

Cipolletti,

VISTO:

El expediente del registro del Ente Provincial Regulador de la Electricidad N° 18629/11, caratulado “TERCERA REVISION TARIFARIA QUINQUENAL DE LA DISTRIBUIDORA EdERSA”.

A fs.8/12 obra la Resolución EPRE N° 29/11 donde se establece el inicio del control de las actividades previas necesarias para el análisis y evaluación de la propuesta de revisión tarifaria de la Distribuidora EdERSA .

A fs.13 obra la Nota 75/11 notificando la Res. EPRE N° 29/11.

A fs. 15/64 obra la Nota AL N° 7953 – términos de referencia para la propuesta tarifara de la Distribuidora EdERSA - elevada a Presidencia del EPRE .

A fs. 65 obra la Nota AP8211 remitida al Área Técnica de Regulación y Tarifas .

A fs. 68/70 obra la Nota Interna 1602/11 del Área Técnica de la Regulación y Tarifas respondiendo la Nota AP8211.

A fs. 73 obra la Nota N° 293/11 del Área Presidencia remitida al Secretario de Obras y Servicios Públicos requiriendo información necesaria para la el Estudio de la Red Adaptada a la Demanda .

A fs.75/77 obra la Nota Interna 1617/11 del Área Técnica Regulación y Tarifas remitida al Área Presidencia .

A fs. 79/83 obra la Nota Interna 1618/11 del Área Técnica Regulación y Tarifas dirgida al Área Jurídica de la Regulación solicitando la incorporación al expediente de la Nota EdERSA GC/023/11 y un (1) CD (fs.81) que acompaño a dicha presentación .

A fs.86/88 1622/11 obra la Nota Interna 1622 elevando al Área Presidencia del EPRE el proyecto de nota tendiente a recabar información y datos necesarios para la definición de la RAD (Red adaptada a la demanda) en el marco del estudio del 1° Cuadro Tarifario del 2° Periodo de Gestión .

A fs. 89/90 obra copia del recibido por EdERSA (17-03-) de la Nota 322/11 que fuera remitida por Presidencia del EPRE .

A fs. 91 obra copia de la Nota N° 398/11 remitida por Presidencia del EPRE a la Directora General de Estadísticas y Censo de la Provincia de Río Negro.

A fs. 92/94 obra Nota Interna 1627 dirigida a Presidencia del EPRE .

A fs. 96 obra la Nota Área Presidencia N° 457/11 dirigida al Intendente Municipal de Sierra Grande requiriendo información .

A fs. 97 obra la Nota Área Presidencia N° 458/11 dirigida al Intendente Municipal de Valcheta .

A fs. 98 obra la Nota Área Presidencia N° 459/11 dirigida al Intendente Municipal de Viedma .

A fs. 99 obra la Nota Área Presidencia N° 460/11 dirigida al Intendente Municipal de Villa Regina .

A fs.100 obra la Nota Área Presidencia N° 461/11 dirigida al Intendente Municipal de San Antonio Oeste .

A fs. 101 obra la Nota Área Presidencia N° 462/11 dirigida al Intendente Municipal de Sierra Colorada .

A fs. 102 obra la Nota Area Presidencia N° 463/11 dirigida al Intendente Municipal de Pomona .

A fs. 103 obra la Nota Area Presidencia N° 464/11 dirigida al Intendente Municipal de Pilcaniyeu .

A fs. 104 obra la Nota Area Presidencia N° 465/11 dirigida al Intendente Municipal de Ñorquinco.

A fs. 105 obra la Nota Area Presidencia N° 466/11 dirigida al Intendente Municipal de Ramos Mexía.

A fs.106 obra la Nota Area Presidencia N° 467/11 dirigida al Intendente Municipal de Maquinchao.

A fs.107 obra la Nota Area Presidencia N° 468/11 dirigida al Intendente Municipal de Mainque .

A fs. 108 obra la Nota Area Presidencia N° 469/11 dirigida al Intendente Municipal de Luis Beltrán .

A fs. 109 obra la Nota Area Presidencia N° 470/11 dirigida al Intendente Municipal de Los Menucos .

A fs.110 obra la Nota Area Presidencia N° 471/11 dirigida al Intendente Municipal de Allen .

A fs. 111 obra la Nota Area Presidencia N° 472/11 dirigida al Intendente Municipal de Campo Grande .

A fs. 112 obra la Nota Area Presidencia N° 473/11 dirigida al Intendente Municipal de Catriel .

A fs. 113 obra la Nota Area Presidencia N° 474/11 dirigida al Intendente Municipal de Cervantes .

A fs. 114 obra la Nota Area Presidencia N° 475/11 dirigida al Intendente Municipal de Cinco Saltos .

A fs. 115 obra la Nota Area Presidencia N° 476/11 dirigida al Intendente Municipal de Cipolletti .

A fs. 116 obra la Nota Area Presidencia N° 477/11 dirigida al Intendente de Clte Cordero .

A fs. 117 obra la Nota Area Presidencia N° 478/11 dirigida al Intendente de Comallo .

A fs.118 obra la Nota Area Presidencia N° 479/11 dirigida al Intendente Municipal de Belisle .

A fs. 119 obra la Nota Area Presidencia N° 480/11 dirigida al Intendente Municipal de Chichinales .

A fs. 120 obra la Nota Area Presidencia N° 481/11 dirigida al Intendente Municipal de Chimpay .

A fs. 121 obra la Nota Area Presidencia N° 482/11 dirigida al Intendente Municipal de Choele – Choel .

A fs. 122 obra la Nota Area Presidencia N° 483/11 dirigida al Intendente Municipal de Darwin .

A fs. 123 obra la Nota Area Presidencia N° 484/11 dirigida al Intendente Municipal de El Bolsón .

A fs. 124 obra la Nota Area Presidencia N° 485/11 dirigida al Intendente Municipal de Gral. Conesa .

A fs. 125 obra la Nota Area Presidencia N° 486/11 dirigida al Intendente Municipal de Gral. Enrique Godoy .

A fs. 126 obra la Nota Area Presidencia N° 487/11 dirigida al Intendente Municipal de Gral. Fernández Oro.

A fs. 127 obra la Nota Area Presidencia N° 488/11 dirigida al Intendente Municipal de Gral. Roca .

A fs. 128 obra la Nota Area Presidencia N° 489/11 dirigida al Intendente Municipal de Guardia Mitre.

A fs. 129 obra la Nota Area Presidencia N° 490/11 dirigida al Intendente Municipal de Ingeniero Huergo .

A fs. 130 obra la Nota Area Presidencia N° 491/11 dirigida al Intendente Municipal de Ingeniero Jacobacci .

A fs. 131 obra la Nota Area Presidencia N° 492/11 dirigida al Intendente Municipal de Lamarque .

A fs. 133/137 obra copia simple de la Nota Interna N° 1639/11 donde se remite la información que debería ser requerida a La Distribuidora EdERSA en el marco del estudio destinado a definir su Red Adaptada a la demanda .

A fs. 138 obra copia de la Nota N° 435/11 emitida por Presidencia del EPRE y dirigida a EdERSA.

A fs. 139/141 obra copia del Anexo donde se detalla la información requerida por EPRE.

A fs.142/143 se presenta la Distribuidora mediante Nota GC N° 012/11 planteando la Propuesta de Nuevo Cuadro Tarifario correspondiente a la revisión quinquenal 2011 –2016. A fs. 144/719 obran los fundamentos para la presentación de la propuesta tarifaria de EdERSA.

A fs. 720/723 obra nota sin numero remitida por EdERSA.

A fs. 724 obra planilla donde se detallan costos asociados a la Gestión del Servicio, Gestión Técnica de las Redes (costos indirectos).

A fs. 725 obra planilla donde constan costos directos referidos a la Gestión Comercial de la Clientela.

A fs. 726 obra planilla referida a los costos de la estructura (costos indirectos).

A fs. 727 obra planilla referida a los costos de Personal .

A fs. 728/2121 obra el inventario de bienes de uso al 31/12/2010 .

