BOLETIN OFICIAL Y JUDICIAL

Provincia de Catamarca

República Argentina

BOLETIN OFICIAL XCIII	BOLETIN JUDICIAL LXXX	N° 17	Martes 27 de Febrero de 2018

GOBERNADORA:
Dra. Lucía B. Corpacci
Vicegobernador:

Ministro de Gobierno y Justicia:
Sr. Marcelo Daniel Rivera
Ministro de Hacienda y Finanzas:
CPN. Ricardo Sebastián Veliz
Ministro de Producción y Desarrollo:
Ing. Agrón. José Daniel Zelarayán
Ministro de Salud:
Dr. Ramón Adolfo Figueroa Castellanos
Ministro de Educación, Ciencia y Tecnología:
Lic. Daniel Eduardo Gutiérrez
Ministro de Obras Públicas:
Ing. Civil Rubén Roberto Dusso
Ministro de Desarrollo Social:
Sr. Eduardo Vicente Menecier
Ministro de Servicios Públicos:
Sr. Guillermo Eduardo Alberto Dalla Lasta

Directora
Dra. María de los Angeles Regina

Dirección Boletín Oficial e Imprenta

Sarmiento 1120 - Tel. (383) 4437530
Gral. Roca 1ra. Cuadra - Tel. (383) 4437529

Pág. Web: **En trámite**

e-mail: **boletinoficial@catamarca.gov.ar**

Aparece Martes y Viernes
Ejemplar Ley Nº 11.723
Registro Nac. de la Prop. Intelectual E/Trámite

Advertencia: Los documentos oficiales publicados en el Boletín Oficial de la Provincia serán tenidos por auténticos y obligatorios por el solo hecho de la publicación. Ningún funcionario o empleado de la Provincia podrá alegar ignorancia de una Ley, Decreto o Resolución oficiales, publicados en el Boletín Oficial aunque no haya recibido comunicación de práctica (Dcto. del 23 de Agosto de 1933).

Tiraje de esta Edición:
130 ejem. de 56 Págs.

S U M A R I O

DECRETOS **PAGINAS**

Nºs. 109 al 141 - SINTETIZADOS 523/526

Nº 113 - Pendiente.

Nº 124 – Publicado en B.O. Nº 16/18.

Nº 125 – Publicado en B.O. Nº 16/18.

Nº 126 – Publicado en B.O. Nº 16/18.

AÑO 2017

Nºs. 1776 al 1777 - SINTETIZADOS 526/527

PUBLICACIONES PENDIENTES

Nºs. 1762 al 1763 - SINTETIZADOS 527

RESOLUCIONES DE ORGANISMOS DESCENTRALIZADOS

PUBLICACION ADELANTADA

EN. RE. Nº 08 - APRUEBASE COMO VALORES MÁXIMOS DEL CUADRO TARIFARIO APLICABLE EN EL SEGUNDO QUINQUENIO DE LA CONCESIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO 527/566

FE DE ERRATAS
Del B.O. Nº 12 de fecha 09FEB18

Donde dice: **RESOLUCIONES DE ORGANISMOS DESCENTRALIZADOS - PUBLICACION ADELANTADA - EN.RE. Nº 08 - SINTETIZADA....**

Léase: **RESOLUCIONES DE ORGANISMOS DESCENTRALIZADOS - PUBLICACION ADELANTADA - EN.RE. Nº 08 - SUBSANANDO EL ERROR SE PUBLICA INTEGRA EN ESTE BOLETIN**

Advertencia: Las publicaciones en extenso de los Actos Administrativos y Legales del Poder Ejecutivo que aparecen en el Boletín Oficial y Judicial de la Provincia son de transcripción exacta a su texto original.
LA DIRECCION

D E C R E T O S

Dcto. GJ. Nº 109 – 06-02-2018 – **Gobierno y Justicia** – Acéptase la renuncia presentada por el Dr. Federico Daniel Mas Saadi, DNI. Nº 32.282.311, al cargo de Supervisor, Indice 0.90 en este Ministerio, a partir de la fecha. Dase las gracias al dimitente por los servicios prestados a la Provincia.

Dcto. S. Nº 110 – 06-02-2018 – **Salud** – Dése de Baja por fallecimiento al Sr. José Salvador Balderrama, CUIL. 20-11366986-2, Grupo C, Grado 1, Carrera Sanitaria, Pta. Pte., de la Dción. Pcial. de Recursos Humanos y Gestión de Calidad, Subsec. de Planificación y Gestión en Salud de este Ministerio, a partir del 10OCT17.

Dcto. S. Nº 111 – 06-02-2018 – **Salud** – Rectifícanse parcialmente el Visto, el Primer, Segundo, Tercer y Sexto Considerando y el Art. 1º del Dcto. S. Nº 867/17, donde dice: «Martha del Valle Veliz, CUIL. Nº 27-12796158-7», deberá decir: «Marta del Valle Veliz, CUIL. Nº 27-12796158-7».

Dcto. HF. Nº 112 – 06-02-2018 – **Hacienda y Finanzas** – Recházase el Recurso de Alzada, interpuesto por el Sr. Gustavo Armesto Chaile, DNI. Nº 11.847.345, en contra de la Resol. Ca.Pre.S.Ca. Nº 0191/17, ratificándose dicho instrumento en todos sus términos, de conformidad a las previsiones del Art. 45º, Art. 64º y concordantes, del Reglamento de Seguros, Dcto. HF. Nº 1536/94 y su modificatorio Dcto. Nº 1186/01.

Dcto. Nº 113 - Pendiente.

Dcto. DS. Nº 114 – 06-02-2018 – **Desarrollo Social** – Desígnase a la Sra. María Laura Arrieta, DNI. Nº 25.372.230, en el cargo de Supervisora, Indice 1.00, en este Ministerio, a partir de la fecha. Autorízase al Mtrio. de Hacienda y Finanzas a adoptar las medidas pertinentes y efectuar las adecuaciones y reasignaciones presupuestarias de créditos que resulten necesarias, a fin de poner en inmediata ejecución lo dispuesto por el presente instrumento.

Dcto. OP. Nº 115 – 07-02-2018 – **Obras Públicas** – Apruébase todo lo actuado por este Ministerio en lo referente a la Licitación Pública Nº 01/17, para la ejecución de la Obra: «Accesos con Pedraplen y Alcantarillas del Puente en Ruta Provincial Nº 33, sobre el Río Santa Cruz, con Defensas y Encauzamientos – Provincia de Catamarca» en el Dpto. Valle Viejo, Pcia. de Catamarca, cuyo presupuesto oficial es de $ 75.470.228,18. Adjudícase la misma, conforme a lo aconsejado por la Comisión de Apertura y Preadjudicación, por $ 71.851.263,98, a la firma Sucesión Guido David Mogetta. Facúltase al Ministerio, a celebrar con la Adjudicataria el Contrato de Obra Pública, previa constitución de la garantía requerida por Ley y asimismo a aprobar las modificaciones de obras y de plazos indispensables para la obra en curso de ejecución. El gasto deberá ser imputado a las partidas del presupuesto vigente.

Dcto. PD. Nº 116 – 07-02-2018 – **Producción y Desarrollo** – Desígnase al Sr. Antenor Aldo Contreras, DNI. Nº 12.967.585, en el cargo de Supervisor, Indice 1.00, en este Ministerio, a partir de la fecha. Autorízase al Mtrio. de Hacienda y Finanzas a adoptar las medidas pertinentes y efectuar las adecuaciones y reasignaciones presupuestarias de créditos que resulten necesarias, a fin de poner en inmediata ejecución lo dispuesto por el presente instrumento.

Dcto. OP. (VP) Nº 117 – 07-02-2018 – **Obras Públicas** – Acéptase la renuncia presentada por el Sr. Luis Raúl Nieva, CUIL. 20-10175931-9, al cargo en Clase VIII, Agrup. Personal Obrero, Pta. Pte., de la Administración Gral. de Vialidad de la Provincia, a fin de acogerse al Beneficio de la Jubilación Ordinaria, a partir del 18ABR17. Reconózcanse los servicios prestados y apruébese la Liquidación, en concepto de legítimo abono y la Liquidación Final (haberes - aportes – contribuciones), las que como Anexo I y II respectivamente, forman parte del presente y autorízase el pago de la misma. Anexos para consulta en Dpto. Archivo de esta Dirección.

Dcto. OP. (VP) Nº 118 – 07-02-2018 – **Obras Públicas** – Acéptase la renuncia presentada por el Sr. Angel Milagro Lara, CUIL. 20-08218667-1, Clase VIII, Agrup. Personal Obrero del Escalafón Vial, Pta. Pte., de la Administración Gral. de Vialidad Provincial, a fin de acogerse al Beneficio de la Jubilación Ordinaria, a partir del 01OCT16. Reconózcanse los servicios prestados y

apruébese la Liquidación, en concepto de legítimo abono y la Liquidación Final (haberes - aportes – contribuciones), las que como Anexo I y II respectivamente, forman parte del presente y autorízase el pago de la misma. Anexos para consulta en Dpto. Archivo de esta Dirección.

Dcto. OP. (VP) Nº 119 – 07-02-2018 – **Obras Públicas** – Acéptase la renuncia presentada por el Sr. José Ernesto Astorga, CUIL. 23-10242258-9, al cargo en Clase X, Agrup. Personal Obrero, Pta. Pte., de la Administración Gral. de Vialidad Provincial, a fin de acogerse al Beneficio de la Jubilación Ordinaria, a partir del 25ENE17. Reconózcanse los servicios prestados y apruébese la Liquidación, en concepto de legítimo abono y la Liquidación Final (haberes - aportes – contribuciones), las que como Anexo I y II respectivamente, forman parte del presente y autorízase el pago de la misma. Anexos para consulta en Dpto. Archivo de esta Dirección.

Dcto. OP. (VP) Nº 120 – 07-02-2018 – **Obras Públicas** – Dése de Baja por fallecimiento al Sr. Raúl Ernesto Scidá, DNI. Nº 13.707.097, Pta. Pte., Clase IX, Agrup. Personal Obrero del Escalafón Vial de la Administración Gral. de Vialidad de la Provincia, a partir del 11JUL17.

Dcto. OP. Nº 121 – 07-02-2018 – **Obras Públicas** – Acéptase la renuncia presentada por el Sr. Mario Edmundo Rodríguez, CUIL. 20-10010463-7, al cargo en Categ. 18, Agrup. Mant. y Prod., Pta. Pte., Dción. de Intendencia del Centro Administrativo del Poder Ejecutivo, Subsec. de Administración de este Ministerio, a fin de acogerse al Beneficio de la Jubilación Ordinaria, a partir del 29OCT16. Reconózcanse los servicios prestados y apruébese la Liquidación, en concepto de legítimo abono y la Liquidación Final (haberes - aportes – contribuciones), las que como Anexo I y II respectivamente, forman parte del presente y autorízase el pago de la misma. Anexos para consulta en Dpto. Archivo de esta Dirección.

Dcto. OP. Nº 122 – 07-02-2018 – **Obras Públicas** – Acéptase la renuncia presentada por el Sr. Víctor Horacio Reales, CUIL. 20-08413375-3, Clase IX, Subroga Clase XI, Agrup. Personal Obrero del Escalafón Vial, Pta. Pte., de la Administración Gral. de Vialidad Provincial, a fin de acogerse al Beneficio de la Jubilación Ordinaria, a partir del 25AGO16. Reconózcanse los servicios prestados y apruébese la Liquidación, en concepto de legítimo abono y la Liquidación Final (haberes - aportes – contribuciones), las que como Anexo I y II respectivamente, forman parte del presente y autorízase el pago de la misma. Anexos para consulta en Dpto. Archivo de esta Dirección.

Dcto. SP. Nº 123 – 08-02-2018 – **Servicios Públicos** – Dése de Baja por fallecimiento al Sr. Mario Ernesto Vergara, CUIL. 20-24607776-3, Categ. 11, Agrup. Mant. y Prod., Pta. Pte., de la Dción. de Agua y Saneamiento del Interior de este Ministerio, a partir del 17SEP17.

Dcto. Nº 124 – Publicado en B.O. Nº 16/18.

Dcto. Nº 125 – Publicado en B.O. Nº 16/18.

Dcto. Nº 126 – Publicado en B.O. Nº 16/18.

Dcto. ECyT. (SEDyR) Nº 127 – 09-02-2018 – **Educación, Ciencia y Tecnología -** Acéptase la renuncia presentada por la Sra. Lilian Mabel Sisterna, CUIL. 27-34029017-3, al cargo que revista en Categ. 21, Agrup. Prof., Pta. Pte. de la Secretaría de Estado de Deportes y Recreación, por razones particulares a partir del 24AGO17.

Dcto. ECyT. (SEDyR.) Nº 128 – 09-02-2018 – **Educación, Ciencia y Tecnología** – Otórgase un subsidio por $ 900.000,00 a favor del Club Unión Aconquija, en la persona de su Presidente Sr. Horacio Octavio Gutiérrez, DNI. Nº 24.255.521 y de su Tesorera Sra. Sara Emilia Espinosa, DNI. Nº 20.072.341, destinado a solventar los gastos que demandaron la participación del equipo de fútbol del mencionado club, en el Torneo Federal «A», entre AGO a DIC17. Establécese que el mismo, será abonado en cuotas de acuerdo a la disponibilidad financiera de la Secretaría de Estado de Deportes y Recreación. Los desembolsos se harán efectivos previa rendición de cuentas del desembolso anterior. El beneficiario deberá presentar ante la Dción. de Administración de la Secretaría mencionada, rendiciones de cuentas parciales con toda la documentación que acredite la utilización de la suma concedida, en un plazo no mayor a los 30 días corridos

del mes inmediato siguiente a aquel en el que se hubieren realizado los aportes, ello de conformidad a lo normado por la Acordada T.C. Nº 602/80 del Tribunal de Cuentas de la Provincia. El gasto será imputado a las partidas del ejercicio vigente.

Dcto. OP. Nº 129 – 09-02-2018 – **Obras Públicas** – Rectifícase parcialmente el Dcto.OP. Nº 115/18, donde dice: Suceción de Guido David Mogetta, deberá decir: «Sucesión de Guido David Mogetta».

Dcto. OP. (VP) Nº 130 – 09-02-2018 – **Obras Públicas** – Acéptase la renuncia presentada por el Sr. Miguel Isidro Reinoso, CUIL. 20-08218337-0, al cargo en Clase XI, Agrup. Personal Obrero del Escalafón Vial, Pta. Pte., de la Administración Gral. de Vialidad Provincial, a fin de acogerse al Beneficio de la Jubilación Ordinaria, a partir del 04OCT16. Reconózcanse los servicios prestados y apruébese la Liquidación, en concepto de legítimo abono y la Liquidación Final (haberes - aportes – contribuciones), las que como Anexo I y II respectivamente, forman parte del presente y autorízase el pago de la misma. Anexos para consulta en Dpto. Archivo de esta Dirección.

Dcto. OP. (VP) Nº 131 – 09-02-2018 – **Obras Públicas** – Acéptase la renuncia presentada por el Sr. Julio César De La Fuente, CUIL. 20-10241264-9, al cargo en Clase VIII, Agrup. Personal Obrero del Escalafón Vial, Pta. Pte., de la Administración Gral. de Vialidad Provincial, a fin de acogerse al Beneficio de la Jubilación Ordinaria, a partir del 24OCT16. Reconózcanse los servicios prestados y apruébese la Liquidación, en concepto de legítimo abono y la Liquidación Final (haberes - aportes – contribuciones), las que como Anexo I y II respectivamente, forman parte del presente y autorízase el pago de la misma. Anexos para consulta en Dpto. Archivo de esta Dirección.

Dcto. OP. (VP) Nº 132 – 09-02-2018 – **Obras Públicas** – Acéptase la renuncia presentada por el Sr. Francisco Matías Díaz, CUIL. 20-10010628-1, Clase X, Agrup. Personal Obrero, Pta. Pte., de la Administración Gral. de Vialidad, a fin de acogerse al Beneficio de la Jubilación Ordinaria, a partir del 26OCT16. Reconózcanse los servicios prestados y apruébese la Liquidación, en concepto de legítimo abono y la Liquidación Final (haberes - aportes – contribuciones), las que como Anexo I y II respectivamente, forman parte del presente y autorízase el pago de la misma. Anexos para consulta en Dpto. Archivo de esta Dirección.

Dcto. OP. (VP) Nº 133 – 09-02-2018 – **Obras Públicas** – Acéptase la renuncia presentada por el Sr. Jorge Antonio Almirón, CUIL. 20-16118142-1, Clase XII, Agrup. Personal Obrero del Escalafón Vial, Pta. Pte., de la Administración Gral. de Vialidad Provincial, por acogerse al Beneficio del Retiro Transitorio por Invalidez, a partir del 01OCT16, la que se transformará en definitiva, una vez que éste acceda al beneficio con carácter permanente. Reconózcanse los servicios prestados y apruébese la Liquidación, en concepto de legítimo abono y la Liquidación Final (haberes - aportes – contribuciones), las que como Anexo I y II respectivamente, forman parte del presente y autorízase el pago de la misma. Anexos para consulta en Dpto. Archivo de esta Dirección.

Dcto. OP. (VP) Nº 134 – 09-02-2018 – **Obras Públicas** – Acéptase la renuncia presentada por el Sr. Severo del Señor Pacheco, CUIL. 20-08218268-4, Clase IX, Agrup. Personal Obrero, Pta. Pte., de la Administración Gral. de Vialidad, a fin de acogerse al Beneficio de la Jubilación Ordinaria, a partir del 23MAR17. Reconózcanse los servicios prestados y apruébese la Liquidación, en concepto de legítimo abono y la Liquidación Final (haberes - aportes – contribuciones), las que como Anexo I y II respectivamente, forman parte del presente y autorízase el pago de la misma. Anexos para consulta en Dpto. Archivo de esta Dirección.

Dcto. GJ. (SSD.) Nº 135 – 09-02-2018 – **Gobierno y Justicia** – Otórgase el Pase a Situación de Retiro Voluntario, de la Policía de la Provincia al Suboficial Mayor Carmen del Valle Pérez, DNI. Nº 20.749.216, por aplicación del Art. 91º de la Ley Nº 21965, debiéndose graduar el haber de Retiro de conformidad a las previsiones de los Arts. 96º y 97º inc. b) de la citada Ley y de la Escala establecida en el Acta Complementaria del Convenio de Transferencia del Sistema Provincial de Previsión Social al Estado Nacional, ratificado por Dcto. Acdo. Nº 529/07, a partir del 01OCT17.

Dcto. GJ. (SSD.) Nº 136 – 09-02-2018 – **Gobierno y Justicia** – Otórgase el Pase a Situación de Retiro

Voluntario, de la Policía de la Provincia al Sargento Ayudante José Alberto Sánchez, DNI. Nº 17.890.470, por aplicación de los Arts. 91º y 94º inc. b) de la Ley Nº 21965, debiéndose graduar el haber de Retiro de conformidad a las previsiones de los Arts. 96º y 97º inc. b) de la citada Ley y de la Escala establecida en el Acta Complementaria del Convenio de Transferencia del Sistema Provincial de Previsión Social al Estado Nacional, ratificado por Dcto. Acdo. Nº 529/07, a partir del 01OCT17.

