BOLETIN OFICIAL Y JUDICIAL

PROVINCIA DE CATAMARCA

República Argentina

SUPLEMENTO ESPECIAL DEL BOL. OFIC. N° 19/2022

BOLETIN OFICIAL XCVII	BOLETIN JUDICIAL LXXXIV	N° 19	Martes 08 de Marzo de 2022

GOBERNADOR:

Lic. Raúl Alejandro Jalil

Vicegobernador:	*Ministro de Industria, Comercio y Empleo:*
Ing. Civil Rubén Roberto Dusso	***Lic. Lisandro Alvarez***
Ministra de Trabajo, Planificación y Recursos Humanos:	*Ministro de Inclusión Digital y Sistemas Productivos:*
CPN. Verónica Edith Soria	***Dr. Dalmacio Enrique Mera***
Ministro de Gobierno, Justicia y Derechos Humanos:	*Ministro de Agua, Energía y Medio Ambiente:*
Dr. Jorge Manuel Moreno	***Ing. Alberto Alcides Kozicki***
Ministro de Infraestructura y Obras Civiles:	*Ministro de Minería:*
Ing. Eduardo Alejandro Niederle	***Ing. Marcelo Adrián Murúa Palacio***
Ministra de Economía:	*Ministro de Seguridad:*
Lic. Alejandra Nazareno	***Dr. Gustavo Ariel Aguirre***
Ministro de Vivienda y Urbanización:	*Ministro de Cultura, Turismo y Deporte:*
Dr. Fidel Sáenz	***Sr. Roberto Brunello***
Ministra de Salud:	*Ministro de Ciencia e Innovación Tecnológica:*
Dra. María Manuela Avila	***Lic. Isauro Manuel Molina***
Ministro de Desarrollo Social:	*Ministro de Integración Regional, Logística y Transporte:*
Prof. Diego Maximiliano Rivera Villalba	***Ing. Luis Raúl Chico***
Ministra de Educación:	*Secretario de Estado de Gabinete:*
Dra. Andrea Melanie Centurión	***Sr. Guillermo Eduardo Alberto Dalla Lasta***

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).

Directora:
Dra. María de los Angeles Regina

Dirección Boletín Oficial e Imprenta
Sarmiento 1120 - Tel. (383) 4437530
e-mail: **boletinoficial@catamarca.gov.ar**

Publicación Martes y Viernes
Decreto Nº 212/1943

S U M A R I O

DECRETOS **PAGINAS**

RESOLUCIONES DE ORGANISMOS DESCENTRALIZADOS

EN.RE. N° 01 – APRUEBASE EL PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE LOS CARGOS PARA GENERACION DISTRIBUIDA 923/939

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

RESOLUCIONES DE ORGANISMOS DESCENTRALIZADOS

Resolución EN.RE. Nº 01

APRUEBASE EL PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE LOS CARGOS PARA GENERACION DISTRIBUIDA

San Fernando del Valle de Catamarca, 04 de Enero de 2022.

VISTO:

El Expediente EX-2021-01338133-CAT-ECSAPEM, las Leyes Nacional Nº 27424 y Provinciales Nº 5572, Nº 4834 y Nº 4836, el Decreto Nacional N° 986/18, la Resolución Ministerial A.E.M.A. Nº 2586/20, y

CONSIDERANDO:

Que la prestadora ENERGÍA DE CATAMARCA SAPEM, con fecha 30 de septiembre de 2021, eleva el Expediente Digital EX2021-01338133-CAT-ECSAPEM, solicitando al Organismo la aprobación del Cuadro Tarifario para Generación Distribuida período Agosto – Octubre de 2021, calculado a partir de lo establecido en artículo 12 del «CAPÍTULO III – ESQUEMA DE FACTURACIÓN» de la Resolución Ministerial A.E.M.A. Nº 2586/20.

Que habiendo tomado intervención la Dirección de Tarifas y Costos, observó que la presentación remitida desde la Concesionaria no describe el procedimiento que permite determinar los valores tarifarios obtenidos para cada una de las categorías de las tarifas incluidas en el CUADRO TARIFARIO AGOSTO – OCTUBRE 2021 - GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE. Por ello, mediante IF-2021-01406153-CAT-ENRE, de fecha 07 de octubre de 2021, se devuelven las actuaciones a la ECSAPEM, y se solicita incluir el proceso de cálculo antes indicado.

Que con fecha 18 de noviembre de 2021, la Distribuidora remite el IF-2021-01781672-CAT-ECSAPEM, adjuntando la propuesta de cálculo de los cargos para generación distribuida y el cuadro tarifario resultante de la aplicación de los mismos para el período agosto – octubre 2021.

Que, al respecto, la Ley Nº 27424, RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA, establece en el artículo 1º: «La presente ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.», y en su artículo 12: «Cada distribuidor efectuará el cálculo de compensación y administrará la remuneración por la energía inyectada a la red producto de la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables bajo el modelo de balance neto de facturación en base a los siguientes lineamientos: … El distribuidor no podrá añadir ningún tipo de cargo adicional por mantenimiento de red, peaje de acceso, respaldo eléctrico o cualquier otro concepto asociado a la instalación de equipos de generación distribuida».

Que, dado ello, mediante Ley Nº 5572, la Provincia de Catamarca «Se adhiere a la Ley Nacional N° 27.424 que establece el «Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública», conforme los términos expresados en la presente Ley.» (art. 1º), mientras que su reglamentación, la Resolución Ministerial A.E.M.A. Nº 2586/20, determina que el cálculo de compensación será el definido en la Ley Nº 27424 y su reglamentación.

Que al respecto, la Dirección de Tarifas y Costos del Organismo emite el respectivo informe, en el cual calcula el cuadro tarifario de aplicación para Generación Distribuida, teniendo en cuenta la normativa vigente. Además, informa que «… Del análisis a la nueva presentación elevada para su aprobación, esta Dirección considera que: A. El

planteo conceptual y procedimiento descripto para la determinación de los cargos de la tarifa de transporte y tarifa de inyección para generación distribuida en cada tipo de tarifa es correcto, y se ajustan a las normativas reglamentarias..... B. La Concesionaria informa que se tomó como base de cálculo para la determinación de las tarifas para generación distribuida, las fórmulas de energía consumida incluidas en el Cuadro Tarifario agosto - octubre 2021, por lo cual se deben aplicar las mismas fórmulas para determinar también la energía inyectada en el citado período. Atento a ello, en la fórmula de cálculo de la tarifa de inyección 3.1.2. Pequeña demanda T1- G, no debería considerarse el factor KMG incluido en el denominador de la formula (indicado en rojo): T1 G1 = PPMCFT* K1G* KMG/ CUT1-G + KMG* (K3Gp*Pep+K3Gv*Pev+K3Gr*Per), dado que tampoco está incluido en la fórmula de la energía consumida para esos clientes. C. En relación a los cálculos para determinar los valores tarifarios que regirán para Generación Distribuida, y teniendo en cuenta la fecha de inicio de las presentes actuaciones y la demora en la presentación de la metodología solicitada a la ECSAPEM oportunamente, la empresa tomó como base de cálculo el cuadro tarifario agosto 2021 – octubre 2022 cuya vigencia caducó por la aprobación de la Resolución En.Re. Nº 105/21 Cuadro Tarifario noviembre – enero 2022 de fecha 15 de noviembre de 2021. Por tal motivo, aprobar el cuadro tarifario para Generación Distribuida período agosto – octubre 2022 solicitado, carece de sentido, ya que los plazos de aplicación del mismo están vencidos. … Asimismo, resulta oportuno modificar, para reflejar con mayor detalle la tarifa de inyección aprobada, en el detalle del Cuadro Tarifario la leyenda «Cargo variable por consumo de energía» por el de «cargo variable por energía inyectada». Finalmente se informa que, desde esta Dirección, y a fin de aprobar un cuadro tarifario para Generación Distribuida con vigencia en el presente trimestre, esta Dirección tomó como base de cálculo el cuadro tarifario noviembre 2021 – enero 2022 aprobado mediante Resolución En.Re. Nº105/21, se aplicó la metodología de cargos GD propuesta, y se obtuvo para este período el CUADRO TARIFARIO PARA GENERACION DISTRIBUIDA NOVIEMBRE 2021 - ENERO 2022 que se adjunta a la presente con sus respectivos cálculos.»

Que, a su vez, el artículo 42 de la Ley N° 4834, estipula que los transportistas y distribuidores aplicarán estrictamente las tarifas aprobadas por el EN.RE.. Por ello y en virtud de las atribuciones otorgadas por el artículo 4° de la Ley 4836: «… inc. 4) Establecer las bases y procedimientos para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a subtransmisores y distribuidores y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de esta Ley, sus reglamentos y resoluciones del EN.RE.- 5) Aprobar los cuadros tarifarios y precios de los servicios que presten los concesionarios.», corresponde que el En.Re. proceda a la aprobación del cuadro tarifario en cuestión, según los valores calculados por la Dirección interviniente.

Que en función de lo precedentemente expuesto y en atención a objetivos esenciales del En.Re., resulta procedente aprobar el cuadro tarifario para Generación Distribuida, en virtud de las facultades otorgadas principalmente en el artículo 4° de la Ley Provincial N° 4836.

Que, la Asesoría Legal del Organismo emitió el pertinente Dictamen, en el cual coincidiendo con la Sra. Directora de Tarifas y Costos, aconseja que el cuadro tarifario para Generación Distribuida debe ser aprobado para el período Noviembre‘21 a Enero‘22. Por lo tanto, considera viable la aprobación por parte del En.Re. del cuadro tarifario para Generación Distribuida correspondiente al mencionado período, según los cálculos y recomendaciones del área interviniente, el cual debe entrar en vigencia a partir de su publicación y sería aplicable hasta la aprobación del próximo cuadro.

Que por todo lo expuesto, este Directorio considera que corresponde aprobar la metodología de cálculo de los cargos para Generación Distribuida y el cuadro tarifario para Generación Distribuida aplicable por la EC SAPEM para el período Noviembre‘21/Enero‘22, destinado a los Usuarios Generadores de Energía Eléctrica que cumplimenten con los requisitos exigidos por la normativa vigente, con las modificaciones incorporadas por la Dirección de Tarifas y Costos.

Que dado ello, en el ANEXO I de la presente, obra el procedimiento para la determinación de los cargos tarifarios para Generación Distribuida.

Que el ANEXO II contiene el Cuadro tarifario para Generación Distribuida aplicable a los Usuarios Generadores de Energía Eléctrica durante el Período Noviembre‘21/Enero‘22.

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 los artículos 42° y concordantes de la Ley N° 4834, 4° inc. 4), 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 EL PROCEDIMIENTO de cálculo de los Cargos para Generación Distribuida obrante en el ANEXO I, que forma parte integrante de la presente Resolución, debiendo ENERGIA DE CATAMARCA SAPEM dar amplia difusión a los contenidos del mencionado Anexo.

ARTÍCULO 2°: APROBAR el Cuadro tarifario para Generación Distribuida a aplicar por ENERGIA DE CATAMARCA SAPEM en el trimestre Noviembre‘21/Enero‘22, destinado a los Usuarios Generadores de Energía Eléctrica que cumplimenten con los requisitos exigidos por la normativa vigente, obrante en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente, y cuya validez rige a partir de su publicación y hasta tanto este Organismo apruebe un nuevo cuadro tarifario.

ARTÍCULO 3°: ORDENAR a la E.C. S.A.P.E.M. la publicación del Cuadro Tarifario obrante en el Anexo II, que se aprueba mediante la presente en, por lo menos, un (1) medio local de comunicación masiva y dentro de las cuarenta y ocho (48) hs. de notificada la presente.

ARTÍCULO 4°: El cuadro del Anexo II de la presente entrará en vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial de la Provincia o en un medio masivo de comunicación de circulación en toda la Provincia, lo que sea primero.

ARTÍCULO 5°: Comuníquese al Poder Ejecutivo Provincial.

ARTÍCULO 6º: Notifíquese a EC S.A.P.E.M..

ARTÍCULO 7º: Comuníquese, publíquese, remítase al Registro Oficial y archívese.

CPN. Rosa Mabel Sarquis
Presidente Directorio
Ente Regulador de Servicios
Públicos y Otras Concesiones

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

ANEXO I

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DE LOS CARGOS TARIFARIOS PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

1. GENERALIDADES

Según lo establecido en el inc. a) de la ley 27424 y su reglamentación, se reconocerá como «tarifa de inyección al precio de compra de energía eléctrica, incluida la tarifa de transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por parte del Distribuidora».

En el caso particular de la tarifa de transporte, la misma forma parte de los cargos tarifarios que la ECSAPEM factura a sus usuarios, dependiendo de la categoría tarifaria, está presente en el cargo fijo por cliente/mes o en el cargo por capacidad de suministro contratada. A continuación, se presentan las categorías tarifarias y el cargo tarifario a través del cual es cobrada la tarifa de transporte.

Categoría Tarifaria	Cargo donde está presente la tarifa de transporte
Pequeña Demanda T1 – R	Cargo fijo ($/mes)
Pequeña Demanda T1 – G	
Pequeña Demanda T1 – AP	Cargo variable por consumo de energía ($/kWh)
Mediana Demanda T2	Cargo Por capacidad de Suministro Contratada ($/kW-mes)
Gran Demanda con potencias < 300 kW T3 BT y T3 MT	Cargo por capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico ($/kW-mes)
Gran Demanda con potencias ≥ 300 kW T3 BT2 y T3 MT2	
Riego Agrícola con potencias < 300 kW T4 BT y T4 MT	
Riego Agrícola con potencias ≥ 300 kW T4 BT2 y T4 MT2	
Gran Demanda Peaje con potencias < 300 kW T3 BT Peaje y T3 MTPeaje	
Gran Demanda Peaje con potencias ≥ 300 kW T3 BT2 Peaje y T3 MT2Peaje	
Riego Agrícola Peaje con potencias < 300 kW T4 BT Peaje y T4 MTPeaje	
Riego Agrícola Peaje con potencias ≥ 300 kW T4 BT2 Peaje y T4 MT2Peaje	

En función del cuadro anterior, la tarifa de transporte presente en los cargos tarifarios, debe identificarse en cada categoría y dejarse expresada en PESOS ($) por unidad de energía con el fin de conformar el precio MEM con que finalmente en cada categoría tarifaria se podrá liquidar la energía que inyecten los usuarios-generadores.

2. ENERGIZACIÓN DE LA TARIFA DE TRANSPORTE

A continuación, se presentan las definiciones y fórmulas necesarias para dar tratamiento a la tarifa de transporte y posterior cálculo de la de tarifa de inyección por cada kilowatt- hora que entregue el usuario-generador a la red de distribución según su categoría tarifaria.

PPM: Precio de la potencia a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios

PPM = $POTREF + ($CFT+$GCA) / (SUM POTREF) + Ajuste

$POTREF [$/kW-mes]: Precio de la POTENCIA en el MEM

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

$GCA [$]: Participación en los Gastos y/o Inversiones de CAMMESA

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia Ajuste [$/kW-mes]: Diferencia del precio de la potencia a ajustar

A partir de la expresión anterior, PPM (y por consiguiente su componente correspondiente a la tarifa de transporte) queda expresada en $/kW-mes.

La componente específica de la tarifa de transporte es:

PPMCFT = $CFT / (SUM POTREF)

A continuación, para cada categoría se identifica la variable PPM en el cargo tarifario donde participa:

2.1 Pequeña Demanda T1 – R

CF R1 = (PPM * FPPABT * K1R * KMR) / GU + CFR

La variable PPM está presente en el cargo fijo y queda expresada en $/mes luego de multiplicarse por el factor FPPABT * K1R * KMR

FPPABT: factor de pérdida de potencia acumulada en el nivel de baja tensión K1R: coeficiente de incidencia del costo de la potencia en el cargo fijo

KMR: es el parámetro de ajuste al equilibrio de la subcategoría

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir, sin pérdidas) es la siguiente:

CF $R1_{CFT}$ ($/mes) = PPM_{CFT} * K1R

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el CF $R1_{CFT}$ por el consumo promedio mensual que registraron los usuarios T1-R en 2020.

Año 2020		
Venta (MWh)	Usuarios promedio	Consumo unitario (kWh/mes)
446.262	122.455	303,69

CV $R1_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1R * KMR/303,69

Siendo CV $R1_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

2.2 Pequeña Demanda T1 – G

CF G1 = (PPM * FPPABT * K1G * KMG) / GU + CFG

La variable PPM está presente en el cargo fijo y queda expresada en $/mes luego de multiplicarse por el factor FPPABT * K1G * KMG

FPPABT: factor de pérdida de potencia acumulada en el nivel de baja tensión K1G: coeficiente de incidencia del costo de la potencia en el cargo fijo

KMG: es el parámetro de ajuste al equilibrio de la subcategoría

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir, sin pérdidas) es la siguiente:

CF $G1_{CFT}$ ($/mes) = PPM_{CFT} * K1G * KMG

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el CF $G1_{CFT}$ por el consumo promedio mensual que registraron los usuarios T1-G en 2020.

Año 2020		
Venta (MWh)	Usuarios promedio	Consumo unitario (kWh/mes)
83.585	13.788	505,18

CV $G1_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1G * KMG/505,18

Siendo CV $G1_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

2.3 Pequeña Demanda T1 – AP

En Alumbrado Público, la categoría cuenta solamente con cargo variable por consumo de energía.

Cap = CCRap + Kap * PPM * FPPABT / GU + GCOMEap + FPEABT * (K3app * Pep + K3apv * Pev + K3apr * Per) / GU

De la totalidad de términos que conforman el cargo variable, la tarifa de transporte está presente dentro del término: Kap * PPM * FPPABT

De lo anterior, la componente por tarifa de transporte (sin pérdidas) es la siguiente:

CV AP_{CFT} ($/kWh) = PPM_{CFT} * Kap

FPPABT: factor de pérdida de potencia acumulada en el nivel de baja tensión Kap: coeficiente de incidencia del costo de la potencia en el cargo variable de AP

2.4 Mediana Demanda T2

En el caso de la Mediana Demanda, la variable PPM se encuentra formando parte del cargo mensual por capacidad de suministro contratada.

CPMD = CCRMD + K1MD * PPM * FPPABTMG / GU

La PPM se encuentra en el 2do término: K1MD * PPM * FPPABTMG

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

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

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir, sin pérdidas) es la siguiente:

$CPMD_{CFT}$ ($/kW-mes) = PPM_{CFT} * K1MD

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el $CPMD_{CFT}$ por el producto entre el factor de carga que en promedio registraron los usuarios T2 en 2020 y el tiempo en horas de un mes (730 horas).

Año 2020		
Venta (MWh)	Suma P máx (MW/mes)	Factor de carga
46.284	14,58	36,24%

$CVMD_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1MD / (36,24 % * 730)

Siendo $CVMD_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

2.5 Gran Demanda con potencias < 300 kW T3 BT

En el caso de la Gran Demanda < 300 kW T3 BT, la variable PPM se encuentra formando parte del cargo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

CFPGDBT = CCRPGDBT + K1GDBT * PPM * FPPABTMG / GU

La PPM se encuentra en el 2do término: K1GDBT * PPM * FPPABTMG

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

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

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir, sin pérdidas) es la siguiente:

$CFPGDBT_{CFT}$ ($/kW-mes) = PPM_{CFT} * K1GDBT

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el $CFPGDBT_{CFT}$ por el producto entre el factor de carga que en promedio registraron los usuarios T3 BT < 300 kW en 2020 y el tiempo en horas de un mes (730 horas).

Año 2020		
Venta (MWh)	Suma P máx (MW/mes)	Factor de carga
34.741	10,45	37,94%

$CVGDBT_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1GDBT / (37,94% * 730)

Siendo $CVGDBT_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

2.6 Gran Demanda con potencias < 300 kW T3 MT

En el caso de la Gran Demanda < 300 kW T3 MT, la variable PPM se encuentra formando parte del cargo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

CFPGDMT = CCRPGDMT + K1GDMT * PPM * FPPAMT / GU

La PPM se encuentra en el 2do término: K1GDMT * PPM * FPPAMT

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

FPPAMT: factor de pérdida acumulada de potencia en media tensión para medianas y grandes demandas.

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir, sin pérdidas) es la siguiente:

$CFPGDMT_{CFT}$ ($/kW-mes) = PPM_{CFT} * K1GDMT

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el $CFPGDMT_{CFT}$ por el producto entre el factor de carga que en promedio registraron los usuarios T3 MT < 300 kW en 2020 y el tiempo en horas de un mes (730 horas).

Año 2020		
Venta (MWh)	Suma P máx (MW/mes)	Factor de carga
63.300	15,74	45,92%

$CVGDMT_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1GDBT / (45,92 % * 730)

Siendo $CVGDMT_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

2.7 Gran Demanda con potencias ≥ 300 kW T3 BT

En el caso de la Gran Demanda ≥ 300 kW T3 BT, la variable PPM se encuentra formando parte del cargo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

CFPGDBT = CCRPGDBT + K1GDBT * PPM * FPPABTMG / GU

La PPM se encuentra en el 2do término: K1GDBT * PPM * FPPABTMG

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

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

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir, sin pérdidas) es la siguiente:

$CFPGDBT_{CFT}$ ($/kW-mes) = PPM_{CFT} * K1GDBT

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el $CFPGDBT_{CFT}$ por el producto entre el factor de carga que en promedio registraron los usuarios T3 BT ≥ 300 kW en 2020 y el tiempo en horas de un mes (730 horas).

Año 2020		
Venta (MWh)	Suma P máx (MW/mes)	Factor de carga
1.658	0,52	36,55%

$CVGDBT2_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1GDBT / (36,55% * 730)

Siendo $CVGDBT2_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

2.8 Gran Demanda con potencias ≥ 300 kW T3 MT

En el caso de la Gran Demanda ≥ 300 kW T3 MT, la variable PPM se encuentra formando parte del cargo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

CFPGDMT = CCRPGDMT + K1GDMT * PPM * FPPAMT / GU

La PPM se encuentra en el 2do término: K1GDMT * PPM * FPPAMT

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

FPPAMT: factor de pérdida acumulada de potencia en media tensión para medianas y grandes demandas.

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir, sin pérdidas) es la siguiente:

$CFPGDMT_{CFT}$ ($/kW-mes) = PPM_{CFT} * K1GDMT

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el $CFPGDMT_{CFT}$ por el producto entre el factor de carga que en promedio registraron los usuarios T3 MT $\geq$ 300 kW en 2020 y el tiempo en horas de un mes (730 horas).

Año 2020		
Venta (MWh)	Suma P máx (MW/mes)	Factor de carga
93.326	17,27	61,68%

$CVGDMT2_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1GDBT / (61,68% * 730)

Siendo $CVGDMT2_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

2.9 Riego Agrícola con potencias < 300 kW T4 BT

En el caso de la categoría Riego Agrícola < 300 kW T4 BT, la variable PPM se encuentra formando parte del cargo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

CPRABT = K1RABT * PPM * FPPABTMG / GU

K1RABT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T4 BT

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

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir, sin pérdidas) es la siguiente:

$CPRABT_{CFT}$ ($/kW-mes) = PPM_{CFT} * K1RABT

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el $CPRABT_{CFT}$ por el producto entre el factor de carga que en promedio registraron los usuarios T4 BT < 300 kW en 2020 y el tiempo en horas de un mes (730 horas). Esta categoría no presenta usuarios, por lo que el factor de carga que se propone aplicar corresponde al de los T4 MT < 300 kW, que es la única categoría con actividad de riego que tiene usuarios y consumo en 2020.

Año 2020		
Venta (MWh)	Suma P máx (MW/mes)	Factor de carga
146	0,04	44,65%

$CVRABT_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1RABT/ (44,65% * 730)

Siendo $CVRABT_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

2.10 Riego Agrícola con potencias < 300 kW T4 MT

En el caso del Riego Agrícola < 300 kW T4 MT, la variable PPM se encuentra formando parte

del cargo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

CPRAMT = K1RAMT * PPM * FPPAMT / GU

K1RAMT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T4 MT

FPPAMT: factor de pérdida acumulada de potencia en media tensión para medianas y grandes demandas.

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir, sin pérdidas) es la siguiente:

$CPRAMT_{CFT}$ ($/kW-mes) = PPM_{CFT} * K1RAMT

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el $CPRAMT_{CFT}$ por el producto entre el factor de carga que en promedio registraron los usuarios T4 MT < 300 kW en 2020 y el tiempo en horas de un mes (730 horas).

Año 2020		
Venta (MWh)	Suma P máx (MW/mes)	Factor de carga
146	0,04	44,65%

$CVRAMT_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1RABT / (44,65% * 730)

Siendo $CVRAMT_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

2.11 Riego Agrícola con potencias $\geq$ 300 kW T4 BT

En el caso de la categoría Riego Agrícola $\geq$ 300 kW T4 BT, la variable PPM se encuentra formando parte del cargo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

CPRABT = K1RABT * PPM * FPPABTMG / GU

K1RABT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T4 BT

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

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir, sin pérdidas) es la siguiente:

$CPRABT_{CFT}$ ($/kW-mes) = PPM_{CFT} * K1RABT

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el $CPRABT_{CFT}$ por el producto entre el factor de carga que en promedio registraron los usuarios T4 BT $\geq$ 300 kW en 2020 y el tiempo en horas de un mes (730 horas). Esta categoría no presenta usuarios, por lo que el factor de carga que se propone aplicar corresponde al de los T4 MT < 300 kW, que es la única categoría con actividad de riego que tiene usuarios y consumo en 2020.

Año 2020		
Venta (MWh)	Suma P máx (MW/mes)	Factor de carga
146	0,04	44,65%

$CVRABT2_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1RABT / (44,65% * 730)

Siendo $CVRABT2_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

2.12 Riego Agrícola con potencias $\geq$ 300 kW T4 MT

En el caso del Riego Agrícola $\geq$ 300 kW T4 MT, la variable PPM se encuentra formando parte del cargo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

CPRAMT = K1RAMT * PPM * FPPAMT / GU

K1RAMT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T4 MT

FPPAMT: factor de pérdida acumulada de potencia en media tensión para medianas y grandes demandas.

En función de lo anterior, la componente de tarifa de transporte a la entrada de la red de distribución (es decir sin pérdidas) es la siguiente:

$CPRAMT_{CFT}$ ($/kW-mes) = PPM_{CFT} * K1RAMT

Considerando la necesidad de su expresión por unidad de energía y con el fin de conformar un único cargo variable por energía inyectada para todos los usuarios-generadores, se propone la tarifa de transporte sea expresada por unidad de energía dividiendo el $CPRAMT_{CFT}$ por el producto entre el factor de carga que en promedio registraron los usuarios T4 MT $\geq$ 300 kW en 2020 y el tiempo en horas de un mes (730 horas). Esta categoría no presenta usuarios, por lo que el factor de carga que se propone aplicar corresponde al de los T4 MT < 300 kW, que es la única categoría con actividad de riego que tiene usuarios y consumo.

Año 2020		
Venta (MWh)	Suma P máx (MW/mes)	Factor de carga
146	0,04	44,65%

$CVRAMT2_{CFT}$ ($/kWh) = PPM_{CFT} * K1RABT / (44,65% * 730)

Siendo $CVRAMT2_{CFT}$ ($/kWh) la componente por tarifa de transporte a considerar en el cargo variable con el cual se liquidará la energía que inyecte en el mes el usuario-generador.

3. CÁLCULO DE LOS CARGOS DE LA TARIFA DE INYECCIÓN

Habiéndose efectuado la reexpresión de la componente presente en cargos fijos y cargos por potencia, que permiten recuperar los costos correspondientes a la tarifa de transporte, a continuación, se presentan los cargos variables a aplicar en cada categoría con el fin de liquidar la inyección de energía que realicen los usuarios-generadores.

3.1 Pequeña Demanda T1 – R

La tarifa de inyección (TI R1) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T1-R es la siguiente:

TI R1 = $CV\ R1_{CFT}$ + KMR *(K3Rp* Pep + K3Rv * Pev + K3Rr * Per)

TI R1 = PPM_{CFT} * K1R * KMR / $CU_{T1\text{-}R}$ + KMR *(K3Rp* Pep + K3Rv * Pev + K3Rr * Per)
PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia K1R: coeficiente de incidencia del costo de la potencia en el cargo fijo

KMR: es el parámetro de ajuste al equilibrio de la subcategoría

$CU_{T1\text{-}R}$ = 303,69 [kWh]: Consumo promedio mensual del usuario T1-R

K3Rp: participación del consumo de los usuarios T1-R en la banda horaria Pico respecto al total.

K3Rv: participación del consumo de los usuarios T1-R en la banda horaria Valle respecto al total

K3Rr: participación del consumo de los usuarios T1-R en la banda horaria Resto respecto al total

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T1-R Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T1-R Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T1-R

3.2 Pequeña Demanda T1 – G

La tarifa de inyección (TI G1) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T1-G es la siguiente:

TI G1 = $CV\ G1_{CFT}$ + KMG*(K3Gp* Pep + K3Gv * Pev + K3Gr * Per)

TI G1 = PPM_{CFT}* K1G * KMG / $CU_{T1\text{-}G}$ + (K3Gp* Pep + K3Gv * Pev + K3Gr * Per) PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia K1G:

coeficiente de incidencia del costo de la potencia en el cargo fijo

KMG: es el parámetro de ajuste al equilibrio de la subcategoría

CUT1-G = 505,18 [kWh]: Consumo promedio mensual del usuario T1-G

K3Gp: participación del consumo de los usuarios T1-G en la banda horaria Pico respecto al total.

K3Gv: participación del consumo de los usuarios T1-G en la banda horaria Valle respecto al total

K3Gr: participación del consumo de los usuarios T1-G en la banda horaria Resto respecto al total

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T1-G Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T1-G Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T1-G

3.3 Pequeña Demanda T1 – AP

La tarifa de inyección (TI AP) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T1-AP es la siguiente:

TI AP = CV AP_{CFT} + K3app* Pep + K3apv * Pev + K3apr * Per

TI AP = PPM_{CFT}* Kap + K3app* Pep + K3apv * Pev + K3apr * Per PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT/ (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia Kap: coeficiente de incidencia del costo de la potencia en el cargo variable de AP

K3app: participación del consumo de los usuarios T1-AP en la banda horaria Pico respecto al total.

K3apv: participación del consumo de los usuarios T1-AP en la banda horaria Valle respecto al total

K3apr: participación del consumo de los usuarios T1-AP en la banda horaria Resto respecto al total

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T1-AP Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T1-AP Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T1-AP

3.4 Mediana Demanda T2

La tarifa de inyección (TI T2) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T2 es la siguiente:

TI T2 = $CVMD_{CFT}$ + KcpMD * (K3MDp* Pep + K3MDv * Pev + K3MDr * Per)

TI T2 = PPM_{CFT} * K1MD / (FCT_2 * 730) + KcpMD * (K3MDp* Pep + K3MDv * Pev + K3MDr * Per) PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia K1MD: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T2 FCT_2 = 36,24 [%]: Factor de carga promedio del usuario T2

730: horas promedio mensual

KcpMD: participación en el pico de carga de la categoría T2

K3MDp: participación del consumo de los usuarios T2 en la banda horaria Pico respecto al total.

K3MDv: participación del consumo de los usuarios T2 en la banda horaria Valle respecto al total

K3MDr: participación del consumo de los usuarios T2 en la banda horaria Resto respecto al total

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T2 Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T2 Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T2

3.5 Gran Demanda con potencias < 300 kW T3 BT

La tarifa de inyección (TI T3 BT) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T3 BT < 300 kW es la siguiente:

TIp T3 BT = $CVGDBT_{CFT}$ + Pep

TIp T3 BT = PPM_{CFT} * K1GDBT / (FC_{GDBT} * 730) + Pep

TIv T3 BT = $CVGDBT_{CFT}$ + Pev

TIv T3 BT = PPM_{CFT} * K1GDBT / (FC_{GDBT} * 730) + Pev

TIr T3 BT = $CVGDBT_{CFT}$ + Per

TIr T3 BT = PPM_{CFT} * K1GDBT / (FC_{GDBT} * 730) + Per

TIp T3 BT: Tarifa de inyección para categoría T3 BT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Pico

TIv T3 BT: Tarifa de inyección para categoría T3 BT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Valle

TIr T3 BT: Tarifa de inyección para categoría T3 BT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Resto

PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia

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

FC_{GDBT} = 37,94 [%]: Factor de carga promedio del usuario T3 BT < 300 kW 730: horas promedio mensual

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T3 BT < 300 kW

Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T3 BT < 300 kW

Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T3 BT < 300 kW

3.6 Gran Demanda con potencias < 300 kW T3 MT3

La tarifa de inyección (TI T3 MT) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T3 MT < 300 kW es la siguiente:

TIp T3 MT = $CVGDMT_{CFT}$ + Pep

TIp T3 MT = PPM_{CFT} * K1GDMT / (FC_{GDMT} * 730) + Pep

TIv T3 MT = $CVGDMT_{CFT}$ + Pev

TIv T3 MT = PPMCFT * K1GDMT / (FCGDMT * 730) + Pev

TIr T3 MT = CVGDMTCFT + Per

TIr T3 MT = PPMCFT * K1GDMT / (FCGDMT * 730) + Per

TIp T3 MT: Tarifa de inyección para categoría T3 MT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Pico

TIv T3 MT: Tarifa de inyección para categoría T3 MT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Valle

TIr T3 MT: Tarifa de inyección para categoría T3 MT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Resto

PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia

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

FC_{GDMT} = 45,92 [%]: Factor de carga promedio del usuario T3 MT < 300 kW 730: horas promedio mensual

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T3 MT < 300 kW

Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T3 MT < 300 kW

Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T3 MT < 300 kW

3.7 Gran Demanda con potencias ≥ 300 kW T3 BT

La tarifa de inyección (TI T3 BT2) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T3 BT ≥ 300 kW es la siguiente:

TIp T3 BT2 = $CVGDBT2_{CFT}$ + Pep

TIp T3 BT2 = PPM_{CFT} * K1GDBT / (FC_{GDBT2} * 730) + Pep

TIv T3 BT2 = $CVGDBT2_{CFT}$ + Pev

TIv T3 BT2 = PPM_{CFT} * K1GDBT / (FC_{GDBT2} * 730) + Pev

TIr T3 BT2 = $CVGDBT2_{CFT}$ + Per

TIr T3 BT2 = PPM_{CFT} * K1GDBT / (FC_{GDBT2} * 730) + Per

TIp T3 BT2: Tarifa de inyección para categoría T3 BT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Pico

TIv T3 BT2: Tarifa de inyección para categoría T3 BT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Valle

TIr T3 BT2: Tarifa de inyección para categoría T3 BT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Resto

PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia

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

FC_{GDBT2} = 36,55 [%]: Factor de carga promedio del usuario T3 BT ≥ 300 kW 730: horas promedio mensual

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T3 BT ≥ 300 kW

Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T3 BT ≥ 300 kW

Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T3 BT ≥ 300 kW

3.8 Gran Demanda con potencias ≥ 300 kW T3 MT2

La tarifa de inyección (TI T3 MT2) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T3 MT ≥ 300 kW es la siguiente:

TIp T3 MT2 = $CVGDMT2_{CFT}$ + Pep

TIp T3 MT2 = PPM_{CFT} * K1GDMT / (FC_{GDMT2} * 730) + Pep

TIv T3 MT2 = $CVGDMT2_{CFT}$ + Pev

TIv T3 MT2 = PPM_{CFT} * K1GDMT / (FC_{GDMT2} * 730) + Pev

TIr T3 MT2 = $CVGDMT2_{CFT}$ + Per

TIr T3 MT2 = PPM_{CFT} * K1GDMT / (FC_{GDMT2} * 730) + Per

TIp T3 MT2: Tarifa de inyección para categoría T3 MT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Pico

TIv T3 MT2: Tarifa de inyección para categoría T3 MT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Valle

TIr T3 MT2: Tarifa de inyección para categoría T3 MT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Resto

PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia

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

FC_{GDMT2} = 61,68 [%]: Factor de carga promedio del usuario T3 MT ≥ 300 kW 730: horas promedio mensual

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T3 MT ≥ 300 kW

Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T3 MT ≥ 300 kW

Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T3 MT ≥ 300 kW

3.9 Riego Agrícola con potencias < 300 kW T4 BT

La tarifa de inyección (TI T4 BT) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T4 BT < 300 kW es la siguiente:

TIp T4 BT = $CVRABT_{CFT}$ + Pep

TIp T4 BT = PPM_{CFT} * K1RABT / (FC_{T4BT} * 730) + Pep

TIv T4 BT = $CVRABT_{CFT}$ + Pev

TIv T4 BT = PPM_{CFT} * K1RABT / (FC_{T4BT} * 730) + Pev

TIr T4 BT = $CVRABT_{CFT}$ + Per

TIr T4 BT = PPM_{CFT} * K1RABT / (FC_{T4BT} * 730) + Per

TIp T4 BT: Tarifa de inyección para categoría T4 BT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Pico

TIv T4 BT: Tarifa de inyección para categoría T4 BT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Valle

TIr T4 BT: Tarifa de inyección para categoría T4 BT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Resto

PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia

K1RABT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T4 BT

FC_{T4BT} = 44,65 [%]: Factor de carga promedio del usuario T4 BT 730: horas promedio mensual

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T4 BT < 300 kW

Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T4 BT < 300 kW

Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T4 BT < 300 kW

3.10 Riego Agrícola con potencias < 300 kW T4 MT

La tarifa de inyección (TI T4 MT) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T4 MT < 300 kW es la siguiente:

TIp T4 MT = $CVRAMT_{CFT}$ + Pep

TIp T4 MT = PPM_{CFT} * K1RAMT / (FC_{T4MT} * 730) + Pep

TIv T4 MT = $CVRAMT_{CFT}$ + Pev

TIv T4 MT = PPM_{CFT} * K1RAMT / (FC_{T4MT} * 730) + Pev

TIr T4 MT = $CVRAMT_{CFT}$ + Per

TIr T4 MT = PPM_{CFT} * K1RAMT / (FC_{T4MT} * 730) + Per

TIp T4 MT: Tarifa de inyección para categoría T4 MT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Pico

TIv T4 MT: Tarifa de inyección para categoría T4 MT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Valle

TIr T4 MT: Tarifa de inyección para categoría T4 MT < 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Resto

PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia

K1RAMT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T4 MT

FC_{T4MT} = 44,65 [%]: Factor de carga promedio del usuario T4 MT 730: horas promedio mensual

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T4 MT < 300 kW

Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T4 MT < 300 kW

Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T4 MT < 300 kW

3.11 Riego Agrícola con potencias ≥ 300 kW T4 BT

La tarifa de inyección (TI T4 BT2) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T4 BT ≥ 300 kW es la siguiente:

TIp T4 BT2 = $CVRABT2_{CFT}$ + Pep

TIp T4 BT2 = PPM_{CFT} * K1RABT / (FC_{T4BT2} * 730) + Pep

TIv T4 BT2 = $CVRABT2_{CFT}$ + Pev

TIv T4 BT2 = PPM_{CFT} * K1RABT / (FC_{T4BT2} * 730) + Pev

TIr T4 BT2 = $CVRABT2_{CFT}$ + Per

TIr T4 BT2 = PPM_{CFT} * K1RABT / (FC_{T4BT2} * 730) + Per

TIp T4 BT2: Tarifa de inyección para categoría T4 BT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Pico

TIv T4 BT2: Tarifa de inyección para categoría T4 BT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Valle

TIr T4 BT2: Tarifa de inyección para categoría T4 BT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Resto

PPM_{CFT} = PPM_{CFT} = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia

K1RABT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T4 BT

FC_{T4BT2} = 44,65 [%]: Factor de carga promedio del usuario T4 BT 730: horas promedio mensual

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T4 BT ≥ 300 kW

Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T4 BT ≥ 300 kW

Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T4 BT ≥ 300 kW

3.12 Riego Agrícola con potencias ≥ 300 kW T4 MT

La tarifa de inyección (TI T4 MT2) por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución un usuario-generador T4 MT ≥ 300 kW es la siguiente:

TIp T4 MT2 = $CVRAMT2_{CFT}$ + Pep

TIp T4 MT2 = PPM_{CFT} * K1RAMT / (FC_{T4MT2} * 730) + Pep

TIv T4 MT2 = $CVRAMT2_{CFT}$ + Pev

TIv T4 MT2 = PPM_{CFT} * K1RAMT / (FC_{T4MT2} * 730) + Pev

TIr T4 MT2 = $CVRAMT2_{CFT}$ + Per

TIr T4 MT2 = PPM_{CFT} * K1RAMT / (FC_{T4MT2} * 730) + Per

TIp T4 MT2: Tarifa de inyección para categoría T4 MT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Pico

TIv T4 MT2: Tarifa de inyección para categoría T4 MT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Valle

TIr T4 MT2: Tarifa de inyección para categoría T4 MT ≥ 300 kW por cada kilowatt-hora que entregue en horas de Resto

PPMCFT = PPMCFT = $CFT / (SUM POTREF)

$CFT [$]: Costo Fijo del transporte de la energía

SUM POTREF [kW-mes]: Suma de las previsiones de potencia de referencia

K1RAMT: coeficiente de incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios T4 MT

FCT4MT2 = 44,65 [%]: Factor de carga promedio del usuario T4 MT 730: horas promedio mensual

Pep [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Pico para los usuarios T4 MT ≥ 300 kW

Pev [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Valle para los usuarios T4 MT ≥ 300 kW

Per [$/kWh]: precio de la energía en la banda horaria Resto para los usuarios T4 MT ≥ 300 kW

ANEXO II

CUADRO TARIFARIO PARA GENERACION DISTRIBUIDA NOVIEMBRE 2021 - ENERO 2022

TARIFA PEQUEÑAS DEMANDAS			
T1-R	**USO RESIDENCIAL**	**UNIDAD**	**TOTAL**
	RESTO		
	Cargo variable por energía inyectada	$/KWh.	**2,2885**
T1 - G	**USO GENERAL**	**UNIDAD**	**TOTAL**
	Cargo variable por energía inyectada	$/KWh.	**3,1987**
T1 - AP	**ALUMBRADO PÚBLICO**	**UNIDAD**	**TOTAL**
	Cargo variable por energía inyectada	$/KWh	**2,3473**
T2	**MEDIANAS DEMANDAS**	**UNIDAD**	**TOTAL**
	Cargo variable por energía inyectada	$/KWh	**1,9823**

TARIFA GRANDES DEMANDAS

T3	GRANDES DEMANDAS CON CONSUMOS MENORES A 300 KW			
	Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión	Media Tensión
		UNIDAD	TOTAL	TOTAL
	Cargo Variable por energía inyectada			
	Período Horas Punta	$/KWh.	2,4929	2,4638
	Período Horas Resto	$/KWh.	2,3959	2,3668
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	2,2989	2,2698
T4	RIEGO AGRÍCOLA CON CONSUMOS MENORES A 300 KW			
	Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión	Media Tensión
		UNIDAD	TOTAL	TOTAL
	Cargo Variable por Consumo de Energía			
	Período Horas Punta	$/KWh.	2,4882	2,4723
	Período Horas Resto	$/KWh.	2,3912	2,3753
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	2,2942	2,2783

TARIFA GRANDES DEMANDAS				
T3	GRANDES DEMANDAS CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW			
	ORGANISMOS PUBLICOS SALUD / EDUCACION			
	Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión	Media Tensión
		UNIDAD	TOTAL	TOTAL
	Cargo Variable por energía inyectada			
	Período Horas Punta	$/KWh.	3,4209	3,3373
	Período Horas Resto	$/KWh.	3,2899	3,2063
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	3,1579	3,0743
T3	GRANDES DEMANDAS CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW			
	GENERALES			
	Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión	Media Tensión
		UNIDAD	TOTAL	TOTAL
	Cargo Variable por energía inyectada			
	Período Horas Punta	$/KWh.	7,4989	7,4153
	Período Horas Resto	$/KWh.	7,1919	7,1083
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	6,8839	6,8003
T4	RIEGO AGRÍCOLA CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW			
	Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión	Media Tensión
		UNIDAD	TOTAL	TOTAL
	Cargo Variable por energía inyectada			
	Período Horas Punta	$/KWh.	7,4862	7,4703
	Período Horas Resto	$/KWh.	7,1792	7,1633
	Período Horas Valle Nocturno	$/KWh.	6,8712	6,8553

TARIFAS DE PUBLICACIONES, SUSCRIPCIONES Y VENTA DE BOLETINES A PARTIR DEL 31DIC2019

Déjase sin efecto la Disposición General D.B.O. e I. N° 01 de fecha 01AGO18 y fíjase a partir del día MARTES 31 de DICIEMBRE de 2019, las nuevas tarifas que percibirá la Dirección Boletín Oficial e Imprenta de la Provincia, de conformidad a los valores que se detallan:

1.- Por los servicios de publicaciones, se abonará como tasa la suma de **PESOS TRES (3)** la palabra y por publicación.

- El precio mínimo por cualquier publicación será de **PESOS CUATROCIENTOS ($ 400,00).**

2.- Las tarifas gozarán de un **CINCUENTA POR CIENTO (50%)** de bonificación por palabra y por publicación cuando:

- Las publicaciones fueran ordenadas en Juicios radicados en Juzgados de Paz.
- Por publicaciones oficiales de la Administración Pública Provincial, Organismos Descentralizados y/o Autárquicos y/o Municipios.

3.- Serán **sin cargo** las publicaciones cuando:

- Se trate de edictos judiciales, acreditados con beneficio de litigar sin gastos mediante resolución fundada dictada por el Juzgado interviniente.
- Los edictos ordenados por los Juzgados Laborales y que debieran ser a cargo del obrero, siempre que así se consignare en el edicto o aviso sujeto a publicación.
- Las Resoluciones Técnico-Registrales dictada por la Dirección del Registro de la Propiedad Inmobiliaria y de Mandatos.

4.- **SUSCRIPCIONES**

Serán SEMESTRALES

- Sin Franqueo **PESOS MIL DOSCIENTOS CINCUENTA ($ 1.250,00)**
- Con Franqueo **PESOS DOS MIL SETECIENTOS CINCUENTA ($ 2.750,00)**

5.- **VENTA DE EJEMPLARES**

- Número suelto del mes **PESOS TREINTA ($ 30,00)**
- Número atrasado más de un (1) mes y hasta un (1) año **PESOS CINCUENTA ($ 50,00)**

6.- **FOTOCOPIAS**

- Por cada Fotocopia su valor será de **PESOS CINCO ($ 5,00)**

DISPOSICION GENERAL D.B.O.e I. N° 02/19