



Decreto Ejecutivo No. 2713 de 7 de junio de 2002
R.O. No. 598 de 17 de junio de 2002

No. 2713

Gustavo Noboa Bejarano
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA

Considerando:

Que mediante Decreto Ejecutivo No. 228 publicado en el Registro Oficial No. 54 de 26 de octubre de 1998, se expidió el Reglamento de Tarifas para el Sector Eléctrico.

Que a partir de la fecha de su expedición se han realizado varias reformas al mencionado Reglamento.

En ejercicio de las atribuciones que le confiere el numeral 5 del artículo 171 de la Constitución Política Ecuador,

Decreta:

La siguiente: CODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS

CAPITULO I ASPECTOS GENERALES

Art. 1.- Objetivos y Alcance.- El presente Reglamento establece las normas y los procedimientos que se emplearán para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final y el pago por el uso de los sistemas de transmisión y distribución.

Art. 2.- Jerarquía del Reglamento.- Las normas de este reglamento prevalecerán sobre cualquier otra disposición de igual o menor jerarquía.

Art. 3.- Definiciones.- Los términos señalados a continuación tendrán los siguientes significados:

Alta Tensión: Nivel de voltaje superior a 40 kv. y asociado con la subtransmisión.

Baja Tensión: Instalaciones y equipos del Sistema del Distribuidor que operan a voltajes inferiores a los 600 voltios.



Categoría Residencial: Servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar. También se incluye a los consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

Categoría General: Servicio eléctrico destinado a los consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial; básicamente comprende, el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria. Los distribuidores tienen la obligación de mantener en sus bases de datos una clasificación adicional para identificar a los consumidores comerciales e industriales con el propósito de la recaudación destinada al Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal, FERUM.

Consumidor: Persona natural o jurídica que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el Generador o Distribuidor, dentro del área de concesión. Incluye al consumidor final y al gran consumidor.

Consumidor Comercial: Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.

Consumidor Industrial: Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial.

Costo de Capacidad: Valor correspondiente a los costos fijos de generación, transmisión y distribución.

Costo Normalizado: Costos uniformes aplicables a todos los distribuidores del país, aplicables a la valoración de las Unidades de Propiedad Estándar, para condiciones de diseño técnico similares.

Costo por Restricción Técnica del Sistema: Cargo con el cual se compensará la generación de potencia activa cuando no se pueda realizar un despacho de mínimo costo debido a restricciones de la red o de otra índole.

Costo Marginal de Energía: Es el costo marginal de generación, calculado para cada hora, de aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

Curva de Carga Representativa: Es la curva que caracteriza las demandas de un consumidor típico de un sector de consumo identificado en la estructura tarifaria.



Demanda Máxima Coincidente: Es el valor promedio más alto de la carga integrada en un mismo intervalo de tiempo.

Ley: Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en vigencia y sus reformas.

Media Tensión: Instalaciones y equipos del Sistema del Distribuidor que opera a voltajes entre 600 V y 40 kv.

Precios de Referencia: Precios homologados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para la valoración de las Unidades de Propiedad Estándar.

Punto de Entrega: Se entenderá como tal el lado de la carga del Sistema de Medición, es decir, los terminales de carga del medidor en los sistemas de medición directa y el lado secundario de los transformadores de corriente en los sistemas de medición indirecta o semi-indirecta, independientemente de donde estén ubicados los transformadores de tensión.

Sistema de Medición: Son los componentes (aparatos) necesarios para la medición o registro de energía activa y reactiva, demandas máximas u otros parámetros involucrados en el servicio. Incluyen las cajas y accesorios de sujeción, protección física de la acometida y del (de los) medidor(es), cables de conexión y equipos de protección, transformadores de instrumentos y equipo de control horario.

Subtransmisión: Instalaciones y equipos asociados con el transporte de potencia y energía en bloque que interconecta las subestaciones del distribuidor o conecta dichas subestaciones con plantas de generación, a voltajes comprendidos entre los 46 y 138 kv.

Tasa de Descuento: Será la tasa media real que permitirá expresar los flujos de fondos futuros al valor de una fecha determinada y para su cálculo el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC considerará el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y la rentabilidad del capital invertido, aspectos que deberán provenir de fuentes internacionalmente aceptadas para este tipo de actividad.

Unidades de Propiedad Estándar: Es el conjunto de equipos y materiales de una parte de la instalación del distribuidor, que han sido instaladas obedeciendo normas de diseño y construcción, y constituye un elemento representativo de una empresa tipo, para la prestación de una función específica en el sistema. Ejemplo: kilómetro de red de media tensión, centro de transformación de distribución, etc.

Art. 4.- Sujetos de Aplicación.- Son sujetos de aplicación del presente reglamento todas las personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades referidas en el



artículo 4 de la ley, aquellas dedicadas a la importación y exportación de energía eléctrica y los consumidores o usuarios del servicio.

Art. 5.- Pliegos Tarifarios: Las tarifas a las cuales se refiere el presente reglamento se aplicarán mediante pliegos tarifarios una vez que éstos hayan sido aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC y publicados de conformidad con la ley y este reglamento.

Los pliegos tarifarios aprobados se incorporarán a los contratos de concesión de los distribuidores.

CAPITULO II COSTOS

SECCIÓN I ESTRUCTURA DE COSTOS

Art. 6.- Costos Atribuibles al Servicio.- Los costos para la determinación de las tarifas comprenderán, de conformidad con la ley, los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el Valor Agregado de Distribución (VAD) de empresas eficientes.

Art. 7.- Componentes del Costo del Servicio.- Son componentes del costo del servicio:

- a) Los costos de energía que corresponden a los costos variables para la producción de energía activa que incluyen: el suministro de combustible, o el valor del agua del embalse que está proveyendo la energía marginal y los gastos de operación y mantenimiento asociados; considerando un mercado abastecido;
- b) El costo por restricción técnica del sistema, que corresponde al costo de la energía producida para mantener las condiciones del suministro del servicio en los niveles de calidad establecidos en la ley y sus reglamentos;
- c) Los costos de capacidad, se refieren a los costos de inversión relacionados con los bienes destinados a la generación, transmisión o distribución, incluyendo el suministro, montaje, operación y mantenimiento;



- d) Los costos de pérdidas atribuibles al proceso en los niveles admisibles aceptados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. Las pérdidas consideradas en la fijación de tarifas son Pérdidas Técnicas y Pérdidas No Técnicas;
- e) Los costos de comercialización, que corresponden a las obligaciones inherentes al proceso de comercialización entre el distribuidor y el consumidor final así como los servicios de medición prestados a los grandes consumidores; y,
- f) Los costos de administración, que son aquellos que se atribuyen a la gestión general de la empresa.

SECCIÓN II METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Art. 8.- Precio Referencial de Generación.- El precio referencial de generación cuatrienal será calculado por el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE, y sometido a consideración y aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considerando los siguientes componentes:

- a) Componente de Energía.- Corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un período de simulación de cuatro años del despacho de carga de mínimo costo, proveniente de la planificación operativa del sistema de generación elaborado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, con el objeto de mitigar las variaciones que pueden experimentar los costos, tanto diaria como estacionalmente. Para efecto de este cálculo, el CONELEC preparará y entregará al CENACE las hipótesis referentes al equipamiento previsto que opere en ese período.

Se obtendrán seis valores promedio para períodos horario - estacionales. Se considerarán dos estaciones al año: estación lluviosa y estación seca. Los valores correspondientes a la estación lluviosa se aplicarán a los consumos de los meses de abril a septiembre y los correspondientes a la estación seca se aplicarán a los consumos de octubre a marzo. En cada una de estas estaciones se considerarán los siguientes períodos horarios:

- 1) De punta: Desde las 17h00 hasta las 22h00 de lunes a domingo,
- 2) De demanda media: Desde las 07h00 hasta las 17h00 de lunes a viernes; y,
- 3) De base: Las restantes horas de la semana.

Para los días festivos nacionales se considerarán horas de punta y base similares a las del día domingo.

Este componente será calculado incluyendo el costo de las restricciones que impidan la ejecución de un despacho a mínimo costo, para mantener condiciones operativas apropiadas; o, aquellas aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, respecto de la generación requerida para superar deficiencias en los sistemas de transmisión y distribución.

- b) Componente de Capacidad.- Corresponderá a la anualidad de las inversiones consideradas a la Tasa de Descuento y para una vida útil aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo costo, para cubrir la demanda máxima del sistema, a la que se agregarán los costos fijos de operación y mantenimiento correspondientes.

El Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE, entregará al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, los resultados de estos cálculos, anualmente, hasta el último día laborable del mes de mayo, junto con las observaciones que considerara pertinentes.

En el caso de sistemas eléctricos no incorporados, el precio referencial de generación será calculado por el concesionario y sometido a la aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Art. 9.- Costo Medio del Sistema de Transmisión.- Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.

Los costos de inversión provendrán del programa de expansión optimizada del sistema, para un período de diez años, cuyo estudio será preparado por el Transmisor, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE y aprobado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Mediante el flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión considerada la expansión optimizada; y, asociados a la demanda máxima correspondiente, se obtendrán los costos medios de inversión. El costo imputable a la tarifa será la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de cuarenta y cinco años para líneas de transmisión y treinta años para subestaciones¹ y la tasa de descuento aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

¹ Modificación del tercer inciso del art. 9, mediante Decreto Ejecutivo No. 1248 de 31 de diciembre de 2003, publicado en el Registro Oficial No. 250 de 13 de enero de 2004.



Los costos de depreciación, administración, operación y mantenimiento serán calculados por el transmisor y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Los estudios con el cálculo de los costos medios de transmisión serán entregados por el transmisor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC para su aprobación, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año, para que éste pueda fijar las tarifas de transmisión.

Art. 10.- Valor Agregado de Distribución (VAD).- El Valor Agregado de Distribución (VAD) será obtenido para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión y su costo, en cada uno de ellos, tiene los componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.

El estudio técnico - económico respectivo con los resultados del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) será presentado por cada distribuidor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año; estos resultados deberán ajustarse a los valores del Valor Agregado de Distribución (VAD) para la empresa de referencia, según lo dispuesto en el artículo 56 de la Ley.

El CONELEC fijará y publicará anualmente las tarifas de distribución, considerando entre los elementos y factores que para tal efecto establecen la Ley y este Reglamento, como valor constante, un mismo VAD de distribución, individualizado para cada empresa, que se aplicará a períodos que no podrán exceder de cuatro años. Para determinar este VAD se tomarán en cuenta los programas cuatrienales de inversión preparados por las empresas distribuidoras y aprobados por el CONELEC; entidad que supervisará anualmente el cumplimiento de los programas:

a) Componente de Subtransmisión para el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de los activos en servicio y los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la demanda máxima coincidente del sistema.

El cargo por el componente de capacidad corresponderá a la anualidad de las inversiones promedio por la unidad de demanda, para una vida útil de cuarenta y cinco años para líneas de transmisión y treinta años para subestaciones².

² Modificación del tercer inciso del literal a) del art. 10, mediante Decreto Ejecutivo No. 1248 de 31 de diciembre de 2003, publicado en el Registro Oficial No. 250 de 13 de enero de 2004.



La tasa de descuento será aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

b) Componente de Media Tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

La valoración de activos en servicio, para establecer la componente de media tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD), se llevará a cabo sobre la base de un inventario físico de Unidades de Propiedad Estándar valoradas con Costos Normalizados, obtenidos por el distribuidor y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Las Unidades de Propiedad Estándar se establecerán para caracterizar lo más ampliamente posible los activos de media tensión en servicio, tomando en consideración, entre otros aspectos, el tipo de construcción, la conformación del circuito y el área geográfica que cubre.

La identificación de la composición típica de las Unidades de Propiedad Estándar será realizada por el distribuidor, a su costo, y provendrá de muestras representativas de tramos de red construidos con base en normas técnicas.

El Distribuidor determinará el costo de inversión de cada Unidad de Propiedad Estándar aplicando los costos normalizados de materiales y montaje a precio de mercado.

El valor agregado de cada Unidad de Propiedad Estándar corresponderá a la anualidad del costo de inversión más los costos de operación y mantenimiento correspondientes. La anualidad se calculará para el período de vida útil y la Tasa de Descuento que el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, determine.

El Distribuidor mantendrá actualizado el inventario físico de los activos en operación para determinar con exactitud las existencias de cada unidad de propiedad definida.

La componente de media tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD), resultará de dividir la valoración de los activos entre la demanda máxima coincidente del Distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el Sistema de Subtransmisión;

c) Componente de Baja Tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

Comprenderá los activos en servicio que corresponden a las instalaciones de transformadores de distribución y las redes de baja tensión.

En ambos casos se seguirá la metodología general indicada en el literal anterior para la componente de media tensión excluyendo, al conformar las unidades de propiedad, aquellos elementos que ya han sido considerados en las unidades de propiedad de media tensión.

La componente de transformadores de distribución para el Valor Agregado de Distribución (VAD) resultará de dividir la valoración de los activos correspondientes, entre la demanda máxima coincidente del Distribuidor, excluyendo las cargas conectadas, en el sistema de subtransmisión y aquellos directamente atendidos en media tensión.

La componente de redes de baja tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD) resultará de dividir la valoración de los activos correspondientes, entre la demanda máxima coincidente del distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el sistema de subtransmisión, y de aquellos clientes directamente conectadas a transformadores de distribución.

d) Componente de Comercialización para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

Comprenderá los activos en servicio correspondiente a la acometida y Sistema de Medición del Cliente. Para la determinación de este costo se utilizará la metodología indicada en el literal b) de este artículo. En este caso, las Unidades de Propiedad Estándar serán definidas y valoradas en función del punto de entrega, sea este en subtransmisión, media tensión o baja tensión. El inventario se llevará a cabo para determinar las existencias de cada Unidad de Propiedad Estándar y el número de consumidores atendidos.

Adicionalmente incluirá los costos de operación, mantenimiento de acometidas y Sistemas de Medición y la facturación al cliente. Estos costos serán cargados proporcionalmente a los costos de activos obtenidos por nivel de servicio; y,

e) Componente de Administración para el Valor Agregado de Distribución (VAD)

El Distribuidor incluirá sus costos de administración en los costos de capacidad de los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD) de subtransmisión, media tensión, baja tensión y comercialización, en proporciones iguales o en las proporciones que sean definidas por el distribuidor, con su respectivo justificativo.

Art. 11.- Auditorías Técnicas.- Cuando el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, lo solicite, los Distribuidores están obligados a contratar auditorías técnicas independientes para evaluar los costos del Valor Agregado de Distribución (VAD). Los informes de tales auditorías serán entregados al CONELEC y al distribuidor.



Art. 12.- Pérdidas.- Las cantidades adicionales de potencia y energía que se requieren para entregar un kilovatio y un kilovatio - hora al consumidor serán remuneradas al transmisor o al distribuidor, según corresponda, mediante la determinación de las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas se valorarán a través de las simulaciones de los sistemas de transmisión y distribución, a fin de precisar el porcentaje de ellas para cada nivel de servicio: transmisión, subtransmisión, media tensión y baja tensión. El cálculo se llevará a cabo para potencia y energía.

Remuneración de pérdidas por Potencia: corresponde a la compensación de las pérdidas sobre los costos acumulados de capacidad en los distintos niveles de tensión.

Remuneración de pérdidas por Energía: corresponde a la compensación de las pérdidas calculadas sobre la base del precio referencial de energía a nivel de generación.

Los estudios en los que se fijen los porcentajes de pérdidas técnicas serán elaborados por el Transmisor en coordinación con el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE y por el distribuidor según corresponda y serán presentados al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. La magnitud de las pérdidas técnicas no excederá de los niveles que apruebe el CONELEC, los cuales se fundamentarán en los análisis técnico económicos que le sean presentados.

Las pérdidas no técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas. Los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijados, previo correspondiente análisis técnico, y bajo su responsabilidad, el CONELEC, entidad que considerara dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), la incidencia de las inversiones e incrementos en costos que el Distribuidor realizará para cada período anual en el cumplimiento del programa de reducción de pérdidas no técnicas.

CAPITULO III FACTORES DE RESPONSABILIDAD DE LA CARGA

Art. 13.- Objetivo.- Identificar los parámetros que permitan asignar la responsabilidad de los consumidores en los costos de transmisión, el Valor Agregado de Distribución (VAD) y los referenciales de generación, para la determinación de los costos del servicio requeridos para el diseño de tarifas.



Art. 14.- Obligaciones de las Partes.- Los estudios requeridos para obtener los Factores de Responsabilidad de la Carga serán ejecutados por los distribuidores, a su costo y con sus propios recursos humanos o por medio de consultoría especializada.

El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, entregará los términos de referencia sobre el alcance general de estos estudios.

Los resultados de estos estudios se entregarán al CONELEC en el plazo de un año a partir de la expedición de este Reglamento y serán actualizados cada cuatro años o en períodos intermedios, cuando el CONELEC lo considere necesario.

Art. 15.- Factores.- Los factores de responsabilidad de la carga serán obtenidos sobre la base de muestras estadísticamente representativas, de conformidad con lo establecido en el instructivo elaborado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Los factores de responsabilidad que deberán determinarse, definirán fundamentalmente los comportamientos típicos de:

La relación de la participación de las demandas máximas individuales de los clientes en la demanda colectiva y, por tanto, su incidencia en los costos de capacidad de transmisión y distribución.

La incidencia de la energía demandada por los clientes en los períodos horarios establecidos, como medio de ponderación del costo.

CAPITULO IV PLIEGOS TARIFARIOS

SECCIÓN I ESTRUCTURA TARIFARIA

Art. 16.- Criterios para fijación de la estructura tarifaria.- La estructura tarifaria reflejará los costos que los clientes originen según las características del consumo y el nivel de tensión al cual éste se presta.

Art. 17.- Clasificación.- Por las características del consumo se considerarán tres categorías de tarifas: residencial, general y alumbrado público; y, por el nivel de tensión, tres grupos: alta tensión, media tensión y baja tensión.

Al inicio de cada período tarifario, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, podrá subdividir o plantear nuevas categorías si las características del mercado lo requieren,



a fin de definir comportamientos que sean representativos y agrupen al menos al 10% de los Consumidores, cuando su aplicación signifique mejoras técnicas o económicas en la prestación del servicio tanto para los consumidores como para el distribuidor.

SECCIÓN II PLIEGOS TARIFARIOS

Art. 18.- Contenido y Ámbito de Aplicación.- Los pliegos tarifarios contendrán: tarifas al consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes.

Las tarifas al consumidor final estarán destinadas a todos los consumidores que no hayan suscrito un contrato a plazo con un generador o un distribuidor. La correcta aplicación de estas tarifas estará a cargo de los distribuidores en su zona de concesión.

Las tarifas de transmisión y los peajes de distribución serán los pagos que deberán realizarse a favor del transmisor o del distribuidor, respectivamente, por quienes utilicen dichas instalaciones. La liquidación de estos pagos estará a cargo del Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, en coordinación con el transmisor y los distribuidores y de conformidad con los reglamentos de Operación y Despacho del Sistema Nacional Interconectado y de Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

El pago del alumbrado público, es de responsabilidad de las respectivas municipalidades; el mecanismo de cobro se sujetará a las disposiciones que mediante regulación dictará el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Art. 19.- Tarifas al Consumidor Final.- Las tarifas al consumidor final serán estacionales y en función de los cargos variables se estructurarán como: monomías, monomías horarias, binomías y binomías horarias.

Las tarifas monomías, son aquellas que tienen un cargo por energía; las tarifas monomías horarias, son las que tienen tres cargos por energía: en período de punta, en período de demanda media y en período de base; las tarifas binomías, son aquellas que tienen un cargo por potencia y un cargo por energía; y, las tarifas binomías horarias tienen cargos por potencia y energía dependiendo de los períodos de: punta, demanda media y base.



Para alta y media tensión, serán binomias y binomias horaria. Para baja tensión, las tarifas residenciales y generales podrán ser: monomias, monomias horarias, binomias y binomias horarias en función de las características del consumo.

El cargo por potencia estará expresado en dólares por kilovatio, el cargo por energía en dólares por kilovatio - hora y el cargo por atención al cliente en dólares por consumidor.

El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, definirá el Punto de Entrega en el cual se realizará el registro de consumo para cada una de las tarifas, de conformidad a lo establecido en el Reglamento Suministro del Servicio de Electricidad.

Art. 20.- Tarifa de Transmisión.- La tarifa de transmisión contemplará un cargo por transporte relacionado con el uso de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión y un cargo por conexión, relacionado con el uso de las instalaciones y equipos que, en forma exclusiva, le sirven a un agente del mercado mayorista para conectarse al Sistema Nacional de Transmisión, para materializar sus transacciones.

Estos cargos serán calculados con base en la demanda máxima mensual no coincidente. Los valores por pérdidas de energía serán remunerados conforme a lo establecido en el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Art. 21.- Peajes de Distribución.- Los peajes de distribución tendrán un cargo por potencia que corresponde al costo del Valor Agregado de Distribución (VAD) hasta el punto de entrega y la compensación por las pérdidas técnicas asociadas.

Se establecerán peajes de distribución para alta, media tensión y, de ser el caso, baja tensión.

Art. 22.- Reajustes.- Las tarifas publicadas en el pliego tarifario, tanto para el consumidor final, como la tarifa de transmisión y los peajes de distribución serán reajustadas automáticamente con base en fórmulas aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, y que forman parte de los pliegos tarifarios. Los reajustes se harán efectivos siempre y cuando los costos de generación, la Tarifa de Transmisión y el VAD, individualmente considerados, presenten una variación acumulada en el tiempo, superior al 5% en más o en menos de su base de cálculo.

Para el diseño de las fórmulas de reajuste el CONELEC considerará los siguientes aspectos:



- a) La variación del costo de generación entre los costos referenciales de generación y los costos marginales reales provenientes del despacho a mínimo costo del Centro Nacional de Control de Energía, CENACE;
- b) La variación de los costos de inversiones:
 - b.1 La variación, previamente auditada y comparada con costos del mercado, de los costos de inversión inicialmente considerados en los estudios, sustentados en los planes de expansión aprobados por el CONELEC.
 - b.2. La variación en los planes de inversión. Para este fin se tomarán en cuenta tanto los cambios en las anualidades de los activos a costo de reposición, como los cambios en la cobertura del servicio, la disminución de pérdidas y el mejoramiento de la calidad del servicio. Cualquier variación de los planes de expansión debe obtener, previamente, la aprobación del CONELEC; y,
 - b.3. La variación anual del los costos de reposición de los activos en servicio, por efectos de la inflación interna para bienes y servicios de origen local; o, externa para bienes y servicios importados, con respecto al valor que tenían a la fecha en la que se fijaron las tarifas al iniciar determinado período; y,
- c) La variación de los costos de operación y mantenimiento inicialmente considerados en los estudios, en función del índice Nacional de Precios al Consumidor.

Art. 23.- Emisión de los Pliegos Tarifarios.- Con base en la información entregada por el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE, el transmisor y los distribuidores, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, fijará, aprobará y publicará anualmente los pliegos tarifarios y dispondrá a los distribuidores su difusión en los medios de comunicación de mayor cobertura de su área de concesión. De conformidad con la ley, los pliegos tarifarios entrarán en vigencia el treinta de octubre de cada año.

Copias de los pliegos tarifarios serán entregadas a los consumidores que lo soliciten.

CAPITULO V DISPOSICIONES GENERALES

Art. 24.- Aportaciones al Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM).- A efectos del cumplimiento del artículo 62 de la ley, los distribuidores



mantendrán un registro de los Consumidores Comerciales e Industriales ubicados en la categoría general.

Art. 25.- Sujetos de subsidio.- Serán sujetos de subsidio los consumidores finales de la categoría residencial de más bajos recursos económicos, cuyos consumos no superen el consumo mensual promedio del consumo residencial en su respectiva zona geográfica, y en ningún caso superen el consumo residencial promedio a nivel nacional.

Art. 26.- Criterios para la Aplicación de los Subsidios.- Se aplicarán subsidios por dos conceptos:

- a) El proveniente del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM, de conformidad con el artículo 62 de la ley y lo dispuesto en el tercer inciso del artículo 10 de este reglamento; y,
- b) El subsidio cruzado previsto en el último inciso del literal e) del artículo 53 de la ley, que serán valores fijos que constarán en los pliegos tarifarios.

Art. 27.- Cargos por bajo factor de potencia.- Para aquellos consumidores a los cuales el Sistema de Medición fijado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considere la medición de energía reactiva, el distribuidor registrará mensualmente el factor de potencia.

Aquellos clientes que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0,92, la facturación total mensual será recargada en un factor igual a la relación por cociente entre 0,92 y el factor de potencia registrado.

Cualquiera sea el tipo de consumidor, cuando el valor medido del factor de potencia fuese inferior a 0,60, el distribuidor, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el consumidor adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Art. 28.- Errores en la Aplicación Tarifaria.- Cualquier error en la aplicación del presente Reglamento será corregido de manera inmediata por el Consejo Nacional de Electricidad, CENACE, o el Distribuidor, según corresponda.

Las fallas reiteradas o la negligencia en la correcta aplicación de las tarifas, serán motivo de sanción al Distribuidor, con un valor equivalente a diez veces el perjuicio causado. Los valores recaudados por la aplicación de esta sanción pasarán a constituirse en recursos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM.



Art. 29.- Emisión de Planillas y Facturación.- Las planillas que emitan los distribuidores a sus consumidores deberán reflejar, con absoluta transparencia, los valores resultantes de la aplicación de las tarifas vigentes.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Fijación del primer VAD a cuatro años: El VAD que regirá para el período comprendido entre noviembre del año 2001 a octubre del año 2005, será el último VAD aprobado por el CONELEC en el año 2000, el que dentro de ese mismo período será considerado para la fijación y publicación de la tarifa que debe realizarse cada año por el CONELEC.

SEGUNDA.- Al finalizar el período de cuatro años antes referido, el CONELEC determinará el VAD aplicable para los siguientes cuatro años, con base a los cálculos realizados por la empresa de distribución correspondiente de conformidad con lo establecido en este Reglamento.

La valoración de los activos en servicio que se considerará para la fijación de las tarifas al consumidor final y peajes de distribución que estarán vigentes a partir de noviembre del 2005, para efectos de la aplicación del artículo 10 de este reglamento, será el mayor valor que resulte de la comparación entre la valoración de los activos del año 2000 que ha sido considerada por el CONELEC para la fijación de tarifas del período noviembre 2001 a octubre 2005, y aquella que resulte de la aplicación del inventario físico de unidades de propiedad estándar, valoradas con costos normalizados.

TERCERA.- Durante el cuatrienio noviembre del 2001 a octubre de 2005, los reajustes del VAD, en la componente del costo de inversión, se realizarán con base a las inversiones ejecutadas en el año inmediatamente anterior, para la disminución de pérdidas, mejoramiento de la calidad y expansión del servicio, revisadas por el CONELEC.

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA.- Deróguese el Reglamento de Tarifas Eléctricas, publicado mediante Decreto Ejecutivo No.228 en el R.O. No. 54 de 26 de octubre de 1998 y todas sus reformas.

SEGUNDA.- De la ejecución del presente decreto, que regirá a partir de la fecha de su publicación en el Registro Oficial, encárguese al Ministro de Energía y Minas.



Dado en Quito, en el Palacio Nacional, a los siete días del mes de junio del dos mil dos.

f.) Gustavo Noboa Bejarano, Presidente Constitucional de la República.

f.) Pablo Terán Ribadeneira, Ministro de Energía y Minas.

Es fiel copia del original.- Lo certifico.

f.) Marcelo Santos Vera, Secretario General de la Administración Pública.