Dcto. GJ. (SSD.) Nº 137 – 09-02-2018 – **Gobierno y Justicia** – Dése de Baja a la Convocatoria, al Sargento de Policía (RE) Pedro Agustín Ibánez, DNI. Nº 7.659.296, a partir del 01MAR17.

Dcto. GJ. (SSD.) Nº 138 – 09-02-2018 – **Gobierno y Justicia** – Otórgase el Pase a Situación de Retiro Voluntario, de la Policía de la Provincia al Suboficial Mayor José Luis Luna, DNI. Nº 21.658.259, por aplicación del Art. 91º de la Ley Nº 21965, debiéndose graduar el haber de Retiro de conformidad a las previsiones de los Arts. 96º y 97º inc. b) de la citada Ley y de la Escala establecida en el Acta Complementaria del Convenio de Transferencia del Sistema Provincial de Previsión Social al Estado Nacional, ratificado por Dcto. Acdo. Nº 529/07, a partir del 01OCT17.

Dcto. GJ. (SSD.) Nº 139 – 09-02-2018 – **Gobierno y Justicia** – Otórgase el Pase a Situación de Retiro Voluntario, de la Policía de la Provincia al Comisario Inspector Angel Daniel Martínez, DNI. Nº 20.924.227, por aplicación del Art. 91º de la Ley Nº 21965, debiéndose graduar el haber de Retiro de conformidad a las previsiones de los Arts. 96º y 97º inc. b) de la citada Ley y de la Escala establecida en el Acta Complementaria del Convenio de Transferencia del Sistema Provincial de Previsión Social al Estado Nacional, ratificado por Dcto. Acdo. Nº 529/07, a partir del 01ENE17.

Dcto. GJ. (SSD.) Nº 140 – 09-02-2018 – **Gobierno y Justicia** – Otórgase el Pase a Situación de Retiro Voluntario del Servicio Penitenciario Provincial, al Sargento Ayudante Guillermo Sebastián Arabi, DNI. Nº 20.071.077, por aplicación de los Arts. 5º inc. d) y 7º de la Ley Nº 13018 del Régimen de Retiro y Pensiones del Servicio Penitenciario, debiéndose graduar su haber de Retiro de conformidad a las previsiones de los Arts. 8º, 9º y 10º de la misma norma legal y la Escala establecida en el Acta Complementaria del Convenio de Transferencia del Sistema Provincial de Previsión Social al Estado Nacional, ratificado por Dcto. Acdo. Nº 529/07, a partir del 01AGO17.

Dcto. GJ. (SSD.) Nº 141 – 09-02-2018 – **Gobierno y Justicia** – Otórgase el Pase a Situación de Retiro Voluntario, de la Policía de la Provincia al Suboficial Mayor Rubén Darío Cáceres, DNI. Nº 18.418.230, por aplicación del Art. 91º de la Ley Nº 21965, debiéndose graduar el haber de Retiro de conformidad a las previsiones de los Arts. 96º y 97º inc. b) de la citada Ley y de la Escala establecida en el Acta Complementaria del Convenio de Transferencia del Sistema Provincial de Previsión Social al Estado Nacional, ratificado por Dcto. Acdo. Nº 529/07, a partir del 01OCT17.

AÑO 2017

Dcto. HF. (P.) – OP. – S. Nº 1776 – 28-12-2017 – **Hacienda y Finanzas – Obras Públicas- Salud** – Modifícanse las Plantas de Personal Permanente de la Dción. de Administración de la Secretaría de Estado del Ambiente y Desarrollo Sustentable y de la Obra Social de los Empleados Públicos del Mtrio. de Salud, aprobada por Ley Nº 5508 de Presupuesto del Sector Público Provincial No Financiero para el Ejercicio 2017, promulgada mediante Dcto. Acdo. Nº 2370/16, cuya distribución se especifica en las planillas incluidas en el Anexo V del Dcto. Acdo. Nº 03/17, SUPRIMIENDO en: C.001 – Ju.065 – SAF.031 – D.P. Secretaría de Estado del Ambiente y Desarrollo Sustentable – U.Ejec.352 – D.A. Secretaría de Estado del Ambiente y Desarrollo Sustentable – Prog.001 – Act.002 – U.Geog.04901 – Inc.1 – Fi.1 – Fu.160, un (1) cargo Categ. 13, 04 – Escalafón General, 04 – Personal Admin. y Téc., 01 – Personal Admin., 02 – Personal de Supervisión, e INCORPORANDO el mismo cargo en: C.003 – Ju.040 – SAF.056 – S.A.. de la Obra Social de los Empleados Públicos – U.Ejec.073 – Dción. de O.S.E.P. – Prog.001 – U.Geog.00010 – Inc.1 – Fi.003 – Fu.320. Reubícase presupuestariamente al Sr. Carlos Augusto Arch Quiroga, CUIL. 20-24605038-5, en el cargo incorporado precedentemente. Fíjase como fecha para el efectivo traslado presupuestario y pago de haberes, conforme a esa situación, el día de la notificación personal del presente. Autorízase al Mtrio. de Hacienda y Finanzas

a adoptar las medidas pertinentes y efectuar las adecuaciones y reasignaciones presupuestarias de créditos que resulten necesarias, a fin de poner en inmediata ejecución lo dispuesto por el presente instrumento.

Dcto. HF. (P) – GJ. Nº 1777 – 28-12-2017 – **Hacienda y Finanzas** – **Gobierno y Justicia –** Modifícase la Planta de Personal de la Policía de la Pcia. de Catamarca, Secretaría de Seguridad Democrática, aprobada por Ley Nº 5508, de Presupuesto del Sector Público Provincial No Financiero para el Ejercicio 2017, promulgada mediante Dcto. Acdo. N° 2730/16, cuya distribución se especifica en las planillas incluidas en el Anexo V, del Dcto. Acdo. Nº 03/17, SUPRIMIENDO en: C.001 – Ju.090 – SAF.007, D. A. de la Policía de la Pcia. de Catamarca – U.Ejec.147, Policía de la Pcia. de Catamarca – Prog.016 – Act.001 – U.Geog.00010 – Inc.1 – Fi.2 – Fu.210, un (1) cargo Categ. 22, 04 – Escalafón General, 04 – Personal Admin. y Téc., 02 – Agrup. Profesional, e INCORPORANDO: un (1) cargo Oficial Inspector, 06 – Escalafón Seguridad, 01 – Personal Superior. Reubícase presupuestariamente a la Lic. en Trabajo Social Sara Virginia Nieva, CUIL. 27-14058097-5, en el cargo incorporado precedentemente. Fíjase como fecha para el efectivo cambio de grupo y pago de haberes, conforme a esa situación, el día de notificación personal del presente Decreto. Autorízase al Mtrio. de Hacienda y Finanzas a adoptar las medidas pertinentes y efectuar las adecuaciones y reasignaciones presupuestarias de créditos que resulten necesarias, a fin de poner en inmediata ejecución lo dispuesto por el presente instrumento.

PUBLICACIONES PENDIENTES

Dcto. GJ. Nº 1762 – 28-12-2017 – **Gobierno y Justicia** – Otórgase a la Municipalidad de Pomán, la suma de $ 1.000.000,00, en concepto de aporte del Tesoro Provincial destinado a cubrir el pago de la 2º cuota del Sueldo Anual Complementario 2017 de los empleados de la jurisdicción, a reintegrarse en 10 cuotas iguales y consecutivas de $ 100.000,00, las que serán deducidas de la Coparcipación Municipal de Impuestos. La erogación se imputará a: SAF.006 – Ju.020 – Prog.97 – Fi.1 – Fu.150 – Inc.5 – PP.7 – pp.6 – FFin.111 – M.1 – Ub.Geog.04901 – U.Ejec. Mtrio. de Gobierno y Justicia, del presupuesto vigente.

Dcto. GJ. Nº 1763 – 28-12-2017 – **Gobierno y Justicia** – Otórgase a la Municipalidad de Fray Mamerto Esquiú, la suma de $ 1.000.000,00, en concepto de aporte del Tesoro Provincial destinado a cubrir el pago de la 2º cuota del Sueldo Anual Complementario 2017 de los empleados de la jurisdicción, a reintegrarse en 10 cuotas iguales y consecutivas de $ 100.000,00, las que serán deducidas de la Coparcipación Municipal de Impuestos. La erogación se imputará a: SAF.006 – Ju.020 – Prog.97 – Fi.1 – Fu.150 – Inc.5 – PP.7 – pp.6 – FFin.111 – M.1 – Ub.Geog.04901 – U.Ejec. Mtrio. de Gobierno y Justicia, del presupuesto vigente.

RESOLUCIONES DE ORGANISMOS DESCENTRALIZADOS

PUBLICACION ADELANTADA

Resolución EN.RE. Nº 08

APRUEBASE COMO VALORES MÁXIMOS DEL CUADRO TARIFARIO APLICABLE EN EL SEGUNDO QUINQUENIO DE LA CONCESIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

San Fernando del Valle de Catamarca, 25 de Enero de 2018.

VISTO:

El Expediente En.Re. «E» N° 083/16, las Leyes Provinciales N° 4.834 y 4.836, la Constitución Provincial, la Ley Nacional N° 24.065, el Contrato de Concesión de la Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia de Catamarca, la adenda respectiva, y

CONSIDERANDO:

I) ANTECEDENTES.

Que la ley Provincial Nº 4834 determina en el art. 38: «Los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años …», y el art. 39 del mismo ordenamiento establece: «Finalizado el período inicial de cinco (5) años el EN.RE. fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco (5) años…»

Que a su vez, el art. 41 establece: «Los transportistas y distribuidores dentro del último año del período indicado en el Artículo 38° de esta ley, y con sujeción a la reglamentación que dicte el EN.RE., deberán solicitarle la aprobación de los cuadros tarifarios que respondan a lo establecido en el artículo 38° que se propone aplicar, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de servicio, así como las clasificaciones de sus usuarios y las condiciones generales del servicio. Dichos cuadros luego de su aprobación deberán ser ampliamente difundidos para su debido conocimiento por parte de los usuarios.»

Que coincidentemente, el Contrato de Concesión establece en los arts. 16 y 19 que el Régimen Tarifario y cuadro tarifario inicial tendrán una vigencia de cinco (5) años y por lo tanto serán revisados antes de cumplirse ese plazo.

Que por ello, a fs. 01/229, la Distribuidora EC SAPEM solicita al En.Re. fijar fecha de audiencia pública, para lo cual adjunta los estudios concernientes a la revisión tarifaria integral como lo establece el art. 19 del Contrato de Concesión, proponiendo en la misma el incremento del VAD, y cambios en el régimen tarifario y en la metodología de indexación de costos.

Que teniendo en cuenta lo expuesto y las normas del marco regulatorio vigente y aplicable, este Organismo dio inicio al trámite de revisión integral del régimen y cuadro tarifario, a fin de obtener los valores aplicables en los próximos cinco años de la concesión.

Que con fecha 17/11/17 la Distribuidora realiza una nueva presentación, en la que incorpora actualización del planteo original (fs. 849/1011).

Que a fs. 1324 la Dirección de Tarifas y Costos informa que: «Conforme lo requerido se procedió a realizar la lectura y análisis de la nueva presentación realizada por la Concesionaria EC SAPEM con fecha 17 de Noviembre de 2017, en la que solicita incorporar en el Expediente de la Revisión Tarifaria Integral la información remitida. En la misma y realizando una síntesis de lo expuesto, la Distribuidora realiza una actualización del Informe que dio inicio a las presentes actuaciones, elevado con fecha 02 de Agosto de 2016. A tal fin expone y adjunta documentación referente a estudios (actualizados a Septiembre de 2017) de Caracterización del mercado, Determinación de la Tasa de Rentabilidad Regulada, Determinación del VNR de las instalaciones afectadas a la prestación del Servicio de Distribución, Determinación de Costos de Explotación de Red, Costos Comerciales y Costos de Administración. Como resultado del análisis de dicha documentación, esta Dirección infiere que la información presentada resulta incompleta para el estudio de Revisión Tarifaria Integral, puesto que no se incluye en la misma el Cuadro Tarifario Propuesto, ello en cumplimiento de lo establecido en los artículos 38º y 39º de la Ley Provincial de Energía Eléctrica Nº4834.

Que además, con fecha 24/11/17, la Concesionaria eleva nuevo informe en cumplimiento de lo solicitado por la Dirección de Tarifas y Costos, culminando de esta manera la presentación formal para el estudio de RTI que se realiza.

Que el mencionado informe de la Dirección interviniente concluye «esta Dirección considera que se está en condiciones de realizar el llamado a Audiencia Pública, a fin de que en ella se debata la solicitud efectuada por la Distribuidora tendiente a modificar las tarifas eléctricas vigentes, determinando si las mismas se ajusta a las disposiciones de la Ley Nº4834 y al interés público.».

Que en cumplimiento del mandato constitucional que exige la participación de los usuarios en la fijación de las tarifas (art. 178), la Ley de Energía estableció que este tipo de modificación tarifaria debe tramitarse mediante una audiencia pública.

Que dado ello, y de las atribuciones reglamentarias otorgadas a este Organismo, mediante Resolución En.Re. N° 064/96 se aprobó el Reglamento de Audiencias Públicas, por el cual se regula el procedimiento para la celebración de audiencias públicas, a fin de oír y dar participación a los interesados, previo al dictado de una decisión que afectará sus derechos.

Que a fojas 1325 la Dirección de Asesoría Legal dictamina que corresponde emitir la pertinente Resolución convocando a Audiencia Pública a los fines de la Revisión Tarifaria Integral.

Que conforme a lo expuesto y, previo a la resolución de fondo de la cuestión planteada por la Distribuidora, y con el fin de permitir la participación y opinión de los usuarios o representantes de ellos, a través de la Resolución En.Re. N° 136/17 obrante en fojas 1335 a 1339 de autos y publicada en el Boletín Oficial Nº 96/17 de fecha 01/12/2017 (fs. 1410/1430), como así también en los dos diarios locales de mayor tirada provincial (fs. 1431/1434) con fecha 28 y 29/11/17, este Directorio convoca a una Audiencia Pública para el día 28 de Diciembre de 2.017, estableciendo como objeto exclusivo, el tratamiento de la Revisión Tarifaria Integral

(Cuadro Tarifario y régimen Tarifario) aplicable en el segundo quinquenio de la Concesión; estableciendo que el procedimiento de dicha convocatoria se regirá por el Reglamento de Audiencias Públicas, aprobado por Resolución En.Re. N° 064/96 (Boletín Oficial LXXI, N° 100, 13 de Diciembre de 1.996).

II) AUDIENCIA PÚBLICA – ETAPA PREPARATORIA

Que a través de Resolución En.Re. N° 136/17, se procedió a designar los Instructores a los efectos de la realización de todos los actos concerniente a la Etapa Preparatoria, los cuales en su Informe Final (fojas 1389 a 1394) dan cuenta de las partes legitimadas para participar en la Audiencia Pública, indicando sucintamente las cuestiones tratadas durante la realización de la instrucción, el derecho a considerar en la audiencia, el orden y tiempo de exposición acordado a las partes y sus conclusiones.

Que la Audiencia Pública dio inicio a las nueve horas con veinte minutos (09:20 hs.) del día 28 de Diciembre de 2.017, en el Salón Ezequiel Soria, sito en San Martín N° 555, 1° Piso de esta ciudad.

III) AUDIENCIA PÚBLICA – EXPOSICIÓN DE LAS PARTES

Que en este punto se expone de modo sucinto lo expuesto por cada una de las partes intervinientes en la Audiencia Pública, exposiciones que fueron volcadas íntegramente en el Expediente que se tramita (fs. 1483/1518).

Que la primera en exponer en la Audiencia Pública a través de sus representantes fue la prestadora del servicio EC S.A.P.E.M. y, en lo referido a la materia objeto de la Audiencia, determina el objeto de la revisión tarifaria integral. La define como el análisis de todos los gastos asociados a la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, incluidos los de expansión de redes, los de desarrollo de redes, con la finalidad de determinar cuáles deben ser los ingresos a obtener a través de las tarifas. De forma de asegurar los fondos necesarios para cubrir dichos gastos, obtener una ganancia razonable y garantizar la continuidad de la prestación del servicio que requiere de inversiones intensivas. En el caso de la tarifa de los distribuidores, el precio de venta de la electricidad a usuarios finales incluirá un término representativo de sus adquisiciones en el mercado eléctrico mayorista. Y asegurar un mínimo monto razonable para los usuarios, compatibles con la seguridad del abastecimiento. La tasa de rentabilidad debe guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia y debe ser igualitaria, de riesgo similar, quiere decir que se convalida con lo provincial. Manifiesta también que la Resolución 553/16 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispone la utilización de la tasa WACC en la determinación de la tasa de rentabilidad regulada para la revisión tarifaria integral de las empresas de transporte. El costo del capital promedio ponderado o WACC define el valor de la tasa de rentabilidad como el promedio ponderado entre el capital aportado por los accionistas, en este caso el capital propio de la empresa y el capital de terceros que se constituye en deudas con entidades financieras o bonos corporativos. A través del estudio que se presentó oportunamente la WACC determinada para Energía de Catamarca tiene un valor de 7 ,77% después de impuestos, lo que equivale a un 11.96% antes de impuestos. Expresa que dicho valor resulta razonable con respecto a los valores utilizados en las revisiones tarifarias integrales hechas a fines del 2016 y principios del 2017 en diferentes distribuidoras y transportistas del país.

Que, por otra parte expresan que el objetivo de los costos de capital es valuar todo el capital afectado a la distribución de energía eléctrica, ya sea en forma directa, las redes, los equipos, o en forma indirecta los vehículos, edificios, etcétera. Para ello existen dos métodos, el método del valor nuevo de reposición que es el más difundido y el utilizado por todas las distribuidoras del país y el que se ha utilizado en nuestro estudio, y el del costo incremental promedio. El método del VNR, lo que se hace es evaluar todas las instalaciones de la distribuidora, y las valoriza. Luego establece la vida útil de cada una de esas instalaciones y obtiene la amortización. Luego con la tasa de rentabilidad regulada se calcula la rentabilidad y juntos componen la anualidad. La anualidad, que en este caso sería 479 millones de pesos al año, es lo que debería remunerar la tarifa para poder funcionar, reponer las redes y hacer expansiones de redes y obtener la rentabilidad obviamente. Luego se calculan los costos de explotación que se suman al VNR. El objetivo de los costos de explotación es determinar la remuneración de todas las tareas operativas de la empresa distribuidora cubriendo los costos de mano de obra, servicios y materiales. Los costos de explotación se

suman al valor nuevo de reposición y con la tasa de rentabilidad regulada y obtiene el valor agregado distribución que es el objeto de esta revisión tarifaria.

Que en segundo lugar tomó la palabra la Consultora contratada por el En.Re. SIGLA S.A., cuya exposición e informe se tratarán separadamente.

