

4 de octubre de 2002

**Proceso Contencioso
Administrativo de
Plena Jurisdicción.**

**Contestación de la
Demanda.**

La firma Galindo, Arias & López, en representación de la **EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA CHIRIQUI, S.A.**, para que se declare nula, por ilegal, el numeral 3.1.1, 3.2 y 3.3 y el párrafo 7 del numeral 2.6 del Anexo A de la Resolución N°JD-3116 del 19 de diciembre de 2001, dictada por el **Ente Regulador de los Servicios Públicos**, el acto confirmatorio y para que se hagan otras declaraciones.

Señor Magistrado Presidente de la Sala Tercera, de lo Contencioso Administrativo, de la Corte Suprema de Justicia.

Con el respeto acostumbrado acudimos ante ese Honorable Tribunal de Justicia, a fin de dar contestación a la demanda interpuesta en el Proceso Contencioso Administrativo de Plena Jurisdicción enunciado en el margen superior del presente escrito.

Como es de su conocimiento, en estos tipos de procesos actuamos en defensa de los intereses de la Administración, en virtud de lo dispuesto en el artículo 5, numeral 2, Libro Primero, de la Ley N°38 de 31 de julio de 2000, que aprueba el Estatuto Orgánico de la Procuraduría de la Administración.

I. Las pretensiones de la parte demandante.

El apoderado judicial de la parte actora ha pedido a su digno Tribunal, que declare lo siguiente:

1. Que es ilegal y, por tanto, nula la sección que contiene la metodología utilizada por el Ente Regulador de los Servicios Públicos para determinar la BASE DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, que

comienza el 1° de julio de 2002, que se encuentra en el numeral 3.1.1 del ANEXO A de la Resolución N°JD-3116 de 19 de diciembre de 2001, publicada en la Gaceta Oficial N°24,458 de 26 de diciembre de 2001, dictada por el ENTE REGULADOR, por la cual se aprueba la Primera Parte del Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad.

2. Que, como consecuencia de la declaración anterior, la sección que contiene la metodología utilizada por el Ente Regulador para determinar la BASE DE CAPITAL DE DISTRIBUCION PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, que comienza el 1° de julio de 2002, que se encuentra en el numeral 3.1.1 del ANEXO A de la Resolución N°JD-3116 de 19 de diciembre de 2001, debe ser modificada a fin de que establezca lo siguiente:

BCD_{t-1} = Base de Capital de Distribución al inicio del periodo tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, los activos fijos netos en operación a costo original asentado en los libros de contabilidad del concesionario al inicio del periodo tarifario, tomando en cuenta los siguientes parámetros:

. Los activos fijos en operación asentados en los libros del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado, incluyendo las construcciones en proceso de los activos que entrarán en operación antes del inicio de ese periodo tarifario, 1° de julio de 2002, debidamente certificados y/o justificados.

. Los activos resultantes de aportes de terceros y donaciones recibidas, incluyendo los de la Autoridad de la Región Interoceánica, hasta la fecha de inicio de la concesión, debidamente asentados en los libros de contabilidad de la distribuidora, serán estimados como propios de ésta, por lo que se les aplicará tasa de rentabilidad y depreciación.

. Los activos resultantes de aportes de terceros, correspondientes a la contribución por metro lineal de los clientes ubicados a más de 100 metros de las líneas existentes, serán reconocidos en su totalidad como activos de la distribuidora, por lo que se les aplicará tasa de rentabilidad y depreciación.

. Los activos que resultan de donaciones hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, deberán ser identificados a fin de que sólo se aplique sobre ellos una tasa de depreciación.

. Los activos que se encuentren asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.

3. Que es ilegal y, por tanto, nula la sección que contiene la metodología utilizada por el Ente Regulador para determinar la BASE DE CAPITAL DE COMERCIALIZACIÓN PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, que comienza el 1° de julio de 2002, que se encuentra en el numeral 3.2 del ANEXO A de la Resolución N°JD-3116 de 19 de diciembre de 2001.

4. Que, como consecuencia de la declaración anterior, la sección que contiene la metodología utilizada por el Ente Regulador para determinar la BASE DE CAPITAL DE COMERCIALIZACIÓN PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, que comienza el 1° de julio de 2002, que se encuentra en el numeral 3.2 del ANEXO A de la Resolución N°JD-3116 de 19 de diciembre de 2001, debe ser modificada a fin de que establezca lo siguiente:

. BCC_{t-1} = Base de Capital de Comercialización al inicio del periodo tarifario de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, los activos fijos netos en operación a costo original asentado en los libros de contabilidad del concesionario al inicio del periodo tarifario, tomando en cuenta los siguientes parámetros:

. Los activos fijos en operación asentados en los libros de concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado, incluyendo las construcciones en proceso de los activos que entrarán en operación antes del inicio de ese periodo tarifario, 1° de julio de 2002, debidamente certificados y/o justificados.

· Los activos resultantes de aportes de terceros y donaciones recibidas, incluyendo los de la Autoridad de la Región Interoceánica (ARI), hasta la fecha de inicio de la concesión, debidamente asentados en los libros de contabilidad de la distribuidora, serán estimados como propios de ésta, por lo que se les aplicará tasa de rentabilidad y depreciación.

. Los activos resultantes de aportes de terceros, correspondientes a la contribución por metro lineal de los clientes ubicados a más de 100 metros de las líneas existentes, serán reconocidos en su totalidad como activos de la distribuidora, por lo que se les aplicará tasa de rentabilidad y depreciación.

. Los activos que resultan de donaciones hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, deberán ser identificados a fin de que sólo se aplique sobre ellos una tasa de depreciación.

· Los activos que se encuentren asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.

5. Que es ilegal y, por tanto, nula la sección que contiene la metodología utilizada por el Ente Regulador para determinar la BASE DE CAPITAL DE ALUMBRADO PUBLICO PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, que comienza el 1° de julio de 2002, que se encuentra en el numeral 3.3 del ANEXO A de la Resolución N°JD-3116 de 19 de diciembre de 2001.

6. Que, como consecuencia de la declaración anterior, la sección que contiene la metodología utilizada por el Ente Regulador para determinar la BASE DE CAPITAL DE ALUMBRADO PUBLICO PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, que comienza el 1° de julio de 2002, que se encuentra en el numeral 3.3 del

ANEXO A de la Resolución N°JD-3116 de 19 de diciembre de 2001, debe ser modificada a fin de que establezca lo siguiente:

ALUMPU es el valor presente de los ingresos anuales $ALUMPU_t$ permitidos para el servicio de alumbrado público en cada año tarifario (t) del periodo tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos permitidos por el servicio de alumbrado público se calculará según la siguiente fórmula:

$$ALUMPU_t = O\&M_{ALUMt} + (ACT_{ALUMt})(DEP\%) + (ACTN_{ALUMt})(RR)$$

$(O\&M_{ALUMt})$ = costos de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público en cada año tarifario t, considerando el costo unitario promedio eficiente aprobado por el Ente Regulador para el periodo tarifario y la cantidad de luminarias o puntos de iluminación, sin incluir los costos de la energía consumida por el servicio.

Para la determinación de ACT_{ALUMt} y $ACTN_{ALUMt}$ se tomará en consideración:

Los activos fijos netos en operación a costo original al término del año 2000.

...
...

Los activos resultantes de aportes de terceros y donaciones recibidas, incluyendo los de la Autoridad de la Región Interoceánica (ARI), hasta la fecha de inicio de la concesión, debidamente asentados en los libros de contabilidad de la distribuidora serán estimados como propios de ésta, por lo que se les aplicará tasa de rentabilidad y depreciación.

Los activos que resultan de donaciones hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, deberán ser identificados a fin de que sólo se aplique sobre ellos una tasa de depreciación.

El costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento y el costo unitario de inversión a reconocer en el cálculo serán establecidos por resolución motivada del Ente Regulador.

7. Que es ilegal y, por tanto nulo, la metodología y la ecuación de eficiencia utilizada por el Ente Regulador para determinar las PÉRDIDAS EFICIENTES DE ENERGÍA, que se encuentra en el párrafo siete (7) del numeral 2.6 del Anexo A de la Resolución N°JD-3116 de 19 de diciembre de 2001, tal como quedó modificada por la Resolución N°JD-3221 de 27 de febrero de 2002.

8. Que, como consecuencia de la declaración anterior, la sección que contiene la metodología y la ecuación de eficiencia utilizada por el Ente Regulador para determinar las PERDIDAS EFICIENTES DE ENERGIA que se encuentra en el párrafo siete (7) numeral 2.6 del ANEXO A de la Resolución N°JD-3116 de 19 de diciembre de 2001, tal como quedó modificada por la Resolución N°JD- 3221 de 27 de febrero de 2002, debe ser modificada a fin de que dicha metodología y la ecuación de Eficiencia Pérdidas de Energía ($PD\%_j$) se ajuste a los siguientes criterios:

a.- Si el ENTE REGULADOR no puede obtener de manera fehaciente la estructura de ventas de energía de las empresas modelo extranjera por nivel de tensión (alta, media y baja tensión), debe tener en consideración lo dispuesto en el párrafo final del inciso segundo del artículo 103 de la LEY 6, por tanto, para definir las pérdidas eficientes de energía, debe tomar en cuenta, dentro del concepto de "empresas reales similares", la estructura de consumo por nivel de tensión y las características físicas de la red en los diferentes niveles de tensión de las empresas de distribución existentes en la República de Panamá, partiendo de las actuales pérdidas de las empresas de distribución, tomando en cuenta, además, la posible evolución de las pérdidas tendientes a alcanzar los niveles de pérdidas de empresa eficiente al final de un período de transición adecuado, definido éste a través de un estudio técnico de las redes de las empresas de distribución.

b.- Además de tener en cuenta las ventas por nivel de tensión de las empresas modelo,

extranjeras o nacionales, tomar en consideración la longitud de líneas.

c.-Tomar en consideración, para la asignación de pérdidas reconocidas, la situación socio-económica de la población atendida por las empresas de distribución panameñas, por tanto, el ENTE REGULADOR debe considerar, dentro de los parámetros eficientes de pérdidas, la energía entregada a los clientes de bajos recursos conectados ilegalmente, a los que, por razones de hecho, tales como violencia y amenazas contra el personal de las empresas de distribución, las mismas no pueden cobrarles ni interrumpirles el suministro.

9. Que, como consecuencia de todas las anteriores declaraciones, se le ordena al Ente Regulador que emita una nueva Resolución de la Primera Parte del Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad, para el período que va del 1° de julio de 2002 al 30 de junio de 2006, a fin de que se lleven a cabo todas las modificaciones y correcciones indicadas en las declaraciones anteriores y se enmiende el daño económico causado a EDECHI, lo cual debe hacerse mediante una recuperación, en un término no mayor de cuatro (4) años, a través del establecimiento de un cargo tarifario adicional al Pliego Tarifario de EDECHI vigente a la fecha en que dicha recuperación se lleve a cabo. El monto de la recuperación del daño económico de EDECHI será presentado por ésta al ENTE REGULADOR, quien deberá revisarlo y aprobarlo en un término no mayor de treinta (30) días calendarios.

Este Despacho considera que deben denegarse las peticiones formuladas por la parte demandante, ya que no le asiste la razón y carecen sus pretensiones de sustento jurídico.

II. Los hechos y omisiones en que se fundamentan las acciones de los demandantes, los contestamos de la siguiente forma:

Primero: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Segundo: Este hecho se responde como el segundo.

Tercero: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Cuarto: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Quinto: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Sexto: Este hecho se contesta del mismo modo que el quinto.

Séptimo: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Octavo: Este hecho lo contestamos igual que el séptimo.

Noveno: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Décimo: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Undécimo: Este hecho no es cierto de la manera en que viene redactado; por tanto, lo negamos.

Duodécimo: Este hecho lo contestamos igual al undécimo.

Decimotercero: Este hecho se responde como los dos anteriores.

Decimocuarto: Este hecho no es verdadero en la forma en que esta planteado; por tanto, lo negamos.

Decimoquinto: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Decimosexto: La primera parte del hecho no es cierta; por tanto, la negamos. El resto no es un hecho sino una transcripción parcial del numeral 3.1.1 del Anexo A de la Resolución N°3116 de 19 de diciembre de 2001.

Decimoséptimo: La primera parte del hecho no es cierta; por tanto, la negamos. El resto no es un hecho sino una transcripción parcial del numeral 3.2 del Anexo A de la Resolución N°3116 de 19 de diciembre de 2001.

Decimoctavo: La primera parte del hecho no es cierta; por tanto, la negamos. El resto no es un hecho sino una transcripción parcial del numeral 3.3 del Anexo A de la Resolución N°3116 de 19 de diciembre de 2001.

Decimonoveno: Ese no es un hecho, sino apreciaciones subjetivas y alegaciones de los apoderados de la demandante; como tales, los negamos.

Vigésimo: Este hecho lo respondemos igual que el anterior.

Vigésimo primero: Este hecho lo contestamos como los dos anteriores.

Vigésimo segundo: Este hecho no es cierto de la manera en que se plantea; por tanto, lo negamos.

Vigésimo tercero: Este hecho lo respondemos como el anterior.

Vigésimo cuarto: Este hecho se contesta como los dos anteriores.

Vigésimo quinto: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Vigésimo sexto: Este no es un hecho, sino una transcripción parcial del numeral 2.6 del Anexo A de la Resolución N°3116 de 19 de diciembre de 2001.

Vigésimo séptimo: Este hecho no es cierto como viene redactado; por tanto, lo negamos.

Vigésimo octavo: Este hecho se contesta igual que el precedente.

Vigésimo noveno: Ese no es un hecho, sino apreciaciones subjetivas y alegaciones de los apoderados de la demandante; como tales, los negamos.

Trigésimo: Este hecho lo contestamos como el anterior.

Trigésimo primero: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Trigésimo segundo: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Trigésimo tercero: Este hecho es cierto; por tanto, lo aceptamos.

Trigésimo cuarto: Este hecho se contesta como los tres últimos.

III. Las disposiciones legales que se estiman infringidas y los conceptos de la violación a las mismas son los siguientes:

a. El artículo 103 de la Ley 6, que dice así:

"Artículo 103. Valor agregado de distribución.

El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una empresa de distribución eficiente, para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución; el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.

El Ente Regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

El Ente Regulador definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de éste, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para

el período de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que el Ente Regulador defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.

Las tasa, así determinada. se aplicará a los activos fijos netos en operación, que el Ente Regulador estime para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a Partir del valor, a costo original asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del período, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el período."

Concepto de Infracción:

"La norma citada regula las siguientes materias:

1.- los costos que constituyen el valor agregado en distribución,

2.- las áreas de distribución representativas de los mercados de distribución atendidos en cada zona de concesión,

3.- el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia de gestión con base al desempeño reciente de empresas reales, similares, nacionales o extranjeras,

4.- la tasa de rentabilidad,

5.- El valor de los activos fijos netos en operación al inicio del periodo tarifario, esto es, la BASE DE CAPITAL.

Veamos ahora de qué manera el ENTE REGULADOR al determinar la BASE DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y ALUMBRADO PUBLICO PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, violó el artículo 103 de la LEY 6.

1.- ACTIVOS FIJOS NETOS EN OPERACIÓN: según sigue de la norma transcrita, la BASE DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y ALUMBRADO PUBLICO PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, de las empresas de distribución de energía eléctrica, está constituida por todos sus activos fijos netos en operación, al inicio del periodo tarifario correspondiente, o sea, para este caso, al 1° de julio de 2002, de acuerdo con su costo original asentado en los libros de contabilidad del concesionario.

No obstante, según se sigue de los numerales 3.1.1, 3.2 y 3.3 del ANEXO A de la RESOLUCIÓN 31 16, el **ENTE REGULADOR hace referencia a los "activos eficientes"**, cuando debió hacer referencia a **los activos fijos netos en operación a costo original asentado en los libros de contabilidad del concesionario al inicio del periodo tarifario.**

...

Lo anteriormente transcrito de los numerales 3.1.1, 3.2 y 3.3 del ANEXO A de la RESOLUCIÓN 3116, contraria lo dispuesto en el párrafo final del Artículo 103 de la Ley 6, que claramente dispone que la **eficiencia económica** aplica para **la determinación de la Tasa de Rentabilidad y sobre las inversiones que el ENTE REGULADOR estime que el concesionario podría hacer durante el periodo tarifario**, las cuales se suman a los activos fijos en operación al inicio del periodo tarifario valorados estos últimos a costo original asentado en los libros de contabilidad del concesionario. Incluso, cuando el ENTE REGULADOR aplique el mencionado criterio de eficiencia, debe hacerlo no sólo castigando o penalizando la ineficiencia de la empresa de distribución, sino que además, debe reconocer la eficiencia de la misma, a fin de que dicho criterio se aplique en forma equitativa y simétrica.

2.- ESTADOS FINANCIEROS: en los numerales 3.1. y 3.2 del ANEXO A de la RESOLUCIÓN 3116, el ENTE REGULADOR también ha indicado que para la determinación de la BASE DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, se toma en cuenta la información correspondiente a los activos asentados en libros, debidamente auditados a diciembre de 1998 y, en caso

de que ello no exista, se usará el **estado financiero auditado de octubre de 1998.**

...

Ello, sin lugar a dudas, es contrario a lo dispuesto en el inciso final del artículo 103 de la LEY 6, según el cual, se **toman en cuenta los activos fijos al inicio del periodo tarifario**, que en este caso es el 1° de julio de 2002.

...

3.- **ACTIVOS TRANSFERIDOS POR TERCEROS:** respecto a este tema, en los numerales 3.1. y 3.2 del ANEXO A de la RESOLUCIÓN 3116, el ENTE REGULADOR ha establecido lo siguiente:

"Que los activos que resultan de **aportes de terceros** (excluyendo los aportes reembolsables, que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras) **y donaciones**, deberán ser identificados a fin de que específicamente **no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad**. Se permitirá recuperar depreciación si la corresponde a las empresas de distribución reemplazar dichos activos." (El énfasis es nuestro).

Incluso, en el numeral 3.3 del ANEXO A de la RESOLUCIÓN 3116, el ENTE REGULADOR respecto al ALUMBRADO PUBLICO también estableció:

"Los activos que resultan de donaciones o de aportes de terceros deberán ser identificados a fin de que sólo se aplique sobre ellos una tasa de depreciación." (El énfasis es nuestro).

Como se aprecia, en los numerales anteriores no se hace distinción alguna sobre el origen de los aportes o donaciones recibidos, debidamente contabilizados en los libros de la empresa de distribución. De otro lado, se establece, para los aportes o donaciones de **ACTIVOS EN COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN**, que sobre los mismos **no se aplique tasa de rentabilidad y sólo se aplique depreciación en caso de reemplazo de los bienes**, y para el caso de los **ACTIVOS EN ALUMBRADO PUBLICO**, **sólo se aplique una tasa de depreciación.**

No obstante, el ENTE REGULADOR debe hacer las distinciones que a continuación se indican, en vista de que según su origen y fecha, las donaciones o aportes de terceros reciben distintos tratamientos:

a.- aportes de la ARI antes del 31 de octubre de 1998, sobre los cuales se debe **aplicar la tasa de depreciación y la tasa de rentabilidad reconocida**, porque los mismos fueron capitalizados por la empresa de distribución.

b.- aportes de terceros correspondientes a la contribución por metro lineal de los clientes ubicados a más de 100 metros de las líneas existentes (para DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN), sobre los cuales se debe **aplicar la tasa de depreciación y la tasa de rentabilidad reconocida** y,

c.- aportes o donaciones recibidas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, que no están capitalizados, sobre los cuales **sólo se aplicará la tasa de depreciación**.

Sobre el particular, en el considerando 14.7.6 de la RESOLUCIÓN 3116 se hace referencia a los activos transferidos por la ARI antes del 31 de octubre de 1998, pero no se establece cómo serán considerados para los efectos de la BASE DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, lo cual debe ser precisado con toda claridad.

...

4.- **PÉRDIDAS TÉCNICAS EN DISTRIBUCIÓN:** en el párrafo 7 del numeral 2.6 del ANEXO A de la RESOLUCIÓN 3116, tal como quedó modificado por la Resolución 3221 el ENTE REGULADOR estableció que:

"Las pérdidas eficientes de energía se representarán a través de un coeficiente de **Pérdidas de Energía** (PD%_j) para cada área representativa j, a partir de una ecuación de eficiencia estimada **en base a las pérdidas de las empresas modelo** respectivas en la muestra representativa, **considerando la estructura de ventas por nivel de tensión de las mencionadas empresas modelo**, de la siguiente forma:

$$PD\%_j = b * [EBT(AR_j) / (ET(AR_j))] + a * DUMMY(AR_j)$$

Donde:

...

o DUMMY(AR_j); Corresponde a una variable binaria valuada en cero si las **pérdidas de la empresas modelo utilizadas de referencia presentan un nivel de pérdidas menor a un mínimo razonable**. Para su aplicación a cada área representativa j se valuará en uno.

...

Esta metodología es contraria al criterio del empleo de empresas modelo, recogido en el artículo 103 de la LEY 6, ya que las pérdidas no se están contemplando en función de tales empresas, sino en virtud de una supuesta discrecionalidad no establecida en la ley.

Como se aprecia, el ENTE REGULADOR, a su entera discreción, ha definido una variable DUMMY, sin dar mayor explicación del fundamento técnico o científico de la misma.

El ENTE REGULADOR ha definido la restricción de la variable DUMMY, tratando de diferenciar las características topológicas de las redes de cada una de las áreas representativas, indicando que con ello resultan pérdidas con mayores valores a medida que la densidad de carga decrece, siendo que esa variable debió haber sido definida en función de una ecuación matemática.

Como explicamos al exponer los hechos de esta demanda, la información que aparece publicada en el FERC, no detalla las estructura de ventas de energía de las empresas modelo por nivel de tensión (alta, media y baja tensión). Dicha información cuando mucho sólo le permite al ENTE REGULADOR hacer una estimación aproximada sobre la energía considerada como vendida por las empresas modelo, en alta tensión y en baja tensión, siendo que esa entidad debe calcular las pérdidas eficientes de energía en base a datos reales y comprobables de empresas modelo nacionales o extranjeras similares a las empresas de distribución panameñas, como lo dispone la LEY 6.

En vista de que la estructura de el mercado atendido por las empresas modelos escogidas por el ENTE REGULADOR es muy diferente al mercado existente en nuestro

país y, en vista de que el FERC no brinda esa información, no se puede saber cuál es la estructura de mercado de esas empresas extranjeras. Siendo así, el ENTE REGULADOR, a fin de cumplir con lo dispuesto en el mencionado artículo 103, debe determinar en forma fehaciente los niveles de pérdidas de las empresas modelo según el nivel de tensión y la estructura de su mercado, en vez de asumirlos, pues de lo contrario está usando información incompleta y no confiable, lo que infringe el citado artículo 103 de la LEY 6, pues estos aspectos son de vital importancia en la determinación de las pérdidas técnicas eficientes de energía en distribución.

Si el ENTE REGULADOR no puede conseguir la información correspondiente a las empresas modelo de los Estados Unidos, debe entonces partir de las actuales pérdidas de las empresas de distribución, tomando en cuenta, además, la posible evolución de las pérdidas tendientes a alcanzar los niveles de pérdidas de una empresa eficiente al final de un periodo de transición adecuado, definido éste a través de un estudio técnico de las redes de las empresas de distribución nacionales.

En otras palabras, si el ENTE REGULADOR no cuenta con la información necesaria de las empresas extranjeras para determinar las pérdidas de energía, pues no conoce sus ventas de energía por nivel de tensión, bien puede utilizar los datos de las empresas nacionales.

Por lo expuesto, el artículo 103 de la Ley 6 ha sido **violado en forma directa por comisión**".

b. El numeral 1 de artículo 96 de la LEY 6, que dispone lo siguiente:

"Artículo 96. El régimen tarifario. El régimen tarifario, en los servicios públicos a los que se refiere esta Ley, está compuesto por reglas relativas a:

1. Procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación".

Concepto de infracción:

Tales aspectos que componen el Régimen Tarifario deben ceñirse a lo dispuesto en la LEY 6, de ahí que EL ENTE REGULADOR debió determinar la BASE DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y ALUMBRADO PUBLICO PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, en función de los activos fijos netos en operación, a costo original asentado en los libros de contabilidad del concesionario al 1° de julio de 2002, sin aplicar ningún criterio de eficiencia sobre los mismos. Igualmente debió establecer los casos específicos en que a las donaciones y aportes de terceros le son aplicables la tasa de rentabilidad y/o la depreciación; así como debió establecer las pérdidas eficientes en electricidad en base a datos reales de las empresas modelo nacionales o extranjeras, tomando en cuenta tanto las causas técnicas como las no técnicas (fraude) de pérdidas de energía, indicando, en adición, cómo se conforman las ecuaciones de eficiencia para la determinación de tales pérdidas.

Por lo expuesto, la norma citada ha sido **violada en forma directa por comisión**".

c. Los incisos primero, segundo y sexto del artículo 97 de la LEY 6:

"Artículo 97. Criterios para definir el régimen tarifario. El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente **orden de prioridad**, por los criterios de **suficiencia financiera**, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia.

Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitan utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus clientes.

. . .

Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las

partes involucradas en el servicio, especialmente para los clientes”.

Concepto de Infracción:

“En vista de que al determinar la BASE DE CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y ALUMBRADO PUBLICO PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, el ENTE REGULADOR sólo hace referencia a los "activos eficientes", cuando debió hacer referencia a los activos fijos netos en operación a costo original asentado en los libros de contabilidad del concesionario al inicio del periodo tarifario, afecta la suficiencia financiera de la empresa de distribución. De igual forma lo hace cuando estableció que a las donaciones y aportes de terceros en DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN sólo se les aplica la tasa de rentabilidad y en ALUMBRADO PUBLICO sólo la depreciación, cuando debió hacer las correspondientes distinciones antes explicadas en esta demanda, determinando los casos específicos en que a las donaciones y aportes de terceros le son aplicables la tasa de rentabilidad y/o la depreciación. Asimismo afecta la suficiencia financiera al no establecer las pérdidas eficientes en electricidad en base a datos reales de las empresas modelo nacionales o extranjeras, tomando en cuenta tanto las causas técnicas como las no técnicas (fraude) de pérdidas de energía.

...

De otro lado, las ecuaciones de eficiencia que se mencionan en el último párrafo del numeral 2.6 del ANEXO A de la RESOLUCIÓN 31 16, no se establecen en ninguna parte del Régimen Tarifario, siendo que si las ecuaciones de eficiencia de las pérdidas existen, se deben dar a conocer en el mismo, tal como se ha hecho con las ecuaciones de eficiencia de activos y costos. Sobre este particular el ENTE REGULADOR, en el considerando 14.6.2 de la RESOLUCIÓN 3116 manifiesta que tales ecuaciones serán proporcionadas cuando se "confeccione la Resolución del Ingreso Máximo Permitido", no obstante, independientemente de ello, se deben conocer las variables y parámetros utilizados para el ajuste de cada una de las ecuaciones de eficiencia utilizadas en el Régimen Tarifario, a fin de cumplir con el principio de

transparencia que consagra el último inciso del artículo 97 de la LEY 6".

d. El artículo 98 de la LEY 6:

"Artículo 98. Regulación y libertad de precios. Las empresas prestadoras del servicio público de electricidad se someterán al régimen de regulación de tarifas, de acuerdo con las siguientes reglas:

1. El Ente Regulador definirá periódicamente fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integradas. De acuerdo a los estudios que realice, el Ente Regulador podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas; igualmente, podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

2. Para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación del Ente Regulador, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deberán ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidos por el Ente Regulador.

Las empresas tendrán libertad para fijar precios de suministro de energía cuando exista competencia entre proveedores, de acuerdo con las condiciones establecidas en esta Ley".

Concepto de infracción.

"Si bien es cierto que la citada norma le confiere al ENTE REGULADOR la atribución de fijar las fórmulas, topes y metodologías que componen el Régimen Tarifario, ello debe hacerlo de conformidad con la ley, razón por la cual la BASE DE **CAPITAL DE DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y ALUMBRADO PUBLICO** PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, debe determinarla en función de los activos fijos netos en operación, al costo original asentado en los libros de contabilidad del concesionario al 1° de julio de 2002, sin aplicar ningún criterio de eficiencia sobre los mismos; al igual que debe hacer las correspondientes distinciones en las donaciones y aportes de terceros, según

su procedencia y fechas, a las cuales le son aplicables la depreciación y/o la tasa de rentabilidad; así como también debe establecer las pérdidas eficientes en electricidad en base a datos reales de las empresas modelo nacionales o extranjeras, tomando en cuenta tanto las causas técnicas como las no técnicas (fraude) de pérdidas de energía, indicando, en adición, cómo se conforman las ecuaciones de eficiencia para la determinación de tales pérdidas.

En otro orden de ideas, respecto al término para la preparación de las tarifas o cuadros o pliegos Tarifarios de EDECHI, la cláusula 35 del Contrato de Concesión suscrito entre el ENTE REGULADOR y EDECHI, establece:

"CLAUSULA 35^a. REVISIÓN TARIFARIA

La vigencia del primer pliego tarifario será hasta el 30 de junio de 2002. EL CONCESIONARIO presentará, tres (3) meses antes al vencimiento del término antes señalado, su propuesta de nuevo pliego tarifario. **Este pliego tendrá como base el nuevo régimen tarifario y los nuevos topes de ingresos que serán promulgados por el ENTE REGULADOR, a más tardar seis (ó) meses antes de la expiración del primer pliego tarifario.**" (El énfasis es nuestro).

De ahí que, en efecto, para que EDECHI pueda establecer el nuevo pliego tarifario para el período que va del 1° de julio de 2002 al 30 de junio de 2006, el ENTE REGULADOR debe haber aprobado su Ingreso Máximo Permitido (IMP) y el Régimen Tarifario completo, seis meses antes de la entrada en vigencia del nuevo período.

No obstante, este requisito, de la aprobación del IMP y el nuevo Régimen Tarifario seis meses antes de la entrada en vigencia del nuevo período, ha sido incumplido, ya que, si bien la Resolución JD- 3146 de 28 de diciembre de 2001 expedida por el ENTE REGULADOR, que aprobó el IMP de EDECHI, fue notificada el 31 de diciembre de 2001, la misma no quedó en firme, en la vía administrativa, sino a partir de la notificación de la Resolución JD- 3229 de 5 de marzo de 2002, por la cual el ENTE REGULADOR resolvió el recurso de reconsideración correspondiente, lo que sucedió el 6 de

marzo de 2002 y la notificación hecha el 23 de abril de 2002, de la Resolución 3284 de 22 abril de 2002, también dictada por el ENTE REGULADOR, por la cual se modificó la Resolución 3229 y, en consecuencia, se ajustó el mencionado IMP de EDECHI”.

e. El artículo 113 de la LEY 6:

"Artículo 113. Costos de comercialización. Se considerarán como costos de comercialización, entre otros, los costos de administración, medición, facturación, cobro, recaudación y los demás servicios permanentes no incluidos en los costos de distribución y que, de acuerdo con definiciones que formule el Ente Regulador, sean necesarios para garantizar que el cliente pueda disponer del servicio ininterrumpidamente y con eficiencia”.

Concepto de infracción:

“Al no reconocer el ENTE REGULADOR la BASE DE CAPITAL DE COMERCIALIZACIÓN PARA EL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO, en función de sus activos fijos netos en operación, al costo original asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del período tarifario, esto es, al 1° de julio de 2002, no le permite a la empresa de distribución recobrar los costos que constituyen su valor agregado en comercialización”.

Defensa de los intereses de la Administración.

Por considerar que todos estos conceptos de infracción se encuentran relacionados nos permitimos contestarlos de forma conjunta.

Mediante Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley No. 24 de 30 de junio de 1999, se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos como un organismo autónomo del Estado, a cargo del control y fiscalización de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, **electricidad,**

radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural.

El Artículo 8 de la Ley No. 26 de 1996, establece que las empresas prestadoras de servicios públicos de agua potable, alcantarillado sanitario, **electricidad**, telecomunicaciones, radio y televisión y las dedicadas a la transmisión y distribución de gas natural, están sujetas a la jurisdicción del Ente Regulador, en los términos señalados por las respectivas leyes sectoriales.

La Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad", es la ley sectorial vigente en materia del servicio público de telecomunicaciones. El Artículo 98 de la excerta legal antes mencionada establece:

"Artículo 98. Regulación y libertad de precios.

Las empresas prestadoras del servicio público de electricidad se someterán al régimen de regulación de tarifas, de acuerdo a las siguientes reglas:

1.- El Ente Regulador definirá periódicamente fórmulas separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. De acuerdo con los estudios de costos que realice el Ente Regulador podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas; igualmente, podrá definir las metodologías para la determinación de las tarifas

2.- Para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación del Ente Regulador, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deberán ceñirse a las fórmulas, topes y metodológicas establecidos por el Ente Regulador

Las empresas tendrán libertad para fijar precios de suministro de energía cuando existan competencia entre proveedores, de acuerdo a las condiciones establecidas en esta Ley".

De las disposiciones antes comentadas se colige que el Ente Regulador de los Servicios Públicos cuenta con la competencia y jurisdicción para establecer las fórmulas tarifarias (Régimen Tarifario), que les permita a las empresas distribuidoras del servicio público de electricidad cobrar el suministro de energía a sus clientes.

Los puntos 3.1.1, 3.2 y 3.3 de la Parte I del Régimen de Distribución establecido en las resoluciones impugnadas en la Demanda de Plena Jurisdicción presentada por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., hacen referencia al Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público respectivamente.

Los apoderados legales de la demandante no están de acuerdo con la Base de Capital de Distribución para el Inicio del Período Tarifario establecida por el Ente Regulador.

Como puede observarse en el Informe de Conducta rendido por el Director Presidente del Ente Regulador, la actuación de la entidad rectora y fiscalizadora del servicio público de electricidad esta fundamentada en claras normas jurídicas y, en especial, en el principio de que no pueden trasladarse a los clientes los costos de una gestión ineficiente por parte de las compañías distribuidoras. Señala el documento técnico explicativo de la posición del Ente Regulador lo siguiente:

"1.- El párrafo final del Artículo 103 de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, le permite al Ente Regulador de los Servicios Públicos **estimar** el costo de los activos fijos netos en operación tomando como base el costo original asentado en libros de contabilidad del concesionario. Lo anterior, a juicio de

esta entidad reguladora no indica que el Ente Regulador esté obligado a tomar en cuenta únicamente para determinar el costo de los activos fijos netos en operación lo que determinen los libros de contabilidad.

2.- Aunado a lo anterior, el tercer párrafo del Artículo 97 de la Ley No. 6 de 1997, al indicar que se entiende como el criterio de eficiencia económica señala:

'Artículo 97. Criterios para definir el régimen tarifario.

Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procura que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no sólo los costos, sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los clientes; y que las fórmulas tarifarias **no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente,** ni permitir que las empresas se beneficien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas a la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar, siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste'. (lo resaltado es nuestro).

La estimación de costos de activos realizada por el Ente Regulador, se fundamenta en que esta entidad **no controla ni fiscaliza** las inversiones que realiza la empresa distribuidora, lo que fiscaliza y controla el Ente Regulador es que la empresa cumpla con las normas de calidad establecidas, por lo que las inversiones quedan a juicio de la empresa distribuidora.

Por lo anterior, no se puede hacer responsable al cliente final de las decisiones de compra e instalación de equipo eléctrico que realicen las empresas distribuidoras, puesto lo que debe pagar dicho cliente son los costos de una gestión eficiente. Dicha gestión eficiente se logra comparando los precios de adquisición de equipo e instalaciones

con precios de referencia de carácter internacional, de esta manera el cliente no paga por el equipamiento de la distribuidora adquirido a precios más altos que la referencia.

3.- Con respecto a los Activos de la empresa resultantes de terceros y donaciones recibidas, el Ente Regulador no le reconoce a la empresa distribuidora rentabilidad sobre esos activos, en virtud de que la empresa distribuidora no ha pagado suma de dinero alguna por dicha adquisición, solamente le reconoce la depreciación siempre que las empresas distribuidoras deban reemplazar dichos activos.

Cabe destacar, que el punto 3.3 de la Parte I del Régimen Tarifario de Distribución atacado a través de la demanda presentada, no fue objeto del Recurso de Reconsideración presentado por la demandante en la vía gubernativa, en el Ente Regulador de los Servicios Públicos en contra de la Resolución No. JD-3116. Siendo que el objeto de la demanda de plena jurisdicción es la revisión jurisdiccional de los actos de la administración pública hasta el agotamiento de la vía gubernativa, a nuestro humilde criterio no cabe la demanda en cuestión sobre el punto 3.3 antes señalado, en virtud de que el mismo no fue objeto de recurso por la demandante en la vía gubernativa. Adjuntamos el recurso presentado.

4.- Con respecto al séptimo párrafo del Numeral 2.6 de la Parte I del Régimen de Distribución, el Ente Regulador destaca que de acuerdo al Artículo 103 de la Ley No. 6 de 1997, el supuesto de eficiencia de las empresas de distribución panameñas tendrán como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras. Las empresas compradoras fueron establecidas por el Ente Regulador en atención a los siguientes criterios:

- La planta física de las empresas distribuidoras norteamericanas es similar a la que tienen las empresas distribuidoras panameñas.
- Las empresas distribuidoras de los Estados Unidos al igual que las ubicadas en Panamá mantienen similares niveles de tensión en distribución y otras características

técnicas en el servicio eléctrico, lo que lleva a tener una similar estructura de redes y, por tanto de activos y costos asociados.

- La infraestructura que recibieron las empresas distribuidoras que surgieron de la reestructuración del IRHE se fundamenta en estándares norteamericanos.

De acuerdo a la norma legal antes señalada no se pueden escoger empresas modelo para establecer parte de los costos eficientes y para el establecimiento de otros costos utilizar a otras empresas o aún usar a la misma empresa demandante. El Ente Regulador considera necesario mantener las empresas modelo seleccionadas para la determinación de todos los costos eficientes, entre ellos los que corresponden a las pérdidas de energía en distribución.

Por lo anterior, el Ente Regulador considera prudente indicar que las fórmulas sujetas a demanda, los costos eficientes por pérdidas se ajustaron luego del recurso de reconsideración presentado por la demandante contra la Resolución N°JD-3116, para ajustar a la realidad panameña los datos por las diferencias en la estructura de consumo de los clientes de la empresa distribuidora, excluyendo de dichas fórmulas los datos de las empresas modelo con respecto a la reventa de energía y potencia en bloque, para que se pudiera hacer una comparación de costos eficientes en forma consistente.

Finalmente, no podemos considerar como un ajuste estructural, las pérdidas de energía que resulten del fraude o de la falta de pago, puesto es responsabilidad de la empresa el establecer mecanismos en su gestión u operación para eliminar o reducir la incidencia de esas actividades.

III. - Conclusiones

1.- Los puntos 3.1.1, 3.2, 3.3 y el séptimo párrafo de la Parte I del Régimen de distribución de energía eléctrica, se fundamentan en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.

2.- La base de capital establecida en los puntos 3.1.1, 3.2 y 3.3 que permite el cálculo del Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público, reconoce costos eficientes de las empresas que son los que al final debe pagar el cliente final.

3.- El punto 3.3 objeto de la demanda incoada no fue recurrido por la demandante dentro de la vía gubernativa, por ende el mismo no debe ser considerado dentro de la demanda de plena jurisdicción.

4.- El nivel de pérdidas de las empresas distribuidoras fue ajustado en virtud del recurso presentado contra la Resolución No. JD-3116, en aquellos puntos donde no se podía realizar una comparación con las empresas compradoras establecidas por el Ente Regulador.

5.- El cliente final no puede pagar en sus tarifas pérdidas de distribución que se deban a la operación de las empresas, es decir, no debe pagar pérdidas por fraude o por morosidad de otros clientes".

De las explicaciones vertidas, se colige con claridad las disposiciones tachadas de ilegales no violan ninguna de las normas alegadas como conculcadas, por lo que reiteramos nuestra solicitud para que se nieguen las peticiones formuladas por la parte demandante.

IV. Pruebas: Aceptamos las documentales presentadas conforme a la Ley.

V. Derecho: Negamos el invocado.

Del Magistrado Presidente,

**Lcda. Alma Montenegro de Fletcher
Procuradora de la Administración**

Licdo. Víctor L. Benavides P.
Secretario General

MATERIA

REGIMEN TARIFARIO

PERIODO TARIFARIO

EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA

SERVICIO PUBLICO