprendido entre el 1° de Noviembre de 2011 y el 31 de Octubre de 2016 y de aplicación a partir del 1° de Julio de 2013.

El Régimen Tarifario contenido en el Anexo 1 del Volumen II del Contrato de Concesión mantiene plena vigencia con excepción de lo expresamente modificado o complementado en el presente Anexo.

1) Tarifa T1-R

A los efectos de promover el uso racional de la energía, como así también contemplar la capacidad de pago de los usuarios, la tarifa T1 de usuarios Residenciales (R) individuales se divide en cinco (5) estratos para determinar la aplicación de los cargos variables crecientes por energía consumida, según los siguientes intervalos de consumo:

T1-R1:	0 - 200 kWh/bim.
T1-R2:	201 - 300 kWh/bim.
T1-R3:	301 - 600 kWh/bim.
T1-R4:	601 - 900 kWh/bim.
T1-R5:	más de 900 kWh/bim.

De manera análoga, se establecen cinco (5) cargos fijos crecientes, uno para cada estrato, que se aplicarán según el consumo registrado en cada período de facturación.

1.1) Tarifa T1-RC

Se aplicará la Tarifa T1-RC (Pequeñas Demandas Uso Residencial Colectivo) a los servicios prestados en las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, y utilidades análogas), que sirvan a un grupo habitacional (casas y/o departamentos), funcional y estructuralmente diferenciables, destinados, predominantemente a vivienda, y que se encuentren constituidos legalmente como Consorcio, a cuya titularidad se deberá solicitar el servicio. Excepcionalmente, esta tarifa podrá ser otorgada a grupos habitacionales donde no exista consorcio constituido legalmente, siempre que:

- Todos los titulares de los servicios T1R individuales del grupo habitacional (casas o departamentos) realicen un formal requerimiento a través de un formulario que el Concesionario propondrá al ERSEPT.
- El mencionado formulario donde conste la solicitud, refleje la designación de uno de los titulares de los servicios T1R del grupo habitacional (casas y/o departamentos) como el titular del nuevo servicio Residencial Colectivo a habilitarse.
- El mencionado formulario refleje la voluntad de la totalidad de los titulares de los servicios domiciliarios T1R del grupo habitacional (casas y/o departamentos) del consorcio irregularmente constituido, y la misma subsista con posterioridad al alta del suministro en la presente categoría tarifaria y hasta que se mantenga en funcionamiento de modo análogo al régimen de la propiedad horizontal, conforme se especifica precedentemente.

Opcionalmente, todos los titulares de los servicios individuales podrán solicitar el prorrateo de las facturas que emita el Concesionario correspondientes al servicio T1RC de las dependencias e instalaciones de uso colectivo, en las correspondientes facturas de los servicios individuales. Los usuarios que pretendieran acceder a la titularidad de alguno de los suministros individuales con posterioridad a la entrada en vigencia del presente régimen, deberán expresar su voluntad ante el Concesionario de acceder al mismo, con la finalidad de mantener su viabilidad.

Se establecen los siguientes rangos para determinar la aplicación de los cargos variables crecientes por energía consumida:

T1-RC1:	0-300 kWh/bim.
T1-RC2:	más de 300 kWh/bim.

2) Tarifa T1-G

A los efectos de promover el uso racional de la energía, se establecen los siguientes rangos para determinar la aplicación de los cargos variables crecientes por energía consumida:

- T1-G1: 0 - 300 kWh/bim.
- T1-G2: más de 300 kWh/bim.

3) Tarifa T2

Con el objeto de una mejor identificación de los costos asociados a los gastos comerciales, se establece un cargo fijo mensual, adicional a los cargos por potencia, que será aplicado exista o no consumo de energía.

4) Tarifa T4

Con el objeto de una mejor identificación de los costos asociados a los gastos comerciales, se establece un cargo fijo mensual, adicional a los cargos por potencia, que será aplicado exista o no consumo de energía.

5) Régimen de Peaje, Tarifas T5 y T6

Todos aquellos clientes que ejerzan el derecho de adquirir su abastecimiento de energía y potencia en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deberán abonar a la DISTRIBUIDORA, como retribución por el uso de las instalaciones de la misma o servicio de redes, una tarifa de peaje la que respeta los siguientes principios:

- (i) La tarifa de peaje es idéntica al Valor Agregado de Distribución (VAD), incluyendo las pérdidas de energía y potencia, correspondiente al de las tarifas T2, T4-BT ó T4-MT según la categoría tarifaria y el nivel de tensión que corresponda.
- (ii) Todas las condiciones de aplicación de la tarifa, como así también las de prestación del servicio – como por ejemplo la calidad de servicio - serán idénticas a las que rijan para las tarifas T2, T4-BT ó T4-MT según la categoría tarifaria y el nivel de tensión que corresponda.
- (iii) Lo establecido en los puntos anteriores tiene como objeto fundamental evitar que exista discriminación alguna, respecto del servicio de redes (tarifa, calidad y demás condiciones de prestación), para iguales niveles de tensión y similares demandas, independientemente de la elección del proveedor de energía y potencia.

6) Obras de Transporte

En el marco de las previsiones del Artículo 9º de la Ley N°8342, y para el supuesto caso en que el Poder Ejecutivo de la Provincia determine obras del Plan de Transporte y sus actualizaciones a incorporar al Plan de Inversiones Obligatorias de la Distribuidora, para lo cual deberá convenirse con el CONCESIONARIO las obras, el valor de las mismas y su plazo de ejecución, toda vez que las mismas no se encuentran contempladas dentro de las obligaciones que EDET SA asumiera con motivo de la concesión otorgada por la Provincia, se establecen los Valores Unitarios de Aplicación Destinados a Proveer Recursos para Obras de Transporte contenidos en el Anexo XI de la presente Resolución.

7) Fórmulas de determinación del Cuadro Tarifario

Las fórmulas de determinación del Cuadro Tarifario, correspondiente al Régimen Tarifario, que contemplan los principios establecidos en la Metodología de Ajuste de la Tarifa contenida en el Anexo N° 1 del Acta de Renegociación Integral (ARI), se incluyen en el Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario de EDET SA dispuesto en el Anexo III de esta Resolución.

ANEXO II - RESOLUCIÓN N° 139/13 – E.R.S.E.P.T.

METODOLOGÍA PARA LA REDETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN DE EDET SA

A los fines de disminuir los factores de riesgo externos a la actividad en la prestación del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica y brindar sustentabilidad al mismo, se determinó la necesidad de establecer una metodología que contribuya al cumplimiento de los objetivos anteriormente señalados y que se encuentren contestes con los principios tarifarios establecidos en la Ley Nacional N° 24.065 y Leyes Provinciales N° 6.509, N° 6.608, normas complementarias y modificatorias.

Particularmente, en relación al Valor Agregado de Distribución (VAD) y en atención a los principios tarifarios establecidos en la Ley Nacional N° 24.065 y Leyes Provinciales N° 6.509, N° 6.608, normas complementarias y modificatorias, en particular el Acta de Renegociación Integral (ARI), el presente Anexo contiene el Régimen de Actualización del VAD por Variación de los Precios en la Economía con vigencia en el período tarifario comprendido entre el 1 de Noviembre de 2011 y el 31 de Octubre de 2016, y a aplicarse en los meses de Marzo y Septiembre de cada año.

La Metodología de Ajuste de la Tarifa contenido en el Anexo N° 1 del ARI mantiene plena vigencia con excepción de lo expresamente modificado o complementado en el presente Anexo.

El ERSEPT garantizará la plena vigencia del principio general contenidos en el marco regulatorio, permitiendo la participación de los usuarios del servicio a través del procedimiento de Consulta Pública Documentada.

A los efectos de brindar plena vigencia al principio general establecido anteriormente se determina el procedimiento detallado infra, el que será aplicado por vez primera en el Periodo Tarifario que se inicia en esta Resolución, en el mes de Marzo de 2014, el que presenta los caracteres de transparencia, objetividad, oportunidad y eficacia requeridos para la determinación de las tarifas en la prestación de un servicio público.

A estos efectos se definen como meses de referencia (mes j), en los términos indicados en el Subanexo Matriz, al mes de Diciembre para las variaciones tarifarias con vigencia a partir del mes de Marzo, y al mes de Junio para las variaciones tarifarias con vigencia a partir del mes de setiembre.

A los fines de ajuste del VAD, serán considerados como costos propios de distribución, los costos discriminados en el cálculo del VAD y sintetizados en la Matriz de Costos en la que se detalla la incidencia de cada uno de los componentes sobre el costo total, así como las variables que explican sus comportamientos ante cambios en los precios en la economía. Ante variaciones del VAD, las mismas serán trasladadas a los parámetros de los costos propios de distribución detallados en la Tabla N° 2 del Apéndice N° 1 del Anexo III de la presente Resolución, previéndose esta idéntica variación para ser aplicada a los conceptos relacionados a Servicios de Suspensión y Rehabilitación y Derechos de Conexión.

1.1. Inicio del Proceso de Revisión del VAD

Los ajustes del VAD por variación de los precios de la economía se llevarán a cabo dos veces al año, con vigencia a partir de las 00:00 del primer día de los meses de Marzo y setiembre de cada año, siempre que se cumpla con lo dispuesto en el punto “3.2 Condiciones Habilitantes para la Revisión del VAD”, del apartado “II. Procedimiento de Ajuste Tarifario” al Anexo 1 del ARI.

El proceso de Consulta Pública Documentada para la Revisión del VAD, se iniciará de oficio o como consecuencia de la petición de la Distribuidora, en la que alegue, fundadamente, que se han cumplido las condiciones indicadas en el párrafo precedente.

A partir de la presentación de la Distribuidora, el ERSEPT informará a la misma en un plazo de cinco (5) días, respecto del cumplimiento de la condición que habilita el proceso de análisis de la Matriz de Costos. Determinada por el ERSEPT la condición habilitante, contará con un plazo de cinco (5) días para determinar el cumplimiento de la condición establecida para el ajuste del VAD y del Cuadro Tarifario, dando inicio al proceso de Consulta Pública Documentada, concluido el mismo el Ente Regulador tendrá un plazo de DIEZ (10) días para la emisión del acto que resuelva sobre la procedencia y magnitud del ajuste del Cuadro Tarifario, el que deberá publicarse por el ERSEPT por un (1) día en el Boletín Oficial de la Provincia y por la Distribuidora durante dos (2) días en los dos (2) diarios de mayor circulación en la Provincia.

El ERSEPT deberá resolver dentro de los ciento veinte (120) días corridos contados a partir de la fecha de pedido de modificación del VAD y del Cuadro Tarifario, si así no lo hiciere el Concesionario podrá ajustar sus tarifas a los cambios solicitados, como si estos hubieran sido efectivamente aprobados, debiendo sin embargo,

reintegrar a los usuarios, en la forma que lo determine el Ente Regulador, cualquier diferencia que pudiera resultar a favor de estos últimos, si las modificaciones no fueran finalmente aprobados por el ERSEPT o si la aprobación fuera solamente parcial.

La Distribuidora, para la aplicación de lo considerado precedentemente, deberá informar a los usuarios, oportunamente, sobre los diferentes pasos establecidos en el presente punto, a los fines de posibilitar un amplio conocimiento y participación de los fundamentos de la solicitud de ajuste del VAD y del Cuadro Tarifario.

El ajuste del VAD se realizará a partir de la variación establecida sobre los costos directos de la prestación y extendiendo esta variación a los costos indirectos de la prestación, considerando la incidencia de posibles variaciones en las alícuotas de los impuestos, tasas y cargos considerados en el cálculo del VAD, excepto variaciones en la alícuota del Impuesto a las Ganancias.

1.2. Ajuste del VAD por aplicación del Factor de Eficiencia

De manera excepcional, por los motivos explicitados en la presente Resolución, durante el presente Periodo Tarifario el Factor de Eficiencia determinado por los Estudios Técnicos realizados por el ERSEPT y que alcanza el valor de 2,33 % anual, será aplicado en su totalidad y de manera anticipada del trienio 2013-2015, para determinar el Cuadro Tarifario de Referencia resultante del proceso de la RTI que se adjunta como Anexo IV de la presente.

SUB-ANEXO N° 1**PRODUCIDO FÍSICO DE REFERENCIA**

Se presenta el Producido Físico de Referencia, que corresponde a los datos físicos de facturación de EDET SA del período Mayo/2012 – Abril/2013.

Cuadro N° 1 – N° de Usuarios Facturados

Tarifa	Cantidad
T1-R1	896.406
T1-R2	712.840
T1-R3	1.798.643
T1-R4	763.567
T1-R5 a R7	563.981
T1-RC1	1.546
T1-RC2 a RC5	2.969
T1-G1	190.836
T1-G2, G3	320.221
T2	35.876
T3	62.804
T4-BT	8.202
T4-MT	2.188
T5	0
T6-BT	36
T6-MT	576

Cuadro N° 2 – Energía (KWh)

Tarifa	Cantidad
T1-R1	43.113.112
T1-R2	89.942.282
T1-R3	390.126.107
T1-R4	277.722.416
T1-R5 a R7	375.424.015
T1-RC1	137.521
T1-RC2 a RC5	1.601.557
T1-G1	10.623.486
T1-G2, G3	238.074.127
T2	158.374.154
T3	104.385.661
T4-BT	172.804.100
T4-MT	224.137.319
T5	0
T6-BT	1.184.602
T6-MT	317.785.501

Cuadro N° 3 – Capacidad de Suministro (KW)

Tarifa	Cantidad
T2	861.309
T4-BT	799.226
T4-MT	803.547
T5	0
T6-BT	4.065
T6-MT	750.649

SUB-ANEXO N° 2

MATRIZ DE COSTOS

1) Procedimiento para la redeterminación del valor del VAD

El procedimiento de ajuste del VAD y del CUADRO TARIFARIO, incluyendo los cargos destinados a inversiones obligatorias, ante cambios en los precios en la economía, se asienta en el procedimiento de redeterminación del valor de la Matriz de Costos, que se detalla en el presente apartado.

El valor del VAD en un mes de referencia i se determina como:

Ecuación 1

$$VAD_i = CDIRECTO_i + CINDIRECTO_i$$

$$CDIRECTO_i = \sum_{k=1}^{30} C_{k,i}$$

$$CINDIRECTO_i = \sum_{k=31}^{33} C_{k,i}$$

Donde:

CDIRECTO_i = Costo Directo de la Prestación, en el mes i , e igual a la sumatoria del costo de los componentes k de la Matriz de Costos, desde $k = 1$ hasta $k = 30$.

CINDIRECTO_i = Costo Indirecto de la Prestación, en el mes i , e igual a la sumatoria del costo de los componentes k de la Matriz de Costos, desde $k = 31$ hasta $k = 33$.

C_{k,i} = Costo anual del componente k de la Matriz de Costos en el mes i .

En cada oportunidad en que se establezca la necesidad de la redeterminación del valor del **VAD** a través de la Matriz de Costos, asociada a un mes de referencia j , se seguirá el procedimiento de cálculo que a continuación se describe:

- 1) Para la determinación de la incidencia de la variación de los precios en la economía en el valor del **VAD**, el costo de cada componente de la Matriz de Costos, en el mes j , se establecerá como:

Ecuación 2

$$C_{k,j} = C_{k,i} * \sum \frac{W_{n,k,i}}{100} * \frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}}$$

Donde:

$C_{k,j}$ = Costo anual del componente **k** de la Matriz de Costos en el mes **j**, en \$.

$C_{k,i}$ = Costo anual del componente **k** de la Matriz de Costos en el mes de referencia **i**, en \$.

$W_{n,k,i}$ = Representa el coeficiente de ponderación (%) de cada índice **n** sobre cada uno de los componentes **k** de la Matriz de Costos, en el mes de referencia **i**.

$FR_{n,j}$ = Factor de Redeterminación **n** correspondiente al mes **j**.