Que ADEERA (Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica de la República Argentina) a través del Ing. Luis Álvarez, manifiesta que su presencia en esta audiencia pretende contribuir al logro de la sustentabilidad de un servicio que resulta esencial para la vida y el desarrollo del país. Expresa que las distribuidoras deben tener la oportunidad de contar con tarifas justas y razonables que les permitan obtener ingresos suficientes para cubrir costos operativos, impuestos y costos de capital de las empresas que operen en forma prudente y económica, y además que las variaciones de costos no controlables por las distribuidoras también deben ser trasladados a tarifa. Se debe llegar a una tarifa sustentable que es la que permite la viabilidad de la empresa, es decir, posibilitar que la distribuidora haga frente a los costos de operación, mantenimiento, inversiones, insumos, materiales, mano de obra, en fin, toda la actividad que la distribuidora lleva a cabo para brindar un nivel de calidad de servicio adecuado y remunerado. Además, manifestó que existe una relación directa entre ingresos y calidad de servicio, ya que la inversión en redes debe ser constante en el tiempo, para sostener y mejorar la calidad. Asimismo, realizó una comparación de lo que cuesta la energía eléctrica en relación con otros insumos y servicios de la economía diaria, y de lo que paga un usuario en Catamarca y en otros países latinoamericanos, a fin de mostrar que los precios de la energía eléctrica en Catamarca están desfasados respecto al resto de los valores de la economía. Concluye diciendo que resulta necesario recomponer el valor agregado de distribución ajustándolo a la realidad de los costos en los términos y condiciones de la normativa aplicable, establecido un nivel de tarifas que asegure la sustentabilidad del servicio para clientes actuales y futuros.

Que la FEDERACIÓN ARGENTINA DE TRABAJADORES DE LUZ Y FUERZA, a través de su Secretario de Política Energética, Sr. Amílcar Amaya, celebra la decisión política de realizar esta audiencia de participación democrática, donde cada expositor tiene oportunidad de emitir su punto de vista a fin de alcanzar un cuadro tarifario que refleje los costos directos y asociados, permitiendo cumplir con la calidad y seguridad del servicio que el contrato de concesión y nuestra sociedad exige. Manifiesta también que no hay sustentabilidad sin un precio suficiente, como tampoco habrá accesibilidad con un precio que el usuario no pueda afrontar. Refiriéndose a la sustentabilidad del servicio hay tres aspectos que se deben considerar, uno calidad del servicio (el derecho del usuario a contar con un suministro confiable continuo, pero a su vez asociado a una tarifa que pueda sostener esa calidad); dos plan de renovación de activos (se han realizado importantes inversiones, que pueden resultar insuficientes ante la necesidad de mejorar permanentemente la calidad del servicio) tres uso eficiente de la energía (nos permite crecer como sociedad solidaria y responsable en el aprovechamiento de un recurso que tiene relación directa con la preservación del medio ambiente y su ahorro en el consumo) Por ello sin energía en cantidad y calidad es imposible alcanzar el crecimiento sostenido al que todos aspiramos. Concluye expresando que su organización acompaña el contenido de la propuesta presentada, en referencia al valor agregado de distribución, único ítem sobre el que ésta audiencia tiene competencia.

Que el DIPUTADO LUIS MARÍA LOBO VERGARA inicia su exposición celebrando la realización de la Audiencia Pública, considerando que es sumamente provechoso que la sociedad de Catamarca, los usuarios del servicio tengan esta instancia de conocimiento sobre la prestación de los servicios en la provincia. Seguidamente, manifiesta que sería muy importante que de parte del En.Re. se tome una actitud más propicia a facilitar el acceso a la documentación, ya que si bien tuvimos acceso al expediente en algún momento también en otros momentos se nos dificultó y alguna información que entendíamos que era importante no pudimos acceder. También expresa que en las exposiciones que se hicieron, nada se dijo de la calidad del servicio público, que es el elemento sustancial del contrato, y acá la tarifa debería ser la consecuencia de una calidad de servicio que está contemplada en el contrato de concesión. Continúa preguntando cuál es la tasa de rentabilidad de la empresa, o cómo se refleja en esta propuesta de nueva tarifa las obligaciones que tiene la empresa respecto de las deudas que tiene y pidiendo que la consultora nos explique si estamos teniendo calidad dos como dice el contrato de concesión y que esto lo dice el contrato de concesión, no es un invento, las normas de calidad de lo que se debería aplicar y no se aplica. Concluye diciendo que el Ente

Regulador no puede autorizar el incremento de la revisación técnica integral que se propone en esta audiencia cuando los usuarios del servicio de Catamarca no tienen la más pálida idea de cuál es la calidad del servicio, o si es la que establece la etapa dos del contrato o a la que nos dan.

Que la DIPUTADA MARIA TERESITA COLOMBO se refiere a la deuda que tiene la distribuidora con CAMMESA y que ha ido creciendo de manera exponencial desde el 2012, ya que su primer año termina con déficit y así vemos que llegamos al 31 de diciembre del año 2016 y vamos a seguir con la misma dinámica al 31 de diciembre del año 2017. Asimismo, expresa que mientras el endeudamiento de la EC SAPEM es exponencial, hay provincias que pagan religiosamente la energía que compran en el sistema argentino interconectado a la generadora o a las mayoristas. Nosotros queremos que EC SAPEM inicie un derrotero en este nuevo quinquenio que le permita dejar atrás en forma definitiva su condición de morosa incurable porque así está calificada. También manifiesta que en 2012 tuvimos 42 millones de pesos para sueldos, y que después se elevaron a 109, después a 182, después a 244; yo no estoy en contra los trabajadores que ganan bien me parece muy bien además es un trabajo que importa riesgo, pero la verdad es que no guarda lógica con el contexto general estos incrementos salariales. Entonces a mí me parece que hay que ajustar y hay que administrar con austeridad y no estoy hablando de ajuste de los salarios a los trabajadores quisiéramos nosotros que nos esclarezcan respecto de las obras que contratan por qué precio se contratan. Concluye repitiendo que está fantástico que las empresas paguen, pero queremos ver los comprobantes, queremos ver los papeles.

Que el DIPUTADO VÍCTOR LUNA hace alusión en su presentación a la calidad del servicio que brinda EC SAPEM, principalmente respecto a las líneas rurales. Expresa que la condición actual de las instalaciones favorece a las apariciones de múltiples fallas y averías en el sistema; este tipo de problemas se incrementan ante la falta de inversiones que podrían optimizar el estado de los materiales y elementos del sistema que han caducado ya, en algunos casos su vida útil. Una de las grandes preocupaciones que tenemos son los cortes sin programar y que se producen por fallas y/o averías como consecuencia de la falta más evidente de las inversiones señaladas precedentemente. En cuanto al mantenimiento de las instalaciones, determina que la falta de inversión, es un factor fundamental que afecta a la calidad del servicio. A continuación, enumera diversas localidades del interior Provincial, cuyas instalaciones eléctricas no reciben hace años mantenimiento alguno. Concluye que tenemos la obligación de garantizar a la población un servicio de energía eléctrica que sea seguro y eficiente ya que al no hacerlo a todas luces afecta no sólo la comunidad, sino que incide negativamente en el desarrollo económico y en la salud de los habitantes de la provincia. Estamos en presencia de un profundo fracaso ya que pese al tiempo transcurrido y todos los avatares que son de dominio público no hemos obtenido ni siquiera una prestación aceptable.

Que la DIPUTADA MARÍA ALEJANDRA PONS expone sobre el personal de la empresa, ya que considera, ello se relaciona con la calidad del funcionamiento de la misma. Del análisis de la información presentada por la empresa en el expediente, se deduce que el 35% de la planta de empleados son jerárquicos, entre ellos, funcionarios categoría de gerentes, directores, jefe, coordinadores, supervisores y encargados, y no podemos dilucidar cuál es la función de algunos de estos jerárquicos. Cita como ejemplo el área comercial, que posee 81 empleados de los cuales 27 son jerárquicos. Es decir, en este caso, es la tercera parte del recurso humano de un área, sería, cada tres personas uno es jerárquico. Continúa expresando que vemos que el personal de la empresa que tiene el mayor asentamiento acá en la capital y vemos que ha descuidado del resto de la provincia. Concluye manifestando que esta disposición de empleados le cuesta al estado 170 millones y qué obtenemos a cambio de todo esto los catamarqueños: la deficiencia de la energía que hay en toda la provincia no tan solo acá en la capital, sino también en el interior.

Que el DIPUTADO GENARO CONTRERAS comienza su presentación reiterando la gran cantidad de personal que tiene la EC SAPEM, comparada con otras distribuidoras, como también la cantidad de personal jerárquico cuando la empresa debería destinar mayor cantidad de personal a las tareas operativas o técnicas. También hace referencia a la gran dispersión salarial, ya que en el mismo cargo hay personas que cobran $ 155.000 y otras $ 15.000. Por otra parte se refiere a la situación del servicio en el interior de la provincia, especialmente a la calidad del servicio que reciben en el interior y la dificultad con que se encuentran los usuarios para hacer reclamos en las localidades donde no hay oficinas del En.Re.. Además, plantea el estado del servicio

eléctrico: redes de distribución obsoleta y falta de mantenimiento, tensión inestable, flujo energético por debajo de los 180 voltios que ocasiona el mal funcionamiento de electrodomésticos como también máquinas-herramientas, hasta incluso provocando su inutilización, los elevados montos de las boletas que no contrastan con la calidad del servicio que se brinda y por último la notable falta de una base de datos en el En.Re. de los reclamos de los usuarios puestos que se reciben boletas con montos elevados cuya referencia es un período de hace 2 años atrás donde justamente cada usuario hizo el reclamo pertinente en las oficinas del En.Re. por considerarlo abusivo.

Que en último lugar expone el Dr. HECTOR HUGO RAMIREZ, quien expresa su disconformidad con la accesibilidad al expediente, expresando que hay formas expeditas para evitar los inconvenientes para tomar vistas que incurren en retaceo informativo. Asimismo, expresa que la opinión de todos los expositores, deben ser recogidas, procesadas y reflejadas en la decisión final del En.Re. Además, plantea una excepción de incumplimiento contractual de la EC SAPEM y requiere la declaración de nulidad de las actuaciones respectivas a la RTI, ya que la empresa pretende cobrar un VAD actualizado y mantenernos con la calidad de servicio de hace 20 años. Expresa, además, que falta una propuesta orientadora e integral del Estado Provincial, ya que cuando se trata de una RTI, el Estado debe tener un proyecto. Esta indefinición es mala, y vicia el proceso ya que se requiere mayor aporte dinerario sin especificar que van a hacer con ello. Por otra parte, manifiesta la falta de incorporación en el expediente del informe previo a la Audiencia Pública del En.Re. o su consultora, denunciando también que no es posible un cuadro tarifario sin referencia alguna a la calidad que efectivamente brinda la distribuidora, resulta necesario saber en qué etapa de calidad nos encontramos. De igual manera, realiza una serie de observaciones al informe presentado por la empresa a los fines del RTI. Exige al En.Re. establecer previamente metodologías, procedimientos, parámetros, a efectos de la RTI. La regulación no implica la recuperación de costos incurridos, sino solo aquellos depurados y ajustados resultado de una actuación prudente y eficiente.

Que concluidas las exposiciones de las partes, se dio lugar a las preguntas del público, pidiendo la palabra nuevamente el Dr. Lobo Vergara, reiterando se explique el nivel de calidad actual del servicio.

Que, finalizada la Audiencia Pública y analizadas las distintas ponencias y petitorios de las partes, cuyos sustratos se indicaron precedentemente, se distingue por una parte, un grupo que desarrolla sus ponencias total o parcial, de forma general - aunque no menos importante - orientadas a advertir, proteger y defender aspectos socio – económicos, o intereses de usuarios o sectores de éstos; y por otra, los que formulan ponencias totales o parciales, sustentadas en desarrollos o referencias concretas en relación al objeto de la audiencia; y a su vez realizan manifestaciones que se apartan del objeto de la audiencia.

Que en la Audiencia Pública las partes han formulado sus ponencias y alegatos en un nivel digno de destacarse, y analizadas sus exposiciones, debe resaltarse la seriedad y fundamentación de sus planteos en la mayoría de los casos. Por ello, las partes que intervinieron con ajuste al objeto de la Audiencia, encuentran acabada respuesta a sus peticiones, de manera explícita o implícita en las consideraciones y resultados de este acto.

Que así, es nuestro entender que las exposiciones de los Sres. Diputados y del Dr. Hugo Ramírez, se centran en los puntos relacionados a la Revisión Tarifaria Integral, que a continuación se detallan: calidad del servicio, deuda de la empresa con CAMMESA, cargo fijo, personal de la EC SAPEM, difícil accesibilidad a las actuaciones, dentro de lo cual también se planteó falta de incorporación del informe de la consultora del En.Re.

Que en relación a la falta de acceso al expediente solo diremos que, desde la publicación en los diarios de la Convocatoria a la Audiencia, el día 28/11/17, estuvieron disponibles las actuaciones al público, tal es así que por ejemplo los días 28, 29 y 30 de noviembre la secretaria del Dr. Lobo Vergara, tomó vistas y retiró copias de las actuaciones. Asimismo, todos los expositores, por si o por interpósita persona, tomaron vistas cuantas veces quisieron del expediente, e incluso obtuvieron documentación relativa, pero que no constaba en el expediente de la RTI. De ello hay constancia a fojas 1340, 1341, 1342, 1357, 1388, 1402, etc.

Que respecto al informe de la consultora, el art. 17 del Reglamento de Audiencias Públicas expresa: «Tanto el Instructor de la Etapa Preparatoria como la Autoridad a Cargo en la Audiencia, en caso que el En.Re. delegara esa función, podrán requerir el asesoramiento oral o escrito de asesores técnicos y legales, internos y externos, públicos o privados.». Dado que como surge de la norma, la contratación de asesores es facultad del organismo, no

resulta obligatoria ni su contratación ni la publicación de su informe o dictamen. No obstante ello, y como también se dijo en las exposiciones de los participantes que resulta necesario mejorar esta cuestión para las próximas audiencias, estas opiniones se tendrán en cuenta y el En.Re. organizará que se incorpore un informe preliminar de la consultora del Organismo, en caso de que se contrate alguna, con anterioridad a la realización de la Audiencia respectiva.

Que respecto a la deuda que la empresa mantiene con CAMMESA es necesario expresar que la misma se encuentra en proceso de renegociación entre ambas partes.

Que independientemente de tratarse de un tema de gran importancia para la prestación del servicio, dicha deuda no se tiene en cuenta al momento de fijar la tarifa para el próximo quinquenio, ya que no existe reconocimiento alguno en este instrumento, toda vez que dicha deuda no puede ser transferida a los usuarios del servicio.

Que en lo que se refiere a los cargos fijos, y los efectos de mejorar el control de los importes pertinentes, tanto para este Organismo como para los usuarios, el cargo fijo de la categoría residencial y general se calculará determinando nuevos valores en función de los costos comerciales de facturación y atención comercial, es decir estimando el costo mensual por cliente de pequeñas demandas (residencial) a partir del costo anual de los diferentes componentes de los costos de facturación y de atención comercial.

Que en relación al personal de la empresa, solo podemos decir que el control de la cantidad de empleados y funcionarios de la Distribuidora, excede las facultades del Organismo, toda vez que por Ley nos corresponde el control del cumplimiento de la legislación laboral aplicable. No obstante ello, diremos que la composición del personal se controla a través de la eficiencia de la prestación del servicio.

Que, respecto a los sueldos del personal de la empresa son aplicables los Convenios de Luz y Fuerza N° 36/75 y APUAYE N° 968/08, cuyas modificaciones son publicitadas en los medios locales.

Que respecto de la calidad del servicio, tanto de capital como del interior, es necesario hacer una serie de consideraciones, a saber: en primer lugar en virtud de la Ley de Creación de la EC SAPEM N° 5355, el Ministerio de Servicios Públicos pasa a ser la autoridad de aplicación en todo lo relacionado con la Distribuidora del servicio eléctrico (art. 12), consecuentemente en el Contrato de Concesión celebrado entre dichas partes, se elimina al En.Re. de la ecuación, privándolo de sus facultades de control. No obstante ello, este Organismo, mediante diversas notas, gestiones y reuniones con el Ministro y/o funcionarios de Servicios Públicos, solicitó la metodología de medición y control de indicadores de calidad, que como autoridad de aplicación correspondía emitir a esa cartera, ofreciendo asimismo toda ayuda que este Organismo pudiera brindar. La metodología solicitada y/o estudios, mediciones o cualquier otra documentación relativa, no fueron remitidas a este ente.

Que, al encontrarse el En.Re. sin facultades para controlar la calidad del servicio, la calidad que se toma para calcular la tarifa y los cuadros tarifarios objeto de estas actuaciones, es la calidad real con la que se brinda el servicio, es decir que se han considerado los valores históricos de calidad de servicio técnico, producto técnico y servicio comercial entregados por la Empresa Energía de Catamarca Sociedad Anónima con Participación Estatal Mayoritaria.

Que como consecuencia de ello, tal como expresó el consultor del Organismo en la audiencia, las tarifas que se aplicarán en los próximos cinco años serán considerando estos niveles de calidad real, obteniendo así, importes considerablemente menores de lo que correspondería si el cálculo fuera con la calidad establecida en el Contrato de Concesión.

Que, por otra parte, tras las diversas gestiones realizadas por el Organismo, se recompuso, vía aclaratoria, el estatus del En.Re. como Autoridad de Control, a través de la addenda firmada por el Ministerio y la prestadora, y aprobada por el Poder Ejecutivo, mediante Decreto N° 1660/17, de fecha 26/12/17.

Que como consecuencia de retomar las facultades de control por parte del En.Re., se procederá a la inmediata emisión de la metodología de medición y control de calidad del servicio eléctrico, a fines de obtener la medición de los niveles de calidad del servicio eléctrico durante el año 2018, a efectos de contar con dicha información para diseñar y rediseñar las etapas de adecuación de las Normas de Calidad de Servicio Público y Sanciones, y escalonar las mejoras en la prestación del servicio de energía eléctrica. Posteriormente se analizarán y determinarán los incumplimientos de calidad y se evaluará la aplicación de las sanciones pertinentes.

IV) PROPUESTA ALTERNATIVA

Que en virtud de las facultades del En.Re. se contrató a la Consultora SIGLA S.A. a fin de la realización del análisis y alcances de la modificación objeto de estas actuaciones como también la elaboración de una propuesta alternativa a la presentada por la Distribuidora.

Que dicha consultora calcula el Valor Agregado de Distribución (VAD) y el cuadro tarifario para EC SAPEM para el segundo quinquenio tarifario.

Que determina que el requerimiento de ingresos se compone de:

· Remuneración al Capital. Para lo cual se estableció la rentabilidad del capital (calculada a partir de la tasa de rentabilidad y del VNR depreciado) y la depreciación (calculada a partir de la tasa de depreciación y el VNR.

· Costos Operativos. Consideran los costos eficientes de operación, mantenimiento y administración para operar las instalaciones de la empresa y brindar servicio a los clientes de la empresa.

Que para la determinación de la tasa de rentabilidad del capital involucrado en la actividad de distribución eléctrica utilizó el método CAPM/WACC: Capital AssetPricingModel (CAPM), aplicado a la estimación del costo de capital propio y WeightedAverageCost of Capital (WACC), para el cálculo de la tasa en cuestión. Así, se obtuvo la tasa de retorno (WACC).

Que, una vez determinados el requerimiento de ingresos y el mercado a facturar de la empresa, procedió a determinar los cargos de distribución. Para ello se mantuvieron las actuales fórmulas y parámetros tarifarios, afectando a todos los cargos por un factor de ajuste que iguale el monto facturado al requerimiento de ingresos, ambos en valor presente.

Que por otro lado, la tarifa por servicio de peaje se ha incorporado al cuadro tarifario; es decir, para lograr el cierre con el requerimiento de ingresos, los ingresos tarifarios del peaje se han adicionado a los ingresos de clientes cautivos. Adicionalmente, se ha modificado la estructura tarifaria para la categoría T N° 4 – Riego Agrícola con el fin de que tenga un carácter estacional. En consecuencia, se ha modificado el Régimen Tarifario concerniente a esta categoría.

Que debido a que los costos operativos proyectados representan valores eficientes, no se incluye un factor de aplicación periódica destinado a estimular la eficiencia1. Implícitamente, el ajuste por eficiencia se aplica en su totalidad e inicialmente con el nuevo cuadro tarifario.

Que en cuanto a los cargos de abastecimiento (costos de energía en el MEM, cargos fijos y variables de transporte en AT, distribución troncal, ampliación del sistema de transporte en AT y distribución troncal) se han mantenido las actuales fórmulas tarifarias por similares motivos a los previamente mencionados.

Para la estimación del VAD y cálculo tarifario los pasos seguidos se resumen en:

· Proyección para los próximos 5 años (2018-2022) del mercado de la empresa (clientes y energía) y de las variables de facturación que componen el actual cuadro tarifario.

· Proyección del requerimiento de ingresos para el mismo período compuesto por:

o Remuneración al capital (depreciación y rentabilidad del capital)

o Costos operativos (costos de operación, mantenimiento, comercialización y administración)

· Determinación en valor presente de los anteriores conceptos

· Cálculo del cuadro tarifario compuesto por:

o Cargos VAD

o Cargos de abastecimiento y transporte

· Determinación de la fórmula de ajuste semestral de los cargos VAD.

PROPUESTA TARIFARIA

Una vez determinados el requerimiento de ingresos y el mercado a facturar de la empresa2, se procedió a determinar los cargos de distribución. Para ello se mantuvieron las actuales fórmulas y parámetros tarifarios3, afectando a todos los cargos por un factor de ajuste que iguale el monto facturado al requerimiento de ingresos, ambos en valor presente. Los motivos para proceder de esta manera son los siguientes:

· Se considera que los parámetros tarifarios vigentes reflejan adecuadamente el perfil de consumo de los clientes.

· En virtud del abrupto incremento en los cargos VAD de diciembre 2016, producto de la elevada inflación y del congelamiento tarifario durante 2014 y 2015, se optó por no introducir modificaciones adicionales que pudieran generar un impacto adicional sobre determinadas categorías.

Por otro lado, se propone que la tarifa por servicio de peaje se incorpore al cuadro tarifario.

En cuanto a los cargos fijos de las categorías residencial y general, la consultora propone una nueva forma de determinación de los mismos, a partir del costo anual de los diferentes componentes de los costos de facturación y de atención comercial.

Debido a que los costos operativos proyectados representan valores eficientes, no se incluye un factor de aplicación periódica destinado a estimular la eficiencia4. El ajuste por eficiencia se aplica en su totalidad e inicialmente con el nuevo cuadro tarifario.

Estableciendo así el porcentaje de incremento en los cargos VAD respecto de los aprobados en diciembre 2016.

A su vez, la propuesta de la empresa incorpora modificación en algunos aspectos del Régimen Tarifario, en particular:

- T3-Grandes Demandas
- T4-Riego Agrícola

En cuanto a T3-Grandes Demandas, se ha optado por mantener la redacción actual del Régimen Tarifario.

En cuanto a la categoría T4-Riego Agrícola, y en relación a la propuesta de la Distribuidora, se modificaron y ajustaron ciertos parámetros.

Por otro lado, se mantienen los cargos VAD por potencia contratada sólo en el caso de que la demanda registrada sea superior a la contratada.

Por último, se optó por mantener el cargo por potencia de abastecimiento existente y establecer solo tarifas en BT y MT.

Que concluye con la presentación del cuadro tarifario resultante. Para los componentes de cargos de abastecimiento (energía y potencia) en el MEM se han considerado los valores estacionales aprobados para el período diciembre 2017-enero 2018. Se señala que el cuadro tarifario presentado no incluye impuestos nacionales, ni municipales.

Que, por otra parte la EC SAPEM plantea, a fs. 1519 en adelante, su disconformidad y discrepancia con ciertos puntos determinados por la consultora del En.Re., entre ellos: la diferencia existente entre la rentabilidad reconocida y la solicitada, la cual resulta de la diferente valuación de los activos y a la tasa de rentabilidad. Dado ello, incorporan su propuesta al respecto, la cual se encuentra avalada por profesional competente en administración financiera. Asimismo, adjuntan el informe respectivo.

V) DEFINICIONES DEL En.Re.

Que visto todo ello, corresponde hacer algunas consideraciones sobre las definiciones del régimen y cuadro tarifario que corresponde aprobar mediante el presente instrumento.

Que se consideró adecuado realizar determinados ajustes a las valorizaciones realizadas por la empresa. Los ajustes más significativos consistieron en: eliminar el IVA del precio del gasoil y de los vehículos, reducir el tiempo de atención comercial en oficinas de la empresa de 1,5 hr/acción a 15 min/acción de acuerdo a estándares utilizados en otros estudios regulatorios, y calcular el costo de los repuestos para tareas de O&M en media tensión (MT) como un porcentaje del VNR eléctrico en MT (en lugar del VNR eléctrico total).

Que los valores así ajustados fueron actualizados por inflación para llevarlos de septiembre 2017 a octubre 2017 empleando criterios similares a los considerados por la empresa.

Que para la estimación del mercado a facturar el estudio de la consultora contratada por el En.Re. procedió a la estimación econométrica de funciones del consumo de energía y de clientes de los grupos de consumo residencial, general, alumbrado público y grandes usuarios. La información empleada en dichas estimaciones econométricas corresponde al período 2009-2016, período para el cual existe información consistente. De las estimaciones analizadas, sólo resultó estadísticamente significativa la población como variable explicativa. Esto implica que la demanda muestra un fuerte componente tendencial. Por su parte, el PBI no resultó significativo en ninguna ecuación analizada. Sin embargo, se mantuvo como variable explicativa del consumo de los grandes usuarios. Los clientes y consumos por grupos de consumo fueron proyectados para el quinquenio tarifario a partir de las ecuaciones estimadas y de las proyecciones de población y de PBI. Estas proyecciones se emplearon con una doble finalidad. Por un lado, la tasa de crecimiento de clientes y energía totales fueron considerados como impulsores de determinados componentes de los costos operativos y de la inversión por expansión de la red. Por otro lado, las variables de facturación fueron estimadas a partir de las tasas de crecimiento estimadas en cada categoría. Para

ello se supuso que la estructura de consumo dentro de cada categoría se mantiene constante durante el período de proyección.

Que por otra parte, los costos de capital están compuestos por la depreciación y la rentabilidad de la Base de Capital Regulatoria. Para el cálculo de estos componentes se ha seguido el método del Valor de Reemplazo Depreciado o Valor Depreciado Técnico. Este es un método basado en el costo de los activos físicos. En este método el valor de los activos es determinado por el valor de reemplazo optimizado ajustado por la vida útil remanente de los mismos. Es decir, el VNR se reduce proporcionalmente en función de la antigüedad del activo. Por lo tanto, la rentabilidad o retorno sobre el capital se aplica al VNR remanente. Por su parte, los gastos de depreciación se reconocen explícitamente como un porcentaje del VNR no depreciado. De esta forma se reconoce la depreciación necesaria para reemplazar el activo al final de la vida útil y se remunera el capital en función del valor que técnicamente conservan las instalaciones. Específicamente, la depreciación se obtuvo como el producto del VNR (eléctrico y no eléctrico) y el porcentaje de depreciación. Este porcentaje corresponde a la vida útil del activo informada por la Empresa en su estudio por considerarse adecuado.

Que, por su parte, la rentabilidad es el producto entre el VNR (eléctrico y no eléctrico) depreciado por la tasa de rentabilidad (WACC real antes de impuestos). El cálculo de ambos componentes es realizado para cada año del período tarifario bajo análisis. Para determinar los valores anuales de la base bruta sobre la cual se calcula la depreciación, adicionaron al VNR inicial las inversiones previstas y acumuladas hasta el año en cuestión durante el período tarifario. Para determinar la base neta necesaria para calcular la rentabilidad a la base bruta anterior se le extrajeron las depreciaciones acumuladas hasta ese año. La depreciación inicial surge de la diferencia entre el VNR menos el VNR depreciado del año base, y la depreciación anual es la tasa de depreciación multiplicada por la base bruta.

Que se considera que de esta forma, la metodología propuesta tiene en cuenta el estado inicial de las instalaciones para el cálculo de la rentabilidad y que la mejora en el estado de las instalaciones a través de inversiones es reconocida y remunerada al actualizar anualmente el VNR depreciado con las inversiones proyectadas. Por su parte, al considerar la cuota de depreciación del VNR bruto se le otorga recursos suficientes a la Empresa para reponer el activo al final de su vida útil con la tecnología eficiente en cada caso.

Que para la aplicación de este método se requiere definir el VNR de las instalaciones, su vida útil y antigüedad y las inversiones proyectadas. El VNR de las instalaciones considerado es el propuesto por la empresa a valores de octubre 2017 por considerarse una estimación razonable. Las inversiones previstas se corresponden con la depreciación anual de las instalaciones (de forma tal que la empresa tenga recursos para reponer las instalaciones al final de la vida útil) más las inversiones por expansión de la red (calculadas como el crecimiento de la cantidad total de clientes multiplicado por el VNR de las instalaciones en BT y MT). El porcentaje promedio anual de depreciación surge del promedio ponderado de la vida útil de cada tipo de instalación ponderado por la participación de dicho tipo de instalación en el VNR. El Valor de Reemplazo Depreciado o Valor Depreciado Técnico (VDT) se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$VDT = VNR \cdot \left(1 - \frac{t}{VU}\right)$$

Siendo t: la antigüedad promedio del activo y VU: la vida útil del activo. La antigüedad de los activos se obtuvo a partir del valor residual (%) informado por la empresa y que se encuentra en sintonía con el relevamiento del sistema de distribución elaborado por la Unidad Ejecutora de Gestión. A partir del VNR y de la antigüedad se obtiene el VDT para el año base, según se muestra en el siguiente cuadro:

VNR y VDT				
Componente	**VNR ($)**	**Vida útil**	**Antigüedad**	**VDT ($)**
EETT MT/MT y rebajes	185.646.490	35	26,25	46.411.623
Líneas de MT	1.718.685.345	35	26,25	429.671.336
Equipos de maniobra	4.470.862	35	26,25	1.117.716
Medidores y acometidas MT	12.832.756	15	11,25	3.208.189
Centros transf. MT/BT	650.761.987	35	26,25	162.690.497
Líneas de MT	1.071.336.044	35	26,25	267.834.011
Medidores y acometidas BT	132.176.209	15	11,25	33.044.052
Edificios	50.045.943	40	30	12.511.486
Vehículos	34.925.175	5	2	20.955.105
Máquinas y herramientas	4.736.395	5	2,5	2.368.198
Hardware y software	8.065.839	5	2,5	4.032.919
TOTAL	**3.873.683.044**	**33.9**		**983.845.131**

Que a partir de los valores y supuestos anteriores se obtiene la base de capital bruta y neta y los montos de depreciación y rentabilidad que conformarán el requerimiento de ingresos

Rentabilidad y depreciación						
Concepto	**Año Base**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Base Bruta	3.873.683.044	4.429.153.303	4.713.044.602	4.999.000.048	5.291.078.021	5.589.511.006
Base Neta	983.845.131	1.273.209.723	1.410.535.498	1.540.789.773	1.667.899.681	1.791.897.672
inversiones		281.243.690	283.891.299	285.955.446	292.077.973	298.432.985
Depreciación (1)		137.505.416	146.565.525	155.701.171	164.968.064	174.434.994
Depreciación Acumulada	2.889.837.913	3.155.943.579	3.302.509.104	3.458.210.275	3.623.178.339	3.797.613.334
Rentabilidad (2)		109.674.214	122.226.979	134.200.016	145.732.996	157.003.683
Remuneración Capital (1)+(2)		**247.179.630**	**268.792.503**	**289.901.187**	**310.701.060**	**331.438.677**

Nota: no se muestra el cálculo del año 2017

Que es relevante indicar que, al considerarse el VDT de las instalaciones, el servicio que puede brindar la empresa se corresponde con los actuales indicadores de calidad. Como expresáramos supra, mayores niveles de calidad, requeriría cuantiosas inversiones y por ende un nivel tarifario mayor al resultante de este estudio.

Que los costos operativos fueron estimados bajo el supuesto de operación prudente y eficiente por parte de la empresa. Estos

costos deben ser tales que permitan realizar las actividades involucradas en la prestación del servicio de distribución: costos de operación y mantenimiento de la red (incluyen las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo), costos de comercialización (incluye los costos relativos a las tareas de lectura de medidores, facturación, cobro, atención al cliente y lucha antifraude) y costos de administración (engloba todos los costos relacionados con las actividades de apoyo o soporte a las otras actividades.

Que los costos de explotación iniciales así ajustados fueron proyectados en función de impulsores o drivers que explican habitualmente el comportamiento de estos costos. Como impulsor se consideró la tasa de crecimiento de clientes. Con el fin de incluir la posibilidad de economías de escala se supuso que no todos los componentes de los costos de explotación crecen al mismo ritmo que el mercado (al menos durante el horizonte de análisis). Tal es el caso de los costos de estructura central de la empresa. Por ello algunos componentes se mantuvieron constantes durante el período. Estos componentes corresponden a los costos de las diferentes gerencias (distribución, comercialización, gerencia general, directorio, RRHH, legales, RRII, Compras, Finanzas, Tesorería, publicidad) toda vez que se entiende que el dimensionamiento actual es suficiente para cubrir el crecimiento de la demanda en los próximos años.

Que en consecuencia los costos de explotación proyectados para el período son los siguientes:

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022
Costos Explotación (MT+BT) con sendero de eficiencia	212.655.188	220.892.241	229.235.767	237.895.107	246.882.254
Otros costos de explotación	30.174.575	30.608.577	31.048.188	31.504.440	31.977.963
Costos Comerciales	79.185.773	81.541.186	83.927.045	86.403.212	88.973.117
Costos Administración	48.192.356	49.382.819	50.588.669	51.840.163	53.139.032
Totales	**370.207.893**	**382.424.822**	**394.799.669**	**407.642.922**	**420.972.367**

Que en consecuencia, los ingresos requeridos para la prestación del servicio por parte de la empresa (depreciación, rentabilidad sobre el capital y costos operativos) resultantes son:

Requerimiento de ingresos ($)						
Componente	**Valor Presente**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Remuneración Capital	1.122.933.628	247.179.630	268.792.503	289.901.187	310.701.060	331.438.677
Rentabilidad	517.315.826	109.674.214	122.226.979	134.200.016	145.732.996	157.003.683
Depreciación	605.617.802	137.505.416	146.565.525	155.701.171	164.968.064	174.434.994
OPEX	1.542.860.054	370.207.893	382.424.822	394.799.669	407.642.922	420.972.367
Costos Explotación	1.016.844.403	242.829.763	251.500.817	260.283.955	269.399.547	278.860.218
Costos Comerciales	328.114.186	79.185.773	81.541.186	83.927.045	86.403.212	88.973.117
Costos Administración	197.901.465	48.192.356	49.382.819	50.588.669	51.840.163	53.139.032
Total	**2.665.793.682**	**617.387.523**	**651.217.325**	**684.700.856**	**718.343.982**	**752.411.044**

Que debido a que el ingreso requerido no incluye los impuestos directos que impactan sobre la facturación, es que se escala este ingreso por un factor de grossing-up que refleja el impacto de estos impuestos. Se analizó el factor propuesto por la empresa, encontrándoselo adecuado, por lo que el factor resultante es igual a 1,0128 (1/0,9874). En consecuencia, el ingreso requerido, en términos de valor presente, es:

VAD sin grossing-up ($ valor presente)	2.665.793.682
factor grossing-up	1,0128
VAD con grossing-up ($ valor presente)	**2.699.811.304**

Que en cuanto a la estimación de la tasa de rentabilidad, si bien la empresa, en sus presentaciones empleó el método WACC con información a partir del mercado de EEUU, procediendo luego a la internacionalización mediante el empleo del componente de riesgo país, los criterios empleados en cada estimación difieren considerablemente de una estimación a otra. Al respecto, se considera que las estimaciones realizadas adolecen de una serie de deficiencias. En particular, en la última presentación realizada por la empresa se considera que: es incorrecto considerar el beta del sector power (empresas generadoras no reguladas) debiendo considerarse el beta de utilities (empresas reguladas al igual que EC SAPEM); que para el cálculo de la prima de riesgo se debe considerar iguales períodos de análisis tanto para la determinación del rendimiento del mercado como de los bonos y no períodos diferentes; finalmente, en el benchmarking financiero no se deben incluir empresas generadoras (Albanesi), que por ser desregulada no es comparable con EC SAPEM, pudiendo sí incluirse otras (Edenor y Pampa, ésta última percibe aproximadamente el 50% de sus ingresos de actividades reguladas). Este último propone una tasa de rentabilidad real antes de impuestos de 11,96%.

Que nuestra consultora en su estudio para la determinación de la tasa de rentabilidad emplea también el método WACC a partir de información del mercado de capitales de EEUU, para luego convertirlo a la economía argentina. Al respecto, este cálculo corrige las deficiencias en que incurre el estudio de la empresa y que fueran señaladas en el párrafo anterior.

Que en la supra mencionada presentación de la empresa, solicitó que en la metodología para el cálculo de la tasa de rentabilidad mediante el método WACC se considere información del mercado local.

Que esta presentación adolece de algunas deficiencias y existen criterios que no se consideran adecuados. Así, es un error considerar en el cálculo del beta doméstico empresas no reguladas como Central Costanera y Central Puerto que son empresas generadoras, siendo sólo

posible de incluir en el cálculo el beta de Edenor (empresa regulada al igual que EC SAPEM). Se destaca particularmente, lo limitado de la información del mercado local para la aplicación de este procedimiento, ya que sólo se puede considerar a Edenor, por lo que a priori no podría considerarse como una muestra con significatividad estadística.

Que por otro lado, para el cálculo de la prima por riesgo de mercado debería haber considerado información de igual período tanto para el rendimiento del mercado como de los bonos. Más específicamente, consideró información de 2016-2018 para el rendimiento de los bonos argentinos cuando en realidad debería haber considerado información del período 2003-2017 al igual que el rendimiento del mercado. Para el cálculo de este rendimiento de los bonos, de acuerdo a la metodología propuesta por la empresa, deben sumarse el rendimiento de los bonos a 30 años del tesoro de los EEUU, la prima por riesgo país medida mediante el EMBI+ Argentina y el riesgo devaluatorio medido por la variación anual del tipo de cambio. Al considerar los valores de estas variables para el período 2003-2017 se tiene el siguiente cuadro:

	EMBI+ Argentina	Variación tipo de cambio (%)	UST30	Total (%)
2003	55,57	-13,1%	4,96	47,5%
2004	52,19	1,7%	4,96	58,8%
2005	26,87	1,8%	4,96	33,6%
2006	3,43	1,0%	4,96	9,4%
2007	3,21	2,8%	4,96	11,0%
2008	8,52	9,7%	4,96	23,1%
2009	11,92	10,0%	4,96	26,9%
2010	6,81	4,6%	4,96	16,4%
2011	6,68	8,2%	4,96	19,9%
2012	9,90	14,3%	4,96	29,1%
2013	10,67	32,6%	4,96	48,2%
2014	7,86	31,1%	4,96	43,9%
2015	5,89	52,5%	4,96	63,3%
2016	4,82	21,9%	4,96	31,6%
2017	4,17	17,4%	4,96	26,5%
Promedio	**14,57**	**13,1%**	**4,96**	32,6%
Nota: el tipo de cambio considerado es el publicado por el BCRA, vendedor, a fin de año				
Fuentes: Ambitoweb, BCRA, Federal Reserve				

Que en consecuencia, la prima de riesgo de mercado debería ser, según esta metodología, de 6,87% (en lugar de 16,04% propuesto por la Empresa) según se muestra en el siguiente cuadro:

Concepto	Propuesta empresa	reestimación
Rendimiento de Mercado	39,50%	39,50%
Rendimiento libre de riesgo	23,46%	32,63%
Prima de riesgo de mercado	**16,04%**	**6,87%**

Que respecto al costo del endeudamiento se han considerado las tasas por préstamos a 90 y más días de plazo publicadas por el BCRA. Los valores más recientes disponibles (noviembre 2017) son los siguientes:

Préstamos a tasa de interés fija o repactable de moneda nacional - Sector privado no financiero - Sector privado (%)	
Otros préstamos	25,07
Documentos a sola firma	23,94
Promedio	**24,51**
Fuentes: BCRA	

Que nuestra consultora indica que la proyección de inflación del Ministerio de Hacienda incluida dentro del presupuesto 2018, remitido al Congreso en septiembre de 2017, fija una proyección de inflación de 15.7%. Por su parte, el Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) de diciembre de 2017 elaborado por el BCRA sitúa la proyección de inflación en 17.4%. Si se promedian ambas proyecciones se tiene una inflación proyectada de 16.55%. Esta proyección de inflación se considera tanto para convertir la tasa de términos nominales a reales, como para su inclusión (con el fin de mantener la metodología propuesta por la Empresa) en el cálculo de la tasa libre de riesgo de Argentina. De esta manera, la tasa libre de riesgo para Argentina sería la que surge de los siguientes valores:

riesgo país + ust 30	7,34%
inflación (promedio Hacienda y REM)	16,55%
tipo cambio enero 2018	18,65
tipo cambio dic 2018 (estimado de acuerdo a metodología propuesta por la Empresa)	21,74
Tasa libre de riesgo	**25,1%**

Que en consecuencia de estos ajustes a la metodología propuesta por la Empresa, se determina que la tasa resultante es de 8,66% real antes de impuestos.

Que si bien se trata en ambos casos (nacionalización de la WACC obtenida con información del mercado de EEUU y WACC obtenida con información del mercado local) de metodologías aceptables tanto del punto de vista teórico como de la práctica regulatoria, en esta ocasión es conveniente considerar la tasa obtenida mediante información del mercado local, es decir, una tasa de 8.66% real antes de impuestos. Ello como consecuencia de que la empresa no se encuentra actualmente en condiciones de acceder al mercado de bonos nominados en dólares.

Que por otro lado, se ha considerado pertinente incorporar la tarifa por servicio de peaje al cuadro tarifario. Ello significa que los ingresos tarifarios del peaje se han adicionado a los ingresos de clientes cautivos para lograr el cierre con el requerimiento de ingresos.

Que en lo que se refiere a los cargos fijos de la categoría residencial y general se determinaron nuevos valores en función de los costos comerciales de facturación y atención comercial. Para ello se estimó el costo mensual por cliente de pequeñas demandas (residencial) a partir del costo anual de los diferentes componentes de los costos de facturación (lectura de medidores, impresión y envío de facturas, cobranzas y gestión de saldos y morosidad) y de atención comercial (atención telefónica, en oficina comercial y otros medios) que surgen del estudio de la Empresa. En el caso de los clientes generales, se escaló el cargo resultante para la categoría residencial de forma tal de mantener la actual relación de cargos fijos entre clientes generales y residenciales. Toda esta metodología se aplicará de forma mensual en la tarifa. De esta forma se persigue como objetivo de política tarifaria que el impacto del cargo fijo en el total facturado a clientes residenciales y generales de bajos consumos no sea tan significativo.

Que debido a que los costos operativos proyectados previamente representan valores eficientes, no se incluye un factor de aplicación periódica destinado a estimular la eficiencia (según lo indicado en el parágrafo c) del art. 38 de la Ley de Energía Provincial N° 4834). El ajuste por eficiencia se aplica en su totalidad e inicialmente con el nuevo cuadro tarifario. Teniendo en cuenta la necesidad de que el facturado permita recuperar el monto de los impuestos directos, es que los cargos de abastecimiento son afectados por el factor de grossing up.

Que en base a los anteriores elementos, el incremento en los cargos VAD respecto de los aprobados en diciembre 2016 es de 56% aproximadamente, lo cual representaría un 26,7 % en la tarifa final.

Que dado que estructura de cargos propuesta por la empresa, implica un aumento tarifario adicional para estos clientes, se ha optado por mantener la redacción actual del Régimen Tarifario en lo concerniente a la categoría T3 (Grandes Demandas).

Que en lo que respecta a la categoría T4-Riego Agrícola, la propuesta de la Empresa solicita energizar «los Cargos por Potencia, que permitan obtener un marcado grado de estacionalidad; situación de suma importancia que requiere la actividad», resulta necesario ajustar los parámetros de forma tal que lo facturado a un cliente de riego agrícola sea idéntico, independientemente de si el cliente opta por la categoría T3 o T4; de forma tal que el producido tarifario sea el mismo para la empresa.

Que, por otro lado, se mantienen los cargos VAD por potencia contratada sólo en el caso de que la demanda registrada sea superior a la contratada y que, por último, se optó por mantener el cargo por potencia de abastecimiento existente.

Que además, para esta tarifa se establecen sólo valores en BT y MT, a fin de que sea consistente con las tarifas T3- Grandes Demandas.

Que, como consecuencia de estos cambios, la modificación al Régimen Tarifario en lo que respecta a la tarifa T4-Riego Agrícola se presenta en el Anexo III de la presente.

VI) RÉGIMEN y CUADRO TARIFARIO

Que, la adenda del contrato de concesión aprobada mediante Decreto Acuerdo N° 1660, establece en el art. 19: «El Régimen Tarifario, el Procedimiento para la determinación del Cuadro Tarifario y el Cuadro Tarifario serán revisados por primera vez a los Cinco (5) años del inicio de la Concesión, a partir de esa fecha cada Cinco (5) años…»

Que teniendo en cuenta ello y las demás normas del marco regulatorio aplicable, en cumplimiento de las facultades otorgadas, corresponde a este Organismo determinar el Régimen Tarifario, el Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario y el Cuadro Tarifario aplicable a los usuarios del servicio eléctrico de la Provincia para el próximo quinquenio, es decir 2018/2023.

Que el ANEXO I de la presente contiene el Cuadro Tarifario de aplicación para el período 2018/2023.

Que a fs. 1.616/1.643 obra informe de la Dirección de Tarifas y Costos del En.Re. según el cual procedió a realizar los cálculos del Cuadro Tarifario aplicable en el próximo quinquenio, señalando que: «Teniendo en cuenta

que el Ministerio de Energía y Minería de la Nación mediante Resolución Nº 1091/2017, comunicado por CAMMESA y publicados en el sistema MEMNET, estableció los precios estabilizados de la Energía con vigencia 1º de Febrero de 2018 al 30 de Abril de 2018, se informa que los mismos fueron aplicados para la determinación del Cuadro Tarifario en cuestión. Cabe aclarar además que a la fecha, CAMMESA no realizó la publicación correspondiente a la Reprogramación Trimestral Definitiva del período Febrero-Abril 2018, por lo que para la determinación de los cargos fijos de Transporte del período Febrero – Abril 2018, como también del ajuste N-2, se tomaron los mismos valores aplicados en el período Diciembre 2017 – Enero 2018, los cuales deberán ser ajustados en el próximo trimestre.» Dado ello, eleva el Cuadro Tarifario para el Período Febrero 2018 – Abril 2018.

Que el ANEXO II contiene el Cuadro Tarifario para el Período Febrero 2018 – Abril 2018.

Que a fs. 1.644 obra el pertinente Dictamen Legal.

Que el Directorio del Ente Regulador de Servicios Públicos y Otras Concesiones, se encuentra facultado para el dictado de la presente, en virtud de lo establecido por el artículo 39° y 41° y concordantes de la ley N° 4834 y artículo 4° inc. 5) y 32) de la ley N° 4836.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE REGULADOR DE SERVICIOS PÚBLICOS Y OTRAS CONCESIONES RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Aprobar como valores máximos del Cuadro Tarifario aplicable en el segundo quinquenio de la concesión del servicio eléctrico, los que figuran en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente resolución y con aplicación en el período 01 DE FEBRERO 2018 al 31 DE ENERO DE 2023.

ARTÍCULO 2°.- Aprobar como valores máximos del Cuadro Tarifario, correspondientes al período Febrero-Abril/2.018, en el cuales se incorpora los precios estacionales del MEM aprobados por Resolución MEyM N° 1091/17, los que figuran en el ANEXO II, que forma parte integrante de la presente resolución y cuya validez rige a partir de las cero (0) horas del día 01 de Febrero de 2.018 o su publicación, si ésta fuera posterior.

ARTÍCULO 3°.- Aprobar las modificaciones al Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario (Subanexo II del Contrato de Concesión), el cual quedará redactado según el ANEXO III de la presente.

ARTÍCULO 4°.- Aprobar la modificación en la Tarifa T-4, Riego Agrícola que se incorpora al Régimen Tarifario – Normas de Aplicación del Régimen Tarifario (Subanexo I del Contrato de Concesión), y que como ANEXO IV se incorpora a la presente y forma parte integrante de la misma.

ARTÍCULO 5°.- Ordenar a la E.C. S.A.P.E.M. la publicación del Cuadro Tarifario que se aprueba mediante la presente en, por lo menos, dos (2) medios locales de comunicación masiva y dentro de las cuarenta y ocho (48) hs. de notificada la presente.-

ARTÍCULO 6°.- Comuníquese al Poder Ejecutivo Provincial.

ARTÍCULO 7°.- Notifíquese a EC S.A.P.E.M..

ARTÍCULO 8°.- Comuníquese a las partes intervinientes en la Audiencia Pública.

ARTÍCULO 9°.- Comuníquese, publíquese, remítase al Registro Oficial y archívese.

Dr. Augusto César Acuña
Presidente Directorio
Ente Regulador de Servicios
Públicos y Otras Concesiones

CPN. Rosa Mabel Sarquís
Vocal Directorio
Ente Regulador de Servicios
Públicos y Otras Concesiones

Dr. Miguel Angel R. Dahbar
Vocal Directorio
Ente Regulador de Servicios
Públicos y Otras Concesiones

Referencia:

1 Parágrafo c) del art. 38 de la Ley de Energía Provincial Nº 4834.

2 Incluye conexiones de clientes nuevos pero excluye reconexiones de servicio.

3 Por considerarse que los actuales parámetros tarifarios que reflejan el comportamiento de las curvas de carga de los clientes mantienen su validez para este estudio.

4 Parágrafo c) del art. 38 de la Ley de Energía Provincial Nº 4834.

ANEXO I

CUADRO TARIFARIO INICIAL SEGUNDO QUINQUENIO DE LA CONCESION

LOS VALORES INDICADOS SOLO INCLUYEN EL IMPUESTO SOBRE LOS IIBB, NO INCLUYEN IMPUESTOS NACIONALES, NI MUNICIPALES , Y CONSTITUYEN VALORES MAXIMOS DENTRO DEL CUAL LA DISTRIBUIDORA FACTURARA A SUS USUARIOS, ESTABLECIDOS EN LA LEGISLACION VIGENTE.

TARIFA PEQUEÑAS DEMANDAS			
T1-R	**USO RESIDENCIAL**	**UNIDAD**	
	Consumo < 10KW con Ahorro > 20%		
	Cargo fijo	$/MES	23,24
	Cargo variable por consumo de energia	$/KWh.	0,5799
	Resto		
	Cargo fijo	$/MES	23,24
	Cargo variable por consumo de energia	$/KWh.	0,5799
	TARIFA SOCIAL	**UNIDAD**	
	BASE=150 kWh/mes		
	Consumo <=BASE		
	Cargo Fijo	$/MES	23,24
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh.	0,5799
	Consumo > 150 Kw h/mes y <=300 Kw h/mes sin Ahorro		
	Cargo Fijo	$/MES	23,24
	Cargo variable p/los primeros 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799
	Cargo variable p/excedente de 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799
	Consumo > 150 Kw h/mes y <=300 Kw h/mes con Ahorro >20%		
	Cargo Fijo	$/MES	23,24
	Cargo variable p/los primeros 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799
	Cargo variable p/excedente de 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799
	Consumo > 300 Kw h/mes sin Ahorro		
	Cargo Fijo	$/MES	23,24
	Cargo variable p/los primeros 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799
	Cargo variable para > 150 Kw h/mes y <= 300 KWH/mes	$/KWh.	0,5799
	Cargo variable p/excedente de 300 Kw h/mes	$/KWh.	0,5799
	Consumo > 300 Kw h/mes con Ahorro > 20%		
	Cargo Fijo	$/MES	23,24
	Cargo variable p/los primeros 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799
	Cargo variable para > 150 Kw h/mes y <= 300 KWH/mes	$/KWh.	0,5799
	Cargo variable p/excedente de 300 Kw h/mes	$/KWh.	0,5799
	ELECTRODEPENDIENTES	**UNIDAD**	
	Cargo Fijo	$/MES	23,24
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh.	0,5799
T1 - G	**USO GENERAL**	**UNIDAD**	
	Cargo Fijo	$/MES	29,44
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh.	0,7115
T1 - AP	**ALUMBRADO PUBLICO**	**UNIDAD**	
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh.	0,7549
T2	**MEDIANAS DEMANDAS**	**UNIDAD**	
	Por capacidad de Suministro Contratada	$/KW-MES	165,68
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh	0,0000
	Cargo Fijo	$/MES	90,27

	TARIFA GRANDES DEMANDAS DEMANDAS			
T3	**GRANDES DEMANDAS CON CONSUMOS MENORES A 300 KW**			
	Nivel de Tensión de Suministro:		**BT**	**MT**
		UNIDAD		
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico	$/KW-MES	248,56	99,20
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico	$/KW-MES	151,69	115,37
	Cargo Fijo	$/MES	456,87	468,75
	Cargo Variable por Consumo de Energía			
	Período Horas Punta	$/KWh.	0,0000	0,0000
	Período Horas Resto	$/KWh.	0,0000	0,0000
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	0,0000	0,0000
	Por Consumo de Energía Reactiva			
	Recargo por cada centésimo de Tg> 0,62 por la			
	energía reactiva en exceso del 62% de la E. Activa	%		
T4	**RIEGO AGRICOLA CON CONSUMOS MENORES A 300 KW**			
	Nivel de Tensión de Suministro:		**BT**	**MT**
		UNIDAD		
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico MEM	$/KW-MES	0,00	0,00
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico Exced.	$/KW-MES	259,45	100,92
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico Exced.	$/KW-MES	161,20	117,48
	Cargo Fijo	$/MES	456,87	468,75
	Cargo Variable por Consumo de Energía			
	Período Horas Punta	$/KWh.	1,3413	0,4636
	Período Horas Resto	$/KWh.	1,3413	0,4636
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	1,3413	0,4636
	Por Consumo de Energía Reactiva			
	Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,85	$/kVAR		
	Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,95	$/kVAR		
T3	**GRANDES DEMANDAS CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW**			
	Nivel de Tensión de Suministro:		**BT**	**MT**
		UNIDAD		
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico	$/KW-MES	248,56	99,20
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico	$/KW-MES	151,69	115,37
	Cargo Fijo	$/MES	456,87	468,75
	Cargo Variable por Consumo de Energía			
	Período Horas Punta	$/KWh.	0,0000	0,0000
	Período Horas Resto	$/KWh.	0,0000	0,0000
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	0,0000	0,0000
	Por Consumo de Energía Reactiva			
	Recargo por cada centésimo de Tg> 0,62 por la			
	energía reactiva en exceso del 62% de la E. Activa	%		
T4	**RIEGO AGRICOLA CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW**			
	Nivel de Tensión de Suministro:		**BT**	**MT**
		UNIDAD		
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico MEM	$/KW-MES	0,00	0,00
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico Exced.	$/KW-MES	259,45	100,92
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico Exced.	$/KW-MES	161,20	117,48
	Cargo Fijo	$/MES	456,87	468,75
	Cargo Variable por Consumo de Energía			
	Período Horas Punta	$/KWh.	1,3413	0,4636
	Período Horas Resto	$/KWh.	1,3413	0,4636
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	1,3413	0,4636
	Por Consumo de Energía Reactiva			
	Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,85	$/kVAR		
	Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,95	$/kVAR		

Tarifa	SERVICIO DE REHABILITACION	UNIDAD	
	Por cada servicio interrumpido por f. de pago		
T1 - R	Residencial	$	40,27
T1 - G	General	$	252,78
T1 - AP	Alumbrado Público	$	252,78
T2	Medianas Demandas	$	644,40
T3	Grandes Demandas	$	644,40

CARGOS POR DERECHOS DE CONEXION	UNIDAD	
Conexiones comunes por usuario.		
Aéreas Monofásicas	$	483,74
Subterráneas Monofásicas	$	1209,54
Aéreas Trifásicas	$	928,32
Subterráneas Trifásicas	$	2329,78
Conexiones especiales por usuario.		
Aéreas Monofásicas	$	1226,21
Subterráneas Monofásicas	$	3527,09
Aéreas Trifásicas	$	2268,05
Subterráneas Trifásicas	$	4282,97

PE	PEAJE	Por Cap. de Suministro Cont. en Hs.Pico	Por Cap. de Suministro Cont. en Hs. F. de Pico	Cargo Fijo	Período Horas Punta	Período Horas Resto	Período Horas Valle Nocturno
	T3BT <300Kw	248,56	151,69	456,87	0,1826	0,1744	0,1661
	T3MT <300Kw	99,20	115,37	468,75	0,0608	0,0580	0,0553
	T3BT >300Kw	248,56	151,69	456,87	0,2331	0,2224	0,2118
	T3MT >300Kw	99,20	115,37	468,75	0,0776	0,0740	0,0705
	T4BT	259,45	161,20	456,87	1,5744	1,5637	1,5531
	T4MT	100,92	117,48	468,75	0,5411	0,5376	0,5340

ANEXO II

CUADRO TARIFARIO FEBRERO 2018 - ABRIL 2018

LOS VALORES INDICADOS SOLO INCLUYEN EL IMPUESTO SOBRE LOS IIBB, NO INCLUYEN IMPUESTOS NACIONALES, NI MUNICIPALES , Y CONSTITUYEN VALORES MAXIMOS DENTRO DEL CUAL LA DISTRIBUIDORA FACTURARA A SUS USUARIOS, ESTABLECIDOS EN LA LEGISLACION VIGENTE.

