

La Distribuidora deberá permitir a los Grandes Usuarios ubicados en su zona de concesión que efectúen contratos con Generadores, el uso de sus instalaciones de Distribución, siempre que ello no le signifique a LA DISTRIBUIDORA poner en peligro sus instalaciones y/o comprometer la capacidad de las mismas.

En caso de acordarse el uso de las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA en los términos establecidos en el párrafo precedente, el servicio de peaje a aplicar por el transporte de energía eléctrica a los Grandes Usuarios surgirá de aplicar el denominado PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO Subanexo 2 de este contrato, considerando los siguientes valores para los factores de reducción de precios mayoristas a los niveles de suministro:

KRPA = 0,030	KREA = 0,028
KRPM = 0,079	KREM = 0,072
KRPB = 0,143	KREB = 0,128

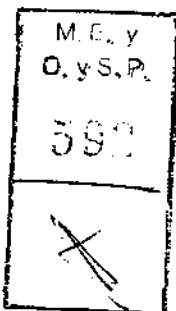
Si el uso de las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA por parte de los grandes usuarios que hubieran celebrado contratos de suministro con terceros, ocasionara perjuicios a la misma, se acordará entre las partes las modalidades de uso y las tarifas a aplicar por el servicio, las que serán informadas al ENTE, para su aprobación.

#### Inciso 4) APLICACION DE LOS CUADROS TARIFARIOS

El Cuadro Tarifario recalculado según lo establecido en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO (Subanexo 2 de este contrato), podrá ser inmediatamente aplicado para la facturación a los usuarios de LA DISTRIBUIDORA.

Cuando se actualice el Cuadro Tarifario por los motivos detallados en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO (Subanexo 2 de este contrato), las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, teniendo en cuenta los días de vigencia de las mismas, dentro del período de facturación.

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



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

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

#### Inciso 5) FACTURACION

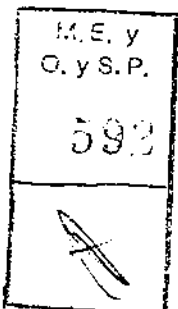
Las facturaciones a usuarios de Tarifa Nro. 1-Pequeñas Demandas uso Residencial y General, se efectuarán con una periodicidad bimestral; mientras que las de tarifas Nros. 1-AP, 2 y 3, Pequeñas demandas - Alumbrado Público, Medianas y Grandes Demandas respectivamente, se realizarán en forma mensual.

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

Sin perjuicio de ello, LA DISTRIBUIDORA y el usuario podrán acordar periodos de facturación distintos a los aquí especificados.

#### CAPITULO 5:

#### TASA DE REHABILITACION DEL SERVICIO Y CONEXIONES DOMICILIARIAS



Inciso 1) Todo consumidor a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica por falta de pago del servicio en el plazo establecido por las disposiciones vigentes, deberá pagar previamente a la rehabilitación del servicio, además de la deuda que dió lugar a la interrupción del suministro, calculada de acuerdo con las normas vigentes, la suma que se establezca en cada cuadro tarifario.

Inciso 2) Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deberán abonar a LA DISTRIBUIDORA el importe que corresponda en concepto de Conexión Domiciliaria; los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario

102

respectivo y se aplicarán con el siguiente criterio : si para atender la solicitud de conexión se debe realizar una derivación completa de la red general solo para ese uso, se aplicará el denominado costo de conexión especial. En todos los otros casos, que impliquen un uso compartido de la derivación, se aplicará el denominado costo de conexión común.

Inciso 3) Para la aplicación de los valores a que se hace referencia en el inciso 2), deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Los importes indicados en el inciso 2) corresponden a las prestaciones que se encuadren en la Tarifa Nº 1-Pequeñas Demandas Uso Residencial o General, con una potencia instalada superior a los 2 KILOWATIOS, o cuya conexión comprenda más de cuatro unidades de consumo, en la Tarifa Nº 2-Medianas Demandas y en la Tarifa Nº 3-Grandes Demandas.

b) Para el caso de las prestaciones encuadradas en la Tarifa Nº 1-Pequeñas Demandas Uso Residencial o General, con una potencia instalada de hasta 2 KILOWATIOS, se aplicará un quinto (1/5) del costo de la conexión correspondiente. Cuando la conexión comprenda más de una y hasta cuatro (4) unidades de consumo, se aplicará el importe resultante de multiplicar un quinto (1/5) del costo de la conexión correspondiente por el número de unidades comprendidas.

c) Si la conexión se refiere sólo a la instalación del medidor, se aplicará 1/5 (un quinto) del costo de una conexión común aérea monofásica, indicado en los respectivos cuadros Tarifarios vigentes.

Inciso 4) Cuando se solicite la conexión de un nuevo usuario en una zona donde no existan instalaciones de distribución, o bien se requiera la ampliación de un suministro existente, para el que deban realizarse modificaciones sustanciales sobre las redes preexistentes y que signifiquen inversiones relevantes, LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al usuario una contribución especial reembolsable, siempre que cuente con la aprobación específica del ENTE, para cada caso particular. Para ello, LA DISTRIBUIDORA deberá presentar al ENTE toda la información técnica y económica necesaria que permita la correspondiente evaluación, como así también la mecánica prevista para el reembolso al usuario.

M. y  
G. y S. P.  
59.  
*[Firma]*

FORMATO DEL CUADRO TARIFARIO  
A APLICAR POR EDELAP S.A.

Tarifa Nro. 1 - (Pequeñas Demandas)

	Unidad	Importe
T 1-R      Uso Residencial		
T.1-R1 - Consumo bimestral inferior o igual a 300 kWh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$/bim	.....
Cargo variable por energía:	\$/kWh	.....
T.1-R2 - Consumo bimestral mayor a 300 kWh.		
Cargo fijo :	\$/bim	.....
Cargo variable por energía:	\$/kWh	.....
T 1-G      Uso General		
T.1-G1 - Consumo bimestral inferior o igual a 1600 kWh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$/bim	.....
Cargo variable por energía:	\$/kWh	.....
T.1-G2 - Consumo bimestral superior a 1600 kWh e inferior o igual a 4000 kWh.		
Cargo fijo :	\$/bim	.....
Cargo variable por energía:	\$/kWh	.....
T.1-G3 - Consumo bimestral mayor a 4000 kWh.		
Cargo fijo:	\$/bim	.....
Cargo variable por energía:	\$/kWh	.....

M.E. y  
O.y.S.P.  
592

*(Handwritten mark)*

*492*

# El Poder Ejecutivo Nacional



T 1-A.P. Alumbrado Público

Cargo variable por energía: \$/kWh .....

## Tarifa Nro. 2 - (Medianas Demandas)

Por capacidad de suministro contratada: \$/kW-mes .....

Cargo variable por energía: \$/kWh .....

## Tarifa Nro. 3 - (Grandes Demandas)

Por capacidad de suministro contratada en horas de pico:

-En Baja Tensión \$/kW-mes .....

-En Media Tensión \$/kW-mes .....

-En Alta Tensión \$/kW-mes .....

Por capacidad de suministro contratada en horas fuera de pico:

-En Baja Tensión \$/kW-mes .....

-En Media Tensión \$/kW-mes .....

-En Alta Tensión \$/kW-mes .....

Por consumo de energía:

-En Baja Tensión:

Período horas restantes \$/kWh .....

Período horas de valle nocturno \$/kWh .....

Período horas de punta \$/kWh .....

-En Media Tensión:

Período horas restantes \$/kWh .....

Período horas de valle nocturno \$/kWh .....

Período horas de punta \$/kWh .....

-En Alta Tensión:

M.E. y  
O.y S.P.  
598  
*[Signature]*

109

Periodo horas restantes	\$/kWh	.....
Periodo horas de valle nocturno	\$/kWh	.....
Periodo horas de punta	\$/kWh	.....

Por la energía reactiva

Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0,62 por la energía reactiva en exceso del 62%, aplicado sobre el total de la energía activa	%	1,50
---	---	------

Por entrega en corriente continua

Recargo por entrega en corriente continua	%	22,50
---	---	-------

**SERVICIO DE REHABILITACION**

Por cada servicio interrumpido por falta de pago:

Tarifa Nº 1 Uso Residencial	\$	.....
Tarifa Nº 1 Uso General y A.P.	\$	.....
Tarifa Nº 2 y 3	\$	.....

**CONEXIONES DOMICILIARIAS**

a) Conexiones comunes por usuario:

-Aéreas monofásicas	\$	.....
-Subterráneas monofásicas	\$	.....
-Aéreas trifásicas	\$	.....
-Subterráneas trifásicas	\$	.....

b) Conexiones especiales por usuario:

-Aéreas monofásicas	\$	.....
-Subterráneas monofásicas	\$	.....
-Aéreas trifásicas	\$	.....
-Subterráneas trifásicas	\$	.....

M.E. y  
O.S.P.  
59%

*A*  
109

SUBANEXO 2  
PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL  
CUADRO TARIFARIO

El Cuadro Tarifario se calculará en base a:

- . El precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM (contratos a término entre el distribuidor y los generadores, y mercado spot).
- . Los costos propios de distribución vigentes.
- . Los factores de aplicación descritos en el punto C) del presente Procedimiento.

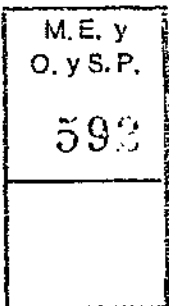
Dicho Cuadro Tarifario se recalculará cuando se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cuando corresponda readequar los costos propios de distribución (de acuerdo a lo detallado en el punto D) del presente Procedimiento), y cuando corresponda aplicar los factores indicados en el punto C) del presente Procedimiento. Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas a usuarios y lo serán en las oportunidades y frecuencias que mas abajo se indican.

1.- Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad que se reconocerán y trasladarán a las tarifas son:

- a) Variaciones del precio medio estacional (mercado spot), calculado por el Organismo Encargado del Despacho (Despacho Nacional de Cargas, DNDC), como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral.
- b) Readequación de los precios contenidos en los contratos de suministro transferidos por Segba S.A. a LA DISTRIBUIDORA.

2.- Los costos propios de distribución se recalcularán cada seis (6) meses y tendrán plena vigencia en los 6 (seis) meses siguientes a la fecha de recálculo. La primera de ellas será al inicio del mes de mayo de 1993.

Los criterios para recalculer los costos propios de distribución se indican en el punto D) del presente Procedimiento.



100

Todos los costos antes mencionados se calcularán y recalcularán en dólares estadounidenses. El Cuadro Tarifario recalculado o resultante, se expresará en el momento de su aplicación para la facturación a los usuarios, en pesos (\$), teniendo en cuenta para ello la relación para la convertibilidad al peso, establecida en el Artículo 3º del Decreto Nº 2128/91 o sus modificatorios.

A continuación se describen los Procedimientos para la determinación del Cuadro Tarifario.

**A) CALCULO DEL PRECIO DE LA POTENCIA Y ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO MAYORISTA (MERCADO SPOT Y CONTRATOS A TERMINO).**

**A.1) PRECIO DE LA POTENCIA**

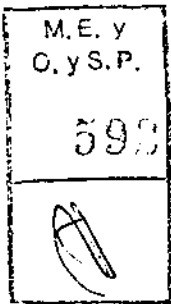
$$P_{pot} = P_{ps} + P_{tp}$$

Donde:

$P_{pot}$  - Precio de la potencia en el mercado mayorista a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U\$/kW-mes.

$P_{ps}$  - Precio de la potencia en el mercado spot, expresado en U\$/kW-mes.

$P_{tp}$  - costo fijo del transporte de la energía desde el centro de carga del sistema nacional de generación y transporte hasta el nodo de vinculación de la distribuidora con el mencionado sistema. Este valor se calculará como el cociente entre el monto que deberá abonar la distribuidora en concepto de cargo fijo por transporte, y la potencia máxima demandada por la distribuidora en el período de la programación semestral. La determinación del monto previsto por transporte y demandas de potencia se realizarán de acuerdo a normativa vigente. Se expresará en U\$/kW-mes.



**A.2) PRECIO DE LA ENERGIA PARA CADA TRAMO HORARIO (HORAS DE PICO, VALLE Y RESTANTES)**

$$P_{ei} = (y_{1i} + y_{3i}) * P_{esi} + y_{2i} * (P_{ecti} - P_{ps} / 720) + P_{te} + P_f$$

100 Donde:



Pei - Precio de la energía en el mercado mayorista en el horario i, a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U\$/kWh.

Pesi - Precio de la energía en el mercado spot en el horario i, expresado en U\$/kWh, calculado en el centro de carga del sistema.

Pecti - Precio de la energía en el horario i en los contratos transferidos, expresados en U\$/kWh, en el centro de carga del sistema.

Pte - costo variable del transporte de la energía desde el centro de carga del sistema nacional de generación y transporte hasta el nodo de vinculación de la distribuidora con el mencionado sistema. Este valor se calculará como el cociente entre el monto que deberá abonar la distribuidora en concepto de cargo variable por transporte, y la energía total adquirida por la distribuidora en el período de la programación semestral. La determinación del monto previsto por transporte y demanda de energía se realizarán de acuerdo a normativa vigente. Se expresará en U\$/kWh.

Pf - sobreprecio de 0,003 U\$/kWh que debe aportar LA DISTRIBUIDORA al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por ley 24.065.

Durante el período de vigencia original de los contratos transferidos se reconocerá a los efectos del cálculo de las tarifas a usuarios el precio de energía establecido en dichos contratos aún cuando las partes lo modificaran.

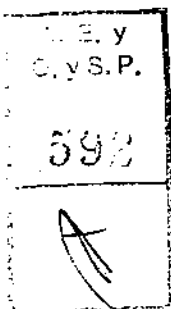
y1i - participación de la compra de energía en el mercado spot, respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario i.

y2i - participación de la compra de energía bajo contratos transferidos, respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario i.

y3i - participación de la compra de energía bajo contratos posteriores a la transferencia respecto al total de compras de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista en el horario i.

i - horas de punta (p), valle (v) o restantes (r). Los horarios en que deberán considerarse estos tramos serán los que determine el Organismo Encargado del Despacho (DNDC), para las transacciones al nivel mayorista.

Durante el período de vigencia original de los contratos transferidos se reconocerá, a los efectos del cálculo de las



100

tarifas a usuarios la cantidad de energía establecida en dichos contratos aun cuando las partes lo modificaran.

## B) CALCULO DE LOS PARAMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

Los parámetros tarifarios calculados de acuerdo a los procedimientos contenidos en esta sección, se aplicarán afectados de los factores KAPL que se describen en el punto C) del presente.

### B.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO RESIDENCIAL (tarifa 1-R)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Residencial (1-R), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicarán 2 (dos) tarifas distintas de acuerdo al consumo bimestral registrado.

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo bimestral y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los consumos bimestrales en los que se aplicará cada tarifa son los siguientes:

- . hasta 300 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-R1)
- . mayores de 300 kWh/bimestre (tarifa 1-R2)

#### B.1.1) Cargos fijos bimestrales

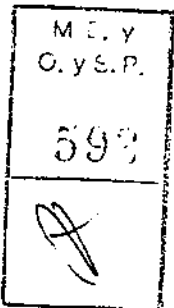
##### . Tarifa 1-R1

$$CFR1 = Ppot * KRPB * KMPR1 + CDFR1$$

donde:

CFR1 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales de hasta 300 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.



600

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPR1 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFR1 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-R1, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores que se aplicarán al inicio de la vigencia de este procedimiento son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

KMPR1 = 0,43 kW-mes/bimestre

CDFR1 = 2,86 U\$S/bimestre

. Tarifa 1-R2

$$CFR2 = Ppot * KRPB * KMPR2 + CDFR2$$

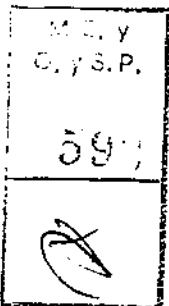
donde:

CFR2 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 300 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPR2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de la tarifa 1-R2. Se calculará con la siguiente expresión:



60

$$KMPR2 = 1.79^{*} (Ppot^{*}cp1 + Pep^{*}cep1 + Per^{*}cer1 + Pev^{*}cev1 + CDMR) / (Ppot^{*}cp2 + Pep^{*}cep2 + Per^{*}cer2 + Pev^{*}cev2)$$

cp1 = 0.49 kW-mes/bimestre  
cep1 = 91 kWh/bimestre  
cer1 = 213 kWh/bimestre  
cev1 = 34 kWh/bimestre  
cp2 = 2.05 kW-mes/bimestre  
cep2 = 61 kWh/bimestre  
cer2 = 227 kWh/bimestre  
cev2 = 51 kWh/bimestre

CDMR : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-R1 y 1-R2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFR2 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-R2, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

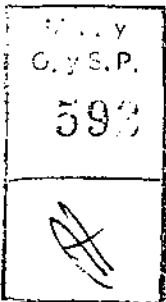
KRPB = 1,143

CDFR2 = 9.54 U\$S/bimestre

CDMR = 4.11 U\$S/bimestre

B.1.2) Cargos variables

192 . Tarifa 1-R1



$$CVR1 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMER1 + CDVR1$$

donde:

CVR1 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales menores o iguales a 300 kWh, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2). del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2). del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2). del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

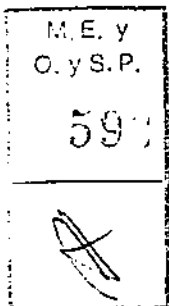
CDVR1 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-R1. expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMER1 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (ONDC).

Yp = 0,27



100

Yr = 0.63

Yv = 0.10

KREB = 1.128

CDVR1 = 0.040 U\$S/kWh

KMER1 = 1,00

. Tarifa 1-R2

$$CVR2 = (Pep*Yp+Per*Yr+Pev*Yv) * KREB * KMER2 + CDVR2$$

donde:

CVR2 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 300 kWh, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

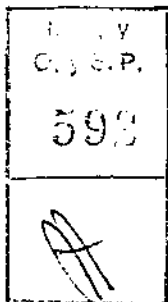
Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVR2 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-R2, expresado en U\$S/kWh. Este valor se



100

recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMER2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMER2 = \frac{(Ppot \cdot cp3 + Pep \cdot cep3 + Per \cdot cer3 + Pev \cdot cev3 + CDMR)}{(Ppot \cdot cp4 + Pep \cdot cep4 + Per \cdot cer4 + Pev \cdot cev4)}$$

cp3 = 0,49 kW-mes/bimestre  
cep3 = 81 kWh/bimestre  
cer3 = 213 kWh/bimestre  
cev3 = 34 kWh/bimestre  
cp4 = 2,05 kW-mes/bimestre  
cep4 = 61 kWh/bimestre  
cer4 = 227 kWh/bimestre  
cev4 = 51 kWh/bimestre

CDMR : diferencia de los costos propios, de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-R1 y 1-R2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2). con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNOC).

$$Yp = 0,18$$

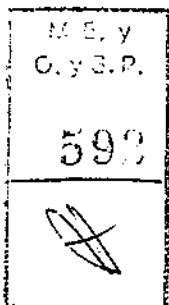
$$Yr = 0,67$$

$$Yv = 0,15$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDVR2 = 0,004 \text{ U\$S/kWh}$$

$$CDMR = 4,11 \text{ U\$S/bimestre}$$



100

B.2) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO GENERAL (tarifa 1-6)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso General (1-6), descripta en el "Regimen Tarifario", se aplicarán 3 (tres) tarifas distintas de acuerdo al consumo bimestral registrado.

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo bimestral y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los consumos bimestrales en los que se aplicará cada tarifa son los siguientes:

- . hasta 1600 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G1)
- . desde 1601 kWh/bimestre hasta 4000 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G2)
- . desde 4001 kWh/bimestre (tarifa 1-G3)

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.2.1) Cargos fijos bimestrales

. Tarifa 1-G1

$$CFG1 = Ppot * KRPB * KMPG1 + CDFG1$$

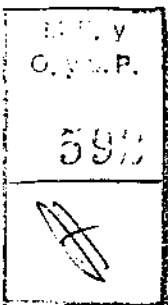
donde:

CFG1 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales de hasta 1600 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG1 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios



100



encuadrados en tarifa 1-G1. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFG1 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G1, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

KMPG1 = 1,02 kW-mes/bimestre

CDFG1 = 4,53 U\$S/bimestre

. Tarifa 1-G2

$CFG2 = Ppot * KRPB * KMPG2 + CFG2$

donde:

CFG2 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 1600 kWh y menores o iguales a 4000 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

EE. y  
G. y S. P.  
595  
A  
LAD

KMPG2 - Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G2. Se calculará con la siguiente expresión:

$KMPG2 = 7,48 * (Ppot * cp5 + Pep * cep5 + Per * cer5 + Pev * cev5 + COMG1) / (Ppot * cp6 + Pep * cep6 + Per * cer6 + Pev * cev6)$

cp5 = 1,17 kW-mes/bimestre  
cep5 = 90 kWh/bimestre  
cer5 = 1570 kWh/bimestre  
cev5 = 144 kWh/bimestre  
cp6 = 8,55 kW-mes/bimestre  
cep6 = 199 kWh/bimestre  
cer6 = 1480 kWh/bimestre  
cev6 = 126 kWh/bimestre

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFG2 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G2, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (ONDC).

KRPB = 1,143

CDMG1 = 16,70 U\$S/bimestre

CDFG2 = 33,02 U\$S/bimestre

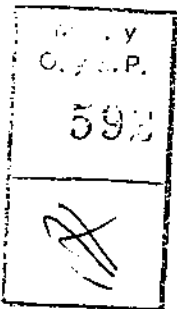
. Tarifa 1-G3

CFG3 = Ppot\*KRPB\*KMPG3 + CDFG3

donde:

CFG3 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 4000 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.



100

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMP63 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-63. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMP63 = 20 \cdot (KMP62 \cdot (Ppot \cdot cp7 + Pep \cdot cep7 + Per \cdot cer7 + Pev \cdot cev7) / 7,48 + CDMG2) / (Ppot \cdot cp8 + Pep \cdot cep8 + Per \cdot cer8 + Pev \cdot cev8)$$

cp7 = 8,55 kW-mes/bimestre  
cep7 = 496 kWh/bimestre  
cer7 = 3700 kWh/bimestre  
cev7 = 316 kWh/bimestre  
cp8 = 22,86 kW-mes/bimestre  
cep8 = 632 kWh/bimestre  
cer8 = 2933 kWh/bimestre  
cev8 = 948 kWh/bimestre

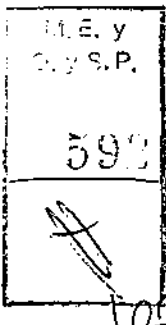
$$KMP62 = 7,48 \cdot (Ppot \cdot cp5 + Pep \cdot cep5 + Per \cdot cer5 + Pev \cdot cev5 + CDMG1) / (Ppot \cdot cp6 + Pep \cdot cep6 + Per \cdot cer6 + Pev \cdot cev6)$$

cp5 = 1,17 kW-mes/bimestre  
cep5 = 90 kWh/bimestre  
cer5 = 1570 kWh/bimestre  
cev5 = 144 kWh/bimestre  
cp6 = 8,55 kW-mes/bimestre  
cep6 = 199 kWh/bimestre  
cer6 = 1480 kWh/bimestre  
cev6 = 126 kWh/bimestre

CDMG2 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-62 y 1-63 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-61 y 1-62 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG3 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-63, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.



Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2). con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (ONDC).

KRPB = 1.143

CDMG2 = 35.09 U\$S/bimestre

CDMG1 = 16.70 U\$S/bimestre

CDVG3 = 88.32 U\$S/bimestre

#### B.2.2) Cargos variables

##### . Tarifa 1-G1

$$CVG1 = (Pep*Yp+Per*Yr+Pev*Yv) * KREB * KMEG1 + CDVG1$$

donde:

CVG1 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales menores o iguales a 1600 kWh, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

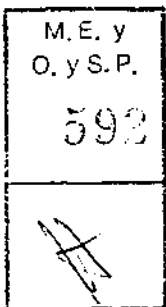
Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

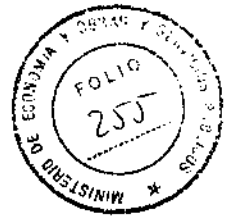
Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.



LM

# El Poder Ejecutivo Nacional



KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG1 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G1, expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG1 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G1. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,05$$

$$Yr = 0,87$$

$$Yv = 0,08$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDVG1 = 0,061 \text{ U\$S/kWh}$$

$$KMEG1 = 1,00$$

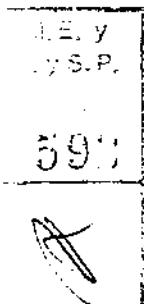
## . Tarifa 1-G2

$$CVG2 = (Pep*Yp+Per*Yr+Pev*Yv) * KREB * KMEG2 + CDVG2$$

donde:

CVG2 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 1600 kWh y menores o iguales a 4000 kWh, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.



400

Yp.: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2). del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2). del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

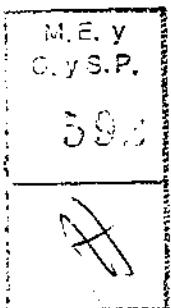
CDVG2 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G2, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de la tarifa 1-G2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMEG2 = \frac{(Ppot \cdot cp5 + Pep \cdot cep5 + Per \cdot cer5 + Pev \cdot cev5 + CDMG1)}{(Ppot \cdot cp6 + Pep \cdot cep6 + Per \cdot cer6 + Pev \cdot cev6)}$$

cp5 = 1.17 kW-mes/bimestre  
cep5 = 90 kWh/bimestre  
cer5 = 1570 kWh/bimestre  
cev5 = 144 kWh/bimestre  
cp6 = 8.55 kW-mes/bimestre  
cep6 = 199 kWh/bimestre  
cer6 = 1480 kWh/bimestre  
cev6 = 126 kWh/bimestre

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.



Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,11$$

$$Yr = 0,82$$

$$Yv = 0,07$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDMG1 = 16,70 \text{ U}\$/\text{bimestre}$$

$$CDVG2 = 0,033 \text{ U}\$/\text{kWh}$$

**. Tarifa 1-G3**

$$CVG3 = (Pep*Yp+Per*Yr+Pev*Yv) * KREB * KMEG3 + CDVG3$$

donde:

CVG3 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 4000 kWh, expresado en U\$/kWh.

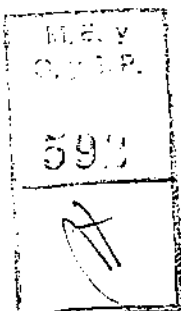
Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.



# El Poder Ejecutivo Nacional



Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG3 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-63. expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG3 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-63. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMEG3 = ( KMEG2 * (Ppot*cp7+Pep*cep7+Per*cer7+Pev*cev7) + CDMG2) / (Ppot*cp8+Pep*cep8+Per*cer8+Pev*cev8)$$

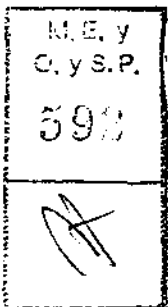
cp7 = 8,55 kW-mes/bimestre  
cep7 = 496 kWh/bimestre  
cer7 = 3700 kWh/bimestre  
cev7 = 316 kWh/bimestre  
cp8 = 22,86 kW-mes/bimestre  
cep8 = 632 kWh/bimestre  
cer8 = 2933 kWh/bimestre  
cev8 = 948 kWh/bimestre

$$KMEG2 = ( Ppot*cp5 + Pep*cep5+Per*cer5+Pev*cev5 + CDMG1) / ( Ppot*cp6 + Pep*cep6+Per*cer6+Pev*cev6)$$

cp5 = 1,17 kW-mes/bimestre  
cep5 = 90 kWh/bimestre  
cer5 = 1570 kWh/bimestre  
cev5 = 144 kWh/bimestre  
cp6 = 8,55 kW-mes/bimestre  
cep6 = 199 kWh/bimestre  
cer6 = 1480 kWh/bimestre  
cev6 = 126 kWh/bimestre

CDMG2 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-62 y 1-63 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-61 y 1-62 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre.



102



Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,14$$

$$Yr = 0,65$$

$$Yv = 0,21$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDMG2 = 35,09 \text{ U}\$/\text{bimestre}$$

$$CDMG1 = 16,70 \text{ U}\$/\text{bimestre}$$

$$CDVG3 = 0,010 \text{ U}\$/\text{kWh}$$

### B.3) PEQUEÑAS DEMANDAS - ALUMBRADO PÚBLICO (tarifa 1-AP)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Alumbrado Público (1-AP), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará 1 (una) única tarifa.

La misma se compondrá únicamente de un cargo variable que se aplicará a cada unidad de energía consumida.

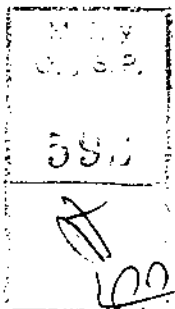
El cargo variable se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

#### B.3.1) Cargo variable

$$CVA = Ppot * KRPB * KMA + (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB + CDA$$

donde:

CVA : Cargo variable de la Tarifa 1-AP, expresado en U\$/kWh.



Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMA : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo variable de la tarifa 1-AP. Este valor no estará sujeto a variación.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDA : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-AP, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

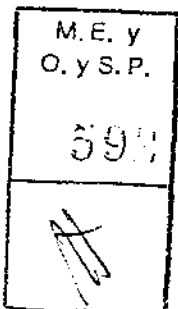
Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1.143

KMA = 0,0034 kW-mes/kWh

Yp = 0,33

Yr = 0,00



602

Yv = 0,67

KREB = 1.128

CDA = 0,020 U\$S/kWh

#### B.4) MEDIANAS DEMANDAS (tarifa 2)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Medianas Demandas (Tarifa T2), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa única, que se compondrá de un cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en tramo horario único y un cargo variable por unidad de energía consumida en tramo horario único.

Los cargos fijo y variable se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

##### B.4.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada.

$$CFMD = Ppot * KRPB + CDFMD$$

donde:

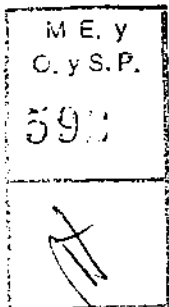
CFMD : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en U\$S/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFMD : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la Tarifa 2, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:



*100*

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

CDVMD = 4.90 U\$S/kW-mes

B.4.2) Cargo variable por unidad de energía consumida.

$$CVMD = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB + CDVMD$$

donde:

CVMD : cargo variable de la tarifa 2, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

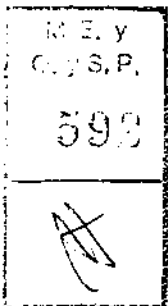
Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVMD : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 2, expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:



102

$P_{ep}$ ,  $P_{er}$  y  $P_{ev}$  : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Y_p = 0.14$$

$$Y_r = 0.65$$

$$Y_v = 0.21$$

$$K_{REB} = 1.008$$

$$CDVMD = 0.020 \text{ U\$/kWh}$$

#### B.5) GRANDES DEMANDAS EN BAJA TENSION (Tarifa 3-BT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Baja Tension (3-BT), descripta en el "Regimen Tarifario", se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.5.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$CFPGB = P_{pot} * K_{RPB} + CDFPGB$$

donde:

ME. y  
O. y S.P.  
592  
A

100

# El Poder Ejecutivo Nacional



CFFPGB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$S/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

COFFPGB : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-BT, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto 0) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNOC).

KRPB = 1,143

COFFPGB = 5,30 U\$S/kW(punta)-mes

B.5.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta.

CFFGB = COFFGB

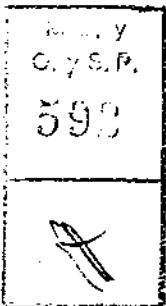
donde:

CFFGB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$S/kW-mes.

COFFGB : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-BT, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

600



CDFEGB = 4.81 U\$S/kW(f/punta)-mes

B.5.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$CVPGB = Pep * KREB$$

donde:

CVPGB : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (ONDC).

$$KREB = 1,128$$

B.5.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

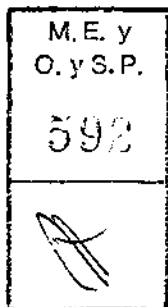
$$CVVGB = Pev * KREB$$

donde:

CVVGB : cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$S/kWh.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.



lan

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREB = 1,128

B.5.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

**CVRGB = Per \* KREB**

donde:

CVRGB : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$S/kWh.

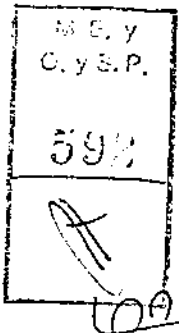
Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREB = 1,128



B.6) GRANDES DEMANDAS EN MEDIA TENSION (tarifa 3-MT)





# El Poder Ejecutivo Nacional

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Media Tensión (3-MT), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el ONDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.6.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$\text{CFPGM} = \text{Ppot} * \text{KRPM} + \text{CDFPGM}$$

donde:

CFPGM : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$S/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPM : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

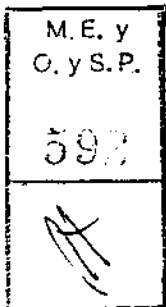
CDFPGM : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-MT, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (ONDC).

$$\text{KRPM} = 1,079$$

$$\text{CDFPGM} = 2,34 \text{ U\$S/kW(punta)-mes}$$



100

B.6.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta.

$$CFFGM = CDFFGM$$

donde:

CFFGM : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$\$/kW-mes.

CDFFGM : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-MT, expresado en U\$\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

$$CDFFGM = 2,66 \text{ U}\$/\text{kW}(\text{f/punta})\text{-mes}$$

B.6.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$CVPGM = \text{Pep} * \text{KREM}$$

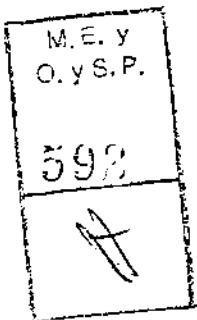
donde:

CVPGM : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-MT, expresado en U\$\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:



*El Poder Ejecutivo  
Nacional*



Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREM = 1,072

B.6.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

**CVVGM = Pev \* KREM**

donde:

CVVGM : cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-MT, expresado en U\$S/kWh.

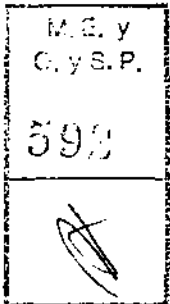
Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREM = 1,072



B.6.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

**CVRGM = Per \* KREM**

donde:

CVRGM : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-MT, expresado en U\$S/kWh.

100

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREM = 1,072

#### B.7) GRANDES DEMANDAS EN ALTA TENSION (tarifa 3-AT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Alta Tensión (3-AT), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

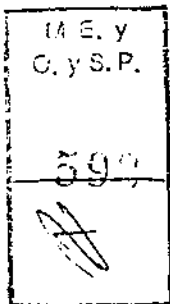
Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.7.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$CFPGA = Ppot * KRPA + CDFPGA$$

donde:



102

# El Poder Ejecutivo Nacional



CFPGA : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPA : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFPGA : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-AT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPA = 1,03

CDFPGA = 0,46 U\$/kW(punta)-mes

B.7.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta.

CFFGA = CDFFGA

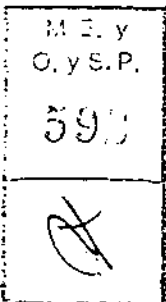
donde:

CFFGA : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$/kW-mes.

CDFFGA : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-AT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

CDFFGA = 0,40 U\$/kW(f/punta)-mes



100



B.7.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$\text{CVPGA} = \text{Pep} * \text{KREA}$$

donde:

CVPGA : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$\text{KREA} = 1,028$$

B.7.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

$$\text{CVVGA} = \text{Pev} * \text{KREA}$$

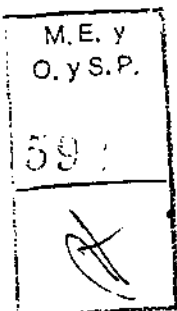
donde:

CVVGA : cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$/kWh.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:



102

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KREA = 1,028$$

B.7.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$$CVRGA = Per * KREA$$

donde:

CVRGA : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$S/kWh.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

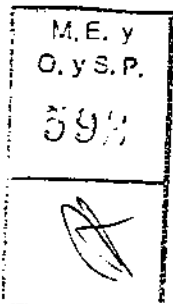
Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KREA = 1,028$$

### C) FACTORES DE APLICACION

Los cargos fijos y variables de la Tarifa Pequeñas Demandas - Uso Residencial para consumos bimestrales inferiores o iguales a 300 kWh (T.1-R1), calculados de acuerdo a las expresiones que se indican en B.1), B.5), B.6) y B.7) del presente documento, se aplicarán afectados por los factores KAPL de acuerdo a los siguientes criterios:

KAPL = 0,70 desde la toma de posesión hasta finalizar el mes de abril de 1993.



609

KAPL = 0,80 desde el inicio del mes de mayo de 1993, hasta finalizar el mes de octubre de 1993.

KAPL = 0,90 desde el inicio del mes de noviembre de 1993, hasta finalizar el mes de abril de 1994.

KAPL = 1,00 desde el inicio del mes de mayo de 1994, hasta finalizar la vigencia de este Procedimiento.

**D) RECALCULO DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCION, COSTOS DE CONEXION Y SERVICIO DE REHABILITACION**

Los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación se readecuarán una vez por cada período anual y tendrán vigencia en los 6 (seis) meses siguientes al recálculo. La fecha para la primera de ellas será al iniciar el mes de mayo de 1993. Se utilizará la siguiente expresión:

$$CD_{i,j,n} = ( PM_n * 0,67 / PM_o + PC_n * 0,33 / PC_o ) * CD_{i,j,o}$$

donde:

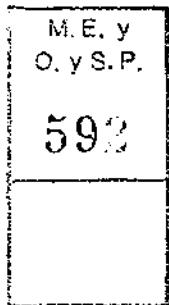
$CD_{i,j,n}$  : costo de distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j, el costo de conexión o el servicio de rehabilitación en el período n (período de 6 (seis) meses).

$PM_n$  : índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

$PM_o$  : índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "k-2", siendo k el mes de setiembre de 1992.

$PC_n$  : índice de precios al consumidor final en los Estados Unidos de América, denominado Consumer Price Index (CPI), del "U.S.-Bureau of Labor Statistics", correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de seis(6) meses).

$PC_o$  : índice de precios al consumidor final en los Estados Unidos de América, denominado Consumer Price Index (CPI), del "U.S. -



602





*El Poder Ejecutivo  
Nacional*

Bureau of Labor Statistics", correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el mes de setiembre de 1992.

CDi,j,o : costo de distribución inicial del parámetro tarifario i, de la tarifa j (valores contenidos en el presente), o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación iniciales (valores contenidos en el Cuadro Tarifario Inicial - Régimen Tarifario).

*62*

M.E. y C.S.P.
598
<i>A</i>

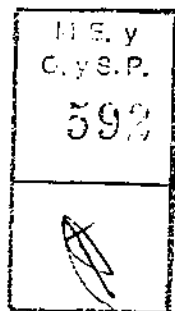


SUBANEXO 3

CUADRO TARIFARIO INICIAL

El Cuadro Tarifario Inicial que será aplicado por LA DISTRIBUIDORA y que tendrá plena vigencia desde la fecha de TOMA DE POSESION, será el cuadro tarifario que estuviera vigente en el área de concesión al momento inmediatamente anterior a la fecha de Toma de Posesión; con posterioridad se aplicará el PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL CUADRO TARIFARIO, Subanexo 2, para recalcular los valores del Cuadro Tarifario Inicial, cada vez que corresponda. La primera oportunidad coincidirá con la programación estacional o la revisión trimestral del precio de la energía eléctrica en el Mercado Spot, del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

102



SUBANEXO 4

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES

1. INTRODUCCION

Será responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA prestar el servicio público de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio.

Para ello deberá cumplir con las exigencias que aquí se establecen, realizando los trabajos e inversiones que estime conveniente.

El no cumplimiento de las pautas preestablecidas dará lugar a la aplicación de multas, basadas en el perjuicio económico que le ocasiona al usuario recibir un servicio en condiciones no satisfactorias cuyos montos se calcularán de acuerdo a la metodología contenida en el presente subanexo.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENTE) será el encargado de controlar el fiel cumplimiento de las pautas preestablecidas.

Se considera que tanto el aspecto técnico del servicio como el comercial deben responder a normas de calidad; por ello se implementarán controles sobre:

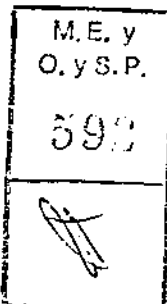
- a) Calidad del producto técnico suministrado.
- b) Calidad del servicio técnico prestado.
- c) Calidad del servicio comercial.

El producto técnico suministrado se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión, y armónicas).

El servicio técnico involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

Los aspectos del servicio comercial que se controlarán son los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, y demoras en la atención de los reclamos del usuario.

Las exigencias en cuanto al cumplimiento de los parámetros preestablecidos se aplicarán de acuerdo al siguiente cronograma:



- En los primeros 12 (doce) meses desde la fecha efectiva de Toma de Posesión del servicio por parte de LA DISTRIBUIDORA (etapa preliminar), el ENTE y LA DISTRIBUIDORA revisarán y completarán la metodología de medición y control de los indicadores de calidad que se controlarán en los siguientes 36 (treinta y seis) meses.

- Los siguientes 36 (treinta y seis) meses constituyen la denominada etapa 1, en la que se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores perfilados para esta etapa. El incumplimiento de los mismos darán lugar a la aplicación de las sanciones que se describe en el punto 2.1) y 3.1) del presente.

- A partir del mes numero 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, se iniciará la denominada etapa 2, en la que se controlará la prestación del servicio en cada suministro. Se tolerarán hasta un determinado limite las variaciones de tensión, la cantidad de cortes mayores a 3 (tres) minutos de duración y el tiempo total sin servicio. En los suministros en que se excedan estos valores LA DISTRIBUIDORA le reconocerá al usuario un crédito en la facturación del semestre inmediatamente posterior al registro, cuyo monto será proporcional a la energía suministrada en condiciones no satisfactorias (variaciones de tensión mayores a las admitidas) o a la energía no suministrada (frecuencia y duración de los cortes por encima de los admitidos). La metodología para el cálculo de estas sanciones se describe en los puntos 2.2) y 3.2) del presente.

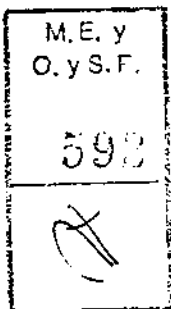
Los mecanismos que se utilizarán para el relevamiento de los indicadores de calidad y que permitirán al ENTE controlar el cumplimiento de las condiciones pactadas son:

. Desarrollo de campañas de medición y relevamiento de curvas de carga y tensión.

. Organización de bases de datos con información de contingencias, relacionables con bases de datos de topología de las redes, facturación y resultados de las campañas de medición.

## 2. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

Los aspectos de calidad del producto tecnico que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión.





Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.

No obstante, LA DISTRIBUIDORA será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable de compatibilidad, definido como Nivel de Referencia, que tiene un 5% de probabilidad de ser superado. Dichos valores serán analizados en forma conjunta por el ENTE y LA DISTRIBUIDORA durante la etapa 1, teniendo en cuenta las normas internacionales e internas de empresas similares, con el objeto de obtener su aprobación por parte del ENTE. Los valores determinados tendrán plena vigencia a partir del período definido como Etapa 2.

LA DISTRIBUIDORA deberá arbitrar los medios conducentes a:

- . Fijar los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para sus propios equipos y los de los usuarios, compatibles con los valores internacionales reconocidos.
- . Controlar a los Grandes Usuarios, a través de límites de emisión fijados por contrato.
- . Impulsar, conjuntamente con el ENTE, la aprobación de normas de fabricación y su inclusión en las órdenes de compras propias y de los usuarios.

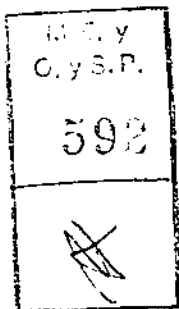
En este contexto, LA DISTRIBUIDORA podrá penalizar a los usuarios que excedan los límites de emisión fijados, hasta llegar a la interrupción del suministro. En ambos casos deberá contar con la aprobación del ENTE.

Durante la Etapa 2 tendrán aplicación los valores de compatibilidad que se hubieran acordado entre LA DISTRIBUIDORA y el ENTE.

Estos valores se medirán de acuerdo a la metodología y en los lugares que se hayan acordado entre las partes.

El incumplimiento de los valores fijados no será objeto de penalizaciones durante la etapa 2 cuando LA DISTRIBUIDORA demuestre que las alteraciones son debidas a los consumos de los usuarios; no obstante deberá actuar sobre los mismos.

A partir del sexto año de la transferencia del servicio, LA DISTRIBUIDORA deberá haber implementado un sistema, que asegure un nivel de calidad de la tensión suministrada acorde con lo



especificado por normas internacionales de validez reconocida, tales como las IEC, y tendrá implementados controles, métodos y/o procedimientos que permitan al ENTE su verificación.

## 2.1 NIVELES DE TENSION EN LA ETAPA 1

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

AT	-7,0%	+7,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-10,0%	+10,0%
Alimentación SUBTERRANEA (MT o BT)	-7,0%	+7,0%
Rural	-13,0%	+13,0%

Son obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en esta etapa:

. Llevar un registro continuo e informatizado de las tensiones de salida de todas las barras, en todas las subestaciones de distribución.

. Efectuar mensualmente un registro informatizado de la tensión en las barras de salida de por lo menos el 3% de los centros de transformación, durante un periodo no inferior a 7 días corridos.

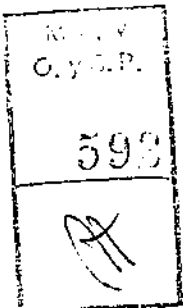
. Registrar el nivel de tensión en hasta 50 (cincuenta) puntos de la red seleccionados por el ENTE.

Si de cualquiera de los documentos surgiera el incumplimiento de los niveles comprometidos durante un tiempo superior al 3% del periodo en que se efectúe la medición (mínimo 1 semana), LA DISTRIBUIDORA quedará sujeta a la aplicación de sanciones.

Las sanciones las pagará LA DISTRIBUIDORA a los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión, aplicando bonificaciones en las facturas inmediatamente posteriores al periodo en que se detectó la falla, las que se calcularán con los valores indicados en la tabla adjunta.

Los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión serán los abastecidos por las instalaciones donde se ha dispuesto la medición (subestaciones, cámaras, plataformas o puntos de suministro).

El monto total de la sanción se repartirá entre los usuarios afectados de acuerdo a la participación del consumo de energía de cada uno respecto al conjunto.



102

Las sanciones se calcularán valorizando la energía entregada con niveles de tensión fuera de los límites permitidos con los valores indicados en la tabla adjunta.

Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad se deberá medir, simultáneamente con el registro de la tensión, la carga que abastece la instalación donde se está efectuando la medición de tensión.

Los períodos de control y bonificación al usuario serán iguales a los definidos para la calidad del Servicio Técnico (punto 3.1. del presente anexo).

A continuación se indica la tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 1:

MT, BT (alim. subterr.) y AT

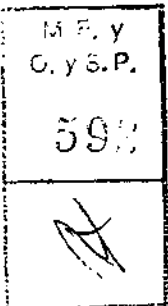
Si Tol >	$\delta = 0,07$	y <	0,08	:	0,005 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,08$	y <	0,09	:	0,010 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,09$	y <	0,10	:	0,015 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,10$	y <	0,11	:	0,020 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,11$	y <	0,12	:	0,025 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,12$	y <	0,13	:	0,030 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,13$	y <	0,14	:	0,040 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,14$	y <	0,15	:	0,050 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,15$	y <	0,16	:	0,200 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,16$	y <	0,18	:	0,600 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,18$			:	1,000 U\$S/kWh

MT y BT (alim. aérea)

Si Tol >	$\delta = 0,10$	y <	0,11	:	0,008 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,11$	y <	0,12	:	0,015 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,12$	y <	0,13	:	0,022 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,13$	y <	0,14	:	0,030 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,14$	y <	0,15	:	0,043 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,15$	y <	0,16	:	0,050 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,16$	y <	0,18	:	0,500 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,18$			:	1,000 U\$S/kWh

Rural

Si Tol >	$\delta = 0,13$	y <	0,14	:	0,015 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,14$	y <	0,15	:	0,033 U\$S/kWh
Si Tol >	$\delta = 0,15$	y <	0,16	:	0,050 U\$S/kWh





Si Tol  $\geq 6 = 0,16$  y  $< 0,18$  : 0,500 U\$\$/kWh  
Si Tol  $\geq 6 = 0,18$  : 1,000 U\$\$/kWh

Donde:

Tol es igual a  $(VABS (TS-TN) / TN)$

VABS (TS-TN): es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (TS) y la tensión nominal convenida (TN).

## 2.2 NIVELES DE TENSION EN LA ETAPA 2

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, medida en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal, con las siguientes:

AT	-5,0%	+5,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-8,0%	+8,0%
Alimentación SUBTERRANEA (MT o BT)	-5,0%	+5,0%
Rural	-10,0%	+10,0%

Los niveles de tensión se determinarán al nivel de suministro mediante campañas de medición, que permitirán adquirir y procesar información sobre curvas de carga y nivel de la tensión en suministros, en distintos puntos de la red.

Será implementada por LA DISTRIBUIDORA, que además procesará la información adquirida, con las directivas y la supervisión del ENTE.

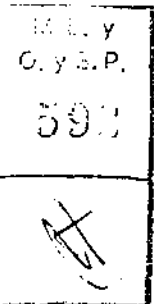
Se considerará que LA DISTRIBUIDORA queda sujeta a la aplicación de sanciones si se verifica el incumplimiento de los niveles mencionados por responsabilidad de la misma, durante un tiempo superior al 3% del período en el que se efectúe la medición. Este período será como mínimo una semana.

Las sanciones se aplicarán en la forma de bonificaciones en la facturación de cada usuario afectado por la mala calidad de la tensión.

Para determinar las sanciones se calculará la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los rangos permitidos, y se la valorizará de acuerdo a la tabla adjunta. Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad, se deberá medir, simultáneamente con la tensión, la potencia del consumo.

Tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 2:

MT,BT (alim. subterr.) y AT



602



# El Poder Ejecutivo Nacional



Si Tol	>	δ = 0,05	y <	0,06	:	0,013	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,06	y <	0,07	:	0,026	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,07	y <	0,08	:	0,039	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,08	y <	0,09	:	0,052	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,09	y <	0,10	:	0,070	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,10	y <	0,11	:	0,086	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,11	y <	0,12	:	0,100	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,12	y <	0,13	:	0,300	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,13	y <	0,14	:	0,700	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,14	y <	0,15	:	1,100	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,15	y <	0,16	:	1,400	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,16	y <	0,18	:	1,800	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,18			:	2,000	U\$S/kWh

## MT y BT (alim. aérea)

Si Tol	>	δ = 0,08	y <	0,09	:	0,015	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,09	y <	0,10	:	0,030	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,10	y <	0,11	:	0,050	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,11	y <	0,12	:	0,085	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,12	y <	0,13	:	0,100	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,13	y <	0,14	:	0,300	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,14	y <	0,15	:	0,700	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,15	y <	0,16	:	1,200	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,16	y <	0,18	:	1,600	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,18			:	2,000	U\$S/kWh

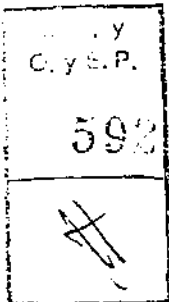
## Rural

Si Tol	>	δ = 0,10	y <	0,11	:	0,025	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,11	y <	0,12	:	0,050	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,12	y <	0,13	:	0,075	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,13	y <	0,14	:	0,100	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,14	y <	0,15	:	0,300	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,15	y <	0,16	:	0,700	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,16	y <	0,18	:	1,400	U\$S/kWh
Si Tol	>	δ = 0,18			:	2,000	U\$S/kWh

Donde:

Tol es igual a  $(VABS (TS-TN) / TN)$

VABS (TS - TN) : es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (TS) y la tensión nominal convenida (TN).



102

### 3. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

# El Poder Ejecutivo Nacional



La calidad del servicio técnico se evaluará en base a los siguientes indicadores:

- a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).
- b) Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado).

En este documento se fijan los valores máximos admitidos para cada indicador; si se exceden esos valores se aplicarán las sanciones descritas en los puntos 3.1) y 3.2) del presente.

El control se realizará en dos etapas:

La etapa 1 regirá entre el mes 13 (trece) y el mes 48 (cuarenta y ocho), contados desde la transferencia del servicio. En esta etapa el control se efectuará mediante índices globales y aproximados que representen, de la mejor forma posible, el grado de cumplimiento de los indicadores de frecuencia de interrupciones y tiempo total de interrupción de cada usuario. El período mínimo de control será el semestre.

Si los indicadores excedieran los valores prefijados (indicados en el punto 3.1)), se aplicarán sanciones en la forma de bonificaciones en la facturación del semestre inmediato posterior al semestre controlado (la metodología se indica en el punto 3.1)).

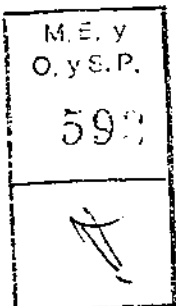
La etapa 2 regirá a partir del mes 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la transferencia del servicio.

Se caracteriza por el hecho de que se calculará, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido en el semestre.

Si se excedieran de los valores prefijados (indicados en el punto 3.2)), LA DISTRIBUIDORA deberá reconocer un crédito en favor del usuario, que lo incluirá en las facturaciones del semestre posterior al de control.

La metodología para el cálculo del crédito mencionado, se indica en el punto 3.2) del presente.

Se define como contingencia a toda operación en la red, programada o intempestiva, manual o automática, que origine la



100

suspensión del suministro de energía eléctrica de algún usuario o del conjunto de ellos.

Se define como primera reposición a la primera maniobra sobre la red afectada por una contingencia que permite reestablecer el servicio, aunque sea parcialmente.

Se define como última reposición a la operación sobre la red afectada por una contingencia que permite restablecer el servicio a todo el conjunto de usuarios afectados por la interrupción.

### 3.1 CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO EN LA ETAPA 1

En la etapa 1 se controlará la calidad del servicio técnico en base a indicadores que refieran la frecuencia y el tiempo que queda sin servicio la red de distribución.

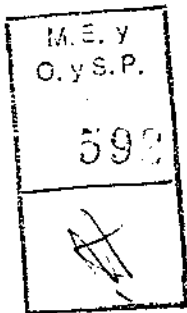
Esta etapa 1 se subdividirá en 3 (tres) subetapas de 1 (un) año de duración cada una, las que tendrán vigencia de acuerdo al siguiente detalle:

- Subetapa 1, desde el inicio del mes número 13 (trece) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 24 (veinticuatro), contado desde la misma fecha.
- Subetapa 2, desde el inicio del mes número 25 (veinticinco) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 36 (treinta y seis), contado desde la misma fecha.
- Subetapa 3, desde el inicio del mes número 37 (treinta y siete) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 48 (cuarenta y ocho), contado desde la misma fecha.

Los límites de la red sobre la cuál se calcularán los indicadores son, por un lado la botella terminal del alimentador MT en la subestación AT/MT, y por el otro, los bornes BT del transformador de rebaje MT/BT.

Para el cálculo de los índices se computarán tanto las fallas en la red de distribución como el déficit en el abastecimiento (generación y transporte), no imputable a causas de fuerza mayor.

LA DISTRIBUIDORA hará presentaciones semestrales al ENTE con los resultados de su gestión en el semestre inmediato anterior. El ENTE podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de índices.



La calidad del servicio técnico se evaluará en base a los siguientes indicadores:

- a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un periodo determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).
- b) Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un periodo determinado).

En este documento se fijan los valores máximos admitidos para cada indicador; si se exceden esos valores se aplicarán las sanciones descriptas en los puntos 3.1) y 3.2) del presente.

El control se realizará en dos etapas:

. La etapa 1 regirá entre el mes 13 (trece) y el mes 48 (cuarenta y ocho), contados desde la transferencia del servicio. En esta etapa el control se efectuará mediante índices globales y aproximados que representen, de la mejor forma posible, el grado de cumplimiento de los indicadores de frecuencia de interrupciones y tiempo total de interrupción de cada usuario. El periodo mínimo de control será el semestre.

Si los indicadores excedieran los valores prefijados (indicados en el punto 3.1)), se aplicarán sanciones en la forma de bonificaciones en la facturación del semestre inmediato posterior al semestre controlado (la metodología se indica en el punto 3.1)).

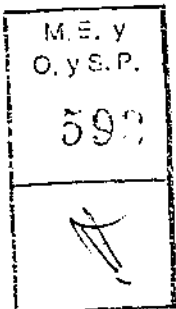
. La etapa 2 regirá a partir del mes 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la transferencia del servicio.

Se caracteriza por el hecho de que se calculará, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido en el semestre.

Si se excedieran de los valores prefijados (indicados en el punto 3.2)), LA DISTRIBUIDORA deberá reconocer un crédito en favor del usuario, que lo incluirá en las facturaciones del semestre posterior al de control.

La metodología para el cálculo del crédito mencionado, se indica en el punto 3.2) del presente.

Se define como contingencia a toda operación en la red, programada o intempestiva, manual o automática, que origine la



Los indicadores que se calcularán son:

- . Indices de interrupción por transformador (frecuencia media de interrupción - FMIT y tiempo total de interrupción - TTIT).
- . Indices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción - FMIK y tiempo total de interrupción - TTIK).
- . Indices de interrupción adicionales ( tiempos totales de primera y última reposición y energía media indisponible).

La metodología de cálculo y los valores máximos admitidos para estos indicadores se detallan en los puntos 3.1.1. , 3.1.2. y 3.1.3. de este documento.

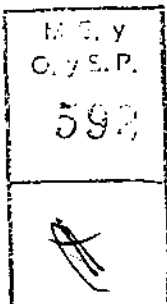
El no cumplimiento de alguno de estos valores dará lugar a la aplicación de sanciones. Si se exceden en los indicadores que representan el mismo aspecto del servicio técnico ( frecuencia de interrupciones (FMI) o duración de las interrupciones (TTI)), se calculará el monto con los dos indicadores y se aplicará el mayor de ellos.

Las sanciones se implementarán como descuentos en la facturación de todos los usuarios. Estos descuentos se distribuirán en las facturaciones del semestre inmediatamente posterior al controlado.

El monto de las sanciones se determinará en base a la energía no suministrada calculada de acuerdo a lo indicado en los puntos 3.1.1) y 3.1.2), valorizada a 1,00 U\$/kWh.

Este monto semestral se dividirá por el total de energía facturada en el mismo semestre, resultando el crédito por cada kWh a facturar en el semestre inmediatamente posterior. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de usuario o tarifa.

A continuación se describen los indicadores, la metodología de cálculo y los valores admitidos.



### 3.1.1. INDICES DE INTERRUPCION POR TRANSFORMADOR

Los indices a calcular son los siguientes:

- a) FMIT - Frecuencia media de interrupción por transformador instalado (en un periodo determinado representa la cantidad de

100

veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio).

b) TTIT - Tiempo total de interrupción por transformador instalado (en un periodo determinado representa el tiempo total en que el transformador promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

a)  $FMIT = \text{SUMi } Qfsi / Qinst$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Qfsi : cantidad de transformadores fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

Qinst : cantidad de transformadores instalados.

b)  $TTIT = \text{SUMi } Qfsi * Tfsi / Qinst$

donde:

Tfsi : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los transformadores Qfs, durante cada una de las contingencias i.

Los valores tope admitidos para estos índices, que se discriminan en función de las causas de la interrupción y de la subetapa correspondiente, son los siguientes:

A) Fallas debidas a equipos e instalaciones de LA DISTRIBUIDORA (fallas internas de la red).

- Subetapa 1

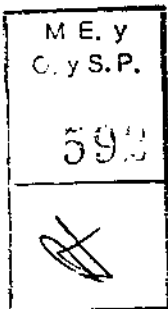
a)  $FMIT < = 3,2$  veces por semestre

b)  $TTIT < = 13,6$  horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$ENS(kWh) = (FMIT_{registrado} - 3,2) * (TTIT / FMIT)_{registrado} * 100.000$



600

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS(kWh)} = (\text{TTITregistrado} - 13,6) * 100.000$$

- Subetapa 2

a) FMIT  $\leq$  3,0 veces por semestre

b) TTIT  $\leq$  11,5 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kWh)} = (\text{FMITregistrado} - 3,0) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{registrado} * 100.000$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS(kWh)} = (\text{TTITregistrado} - 11,5) * 100.000$$

- Subetapa 3

a) FMIT  $\leq$  2,6 veces por semestre

b) TTIT  $\leq$  9,6 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kWh)} = (\text{FMITregistrado} - 2,6) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{registrado} * 100.000$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS(kWh)} = (\text{TTITregistrado} - 9,6) * 100.000$$

M.E. y  
C.yS.P.

597

B) Fallas debidas al sistema de generación y transporte (fallas externas de la red), excluidas las causas de fuerza mayor.

- Subetapa 1

a) FMIT  $\leq$  5 veces por semestre

b) TTIT  $\leq$  20 horas por semestre

602