

RESOLUCION NO. 14 - 2000

**EL CONSEJO DE DIRECCION DEL INSTITUTO
NICARAGÜENSE DE ENERGIA**

En uso de las facultades que le confiere su Ley Orgánica y la Ley
de la Industria Eléctrica (Ley No. 272)

HA DICTADO

LA PRESENTE RESOLUCION QUE CONTIENE LA
SIGUIENTE

NORMATIVA DE TARIFAS

TITULO 1 : DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO 1.1. : OBJETO.

TRF 1.1.1. **Objeto.** En la presente Normativa se establecen los procedimientos y criterios a aplicar por el INE para definir la estructura y las bases de los regímenes tarifarios para los precios regulados del servicio de distribución, de acuerdo a los criterios y disposiciones establecidas en la Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica, que en adelante se denominará la Ley, y su Reglamento General, así como los criterios y procedimientos para su actualización y revisión.

TRF 1.1.2. **Aprobación y Fiscalización.** Corresponde al INE la aprobación de los Anexos que forman parte de la presente Normativa, así como sus modificaciones, y velar por su aplicación.

CAPITULO 1.2. : ORGANIZACIÓN DE LA NORMATIVA.

TRF 1.2.1. **Cuerpo Principal y Anexos.** La Normativa de Tarifas está conformada por este documento principal en el que se establecen criterios, procedimientos y fórmulas, y sus Anexos que describen pliegos, parámetros, formatos y cálculos complementarios.

TRF 1.2.2. Los Anexos de la Normativa son los siguientes:

- Anexo I: Formatos de Pliegos Tarifarios.
- Anexo II: Pliego Tarifario Inicial Fase I de las Empresas de Distribución de la segmentación de la empresa ENEL
- Anexo III: Pliego Tarifario Inicial Fase II de las Empresas de Distribución de la segmentación de la empresa ENEL

CAPITULO 1.3. : DEFINICIONES.

TRF 1.3.1. **Definiciones.** A los efectos de la aplicación de esta Normativa y sus Anexos, y en forma accesoria a las definiciones contenidas en la Ley, su Reglamento General y en la Normativa de Operación, se establecen las siguientes definiciones:

- **Actualización Tarifaria:** Procedimiento mediante el cual durante el Período Tarifario se actualizan los parámetros y coeficientes a aplicar en las fórmulas para el cálculo de tarifas, y que se describe en la presente Normativa.
- **Agente Productor:** Agente del Mercado que vende generación a nivel mayorista, ya sea producción propia o de terceros que comercializa, tal como se define en el Reglamento de Operación.
- **Bloque Horario:** A los efectos tarifarios, conjunto de horas de un día que se consideran agrupadas en un bloque por compartir características similares de consumo.
- **Capacidad de Suministro Contratada:** Máxima potencia, en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que la Empresa de Distribución acuerda poner a disposición de un cliente con medidores de potencia, en cada punto de entrega. La capacidad de suministro contratada en punta corresponde a la potencia acordada poner a disposición en el bloque horario de punta. La capacidad de suministro contratada fuera de punta corresponde a la comprometida en los horarios fuera del bloque horario de punta.
- **Clientes de Grandes Demandas:** Clientes cuya demanda máxima de potencia promedio de 15 minutos consecutivos es superior al máximo establecido para clientes de medianas demandas.
- **Clientes de Medianas Demandas:** Clientes cuya demanda máxima de potencia promedio de 15 minutos consecutivos es superior a la definida para los clientes de pequeñas demandas e inferior a un valor definido por el INE. Inicialmente dicho valor se fija en cincuenta kilovatios (50 kW). El INE podrá modificar el valor al acordar un nuevo pliego tarifario o actualizar un pliego vigente.

- **Clientes de Pequeñas Demandas:** Clientes cuya demanda máxima de potencia promedio de 15 minutos consecutivos es inferior o igual a un valor máximo definido por el INE. Inicialmente se fija como valor tope diez kilovatios (10 kW). El INE podrá modificar el valor al acordar un nuevo pliego tarifario o actualizar un pliego vigente.
- **Factor por Regulación:** Factor a aplicar al monto de cada factura de una Empresa de Distribución para determinar el cargo por servicio de regulación, establecido en el artículo 19 de la Ley.
- **Contrato de Concesión:** Contrato mediante el cual el Estado, a través del INE, otorga la explotación de un Servicio Público de Distribución y se establecen los derechos y obligaciones de las partes. Para cada Empresa de Distribución, el INE establecerá en dicho contrato el Pliego Tarifario inicial y los parámetros para su actualización en base a la metodología establecida en la presente Normativa.
- **Empresa de Distribución:** Empresa con un Contrato de Concesión en los términos de la presente Normativa, que dentro del Mercado Mayorista cumple funciones de Distribuidor.
- **Período Tarifario:** Período de años consecutivos en que los Pliegos Tarifarios de la Empresa de Distribución sólo serán actualizados. La duración del período tarifario es de cinco (5) años, de acuerdo a lo establecido en la Ley.
- **Pliego Tarifario:** Es el conjunto de cargos tarifarios máximos que deberá aplicar cada Empresa de Distribución, tal como lo define la Ley.
- **Revisión Tarifaria:** Procedimiento mediante el cual, al finalizar un Período Tarifario, se discute y establecen los costos del Servicio Público de Distribución y Pliegos Tarifarios para el siguiente Período Tarifario, de acuerdo a lo que establece la presente Normativa.
- **Servicio Público de Distribución:** Es el servicio que presta una Empresa de Distribución.

CAPITULO 1.4. : ABREVIATURAS.

- BT: Baja Tensión
- CD: Costo de distribución reconocido.
- CNDC: Centro Nacional de Despacho de Carga.
- CPI: Índice de precios al consumidor final en los Estados Unidos de América, denominado Consumer Price Index, U.S.- Bureau of Labor Statistics.
- FP: Factor de Pérdidas.

- GC: Gastos de comercialización reconocidos.
- INE: Instituto Nicaragüense de Energía.
- PPIMPI: Índice de Precios al por Mayor de Productos Industriales de los Estados Unidos de América.
- MT: Media Tensión
- MT/BT: Transformación de Media a Baja Tensión
- O&M: Operación y mantenimiento.
- PE_h : Precio reconocido de la energía para el bloque horario “h”, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- SET: Subestación transformadora

TITULO 2 : PLIEGOS TARIFARIOS.

CAPITULO 2.1. : OBJETO.

TRF 2.1.1. **Objeto.** Los pliegos tarifarios tienen por objeto establecer, dentro de cada Contrato de Concesión, las fórmulas, parámetros e indexaciones que corresponden a cada Empresa de Distribución para las tarifas de distribución de cada grupo de consumidores tipificados. Dichos pliegos deberán cumplir las características y metodologías establecidas en la presente Normativa.

CAPITULO 2.2. : TRANSITORIO

TRF 2.2.1. **Período Transitorio Inicial.** Para las empresas de distribución que resulten de la segmentación de la empresa ENEL, el período tarifario inicial se caracteriza por definir una estructura y fórmulas tarifarias para cada año. El objeto es realizar la transición entre el pliego tarifario vigente en ENEL previo a la aprobación de esta Normativa y los pliegos y estructuras tarifarias que resultan de la aplicación plena de la presente Normativa.

TRF 2.2.2. **Fases.** Se diferencian las siguientes fases dentro del Período Transitorio Inicial de las Empresas de Distribución de la segmentación de ENEL.

- a) Fase I: Meses del año 2000 en que esté en vigencia el nuevo pliego tarifario y durante el año 2001. Las fórmulas tarifarias no incluyen el traslado de los

costos mayoristas reales sino el traslado de precios mayoristas de referencia. El traslado de las diferencias que de ello surja entre los precios mayoristas reales y de referencia se aplicará al primer año de la Fase II excepto que esta diferencia supere el 15%, en cuyo caso se trasladará en el 2001.

- b) Fase II: Abarca de Enero del 2002 hasta Diciembre del 2004. Se realizará la reclasificación paulatina de clientes desde el cuadro tarifario de ENEL, al cuadro objetivo final establecido en la Normativa de Tarifas, tal que antes de la primera renegociación tarifaria todos, los clientes estén clasificados dentro de la estructura tarifaria objetivo.
- c) Fase III: Abarca desde Enero del 2005 hasta la aprobación del nuevo pliego tarifario que resulte de la primera renegociación tarifaria.

TRF 2.2.3. **Anexos.** Las características de cada Fase que se diferencian de las características generales definidas en este cuerpo principal de la Normativa de Tarifas se presentan en el Anexo correspondiente a cada Fase.

CAPITULO 2.3. : CARACTERÍSTICAS GENERALES.

TRF 2.3.1. **Composición de las tarifas.** Las tarifas establecidas en los Pliegos Tarifarios de cada Empresa de Distribución se calcularán en base a:

- a) Los costos mayoristas asociados a la compra de potencia y de energía como se define en la Normativa de Operación y los costos de transmisión asociados conforme se definen en la Normativa de Transporte. Dichos costos serán trasladados a las tarifas de distribución conforme se establece en la presente Normativa.
- b) Los costos relacionados con una gestión prudente y eficiente de la Empresa de Distribución, correspondientes al capital y explotación de las redes, a los gastos de comercialización, a las pérdidas en la red de distribución asociadas a los niveles de tensión de suministro, y al cargo por servicio de regulación establecido en el artículo 19 de la Ley.

TRF 2.3.2. **Factor por Regulación.** El INE definirá e informará a las Empresas de Distribución el Factor de Regulación que permitirá recuperar el Cargo por Servicio de Regulación establecido en el artículo 19 de la Ley. En la factura a cada cliente, la Empresa de Distribución deberá incluir un cargo por servicio de regulación, que calculará afectando el monto que resulta de la aplicación de la tarifa por el factor de regulación.

TRF 2.3.3. **Bloques Horarios.** En lo que respecta a costos de compra mayorista, se considerará el día dividido en tres bloques típicos: punta, madrugada y horas restantes. La duración de dichos bloques se define en la presente Normativa, y podrá ser modificado por el INE de verificarse cambios significativos en la forma de la curva de demanda del sistema. Inicialmente, se establecen las siguientes duraciones:

- a) Bloque de Punta: De 18:01 a 22:00 horas.
- b) Bloque de Madrugada: De 22:01 a 6:00 horas
- c) Bloque de horas Restantes: De 6:01 a 18:00 horas.

TRF 2.3.4. **Componentes tarifarios.** La determinación de los componentes de las tarifas que integran los Pliegos Tarifarios considerará los siguientes principios:

- a) Reflejar los costos de adquisición de energía y potencia y de servicios en el Mercado Mayorista, tal como se indican en la Normativa de Operación y la presente Normativa, y los costos del Servicio Público de Distribución para el Período Tarifario, determinados bajo pautas de prudencia y eficiencia en la gestión de las empresas.
- b) Los costos de adquisición al Mercado Mayorista, incluyendo el servicio de transmisión de electricidad, serán valores máximos reconocidos, procurando obtener un costo razonable para los usuarios y compatible con la calidad de servicio requerida.
- c) El costo de distribución reconocido deberá proveer al prestador del servicio que opere en forma prudente y eficiente los recursos necesarios para cubrir los gastos de explotación de redes y de comercialización, constituir un fondo de amortización razonable de los equipos e instalaciones destinados al servicio, tributar impuestos, obtener una tasa de rentabilidad razonable comparable nacional e internacionalmente con la de actividades de riesgo similar, y solventar el costo de un nivel razonable de pérdidas eléctricas.

TRF 2.3.5. **Prestador Prudente y Eficiente.** A los efectos de aplicación de la presente Normativa, se considerará que un Prestador del Servicio de Distribución será prudente y eficiente cuando:

- a) invierta y gestione una red que tienda a la de mínimo costo;
- b) diseñe y gestione una estructura de la empresa adaptada a las exigencias de calidad y seguridad del servicio, valorizada a los precios de mercado, y a la adecuada comercialización de los servicios que presta.

TRF 2.3.6. **Costos Prudentes y Eficientes.** A los efectos de aplicación de la presente Normativa, el costo de distribución reconocido incluirá los costos de capital para una rentabilidad razonable, los costos de operación y mantenimiento, los costos por pérdidas técnicas y el costo de la calidad del servicio que permite obtener una red de mínimo costo para la realidad física del área. Al afecto el INE, en las oportunidades que correspondan, establecerá las características y parámetros de la empresa eficiente que servirán de base para el cálculo de los pliegos tarifarios.

TRF 2.3.7. Red de Distribución El cálculo de los costos de redes y los gastos de comercialización para una Empresa de Distribución eficiente se realizará considerando la red de Media Tensión (red MT), las Subestaciones de Transformación de Media Tensión a Baja Tensión (SET MT/BT) y la red de Baja Tensión (red BT).

CAPITULO 2.4. : COSTOS DE DISTRIBUCIÓN.

TRF 2.4.1. Características. El valor del costo de distribución reconocido (CD) deberá ser razonable, entendiéndose como tal el correspondiente a una operación prudente y económica realizada en base a criterios de eficacia y eficiencia operativa.

TRF 2.4.2. Costo reconocido de distribución El costo de distribución reconocido (CD) deberá tener en cuenta los índices de calidad de servicio requeridos. La calidad de servicio se determinará en base a la energía probable de no ser suministrada y su valoración en cada mercado consumidor; el nivel de tensión suministrado y la calidad de la atención comercial. Se establecerá para la Empresa de Distribución en cada Período Tarifario, un costo reconocido de distribución de la red de baja tensión (CD_{BT}) y un costo reconocido de distribución de la red de media tensión (CD_{MT}), que se actualizará de acuerdo al procedimiento indicado en la presente Normativa.

TRF 2.4.3. Costos de Redes. Para la determinación de los costos de redes se calculará el costo medio de inversión, utilizando el Valor Nuevo de Reposición (VNR) de la red de mínimo costo adaptada a la demanda existente, en cada etapa de la red de distribución (red MT, SET MT/BT y red BT). Dicho costo se relaciona a la demanda operada en cada una de esas etapas de la red de distribución para obtener el costo medio de inversión de una red eficiente. Se establecerá para cada Empresa de Distribución en cada Período Tarifario un costo de distribución reconocido de la red de baja tensión (CD_{BT}) y un costo de distribución reconocido de la red de media tensión (CD_{MT}), que se actualizará de acuerdo al procedimiento indicado en la presente Normativa.

TRF 2.4.4. Costo Inicial de Redes. Para el Pliego Tarifario Inicial de las redes de distribución ya existentes a la fecha de puesta en vigencia de la presente Normativa, se utilizará como red eficiente la red existente.

TRF 2.4.5. Costo de Reposición. A partir del costo medio de inversión se determinará el costo de capital, considerando la vida útil de las instalaciones y la tasa de descuento reconocida.

TRF 2.4.6. Costos de operación y mantenimiento. Los costos anuales de operación y mantenimiento de las redes incluirán los costos directos, indirectos y de estructura asignables de una empresa operando eficientemente.

CAPITULO 2.5. : GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

TRF 2.5.1. **Características.** El valor del gasto de comercialización reconocido (GC) deberá ser razonable, entendiéndose como tal el correspondiente a una operación prudente y económica realizada en base a criterios de eficacia y eficiencia operativa. Incluirá los costos asociados con la lectura periódica y registro de los parámetros de consumo de los Clientes, la emisión, reparto y cobranza de las facturas, la atención de las cuestiones comerciales de los Clientes, y la amortización del equipo de medición.

TRF 2.5.2. **Asignación y actualización de los gastos reconocidos.** Los gastos de comercialización reconocidos se asignarán entre las distintas categorías en el Pliego Tarifario, y se actualizarán de acuerdo al procedimiento indicado en la presente Normativa.

CAPITULO 2.6. : PÉRDIDAS RECONOCIDAS.

TRF 2.6.1. **Características.** Teniendo en cuenta las características de la red, se fijarán los valores de pérdidas de energía y potencia reconocidos, de una Empresa de Distribución eficiente por nivel de tensión. Para el Pliego Tarifario Inicial de las redes de distribución ya existentes a la fecha de puesta en vigencia de la presente Normativa, se tendrá en cuenta un plan de reducción de pérdidas.

TRF 2.6.2. **Traslado de Costos de Pérdidas Reconocidas.** Las pérdidas reconocidas para cada nivel de tensión de la red se utilizarán para calcular los factores para trasladar los costos de las instalaciones hasta el nivel de demanda de cada categoría de clientes. Los costos de la red BT y de la red MT se trasladarán directamente a los clientes que demandan en esos niveles de tensión. Los costos de la red MT y de las SET MT/BT se multiplicarán por factores de traslados de costos que tengan en cuenta el efecto de las pérdidas en la red.

CAPITULO 2.7. : COSTOS DE CONEXIÓN.

TRF 2.7.1. **Características.** El valor del costo de conexión reconocido (CC) deberá ser razonable, entendiéndose como tal a un gasto e inversión prudente y económico realizado en base a criterios de eficacia y eficiencia operativa.

TRF 2.7.2. **Cálculo del costo reconocido de conexión.** El costo de conexión reconocido (CC) se determinará como el costo promedio de conectar a los distintos tipos de usuarios, suponiendo un diseño y ejecución de la conexión al mínimo costo, que respete las Normativas vigentes para la ejecución de las obras. El mínimo costo representará un diseño razonable, un criterio de ejecución de las obras eficiente, y costos de adquisición de materiales y servicios que surjan de comparaciones internacionales y probadamente competitivas.

TRF 2.7.3. **Pliego Tarifario Inicial.** En el pliego tarifario inicial el costo de conexión podrá definirse como un valor por año, con el objeto de administrar la transición.

CAPITULO 2.8. : COSTOS DE RECONEXIÓN.

TRF 2.8.1. **Características.** El valor del costo de reconexión y/o servicio de rehabilitación reconocido (CR) deberá ser razonable, entendiéndose como tal a un gasto prudente y económico, realizado en base a criterios de eficacia y eficiencia operativa.

TRF 2.8.2. **Cálculo del costo reconocido de reconexión.** El costo de reconexión y/o servicio de rehabilitación reconocido (CR) se determinará como el costo promedio de reconectar a los distintos tipos de clientes, luego que los mismos hayan sido desconectados y/o suspendidos del servicio por falta de pago u otra causal prevista en la Normativa de Servicio Eléctrico respectiva. Su cálculo se basará en el gasto mínimo de las acciones para desarrollar la tarea, compatibles con una calidad de prestación preestablecida, y/o como una relación definida respecto al costo de conexión (CC).

TRF 2.8.3. **Pliego Tarifario Inicial.** En el pliego tarifario inicial el costo de reconexión podrá definirse como un valor por año, con el objeto de administrar la transición.

TITULO 3 : CONTRATOS DE UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN A TRASLADAR A TARIFAS.

CAPITULO 3.1. : DISPOSICIONES GENERALES.

TRF 3.1.1. **Objeto** Los contratos a trasladar a tarifas cumplen el objetivo de estabilizar el precio de compra mayorista y cubrir la garantía de suministro de la demanda de los clientes cautivos, (o sea que no cumplen los requisitos para ser Grandes Consumidores), que abastece la Empresa de Distribución.

TRF 3.1.2. **Autorización de Traslado a Tarifas** La Empresa de Distribución deberá cumplir los requisitos y procedimientos que establece la presente Normativa y las normas complementarias que al efecto defina el INE para que los costos de un Contrato sean autorizados a trasladar a tarifas. El INE es el responsable de verificar dichos requisitos y de aprobar el traslado del contrato a tarifas.

TRF 3.1.3. **Traslado de un Contrato a Tarifas** El traslado a tarifas de los costos de un contrato autorizado se realizará de acuerdo a las metodologías definidas en esta Normativa.

TRF 3.1.4. **Excedentes Contratados.** En caso que la Empresa de Distribución resulte con contratos que excedan su demanda prevista, podrá requerir transitoriamente vender parte de sus excedentes contratados por contratos a un tercero. El INE sólo autorizará el pedido si no pone en peligro la garantía de suministro de los clientes de la Empresa de Distribución y disminuye el costo de compra mayorista a trasladar a tarifas. De ser autorizado, en el costo de compra mayorista a trasladar a tarifas de la Empresa de Distribución no se incluirá el costo de compra de la parte de los contratos que ha vendido a su vez por contratos a un tercero.

CAPITULO 3.2. : EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN PROPIA.

TRF 3.2.1. **Autorización a trasladar costos de generación propia.** Una Empresa de Distribución que cubra parte de su obligación de contratar con unidades generadoras propias, requerirá de una autorización del INE para trasladar a las tarifas el costo variable de producción asociado, de acuerdo a lo establecido en el siguiente Artículo. El INE otorgará dicha autorización solamente si los costos variables de dicha generación son menores o iguales que el precio promedio ponderado de la energía de los contratos vigentes de la Empresa, que están autorizados para su traslado a tarifas.

TRF 3.2.2. **Costos reconocidos de generación propia.** Si la Empresa de Distribución cubre parte de su obligación de contratar con unidades generadoras propias, para el traslado a tarifas se considerará como si existiera un contrato con cada una de estas unidades. El precio de la energía se considerará igual al costo variable reconocido de la unidad generadora si el INE autorizó su traslado a tarifas, o igual al precio promedio ponderado de la energía de los contratos de compra de la Empresa de Distribución a trasladar a tarifas si no cuenta con la autorización del traslado de sus costos variables a tarifas. El precio de la potencia se considerará igual al Precio de Referencia para la Potencia, definido en la Normativa de Operación y calculado por el CNDC.

TRF 3.2.3. **Costo Variable de Producción.** Para los efectos de lo establecido en la presente Normativa, los costos variables representativos a emplear para las unidades generadoras de una Empresa de Distribución serán calculados por el CNDC de acuerdo a los procedimientos y criterios definidos en la Normativa de Operación y sus Anexos. Para ello, la Empresa deberá suministrar al CNDC la información referida para la metodología de cálculo del costo variable de sus unidades generadoras, junto con toda la documentación necesaria. El CNDC podrá requerir ensayos para verificar la validez de la información y determinar el costo variable reconocido de cada unidad generadora.

CAPITULO 3.3. : CONTRATOS PREEXISTENTES Y DE PRIVATIZACIÓN.

TRF 3.3.1. **Traslado a tarifas.** Los contratos asignados a una Empresa de Distribución que correspondan a acuerdos previos a la entrada en vigencia de la presente Normativa y/o a contratos incluidos en la privatización de la distribución de ENEL serán trasladados a tarifas. Sin embargo, si las partes acuerdan una modificación a uno de estos contratos, ya sea un contrato preexistente o un contrato de la privatización de ENEL, el costo del contrato modificado sólo será trasladado a tarifas en la medida que el INE autorice la modificación.

TRF 3.3.2. **Modificaciones.** La Empresa de Distribución deberá informar al INE toda modificación que acuerde con la otra parte a un contrato preexistente o un contrato del proceso de privatización de ENEL. El INE analizará la modificación y de afectar su costo por modificar sus precios y/o regímenes de penalidades, sólo autorizará su traslado a tarifas si dicha modificación mantiene igual o reduce el costo de compra previsto del

Distribuidor. Si no autoriza la modificación, el costo a trasladar a tarifas será el del contrato vigente previo a la modificación.

CAPITULO 3.4. : MODALIDAD DE CONTRATACIÓN.

TRF 3.4.1. Licitación pública Internacional. Los contratos de una Empresa de Distribución a trasladar a tarifas deben pertenecer al Mercado de Contratos del Mercado Mayorista, y ser adjudicados mediante una licitación publica internacional, supervisada por el INE en lo que respecta a garantizar su transparencia y objetividad.

TRF 3.4.2. Precios Topes. Con el objeto de incentivar la compra eficiente en los contratos a trasladar a tarifas de cada Empresa de Distribución, el INE podrá establecer para la licitación de contratos de una Empresa de Distribución:

- a) Precios topes a la energía y/o a la potencia a incluir;
- b) y/o el requisito que los precios de la energía se definan por bloque horario;
- c) y/o plazos máximos a la duración del contrato.

TRF 3.4.3. Convocatoria de Licitación. La convocatoria de licitación deberá realizarse con suficiente anticipación para permitir maximizar las posibilidades de competencia. La Empresa de Distribución deberá comunicar el llamado a licitación por medios de publicación internacional y además ponerla en conocimiento de todos los agentes Productores del Mercado Mayorista de Nicaragua.

TRF 3.4.4. Contenido del Pliego de Licitación. El pliego de licitación deberá indicar como mínimo:

- a) La fecha, hora y lugar de recepción de ofertas.
- b) El modelo de contrato a adjudicar.
- c) La metodología a utilizar para determinar el costo de compra de la oferta, a partir de los precios ofertados de la energía y la potencia y los costos de Transmisión de corresponder.
- d) El criterio de adjudicación basado en el mínimo costo de compra calculado de acuerdo a lo indicado en el ítem anterior.
- e) Los requisitos técnicos y financieros particulares que correspondan.
- f) Las obligaciones a cumplir en caso de ofertar instalación de nueva generación.
- g) Información y clarificaciones adicionales requeridas de acuerdo al tipo de licitación y contratación a adjudicar.

TRF 3.4.5. Contenido del Contrato a Licitar. El pliego de licitación deberá incluir el modelo de contrato a adjudicar, que deberá cumplir los requisitos definidos para el Mercado de Contratos en la Normativa de Operación. El contrato deberá indicar como mínimo:

- a) El período de vigencia de la contratación.
- b) El tipo de contrato.
- c) El o los puntos de entrega.
- d) La potencia y energía requerida por punto de suministro. De variar las cantidades a lo largo del período de contratación, se identificarán los correspondientes subperíodos y las cantidades requeridas para cada uno. De variar por bloque horario, se indicará cantidades por bloque horario para cada subperíodo.
- e) Los precios máximos que se pueden ofertar, en el caso que el INE haya establecido precios topes.
- f) El régimen de penalidades y/o compensaciones ante incumplimientos a los compromisos definidos en el contrato.

TRF 3.4.6. Supervisión del INE. La Empresa de Distribución deberá enviar al INE copia de los pliegos de la licitación previo al llamado a concurso para su autorización. Al mismo tiempo informará los medios y fechas de comunicación a utilizar para el llamado a licitación. Dentro de un plazo de 20 días hábiles, el INE revisará que los pliegos y el modelo de contrato cumplen los requisitos definidos en esta Normativa y promueven competencia y eficiencia. De no ser así, deberá notificar a la Empresa de Distribución los problemas detectados y requerir modificaciones al pliego y/o al contrato. Transcurrido el plazo indicado sin notificación del INE, la Empresa de Distribución podrá considerar que el INE no tiene objeciones al pliego de licitación.

TRF 3.4.7. Oferentes. Con el objeto de maximizar la competencia posible a la licitación pública, podrá presentarse un Agente del Mercado, un agente de un país interconectado o una empresa que compromete convertirse en Agente del Mercado de resultar adjudicatario de un contrato con la Empresa de Distribución. Asimismo, podrá ofertarse generación ya instalada o que se compromete instalar de resultar adjudicatario de un contrato.

TRF 3.4.8. Obligaciones. El contrato deberá indicar claramente las obligaciones asociadas al suministro de energía y potencia y las condiciones de caso fortuito y/o fuerza mayor aplicable. En correspondencia, deberá indicar también para cada obligación las compensaciones que la parte adjudicada como vendedora deberá pagar a la Empresa de Distribución ante incumplimientos. Una vez en vigencia el contrato, los montos por compensaciones así recaudados deberán ser informados por la Empresa de Distribución

al INE para ser trasladados a las tarifas como compensación a los usuarios finales, de acuerdo a las metodologías y procedimientos indicados en esta Normativa.

TRF 3.4.9. **Ofertas.** Cada oferta deberá indicar las cantidades de energía y/o potencia para cada uno de los subperíodos y/o bloques horarios indicados en el contrato y los precios correspondientes de la energía y la potencia.

TRF 3.4.10. **Tipo de Generación a Ofertar.** Un oferente podrá presentar a la licitación pública una oferta que comprometa:

- a) generación ya instalada y no comprometida en otros contratos vigentes, ya sea generación propia del oferente o contratada de terceros en cuyo caso deberá incluir el correspondiente contrato que avala dicha compra durante la vigencia del contrato objeto de la licitación pública;
- b) y/o generación que compromete instalar antes de la entrada en vigencia del contrato objeto de la licitación pública, en cuyo caso deberá incluir el compromiso de realizar la correspondiente inversión con la documentación técnica y financiera correspondiente;
- c) y/o generación comprometida en un contrato vigente ofertando el traspaso del correspondiente contrato, en cuyo caso deberá incluir la documentación que avala que ambas partes de dicho contrato acuerdan su rescisión total o parcialmente según corresponda, durante la vigencia del contrato objeto de la licitación.

TRF 3.4.11. **Ofertas Parciales.** Un oferente podrá presentar una oferta por una parte o toda la potencia y/o energía requerida. Si el contrato requiere comprar potencia y energía no podrá ofertar sólo potencia o sólo energía. De presentarse ofertas parciales, de la licitación podrán resultar adjudicados varios contratos cada uno con el mismo formato que el modelo incluido en el pliego modificado, con distintas cantidades asignadas a cada uno.

TRF 3.4.12. **Selección de Adjudicatarios.** La Empresa de Distribución deberá analizar las ofertas y rechazar toda aquella que no cumpla los requisitos técnicos y financieros definidos en la licitación y las condiciones establecidas en la presente Normativa y normas complementarias que al efecto establezca el INE. Entre las ofertas restantes, la Empresa de Distribución deberá seleccionar la oferta o combinación de ofertas que represente el menor costo de compra previsto, de acuerdo a la metodología de cálculo del costo de compra definida en los pliegos de la licitación para la adjudicación.

TRF 3.4.13. **Procedimiento de Autorización de Adjudicación.** La Empresa de Distribución deberá cumplir el siguiente procedimiento en el proceso de adjudicación para solicitar al INE la aprobación del traslado a tarifas de el o los contratos que resulten adjudicatarios de la licitación.

- a) La Empresa de Distribución debe producir un **Informe de la Licitación** que enviará al INE. Dicho Informe deberá indicar los resultados de la licitación, incluyendo propuestas y costo de compra de cada una, análisis realizado, propuestas rechazadas y el motivo que lo justifica y la oferta o combinación de ofertas que represente el menor costo de compra seleccionada a adjudicar y su justificación.
- b) El INE, en base al Informe de la Licitación, verificará que el procedimiento realizado por la Empresa de Distribución cumple los requisitos establecidos en esta Normativa. De ser así, informará a la Empresa de Distribución la aprobación del traslado a tarifas de la contratación propuesta. De lo contrario, deberá informar a la Empresa de Distribución el rechazo de la autorización y el motivo que lo justifica.

TRF 3.4.14. **Rechazo de la Autorización.** De no aprobar el INE el traslado a tarifas de los contratos propuestos debido a incumplimientos a la presente Normativa, la Empresa de Distribución podrá realizar correcciones y/o realizar una nueva licitación pública, según corresponda y elevar al INE un nuevo pedido de autorización con el correspondiente Informe. De lo contrario los costos de los mismos no serán considerados en el traslado a tarifas, trasladándose en cambio como costo de compra de la energía y potencia requerida contratar su valorización a los precios en el Mercado de Ocasión, de acuerdo a la metodología definida en la presente Normativa.

TRF 3.4.15. **Modificaciones.** La Empresa de Distribución deberá informar al INE toda modificación que acuerde con la otra parte a un contrato autorizado a trasladar a tarifas. El INE analizará la modificación y de afectar su costo por modificar sus precios y/o regímenes de penalidades, sólo autorizará su traslado a tarifas si dicha modificación mantiene igual o reduce el costo de compra previsto del Distribuidor. Si no autoriza la modificación, el costo a trasladar a tarifas será el del contrato vigente previo a la modificación.

TRF 3.4.16. **Falta de Oferta.** De acuerdo a la cantidad y calidad de las ofertas recibidas, la potencia y energía contratada podrá resultar menor que la total requerida en el llamado a licitación pública. En este caso, el INE definirá un plazo no menor de seis (6) meses en que la Empresa de Distribución deberá realizar una nueva convocatoria a licitación pública. Durante este período transitorio, se aplicará para la Empresa de Distribución lo establecido en el Reglamento de la Ley referido a la autorización a comprar en el Mercado de Ocasión el faltante no contratado. El traslado a tarifas del costo de compra del Mercado de Ocasión se realizará de acuerdo a la metodología definida en la presente Normativa.

CAPITULO 3.5. : CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO A LICITAR.

TRF 3.5.1. **Tipo de contrato.** El contrato a licitar deberá ser un Contrato de Suministro, cuyas características se definen en la Normativa de Operación, salvo que el INE por

motivos justificados autorice licitar un contrato de generación, cuyas características se definen en la Normativa de Operación.

TRF 3.5.2. Períodos. Con el objeto de incentivar eficiencia en el cubrimiento de los requerimientos de la demanda del Distribuidor, opcionalmente el contrato podrá dividir el período de vigencia en uno o más subperíodos con uno o más bloques horarios, cada uno con su precio. Dichos subperíodos se utilizarán para reflejar los requerimientos estacionales (verano e invierno) y/o de días de la semana (laborables y no laborables) y/o de bloque horarios (punta, madrugada y horas restantes). El INE podrá convertir a dicha opción como obligatoria en un proceso de licitación.

TRF 3.5.3. Cantidades. El contrato deberá permitir identificar claramente la cantidad de energía requerida para cada hora del plazo de vigencia y la cantidad de potencia disponible requerida para cada día del plazo de vigencia. Estas cantidades podrán ser definidas como un valor fijo o como una formula en función de parámetros. En caso de utilizarse fórmulas, deberán ser tales que permitan calcular los compromisos de energía antes del inicio de cada hora y de potencia antes del inicio de cada día. Si la fórmula se expresa condicionada a cantidades de otro contrato, el Distribuidor deberá incluir un documento con el acuerdo de la otra parte de dicho contrato. En caso de contratos de generación, el compromiso de energía se deberá expresar como un porcentaje de la generación de una o más unidades generadoras ofertadas, o de la generación total del agente Generador.

TRF 3.5.4. Compensaciones y/o Penalidades. Para su aprobación a traslado a tarifas, el contrato debe establecer un régimen de compensaciones y/o penalidades ante incumplimientos en el suministro de la disponibilidad de potencia y/o la energía contratada. Dicho suministro podrá ser cubierto con generación propia del oferente o compras en el Mercado, de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Operación.

TRF 3.5.5. Precio de la energía. El precio de la energía en el contrato se podrá expresar como un valor, o una fórmula en función de parámetros técnicos, pudiendo ser diferente en los distintos subperíodos del contrato. Si el precio de la energía se expresa como dependiente del precio de un combustible, se deberá definir el índice de precio del combustible y la fuente a utilizar como referencia.

CAPITULO 3.6. : OBLIGACIONES DEL GENERADOR.

TRF 3.6.1. Definición. A los efectos de la presente Normativa, se entiende por Generador al agente Productor, tal como se define en la Normativa de Operación, que vende por contratos a un Distribuidor.

TRF 3.6.2. Entrega de energía comprometida en Contratos de Suministro. En caso de un Contrato de Suministro, el Generador podrá suministrar la energía comprometida en el contrato mediante generación propia o contratada de terceros, o a través de compras en el Mercado de Ocasión, según resulte del despacho y de la operación que realice el CNDC y de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Operación. En caso que no

pueda suministrar la energía comprometida por indisponibilidad de unidades generadoras propias y/o contratadas y por faltar oferta de energía en el Mercado de Ocasión, deberá pagar las penalidades definidas en el contrato por incumplimientos en la entrega de energía.

TRF 3.6.3. Entrega de energía comprometida en Contratos de Generación. En caso de un Contrato de Generación, el Generador deberá suministrar la energía con la generación comprometida de acuerdo a lo establecido en el contrato.

TRF 3.6.4. Entrega de disponibilidad de potencia comprometida. La disponibilidad será la determinada por el CNDC, de acuerdo a la metodología establecida en la Normativa de Operación y sus Anexos. Tanto en el Contrato de Suministro como en el de Generación, el Generador podrá suministrar la disponibilidad de potencia comprometida en el contrato mediante disponibilidad propia o contratada de terceros, o a través de compras de potencia en el Mercado de Ocasión, según resulte de su disponibilidad real y la disponibilidad excedente ofertada por terceros de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Operación. En caso que no pueda suministrar la disponibilidad de potencia comprometida por indisponibilidad propia o contratada y falta de oferta de disponibilidad de potencia excedente en el Mercado de Ocasión, deberá pagar las penalidades definidas en el contrato por incumplimiento en la entrega de disponibilidad de potencia.

TRF 3.6.5. Monitoreo. El Generador que vende en un Contrato de Suministro o de Generación a una Empresa de Distribución debe aceptar el monitoreo de la disponibilidad de la potencia comprometida. Dicho monitoreo se realizará a través del CNDC de acuerdo a los procedimientos definidos en la Normativa de Operación y sus Anexos para la verificación de la disponibilidad de los Generadores.

TITULO 4 : TRASLADO DE COSTOS MAYORISTAS

CAPITULO 4.1. : OBJETO

TRF 4.1.1. Objeto. Los costos mayoristas asociados a la adquisición de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista serán trasladados a las tarifas de distribución como costos previstos y desvíos entre costos reales y previstos, de acuerdo a los procedimientos y metodologías indicadas en esta Normativa, con el fin de reflejar el costo mayorista reconocido asociado al suministro.

TRF 4.1.2. Suministro de información. Los costos mayoristas que se utilizarán para calcular los cargos de los Pliegos Tarifarios, serán fijados en base a la información suministrada por el CNDC y por las Empresas de Distribución, de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Operación.

CAPITULO 4.2. : INFORMACIÓN SUMINISTRADA POR CADA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN.

TRF 4.2.1. Costos de contratos. A los efectos del control y verificación de los costos reales de los contratos trasladados a tarifas, al finalizar cada mes la Empresa de Distribución deberá suministrar al INE la siguiente información para cada uno de sus contratos autorizados a trasladar a tarifas.

- a) Precios vigentes en el mes. De tratarse de un contrato con una modificación cuyo traslado a tarifas no cuenta con la autorización del INE, precios que resultan sin dicha modificación.
- b) Compra de energía mensual: cantidad y monto asociado.
- c) Compra de capacidad de generación mensual: cantidad y monto asociado.
- d) Compensaciones y/o penalidades por incumplimientos: Motivo de cada incumplimiento y monto asociado, y monto total de existir más de un incumplimiento.

TRF 4.2.2. Datos de demanda. A los efectos del cálculo de precios a trasladar a tarifas y verificación del comportamiento de la demanda, al finalizar cada mes una Empresa de Distribución deberá suministrar al INE la siguiente información:

- a) Cantidad de clientes, por categoría del pliego tarifario y total.
- b) Energía abastecida a clientes, por categoría del pliego tarifario y total.
- c) Potencia vendida a clientes con medidores de potencia, por categoría del pliego tarifario y total.

TRF 4.2.3. Suministro de información El INE establecerá los procedimientos para que las Empresas de Distribución suministren la información definida en esta Normativa. Asimismo establecerá las sanciones por el incumplimiento total o parcial de dichas obligaciones, incluyendo tanto la negación a suministrar la información requerida como a falsearla en su contenido.

TRF 4.2.4. Cálculo de Venta de Potencia. El INE calculará la potencia vendida a cada categoría tarifaria sin medidor de potencia en función de los procedimientos y parámetros definidos en esta Normativa.

CAPITULO 4.3. : INFORMACIÓN SUMINISTRADA POR EL CNDC.

TRF 4.3.1. Costos Estacionales previstos de energía y potencia. Al realizar la Programación Estacional del Mercado Mayorista, el CNDC determinará para cada Empresa de Distribución la compra mayorista prevista fuera de contratos y sus costos asociados, y la compra de energía y potencia prevista para cada contrato, en los términos que establece la Normativa de Operación.

TRF 4.3.2. Costos Estacionales previstos de Transmisión. El CNDC informará para cada Empresa de Distribución los costos previstos para la Programación Estacional del servicio de transmisión, que surgen de lo establecido en la Normativa de Transporte.

TRF 4.3.3. Informe de Costos Mayoristas. El CNDC informará al INE los costos estacionales indicados en los dos artículos anteriores en el Informe de Costos Mayoristas de Distribuidores, de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Operación. Dicha información deberá incluir para cada Empresa de Distribución la demanda mayorista prevista de energía por bloque horario y de potencia, indicando las hipótesis y datos empleados y su justificación.

TRF 4.3.4. Desviaciones mensuales. Al finalizar cada mes el CNDC enviará al INE los costos mayoristas reales registrados (energía, potencia y servicios) y la diferencia que resulta respecto de los costos estacionales previstos en el Informe de Costos Mayoristas de Distribuidores para cada Empresa de Distribución, de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Operación. Dicha información deberá incluir para cada Empresa de Distribución la demanda mayorista registrada de energía por bloque horario y de potencia.

CAPITULO 4.4. : COSTOS MAYORISTAS DE REFERENCIA.

TRF 4.4.1. Período Transitorio Inicial. Durante la Fase I del período transitorio inicial de las Empresa de Distribución que resulten de la segmentación de la empresa ENEL, se define un precio monómico de referencia de la compra mayorista de energía y potencia. Este precio se define en el Anexo de esta Normativa: “Pliego Tarifario Inicial Fase I de las Empresas de Distribución de la segmentación de la empresa ENEL”.

TRF 4.4.2. Periodicidad. En la Fase I indicada y cuando corresponda, el INE determinará para cada Empresa de Distribución que resulte de la segmentación de la empresa ENEL los siguientes costos mayoristas de referencia:

- a) Con la información de demanda y generación suministrada por el CNDC con la Programación Estacional del período de verano (Diciembre a Mayo), el INE calculará los costos mayoristas de referencia totales previstos para el período de doce meses Noviembre a Octubre, discriminando además los costos totales de referencia previstos en el semestre Junio a Noviembre. Estos costos los calculará valorizando la demanda prevista a los correspondientes precios monómicos de referencia de la Fase I.
- b) Con la información suministrada por el CNDC con la Programación Estacional del período de invierno (Junio a Noviembre), el INE calculará los costos mayoristas de referencia totales previstos para el período Junio a Noviembre, totalizando la demanda prevista para la Empresa de Distribución a los correspondientes precios monómicos de referencia de la Fase I. .

CAPITULO 4.5. : COSTOS MAYORISTAS PREVISTOS.

TRF 4.5.1. **Transitorio.** Durante la Fase I del período transitorio inicial de las Empresa de Distribución de la segmentación de la empresa ENEL, el INE considerará como costos mayoristas previstos a los costos mayoristas de referencia totales previstos indicados en el Capítulo anterior. En todo otro caso, los costos mayoristas previstos se calcularán con la metodología indicada en los siguientes artículos de este Capítulo.

TRF 4.5.2. **Periodicidad.** Con la información suministrada de acuerdo a lo indicado en los capítulos anteriores, el INE determinará para cada Empresa de Distribución los siguientes costos mayoristas previstos:

- a) Con la información suministrada por el CNDC con la Programación Estacional del período de verano (Diciembre a Mayo), calculará los costos mayoristas totales previstos para el período de doce meses Noviembre a Octubre, discriminando además los costos totales previstos en el semestre Junio a Noviembre.
- b) Con la información suministrada por el CNDC con la Programación Estacional del período de invierno (Junio a Noviembre), calculará los costos mayoristas totales previstos para el período Junio a Noviembre.

TRF 4.5.3. **Costo previsto de la energía.** El INE determinará para cada Empresa de Distribución el costo previsto de la energía, por bloque horario típico (punta, madrugada y horas restantes) definido, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Calculará el costo asociado a cada contrato de la Empresa de Distribución, cuyo traslado a tarifas esta autorizado, valorando la energía informada por el CNDC como prevista a comprar en el bloque horario de dicho contrato, a los precios que correspondan de acuerdo a lo establecido en el contrato y en esta Normativa.
- b) Calculará el costo total previsto por energía del bloque horario totalizando el costo de compra de contratos para dicho bloque más el costo de compra de energía fuera de contratos informado por el CNDC para el bloque.

TRF 4.5.4. **Costo previsto de la potencia.** El INE determinará para cada Empresa de Distribución el costo previsto de la potencia de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Calculará el costo asociado a cada contrato de la Empresa de Distribución cuyo traslado a tarifas está autorizado, valorando la potencia prevista a comprar de dicho contrato, según los valores informados por el CNDC, a los precios que correspondan de acuerdo a lo establecido en el contrato y en esta Normativa.
- b) Calculará el costo total previsto por potencia totalizando el costo de compra de contratos más el costo de compra de potencia fuera de contratos informado por el CNDC.

TRF 4.5.5. Costo Total. El INE determinará para cada Empresa de Distribución el costo total mayorista como la suma del costo registrado de energía más el costo registrado de potencia. El INE calculará el precio monómico de compra mayorista de cada Empresa de Distribución dividiendo el costo total mayorista calculado por la demanda total de energía mensual que resulta de los medidores comerciales del Mercado Mayorista (SIMEC):

CAPITULO 4.6. : DESVÍOS RESPECTO DE COSTOS MAYORISTAS REGISTRADOS.

TRF 4.6.1. Costos Registrados de la Energía. Con la información suministrada mensualmente por el CNDC y las empresas de distribución, el INE determinará para cada Empresa de Distribución el costo mensual de la energía por bloque horario típico (punta, madrugada y horas restantes), de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Calculará el costo asociado a cada contrato de la Empresa de Distribución cuyo traslado a tarifas está autorizado, valorando la energía registrada informada por el CNDC como comprada en el bloque horario de dicho contrato, a los precios que correspondan de acuerdo a lo establecido en el contrato y en esta Normativa, menos los descuentos que correspondan de haber realizado la parte vendedora pagos por compensaciones ante incumplimientos a los compromisos contratados de energía.
- b) Calculará el costo total registrado por energía del bloque totalizando el costo de compra de contratos calculado para dicho bloque, más el costo real de compra de energía fuera de contratos informado por el CNDC para el bloque.

TRF 4.6.2. Costo Registrado de la Potencia. Con la información suministrada mensualmente por el CNDC, el INE determinará para cada Empresa de Distribución el costo mensual de la potencia de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Calculará el costo asociado a cada contrato de la Empresa de Distribución cuyo traslado a tarifas está autorizado, valorando la potencia real comprada de dicho contrato, según los valores informados por el CNDC, a los precios que correspondan de acuerdo a lo establecido en el contrato y en esta Normativa, menos los descuentos que correspondan de haber realizado la parte vendedora pagos por compensaciones ante incumplimientos a los compromisos contratados de potencia o de instalación de generación nueva.
- b) Calculará el costo total por potencia totalizando el costo de compra de potencia de contratos calculado más el costo real de compra de potencia fuera de contratos informado por el CNDC.

TRF 4.6.3. Desviación Mensual. El INE calculará las desviaciones, de potencia y de energía por bloque horario típico, que resultan para cada Empresa de Distribución entre los costos mayoristas previstos para la energía y los costos reales de cada mes.

TRF 4.6.4. Desviación Mensual de Montos Recuperados. Para cada Empresa de Distribución y su correspondiente desviación mensual en los costos mayoristas, el INE calculará la diferencia mensual a trasladar a tarifas de acuerdo a la siguiente metodología:

- a) Durante la Fase I del período transitorio inicial de las Empresas de Distribución que resulten de la segmentación de la empresa ENEL, la desviación mensual de montos recuperados será igual a la desviación mensual calculada en el artículo anterior.
- b) Exceptuando la Fase I, la desviación mensual de montos recuperados será igual a la diferencia entre el monto recuperado por la Empresa de Distribución aplicando los valores previstos y el que hubiese recuperado si su Pliego Tarifario se hubiese calculado con los valores registrados.

TRF 4.6.5. Desviación Acumulada. Para cada Empresa de Distribución, el INE calculará la desviación acumulada como la suma de la desviación mensual de montos recuperados que aún no se han trasladado a tarifas. El INE informará a cada Empresa de Distribución la desviación mensual de montos recuperados y la desviación acumulada.

CAPITULO 4.7. : DESVÍOS POR COSTOS MAYORISTAS PREVISTOS.

TRF 4.7.1. Precios Previstos. Con la información suministrada por el CNDC en el Informe de Costos Mayoristas de Distribuidores para la Programación Estacional de Verano y la información suministrada por las empresas de distribución, el INE determinará para cada Empresa de Distribución el precio que resulta previsto de la energía por bloque horario típico (punta, madrugada y horas restantes) y de la potencia para el Período Estacional de Verano, salvo durante la Fase I del período transitorio inicial de las Empresas de Distribución que surjan de la segmentación de la empresa ENEL, en que se utilizará el precio de compra mayorista de referencia como precio previsto.

TRF 4.7.2. Desviación Prevista de Montos Recuperados. Para cada Empresa de Distribución y los precios de energía y potencia previstos para el verano, el INE calculará la diferencia entre el monto que resultaría recuperado por la Empresa de Distribución aplicando los precios de energía y potencia vigentes y el que recuperaría si su Pliego Tarifario se calcula con los nuevos precios previstos. Esta desviación se considerará cero durante la Fase I del período transitorio inicial de las Empresas de Distribución que resulten de la segmentación de la empresa ENEL.

CAPITULO 4.8. : PRECIOS RECONOCIDOS DE LA ENERGÍA Y LA POTENCIA.

TRF 4.8.1. Periodicidad. El cálculo de los precios reconocidos de la energía y la potencia se realizará cada doce (12) meses, para entrar en vigencia a partir del mes de Mayo de cada año. Sin embargo, dicho cálculo podrá ser realizado por el INE con una periodicidad menor, de uno o más meses, de verificar un impacto en las tarifas superior a

un porcentaje. Este porcentaje se define para los dos primeros años del pliego tarifario inicial en el 15% y para todos los otros casos en el 10%. El INE, de acuerdo a las condiciones vigentes, podrá modificar este porcentaje del 10% por un valor menor. La verificación de esta condición de actualizar las tarifas se realizará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Durante la Fase I del período transitorio inicial de las Empresas de Distribución que resulten de la segmentación de la empresa ENEL, si la Desviación Mensual de Montos Recuperados acumulada representaría una variación respecto del costo mayorista previsto superior al porcentaje definido corresponde un ajuste porcentual a las tarifas.
- b) Excepto para el caso indicado en a) y para el mes de Noviembre, si al calcular los precios previstos para el Período Estacional de Verano el INE verifica que trasladar el monto total, que resulta de acumular las Desviaciones Mensuales de Montos Recuperados más la Desviación Prevista de Montos Recuperados, representaría una variación en las tarifas superior al porcentaje definido, corresponderá trasladar a las tarifas la Desviación Prevista de Montos Recuperados.
- c) Excepto para el caso indicado en a) y para los meses distintos a Noviembre, si a lo largo del período de vigencia, el INE detecta que trasladar al período restante hasta el siguiente mes de Abril inclusive la Desviación Mensual de Montos Recuperados acumulada representaría una variación en las tarifas superior al porcentaje definido, corresponderá trasladar a las tarifas la Desviación Mensual de Montos Recuperados acumulada.

TRF 4.8.2. **Monto a recuperar.** Excepcionalmente, el INE podrá reducir el monto de la Desviación Mensual de Montos Recuperados acumulada a trasladar a tarifas justificado en su impacto en las tarifas. Sin embargo, en ningún caso podrá no incluir en el monto a recuperar la desviación mensual correspondiente a un mes que es anterior en seis o más meses al mes en que se aplicará el ajuste.

TRF 4.8.3. **Ajustes en la Fase I.** Durante la Fase I del período transitorio inicial de las Empresa de Distribución que surjan de la segmentación de la empresa ENEL, si corresponde trasladar a tarifas la desviación mensual de montos recuperados acumulada, el INE realizará el siguiente procedimiento para la correspondiente Empresa de Distribución:

- a) Dividirá el monto correspondiente a la Desviación Mensual de Montos Recuperados acumulada, con su signo, por la demanda ventas prevista para los siguientes 6 meses.
- b) Calculará el factor de ajuste tarifario dividiendo el valor resultante de a) por la tarifa media de la Empresa de Distribución.

- c) La tarifa de cada categoría será el resultado de multiplicar la tarifa del pliego vigente por uno más el factor calculado en b).

TRF 4.8.4. Ajuste por Desviación de Montos Recuperados. Al calcular los precios reconocidos de la energía y la potencia, el INE calculará el Ajuste por Desviación de Montos Recuperados totalizando las Desviaciones de Montos Recuperados Mensuales aun no trasladados a la tarifa más, de corresponder, la Desviación Prevista de Montos Recuperados. El valor así obtenido se aplicará cuando corresponda como un ajuste a los precios de compra de energía a considerar en la actualización del Pliego Tarifario, de acuerdo a la metodología definida en esta Normativa.

TRF 4.8.5. Factor de Coincidencia. En base a la información suministrada por cada Empresa de Distribución, el INE determinará el factor de coincidencia entre la potencia comprada a nivel mayorista por la empresa y la potencia vendida a sus clientes incrementada en las pérdidas que corresponden. Para el pliego tarifario inicial, el factor de coincidencia se fijará en uno (1). Con la información recopilada, el INE ajustará el factor de coincidencia junto con cada revisión del Pliego Tarifario.

TRF 4.8.6. Potencia coincidente. El INE determinará la potencia coincidente de cada Empresa de Distribución como el producto de la compra mayorista de potencia prevista por el factor de coincidencia vigente.

TRF 4.8.7. Cálculo del precio total por potencia. El INE determinará el precio total por potencia de cada Empresa de Distribución totalizando el costo de la potencia previsto para el siguiente Período Estacional, y dividiéndolo por la potencia coincidente calculado para la empresa.

TRF 4.8.8. Cálculo del precio reconocido de la potencia. El INE determinará el precio reconocido de la potencia a trasladar a tarifas (PP), expresado en \$/kW, de cada Empresa de Distribución de acuerdo al siguiente procedimiento.

- a) Si el precio total por potencia resulta menor o igual que el Precio de Referencia para la Potencia, se considerará como precio reconocido de la potencia (PP) a trasladar a tarifas el precio total por potencia calculado. En este caso, el costo adicional de energía por traslado de potencia resultará cero.
- b) Si el precio total por potencia es mayor que el Precio de Referencia para la Potencia definido en la Normativa de Operación y calculado por el CNDC, el precio reconocido de potencia en la determinación del Pliego Tarifario será el Precio de Referencia para la Potencia. En este caso, la parte del costo total de potencia no incluida en el PP se transferirá como costo adicional de energía por traslado de potencia a los bloques horarios de punta y horas restantes, según el mecanismo de cálculo indicado en el siguiente artículo.

TRF 4.8.9. Energización del costo de potencia. Si el precio total por potencia es mayor que el Precio de Referencia para la Potencia, la parte del costo total de potencia no

incluida en el PP se trasladará como costo adicional de energía con el siguiente procedimiento:

a) Traslado de potencia al bloque horario de punta

$$Rp = \frac{\left[\frac{R}{1 + \frac{Hp}{Hr} \left(\frac{Er}{Ep} \right)^2} \right]}{Ep}$$

b) Traslado de potencia al bloque de horas restantes

$$Rr = \frac{\left[\frac{R}{1 + \frac{Hr}{Hp} \left(\frac{Ep}{Er} \right)^2} \right]}{Er}$$

Donde:

- R = Costo total de potencia no incluida en el PP, que se transferirá como costo adicional de energía.
- Rp = Costo total de potencia no incluida en el PP que se transferirá como costo adicional de energía por traslado de potencia al bloque horario de punta.
- Rr = Costo total de potencia no incluida en el PP se transferirá como costo adicional de energía por traslado de potencia al bloque horario de horas restantes.
- Ep = Energía prevista en el bloque horario de punta.
- Er = Energía prevista en el bloque horas restantes.
- Hp = Horas del bloque horario de punta, según la definición de la presente Normativa.

- Hr = Horas del bloque horas restantes, según la definición de la presente Normativa.

TRF 4.8.10. **Costo reconocido por energía.** El INE determinará para cada Empresa de Distribución el costo reconocido por energía para cada bloque horario típico totalizando:

- a) el costo total de la energía previsto en dicho bloque para el siguiente Período Estacional;
- b) más el producto del monto calculado como Ajuste por Desviación de Montos Recuperados, por la proporción de la energía total prevista para el período que representa la energía prevista para el bloque horario en el período;
- c) más en los bloques de punta y horas restantes el costo adicional de energía por traslado de potencia, que resulte del cálculo del precio de potencia reconocido (PP).

TRF 4.8.11. **Cálculo del precio reconocido de la energía.** El INE determinará para cada Empresa de Distribución el precio reconocido de la energía por bloque horario típico “h”, (PE_h) expresado en \$/kWh, dividiendo el costo reconocido por energía para cada bloque horario por la venta de energía prevista en dicho bloque horario.

TRF 4.8.12. **Precios para cálculo de Pliegos Tarifarios** Los precios reconocidos obtenidos por el INE para la energía y para la potencia de cada Empresa de Distribución serán utilizados según corresponda en el cálculo de sus Pliegos Tarifarios.

TITULO 5 : FACTORES Y PARÁMETROS TARIFARIOS

CAPITULO 5.1. : OBJETO.

TRF 5.1.1. **Objeto.** La asignación de los costos a los parámetros de los Pliegos Tarifarios, se efectuará teniendo en cuenta la modalidad de consumo de cada grupo de usuarios suministrados y el nivel de tensión en que se efectúe el suministro. Dicha asignación deberá ser realizada según principios de equidad y proporcionalidad procurando que los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios no sean recuperados en las tarifas cobradas a otros usuarios.

CAPITULO 5.2. : PARÁMETROS DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS.

TRF 5.2.1. **Parámetros del Pliego Tarifario.** Los Pliegos Tarifarios se calcularán en base a parámetros y factores que buscan una asignación justa, equitativa y eficiente de los costos de suministro a trasladar a cada grupo de consumidores en relación a su participación y responsabilidad en los mismos. Adicionalmente, durante el período transitorio inicial de las Empresas de Distribución que resulten de la segmentación de la

empresa ENEL, los parámetros podrán reflejar la transición a las fórmulas tarifarias de esta Normativa.

TRF 5.2.2. Curvas Típicas. Para el cálculo de los parámetros se utilizarán curvas de cargas típicas de cada categoría tarifaria. Dichas curvas representarán las potencias máximas de cada bloque horario (punta, madrugada y horas restantes) y sus factores de carga. Las curvas de carga típicas se establecerán para el Pliego Tarifario Inicial en base a la estadística existente.

TRF 5.2.3. Consumidor Típico. Se entiende por consumidor típico de cada categoría tarifaria a aquél para el cual el costo representativo de suministro y la tarifa de dicha categoría coincidan.

TRF 5.2.4. Campaña de Medición. Previo a cada revisión del Pliego Tarifario, la Empresa de Distribución deberá realizar una campaña de medición con el fin de caracterizar a la demanda y determinar las curvas típicas correspondientes. Dicha campaña de medición deberá ser realizada por la empresa de acuerdo a los lineamientos y el plan de acción previamente acordados con el INE.

TRF 5.2.5. Cargos. Las tarifas del Pliego Tarifario estarán compuestas de uno o más cargos fijos, a pagar independientemente que haya o no consumo, y uno o más cargos variables que dependerán de la energía consumida.

TRF 5.2.6. Factores K. Para las categorías de clientes sin medición de energía por bloques horarios y/o sin medición de potencia, se calcularán factores K que describen sus características de consumo en base a las curvas de cargas típicas. Dichos factores no se modificarán durante el Período Tarifario.

TRF 5.2.7. Pliego Tarifario Inicial. Los parámetros y factores serán definidos para cada Empresa de Distribución al establecer su Pliego Tarifario Inicial, en base a los valores estadísticos existentes. Adicionalmente, durante el período transitorio inicial de las Empresas de Distribución que resulten de la segmentación de la empresa ENEL, los parámetros y factores se modelarán para realizar la transición a las fórmulas tarifarias de esta Normativa.

TRF 5.2.8. Revisión. En la revisión de los Pliegos Tarifarios, al finalizar cada Período Tarifario, los parámetros y factores serán analizados y definidos por el INE sobre la base de una propuesta de la Empresa de Distribución. Dicha propuesta deberá ser elaborada a partir de la campaña de medición realizada por la empresa, teniendo en cuenta lo establecido en esta Normativa. Los resultados de la campaña de medición deberán ser adjuntados a la propuesta.

CAPITULO 5.3. : FACTOR DE PÉRDIDAS (FP).

TRF 5.3.1. Objeto. El objeto del factor de pérdidas es aumentar el precio que paga el consumidor final por el abastecimiento de potencia y energía, de forma tal que la tarifa

compense los costos adicionales necesarios para atender la mayor compra requerida dadas las pérdidas reconocidas.

TRF 5.3.2. Pérdidas Reconocidas. Las pérdidas reconocidas de potencia y energía representarán las pérdidas acumuladas entre el ingreso a las redes de la Empresa de Distribución y el suministro final a los consumidores, en las condiciones de eficiencia pretendida, para incentivar a la empresa a reducir las componentes técnicas y no técnicas de las pérdidas.

TRF 5.3.3. Factor de pérdidas de energía y de potencia. Las pérdidas reconocidas de energía se expresarán como un parámetro adimensional denominado factor de pérdidas de energía (FPE_{BT} y FPE_{MT}). Del mismo modo, las pérdidas reconocidas de potencia se expresarán como un parámetro adimensional denominado factor de pérdidas de potencia (FPP_{BT} y FPP_{MT}). Dichos factores no se modificarán durante el Período Tarifario.

TRF 5.3.4. Determinación. El factor de pérdidas se determinará como las pérdidas físicas (en kW para la potencia y en kWh para la energía) entre el ingreso a la red de distribución y el suministro en el nivel de tensión, dividido por la potencia ó energía, según corresponda, previsto entregar en dicho nivel de tensión su punto de suministro. Se considerará la misma red que la considerada para el cálculo del costo de distribución, con un estado de carga representativo.

CAPITULO 5.4. : PARTICIPACIÓN EN LA COMPRA DE POTENCIA (K1).

TRF 5.4.1. Objeto. El objeto del factor K1 es establecer la incidencia de la compra mayorista de potencia de la Empresa de Distribución en el cargo fijo de cada categoría tarifaria. Para las tarifas residenciales se asignará como cargo fijo exclusivamente los gastos de comercialización y, por lo tanto, este factor queda incluido en el cálculo del factor K4 para la mencionada categoría.

TRF 5.4.2. Cálculo. Para las tarifas de pequeñas demandas, excluyendo la residencial, el factor se expresará en kW por mes en base a la potencia atribuible al cliente típico de la categoría tarifaria, simultánea en el ingreso a la red de distribución. Para las tarifas de medianas y grandes demandas se determinará un factor K1 adimensional de punta y cuando corresponda otro fuera de punta ($K1p$ y $K1fp$), que representan factores de simultaneidad.

CAPITULO 5.5. : PARTICIPACIÓN EN LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN (K2).

TRF 5.5.1. Objeto. El objeto del factor K2 es establecer la incidencia de los costos de distribución reconocidos (red de MT, transformadores MT/BT y red de BT) de cada nivel de tensión en cada categoría tarifaria. Para las tarifas residenciales se asignará como

cargo fijo exclusivamente los gastos de comercialización y, este factor queda incluido en el cálculo del factor K4 para la mencionada categoría.

TRF 5.5.2. **Cálculo.** Para las tarifas de pequeñas demandas, excluyendo la residencial, el factor se expresará en kW por mes en base a la potencia dimensionante de los costos de distribución atribuible al cliente típico de la categoría tarifaria simultánea en el ingreso a cada nivel de tensión de la red de distribución. En las tarifas de medianas y grandes demandas se determinará un factor K2 adimensional, de punta y cuando corresponda otro fuera de punta (K2p y K2fp respectivamente), que representan factores de simultaneidad y asignación de los costos de redes en punta y fuera de punta.

CAPITULO 5.6. : ASIGNACIÓN DE COSTOS.

TRF 5.6.1. **Asignación del costo de distribución.** El costo de distribución asignado a cada categoría tarifaria se determinará multiplicando el costo reconocido de distribución (CD) por el parámetro K2 definido en esta Normativa. Exceptuando la categoría T1R, donde la potencia a multiplicar por el CD resulta de aplicar el factor de uso implícito en el K4Ri por la energía consumida.

TRF 5.6.2. **Asignación del costo de potencia.** El costo de potencia asignado a cada categoría tarifaria se determinará multiplicando el precio reconocido de la potencia (PP) por los parámetros FP y K1 definidos en esta Normativa. Exceptuando la categoría T1R, donde la potencia a multiplicar por el precio reconocido de la potencia afectado por el factor de pérdidas de la potencia resulta de aplicar el factor de uso implícito en el K4Ri por la energía consumida.

CAPITULO 5.7. : COEFICIENTE PARA REPARTIR ENTRE EL CARGO FIJO Y EL VARIABLE (KA).

TRF 5.7.1. **Objeto.** El objeto del factor KA es repartir entre el cargo fijo y el cargo variable de la tarifa, el costo de distribución y el costo asociado al precio reconocido de la potencia.

TRF 5.7.2. **Cálculo.** El factor KA se calculará como un coeficiente adimensional para las categorías tarifarias sin medición de potencia pero con discriminación de cargo fijo y variable, y en las categorías en que se dispone medición de potencia pero se energiza parte del costo de la misma. Se determinará a partir de las curvas de cargas típicas de la categoría tarifaria, en base a la curva de costos. Corresponderá a la proporción del costo de distribución y el costo de potencia que le corresponde al consumidor típico de dicha categoría. Se utilizará como ajuste a dicha curva de costos una función lineal dada por la recta de tarifas trazada sobre la curva de costo. La curva de costos representará el costo total de suministro de la categoría tarifaria, caracterizado por la curva de carga típica.

CAPITULO 5.8. : INDICADOR DE LA PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA POR BLOQUE HORARIO (K3).

TRF 5.8.1. **Objeto.** El objeto del factor K3 es describir la composición del consumo de energía de cada categoría tarifaria en cada bloque horario (punta, madrugada y horas restantes) para las categorías tarifarias que no cuentan con medición de energía discriminada por bloque horario (pequeñas demandas).

TRF 5.8.2. **Cálculo.** Se obtendrá como un parámetro adimensional en base a las curvas de carga típicas, y se ajustará en función de las pérdidas entre el punto de suministro y el ingreso a la distribución. Para cada bloque horario, se definirá un parámetro (K3p, K3m, K3r) que representa la proporción del consumo total de energía que se ubica en dicho bloque horario, tal que la suma de los parámetros de los bloques horarios es igual a uno (1) para cada categoría tarifaria.

CAPITULO 5.9. : FACTOR DE AJUSTE RESIDENCIAL (FTR).

TRF 5.9.1. **Objeto.** El objeto del factor FTR es definir para los clientes residenciales (pequeñas demandas) un factor de ajuste entre los distintos bloques de uso definidos en la presente Normativa en función del nivel de consumo total.

TRF 5.9.2. **Cálculo.** Se calculará como un factor adimensional asignado a cada bloque de consumo definido en la tarifa (FTR_b , donde “b” es el número del bloque de consumo) tal que la suma de todos los cargos variables a aplicar a los clientes residenciales totalice el mismo monto que el que resultaría sin aplicar el factor FTR.

CAPITULO 5.10. : CONSUMO ESPECÍFICO DE ENERGÍA (K4).

TRF 5.10.1. **Objeto.** El objeto del factor K4 es energizar los costos asociados a la potencia, por la porción que es recuperada a través de los cargos variables de cada categoría tarifaria que no cuenta con medición de potencia.

TRF 5.10.2. **Cálculo.** Para las pequeñas demandas, exceptuando la residencial, se calcula como la energía total (kWh) consumida por el cliente típico de dicha categoría tarifaria, que se obtendrá en base a las curvas de carga típicas. Para la tarifa residencial (pequeñas demandas) el factor K4 se calcula de modo similar, pero incluyendo los parámetros equivalentes al K1 y K2 en su cálculo, por lo que su unidad es horas-mes, tal que el cociente entre el K4Ri y las horas del mes genera el factor de uso de la potencia de los usuarios englobados en ese bloque de consumo.

TITULO 6 : CATEGORÍAS TARIFARIAS.

CAPITULO 6.1. : DISPOSICIONES GENERALES

TRF 6.1.1. **Características.** Las categorías tarifarias se definirán para cada nivel de tensión, para determinados niveles de demanda máxima.

TRF 6.1.2. **Clasificación tarifaria.** Los clientes de las Empresas de Distribución serán clasificados de acuerdo a su modalidad de consumo y potencia máxima demandada, en las siguientes categorías tarifarias:

- a) Tarifa T1: Clientes de pequeñas demandas.
- b) Tarifa T2: Clientes de medianas demandas.
- c) Tarifa T3: Clientes de grandes demandas.
- d) Tarifa T4: Clientes usuarios de la red de distribución, que compran al por mayor de un proveedor distinto de la empresa de distribución.

TRF 6.1.3. **Casos especiales.** Los valores contenidos en los Pliegos Tarifarios no serán de aplicación en el caso de los contratos especiales acordados entre los clientes y las Empresas de Distribución.

TRF 6.1.4. **Factor de potencia.** Las tarifas establecidas en los Pliegos Tarifarios rigen para el factor de potencia inductivo (Coseno ϕ) igual o superior a 0,85. Luego de 18 meses de la entrada en vigencia de esta Normativa se pasará a utilizar un coseno ϕ de 0,90.

TRF 6.1.5. **Recargo por incumplimiento del factor de potencia.** La Empresa de Distribución aplicará al cliente un cargo adicional cuando el factor de potencia de la carga instalada sea menor que el establecido como límite sin recargo según la presente Normativa. El factor de potencia no podrá ser adelantado. El recargo a aplicar se calculará como la suma de los cargos por energía y demanda de la factura, multiplicado por la diferencia entre el límite vigente (0.85 ó 0.90, según corresponda) y el factor de potencia registrado o calculado de acuerdo a la potencia activa y reactiva registrada. Se utilizarán las mediciones y registros que se estipula en esta Normativa para evaluar el factor de potencia. Si surgiese que dicho factor de potencia es inferior al establecido como límite sin recargo, la Empresa de Distribución notificará al cliente y le cobrará el recargo correspondiente sobre los cargos por energía y demanda de la factura respectiva.

TRF 6.1.6. **Medición del factor de potencia.** La Empresa de Distribución podrá, a su opción, efectuar mediciones y registros a un cliente, referidas a la suma de energía reactiva suministrada durante el período de facturación, con el objeto de establecer el valor medio del factor de potencia durante dicho período.

TRF 6.1.7. **Suspensión del suministro por incumplimiento del factor de potencia.** Cuando el valor medio del factor de potencia de un cliente fuese inferior al límite inferior autorizado, que se define en esta Normativa, la Empresa de Distribución, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta que el cliente adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite. Inicialmente se establecerá como factor de potencia límite autorizado a que el coseno ϕ deberá ser igual o superior a 0,60. Luego de 18 meses de aprobarse esta Normativa, se pasará a utilizar un coseno ϕ de 0,70.

CAPITULO 6.2. : TARIFA T1 PARA PEQUEÑAS DEMANDAS

TRF 6.2.1. **Clasificación.** Los clientes cuyos consumos se encuentren comprendidos en el límite fijado para pequeñas demandas se clasificarán en las siguientes subcategorías tarifarias de acuerdo al tipo de consumo.

- a) Tarifa T1-R (uso residencial). Se aplicará al servicio en casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, garajes, ascensores, bombas, equipos de refrigeración y utilizaciones análogas), que sirvan a dos o más viviendas.
- b) Tarifa T1-AP (alumbrado público). Se aplicará a los clientes que utilizan el suministro para el servicio público de señalamiento luminoso, iluminación y alumbrado. Regirá cuando se utilice para el alumbrado público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, así como para el suministro a los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito. También tendrá aplicación para la iluminación de fuentes ornamentales y/o monumentos de propiedad pública y/o relojes visibles desde la vía pública instalados en edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.
- c) Tarifa T1-G (uso general). Se aplicará a los clientes de pequeñas demandas que no queden clasificados en las subcategorías anteriores.

TRF 6.2.2. **Transición.** Durante la Fase II del período transitorio inicial de las Empresas de Distribución de la segmentación de ENEL, se definen las categorías y subcategorías transicionales que se indican en el Anexo correspondiente a dicha Fase.

TRF 6.2.3. **Uso Residencial.** La tarifa de los clientes clasificados en la subcategoría residencial se medirá sin discriminar la energía consumida por bloque horario típico. Se conformará de un cargo fijo mensual y cargos variables por energía consumida por bloques crecientes de consumo. Inicialmente, se definirán los siguientes bloques de consumo, pudiendo el INE modificarlos al revisar un Pliego Tarifario.

- a) Primer bloque de consumo (B1): primeros 25 kWh/mes
- b) Segundo bloque de consumo (B2): siguientes 50 kWh/mes.
- c) Tercer bloque de consumo (B3): siguientes 75 kWh/mes.
- d) Cuarto bloque de consumo (B4): siguientes 350 kWh/mes.
- e) Quinto bloque de consumo (B5): excedente de 500 kWh/mes

TRF 6.2.4. **Uso General.** La tarifa de los clientes clasificados en la subcategoría uso general se medirá sin discriminar la energía consumida por bloque horario típico. Se

conformará de un cargo fijo mensual y un cargo variable por energía consumida. Se lo clasificará en la categoría más representativa en función de su nivel de consumo. La clasificación será:

- a) Alto Consumo: Consumo con registro mayor a EMPLG kWh mensuales. El factor EMPLG lo determinará el INE en cada acto de sanción de precios según la siguiente fórmula.

$$\text{EMPLG} = (\text{CF_T1G}_{\text{AC_}} - \text{CF_T1G}_{\text{BC_}}) / (\text{CV_T1G}_{\text{BC_}} - \text{CF_T1G}_{\text{AC_}})$$

Dónde:

- CF = Costo fijo.
- CV = Costo variable.
- T1G_{AC} = Categoría T1G alto consumo.
- T1G_{BC} = Categoría T1G bajo consumo.

- b) Bajo Consumo: Todo aquel que no clasifique como Alto Consumo.

TRF 6.2.5. **Alumbrado Público.** Los clientes clasificados en la tarifa T1-AP pagarán un cargo único por energía eléctrica consumida.

CAPITULO 6.3. : CAPACIDAD CONTRATADA PARA MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS

TRF 6.3.1. **Capacidad de suministro.** Los clientes categorizados como Medianas Demandas contratarán con la Empresa de Distribución la capacidad de suministro, que corresponde a la capacidad máxima comprometida en todas las horas del día. Los clientes categorizados como Grandes Demandas contratarán con la Empresa de Distribución capacidad de suministro en punta, que corresponde a la capacidad máxima comprometida en las horas del bloque horario de punta, y capacidad de suministro fuera de punta, que corresponde a la capacidad máxima comprometida en las horas que no pertenecen al bloque horario de punta.

TRF 6.3.2. **Contratación de la capacidad de suministro.** Antes de iniciarse la prestación del Servicio Público de Distribución de un cliente de medianas o grandes demandas, la Empresa de Distribución convendrá con el cliente la o las capacidades de suministro que corresponda, adquiriendo ello el carácter de obligación contractual. En el caso de grandes demandas, se convendrá una capacidad para el período de punta y una capacidad para fuera del período de punta. La capacidad contratada será válida y aplicable durante un período de doce (12) meses consecutivos contados a partir de la

fecha de habilitación del servicio, haya o no consumo, y en lo sucesivo por ciclos de doce (12) meses.

TRF 6.3.3. Actualización de la capacidad de suministro. Transcurrido el plazo de doce (12) meses indicado en el artículo anterior, la obligación contractual se prorrogará automáticamente hasta que el cliente comunique por escrito a la Empresa de Distribución su decisión de modificar la capacidad contratada o prescindir totalmente de la capacidad de suministro puesta a su disposición. En el caso de Grandes Demandas, deberá especificar si la capacidad contratada a modificar corresponde a punta o a fuera de punta.

TRF 6.3.4. Límite de la capacidad a suministrar. El cliente no podrá exigir el suministro ni la Empresa de Distribución estará obligada a suministrar, potencias superiores a las contratadas cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de la Empresa de Distribución. En el caso de Grandes Demandas, la capacidad a aplicar como límite se establecerá de acuerdo a si corresponde a horas de punta o fuera de punta.

TRF 6.3.5. Aumento de la capacidad de suministro contratada. Si el cliente necesitara una potencia mayor que la contratada, deberá solicitar a la Empresa de Distribución un aumento de capacidad de suministro, indicando en el caso de Grandes Demandas si la capacidad contratada a aumentar corresponde a punta o a fuera de punta. 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 cliente y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de doce (12) meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de doce (12) meses. El plazo para dar cumplimiento a la solicitud de aumento de la capacidad contratada así como su costo serán los mismos que los establecidos en la Normativa de Servicio Eléctrico para nuevos servicios.

CAPITULO 6.4. : TARIFA T2 PARA MEDIANAS DEMANDAS

TRF 6.4.1. Categorías. Las categorías para la tarifa T2 serán:

- a) T2-MH: Tarifa horaria.
- b) T2-MB: Tarifa bajo factor de utilización anual de la capacidad de suministro contratada.
- c) T2-MA: Tarifa alto factor de utilización anual de la capacidad de suministro contratada.

TRF 6.4.2. Elección de Opciones tarifarias. Los clientes que utilicen el servicio con fines de irrigación deberán clasificarse en la tarifa T2-MH. Esta tarifa podrá ser elegida además por el resto de los clientes clasificados como medianas demandas siempre y cuando ajusten sus sistemas de medición. Para los restantes clientes clasificados como medianas demandas, la Empresa de Distribución someterá a la elección del cliente dos opciones tarifarias: tarifa T2-MB (bajo factor de utilización anual de la capacidad de suministro contratada) y T2-MA (alto factor de utilización anual de la capacidad de

suministro contratada). Una vez elegida la opción tarifaria, el cliente deberá mantenerse en la misma por un período mínimo de doce (12) meses.

TRF 6.4.3. Determinación de categoría tarifaria. En caso de que un cliente que le corresponda ejercer la opción indicada en el artículo anterior, no ejerza dicha opción la Empresa de Distribución lo clasificará en base a las horas de utilización que resultan de los valores registrados en el primer período de consumo facturado. Para ello deberá emplear el siguiente procedimiento:

- a) Calculará las horas de utilización de la potencia registrada como el cociente entre la energía consumida en el período de facturación y la máxima potencia demandada en el mismo período.
- b) Si las horas de utilización de la demanda de potencia contratada es menor a 220 horas/mes, o sea un factor de utilización menor que 30%, le corresponderá la opción T2-MB.
- c) En caso contrario le corresponderá la opción T2-MA.

TRF 6.4.4. Características de tarifas T2-MB y T2-MA. Para los clientes clasificados en estas tarifas se efectuará la medición de energía sin discriminación por bloque horario típico. Se medirá la demanda máxima de potencia para control y seguimiento respecto de la potencia contratada. Las tarifas por el servicio convenido en cada punto de entrega y opción tarifaria, se conformará de los siguientes cargos:

- a) Un cargo fijo mensual, independiente del consumo.
- b) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro contratada.
- c) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria.
- d) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia.

TRF 6.4.5. Características de tarifas horarias T2-MH. Para los clientes clasificados en esta tarifa se efectuará la medición de energía con discriminación por bloque horario típico. La medición de la demanda máxima con discriminación de los bloques de punta y fuera de punta para control y seguimiento respecto de la potencia contratada. Las tarifas por el servicio convenido en cada punto de entrega y opción tarifaria, se conformará de los siguientes cargos:

- a) Un cargo fijo mensual, independiente del consumo.
- b) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro contratada en punta
- c) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro contratada fuera de punta
- d) Un cargo variable por la energía consumida en el bloque horario de punta

- e) Un cargo variable por la energía consumida en el bloque horario de madrugada
- f) Un cargo variable por la energía consumida en el bloque de horas restantes
- g) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia.

TRF 6.4.6. Cargos por la obligación contractual. El cargo fijo y el o los cargos por capacidad de suministro contratada serán aplicados durante el período en el cual exista la obligación contractual, siendo por lo tanto considerados como cuotas sucesivas de una misma obligación.

TRF 6.4.7. Demandas excedentes de los valores contratados. En caso que de las mediciones de potencia resultara que el cliente tomó una potencia superior a la contratada y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, la Empresa de Distribución facturará en el cargo por capacidad de suministro contratada la potencia contratada a la tarifa regulada vigente, y la diferencia entre la potencia realmente registrada y la potencia contratada a un cargo igual al cargo regulado según el pliego tarifario vigente aumentado en un factor igual a uno coma cinco (1,5). De presentarse esta condición, la Empresa de Distribución deberá notificar al cliente.

TRF 6.4.8. Aumento de la capacidad ante consumos excedidos. Ante la repetición de consumos excedidos, por tres períodos de facturación consecutivos o cinco alternados dentro de un período de 12 meses, la Empresa de Distribución, previa notificación, deberá redefinir la capacidad contratada llevándola al máximo valor registrado en el período, siendo aplicable lo indicado en el artículo “Aumento de la capacidad de suministro contratada”.

TRF 6.4.9. Cambio de categoría tarifaria a Grandes Demandas. Si la potencia máxima registrada, en más de cuatro (4) períodos de facturación dentro de un año calendario, superara el valor máximo de demanda para esta categoría de clientes, la Empresa de Distribución convendrá con el cliente las condiciones para su cambio a la categoría tarifaria de grandes demandas.

TRF 6.4.10. Cambio de categoría tarifaria a Pequeñas Demandas. Si durante ocho (8) períodos de facturación consecutivos el cliente registra una demanda de potencia inferior al límite máximo de la categoría pequeñas demandas, el mismo podrá solicitar a la Empresa de Distribución su recategorización a la tarifa de pequeñas demandas.

CAPITULO 6.5. : TARIFA T3 PARA GRANDES DEMANDAS

TRF 6.5.1. Nivel de tensión. Cuando el suministro eléctrico de un mismo cliente sea realizado en distintos niveles de tensión, las capacidades de suministro se establecerán por separado para cada uno de estos tipos de suministro y para cada punto de entrega.

TRF 6.5.2. Conexiones en Media tensión. Los nuevos suministros que soliciten conexiones en Media tensión deberán contratar una potencia mayor a 50 kW.

TRF 6.5.3. Opciones tarifarias. La Empresa de Distribución clasificará a los clientes comprendidos en la tarifa de grandes demandas según sus sistemas de medición y el nivel de tensión del suministro en las siguientes tarifas:

- a) T3-MTH: Grandes demandas en Media Tensión con medición horaria
- b) T3-BTH: Grandes demandas en Baja Tensión con medición horaria
- c) T3-MTB: Grandes demandas en Media Tensión con medición de potencia y energía no horaria
- d) T3-BTB: Grandes demandas en Baja Tensión con medición de potencia y energía no horaria

TRF 6.5.4. Clasificación tarifaria. Los suministros cuyo uso sea exclusivamente la irrigación se clasificarán en las tarifas T3-MTH y T3-BTH según sea el nivel de tensión del mismo. Los clientes clasificados inicialmente en las tarifas T3-MTB y T3-BTB podrán elegir las categorías con medición horaria si ajustan sus sistemas de medición. Una vez elegida la opción tarifaria, el cliente deberá mantenerse en la misma por un período mínimo de doce (12) meses.

TRF 6.5.5. Características de tarifas T3-MTB y T3-BTB. Para los clientes clasificados en estas tarifas se efectuará la medición de energía sin discriminación por bloque horario típico. La medición de la demanda máxima de potencia se realizará para control y seguimiento respecto de la potencia contratada. Las tarifas por el servicio convenido en cada punto de entrega y opción tarifaria, se conformará de los siguientes cargos:

- a) Un cargo fijo mensual, independiente del consumo.
- b) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro contratada.
- c) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria.
- d) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia.

TRF 6.5.6. Características de tarifas horarias T3-MTH y T3-BTH. Para los clientes de Grandes Demandas se efectuará la medición de energía por bloque horario típico, la medición de la demanda máxima de potencia en el bloque horario de punta, y la demanda máxima de potencia en el período fuera de punta. Las tarifas por el servicio convenido en cada punto de entrega y opción tarifaria, estarán compuestas por:

- a) Un cargo fijo mensual, independiente de los consumos registrados, de acuerdo a la capacidad de suministro contratada.
- b) Un cargo por cada kW de la capacidad de suministro en punta convenida, haya o no consumo de energía.

- c) Un cargo por cada kW de la capacidad de suministro fuera de punta convenida, haya o no consumo de energía.
- d) Un cargo por la energía eléctrica entregada, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los bloques horarios: punta, madrugada y horas restantes.
- e) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia.

TRF 6.5.7. Cargos por la obligación contractual. El cargo fijo y el cargo por capacidad de suministro contratada en punta y fuera de punta serán aplicados durante el período en el cual exista la obligación contractual, siendo por lo tanto considerados como cuotas sucesivas de una misma obligación.

TRF 6.5.8. Demandas excedentes de los valores contratados. En caso que de las mediciones de potencia se detectara que el cliente tomó una potencia superior a la contratada, y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de la Empresa de Distribución, la capacidad de suministro en punta o la capacidad de suministro fuera de punta, para los próximos seis (6) meses serán consideradas igual a la realmente registrada.

TRF 6.5.9. Nueva contratación de la capacidad de suministro. Una vez finalizado el período de seis (6) meses indicado en el artículo anterior, el cliente podrá contratar una nueva capacidad de suministro. De no hacerlo, la Empresa de Distribución continuará considerando como capacidad de suministro contratada la que se registró en oportunidad de producirse el exceso.

TRF 6.5.10. Ciclos de seis meses. Si antes de finalizar el siguiente período de seis (6) meses, el cliente incurriera en un nuevo exceso que superara la nueva capacidad de suministro contratada, se considerará la potencia registrada como nueva capacidad de suministro contratada, comenzando un nuevo período de seis (6) meses. Dichos ciclos de seis (6) meses se contabilizarán en forma independiente para la capacidad de suministro contratada en punta y la capacidad máxima de suministro contratada.

TRF 6.5.11. Cambio de categoría tarifaria. Si durante ocho (8) períodos de facturación consecutivos el cliente registra una demanda de potencia inferior a la correspondiente para grandes demandas, podrá solicitar y convenir con la Empresa de Distribución su recategorización a la tarifa de medianas demandas.

CAPITULO 6.6. : TARIFA T4 PARA EL USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.

TRF 6.6.1. Grandes Consumidores. El cliente que se convierte en agente Gran Consumidor para comprar a nivel mayorista su suministro de energía y potencia, continúa siendo cliente de la Empresa de Distribución en lo que hace al servicio de la red de distribución. Por este servicio, al cliente le corresponde el pago de la tarifa por el uso de redes de distribución y el conjunto de derechos y obligaciones técnicas en lo relativo a su

conexión y uso de la red de distribución que se definen en esta Normativa para su categoría tarifaria.

TRF 6.6.2. **Acceso abierto.** La Empresa de Distribución deberá permitir el uso de sus instalaciones de distribución a los Agentes del Mercado, siempre que ello no le signifique a la Empresa de Distribución poner en peligro sus instalaciones y/o comprometer la capacidad de suministro contratada con medianas y grandes demandas y requerida por las pequeñas demandas.

TRF 6.6.3. **Tarifas de aplicación.** La tarifa máxima correspondiente al servicio de redes se establece para recuperar los costos incurridos debido a las pérdidas reconocidas del sistema de distribución y la remuneración a la capacidad de distribución prestada, en función del nivel de tensión y los parámetros tarifarios establecidos en esta Normativa.

TRF 6.6.4. **Clasificación de los suministros.** La Empresa de Distribución clasificará al suministro de uso de redes de distribución según su nivel de tensión en las siguientes categorías.

- a) T4-URDBT: Uso de redes de distribución en baja tensión.
- b) T4-URDMT: Uso de redes de distribución en media tensión

TRF 6.6.5. **Características de las tarifas de redes.** La medición de energía será por bloque horario típico. La medición de la demanda máxima de potencia será en el bloque horario de punta y en horas fuera de punta.

TRF 6.6.6. **Estructura tarifaria.** Las tarifas por el servicio de redes en cada punto de entrega, estarán compuestas por:

- a) Un cargo fijo mensual, independiente de los consumos registrados, de acuerdo a la capacidad de suministro contratada.
- b) Un cargo por cada kW de la capacidad de suministro en punta contratada, haya o no consumo de energía.
- c) Un cargo por cada kW de la capacidad de suministro fuera de punta contratada, haya o no consumo de energía.
- d) Un cargo por la energía eléctrica entregada, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los bloques horarios: punta, madrugada y horas restantes.
- e) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia.

TRF 6.6.7. **Casos especiales.** Si el uso de las instalaciones de distribución por parte de un Agente del Mercado ocasionara perjuicios a la Empresa de Distribución, se acordará entre las partes las modalidades de uso y las tarifas a aplicar por el servicio. Dichos acuerdos deberán ser informados al INE para su aprobación y registro. En caso de no

lograr un acuerdo, el Agente del Mercado podrá requerir el arbitraje del INE, debiendo en este caso ambas partes acatar la decisión del INE.

TRF 6.6.8. **Cargos por la obligación contractual.** El cargo fijo y el cargo por capacidad de suministro contratada en punta y fuera de punta serán aplicados durante el período en el cual exista la obligación contractual, siendo por lo tanto considerados como cuotas sucesivas de una misma obligación.

TRF 6.6.9. **Demandas excedentes de los valores contratados.** En caso que de las mediciones de potencia se detectara que el cliente tomó una potencia superior a la contratada, y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de la Empresa de Distribución, la capacidad de suministro en punta o la capacidad de suministro fuera de punta, para los próximos seis (6) meses serán consideradas igual a la realmente registrada.

TRF 6.6.10. **Nueva contratación de la capacidad de suministro.** Una vez finalizado el período de seis (6) meses indicada en el artículo anterior, el cliente podrá contratar una nueva capacidad de suministro. De no hacerlo, la Empresa de Distribución continuará considerando como capacidad de suministro contratada la que se registró en oportunidad de producirse el exceso.

TRF 6.6.11. **Ciclos de seis meses.** Si antes de finalizar el siguiente período de seis (6) meses, el cliente incurriera en un nuevo exceso que superara la nueva capacidad de suministro contratada, se considerará la potencia registrada como nueva capacidad de suministro contratada, comenzando un nuevo período de seis (6) meses. Dichos ciclos de seis (6) meses se contabilizarán en forma independiente para la capacidad de suministro contratada en punta y la capacidad máxima de suministro contratada.

CAPITULO 6.7. : COSTOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

TRF 6.7.1. **Costos de conexión.** Toda solicitud de nuevo servicio deberá pagar un cargo de conexión previo a su habilitación. Dicho cargo será representativo de los costos eficientes que la incorporación del nuevo cliente le demande a la Empresa de Distribución. El costo de conexión no contendrá ningún reconocimiento al costo de capital del equipo de medición. El cargo de conexión estará contenido en el Pliego Tarifario.

TRF 6.7.2. **Acometida completa o especial.** Se entiende por acometida completa o especial de la red general a cualquier ramal de conexión desde la red de distribución hasta la caja de toma o medición del cliente. En este caso le corresponderá al cliente el pago del costo de conexión establecido en el Pliego Tarifario.

TRF 6.7.3. **Acometida compartida o común.** Se entiende por acometida compartida o común cuando desde una misma conexión o caja de toma se atiende el suministro correspondiente a diferentes clientes localizados en diferentes inmuebles. En este caso le

corresponderá a cada cliente el pago del costo de conexión establecido en el Pliego Tarifario dividido entre tres (3).

TRF 6.7.4. Aplicación a los usuarios de las tarifas T1 y T2. A los usuarios clasificados en las categorías pequeñas y medianas demandas, se aplicará el costo de conexión de acuerdo al siguiente criterio:

- a) Si para atender la solicitud de conexión se debe realizar una derivación completa de la red general exclusivamente para este uso, se la considerará una acometida especial.
- b) En todos los otros casos que impliquen un uso compartido de la derivación, se la considerará una acometida común.

TRF 6.7.5. Instalación del medidor. Si la conexión se refiere sólo a la instalación del medidor, se aplicará un quintos (1/5) del costo de conexión correspondiente.

TRF 6.7.6. Aplicación a los usuarios de la tarifa T3. El importe de las conexiones para los clientes clasificados en la tarifa T3 grandes demandas, se acordará entre estos y la Empresa de Distribución. Cuando no se logre acordar el monto, las partes deberán elevarlo al INE para su resolución.

TRF 6.7.7. Costo por la reconexión y/o rehabilitación de los suministros. Los servicios suspendidos y/o desconectados deberán pagar un cargo que será establecido en el Pliego Tarifario. Este cargo se aplicará en forma complementaria a los pagos que deba efectuar el cliente a los efectos de la cancelación de la deuda pendiente por el consumo no pagado, incluyendo intereses moratorios, y sin perjuicio de las sanciones pecunarias que correspondan.

CAPITULO 6.8. : CONTRIBUCIONES ESPECIALES

TRF 6.8.1. Contribución reembolsable. La Empresa de Distribución podrá requerir a un cliente que solicite una conexión nueva, o la modificación o expansión de una existente, una contribución reembolsable para la ejecución de las obras necesarias para su conexión, de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Servicio Eléctrico.

TRF 6.8.2. Falta de acuerdo. Para cada uno de los nuevos suministros en los que corresponda el cobro de esta contribución reembolsable, la Empresa de Distribución deberá acordar el monto con el cliente. Cuando no se logre acordar el monto y/o las condiciones, las partes deberán elevarlo al INE para su resolución.

CAPITULO 6.9. : FACTURACIÓN

TRF 6.9.1. Períodos de facturación. Los períodos de facturación tendrán que corresponder con los períodos de medición. Si la Empresa de Distribución lo estima conveniente, podrá elevar a consideración del INE una propuesta de modificación de los

períodos de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios. Sin perjuicio de ello, la Empresa de Distribución y el cliente podrán acordar períodos de facturación distintos a los aquí especificados.

TRF 6.9.2. Períodos de medición. Las mediciones se efectuarán con una periodicidad no menor que 28 días y no mayor a los 33 días corridos.

TRF 6.9.3. Facturación. La facturación deberá realizarse en base a mediciones reales de los consumos habidos. A las unidades físicas medidas se le aplicará el Pliego Tarifario que corresponda para obtener los montos correspondientes a la venta de electricidad. En la factura se deberá identificar e indicar la tarifa y monto para cada cargo que corresponde del Pliego Tarifario.

TRF 6.9.4. Tasas e Impuestos. A los montos resultantes de los Pliegos Tarifarios, la Empresa de Distribución le adicionará las tasas e impuestos que correspondan conforme a la legislación vigente, y obtendrá el monto total de cada factura. En cada factura, los montos que resulten de tasas e impuestos se deberán identificar discriminados respecto de los montos que resultan de los Pliegos Tarifarios.

TRF 6.9.5. Alumbrado Público. En las facturas no se podrá incorporar cobro alguno que no esté relacionado con el servicio prestado, con excepción de un cargo retributivo del servicio de alumbrado público prestado por la Empresa de Distribución, que incluye el suministro de energía para dicho servicio. Este cargo será determinado por el INE adicionando al correspondiente costo de la energía, calculado en base a la tarifa T1-AP del Pliego Tarifario vigente, los costos específicos de la Empresa de Distribución asociados con la prestación específica del servicio de alumbrado público, determinados en base a supuestos de prudencia y eficiencia en la gestión de la empresa. En cada factura, los montos que resulten por alumbrado público se deberán identificar discriminados respecto de los montos que resultan de los Pliegos Tarifarios.

TITULO 7 : CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS

CAPITULO 7.1. : DISPOSICIONES GENERALES

TRF 7.1.1. Periodicidad y procedimientos. La actualización de los cargos de los Pliegos Tarifarios de una Empresa de Distribución se realizará con la periodicidad y de acuerdo a los procedimientos definidos en esta Normativa.

TRF 7.1.2. Suministro de información. Cada Empresa de Distribución deberá entregar al INE, en los plazos y con las características que estipula la Ley y su Reglamento, las Normativas vigentes y las disposiciones que establezca al efecto el INE, toda la información necesaria para actualizar, calcular y/o recalcular el Pliego Tarifario.

TRF 7.1.3. Aplicación del SUC. Las Empresas de Distribución estarán obligadas a presentar la información según el Sistema Uniforme de Cuentas (SUC) vigente.

TRF 7.1.4. **Moneda de cálculo.** Todos los costos que intervienen en los cálculos del Pliego Tarifario se expresarán, calcularán y recalcularán en dólares estadounidenses. El Pliego Tarifario de aplicación aprobado por el INE se convertirá y expresará, en el momento de su aprobación, en Córdobas, utilizando la tasa de cambio autorizada por el Banco Central de Nicaragua. Sin embargo, si durante dicho período el INE verificara una variación en la tasa de cambio mayor que el 5 %, deberá recalcular los cargos del Pliego Tarifario para la nueva tasa de cambio.

TRF 7.1.5. **Índice de Actualización.** El Índice de Actualización de los valores en dólares en los cálculos tarifarios se calculará con el índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América (PPIMPI), tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, y el índice de precios al consumidor final en los Estados Unidos de América (CPI o Consumer Price Index) del U.S.- Bureau of Labor Statistics.

CAPITULO 7.2. : CÁLCULO DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN

TRF 7.2.1. **Determinación de un Pliego Tarifario.** El contrato de concesión de una Empresa de Distribución de electricidad contendrá los Pliegos Tarifarios iniciales. Dichos Pliegos Tarifarios iniciales serán calculados, actualizados y revisados por el INE en las oportunidades que se indican en la presente Normativa, de acuerdo a los criterios y metodologías que establece esta Normativa.

TRF 7.2.2. **Formato de los Pliegos Tarifarios iniciales.** Los Pliegos Tarifarios iniciales se presentarán de acuerdo al formato indicado en el Anexo Formatos de Pliegos Tarifarios, excepto para las Empresas de Distribución que resulten de la segmentación de ENEL que deberán corresponder con lo indicado en los Anexos correspondientes a la Fase I y Fase II.

TRF 7.2.3. **Vigencia del Pliego Tarifario inicial.** La estructura, factores y parámetros de los Pliegos Tarifarios iniciales se aplicarán sin modificaciones por un Período Tarifario desde la fecha de inicio de la vigencia del contrato de concesión. Durante dicho período los valores contenidos en los cuadros sólo estarán sujetos a las actualizaciones establecidas en la presente Normativa. Al finalizar el Período Tarifario los valores contenidos en las fórmulas serán revisados por el INE según los procedimientos establecidos en esta Normativa.

TRF 7.2.4. **Valores tarifarios.** Los valores iniciales para las distintas opciones tarifarias se indicarán en el Pliego Tarifario inicial.

TRF 7.2.5. **Publicidad.** La Empresa de Distribución deberá dar a publicidad, en un diario de circulación nacional, el Pliego Tarifario a la fecha de inicio de la vigencia del Contrato de Concesión y cada vez que el mismo se actualice.

CAPITULO 7.3. : ACTUALIZACIÓN DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS

TRF 7.3.1. **Actualizaciones.** Las únicas actualizaciones y variaciones que se podrán trasladar a las tarifas serán las indicadas en la presente Normativa.

TRF 7.3.2. **Actualizaciones Normales.** Cada Empresa de Distribución deberá presentar a aprobación del INE propuestas de nuevos Pliegos Tarifarios en las siguientes circunstancias:

- a) Cuando el CNDC emita su Informe de Costos Mayoristas de Distribuidores, de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Operación para la Programación Estacional del Mercado Mayorista, y corresponda realizar un traslado de costos previstos y/o desvíos a las tarifas.
- b) Cuando corresponda actualización de los costos de transmisión.
- c) Cuando corresponda, según lo establecido en la presente Normativa, la actualización de los costos de redes de distribución y los gastos de comercialización reconocidos.

TRF 7.3.3. **Actualizaciones Extraordinarias.** Una Empresa de Distribución o uno o más grupos de clientes de una Empresa de Distribución podrán presentar un pedido de actualización extraordinario con la debida justificación, en las circunstancias y de acuerdo a los procedimientos identificados en esta Normativa.

TRF 7.3.4. **Base de cálculo.** Las actualizaciones se calcularán en base a los Pliegos Tarifarios vigentes para el Período Tarifario. Las fórmulas que se utilizarán en las actualizaciones serán las contenidas en la presente Normativa.

TRF 7.3.5. **Corrección por eficiencia.** En oportunidad de realizar la actualización de los costos de distribución, gastos de comercialización, costos de conexión y costos de reconexión, se aplicarán al Índice de Actualización de los mismos un factor de eficiencia. El objetivo será distribuir entre los clientes y los accionistas de la Empresa de Distribución, en forma anticipada y sin opción de reajuste, el mejor resultado económico que es dable esperar de la actividad debido al incremento de eficiencia en el uso de los recursos por parte del operador y por los incrementos razonables del volumen del negocio dado el crecimiento natural de la demanda.

TRF 7.3.6. **Factor de eficiencia.** El Factor de Eficiencia durante la vigencia del primer Período Tarifario será nulo para los primeros tres años y de tres(3) por mil para el resto de los años por oportunidad de actualización establecido en esta Normativa de los costos de distribución, gastos de comercialización, costos de conexión y costos de reconexión. Para cada siguiente Período Tarifario, el INE establecerá el nuevo Factor de Eficiencia a utilizar en toda la duración de dicho Período Tarifario, en base a la proyección del incremento de eficiencia del uso de los recursos por parte del operador de la Empresa de Distribución y del crecimiento esperado del consumo de electricidad.

TRF 7.3.7. Actualización de los costos de distribución, gastos comerciales, costos de conexión y de reconexión. Los costos de distribución, gastos de comercialización, costos de conexión y costos de reconexión que se incluyen en las fórmulas de los componentes de los Pliegos Tarifarios iniciales, incluidas en la presente Normativa, se actualizarán junto con la actualización de tarifas por traslado de costos mayoristas. Para su actualización, se utilizarán las siguientes expresiones:

a) Costo de distribución (CD)

$$\underline{\underline{CD_{j,n} = CD_{j,0} \times IACT_n}}$$

b) Gastos de comercialización (GC)

$$\underline{\underline{GC_{j,n} = GC_{j,0} \times IACT_n}}$$

c) Costo de conexión (CC)

$$\underline{\underline{CC_{j,n} = CC_{j,0} \times IACT_n}}$$

d) Costo de reconexión (CR)

$$\underline{\underline{CR_{j,n} = CR_{j,0} \times IACT_n}}$$

siendo:

- $IACT_n$ = Índice de actualización, calculado con la siguiente fórmula:

$$IACT_n = (0,67 * PM_n/PM_0 + 0,33 * PC_n/PC_0) - FEn$$

Dónde:

- $CD_{j,n}$: Para la tarifa j en el período n, costo de redes reconocido actualizado.
- $GC_{j,n}$: Para la tarifa j en el período n, gasto de comercialización reconocido actualizado.

- $CC_{j,n}$: Para la tarifa j en el período n , costo de conexión reconocido actualizado.
- $CR_{j,n}$: Para la tarifa j en el período n , costo de reconexión reconocido actualizado.
- $CD_{j,0}$: Para la tarifa j , costo de redes reconocido al inicio de la vigencia del Pliego Tarifario, o sea al comienzo del Período Tarifario.
- $GC_{j,0}$: Para la tarifa j , gasto de comercialización reconocido al inicio de la vigencia del Pliego Tarifario, o sea al comienzo del Período Tarifario.
- $CC_{j,0}$: Para la tarifa j , costo de conexión reconocido al inicio de la vigencia del Pliego Tarifario, o sea al comienzo del Período Tarifario.
- $CR_{j,0}$: Para la tarifa j , costo de reconexión reconocido al inicio al inicio de la vigencia del Pliego Tarifario, o sea al comienzo del Período Tarifario.
- PM_n : PPIMPI correspondiente a dos (2) meses anteriores al inicio de vigencia de los valores actualizados.
- PM_0 : PPIMPI correspondiente a dos (2) meses anteriores al inicio de vigencia del Pliego Tarifario, o sea al comienzo del Período Tarifario.
- PC_n : CPI correspondiente a dos (2) meses anteriores al inicio de vigencia de los valores actualizados.
- PC_0 : CPI correspondiente a dos (2) meses anteriores al inicio de vigencia del Pliego Tarifario, o sea al comienzo del Período Tarifario.
- FE_n : Producto del Factor de Eficiencia por la cantidad de períodos de 12 meses desde la entrada en vigencia del Pliego Tarifario.

TRF 7.3.8. **Actualización de la tarifa T1-R.** Los parámetros de la tarifa T1-R de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores, parámetros y fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.

- $K3p_R$, $K3r_R$, $K3m_R$: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-R.
- FPE_{BT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- KA_R : Factor KA de la Tarifa T1-R.
- GC_R : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-R.

b) Cargo Fijo Mensual:

$CF_R = GC_R$

Donde:

- CF_R : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, expresado en U\$/mes.

c) Cargo Variable:

c.1) Primer bloque de consumo (B1)

$CV_{R1} = [(PEp * K3p_R + PEm * K3m_R + PEr * K3r_R) * FPE_{BT} +$ $+ (PP * FPP_{BT} + CD_{BT}) / K4_{R1}] * FTR_1$
--

Donde:

- CV_{R1} : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, para los consumos en el bloque de consumos B1, expresado en U\$/kWh.
- $K4_{R1}$: Factor K4 para el bloque de consumo B1 de la Tarifa T1-R.
- FTR_1 : Factor FTR para el bloque de consumo B1 de la Tarifa T1-R.

c.2) Segundo bloque de consumo (B2)

$CV_{R2} = [(PEp * K3p_R + PEm * K3m_R + PEr * K3r_R) * FPE_{BT} +$
--

$$+ (PP * FPP_{BT} + CD_{BT}) / K4_{R2})] * FTR_2$$

Donde:

- CV_R2: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, para los consumos en el bloque de consumos B2, expresado en U\$/kWh.
- K4_R2: Factor K4 para el bloque de consumo B2 de la Tarifa T1-R.
- FTR_2: Factor FTR para el bloque de consumo B2 de la Tarifa T1-R.

c.3) Tercer bloque de consumo (B3)

$$CV_R3 = [(PEp * K3p_R + PEm * K3m_R + PEr * K3r_R) * FPE_{BT} + \\ + (PP * FPP_{BT} + CD_{BT}) / K4_{R3})] * FTR_3$$

Donde:

- CV_R3: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, para los consumos en el bloque de consumos B3, expresado en U\$/kWh.
- K4_R3: Factor K4 para el bloque de consumo B3 de la Tarifa T1-R.
- FTR_3: Factor FTR para el bloque de consumo B3 de la Tarifa T1-R.

c.4) Cuarto bloque de consumo (B4)

$$CV_R4 = [(PEp * K3p_R + PEm * K3m_R + PEr * K3r_R) * FPE_{BT} + \\ + (PP * FPP_{BT} + CD_{BT}) / K4_{R4})] * FTR_4$$

Donde:

- CV_R4: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, para los consumos en el bloque de consumos B4, expresado en U\$/kWh.
- K4_R4: Factor K4 para el bloque de consumo B4 de la Tarifa T1-R.
- FTR_4: Factor FTR para el bloque de consumo B4 de la Tarifa T1-R.

c.5) Quinto bloque de consumo (B5)

$$CV_R5 = [(PEp * K3p_R + PEm * K3m_R + PEr * K3r_R) * FPE_{BT} + \\ + (PP * FPP_{BT} + CD_{BT}) / K4_{R5}] * FTR_5$$

Donde:

- CV_R5: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, para los consumos en el bloque de consumos B5, expresado en U\$/kWh.
- K4_{R5}: Factor K4 para el bloque de consumo B5 de la Tarifa T1-R.
- FTR₅: Factor FTR para el bloque de consumo B5 de la Tarifa T1-R.

TRF 7.3.9. **Actualización de la tarifa T1-G1.** Los parámetros de la tarifa T1-G1 de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores, parámetros y fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PEp, PEr, PEm: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K3p_{G1}, K3r_{G1}, K3m_{G1}: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-G1.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- K1_{G1}: Factor K1 de la Tarifa T1-G1.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{G1}: Factor K2 de la Tarifa T1-G1.
- K4_{G1}: Factor K4 de la Tarifa T1-G1.

- KA_{G1} : Factor KA de la Tarifa T1-G1.
- GC_{G1} : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-G1.

b) Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{G1} = (PP * FPP_{BT} * K1_{G1} + CD_{BT} * K2_{G1}) * KA_{G1} + GC_{G1}$$

Donde:

- CF_{G1} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-G1, expresado en U\$/mes.

c) Cargo Variable:

$$CV_{G1} = (PEp * K3p_{G1} + PEm * K3m_{G1} + PEr * K3r_{G1}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} * K1_{G1} + CD_{BT} * K2_{G1}) * (1 - KA_{G1}) / K4_{G1}$$

Donde:

- CV_{G1} : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-G1, expresado en U\$/kWh.

TRF 7.3.10. **Actualización de la tarifa T1-G2.** Los parámetros de la tarifa T1-G2 de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores, parámetros y fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PEp, PEr, PEm: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K3p_{G2}$, $K3r_{G2}$, $K3m_{G2}$: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-G2.

- FPE_{BT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- $K1_{G2}$: Factor K1 de la Tarifa T1-G2.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- $K2_{G2}$: Factor K2 de la Tarifa T1-G2.
- $K4_{G2}$: Factor K4 de la Tarifa T1-G2.
- KA_{G2} : Factor KA de la Tarifa T1-G2.
- GC_{G2} : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-G2.

b) Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{G2} = (PP * FPP_{BT} * K1_{G2} + CD_{BT} * K2_{G2}) * KA_{G2} + GC_{G1}$$

Donde:

- CF_{G2} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-G2, expresado en U\$/mes.

c) Cargo Variable:

$$CV_{G2} = (PEp * K3p_{G2} + PEm * K3m_{G2} + PER * K3r_{G2}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} * K1_{G2} + CD_{BT} * K2_{G2}) * (1 - KA_{G2}) / K4_{G2}$$

Donde:

- CV_{G2} : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-G2, expresado en U\$/kWh.

TRF 7.3.11. **Actualización de la tarifa T1-AP.** El cargo por consumo de energía destinada al alumbrado público (tarifa T1-AP) de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución, se actualizará en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando la siguiente fórmula.

$$CV_AP = \frac{(PEp * K3p_{AP} + PEm * K3m_{AP} + PEr * K3r_{AP}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} * K1_{AP} + CD_{BT} * K2_{AP})}{K4_{AP} + GC_{AP}}$$

Donde:

- CV_AP: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-AP, expresado en U\$S/kWh.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PEp, PEr, PEm: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K3p_{AP}, K3r_{AP}, K3m_{AP}: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-AP.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- K1_{AP}: Factor K1 de la Tarifa T1-AP.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{AP}: Factor K2 de la Tarifa T1-AP.
- K4_{AP}: Factor K4 de la Tarifa T1-AP.
- GC_{AP}: Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-AP.

TRF 7.3.12. **Actualización de la tarifa T2-MB.** Los parámetros de la tarifa T2-MB (Mediana demandas) de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores, parámetros y fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- GC_M: Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T2 Medianas Demandas.

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K1_{MB}$: Factor K1 de la Tarifa T2-MB.
- KA_{MB} : Factor KA de la Tarifa T2-MB.
- $K4_{MB}$: Factor K4 de la Tarifa T2-MB.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- $K2_{MB}$: Factor K2 de la Tarifa T2-MB.
- $K3p_{MB}$, $K3r_{MB}$, $K3m_{MB}$: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T2-MB.

b) Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{MB} = GC_M$$

Donde:

- CF_{MB} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MB, expresado en U\$S/mes.

c) Cargo por capacidad de suministro contratada:

$$CP_{MB} = (PP * K1_{MB} * FPP_{BT} + CD_{BT} * KA_{MB} * K2_{MB})$$

Donde:

- CP_MB: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MB, expresado en U\$S/kW-mes.

d) Cargo variable por energía:

$$CE_MB = \frac{(PEp * K3p_{MB} + PEm * K3m_{MB} + PEr * K3r_{MB}) * FPE_{BT} + [(1 - KA_{MB}) * K2_{MB} CDBT / K4_{MB}]}{1}$$

Donde:

- CE_MB: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MB, expresado en U\$S/kWh.

TRF 7.3.13. **Actualización de la tarifa T2-MA.** Los parámetros de la tarifa T2-MA de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores y parámetros y las siguientes fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- GC_M : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T2 Medianas Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K1_{MA}: Factor K1 de la Tarifa T2-MA.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{MA} : Factor K2 de la Tarifa T2-MA.

- $K3p_{MA}$, $K3r_{MA}$, $K3m_{MA}$: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T2-MA.

b) Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{MA} = GC_M$$

Donde:

- CF_{MA} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MA, expresado en U\$S/mes.

c) Cargo por capacidad de suministro contratada:

$$CP_{MA} = (PP * K1_{MA} * FPP_{BT} + CD_{BT} * K2_{MA})$$

Donde:

- CP_{MA} : Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MA, expresado en U\$S/kW-mes.

d) Cargo variable por energía:

$$CE_{MA} = (PEp * K3p_{MA} + PEm * K3m_{MA} + PEr * K3r_{MA}) * FPE_{BT}$$

Donde:

- CE_{MA} : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MA, expresado en U\$S/kWh.

TRF 7.3.14. **Actualización de la tarifa T2-MH.** Los parámetros de la tarifa T2-MH de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores, parámetros y fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- GC_M : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T2 Medianas Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PE_p , PE_r , PE_m : Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K1_{MH}$: Factor K1 de la Tarifa T2-MH.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en media tensión.
- $K2p_{MH}$: Factor K2 en horas de punta del sistema de la tarifa T2-MH.
- $K2fp_{MH}$: Factor K2 en horas fuera de punta del sistema de la tarifa T2-MH.

b) Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{MH} = GC_M$$

Donde:

- CF_{MH} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$S/mes.

c) Cargo por capacidad de suministro contratada en punta:

$$CPp_{MH} = (PP * K1_{MH} * FPP_{BT} + CD_{BT} * K2p_{MH})$$

Donde:

- CPp_{MH} : Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$S/kW por mes.

d) Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta:

$$CPfp_MH = CD_{BT} * K2fp_MH$$

Donde:

- CPfp_MH: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$/kW por mes.

e) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta:

$$CEp_MH = PEp * FPE_{BT}$$

Donde:

- CEp_MH: Cargo por unidad de energía consumida en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$/kWh.

f) Cargo variable por consumo de energía en horas de madrugada:

$$CEm_MH = PEm * FPE_{BT}$$

Donde:

- CEm_MH: Cargo por unidad de energía consumida durante el bloque horario de madrugada, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$/kWh.

g) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes:

$$CEr_MH = PER * FPE_{BT}$$

Donde:

- CEr_MH: Cargo por unidad de energía consumida en horas restantes del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$S/kWh.

TRF 7.3.15. **Actualización de la tarifa T3-MTH.** Los parámetros de la tarifa T3-MTH de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores, parámetros y fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3 Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{MT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de media tensión.
- FPP_{MT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de media tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K1_{MTH}$: Factor K1 de la Tarifa T3-MTH.
- CD_{MT} : Costo de distribución reconocido en media tensión.
- $K2p_{MTH}$: Factor K2 en horas de punta del sistema de la tarifa T3-MTH.
- $K2fp_{MTH}$: Factor K2 en horas fuera de punta del sistema de la tarifa T3-MTH.

b) Cargo Fijo Mensual:

$CF_{MTH} = GC_G$

Donde:

- CF_{MTH} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$S/mes.

c) Cargo por capacidad de suministro contratada en punta:

$$CPp_MTH = (PP * K1_{MTH} * FPP_{MT} + CD_{MT} * K2_{p_MTH})$$

Donde:

- CPp_MTH: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$/kW por mes.

d) Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta:

$$CPfp_MTH = CD_{MT} * K2_{fp_MTH}$$

Donde:

- CPfp_MTH: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$/kW por mes.

e) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta:

$$CEp_MTH = PEp * FPE_{MT}$$

Donde:

- CEp_MTH: Cargo por unidad de energía consumida en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$/kWh.

f) Cargo variable por consumo de energía en horas de madrugada:

$$CEm_MTH = PEm * FPE_{MT}$$

Donde:

- CEm_MTH: Cargo por unidad de energía consumida en el bloque horario de madrugada, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$/kWh.

g) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes:

$$\text{CEr_MTH} = \text{PEr} * \text{FPE}_{\text{MT}}$$

Donde:

- CEr_MTH: Cargo por unidad de energía consumida en horas restantes del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$S/kWh.

TRF 7.3.16. **Actualización de la tarifa T3-BTH.** Los parámetros de la tarifa T3-BTH de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores, parámetros y fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3 Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K1_{BTH} : Factor K1 de la Tarifa T3-BTH.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2p_{BTH} : Factor K2 en horas de punta del sistema de la tarifa T3-BTH.
- K2fp_{BTH} : Factor K2 en horas fuera de punta del sistema de la tarifa T3-BTH.

b) Cargo Fijo Mensual:

$$\text{CF_BTH} = \text{GC}_G$$

Donde:

- CF_BTH: Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$S/mes.

c) Cargo por capacidad de suministro contratada en punta:

$$CPp_BTH = (PP * K1_{BTH} * FPP_{BT} + CD_{BT} * K2_{p_BTH})$$

Donde:

- CPp_BTH: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$S/kW por mes.

d) Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta:

$$CPfp_BTH = CD_{BT} * K2_{fp_BTH}$$

Donde:

- CPfp_BTH: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$S/kW por mes.

e) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta:

$$CEp_BTH = PEp * FPE_{BT}$$

Donde:

- CEp_BTH: Cargo por unidad de energía consumida en bloque horario de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$S/kWh.

f) Cargo variable por consumo de energía en horas de madrugada:

$$CEm_BTH = PEm * FPE_{BT}$$

Donde:

- CEm_BTH: Cargo por unidad de energía consumida durante el bloque horario de madrugada, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$/kWh.

g) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes:

$$CEr_BTH = PEr * FPE_{BT}$$

Donde:

- CEr_BTH: Cargo por unidad de energía consumida en el bloque horas restantes del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$/kWh.

TRF 7.3.17. **Actualización de la tarifa T3-MTB.** Los parámetros de la tarifa T3-MTB de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores y parámetros y las siguientes fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3 Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{MT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de media tensión.
- FPP_{MT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de media tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K1_{MTB}: Factor K1 de la Tarifa T3-MTB.
- CD_{MT}: Costo de distribución reconocido en media tensión.
- K2_{MTB} : Factor K2 de la Tarifa T3-MTB.

- $K3p_{MTB}$, $K3r_{MTB}$, $K3m_{MTB}$: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T3-MTB.

b) Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{MTB} = GC_G$$

Donde:

- CF_{MTB} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTB, expresado en U\$/mes.

c) Cargo por capacidad de suministro contratada:

$$CP_{MTB} = (PP * K1_{MTB} * FPP_{MT} + CD_{MT} * K2_{MTB})$$

Donde:

- CP_{MTB} : Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTB, expresado en U\$/kW-mes.

d) Cargo variable por energía:

$$CE_{MTB} = (PEp * K3p_{MTB} + PEm * K3m_{MTB} + PEr * K3r_{MTB}) * FPE_{MT}$$

Donde:

- CE_{MTB} : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTB, expresado en U\$/kWh.

TRF 7.3.18. **Actualización de la tarifa T3-BTB.** Los parámetros de la tarifa T3-BTB de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores y parámetros y las siguientes fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3 Grandes Demandas.

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K1_{BTB}$: Factor K1 de la Tarifa T3-BTB.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- $K2_{BTB}$: Factor K2 de la Tarifa T3-BTB.
- $K3p_{BTB}$, $K3r_{BTB}$, $K3m_{BTB}$: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T3-BTB.

b) Cargo Fijo Mensual:

$$CF_{BTB} = GC_G$$

Donde:

- CF_{BTB} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTB, expresado en U\$S/mes.

c) Cargo por capacidad de suministro contratada:

$$CP_{BTB} = (PP * K1_{BTB} * FPP_{BT} + CD_{BT} * K2_{BTB})$$

Donde:

- CP_{BTB} : Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTB, expresado en U\$S/kW-mes.

d) Cargo variable por energía:

$$CE_BTB = (PEp * K3p_{BTB} + PEm * K3m_{BTB} + PEr * K3r_{BTB}) * FPE_{BT}$$

Donde:

- CE_BT B: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTB, expresado en U\$/kWh.

TRF 7.3.19. **Actualización de la Tarifa T4-UDRMT:** Los parámetros de la tarifa para uso de redes de distribución en media tensión de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores, parámetros y fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa de Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{MT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de media tensión.
- FPP_{MT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de media tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K1_{MTH}: Factor K1 de la Tarifa T3-MTH.
- CD_{MT}: Costo de distribución reconocido en media tensión.
- K2_{p MTH} : Factor K2 en horas de punta del sistema de la tarifa T3-MTH.
- K2_{fp MTH} : Factor K2 en horas fuera de punta del sistema de la tarifa T3-MTH.

b) Cargo Fijo Mensual:

$$CF_UDRMT = GC_G$$

Donde:

- CF_UDRMT: Cargo fijo mensual que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$/mes.

c) Cargo por capacidad de suministro contratada en punta:

$$CPp_UDRMT = (PP * K1_{MTH} * (FPP_{MT} - 1) + CD_{MT} * K2_{p_{MTH}})$$

Donde:

- CPp_UDRMT: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en bloque horario de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$/kW por mes.

d) Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta:

$$CPfp_UDRMT = CD_{MT} * K2_{fp_{MTH}}$$

Donde:

- CPfp_UDRMT: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$/kW por mes.

e) Cargo variable por entrega de energía en horas de punta:

$$CEp_UDRMT = PEp * (FPE_{MT} - 1)$$

Donde:

- CEp_UDRMT: Cargo por unidad de energía entregada en horas de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$/kWh.

f) Cargo variable por entrega de energía en horas de madrugada:

$$CEm_UDRMT = PEm * (FPE_{MT} - 1)$$

Donde:

- CEm_UDRMT: Cargo por unidad de energía entregada en el bloque horario de madrugada, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$/kWh.

g) Cargo variable por entrega de energía en horas restantes:

$$CEr_UDRMT = PEr * (FPE_{MT}-1)$$

Donde:

- CEr_UDRMT. Cargo por unidad de energía entregada en el bloque horas restantes del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$/kWh.

TRF 7.3.20. **Actualización de la tarifa T4-UDRBT.** Los parámetros de la tarifa T4-UDRBT de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución se actualizarán en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando los siguientes factores, parámetros y fórmulas.

a) Factores y Parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K1_{BTH}: Factor K1 de la Tarifa T3-BTH.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{p BTH} : Factor K2 en horas de punta del sistema de la tarifa T3-BTH.

- $K2_{fp_{BTH}}$: Factor K2 en horas fuera de punta del sistema de la tarifa T3-BTH.

b) Cargo Fijo Mensual:

$$CF_UDRBT = GC_G$$

Donde:

- CF_UDRBT : Cargo fijo mensual que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRBT, expresado en U\$/mes.

c) Cargo por capacidad de suministro contratada en punta:

$$CPp_UDRBT = (PP * K1_{BTH} * (FPP_{BT} - 1) + CD_{BT} * K2_{p_{BTH}})$$

Donde:

- CPp_UDRBT : Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRBT, expresado en U\$/kW por mes.

d) Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta:

$$CPfp_UDRBT = CD_{BT} * K2_{fp_{BTH}}$$

Donde:

- $CPfp_UDRBT$: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRBT, expresado en U\$/kW por mes.

e) Cargo variable por entrega de energía en horas de punta:

$$CEp_UDRBT = PEp * (FPE_{BT} - 1)$$

Donde:

- **CEp_UDRBT:** Cargo por unidad de energía entregada en horas de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T3-UDRBT, expresado en U\$/kWh.

f) Cargo variable por entrega de energía en horas de madrugada:

$$\text{CEm_UDRBT} = \text{PEm} * (\text{FPE}_{\text{BT}} - 1)$$

Donde:

- **CEm_UDRBT:** Cargo por unidad de energía entregada durante el bloque horario de madrugada, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRBT expresado en U\$/kWh.

g) Cargo variable por entrega de energía en horas restantes:

$$\text{CEr_UDRBT} = \text{PEr} * (\text{FPE}_{\text{BT}} - 1)$$

Donde:

CEr_UDRBT: Cargo por unidad de energía entregada en horas restantes del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRBT, expresado en U\$/kWh.

CAPITULO 7.4. : RECÁLCULO DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS

TRF 7.4.1. Períodos tarifarios. El Pliego Tarifario inicial y sus actualizaciones serán revisadas al finalizar cada Período Tarifario. El primer Período Tarifario se inicia simultáneamente con la vigencia del correspondiente Contrato de Concesión.

TRF 7.4.2. Elaboración de la propuesta tarifaria. A los efectos de que el INE fije un nuevo Pliego Tarifario que refleje los cambios en los factores determinantes de los costos del servicio luego del transcurso de un Período Tarifario, la Empresa de Distribución elevará a consideración del INE una propuesta tarifaria. La presentación deberá realizarse con una antelación no menor a doce (12) meses respecto de la finalización de cada Período Tarifario.

TRF 7.4.3. Contenido de la propuesta tarifaria. La propuesta tarifaria podrá incluir modificaciones al Pliego Tarifario, a los procedimientos de actualización, al régimen de aplicación del mismo, y a las normas de suministro del servicio de distribución.

TRF 7.4.4. Términos de referencia. La propuesta de la Empresa de Distribución deberá elaborarse en base a los elementos tarifarios establecidos en esta Normativa, y dentro de

los lineamientos y parámetros que al efecto especifique el INE. Para ello dicho organismo entregará a la Empresa de Distribución, con una anticipación no menor a veinticuatro (24) meses respecto de la finalización de cada Período Tarifario, los términos de referencia para elaboración de la propuesta y un listado de firmas de asistencia técnica precalificadas, por sus antecedentes y capacidades, para desarrollar los estudios en que se basará la propuesta tarifaria de la Empresa de Distribución. Los términos de referencia se elaborarán en base a las disposiciones de esta Normativa y de los objetivos definidos en la Ley y su Reglamento.

TRF 7.4.5. Costos Económicos. La propuesta de modificación del Pliego Tarifario que presente la Empresa de Distribución deberá basarse en los costos económicos de una empresa eficiente y prudente, de acuerdo a los criterios definidos en esta Normativa, que opere un sistema de distribución adaptado económicamente a satisfacer las demandas de electricidad de los clientes conectados a sus redes al costo mínimo, teniendo en cuenta la calidad y seguridad de abastecimiento pretendido por los mismos en el corto y largo plazo.

TRF 7.4.6. Parámetros tarifarios. Los costos se asignarán a los parámetros del Pliego Tarifario en base a la estructura real de consumo de los usuarios, obtenida en base a mediciones y registros realizados de acuerdo a lo establecido en esta Normativa.

TRF 7.4.7. Evaluación de la propuesta tarifaria. Una vez recibida la propuesta de la Empresa de Distribución para modificar el Pliego Tarifario, el INE procederá a su evaluación y análisis. Para ello elaborará un estudio alternativo basado en principios y criterios similares a los exigidos a la Empresa de Distribución. Para la elaboración de dicho estudio, el INE contratará a una firma calificada y utilizará los mismos términos de referencia que le fueran exigidos a la Empresa de Distribución, de forma tal de asegurar la transparencia del proceso y la equidad en el punto de partida.

TRF 7.4.8. Resolución del Pliego Tarifario. Con las dos visiones de costos, una la propuesta de la Empresa de Distribución y la otra el estudio elaborado en el ámbito de INE, éste organismo resolverá sobre el Pliego Tarifario que ha de regir el servicio en el próximo Período Tarifario.

CAPITULO 7.5. : REVISIONES EXTRAORDINARIAS DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS

TRF 7.5.1. Modalidades de consumo no contempladas. La Empresa de Distribución podrá proponer al INE clasificaciones y componentes tarifarios que respondan a modalidades de consumo no contempladas en esta Normativa, cuando su aplicación signifique mejoras técnicas y económicas en la prestación del servicio para los clientes.

TRF 7.5.2. Plazo. Las revisiones extraordinarias, sólo podrán ser presentadas una vez transcurridos dos (2) años de vigencia del Contrato de Concesión.

TRF 7.5.3. Pedidos de modificación. La Empresa de Distribución o uno o más grupos de clientes de una Empresa de Distribución podrán requerir, durante la vigencia de cualquier Período Tarifario, modificaciones al Pliego Tarifario basándose a tal efecto en circunstancias objetivas y justificadas que presuman que la tarifa es injusta, irrazonable, indebidamente discriminatoria o preferencial.

TRF 7.5.4. Información y estudios. La Empresa de Distribución o el o los grupos de clientes de una Empresa de Distribución que requieran modificaciones extraordinarias del Pliego Tarifario en los términos indicados en el artículo anterior deberán acompañar a su solicitud la información básica y los estudios que al efecto el INE les solicite.

TRF 7.5.5. Modificaciones por iniciativa del INE. El INE por propia iniciativa y actuando de oficio, durante la vigencia de cualquier Período Tarifario, podrá evaluar la conveniencia de implementar modificaciones extraordinarias al Pliego Tarifario. Dicha modificación deberá basarse en circunstancias objetivas y justificadas que presuman que la tarifa es injusta, irrazonable, indebidamente discriminatoria, preferencial o que no respete en su construcción los enunciados y el espíritu jurídico de la Ley y de su Reglamento. A tal efecto, requerirá a las Empresas de Distribución la información básica y los estudios que permitan realizar una evaluación completa y equilibrada de la modificación a implementar. De implementar la modificación, se deberá elaborar y publicar un informe que justifica la necesidad y conveniencia del cambio.

FORMATO DE PLIEGO TARIFARIO

Cargo	Descripción	Unidad	Importe
TARIFA N°1: PEQUEÑAS DEMANDAS			
T1 – R : USO RESIDENCIAL			
T1 - R : Residencial			
CF_R	Cargo fijo	C\$/mes	
CV_R1	Cargo variable por energía bloque de consumo B1	C\$/kWh	
CV_R2	Cargo variable por energía bloque de consumo B2	C\$/kWh	
CV_R3	Cargo variable por energía bloque de consumo B3	C\$/kWh	
CV_R4	Cargo variable por energía bloque de consumo B4	C\$/kWh	
CV_R5	Cargo variable por energía bloque de consumo B5	C\$/kWh	
T1 – G : USO GENERAL			
EMPLG		KWh-Mes	
T1 – G1 : Bajos Consumos			
CF_G1	Cargo fijo	C\$/mes	
CV_G1	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T1 – G2 : Altos Consumos			
CF_G2	Cargo fijo	C\$/mes	
CV_G2	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T1 – AP : Alumbrado Público			
CV_AP	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
TARIFA N°2 : MEDIANAS DEMANDAS			
T2 – MB : Baja Utilización			
CF_MB	Cargo fijo	C\$/mes	
CP_MB	Por capacidad de suministro contratada	C\$/kW-mes	
CV_MB	Cargo variable por energía	C\$/kWh	

T2 – MA : Alta Utilización			
CF_MA	Cargo fijo	C\$/mes	
CP_MA	Por capacidad de suministro contratada	C\$/kW-mes	
CV_MA	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T2 – MH : Horaria			
CF_MH	Cargo fijo	C\$/mes	
CPp_MH	Capacidad de suministro en punta	C\$/kW-mes	
CPfp_MH	Capacidad de suministro fuera de punta	C\$/kW-mes	
Cep_MH	Consumo de energía en horas del bloque horario de punta	C\$/kWh	
Cem_MH	Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada	C\$/kWh	
Cer_MH	Consumo de energía durante el bloque de horas restantes	C\$/kWh	
TARIFA N°3 : GRANDES DEMANDAS			
T3 – MTH Media tensión Horaria			
CF_MTH	Cargo fijo	C\$/mes	
CPp_MTH	Capacidad de suministro en punta	C\$/kW-mes	
CPfp_MTH	Capacidad de suministro fuera de punta	C\$/kW-mes	
Cep_MTH	Consumo de energía en horas del bloque horario de punta	C\$/kWh	
Cem_MTH	Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada	C\$/kWh	
Cer_MTH	Consumo de energía durante el bloque de horas restantes	C\$/kWh	
T3 – BTH Baja Tensión Horaria			
CF_BTH	Cargo fijo	C\$/mes	
CPp_BTH	Capacidad de suministro en horas de punta	C\$/kW-mes	
CPfp_BTH	Capacidad de suministro fuera de punta	C\$/kW-mes	
Cep_BTH	Consumo de energía en horas del bloque horario de punta	C\$/kWh	
Cem_BTH	Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada	C\$/kWh	
Cer_BTH	Consumo de energía durante el bloque de horas restantes	C\$/kWh	
T3 – MTB: Media tensión Binomial			
CF_MTB	Cargo fijo	C\$/mes	
CP_MTB	Por capacidad de suministro contratada	C\$/kW-mes	
CV_MTB	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T3 – BTB: Baja tensión Binomial			
CF_BTBT	Cargo fijo	C\$/mes	

NORMATIVA DE TARIFAS

CP_BTBT	Por capacidad de suministro contratada	C\$/kW-mes	
CV_BTBT	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
TARIFA N°4: USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN			
T4 – URDMT Media tensión			
CF_URDMT	Cargo fijo	C\$/mes	
CPp_URDMT	Capacidad de suministro en punta	C\$/kW-mes	
CPfp_URDMT	Capacidad de suministro fuera de punta	C\$/kW-mes	
Cep_URDMT	Consumo de energía en horas del bloque horario de punta	C\$/kWh	
Cem_URDMT	Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada	C\$/kWh	
Cer_URDMT	Consumo de energía durante el bloque de horas restantes	C\$/kWh	
T4 – URDBT Baja Tensión			
CF_URDBT	Cargo fijo	C\$/mes	
CPp_URDBT	Capacidad de suministro en horas de punta	C\$/kW-mes	
CPfp_URDBT	Capacidad de suministro fuera de punta	C\$/kW-mes	
Cep_URDBT	Consumo de energía en horas del bloque horario de punta	C\$/kWh	
Cem_URDBT	Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada	C\$/kWh	
Cer_URDBT	Consumo de energía durante el bloque de horas restantes	C\$/kWh	
COSTO DE CONEXIÓN			
	120 V - 1H - 1F	C\$	
	120/240 V 3H - 1 F clase 100	C\$	
	120/240 V 3H - 1 F clase 200	C\$	
	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F y 480 - 3F clase 100	C\$	
	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F y 480 - 3F clase 200	C\$	
	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F clase 10 y 480 - 3F clase 10	C\$	
COSTO DE RECONEXIÓN Y/O SERVICIO DE REHABILITACIÓN			
	120 V - 1H - 1F	C\$	
	120/240 V 3H - 1 F clase 100	C\$	
	120/240 V 3H - 1 F clase 200	C\$	
	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F y 480 - 3F clase 100	C\$	

NORMATIVA DE TARIFAS

	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F y 480 - 3F clase 200	C\$	
	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F clase 10 y 480 - 3F clase 10	C\$	

LA PRESENTE RESOLUCIÓN ENTRARÁ EN VIGENCIA A PARTIR DE LA TOMA DE POSESIÓN DE LAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCION DISNORTE Y DISSUR.

Dado en la ciudad de Managua, a los veintisiete días del mes de Junio del dos mil.

CONSEJO DE DIRECCION

**OCTAVIO SALINAS
PRESIDENTE**

**GONZALO PEREZ
MIEMBRO**

ARTURO ROA

MIEMBRO

ANTE MI:

**DONALD ESPINOZA
SECRETARIO**

**ANEXO: PLIEGO TARIFARIO INICIAL FASE I DE LAS EMPRESAS DE
DISTRIBUCIÓN DE LA SEGMENTACIÓN DE ENEL**

1. OBJETO.

1.1. El objeto del presente Anexo es establecer las características particulares de la Fase I del período transitorio inicial de las empresas de distribución que surjan de la segmentación de la empresa ENEL, así como el precio mayorista de referencia a aplicar.

1.2. Salvo en lo que se define específicamente en este Anexo, es de aplicación lo que establece en su cuerpo principal la Normativa de Tarifas como criterio general.

2. PRECIO MAYORISTA DE REFERENCIA

2.1. El precio monómico de referencia mayorista (que representa el costo de compra de energía más potencia mayorista) es el siguiente:

a) Meses del año 2000: US\$ 58.45

b) Meses del año 2001: US\$ 57.59

2.2. Estos precios se utilizarán para determinar en cada Empresa de Distribución la desviación acumulada respecto de los costos mayoristas reales de energía y potencia.

3. APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

3.1. A partir de la entrada en vigencia del pliego que se define en este Anexo, los clientes de las correspondientes Empresas de Distribución se mantendrán en la categoría vigente a la última factura de la empresa ENEL, salvo las consideraciones que resultan de los siguientes casos especiales:

a) Los valores contenidos en los Pliegos Tarifarios no serán de aplicación en el caso de los contratos especiales acordados entre un cliente y la Empresa de Distribución.

b) Los clientes de uso residencial jubilados que consuman menos de 200 kWh mes abonarán el 50 % de los cargos tarifarios de la tarifa T0.

c) Los clientes de uso residencial clasificados como legalizados en el último mes de facturación previo a la adjudicación de las Empresas de Distribución de la segmentación de ENEL abonarán el 60 % de los cargos tarifarios de la tarifa T0.

4. CUADRO TARIFARIO

4.1 Para la aplicación del cuadro tarifario se define

- Período de Verano: Entre el 1 de diciembre y el 31 de mayo.
- Período de Invierno: Entre el 1 de junio y el 30 de Noviembre.

4.2 Las tarifas a aplicar durante la Fase I de las empresas de distribución de la segmentación de ENEL son las siguientes:

PARTE I: TARIFAS EN BAJA TENSIÓN				
CÓDIGO	APLICACIÓN	TARIFA Y CARGOS	UNIDAD	VALOR
T-0	Exclusivo para uso de casas de habitación urbanas y rurales	RESIDENCIAL		
		Cargo por energía		
		Primeros 25 kWh	USD/kWh	0,0421
		Siguientes 25 kWh	USD/kWh	0,0907
		Siguientes 50 kWh	USD/kWh	0,0950
		Siguientes 400 kWh	USD/kWh	0,1195
		Siguientes 500 kWh	USD/kWh	0,1898
		Adicionales a 1.000 kWh	USD/kWh	0,2334
		Cargo fijo		
		0-25 kWh	USD/Mes	0,6504
		26-50 Kwh	USD/Mes	0,6504
		51-100 kWh	USD/Mes	0,6504
		101-150 kWh	USD/Mes	0,6504
		151-500 kWh	USD/Mes	1,9708
		501-1,000 kWh	USD/Mes	3,6657

NORMATIVA DE TARIFAS

		Mas 1,000 kWh	USD/Mes	7,8832
T-1	Carga contratada hasta 25 kW para uso general (Establecimientos comerciales, Oficinas públicas y privadas, Centros de salud, recreación)	GENERAL MENOR CON TARIFA MONOMIA		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,1185
		Cargo fijo		
		0-140 kWh	USD/Mes	1,9708
		> 140 kWh	USD/Mes	3,2912
T-1A	Carga contratada hasta 25 kW para uso general (Establecimientos comerciales, Oficinas públicas y privadas, Centros de salud, recreación)	GENERAL MENOR CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0859
		Cargo fijo		
		0-140 kWh	USD/Mes	1,9708
		> 140 kWh	USD/Mes	3,2912
T-2	Carga contratada mayor que 25 kW para uso general (Establecimientos comerciales, Oficinas públicas y privadas, Centros de salud, hospitales)	GENERAL MAYOR CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0869
		Cargo fijo	USD/Mes	47,29
		Cargo por potencia	USD/kW-mes	10,44
T-9	Exclusivo para templos religiosos	IGLESIA CON TARIFA MONOMIA		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0925
		Cargo fijo	USD/Mes	1,1825
T-8	Exclusivo para calles, plazas y áreas públicas	ALUMBRADO PUBLICO		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,1343

NORMATIVA DE TARIFAS

		Cargo fijo	USD/Mes	0
T-3	Carga contratada hasta 25 kW para uso industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	INDUSTRIAL MENOR CON TARIFA MONOMIA		
		Cargo por energía	USD/kWh	0.1035
		Cargo fijo		
		0-140 kWh	USD/Mes	1.9708
		> 140 Kwh	USD/Mes	3.2912
T-3A	Carga contratada mayor de 25 kW para uso industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	INDUSTRIAL MENOR CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0730
		Cargo fijo		
		0-140 kWh	USD/Mes	1,9708
		Cargo por potencia	USD/Kw-mes	9,800
T-4	Carga contratada mayor de 25 kW hasta 200 KW para uso industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	INDUSTRIAL MEDIANA CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0796
		Cargo fijo	USD/Mes	47,2992
		Cargo por potencia	USD/Kw-mes	9,564
T-5	Carga contratada mayor de 200 kW para uso industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	INDUSTRIAL MAYOR CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0813
		Cargo fijo	USD/Mes	78,832
		Cargo por potencia	USD/Kw-mes	9,026

NORMATIVA DE TARIFAS

T-6	Exclusivo para irrigación de campos agrícolas	IRRIGACIÓN CON TARIFA MONOMIA		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0929
		Cargo fijo	USD/Mes	0
T-6A		IRRIGACIÓN CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0682
		Cargo fijo	USD/Mes	0
		Cargo por potencia	USD/kW-mes	7.923
T-6B		IRRIGACIÓN CON TARIFA HORARIA ESTACIONAL		
		Cargo por energía		
		Verano – Punta	USD/kWh	0,0892
		Invierno – Punta	USD/kWh	0,0863
		Verano – Fuera de Punta	USD/kWh	0,066
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kWh	0,065
		Cargo fijo	USD/Mes	0
		Cargo por potencia		
		Verano – Punta	USD/kW-mes	14,998
		Invierno – Punta	USD/kW-mes	9,368
		Verano – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0
	T-7	Exclusivo para extracción y bombeo de agua potable para suministro público	BOMBEO CON TARIFA MONOMIA	
	Cargo por energía		USD/kWh	0,0919

NORMATIVA DE TARIFAS

	suministro público	Cargo fijo		
		0-4000 kWh	USD/Mes	10,2482
		> 4000 kWh	USD/Mes	20,4963
T-7A		BOMBEO CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0627
		Cargo fijo		
		0-4000 kWh	USD/Mes	10,2482
		> 4000 kWh	USD/Mes	20,4963
		Cargo por potencia	USD/kW-mes	13,878
		BOMBEO CON TARIFA HORARIA ESTACIONAL		
T-7B		Cargo por energía		
		Verano – Punta	USD/kWh	0,1068
		Invierno – Punta	USD/kWh	0,1034
		Verano – Fuera de Punta	USD/kWh	0,07
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kWh	0,0676
		Cargo fijo		
		0-4000 kWh	USD/Mes	10,2482
		> 4000 kWh	USD/Mes	20,4963
		Cargo por potencia		
		Verano – Punta	USD/kW-mes	12,6663
		Invierno – Punta	USD/kW-mes	7,9113

NORMATIVA DE TARIFAS

		Verano – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0

PARTE II: TARIFAS EN MEDIATENSIÓN				
CÓDIGO	APLICACIÓN	TARIFA Y CARGOS	UNIDAD	VALOR
T-2D	Carga contratada mayor que 25 kW para uso general (Establecimientos comerciales, Oficinas públicas y privadas, Centros de salud, hospitales)	GENERAL MAYOR CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0849
		Cargo fijo	USD/Mes	47,2992
		Cargo por potencia	USD/kW-mes	12,572
T-2E		GENERAL MAYOR CON TARIFA HORARIA ESTACIONAL		
		Cargo por energía		
		Verano – Punta	USD/kWh	0,1382
		Invierno – Punta	USD/kWh	0,1338
		Verano – Fuera de Punta	USD/kWh	0,0955
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kWh	0,0923
		Cargo fijo	USD/Mes	47,2992
		Cargo por potencia		
		Verano – Punta	USD/kW-mes	13,999
		Invierno – Punta	USD/kW-mes	8,743
		Verano – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0

T-4D	Carga contratada mayor de 25 kW y hasta 200 kW para uso industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	INDUSTRIAL MEDIANA CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,071
		Cargo fijo	USD/Mes	47,2992
		Cargo por potencia	USD/kW-mes	8,147
T-4E		INDUSTRIAL MEDIANA CON TARIFA HORARIA ESTACIONAL		
		Cargo por energía		
		Verano – Punta	USD/kWh	0,1041
		Invierno – Punta	USD/kWh	0,1007
		Verano – Fuera de Punta	USD/kWh	0,0692
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kWh	0,0669
		Cargo fijo	USD/Mes	47,2992
		Cargo por potencia		
		Verano – Punta	USD/kW-mes	10,541
		Invierno – Punta	USD/kW-mes	6,583
		Verano – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0
T-5D	Carga contratada mayor de 200 kW para uso industrial (Talleres, Fábricas, etc.)	INDUSTRIAL MAYOR CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0686
		Cargo fijo	USD/Mes	78,832
		Cargo por potencia	USD/kW-mes	7,927
T-5E		INDUSTRIAL MAYOR CON TARIFA HORARIA ESTACIONAL		

NORMATIVA DE TARIFAS

		Cargo por energía			
		Verano – Punta	USD/kWh	0,1014	
		Invierno – Punta	USD/kWh	0,0981	
		Verano – Fuera de Punta	USD/kWh	0,067	
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kWh	0,0648	
		Cargo fijo		USD/Mes	78,832
		Cargo por potencia			
		Verano – Punta	USD/kW-mes	10,266	
		Invierno – Punta	USD/kW-mes	6,411	
		Verano – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0	
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0	
		T6C	Exclusivo para irrigación de campos agrícolas	IRRIGACIÓN CON TARIFA MONOMIA	
Cargo por energía	USD/kWh			0,0818	
Cargo fijo	USD/Mes			0	
IRRIGACIÓN CON TARIFA BINOMIAL					
Cargo por energía	USD/kWh			0,0620	
Cargo fijo	USD/Mes			0	
Cargo por potencia	USD/kW-mes			8.524	
IRRIGACIÓN CON TARIFA HORARIA ESTACIONAL					
Cargo por energía					
Verano – Punta	USD/kWh			0,0761	
Invierno – Punta	USD/kWh	0,0737			
T6D					
T-6E					

NORMATIVA DE TARIFAS

		Verano – Fuera de Punta	USD/kWh	0,061
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kWh	0,060
		Cargo fijo	USD/Mes	0
		Cargo por potencia		
		Verano – Punta	USD/kW-mes	9.026
		Invierno – Punta	USD/kW-mes	5.638
		Verano – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0
T-7C	Exclusivo para extracción y bombeo de agua potable para suministro público	BOMBEO CON TARIFA MONOMIA		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0818
		Cargo fijo		
		0-4000 kWh	USD/Mes	10,2482
		> 4000 kWh	USD/Mes	20,4963
T-7D		BOMBEO CON TARIFA BINOMIAL		
		Cargo por energía	USD/kWh	0,0638
		Cargo fijo		
		0-4000 kWh	USD/Mes	10,2482
		> 4000 kWh	USD/Mes	20,4963
		Cargo por potencia	USD/kW-mes	7.758
T-7E		BOMBEO CON TARIFA HORARIA ESTACIONAL		
		Cargo por energía		
		Verano – Punta	USD/kWh	0,0962

NORMATIVA DE TARIFAS

		Invierno – Punta	USD/kWh	0,0931
		Verano – Fuera de Punta	USD/kWh	0,063
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kWh	0,0609
		Cargo fijo		
		0-4000 kWh	USD/Mes	10,2482
		> 4000 kWh	USD/Mes	20,4963
		Cargo por potencia		
		Verano – Punta	USD/kW-mes	9.738
		Invierno – Punta	USD/kW-mes	6.081
		Verano – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0
		Invierno – Fuera de Punta	USD/kW-mes	0
PARTE III: TARIFAS PARA USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN				
CÓDIGO	APLICACIÓN	TARIFA Y CARGOS	UNIDAD	VALOR
T-4 URDMT		USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN		
		Cargo por energía		
		Punta	USD/kWh	0.0027
		Madrugada	USD/kWh	0.0021
		Resto	USD/kWh	0.0023
		Cargo fijo	USD/Mes	21.482
		Cargo por potencia		
		Punta	USD/kW-mes	4.6472
		Fuera de punta	USD/kW-mes	4.2750

T-4 URDBT	USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN		
	Cargo por energía		
	Punta	USD/kWh	0.0082
	Madrugada	USD/kWh	0.0062
	Resto	USD/kWh	0.0069
	Cargo fijo	USD/Mes	21.482
	Cargo por potencia		
	Punta	USD/kW-mes	7.4596
	Fuera de punta	USD/kW-mes	6.2426

**ANEXO: PLIEGO TARIFARIO INICIAL FASE II DE LAS EMPRESAS
DE DISTRIBUCIÓN DE LA SEGMENTACIÓN DE ENEL**

1. OBJETO.

1.1. El objeto del presente Anexo es establecer las características particulares de la Fase II del período transitorio inicial de las empresas de distribución que surjan de la empresa ENEL, así como sus factores transitorios de ajuste.

1.2. Se incluyen como subanexos los formatos de Pliegos Tarifarios Fase II (Subanexo I) y los factores de transición de la Fase II (Subanexo II).

1.3. Salvo en lo que se define específicamente en este Anexo, es de aplicación lo que establece en su cuerpo principal la Normativa de Tarifas como criterio general.

2. SUBANEXOS

2.1. Se incluyen los siguientes subanexos para la Fase II:

- Subanexo A: Formatos de Pliegos Tarifarios Fase II.
- Subanexo B: Factores de la Transición de la Fase II.

3. TARIFA T1 PARA PEQUEÑAS DEMANDAS.

3.1. Los clientes clasificados como pequeñas demandas que a Diciembre del 2001 cuenten con medidores horarios que cumplen las características requeridas para la categoría de medianas demandas horaria (T2-MH) podrán optar por esta categoría horaria. De hacerlo, deberán permanecer como mínimo 12 meses en la misma.

3.2. Los clientes T1 de uso general se reclasificarán durante esta Fase II en las subcategorías que se indican a continuación:

- Uso general de transición industrial (GTI): Se aplicará esta tarifa a los clientes que a Diciembre de 2001 que por su potencia clasifiquen como pequeñas demandas y que están asignados a las tarifas T3 o T7.
- Uso general de transición irrigación (GTIR): Se aplicará esta tarifa a los clientes que a Diciembre de 2001 que por su potencia clasifiquen como pequeñas demandas y que se encuentran asignados a la tarifa T6.
- Uso general de transición general (GTC): Se aplicará esta tarifa a los clientes que a Diciembre de 2001 que por su potencia clasifiquen como pequeñas demandas, y que se encuentran clasificados como tarifa T1 o que no clasifiquen ni como uso residencial, ni alumbrado público, ni general de transición industrial o irrigación, y.

3.3. La tarifa GTI se conformará de un cargo fijo mensual y de un cargo variable por energía consumida. Al cliente se lo clasificará en la opción alto o bajo consumo de acuerdo a lo más representativo en función de su nivel de consumo con la siguiente metodología:

- Alto Consumo: Le corresponde esta opción si el cliente tiene un consumo registrado mayor que EMPLGTI kWh mensuales. El factor EMPLGTI lo determinará el INE en cada actualización de precios según la siguiente fórmula.

$$\text{EMPLGTI} = \frac{(\text{CF_T1GTI}_{\text{AC_}} - \text{CF_T1GTI}_{\text{BC_}})}{(\text{CV_T1GTI}_{\text{BC_}} - \text{CF_T1GTI}_{\text{AC_}})}$$

Dónde:

- CF = Costo fijo.
- CV = Costo variable.
- T1GTI_{AC} = Categoría T1GTI alto consumo.
- T1GTI_{BC} = Categoría T1GTI bajo consumo.
- Bajo Consumo: Le corresponde esta opción a todo cliente T1GTI que no clasifique como Alto Consumo.

3.4. La tarifa GTIR se conformará de un cargo fijo mensual y de un cargo variable por energía consumida. Al cliente se lo clasificará en la opción alto o bajo consumo de acuerdo a lo más representativa en función de su nivel de consumo con la siguiente metodología:

- Alto Consumo: Le corresponde esta opción si el cliente tiene un consumo registrado mayor a EMPLGTIR kWh mensuales. El factor EMPLGTIR lo determinará el INE en cada acto de sanción de precios según la siguiente fórmula.

$$\text{EMPLGTIR} = \frac{(\text{CF_T1GTIR}_{\text{AC_}} - \text{CF_T1GTIR}_{\text{BC_}})}{(\text{CV_T1GTIR}_{\text{BC_}} - \text{CF_T1GTIR}_{\text{AC_}})}$$

Dónde:

- CF = Costo fijo.
- CV = Costo variable.
- T1GTIR_{AC} = Categoría T1GTIR alto consumo.
- T1GTIR_{BC} = Categoría T1GTIR bajo consumo.
- Bajo Consumo: Le corresponde esta opción a todo cliente T1GTIR que no clasifique como Alto Consumo.

3.5. La tarifa GTC se conformará de un cargo fijo mensual y un cargo variable por energía consumida. Se lo clasificará en la categoría más representativa en función de su nivel de consumo, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Alto Consumo: Le corresponde esta opción si el cliente tiene un consumo registrado mayor a EMPLGTC kWh mensuales. El factor EMPLGTC lo determinará el INE en cada acto de sanción de precios según la siguiente fórmula.

$$\text{EMPLGTC} = (\text{CF_T1GTC}_{\text{AC_}} - \text{CF_T1GTC}_{\text{BC_}}) / (\text{CV_T1GTC}_{\text{BC_}} - \text{CF_T1GTC}_{\text{AC_}})$$

Dónde:

- CF = Costo fijo.
- CV = Costo variable.
- T1GTC_{AC} = Categoría T1GTC alto consumo.
- T1GTC_{BC} = Categoría T1GTC bajo consumo.
- Bajo Consumo: Le corresponde esta opción a todo cliente T1GTC que no clasifique como Alto Consumo.

4. TARIFA T2 PARA MEDIANAS DEMANDAS

4.1. Los clientes que a Diciembre de 2001 se encuentran en la tarifa T6A o T6B se clasificarán en la tarifa T2-MH. Esta tarifa podrá ser elegida por el resto de los clientes clasificados como medianas demandas siempre y cuando cuenten con el sistema de medición que corresponde.

4.2. La Empresa de Distribución someterá a la elección del cliente cuyo uso no sea la irrigación ni el caso indicado en el párrafo anterior, dos opciones tarifarias: tarifa T2-MB (bajo factor de utilización anual de la capacidad de suministro contratada) y T2-MA (alto factor de utilización anual de la capacidad de suministro contratada). Una vez elegida la opción tarifaria, el cliente deberá mantenerse en la misma por un período mínimo de doce (12) meses.

4.3. En caso de que un cliente que le corresponda ejercer la opción indicada en el párrafo anterior, no ejerza dicha opción la Empresa de Distribución lo clasificará en base a las horas de utilización que resultan de los valores registrados en el primer período de consumo facturado. Para ello deberá emplear el siguiente procedimiento:

- a) Calculará las horas de utilización de la potencia registrada como el cociente entre la energía consumida en el período de facturación y la máxima potencia demandada en el mismo período.
- b) Si las horas de utilización de la demanda de potencia contratada es menor a 220 horas/mes, o sea un factor de utilización menor que 30%, le corresponderá la opción T2-MB.
- c) En caso contrario le corresponderá la opción T2-MA.

5. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T1-R

5.1. Los parámetros de la tarifa T1-R de los Pliegos Tarifarios Iniciales Fase II de las Empresas de Distribución de la segmentación de ENEL se actualizarán en las oportunidades que se establecen en la Normativa de Tarifas, aplicando los siguientes factores, parámetros y fórmulas.

5.2. Los factores y parámetros a utilizar son los siguientes:

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K3_{p_R}, K3_{r_R}, K3_{m_R}: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-R.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- KA_R: Factor KA de la Tarifa T1-R.
- GC_R: Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-R.
- KTV_R: Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T1R. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

- KTG_R : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-R. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

5.3. El Cargo Fijo Mensual será:

$$CF_R = KTG_R * GC_R$$

Donde:

- CF_R : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, expresado en U\$/mes.

5.4. A la tarifa le corresponde el siguiente Cargo Variable:

*** Primer bloque de consumo (B1)**

$$CV_{R1} = [(PE_p * K3p_R + PE_m * K3m_R + PE_r * K3r_R) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} + KTV_R * CD_{BT}) / K4_{R1}] * FTR_1$$

Donde:

- CV_{R1} : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, para los consumos en el bloque de consumo B1, expresado en U\$/kWh.
- $K4_{R1}$: Factor K4 para el bloque de consumo B1 de la Tarifa T1-R.
- FTR_1 : Factor FTR para el bloque de consumo B1 de la Tarifa T1-R.

*** Segundo bloque de consumo (B2)**

$$CV_{R2} = [(PE_p * K3p_R + PE_m * K3m_R + PE_r * K3r_R) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} + KTV_R * CD_{BT}) / K4_{R2}] * FTR_2$$

Donde:

- CV_{R2} : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, para los consumos en el bloque de consumo B2, expresado en U\$/kWh.

- $K4_{R2}$: Factor K4 para el bloque de consumo B2 de la Tarifa T1-R.
- FTR_2 : Factor FTR para el bloque de consumo B2 de la Tarifa T1-R.

* **Tercer bloque de consumo (B3)**

$$CV_R3 = [(PE_p * K3_{pR} + PE_m * K3_{mR} + PE_r * K3_{rR}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} + KTV_R * CD_{BT}) / K4_{R3}] * FTR_3$$

Donde:

- CV_R3 : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, para los consumos en el bloque de consumo B3, expresado en U\$/kWh.
- $K4_{R3}$: Factor K4 para el bloque de consumo B3 de la Tarifa T1-R.
- FTR_3 : Factor FTR para el bloque de consumo B3 de la Tarifa T1-R.

* **Cuarto bloque de consumo (B4)**

$$CV_R4 = [(PE_p * K3_{pR} + PE_m * K3_{mR} + PE_r * K3_{rR}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} + KTV_R * CD_{BT}) / K4_{R4}] * FTR_4$$

Donde:

- CV_R4 : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, para los consumos en el bloque de consumo B4, expresado en U\$/kWh.
- $K4_{R4}$: Factor K4 para el bloque de consumo B4 de la Tarifa T1-R.
- FTR_4 : Factor FTR para el bloque de consumo B4 de la Tarifa T1-R.

- **Quinto bloque de consumo (B5)**

$$CV_R5 = [(PE_p * K3_{pR} + PE_m * K3_{mR} + PE_r * K3_{rR}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} + KTV_R * CD_{BT}) / K4_{R5}] * FTR_5$$

Donde:

- CV_{R5}: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-R, para los consumos en el bloque de consumos B5, expresado en U\$S/kWh.
- K4_{R5}: Factor K4 para el bloque de consumo B5 de la Tarifa T1-R.
- FTR₅: Factor FTR para el bloque de consumo B5 de la Tarifa T1-R.

6. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T1-GTC1

6.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K3_{p_{G1}}, K3_{r_{G1}}, K3_{m_{G1}}: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-GTC1.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- K1_{G1}: Factor K1 de la Tarifa T1-GTC1.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{G1}: Factor K2 de la Tarifa T1-GTC1.
- K4_{G1}: Factor K4 de la Tarifa T1-GTC1.
- KA_{G1}: Factor KA de la Tarifa T1-GTC1.
- GC_{G1}: Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTC1.

- KTV_{GTC1} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T1-GTC1. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{GTC1} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTC1. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

6.2. El Cargo Fijo Mensual será el siguiente:

$$CF_{GTC1} = (PP * FPP_{BT} * K1_{G1} + KTV_{GTC1} * CD_{BT} * K2_{G1}) * KA_{G1} + KTG_{GTC1} * GC_{G1}$$

Donde:

- CF_{GTC1} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTC1, expresado en U\$S/mes.

6.3. El Cargo Variable será el siguiente:

$$CV_{GTC1} = (PEp * K3p_{G1} + PEm * K3m_{G1} + PEr * K3r_{G1}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} * K1_{G1} + KTV_{GTC1} * CD_{BT} * K2_{G1}) * (1 - KA_{G1}) / K4_{G1}$$

Donde:

- CV_{GTC1} : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTC1, expresado en U\$S/kWh.

7. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T1-GTC2

7.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PEp, PEr, PEm: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K3p_{G2}$, $K3r_{G2}$, $K3m_{G2}$: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-GTC2.

- FPE_{BT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- $K1_{G2}$: Factor K1 de la Tarifa T1-GTC2.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- $K2_{G2}$: Factor K2 de la Tarifa T1-GTC2.
- $K4_{G2}$: Factor K4 de la Tarifa T1-GTC2.
- KA_{G2} : Factor KA de la Tarifa T1-GTC2.
- GC_{G2} : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTC2.
- KTV_{GTC2} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T1-GTC2. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{GTC2} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTC2. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

7.2. El Cargo Fijo Mensual será:

$$CF_GTC2 = (PP * FPP_{BT} * K1_{GTC2} + KTV_{G2} * CD_{BT} * K2_{G2}) * KA_{G2} + KTG_{GTC2} * GC_{G1}$$

Donde:

- CF_GTC2 : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTC2, expresado en U\$S/mes.

7.3. El Cargo Variable se determinará con la siguiente formula:

$$CV_GTC2 = (PEp * K3p_{G2} + PEm * K3m_{G2} + PER * K3r_{G2}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} * K1_{G2} + KTV_{GTC2} * CD_{BT} * K2_{G2}) * (1 - KA_{G2}) / K4_{G2}$$

Donde:

- CV_GTC2 : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTC2, expresado en U\$S/kWh.

8. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T1-GTII

8.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K3_{p_{GI}}, K3_{r_{GI}}, K3_{m_{GI}}: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-GTII.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- K1_{GI}: Factor K1 de la Tarifa T1-GTII.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{GI}: Factor K2 de la Tarifa T1-GTII.
- K4_{GI}: Factor K4 de la Tarifa T1-GTII.
- KA_{GI}: Factor KA de la Tarifa T1-GTII.
- GC_{GI}: Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTII.
- KTV_{GTII}: Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T1-GTII. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{GTII}: Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTII. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

8.2. El Cargo Fijo Mensual se determinará con la siguiente fórmula:

$$CF_GTI1 = (PP * FPP_{BT} * K1_{G1} + KTV_{GTI1} * CD_{BT} * K2_{G1}) * KA_{G1} + KTG_{GTI1} * GC_{G1}$$

Donde:

- CF_GTII1: Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTI1, expresado en U\$S/mes.

8.3. El Cargo Variable se determinará con la siguiente fórmula:

$$CV_GTI1 = \frac{(PEp * K3p_{G1} + PEm * K3m_{G1} + PER * K3r_{G1}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} * K1_{G1} + KTV_{GTI1} * CD_{BT} * K2_{G1}) * (1 - KA_{G1})}{K4_{G1}}$$

Donde:

- CV_GTII1: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTI1, expresado en U\$S/kWh.

9. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T1-GTI2

9.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PEp, PER, PEm: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K3p_{G2}, K3r_{G2}, K3m_{G2}: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-GTI2.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- K1_{G2}: Factor K1 de la Tarifa T1-GTI2.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{G2}: Factor K2 de la Tarifa T1-GTI2.

- $K4_{G2}$: Factor K4 de la Tarifa T1-GTI2.
- KA_{G2} : Factor KA de la Tarifa T1-GTI2.
- GC_{G2} : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTI2.
- KTV_{GTI2} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T1-GTI2. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{GTI2} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTI2. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

9.2. El Cargo Fijo Mensual será el siguiente:

$$CF_GTI2 = (PP * FPP_{BT} * K1_{G2} + KTV_{GTI2} * CD_{BT} * K2_{G2}) * KA_{G2} + KTG_{GTI2} * GC_{G2}$$

Donde:

- CF_GTI2 : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTI2, expresado en U\$S/mes.

9.3. El Cargo Variable se determinará con la siguiente fórmula:

$$CV_GTI2 = (PEp * K3p_{G2} + PEm * K3m_{G2} + PER * K3r_{G2}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} * K1_{G2} + KTV_{GTI2} * CD_{BT} * K2_{G2}) * (1 - KA_{G2}) / K4_{G2}$$

Donde:

- CV_GTI2 : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTI2, expresado en U\$S/kWh.

10. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T1-GTIR1

10.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.

- PEP, PEr, PEm: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K3p_{G1}$, $K3r_{G1}$, $K3m_{G1}$: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-GTIR1.
- FPE_{BT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- $K1_{G1}$: Factor K1 de la Tarifa T1-GTIR1.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- $K2_{G1}$: Factor K2 de la Tarifa T1-GTIR1.
- $K4_{G1}$: Factor K4 de la Tarifa T1-GTIR1.
- KA_{G1} : Factor KA de la Tarifa T1-GTIR1.
- GC_{G1} : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTIR1.
- KTV_{GTIR1} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T1-GTIR1. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{GTIR1} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTIR1. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

10.2. El Cargo Fijo Mensual se determinará con la siguiente formula:

$$CF_GTIR1 = (PP * FPP_{BT} * K1_{G1} + KTV_{GTIR1} * CD_{BT} * K2_{G1}) * KA_{G1} + KTG_{GTIR1} * GC_{G1}$$

Donde:

- CF_GTIR1 : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTIR1, expresado en U\$S/mes.

10.3. El Cargo Variable se determinará con la siguiente fórmula:

$$CV_GTIR1 = \frac{(PEp * K3p_{G1} + PEm * K3m_{G1} + PEr * K3r_{G1}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} * K1_{G1} + KTV_{GTIR1} * CD_{BT} * K2_{G1}) * (1 - KA_{G1})}{K4_{G1}}$$

Donde:

- CV_GTIR1: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTIR1, expresado en U\$/kWh.

11. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T1-GTIR2

11.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- PEp, PEr, PEm: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K3p_{G2}, K3r_{G2}, K3m_{G2}: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-GTIR2.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- K1_{G2}: Factor K1 de la Tarifa T1-GTIR2.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{G2}: Factor K2 de la Tarifa T1-GTIR2.
- K4_{G2}: Factor K4 de la Tarifa T1-GTIR2.
- KA_{G2}: Factor KA de la Tarifa T1-GTIR2.
- GC_{G2}: Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTIR2.
- KTV_{GTIR2}: Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T1-GTIR2. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

- KTG_{GTIR2} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-GTIR2. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

11.2. El Cargo Fijo Mensual será:

$$CF_{GTIR2} = (PP * FPP_{BT} * K1_{G2} + KTV_{GTIR2} * CD_{BT} * K2_{G2}) * KA_{G2} + KTG_{GTIR2} * GC_{G2}$$

Donde:

- CF_{GTIR2} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTIR2, expresado en U\$/mes.

11.3. El Cargo Variable se determinará con la siguiente fórmula:

$$CV_{GTIR2} = (PEp * K3p_{G2} + PEm * K3m_{G2} + PEr * K3r_{G2}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} * K1_{G2} + KTV_{GTIR2} * CD_{BT} * K2_{G2}) * (1 - KA_{G2}) / K4_{G2}$$

Donde:

CV_{GTIR2} : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-GTIR2, expresado en U\$/kWh.

12. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T1-AP

12.1. El cargo por consumo de energía destinada al alumbrado público (tarifa T1-AP) de los Pliegos Tarifarios de las Empresas de Distribución, se actualizará en las oportunidades que se establecen en esta Normativa, aplicando la siguiente fórmula.

$$CV_{AP} = (PEp * K3p_{AP} + PEm * K3m_{AP} + PEr * K3r_{AP}) * FPE_{BT} + (PP * FPP_{BT} * K1_{AP} + KTV_{AP} * CD_{BT} * K2_{AP}) / K4_{AP} + KTG_{AP} * GC_{AP}$$

Donde:

- CV_{AP} : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T1-AP, expresado en U\$/kWh.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.

- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K3_{p AP}, K3_{r AP}, K3_{m AP}: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T1-AP.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- K1_{AP}: Factor K1 de la Tarifa T1-AP.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{AP}: Factor K2 de la Tarifa T1-AP.
- K4_{AP}: Factor K4 de la Tarifa T1-AP.
- GC_{AP}: Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-AP.
- KTV_{AP}: Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T1-AP. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{AP}: Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T1-AP. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

13. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T2-MB

13.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- GC_M: Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T2 Medianas Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.

- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PE_p , PE_r , PE_m : Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K1_{MB}$: Factor K1 de la Tarifa T2-MB.
- KA_{MB} : Factor KA de la Tarifa T2-MB.
- $K4_{MB}$: Factor K4 de la Tarifa T2-MB.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- $K2_{MB}$: Factor K2 de la Tarifa T2-MB.
- $K3p_{MB}$, $K3r_{MB}$, $K3m_{MB}$: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T2-MB.
- KTV_{T2MB} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T2-MB. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{T2MB} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T2-MB. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

13.2. El Cargo Fijo Mensual será:

$$CF_{MB} = KTG_{T2MB} * GC_M$$

Donde:

- CF_{MB} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MB, expresado en U\$S/mes.

13.3. El Cargo por capacidad de suministro contratada se determina con la siguiente fórmula:

$$CP_{MB} = (PP * K1_{MB} * FPP_{BT} + KTV_{T2MB} * CD_{BT} * KA_{MB} * K2_{MB})$$

Donde:

- CP_MB: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MB, expresado en U\$/kW-mes.

13.4. El Cargo variable por energía se calcula con la siguiente fórmula:

$$CV_MB = \frac{(PEp * K3p_{MB} + PEm * K3m_{MB} + PEr * K3r_{MB}) * FPE_{BT} + [(1 - KA_{MB}) * K2_{MB} * KTV_{T2MB} * CDBT]}{K4_{MB}}$$

Donde:

- CE_MB: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MB, expresado en U\$/kWh.

14. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T2-MA

14.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- GC_M : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T2 Medianas Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_BT: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_BT: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PEp, PEr, PEm: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K1_MA: Factor K1 de la Tarifa T2-MA.
- CD_BT: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_MA : Factor K2 de la Tarifa T2-MA.
- K3p_MA, K3r_MA , K3m_MA: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T2-MA.

- KTV_{T2MA} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T2-MA. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{T2MA} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T2-MA. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

14.2. El Cargo Fijo Mensual será:

$$CF_MA = KTG_{T2MA} * GC_M$$

Donde:

- CF_MA : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MA, expresado en U\$/mes.

14.3. El Cargo por capacidad de suministro contratada se determinará con la siguiente fórmula:

$$CP_MA = (PP * K1_{MA} * FPP_{BT} + KTV_{T2MA} * CD_{BT} * K2_{MA})$$

Donde:

- CP_MA : Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MA, expresado en U\$/kW-mes.

14.4. El Cargo variable por energía se calculará con la siguiente formula:

$$CV_MA = (PEp * K3p_{MA} + PEm * K3m_{MA} + PEr * K3r_{MA}) * FPE_{BT}$$

Donde:

- CV_MA : Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MA, expresado en U\$/kWh.

15. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T2-MH

15.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- GC_M : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T2 Medianas Demandas.

- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K1_{MH}$: Factor K1 de la Tarifa T2-MH.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en media tensión.
- $K2p_{MH}$: Factor K2 en horas de punta del sistema de la tarifa T2-MH.
- $K2fp_{MH}$: Factor K2 en horas fuera de punta del sistema de la tarifa T2-MH.
- KTV_{T2MH} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T2-MH. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{T2MH} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T2-MH. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

15.2. El Cargo Fijo Mensual será:

$$CF_{MH} = KTG_{T2MH} * GC_M$$

Donde:

- CF_{MH} : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$\$/mes.

15.3. El Cargo por capacidad de suministro contratada en punta se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Cp_{MH} = (PP * K1_{MH} * FPP_{BT} + KTV_{T2MH} * CD_{BT} * K2p_{MH})$$

Donde:

- **CPp_MH:** Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$/kW por mes.

15.4. El Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\mathbf{CPfp_MH = KTV_{T2MH} * CD_{BT} * K2fp_MH}$$

Donde:

- **CPfp_MH:** Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$/kW por mes.

15.5. El Cargo variable por consumo de energía en horas de punta se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\mathbf{CEp_MH = PEp * FPE_{BT}}$$

Donde:

- **CEp_MH:** Cargo por unidad de energía consumida en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$/kWh.

15.6. El Cargo variable por consumo de energía en horas de madrugada se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\mathbf{CEm_MH = PEm * FPE_{BT}}$$

Donde:

- **CEm_MH:** Cargo por unidad de energía consumida durante el bloque horario de madrugada, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$/kWh.

15.7. El Cargo variable por consumo de energía en horas restantes se determinará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\mathbf{CEr_MH = PEr * FPE_{BT}}$$

Donde:

- CEr_MH: Cargo por unidad de energía consumida en horas restantes del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T2-MH, expresado en U\$S/kWh.

16. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T3-MTH

16.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3 Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{MT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de media tensión.
- FPP_{MT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de media tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K1_{MTH}: Factor K1 de la Tarifa T3-MTH.
- CD_{MT}: Costo de distribución reconocido en media tensión.
- K2_{p MTH} : Factor K2 en horas de punta del sistema de la tarifa T3-MTH.
- K2_{fp MTH} : Factor K2 en horas fuera de punta del sistema de la tarifa T3-MTH.
- KTV_{T3MTH} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T3-MTH. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{T3MTH}: Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3-MTH. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

16.2. El Cargo Fijo Mensual será:

$CF_MTH = KTG_{T3MTH} * GC_G$

Donde:

- **CF_MTH**: Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$S/mes.

16.3. El Cargo por capacidad de suministro contratada en punta se calculará con la siguiente fórmula :

$$\mathbf{CPp_MTH = (PP * K1_{MTH} * FPP_{MT} + KTV_{T3MTH} * CD_{MT} * K2_{p_MTH})}$$

Donde:

- **CPp_MTH**: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$S/kW por mes.

16.4. El Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta se determinará con la siguiente fórmula:

$$\mathbf{CPfp_MTH = KTV_{T3} * CD_{MT} * K2_{fp_MTH}}$$

Donde:

- **CPfp_MTH**: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$S/kW por mes.

16.5. El Cargo variable por consumo de energía en horas de punta se determinará con la siguiente fórmula :

$$\mathbf{Cep_MTH = PE_p * FPE_{MT}}$$

Donde:

- **CEp_MTH**: Cargo por unidad de energía consumida en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$S/kWh.

16.6. El Cargo variable por consumo de energía en horas de madrugada se determinará con la siguiente fórmula:

$$\mathbf{CEm_MTH = PE_m * FPE_{MT}}$$

Donde:

- CEm_MTH: Cargo por unidad de energía consumida en el bloque horario de madrugada, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$S/kWh.

16.7. El Cargo variable por consumo de energía en horas restantes se determinará con la siguiente fórmula:

$$\text{CEr_MTH} = \text{PEr} * \text{FPE}_{\text{MT}}$$

Donde:

- CEr_MTH: Cargo por unidad de energía consumida en horas restantes del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTH, expresado en U\$S/kWh.

17. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T3-BTH

17.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3 Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K1_{BTH}: Factor K1 de la Tarifa T3-BTH.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{p BTH} : Factor K2 en horas de punta del sistema de la tarifa T3-BTH.
- K2_{fp BTH} : Factor K2 en horas fuera de punta del sistema de la tarifa T3-BTH.

- KTV_{T3BTH} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T3-BTH. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{T3BTH} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3-BTH. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

17.2. El Cargo Fijo Mensual será:

$$CF_BTH = KTG_{T3BTH} * GC_G$$

Donde:

- CF_BTH : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$S/mes.

17.3. El Cargo por capacidad de suministro contratada en punta será:

$$CPp_BTH = (PP * K1_{BTH} * FPP_{BT} + KTV_{T3BTH} * CD_{BT} * K2_{p_{BTH}})$$

Donde:

- CPp_BTH : Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$S/kW por mes.

17.4. El Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta se determinará con la siguiente fórmula:

$$CPfp_BTH = KTV_{T3BTH} * CD_{BT} * K2_{fp_{BTH}}$$

Donde:

- $CPfp_BTH$: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$S/kW por mes.

17.5. El Cargo variable por consumo de energía en horas de punta se determinará con la siguiente fórmula:

$$CEp_BTH = PEp * FPE_{BT}$$

Donde:

- CEp_BTH : Cargo por unidad de energía consumida en bloque horario de punta del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$/kWh.

17.6. El Cargo variable por consumo de energía en horas de madrugada se determinará con la siguiente formula:

$$CEm_BTH = PEm * FPE_{BT}$$

Donde:

- CEm_BTH : Cargo por unidad de energía consumida durante el bloque horario de madrugada, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$/kWh.

17.7. El Cargo variable por consumo de energía en horas restantes se determinará con la siguiente formula:

$$CEr_BTH = PE_r * FPE_{BT}$$

Donde:

- CEr_BTH : Cargo por unidad de energía consumida en el bloque horas restantes del sistema, que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTH, expresado en U\$/kWh.

18. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T3-MTB

18.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3 Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{MT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de media tensión.
- FPP_{MT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de media tensión.

- PEP, PEr, PEm: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K1_{MTB}$: Factor K1 de la Tarifa T3-MTB.
- CD_{MT} : Costo de distribución reconocido en media tensión.
- $K2_{MTB}$: Factor K2 de la Tarifa T3-MTB.
- $K3p_{MTB}$, $K3r_{MTB}$, $K3m_{MTB}$: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T3-MTB.
- KTV_{T3MTB} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T3-MTB. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{T3MTB} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3-MTB. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

18.2. El Cargo Fijo Mensual será:

$$CF_MTB = KTG_{T3MTB} * GC_G$$

Donde:

- CF_MTB : Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTB, expresado en U\$/mes.

18.3. El Cargo por capacidad de suministro contratada se determinará con la siguiente formula:

$$CP_MTB = (PP * K1_{MTB} * FPP_{MT} + KTV_{T3MTB} * CD_{MT} * K2_{MTB})$$

Donde:

- CP_MTB : Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTB, expresado en U\$/kW-mes.

18.4. El Cargo variable por energía se calculará con la siguiente formula:

$CE_MTB = (PEp * K3p_{MTB} + PEm * K3m_{MTB} + PEr * K3r_{MTB}) * FPE_{MT}$
--

Donde:

- CE_MTB: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-MTB, expresado en U\$/kWh.

19. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T3-BTB

19.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3 Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT}: Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PEp, PEr, PEm: Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- K1_{BTB}: Factor K1 de la Tarifa T3-BTB.
- CD_{BT}: Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- K2_{BTB} : Factor K2 de la Tarifa T3-BTB.
- K3p_{BTB}, K3r_{BTB} , K3m_{BTB}: Factor K3 para el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m) para la categoría T3-BTB.
- KTV_{T3BTB}: Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T3-BTB. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{T3BTB} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T3-BTB. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

19.2. El Cargo Fijo Mensual será:

$$CF_BTB = KTG_{T3BTB} * GC_G$$

Donde:

- CF_BT B: Cargo fijo mensual que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTB, expresado en U\$S/mes.

19.3. El Cargo por capacidad de suministro contratada se determinará con la siguiente formula:

$$CP_BTB = (PP * K1_{BTB} * FPP_{BT} + KTV_{T3BTB} * CD_{BT} * K2_{BTB})$$

Donde:

- CP_BT B: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTB, expresado en U\$S/kW-mes.

19.4. El Cargo variable por energía se determinará con la siguiente formula:

$$CE_BTB = (PE_p * K3p_{BTB} + PE_m * K3m_{BTB} + PE_r * K3r_{BTB}) * FPE_{BT}$$

Donde:

- CE_BT B: Cargo por unidad de energía consumida que se aplicará a los clientes finales clasificados en la tarifa T3-BTB, expresado en U\$S/kWh.

20. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T4-UDRMT

20.1. Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa de Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{MT}: Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de media tensión.

- FPP_{MT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de media tensión.
- PE_p , PE_r , PE_m : Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K1_{MTH}$: Factor K1 de la Tarifa T3-MTH.
- CD_{MT} : Costo de distribución reconocido en media tensión.
- $K2p_{MTH}$: Factor K2 en horas de punta del sistema de la tarifa T3-MTH.
- $K2fp_{MTH}$: Factor K2 en horas fuera de punta del sistema de la tarifa T3-MTH.
- KTV_{URDMT} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T4-URDMT. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{URDMT} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T4-URDMT. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

20.2. El Cargo Fijo Mensual será:

$$CF_UDRMT = KTG_{URDMT} * GC_G$$

Donde:

- CF_UDRMT : Cargo fijo mensual que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$S/mes.

20.3. El Cargo por capacidad de suministro contratada en punta se determinará con la siguiente fórmula:

$$CPp_UDRMT = (PP * K1_{MTH} * (FPP_{MT} - 1) + KTV_{URDMT} * CD_{MT} * K2p_{MTH})$$

Donde:

- CPp_UDRMT : Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en bloque horario de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$S/kW por mes.

20.4. El Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta se determina con la siguiente formula:

$$\text{CPfp_UDRMT} = \text{KTV}_{\text{URDMT}} * \text{CD}_{\text{MT}} * \text{K2fp}_{\text{MTH}}$$

Donde:

- CPfp_UDRMT: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$/kW por mes.

20.5. El Cargo variable por entrega de energía en horas de punta se determina con la siguiente formula:

$$\text{CEp_UDRMT} = \text{PEp} * (\text{FPE}_{\text{MT}} - 1)$$

Donde:

- CEp_UDRMT: Cargo por unidad de energía entregada en horas de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$/kWh.

20.6. El Cargo variable por entrega de energía en horas de madrugada se determina con la siguiente formula:

$$\text{CEm_UDRMT} = \text{PEm} * (\text{FPE}_{\text{MT}} - 1)$$

Donde:

- CEm_UDRMT: Cargo por unidad de energía entregada en el bloque horario de madrugada, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$/kWh.

20.7. El Cargo variable por entrega de energía en horas restantes se determina con la siguiente formula:

$$\text{CEr_UDRMT} = \text{PEr} * (\text{FPE}_{\text{MT}} - 1)$$

Donde:

- CEr_UDRMT. Cargo por unidad de energía entregada en el bloque horas restantes del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRMT, expresado en U\$/kWh.

21. CÁLCULO Y ACTUALIZACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS PARA LA TARIFA T4-UDRBT

Se utilizarán los siguientes factores y parámetros:

- GC_G : Gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa Grandes Demandas.
- PP: Precio reconocido de la potencia, calculado según se indica en la presente Normativa.
- FPE_{BT} : Factor de Pérdidas (FP) de energía acumulada entre el ingreso a la etapa de distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- FPP_{BT} : Factor de Pérdidas de potencia acumulado entre el ingreso a la red distribución y suministro final en el nivel de baja tensión.
- PE_p, PE_r, PE_m : Precio reconocido de la energía en el bloque horario de punta (p), bloque horario de horas restantes (r) y en bloque horario de madrugada (m), calculado según se indica en la presente Normativa.
- $K1_{BTH}$: Factor K1 de la Tarifa T3-BTH.
- CD_{BT} : Costo de distribución reconocido en baja tensión.
- $K2p_{BTH}$: Factor K2 en horas de punta del sistema de la tarifa T3-BTH.
- $K2fp_{BTH}$: Factor K2 en horas fuera de punta del sistema de la tarifa T3-BTH.
- KTV_{URDBT} : Factor transicional de ajuste al Costo de distribución reconocido en la tarifa T4-URDBT. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.
- KTG_{URDBT} : Factor transicional de ajuste a los gastos de comercialización reconocidos asignados a la tarifa T4-URDBT. Estos factores se modificarán anualmente de acuerdo a los valores que se indican en el Anexo de la Normativa de Tarifas.

21.1. El Cargo Fijo Mensual será:

$CF_{UDRBT} = KTG_{URDBT} * GC_G$

Donde:

- CF_UDRBT: Cargo fijo mensual que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRBT, expresado en U\$/mes.

21.2. El Cargo por capacidad de suministro contratada en punta será:

$$\text{CPp_UDRBT} = (\text{PP} * \text{K1}_{\text{BTH}} * (\text{FPP}_{\text{BT}} - 1) + \text{KTV}_{\text{URDBT}} * \text{CD}_{\text{BT}} * \text{K2}_{\text{p BTH}})$$

Donde:

- CPp_UDRBT: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRBT, expresado en U\$/kW por mes.

21.3. El Cargo por capacidad de suministro contratada fuera de punta se calcula con la siguiente formula:

$$\text{CPfp_UDRBT} = \text{KTV}_{\text{URDBT}} * \text{CD}_{\text{BT}} * \text{K2fp}_{\text{BTH}}$$

Donde:

- CPfp_UDRBT: Cargo mensual por unidad de capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRBT, expresado en U\$/kW por mes.

21.4. El Cargo variable por entrega de energía en horas de punta se determina con la siguiente formula:

$$\text{CEp_UDRBT} = \text{PEp} * (\text{FPE}_{\text{BT}} - 1)$$

Donde:

- CEp_UDRBT: Cargo por unidad de energía entregada en horas de punta del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T3-UDRBT, expresado en U\$/kWh.

21.5. El Cargo variable por entrega de energía en horas de madrugada se determina con la siguiente formula:

$$\text{CEm_UDRBT} = \text{PEm} * (\text{FPE}_{\text{BT}} - 1)$$

Donde:

- CEm_UDRBT: Cargo por unidad de energía entregada durante el bloque horario de madrugada, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRBT expresado en U\$/kWh.

21.6. El Cargo variable por entrega de energía en horas restantes se determina con la siguiente formula:

$$\text{CEr_UDRBT} = \text{PEr} * (\text{FPE}_{\text{BT}} - 1)$$

Donde:

- CEr_UDRBT: Cargo por unidad de energía entregada en horas restantes del sistema, que se aplicará al uso de la red de distribución para los clientes finales clasificados en la tarifa T4-UDRBT, expresado en U\$/kWh.

SUBANEXO A: FORMATOS DE PLIEGOS TARIFARIOS FASE II

Cargo	Descripción	Unidad	Importe
TARIFA N°1: PEQUEÑAS DEMANDAS			
T1 – R : USO RESIDENCIAL			
T1 - R : Residencial			
CF_R	Cargo fijo	C\$/mes	
CV_R1	Cargo variable por energía bloque de consumo B1	C\$/kWh	
CV_R2	Cargo variable por energía bloque de consumo B2	C\$/kWh	
CV_R3	Cargo variable por energía bloque de consumo B3	C\$/kWh	
CV_R4	Cargo variable por energía bloque de consumo B4	C\$/kWh	
CV_R5	Cargo variable por energía bloque de consumo B5	C\$/kWh	
T1 – G : USO GENERAL			
T1 – GTC: General de transición comercial			
EMPLGTC		KWh-Mes	
T1 – GTC1 : Bajos Consumos			
CF_GTC1	Cargo fijo	C\$/mes	
CV_GTC1	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T1 – GTC2 : Altos Consumos			
CF_GTC2	Cargo fijo	C\$/mes	
CV_GTC2	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T1 – GTI: General de transición comercial			
EMPLGTI		KWh-Mes	
T1 – GTI1 : Bajos Consumos			
CF_GTI1	Cargo fijo	C\$/mes	
CV_GTI1	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T1 – GTI2 : Altos Consumos			
CF_GTI2	Cargo fijo	C\$/mes	
CV_GTI2	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T1 – GTI: General de transición irrigación			
EMPLGTIR		KWh-Mes	
T1 – GTIR1 : Bajos Consumos			
CF_GTIR1	Cargo fijo	C\$/mes	
CV_GTIR1	Cargo variable por energía	C\$/kWh	

NORMATIVA DE TARIFAS

T1 – GTIR2 : Altos Consumos			
CF_GTIR2	Cargo fijo	C\$/mes	
CV_GTIR2	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T1 – AP : Alumbrado Público			
CV_AP	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
TARIFA N°2 : MEDIANAS DEMANDAS			
T2 – MB : Baja Utilización			
CF_MB	Cargo fijo	C\$/mes	
CP_MB	Por capacidad de suministro contratada	C\$/kW-mes	
CE_MB	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T2 – MA : Alta Utilización			
CF_MA	Cargo fijo	C\$/mes	
CP_MA	Por capacidad de suministro contratada	C\$/kW-mes	
CE_MA	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T2 – MH : Horaria			
CF_MH	Cargo fijo	C\$/mes	
CPp_MH	Capacidad de suministro en punta	C\$/kW-mes	
CPfp_MH	Capacidad de suministro fuera de punta	C\$/kW-mes	
Cep_MH		C\$/kWh	
Cem_MH		C\$/kWh	
Cer_MH		C\$/kWh	
TARIFA N°3: GRANDES DEMANDAS			
T3 – MTH Media tensión Horaria			
CF_MTH	Cargo fijo	C\$/mes	
CPp_MTH	Capacidad de suministro en punta	C\$/kW-mes	
CPfp_MTH	Capacidad de suministro fuera de punta	C\$/kW-mes	
Cep_MTH		C\$/kWh	
Cem_MTH		C\$/kWh	
Cer_MTH		C\$/kWh	
T3 – BTH Baja Tensión Horaria			
CF_BTH	Cargo fijo	C\$/mes	
CPp_BTH	Capacidad de suministro en horas de punta	C\$/kW-mes	
CPfp_BTH	Capacidad de suministro fuera de punta	C\$/kW-mes	
Cep_BTH		C\$/kWh	

NORMATIVA DE TARIFAS

Cem_BTH		C\$/kWh	
Cer_BTH		C\$/kWh	
T3 – MTB: Media tensión Binomial			
CF_MTB	Cargo fijo	C\$/mes	
CP_MTB	Por capacidad de suministro contratada	C\$/kW-mes	
CE_MTB	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
T3 – BTB: Baja tensión Binomial			
CF_BTBT	Cargo fijo	C\$/mes	
CP_BTBT	Por capacidad de suministro contratada	C\$/kW-mes	
Ce_BTBT	Cargo variable por energía	C\$/kWh	
TARIFA N°4: USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN			
T4 – URDMT Media tensión			
CF_URDMT	Cargo fijo	C\$/mes	
CPp_URDMT	Capacidad de suministro en punta	C\$/kW-mes	
CPfp_URDM	Capacidad de suministro fuera de punta	C\$/kW-mes	
Cep_URDMT		C\$/kWh	
Cem_URDMT		C\$/kWh	
Cer_URDMT		C\$/kWh	
T4 – URDBT Baja Tensión			
CF_URDBT	Cargo fijo	C\$/mes	
CPp_URDBT	Capacidad de suministro en horas de punta	C\$/kW-mes	
CPfp_URDBT	Capacidad de suministro fuera de punta	C\$/kW-mes	
Cep_URDBT		C\$/kWh	
Cem_URDBT		C\$/kWh	
Cer_URDBT		C\$/kWh	
COSTO DE CONEXIÓN			
	120 V - 1H - 1F	C\$	
	120/240 V 3H - 1 F clase 100	C\$	
	120/240 V 3H - 1 F clase 200	C\$	
	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F y 480 - 3F clase 100	C\$	

NORMATIVA DE TARIFAS

	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F y 480 - 3F clase 200	C\$	
	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F clase 10 y 480 - 3F clase 10	C\$	
COSTO DE RECONEXION Y/O SERVICIO DE REHABILITACIÓN			
	120 V - 1H - 1F	C\$	
	120/240 V 3H - 1 F clase 100	C\$	
	120/240 V 3H - 1 F clase 200	C\$	
	Consumo de energía en horas del bloque horario de punta		
	Consumo de energía en horas del bloque horario de madrugada		
	Consumo de energía durante el bloque de horas restantes		
	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F y 480 - 3F clase 100	C\$	
	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F y 480 - 3F clase 200	C\$	
	120/240 V ; 120/208 V 4H - 3F clase 10 y 480 - 3F clase 10	C\$	

SUBANEXO B: FACTORES DE TRANSICIÓN DE LA FASE II

FACTORES KTV			
AÑO/FACTOR	2002	2003	2004
TARIFA 1			
KTV _R	0,75	0,88	0,95
KTV _{GTC1}	1,01	1,03	0,96
KTV _{GTC2}	1,58	1,45	1,10
KTV _{GTH1}	0,68	0,80	0,90
KTV _{GTH2}	1,20	1,00	1,00
KTV _{GTIR1}	0,40	0,65	0,90
KTV _{GTIR2}	0,80	1,00	1,00
KTV _{AP}	1,40	1,35	1,20
TARIFA 2			
KTV _{T2MB}	1,15	1,10	1,05
KTV _{T2MA}	1,00	1,00	1,00
KTV _{T2MH}	1,30	1,30	1,00
TARIFA 3			
KTV _{T3MTH}	2,00	1,70	1,20
KTV _{T3BTH}	1,00	1,00	1,00
KTV _{T3MTB}	2,10	1,80	1,30
KTV _{T3BTB}	0,90	1,00	1,00
TARIFA 4			
KTV _{URDMT}	2,00	1,70	1,20
KTV _{URDBT}	1,00	1,00	1,00

FACTORES KTC			
AÑO/FACTOR	2002	2003	2004
TARIFA 1			
KTC _R	0,60	0,75	0,85
KTC _{GTC1}	0,30	0,50	0,70
KTC _{GTC2}	5,00	3,00	2,00
KTC _{GTH1}	0,70	0,20	0,50
KTC _{GTH2}	5,00	3,00	2,00
KTC _{GTIR1}	0	0,30	0,50

NORMATIVA DE TARIFAS

KTC _{GTIR2}	0	1,00	1,00
KTC _{AP}	1,50	1,50	1,00
TARIFA 2			
KTC _{T2MB}	1,20	1,00	1,00
KTC _{T2MA}	1,20	1,00	1,00
KTC _{T2MH}	1,20	1,00	1,00
TARIFA 3			
KTC _{T3MTH}	0,10	0,70	1,00
KTC _{T3BTH}	0,10	0,70	1,00
KTC _{T3MTB}	1,20	1,10	1,00
KTC _{T3BTB}	1,20	1,10	1,00
TARIFA 4			
KTC _{URDMT}	0,10	0,70	1,00
KTC _{URDBT}	0,10	0,70	1,00

FACTORES FTR			
AÑO/FACTOR	2002	2003	2004
FTR1	0,32	0,35	0,43
FTR2	0,83	1,00	0,96
FTR3	1,17	1,11	1,08
FTR4	1,33	1,30	1,28
FTR5	1,90	1,65	1,48