



REPUBLICA DOMINICANA

## **Secretaría de Estado de Industria y Comercio**

### **Resolución No. 112.-**

**CONSIDERANDO**, que la Ley General de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97 del 24 de junio de 1997, dispone la reestructuración de las empresas públicas, entre las que se encuentra la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), en cuyo proceso el Estado conserva sus funciones normativas, reguladoras y fiscalizadoras.

**CONSIDERANDO**, que para viabilizar el proceso de reforma de la CDE la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, institución bajo la cual opera la Superintendencia de Electricidad conforme al Decreto No. 118-98 del 16 de marzo de 1998, dictó las Resoluciones Nos. 235, 236 y 237 del año 1998, a fin de fijar las políticas exigidas para regular el subsector eléctrico en la República Dominicana bajo una amplia participación privada.

**CONSIDERANDO**, que en posterioridad a dichas resoluciones, se ha podido evidenciar la necesidad de incluir algunos otros aspectos de derecho y con carácter técnico que vienen a complementar las indicadas medida, por lo que procede reformular las mismas.

**VISTAS:** La Ley Orgánica de la Corporación Dominicana de Electricidad No. 4115 del 21 de abril de 1955, la Ley Orgánica de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio No. 290 del 30 de junio de 1962, y su reglamento de aplicación, el Decreto No. 186 del 12 de agosto de 1966; la Ley General de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97 del 24 de junio de 1997 y las Resoluciones Nos. 235, 236 y 237 de 1998 de esta Secretaría de Estado de Industria y Comercio.

El Secretario de Estado de Industria y Comercio, en ejercicio de sus facultades legales.

### **DISPONE:**

**ARTICULO 1.-** Modificar, como al efecto modifica, el artículo 7 de la Resolución No. 235 de 1998 a fin de que en lo adelante el mismo se exprese como sigue:



REPUBLICA DOMINICANA

## Secretaría de Estado de Industria y Comercio

**“ARTICULO 7.-** En sistemas eléctricos interconectados cuya demanda máxima de potencia sea superior a 2 MW y que incluyan suministro a Empresas Eléctricas distribuidoras, las Empresas eléctricas podrán efectuar sólo una de las actividades de generación, transmisión o distribución. Sin embargo, las Empresas Eléctricas generadoras podrán ser propietarias de los tramos de líneas que le permitan conectar sus centrales y entregar toda su energía disponible al sistema de transmisión.

**Párrafo:** Excepcionalmente, cada una de las Empresas Eléctricas de distribución resultantes del proceso de capitalización de la CDE podrá ser propietaria directa e indirecta de instalaciones de generación, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del sistema eléctrica interconectado”.

**ARTICULO 2.-** Modificar, como al efecto modifica, los artículos 50, 53, 55, 67, 69, 70, 87 y 125 de la Resolución No. 236 de 1998 a fin de que en lo adelante se expresen como sigue:

**“ARTICULO 50.** La transferencia total de potencia de punta entre un agente y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su potencia firme propia o contratada. Estas transferencias se valorizarán al costo marginal de la potencia en barra, de acuerdo con el procedimiento que señala el artículo 55 de esta Resolución Reglamentaria. La demanda de potencia de punta de cada agente será calculada por el Organismo Coordinador, considerando el consumo medio horario bruto demandado por él o por sus clientes en la hora de punta anual del sistema eléctrico y sus pérdidas de transmisión.

**ARTICULO 53.** La potencia firme de cada unidad generadora termoeléctrica del sistema se calculará como sigue:

- a) Se determinará la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas es capaz de garantizar, con un nivel de seguridad del sistema que esté en el rango 95% a 98%. Para esto se inicia el cálculo con el valor 95%.
- b) Se repetirá el mismo cálculo, retirando la unidad generadora termoeléctrica cuya potencia firme se está evaluando.
- c) Se calculará la diferencia entre la potencia total obtenida en a), y la potencia total obtenida en b). Esta diferencia se denominará potencia firme preliminar de la unidad generadora termoeléctrica en cuestión.



REPUBLICA DOMINICANA

## **Secretaría de Estado de Industria y Comercio**

- d) Se calculará la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras termoeléctricas del sistema, y la, potencia total calculada según a). Esta diferencia se denominará residuo inicial.
- e) Se calculará la potencia firme inicial de cada unidad generadora termoeléctrica, restándole a su potencia firme preliminar un residuo que será igual a la prorrata del residuo inicial calculado en d), de acuerdo con la diferencia entre la potencia instalada de cada unidad termoeléctrica y su potencia media. Por potencia media de cada unidad generadora termoeléctrica se entenderá su potencia instalada multiplicada por su disponibilidad media en horas de punta.
- f) La disponibilidad media de las unidades generadoras termoeléctricas se calculará considerando la indisponibilidad mecánica forzada y la indisponibilidad programada por mantenimientos. La tasa de indisponibilidad forzada de las unidades termoeléctricas corresponderá a la tasa media resultante de la estadística de fallas de los últimos 10 años. En el caso de unidades que no tengan 10 años de estadística, se adoptará un valor referencial de tasa de indisponibilidad forzada para completar los 10 años, considerando estadísticas nacionales e internacionales para unidades termoeléctricas del mismo tipo.
- g) En el caso de las unidades hidroeléctricas la potencia firme se calculará considerando que esta potencia es respaldada por la energía disponible para un año hidrológico cuya probabilidad de excedencia sea igual al valor del nivel de seguridad definido en a). Para ello se despachará la oferta hidráulica de pasada en la base de la curva de carga anual, determinandose como potencia firme de las unidades generadoras correspondientes la potencia media generada. En el caso de las unidades con capacidad de regulación, se despachará la oferta hidráulica regulada en el lugar de la curva de carga mensual que permita maximizar la colocación de la potencia instalada efectiva de dichas unidades; si dicha potencia logra ser completamente colocada ella será definida como potencia firme. En el caso que quedare un excedente de potencia hidráulica sin colocar, la energía hidráulica regulada será colocada en la punta de la curva de carga; en este caso, la potencia firme de cada unidad hidroeléctrica se calculará con el siguiente procedimiento: i) se determina la potencia media regulada de cada unidad, que se refiere a la energía colocada en punta dividida por el tiempo de uso ii) se determina la diferencia entre la potencia total regulada colocada en la curva de carga y la suma de las potencias medias reguladas de las unidades. iii) se asigna esta



REPUBLICA DOMINICANA

## Secretaría de Estado de Industria y Comercio

diferencia entre las unidades generadoras a prorrata de la excedente de potencia instalada efectiva de cada unidad, y iv) Se determina la potencia firme de cada unidad como la suma de la potencia obtenida en i) y la potencia obtenida en iii).

- h) Se calculará la diferencia entre la suma de las potencias firmes de las unidades hidroeléctricas y de las potencias firmes iniciales de todas las unidades generadoras termoeléctricas y la demanda máxima del sistema. Esta diferencia se denominará residuo final.
- i) Si el residuo final calculado en h) es mayor que cero, se incrementa el nivel de seguridad señalado en a) y se repite el proceso hasta alcanzar un residuo final igual a cero. Si se alcanza un nivel de seguridad igual a 98% y todavía queda residuo final, este se reducirá de la unidad generadora termoeléctrica de mayor costo variable de generación, si aún quedara residuo final se proseguirá con la siguiente y así sucesivamente.
- j) Si el residuo final calculado en h) es menor que cero, se multiplicará la potencia firme inicial de la unidades termoeléctricas por un factor único, de manera tal de llevar el residuo final al valor cero.

**Párrafo.** El año en que una unidad generadora se incorpore al parque de unidades generadoras del sistema eléctrico, se determinará la potencia firme de cada unidad como el promedio ponderado de las potencias firmes con y sin la nueva unidad, usando como ponderador la proporción del año en una y otra situación. Este mismo procedimiento se aplicará cuando una unidad generadora se retire del parque de unidades generadoras.

**ARTICULO 55.** El cálculo de las transferencias de potencia de punta para cada año, se efectuará en diciembre del año anterior, considerando las demandas máximas previstas para cada agente. El Organismo Coordinador comunicará antes del 31 de Diciembre los correspondientes pagos por potencia que, mensualmente, deban efectuarse entre agentes, el año siguiente. El procedimiento de cálculo será el siguiente:

- a) En las barras en las cuales se realicen transferencias, se determinará la inyecciones de potencia firme, y los retiros de ella, para satisfacer la demanda máxima anual coincidente de los consumos, de cada agente involucrado.
- b) La potencia entregada y retirada por cada generador y la retirada por distribuidores y consumidores libres, correspondiente a las compras



REPUBLICA DOMINICANA

## **Secretaría de Estado de Industria y Comercio**

en el mercado spot, será valorizada multiplicándolas por el Costo Marginal de la Potencia de la barra correspondiente.

- c) Para cada generador se sumarán algebraicamente todas las inyecciones de potencia firme y retiros de demanda máxima valorizados. Las inyecciones se ponderarán con signo positivo. El valor resultante, sea éste positivo o negativo, constituirá el saldo, acreedor o deudor, respectivamente, de cada generador.
- d) Para cada distribuidor y consumidor libre se suman los retiro valorizados. El valor resultante constituirá el saldo deudor de cada agente distribuidor o consumidor libre.
- e) La suma de todos los saldos a que se refieren los puntos c y d anteriores, con sus respectivos signos, constituirá el Derecho de Uso de Potencia de Punta. Este Derecho de Uso será percibido por los dueños del sistema de transmisión, por concepto de derecho de uso de dicho sistema, y constituirá un saldo neto acreedor, para efectos del pago entre agentes a que se refiere el artículo siguiente.
- f) Cada agente deudor pagará su saldo neto a los agentes acreedores, dentro de los siete (7) primeros días calendario de cada mes, en la proporción en que cada uno de ellos participa en el saldo total acreedor.

**ARTICULO 67.** Cuando el Beneficiario de distribución suspenda el servicio a un consumidor de acuerdo con el Artículo 37 de "La Resolución". Para ser reconectado el consumidor deberá pagar el monto adeudado junto con el cargo por reconexión, y una vez realizado el pago el Beneficiario de distribución deberá reinstalar el servicio eléctrico dentro de un plazo máximo de 24.

**ARTICULO 69.** Los clientes podrán elegir libremente cualesquiera de las opciones tarifarias fijadas por La Superintendencia para las cuales ellos clasifiquen. Las empresas que operen el servicio público de distribución estarán obligadas a aceptar la opción elegida por los clientes siempre que cumplan las condiciones de aplicación. La opción elegida por el cliente regirá durante el período mínimo estipulado en el pliego tarifario, a menos que haya acuerdo con la empresa beneficiaria del contrato para la explotación de obras eléctricas.

**ARTICULO 70.** Con una anticipación mínima de dos meses al vencimiento de una opción tarifaria, el Beneficiario de distribución, deberá comunicar al cliente dicho vencimiento. Transcurrido el período de vigencia de la tarifa elegida por el cliente, ésta se considerará renovada automáticamente por períodos iguales y sucesivos, a menos



REPUBLICA DOMINICANA

## **Secretaría de Estado de Industria y Comercio**

que el cliente indique por escrito al Beneficiario de distribución su voluntad de optar por una tarifa diferente.

**ARTICULO 87.** El Derecho de Conexión mensual en la Red Principal de Transmisión lo calculará la Superintendencia, restando al costo total anual del sistema de transmisión el Derecho de Uso estimado para el año, y determinando la mensualidad correspondiente. El Derecho de Conexión mensual será asumido por los generadores en proporción a su Potencia Firme, la que será informada por el Organismo Coordinador a la Superintendencia. Cada generador pagará mensualmente la cuota resultante al propietario del Sistema principal de Transmisión, aplicando a las mismas, las formulas de reajuste que la Superintendencia establezca.

**Párrafo.** Una vez definido el monto del Derecho de Conexión mensual para cada generador, este deberá pagar el Derecho de Uso mensual que resulta de la operación real del Sistema eléctrico, según lo determine el Organismo Coordinador al final de cada mes, en función de las inyecciones y retiros reales en cada nodo de cada generador, y de los costos marginales de corto plazo reales de energía y potencia del Sistema.

**Párrafo.** En caso de que el monto a pagar por el Derecho de Conexión sea negativo, dicho valor se devolvería a los generadores en proporción a su potencia instalada.

**ARTICULO 125:** La Superintendencia aprobará las tarifas provisionales de peaje en los sistemas de transmisión y tarifas de distribución, las que regirán por un período de cuatro (4) y ocho (8) años, respectivamente, a contar de la capitalización de las empresas distribuidoras que resulten de la reestructuración de la CDE”.

**ARTICULO 3.-** Modificar, como al efecto modifica, los artículos 3.1.1, 3.1.3, 3.2.1, 3.2.2, 3.4.1, 3.4.3, 3.4.4, 3.4.5 y 4.4.2 de la Resolución No. 237 de 1998, a fin de que en lo adelante se expresen como sigue:

### **“3.1.1. Tarifa BTS: Tarifa Simple.**

- a) Cargo fijo mensual = CFBTS
- b) Cargo por energía = [(FEPPMT x Cp + VADMT) x FEPPBT + VADBT] / NHU + (FEPEBT x FEPEMT x Ce)

### **3.1.3- Tarifa BTH: Tarifa Horaria**



REPUBLICA DOMINICANA

## Secretaría de Estado de Industria y Comercio

- a) Cargo fijo mensual = CFBTH
- b) Cargo por energía = FEPEBT x FEPEMT x Ce
- c) Cargo por potencia máxima = FCFPBT x VADBT
- b) Cargo por potencia máxima en horas de punta =  
[( FEPPMT x Cp + VADMT ) x FEPPBT + VADBT ] \* FCBTH] – ( FCFPBT x VADBT )

### 3.2.1. Tarifa MTD: Tarifa con Potencia Máxima.

- a) Cargo fijo mensual = CFMTD
- c) Cargo por energía = FEPEMTxCe
- d) Cargo por potencia máxima = FCMTD x ( FEPPMT x Cp + VADMT ) +  
+ [( 1 – FCMTD ) x FCFPMT x VADMT ]

### 3.2.2. Tarifa MTH: Tarifa Horaria

- a) Cargo fijo mensual = CFMTH
- b) Cargo por energía = FEPEMT x Ce
- c) Cargo por potencia máxima = FCFPMT x VADMT
- d) Cargo por potencia máxima en horas de punta = FCMTH x ( FEPPMT x Cp + VADMT ) – ( FCFPMT x VADMT )

### 3.4.1. Precios promedio de compra

Los precios promedio de compra de la distribuidora se determinarán anualmente para ser aplicados en la determinación de tarifas a partir del primero de enero de cada año, sobre la base de las cantidades de energía y potencia previstas de adquirir en cada contrato vigente y en el mercado spot en ese año, y de los precios correspondientes de cada contrato y del precio spot esperado mensual, promedio ponderado para dicho año.

El precio spot esperado mensual de energía es el promedio del precio spot proyectado de todos los meses del año ponderado por la cantidad de energía para cada mes, el mismo será determinado por el Organismo Coordinador, para ser aplicado desde el 1 de enero de cada año. Este precio spot esperado, promedio ponderado, será revisado mensualmente en caso que el precio proyectado para cualquier mes varíe en un más o menos 5% con respecto al precio efectivamente verificado para ese mismo mes. De presentarse esta variación el Organismo Coordinador calculara de nuevo el precio promedio de compra de la distribuidora.

Cada vez que, por aplicación de las cláusulas de ajuste de los precios dispuestas en cada contrato, o de las fórmulas de indexación de los precios de nudo, estos precios de contrato y spot experimenten variaciones, se recalculará el precio promedio de compra aplicando la fórmula indicada en el punto 3.2 del presente Artículo.

### 3.4.3. Valores agregados



REPUBLICA DOMINICANA

## Secretaría de Estado de Industria y Comercio

### Fórmulas de indexación

$$\text{VATR} = (\text{IPC}/\text{IPC}_0) \times \text{VATR1} + (\text{CPI}/\text{CPI}_0) \times ((1+\text{ta})/(1+\text{ta}_0)) \times (\text{D}/\text{Do}) \times \text{VATR2}$$

$$\text{VADMT} = (\text{IPC}/\text{IPC}_0) \times \text{VADMT1} + (\text{CPI}/\text{CPI}_0) \times ((1+\text{ta})/(1+\text{ta}_0)) \times (\text{D}/\text{Do}) \times \text{VADMT2}$$

$$\text{VADBT} = (\text{IPC}/\text{IPC}_0) \times \text{VADBT1} + (\text{CPI}/\text{CPI}_0) \times ((1+\text{ta})/(1+\text{ta}_0)) \times (\text{D}/\text{Do}) \times \text{VADBT2}$$

### Valores de parámetros

Valor de VATR1, VATR2, VADMT1, VADMT2, VADBT1 y VADBT2, expresados en pesos dominicanos por kW por mes, son los siguientes:

Parámetro	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
VATR1	12.95	17.02	9.71
VATR2	19.42	25.54	14.56
VADMT1	15.32	15.32	15.32
VADMT2	22.98	22.98	22.98
VADBT1	39.89	39.89	39.89
VADBT2	59.83	59.83	59.83

### 3.4.4. Horas de uso y factores de coincidencia

NHU	=	420
FCBTH	=	0.900
FCFPBT	=	0.500
FCMTD	=	0.623
FCMTH	=	0.900
FCFPMT	=	0.500

	EDE Norte	EDE Este	EDE Sur
FCBTD	0.623	0.445	0.610

### 3.4.5. Factores de expansión de pérdidas

FEPEBT	=	1.0927
FEPPBT	=	1.1178
FEPEMT	=	1.0264
FEPPMT	=	1.0392
FEPETR	=	1.0219
FEPPTR	=	1.0160





REPUBLICA DOMINICANA

## Secretaría de Estado de Industria y Comercio

### 4.4.2. Indexación de los cargos base

Los valores de los cargos base indicados para baja y para media tensión serán indexados de acuerdo con las fórmulas que se señalan a continuación:

#### - Tarifa BTS

Cargo fijo mensual:  $CFBTS = (IPC/IPC_0) \times CFBTS_0$

Cargo por energía:  $CEBTS = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CEBTS_0$

#### - Tarifa BTD

Cargo fijo mensual:  $CFBTD = (IPC/IPC_0) \times CFTDo$

Cargo por energía:  $CEBTD = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CEBTDo$

Cargo por potencia:  $CPBTD = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+ta_0) \times (D/Do) \times CPBTDo$

#### - Tarifa BTH

Cargo fijo mensual:  $CFBTH = (IPC/IPC_0) \times CFBTDo$

Cargo por energía:  $CEBTH = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CEBTHo$

Cargo por potencia máxima:  $CPBTF = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+ta_0) \times (D/Do) \times CPBTFo$

Cargo por potencia máxima en horas de punta:  $CPBTH = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CPBTHo$

#### - Tarifa MTD

Cargo fijo mensual:  $CFMTD = (IPC/IPC_0) \times CFMTDo$

Cargo por energía:  $CEMTD = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CEMTDo$

Cargo por potencia:  $CPMTD = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+ta_0) \times (D/Do) \times CPMTDo$

#### - Tarifa MTH

Cargo fijo mensual:  $CFMTH = (IPC/IPC_0) \times CFMTDo$

Cargo por energía:  $CEMTH = (CPI/CPI_0) \times ((1+ta)/(1+ta_0)) \times (D/Do) \times CEMTHo$

Cargo por potencia máxima:  $CPMTF = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+ta_0) \times (D/Do) \times CPMTFo$



REPUBLICA DOMINICANA

## Secretaría de Estado de Industria y Comercio

Cargo por potencia máxima en horas de punta:  $CPMTH = (CPI/CPI_0) \times (1+ta)/(1+tao) \times (D/Do) \times CPMTH_0$

En las fórmulas tarifarias anteriores, las variables IPC, IPC<sub>0</sub>, CPI, CPI<sub>0</sub>, D, Do, ta y tao tienen la misma definición dada en el artículo 3 de la presente Resolución.

Las empresas distribuidoras están autorizadas a ajustar automáticamente sus tarifas, cuando la aplicación de las fórmulas anteriores origine una variación positiva, en cualquiera de los cargos. En el caso de una variación negativa el ajuste deberá hacerse obligatoriamente. Estos ajustes se podrán realizar mensualmente.

En el evento de que se aplique la indexación a los precios de compra de energía de las distribuidoras establecidos en sus Contratos de Compra de Energía firmados al momento de la capitalización de la CDE, debido a un aumento en los precios del combustible Fuel Oil No. 2 sobre el nivel establecido en el Contrato, las distribuidoras podrán indexar sus tarifas a los usuarios finales para cada periodo en el cual los precios se mantienen por encima de los niveles establecidos como mínimos para poder aplicar el ajuste, automáticamente, mensualmente, de la siguiente manera:

$$\Delta Te = (Cti - Cti_0) / Ei$$

Donde;

$\Delta Te$ ; es el incremento tarifario a ser aplicado a la componente de energía de todas las estructuras tarifarias.

$Cti_0$ ; es el costo total de compra de energía de la distribuidora al precio y por la cantidad de energía establecidos en los contratos de Compra de Energía firmados por la distribuidora al momento de capitalización de la CDE, antes de la aplicación del ajuste y para el mes anterior al de la aplicación del ajuste.

$Cti$ ; es el costo total de compra de energía de la distribuidora al precio y por la cantidad de energía establecidos en los contratos de Compra de Energía firmados por la distribuidora al momento de capitalización de la CDE, después de la aplicación del ajuste y para el mes anterior al de la aplicación del ajuste.

$Ei$ ; es la energía total comprada por la distribuidora a través de sus contratos de Compra de Energía firmados por la distribuidora al momento de capitalización de la CDE, en el mes anterior al de la aplicación del ajuste.

Una vez el precio del Fuel Oil No. 2 disminuya por debajo de los niveles establecidos la indexación por variación en el precio del combustible deja de ser aplicada, hasta que aumente de nuevo por encima de los niveles establecidos.

La aplicación de las tarifas ajustadas se efectuará por la distribuidora, bajo la sola condición que ellas estén incorporadas en el pliego tarifario, que la distribuidora deberá enviar a la Superintendencia y tener permanentemente a disposición de los clientes en sus oficinas comerciales.



REPUBLICA DOMINICANA

## Secretaría de Estado de Industria y Comercio

### Coeficientes de atenuación EDE Norte

Tarifa	año 2003	año 2004	año 2005	año 2006
<b>BTS1-1</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía para los primeros 50 kWh de consumo	0.639	0.756	0.853	0.954
Atenuador del cargo por energía para los consumos entre 50 y 300 kWh	0.819	0.888	0.931	0.979
Atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.361	1.283	1.164	1.052
<b>BTS2-1</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía para los primeros 300 kWh de consumo	0.819	0.888	0.931	0.979
Atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.361	1.283	1.164	1.052
<b>BTD</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.641	1.511	1.301	1.093
Atenuador del cargo por demanda máxima	0.860	0.904	0.939	0.983
<b>BTH</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.641	1.511	1.301	1.093
Atenuador del cargo por demanda máxima	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	0.985	0.995	0.991	1.000
<b>MTD1</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.852	1.667	1.394	1.122
Atenuador del cargo por demanda máxima	0.633	0.743	0.841	0.953
<b>MTD2</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.781	1.615	1.363	1.112
Atenuador del cargo por demanda máxima	0.504	0.650	0.786	0.935
<b>MTH</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.781	1.615	1.363	1.112
Atenuador del cargo por demanda máxima	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	0.981	0.994	0.988	1.000



REPUBLICA DOMINICANA

## Secretaría de Estado de Industria y Comercio

### Coeficientes de atenuación EDE Este

Tarifa	año 2003	año 2004	año 2005	año 2006
<b>BTS1-1</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía para los primeros 50 kWh de consumo	0.654	0.766	0.859	0.956
Atenuador del cargo por energía para los consumos entre 50 y 300 kWh	0.838	0.901	0.938	0.981
Atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.396	1.307	1.178	1.057
<b>BTS2-1</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía para los primeros 300 kWh de consumo	0.838	0.901	0.938	0.981
Atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.396	1.307	1.178	1.057
<b>BTD</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.767	1.604	1.356	1.110
Atenuador del cargo por demanda máxima	1.047	1.037	1.018	1.008
<b>BTH</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.767	1.604	1.356	1.110
Atenuador del cargo por demanda máxima	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	0.986	0.995	0.991	1.000
<b>MTD1</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.995	1.774	1.457	1.141
Atenuador del cargo por demanda máxima	0.781	0.849	0.904	0.973
<b>MTD2</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.918	1.717	1.423	1.131
Atenuador del cargo por demanda máxima	0.613	0.728	0.833	0.950
<b>MTH</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.918	1.717	1.423	1.131
Atenuador del cargo por demanda máxima	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	0.982	0.994	0.988	1.000



REPUBLICA DOMINICANA

## Secretaría de Estado de Industria y Comercio

### Coeficientes de atenuación EDE Sur

Tarifa	año 2003	año 2004	año 2005	año 2006
<b>BTS1-1</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía para los primeros 50 kWh de consumo	0.672	0.780	0.867	0.959
Atenuador del cargo por energía para los consumos entre 50 y 300 kWh	0.864	0.920	0.950	0.985
Atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.441	1.341	1.199	1.063
<b>BTS2-1</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía para los primeros 300 kWh de consumo	0.864	0.920	0.950	0.985
Atenuador del cargo por energía para los consumos sobre 300 kWh	1.441	1.341	1.199	1.063
<b>BTD</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.771	1.607	1.358	1.111
Atenuador del cargo por demanda máxima	0.860	0.904	0.938	0.983
<b>BTH</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.771	1.607	1.358	1.111
Atenuador del cargo por demanda máxima	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	0.984	0.995	0.990	1.000
<b>MTD1</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	2.000	1.777	1.459	1.142
Atenuador del cargo por demanda máxima	0.673	0.772	0.858	0.958
<b>MTD2</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.923	1.720	1.425	1.131
Atenuador del cargo por demanda máxima	0.534	0.672	0.798	0.939
<b>MTH</b> Atenuador del cargo fijo	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por energía	1.923	1.720	1.425	1.131
Atenuador del cargo por demanda máxima	1.000	1.000	1.000	1.000
Atenuador del cargo por demanda máxima en horas de punta	0.980	0.993	0.987	1.000

**Dada en la ciudad de Santo Domingo, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana, a los catorce días del mes de abril del año mil novecientos noventa y nueve (1999).**

**Luis Manuel Bonetti V.  
Secretario de Estado.**

LMBV.acs.jurSEIC.



REPUBLICA DOMINICANA

**Secretaría de Estado de Industria y Comercio**