TARIFA PEQUEÑAS DEMANDAS					
T1-R	**USO RESIDENCIAL**	**UNIDAD**	**VAD**	**MEM**	**TOTAL**
	Consumo < 10KW con Ahorro > 20%				
	Cargo fijo	$/MES	23,24	36,42	**59,66**
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh.	0,5799	1,1441	**1,7240**
	Resto				
	Cargo fijo	$/MES	23,24	36,42	**59,66**
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh.	0,5799	1,2636	**1,8435**
	TARIFA SOCIAL	**UNIDAD**	**VAD**	**MEM**	**TOTAL**
	BASE=150 kWh/mes				
	Consumo <=BASE				
	Cargo Fijo	$/MES	23,24	20,35	**43,59**
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh.	0,5799	0,0000	**0,5799**
	Consumo > 150 Kw h/mes y <=300 Kw h/mes sin Ahorro				
	Cargo Fijo	$/MES	23,24	20,35	**43,59**
	Cargo variable p/los primeros 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799	0,0000	**0,5799**
	Cargo variable p/excedente de 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799	0,6739	**1,2538**
	Consumo > 150 Kw h/mes y <=300 Kw h/mes con Ahorro >20%				
	Cargo Fijo	$/MES	23,24	20,35	**43,59**
	Cargo variable p/los primeros 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799	0,0000	**0,5799**
	Cargo variable p/excedente de 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799	0,6135	**1,1934**
	Consumo > 300 Kw h/mes sin Ahorro				
	Cargo Fijo	$/MES	23,24	20,35	**43,59**
	Cargo variable p/los primeros 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799	0,0000	**0,5799**
	Cargo variable para > 150 Kw h/mes y <= 300 KWH/mes	$/KWh.	0,5799	0,6739	**1,2538**
	Cargo variable p/excedente de 300 Kw h/mes	$/KWh.	0,5799	1,2779	**1,8579**
	Consumo > 300 Kw h/mes con Ahorro > 20%				
	Cargo Fijo	$/MES	23,24	20,35	**43,59**
	Cargo variable p/los primeros 150Kw h/mes	$/KWh.	0,5799	0,0000	**0,5799**
	Cargo variable para > 150 Kw h/mes y <= 300 KWH/mes	$/KWh.	0,5799	0,6135	**1,1934**
	Cargo variable p/excedente de 300 Kw h/mes	$/KWh.	0,5799	1,1571	**1,7371**
	ELECTRODEPENDIENTES	**UNIDAD**	**VAD**	**MEM**	**TOTAL**
	Cargo Fijo	$/MES	23,24	20,35	**43,59**
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh.	0,5799	0,0000	**0,5799**
T1 - G	**USO GENERAL**	**UNIDAD**	**VAD**	**MEM**	**TOTAL**
	Cargo Fijo	$/MES	29,44	161,58	**191,02**
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh.	0,7115	1,2694	**1,9809**
T1 - AP	**ALUMBRADO PUBLICO**	**UNIDAD**	**VAD**	**MEM**	**TOTAL**
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh.	0,7549	1,3130	**2,0679**
T2	**MEDIANAS DEMANDAS**	**UNIDAD**	**VAD**	**MEM**	**TOTAL**
	Por capacidad de Suministro Contratada	$/KW-MES	165,68	16,41	**182,09**
	Cargo variable por consumo de energía	$/KWh	0,0000	1,0422	**1,0422**
	Cargo Fijo	$/MES	90,27	0,00	**90,27**

TARIFA GRANDES DEMANDAS DEMANDAS								
T3	GRANDES DEMANDAS CON CONSUMOS MENORES A 300 KW							
	Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión			Media Tensión		
		UNIDAD	VAD	MEM	TOTAL	VAD	MEM	TOTAL
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico	$/KW-MES	248,56	18,21	**266,77**	99,20	16,99	**116,19**
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico	$/KW-MES	151,69	0,00	**151,69**	115,37	0,00	**115,37**
	Cargo Fijo	$/MES	456,87	0,00	**456,87**	468,75	0,00	**468,75**
	Cargo Variable por Consumo de Energía							
	Período Horas Punta	$/KWh.	0,0000	1,3372	**1,3372**	0,0000	1,2153	**1,2153**
	Período Horas Resto	$/KWh.	0,0000	1,2768	**1,2768**	0,0000	1,1604	**1,1604**
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	0,0000	1,2165	**1,2165**	0,0000	1,1056	**1,1056**
	Por Consumo de Energía Reactiva							
	Recargo por cada centésimo de Tg> 0,62 por la							
	energía reactiva en exceso del 62% de la E. Activa	%			1,5			0,01
T4	RIEGO AGRICOLA CON CONSUMOS MENORES A 300 KW							
	Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión			Media Tensión		
		UNIDAD	VAD	MEM	TOTAL	VAD	MEM	TOTAL
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico MEM	$/KW-MES	0,00	20,96	**20,96**	0,00	17,29	**17,29**
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico Exced.	$/KW-MES	259,45	0,00	**259,45**	100,92	0,00	**100,92**
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico Exced.	$/KW-MES	161,20	0,00	**161,20**	117,48	0,00	**117,48**
	Cargo Fijo	$/MES	456,87	0,00	**456,87**	468,75	0,00	**468,75**
	Cargo Variable por Consumo de Energía							
	Período Horas Punta	$/KWh.	1,3413	1,3372	**2,6785**	0,4636	1,2153	**1,6789**
	Período Horas Resto	$/KWh.	1,3413	1,2768	**2,6181**	0,4636	1,1604	**1,6240**
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	1,3413	1,2165	**2,5578**	0,4636	1,1056	**1,5692**
	Por Consumo de Energía Reactiva							
	Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,85	$/kVAR			0,01			
	Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,95	$/kVAR			0,01			
T3	GRANDES DEMANDAS CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW							
	Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión			Media Tensión		
		UNIDAD	VAD	MEM	TOTAL	VAD	MEM	TOTAL
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico	$/KW-MES	248,56	18,21	**266,77**	99,20	16,99	**116,19**
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico	$/KW-MES	151,69	0,00	**151,69**	115,37	0,00	**115,37**
	Cargo Fijo	$/MES	456,87	0,00	**456,87**	468,75	0,00	**468,75**
	Cargo Variable por Consumo de Energía							
	Período Horas Punta	$/KWh.	0,0000	1,7067	**1,7067**	0,0000	1,5511	**1,5511**
	Período Horas Resto	$/KWh.	0,0000	1,6287	**1,6287**	0,0000	1,4802	**1,4802**
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	0,0000	1,5508	**1,5508**	0,0000	1,4094	**1,4094**
	Por Consumo de Energía Reactiva							
	Recargo por cada centésimo de Tg> 0,62 por la							
	energía reactiva en exceso del 62% de la E. Activa	%			1,5			0,01
T4	RIEGO AGRICOLA CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW							
	Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión			Media Tensión		
		UNIDAD	VAD	MEM	TOTAL	VAD	MEM	TOTAL
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico MEM	$/KW-MES	0,00	20,96	**20,96**	0,00	17,29	**17,29**
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico Exced.	$/KW-MES	259,45	0,00	**259,45**	100,92	0,00	**100,92**
	Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico Exced.	$/KW-MES	161,20	0,00	**161,20**	117,48	0,00	**117,48**
	Cargo Fijo	$/MES	456,87	0,00	**456,87**	468,75	0,00	**468,75**
	Cargo Variable por Consumo de Energía							
	Período Horas Punta	$/KWh.	1,3413	1,7067	**3,0480**	0,4636	1,5511	**2,0147**
	Período Horas Resto	$/KWh.	1,3413	1,6287	**2,9700**	0,4636	1,4802	**1,9438**
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	1,3413	1,5508	**2,8921**	0,4636	1,4094	**1,8730**
	Por Consumo de Energía Reactiva							
	Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,85	$/kVAR			0,01			
	Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,95	$/kVAR			0,01			

Tarifa	SERVICIO DE REHABILITACION	UNIDAD	VAD	MEM	TOTAL
	Por cada servicio interrumpido por f. de pago				
T1 - R	Residencial	$	40,27	0,00	**40,27**
T1 - G	General	$	252,78	0,00	**252,78**
T1 - AP	Alumbrado Público	$	252,78	0,00	**252,78**
T2	Medianas Demandas	$	644,40	0,00	**644,40**
T3	Grandes Demandas	$	644,40	0,00	**644,40**

CARGOS POR DERECHOS DE CONEXION	UNIDAD	TOTAL	MEM	TOTAL
Conexiones comunes por usuario.				
Aéreas Monofásicas	$	483,74	0,00	**483,74**
Subterráneas Monofásicas	$	1209,54	0,00	**1209,54**
Aéreas Trifásicas	$	928,32	0,00	**928,32**
Subterráneas Trifásicas	$	2329,78	0,00	**2329,78**
Conexiones especiales por usuario.				
Aéreas Monofásicas	$	1226,21	0,00	**1226,21**
Subterráneas Monofásicas	$	3527,09	0,00	**3527,09**
Aéreas Trifásicas	$	2268,05	0,00	**2268,05**
Subterráneas Trifásicas	$	4282,97	0,00	**4282,97**

PE	PEAJE						
		Por Cap. de Suministro Cont. en Hs.Pico	Por Cap. de Suministro Cont. en Hs. F. de Pico	Cargo Fijo	Período Horas Punta	Período Horas Resto	Período Horas Valle Nocturno
	T3BT <300Kw	**248,56**	**151,69**	**456,87**	**0,1826**	**0,1744**	**0,1661**
	T3MT <300Kw	**99,20**	**115,37**	**468,75**	**0,0608**	**0,0580**	**0,0553**
	T3BT >300Kw	**248,56**	**151,69**	**456,87**	**0,2331**	**0,2224**	**0,2118**
	T3MT >300Kw	**99,20**	**115,37**	**468,75**	**0,0776**	**0,0740**	**0,0705**
	T4BT	**259,45**	**161,20**	**456,87**	**1,5744**	**1,5637**	**1,5531**
	T4MT	**100,92**	**117,48**	**468,75**	**0,5411**	**0,5376**	**0,5340**

ANEXO III

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO

1. GENERALIDADES

1.1. El Cuadro Tarifario se calculará en base a:

a) El precio de compra de energía y potencia, los cargos de transporte y los pagos que se deben afrontar en el Mercado Eléctrico Mayorista por la participación de LA EMPRESA concesionaria en dicho mercado. Los valores que se permite trasladar a tarifa son exclusivamente los indicados en el presente Procedimiento.

b) Los costos propios de distribución con las actualizaciones que se indican en este Procedimiento y en el Contrato de Concesión y sus correspondientes addendas.

1.2. El Cuadro Tarifario será re-calculado en ocasión de la actualización de los precios del MEM y los costos propios de distribución. Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas de los usuarios finales y lo serán en la oportunidad y frecuencia que se indica a continuación.

Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad reconocidos y trasladables a tarifas son:

a) Variaciones trimestrales del precio estacional a Distribuidores calculado para el caso específico de Catamarca por el OED (CAMMESA o empresa que en el futuro la reemplace) , de acuerdo a los Procedimientos definidos por la Secretaría de Energía de la Nación;

b) Los costos propios de distribución serán actualizados de acuerdo a lo establecido en la Addenda al Contrato de Concesión (Subanexo II) aprobada por Dcto. Acdo. 1660/17. Los mismos se re-calcularán cada seis (6) meses y tendrán plena vigencia en los seis (6) meses siguientes a la fecha de actualización. Esta metodología comenzará a aplicarse a partir de la próxima actualización prevista en el Contrato de Concesión.

2. CÁLCULO DEL PRECIO DE LA POTENCIA Y DE LA ENERGIA A TRASLADAR A TARIFAS

2.1. Precio de la Potencia

PP ($ / kW.mes) = $POTREF + ($CFT + $GCA) / SUMPOTREF

Donde:

PP: Precio de abastecimiento de la potencia en el Mercado Mayorista a LA EMPRESA concesionaria a transferir a Tarifas expresado en $/kW.mes.

$POTREF: Precio de referencia de la Potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista de Distribuidores para las Tarifas de Usuarios Finales sancionado por la Secretaría de Energía de la Nación expresado en $/kW-mes.

Dado que el procedimiento que establece la Res. SE N° 326/94, determina que el precio de la potencia, se calcula en base a valores históricos de demanda, una vez concluido el trimestre, se relevarán los valores efectivamente obtenidos de demanda, se re-calculará el precio a transferir a la tarifa, y si la diferencia fuera superior al 5%, en más o en menos, se compensarán las diferencias en trimestre subsiguiente (n+2). Las diferencias a compensar se calcularán como producto de las diferencias de precios de la potencia, multiplicados por la suma de las máximas demandas de potencias del trimestre realizado; este monto de dinero se dividirá por la suma de las potencias de referencias previstas para el trimestre en el cual se compensarán las diferencias, utilizándose los valores publicados por CAMMESA; si se publica sólo el máximo de la potencia de referencia del trimestre, se utilizará este valor multiplicado por tres (3). Si de esta aplicación surgieran nuevas compensaciones, éstas no se volverán a compensar.

$CFT: Cargos por capacidades de redes de transporte en alta tensión establecido por CAMMESA en el trimestre de vigencia del cuadro tarifario en concepto de: i) costos de conexión y transformación en AT y Distros; ii) cargos por capacidad y complementario en AT y Distros y iii) cánones de las j ampliaciones, siendo los valores a transferir a tarifa aquellos reconocidos por CAMMESA en las correspondientes programaciones trimestrales.

$GCA: Monto previsto a abonar a CAMMESA en el trimestre de vigencia del cuadro tarifario en concepto

de participación en los gastos e inversiones de CAMMESA de acuerdo a los valores determinados por CAMMESA en la programación trimestral

SUM POTREF: Suma de los máximos requerimientos mensuales al Mercado Eléctrico Mayorista de potencia declarados a CAMMESA por la EMPRESA CONCESIONARIA para el trimestre de vigencia del Cuadro Tarifario.

2.2. Precio de la Energía para cada tramo horario (horas de pico, valle y resto)

2.2.1. Precios de la Energía en el pico ($ / kWh)

Pep = [(Etp – Ecnp) / Etp] * (Pesp) + (Ecnp / Etp) * (Pcnp) + $CVGT/(Etp + Ecnp + Ega) + Pf

2.2.2. Precios de la Energía en el resto ($ / kWh)

Per = [(Etr – Ecnr) / Etr] * (Pesr) + (Ecnr / Etp) * (Pcnr) + $CVGT/(Etp + Ecnr + Ega) + Pf

2.2.3. Precios de la Energía en el valle ($ / kWh)

Pev = [(Etv - Ecnv) / Etv] * (Pesv) + (Ecnv / Etp) * (Pcnv) + $CVGT/(Etp + Ecnp + Ega)+ Pf

Donde:

Pep: Es el precio del abastecimiento de la energía en el horario «pico» a transferir a los usuarios, expresado en $/kWh.

Per: Es el precio del abastecimiento de la energía en el horas de «resto» a transferir a los usuarios, expresado en $/kWh.

Pev: Es el precio del abastecimiento de la energía en el horas de «valle» a transferir a los usuarios, expresado en $/kWh.

Pesp: Es el precio de la energía en el mercado estacional en horas de «pico» para Catamarca, aplicable a las tarifas de usuario final expresado en $/kWh. Podrá ser diferente entre categorías tarifarios, tipos de consumo y/o rangos de consumo.

Pesr: Es el precio de la energía en el mercado estacional en horas de «resto» para Catamarca, aplicable a las tarifas de usuario final expresado en $/kWh. Podrá ser diferente entre categorías tarifarios, tipos de consumo y/o rangos de consumo.

Pesv: Es el precio de la energía en el mercado estacional en horas de «valle» para Catamarca, aplicable a las tarifas de usuario final expresado en $/kWh. Podrá ser diferente entre categorías tarifarios, tipos de consumo y/o rangos de consumo.

Dado que el procedimiento que establece la Res. SE N° 326/94, determina que el precio de la energía, se calcula en base a valores históricos de demanda, una vez concluido el trimestre, se relevarán los valores efectivamente habidos de demanda, se recalculará el precio a transferir a la tarifa, y si la diferencia fuera superior al 5%, en más o en menos, se compensarán las diferencias en trimestre subsiguiente (n+2). Las diferencias a compensar se calcularán como producto de las diferencias de precios de la energía en cada período horario, multiplicados por demanda real, en cada horario, del trimestre realizado; este monto de dinero se dividirá por la energía prevista en cada período horario del trimestre en el cual se compensarán las diferencias, utilizándose para ello los valores publicados por CAMMESA.

Si de esta aplicación surgieran nuevas compensaciones, éstas no se volverán a compensar.

Pcnp: Precio reconocido para transferir a tarifas de los contratos celebrados por LA EMPRESA concesionaria, en el horario de pico, expresado en $/kwh.

Pcnr: Precio reconocido para transferir a tarifas de los contratos celebrados por LA EMPRESA concesionaria, en el horario resto, expresado en $/kwh.

Pcnv: Precio reconocido para transferir a tarifas de los contratos celebrados por LA EMPRESA concesionaria, en el horario de valle nocturno, expresado en $/kwh.

Los valores de Pcnp, Pcnr y Pcnv los determinará la AUTORIDAD DE APLICACION en base al siguiente procedimiento:

a) Por iniciativa de la EMPRESA concesionaria se llamará a concurso público para su abastecimiento de energía.

b) Serán requisitos básicos de la licitación: i) deberán presentarse un mínimo de tres (3) ofertas válidas; ii) se podrá ofertar sólo por precio de energía ya que, a los efectos del cálculo tarifario, se reconocerá como costo de abastecimiento de potencia el vigente en el mercado spot; iii) se deberá cotizar por un precio predeterminado de energía en horas pico, resto y valle; bajo ningún concepto el precio podrá estar sujeto a la variación de precios mayoristas calculados por CAMMESA; iv) si se ofertan distintos precios a lo largo de los trimestres del período en que se licita el abastecimiento, los mismos se actualizarán con una tasa fijada por la AUTORIDAD DE APLICACION, difundida previo al llamado a concurso; aquella oferta que resulte con un menor VAN será la escogida por la AUTORIDAD DE APLICACION.

LA EMPRESA concesionaria al solo efecto del reconocimiento del precio a transferir a tarifa; v) el período de abastecimiento no podrá excederse más allá de la fecha prevista por el Contrato de Concesión para la próxima e inmediata revisión tarifaria; vi) el concurso se realizará por cantidades ciertas.

c) Cada trimestre se compararán los valores obtenidos en la licitación con los precios estacionales calculados por CAMMESA y se calcularán los precios a reconocer en el cálculo tarifario; llámense a los precios calculados por CAMMESA Pesp, Pesr y Pesv, y a los valores obtenidos en la licitación Pelp, Pelr y Pelv; defínese para el primer período tarifario (5 años) a tol1 = 0,10; tol2 = 0,10; fcl = 0,80.