A fs. 2124 obra Nota N° 622/11 de Presidencia del EPRE donde se notifica la Resolución EPRE N° 143/11.

A fs. 2125/27 obra copia de la Resolución EPRE N° 143/11 convocando a Audiencia Pública, designando fecha de celebración de la misma, designando instructores y defensor del usuario, ordena la publicación de la convocatoria por espacio de tres días en los diarios de mayor circulación .

A fs. 2128/2130 obra copia de la Nota Interna 1656 del Area Técnica de la Regulación y Tarifas remitida a Presidencia .

A fs. 2131 obra la Nota Interna 1657 del Area Técnica de la Regulación y Tarifas remitida al Area Jurídica de la Regulación.

A fs. 2134 obra publicación de la convocatoria a audiencia pública a través del Diario "Río Negro" .

A fs. 2135 obra la constancia de recepción a la Nota 458 por la Municipalidad de Valcheta .

A fs. 2136 obra la constancia de recepción a la Nota 457 por la Municipalidad de Sierra Grande.

A fs. 2137 obra la constancia de recepción a la Nota 472 por la Municipalidad de Campo Grande.

A fs. 2138 obra la constancia de recepción de la Nota 477 por la Municipalidad de Cte. Cordero .

A fs. 2139 obra la constancia de recepción de la Nota 518 de la Regional de Educación Zona Alto Valle Oeste .

A fs. 2140 obra la constancia de recepción de la Nota N° 459/11 por la Municipalidad de Viedma .

A fs. 2141 obra la constancia de recepción de la Nota N° 475/11 por la Municipalidad de Cinco Saltos.

A fs. 2142 obra la constancia de recepción de la Nota N° 487/11 por la Municipalidad de Gral . Fernández Oro .

A fs. 2143 obra la constancia de recepción de la Nota N° 471/1 por la Municipalidad de Allen .

A fs. 2144 obra la constancia de recepción de la Nota N° 488/11 por la Municipalidad de Gral. Roca .

A fs. 2145 obra la constancia de recepción de la Nota N° 469/11 por la Municipalidad de Luis Beltrán .

A fs. 2146 obra la constancia de recepción de la Nota N° 482/11 por la Municipalidad de Choele Choel .

A fs. 2147 obra la constancia de recepción de la Nota 492/11 por la Municipalidad de Lamarque .

A fs. 2148 obra la constancia de recepción de la Nota 464/11 por la Municipalidad de Pilcaniyeu .

A fs. 2149 obra la constancia de recepción de la Nota 478/11 por la Municipalidad de Comallo .

A fs. 2150 obra la constancia de recepción de la Nota 467/11 por la Municipalidad de Maquinchao .

A fs. 2151 obra la constancia de recepción de la Nota 465/11 por la Municipalidad de Ñorquinco .

A fs. 2153 obra la constancia de recepción de la Nota 481/11 por la Municipalidad de Chimpay .

A fs. 2154 obra la constancia de recepción de la Nota 463/11 por la Municipalidad de Pomona .

A fs. 2155 obra la constancia de recepción de la Nota 483/11 por la Municipalidad de Darwin .

A fs. 2156 obra la constancia de recepción de la Nota 479/11 por la Municipalidad de Cnel. Belisle .

A fs. 2157 obra la constancia de recepción de la Nota 460/11 por la Municipalidad de Villa Regina .

A fs. 2158 obra la constancia de recepción de la Nota 490/11 por la Municipalidad de Ingeniero Huergo .

A fs. 2159 obra la constancia de recepción de la Nota 474/11 por la Municipalidad de Cervantes .

A fs. 2160 obra la constancia de recepción de la Nota 480/11 por la Municipalidad de Chichinales .

A fs. 2161 obra la constancia de recepción de la Nota 468/11 por la Municipalidad de Mainque .

A fs. 2162 obra la constancia de recepción de la Nota 486/11 por la Municipalidad de Gral. E Godoy .

A fs. 2163 obra la constancia de recepción de la Nota 485/11 por la Municipalidad de Gral. Conesa .

A fs. 2164 obra la constancia de recepción de la Nota 484/11 por la Municipalidad de El Bolsón .

A fs. 2165 obra la constancia de recepción de la Nota 489/11 por la Municipalidad de Guardia Mitre.

A fs. 2166 obra la constancia de recepción de la Nota 462/11 de la Municipalidad de Sierra Colorada.

A fs. 2167 obra la constancia de recepción de la Nota 491/11 de la Municipalidad de Ing. Jacobacci.

A fs. 2168 obra la constancia de recepción de la Nota 461/11 por la Municipalidad de San Antonio Oeste.

A fs. 2170 obra publicación en el diario “Río Negro” de la convocatoria a Audiencia Pública fechada el día 20 de Mayo de 2011 .

A fs. 2173 obra publicación en el Diario “Río Negro” de la convocatoria a Audiencia Pública fechada el día 19 de Mayo de 2011 .

A fs. 2174 obra la Nota N° 651/11 notificando al Presidente de la Asociación de defensa del Consumidor de Viedma, Licenciado Ezequiel Alberto Itzkov, de la propuesta elevada por la Distribuidora EdERSA, informando que la

Audiencia Pública se realizará el día 8 de Julio de 9:30 hs, en calle Belgrano 945, Piso 1 de la ciudad de Cipolletti .

A fs. 2175 obra copia debidamente diligenciada de la Nota N° 652/11 notificando a la Defensora del Pueblo de Río Negro Dra. Ana Piccinini, la propuesta tarifaria de la Distribuidora EdERSA y conjuntamente informa la fecha de la Audiencia Pública.

A fs. 2176 obra la copia debidamente diligenciada de la Nota 653/11 en la que se notificó al Presidente de la Legislatura Provincial Ing. Bautista Mendioroz la propuesta tarifaria de La Distribuidora EdERSA .

A fs. 2177 se presenta La Distribuidora EdERSA mediante Nota GG N° 25/11 designando como expositores en la Audiencia Pública al Licenciado Norberto A. Bruno en su carácter de Gerente General y/o al Ing. Raúl A. Barhen y/o al Ingeniero Jorge Anelli .

A fs. 2178 obra constancia de haber tomado vista del expediente y subsidiariamente solicitud de copias efectuado por la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica (APUAYE) .

A fs. 2179/2190 incorporado gacetilla elaborada por la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica.

A fs. 2192/2212 obra copia simple de los Estatutos de la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y La Energía Eléctrica .

A fs. 2213/2222 obra copia del Acta de escrutinio y proclamación de Autoridades de la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica .

A fs. 2223/2225 obra la presentación de la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica designando como representantes ante la audiencia pública al Ing. Juan Carlos Delgado; Cdr. Edgardo Echegaray; Ing. Carlos Germán Cortizo y al Licenciado Gerardo Enrique Steingold. Acompaña como prueba un ejemplar de la gacetilla elaborado por APUAYE “ Un Alerta sobre la situación Empresaria de EdERSA ”.

A fs. 2226/2228 obra presentación de la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica (Nota 37/11) solicitando información relacionada referida al objeto del proceso de revisión tarifaria en curso, haciendo reserva de ampliar dicho pedido .

A fs. 2229 obra la Nota 566/2011 mediante la cual se presenta el Sindicato de Luz y Fuerza de Río Negro y Neuquen manifestando su intención de participar en la Audiencia Pública convocada para el viernes 8 de Julio de 2011.

A fs . 2230 obra copia simple de la presentada por el Concejal Miguel Angel Gotta de la ciudad de El Bolsón solicitando ser inscripto como expositor junto con el secretario legislativo del Consejo deliberante.

A fs. 2234 obra la presentación del usuario Arno Daniel Natalio manifestando su voluntad en el sentido de participar como orador en la Audiencia Pública en la tercera revisión tarifaria a realizarse el día 08/07/2011.

A fs. 2235/2241 obra la presentación del usuario Juan Carlos Alba en su carácter de socio gerente del Frigorífico Guerrico SRL manifestando su voluntad de participar como orador en la audiencia pública.

