

Edesur S.A.

Revisión Tarifaria de Distribución 2016

Estructura tarifaria. Traslado de costos de
compra de energía y potencia



INDICE

1.	Introducción	1-1
2.	Estructura tarifaria propuesta	2-1
2.1	Tarifa T1 Residencial	2-1
2.2	Tarifa T1 General	2-1
2.3	Tarifa T1 Alumbrado Público	2-2
2.4	Tarifa T2 y Peaje	2-2
2.5	Tarifas T3 y Peaje AT, MT y BT	2-3
3.	Costos de compra a trasladar a tarifas	3-1
3.1	Precio de la potencia en el MEM	3-1
3.2	Precio de la energía en el MEM	3-1
3.3	Cargos de Transporte	3-1
3.4	Cargos de administración MEM (gasto cammesa)	3-2
4.	Fórmulas tarifarias para las categorías de Tarifa 1	4-1
4.1	Tarifa 1 Residencial	4-1
4.2	Tarifa 1 General	4-2
5.	Fórmulas tarifarias para la Tarifa 2 y Peaje	5-5
5.1	Cargos tarifarios para los usuarios de Tarifa 2	5-5
5.2	Cargos tarifarios para los usuarios de Peaje entre 10 y 50 kW	5-6
6.	Fórmulas tarifarias para la Tarifa 3 y Peaje	6-1
6.1	Cargos tarifarios para los usuarios de Tarifa 3	6-1
6.2	Cargos tarifarios para los usuarios de Peaje con potencia máxima igual o superior a 50 kW	6-6
7.	Anexo 1	1
7.1	Anexo 1 Régimen Tarifario	2
7.2	Vigencia del régimen tarifario	2
7.3	Clasificación de los usuarios	2
7.4	Tarifa 1 – Pequeñas Demandas	2
7.5	Tarifa 2 – Medianas Demandas	7
7.6	Tarifa 3 – Grandes demandas	10
7.7	Tarifa por el Servicio de Peaje	12
7.8	Tarifas por la prestación adicional de la función técnica de Transporte	13
7.9	Disposiciones Especiales	15
8.	Anexo 2	20
8.1	Anexo 2 - Calculo del costo de compra	21

1. INTRODUCCIÓN

En este Informe se propone el mecanismo de traslado de los precios de la energía y potencia en el MEM a las tarifas de usuarios finales de la distribuidora, buscando una simplificación del régimen actual y a su vez dotarlo de mejoras en las señales de precios que reciban los clientes, para que así ellos adopten las decisiones en su consumo que consideren adecuadas.

La propuesta define las categorías y cargos tarifarios con base en las estructuras existentes en el Régimen Tarifario vigente, pero con las modificaciones que surgen de las experiencias recogidas en los más de veinte años de aplicación de dicho Régimen y en la evolución de consumos, del parque generador y de la red.

En todos los casos, las propuestas son tendientes a la mejora y optimización de las señales económicas tanto para la distribuidora como para los usuarios.

Y en este sentido, en la propuesta considera que conforme se introduzcan mejoras en los sistemas de medición (Smart Metering) y se vaya adaptando el Mercado Eléctrico Mayorista, la distribuidora debería poder ofrecer a los clientes aplicar distintos tipos de tarifa, permitiendo que sean los usuarios quienes elijan la tarifa más adecuada en función de su patrones de consumo y los beneficios que puedan alcanzar. Esto en el entendimiento que ello permitirá optimizar el uso conjunto de los recursos de los sistemas de generación y las redes.

También en este sentido, consideramos que se debería dar una adecuada posibilidad de reflejar en tarifas la incidencia de la generación distribuida de pequeña escala, conceptos que son de común aplicación en los sistemas de distribución desarrollados y que llevan a un uso racional de la energía y la eficiencia energética.

Se describen los precios de la potencia y la energía en el MEM que se transfieren, de acuerdo a la normativa vigente, y se complementa con el traslado de los otros cargos que también deben ser parte constitutiva de la tarifa de usuarios finales, a las distintas categorías de usuarios definidas: tarifa residencial social con o sin ahorro, tarifa residencial con o sin ahorro, tarifa general, alumbrado público, tarifa 2 y tarifa 3 con demandas máximas de potencia inferiores, iguales o superiores a 300 kW.

Se presentan las fórmulas de los parámetros tarifarios para todas las categorías:

- Tarifas 1 y sus subcategorías por uso Residencial, General y Alumbrado Público
- Tarifa 2
- Tarifa 3 en cada nivel de tensión
- Tarifas de peaje

En cada una de estas categorías se muestra el mecanismo de traspaso de los costos en el MEM, como así también la incorporación de los costos comerciales, de distribución y de otros costos que están fuera del control de la distribuidora.

2. ESTRUCTURA TARIFARIA PROPUESTA

La estructura tarifaria propuesta es similar a la vigente, con algunas modificaciones en los límites de los cargos variables por energía consumida por bloques de consumo (residenciales y generales) y en los cargos por potencia de los usuarios de la Tarifa 3 de Grandes Consumos.

2.1 TARIFA T1 RESIDENCIAL

Esta categoría aplica a usuarios con uso final declarado residencial y con demanda máxima de potencia no superior a los 10 kW.

Para esta categoría tarifaria se considera **lectura bimestral y facturación mensual**. Por lo tanto, los cargos están determinados para un período mensual de 30,4 días. La energía leída se facturará proporcionalmente a cada período.

Los consumos de esta categoría se facturan mediante un Cargo Fijo único (CFR) mensual que incluye los costos de redes y de atención comercial, en \$/mes, y tres bloques de energía con cargos variables distintos hasta completar la energía bimestral consumida:

- Cargo Variable 1 (CVR1) en \$/kWh: para aplicar a los consumos hasta 300 kWh/bim inclusive.
- Cargo Variable 2 (CVR2) en \$/kWh: para aplicar a los consumos superiores a los 300 kWh/bim hasta 900 kWh/bim inclusive.
- Cargo Variable 3 (CVR3) en \$/kWh: para aplicar a los consumos superiores a los 900 kWh/bim.

La facturación por consumo de energía será acumulativa, aplicando los distintos cargos variables a los rangos de consumo definidos.

Por ejemplo, un consumo de 2000 kWh bim se facturará según se indica:

$$\text{Facturación ciclo1} = \text{CFR1} + (\text{CVR1} \times 150 + \text{CVR2} \times 300 + \text{CVR3} \times 550)$$

$$\text{Facturación ciclo2} = \text{CFR1} + (\text{CVR1} \times 150 + \text{CVR2} \times 300 + \text{CVR3} \times 550)$$

Para el caso de la Tarifa Residencial Social (T1 R Social) se considerará lo que determine la normativa vigente buscando la neutralidad de la aplicación de la misma en los ingresos para el servicio y para otros usuarios, teniendo como alternativa la aplicación de un subsidio explícito tal como lo permite la regulación vigente. Otra alternativa sobre la misma es que solo se aplique el subsidio sobre el valor de la energía.

2.2 TARIFA T1 GENERAL

Esta categoría se aplica a clientes con uso final no residencial, con excepción de los casos de alumbrado público mencionados en el punto 2.3 siguiente (usos comerciales, industriales, servicios, oficiales, etc.) y cuya demanda máxima de potencia no supere los 10 kW.

Para esta categoría tarifaria se propone **lectura bimestral y facturación mensual**. Por lo tanto, los cargos están determinados para un período mensual de 30,4 días. La energía leída se facturará proporcionalmente a cada período.

Los consumos de esta categoría se facturan mediante un Cargo Fijo único (CFG) mensual que incluye los costos de redes y de atención comercial, en \$/mes, y tres cargos variables distintos según la energía bimestral consumida:

- Cargo Variable 1 (CVG1) en \$/kWh: para aplicar a los consumos hasta 1600 kWh/bim inclusive.
- Cargo Variable 2 (CVG2) en \$/kWh: para aplicar a los consumos superiores a los 1600 kWh/bim hasta 4000 kWh/bim inclusive.
- Cargo Variable 3 (CVG3) en \$/kWh: para aplicar a los consumos superiores a los 4000 kWh/bim.

La facturación por consumo de energía será acumulativa, aplicando los distintos cargos variables a los rangos de consumo definidos.

Por ejemplo, un consumo de 2000 kWh bim se facturará según se indica:

$$\text{Facturación ciclo1} = \text{CFG} + (\text{CVG1} \times 800 + \text{CVG2} \times 200)$$

$$\text{Facturación ciclo2} = \text{CFG} + (\text{CVG1} \times 800 + \text{CVG2} \times 200)$$

Para el caso de la Tarifa General Entidad de Bien Público se considerará lo que determine la normativa vigente, buscando la neutralidad de la aplicación de la misma para el volumen de ingresos, para el servicio y para otros usuarios, teniendo como alternativa la aplicación de un subsidio explícito tal como lo permite la regulación vigente.

2.3 TARIFA T1 ALUMBRADO PÚBLICO

Son aquellos usuarios que utilizan la energía eléctrica con la finalidad de iluminar espacios de dominio público dependientes de Organismos Oficiales.

Los consumos de esta categoría se facturan mediante un Cargo Variable único (CVAP), en \$/kWh, que se aplica a la totalidad de la energía mensual consumida.

En los casos de consumos de alumbrado público medido con demandas máximas en los puntos de medición iguales o superiores a los 10 kW, se aplicará la Tarifa 2 y, en los casos de demandas máximas iguales o superiores a los 50 kW, se aplicará la Tarifa 3.

2.4 TARIFA T2 Y PEAJE

Esta categoría tarifaria se aplica a los consumos de energía y potencia para cualquier uso final cuando la demanda máxima de potencia es igual o superior a los 10 kW e inferior a los 50 kW.

Para esta categoría tarifaria la lectura y la facturación serán mensuales.