Si: $Pelp > Pesp * (1+tol2)$, entonces $Pcnp = Pesp * (1 + tol2 * fcl)$

Si: $Pelr > Pesr * (1+tol2)$, entonces $Pcnr = Pesr * (1+tol2 * fcl)$

Si: $Pelv > Pesv * (1+tol2)$, entonces $Pcnv = Pesv * (1+tol2 * fcl)$

Si: $Pelp \leq Pesp * (1+tol2)$ y $Pelp > Pesp$, entonces $Pcnp = Pesp + (Pelp-Pesp) * fcl$

Si: $Pelr \leq Pesr * (1+tol2)$ y $Pelr > Pesr$, entonces $Pcnr = Pesr + (Pelr-Pesr) * fcl$

Si: $Pelv \leq Pesv * (1+tol2)$ y $Pelv > Pesv$, entonces $Pcnv = Pesv + (Pelv-Pesv) * fcl$

Si: $Pelp \leq Pesp * (1+tol2)$ y $Pelp \geq Pesp * (1+tol1)$, entonces
$Pcnp = Pesp - (Pesp-Pelp)*fcl$

Si: $Pelr \leq Pesr * (1+tol2)$ y $Pelr \geq Pesr * (1+tol1)$, entonces $Pcnr = Pesr - (Pesr-Pelr)*fcl$

Si: $Pelv \leq Pesv * (1+tol2)$ y $Pelv \geq Pesv * (1+tol1)$, entonces
$Pcnv = Pesv - (Pesv-Pelv) * fcl$

Si: $Pelp < Pesp * (1+tol1)$, entonces $Pcnp = Pesp * (1-tol1 * fcl)$

Si: $Pelr < Pesr * (1+tol1)$, entonces $Pcnr = Pesr * (1-tol1 * fcl)$

Si $Pelv < Pesv * (1+tol1)$, entonces $Pcnv = Pesv * (1-tol1 * fcl)$

Etp: Previsión total de demanda de energía de LA EMPRESA concesionaria en el horario «pico» expresada en kWh/trimestre.

Etr: Previsión total de demanda de energía de LA EMPRESA concesionaria en horas de «resto» expresada en kWh/trimestre.

Etv: Previsión total de demanda de energía de LA EMPRESA concesionaria en horas de «valle» expresada en kWh/trimestre.

Ecnp: Energía contratada por LA EMPRESA concesionaria en horas de pico expresada en kwh/ trimestre.

Ecnr: Energía contratada por LA EMPRESA concesionaria en horas de resto expresada en kwh/ trimestre.

Ecnv: Energía contratada por LA EMPRESA concesionaria en horas de valle expresada en kwh/ trimestre.

Ega: Energía total generada en sistema aislado por la EMPRESA concesionaria expresada en kwh/trimestre.

Los valores de Ecnp, Ecnr y Ecnv corresponden a las cantidades ciertas del concurso realizado con el objeto de determinar los valores de Pcnp, Pcnr y Pcnv.

$CVGT: Es la suma de erogaciones que en el trimestre debe afrontar LA EMPRESA concesionaria en concepto de cargos variables de generación dispersa y de expansión del transporte nacional y regional, no reconocidos en los precios estacionales, expresados en $/trimestre.

Pf: Es el sobreprecio que debe erogar LA EMPRESA concesionaria al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por ley 24.065 expresado en $/kWh..

Los horarios en que deberán considerarse los tramos horarios denominados «pico», «resto», y «valle nocturno» serán los que determine la Secretaría de Energía de la Nación para las transacciones al nivel mayorista.

3.- CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

3.1.Categoría Pequeñas Demandas (R, G, AP)

3.1.1.Categoría Residencial

a) Sub - categoría Residencial excepto tarifa Social o Electrodependientes

El cargo fijo y el variable para la categoría se expresan de la siguiente manera:

CF R2 ($/mes) = PPM * FPPABT * K1R2 * KMR / GU + CFR

Donde:

CF R2: es el cargo fijo de la tarifa.

PPM: es el precio de la potencia en el MEM.

FPPABT: es el factor de pérdidas de potencia en baja tensión.

K1 R2: es la potencia asignada para la imputación de los costos mayoristas a la modalidad.

KMR: es el parámetro de ajuste al equilibrio de la sub-categoría.

CFR: es el cargo de imputación de los costos comerciales de facturación y atención comercial de la sub-categoría. Sujeto a reajuste.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

$$CV\ R2\ (\$/\ kWh.) = FPEABT * KMR * \sum_{i}^{pvr} PE_i * K3R2_i / GU + CVAR$$

Donde:

CV R2: es el cargo variable de la tarifa.

FPEABT: es el factor de pérdidas de energía para la baja tensión. PE_i: es el precio de la energía por banda horaria (pico, valle o resto)

$K3R2_i$: es el factor de participación del consumo de energía en cada banda de precios i de la subcategoría R

CVAR: es el cargo de imputación de los costos fijos asignados al cargo variable de la sub-categoría R. Sujeto a reajuste.

b) Sub - categoría Residencial tarifa Social y Electrodependientes

La tarifa está compuesta por un componente fijo y otro variable: CF R1 ($/mes) = PPM * FPPABT * K1R1 / GU + CFR

Donde:

CF R1: es el cargo fijo de la tarifa.

PPM: es el precio de la potencia en el MEM.

FPPABT: es el factor de pérdidas de potencia en baja tensión.

K1 R1: es la potencia asignada para la imputación de los costos mayoristas a la modalidad.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

CFR: es el cargo de imputación de los costos comerciales de facturación y atención comercial de la sub-categoría. Sujeto a reajuste.

$$CV\ R1\ (\$/kWh.) = FPEABT * \sum_{i}^{p,v,r} PE_i * K3R1_i\ / GU + CVAR$$

Donde:

CV R1: es el cargo variable de la tarifa

FPEABT: es el factor de pérdidas de energía para la baja tensión.

PE i: es el precio de la energía por banda horaria (pico, valle o resto).

K3R1i: es el factor de participación del consumo de energía en cada banda de precios i para cada modalidad 1 de la sub-categoría R.

CVAR: es el cargo de imputación de los costos fijos asignados al cargo variable de la sub-categoría R. Sujeto a reajuste.

3.1.2. Sub-categoría G-General

La tarifa está compuesta por un componente fijo y otro variable:

$$CF\ G2\ (\$\text{-mes}) = PPM * FPPABT * K1G2 * KMG / GU + CFG$$

Donde:

CF G2: es el cargo fijo de la tarifa.

PPM: es el precio de la potencia en el MEM.

FPPABT: es el factor de pérdidas de potencia en baja tensión

K1G2: es la potencia asignada para la imputación de los costos mayoristas a la modalidad.

KMG: es el parámetro de ajuste al equilibrio de la sub-categoría.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

CFG: es el cargo de imputación de los costos comerciales de facturación y atención comercial de la sub-categoría. Sujeto a reajuste.

$$CV\ G2\ (\$/\ kWh.) = FPEABT * \sum_{i}^{p,v,r} PE_i * K3G2_i / GU + CVG$$

Donde:

CVG2: es el cargo variable de la tarifa.

FPEABT: es el factor de pérdidas de energía para la baja tensión.

PE_i: es el precio de la energía por banda horaria (pico, valle o resto).

$K3G2_i$: es el factor de participación del consumo de energía en cada banda de precios i de la categoría G.
CVG: es el cargo de imputación de los costos fijos asignados al cargo variable de la categoría. Sujeto a reajuste.

3.1.3. Sub - categoría AP

Se define un cargo variable para el alumbrado público igual a:

$$CAP\ (\$/\ kWh.) = CCRap + K1ap * PPM * FPPABT / GU + GCOMEap + FPEABT * \sum_{i}^{vpr} [PE_i * K3ap_i] / GU$$

Donde:

CAP: es el cargo variable de la tarifa

CCRap: es el costo propio de distribución asignable a la tarifa. Sujeto a reajuste.

PPM: es el precio de la potencia en el MEM.

FPPABT: es el factor de pérdidas de potencia en baja tensión

FPEABT: es el factor de pérdidas de energía para la baja tensión.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

PE_i: es el precio de la energía por banda horaria (pico, valle o resto).

K1ap: es el coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios AP.

$K3ap_i$: participación del consumo de los usuarios de la categoría 1AP en las horas pico, valle y resto, respecto al total.

GCOMEap: es el costo de comercialización asignable a la tarifa 1AP. Sujeto a reajuste.

3.2. Cálculo Cuadro Tarifario Medianas Demandas (T2)

3.2.1. Cargos comerciales.

CFMD ($ / mes) = GCMD

Donde:

CFMD: es el cargo fijo mensual para medianas demandas.

GCMD: son los gastos de comercialización para medianas demandas. Sujeto a reajuste.

3.2.2. Cargos por potencia.

CPMD ($ / kW.) = CCRMD + K1MD * PPM * FPPABTMG / GU

Donde:

CPMD: es el cargo por potencia para medianas demandas.

CCRMD: es el costo de capacidad de redes para medianas demandas. Sujeto a reajuste.

K1MD: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T2.

PPM: es el precio de la potencia transferible.

FPPABTMG: es el factor de pérdida acumulada de potencia en baja tensión para medianas y grandes demandas.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

3.2.3. Cargos por energía.

$$CEMD\ (\$ / kWh.) = FPEABTMG * kcp_{MD} * \sum_{i}^{p,v,r} Pe_i * K3MDk / GU$$

Donde:

CEMD: es el cargo por energía para medianas demandas.

FPEABTMG: es el factor de pérdida acumulada de energía para mediana y grandes demandas en baja tensión.

Pe_i: es el precio de la energía transferible en horas pico, resto y valle.

$K3MD_i$: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en las horas pico, valle y resto, respecto al total.

kcp_{MD} : participación en el pico de carga de la categoría T2

3.3.Cálculo Tarifario Grandes Demandas (T3) Baja Tensión

3.3.1. Cargos comerciales

CFGDBT ($ /mes) = GCGDBT

Donde:

CFGDBT: es el cargo fijo mensual para grandes demandas baja tensión.

GCGDBT: son los gastos de comercialización para grandes demandas baja tensión. Sujeto a reajuste.

3.3.2.Cargo por potencia en punta.

CFPGDBT ($ / kW.) = CCRPGDBT + K1GDBT * PPM * FPPABTMG / GU

Donde:

CFPGDBT: es el cargo por potencia en horas pico para las grandes demandas en baja tensión.

CCRPGDBT: es el costo de desarrollo de redes en horas de pico para usuarios T3-BT. Sujeto a reajuste.

K1GDBT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T3-BT.

PPM: es el precio de la potencia transferible.

FPPABTMG: es el factor de pérdida acumulada de potencia en baja tensión para mediana y grandes demandas.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

3.3.3. Cargo por potencia fuera de punta.

CFFPGDBT ($ / kW.) = CCRFPGDBT

Donde:

CFFPGDBT: es el cargo por potencia en horas fuera de pico para las grandes demandas en baja tensión.

CCRFPGDBT: es el costo de desarrollo de redes fuera de pico para usuarios T3-BT. Sujeto a reajuste.

3.3.4.Cargos por energía.

CEPGDBT ($ / kWh.) = Pep * FPEABTMG / GU
CERGDBT ($ / kWh.) = Per * FPEABTMG / GU
CEVGDBT ($ / kWh.) = Pev * FPEABTMG / GU

Donde:

CEPGDBT: es el cargo por energía para grandes demandas en baja tensión en horas pico.

CERGDBT: es el cargo por energía para grandes demandas en baja tensión en horas resto.

CEVGDBT: es el cargo por energía para grandes demandas en baja tensión en horas valle.

FPEABTMG: es el factor de pérdida acumulada de energía en baja tensión para medianas y grandes demandas.

Pep: es el precio de la energía transferible en horas pico.

Per: es el precio de la energía transferible en horas resto.

Pev: es el precio de la energía transferible en horas valle.

3.4.Grandes Demandas (T3) Media Tensión

3.4.1.Cargos comerciales.

CFGDMT ($ / mes) = GCGDMT

Donde:

CFGDMT: es el cargo fijo mensual para grandes demandas media tensión.

GCGDMT: son los gastos de comercialización para grandes demandas media tensión. Sujeto a reajuste.

3.4.2.Cargo por potencia en punta.

CFPGDMT ($ / kW) = CCRPGDMT + K1GDMT * PPM * FPPAMT / GU

Donde:

CFPGDMT: es el cargo por potencia en horas pico para las grandes demandas en media tensión.

CCRPGDMT: es el costo de desarrollo de redes en horas pico para usuarios T3-MT. Sujeto a reajuste.

K1GDMT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T3-MT.

PPM: es el precio de la potencia transferible.

FPPAMT: es el factor de pérdida acumulada de potencia para media tensión.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

3.4.3.Cargo por potencia fuera de punta.

CFFPGDMT ($ / kW.) = CCRFPGDMT

Donde:

CFFPGDMT: es el cargo por potencia en horas fuera de pico para las grandes demandas en media tensión.

CCRFPGDMT: es el costo de desarrollo de redes fuera de pico para usuarios T3-MT. Sujeto a reajuste.

3.4.4.Cargos por energía.

CEPGDMT ($ / kWh.) = Pep * FPEAMT / GU
CERGDMT ($ / kWh.) = Per * FPEAMT / GU
CEVGDMT ($ / kWh.) = Pev * FPEAMT / GU

Donde:

CEPGDMT: es el cargo por energía para grandes demandas en media tensión en horas pico.

CERGDMT: es el cargo por energía para grandes demandas en media tensión en horas resto.

CEVGDMT: es el cargo por energía para grandes demandas en media tensión en horas valle.

FPEAMT: es el factor de pérdida acumulada de energía para media tensión.

Pep: es el precio de la energía transferible en horas pico.

Per: es el precio de la energía transferible en horas resto.

Pev: es el precio de la energía transferible en horas valle.

3.5.Tarifa Nº 4 Riego Agrícola- Baja Tensión

Se definen los siguientes cargos tarifarios:

3.5.1.Cargo comercial

CFRABT ($ / mes) = GCGDBT

Donde:

CFRABT: es el cargo fijo mensual para riego agrícola baja tensión.

GCGDBT: son los gastos de comercialización para grandes demandas baja tensión. Sujeto a reajuste.

3.5.2.Recargo por trasgresión de potencia contratada en punta.

CFPRABT ($ / kW.) = CCRPRABT

Donde:

CFPRABT: es el recargo por trasgresión de potencia contratada en horas pico para riego agrícola en baja tensión.

CCRPRABT: es el costo de desarrollo de redes en horas de pico para usuarios riego agrícola BT. Sujeto a reajuste.

3.5.3.Cargo por trasgresión de potencia contratada fuera de punta.

CFFPRABT ($ / kW.) = CCRFPRABT

Donde:

CFFPRABT: es el cargo por trasgresión de potencia contratada en horas fuera de pico para riego agrícola en baja tensión.

CCRFPRABT: es el costo de desarrollo de redes fuera de pico para riegro agrícola BT. Sujeto a reajuste.

3.5.4.Cargo por potencia en punta en el Mercado Mayorista.

CPRABT ($ / kW.) = K1RABT * PPM * FPPABTMG / GU

Donde:

CPRABT: es el cargo por potencia en horas pico en el Mercado Mayorista para riego agrícola en baja tensión.

K1RABT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios riego agrícola BT.

PPM: es el precio de la potencia transferible.

FPPABTMG: es el factor de pérdida acumulada de potencia en baja tensión para mediana y grandes demandas.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

3.5.5.Cargos por energía.

CEPRABT ($ / kWh.) = Pep * FPEABTMG / GU + 0,5* CCRFPRABT / K4FPRABT

CERRABT ($ / kWh.) = Per * FPEABTMG / GU + 0,5* CCRFPRABT / K4FPRABT

CEVRABT ($ / kWh.) = Pev * FPEABTMG / GU + 0,5* CCRFPRABT / K4FPRABT

Donde:

CEPRABT: cargo por energía para riego agrícola en baja tensión en horas pico.

CERRABT: cargo por energía para riego agrícola en baja tensión en horas de resto.

CEVRABT: cargo por energía para riego agrícola en baja tensión en horas de valle.

FPEABTMG: es el factor de pérdida acumulada de energía en baja tensión para mediana y grandes demandas.

Pep: es el precio de la energía transferible en horas pico.

Per: es el precio de la energía transferible en horas resto.

Pev: es el precio de la energía transferible en horas valle.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

CCRFPRABT: es el costo de desarrollo de redes fuera de pico para usuarios T4-BT. Sujeto a reajuste.

K4FPRABT: Factor para energizar los costos de capacidad atribuidos a los cargos por energía en baja tensión.

3.6. Tarifa Nº 4 Riego Agrícola- Media Tensión

Se definen los siguientes cargos tarifarios:

3.6.1.Cargo comercial

CFRAMT ($ / mes) = GCGDMT

Donde:

CFRAMT: es el cargo fijo mensual para riego agrícola media tensión.

GCGDMT: son los gastos de comercialización para grandes demandas media tensión. Sujeto a reajuste.

3.6.2.Recargo por trasgresión de potencia contratada en punta.

CFPRAMT ($ / kW.) = CCRPRAMT

Donde:

CFPRAMT: es el recargo por trasgresión de potencia contratada en horas pico para riego agrícola en media tensión.

CCRPRAMT: es el costo de desarrollo de redes en horas de pico para usuarios riego agrícola MT. Sujeto a reajuste.

3.6.3.Cargo por trasgresión de potencia contratada fuera de punta.

CFFPRAMT ($ / kW.) = CCRFPRAMT

Donde:

CFFPRAMT: es el cargo por trasgresión de potencia contratada en horas fuera de pico para riego agrícola en media tensión.

CCRFPRAMT: es el costo de desarrollo de redes fuera de pico para riegro agrícola MT. Sujeto a reajuste.

3.6.4.Cargo por potencia en punta en el Mercado Mayorista.

CPRAMT ($ / kW.) = K1RAMT * PPM * FPPAMT / GU

Donde:

CPRAMT: es el cargo por potencia en horas pico en el Mercado Mayorista para riego agrícola en media tensión.

K1RAMT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios riego agrícola MT.

PPM: es el precio de la potencia transferible.

FPPAMT: es el factor de pérdida acumulada de potencia en media tensión para mediana y grandes demandas.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

3.6.5.Cargos por energía.

CEPRAMT ($ / kWh.) = Pep * FPEAMT / GU + 0,5* CCRFPRAMT / K4FPRAMT

CERRAMT ($ / kWh.) = Per * FPEAMT / GU + 0,5* CCRFPRAMT / K4FPRAMT

CEVRAMT ($ / kWh.) = Pev * FPEAMT / GU + 0,5* CCRFPRAMT / K4FPRAMT

Donde:

CEPRAMT: cargo por energía para riego agrícola en media tensión en horas pico.

CERRAMT: cargo por energía para riego agrícola en media tensión en horas de resto.

CEVRAMT: cargo por energía para riego agrícola en media tensión en horas de valle.

FPEAMT: es el factor de pérdida acumulada de energía en media tensión para mediana y grandes demandas.

Pep: es el precio de la energía transferible en horas pico.

Per: es el precio de la energía transferible en horas resto.

Pev: es el precio de la energía transferible en horas valle.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

CCRFPRAMT: es el costo de desarrollo de redes fuera de pico para usuarios T4-MT. Sujeto a reajuste.

K4FPRAMT: Factor para energizar los costos de capacidad atribuidos a los cargos por energía en media tensión.

Tarifas de Peaje

3.7.Peaje T3-BT

3.7.1.Cargo Fijo BT

CFGDBT ($ / mes) = GCGDBT

CFGDBT: cargo fijo mensual para grandes demandas en baja tensión.

GCGDBT: gastos de comercialización para grandes demandas baja tensión. Sujeto a reajuste.

3.7.2.Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta BT

CFPGDBT ($ / kW.) = CCRPGDBT

CFPGDBT: es el cargo por potencia en horas pico para las grandes demandas en baja tensión

CCRPGDBT: costo de desarrollo de redes en horas de pico para usuarios T3 BT. Sujeto a reajuste.

3.7.3.Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta BT

CFFPGDBT ($ / kW.) = CCRFPGDBT

CFFPGDBT: cargo por potencia en horas fuera de pico para las grandes demandas en baja tensión

CCRFPGDBT: costo de desarrollo de redes de redes fuera de pico para usuarios T3-BT. Sujeto a reajuste.

3.7.4.Cargos Variables por energía BT

CEPGDBT ($ / kWh.) = Pep * (FPEABTMG-1) / GU

CERGDBT ($ / kWh.) = Per * (FPEABTMG-1) / GU

CEVGDBT ($ / kWh.) = Pev * (FPEABTMG-1) / GU

CEPGDBT: cargo por energía para peaje en baja tensión en horas pico.

CERGDBT: cargo por energía para peaje en baja tensión en horas resto.

CEVGDBT: cargo por energía para peaje en baja tensión en horas valle.

FPEABTMG: es el factor de pérdida acumulada de energía en baja tensión para mediana y grandes demandas.

Pep: es el precio de la energía transferible en horas pico.

Per: es el precio de la energía transferible en horas resto.

Pev: es el precio de la energía transferible en horas valle.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

3.8.Peaje T3-MT

3.8.1.Cargo Fijo MT

CFGDMT ($ / mes) = GCGDMT

CFGDMT: cargo fijo mensual para grandes demandas en media tensión.

GCGDMT: gastos de comercialización para grandes demandas media tensión. Sujeto a reajuste.

3.8.2.Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta MT

CFPGDMT ($ / kW.) = CCRPGDMT

CFPGDMT: es el cargo por potencia en horas pico para las grandes demandas en media tensión

CCRPGDMT: costo de desarrollo de redes en horas de pico para usuarios T3 MT. Sujeto a reajuste.

3.8.3.Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta MT

CFFPGDMT ($ / kW.) = CCRFPGDMT

CFFPGDMT: cargo por potencia en horas fuera de pico para las grandes demandas en media tensión

CCRFPGDMT: costo de desarrollo de redes de redes fuera de pico para usuarios T3-MT. Sujeto a reajuste.

3.8.4.Cargos Variables por energía MT

CEPGDMT ($ / kWh.) = Pep * (FPEAMT-1) / GU

CERGDMT ($ / kWh.) = Per * (FPEAMT-1) / GU

CEVGDMT ($ / kWh.) = Pev * (FPEAMT-1) / GU

CEPGDMT: cargo por energía para peaje en media tensión en horas pico.

CERGDMT: cargo por energía para peaje en media tensión en horas resto.

CEVGDMT: cargo por energía para peaje en media tensión en horas valle.

FPEAMT: es el factor de pérdida acumulada de energía en media tensión para mediana y grandes demandas.

Pep: es el precio de la energía transferible en horas pico.

Per: es el precio de la energía transferible en horas resto.

Pev: es el precio de la energía transferible en horas valle.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

3.9.Peaje T4. Riego Agrícola- BT

Se definen los siguientes cargos tarifarios:

3.9.1.Cargo comercial

CFRABT ($ / mes) = GCGDBT

Donde:

CFRABT: es el cargo fijo mensual para peaje riego agrícola baja tensión.

GCGDBT: son los gastos de comercialización para grandes demandas baja tensión. Sujeto a reajuste.

3.9.2.Recargo por trasgresión de potencia contratada en punta.

CFPRABT ($ / kW.) = CCRPRABT

Donde:

CFPRABT: es el recargo por trasgresión de potencia contratada en horas pico para peaje riego agrícola en baja tensión.

CCRPRABT: es el costo de desarrollo de redes en horas de pico para usuarios riego agrícola BT. Sujeto a reajuste.

3.9.3.Cargo por trasgresión de potencia contratada fuera de punta.

CFFPRABT ($ / kW.) = CCRFPRABT

Donde:

CFFPRABT: es el cargo por trasgresión de potencia contratada en horas fuera de pico para peaje riego agrícola en baja tensión.

CCRFPRABT: es el costo de desarrollo de redes fuera de pico para riegro agrícola BT. Sujeto a reajuste.

3.9.4.Cargos por energía.

CEPRABT ($ / kWh.) = Pep * (FPEABTMG – 1) / GU + 0,5 * CCRFPRABT / K4FPRABT

CERRABT ($ / kWh.) = Per * (FPEABTMG – 1) / GU + 0,5 * CCRFPRABT / K4FPRABT

CEVRABT ($ / kWh.) = Pev * (FPEABTMG – 1) / GU + 0,5 * CCRFPRABT / K4FPRABT

Donde:

CEPRABT: cargo por energía para peaje riego agrícola en baja tensión en horas pico.

CERRABT: cargo por energía para peaje riego agrícola en baja tensión en horas de resto.

CEVRABT: cargo por energía para peaje riego agrícola en baja tensión en horas de valle.

FPEABTMG: es el factor de pérdida acumulada de energía en baja tensión para mediana y grandes demandas.

Pep: es el precio de la energía transferible en horas pico.

Per: es el precio de la energía transferible en horas resto.

Pev: es el precio de la energía transferible en horas valle.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

CCRFPRABT: es el costo de desarrollo de redes fuera de pico para usuarios T4-BT. Sujeto a reajuste.

K4FPRABT: Factor para energizar los costos de capacidad atribuidos a los cargos por energía en baja tensión.

3.10.Peaje T4. Riego Agrícola- MT

Se definen los siguientes cargos tarifarios:

3.10.1.Cargo comercial

CFRAMT ($ / mes) = GCGDMT

Donde:

CFRAMT: es el cargo fijo mensual para peaje riego agrícola media tensión.

GCGDMT: son los gastos de comercialización para grandes demandas media tensión. Sujeto a reajuste.

3.10.2.Recargo por trasgresión de potencia contratada en punta.

CFPRAMT ($ / kW.) = CCRPRAMT

Donde:

CFPRAMT: es el recargo por trasgresión de potencia contratada en horas pico para peaje riego agrícola en media tensión.

CCRPRAMT: es el costo de desarrollo de redes en horas de pico para usuarios riego agrícola MT. Sujeto a reajuste.

3.10.3.Cargo por trasgresión de potencia contratada fuera de punta.

CFFPRAMT ($ / kW.) = CCRFPRAMT

Donde:

CFFPRAMT: es el cargo por trasgresión de potencia contratada en horas fuera de pico para peaje riego agrícola en media tensión.

CCRFPRAMT: es el costo de desarrollo de redes fuera de pico para riegro agrícola MT. Sujeto a reajuste.

3.10.4.Cargos por energía.

CEPRAMT ($ / kWh.) = Pep * (FPEAMT – 1) / GU + 0,5 * CCRFPRAMT / K4FPRAMT

CERRAMT ($ / kWh.) = Per * (FPEAMT – 1) / GU + 0,5 * CCRFPRAMT / K4FPRAMT

CEVRAMT ($ / kWh.) = Pev * (FPEAMT – 1) / GU + 0,5 * CCRFPRAMT / K4FPRAMT

Donde:

CEPRAMT: cargo por energía para peaje riego agrícola en media tensión en horas pico.

CERRAMT: cargo por energía para peaje riego agrícola en media tensión en horas de resto.

CEVRAMT: cargo por energía para peaje riego agrícola en media tensión en horas de valle.

FPEAMT: es el factor de pérdida acumulada de energía en media tensión para mediana y grandes demandas.

Pep: es el precio de la energía transferible en horas pico.

Per: es el precio de la energía transferible en horas resto.

Pev: es el precio de la energía transferible en horas valle.

GU: factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas

CCRFPRAMT: es el costo de desarrollo de redes fuera de pico para usuarios T4-MT. Sujeto a reajuste.

K4FPRAMT: Factor para energizar los costos de capacidad atribuidos a los cargos por energía en media tensión.

VALORES INICIALES TOMADOS PARA EL CUADRO TARIFARIO		
CFR	Cargo Fijo Residencial Inicial determinado en RTI	23.24
CFG	Cargo Fijo General	29.44
GCOMEap	Costo de comercialización asignable a la tarifa 1 AP	0.037427241
GCMD	Gasto comercialización Medianas Demandas	90.27
GCGDBT	Gasto comercialización Grandes Demandas BT	456.87
GCGDMT	Gasto comercialización Grandes Demandas MT	468.75
CVAR	Cargo de imputación de los costos fijos asignados al cargo variable subcategoría R	0.579946639
CVG	Cargo de imputación de los costos fijos asignados al cargo variable subcategoría G	0.711503703
CCRAP	Costo de Capacidad de Redes Asignado a A°P°	0.717512931
CCRMD	Costo de Capacidad de Redes Asignado a Medianas Demandas	165.6832986
CCRPGDBT	Costo de Capacidad de Redes en Hs Punta para usuarios T3 BT	248.5562755
CCRFPGDBT	Costo de Capacidad de Redes en Hs Fuera de Punta para Demandas T3-BT	151.69
CCRPGDMT	Costo de Capacidad de Redes en Hs Punta para usuarios T3 MT	99.20223701
CCRFPGDMT	Costo de Capacidad de Redes en Hs Fuera de Punta para Demandas T3 MT	115.37
CCRPRAMT	Costo de Capacidad de Redes en Hs Punta para usuarios T4 MT	100.92
CCRFPRAMT	Costo de Capacidad de Redes en Hs Fuera de Punta para Demandas T4 MT	117.48
CCRPRABT	Costo de Capacidad de Redes en Hs Punta para usuarios T4 BT	259.45
CCRFPRABT	Costo de Capacidad de Redes en Hs Fuera de Punta para Demandas T4 BT	161.20
FPEABTP	Factor de pérdidas acumuladas de energía en BT para Pequeñas Demandas	1.1582
FPEABTMG	Factor de pérdidas acumuladas de energia en BT para Medianas y Grandes Demandas	1.1582
FPEAMT	Factor de pérdidas acumuladas de energia en MT para Grandes Demandas	1.0526
FPPABTP	Factor de pérdidas acumuladas de potencia en BT para Pequeñas Demandas	1.1839
FPPABTMG	Factor de pérdidas acumuladas de potencia en BT para Medianas y Grandes Demandas	1.1839
FPPAMT	Factor de pérdidas acumuladas de potencia en MT para Grandes Demandas	1.0582
GU	factor de grossing-up para recupero de impuestos directos sobre ventas	0.9874
K1R2	Factor para la imputación de los precios mayoristas de la potencia en T1-R2	1.635
K1R1	Factor para la imputación de los precios mayoristas de la potencia en T1-R1	0.904
K1G2	Factor para la imputación de los precios mayoristas de la potencia en T1-G	6.617
K1AP	Factor para la imputación de los precios mayoristas de la potencia en T1-AP	0.002893519
K1MD	Factor para la imputación de los precios mayoristas de la potencia en MD T2	0.729
K1GDBT	Factor para la imputación de los precios mayoristas de la potencia en T3-BT	0.809
K1GDMT	Factor para la imputación de los precios mayoristas de la potencia en T3-MT	0.844
K1RABT	Factor para la imputación de los precios mayoristas de la potencia en T4-BT	0.931
K1RAMT	Factor para la imputación de los precios mayoristas de la potencia en T4-MT	0.859
K3R2P	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS P Respecto del Total	0.253
K3R2R	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS P Respecto del Total	0.499
K3R2V	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS P Respecto del Total	0.248
K3R1P	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS P Respecto del Total	0.263
K3R1R	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS R Respecto del Total	0.493
K3R1V	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS V Respecto del Total	0.244
K3G2P	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS P Respecto del Total	0.213
K3G2R	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS R Respecto del Total	0.452
K3G2V	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS V Respecto del Total	0.335
K3APP	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS P Respecto del Total	0.21
K3APR	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS R Respecto del Total	0.1
K3APV	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS V Respecto del Total	0.69
K3MDP	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS P Respecto del Total	0.193
K3MDR	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS R Respecto del Total	0.633
K3MDV	Factor de Participación del Consumo de los Usuarios en Cada Categoría en HS V Respecto del Total	0.174
KMR	Factor de ajuste al Equilibrio de la Subcategoria T1-R	0.989378
KMG	Factor de ajuste al Equilibrio de la Subcategoria T1-G	1.0847011
KCPMD	Factor de Contribución al Consumo en Hs Pico para Medianas Demandas	0.8155
K4RAFPBT	Factor de Energización de los costos de capacidad de redes fuera de punta en la tarifa T4-RA BT	60.09045385
K4RAFPMT	Factor de Energización de los costos de capacidad de redes fuera de punta en la tarifa T4-RA MT	126.7194813

ANEXO IV

1.6. TARIFA Nº. 4 - (Riego Agrícola)

Se aplicará a aquellos usuarios que utilicen el servicio eléctrico exclusivamente para el Riego Agrícola cuya demanda sea igual o superior a 10KW.

Esta Tarifa se aplicará a opción del usuario, para lo cual éste tendrá que contar a su costo con las condiciones de medición adecuadas para la aplicación de la misma. Una vez ejercida la opción por esta tarifa el usuario deberá permanecer como mínimo 12 meses bajo las mismas restricciones fijadas para la TARIFA N°3 Grandes Demandas.

El suministro podrá ser contratado en Baja Tensión o en Media Tensión, según las definiciones descriptas para la Tarifa N°3.

Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, LA EMPRESA CONCESIONARIA convendrá con el usuario por escrito la «capacidad de suministro para riego horas de punta» y la «capacidad de suministro para riego en horas fuera de punta», definidas como las potencias en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA EMPRESA CONCESIONARIA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega en los horarios «en punta» y «fuera de punta».

Por el servicio convenido para cada punto de suministro al usuario se le facturará:

a) Un cargo variable por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios «en punta», «valle» y «horas restantes».

Los tramos horarios «en punta», «valle « y «horas restantes», serán

coincidentes con los fijados por la Secretaría de Energía de la Nación para las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.

b) Un cargo fijo mensual independiente de las demandas de potencia y de los consumos de energía realizados por el usuario.

c) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia.

d) Si correspondiere, recargos por Transgresión de potencia contratada.

e) un cargo por cada kW, de «capacidad de suministro para riego en horas de punta» convenida en concepto de potencia adquirida en el mercado mayorista, cualquiera sea la tensión de suministro, haya o no consumo de energía. En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida, y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de la EMPRESA CONCESIONARIA, ésta considerará, a los efectos de la facturación, la capacidad registrada, como la capacidad de suministro convenida para riego en horas de punta en concepto de potencia adquirida en el mercado mayorista.

Los valores correspondientes a los cargos señalados en a) y b), d) y e) que se indican en el Cuadro Tarifario se recalcularán según lo establecido en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO.

Los valores convenidos serán válidos y aplicables, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de doce (12) meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de DOCE (12) meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado, rige por todo el tiempo en que LA EMPRESA CONCESIONARIA brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último no comunique por escrito a LA EMPRESA CONCESIONARIA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la «capacidad de suministro para riego» puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la «capacidad de suministro para riego».

Si habiéndose cumplido el plazo de DOCE (12) meses consecutivos por el que se convino la «capacidad de suministro para riego» (en horas de punta y en horas fuera de punta), el usuario decide prescindir totalmente de la «capacidad de suministro» (en horas de punta y en horas fuera de punta), sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo UN (1) año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA EMPRESA CONCESIONARIA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar (como máximo) al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por «capacidad de suministro para riego» que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última «capacidad de suministro para riego» (en horas de punta y en horas fuera de punta) convenidas por la cantidad de meses que estuvo desconectado.

Si habiendo cumplido el plazo de 12 (doce) meses, el usuario decide disminuir su «capacidad de suministro para riego», se convendrá por escrito con el usuario la nueva «capacidad de suministro para riego», la que regirá por los próximos 12 (doce) meses.

Cuando el suministro eléctrico sea de distintos tipos (en Baja o Media Tensión), la «capacidad de suministro para riego en horas de punta» y la «capacidad de suministro para riego en horas fuera de punta», se establecerán por separado para cada uno de estos tipos de suministro y para cada punto de entrega.

El usuario no podrá utilizar, ni LA EMPRESA CONCESIONARIA estará obligada a suministrar, en los horarios de «punta» y «fuera de punta» potencias superiores a las convenidas para riego, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de LA EMPRESA CONCESIONARIA.

Si el usuario necesitara una potencia mayor que las convenidas deberá solicitar a LA EMPRESA CONCESIONARIA un aumento de «capacidad de suministro para riego». Acordado el aumento, las nuevas capacidades de suministro reemplazarán a las anteriores a partir de la fecha en que ellas sean puestas a disposición del usuario y serán válidas y aplicables a los efectos de la facturación, durante un período de DOCE (12) meses consecutivos y en lo sucesivo, en ciclos de idénticos periodos.

Penalidades por Transgresión de la Potencia Contratada

En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de LA EMPRESA CONCESIONARIA, ésta considerará a los efectos de la facturación, las siguientes capacidades y cargos:

a) el exceso de potencia en horas de punta (diferencia positiva entre la potencia registrada en horas de punta y la potencia convenida en horas de punta) al precio establecido en el Cuadro Tarifario para la Capacidad de Suministro Contratada en horas de punta de la Tarifa N° 3 (Grandes Demandas).

b) el exceso de potencia en horas fuera de punta (diferencia positiva entre la potencia registrada en horas fuera de punta y la potencia convenida en horas fuera de punta), al precio establecido en el Cuadro Tarifario para la Capacidad de Suministro Contratada en horas fuera de punta de la Tarifa N° 3 (Grandes Demandas).

Si La Transgresión de potencia pusiera en Riesgo las instalaciones LA EMPRESA CONCESIONARIA, procederá a la suspensión del suministro previa notificación de la Transgresión al Usuario para su corrección y al Ente Regulador para su conocimiento.

Los suministros registrarán el factor de potencia mediante la medición de la energía reactiva suministrada en el período de facturación correspondiente. En caso que la EMPRESA CONCESIONARIA registre valores de factor de potencia inferiores a los indicados, los suministros en corriente alterna estarán sujetos a recargos y penalidades por factor de potencia, según se establece a continuación:

Valores Admisibles

Usuarios con capacidad de suministro para riego convenida hasta 100Kw:

$$\cos \varphi >= 0{,}85$$

Usuarios con capacidad de suministro para riego convenida mayor a 100Kw:

$$\cos \varphi >= 0{,}95$$

Recargos:

Si de las mediciones efectuadas en el suministro para un período de facturación surgiere que el factor de potencia es inferior a los valores indicados, la EMPRESA CONCESIONARIA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para normalizar dicho factor.

Si una vez trascurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anormalidad, la EMPRESA CONCESIONARIA estará facultada a aplicar los recargos correspondientes a partir de la primera facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía y hasta tanto la misma no sea subsanada.

Cuando la energía reactiva consumida en el período de facturación supere el valor admisibles para el Cos ö indicados, LA EMPRESA CONCESIONARIA está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al UNO CON CINCUENTA POR CIENTO (1,50%) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimo (0,005) de variación del Cos ö con respecto a los valores admisibles precitados y establecidos para la tarifa.

Penalidades:

Cuando el factor de potencia resulte menor a 0,60, LA EMPRESA CONCESIONARIA, previa notificación, podrá suspender el servicio hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite del factor de potencia.