A fs.2242 obra copia de la Nota presentada por la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza informando su intención de tratar en la Audiencia Pública la adecuación de la Jornada de Trabajo.

A fs. 2265/2279 obra Nota N° 42/11 presentada por el Presidente APUAYE Seccional SUR Cdr. Edgardo Echegary a efectos de hacer entrega de un documento escrito oportunamente expuesto en la Audiencia Pública acompañando dicha presentación documentación respaldatoria que se detalla en dicha nota.

A fs. 2280 obra la Nota 58385 de la Municipalidad de Choele – Choel donde el intendente informa la imposibilidad de participar de la audiencia manifestando exponiendo sus inquietudes respecto del proceso de revisión tarifaria en curso.

A fs. 2282 obra Nota original de la solicitud de intervención como orador del Concejal Miguel Angel Gotta y el Secretario Legislativo de la Localidad de El Bolsón .

A fs. 2296/2301 obra el informe final de la Etapa Preparatoria, Audiencia Pública Tercera Revisión Tarifaria de la Distribuidora elaborado por los Dres. Roberto Ferrero y Ariel Alberto Balladini en su calidad de instructores.

A fs. 2303/2346 obra el informe final del defensor del usuario, Dr. Alejandro Hugo Domínguez, de la revisión tarifaria EdERSA 2011-2016 .

A fs. 2348/2385 obra la desgrabación de la Audiencia Pública .

A fs. 2387/2406 obra el informe final del estudio de la tasa de rentabilidad regulada presentada por la distribuidora que fuera elaborado por el “Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética” CEARE, dependiente de la Universidad de Buenos Aires (UBA).

A fs. 2408 obra la Nota Interna 1693 informando al Directorio la necesidad de requerir información adicional a La Distribuidora.

A fs. 2410 obra la constancia de recepción por parte de la Distribuidora EdERSA de la nota EPRE N° 920/11 solicitando información.

A fs. 2411 obra Nota GC N° 443/11 adjuntando la información requerida en la Nota EPRE N° 920/11 adjunta CD.

A fs. 2415 obra nota presentada por la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza .

A fs. 2417/2427 obra el informe elaborado por la Consultora Gloria Scavuzzo referido al Análisis comparativo de las remuneraciones en empresas de Distribución de Energía Eléctrica.

A fs. 2428/2788 obra el informe final elaborado por la Fundación Universidad Nacional de San Juan (IEE) “Optimización Técnico – Económica de las redes de Distribución” .

A fs. 2790/2908 obra la Nota Interna del Área Técnica N° 1745/11 elevando al Directorio del EPRE el dictamen Técnico que fundamenta la propuesta técnica respecto del Cuadro Tarifario resultante para el período 2011 – 2016 de la Distribuidora EdERSA.

CONSIDERANDO:

Normativa Aplicable

Que los arts. 6 y 11 de la Ley N° 15336, así como el art. 80 de la Constitución provincial y los arts. 1, 2 y 5 de la Ley provincial N° 2902, establecen la jurisdicción provincial en materia de distribución de energía eléctrica, quedando esa actividad, caracterizada como Servicio Público, sujeta a las disposiciones de dicha ley de Marco Eléctrico Regulatorio provincial.

Que el art. 41 y siguientes de la Ley N° 2902, establecen que los servicios suministrados por los distribuidores, serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que proveerán a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos razonables aplicables al servicio y una razonable tasa de retorno, debiendo tener en cuenta las diferencias razonables que existan en el costo entre los distintos tipos de servicio, e incluir un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el MEM, así como asegurar el mínimo costo razonable para el usuario, compatible con la seguridad del abastecimiento.

Que asimismo los términos de los arts. 41 y siguientes del Marco Eléctrico Regulatorio provincial establecen que las tarifas que apliquen los distribuidores deberán posibilitar el cubrimiento de los costos razonables aplicables al servicio, más una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, la que deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable en el ámbito nacional e internacional. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

Que el art. 44 de la Ley N° 2902 establece que finalizado un período inicial de cinco años, el EPRE fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco años.

Que el art. 47 de la Ley N° 2902 establece que los distribuidores, dentro del último año del período de cinco años de vigencia de cada Cuadro Tarifario, deberán solicitar la aprobación de los nuevos Cuadros Tarifarios que se proponen aplicar, que deben responder a los principios tarifarios consagrados en

los arts. 41 y 42 de esa ley, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de servicio, así como la clasificación de sus usuarios y las condiciones generales del servicio.

Que dichos Cuadro Tarifarios, luego de su aprobación, deben ser ampliamente difundidos para su debido conocimiento por parte de los usuarios.

Que el art. 3 inc. e) de la Ley N° 2986 establece que el EPRE deberá establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos de concesión de distribuidores, y controlará que las mismas sean aplicadas de conformidad con las disposiciones de las Leyes N° 2902 y N° 2986.

Que la reglamentación del Marco Eléctrico Regulatorio provincial, por medio del Decreto N° 1291/95, establece que la tarifa eléctrica quedará determinada por los siguientes costos: 1.- Costo de la potencia y energía de abastecimiento en bloque; 2.- Costo de desarrollo de redes, el que contempla el costo de operación y mantenimiento de las redes, y; 3.- Costo de comercialización.

Que esa reglamentación también establece que los distribuidores deberán adjuntar a su propuesta tarifaria, todos los documentos en que la funden, la que deberá ajustarse a los principios enunciados precedentemente, debiendo suministrar además, toda la información que adicionalmente solicite el EPRE, quien teniendo en cuenta la propuesta de la distribuidora y los análisis y conclusiones propios, establecerá el nuevo Cuadro Tarifario para los próximos cinco años.

La propuesta de la Distribuidora EDERSA

Que la Distribuidora EdERSA, presentó su propuesta de revisión tarifaria, en un documento titulado “TERCERA REVISION TARIFARIA 2011–2016 PROPUESTA TARIFARIA”, elaborado de acuerdo a la estructura establecida por el EPRE en los Términos de Referencia, a los fines de cumplimentar la obligación establecida en el artículo 47 de la Ley Eléctrica Provincial N° 2902.

Que dicha propuesta incluye los documentos titulados “Propuesta Tarifaria”, “Anexos de la Propuesta Tarifaria”, Activos 2004 Empresa Real valorizados 2010”, “Activos 2010 Empresa Real valorizados 2010” y “Activos 2010 Empresa Adaptada”.

Que a su vez la propuesta de la Distribuidora se integra también con una presentación en formato digital, conteniendo una serie de anexos a saber: Modelo Tarifario, Propuesta Tarifaria, Anexos de la Propuesta Tarifaria, Estudios de Costo Laboral, Tasa de Rentabilidad y Activos Empresa Ideal, Estudio de Demanda, Personal y Materiales.

Que para el estudio de proyección de la demanda eléctrica en el área de Concesión, la Distribuidora EdERSA presentó modelos econométricos que, según indica, miden la relación entre variables endógenas y otras macroeconómicas, tales como el PBI nacional y regional, la población regional, los ingresos per cápita, etc. En ellos consideró la evolución históricas de clientes y consumo de energía por segmento tarifario y distribución geográfica de los mismos, para luego correlacionarlo con los indicadores socio - económicos mencionados y obtener las proyecciones. Asimismo, presentó un relevamiento de los proyectos significativos para dimensionar las demandas extratendenciales.

Que en su estudio, la presentante dividió a los clientes caracterizados dentro de la categoría de medianas y grandes demandas, en tres grupos: agrícolas, comerciales e industriales, dentro de los cuales indica que consideraron especialmente la actividad frutícola del Alto Valle con su estacionalidad y sus consumos característicos, tales como la protección contra las heladas.

Que de esta forma, obtuvo la evolución de la cantidad de clientes y la energía que demandará cada categoría de consumidores en el período de vigencia de las nuevas tarifas, extrapolando hacia el futuro las tendencias de evolución observadas en el pasado, agregándoles las demandas extratendenciales detectadas y evaluadas en su certidumbre y razonabilidad.

Que para el estudio de los costos de explotación transferibles a tarifa, la Distribuidora EdERSA afirma utilizar la metodología establecida en las reglamentaciones vigentes emanadas del EPRE, relativas a la primera y segunda revisión tarifaria, que incluye los Costos Técnicos de Operación y Mantenimiento, los Costos de Gestión Comercial de los Clientes y los Costos de Estructura de Apoyo. A tal efecto, concibió una Empresa Ideal, en cuanto a instalaciones y eficiencia de operación, y determinó sus costos de funcionamiento, basándose en los óptimos alcanzables en el área de concesión bajo análisis.

Que para el desarrollo del cálculo de estos costos, se basó en tres grupos de variables: Clientes (cantidad, distribución por consumo y geográfica, energía, potencia), Costos de Explotación (materiales, suministros y servicios externos), y Organigrama (dotación, funciones, remuneraciones, costo laboral), las que interrelaciona entre sí y con información sobre la estructura física de la empresa ideal (instalaciones) y la distribución geográfica del área de concesión (territorio). El volumen de horas hombre, materiales y servicios contratados surge del análisis de las actividades específicas de cada Gerencia, Sector y/o Sucursal, cada una con su complejidad, frecuencia, tiempo de ejecución, ratios y estándares, las que se hicieron depender de las magnitudes físicas fundamentales (clientes, energía, potencia y desarrollo de las instalaciones).

Que las dotaciones mínimas necesarias, se obtuvieron sumando las horas hombre utilizadas en las distintas tareas de cada sector, las que luego fueron llevadas a organigramas, considerando una estructura descentralizada. Tales dotaciones se valorizaron de acuerdo a valores salariales del mercado específico de empresas de servicios públicos de la región, adicionándose luego las cargas sociales y otros adicionales (plus vacaciones, aguinaldo, horas extras, etc.) para llevar los valores a costo laboral.

Que a efectos de la determinación de la retribución de los costos de capital, la Distribuidora EdERSA realizó una optimización técnica y económica de las instalaciones necesarias para atender el Servicio Público, calculó su valor de reposición a nuevo (VNR) y determinó la necesidad de un ingreso anual, basándose en la anualidad del activo utilizando una tasa de descuento propuesta, y vidas útiles estándares. Al Valor Nuevo de Reposición de la red técnico económicamente adaptada, se incorporó únicamente el valor de las instalaciones que alimentan la demanda de distribución pública y grandes usuarios, quedando excluidas las instalaciones que alimentan a Cooperativas.

Que finalmente, EdERSA calculó el costo de capital para cada etapa de distribución y subtransmisión, como la anualidad del valor de la red adaptada a precios de mercado, relacionado con la potencia suministrada o demanda máxima que surge del estudio de la red en cada etapa, considerando adecuadamente las pérdidas del servicio técnico y los factores de simultaneidad o coincidencia de los picos de demanda. Las vidas útiles de equipos e instalaciones considerados corresponden a los valores ya definidos oportunamente por el EPRE.

Que en relación a la determinación de la tasa de descuento aplicable para calcular la anualidad del capital, la Distribuidora EdERSA afirma haber aplicado la metodología WACC.

Que en relación al costo de abastecimiento, la Distribuidora EdERSA incluyó en sus requerimientos tarifarios los ingresos necesarios para atender las erogaciones reales en conceptos de compra de energía, potencia y servicios al mercado mayorista para atender las demandas de sus usuario finales.

Que en relación al Régimen Tarifario, la Distribuidora EdERSA presenta una estructura tarifaria que es prácticamente idéntica a la vigente. El formato consta de una clasificación tarifaria de los usuarios en base a que Agente abastece la demanda y luego a sus parámetros físicos (por ejemplo la tensión de suministro), de demanda y de consumo.

Que la propuesta de EdERSA contempla Pequeñas Demandas (T1) para todos aquellos clientes de menos de 10 kW de potencia máxima, Grandes Demandas (T2) que corresponde a aquellos clientes de más de 10 kW de potencia máxima, y Peaje para usuarios abastecidos por el MEM que hacen uso de la red de EDERSA. La principal diferencia entre ellas está en la complejidad del equipo de medición. En el caso de las Pequeñas Demandas solo se mide energía, pues el volumen de la facturación no justifica la inversión de equipos más complejos, mientras que en las Grandes Demandas se mide energía en los tres bloques horarios (punta valle y resto) y potencia máxima en punta y fuera de punta. A su vez las Pequeñas Demandas se dividen según el tipo de clientes en: residenciales, generales, alumbrado público y demandas en bornes del transformador MT/BT.

Que por otra parte, las Grandes Demandas se dividen, en principio según su demanda de potencia, de acuerdo a las pautas vigentes en el MEM para menores de 300 kW y mayores o iguales a 300 kW.

Lo expresado en la Audiencia Pública por el Sr. Defensor del Usuario

Que la propuesta tarifaria de EdERSA, fue debatida en el marco de la Audiencia Pública especialmente convocada a esos efectos por el EPRE, y realizada en la ciudad de Cipolletti el día 8 de Julio de 2011. La versión impresa de

lo acontecido en la misma, se encuentra agregada a fs. 2348/2385 de estas actuaciones.

Que el Sr. Defensor del Usuario designado, Dr. Alejandro Dominguez, dijo en el marco de la Audiencia Pública "¿Cómo determinamos la tarifa? Un poco ya se explicó, tenemos los costos de capital, los costos operativos, como consecuencia de determinar la base de capital en base a una tasa. Vamos a ver cuáles son los costos que tiene esta empresa ideal de la que se explicó anteriormente para operar, para mantener, salarios, materiales, equipos, se determina y surge un requerimiento de ingreso. Como consecuencia de este requerimiento de ingreso este se va a distribuir de acuerdo a la campaña de medición entre las diferentes tarifas. Estos son los estudios que se solitaron, no nos vamos a detener en ello, y sí vamos a ingresar a la parte de observaciones, que sería lo más interesante. Costo de explotación. En los Términos de Referencia se lo definió como el análisis de costos operativos y de estructura de apoyo de una empresa modelo eficiente cuya actividad exclusiva sea la prestación del Servicio Público de distribución de electricidad en el Área de Concesión de EDESA. En el Anexo III.3 describe la metodología de determinación de los Costos de Explotación donde, en términos generales se puede observar que en determinados ítem se toma como parámetro los gastos de la empresa Real y en otros los de la empresa Ideal. Esta ambigüedad puede producir ciertos vicios y distorsiones al modelo, contemplando costos que no necesariamente responden a un esquema de empresa eficiente. Los Gastos Generales, Gastos Administración; Viáticos y Reembolsos y Relaciones Institucionales fueron tomados de la empresa real, por ejemplo. Esto no corresponde. Se observa además que los gastos declarados en Relaciones Institucionales alcanzan los 4.021.410 \$/año, los que no corresponden con el modelo de eficiencia planteado. Los servicios de vigilancia y ciertos aspectos de los gastos de relaciones institucionales, a nuestro entender, no forman parte de la estructura regulada ni existe obligación por parte del ENTE en reconocerlos. Solicitamos expresamente que los mismos no sean trasladados a tarifa. Los edificios, vehículos, computadoras personales, etc. fueron considerados dentro de los gastos de explotación mediante la figura de Leasing. Hemos observado los importes que figuran en cada uno de ellos, a nuestro entender nos parecen un poco elevados, por lo que entendemos que deberían ser también revisados por parte del Ente Regulador los propuestos por la empresa".

Que en relación al Costo Laboral, el Sr. Defensor del Usuario dijo: "El costo laboral. En esto estuvimos reunidos también con la gente de APUYE. Nos ha parecido excesivo el valor requerido por EDESA, si tenemos en cuenta lo que estableció el EPRE allá por mayo de 2010 y los ajustes razonables que se han

venido realizando hasta la fecha. No pretendemos estar cuestionando los salarios ni la cantidad del personal pero sí que haya una correcta incidencia de este costo en la tarifa, en los usuarios finales. Hemos observado un importante incremento entre lo que es la propuesta de la segunda revisión tarifaria quinquenal y ésta”.