$FR_{n,i}$ = Factor de Redeterminación **n** correspondiente al mes de referencia **i**.

- 2) El costo directo de la prestación en la Matriz de Costos, en el mes **j** se determinará como:

Ecuación 3

$$CDIRECTO_j = \sum_{k=1}^{30} C_{k,j}$$

- 3) El costo indirecto de la prestación en el mes **j**, se determinará como:

Ecuación 4

$$CINDIRECTO_j = \frac{CDIRECTO_j}{CDIRECTO_i} * CINDIRECTO_i * FACTOR_j$$

Donde:

FACTOR_j = Representa un factor de ajuste que contempla la incidencia de posibles incorporaciones o variaciones en las alícuotas de los impuestos, tasas y cargos considerados en el cálculo del **VAD**, excepto variaciones en la alícuota del Impuesto a las Ganancias.

- 4) El valor del **VAD** correspondiente al mes **j** sobre el que se determinará el nuevo CUADRO TARIFARIO, se establecerá a través de la expresión:

Ecuación 5

$$VAD_j = CDIRECTO_j + CINDIRECTO_j$$

- 5) A partir del ajuste del **VAD** y del CUADRO TARIFARIO, los componentes de la Matriz de Costos deberán ajustarse a su vez al nuevo valor de **VAD** reconocido. Los coeficientes de ponderación en la Matriz de Costos ajustada a partir del mes **j**, se determinarán por la aplicación de **Ecuación 2** y de la siguiente:

Ecuación 6

$$W_{n,k,j} = \frac{\frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}} * W_{n,k,i}}{\sum_1^n \frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}} * \frac{W_{n,k,i}}{100}}$$

Los valores iniciales del **VAD**, sus componentes $C_{k,i}$ y los coeficientes de ponderación $W_{n,k,i}$ de cada Factor de Redeterminación $FR_{n,i}$ en cada componente, para el mes de referencia, Marzo 2013, se muestran en el último punto del presente Sub Anexo.

2) Factores de Redeterminación utilizados en el cálculo de la Matriz de Costos

A continuación se presentan los Factores de Redeterminación que explican el comportamiento de los componentes de la Matriz de Costos y que posibilitan la determinación del valor ante los cambios de los precios en la economía, conjuntamente con su índice representativo y su valor inicial correspondiente a Marzo de 2013:

- FR₁**: Costo de la construcción nivel general - ICC Nivel general - 665,1
 - FR₂**: Costos de la construcción estructura - ICC Estructura - 872,1
 - FR₃**: Costo de la construcción gastos generales - ICC Gastos Generales - 660,4
 - FR₄**: Costo de la construcción mano de obra - ICC Mano de obra - 793,2
 - FR₅**: Alquiler de la vivienda - IPC Alquiler de la vivienda - 138,57
 - FR₆**: Equipos, conexiones y servicios de audio, televisión y computación - IPC Equipos, conexiones y servicios de audio, televisión y computación - 124,79
 - FR₇**: Transporte - IPC Transporte - 173,30
 - FR₈**: Prendas de materiales textiles - IPIM 18 - 307,93
 - FR₉**: Productos manufacturados - IPIM D - 568,39
 - FR₁₀**: Máquinas de oficina e informática importados - IPIM I 30 - 318,57
 - FR₁₁**: Máquinas y aparatos eléctricos importados - IPIM I 31 - 470,13
 - FR₁₂**: Equipos y aparatos de radio y televisión importados - IPIM I 32 - 212,79
 - FR₁₃**: Componentes electrónicos importados - IPIM I 321 - 412,37
 - FR₁₄**: Madera y productos de madera excepto muebles - IPIM 20 - 681,48
 - FR₁₅**: Productos refinados del petróleo - IPIM 23 - 959,94
 - FR₁₆**: Sustancias plásticas y elastómeros - IPIM 2413 - 773,97
 - FR₁₇**: Vidrio y productos de vidrio - IPIM 261 - 377,77
 - FR₁₈**: Productos de cerámica no refractaria para uso no estructural - IPIM 2691 - 422,21
 - FR₁₉**: Productos metálicos básicos - IPIM 27 - 763,70
 - FR₂₀**: Productos de minerales no ferrosos en formas básicas - IPIM 272 - 824,79
 - FR₂₁**: Herramientas de mano y artículos de ferretería - IPIM 2893 - 703,13
 - FR₂₂**: Máquinas y equipos - IPIM 29 - 602,33
 - FR₂₃**: Bombas y compresores - IPIM 2912 - 459,02
 - FR₂₄**: Máquinas y aparatos eléctricos - IPIM 31 - 686,81
 - FR₂₅**: Motores, generadores y transformadores eléctricos - IPIM 311 - 664,33
 - FR₂₆**: Aparatos de distribución y control eléctrico - IPIM 312 - 354,37
 - FR₂₇**: Conductores eléctricos - IPIM 313 - 1030,79
 - FR₂₈**: Otros equipos eléctricos - IPIM 319 - 344,54
 - FR₂₉**: Equipos y aparatos de radio y televisión - IPIM 32 - 109,98
 - FR₃₀**: Instrumentos de medición de servicios domiciliarios - IPIM 3312 - 267,34
 - FR₃₁**: Vehículos automotores - IPIM 341 - 483,19
 - FR₃₂**: Muebles y otros productos industriales - IPIM 36 - 534,30
 - FR₃₃**: Acumuladores eléctricos - IPIM 314 - 1055,13
 - FR₃₄**: Salarios Nivel General – ISNG* - 118,03
 - FR₃₅**: Tipo de cambio de referencia promedio mensual - Comunicación A 3500 del BCRA, expresado en \$/US\$ - 5,0840
- (*) Para el ISNG correspondiente a los meses **j** e **i** se adoptarán los valores correspondientes a los meses **j – 1**, **i – 1**, respectivamente.

En caso que alguno de los factores arriba descrito sea modificado o reemplazado, se tomará en cuenta el factor que lo sustituya.

3) Matriz de Costos

Concepto k	Componente del VAD	Costo anual a Marzo 2013 [M\$]	FR1	FR2	FR3	FR4	FR5	FR6	FR7	FR8	FR9	FR10	FR11	FR12	FR13	FR14	FR15	FR16	FR17	FR18	
Anualidad VNR Eléctrico	1 Líneas MT	48,335.2	34,6%	20,3%	20,3%	5,6%												2,1%		1,4%	
	2 Centros de Distribución	518.2	13,5%	14,2%	14,2%	1,4%															
	3 SET MT/MT	2,827.0	8,5%	11,5%	11,5%	0,9%															
	4 CT MT/BT	21,029.8	20,5%	15,5%	15,5%	2,6%															
	5 Líneas BT	44,569.0	28,9%	20,0%	20,0%	3,0%										6,3%			6,8%		4,5%
Anualidad VNR Protección	6 Medidores	8,485.6																			
	7 Equipos de Maniobra y Protección	2,931.8											74,7%								
	8 Equipos de Reserva MT-BT	153.4																			
	9 Materiales Líneas MT-BT	150.0	6,7%													0,0%					5,2%
	10 Líneas MT	2,491.9	34,6%	20,3%	20,3%	5,6%													2,1%		1,4%
Amortización Obras Terceros	11 CT MT/BT	1,045.9	20,5%	15,5%	15,5%	3,0%															
	12 Líneas BT	2,459.3	29,0%	20,0%	20,0%	2,9%										6,3%			6,8%		4,5%
	13 Edificios	5,129.5	100,0%																		
	14 Terrenos	465.4					100,0%														
	15 Aire Acondicionado	96.0										100,0%									
VNR No eléctrico	16 Hardware, accesorios de computación y equipos oficina	857.3																			
	17 Mobiliario	274.2																			
	18 Seguridad	85.1													46,1%						
	19 Radios	14.2												51,2%							
	20 Telefonía y transmisión de datos	753.9													49,5%						
	21 Software	1,551.1																			
	22 Vehículos	4,788.9																			
	23 Equipamiento e Instrumental para MT y BT	156.9													100,0%						
	24 Equipos de Medición Calidad de Servicio	177.3													49,5%						
	25 Herramientas	354.8																			
Costos de Explotación	26 Personal	91,048.0																			
	27 Servicios Terceros	74,482.5		1,1%	84,3%	0,5%	0,5%	2,1%	0,9%			2,8%			0,6%						
	28 Materiales	31,989.9		30,2%																	8,7%
	29 Gastos Generales	37,977.4				78,4%						21,6%									
	30 Gastos Automotores	4,223.1							100,0%												
Costos Indirectos	31 Impuestos (Inmob + Munic + Autom + Ganancias)	62,242.1																			
	32 Costo Capital de Trabajo	6,466.3																			
	33 Incobrables	8,966.6																			
	VAD TOTAL	467,097.6																			

Concepto k	Componente del VAD	Costo anual a Marzo 2013 [M\$]	FR19	FR20	FR21	FR22	FR23	FR24	FR25	FR26	FR27	FR28	FR29	FR30	FR31	FR32	FR33	FR34	FR35	Variación del Ingreso	
Análisis de VNR Eléctrico	1 Líneas MT	48.335,2	0,8%			12,8%					16,8%				5,6%						
	2 Centros de Distribución	516,2								4,2%	4,0%	18,3%			1,4%		4,3%				
	3 SET MT/MT	2.827,0				4,4%			31,7%	31,5%	2,4%	8,1%			1,0%						
	4 CT MT/BT	21.029,8				10,2%			36,2%	10,1%	2,2%				2,7%						
	5 Líneas BT	44.569,0		2,8%		8,8%					16,0%				2,9%						
	6 Medidores	8.485,6												100,0%							
Análisis de VNR No Eléctrico	7 Equipos de Maniobra y Protección	2.931,8							25,3%												
	8 Equipos de Reserva MT-BT	153,4						100,0%													
	9 Materiales Líneas MT-BT	150,0									88,1%										
Amortización Obras Terceros	10 Líneas MT	2.491,9		0,8%		12,8%					16,8%				5,6%						
	11 CT MT/BT	1.045,9				10,2%			35,8%	10,1%	2,2%			2,7%							
	12 Líneas BT	2.459,3		2,8%		8,8%					16,0%				2,9%						
	13 Edificios	5.129,5																			
	14 Terrenos	465,4																			
	15 Aire Acondicionado	96,0					52,6%	47,4%													
	16 Hardware, accesorios de computación y equipos oficina	857,3														100,0%					
	17 Mobiliario	274,2																			
	18 Seguridad	85,1	53,9%																		
	19 Radios	14,2												48,8%							
	20 Telefonía y transmisión de datos	753,9																		50,5%	
	21 Software	1.551,1																		100,0%	
	22 Vehículos	4.788,9													100,0%						
	23 Equipamiento e Instrumental para MT y BT	156,9																			
24 Equipos de Medición Calidad de Servicio	177,3																		50,5%		
Costos de Explotación	25 Herramientas	354,8																			
	26 Personal	91.048,0																100,0%			
	27 Servicios Terceros	74.482,5							0,1%				0,5%		5,2%					0,8%	
	28 Materiales	31.989,9		1,2%				0,0%	10,5%	6,7%	13,7%									8,9%	
	29 Gastos Generales	37.977,4																			
	30 Gastos Automotores	4.223,1																			
	31 Impuestos (Inmob + Munic + Autom + Ganancias)	62.242,1																			
	32 Costo Capital de Trabajo	6.466,3																			
	33 Incobrables	8.966,6																			
	VAD TOTAL		467.097,6																		
Costos Indirectos																				100,0%	
																				100,0%	
																				100,0%	

4) Ajuste Estructural del Índice Representativo de los Costos Directos de la Prestación IRCP

En cada mes **j** en el que se aplica un ajuste en el CUADRO TARIFARIO por redeterminación del **VAD**, los coeficientes **W_{A,i}**, **W_{B,i}**, **W_{C,i}**, **W_{D,i}**, **W_{E,i}**, del IRCP definidos en el punto “3.1. Inicio del Proceso de Revisión del VAD” del apartado “II. Procedimiento de Ajuste Tarifario” del Anexo 1 del ARI, correspondientes a la Matriz de Costos redeterminada según Ecuaciones 5 y 6, se determinarán a través de las siguientes expresiones:

Ecuación 7

$$W_{A,j} = \left[\sum_{n=8}^{33} \sum_{k=1}^{30} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{B,j} = \left[\sum_{n=1}^4 \sum_{k=1}^{30} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{C,j} = \left[\sum_{n=5}^7 \sum_{k=1}^{30} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{D,j} = \left[\sum_{n=35}^{35} \sum_{k=1}^{30} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{E,j} = \left[\sum_{n=34}^{34} \sum_{k=1}^{30} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

Donde:

P_{k,j} = Porcentaje de participación del costo cada componente **k** en el **VAD** ajustado en el mes **j**, en el que se aplica un ajuste en el CUADRO TARIFARIO.

$$P_{k,j} = \frac{C_{k,j}}{\sum_{k=1}^{33} C_{k,j}} * 100$$

Siendo los resultados correspondientes a la matriz de referencia del punto anterior los siguientes valores: **W_{A,i} = 0,291**, **W_{B,i} = 0,431**, **W_{C,i} = 0,030**, **W_{D,i} = 0,014**, **W_{E,i} = 0,234**.

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO DE EDET SA

1. Criterios para el cálculo del Cuadro Tarifario

El diseño del Cuadro Tarifario tiene en cuenta los criterios y principios establecidos en el Acta de Renegociación Integral (ARI).

El Cuadro Tarifario se calculará y ajustará en base a los:

- Precios de energía, potencia y uso de red de transporte (incluyendo todos los costos relativos a las ampliaciones del Sistema de Transporte) en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (contratos a término entre distribuidor y generadores y mercado spot) y los pagos que deba afrontar la Distribuidora por su participación en el mismo (como por ejemplo gastos CMMESA, tasa ENRE, FNEE, etc.).
- Costos de generación propia y compra de energía fuera del MEM.
- Costos propios de distribución.
- Impuestos y tasas.

El marco tributario considerado es el vigente al 1 de Julio de 2013.

Las tarifas calculadas según el presente procedimiento no incluyen el IVA, como así tampoco todos aquellos conceptos que se pudieran incorporar en forma explícita en la factura, en un todo de acuerdo con lo establecido en el Marco Regulatorio de la Actividad, en especial el Contrato de concesión y el Acta de Renegociación Integral.

2. Fórmulas de los Cargos Tarifarios

2.1. Cargos Fijos

Ecuación 1

- a) Aplicable a las tarifas de Pequeñas Demandas:

$$CF_k = CC_k + (Ppot * FR_{ST,k} * KMP_k + CDF_k) * kfv_k$$

$$CF_k = CC_k + (Ppot * FR_{ST,k} * KMP_k + CDF_k) * kfv_k$$

para $k = T1-R1$ a $T1-R5$, $T1-RC1$, $T1-RC2$, $T1-G1$, $T1-G2$

- b) Aplicable a las tarifas de Medianas, Grandes Demandas y Peaje:

$$CF_k = CC_k$$

Para $k = T2$, $T4-BT$, $T4-MT$, $T5$, $T6-BT$, $T6-MT$

Donde:

CF_k = Cargo fijo mensual aplicable a los clientes encuadrados en la categoría tarifaria k , expresado en \$/cliente-mes.

CC_k = Cargo por servicios a los clientes de la categoría tarifaria k , calculado según **Ecuación 8**.

$Ppot$ = Cargo por potencia y transporte calculado según **Ecuación 6**, expresado en \$/kW-mes.

$FR_{ST,k}$ = Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria k , en la compra de potencia, presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

$$CDF_k = CD_k * KMP_k$$

CD_k = Cargo por uso de capacidad de distribución asignado a la categoría tarifaria k calculado según **Ecuación 9**, expresado en \$/kW-mes.

KMP_k = Potencia Máxima Promedio Unitaria de los Clientes de la categoría tarifaria k , presentada en Tabla N°6 del Apéndice N°1.

kfv_k = porcentaje de los cargos por potencia y capacidad asignado al cargo fijo de la categoría tarifaria k , presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

2.2. Cargos por Energía

Ecuación 2

a) Aplicable a las tarifas de Pequeñas Demandas:

$$CE_k = \left[\sum_i (Pe_i * Y_{i,k} * KRE_{j,i}) \right] + (Ppot * FR_{ST,k} * KMA_k + CDV_k) * (1 - kfv_k)$$

Para k = T1-R1 a T1-R5, T1-RC1, T1-RC2, T1-G1, T1-G2

Para j = BT

para i = pico, resto, valle

b) Aplicable a la tarifa de Alumbrado Público:

$$CE_k = \left[\sum_i (Pe_i * Y_{i,k} * KRE_{j,i}) \right] + (Ppot * FR_{ST,k} * KMA_k + CDV_k)$$

Para k = T3

Para j = BT

para i = pico, resto, valle

c) Aplicable a la tarifa de Medianas Demandas:

$$CE_k = \sum_i (Pe_i * Y_{i,k} * KRE_{j,i})$$

para k = T2

para j = BT

para i = pico, resto, valle

d) Aplicable a las tarifas de Grandes Demandas:

$$CE_{k,j,i} = Pe_i * KRE_{j,i}$$

Para k = T4

Para j = BT, MT

para i = pico, resto, valle

e) Aplicable a la tarifa de Peaje de Medianas Demandas:

$$CE_k = \sum_i [Pe_i * Y_{i,k} * (KRE_{j,i} - 1)]$$

Para k = T5

para j = BT

para i = pico, resto, valle

f) Aplicable a las tarifas de Peaje de Grandes Demandas:

$$CE_{k,j,i} = Pe_i * (KRE_{j,i} - 1)$$

para $k = T6$

para $j = BT, MT$

para $i = \text{pico, resto, valle}$

Donde:

CE_k = Cargo por energía que se aplica a la totalidad del consumo de energía de los clientes de la categoría tarifaria k , expresado en \$/kWh.

$CE_{k,j,i}$ = Cargo por energía de los clientes de la categoría tarifaria k en el nivel de tensión j que se aplica al consumo de energía registrado en el tramo horario i , expresado en \$/kWh.

Pe_i = Precio de abastecimiento de la energía en el tramo horario i , en \$/kWh calculado según **Ecuación 7**.

$Y_{i,k}$ = Coeficiente que expresa la participación del consumo de energía en el tramo horario i de clientes de la categoría tarifaria k respecto del consumo total de energía de dichos clientes, presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

$KRE_{j,i}$ = Factor de pérdida de energía acumulado desde la entrada del sistema de la DISTRIBUIDORA a la salida del nivel de tensión j , en el tramo horario i . Los valores se observan en Tabla N°5 del Apéndice N°1.

$Ppot$ = Cargo por potencia y transporte calculado según **Ecuación 6**, expresado en \$/kW-mes.

$FR_{ST,k,j}$ = Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria k en el nivel de tensión j en la compra de potencia, presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

$$KMA_k = 1/(730 * FCTip_k)$$

$FCTip_k$ = Factor de carga típico de la categoría tarifaria k , presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

$$CDV_k = CD_k/(730 * FCTip_k)$$

CD_k = Cargo por uso de capacidad de distribución asignado a la categoría tarifaria k calculado según **Ecuación 9**, expresado en \$/kW-mes.

$(1 - kfv_k)$ = porcentaje de los cargos por potencia y capacidad asignado al cargo por energía de la categoría tarifaria k .

kfv_k = porcentaje de los cargos por potencia y capacidad asignado al cargo fijo de la categoría tarifaria k , presentado en Tabla N°1 del Apéndice N°1.

2.3. Cargos por Potencia

Ecuación 3

- a) Aplicable a las tarifas de Medianas y Grandes Demandas:

$$CP_{k,j} = Ppot * FR_{ST,k,j} + CDF_{k,j}$$

Para $k = T2, T4$

para $j = BT, MT$

- b) Aplicable a las tarifas de Peaje:

$$CP_{k,j} = PP * FR_{ST,k,j} * (1 - 1/KP_j) + PT * FR_{ST,k,j} + CDF_{k,j}$$

Para $k = T5, T6$

para $j = BT, MT$

Donde:

$CP_{k,j}$ = Cargo mensual por potencia de la categoría tarifaria k en el nivel de tensión j , expresado en \$/kW-mes.

Ppot = Cargo por potencia y transporte calculado según **Ecuación 6**, expresado en \$/kW-mes.

FR_{ST,kj} = Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria **k**, en el nivel de tensión **j**, en la compra de potencia, presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

CDF_{kj} = **CD_{kj}**

CD_{kj} = Cargo por uso de la capacidad de distribución asignado a la categoría tarifaria **k**, en el nivel de tensión **j**, calculado según **Ecuación 9**.

PP = Precio de abastecimiento de potencia a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios definido en la **Ecuación 4**, en \$/kW-mes.

KP_j = Factor de pérdida de potencia acumulado desde la entrada del sistema de la DISTRIBUIDORA a la salida del nivel de tensión **j**. Los valores se observan en Tabla N° 5 del Apéndice N°1.

PT = Precio del transporte a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios definido en la **Ecuación 5**, en \$/kW-mes.

Observación: Este cargo se aplica sobre la “Capacidad de Suministro Equivalente” en las categorías tarifarias T4 y T6.

3. Precios de Potencia, Transporte y Energía a trasladar a Tarifas

El cálculo del *pass through* de los costos ajenos a la gestión de la DISTRIBUIDORA para cada categoría tarifaria se detalla en el presente apartado.

A los fines de la comprensión de las fórmulas que se expresan en los puntos subsiguientes, se define como trimestre **t**, aquel para el cual se determinan las tarifas.

3.1. Precio de la Potencia

Ecuación 4

$$PP^t = \$POTREF^t + (\$GCA^t + \$TFyC^t + \$OtCargPot^t + BalPP^{t-2}) / SUMPOTREF^t$$

Donde:

PP^t - Precio de abastecimiento de potencia a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios en el trimestre **t**, expresado en \$/kW-mes.

\$POTREF^t – Precio de Referencia de la Potencia para las tarifas de la DISTRIBUIDORA, expresado en \$/kW-mes, vigente en el trimestre **t**.

\$GCA^t - Suma de erogaciones que, en el trimestre **t**, deba afrontar la DISTRIBUIDORA en concepto de gastos y/o inversiones de CAMMESA, expresado en \$/trimestre; este valor se calculará en función de los valores determinados en los documentos comerciales emitidos por ese organismo, correspondientes al trimestre (**t-2**).

\$TFyC^t – Suma de erogaciones que, en el trimestre **t**, deba afrontar la DISTRIBUIDORA en concepto de Tasa de Fiscalización y Control del ENRE, expresado en \$/trimestre.

\$OtCargPot^t – Suma de otros cargos que se adicionen al precio de la potencia no incorporados en los términos anteriores, previstos para el trimestre **t** y/o aplicados por CAMMESA durante el trimestre (**t-2**), expresados en \$/trimestre.

BalPP^{t-2} - Balance del Precio de la Potencia (**PP**) correspondiente al trimestre (**t-2**), expresado en \$/trimestre. Una vez concluido cada trimestre tarifario se relevarán los valores efectivamente ocurridos de **PP** (**PP_{ex-post}**), y se lo comparará con el precio de la potencia previsto (**PP_{ex-ante}**). Si de esa comparación surgieran diferencias, éstas se compensarán en el trimestre **t**. El monto a compensar se calculará como producto de las diferencias de precios de la potencia (**PP_{ex-ante}** menos **PP_{ex-post}**), multiplicado por la sumatoria de los Requerimientos Máximos de Potencia mensuales observados durante el trimestre (**t-2**) (**SUMPOTREF_{ex-post}**).

SUMPOTREF^t - Suma de las previsiones de requerimientos máximos de potencia de la DISTRIBUIDORA al MEM, expresada en kW/trimestre. Este valor será el publicado por CMMESA en las correspondientes programaciones o reprogramaciones trimestrales correspondientes al trimestre **t**.

Observación: El valor de **PP^t** se calculará teniendo en cuenta la segmentación de los precios estacionales que disponga el ERSEPT en función de la normativa emitida por la Secretaría de Energía de la Nación.

3.2. Precio del Transporte

Ecuación 5

$$PT^t = (\$CT^t + \$CVT^t + \$OtCargTr^t + BalPT^{t-2}) / SUMPOTMAX^t$$

Con:

$$SUMPOTMAX^t = SUMPOTREF^t + SUMATORIA(FR_k * POTGUMAS_k^t)$$

Donde:

PT^t- Precio del servicio de transporte a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios en el trimestre **t** en \$/kW-mes.

\$CT^t - Suma de erogaciones que la DISTRIBUIDORA deberá afrontar en concepto de cargos por conexión y transformación, cargos complementarios, cargos por ampliaciones de transporte y premios, correspondientes al Transportista de AT y/o por Distribución Troncal, expresados en \$/trimestre.

Los cargos por conexión y transformación serán determinados en base a los que publique CMMESA en las correspondientes programaciones o reprogramaciones trimestrales. Los cargos Complementarios serán calculados utilizando como referencia el cargo de Capacidad publicado por CMMESA en los documentos antes mencionados.

\$CVT^t – Cargos variables del transporte en el mercado a término, en \$/trimestre. Los valores a transferir a tarifa serán los que determine CMMESA en los documentos comerciales correspondientes al segundo trimestre anterior a la revisión trimestral (trimestre **t-2**).

\$OtCargTr^t– Suma de otros cargos que se adicionen al precio del transporte tanto nacional como regional, no incluidos en los términos anteriores, previstos para el trimestre **t** y/o aplicados por CMMESA durante el trimestre (**t-2**).

BalPT^{t-2} - Balance del Precio del Transporte (**PT**) correspondiente al trimestre (**t-2**), expresado en \$/trimestre. Una vez concluido cada trimestre tarifario se relevarán los valores efectivamente ocurridos de **PT** (**PT_{ex-post}**), y se lo comparará con el precio del transporte previsto (**PT_{ex-ante}**). Si de esa comparación surgieran diferencias, éstas se compensarán en el trimestre **t**. El monto a compensar se calculará como producto de las diferencias de precios del transporte (**PT_{ex-ante}** menos **PT_{ex-post}**), multiplicado por la sumatoria de los Requerimientos Máximos de potencia mensuales observados durante el trimestre (**t-2**) (**SUMPOTMAX^{ex-post}**).

SUMPOTMAX^t - Suma de las previsiones de requerimientos máximos de potencia en el área de la DISTRIBUIDORA, expresada en kW/trimestre.

SUMPOTREF^t- Suma de las previsiones de requerimientos máximos de potencia de la DISTRIBUIDORA al MEM, expresada en kW/trimestre. Este valor será el publicado por CMMESA en las correspondientes programaciones o reprogramaciones trimestrales correspondientes al trimestre **t**.

FR_k- Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria **k** en la compra de potencia, presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

POTGUMAS_k^t - Suma de las previsiones de requerimientos de potencias máximas individuales de los GUMAS de cada categoría tarifaria **k** del área de la DISTRIBUIDORA al MEM, expresada en kW/trimestre. Este valor será el publicado por CMMESA en las programaciones o reprogramaciones trimestrales correspondiente al trimestre **t**.

3.3. Precio de Potencia y Transporte

Ecuación 6

$$P_{pot} = PP + PT$$

Donde:

PP = Precio de abastecimiento de potencia a transferir a los parámetros de tarifas a usuarios definido en la **Ecuación 4**, en \$/kW-mes.

PT = Precio del transporte a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios definido en la **Ecuación 5**, en \$/kW-mes.

3.4. Precio de la Energía para cada Tramo Horario

Ecuación 7

$$Pe_i^t = \$PEST_i^t * (Et_i^t - Ecn_i - Efm_i^t) / Et_i^t + (Pecon_i + PAE_i) * Ecn_i / Et_i^t + FNEE^t * (Et_i^t - Efm_i^t) / Et_i^t + \sum_i (Pefm_i^t * Efm_i^t) / \sum_i (Et_i^t) + (\$GF^{t-2} + \$OtCargE^t) / \sum_i (Et_i^t) + \sum_i (BalPE_i^{t-2}) / \sum_i (Et_i^t)$$

para **i** = pico, resto, valle.

Donde:

Pe_i^t- Precio de abastecimiento de la energía en el tramo horario **i**, a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios en el trimestre **t**, expresado en \$/kWh.

\$PEST_i^t - Precio de referencia de la energía para las tarifas de la DISTRIBUIDORA en el tramo horario **i**, vigente en el trimestre **t**, expresado en \$/kWh.

Pecon_i- Precio Monómico del Contrato a Término, realizado en el ámbito del MEM, en el tramo horario **i**, expresado en \$/kWh.

PAE_i - Precio Adicional de la Energía en el tramo horario **i**, pagado por la DISTRIBUIDORA en el MEM. El mismo incluye todos aquellos costos relacionados al precio de la energía y potencia comprada en el mercado a término que sean facturados por CAMMESA, y no estén considerados en el Precio Monómico del Contrato a Término (**Pecon_i**), expresado en \$/kWh.

Pefm_i^t- Costo monómico de generación propia y compra de energía fuera del MEM en el tramo horario **i**, estimado para el trimestre **t**. Es el promedio ponderado del costo monómico de generación propia y compra de energía y potencia que realiza la DISTRIBUIDORA fuera de MEM, expresado en \$/kWh.

\$GF^{t-2} - Sobrecosto por generación forzada y/o cargos adicionales por restricciones del sistema de transporte. Los montos a considerar serán los calculados e incluidos por CAMMESA en sus documentos comerciales correspondientes al trimestre (**t-2**), expresado en \$/trimestre.

\$OtCargE^t – Suma de otros cargos que se adicionen al precio de la energía y no estén incorporados en los términos anteriores, previsto para el trimestre **t** y/o incluidos por CAMMESA en sus documentos comerciales correspondientes al trimestre (**t-2**), expresado en \$/trimestre.

FNEE^t - Precio que debe aportar la DISTRIBUIDORA durante el trimestre **t** al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por Ley N° 24.065, expresado en \$/kWh.

BalPE_i^{t-2} - Balance del **PE_i** correspondiente al trimestre (**t-2**), expresado en \$/trimestre. Una vez concluido cada trimestre tarifario se relevarán los valores efectivamente ocurridos del **PE_i** (**PE_iex-post**), y se lo comparará con el precio previsto (**PE_iex-ante**). Si de esa comparación surgieran diferencias, éstas se compensarán en el trimestre **t**. El monto a compensar se calculará como producto de las diferencias de precios, **PE_iex-ante** menos **PE_iex-post**, multiplicado por la energía registrada en el tramo horario **i**, durante el trimestre (**t-2**) (**Et_iex-post**).

Et_i^t - Previsión de demanda total de energía de la DISTRIBUIDORA en el tramo horario **i**, expresada en kWh/trimestre. Incluye los valores publicados por CAMMESA en las sucesivas programaciones o reprogramaciones estacionales y las previsiones de energía de generación propia y de compra fuera del MEM para el trimestre **t**.

Ecn_i - Energía contratada en el Mercado a Término, en el tramo horario **i**, en kWh/trimestre.

Efm_i^t – Previsión de generación propia y de compra fuera del MEM para el trimestre t , en el tramo horario i , expresada en kWh/trimestre.

Observación: Los valores de Pe_i^t se calcularán teniendo en cuenta la segmentación de los precios estacionales según las disposiciones del ERSEPT en función de la normativa emitida por la Secretaría de Energía de la Nación.

4. Cálculo de Parámetros del Cuadro Tarifario

4.1. Costos de Distribución

4.1.1. Cargos por Servicios al Cliente

Los Cargos por servicios al cliente se definen como:

Ecuación 8

$$CC_k = [CCMg_1 + (CCMe_1 - CCMg_1) * CIC_k]$$

Para 1 = PD, MD o GD

Para k = T1-R1 a T1-R5, T1-RC1, T1-RC2, T1-G1, T1-G2, T2, T4-BT, T4-MT, T5, T6-BT, T6-MT

donde:

CC_k =Cargo por servicios al cliente de la categoría tarifaria k . Este concepto es expresado en \$/cliente-mes.

$CCMg_1$ = Cargo de Servicios al Cliente Marginal del Nivel de Demanda 1 . Los valores base se muestran en Tabla N°2 del Apéndice N°1.

$CCMe_1$ = Cargo de Servicios al Cliente Medio del Nivel de Demanda 1 . Los valores base se muestran en Tabla N°2 del Apéndice N°1.

CIC_k =Coeficiente de incidencia de Servicios al Cliente correspondiente a la categoría tarifaria k . Estos valores se muestran en Tabla N°3 del Apéndice N°1.

4.1.2. Cargos por Uso de Capacidad de la Red de Distribución

Ecuación 9

$$CD_k = \sum_j \{ [VADPMg_j + (VADP_j - VADPMg_j) * CIVAD_k] * FR_{k,j} \}$$

para j = MT, MT/BT (TMB) y BT

para k = T1-R1 a T1-R5, T1-RC1, T1-RC2, T1-G1, T1-G2, T2, T4-BT, T4-MT, T5, T6-BT, T6-MT

Donde:

CD_k = Cargo por uso de la capacidad de distribución asignado a la categoría tarifaria k , expresado en \$/kW-mes.

$VADPMg_j$ =Costo de capacidad marginal del nivel de tensión j , expresado en \$/kW- mes. Los valores base se presentan en Tabla N° 2 del Apéndice N°1.

$VADP_j$ =Costo de capacidad medio del nivel de tensión j , expresado en \$/kW- mes. Los valores base se presentan en Tabla N° 2 del Apéndice N°1.

$CIVAD_k$ =Coeficiente de Incidencia en el costo de capacidad correspondiente a la categoría tarifaria k . Estos valores se muestran en la Tabla N°3 del Apéndice N°1.

$FR_{k,j}$ =Factor de Responsabilidad de la categoría tarifaria k en el nivel de tensión j , presentado en Tabla N°4 del Apéndice N°1.

APÉNDICE N° 1

Tabla N° 1 - Parámetros por Categoría

Categoría	kfv	Y_p	Y_r	Y_v	FCTip
T1-R1	0,00%	26,70%	48,80%	24,50%	70,00%
T1-R2	0,00%	26,70%	48,80%	24,50%	70,00%
T1-R3	0,00%	26,70%	48,80%	24,50%	70,00%
T1-R4	0,00%	26,70%	48,80%	24,50%	70,00%
T1-R5	0,00%	26,70%	48,80%	24,50%	70,00%
T1-RC1	0,00%	26,90%	57,90%	15,20%	66,20%
T1-RC2	0,00%	26,90%	57,90%	15,20%	66,20%
T1-G1	0,00%	26,90%	57,90%	15,20%	66,20%
T1-G2	0,00%	26,90%	57,90%	15,20%	66,20%
T2		22,50%	57,70%	19,80%	
T3		26,30%	21,00%	52,70%	47,50%
T5		22,50%	57,70%	19,80%	

Tabla N° 2 - Valores Agregados de Distribución al 1 de Julio de 2013

2.1. - VAD de Referencia resultantes del proceso de la RTI

VAD	Unidad	Base
VADP - MT	\$/MW-año	367.934,97
VADPMg - MT	\$/MW-año	81.848,35
VADP - TMB	\$/MW-año	141.923,30
VADPMg - TMB	\$/MW-año	38.634,12
VADP - BT	\$/MW-año	403.051,94
VADPMg - BT	\$/MW-año	117.936,28
CCMe - PD	\$/mes	12,24
CCMg - PD	\$/mes	0,00
CCMe - MD	\$/mes	60,07
CCMg - MD	\$/mes	0,00
CCMe - GD	\$/mes	328,41
CCMg - GD	\$/mes	0,00

2.2. - VAD de aplicación

VAD	Unidad	Base
VADP - MT	\$/MW-año	327.852,03
VADPMg - MT	\$/MW-año	72.931,77
VADP - TMB	\$/MW-año	141.923,30
VADPMg - TMB	\$/MW-año	38.634,12
VADP - BT	\$/MW-año	343.976,71
VADPMg - BT	\$/MW-año	100.650,39
CCMe - PD	\$/mes	12,24
CCMg - PD	\$/mes	0,00
CCMe - MD	\$/mes	60,07
CCMg - MD	\$/mes	0,00
CCMe - GD	\$/mes	328,41
CCMg - GD	\$/mes	0,00

Tabla N° 3 - Coeficiente de Incidencia

Coeficiente de Incidencia	CIC	CIVAD
T1-R1	0,380	0,369
T1-R2	0,600	0,388
T1-R3	0,630	1,200
T1-R4	0,700	1,270
T1-R5	0,770	1,510
T1-RC1	1,900	1,134
T1-RC2	1,900	2,527
T1-G1	1,900	1,134
T1-G2	1,900	2,527
T2	1,000	0,806
T3	0,000	1,175
T4-BT	1,000	1,023
T4-MT	1,000	1,460
T5	1,000	0,806
T6-BT	1,000	1,023
T6-MT	1,000	1,460

Tabla N° 4 - Factores de Responsabilidad

Categoría	FACTORES DE RESPONSABILIDAD			
	MT	TMB	BT	ST
T1-R1	111,5%	108,8%	105,1%	120,0%
T1-R2	111,5%	108,8%	105,1%	120,0%
T1-R3	111,5%	108,8%	105,1%	120,0%
T1-R4	111,5%	108,8%	105,1%	120,0%
T1-R5	111,5%	108,8%	105,1%	120,0%
T1-RC1	89,4%	87,2%	84,3%	96,2%
T1-RC2	89,4%	87,2%	84,3%	96,2%
T1-G1	89,4%	87,2%	84,3%	96,2%
T1-G2	89,4%	87,2%	84,3%	96,2%
T2	85,1%	83,0%	80,2%	91,6%
T3	112,8%	110,0%	106,3%	121,3%
T4-BT	82,4%	80,4%	77,7%	88,7%
T4-MT	94,6%	0,0%	0,0%	101,8%
T5	85,1%	83,0%	80,2%	91,6%
T6-BT	82,4%	80,4%	77,7%	88,7%
T6-MT	94,6%	0,0%	0,0%	101,8%

Tabla N° 5 - Factores de Pérdida de Energía y Potencia Acumulados a cada Nivel de Tensión

Factores de Pérdidas Acumulados		KRE _p	KRE _r	KRE _v
KREM	%	101,78%	101,78%	101,78%
KREB	%	115,41%	115,41%	115,41%

FPP Acumulados hasta el nivel		
KPMT	%	102,53%
KPBT	%	121,46%

Tabla N° 6 - Potencias Máximas Promedio de Pequeñas Demandas

KMP	Unidad	
T1-R1	kW	0,106
T1-R2	kW	0,247
T1-R3	kW	0,420
T1-R4	kW	0,708
T1-R5	kW	1,273
T1-RC1	kW	0,117
T1-RC2	kW	1,467
T1-G1	kW	0,117
T1-G2	kW	1,467

ANEXO IV - RESOLUCION N° 139/13 – E.R.S.E.P.T.

**CUADRO TARIFARIO DE REFERENCIA DE EDET SA SIN SUBSIDIO DEL ESTADO NACIONAL
RESULTANTE DEL PROCESO DE LA RTI**

Vigencia: A partir de las 0:00 hs. del 01/07/2013.

Ámbito de aplicación: Provincia de Tucumán.

Valores sin impuestos.

Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

	Unidad	Importe
Cargo Fijo sin derecho a consumo		
Clientes con consumo <= 200 KWh/bim	\$/bim	9,30
Consumo entre 201 y 300 KWh/bim	\$/bim	14,68
Consumo entre 301 y 600 KWh/bim	\$/bim	15,42
Consumo entre 601 y 900 KWh/bim	\$/bim	17,13
Clientes con consumo > 900 KWh/bim	\$/bim	18,84
Los primeros 200 KWh/bim	\$/KWh	0,5028
Consumo entre 201 y 300 KWh/bim	\$/KWh	0,5052
Consumo entre 301 y 600 KWh/bim	\$/KWh	0,6020
Consumo entre 601 y 900 KWh/bim	\$/KWh	0,6103
Excedentes de 900 KWh/bim	\$/KWh	0,6390

Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/bim	46,50
Los primeros 300 KWh/bim	\$/KWh	0,5655
Excedentes de 300 KWh/bim	\$/KWh	0,7063

Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/bim	46,50
Los primeros 300 KWh/bim	\$/KWh	0,5655
Excedentes de 300 KWh/bim	\$/KWh	0,7063

Tarifa 2 (Medianas demandas)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/mes	60,07
Por capacidad de suministro	\$/KW-mes	60,61
Todo el consumo	\$/KWh	0,3996

Tarifa 3 (Alumbrado público)

Todo el consumo	\$/KWh	0,6936
-----------------	--------	--------

Tarifa 4 (Grandes demandas menores a 300 KW de potencia)

Cargo Fijo sin derecho a consumo		
En baja tensión	\$/mes	328,41
En media tensión	\$/mes	328,41
Por capacidad de suministro equivalente		
En baja tensión	\$/KW-mes	68,47

En media tensión	\$/KW-mes	46,92
Valor porcentual aplicable a la diferencia entre la capacidad de suministro fuera de punta y la de punta cuando la primera fuera mayor:		
En baja tensión	%	50
En media tensión	%	45
Por consumo de energía		
En baja tensión		
Período horas de Punta	\$/KWh	0,4104
Período horas de Resto	\$/KWh	0,3992
Período horas de Valle	\$/KWh	0,3884
En media tensión		
Período horas de Punta	\$/KWh	0,3620
Período horas de Resto	\$/KWh	0,3521
Período horas de Valle	\$/KWh	0,3425
Por la energía reactiva inductiva		
Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,0821
En media tensión	\$/KVARh	0,0724
Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,4104
En media tensión	\$/KVARh	0,3620

Tarifa 4 (Grandes demandas iguales o mayores a 300 KW de potencia)

Cargo Fijo sin derecho a consumo		
En baja tensión	\$/mes	328,41
En media tensión	\$/mes	328,41
Por capacidad de suministro equivalente		
En baja tensión	\$/KW-mes	68,47
En media tensión	\$/KW-mes	46,92
Valor porcentual aplicable a la diferencia entre la capacidad de suministro fuera de punta y la de punta cuando la primera fuera mayor:		
En baja tensión	%	50
En media tensión	%	45
Por consumo de energía:		
En baja tensión		
Período horas de Punta	\$/KWh	0,4104
Período horas de Resto	\$/KWh	0,3992
Período horas de Valle	\$/KWh	0,3884
En media tensión		
Período horas de Punta	\$/KWh	0,3620
Período horas de Resto	\$/KWh	0,3521
Período horas de Valle	\$/KWh	0,3425

Por la energía reactiva inductiva		
Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,0821
En media tensión	\$/KVARh	0,0724

Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,4104
En media tensión	\$/KVARh	0,3620

Tarifa 5 - Peaje (Medianas demandas)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/mes	60,07
Por capacidad de suministro contratada	\$/KW-mes	58,90
Todo el consumo	\$/KWh	0,05336

Tarifa 6 - Peaje (Grandes demandas menores a 300 KW de potencia)

Cargo Fijo sin derecho a consumo		
En baja tensión	\$/mes	328,41
En media tensión	\$/mes	328,41

Por capacidad de suministro equivalente		
En baja tensión	\$/KW-mes	66,81
En media tensión	\$/KW-mes	44,66

Valor porcentual aplicable a la diferencia entre la capacidad de suministro fuera de punta y la de punta cuando la primera fuera mayor:

En baja tensión	%	50
En media tensión	%	45

Por consumo de energía:

En baja tensión

Período horas de Punta	\$/KWh	0,05480
Período horas de Resto	\$/KWh	0,05331
Período horas de Valle	\$/KWh	0,05186

En media tensión

Período horas de Punta	\$/KWh	0,00633
Período horas de Resto	\$/KWh	0,00616
Período horas de Valle	\$/KWh	0,00599

Por la energía reactiva inductiva		
Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,0821
En media tensión	\$/KVARh	0,0724

Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,4104
En media tensión	\$/KVARh	0,3620

Tarifa 6 - Peaje (Grandes demandas iguales o mayores a 300 KW de potencia)

Cargo Fijo sin derecho a consumo		
En baja tensión	\$/mes	328,41

En media tensión	\$/mes	328,41
Por capacidad de suministro equivalente		
En baja tensión	\$/KW-mes	66,81
En media tensión	\$/KW-mes	44,66
Valor porcentual aplicable a la diferencia entre la capacidad de suministro fuera de punta y la de punta cuando la primera fuera mayor:		
En baja tensión	%	50
En media tensión	%	45
Por consumo de energía:		
En baja tensión		
Período horas de Punta	\$/KWh	0,05480
Período horas de Resto	\$/KWh	0,05331
Período horas de Valle	\$/KWh	0,05186
En media tensión		
Período horas de Punta	\$/KWh	0,00633
Período horas de Resto	\$/KWh	0,00616
Período horas de Valle	\$/KWh	0,00599
Por la energía reactiva inductiva		
Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,0821
En media tensión	\$/KVARh	0,0724
Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,4104
En media tensión	\$/KVARh	0,3620
Servicio de suspensión y rehabilitación		
Tarifa 1 uso residencial	\$	20,50
Tarifa 1 uso residencial colectivo	\$	56,50
Tarifa 1 uso general	\$	56,50
Tarifa 2	\$	136,86
Tarifa 4	\$	239,56
Tarifa 5	\$	136,86
Tarifa 6	\$	239,56
Derecho de Conexión		
Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deben abonar a la Distribuidora, por costo de conexión, el importe que corresponda según el cuadro siguiente:		
Conexión aérea monofásica tarifa 1 R	\$	112,09
Conexión aérea monofásica tarifa 1 RC	\$	143,23
Conexión aérea monofásica tarifa 1 G	\$	143,23
Conexión aérea trifásica tarifa 1 R	\$	249,09
Conexión aérea trifásica tarifa 1 RC	\$	286,41
Conexión aérea trifásica tarifa 1 G	\$	286,41
Conexión aérea trifásica tarifa 2	\$	515,57
Conexión equipo de medición	\$	716,07

ANEXO V - RESOLUCIÓN N° 139/13 – E.R.S.E.P.T.

**CUADRO TARIFARIO DE APLICACIÓN DE EDET SA
SIN SUBSIDIO DEL ESTADO NACIONAL**

Vigencia: Para consumos registrados a partir de las 0:00 hs. del 01/07/2013.

Ámbito de aplicación: Provincia de Tucumán.

Valores sin impuestos.

Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)

	Unidad	Importe
Cargo Fijo sin derecho a consumo		
Clientes con consumo <= 200 KWh/bim	\$/bim	9,30
Consumo entre 201 y 300 KWh/bim	\$/bim	14,68
Consumo entre 301 y 600 KWh/bim	\$/bim	15,42
Consumo entre 601 y 900 KWh/bim	\$/bim	17,13
Clientes con consumo > 900 KWh/bim	\$/bim	18,84
Los primeros 200 KWh/bim	\$/KWh	0,4935
Consumo entre 201 y 300 KWh/bim	\$/KWh	0,4956
Consumo entre 301 y 600 KWh/bim	\$/KWh	0,5820
Consumo entre 601 y 900 KWh/bim	\$/KWh	0,5894
Excedentes de 900 KWh/bim	\$/KWh	0,6150

Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/bim	46,50
Los primeros 300 KWh/bim	\$/KWh	0,5493
Excedentes de 300 KWh/bim	\$/KWh	0,6749

Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/bim	46,50
Los primeros 300 KWh/bim	\$/KWh	0,5493
Excedentes de 300 KWh/bim	\$/KWh	0,6749

Tarifa 2 (Medianas demandas)

Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/mes	60,07
Por capacidad de suministro	\$/KW-mes	54,79
Todo el consumo	\$/KWh	0,3996

Tarifa 3 (Alumbrado público)

Todo el consumo	\$/KWh	0,6643
-----------------	--------	--------

Tarifa 4 (Grandes demandas menores a 300 KW de potencia)

Cargo Fijo sin derecho a consumo		
En baja tensión	\$/mes	328,41
En media tensión	\$/mes	328,41

Por capacidad de suministro equivalente

En baja tensión	\$/KW-mes	61,78
En media tensión	\$/KW-mes	42,63

Valor porcentual aplicable a la diferencia entre la capacidad de suministro fuera de punta y la de punta cuando la primera fuera mayor:

En baja tensión	%	50
En media tensión	%	45

Por consumo de energía

En baja tensión

Período horas de Punta	\$/KWh	0,4104
Período horas de Resto	\$/KWh	0,3992
Período horas de Valle	\$/KWh	0,3884

En media tensión

Período horas de Punta	\$/KWh	0,3620
Período horas de Resto	\$/KWh	0,3521
Período horas de Valle	\$/KWh	0,3425

Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.

En baja tensión	\$/KVARh	0,0821
En media tensión	\$/KVARh	0,0724

Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

En baja tensión	\$/KVARh	0,4104
En media tensión	\$/KVARh	0,3620

Tarifa 4 (Grandes demandas iguales o mayores a 300 KW de potencia)

Cargo Fijo sin derecho a consumo

En baja tensión	\$/mes	328,41
En media tensión	\$/mes	328,41

Por capacidad de suministro equivalente

En baja tensión	\$/KW-mes	61,78
En media tensión	\$/KW-mes	42,63

Valor porcentual aplicable a la diferencia entre la capacidad de suministro fuera de punta y la de punta cuando la primera fuera mayor:

En baja tensión	%	50
En media tensión	%	45

Por consumo de energía:

En baja tensión

Período horas de Punta	\$/KWh	0,4104
Período horas de Resto	\$/KWh	0,3992
Período horas de Valle	\$/KWh	0,3884

En media tensión

Período horas de Punta	\$/KWh	0,3620
Período horas de Resto	\$/KWh	0,3521

Período horas de Valle	\$/KWh	0,3425
Por la energía reactiva inductiva		
Bonificación por tg phi<0,32 por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,0821
En media tensión	\$/KVARh	0,0724
Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,4104
En media tensión	\$/KVARh	0,3620
Tarifa 5 - Peaje (Medianas demandas)		
Cargo Fijo sin derecho a consumo	\$/mes	60,07
Por capacidad de suministro contratada	\$/KW-mes	53,08
Todo el consumo	\$/KWh	0,05336
Tarifa 6 - Peaje (Grandes demandas menores a 300 KW de potencia)		
Cargo Fijo sin derecho a consumo		
En baja tensión	\$/mes	328,41
En media tensión	\$/mes	328,41
Por capacidad de suministro equivalente		
En baja tensión	\$/KW-mes	60,12
En media tensión	\$/KW-mes	40,37
Valor porcentual aplicable a la diferencia entre la capacidad de suministro fuera de punta y la de punta cuando la primera fuera mayor:		
En baja tensión	%	50
En media tensión	%	45
Por consumo de energía:		
En baja tensión		
Período horas de Punta	\$/KWh	0,05480
Período horas de Resto	\$/KWh	0,05331
Período horas de Valle	\$/KWh	0,05186
En media tensión		
Período horas de Punta	\$/KWh	0,00633
Período horas de Resto	\$/KWh	0,00616
Período horas de Valle	\$/KWh	0,00599
Por la energía reactiva inductiva		
Bonificación por tg phi<0,32 por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,0821
En media tensión	\$/KVARh	0,0724
Recargo por tg phi>0,42 por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.		
En baja tensión	\$/KVARh	0,4104
En media tensión	\$/KVARh	0,3620

Tarifa 6 - Peaje (Grandes demandas iguales o mayores a 300 KW de potencia)

Cargo Fijo sin derecho a consumo

En baja tensión	\$/mes	328,41
En media tensión	\$/mes	328,41

Por capacidad de suministro equivalente

En baja tensión	\$/KW-mes	60,12
En media tensión	\$/KW-mes	40,37

Valor porcentual aplicable a la diferencia entre la capacidad de suministro fuera de punta y la de punta cuando la primera fuera mayor:

En baja tensión	%	50
En media tensión	%	45

Por consumo de energía:

En baja tensión

Período horas de Punta	\$/KWh	0,05480
Período horas de Resto	\$/KWh	0,05331
Período horas de Valle	\$/KWh	0,05186

En media tensión

Período horas de Punta	\$/KWh	0,00633
Período horas de Resto	\$/KWh	0,00616
Período horas de Valle	\$/KWh	0,00599

Por la energía reactiva inductiva

Bonificación por $\text{tg } \phi < 0,32$ por la energía reactiva inductiva en defecto del 32% de la energía activa.

En baja tensión	\$/KVARh	0,0821
En media tensión	\$/KVARh	0,0724

Recargo por $\text{tg } \phi > 0,42$ por la energía reactiva inductiva en exceso del 42% de la energía activa.

En baja tensión	\$/KVARh	0,4104
En media tensión	\$/KVARh	0,3620

Servicio de suspensión y rehabilitación

Tarifa 1 uso residencial	\$	20,50
Tarifa 1 uso residencial colectivo	\$	56,50
Tarifa 1 uso general	\$	56,50
Tarifa 2	\$	136,86
Tarifa 4	\$	239,56
Tarifa 5	\$	136,86
Tarifa 6	\$	239,56

Derecho de Conexión

Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deben abonar a la Distribuidora, por costo de conexión, el importe que corresponda según el cuadro siguiente:

Conexión aérea monofásica tarifa 1 R	\$	112,09
Conexión aérea monofásica tarifa 1 RC	\$	143,23
Conexión aérea monofásica tarifa 1 G	\$	143,23
Conexión aérea trifásica tarifa 1 R	\$	249,09
Conexión aérea trifásica tarifa 1 RC	\$	286,41
Conexión aérea trifásica tarifa 1 G	\$	286,41
Conexión aérea trifásica tarifa 2	\$	515,57
Conexión equipo de medición	\$	716,07

ANEXO VI - RESOLUCIÓN N° 139/13 – E.R.S.E.P.T.

**VALORES ESPECÍFICOS DE APLICACIÓN
DEL SUBSIDIO DEL ESTADO NACIONAL**

Vigencia: Para consumos registrados a partir de las 0:00 hs. del 01/07/2013.

Ámbito de aplicación: Provincia de Tucumán.

Valores sin impuestos.

Categoría	Segmento de consumo	Subsidio Estado Nacional (\$/kWh)		
		Pico o total	Resto	Valle
T1 - R1 y R2	<=300 kWh/bim *	-0,3298		
T1 - R3 y R4	301 a 900 kWh/bim	-0,3264		
T1 - R5	901 a 1500 kWh/bim	-0,3119		
T1 - R6	1501 a 3000 kWh/bim	-0,2955		
T1 - R7	>3000 kWh/bim	-0,2621		
T1 - RC1	<=300 kWh/bim	-0,3302		
T1 - RC2	301 a 900 kWh/bim	-0,3267		
T1 - RC3	901 a 1500 kWh/bim	-0,3122		
T1 - RC4	1501 a 3000 kWh/bim	-0,2958		
T1 - RC5	>3000 kWh/bim	-0,2624		
T1 - G1 y G2	<=4000 kWh/bim	-0,2838		
T1 - G3	>4000 kWh/bim	-0,2720		
T3 - AP		-0,3133		
T2 MD		-0,2720		
T4 - BT < 300kW		-0,2695	-0,2731	-0,2715
T4 - MT < 300kW		-0,2377	-0,2409	-0,2394
T4 - BT >= 300kW		-0,2300	-0,2336	-0,2320
T4 - MT >= 300kW		-0,2028	-0,2060	-0,2046
T5 - BT		-0,03632		
T6 - BT < 300kW		-0,03598	-0,03647	-0,03625
T6 - MT < 300kW		-0,00416	-0,00421	-0,00419
T6 - BT >= 300kW		-0,03071	-0,03120	-0,03098
T6 - MT >= 300kW		-0,00355	-0,00360	-0,00358

* Se incluye en este segmento los servicios correspondientes a Medidores Comunitarios.

ANEXO VII - RESOLUCION N° 139/13 – E.R.S.E.P.T.

PLAN OBLIGATORIO DE INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN

El cumplimiento de las obligaciones asumidas por la Distribuidora será controlada por el ERSEPT siguiendo los lineamientos establecidos mediante la Resolución EPRET N° 563/05.

Todas las obras fueron valorizadas a pesos de Marzo de 2013.

AÑO 2013

Cuadro N° 1 – Resumen por Rubro

Rubro	Cantidad Obras	Descripción	Inv. Ppto/Real
2	1	Obras de MT asociadas a nuevas EETT	1.592.220,00
4	23	Líneas de Distribución de Media Tensión Aéreas y Subterráneas	1.751.950,37
5	34	Subestaciones Transformadoras MT/BT y Equipos Afines	10.955.016,06
9	62	Obras de Crecimiento de la Demanda en Redes de BT	5.131.675,02
TOTAL	120		19.430.861,46

Cuadro N° 2 – Detalle Rubro 2

N°	Descripción	Inversión Ppto/Real
1	Construcción Nuevo Dist. 13,2 kV salida ET Sarmiento	1.592.220,00
Sub Total Rubro 2		1.592.220,00

Cuadro N° 3 – Detalle Rubro 4

N° Obra	Descripción	Inversión Ppto/Real
1	Construcción de LMT 13,2 kV - Zona Villa Mariano Moreno	60.126,78
2	Construcción de LMT 13,2 kV - Zona Villa Luján	59.340,90
3	Construcción de LMT 13,2 kV - Zona Esquina Norte	164.469,50
4	Construcción de LMT 13,2 kV - Zona Villa Mariano Moreno	118.016,48
5	Construcción de LMT 13,2 kV - Zona Bº Diza	87.401,51
6	Construcción de Cable Subterráneo MT 13,2 kV - Salidas ET Estática Sur - S.M.	170.595,00
7	Reemplazo de conductor en LMT 13,2 kV - Dist. Tafi Viejo - Zona Los Pocitos	233.146,50
8	Construcción de Cable Subterráneo MT 13,2 kV - Zona Alberdi	68.238,00
9	Mejora en LMT 33 kV - Dist. Timbo	79.611,00
10	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. La Florida	70.548,99
11	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. Delfin Gallo	43.444,86
12	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. Timbo Viejo	25.933,85
13	Mejora en LMT 13,2 kV - Salida RebajeMT/MT Los Quemados II	48.149,87
14	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. Hualinchay	45.492,00
15	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. Las Higuieritas	51.178,50
16	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. Boulevard 9 de Julio	51.178,50
17	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. Famaillá	85.942,35
18	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. Río de la Plata - Manantial	84.421,78
19	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. Gorriti - Derivacion Wilson	28.432,50
20	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. Gorriti - Derivacion Tuscal	28.432,50
21	Mejora en LMT 13,2 kV - Distribuidor Río Medinas - Derivacion Los Arrietas	34.119,00
22	Mejora en LMT 13,2 kV - Dist. Alberdi 3 - La Calera	56.865,00
23	Mejora en LMT 13,2 kV - Rebaje MT/MT Puesto Nuevo	56.865,00
Sub Total Rubro 4		1.751.950,37

Cuadro N° 4 – Detalle Rubro 5

Nº	Descripción	Inversión Ppto/Real
1	Construcción de Camara MT/BT - Zona Calle Junín 471	170.595,00
2	Construcción de Camara MT/BT - Zona Calle Monteagudo 641	341.190,00
3	Construcción de Camara MT/BT - Zona Calle Buenos Aires 661	341.190,00
4	Construcción de LMT, SET MT/BT y LBT - Zona Bº Ex. Aeropuerto - S.M. de Tuc	199.850,91
5	Construcción de LMT, SET MT/BT y LBT - Zona Villa Luján - S.M. de Tucumán	199.027,50
6	Construcción de SET MT/BT - Zona SET 2282 - S.M. de Tucumán	71.081,25
7	Construcción de LMT, SET MT/BT y LBT - Zona San Agustín - S.M. de Tucumán	142.162,50
8	Construcción de SET MT/BT - Zona Los Ralos - Los Ralos	32.527,92
9	Construcción de SET MT/BT - Zona SET 2398 - Lastenia	56.775,15
10	Construcción de SET MT/BT - Zona La Tala - BRS	29.968,99
11	Construcción de SET MT/BT - Zona Puma Pozo - BRS	31.254,14
12	Construcción de SET MT/BT - Zona Oran - Leales	36.992,96
13	Construcción de SET MT/BT - Zona SET 1413 - Agua Dulce	31.254,14
14	Construcción de LMT, SET MT/BT y LBT - Zona La Tala	33.612,90
15	Construcción de SET MT/BT - Zona Los Porceles	27.958,25
16	Construcción de LMT, SET MT/BT y LBT - Zona D. Villaruel - Yerba Buena	155.491,66
17	Construcción de LMT, SET MT/BT y LBT - Zona Reconquista - Yerba Buena	166.864,66
18	Construcción de LMT, SET MT/BT y LBT - Zona Santa Fé - Tafi Viejo	144.118,66
19	Construcción de LMT, SET MT/BT y LBT - Zona SET 913 - Colonia 5	153.218,19
20	Construcción de SET MT/BT y LBT - Zona Capitán Cáceres	61.414,20
21	Construcción de SET MT/BT y LBT - Zona Centro - Monteros	51.178,50
22	Construcción de LMT, SET MT/BT y LBT - Zona Aº Morales - Tafi del Valle	74.871,87
23	Construcción de LMT, SET MT/BT y LBT - Zona La Puntilla - Amaicha del Valle	117.302,26
24	Construcción de SET MT/BT - Zona Puesto Los Perez	45.492,00
25	Construcción de SET MT/BT - Zona SET 872 - Gastona Sur	23.883,30
26	Construcción de SET MT/BT - Zona Viltrán	45.492,00
27	Construcción de SET MT/BT - Zona Villa Belgrano - Concepción	120.879,07
28	Construcción de SET MT/BT - Zona Aguilares	31.844,40
29	Construcción de SET MT/BT - Zona Amberes	32.981,70
30	Construcción de SET MT/BT y LBT - Nuevas Demandas	454.920,00
31	Equipamiento de medición de BT	224.000,00
32	Adquisición de camiones y camionetas operativas	1.962.622,00
33	Adquisición de medidores BT	2.443.000,00
34	Adquisición de transformadores MT/BT	2.900.000,00
Sub Total Rubro 5		10.955.016,06

Cuadro N° 5 – Detalle Rubro 9

Nº	Descripción	Inversión Ppto/Real
1	Construcción de Cable Subterráneo BT - Zona CAM 8293 - S.M. de Tucumán	51.178,50
2	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 2567 - S.M. de Tucumán	56.865,00
3	Construcción de Cable Subterráneo BT - Zona CAM 3298 - S.M. de Tucumán	62.551,50
4	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 786 - S.M. de Tucumán	45.492,00
5	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 1671 - S.M. de Tucumán	45.492,00
6	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 7712 - BRS	14.043,38
7	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 1160 - BRS	41.089,51
8	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 4848 - Bajo Grande	43.242,42
9	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 4112 A - Las Cejas	40.877,97
10	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 4072 - 7 de Abril	49.009,67
11	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 4426 - La Cruz	31.787,54
12	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 4180 - Pala Pala	20.667,02
13	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 2042 - Los Pereyra	22.948,44
14	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 4456 - El Cortaderal	54.186,66
15	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 965 - Los Camperos	26.228,41
16	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 4112 B - Las Cejas	52.543,26
17	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 383 - Yerba Buena	123.965,70
18	Construcción de LBT Aérea - Zona Benjamin Paz	26.627,60
19	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 1006 - Yerba Buena	74.655,78
20	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 6468 - Yerba Buena	58.147,87
21	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 416 - Yerba Buena	66.040,74
22	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 7129 - Tafí Viejo	57.115,21
23	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 8067 - Monteros	20.225,74
24	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 108 - Monteros	28.680,43
25	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 7284 - San Pablo	20.222,33
26	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 7031 - León Rougués	42.803,42
27	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 7046 - Lules	27.730,79
28	Construcción de LBT Aérea - Zona SET 7217 - Monteros	46.531,49
29	Construcción de LBT Aérea - Zona Bella Vista	51.830,17
30	Construcción de LBT Aérea - Zona Santa Ana	41.504,63
31	Construcción de LBT Aérea - Zona Monteagudo	28.927,23
32	Construcción de LBT Aérea - Zona La Cocha	45.492,00
33	Construcción de LBT Aérea - Zona Aguilares	45.067,79
34	Construcción de LBT Aérea - Zona 3895 - J.B.Alberdi	64.981,91
35	Construcción de LBT Aérea - Zona La Salvación	66.784,53
36	Construcción de SET y LBT - Zona S.M. de Tucumán	148.986,30
37	Construcción de SET y LBT - Zona La Florida	141.025,20
38	Construcción de SET y LBT - Zona Alderetes	87.572,10
39	Construcción de SET y LBT - Zona Benjamín Paz	90.984,00
40	Construcción de SET y LBT - Zona Costa del Río Pueblo Viejo	352.563,00
41	Construcción de SET y LBT - Zona Aguilares	251.343,30
42	Construcción de LBT - Nuevas Demandas - Metropolitana	460.606,50
43	Construcción de LBT - Nuevas Demandas - BRS	511.785,00
44	Construcción de LBT - Nuevas Demandas - Tafí Viejo	358.249,50
45	Construcción de LBT - Nuevas Demandas - Monteros	358.249,50
46	Construcción de LBT - Nuevas Demandas - Concepción	358.249,50
47	Equipamiento de SET MT/BT - Zona SET 1147 - S.M. de Tucumán	1.819,68
48	Equipamiento de SET MT/BT - Zona SET 3435 - S.M. de Tucumán	4.662,93
49	Equipamiento de SET MT/BT - Zona SET 3784 - S.M. de Tucumán	3.639,36
50	Equipamiento de SET MT/BT - Zona SET 2867 - S.M. de Tucumán	4.208,01
51	Equipamiento de SET MT/BT - Zona SET 2879 - S.M. de Tucumán	5.231,58
52	Equipamiento de SET MT/BT - Zona SET 1557 - S.M. de Tucumán	6.255,15
53	Equipamiento de SET MT/BT - Zona SET 2202 - S.M. de Tucumán	6.255,15
54	Equipamiento de SET MT/BT - Zona SET 2884 - S.M. de Tucumán	3.639,36
55	Equipamiento de SET MT/BT - Zona SET 1019 - S.M. de Tucumán	2.615,79
56	Postación de LBT - Zona SET 4031 - S.M. de Tucumán	23.130,41
57	Postación de LBT - Zona SET 4453 - S.M. de Tucumán	38.587,45
58	Postación de LBT - Zona SET 7151 - S.M. de Tucumán	20.779,61
59	Equipamiento de Cable Subterráneo BT - Zona SET 1019 - S.M. de Tucumán	68.238,00
60	Postación de LBT - Zona Yerba Buena - San Javier	68.238,00
61	Postación de LBT - Zona Monteros - Simoca	79.611,00
62	Postación de LBT - Zona Alberdi - La Cocha	79.611,00
Sub Total Rubro 9		5.131.675,02

Detalle POI en Distribución Años 2014 a 2016

PLAN OBLIGATORIO	CANTIDADES FÍSICAS				MONTOS [M\$]			
	Unidad	2014	2015	2016	2014	2015	2016	TOTAL
Obras estructurales (obras de expansión) ANEXO 1								
Subtransmisión								
LMT 33 (Subtransmisión)	M\$/km	-	2,0	-	-	622	-	622
Estaciones Transformadoras (MT/MT)	M\$/Un	1,0	1,0	-	1.916	1.916	-	3.832
Subterráneo								
CABLE 33 kV	M\$/km	0,6	1,0	1,0	704	673	673	2.050
CABLE 13,2 kV	M\$/km	9,0	8,0	8,0	5.490	4.880	4.880	15.250
Aéreo								
LMT 13,2 kV	M\$/km	5,0	5,0	5,0	1.485	1.485	1.485	4.455
Total obras estructurales					9.595	9.576	7.038	26.209
Expansión ordinaria					2014	2015	2016	TOTAL
Aparatos y equipos								
Medidores	M\$/med inst	12.000	12.000	10.000	4.080	4.080	3.400	11.560
Transformador de MT/MT	M\$/Un.	1	1	1	882	882	882	2.646
Transformador de MT/BT	M\$/MVA	15	15	13	3.000	3.000	2.600	8.600
Equipos de Maniobra	Gl.	Gl.	Gl.	Gl.	600	600	600	1.800
Redes								
Subterráneo								
CABLE 13,2 kV	M\$/km	1	1	0,8	732	732	488	1.952
CAMARAS (s/trafo hasta 630 kVA)	M\$/Un.	5	5	4	1.540	1.540	1.232	4.312
Aéreo								
LMT 13,2 kV	M\$/km	13	13	10	3.266	3.266	2.512	9.043
SET	M\$/Un.	64	64	40	2.214	2.214	1.384	5.813
LBT	M\$/km	42	42	31	6.510	6.510	4.805	17.825
Total expansión ordinaria					22.824	22.824	17.903	63.551
Reposición y mejora					2014	2015	2016	TOTAL
Redes								
LMT 33 kV (Postación + Aislación)	M\$/Un.	150	150	150	255	255	255	765
LMT 13,2 kV (reemplazo conductores)	M\$/km	12	12	10	720	720	600	2.040
LMT 13,2 kV (Postación + Aislación)	M\$/Un.	700	700	700	1.120	1.120	1.120	3.360
CABLE 13,2 kV	M\$/km	3	3	2	1.525	1.525	1.220	4.270
CAMARAS (s/trafo hasta 630 kVA)	M\$/Un.	6	6	4	1.440	1.440	960	3.840
LBT (reemplazo conductores)	M\$/km	100	100	90	6.273	6.273	5.646	18.192
LBT (Postación + Aislación)	M\$/Un.	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	3.000
Vehículos	Gl.	Gl.	Gl.	Gl.	1.800	1.800	1.800	5.400
Total reposición y mejora					14.133	14.133	12.601	40.867
TOTAL					46.552	46.533	37.542	130.627

ANEXO VIII - RESOLUCION N° 139/13 – E.R.S.E.P.T.

VALORES UNITARIOS DESTINADOS A INVERSIONES OBLIGATORIAS DE DISTRIBUCIÓN

Vigencia: Para consumos registrados a partir de las 0:00 hs. del 01/07/2013.

Ámbito de aplicación: Provincia de Tucumán.

Valores sin impuestos.

	Unidad	Importe
Tarifa 1 R (Pequeñas demandas uso residencial)		
Clientes con consumo <= 200 KWh/bim	\$/kWh	0,00932
Consumo entre 201 y 300 KWh/bim	\$/kWh	0,00937
Consumo entre 301 y 600 KWh/bim	\$/kWh	0,01266
Consumo entre 601 y 900 KWh/bim	\$/kWh	0,01578
Clientes con consumo > 900 KWh/bim	\$/kWh	0,01909
*Valores aplicables a todo el consumo.		
Tarifa 1 RC (Pequeñas demandas uso residencial colectiva)		
Clientes con consumo <= 300 KWh/bim	\$/kWh	0,01622
Clientes con consumo > 300 KWh/bim	\$/kWh	0,02717
*Valores aplicables a todo el consumo.		
Tarifa 1 G (Pequeñas demandas uso general)		
Clientes con consumo <= 300 KWh/bim	\$/kWh	0,01622
Clientes con consumo > 300 KWh/bim	\$/kWh	0,02832
*Valores aplicables a todo el consumo.		
Tarifa 3 (Alumbrado público)		
Todo el consumo	\$/KWh	0,02930
Tarifa 2 y Tarifa 5 (Medianas demandas)		
Por capacidad de suministro	\$/KW-mes	5,82
Tarifa 4 y Tarifa 6 (Grandes demandas)		
Por capacidad de suministro equivalente		
En baja tensión	\$/KW-mes	6,69
En media tensión	\$/KW-mes	4,29

CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES

La DISTRIBUIDORA prestará el servicio con la CALIDAD DE SERVICIO establecida en el Anexo 4 (Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones) del CONTRATO DE CONCESIÓN, con las siguientes modificaciones que surgen del presente documento el que constituye un texto ordenado y consolidado de las normas a aplicar en la materia:

1. Calidad de Servicio Técnico Prestado

- a. El efecto sobre la Calidad de Servicio Técnico de las interrupciones asociadas a las restricciones en los Sistemas de Generación y/o Transporte y/o en los vínculos con otros sistemas de distribución provincial (PAFTT), en condiciones normales (N), no será tenido en cuenta para el cálculo de los índices, siempre y cuando la DISTRIBUIDORA haya informado y asesorado de modo suficiente y oportuno al ERSEPT, sobre la probabilidad de su ocurrencia y de las acciones preventivas requeridas.
- b. El efecto sobre la Calidad de Servicio Técnico de las interrupciones producidas por la actuación de los mecanismos de desconexión automática de generación (DAG), Mínima Frecuencia o de carga (DAC) no será tenido en cuenta para el cálculo de los índices, siempre que la DISTRIBUIDORA haya informado de modo suficiente y oportuno al ERSEPT.
- c. La DISTRIBUIDORA informará la totalidad de las fallas y maniobras (vgr. aperturas, cierres, reconfiguraciones, etc.) del sistema de distribución en MT y de las Subestaciones Transformadoras (SET) MT/BT excluyendo la red de BT. El apartamiento de los índices de Calidad de Servicio Técnico será calculado, exclusivamente, considerando las interrupciones hasta MT y sobre la base de la información provista por la DISTRIBUIDORA y que, con carácter no limitativo y complementario, considerará las siguientes fuentes:
 - (i) El Sistema de operación en tiempo real (SOTR) de la DISTRIBUIDORA;
 - (ii) La base de datos de reclamos de clientes del Call Center;
 - (iii) La información que registre el sistema de medición comercial del MEM;
 - (iv) La información que registre el SOTR de los concesionarios de los sistemas de transporte de energía eléctrica, en la medida de su disponibilidad;
 - (v) Los datos provenientes de los registros de los equipos de control de calidad de producto y calidad de servicio técnico, cuando resulten adecuados para el objetivo que se persigue y que no se encuentren incorporados a la información telecontrolada que procesa el COD, suministrada al ERSEPT.
- d. La DISTRIBUIDORA, a partir de la entrada en vigencia del CUADRO TARIFARIO, instalará una terminal informática en el ERSEPT que posibilite el acceso a la información que administra el COD de la DISTRIBUIDORA, y que oportunamente se determinará.

- e. El ERSEPT, con el objeto de validar la información suministrada por la DISTRIBUIDORA, para el cálculo de los índices de Calidad de Servicio Técnico, podrá implementar los mecanismos de auditoría que considere adecuados a tal fin, coordinados con la DISTRIBUIDORA, cuando corresponda.
- f. De comprobarse omisiones o distorsiones en la información suministrada respecto del comportamiento real del servicio, la DISTRIBUIDORA podrá ser penalizada con una multa máxima equivalente a TRES (3) veces el valor correspondiente a la diferencia respecto de la sanción resultante de la incorporación de la información completada o corregida. Para determinar la cuantía de estas multas, el ERSEPT, en la reglamentación que a tal fin establezca, tomará en cuenta la reincidencia de errores detectados en la información, en los DOCE (12) meses anteriores al evento, así como también las causas y circunstancias que expliquen los hechos.
- g. Caso Fortuito / Fuerza Mayor. Se consideran causales de Caso Fortuito/Fuerza Mayor en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica a las establecidas en el Código Civil (Art. 513 y ctes.). Asimismo, serán consideradas como tales las fallas y cortes de suministro ocurridas como consecuencia de temperaturas máximas superiores a CUARENTA Y DOS grados centígrados (42°C), temperaturas mínimas inferiores a MENOS DOS grados centígrados (-2°C), vientos superiores a OCHENTA km/h (80) o inundaciones de carácter excepcional.

Para el caso del robo y/o daño de conductores y/o transformadores y demás instalaciones, la DISTRIBUIDORA enviará al ERSEPT un informe preliminar en un plazo de TRES (3) días hábiles luego de ocurrida una falla considerada como encuadrada dentro de las causales de Caso Fortuito/Fuerza Mayor, detallando los tiempos de reposición incurridos y acompañando las pruebas de las que intente valerse y que se encuentren disponibles hasta ese momento. Finalizado el mes de control y adjunto al Informe Mensual de Servicio Técnico, se presentarán todas las pruebas adicionales relacionadas a las fallas previamente informadas.

En el plazo máximo de TREINTA (30) días corridos después de haber tomado conocimiento del Informe Mensual de Servicio Técnico, el ERSEPT definirá los casos de exclusión aceptados como causales de Caso Fortuito/Fuerza Mayor presentados por la DISTRIBUIDORA. El plazo mencionado podrá ser ampliado por igual término y con carácter excepcional para el supuesto de requerirse información y documentación adicional.

Para el caso en que el ERSEPT rechazare algunos de los supuestos denunciados por la DISTRIBUIDORA, deberá emitirse resolución fundada, aclarando las razones del rechazo e instruyendo a la DISTRIBUIDORA para que incluya dentro del cálculo de los índices FMIK y TTIK las interrupciones informadas como Caso Fortuito/Fuerza Mayor.

En el supuesto que el ERSEPT no se expida dentro del plazo indicado, la DISTRIBUIDORA deberá requerir, por escrito y de modo fehaciente al ERSEPT, la resolución respecto de los casos de exclusión por causales de Caso Fortuito/Fuerza Mayor enunciados en el Informe Mensual de Servicio Técnico. Transcurridos TREINTA (30) días corridos desde dicha presentación sin que el ERSEPT se expida sobre la materia, será tomada como válida la información enviada por la DISTRIBUIDORA.

Para el caso en que el ERSEPT determinare procedente los supuestos de exclusión denunciados por la DISTRIBUIDORA se conformará una comisión integrada por la DISTRIBUIDORA y el ERSEPT la que analizará los hechos referenciados a los fines de determinar los tiempos de reposición reconocidos como eficientes. La mencionada Comisión emitirá un informe conjunto en un plazo de

DIEZ (10) días hábiles. En caso de no acordarse un dictamen conjunto, el ERSEPT se pronunciará al respecto en un plazo de TREINTA (30) días hábiles contados a partir del vencimiento del plazo en que debió emitirse el referido informe. En caso de silencio y debidamente requerido por la DISTRIBUIDORA un pronunciamiento del ERSEPT, se considerarán como válidos los tiempos de reposición informados originariamente por la DISTRIBUIDORA.

h. **Informes Semestrales.** El Informe Semestral de Servicio Técnico será presentado dentro de los TREINTA (30) días posteriores a la finalización del período de control, plazo que podrá ser modificado por el ERSEPT en función de las innovaciones tecnológicas que se introduzcan en los sistemas de medición y registración.

i. **Caracterización de Áreas Urbanas (Aéreas y/o Subterráneas) y Rurales.**

A los fines del Régimen de Calidad de Servicio, serán consideradas Áreas Urbanas las que se definen en el SUB-ANEXO Áreas Urbanas.

Por Área Urbana Subterránea se entenderá aquella cuyo sistema de distribución en MT sea subterráneo desde las barras de MT, primarias o secundarias.

Por Áreas Rurales serán consideradas las restantes localidades no especificadas como Urbanas en SUB-ANEXO Áreas Urbanas.

Durante el PERÍODO DE VIGENCIA TARIFARIO será válida ésta caracterización, la que podrá ser alterada o modificada por el ERSEPT, ante situaciones de reconfiguración normal en el desarrollo del sistema o excepcionales o extraordinarias que así lo aconsejen.

j. **Cálculo de índices FMIK y TTIK por Distribuidor.** Se utilizará como denominador de la fórmula de cálculo de los índices FMIK y TTIK, la potencia instalada total por Distribuidor sectorizada por tipo de instalación. De esta manera se obtendrán tres índices de frecuencia y tres de tiempo para cada Distribuidor.

$$FMIK_{(US)y} = \frac{\sum KVA_{FS(US)y}}{KVA_{INST.(US)y}}$$

$$FMIK_{(UA)y} = \frac{\sum KVA_{FS(UA)y}}{KVA_{INST.(UA)y}}$$

$$FMIK_{(RA)y} = \frac{\sum KVA_{FS(RA)y}}{KVA_{INST.(RA)y}}$$

Donde:

\sum : Sumatoria de todas las interrupciones registradas en cada Distribuidor “y” por tipo de instalación (Urbanas Subterráneas, Urbanas Aéreas y Rurales Aéreas) del semestre controlado.

$KVA_{FS(US)y}$, $KVA_{FS(UA)y}$, $KVA_{FS(RA)y}$: Cantidades de KVA nominales fuera de servicio (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreas y Rurales Aéreas) por Distribuidor “y” en cada una de las contingencias.

$KVA_{INST.(US)y}$, $KVA_{INST.(UA)y}$, $KVA_{INST.(RA)y}$: Cantidades de KVA instalados en cada uno de los Distribuidores “y” (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreas y Rurales Aéreas) actualizados al inicio

de cada semestre.

$$TTIK_{(US)y} = \frac{\sum(KVA_{FS(US)y} * T_{FS(US)y})}{KVA_{INST.(US)y}}$$

$$TTIK_{(UA)y} = \frac{\sum(KVA_{FS(UA)y} * T_{FS(UA)y})}{KVA_{INST.(UA)y}}$$

$$TTIK_{(RA)y} = \frac{\sum(KVA_{FS(RA)y} * T_{FS(RA)y})}{KVA_{INST.(RA)y}}$$

Donde:

\sum : Sumatoria de todas las interrupciones registradas en cada Distribuidor "y" por tipo de instalación (Urbanas Subterráneas, Urbanas Aéreas y Rurales Aéreas) del semestre controlado.

$T_{FS(US)y}$, $T_{FS(UA)y}$, $T_{FS(RA)y}$: Tiempo que han permanecido fuera de servicio por Distribuidor "y" los KVA nominales (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreas y Rurales Aéreas), durante cada una de las contingencias. La hora de inicio y la de restitución del servicio para el cómputo de los KVA nominales fuera de servicio, serán las que surjan de la fuente de información resultante del Punto c.

$KVA_{FS(US)y}$, $KVA_{FS(UA)y}$, $KVA_{FS(RA)y}$: Cantidades de KVA nominales por Distribuidor "y" fuera de servicio (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreas y Rurales Aéreas) en cada una de las contingencias.

$KVA_{INST.(US)y}$, $KVA_{INST.(UA)y}$, $KVA_{INST.(RA)y}$: Cantidades de KVA instalados en cada uno de los Distribuidores "y" (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreas y Rurales Aéreas) actualizados al inicio de cada semestre.

Observación: Para el cálculo de los KVA_{FSy} y $KVA_{INST.y}$, correspondiente a los clientes en MT por Distribuidor "y", se computará la potencia máxima entre la registrada y la contratada, en los DOCE (12) últimos meses.

k. **Información georeferenciada.** A los fines de la implementación de los sistemas de control, la DISTRIBUIDORA suministrará al ERSEPT la información georeferenciada de la red y de los usuarios según el siguiente detalle: MT, MT/MT, MT/BT, BT, Clientes MT y Clientes BT, la que será entregada en oportunidad de la entrada en vigencia de la presente ACTA. La información se actualizará en concordancia con los períodos de control.

l. **Cálculo de la Energía Indisponible (ENI) por Distribuidor.** Para el cálculo de la ENI, se usarán las siguientes fórmulas:

Si se excede FMIK:

$$ENI(kWh)_{(US)y} = \frac{(FMIK_{reg(US)y} - FMIK_{tab(US)y})}{FMIK_{reg(US)y}} * TTIK_{reg(US)y} * POT_{(US)y}$$

$$POT_{(US)y} = \frac{Energía_{(US)y}}{Horas\ semestre} = \frac{Energía_{(US)y}}{4380}$$

$$ENI(kWh)_{(UA)y} = \frac{(FMIK_{reg(UA)y} - FMIK_{tab(UA)y})}{FMIK_{reg(UA)y}} * TTIK_{reg(UA)y} * POT_{(UA)y};$$

$$POT_{(UA)y} = \frac{Energía_{(UA)y}}{Horas\ semestre} = \frac{Energía_{(UA)y}}{4380}$$

$$ENI(kWh)_{(RA)y} = \frac{(FMIK_{reg(RA)y} - FMIK_{tab(RA)y})}{FMIK_{reg(RA)y}} * TTIK_{reg(RA)y} * POT_{(RA)y};$$

$$POT_{(RA)y} = \frac{Energía_{(RA)y}}{Horas\ semestre} = \frac{Energía_{(RA)y}}{4380}$$

Donde:

Las Energías: Urbana Subterránea ($Energía_{(US)y}$), Urbana Aérea ($Energía_{(UA)y}$) y Rural Aérea ($Energía_{(RA)y}$), serán las calculadas con las energías facturadas por Distribuidor "y" (Urbana Subterránea, Urbana Aérea y Rural Aérea), durante el semestre de control, respectivamente.

Si se excede TTIK:

$$ENI(kWh)_{(US)y} = (TTIK_{reg(US)y} - TTIK_{tab(US)y}) * POT_{(US)y}$$

$$ENI(kWh)_{(UA)y} = (TTIK_{reg(UA)y} - TTIK_{tab(UA)y}) * POT_{(UA)y}$$

$$ENI(kWh)_{(RA)y} = (TTIK_{reg(RA)y} - TTIK_{tab(RA)y}) * POT_{(RA)y}$$

Donde:

Las Energías: Urbana Subterránea ($Energía_{(US)y}$), Urbana Aérea ($Energía_{(UA)y}$) y Rural Aérea ($Energía_{(RA)y}$), serán las calculadas con las energías facturadas por Distribuidor "y" (Urbana Subterránea, Urbana Aérea y Rural Aérea), durante el semestre de control, respectivamente.

Las compensaciones derivadas de la imposición de sanciones tendrán por objeto fundamental resarcir a aquellos usuarios directamente afectados. El ERSEPT reglamentará el mecanismo de distribución de las compensaciones ajustado al mencionado principio.

m. **Índices por Distribuidor (valores permitidos).** Los valores máximos admitidos para el cálculo de las penalidades para cada Distribuidor sectorizada por tipo de instalación, serán los siguientes:

	Urbano Aéreo	Urbano Subterráneo	Rural Aéreo *
FMIKy	3	2	6
TTIKy	9	7	15

- (*) Para las instalaciones clasificadas como Tipo Rurales se determinarán, adicionalmente a lo indicado en Tabla, valores promedio de referencia tanto para FMIKy como para TTIKy, los que se calcularán como los promedios de los valores reales registrados para los periodos de control correspondientes al 1º y 2º Semestre del año 2012.

En aquellos casos en que estos resultados sean superiores a los indicados en la tabla precedente, se adoptarán los valores promedio calculados como límites máximos admitidos para ese distribuidor en particular, siempre y cuando estos resultados no superen los valores de 15 para FMIKy y 35 para TTIKy, situación donde adoptaran éstos últimos valores como límites superiores admitidos.

Los valores adoptados como referencia, serán ajustados anualmente incrementando el grado de exigencia en un 15% anual hasta alcanzar los valores tabulados.

Los ajustes anuales se harán efectivos siempre que el VAD haya sido redeterminado en las oportunidades y en la modalidad que surgen de lo indicado en el procedimiento de ajuste del VAD establecido en el Marco Regulatorio.

- n. **Fallas Debidas al Sistema de Generación y Transporte.** El cálculo de los Índices externos, será realizado por Distribuidor (FMIKext_y y TTIKext_y). Los valores máximos admitidos para el cálculo de las penalidades para cada Distribuidor, serán calculados en función del valor real registrado durante los periodos de control correspondientes al año anterior, dichos valores no podrán ser inferiores a los que se indican a continuación:

FMIKext _y	2
TTIKext _y	6

2. Calidad del Producto Técnico Suministrado

a. Equipos fijos y permanentes:

a.1. Se instalarán equipos registradores de variables eléctricas en forma fija y permanente en la totalidad de las barras de MT de las estaciones transformadoras del ÁREA, en los puntos fronteras de compra y en las barras de generación con inyección. Cada vez que la DISTRIBUIDORA habilite una nueva barra de MT se instalará, en dicha barra, un equipo registrador fijo y permanente.

a.2. Se instalarán 372 equipos registradores trifásicos de variables eléctricas en forma fija y permanente en los bornes de baja tensión de las subestaciones transformadoras del ÁREA, seleccionadas por el ERSEPT quien, además, podrá reubicarlos parcial y anualmente, conforme un plan razonable de movimiento que no genere demanda excesiva de recursos y que no podrá superar el DIEZ por ciento (10%) de los equipos instalados.

a.3. La DISTRIBUIDORA deberá instalar la totalidad de los equipos detallados en los PUNTOS

a.1. y a.2. hasta el 31 de Diciembre de 2013. El ERSEPT valorará este plazo en caso de necesidad de ampliarlo.

a.4. Los datos almacenados por los 372 equipos instalados en forma fija y permanente, serán de extracción mensual y se emplearán para determinar los posibles apartamientos por Calidad de Producto Técnico y respecto de la Calidad de Servicio Técnico conforme se determina en Punto 1.c.(v).

a.5. Se considera Distribuidor Primario todo aquel que parte de una Estación Transformadora AT/MT.

a.6. Se considera Distribuidor Secundario todo aquel Distribuidor que parte de una Estación de Rebaje MT/MT, Centro de Distribución MT/MT, punto frontera de compra o barra de generación aislada.

a.7. Cuando la DISTRIBUIDORA habilite un Distribuidor Primario o Secundario, el ERSEPT podrá solicitar la instalación de un nuevo equipo registrador fijo y permanente en la SET que éste seleccione.

a.8. Respecto de los registros, la cantidad total de registros mínima admitido para que un archivo perteneciente a un punto fijo y permanente sea considerado válido será:

TRf: Total de Registros por archivo de punto fijo

$$TRf = (4 \times 24 \times n) - 5\% (4 \times 24 \times n) = 4 \times 24 \times n \times 0.95$$

$$n = \text{mes de 28 días } TRf = 4 \times 24 \times 28 \times 0.95 = 2554$$

$$n = \text{mes de 29 días } TRf = 4 \times 24 \times 29 \times 0.95 = 2645$$

$$n = \text{mes de 30 días } TRf = 4 \times 24 \times 30 \times 0.95 = 2736$$

$$n = \text{mes de 31 días } TRf = 4 \times 24 \times 31 \times 0.95 = 2827$$

Observación: Se considera un período de integración de QUINCE (15) minutos. Se exceptúa la falta de información por corte de suministro debidamente registrado.

a.9. La penalización que se aplicará por objetivos no cumplidos será de pesos UN MIL SEISCIENTOS por archivo (\$1.600/archivo). Este valor se ajustará, a partir del 1 de Noviembre de 2006, conforme a la variación que experimente el valor agregado de distribución (VAD) del CONCESIONARIO, a la fecha de inicio del evento.

b. Equipos Rotantes:

b.1. Para el control de la Calidad de Producto Técnico a usuarios finales en BT se realizarán

CIENTO CINCUENTA (150) mediciones en forma mensual, las cuales rotarán entre los clientes que resulten seleccionados por el ERSEPT. El primer día hábil de la tercera semana de cada mes, el ERSEPT determinará el listado de clientes a medir durante el mes siguiente. La selección contemplará un listado de CIENTO CINCUENTA (150) clientes titulares y un listado de TREINTA (30) clientes suplentes. En todos los casos la medición será de tensión únicamente. La asignación de Equipos Rotantes por Administración será determinada exclusivamente, al inicio de cada semestre por el ERSEPT, en coincidencia con cada período de control.

b.2. Para la determinación de las perturbaciones, se realizarán CINCO (5) mediciones en forma mensual, las cuales rotarán entre los clientes que resulten seleccionados para su medición por el ERSEPT. Se registrarán, como mínimo, Ufase, Ifase, THD total de tensión y de corriente, contenido por armónicas de tensión y corriente con respecto a la fundamental hasta la armónica de orden 40 y Flicker, debiendo el ERSEPT y la DISTRIBUIDORA determinar el alcance definitivo. Podrán efectuarse las mediciones correspondientes con un único equipo o con equipos separados. El primer día hábil de la última semana de cada mes, el ERSEPT determinará el listado de clientes a medir durante el mes siguiente, realizando una selección sobre la totalidad de los clientes. La selección contemplará un listado de CINCO (5) clientes titulares y un listado de CINCO (5) clientes suplentes.

b.3. El total de registros mínimo admitido para que un archivo sea considerado válido, será:

TRfs : Total de Registros por archivo.

$$\text{TRfs} = (4 \times 24 \times 7) - 5\% (4 \times 24 \times 7)$$

$$\text{TRfs} = 4 \times 24 \times 7 \times 0.95 = 638.$$

Observación: Se considera un período de integración de QUINCE (15) minutos. Se exceptúan la falta de información por corte de suministro debidamente registrado.

b.4. La penalización que se aplicará por objetivos no cumplidos será de pesos UN MIL SEISCIENTOS por archivo (\$1.600/archivo). Este valor se ajustará, a partir del 1 de Noviembre de 2006, conforme a la variación que experimente el valor agregado de distribución (VAD) del CONCESIONARIO, a la fecha de inicio del evento.

b.5. El ERSEPT y la DISTRIBUIDORA definirán los equipos que se utilizarán para clientes finales de BT, teniendo en cuenta la inversión y la prestación eficiente del servicio. Estos equipos se contrastarán como mínimo cada DOCE (12) meses a requerimiento del ERSEPT, en la mesa de contraste de la DISTRIBUIDORA debidamente certificada y en caso de no alcanzar tal certificación, en laboratorio de Universidad Nacional.

c. Penalizaciones:

Condición de penalización: Si del análisis del archivo de medición surgiera que cualquiera de las fases "f" contiene una cantidad de registros promedio de tensión con valores fuera de la banda respectiva igual o superior al 3% de la cantidad de registros netos ($[\text{TRFBp} (x_k)_f] \geq 3\% \text{ de "n"}$), el archivo se encuentra penalizado. La penalización se calcula como se indica a continuación según se trate de Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras, Generación

Aislada, Puntos Fijos de BT y Clientes Finales.

c.1.1. Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras, Generación Aislada y Puntos Fijos de BT (con medición de energía):

El cálculo para la determinación de la penalización de cada una de las Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras, Generación Aislada y Puntos Fijos de BT por apartamientos de los niveles de tensión, se ajustará a la siguiente expresión:

$$Penal_T_{jEz}(x)[\$] = \sum_{k=1}^{k=6} \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Ep(x_k)_{f,i} * Coef(x_k)_{t,f,i;b})$$

$$Penal_P_{jEz}(x_k)[\$] = \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Ep(x_k)_{f,i} * Coef(x_k)_{t,f,i;b})$$

Donde:

$Penal_T_{jEz}(x)[\$]$: Penalización total del semestre de control "jEz"; (j:semestre, z:etapa) del archivo "x" determinado en pesos [\$].

$Penal_P_{jEz}(x_k)[\$]$: Penalización del período de medición (1 mes) del archivo "x" del mes de control "k" determinado en pesos [\$].

x_k : Nombre del archivo que contiene los registros obtenidos por el equipo registrador instalado en un determinado punto de medición y en un determinado mes de control "k".

k : Mes del semestre de control "jEz" al cual pertenece el archivo "x".

f : Número de fases. Para sistema monofásico $f = 1$; bifásico $f = 2$; trifásico $f = 3$.

i : Indica el registro válido del archivo "x" para el mes de control "k" y varía desde el valor 1 hasta el número de registro "n".

n : Es el número de registros válidos del archivo "x" de medición correspondiente al mes de control "k".

$Ep(x_k)_{f,i}$: Energía en [kWh] medida durante el período de integración (15 minutos) correspondiente al registro "i", de la fase "f", del archivo "x" del mes de control "k".

Si el archivo no cuenta con la medición de energía por fase, pero si de potencia por fase, la misma se determinará para cada registro como:

$$Ep(x_k)_{f,i}[\text{kWh}] = Pp(x_k)_{f,i}[\text{kW}] * 0,25[\text{horas}].$$

$Pp(x_k)_{f,i}$: Potencia promedio en [kW] medida durante el período de integración correspondiente al registro "i", de la fase "f", del archivo "x" del mes de control "k".

$Coef(x_k)_{t,f,i;b}$: Penalización por unidad de energía para la banda de penalización "b" de acuerdo a las Tablas de Valorización de la Energía suministrada en malas condiciones de Calidad según los puntos 5.3.1 (Tabla 1) y 5.3.2 (Tabla 2) del Anexo 4 del Contrato de Concesión en [\$/kWh] correspondiente al mes de control "k". Estos valores se ajustarán, a partir del 1 de Noviembre de 2006, conforme a la variación que experimente el valor agregado de distribución (VAD) del CONCESIONARIO.

t : Tabla 1 ó Tabla 2. La Tabla 1, se utiliza para archivos "x" de equipos registradores instalados

en suministros de Clientes Finales o Puntos Fijos de BT ubicados en zonas Urbanas, mediciones en Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras y Generación Aislada. La Tabla 2, se utiliza para archivos "x" de equipos registradores instalados en suministros de Clientes Finales o Puntos Fijos de BT ubicados en zonas Rurales. Las tablas "t" se muestran en el SUB-ANEXO Calidad de Producto Técnico Suministrado.

b: Banda de penalización de acuerdo a las Tablas "t" de Valorización de la Energía suministrada en malas condiciones de Calidad.

Para efectuar el cálculo del " $Coef(x_k)_{t;f;i;b}$ " se debe analizar la tensión promedio " $Vp(x_k)_{f;i}$ " y con este valor calcular:

$$Tp(x_k)_{f;i} = \frac{|Vp(x_k)_{f;i} - V_n|}{V_n}$$

Donde:

$Tp(x_k)_{f;i}$: es el grado de apartamiento de la tensión promedio medida del registro "i", de la fase "f", del archivo "x" del mes de control "k" respecto de la tensión nominal " V_n ".

$Vp(x_k)_{f;i}$: es la tensión promedio registrada del registro "i", de la fase "f", del archivo "x" del mes de control "k".

V_n : Tensión nominal de servicio o de referencia (para MT la tensión de referencia es " V_{ref} " igual a 13,5 o 33,5 [kV] respectivamente y para BT es 220 [V]).

Con la identificación del nivel de tensión y con la ubicación del Punto de Medición se determina que tabla se debe utilizar (Tabla 1 ó Tabla 2) para determinar el valor del " $Coef(x_k)_{t;f;i;b}$ ". Para ello se determina el valor de " $Tp(x_k)_{f;i}$ " y con este valor se identifica a que banda "b" de apartamiento pertenece según la tabla que corresponda.

c.1.2 Puntos Fijos de BT (sin medición de energía y de potencia):

El cálculo para la determinación de la penalización de cada uno de los Puntos Fijos de BT sin medición de energía por apartamientos de los niveles de tensión, se ajustará a las siguientes expresiones:

$$Penal_{T_{jEz}}(x) [\$] = \sum_{k=1}^{k=6} \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t;f;i;b})$$

$$Penal_{P_{jEz}}(x_k) [\$] = \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t;f;i;b})$$

Donde:

$$Epr(x_k) [\text{kWh}] = P[\text{kW}] * 0,25[\text{horas}] / (f^n)$$

$Epr(x_k)$: Energía promedio por registro en [kWh], del registro "i", de la fase "f", del archivo "x"

correspondiente al mes de control "k".

$$P[\text{kW}] = PN[\text{kVA}] * FP[\text{kW/kVA}] * CC.$$

P: potencia [kW].

PN: Potencia nominal [kVA] del transformador instalado en la SET correspondiente al Punto Fijo de BT.

FP: Factor de potencia [kW/kVA] = 0,92.

CC: "coeficiente de calidad" = 0,25.

En lo referente al procedimiento para la determinación de las penalizaciones correspondientes al Producto Técnico Suministrado se deberán tener en cuenta las disposiciones contenidas en el SUB-ANEXO Calidad de Producto Técnico Suministrado.

c.2. Clientes Finales:

La forma de cálculo para la determinación de la penalización resultante de la medición de cada uno de los Clientes Finales por apartamentos de los niveles de tensión sin medición de Energía, se ajustará a las siguientes expresiones:

$$Penal_{T_{jEz}}(x)[\$] = Penal_{D_{jEz}}(x_k)[\$/d] * d$$

$$Penal_{D_{jEz}}(x_k)[\$/d] = \frac{Penal_{P_{jEz}}(x_k)[\$]}{n} * 96$$

$$Penal_{P_{jEz}}(x_k)[\$] = \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t,f,i;b})$$

Donde:

$Penal_{D_{jEz}}(x_k)[\$/d]$: Penalización diaria del archivo "x" determinado en pesos [\$/d].

$Penal_{P_{jEz}}(x_k)[\$]$: Penalización del periodo de medición (7 días) del archivo "x" del mes de control "k" determinado en pesos [\\$].

d: Cantidad total de días con penalización del archivo "x".

$Epr(x_k)$: Energía promedio por registro en [kWh], del archivo "x" correspondiente al mes "k" dentro del cual se efectuó la medición.

Donde:

Cálculo de Epr en Clientes con facturación mensual:

$$Epr [\text{kWh}] = CMm[\text{kWh}] / (30 * 96 * f)$$

CMm: Consumo máximo mensual calculado en base a la facturación de los últimos 6 períodos.

Cálculo de Epr en Clientes con facturación bimestral:

$$Epr [\text{kWh}] = CMb[\text{kWh}] / (60 * 96 * f)$$

CMb: Consumo máximo bimestral calculado en base a la facturación de los últimos 3 períodos.

n: Es el número de registros válidos del archivo “*x*” de medición correspondiente al período de medición.

En lo referente al procedimiento para la determinación de las penalizaciones correspondientes al Producto Técnico Suministrado se deberán tener en cuenta las disposiciones contenidas en el SUB-ANEXO Calidad de Producto Técnico Suministrado.

d. Remediones:

d.1. Se realizarán DOS (2) remediones estacionales anuales con una duración de UNA (1) semana cada una.

d.2. Si la primera remedición diera como resultado niveles de tensión dentro de la banda permitida para la etapa vigente, la penalización se suspende.

d.3. Al realizar, al cabo de los SEIS (6) meses la segunda remedición y ésta diera como resultado niveles de tensión fuera de banda, superior en un 3% del total de registros, automáticamente se aplicará la penalización que equivale a todos los días que transcurrieron entre la primera y segunda remedición. Para levantar las remediones en el punto observado, la última remedición no debe presentar observaciones.

d.4. Todo procedimiento de remedición será válido solamente con un intervalo máximo de SEIS meses y medio (6,5) entre las dos remediciones semanales.

d.5. El ERSEPT y la DISTRIBUIDORA definirán los equipos que se utilizarán para las remediones en los clientes finales de BT y cuya utilización se justifique, teniendo en cuenta la inversión y la prestación eficiente del servicio. Estos equipos se contrastarán cada DOCE (12) meses en la mesa de contraste de la DISTRIBUIDORA, a requerimiento del ERSEPT.

**SUB-ANEXO
Áreas Urbanas**

DISTRITO	LOCALIDAD	TIPO
000	SAN MIGUEL DE TUCUMAN	U
010	YERBA BUENA	U
020	SAN FELIPE	U
030	LOS POCITOS	U
040	LAS TALITAS	U
050	LASTENIA	U
060	CEBIL REDONDO	U
070	BANDA DEL RIO SALI	U
080	ALDERETES	U
150	RANCHILLOS	U
300	LULES	U
305	MANANTIAL	U
315	SAN PABLO	U
340	FAMAILLA	U
350	MONTEROS	U
370	CONCEPCION	U
420	AGUILARES	U
460	JUAN BAUTISTA ALBERDI	U
490	LA COCHA	U
550	BELLA VISTA	U
620	TAFI VIEJO	U
710	TRANCAS	U
800	SIMOCA	U

ANEXO X - RESOLUCION N° 139/13 – E.R.S.E.P.T.

RÉGIMEN DE EXTENSIÓN DE REDES

El Régimen de Extensión de Redes contenido en el Anexo 5 del Volumen II del Contrato de Concesión y en el artículo N° 10 del Acta de Renegociación Integral (ARI), mantienen plena vigencia, con excepción de lo expresamente modificado o complementado por el presente Anexo.

Se considerará que una solicitud de factibilidad requiere una inversión o capacidad extraordinaria cuando el monto de las obras necesarias para brindar el suministro sea superior a \$ 90.000 (pesos noventa mil) o la potencia solicitada supere los 100 kVA. El monto límite establecido anteriormente será actualizado conforme las variaciones que experimente el Valor Agregado de Distribución (VAD) a partir de la primera actualización por variación de los precios de la economía que se realice durante el Periodo Tarifario que se inicia con la presente Resolución.

En los casos de suministros extraordinarios, la Distribuidora podrá requerir del solicitante una contribución de hasta el monto total de las inversiones necesarias para brindar el suministro, las que serán reintegradas al cliente de acuerdo al análisis de rentabilidad calculado conforme lo establecido en el Contrato de Concesión y el ARI. El reintegro, en caso de corresponder, se iniciará a partir del mes siguiente al de la habilitación comercial del servicio que diera origen a la factibilidad.

El reintegro se realizará descontando en cada factura de energía del nuevo servicio a habilitar un importe de hasta la totalidad del monto correspondiente al VAD de la Distribuidora incluido en dichas facturas de energía. En el caso de ampliaciones de capacidad, el importe reintegrado en cada factura será el equivalente al VAD de la Distribuidora de la potencia incremental solicitada por el cliente.

En el caso de edificios sujetos al régimen de propiedad horizontal, el reintegro se realizará siguiendo las pautas establecidas anteriormente, pero considerando un importe equivalente al VAD de las facturas de energía de todos los servicios habilitados en el edificio. En caso de no ser factible el reintegro de los importes antes mencionados (sumatoria de los servicios habilitados en el edificio) a través de facturas de energía, la Distribuidora podrá convenir con el cliente una modalidad alternativa y/o complementaria de restitución que respete los principios básicos definidos en este Régimen.

El reintegro será ajustado conforme la variación que experimente la tarifa eléctrica por ajuste de VAD otorgado a la Distribuidora. En caso de no registrarse actualizaciones de VAD por un plazo de 12 (doce) meses, los saldos serán ajustados utilizando la tasa de referencia establecida en el Art. 10 del ARI.

A efectos de permitir un mayor control respecto de la expansión del sistema eléctrico de distribución, la Distribuidora deberá enviar en forma bimestral al Ente Regulador la información relevante referida a las factibilidades cuya solicitud de potencia superen los 100 kVA.

En caso de solicitudes de suministros iguales o superiores a 1 MW, la Distribuidora deberá informar a la Dirección de Industria y Energía el pedido realizado para que ésta evalúe, en el plazo de 15 días hábiles, el impacto sobre la capacidad y restricciones en el sistema de transporte.

En virtud del carácter extraordinario que revisten las solicitudes de factibilidad de urbanizaciones, barrios y loteos y cumpliendo con las exigencias establecidas en el marco legal vigente que regula esta materia, se establece que las obras de infraestructura eléctrica interna de dichas urbanizaciones, barrios o loteos serán realizadas por la firma inmobiliaria, inversora u organismo público que desarrolla el emprendimiento habitacional, con independencia de su ubicación, incluyendo la red de media y baja tensión, las subestaciones transformadoras y otras instalaciones complementarias que pudieran resultar necesarias para brindar el suministro a las nuevas viviendas.

Ante el pedido de factibilidad, la Distribuidora establecerá el punto de conexión, el cual se ubicará sobre la periferia del emprendimiento y a partir del cual el urbanizador deberá elaborar el proyecto de infraestructura eléctrica interna cumpliendo con las especificaciones técnicas contenidas en los diseños constructivos vigentes de la Distribuidora y será presentado a la misma para su visado y aprobación.

En el caso de urbanizaciones o loteos de carácter privado, las obras de alimentación, es decir la extensión y/o mejora de la red de distribución desde las instalaciones preexistentes hasta el punto de conexión, estarán sujetas al análisis de rentabilidad establecido en el Contrato de Concesión y el ARI.

Toda instalación de distribución a ejecutarse en la vía pública deberá contar con el proyecto autorizado por la Distribuidora.

ANEXO XI - RESOLUCION N° 139/13 – E.R.S.E.P.T.

VALORES UNITARIOS DE APLICACIÓN DESTINADOS A PROVEER RECURSOS PARA OBRAS DE TRANSPORTE

Vigencia: Para consumos registrados a partir de las 0:00 hs. del 01/07/2013.

Ámbito de aplicación: Provincia de Tucumán.

Valores sin impuestos.

Categoría	Segmento	\$/kWh	\$/kW
T1 – R1	<=200 kWh/bim *	0,00000	
T1 – R2	201 a 300 kWh/bim	0,00000	
T1 – R3	301 a 600 kWh/bim	0,00000	
T1 – R4	601 a 900 kWh/bim	0,00000	
T1 – R5	>900 kWh/bim	0,00000	
T1 – RC1	<=300 kWh/bim	0,00000	
T1 – RC2	>300 kWh/bim	0,00000	
T1 – G1	<=300 kWh/bim	0,00000	
T1 – G2	>300 kWh/bim	0,00000	
T3 – AP		0,00000	
T2 MD			0,00
T4 - BT < 300kW			0,00
T4 - MT < 300kW			0,00
T4 - BT >= 300kW			0,00
T4 - MT >= 300kW			0,00
T5 – BT			0,00
T6 - BT < 300kW			0,00
T6 - MT < 300kW			0,00
T6 - BT >= 300kW			0,00
T6 - MT >= 300kW			0,00

* Se incluye en este segmento los servicios correspondientes a Medidores Comunitarios.