Para facturar los consumos de esta categoría tarifaria, se aplican los siguientes cargos:

- Un Cargo Fijo mensual (CFT2) en \$/mes que incluye los cargos comerciales
- Cargo por Capacidad contratada (CCT2) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada (el máximo que resulte entre la potencia contratada y la máxima registrada en cualquier momento del período facturado).

- Cargo por Potencia máxima registrada (CPT2) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación a los fines del traslado de los costos de compra
- Cargo Variable (CVT2) en \$/kWh: para aplicar a la totalidad de la energía mensual consumida.

A los clientes de **Peaje** cuya demanda máxima de potencia sea igual o superior a 10 kW e inferior a 50 kW, se aplicarán cargos similares y con los mismos criterios:

- Un Cargo Fijo mensual (CFP2) en \$/mes Cargo por Capacidad contratada (CCP2) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.
- Cargo por Potencia máxima registrada (CPP2) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación
- Cargo Variable (CVP2) en \$/kWh: para aplicar a la totalidad de la energía mensual consumida

2.5 TARIFAS T3 Y PEAJE AT, MT Y BT

Esta categoría tarifaria se aplica a los consumos de energía y potencia para cualquier uso final cuando la demanda máxima de potencia es igual o superior a los 50 kW.

Para esta categoría tarifaria la lectura y la facturación serán mensuales.

Los cargos tarifarios para los suministros de esta categoría se diferencian según el nivel de tensión de suministro:

- Suministros en Baja Tensión (BT): para tensión de suministro de 0,38 kV Suministros en Media Tensión (MT): para tensiones de suministro de 13,2 y 33 kV y potencias no inferiores a 315 KW
- Suministros en Alta Tensión (AT): para tensiones de suministro de 132 y 220 kV y potencias no inferiores a 20 MW

2.5.1 Tarifa 3 para suministros en Baja Tensión

Para facturar los consumos de esta categoría tarifaria, se aplican los siguientes cargos:

- Un Cargo Fijo mensual (CFT3B) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCT3B) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.
- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPT3B) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVT3BP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVT3BR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVT3BV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

2.5.2 Tarifa 3 para suministros en Media Tensión

Para facturar los consumos de esta categoría tarifaria, se aplican los siguientes cargos:

- Un Cargo Fijo mensual (CFT3M) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCT3M) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.
- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPT3M) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVT3MP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVT3MR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVT3MV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

2.5.3 Tarifa 3 para suministros en Alta Tensión

Para facturar los consumos de esta categoría tarifaria, se aplican los siguientes cargos:

- Un Cargo Fijo mensual (CFT3A) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCT3A) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.
- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPT3A) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVT3AP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVT3AR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVT3AV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

2.5.4 Tarifas de peaje para clientes con demanda máxima de potencia igual o superior a 50 kW

A los clientes de peaje cuya demanda máxima de potencia sea igual o superior a 50 kW, se aplicarán cargos similares a los de la Tarifa 3 y con los mismos criterios de aplicación.

Tarifas de **peaje en Baja Tensión** (BT):

- Un Cargo Fijo mensual (CFP3B) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCP3B) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.
- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPP3B) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM

- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVP3BP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVP3BR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVP3BV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

Tarifas de **peaje en Media Tensión (MT)**:

- Un Cargo Fijo mensual (CFP3M) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCP3M) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.
- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPP3M) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVP3MP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVP3MR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVP3MV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

Tarifas de **peaje en Alta Tensión (MT)**:

- Un Cargo Fijo mensual (CFP3A) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCP3A) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.
- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPP3A) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVP3AP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVP3AR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVP3AV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

3. COSTOS DE COMPRA A TRASLADAR A TARIFAS

Conforme a lo establecido en la normativa, se debe trasladar a los usuarios finales todos los costos de adquisición de energía y potencia en el MEM, entre los que se incluyen los costos de potencia, energía, cargos de transporte y gasto del OED.

Adicionalmente, en el caso de que existan contratos suscriptos por CAMMESA con generadores que sean transferidos a los agentes distribuidores, los mismos deben ser íntegramente incorporados en cada categoría de los clientes, garantizando el completo pass through de sus costos.

3.1 PRECIO DE LA POTENCIA EN EL MEM

El precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas a usuarios finales es Ppot expresado en \$/kW-mes, y corresponde al valor del \$POTREF establecido en las Programaciones Estacionales de CAMMESA.

3.2 PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MEM

Los precios de la energía dependen de las categorías y tipos de consumo, según se indica a continuación:

- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios con tarifa social con consumos inferiores a 150 kWh/mes: PETS<150
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios con tarifa social con consumos iguales o superiores a 150 kWh/mes con ahorro: PETSCA
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios con tarifa social con consumos iguales o superiores a 150 kWh/mes sin ahorro: PETSSA
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios residenciales con ahorro superior al 20%: PERCA20
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios residenciales con ahorro entre el 10% y el 20%: PERCA10
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios residenciales sin ahorro, generales, de alumbrado público, de Tarifa 2 y de Tarifa 3 y peaje con demanda máxima inferior a 300 kW: PET123
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios de Tarifa 3 y peaje con demanda máxima igual o superior a 300 kW: PET3

Estos precios de la energía se trasladarán a las tarifas para usuarios finales considerando las fórmulas propuestas en los siguientes capítulos para las distintas categorías tarifarias.

3.3 CARGOS DE TRANSPORTE

Los cargos de transporte en AT (cargo de conexión, cargo complementario y cargo variable) y los cargos de la PAFTT (cargo de conexión, cargo complementario y cargo variable) conforme a lo que informe CAMMESA en cada Programación Estacional, o por aproximación los efectivamente facturados, serán acumulados y trasladados a la tarifa de los clientes, agregados a los conceptos de cargo de potencia.



3.4 CARGOS DE ADMINISTRACIÓN MEM (GASTO CAMESA)

Los cargos correspondientes a los gastos de administración del MEM, conforme a lo que informe CAMESA en cada Programación Estacional, o por aproximación los efectivamente facturados, serán acumulados y trasladados a la tarifa de los clientes, agregados a los conceptos de compra de energía.

4. FÓRMULAS TARIFARIAS PARA LAS CATEGORÍAS DE TARIFA 1

A continuación se presentan las fórmulas tarifarias para determinar los cargos tarifarios para las categorías de Tarifa 1 (demanda máxima inferior a los 10 kW), y la tarifa propuesta para usuarios con medidor prepago.

4.1 TARIFA 1 RESIDENCIAL

A continuación se presentan las fórmulas para determinar los cargos tarifarios de la Tarifa 1 Residencial.

4.1.1 Cargo Fijo de la Tarifa 1 residencial

$$\text{CFR } (\$/\text{mes}) = (\text{CCR} + \text{CREDR} + \text{CNCSEER}) * (1 + \text{TINCR})$$

Donde:

CCR (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de la categoría residencial.

CREDR (\$/mes) es el costo de la red de los usuarios de la categoría residencial.

CNCSEER (\$/mes) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc.)

TINCR (%) Costo de la Incobrabilidad

4.1.2 Cargos Variables de la Tarifa 1 residencial

CVR0 (\$/kWh) = 0 para los primeros 150 kWh consumidos por usuarios de la Tarifa Residencial Social conforme a la normativa vigente

$$\text{CVR1 } (\$/\text{kWh}) = ((\text{CERP} \times \%pR1 + \text{CERR} \times \%rR1 + \text{CERV} \times \%vR1 + \text{CEMEM}) \times \text{FPEB} + (\text{CDR1} + (\text{CPMEM} + \text{Ppot}) \times \text{FPPB}) / (730 \times \text{FCR1})) \times (1 + \text{TINCR})$$

$$\text{CVR2 } (\$/\text{kWh}) = ((\text{CERP} \times \%pR2 + \text{CERR} \times \%rR2 + \text{CERV} \times \%vR2 + \text{CEMEM}) \times \text{FPEB} + (\text{CDR2} + (\text{CPMEM} + \text{Ppot}) \times \text{FPPB}) / (730 \times \text{FCR2})) \times (1 + \text{TINCR})$$

$$\text{CVR3 } (\$/\text{kWh}) = ((\text{CERP} \times \%pR3 + \text{CERR} \times \%rR3 + \text{CERV} \times \%vR3 + \text{CEMEM}) \times \text{FPEB} + (\text{CDR3} + (\text{CPMEM} + \text{Ppot}) \times \text{FPPB}) / (730 \times \text{FCR3})) \times (1 + \text{TINCR})$$

Donde:

CERP, CERR, CERV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría y tipo de usuario que corresponda: tarifa social y residencial con y sin ahorro.

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

%pR1, %pR2, %pR3, %rR1, %rR2, %rR3, %vR1, %vR2 y %vR3 son las participaciones de consumo de energía de los usuarios típicos de las categorías R1, R2 y R3, en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

CDR1, CDR2 y CDR3 (\$/kW-mes) son los costos de distribución para los usuarios típicos de las categorías R1, R2 y R3.

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPB es el factor de pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCR1, FCR2 y FCR3 son los factores de carga de los usuarios típicos de las categorías R1, R2 y R3.

TINCR (%) Costo de la Incobrabilidad

4.2 TARIFA 1 GENERAL

A continuación se presentan las fórmulas para determinar los cargos tarifarios de la Tarifa 1 general.

4.2.1 Cargo Fijo de la Tarifa 1 general

$$\mathbf{CFG} (\$/mes) = (CCG + CREDG + CNCSEG) \times (1 + TINCG)$$

Donde:

CCG (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de la categoría general.

CREDG (\$/mes) es el costo de la red trasladados a los usuarios de la categoría general.

CNCSEG (\$/MES) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc)

TINCG (%) Costo de la Incobrabilidad

4.2.2 Cargos Variables de la Tarifa 1 general

$$\mathbf{CVG1} (\$/kWh) = ((CEGP \times \%pG1 + CEGR \times \%rG1 + CEGV \times \%vG1 + CEMEM) \times FPEB + (CDG1 + (CPMEM + Ppot) \times FPPB) / (730 \times FCG1)) \times (1 + TINCG)$$

$$\mathbf{CVG2} (\$/kWh) = ((CEGP \times \%pG2 + CEGR \times \%rG2 + CEGV \times \%vG2 + CEMEM) \times FPEB + (CDG2 + (CPMEM + Ppot) \times FPPB) / (730 \times FCG2)) \times (1 + TINCG)$$

$$\mathbf{CVG3} (\$/kWh) = ((CEGP \times \%pG3 + CEGR \times \%rG3 + CEGV \times \%vG3 + CEMEM) \times FPEB + (CDG3 + (CPMEM + Ppot) \times FPPB) / (730 \times FCG3)) \times (1 + TINCG)$$

Donde:

CEGP, CEGR, CEGV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría de usuarios generales que corresponda con y sin ahorro.

%pG1, %pG2, %pG3, %rG1, %rG2, %rG3, %vG1, %vG2 y %vG3 son las participaciones de consumo de energía de los usuarios típicos de las categorías G1, G2 y G3, en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

CDG1, CDG2 y CDG3 (\$/kW-mes) son los costos de distribución para los usuarios típicos de las categorías G1, G2 y G3.

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPB es el factor de pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCG1, FCG2 y FCG3 son los factores de carga de los usuarios típicos de las categorías G1, G2 y G3.

TINCG (%) Costo de la Incobrabilidad

4.2.3 Tarifa 1 Alumbrado Público

Para la Tarifa 1 a aplicar al consumo para el alumbrado público (T1AP) se considera solamente un cargo variable por energía consumida, que se determina con la siguiente fórmula:

$$\text{CVAP } (\$/\text{kWh}) = \left(\left(\text{CEAP} \times \%p\text{AP} + \text{CEAR} \times \%r\text{AP} + \text{CEAV} \times \%v\text{AP} + \text{CEMEM} + \text{CNCSEAP} \right) \times \text{FPEB} + \left(\text{CDAP} + (\text{CPMEM} + \text{Ppot}) \times \text{FPPB} \right) / \left(730 \times \text{FCAP} \right) \right) \times (1 + \text{TINCAP})$$

Donde:

CEAP, CEAR, CEAV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría de alumbrado público.

%pAP, %rAP y %vAP son las participaciones de consumo de energía del usuario típico de la categoría AP, en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

CDAP (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de la categoría AP.

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia



Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPB es el factor de pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCAP es el factor de carga del usuario típico de la categoría AP.

CNCSAP (\$/MES) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc)

TINCAP (%) Costo de la Incobrabilidad

5. FÓRMULAS TARIFARIAS PARA LA TARIFA 2 Y PEAJE

Para el caso de la Tarifa 2, usuarios con demanda máxima igual o superior a 10 kW y menor a 50 kW, y de los usuarios de peaje con demandas entre esos valores, se determinaron cuatro cargos para facturar los consumos de potencia y energía:

- Un cargo fijo mensual
- Un cargo por capacidad de suministro contratada
- Un cargo por potencia registrada
- Un cargo variable por energía consumida

Para el caso de la Tarifa 2, usuarios con demanda máxima igual o superior a 10 kW y menor a 50 kW, y de los usuarios de peaje con demandas entre esos valores, se determinaron cuatro cargos para facturar los consumos de potencia y energía:

- Un cargo fijo mensual
- Un cargo por capacidad de suministro contratada
- Un cargo por potencia registrada
- Un cargo variable por energía consumida

5.1 CARGOS TARIFARIOS PARA LOS USUARIOS DE TARIFA 2

5.1.1 Cargo Fijo

$$\mathbf{CFT2} (\$/\text{mes}) = \text{CCMD} \times (1 + \text{TINCMD})$$

Donde:

CCMD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de medianas demandas.

TINCMD (%) Costo de la Incobrabilidad

5.1.2 Cargo por Capacidad de suministro contratada

$$\mathbf{CCT2} (\$/\text{kW-mes}) = (\text{CDMD} + \text{CNC SER}) \times (1 + \text{TINCMD})$$

Donde:

CDMD (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de medianas demandas.

CNC SER (\$/MES) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc)

TINCT2 (%) Costo de la Incobrabilidad

5.1.3 Cargo por Potencia máxima registrada

$$\mathbf{CPT2} (\$/\text{kW-mes}) = ((\text{CPMEM} + \text{Ppot}) \times \text{FPPB} \times \text{FCT2}) \times (1 + \text{TINCMD})$$

Donde:

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPB es el factor de pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCT2 es el factor de coincidencia de la demanda máxima del usuario típico de medianas demandas con la demanda máxima de la distribuidora.

TINCMD (%) Costo de la Incobrabilidad

5.1.4 Cargo Variable por energía consumida

$$\text{CVT2 } (\$/\text{kWh}) = ((\text{CEMP} \times \%pT2 + \text{CEMR} \times \%rT2 + \text{CEMV} \times \%vT2 + \text{CEMEM}) \times \text{FPEB}) \times (1 + \text{TINCMD2})$$

Donde:

CEMP, CEMR, CEMV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría de usuarios de medianas demandas.

%pT2, %rT2 y %vT2 son las participaciones de consumo de energía del usuario típico de la categoría AP, en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

TINCMD (%) Costo de la Incobrabilidad

5.2 CARGOS TARIFARIOS PARA LOS USUARIOS DE PEAJE ENTRE 10 Y 50 KW

5.2.1 Cargo Fijo

$$\text{CFP2 } (\$/\text{mes}) = \text{CCMD} * (1 + \text{TINCMD})$$

Donde:

CCMD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de medianas demandas.

TINCMD (%) Costo de la Incobrabilidad

5.2.2 Cargo por Capacidad de suministro contratada

$$\text{CCP2 } (\$/\text{kW-mes}) = (\text{CDMD} + \text{CNC SER}) \times (1 + \text{TINCMD})$$

Donde:

CDMD (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de medianas demandas.

CNCSEER (\$/MES) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc)

TINCMD (%) Costo de la Incobrabilidad

5.2.3 Cargo por Potencia máxima registrada

$$\text{CPP2} (\$/kW\text{-mes}) = ((\text{CPMEM} + \text{Ppot}) \times (\text{FPPB} - 1) \times \text{FCT2}) \times (1 + \text{TINCMD})$$

Donde:

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPB es el factor de pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCT2 es el factor de coincidencia de la demanda máxima del usuario típico de medianas demandas con la demanda máxima de la distribuidora.

TINCMD (%) Costo de la Incobrabilidad

5.2.4 Cargo Variable por energía consumida

$$\text{CVT2} (\$/kWh) = \frac{(\text{CEMP} \times \%pT2 + \text{CEMR} \times \%rT2 + \text{CEMV} \times \%vT2 + \text{CEMEM}) \times (\text{FPEB} - 1)}{(1 + \text{TINCMD})}$$

Donde:

CEMP, CEMR, CEMV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría de usuarios de medianas demandas.

%pT2, %rT2 y %vT2 son las participaciones de consumo de energía del usuario típico de la categoría AP, en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

TINCMD (%) Costo de la Incobrabilidad

6. FÓRMULAS TARIFARIAS PARA LA TARIFA 3 Y PEAJE

A continuación se presentan las fórmulas tarifarias para determinar los cargos tarifarios para las categorías de Tarifa 3 (demandas máximas iguales o superiores a los 50 kW), y a los usuarios de Peaje con demandas máximas iguales o superiores a los 50 kW.

Los 6 cargos definidos para esta Tarifa 3 son los siguientes:

- Un cargo fijo mensual
- Un cargo por capacidad de suministro contratada
- Un cargo por potencia registrada en horario de punta
- Un cargo variable por energía consumida en punta
- Un cargo variable por energía consumida en resto
- Un cargo variable por energía consumida en valle

Las tarifas para usuarios finales y para usuarios de peaje, si bien tienen la misma estructura de cargos, difieren sus valores y fórmulas de cálculo según la tensión en la que se efectúa el suministro: BT, MT y AT.

6.1 CARGOS TARIFARIOS PARA LOS USUARIOS DE TARIFA 3

6.1.1 Cargos tarifarios para usuarios de Tarifa 3 en Baja Tensión (T3BT)

A. CARGO FIJO

$$\mathbf{CFT3B} (\$/mes) = CCGD \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

B. CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA

$$\mathbf{CCT3B} (\$/kW-mes) = (CDGDB + CNCSER) \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CDGDB (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Baja Tensión.

CNCSER (\$/MES) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc)

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

C. *CARGO POR POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA*

$$\mathbf{CPPT3B} (\$/kW\text{-mes}) = ((CPMEM + Ppot) \times FPPB \times FCPT3B) \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPB es el factor de pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCPT3B es el factor de coincidencia de la demanda máxima del usuario típico de grandes demandas en Baja Tensión con la demanda máxima de la distribuidora.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

D. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN PUNTA*

$$\mathbf{CVPT3B} (\$/kWh) = (CEGP + CEMEM) \times FPEB \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

E. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN RESTO*

$$\mathbf{CVRT3B} (\$/kWh) = CEGR \times FPEB \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

F. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN VALLE*

$$\mathbf{CVVT3B} (\$/kWh) = (CEGV \times FPEB + CNCSER) \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

6.1.2 Cargos tarifarios para usuarios de Tarifa 3 en Media Tensión (T3MT)

A. *CARGO FIJO*

$$\mathbf{CFT3M} (\$/mes) = CCGD \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

B. *CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA*

$$\mathbf{CCT3M} (\$/kW-mes) = (CDGDM + CNCSER) \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CDGDM (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Media Tensión.

CNCSER (\$/MES) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

C. *CARGO POR POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA*

$$\mathbf{CPPT3M} (\$/kW-mes) = (CPMEM + Ppot) \times FPPM \times FCPT3M \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPM es el factor de pérdidas de potencia para consumos en media tensión (MT).

FCPT3M es el factor de coincidencia de la demanda máxima del usuario típico de grandes demandas en Media Tensión con la demanda máxima de la distribuidora.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

D. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN PUNTA*

$$\mathbf{CVPT3M} (\$/kWh) = (\text{CEGP} + \text{CEMEM}) \times \text{FPEM} \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

E. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN RESTO*

$$\mathbf{CVRT3M} (\$/kWh) = \text{CEGR} \times \text{FPEM} \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

F. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN VALLE*

$$\mathbf{CVVT3M} (\$/kWh) = \text{CEGV} \times \text{FPEM} \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

6.1.3 Cargos tarifarios para usuarios de Tarifa 3 en Alta Tensión (T3AT)

A. CARGO FIJO

$$\mathbf{CFT3A} (\$/mes) = CCGD \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

B. CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA

$$\mathbf{CCT3A} (\$/kW-mes) = (CDGDA + CNCSE) \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CDGDA (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Alta Tensión.

CNCSE (\$/MES) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc)

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

C. CARGO POR POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA

$$\mathbf{CPPT3A} (\$/kW-mes) = ((CPMEM + Ppot) \times FPPA \times FCPT3A) \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPA es el factor de pérdidas de potencia para consumos en alta tensión (AT).

FCPT3A es el factor de coincidencia de la demanda máxima del usuario típico de grandes demandas en Alta Tensión con la demanda máxima de la distribuidora.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

D. CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN PUNTA

$$\mathbf{CVPT3A} (\$/kWh) = ((CEGP + CEMEM) \times FPEA) \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

E. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN RESTO*

$$\mathbf{CVRT3A} \text{ (\$/kWh)} = (\text{CEGR} \times \text{FPEA}) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

F. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN VALLE*

$$\mathbf{CVVT3A} \text{ (\$/kWh)} = (\text{CEGV} \times \text{FPEA}) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

6.2 CARGOS TARIFARIOS PARA LOS USUARIOS DE PEAJE CON POTENCIA MÁXIMA IGUAL O SUPERIOR A 50 KW

6.2.1 Cargos tarifarios para usuarios de Peaje en Baja Tensión (PEBT)

A. *CARGO FIJO*

$$\mathbf{CFP3B} \text{ (\$/mes)} = \text{CCGD} \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

B. *CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA*

$$\mathbf{CCP3B} (\$/kW\text{-mes}) = (\text{CDGDB} + \text{CNSER}) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CDGDB (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Baja Tensión.

CNCSER (\$/MES) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc)

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

C. *CARGO POR POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA*

$$\mathbf{CPPP3B} (\$/kW\text{-mes}) = ((\text{CPMEM} + \text{Ppot}) \times (\text{FPPB} - 1) \times \text{FCPT3B}) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPB es el factor de pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCPT3B es el factor de coincidencia de la demanda máxima del usuario típico de grandes demandas en Baja Tensión con la demanda máxima de la distribuidora.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

D. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN PUNTA*

$$\mathbf{CVPP3B} (\$/kWh) = ((\text{CEGP} + \text{CEMEM}) \times (\text{FPEB} - 1)) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

E. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN RESTO*

$$\mathbf{CVRP3B} (\$/kWh) = (\text{CEGR} \times (\text{FPEB} - 1)) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

F. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN VALLE*

$$\mathbf{CVVP3B} \text{ (\$/kWh)} = (\text{CEGV} \times (\text{FPEB} - 1)) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

6.2.2 Cargos tarifarios para usuarios de Peaje en Media Tensión (PEMT)

A. *CARGO FIJO*

$$\mathbf{CFP3M} \text{ (\$/mes)} = \text{CCGD} \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

B. *CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA*

$$\mathbf{CCP3M} \text{ (\$/kW-mes)} = (\text{CDGDM} + \text{CNSER}) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CDGDM (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Media Tensión.

CNCSER (\$/MES) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc)

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

C. *CARGO POR POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA*

$$\mathbf{CPPP3M} (\$/kW\text{-mes}) = (CPMEM + Ppot) \times (FPPM - 1) \times FCPT3M \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPM es el factor de pérdidas de potencia para consumos en media tensión (MT).

FCPT3M es el factor de coincidencia de la demanda máxima del usuario típico de grandes demandas en Media Tensión con la demanda máxima de la distribuidora.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

D. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN PUNTA*

$$\mathbf{CVPP3M} (\$/kWh) = ((CEGP + CEMEM) \times (FPEM - 1)) \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

E. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN RESTO*

$$\mathbf{CVRP3M} (\$/kWh) = (CEGR \times (FPEM - 1)) \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

F. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN VALLE*

$$\mathbf{CVVP3M} (\$/kWh) = (CEGV \times (FPEM - 1)) \times (1 + TINCGD)$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

6.2.3 Cargos tarifarios para usuarios de Peaje en Alta Tensión (PEAT)

A. CARGO FIJO

$$\mathbf{CFP3A} \text{ (\$/mes)} = \text{CCGD} \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

B. CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA

$$\mathbf{CCP3A} \text{ (\$/kW-mes)} = (\text{CDGDA} + \text{CNSER}) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CDGDA (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Alta Tensión.

CNSER (\$/MES) Costos no controlables del servicio trasladados a tarifa (Tasa de control del ENRE, Impuestos a los débitos y créditos, etc)

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

C. CARGO POR POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA

$$\mathbf{CPPP3A} \text{ (\$/kW-mes)} = (\text{CPMEM} + \text{Ppot}) \times (\text{FPPA} - 1) \times \text{FCPT3A}$$

Donde:

CPMEM (\$/kW) son los costos de cargos MEM trasladados a la potencia

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FPPA es el factor de pérdidas de potencia para consumos en alta tensión (AT).

FCPT3A es el factor de coincidencia de la demanda máxima del usuario típico de grandes demandas en Alta Tensión con la demanda máxima de la distribuidora.

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

D. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN PUNTA*

$$\mathbf{CVPP3A} (\$/kWh) = (\text{CEGP} + \text{CEMEM}) \times (\text{FPEA} - 1) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEMEM (\$/kWh) son los costos de cargos MEM trasladados a la energía

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

E. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN RESTO*

$$\mathbf{CVRP3A} (\$/kWh) = \text{CEGR} \times (\text{FPEA} - 1) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad

F. *CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA EN VALLE*

$$\mathbf{CVVP3A} (\$/kWh) = \text{CEGV} \times (\text{FPEA} - 1) \times (1 + \text{TINCGD})$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

TINCGD (%) Costo de la Incobrabilidad



ANEXO 1

Régimen Tarifario



7.1 ANEXO 1 RÉGIMEN TARIFARIO

El presente anexo tiene por finalidad establecer precisiones sobre las definiciones anteriores.

7.2 VIGENCIA DEL RÉGIMEN TARIFARIO

El Régimen Tarifario propuesto será de aplicación para los usuarios de energía eléctrica abastecidos por el Servicio Público prestado por EDESUR S.A., desde el 1° de febrero de 2017 hasta el 31 de enero de 2022.

7.3 CLASIFICACIÓN DE LOS USUARIOS

Se clasifica a los usuarios, a los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario, en las siguientes categorías:

- Usuarios de Pequeñas Demandas (Residenciales y Generales):

Son aquellos usuarios cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es inferior a 10 kW (kilovatios).

- Usuarios de Alumbrado Público

Son aquellos usuarios que utilizan la energía eléctrica con la finalidad de iluminar espacios de dominio público dependientes de Organismos Oficiales.

- Usuarios de Medianas Demandas Son aquellos usuarios cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es igual o superior a 10 kW (kilovatios) y menor a 50 kW (kilovatios)

- Usuarios de Grandes Demandas:

Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es igual o superior a 50 kW (kilovatios).

- Usuarios del Servicio de Peaje:

Son los Grandes Usuarios del MEM y los Grandes Usuarios de la Distribuidora que realicen contratos de abastecimiento, de acuerdo a las condiciones establecidas por la Secretaría de Energía.

- Usuarios de la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT):

Son otros Agentes, usuarios de la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) que brinda el distribuidor en BT, MT o AT.

7.4 TARIFA 1 – PEQUEÑAS DEMANDAS

La Tarifa 1 – Pequeñas Demandas se aplica a los usuarios cuya demanda máxima promedio de 15 minutos no es superior a los 10 kW. La tensión de suministro para esta categoría será de 380/220 Voltios y el suministro podrá ser monofásico o trifásico.

7.4.1 Cargos a Aplicar

Serán los definidos previamente en el presente informe.

7.4.2 Recargos y penalidades por Exceso de Energía Reactiva

Los cargos descriptos precedentemente, rigen para un factor de potencia inductivo, para la frecuencia industrial, (Cos ϕ) igual o superior a 0,90. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia. En el caso que el mismo fuese inferior a 0,90, está facultada a aumentar todos los cargos facturados, de acuerdo a las especificaciones que se indican en este apartado.

Quedarán exentos de la aplicación de recargos por exceso de energía reactiva (mal factor de potencia) aquellos usuarios residenciales encuadrados dentro del Régimen de Tarifa Social. (Actualmente se encuentra vigente la nota ENRE N° 66759 del 7 de junio de 2005 por la cual el organismo regulador instruyó a las empresas distribuidoras a suspender indefinidamente la aplicación de penalidades por energía reactiva para usuarios monofásicos (cualquiera sea su consumos) y trifásicos con consumo hasta 300 kWh/bimestre. Consideramos que en el marco del Decreto N°134/2015, por el cual el Poder Ejecutivo declara la emergencia del Sector Eléctrico Nacional, resulta necesario habilitar a las empresas a tener las facultades previstas en el contrato de concesión para este concepto a fin disponer acciones en favor del conjunto del sistema. Manteniendo la excepcionalidad a solamente los beneficiarios de la Tarifa Social)

La Distribuidora aplicará las metodologías descriptas a continuación, dependiendo si se trata de suministros cuyos medidores miden energía activa únicamente o si tienen medición de energía activa y reactiva.

a) Medidores sin medición de energía reactiva

LA DISTRIBUIDORA deberá determinar el valor medio del factor de potencia efectuando el promedio de al menos tres (3) mediciones instantáneas de energía reactiva separadas por intervalos de quince (15) minutos cada una.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,90, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos tarifarios de acuerdo a la tabla aquí especificada, en forma retroactiva, a partir del período de facturación en que se detectó la anomalía, y hasta que la misma sea subsanada y comunicada fehacientemente dicha corrección a LA DISTRIBUIDORA, en los porcentajes que se indican a continuación:

Cos ϕ	Recargo
$0.9 < \cos \phi \leq 0.85$	5%
$0.85 < \cos \phi \leq 0.80$	10%
$0.8 < \cos \phi \leq 0.75$	15%
$0.75 < \cos \phi \leq 0.70$	20%
$0.70 < \cos \phi$	25%

Cuando el valor promedio de tres (3) mediciones instantáneas, del factor de potencia fuese inferior a 0,60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite, o podrá aplicar recargos del 30 % sobre la totalidad de los cargos tarifarios.

b) Medidores con medición de energía reactiva

Con estos equipos se miden los consumos mensuales y/o bimestrales de energía activa y reactiva determinándose en cada caso el valor de la $Tg \phi$.

Si el valor de la $Tg \phi > 0.48$, se aplicará un recargo sobre el cargo fijo y el variable de acuerdo al siguiente detalle:

$Tg \phi$	Recargo
$0.48 < tg \phi \leq 0.62$	5%
$0.62 < tg \phi \leq 0.75$	10%
$0.75 < tg \phi \leq 0.88$	15%
$0.88 < tg \phi \leq 1.02$	20%
$1.02 < tg \phi$	25%

El procedimiento para la aplicación del recargo es el siguiente:

- Deberá notificarse por carta al usuario sobre la colocación del medidor con registro de energía reactiva.
- Si de las mediciones efectuadas en un dado mes surgiese que la $Tg \phi$ es superior a $\square 0.48$, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario por carta y a través de la factura, que registró un primer consumo con $Tg \phi > 0.48$, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para su regularización.
- Si de las mediciones efectuadas en el siguiente mes surgiese que la $Tg \phi$ es superior a $\square 0.48$, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario por carta que registró un segundo consumo consecutivo con $Tg \phi > 0.48$.
- Si de las mediciones efectuadas en el siguiente mes surgiese que la $Tg \phi$ es superior a $\square 0.48$, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario en la factura que registró un tercer consumo consecutivo con $Tg \phi > 0.48$, y facturará el recargo correspondiente hasta tanto de las mediciones efectuadas no surgiese que la $Tg \phi$ es menor o igual a 0,48.

Cuando el valor de $Tg \phi$ fuese superior a 1,34, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

En ningún caso se aplicarán retroactivos desde la fecha en que se determinó el mal factor de potencia.

7.4.3 Reencuadre de usuarios T1-T2

LA DISTRIBUIDORA podrá instalar medidores con registro de potencia para verificar el correcto encuadramiento Tarifario de los usuarios.

Si para un usuario encuadrado en T1, se verificara mediante lectura de estos medidores potencias superiores a 10 kW en tres (3) intervalos de tiempo mayores a 10 días en un lapso menor a un año, se notificará al usuario de dicha situación, que implica su reencuadre tarifario

en la tarifa T2, debiendo comunicarle los cargos tarifarios asociados a la nueva tarifa., pudiendo éste solicitar una mayor potencia a la registrada.

Una vez transcurrido un plazo de 60 días corridos de la notificación al usuario, y de no mediar reclamo por parte de éste por su reencuadre tarifario, LA DISTRIBUIDORA adecuará sus instalaciones, y eventualmente las del usuario hasta el tablero de protección, para una demanda igual al promedio de las potencias registradas, o bien a la nueva potencia contratada, según el caso. Los costos de adecuación de las instalaciones del usuario serán a su cargo.

Una vez realizado el reencuadre tarifario, en caso de no registrarse potencias superiores a 10 KW por el término de doce meses, se le enviará al usuario una notificación indicándole la posibilidad de solicitar el correspondiente reencuadre tarifario a tarifa T1. Hasta 60 días después de la notificación, el usuario podrá optar por ser reencuadrado en Tarifa T1, después de dicho lapso el usuario se mantendrá encuadrado en T2 hasta tanto haga una solicitud expresa al respecto, sin que la distribuidora tenga que realizar ninguna nueva notificación. En caso de corresponder, la Distribuidora adecuará sus instalaciones a la nueva potencia convenida y el usuario deberá hacer lo propio con las suyas.

7.4.4 Tipos de suministro

A los fines de su clasificación y aplicación tarifaria para los usuarios comprendidos en esta Tarifa, se definen los siguientes tipos de suministro:

TARIFA 1 RESIDENCIAL – T1 R (Pequeñas Demandas Uso Residencial)

Se aplicará a los servicios prestados en los lugares enumerados a continuación:

- a) Casas o departamentos destinados exclusivamente para vivienda familiar.
- b) Servicios comunes, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo como lo son escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración y/o utilidades análogas, de edificios de propiedad horizontal. En el caso que el edificio sea apto profesional y/o tenga locales comerciales/industriales que formen parte del consorcio, corresponderá este encuadre siempre que dichas unidades no superen el 10% de las unidades funcionales totales.

TARIFA 1 GENERAL – T1 G (Pequeñas Demandas uso General)

Se aplicará a los usuarios de Pequeñas Demandas, cuyos suministros no se encuadren en las clasificaciones de la Tarifa T1 R.

TARIFA -ALUMBRADO PÚBLICO – T1 AP

Se aplicará a los suministros en BT utilizados para señalamiento luminoso o iluminación con la finalidad de iluminar espacios de dominio público dependientes de Organismos Oficiales y sin fines de lucro. No regirá esta tarifa para iluminación sobre calles de barrios privados, countries, clubes de campo etc., cuyos suministros serán encuadrados en la categoría T1 G, T2 o T3, según corresponda a las características de consumo.

Se aplicará para el Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías no tarifadas, de dominio público, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el control de tránsito.

Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal ubicados en espacio de dominio público y cuyos consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

Las condiciones de suministro para esta Tarifa serán definidas mediante convenios de Suministro de Energía Eléctrica entre la Distribuidora y los Organismos o Entidades o empresas a cargo del Alumbrado Público.

Asimismo LA DISTRIBUIDORA podrá celebrar contratos de construcción, operación y mantenimiento del Servicio de Alumbrado Público con los Prestadores a cargo del mismo y a solicitud de éstos.

Ante falta de acuerdo o contrato para la cuantificación de la energía consumida por el alumbrado, LA DISTRIBUIDORA podrá optar por la medición o estimación según crea conveniente.

En tal sentido si no existiese medición de consumo, se realizará una estimación del mismo, por unidad de consumo, en función de la cantidad de lámparas y equipos auxiliares y las horas de funcionamiento de las mismas, que se indican a continuación:

Para Alumbrado en Vía Pública:

Mes	Hs
Enero	299
Febrero	283
Marzo	372
Abril	388
Mayo	433
Junio	417
Julio	431
Agosto	412
Septiembre	359
Octubre	338
Noviembre	299
Diciembre	298

Para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito:

Pot Lámpara roja *24hrs + pot. Equipo auxiliar *24 hrs

No se descontará la potencia por lámparas apagadas, ya que el correcto funcionamiento es de responsabilidad de las Municipalidades y/o Organismos a cargo, así como en caso de detectarse lámparas con período de encendido superior al indicado en la tabla, y/o nuevas instalaciones LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a facturar el consumo excedido en forma retroactiva.

7.5 TARIFA 2 – MEDIANAS DEMANDAS

La Tarifa T2 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima es igual o superior a 10 kW e inferior a 50 kW.

Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la "capacidad de suministro". Se define como "capacidad de suministro" la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega.

El valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo por uso de red durante un período de 12 meses consecutivos, contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses. Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo inicial de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último no comuniquen por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la "capacidad de suministro" puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento o reducción de la "capacidad de suministro".

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la "capacidad de suministro", el usuario decide prescindir totalmente de la "capacidad de suministro", sólo podrá pedir la reconexión del servicio si han transcurrido como mínimo doce (12) meses de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA 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 "uso de red" que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última "capacidad de suministro" convenida hasta cumplir los 12 meses, más el cargo correspondiente a la nueva conexión.

Para reducciones de potencia/bajas de servicio solicitadas antes de cumplirse el plazo de 12 meses de la conexión, el usuario deberá cumplir el plazo de 12 meses establecido de la contratación original a la tarifa vigente, y transcurrido ese plazo la tarifa corresponderá a la capacidad de suministro recontractada.

El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar potencias superiores a las convenidas. Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de "capacidad de suministro". Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

7.5.1 Excesos sobre la potencia convenida

En caso de que la potencia registrada exceda la capacidad contratada se aplicará un esquema de penalización puntual incremental según la tabla siguiente:

Desvío de la Potencia Contratada	Penalización a aplicar al exceso
0 a 25%	50%
25% a 50%	100%
50% a 100%	200%
más de 100%	300%

Estos recargos tienen por finalidad que existan señales claras hacia la correcta contratación y al uso eficiente de la redes.

Si LA DISTRIBUIDORA considerase perjudiciales los excesos a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico y quedará eximida de multas por calidad de servicio. Si el exceso no autorizado produce daños en las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA estos serán a cargo del usuario.

7.5.2 Reencuadre de usuarios T2-T3

Si la potencia máxima registrada, en más del 30% del total de períodos de facturación dentro de un lapso de doce meses, superara el valor de 50 kW, tope máximo de demanda para esta categoría, LA DISTRIBUIDORA notificará por carta al usuario de dicha situación, para reencuadrarlo en Tarifa 3, pudiendo éste solicitar una mayor potencia a la registrada. Una vez transcurrido un plazo de 60 días corridos de la notificación al usuario, y de no mediar reclamo por parte de éste en disconformidad con el reencuadre tarifario en tarifa T3 Baja Tensión, LA DISTRIBUIDORA adecuará sus instalaciones para una demanda igual al promedio de las potencias registradas, e informará al usuario la aplicación de los cargos tarifarios correspondientes a tarifa T3. La adecuación de instalaciones del cliente será a su cargo.

En caso de no registrar el usuario potencias superiores a 50 KW en el término de doce meses, se comunicará que podrá solicitar el correspondiente reencuadre tarifario a tarifa T2.

7.5.3 Cargos a Aplicar

Serán los definidos previamente en el presente informe.

7.5.4 Recargos y penalidades por Exceso de Energía Reactiva

Los cargos indicados, rigen para un factor de potencia inductivo ($\cos \phi$) igual o superior a 0,90. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,90, está facultada a aplicar una penalización sobre todos los cargos facturados, de acuerdo a lo que se indica en el presente apartado.

La Distribuidora aplicará las metodologías descriptas a continuación, dependiendo si se trata de suministros cuyos medidores miden energía activa únicamente o si tienen medición de energía activa y reactiva.

a) Medidores sin medición de energía reactiva

LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el $\cos \phi$ es inferior a 0.90, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada y comunicada fehacientemente dicha corrección a LA DISTRIBUIDORA, en los porcentajes que se indican a continuación:

$\cos \phi$	Penalidad
$0.9 < \cos \phi \leq 0.85$	5%
$0.85 < \cos \phi \leq 0.80$	10%
$0.8 < \cos \phi \leq 0.75$	15%
$0.75 < \cos \phi \leq 0.70$	20%
$0.70 < \cos \phi$	25%

b) Medidores con medición de energía reactiva

Con estos equipos se miden los consumos mensuales de energía activa y reactiva determinándose en cada caso el valor de la $Tg \phi$.

Si el valor de la $Tg \phi > 0,48$, se aplicará un recargo sobre el cargo fijo y el de acuerdo al siguiente detalle:

$Tg \phi$	Penalidad
$0.48 < tg \phi \leq 0.62$	5%
$0.62 < tg \phi \leq 0.75$	10%
$0.75 < tg \phi \leq 0.88$	15%
$0.88 < tg \phi \leq 1.02$	20%
$1.02 < tg \phi$	25%

El procedimiento para la aplicación del recargo es el siguiente:

- a) se notifica por carta al usuario sobre la colocación del medidor con registro de energía reactiva
- b) Si de las mediciones efectuadas en un dado mes surgiese que la $Tg \phi$ es superior a 0,48, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario en la propia factura, que registró un primer consumo con $Tg \phi > 0,48$, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para su regularización.
- c) Si de las mediciones efectuadas en el siguiente mes surgiese que la $Tg \phi$ es superior a 0,48, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario que registró un segundo consumo consecutivo con $Tg \phi > 0,48$.

- d) Si de las mediciones efectuadas en el siguiente mes surgiese que la $Tg \phi$ es superior a 0,48, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario en la factura que registró un tercer consumo consecutivo con $Tg \phi > 0,48$., y facturará el recargo correspondiente hasta tanto de las mediciones efectuadas no surgiese que la $Tg \phi$ es igual o inferior a 0,48.

Cuando el valor de $Tg \phi$ fuese superior a 1,34, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

7.6 TARIFA 3 – GRANDES DEMANDAS

Se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica en los niveles de Baja Tensión (3 x 380 V), Media Tensión (3 x 33 ó 3 x 13,2 kV) y Alta Tensión (3 x 132 kV), a los usuarios cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos sea igual o superior a 50 kW.

Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario, por escrito la “capacidad máxima de suministro”.

Se define como “capacidad máxima de suministro”, la potencia máxima en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega.

Cada valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el punto siguiente, durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

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

Transcurrido el plazo inicial de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el cargo fijado en el punto siguiente, rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta que este último comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la “capacidad máxima de suministro” puesta a su disposición, o bien solicite un incremento de la “capacidad de suministro”.

Las reducciones de la capacidad de suministro tendrán vigencia a partir del próximo ciclo de facturación inmediatamente posterior correspondiente al momento de solicitada la misma.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la “capacidad de suministro”, el usuario decide prescindir totalmente de la “capacidad de suministro”, sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario abone - como máximo - al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión-, el importe de la “capacidad máxima de suministro” que le hubiera correspondido mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última “capacidad de suministro” convenida. LA DISTRIBUIDORA no podrá reclamar suma alguna por este concepto si, durante ese lapso, hubiese recibido una remuneración por haber sido Prestadora del Servicio de Peaje a ese usuario.

Cuando el suministro eléctrico se efectúe en distintos puntos de entrega y con distintas tarifas, la “capacidad máxima de suministro” se establecerá por separado para cada uno de estos puntos de entrega y se aplicará la tarifa correspondiente a cada uno.

El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar, potencias superiores a la “capacidad máxima de suministro” convenida en cada punto de entrega. Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida, deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de la “capacidad máxima de suministro”. Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

7.6.1 Excesos sobre la potencia convenida

En caso de que la potencia registrada exceda la capacidad contratada se aplicará un esquema de penalización puntual incremental según la tabla siguiente:

Desvío de la Potencia Contratada	Penalización a aplicar al exceso
0 a 25%	50%
25% a 50%	100%
50% a 100%	200%
más de 100%	300%

Estos recargos tienen por finalidad que existan señales claras hacia la correcta contratación y al uso eficiente de la redes.

Si LA DISTRIBUIDORA considerase perjudiciales los excesos a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico y quedará eximida de multas por calidad de servicio. Si el exceso no autorizado produce daños en las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA estos serán a cargo del usuario.

7.6.2 Cargos a Aplicar

Serán los definidos previamente en el presente informe.

7.6.3 Recargos y penalidades por Exceso de Energía Reactiva

Recargos:

Cuando la energía reactiva consumida en un período horario de facturación supere el valor básico de la tolerancia definida para cada tipo de suministro, LA DISTRIBUIDORA está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al 1,50% (uno con cincuenta por ciento) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de variación de la $T_g \phi$ con respecto a los precitados valores básicos de tolerancia en ese período horario.

Los valores básicos de tolerancia para la relación entre energía reactiva y energía activa ($T_g \phi$) para el cálculo de recargos por tipo de suministro son los siguientes:

Tipo de Suministro	Valor básico Tg ϕ
T3 BT – Suministro en Baja Tensión (380 V)	0.48
T3MT – Suministro en Media Tensión (33 o 13,2 kV)	0.33
T3 AT – Suministro en Alta Tensión (132 kV)	0.33

Penalidades

Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea igual o superior a 1,34 (factor de potencia menor a 0,60), LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de encuadrarse dentro de dicho valor límite del factor de potencia.

7.6.4 Tipos de suministro

A los fines de su clasificación y aplicación tarifaria para los usuarios comprendidos en esta Tarifa, se definen los siguientes tipos de suministro:

TARIFA 3 BT – SUMINISTRO EN BAJA TENSIÓN (380 V)

Se aplica a los usuarios conectados a la red de LA DISTRIBUIDORA en baja tensión. La tensión de suministro es en 380 V.

TARIFA 3 MT – SUMINISTRO EN MEDIA TENSIÓN (33 Ó 13,2 KV)

Se aplica a los usuarios conectados a la red de LA DISTRIBUIDORA en media tensión. Para acceder a esta tarifa el usuario debe convenir una capacidad de suministro mínima de 315 kW. La tensión de suministro será en 33 kV o 13,2 kV según la disponibilidad de capacidad de las instalaciones correspondientes en el punto de conexión.

TARIFA 3 AT – SUMINISTRO EN ALTA TENSIÓN (132 KV)

Se aplica a los usuarios conectados a la red de LA DISTRIBUIDORA en alta tensión (132 kV). Para acceder a esta tarifa se debe convenir una capacidad de suministro mínima de 20.000 kW. La tensión de suministro será de 132 kV.

7.7 TARIFA POR EL SERVICIO DE PEAJE

LA DISTRIBUIDORA deberá permitir a los Grandes Usuarios ubicados en su zona de concesión que efectúen contratos de abastecimiento con Generadores o Comercializadores, el uso de sus instalaciones de Distribución, debiendo adecuarlas con el propósito de efectuar la correcta prestación del servicio.

De no efectuar contratos particulares con LA DISTRIBUIDORA por la prestación del servicio, los cargos y valores a aplicar serán los definidos previamente en el presente informe.

Las condiciones de servicios serán las correspondientes a las tarifas homólogas que le hubiesen correspondido de ser usuario de la distribuidora según la potencia demanda por el usuario en cuestión. Para este tipo de suministro LA DISTRIBUIDORA será responsable

únicamente por la calidad de servicio de sus instalaciones, no debiendo computarse a efectos de medir la calidad de servicio prestada, las interrupciones o caídas de tensión provocadas por generadores o transportistas.

7.7.1 Excesos sobre la potencia convenida

El tratamiento de los excesos sobre la potencia convenida es el mismo que el definido para la Tarifa 3 Grandes Demandas, o para la Tarifa 2 Medianas demandas, según la potencia convenida sea mayor o igual a 50 kW, o menor a 50 kW.

7.7.2 Cargos a aplicar

Serán los definidos previamente en el presente informe.

7.7.3 Recargos y penalidades por Exceso de Energía Reactiva

El tratamiento de los excesos en el consumo de energía reactiva es el mismo que el definido para la Tarifa 3 grandes demandas o T2 según corresponda. Los montos de los recargos se calcularán aplicando los porcentajes sobre la facturación con la Tarifa 2 o 3 que correspondería al usuario de peaje.

7.7.4 Tipos de Suministro

Los tipos de suministro para usuarios de peaje con potencias máximas superiores a 50 KW son los mismos que los definidos para la Tarifa T3 Grandes Demandas.

El tipo de suministro para usuarios de peaje con potencias máximas superiores a 30 KW e inferiores a 50KW es el mismo que el definido para la Tarifa T2- Medianas Demandas.

7.8 TARIFAS POR LA PRESTACIÓN ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE

LA DISTRIBUIDORA deberá permitir a otros agentes el uso de la capacidad de sus instalaciones de Distribución en las condiciones establecidas por el ENTE, pudiendo esta prestación tener carácter firme o carácter no firme.

7.8.1 PRESTACIÓN ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE FIRME (PAFTT FIRME)

La Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) Firme se prestará con las mismas condiciones de Calidad de Servicio y límites del Factor de Potencia que el Servicio de Peaje a Grandes Usuarios del MEM.

Tipos de suministro y cargos a aplicar

A los fines de su clasificación y aplicación tarifaria para los usuarios comprendidos en esta Tarifa, los tipos de suministro y los cargos a aplicar son los mismos que para la Tarifa de Peaje, con el agregado siguiente:

TARIFA PAFTT FIRME AT – SUMINISTRO EN ALTA TENSIÓN (220 KV-132 kV)

Se aplica a los usuarios conectados a la red de LA DISTRIBUIDORA en alta tensión (220y 132 kV). La tensión de suministro será de 220 kV o 132 kV.

El tratamiento de los excesos sobre la potencia convenida y de los excesos en el consumo de energía reactiva es el mismo que el definido para la Tarifa 3 grandes demandas. En el caso de los excesos de energía reactiva los montos de los recargos se calcularán aplicando los porcentajes correspondientes sobre la facturación con la Tarifa 3 que correspondería al usuario de FTT Firme.

7.8.2 PRESTACIÓN ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE NO FIRME (PAFTT NO FIRME)

Se define como Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte No Firme al servicio de transporte prestado por un PAFTT en condiciones donde la prioridad en el uso de las instalaciones corresponde al abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme, destinando al servicio al UFTT la capacidad de transporte remanente.

La capacidad de transporte remanente es la capacidad de transporte no comprometida para atender la demanda de sus usuarios, de sus Grandes Usuarios y de otros usuarios de la PAFTT firme, establecida para cada período estacional del MEM.

Por este servicio no existe obligación por parte del PAFTT de de la capacidad de transporte de sus instalaciones para atender la demanda del UFTT.

La Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) No Firme se prestará con las mismas condiciones de Calidad de Servicio que las establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS. El UFTT deberá instalar a su costo los relevadores de subtensión y subfrecuencia necesarios a los efectos de cortar la demanda adicional necesaria.

De no efectuar contratos particulares los valores máximos a aplicar para cada una de las categorías de usuarios de la PAFTT No Firme se indican en el Cuadro Tarifario Inicial del Período (Capítulo III), y se recalcularán según lo que se establece en el mismo Capítulo III, "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario".

Tipos de Suministro y Cargos a Aplicar

A los fines de su clasificación y aplicación tarifaria para los usuarios comprendidos en esta Tarifa, los tipos de suministro son los mismos que para la Tarifa de PAFTT FIRME.

7.8.3 Cargos a Aplicar

Consta de los siguientes cargos a aplicar para cada punto de suministro:

- a) Un cargo mensual por Uso de Red por cada kW de capacidad de suministro convenida para el período estacional haya o no consumo de energía.
- b) Un cargo mensual por Potencia Máxima Registrada.
- c) Un cargo por Energía, de acuerdo con el consumo registrado, en cada uno de los tramos horarios tarifarios.

Los tramos horarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes", serán coincidentes con los fijados por el Organismo Encargado del Despacho Nacional de Cargas para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Los excesos sobre la capacidad estacional convenida se facturarán aplicando el cargo por uso de red multiplicado por cuatro (4). En caso que la potencia excedida ponga en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA, ésta podrá desconectar el servicio en forma inmediata.

Los límites establecidos para el consumo de energía reactiva son los mismos que los establecidos para la Tarifa 3 grandes demandas. En el caso de los excesos de energía reactiva, los montos de los recargos se calcularán aplicando los porcentajes correspondientes sobre la facturación con la Tarifa 3 que correspondería al usuario de FTT No Firme.

7.9 DISPOSICIONES ESPECIALES

7.9.1 Servicio eléctrico de reserva y configuraciones especiales de la red

La DISTRIBUIDORA no estará obligada a la prestación de un servicio eléctrico de reserva ni con configuraciones de red especial a solicitud del usuario, que alteren los criterios de mínimo costo contemplados en las tarifas. Los alcances de su obligación de suministro son los establecidos por los parámetros de calidad previstos en el Contrato de Concesión.

En el caso de requerirse dicho servicio, o cualquier otra mejora en la condición de suministro o configuración de la red que lo abastece, se acordará libremente entre las partes las condiciones técnicas y comerciales del suministro.

7.9.2 Suministros Transitorios y Provisorios

Los suministros que se definen en el Reglamento de Suministro como “Titulares Provisorios” y como “Titular Transitorio”, deberán pagar además de la Tasa por Conexión del Servicio, el costo del material no recuperable y de la mano de obra para el montaje, utilizados para otorgar dichos suministros. Asimismo las condiciones contractuales serán convenidas entre el usuario y LA DISTRIBUIDORA.

7.9.3 3.3. Trabajos a pedido del usuario

Se considerarán como tales aquellas tareas que realice LA DISTRIBUIDORA por solicitud del usuario y que no hayan sido originadas por fallas técnicas de la red ni se deban al mantenimiento correctivo o preventivo de las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA.

Las tareas mencionadas comprenden guardia de permanencia para salvaguardar el suministro de contingencias ante eventos deportivos, sociales, etc., cortes de suministro a pedido del usuario para la realización de trabajos sobre sus instalaciones con permanencia de guardia, traslados y/o remoción de instalaciones y cualquier otro trabajo que solicite el usuario que por sus características técnicas puedan ser realizados por LA DISTRIBUIDORA, adecuaciones de las instalaciones del clientes por variación de la potencia convenida.

En estos casos, se acordará libremente entre las partes las condiciones técnicas y comerciales de los servicios prestados.

Asimismo LA DISTRIBUIDORA podrá celebrar contratos de construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de usuarios a solicitud de éstos, acordándose libremente entre las partes las condiciones técnicas y económicas de los mismos. Los montos resultantes de estos contratos/servicios podrán ser facturados por la Distribuidora como un concepto dentro de la factura de energía.

7.9.4 3.4. Aplicación de los Cuadros Tarifarios

El Cuadro Tarifario recalculado según lo establecido en el “Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario”, podrá ser inmediatamente aplicado para la facturación a los usuarios de LA DISTRIBUIDORA.

Cuando se actualice el Cuadro Tarifario por los motivos detallados en el “Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario” las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, teniendo en cuenta los días de vigencia de las mismas, dentro del período de facturación.

LA DISTRIBUIDORA deberá dar amplia difusión a los nuevos valores tarifarios y su fecha de vigencia, para conocimiento de los usuarios.

A su vez, elevará en forma inmediata el nuevo Cuadro Tarifario al ENTE para su aprobación, adjuntando para ello la información necesaria para su análisis.

El ENTE, dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles se expedirá sobre el particular. En caso de no aprobarse el nuevo cuadro tarifario, le será comunicado en forma inmediata a LA DISTRIBUIDORA, quien deberá efectuar dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles la rectificación que el ENTE le indique, debiendo a su vez, efectuar la refacturación correspondiente, emitiendo las notas de crédito o débito que correspondan.

7.9.5 Facturación

Las facturaciones a usuarios de Tarifa 1 Pequeñas Demandas uso Residencial y General, se efectuarán con una periodicidad mensual y con lectura bimestral, mientras que las de Tarifas de Alumbrado Público AP, Medianas Demandas T2, Grandes Demandas T3, PEAJE y PAFTT se realizarán en forma mensual, tanto facturación como lectura.

Si LA DISTRIBUIDORA lo estima conveniente, podrá elevar a consideración del ENTE una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios.

7.9.6 Régimen de Conexiones

Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deberán abonar a LA DISTRIBUIDORA el importe que corresponda en concepto de Tasa por Conexión del Servicio. Los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario, para cada categoría tarifaria y serán actualizados con la misma metodología y en las mismas oportunidades que los costos propios de distribución reconocidos en las tarifas

Solicitada la conexión de un suministro o el pago pertinente, y cumplidos por parte del usuario la totalidad de los requisitos establecidos en el Reglamento de Suministro y Resolución 225/2011 y Modificatoria 269/2012, la Distribuidora deberá proceder a la conexión del suministro dentro de los plazos fijados.

7.9.7 Régimen de Suspensión, Corte y Rehabilitación

Se mantendrán los recargos y plazos actualmente vigentes para las estructuras tarifarias con las modificaciones introducidas por la Res. ENRE 01/16.

Los cargos por servicios a aplicar serán los siguientes:

A. TASA POR NOTIFICACIÓN DE FALTA DE PAGO

Todo usuario a quien se le haya enviado la notificación de falta de pago del suministro de energía eléctrica en el plazo establecido por las disposiciones vigentes, se le incluirá en la próxima factura a la no abonada en término, la suma que se establezca en concepto de Tasa por notificación de falta de pago en cada cuadro tarifario, y para cada categoría tarifaria.

B. TASA POR SUSPENSIÓN Y REHABILITACIÓN DEL SERVICIO

Todo usuario a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica por falta de pago del servicio en el plazo establecido por las disposiciones vigentes, deberá pagar, previamente a la rehabilitación del servicio, además de la deuda que dio lugar a la interrupción del suministro, calculada de acuerdo con las normas vigentes, la suma que se establezca en concepto de Tasa por Suspensión y Rehabilitación del Servicio en cada cuadro tarifario, y para cada categoría tarifaria.

Todo usuario a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica por falta de pago más de una vez por haber sido encontrado reconectado, deberá pagar por cada suspensión adicional a la primera, la Tasa por suspensión y Rehabilitación del Servicio incrementada en un 100%

Esta tasa también será aplicable en aquellos casos en que la suspensión y rehabilitación de servicio se deba a una solicitud del usuario para la realización de trabajos dentro de sus instalaciones, siempre que ello no implique la permanencia de una guardia en el lugar del suministro. En este último caso, se aplicará lo establecido en el punto 3.3.

7.9.8 Régimen de Contribuciones

Cuando EL USUARIO solicite a LA DISTRIBUIDORA un nuevo suministro o ampliación de potencia y haya que realizar una modificación de la red existente cuyo requerimiento sea igual o superior a 60 kW, el mismo abonará en concepto de Contribución Especial Reembolsable el costo de las obras a realizar para atender dicho suministro.

En caso que dicho monto superase 5 veces el costo de una conexión trifásica especial subterránea por kW de potencia solicitada, LA DISTRIBUIDORA, deberá presentar en forma particular y con toda la documentación el proyecto pertinente al ENRE, el cual tendrá 5 días hábiles para expedirse sobre la pertinencia del mismo. En caso de no existir respuesta en dicho plazo, se considerará que el mismo es pertinente.

La devolución del monto al USUARIO se realizará aplicándole al mismo la Tasa Pasiva del Banco Nación, como crédito en las facturas posteriores a la entrada en vigencia del suministro o aumento de potencia solicitado. En ningún caso el monto de devolución podrá ser inferior al mínimo entre la valorización de la potencia registrada máxima y la contratada. Las cuotas procederán hasta la extinción del crédito. En caso que el usuario diese de baja el suministro, LA DISTRIBUIDORA deberá cancelar el mismo procediendo a una quita proporcional al capital adeudado igual a un veinticuatroavos de cantidad de meses transcurridos desde la primera facturación posteriores a la entrada en vigencia del suministro o aumento de potencia solicitado.

Adicionalmente se considerará un régimen particular para los siguientes casos

A. ELECTRIFICACIÓN DE LOTEOS Y URBANIZACIONES

Para el caso de una solicitud de suministro de loteos, urbanizaciones o agrupaciones de viviendas, las obras necesarias para la electrificación de los mismos estarán a cargo del titular del fraccionamiento o loteo. Las obras deben responder, como mínimo, a los diseños constructivos y normas que la DISTRIBUIDORA utilice para sus propias instalaciones.

La distribuidora, sujeto a los principios de prudencia y eficiencia, podrá acordar con el propietario de dichas instalaciones el mecanismo de transferencia de las mismas en carácter de Contribución Específica Reembolsable (CER), el monto de tal contribución y la modalidad de reembolso. El monto a reembolsar por la Distribuidora no podrá superar el costo mínimo de la inversión realizada de la manera más eficiente para la prestación del servicio público según las normas eléctricas vigentes al momento de la firma del convenio.

Acordados los términos, se firmará un Convenio, que La DISTRIBUIDORA deberá informar al ENRE dentro de los DIEZ (10) días hábiles administrativos de suscripto.

Una vez construidas las obras eléctricas y aprobadas las mismas por la Distribuidora, el usuario y aquella rubricarán un Acta de Transferencia definitiva de las redes, y las mismas pasarán a propiedad de la Distribuidora siendo de su responsabilidad la operación y mantenimiento de la instalación a partir de dicha fecha. La DISTRIBUIDORA deberá informar al ENRE de esta circunstancia dentro de los diez (10) días hábiles administrativos de suscripta el Acta de Transferencia.

De no llegarse a un acuerdo entre las partes, el desarrollador podrá ejercer los derechos que en materia de reclamos determina el Reglamento de Suministro vigente.

B. EDIFICIOS FULL-ELECTRIC

Que para aquellos emprendimientos inmobiliarios que no hayan de contar con provisión del servicio de gas, acorde a sus características urbanísticas y cantidad de unidades funcionales, la obligación de suministra a título gratuito el espacio para la cámara y abonar a las Empresas Distribuidoras el costo total de las obras necesarias para abastecer dicho suministro en coincidencia con la obligación del suministro de gas.

7.9.9 Usuarios con capacidad de intercambio con la red de distribución eléctrica.

Considerando la incorporación de las tecnologías de autogeneración por fuentes renovables, es necesario definir y establecer categorías tarifarias que, en base a las categorías ya definidas para usuarios “consumidores”, contemplen el caso de usuarios que no solo autogeneren parte de su consumo, sino que en determinadas condiciones inyecten a la red de la distribuidora excedentes de su producción propia respecto de su demanda.

Para estos casos se propone la instalación de medidores con registro de energía y potencia bidireccional.

En todos los casos se aplicará al cliente los siguientes cargos, dependientes del nivel de tensión de su suministro:

- a) Un cargo comercial mensual, independiente de la capacidad de suministro convenida y de los consumos registrados, asociado a su nivel de tensión



- b) Un cargo mensual por Uso de Red por cada kW de capacidad de suministro convenida el cual resultará igual al máximo entre su potencia Contratada, registrada recibida o registrada aportada. Al cual se le aplicarán las penalidades correspondientes definidas previamente.
- c) Un cargo mensual por Potencia Máxima Registrada Recibida en Punta.
- d) Un cargo mensual por consumo de energía activa, en cada uno de los tramos horarios tarifarios, calculados como saldos netos de los intercambios habidos en el período.

Cuando el saldo del intercambio resulte en favor del cliente, el cargo por energía correspondiente a dicho saldo operaría como un crédito en su favor.

La solicitud de encuadre en esta condición tarifaria por parte del cliente conllevaría el pago de un derecho de conexión especial que cubra el costo del equipamiento de medición y comunicación.

ANEXO 2

Calculo del costo de compra



8.1 ANEXO 2 - CALCULO DEL COSTO DE COMPRA

Para la definición de los precios de cargos y servicios del MEM trasladados a los usuarios

En este sentido, el precio de la potencia a transferir a las tarifas de LA DISTRIBUIDORA debiera resultar de la sumatoria de los siguientes conceptos:

- Precio de Referencia de la Potencia en el Mercado Mayorista, conformado por el promedio ponderado de los precios de la potencia de los contratos que la distribuidora celebre, y estén autorizados a transferir a tarifas, y el precio de la potencia en el mercado spot. En caso de no permitirse el traslado de los precios de potencia y energía de contratos de suministro el precio de la potencia a transferir a las tarifas de LA DISTRIBUIDORA debiera componerse del Precio Estacional de la Potencia en el Mercado Spot más el Sobrecosto de la reserva de potencia para asegurar el abastecimiento.
- otros costos de abastecimiento asociados a la compra de energía y potencia que debe afrontar LA DISTRIBUIDORA transferibles al precio de la potencia en la tarifa de los usuarios propios de la distribuidora. Este término está determinado por las erogaciones que deberá afrontar LA DISTRIBUIDORA en concepto de costos variables de transporte de potencia por compras en el Mercado a Término.
- Costos de Transporte y Otros Costos de Abastecimiento en el MEM transferible a la tarifa de todos los usuarios dentro del área de concesión, incluidos los Grandes Usuarios, a saber:

Suma de erogaciones (créditos y/o débitos) que deberá afrontar LA DISTRIBUIDORA en concepto de cargos fijos del sistema de transporte en Alta Tensión.

Suma de erogaciones que deberá afrontar LA DISTRIBUIDORA en concepto de cánones por ampliaciones del sistema de transporte en Alta Tensión.

Suma de erogaciones que deberá afrontar LA DISTRIBUIDORA en concepto de cargos fijos por Función Técnica de Transporte, de acuerdo a los valores determinados (en el caso que la red de LA DISTRIBUIDORA sea dimensionada considerando la prestación de la Función Técnica de Transporte por parte de otras Distribuidoras).

Sobrecostos por Generación Forzada a ser transferidos al precio de la potencia.

Otros costos de abastecimiento asociados a la potencia que pudieran aparecer en las futuras modificaciones de la regulación del MEM.

- Ajuste Ex – Post transferible al precio de la potencia debido a las variaciones entre los valores físicos y de costos previstos y los reales, incluyendo el correspondiente a los Grandes Usuarios.

En cuanto al Precio de la Energía en cada banda horaria a transferir a las tarifas de LA DISTRIBUIDORA se calculará como sumatoria de:

- Precio de Referencia de la Energía en el Mercado Mayorista conformado por el promedio ponderado de los precios de la energía de los contratos que la distribuidora celebre, y estén autorizados a transferir a tarifas, y el precio de la energía en el mercado spot. En caso de no permitirse el traslado de los precios de potencia y energía de contratos de suministro el precio de la energía a transferir a las tarifas de LA DISTRIBUIDORA debiera componerse del Precio Estacional de la Energía en el Mercado Spot más un Sobrecosto de Energía para asegurar el suministro.
- Otros costos de abastecimiento asociados a la compra de energía, transferible a las tarifas de los usuarios propios de LA DISTRIBUIDORA, a saber:

Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

Costos variables de transporte de energía por compras en el Mercado a Término.

Suma de erogaciones que deberá afrontar LA DISTRIBUIDORA, en concepto de participación en los gastos y/o inversiones de CAMMESA.

- Costos de Transporte y otros costos de abastecimiento transferibles a la totalidad de los usuarios dentro del área de concesión, incluidos los Grandes Usuarios que debe afrontar LA DISTRIBUIDORA, que incluye:

Sobrecostos por Generación Forzada o de las UGMS a ser transferidos al precio de la energía.

Cargos variables de transporte por Función Técnica de Transporte (en el caso que la red de LA DISTRIBUIDORA sea dimensionada considerando la prestación de la Función Técnica de Transporte por parte de otras Distribuidoras).

Otros Cargos asociados a la Energía que pudieran surgir.

- Ajuste ex - -post a transferir al precio de la energía debido a las variaciones entre los valores físicos y de costos previstos y los reales, incluyendo el correspondiente a los Grandes Usuarios.