Que el mismo funcionario dijo, en relación a la Rerd Adaptada a la Demanda que “El concepto de la red óptima se refiere a una red que en su diseño estructural y en las tecnologías utilizadas, se considera adaptada a la demanda porque no existe otra alternativa en la cual la suma de costos de inversión, explotación, pérdidas y confiabilidad sea inferior. La red así obtenida en cada localidad se estima según el valor de reemplazo a nuevo. En la comparación con estudios anteriores podemos ver que existe un fuerte incremento en el VNR que se está calculando, que se presume. Nosotros entendemos que esto es excesivo teniendo en cuenta que la estructura física (Km de LBT, Km de LMT, Transformadores, etc.) no tuvo variaciones considerables respecto a las de la 2º RTQ. Vamos a dar un ejemplo de VNR con otra distribuidora (diapositiva 32), porque si vamos a ver una empresa modelo, no vamos a ver la empresa ideal, también tenemos que tener ciertos parámetros, ciertas pautas, y ver cómo es este VNR y tomando ciertos ratios con otras empresas. Así vemos EDESA, donde el VNR por usuario es de 2,519 ó bien, 0,58/Kwh vendido. En EDEMSA es 3,329 por usuario o 0,404/Kwh vendido. En EJESA, descontando los activos no eléctricos, el VNR es de \$ 2,942 por usuario ó 0,663/Kwh. Y observamos que en EdERSA el VNR es de \$ 4,927 por usuario ó 0,880/Kwh vendido. Evidentemente, observamos que hay una cierta desproporcionalidad y seguramente esto va a ser ajustado por las autoridades del Ente Regulador”.

Que en relación a la calidad de servicio, dijo el Sr. Defensor del Usuario que “La calidad está determinada en el Subanexo 3 del Contrato de Concesión. Los niveles de Calidad exigidos inciden directamente en el tipo de red, la topología, la caída de tensión máxima admisible y la configuración óptima. Los índices de Calidad de Servicio conforman la principal herramienta de la regulación indirecta y consecuentemente es esencial para que el Ente Regulador pueda conocer el estado de funcionamiento de la empresa. El estudio de los índices de Calidad de Servicio y Producto técnico tiene por objeto orientar las inversiones de la empresa. De acuerdo a información que hemos obtenido, el EPRE viene realizando estudios sobre los penalizados en la provincia de Río Negro advirtiendo un alto porcentaje de reincidencias en las penalizaciones como así también zonas considerablemente más castigadas que otras. Así podemos observar en El Bolsón, hace 6 años que vienen 1530 usuarios bonificados en forma permanente.

Lo mismo está ocurriendo en Ingeniero Jacobacci con 2323 usuarios, bonificados en forma permanente. Esto ¿qué quiere decir? Quiere decir que la señal económica, que la sanción que la empresa está recibiendo y la bonificación que los usuarios están obteniendo a consecuencia de esta sanción no es suficiente y no está dando la debida señal económica, para que ésta realice las inversiones que sean necesarias para que los usuarios de estas localidades reciban el servicio en la calidad exigida en el Contrato de Concesión”.

Que respecto del costo de Capital, el Sr. Defensor del Usuario afirmó que “Y vemos que este costo de capital, en EDET, es 6,70 por ciento; en EDEN es 7 por ciento; en EDESA es el 10 por ciento; en San Juan es el 6,80 por ciento; en EJESA es el 9,98 por ciento (diapositiva 37). Evidentemente la tasa que está requiriendo la empresa EdERSA para remunerar el capital, para remunerar el VNR, a nuestro entender, también es excesiva más allá de que no hemos realizado el estudio técnico que sabemos que se lo ha vuelto a encargar al CEARE, de la Facultad de Derecho de la UBA. Pero bueno, me parece que estos ratios los teníamos que mencionar sin hacer una crítica técnica, porque no tenemos conocimientos para ello, pero sí obteniendo información de otras empresas, podemos ver que la tasa que remunera el capital en muy pocos casos supera el dígito y en la mayoría de ello es por abajo. Y también tenemos que tener en cuenta, por ejemplo, el caso San Juan, el caso EJESA y el caso Tucumán, estamos hablando de tasas prácticamente recientes. No es que son de cuatro o cinco años atrás sino que esta es información de tarifas fijadas en el transcurso de este año o en el segundo semestre del año pasado”.

Que el Sr. Defensor del Usuario se refirió a las Pérdidas técnicas y comerciales, diciendo “Del Informe surge que se han considerado las pérdidas resultantes de la red ideal adaptada a la demanda, junto con un nivel de pérdidas no técnicas del 20 por ciento de las pérdidas técnicas de Baja Tensión. Opinamos que la regularización de los hurtos de energía así como las acciones correctivas para evitar los mismos, forman parte de la gestión eficiente de la empresa, no correspondiendo en esos porcentajes su traslado a tarifas. El reconocimiento de las pérdidas no técnicas implica transferir a los usuarios una responsabilidad inherente a la gestión de la empresa, configurando por otra parte una señal distorsiva tendiente a la ineficiencia”.

Que por otra parte, dice el aludido funcionario que “Mayores costos por robo de conductores. En este sentido, también entendemos que corre por el riesgo empresario, independientemente de la cantidad o no de robos que hayan

existido en la provincia en el último tiempo. Esto está dentro del riesgo empresario y no puede, y no debe, a nuestro criterio, ser trasladado a los usuarios”.

Crítica a la propuesta de EdERSA

Que de lo expuesto por el Sr. Defensor del Usuario se extrae que si bien la propuesta tarifaria de EdERSA se ajusta a los términos de referencia en cuanto a la cantidad y título de los tópicos desarrollados, la metodología empleada por la empresa en los estudios de base y el resto de las determinaciones se ha ajustado sólo parcialmente a lo dispuesto por el EPRE. Ello en virtud de que los valores obtenidos en los estudios de base son altos, interpretando que ello se debe al sesgo en la elección de ciertos supuestos, y/o de algunas modificaciones metodológicas. En función de ello resulta razonable no considerar los valores propuestos por EdERSA en los estudios de base referidos a Determinación de los Costos Operativos; Determinación del valor nuevo de reposición (VNR) de las redes de distribución y subtransmisión adaptadas técnica y económicamente a la demanda; Determinación de la tasa de descuento a utilizar en el cálculo de la anualidad del VNR; Proyección de la Demanda, de las Categorías Tarifarias y del reconocimiento del Costo de Abastecimiento.

Que por ese motivo y para contar con los valores de base justos y razonables que permitan calcular el nuevo Cuadro Tarifario, este Directorio oportunamente dispuso que los estudios necesarios para ello fueran realizados por las áreas técnicas del Organismo, y convocar a especialistas externos independientes, específicamente convocados para el tratamiento de la cuestión.

La tarifa a aprobar

Que atento a lo dicho en relación a la evaluación de la propuesta tarifaria presentada por la Distribuidora EdERSA, corresponde estar a la tarifa definida por este regulador sobre la base de los estudios y análisis efectuados tanto por Asesores Externos del Directorio como por el propio personal del EPRE.

Que la tarifa así definida se ha calculado sobre la base de una empresa prudente y eficiente que opera una red de distribución adaptada técnica y económicamente a la demanda, entendiendo como tal la red que permita abastecer las necesidades de los usuarios al mínimo costo presente y futuro, compatible con la seguridad del abastecimiento y los parámetros contractuales de calidad de servicio.

Que los costos de capital fueron definidos sobre la base de la red adaptada; los de explotación se determinarían sobre la base de las necesidades estándares de una red operada satisfactoriamente por un operador prudente y eficiente, las pérdidas técnicas son calculadas sobre la base de la red adaptada, mientras que los costos de comercialización son sobre la base de la identificación de las tareas típicas y su correspondiente valorización. La asignación de estos costos, se efectúa de acuerdo a la responsabilidad que le compete a las distintas modalidades de consumo, detectadas a partir de la campaña de medición y se traducen en montos asociados a los distintos cargos tarifarios.

Que el proceso técnico llevado a cabo por para la determinación del Cuadro Tarifario que por el presente se establece, abarcó la consideración de los siguientes módulos con sus temas específicos asociados: Campaña de Medición, Determinación de los Costos de Abastecimiento, Determinación del Valor Agregado de Distribución, Determinación del Costo de Distribución, Demanda, Instalaciones, Costos de Explotación, Costo de Capital, Determinación del Costo de Redes, Determinación del Costo de Distribución por nivel de tensión, Determinación del Valor Agregado de Distribución, Cuadro Tarifario, Estructura Tarifaria, Categorías Tarifarias, Definición de los Cargos.

Que el cuadro así elaborado responde a los preceptos del Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Río Negro, ya descripto adecuadamente en el transcurso del presente.

Que a continuación se describirá el estudio tarifario mencionado.

El Costo de Abastecimiento

Que el Costo de Abastecimiento es el que surge de la compra de energía y potencia que debe efectuar la Distribuidora, para suministrar electricidad a la totalidad de los usuarios de su área de concesión.

Que la particularidad de este costo, es que no interviene en el negocio de la Distribuidora, dado que el precio que debe abonar por este abastecimiento mayorista, en tanto su compra sea eficiente, vale decir a precio de mercado, no debería representar ni pérdidas ni ganancias en su ecuación económica.

Que en ese sentido, el art. 41 inc. c) de la reglamentación del Marco Eléctrico Regulatorio provincial, ha establecido el principio de “pass through del Costo de Abastecimiento eficiente”, el que significa que en tanto el precio que abona la Distribuidora por sus compras de electricidad, no supere el precio que para ese mismo suministro rige en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), ese Costo de Abastecimiento debe ser directamente trasladado a la tarifa que abonan los usuarios finales.

Que por el contrario, para el caso de que las compras de energía eléctrica que efectúa la Distribuidora, superen el precio que rige en el MEM para ese mismo suministro, sólo debe ser trasladado a la tarifa final que abonan los usuarios, este último valor.

Que por otra parte, corresponde decir que el costo de abastecimiento comprende el de la adquisición de la energía y potencia en bloque, el transporte, la carga impositiva correspondiente y las pérdidas técnicas asociadas al proceso de distribución (art. 41 inc. c. del Decreto N° 1291/95).

Que textualmente dice el art. 41 inc. c) del Decreto N° 1291/95 que “El costo de la potencia y energía de abastecimiento en bloque incluirá además el costo del transporte, la carga impositiva correspondiente y las pérdidas asociadas al proceso de distribución. En el caso de compra de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista -Sistema Estabilizado o Mercado a Término- o abastecimiento por centrales propias que no son administradas por el Organismo Encargado de Despacho, se considerará el costo real de provisión, el cual no podrá ser superior al precio que por igual suministro rija en el Mercado Eléctrico Mayorista para la jurisdicción respectiva. Cuando el abastecimiento se efectúe desde centrales de generación aislada, operadas o no por el Distribuidor, el costo a reconocer será el menor de considerar las alternativas de interconexión -cuando ésta sea posible- y de reposición total de las unidades generadoras existentes por aquéllas que respondan a parámetros de mayor eficiencia operativa y nuevas tecnologías. En ambos casos se podrán establecer temporalmente diferencias en más o en menos, por situaciones excepcionales del Mercado”.

Estudio de Demanda

Que como ya se dijo a lo largo del presente, el cálculo tarifario se inicia con un adecuado estudio de la demanda de la Distribuidora, y su proyección en el período quinquenal, lo que permitirá determinar cuales son los activos físicos

y la magnitud de la empresa ideal necesarios para la prestación del servicio público en los términos establecidos en el Contrato de Concesión y la normativa sectorial.

Que en el presente caso, el análisis de la proyección de demanda de EdERSA, fue realizado por el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan. Consta de un estudio de demanda basado en indicadores socioeconómicos considerando el mercado eléctrico provincial como subsistemas: Interconectado (para el sistema Alto Valle y Valle Medio), Atlántico (Sierra Grande, Valcheta, San Antonio y Valle Inferior) y Andino (El Bolsón y Línea Sur de Río Negro). El resultado de este estudio determinó la evolución de la demanda, consumo y usuarios para cada uno de los subsistemas estudiados y luego junto con la información georeferenciada, se procedió a llevar esos incrementos de potencia y energía al nivel de cada unidad geográfica de análisis, en el caso de este estudio, la manzana y el punto de suministro.

Campaña de Medición

Que la campaña de medición, es el estudio del Mercado Real que debe atender la Distribuidora, que permite caracterizar la demanda del sistema, para realizar una correcta asignación de los costos de distribución a distintos grupos tarifarios.

Que ante la imposibilidad práctica de asignar costos a cada uno de los usuarios de manera individual, es necesario realizar el análisis a partir de agrupamientos iniciales que puedan asociarse a modalidades de consumo semejantes y que sean identificables a partir de la información del mercado eléctrico bajo estudio. Para ello es primordial la identificación de grupos de clientes de la empresa distribuidora a los que pueda asociarse una modalidad de consumo similar, en donde modalidad de consumo similar significa, precisamente, similar participación en los costos de la distribuidora.

Que la caracterización final de los usuarios del mercado, se realiza en base a los parámetros obtenidos para los distintos agrupamientos a partir de la información relevada en la campaña: consumos medios mensuales, demandas máximas, factores de carga, factores de participación, estacionalidad, y/o todos aquellos parámetros que estén involucrados en el modelo que posteriormente se utilice para la determinación de las tarifas.

Que sin embargo, y a pesar de que de acuerdo a normativa emanada del EPRE se le aseguró a la Distribuidora la percepción de los fondos necesarios para llevar a cabo la campaña de medición, la misma fue realizada sólo parcialmente por EdERSA.

Que así, la campaña de medición fue iniciada recién el día 1 de abril de 2011, demora imputable a la Distribuidora dado que incurrió en sucesivos y diversos incumplimientos que afectaron la normalidad del proceso y su inicio en debido tiempo y forma. Los antecedentes del caso lucen en el Expte. EPRE. N° 15969/09. Los resultados obtenidos a partir del inicio formal de la campaña de medición completan cuatro (4) meses de datos, cuando uno de los objetivos relevantes de la reglamentación es contar con un año de información confiable.

Que por lo recién expresado, no es posible la utilización de parámetros surgidos de la nueva campaña de medición, por lo cual ello exigió partir de la base de los resultados obtenidos en este tópico en el proceso de la Segunda Revisión Tarifaria y modificarlos adecuadamente de manera tal que permitan un cierre entre Costos de Gestión e Ingreso por la participación del Mercado de Estudio.

Valor Agregado de Distribución (VAD)

Que el Valor Agregado de Distribución (VAD) es el valor dinerario que remunera la gestión de la Distribuidora. Se determina a partir de reconocer el costo de capital de los activos de la empresa, definido sobre la base de considerar el valor nuevo de reemplazo de la red adaptada a la demanda, el costo de las pérdidas técnicas de potencia, y el costo de explotación. Este último incluye los costos de personal y de materiales destinados a la gestión empresarial afectada a la prestación del servicio público.

Que la gestión de la Distribuidora, puede apreciarse bajo dos aspectos: operar y mantener la red adaptada a la demanda del mercado real; y, la actividad comercial, consistente en la medición de los consumos, facturación y cobro de los mismos, etc.

Que el costo de distribución, es el costo por unidad de potencia que resulta de considerar, la valorización de las instalaciones más los costos de gestión de la Empresa Ideal sin los gastos comerciales, y la demanda para el nivel de tensión correspondiente utilizado para el diseño de la Red Adaptada. Por tal razón es necesario un estudio de demanda que defina la magnitud de la potencia

que por nivel de tensión circulará por la red, para lograr su diseño adecuado y los costos asociados a esta y un escenario de demanda y consumo por clientes representativo del mercado de EdERSA.

Que para la determinación de la Tasa de Rentabilidad, se encomendó la realización de un estudio, al Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE), organismo dependiente de las facultades de Ciencias Económicas y de Derecho de la UBA, quien dictaminó una banda para la tasa antes de impuestos, de entre el 8 al 11%. Este Directorio, por razones de mérito, oportunidad y conveniencia, teniendo en cuenta lo dispuesto por el art. 42 de la Ley N° 2902, considera razonable fijar dicha tasa en el 9%.

Que el costo de explotación, es el costo de funcionamiento de la Empresa Ideal, es decir la estructura capaz de operar y mantener la red adaptada que atenderá al mercado real, y al mismo tiempo, llevar a cabo las actividades comerciales y administrativas necesarias para la adecuada prestación del servicio público.

Que para el cálculo del costo de explotación, resulta necesario recurrir a la metodología de la Empresa Ideal, de acuerdo a la manda de los arts. 41 incs. a. y d. y art. 42 Ley 2902, desde que resulta el único método científico que permite fijar una tarifa para una empresa que opere de manera “económica y prudente” que tenga “costos razonables”, que “asegure el mínimo costo razonable para los usuarios” y que cuya rentabilidad se deba a su “eficiencia”.

Que en ese marco, el cálculo del costo de explotación se basa en el análisis de tres grupos de variables que interactúan interrelacionadas entre sí a saber: la dotación de personal estructurada de acuerdo al organigrama, los costos de las operaciones, y los clientes y demás datos físicos de la red adaptada elaborada para calcular el costo de capital.

Que respecto de la dotación de personal y organigrama de la Empresa Ideal, se utilizaron indicadores para relacionar el plantel requerido para operar y mantener una unidad de instalación, respecto de las instalaciones diseñadas en la red adaptada. De acuerdo a lo que se esté analizando los indicadores se relacionan con la actividad (Comercial, Explotación, Apoyo), el número de acciones para cumplir una tarea y con el personal necesario para ejecutarla.

Que para determinar los niveles jerárquicos, se consideraron hasta ocho categorías, desde el Gerente General hasta el Operario No Calificado.

Que en los casos donde no existen indicadores establecidos, por tratarse de actividades cuya naturaleza no facilita establecer un ratio por unidad de actividad, la dotación fue definida por comparación con otras distribuidoras o por estimación según el número de clientes.

Que para calcular los ratios que definen la dotación, se tuvo en cuenta el grado de tercerización al que debe recurrir la empresa y las horas útiles disponible para realizar la tarea.

Que una vez determinado la planta de personal, fue valorizada de acuerdo a la escala salarial definida por el Estudio Scavuzzo, contemplando asimismo la aplicación de los Convenios Colectivos que se refieren al personal de EdERSA.

Que en relación al cálculo del costo operativo, los distintos tipos de gastos se agruparon según la actividad en Técnica, Comercial, o de Apoyo. Se tuvieron en cuenta los siguientes tipos de costos: Gastos Generales, divididos en gastos de oficina, comunicaciones y otros; Gastos Edilicios; Automotores; Materiales y Servicios de Terceros.

Que en definitiva, el costo de explotación surge de utilizar el Modelo de Empresa Ideal ya definido en párrafos anteriores, para lo cual se tiene en cuenta: la dotación estructurada de acuerdo al organigrama, los costos de las operaciones y los usuarios y demás datos físicos de la red adaptada elaborada para calcular los costos de capital.

Que el plantel determinado de este modo se valoriza de acuerdo a lo establecido en el Informe de la Consultora Gloria SCAVUZZO, denominado "Análisis comparativo de las remuneraciones en Empresas de Distribución de Energía Eléctrica".

Que en relación al cálculo de la tasa de conexión, aviso de suspensión y de rehabilitación y reconexión, cabe mencionar que la tasa de conexión es el resultado de considerar el costo medio de conexión, teniendo en cuenta la pertenencia de los usuarios a las pequeñas o grandes demandas. Este concepto remunera la gestión necesaria que debe realizar de La Distribuidora para conectar al usuario, exceptuando los materiales asociados a ello ya que los

mismos se contemplan en el Cargo Fijo de cada categoría en la que puede encuadrarse dicho usuario. Con el saldo obtenido para la Gestión de Saldos Morosos, se calculan las tasas Medias para el envío de los Avisos de Suspensión del Servicio, las tasa de Rehabilitación y las de Conexión del Servicio y del medidor. Todo usuario que se le deba emitir comunicación por escrito se ha considerado que deba abonar por el envío una tasa de aviso de suspensión y que todas las categorías tarifarias abonen el mismo monto. Para el tratamiento del cálculo de la tasa media de rehabilitación, cuyo costo surge como consecuencia de la falta de pago del servicio en el plazo establecido por la reglamentación vigente, se valorizan las acciones asociadas a los gastos de mano de obra y materiales relacionados. Este costo debe contemplar las actividades de suspender el servicio, desarrollar la tarea propia de rehabilitar e incluso las verificaciones necesarias para completar la actividad. Para el pago de la misma se ha previsto que Los usuarios encuadrados en las Grandes Demandas abonen un valor de 3 veces superior al promedio de la tasa media en función del mayor costo de mano de obra y materiales.

Que para calcular la tasa de reconexión debemos previamente hacer una división considerando algunas particularidades del usuario, distinguiendo si la conexión que se realiza en el punto de suministro se trate de altas de nuevos usuarios, el costo de la misma solamente incluye la mano de obra y materiales de la acción de concurrir al domicilio a instalar el equipo de medición. Ahora, si el pedido del usuario es consecuencia de un corte previo por falta de pago la tasa de conexión es considerada como una reconexión del servicio y el costo debe contemplar toda las acciones efectuadas por la distribuidora incluyéndose desde el retiro del medidor hasta las de gestión de incobrable, y con relación al pago de la tasa que debe abonar cada categoría exista diferencia entre el costo de las Pequeñas Demandas y las Grandes Demandas cuyo fundamento es el costo de la mano de obra, estimándose un valor entre 3 y 5 veces del valor promedio.

Pérdidas Técnicas y Red Adaptada a la Demanda

Que este estudio estuvo a cargo del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan. Para la determinación de los correspondiente porcentajes de pérdidas de potencia y energía, el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan estudió la Red Adaptada a la Demanda en cada uno de sus niveles de tensión para la situación en estado normal de funcionamiento, explicando la metodología utilizada. La

definición de estas Instalaciones también fue encargada al Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad de San Juan.

Que el concepto de Red Adaptada a la Demanda se basa en el dimensionamiento eléctrico y mecánico de las instalaciones de distribución necesarias para satisfacer la demanda de los usuarios de la provincia dentro del área de concesión, el que además deben cumplir ciertos requisitos mínimos y en ese sentido es que las alternativas de red que fueron elaboradas por el Consultor además de asegurar las exigencias técnicas de la demanda, cumplen con las condiciones de calidad de servicio y seguridad pública previstas. Los conceptos evaluados para esta definición fueron: Valor de Inversión Inicial de la Red Adaptada a la Demanda, Valor Presente de las Inversiones Futuras a la Red Adaptada a la Demanda, Valor Presente de los costos de Operación y Mantenimiento de la Red Adaptada a la Demanda, Valor Presente del Costo de Pérdidas Técnicas de la Red Adaptada a la Demanda, Valor Presente de los Costos Asociados a la Calidad de Servicio.

Que luego, con el Valor Nuevo de Reemplazo obtenido del total de las instalaciones citadas, se procedió como complemento técnico a restar los costos de las instalaciones derivadas de la reglamentación de Apéndices Rurales -cuya información fue aportada por EdERSA- dado que las mismas son propiedad de los usuarios y no de la Concesionaria. Asimismo se realizó un cómputo de acometidas y medidores de energía y potencia en cada punto de suministro.

Que resulta oportuno señalar que el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, en su estudio, consideró precios unitarios de materiales (incluido en concepto de transporte) dispuestos en sede central de la Distribuidora al mes de Julio 2011.

Que la determinación de la Red Adaptada a la Demanda, consiste en elaborar idealmente, la secuencia de instalaciones eléctricas necesarias para prestar el servicio público, en el mercado real del área de concesión, cumpliendo los parámetros de calidad de servicio, con resguardo del medio ambiente y la seguridad pública.

Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo

Que para la formación del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones eléctricas de la Distribuidora, las cantidades físicas obtenidas para la Red Adaptada a la Demanda en estos niveles de tensión fueron valorizadas

correspondientemente en función a los Costos Unitarios propios de estas instalaciones. Por otra parte las cantidades físicas obtenidas del análisis de obras con aportes FEDEI también fueron valorizadas con sus correspondientes Costos Unitarios.

Tasa de Rentabilidad

Que la tasa de rentabilidad utilizada para la elaboración de la tarifa que por el presente se establece, es la actualmente vigente para EdERSA, esto es en términos reales y antes de impuestos, del orden del 9%.

Régimen Tarifario

Que el Régimen Tarifario que por el presente se aprueba, contempla para la asignación de costos, la tensión de suministro, el volumen de energía, la modalidad de consumo, el tipo de medición y la forma de prestación. Asimismo se tienen en cuenta, el agente que abastece de energía y potencia al usuario, ya sea la propia Distribuidora o el MEM, y las cuestiones técnicas asociadas al suministro, como son la potencia demandada, el nivel y modalidad de consumo, y la conexión física del suministro (nivel de tensión y ubicación respecto del transformador).

Que cada categoría tarifaria así calculada, es el resultado de estudios específicos que permiten detectar modalidades de consumos homogéneas a partir de la campaña de medición, a las que puede atribuírsele una responsabilidad concreta en los costos de la Distribuidora, por el uso de la red y la gestión empresarial para atender ese suministro. Ello es reflejado en los distintos cargos tarifarios, que hacen al reconocimiento de los costos de prestación del servicio.

Que se prevén dos grandes categorías de usuarios, en función de la demanda de potencia que los caracteriza. Un primer grupo denominado “Pequeñas Demandas” (T1), correspondiente a usuarios con potencia característica menor o igual a 10 kW, y un segundo grupo “Grandes Demandas” (T2), con potencias características mayores a 10 kW.

Que dentro de las Pequeñas Demandas, se definen las siguientes subcategorías, en función del destino de la energía que se consume en el período medido: Residencial, General y Alumbrado Público. En función de la condición física del punto de suministro respecto a la red, se establece la tarifa en Bornes de

Transformador. Esta última se aplica a los usuarios que se abastecen desde el borne del transformador dedicado, y que a los efectos de los costos son usuarios que no usan parte de la red (BT en este caso) por lo que no corresponde que aporten para solventarla.

Que para el caso de las tarifas Residencial y General, se presentan una diferenciación de cargos de acuerdo a dos bandas de consumo (R1 y R2, G1 y G2), las cuales mantienen el punto de corte del actual Régimen Tarifario, esto es, 300 kWh/bimestre para la tarifa residencial y 1000 kWh/bimestre para la general.

Que por otro lado, se introduce una variante en la definición del Cargo Fijo para estas categorías, producto de la consideración diferenciada del costo de la medición y su incidencia según el tipo de suministro, lo que provoca la aparición de tarifas Residenciales y Generales (en bornes o en red) distinguidas por tipo de medición Monofásica o Trifásica. Para ello, se determina el costo de cada tipo de medición y se incorpora en forma directa a la fórmula tarifaria como un cargo independiente.

Que se establecen tarifas en Bornes de Transformador, para todas las aperturas de la tarifa de Pequeñas Demandas (T1) y Grandes Demandas (T2).

Que las Grandes Demandas (T2), se dividen en distintas subcategorías tarifarias, en función de la conexión física del suministro, ya sea nivel de tensión y ubicación respecto del transformador, destino del suministro, segmentación por abastecimiento a nivel MEM (potencias menores a 300 kw o superiores) y modalidad de consumo, ya sea demanda única anual o demandas variables.

Que también se establece una tarifa T 2 Variable, destinada a usuarios con consumos estacionales, que les permite efectuar la declaración anual de potencia máxima en base a períodos trimestrales. Vale decir, que en este caso la declaración de potencia se efectuará anualmente, pero el usuario podrá dividirla en cuatro trimestres con distintas potencias, que totalizarán la anualidad.

Que también se establece, una subcategoría tarifaria dentro de las Grandes Demandas, específica para los suministro de Alumbrado Público con demandas mayores a 10 kW (T2 AP).

Que en la tarifa de Riego Agrícola, se mantienen las condiciones actualmente vigentes, como la consideración de potencias superiores a 10 kW para acceder a la tarifa, Incorporación de consumos por Riego Agrícola en MT y ampliación del alcance para los riegos de prevención contra heladas. No obstante se establece como límite superior para la nueva categoría en MT los 300 kW de potencia, coincidente con el primer segmento de precios diferenciales que establece el MEM, para usuarios de Grandes Demandas. Se consideraron tarifas de Riego Agrícola (tanto en BT como en MT) para consumos con demanda única anual o demandas variables trimestrales, cuyos cargos son puros e idénticos todos los meses.

Que por otra parte, las denominadas tarifas de Peaje, esto es las que corresponden a los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista, ubicados en el área de concesión de EdERSA, presentan los mismos tipos de suministro definidos para la Tarifa T2 General, tasas, régimen de contratación de la capacidad de suministro, cargos y multas, con la única diferencia en los cargos por energía y potencia, que sólo se limita al reconocimiento de las pérdidas eléctricas por el uso de su red.

Que respecto de las tasas, se establece una diferenciación en las tasas de conexión, según se trate de conexiones monofásicas o trifásicas en usuarios de Pequeñas Demandas y conexiones aéreas o subterráneas en usuarios de Grandes Demandas. Asimismo, se establece una tasa denominada Tasa de Reconexión, que remunera además de las tareas de efectuar nuevamente la conexión (equivalente a los costos reconocidos en la Tasa de Conexión primaria del suministro), los costos vinculados a las acciones efectuadas por la distribuidora en la operación de corte previo, incluyéndose desde el retiro del medidor hasta las de gestión de incobrable.

Conclusiones

Que ha tomado intervención el servicio de asesoramiento jurídico del organismo.

Que en consecuencia, por lo expuesto, resulta necesario el dictado del presente acto administrativo, a los efectos de rechazar la propuesta de EdERSA de Cuadro y Régimen Tarifario, y aprobar el Cuadro y Régimen Tarifario elaborados por este regulador.

Que el tema objeto de la presente, fue tratado en la reunión de Directorio del día: 21/11/11

Que las facultades para el dictado de la presente, surgen de lo establecido en los arts. 41, 42, 44 y 47 de la Ley 2902.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL
ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

R E S U E L V E

Artículo 1º: Rechazar la propuesta de nuevo Cuadro Tarifario y Régimen Tarifario presentada por la Distribuidora EdERSA para el quinquenio 2011-2016.

Artículo 2º: Aprobar el nuevo Régimen Tarifario a aplicar por la Distribuidora EdERSA, con vigencia desde las cero horas del día 1 de noviembre de 2011 y hasta las cero horas del día 1 de noviembre de 2016, que como Anexo I, forma parte integrante de este acto.

Artículo 3: Aprobar el nuevo Cuadro Tarifario Quinquenal y el Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario Trimestral, con vigencia desde las cero horas del día 1 de noviembre de 2011 y hasta las cero horas del día 1 de noviembre de 2016, que como Anexo II, forma parte integrante de este acto.

Artículo 4º: Notificar a la Distribuidora EdERSA, y a las partes constituidas en la Audiencia Pública.

Artículo 5 º: Regístrese, comuníquese, cumplido, archívese.

RESOLUCIÓN EPRE N°: