

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica Cree

REGLAMENTO PARA EL CÁLCULO DE TARIFAS PROVISIONALES

CAPÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. El presente Reglamento contiene las instrucciones para que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, calcule unas tarifas provisionales del servicio eléctrico. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, CREE, está en el proceso de completar un reglamento para cálculo de tarifas el cual propone un método que requerirá mucha información de base que la ENEE

deberá reunir o crear. Entretanto, la ENEE debe elaborar un pliego tarifario provisional que-con base en la información que tiene actualmente disponible y con base en las mejores estimaciones posibles de aquellos datos que no tenga disponibles hoy – le permita recuperar los costos de una operación eficiente, asignando los costos a quienes los causan.

Artículo 2. A los efectos del presente reglamento, la tarifa para un usuario particular es un vector de precios que se aplica a un correspondiente vector de consumo. La medición deberá registrar separadamente las componentes del consumo. La ENEE calculará para cada categoría de usuarios un vector de precios con cinco componentes. La tabla siguiente muestra las componentes de precio y las correspondientes componentes de consumo.

Componente de Precio		Componente de Consumo
Designación	Descripción	
p_1	Cargo fijo mensual.	Un mes de disponibilidad del servicio para un usuario.
p_2	Precio de la potencia.	Demanda máxima de potencia registrada en el mes.
p_3	Precio de la energía en horas de demanda de punta.	Energía consumida en horas de punta durante el mes.
p_4	Precio de la energía en horas de demanda intermedia.	Energía consumida en horas de demanda intermedia durante el mes.
p_5	Precio de la energía en horas de demanda baja o de "valle".	Energía consumida en horas de valle durante el mes.

Artículo 3. Para los propósitos del cálculo de tarifas, la CREE define los siguientes bloques horarios:

Clase de Día	Período de Punta		Período Intermedio		Período de Valle	
	Total Horas	Horario	Total Horas	Horario	Total Horas	Horario
Laborable	10	9 a 16 18 a 21	9	5 a 9 16 a 18 21 a 24	5	0 a 5
Sábado	2	11 a 12 19 a 20	16	6 a 11 12 a 19 20 a 24	6	0 a 6
Domingo o Feriado	0		8	11 a 13 17 a 23	16	0 a 11 13 a 17 23 a 24

Por coherencia con la designación de los precios de energía, en lo que sigue, los bloques horarios se designarán también con los subíndices 3, 4 y 5: el bloque de punta se designará con el subíndice 3, el bloque intermedio se designará con el subíndice 4 y el bloque de valle se designará con el subíndice 5.

Artículo 4. Una vez determinadas las cinco componentes de precio para cada categoría de usuarios, la ENEE calculará, para el caso

de los pequeños consumos servidos en baja tensión – particularmente los pequeños consumos residenciales – unas tarifas más simples. Para esos pequeños consumos, las tarifas consistirán en el cargo fijo y un solo precio de energía. Este último será calculado como un precio monómico que comprende el precio de la potencia y los tres precios de la energía por bloque horario, usando la expresión siguiente:

$$pe_c = \frac{p_2}{730 \cdot FCP_c} + \sum_{b=3}^5 p_{bc} \cdot r_{bc}$$

Donde,

pe_c es el precio único que se aplicará a la energía consumida por usuarios de la categoría c.

p_2 es el precio de la potencia.

730 es el número de horas promedio en un mes.

FCP_c es el factor de carga promedio del usuario individual de la categoría c.

p_{bc} con b igual a 3, 4, y 5, es el precio de la energía en el bloque horario b para los usuarios de la categoría c.

r_{bc} es la proporción en que los usuarios de la categoría c consumen energía en el bloque horario b, con $\sum_{b=3}^5 r_{bc} = 1$

Para este cálculo, la ENEE utilizará el patrón típico de consumo de la categoría de que se trate, así como los factores y relaciones que se presentan en el Anexo 1. La ENEE determinará tarifas simples también para las categorías de servicio en media tensión y servicio en alta tensión, combinando los precios de energía por bloque horario en un único precio de energía. Esas tarifas comprenderán un cargo fijo, un precio de la potencia y un solo precio de energía. Este último se calculará aplicando el segundo término del lado derecho de la expresión del artículo 4. La ENEE aplicará las tarifas simples para estas categorías solamente por un período transitorio de seis meses, mientras adapta su sistema de información comercial para poder procesar las lecturas de consumo de energía por bloque horario.

CAPÍTULO II

REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA

Artículo 5. Para el cálculo de las tarifas, la ENEE partirá de las demandas de los usuarios, los que serán agrupados en cinco conjuntos o “categorías”:

- Residencial;
- Servicio General en Baja Tensión (comercios, oficinas, talleres, conectados en baja tensión);
- Alumbrado Público;
- Servicio en Media Tensión; y,
- Servicio en Alta Tensión.

Artículo 6. La clasificación de los usuarios en categorías se basa en el patrón de consumo de esos grupos y en el nivel de tensión al cual son servidos. No se utilizará categorías que respondan a otro criterio de clasificación como “gobierno” o “municipalidades”. Una instalación de naturaleza industrial propiedad del gobierno, servida en media tensión, deberá clasificarse en la categoría “servicio en media tensión”; unas oficinas del gobierno servidas en baja tensión, deberán clasificarse en la categoría “servicio general en baja tensión”.

Artículo 7. Para calcular su pliego tarifario provisional, la ENEE usará una caracterización de la demanda de cada categoría de cliente que refleje el patrón de consumo de dicha categoría, de modo que se pueda calcular la proporción en que cada categoría

de usuarios consume energía en cada uno de los bloques horarios arriba definidos.

Artículo 8. Para cada categoría de usuarios, la ENEE deberá determinar a partir de los datos de los últimos cinco años la tasa de crecimiento tanto del número de usuarios como de las ventas de energía, con base en las cuales proyectará el número de usuarios y la venta de energía para 2016, que es el año 1 del estudio. Antes de hacer este cálculo, la ENEE deberá filtrar su base de datos comercial para eliminar aquellos usuarios con consumo de 0 ó 1 kWh/mes cuya cuenta no haya tenido en los últimos seis meses ningún pago, ni arreglo de pago, ni reclamos. La ENEE deberá sumar, a la venta proyectada de energía en el año 1 a

usuarios de la categoría c, las pérdidas comerciales atribuibles a esa categoría. De esta manera, la ENEE representará la demanda total de una categoría de usuarios como la suma de las ventas proyectadas y las pérdidas comerciales atribuibles a ella. Para proyectar la demanda en los siguientes años del período de estudio, la ENEE aplicará las tasas de crecimiento del número de usuarios y de las ventas de energía. Esta última tasa la aplicará al total de ventas más pérdidas comerciales de la categoría.

Artículo 9. La ENEE asignará a las diferentes categorías de usuarios los kWh anuales de pérdidas comerciales como se indica en la tabla siguiente.

Desglose de pérdidas comerciales en por ciento				
Residencial	Servicio General en BT	Servicio en MT	Servicio en AT	Total
38.8	45.6	15.6	0	100

Con base en estos valores, la ENEE determinará para cada categoría de usuarios el porcentaje de su consumo total que corresponde a pérdidas comerciales.

Artículo 10. La ENEE representará la demanda agregada de cada categoría de usuarios bajo la forma de 24 potencias horarias para los tres días tipo del año: día laborable, sábado, y

domingo o día feriado. Las demandas se expresarán en “por unidad”, p. u., de la respectiva demanda máxima. La suma a lo largo del año, en un punto de la red, de las potencias horarias P_h expresadas en MW es igual a la energía anual correspondiente, W , expresada en MWh. Cuando las potencias horarias se expresan en p. u. de la demanda máxima respectiva, se tiene:

$$\sum_{h=1}^{8760} p_h = \sum_{h=1}^{8760} \frac{P_h}{D_{max}} = \frac{W}{D_{max}} = FC \cdot 8760 = HU$$

Donde,

p_h es la potencia horaria expresada en p. u. de la demanda máxima.

FC es el factor de carga anual.

HU son las “horas de utilización” anuales de la demanda máxima.

Artículo 11. Con esta representación, el producto de las horas de utilización por la demanda máxima en MW es igual a la energía anual en MWh. Las horas de utilización divididas entre las 8760 horas del año dan el factor de carga. La relación entre horas de utilización, energía y demanda máxima es también válida para los bloques horarios; por ejemplo, la suma de las potencias horarias en p. u. durante las horas de punta es igual a las horas de utilización durante el período de punta, que multiplicadas por la demanda máxima, dan la energía correspondiente. Las horas de utilización son una forma de expresar las correspondientes energías.

Artículo 12. Para cada categoría de usuarios, la ENEE deberá sumar las horas de utilización sobre cada uno de los bloques horarios para un período de un año. Un año ordinario está formado por 251 días laborables, 52 sábados y 62 domingos y feriados. Luego, la ENEE calculará la proporción en que las horas de utilización totales para cada categoría de usuarios se reparten entre el bloque horario de punta, el bloque horario intermedio y el bloque horario de valle. Para ello dividirá las horas de utilización en cada bloque horario entre las horas de utilización totales en el año.

CAPÍTULO III

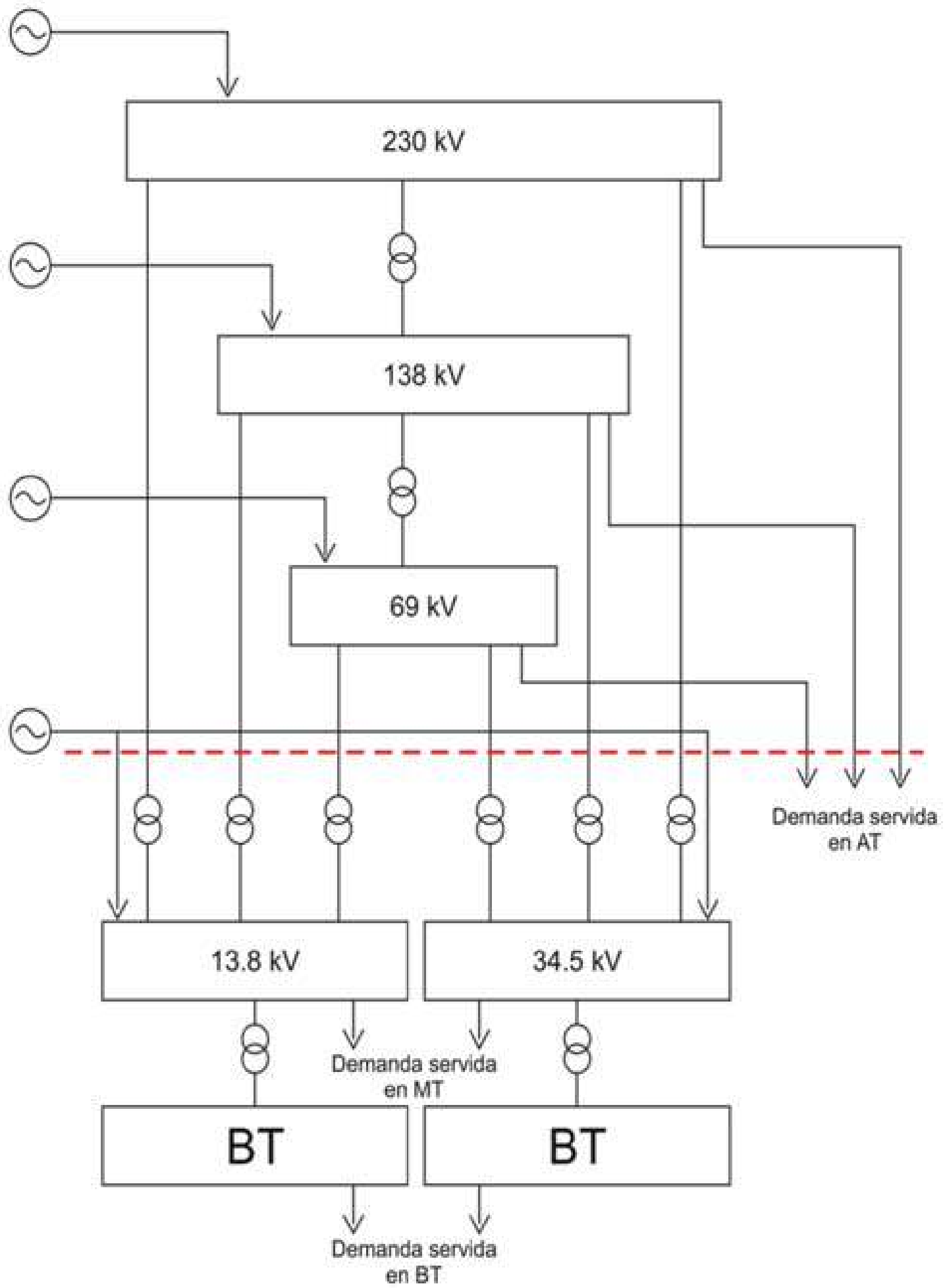
REPRESENTACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

Artículo 13. Para el cálculo de las tarifas, la ENEE representará la red eléctrica según el diagrama esquemático mostrado en la página siguiente, que la muestra como un conjunto de módulos conectados entre

sí y conectados además, por una parte, a las centrales generadoras y, por otra, a los consumidores de las diferentes categorías. La frontera entre la Generación-Transmisión y la Distribución se sitúa en el lado de alta tensión de los transformadores de alta a media tensión. Es decir, que los transformadores de alta tensión a 34.5 kV o a 13.8 kV pertenecen a la Distribución.

Artículo 14. La frontera entre la Generación-Transmisión y la Distribución, marcada en rojo en el diagrama, es también el punto donde se produce la transacción de compra de capacidad y energía por la Distribución. Los precios pagados por la Distribución en ese punto reflejan los costos de la Generación y de la Transmisión. Después de ese punto, la Distribución agrega valor económico a los productos potencia y energía eléctricas hasta entregarlos a los consumidores individuales en las condiciones apropiadas para su uso, para lo cual incurre en costos. Esos costos son una medida del Valor Agregado de Distribución, VAD.

Artículo 15. Los módulos de red son centros de costos. En primer lugar, son el asiento de pérdidas técnicas de potencia y de energía las cuales tienen un costo. Los módulos dan lugar además a costos de inversión en los activos que los constituyen, así como a costos de administración, operación y mantenimiento. Para cada módulo, esos costos se imputarán a la potencia máxima y a las energías por bloque horario que salen del módulo. Para hacer esa imputación se requiere conocer los flujos de potencia y de energía a través de la red.



CAPÍTULO IV**REPRESENTACIÓN DE LA GENERACIÓN**

Artículo 16. La ENEE deberá llevar a cabo una simulación de la generación para el año 2016 utilizando el modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) mediante la cual determinará lo siguiente:

- a. El patrón de potencias horarias generadas inyectadas a cada nivel de tensión en día laborable, sábado y domingo.
- b. La energía generada inyectada a cada nivel de tensión, desglosada por bloque horario.
- c. El costo marginal de la generación inyectada en cada nivel de tensión, por bloque horario.

La ENEE deberá indicar el precio internacional del bunker C y la tasa de cambio del lempira con respecto al dólar de los EE. UU. que utilizó en su cálculo.

Artículo 17. Para la simulación, la ENEE supondrá que, en caso de déficit de la capacidad de generación nacional para cubrir la demanda, utilizará energía importada de la región centroamericana. ENEE deberá: (a) suponer que en esos casos encontrará siempre suministro en la región; y, (b) valorar la importación al costo más alto por MWh de la oferta regional actual.

Es decir que la ENEE deberá suponer importación de energía antes de recurrir al racionamiento valorado al Costo de la Energía No Suministrada, CENS, que el Ente Operador Regional, EOR, ha fijado en 1,500 USD/MWh para la región centroamericana.

Artículo 18. Por otra parte, la ENEE deberá determinar un precio de la capacidad firme de generación expresado

en USD/kW-año, basado en el costo de inversión de una central a turbina de gas y de los equipos necesarios para su conexión a la red, así como en los costos fijos de operación y mantenimiento de una central de ese tipo.

Los cuatro precios así determinados para la generación por cada nivel de tensión: un precio de potencia y tres precios de energía diferenciados por bloque horario, serán puntos de partida para la imputación de costos a las energías y a las potencias máximas a la salida de los módulos de red.

CAPÍTULO V**DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA Y ENERGÍA****A LA ENTRADA****Y SALIDA DE LOS MÓDULOS DE RED**

Artículo 19. La ENEE sumará las demandas servidas en baja tensión: demanda residencial; demanda comercial, de oficinas y talleres; y alumbrado público, para obtener las potencias horarias de salida del módulo de redes de baja tensión. Luego, determinará las potencias horarias a la entrada del módulo sumando a las potencias horarias de salida las potencias horarias de las pérdidas que se producen en el módulo. La ENEE continuará ese proceso hacia niveles superiores de tensión.

Al subir por la red de esta manera, la ENEE calculará las potencias horarias a la salida de un módulo como las potencias horarias a la entrada del módulo siguiente, alimentado por el módulo en cuestión, menos las potencias horarias de la generación inyectada en ese módulo siguiente, más las potencias horarias de cualquier demanda servida por el módulo en cuestión.

En general:

$$pS(N)_h = [pE(N+1)_h - pG(N+1)_h] + pD(N)_h$$

Donde,

- $pS(N)_h$ es la potencia de salida del módulo N en la hora h.
 $pE(N+1)_h$ es la potencia de entrada al módulo N+1, que es alimentado por el módulo N, en la hora h.
 $pG(N+1)_h$ es la potencia del conjunto de centrales que inyectan su generación al módulo N+1, en la hora h.
 $pD(N)_h$ es la potencia de la demanda D, servida desde el módulo N, en la hora h.

Cada vez que sume o reste secuencias de potencias horarias, ENEE deberá poner la secuencia resultante en p. u. del nuevo valor máximo. También pondrá las potencias horarias de pérdidas en los módulos en p. u. de la máxima potencia de pérdidas.

Artículo 20. Procediendo de la manera descrita en el artículo precedente, la ENEE determinará la energía anual y la potencia máxima a la salida y a la entrada de cada módulo de red. (Red de baja tensión, transformadores de distribución, red de media tensión, transformadores de alta a media tensión, red de 69 kV, transformadores de 138 a 69 kV, red de 138 kV, transformadores de 230 a 138 kV, y red de 230 kV) Al final del proceso descrito, la ENEE llegará a determinar la demanda vista a la entrada de la red de 230 kV. Se entiende que esa demanda es satisfecha con generación inyectada a ese nivel de tensión, eventualmente complementada con importaciones.

Artículo 21. Para los propósitos del cálculo de las tarifas provisionales, la CREE reconocerá el costo de pérdidas totales del 15 por ciento de la energía que entra a la red eléctrica, desglosadas en un 12 por ciento de pérdidas técnicas y un 3 por ciento de pérdidas comerciales.

Artículo 22. La ENEE definirá para cada módulo de red una tasa “local” de pérdidas de energía, la cual será igual a la energía que se pierde en el módulo durante un año expresada en por ciento *de la energía de salida* del módulo durante el año. Esa tasa deberá corresponder a un nivel normal de pérdidas para el módulo de que se trate. Las potencias horarias de pérdidas en un módulo de red se suman a las potencias horarias a la salida del módulo para dar las potencias horarias a la entrada del módulo, como se detalla más adelante en los artículos 27 y 30. Se define la tasa de pérdidas *de potencia* en un módulo de red como la tasa de pérdidas de energía en el momento de la máxima potencia de salida del módulo.

Artículo 23. En el caso general, que corresponde a los módulos compuestos por transformadores, ENEE considerará dos componentes de las pérdidas horarias, las pérdidas “de hierro” y las pérdidas “de cobre”. La primera componente se tomará como constante en el tiempo. La segunda componente se tomará como proporcional a la potencia horaria de salida del módulo, elevada al cuadrado.

Artículo 24. Con base en lo anterior, en el caso de un módulo de transformadores, las potencias horarias de pérdidas están dadas por:

$$PL_h = PL_{fe} + k_{cu} PS_h^2$$

Donde,

- PL_h es la potencia de pérdidas en el módulo en la hora h.
 PL_{fe} es la potencia de pérdidas de hierro, que es constante en el tiempo.
 k_{cu} es la constante de proporcionalidad de las pérdidas de cobre.
 PS_h es la potencia de salida del módulo en la hora h.

Artículo 25. Las pérdidas de hierro en un módulo de transformadores son proporcionales a la capacidad instalada de transformación, la cual es igual a la demanda máxima servida por el módulo, más un margen de reserva. Por lo tanto, la potencia de pérdidas de hierro se representará como:

$$PL_{fe} = k_1(Cap Inst) = k_1(k_2 D_{max})$$

ENEE determinará para cada módulo de transformadores un valor típico de k_1 y también estimará el valor de k_2 conociendo la capacidad instalada total del módulo y considerando la demanda máxima servida por el mismo. El producto de k_1 y k_2 se puede representar como una sola constante de pérdidas de hierro.

$$PL_{fe} = k_{fe} D_{max}$$

Donde,

k_{fe} es la constante de proporcionalidad de las pérdidas de hierro con respecto a la demanda máxima servida por un módulo de transformadores.

D_{max} es la máxima potencia de salida del módulo.

Artículo 26. El valor máximo de la potencia de pérdidas en el módulo es $PL_{max} = PL_{fe} + k_{cu} D_{max}^2$. Luego, la potencia horaria de pérdidas, expresada en p. u. de su propio máximo es:

$$pl_h = \frac{k_{fe} + k_{cu} D_{max} ps_h^2}{k_{fe} + k_{cu} D_{max}}$$

Artículo 27. ENEE calculará la potencia horaria de entrada al módulo de transformadores como la suma de la potencia horaria de salida más la potencia horaria de pérdidas en el módulo.

$$PE_h = PS_h + PL_{fe} + k_{cu} PS_h^2$$

El valor máximo de la potencia de entrada es $D_{max} + k_{fe} D_{max} + k_{cu} D_{max}^2$. Luego, la potencia horaria de entrada al módulo, expresada en p. u. de su propio máximo, es:

$$pe_h = \frac{ps_h + k_{fe} + k_{cu} D_{max} ps_h^2}{1 + k_{fe} + k_{cu} D_{max}}$$

Artículo 28. La tasa local de pérdidas de energía, t_M , del módulo M está dada por la expresión siguiente:

$$t_M = \frac{\sum pl_h}{\sum ps_h} = \frac{8760 \cdot k_{fe} + k_{cu} D_{max} \sum ps_h^2}{\sum ps_h}$$

El producto $k_{cu} D_{max}$ es entonces:

$$k_{cu} D_{max} = \frac{t_M \sum ps_h - 8760 \cdot k_{fe}}{\sum ps_h^2}$$

Conocidas las potencias horarias a la salida ps_h y fijada la tasa de pérdidas local t_M del módulo, así como la constante de pérdidas de hierro, ENEE determinará para cada módulo este factor que figura en las expresiones de la potencia horaria de pérdidas y de la potencia de entrada al módulo en p. u. de sus respectivos máximos.

Artículo 29. Las potencias horarias de pérdidas en p. u., sumadas en el año sobre los rangos de horas de cada uno de los tres bloques horarios definidos, dan las correspondientes horas de utilización, cuyo conocimiento equivale a conocer la energía de pérdidas en cada uno de esos bloques. La ENEE calculará para cada módulo de red la energía de pérdidas por bloque horario a fin de poder valorar esa energía posteriormente aplicando costos unitarios diferenciados también por bloque horario.

Artículo 30. En el caso de los módulos de red formados sólo por líneas, en los cuales no hay pérdidas de hierro, las expresiones anteriores se simplifican. La potencia horaria de pérdidas es:

$$pl_h = ps_h^2$$

La potencia de entrada al módulo en p.u. de su propio máximo es:

$$pe_h = \frac{ps_h + k_{cu} D_{max} ps_h^2}{1 + k_{cu} D_{max}}$$

y el producto $k_{cu} D_{max}$ es:

$$k_{cu} D_{max} = t_M \frac{\sum p_h}{\sum p_h^2}$$

CAPÍTULO VI
COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS DE
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN Y DE
DISTRIBUCIÓN

Artículo 31. La ENEE deberá hacer el inventario de todas sus líneas y transformadores de transmisión, clasificados por módulos: líneas de 230 kV, transformadores de 230 kV a 138 kV, líneas de 138 kV, transformadores de 138 kV a 69 kV, y líneas de 69 kV. Para cada activo particular, ENEE deberá establecer el año de su puesta en servicio y definir su costo de inversión, incluyendo el costo de las correspondientes terminales, y asignarle también a pro-rata los otros costos de la subestación o subestaciones correspondientes: calles interiores y cerco, caseta de control, instalaciones de servicio propio, baterías y cargador, etc. Para cada una de estas unidades, la ENEE determinará el costo de inversión como el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones más la parte correspondiente del valor de los terrenos y servidumbres. El valor nuevo de reemplazo es la inversión total que sería necesaria hoy para reemplazar el activo con otro de la misma tecnología y la misma capacidad.

Artículo 32. La ENEE deberá también inventariar sus activos de distribución y estimar la inversión que representan, agrupándolos en los módulos siguientes: transformadores de 230 kV a media tensión (13.8 kV o 34.5 kV); transformadores de 138 kV a media tensión; transformadores de 69 kV a media tensión (los transformadores incluirán sus terminales); líneas de media tensión, incluyendo sus terminales en las subestaciones; transformadores de media tensión a baja tensión (transformadores “de distribución”); y líneas de baja tensión.

Las acometidas y medidores no se considerarán en estos cálculos. Sus costos se incorporarán separadamente en el cálculo del cargo fijo o cargo comercial.

Artículo 33. La ENEE incorporará los costos de inversión de sus redes en el cálculo de las tarifas en forma de anualidades calculadas para cada activo con base en: (a) la vida útil del activo, que se tomará igual a treinta (30) años tanto para la transmisión como para la distribución; (b) la tasa de actualización real fijada por la CREE; y (c) el valor nuevo de reemplazo del activo de que se trate. La ENEE calculará la anualidad usando la expresión:

$$A = FRC \cdot I$$

Donde,

FRC es el “Factor de Recuperación del Capital”.

I es el monto de la inversión en el activo, estimada como valor nuevo de reemplazo.

La ENEE calculará el factor de recuperación del capital usando la expresión siguiente:

$$FRC = t + \frac{t}{(1 + t)^n - 1}$$

Donde *t* es la tasa de actualización y *n* es la vida útil del activo en años. Para la parte de las inversiones que corresponde a terrenos y a servidumbres, la anualidad será únicamente el producto de *t* por la inversión correspondiente.

Para el cálculo de las tarifas provisionales, la CREE fija el valor de la tasa de actualización en 10.5 por ciento anual, con base en las consideraciones indicadas en el Anexo 2.

Artículo 34. Para cada activo o conjunto de activos, la ENEE calculará la anualidad de la inversión usando la expresión indicada en el artículo anterior y le sumará un costo anual de administración, operación y mantenimiento. El costo anual de administración, operación y mantenimiento será igual a una tasa aplicada al monto de la inversión en instalaciones, excluyendo terrenos y excluyendo el costo de las servidumbres en el caso de las líneas. Para la transmisión, esa tasa será de 0.025 y para la distribución será de 0.05.

La ENEE tomará en cuenta la anualidad de la inversión para cada activo durante el período de estudio que será de tres años para la transmisión y de cinco años para la distribución. ENEE cargará la anualidad solamente para activos en servicio que no hayan llegado aún al final de su vida útil. Después del último año de vida útil de un activo, ENEE cargará solamente la renta correspondiente a los terrenos y servidumbres que son parte del mismo y los costos de administración, operación y mantenimiento.

ENEE deberá calcular y tomar en cuenta las anualidades de los activos de transmisión y de distribución futuros que prevé poner en servicio dentro del correspondiente período de estudio de tres años o de cinco años.

Una vez completada la lista de activos para un módulo de red particular, con sus costos de inversión y de administración, operación y mantenimiento, traducidos a las correspondientes anualidades, ENEE sumará las anualidades para cada uno de los años del período de estudio para el módulo.

CAPÍTULO VII IMPUTACIÓN DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN Y DE REDES

Artículo 35. La ENEE imputará sucesivamente los costos de generación y los costos propios de los módulos de la red (inversión; administración, operación y mantenimiento; y pérdidas de potencia y de energía) a las potencias máximas y a las energías de salida de los módulos. De esa manera, determinará el costo unitario a la salida de cada módulo de cada uno de los cuatro productos indicados: potencia, y las energías en cada uno de los tres bloques horarios. Este proceso comenzará en el módulo de líneas de 230 kV y bajará luego siguiendo la red hasta llegar al módulo de líneas de baja tensión.

Artículo 36. Cuando hay ramificaciones en la red, por ejemplo a la salida del módulo de líneas de 138 kV, donde una rama va al conjunto de transformadores de 138/69 kV, otra a los transformadores de 138 kV a media tensión, y una tercera a los usuarios servidos en 138 kV, la ENEE cargará los costos de potencia a la demanda máxima de cada una de esas ramas proporcionalmente a la contribución de la rama a la demanda máxima global de potencia vista por el módulo. Para ello, ENEE deberá multiplicar el costo unitario de la potencia a la salida del módulo por el “Factor de Contribución” de cada rama como se indica a continuación.

Artículo 37. El Factor de Contribución de la rama i es igual a la demanda de esa rama en la hora de la demanda máxima del módulo dividida por la demanda máxima de la rama. Se cumple que:

$$D_{max} = \sum_{i=1}^n fC_i \cdot D_i$$

Donde D_{max} es la demanda máxima global en MW vista por el módulo de red de que se trate, D_i es la demanda máxima en MW de la rama i , y fC_i es el factor de contribución de esa rama. El suministrador debe recuperar el costo de la potencia, $cp_M \cdot D_{max}$, donde cp_M es el costo unitario de la potencia a la salida del módulo M , lo cual, en vista de la expresión anterior, implica:

$$cp_M \cdot D_{max} = \sum_{i=1}^n (fC_i \cdot cp_M) D_i$$

es decir que el costo unitario aplicable a las demandas máximas de las ramas es cp_M multiplicado por el respectivo factor de contribución.

Artículo 38. ENEE determinará el factor de contribución de cada rama durante el proceso de suma de demandas y pérdidas ascendiendo la red. Considerando que la hora en que ocurre la demanda máxima de un módulo puede variar de un día a otro,

ENEE determinará las cuatro horas en que ocurren las más altas demandas a la salida de un módulo de red y calculará para cada una de las ramas alimentadas por el módulo el factor de contribución de la misma como:

$$fC_i = \frac{1}{4} \sum_{h^*=1}^4 p_{ih^*}$$

Donde,

fC_i es el factor de contribución de la rama i .

p_{ih^*} es la potencia horaria en p.u. de la rama i en cada una de las cuatro horas h^* en que ocurren las demandas más altas a la salida del módulo.

Artículo 39. Los costos unitarios de la potencia y de la energía a la entrada de una rama que alimenta a un conjunto o categoría de usuarios servirán de base para determinar los precios de la correspondiente tarifa.

El cálculo de los costos unitarios determinará separadamente, por una parte las anualidades de la inversión más los costos de operación y mantenimiento y, por otra parte, el costo de las pérdidas.

Artículo 40. Para los módulos de líneas, la ENEE calculará los costos unitarios de la potencia y de las energías por bloque horario a la entrada del módulo como el promedio ponderado de los correspondientes costos unitarios de potencia y de energía de las fuentes que alimentan al módulo. Esas fuentes son (a) las centrales que inyectan su producción en ese nivel de tensión; y, (b) los conjuntos de transformadores que lo ligan a módulos de líneas de tensión superior.

Artículo 42. Para los módulos de la red de transmisión, los costos imputables a cada producto se definen como sigue:

Costos que se Imputarán a la Potencia:

- Costo de la potencia a la entrada del módulo;
- Más costo de la pérdida de potencia en el módulo, valorada al costo unitario de la potencia a la entrada del módulo.
- Más 60 por ciento de los costos de inversión y de administración, operación y mantenimiento del módulo.

Para los módulos de transformadores, los costos unitarios a la entrada serán los costos unitarios a la salida del módulo de líneas del voltaje superior, modificados, en su caso, por el correspondiente Factor de Contribución como se indicó.

Costos que se Imputarán a la Energía:

La ENEE valorará la potencia y energías de pérdidas en cada módulo de la red de transmisión y en cada módulo de la red de distribución al costo unitario de la potencia y a los costos unitarios de la energía por bloque horario a la entrada del módulo.

- Costo de la energía de entrada al módulo en el bloque horario de que se trate.
- Más el costo de la energía perdida en el módulo en ese mismo bloque horario, valorada al costo unitario de la energía a la entrada del módulo en ese bloque horario.
- Más 40 por ciento de los costos de inversión, y de administración, operación y mantenimiento, que se cargarán a las energías de los bloques horarios de Punta e Intermedio en proporción de la potencia promedio en cada uno.

Artículo 41. La ENEE calculará el costo unitario de cada uno de los cuatro productos a la salida de un módulo de red como un valor promedio sobre el período de estudio, que será de tres años para la red de transmisión y de cinco años para la red de distribución. Para ello, deberá traer a valor presente los costos anuales a lo largo del período de estudio.

Artículo 43. Para los módulos de la red de distribución, los costos imputables a cada producto se definen como sigue:

Costos que se Imputarán a la Potencia

- a. Costo de la potencia a la entrada del módulo;
- b. Más costo de la pérdida de potencia en el módulo, valorada al costo unitario de la potencia a la entrada del módulo.
- c. Más un porcentaje de los costos de inversión y de administración, operación y mantenimiento del módulo, de la manera siguiente:
 - i. Para los transformadores de alta a media tensión, el 60 por ciento.
 - ii. Para las líneas de media tensión, el 75 por ciento.
 - iii. Para los transformadores de distribución y las líneas de baja tensión, el 100 por ciento.

Costos que se Imputarán a la Energía

- a. Costo de la energía de entrada al módulo en el bloque horario de que se trate.
- b. Más el costo de la energía perdida en el módulo en ese mismo bloque horario, valorada al costo unitario de la energía a la entrada del módulo en ese bloque horario.
- c. Más el complemento porcentual de los costos de inversión, y de administración, operación y mantenimiento, que se cargarán a la energía de los bloques horarios de punta e intermedio en proporción de la potencia promedio en cada uno.

Artículo 44. Los costos anuales de pérdidas, y los costos anuales de inversión, administración, operación y mantenimiento de cada módulo para cada uno de los años del período de estudio se traerán a valor presente para calcular el costo unitario de cada producto a la salida del módulo. ENEE calculará el costo unitario de la potencia a la salida del módulo M como:

$$cp_M = \frac{\sum_1^T \frac{A_i}{(1+t)^i}}{\sum_1^T \frac{Dmax_i}{(1+t)^i}}$$

Donde,

cp_M es el costo promedio de la potencia a la salida del módulo M para el período de estudio, en Lps/kW-año.

T es el número de años del período de estudio, tres para la transmisión y cinco para la distribución.

A_i es el costo anual imputable a la potencia correspondiente al año i para el módulo.

t es la tasa de actualización fijada por la CREE.

$Dmax_i$ es la demanda máxima a la salida del módulo en el año i .

Artículo 45. De manera similar, ENEE calculará el costo unitario de la energía a la salida del módulo M en el bloque horario b como:

$$cw_{M b} = \frac{\sum_1^T \frac{A_{ib}}{(1+t)^i}}{\sum_1^T \frac{W_{ib}}{(1+t)^i}}$$

Donde,

$cw_{M b}$ es el costo promedio de la energía en el bloque horario b a la salida del módulo M para el período de estudio, en Lps/MWh.

A_{ib} es el costo anual imputable a la energía en el bloque horario b , correspondiente al año i , para el módulo.

t es la tasa de actualización fijada por la CREE.

W_{ib} es la energía de salida del módulo en el año i y en el bloque horario b .

CAPÍTULO VIII
IMPUTACIÓN DE COSTOS DE LA ACTIVIDAD DE
COMERCIALIZACIÓN

Artículo 46. La ENEE calculará los costos de la actividad de comercialización para los consumidores residenciales y pequeños consumidores comerciales – que constituyen la gran mayoría de usuarios – con base en el usuario promedio. Los costos a considerar serán los siguientes:

- a. Anualidades correspondientes a la inversión necesaria para conectar a cada nuevo usuario: acometida y medidor;
- b. Anualidad correspondiente a otras inversiones, por ejemplo laboratorios de prueba y calibración de medidores, equipo móvil de prueba, vehículos, etc., dividida entre el número de usuarios;
- c. Costo anual promedio de operación y mantenimiento de la acometida y el medidor;
- d. Costos recurrentes: lectura de medidores, facturación, cobro, manejo de las cuentas de los usuarios, inspecciones y combate del hurto de energía, divididos entre el número de usuarios del año;
- e. Costos ocasionales: atención a reclamos y a consultas de los usuarios, verificación y eventual recalibración de medidores, divididos entre el número de usuarios del año;
- f. Costo financiero del retardo entre la entrega de la energía y la recepción del pago por la misma.

Los costos recurrentes del inciso (d) anterior incluirán el costo promedio por usuario por año del contrato con SEMEH, así como el costo por usuario por año de las unidades de la propia ENEE involucradas en las actividades indicadas.

ENEE sumará los costos unitarios por usuario por año, exceptuando el costo financiero del inciso i anterior, y dividirá la suma entre 12 para tener el costo por usuario por mes.

La ENEE deberá estimar el costo comercial por usuario por mes para las categorías de servicio en media tensión y servicio en alta tensión con base en sus costos para la gestión comercial de estos clientes, a quienes la empresa presta una atención mas estrecha.

CAPÍTULO IX
CÁLCULO DE LA TARIFA POR CATEGORÍA DE
USUARIOS

Artículo 47. Una vez que la ENEE haya determinado el costo unitario comercial como se indicó en el artículo anterior y que, por el proceso de imputación de costos, haya determinado los costos unitarios de la potencia y de las energías por bloque horario a la entrada de cada rama que alimenta a un conjunto o categoría de usuarios, procederá a determinar los correspondientes precios de la tarifa para cada categoría.

ENEE calculará el precio p_c que aplicará a los usuarios de la categoría c , o sea el cargo comercial, con la expresión siguiente:

$$p_{1c} = (1 + 2i/3)c_{1c}$$

Donde,

p_{1c} es el cargo fijo en la tarifa para los usuarios de la categoría c .

i es el interés aplicado al monto facturado por un plazo de 45 días que los usuarios de la categoría c tardan en promedio en pagar ese monto. El plazo se mide desde el punto medio del período de suministro. Para el cargo fijo, se supone que la facturación coincide con el final del período de suministro, y que el retardo promedio entre la recepción de la factura y el pago es de 30 días.

c_{1c} es el costo unitario comercial de la categoría c , calculado como se indica en el artículo 47 anterior.

Artículo 48. ENEE calculará el precio de la potencia para los usuarios de la categoría de que se trate a partir del costo unitario de la potencia de la rama que alimenta a esa categoría, usando la expresión siguiente:

$$p_{2c} = (1 + i) \frac{c_{2c} \cdot fc_c}{(1 - pc_c)}$$

Donde,

- p_{2c} es el precio de la potencia en la tarifa para la categoría de usuarios c .
- i es el interés aplicado al monto facturado por el plazo típico de 45 días que los usuarios de la categoría c tardan en pagar ese monto. El plazo se medirá desde el punto medio del período de suministro.
- c_{2c} es el costo unitario de la potencia en la rama que alimenta a la categoría c .
- fc_c es el factor de coincidencia de las demandas máximas de los usuarios de la categoría c .
- pc_c es el porcentaje del consumo total de la categoría c que corresponde a pérdidas comerciales.

Artículo 49. ENEE calculará los precios de la energía por bloque horario aplicando la expresión siguiente:

$$p_{bc} = (1 + i) \frac{c_{bc}}{(1 - pc_c)}$$

Donde,

- p_{bc} es el precio de la energía consumida en el bloque horario b en la tarifa para la categoría de usuarios c .
- i es el interés aplicado al monto facturado por el plazo típico de 45 días que los usuarios de la categoría c tardan en pagar ese monto. El plazo se mide desde el punto medio del período de suministro.
- c_{bc} es el costo unitario de la energía del bloque horario b en la rama que alimenta a la categoría c .
- pc_c es el porcentaje del consumo total de la categoría c que corresponde a pérdidas comerciales.

Artículo 50. Como se indicó ya, para los pequeños consumos de usuarios servidos en baja tensión, la ENEE determinará tarifas simples consistentes en el cargo fijo y en un solo precio de energía que incorpora el efecto del precio de la potencia y los precios de energía por bloque horario aplicados al consumo de los usuarios de la categoría de que se trate con base en su curva de carga típica.

ANEXO 1

CÁLCULO DE TARIFAS SIMPLES A PARTIR DE UN VECTOR DE PRECIOS

Para calcular una tarifa que, además del cargo fijo o cargo comercial, comprenda únicamente un precio de energía calculado a partir de un precio de potencia y tres precios de energía diferenciados por bloque horario, es necesario apoyarse en el conocimiento de la curva de demanda típica de la categoría de usuarios de que se trate, así como en el factor de coincidencia de las demandas máximas de los clientes de esa categoría.

El Factor de Carga de la categoría de usuarios c en un período se define como:

$$FC_c = \frac{W_c}{H \cdot D_{\max c}} = \frac{\sum_i w_i}{H \cdot D_{\max c}}$$

Donde,

- W_c es la energía total consumida por el conjunto de los usuarios de la categoría c en el período.
- w_i es la energía consumida por el usuario i , miembro de la categoría c , en el período.
- $D_{\max c}$ es la demanda máxima del conjunto de la categoría c en el período.
- H es la duración en horas del período.

En lo que respecta a los consumidores individuales, cada uno tiene su propia curva de demanda y su propio factor de carga individual dado por la expresión:

$$FC_i = \frac{w_i}{H \cdot d_{\max i}}$$

Donde,

- $d_{\max i}$ es la demanda máxima del usuario i , miembro de la categoría c .

Por otra parte, el factor de coincidencia de los usuarios de la clase c se define como:

$$fc_c = \frac{D_{\max c}}{\sum_i d_{\max i}}$$

Despejando $D_{\max c}$ de esta expresión y sustituyéndola en la expresión del factor de carga de la categoría se obtiene:

$$FC_c = \frac{\sum_i FC_i \cdot d_{\max i}}{fc_c \sum_i d_{\max i}}$$

Luego:

$$f_{c_c} \cdot FC_c = \frac{\sum_i FC_i \cdot d_{\max i}}{\sum_i d_{\max i}}$$

La expresión del lado derecho es el promedio de los factores de carga FC_i de los usuarios individuales, ponderado por las demandas máximas individuales. A ese valor se le designa como “Factor de Carga Promedio”, FCP_c , del usuario individual de la clase c .

El factor de coincidencia, el Factor de Carga de la clase y el Factor de Carga Promedio del usuario individual, están entonces ligados por la relación:

$$f_{c_c} \cdot FC_c = FCP_c$$

Esta expresión permite calcular el factor de carga promedio del usuario individual de la categoría a partir de los otros dos parámetros. El FCP se puede también expresar en función de las w_i aprovechando la igualdad:

$$FC_i = \frac{w_i}{H \cdot d_{\max i}}$$

O sea:

$$\frac{1}{FCP_c} = \frac{\sum_i \frac{1}{FC_i} w_i}{\sum_i w_i}$$

Es decir que el inverso del FCP es el promedio de los inversos de los factores de carga individuales, ponderados por las energías w_i . Este resultado se usará más adelante.

Las curvas de demanda agregada típicas de cada categoría de usuarios se presentarán en la forma de 24 potencias horarias para cada uno de tres tipos de día: laborable, sábado, y domingo o feriado. Las potencias horarias se representarán en “por unidad” (p. u.) de la respectiva demanda máxima. Con base en esas curvas se calculará la proporción en que cada categoría de usuarios consume energía en horas de punta, en horas del período intermedio, y en horas de valle. Para ese cálculo, se adoptará los siguientes números de días de cada tipo en un año ordinario: 52 sábados, 62 domingos y feriados, y 251 días laborables.

Los cinco precios que el cálculo de tarifas determinará para cada categoría de usuarios se designarán como sigue: