

**Panamá, 25 de noviembre de 2022**

**Audiencia Pública No. 007-2022, para considerar la propuesta de modificación del Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y del Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411- Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización**

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA CHIRIQUI, S.A.**

Señores  
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)  
Edificio Office Park  
Vía España y Fernández de Córdoba  
Primer Piso  
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario

DIR-SJ-889-22  
**25 de noviembre de 2022**

**Ref. Audiencia Pública No. 007-2022**, para considerar la propuesta de modificación del Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y del Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411- Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización

**Estimados señores:**

Por este medio nosotros la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A.** (en adelante **EDECHI**) comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la **Audiencia Pública No. 007-2022**, para considerar la propuesta de modificación del Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y del Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411- Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, ambos del Reglamento de Distribución y Comercialización

**Res AN No18004-Elec: AUDIENCIA PÚBLICA 007-2022**

**ANEXO A.**

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV, DENOMINADO RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

## **Artículo 22:**

ASEP propone incorporar a este artículo lo siguiente:

*“...A partir de la determinación del IMP que se realizará para el período tarifario julio 2026 a junio 2030, la revisión incluirá la ejecución de los costos operativos (ADM, O&M, COM) efectivamente realizados en relación con los costos eficientes reconocidos en el período tarifario que concluye. Esta evaluación se realizará considerando las variables utilizadas en las ecuaciones de eficiencia con las que se calcularán indicadores unitarios de costos.*

*Si en el análisis del período los indicadores unitarios calculados con los costos reales resultan inferiores a los costos unitarios eficientes reconocidos, en el siguiente período tarifario se considerarán los costos reales como base de proyección de los costos operativos, lo que permitirá distribuir entre la empresa y sus clientes los aumentos de productividad que está generando la empresa y de las que se benefició dentro del período tarifario que termina, para cumplir con el criterio de eficiencia económica establecido en el artículo 95 de la Ley.*

*Si los indicadores unitarios calculados con los costos reales resultan superiores a los costos unitarios eficientes reconocidos, se considerará la proyección resultante de las ecuaciones de eficiencia.”*

## **COMENTARIOS DE EDECHI:**

La ASEP propone que a partir del período tarifario julio 2026 a junio 2030, los costos operativos (ADM, O&M, COM) efectivamente realizados en el período anterior, sean utilizados como indicadores unitarios para determinar el IMP correspondiente. Ello incumple con el artículo 101 de la Ley, que establece: *“El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras”*.

Ello fue aceptado en la determinación de las ecuaciones de eficiencia del actual Régimen Tarifario 2018-2022, donde se argumentó:

***“... que el artículo 9 de nuestro Código Civil establece con claridad meridiana que las normas deben ser interpretadas atiendo a su tenor literal y es obvio que la redacción del artículo 98 (ahora 101) no da lugar a dudas ni a terceras interpretaciones: las empresas han de ser similares (no iguales), nacionales o extranjeras. Este “o” es muy revelador y aplica para cada uno de***

***los adjetivos incluidos en la norma, pues si el legislador hubiera deseado que fueran empresas nacionales y extranjeras la redacción de la norma sería otra, pero lo cierto es que no lo es: las empresas han de ser similares (no iguales), nacional o extranjeras...*** (el resaltado es nuestro).

Como se puede colegir de lo antes indicado, esta propuesta resulta contraria a lo textualmente indicado en el artículo 101 de Ley 6, el cual establece que los costos serán reconocidos en base a **empresas reales similares, nacionales o extranjeras**. Es decir, incorporar como medida del reconocimiento de costos una referencia asociada al desempeño propio de la distribuidora va en contra de la Ley, de su texto y de un punto central del marco regulatorio vigente.

Por otro lado, no se debe obviar que esta propuesta de modificación, se trata de un cambio sustancial en las reglas regulatorias de reconocimiento de ingresos con las que se inició el actual periodo de concesión en 2013 y que finaliza en 2028. En este sentido, vale destacar que es razonable y necesario que el Régimen Tarifario tenga actualizaciones que permitan incorporar y regular toda novedad en el sector producto de, principalmente, nuevas tecnologías.

Sin embargo, esta propuesta implica un cambio discrecional que puede incluso rayar en la arbitrariedad, sobre la forma de reconocimiento de costos que ha sido sostenida en Panamá desde 1998, lesionando los principales valores con los que cuenta el marco regulatorio del país como lo son la estabilidad jurídica que dispone la Constitución Política y la propia continuidad regulatoria sobre la que se licitaron las acciones del 51% de las empresas de distribución y que son los que les han permitido un desarrollo sostenido del sector con inversiones crecientes para la ampliación y mejora del servicio pero más aún, una estabilidad al propio mercado eléctrico nacional. De hecho, el Anexo X del Acuerdo por el que se establece una ***Asociación entre la Unión Europea y sus Estados miembros, por un lado, y Centroamérica***, por otro, reconoce a la distribución de energía eléctrica y a sus concesionarios desde 1998 como una de las actividades económicas comprometidas por la República de Panamá y cuya seguridad jurídica, en consecuencia, está protegida por normas de Derecho Internacional.

Adicionalmente, esta propuesta presenta una inconsistencia teórica a nivel económico que lesiona la suficiencia financiera necesaria para operar al negocio.

La eficiencia económica se obtiene combinando diversos insumos (en términos generales, Costos de Operación y Mantenimiento, Inversiones, Pérdidas) para atender ciertos objetivos o outputs como son la demanda con el nivel de calidad requerido. Esta consistencia entre insumos y outputs está presente en el modelo de IMP que surge de empresas comparadoras y por lo tanto la reducción arbitraria para un solo insumo con, por ejemplo datos reales de la empresa, conlleva un error que puede afectar gravemente la Suficiencia Financiera, criterio prioritario a la eficiencia económica de acuerdo con el art. 95 de la ley 6, además socava de forma importante la seguridad jurídica de las empresas tratándose de un cambio que está fuera del contrato de concesión. En otras palabras, no puede reducirse discrecionalmente el ingreso permitido a un solo insumo, como son los costos, manteniendo lo demás constante,

ya que esto lesionará el reconocimiento de ingresos a nivel general y por lo tanto afectará la suficiencia financiera. Más aún cuando todavía las empresas de distribución, por lo menos EDEMET y EDECHI está en plena ejecución de agresivos planes de inversión que demandan de una salud financiera por que además son inversiones que requiere la red para mejora de la calidad e irla preparando para la transición energética.

Por todo lo anterior, **solicitamos a ASEP** eliminar esta propuesta y continuar como se ha venido realizando en las últimas Revisiones Tarifarias y apegarse a lo que estipula la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (modificada), los Pliego de los Contratos de Compra Venta de Energía del 51% de las empresas de distribución y los Contratos de Concesión, es decir seguir utilizando la metodología establecida en el actual reglamento y considerar que cambios, conforme al principio de seguridad jurídica y los Acuerdos y Convenios de la República de Panamá, de esta índole serían pertinentes para proponerse en el marco del próximo período de concesión cuyo proceso de renovación inicia en 2027.

#### **Artículo 24: IPSD**

Entre otros cambios, ASEP propone modificar los incisos a), b) y c) del siguiente modo.

##### **Donde dice:**

###### **a) Cálculo de $ADM_t$**

- $ADM_t = \sum_j (ADM_{jt})$ , siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- $ADM_{jt}$  son los costos de administración resultantes para el Área Representativa “j” en el año “t”, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
  - $C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
  - $D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t)

##### **ASEP propone decir:**

###### **a) Cálculo de $ADM_t$**

- $ADM_t = \sum_j (ADM_{jt})$ , siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.

- *ADM<sub>jt</sub> son los costos de administración resultantes para el Área Representativa “j” en el año “t”, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.*

**Donde dice:**

**b) Cálculo de  $OM_t$**

- *$OM_t = \text{SUM}_j (OM_{jt})$ , siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.*
- *$OM_{jt}$  son los costos de Operación y Mantenimiento de distribución, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:*
  - *$C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o*
  - *$D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t).*

**ASEP propone decir:**

**b) Cálculo de  $OM_t$**

- *$OM_t = \text{SUM}_j (OM_{jt})$ , siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.*
- *$OM_{jt}$  son los costos de Operación y Mantenimiento de distribución, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas o los indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior según corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.*

**Donde dice:**

**c) Cálculo de  $BCDt$**

...

*ID<sub>t</sub>: Inversión Eficiente de Distribución en el año (t)*

$$ID_t = (AD_t - AD_{t-1}) + ISUBTE_t + INVNOCOMP_t + IRURAL_t \quad \text{con } t = 1, 2, 3, 4$$

- *$AD_t = \text{SUM}_j (AD_{jt})$ , siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.*

- $AD_{jt}$  es el valor de los Activos de Distribución del Área Representativa “j” durante el año “t”, determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
  - $C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
  - $D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t)

$D_{jt}$  se obtendrá a partir de la composición de:

- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo de  $D_{jt}$  las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:

- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.
- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

$AD_{t-1}$  y  $AD_{j,t-1}$ , se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas  $C_{j,t-1}$  y/o  $D_{j,t-1}$  previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.

#### **ASEP propone decir:**

c) Cálculo de  $BCD_t$

...

$ID_t$ : Inversión Eficiente de Distribución en el año (t)

$$ID_t = (AD_t - AD_{t-1}) + ISUBTE_t + INVNOCOMP_t + IRURAL_t \quad \text{con } t = 1, 2, 3, 4$$



- $AD_t = \text{SUM}_j (AD_{jt})$ , siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- $AD_{jt}$  es el valor de los Activos de Distribución del Área Representativa “j” durante el año “t”, determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas.

### **COMENTARIO de EDECHI**

Sobre estas propuestas cabe indicar, por un lado, que la consideración de datos reales como referencia para los costos eficientes de acuerdo con el artículo 22 no es correcta por las razones comentadas en este documento en relación con dicho artículo.

Por otro lado, el cambio propuesto para el artículo 24 consiste esencialmente en eliminar la definición explícita de las variables explicativas a considerarse para las ecuaciones de eficiencia, actualmente como lo son el número de Clientes y la Demanda, tal como se ha utilizado en las Revisiones Tarifarias anteriores, donde el cálculo de los Costos Administrativos (ADMjt), los Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución (OMjt), han sido realizados a través de las Ecuaciones de Eficiencia, utilizando para ello las variables Cjt y Djt; sin embargo ahora la ASEP propone una indefinición de dichas variables las cuales quedarían a discreción de ASEP al momento de proponer el Ingreso Máximo Permitido. Respecto de este punto, es importante destacar algunas consideraciones.

- En primer lugar, que la estabilidad y respeto de las reglas regulatorias es un elemento esencial que permite a las concesionarias transmitir confianza a los accionistas y acreedores para obtener los fondos necesarios que permiten ejecutar inversiones que se recuperan mayormente en un plazo superior a veinte años. Un cambio como este genera una incertidumbre muy importante, haciendo esta incertidumbre el acceso a instituciones financiera muchísimo más difícil y consecuentemente más costoso. La Autoridad Reguladora tiene, por Ley, las herramientas regulatorias para poder determinar los límites y necesidades del servicio pero dicha facultad debe ejercerse respetando el derecho que le asiste a los concesionarios del Servicio de Distribución de desarrollar y operar el negocio con base a un marco regulatorio estable, conocido, pero además de su propia experiencia y know how, ya que, como fuera dicho, sobre estos principios fue reestructurado el sector eléctrico nacional.
- Si ASEP considera que existe una mejor información disponible respecto de las variables explicativas, el procedimiento más transparente es proponerlas de modo explícito en el RDC sometido a consulta pública a fin de que los agentes y consumidores del sector tengan posibilidad de hacer sus aportes de modo concreto y adicional serían para aplicaciones en revisiones posteriores y no sobre esta que actualmente está en pleno proceso

Por lo anterior, **se solicita a ASEP** mantener el artículo 24 y no modificarlo respecto de la definición de las variables explicativas del modo propuesto por la ASEP en esta consulta pública, a fin de no introducir un mayor nivel de incertidumbre que afecte al desarrollo normal que el sector ha logrado fruto de la transparencia y continuidad regulatoria observada históricamente. Por lo tanto, reiteramos

nuestra petición de continuar como se ha venido realizando en las últimas Revisiones Tarifarias a través de las Ecuaciones de Eficiencia utilizando como drivers principales las variables número de Clientes (Cjt) y la Demanda (Djt) como está actualmente el artículo 24 y eliminar la referencia a la utilización de indicadores o variables no definidas y de discrecionalidad peligrosa, debido a que se incumple con lo establecido en el artículo 101 de la Ley tal como fue planteado en los comentarios y recomendaciones referenciadas al artículo 22.

### **Artículo 26: IPCO**

ASEP propone cambios sobre la definición del cálculo del Costo Eficiente de Comercialización (COMt) y de la inversión Eficiente de Comercialización (ICt) que van en el mismo sentido que los propuestos para el artículo 24. Es decir, eliminar certeza sobre las variables explicativas a utilizarse en las ecuaciones de eficiencia.

### **COMENTARIO DE EDECHI**

Por las mismas razones indicadas respecto de los artículos 22 y 24, se solicita a ASEP no modificar el artículo 26 respecto de la definición de las variables explicativas del modo propuesto en esta consulta pública, a fin de no introducir un mayor nivel de incertidumbre que afecte al desarrollo normal que el sector ha logrado fruto de la transparencia y continuidad regulatoria observada históricamente, con lo cual se debe continuar como se ha venido realizando en las últimas Revisiones Tarifarias a través de las Ecuaciones de Eficiencia utilizando como drivers principales las variables de número de clientes (Cjt) y la Demanda (Djt) como están en el actual artículo 26 y eliminar la referencia a la utilización de indicadores de costo calculados con los datos reales del periodo tarifario anterior donde corresponda, debido a que se incumple con lo establecido en el artículo 101 de la Ley tal como fue planteado en los comentarios y recomendaciones referenciadas al artículo 22.

### **Artículo 38**

**Artículo 38** Los criterios que se tendrán en cuenta para la aprobación de la estructura tarifaria son:

...

g) Que se discriminen en función del tipo de medición, guardando la debida consistencia o acoplamiento entre tarifas, con la restricción de que la estructura tarifaria no contemple un cargo por demanda explícita para clientes con una demanda máxima menor o igual a 15

kW. Los clientes categorizados en tarifas sin medición de demanda no pagarán ningún cargo fijo excepto el de comercialización. Estos clientes podrán optar por tarifas con cargos por energía en horarios de punta y cargos por energía en dos o más bloques en horarios fuera de punta.

...

k) Que dentro de las opciones tarifarias presenten alternativas de tarifas mixtas con demanda con precios diferenciados por periodos horarios (de punta y dos o más períodos fuera de punta u otros que se puedan determinar).

l) Que dentro de las nuevas clases de tarifas se establezcan tarifas horarias con al menos dos bloques horarios fuera de punta, que procuren una mejora en el factor de carga de las empresas distribuidoras, y por ende un uso más eficiente de la energía, incentivando a los clientes que puedan desplazar su consumo de energía, incluido la recarga de vehículos eléctricos.

**COMENTARIO DE EDECHI** No está clara la forma como se implementará un nuevo bloque de consumo fuera de punta. Este comentario es aplicable para todos los artículos de la Audiencia que hacen referencia a esta modificación. Agradecemos tomarlo en cuenta.

1. Será necesario definir las horas y los días de la semana que aplicaría cada uno de los bloques fuera de punta que se propongan. Actualmente la definición de las horas de puntas y fuera de punta es la siguiente:

*Se entiende por período de punta y fuera de punta del sistema lo siguiente:*

- Período de Punta: Corresponde a las horas entre las 9:00 y las 17:00 horas de lunes a viernes.
- Período Fuera de Punta: Corresponde a las demás horas del día, es decir las comprendidas entre las 17:00 y las 09:00 y la totalidad de los días sábado, domingo y días de fiesta nacional.

2. No se cuenta con la información base histórica que permita conocer la energía en cada uno de los nuevos bloques fuera de punta, tanto del lado de la generación, como de la demanda. [sería necesario construirla, o bien, estimarla].

3. Será necesario adecuar todo el sistema de lectura y facturación (SGC) con los nuevos bloques de consumo en fuera de punta.

4. En los próximos años la movilidad eléctrica puede tener importante incidencia en la demanda de energía en las horas nocturnas. La definición de estos cargos nocturnos deberá procurar minimizar una distorsión en el caso de que la demanda nocturna crezca por encima de lo históricamente registrado.

5. Con lo anterior, se podría correr el riesgo de proponer tarifas horarias bajo hipótesis de mercado que posteriormente no correspondan con la realidad y puedan provocar distorsiones.

[Una opción sería la de crear dos bloques horarios fuera de punta con los mismos cargos tarifarios. Ello permitiría generar una base de datos con la que se pueda hacer una diferenciación entre cada uno de estos dos bloques al momento de definir los cargos tarifarios en el próximo período tarifario.]

**RECOMENDACIÓN DE EDECHI:** Se recomienda dejar un período de prueba y recopilación de datos de generación y demanda (2022-2026) e iniciar a partir del período 2026-2030 la implementación de los bloques horarios fuera de punta que fuesen necesarios.

### **Artículo 66:**

**Artículo 66:** Como mínimo, se deben discriminar los siguientes cargos tarifarios:

...

Adicionalmente, para el caso de los clientes con equipos de Generación Distribuida, se aplicarán los criterios establecidos en el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, el cual deberá evitar que existan subsidios cruzados entre clientes con Generación Distribuida y el resto de los clientes.

**COMENTARIO DE EDECHI:** Los clientes con Generación Distribuida (Autoconsumo) deben asumir todos los costos relacionados con la energía y potencia que han consumido de la red; tomando en consideración los costos de Distribución, Comercialización, Alumbrado

Público, Generación, Transmisión, Pérdidas de Transmisión y Pérdidas de Distribución, de manera que se eliminen los subsidios cruzados entre estos clientes y el resto de los clientes.

Actualmente, si un cliente consume 100 kWh de la red e inyecta 100 kWh de su propia generación a la red, genera un neto de cero y tiene una facturación de cero por concepto de energía. Esta situación está generando un subsidio cruzado entre clientes con Generación Distribuida y el resto de los clientes. Es decir, los clientes que no cuentan con Generación Distribuida (Autoconsumo), asumen determinados costos de aquellos clientes que sí cuentan con Generación Distribuida.

Con el actual esquema de **NET METERING**, los clientes con Generación Distribuida no cubren estos costos, ya que en el neteo de la energía inyectada y la tomada de la red de distribución se distorsiona este balance de costos.

Lo más indicado sería llevar dos cuentas por separado en la operación del cliente con Generación Distribuida:

- (i) la contabilización de toda la energía inyectada a la red, la cual deberá ser reconocida al precio medio de compra de energía de los contratos de suministro, de la distribuidora; y
- (ii) la contabilización de toda la energía tomada de la red, la cual deberá ser pagada por el cliente, de acuerdo a la tarifa contratada.

Bajo este esquema, no se estaría neteando la energía; por el contrario se estaría neteado el costo de la energía inyectada con el costo de la energía tomada de la red. Si un cliente consume 100 kWh de la red, paga por ello a la empresa de distribución, y si inyecta 100 kWh de su propia generación a la red, recibiría un pago por dicha energía.

**RECOMENDACIÓN DE EDECHI:** Se recomienda adoptar un mecanismo donde el cliente con Generación Distribuida (Autoconsumo), se le reconozca toda la energía inyectada a la red de distribución, al precio correspondiente y, a su vez, pague por toda la energía consumida de la red, de acuerdo a la tarifa contratada.

**Res AN No18004-Elec: AUDIENCIA PÚBLICA 007-2022**

**ANEXO B.**

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO V, DENOMINADO RÉGIMEN DE SUMINISTRO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

**Artículo 4:**

Donde dice

**Artículo 4** Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:

- a) No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica u otro concepto resultante de este reglamento. La deuda por parte del cliente anterior del sitio donde se va a prestar el servicio, no será motivo para condicionar, suspender o cortar el suministro al nuevo cliente.
- b) Firmar el correspondiente contrato de suministro, previa presentación de la siguiente documentación:
  - (i) Copia de la Escritura Pública o Certificación vigente (1 año) expedida por el Registro Público, el Banco Hipotecario Nacional, el Ministerio de Vivienda (MVIOT), la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), los Municipios (propietarios de un terreno) u otra entidad estatal (propietaria de un terreno) que acredite la propiedad, tenencia, traspaso o tramitación de la titularidad de un bien inmueble a nombre del cliente.
  - (ii) En caso de no ser el titular del bien inmueble, deberá presentar copia del Contrato de Arrendamiento suscrito con el propietario o tenedor del bien inmueble.
  - (iii) Copia de la cédula de identidad personal vigente o pasaporte vigente (o carné de la Dirección de Migración y Naturalización) en el caso de extranjeros para persona natural. Copia del certificado de Registro Público de la Sociedad Anónima para la persona jurídica.
  - (iv) En caso de que la persona natural o el representante legal de una sociedad no pueda asistir personalmente a firmar el contrato de suministro, se deberá aportar:
    - Para persona natural: Carta de autorización original con copia de la cédula del otorgante y del autorizado.
    - Para persona jurídica: Poder notariado y copia de cédula del poderdante (otorgante) y apoderado (autorizado).

- (v) En el caso de los inmuebles o instalaciones nuevas no ocupadas, además de los otros requisitos deberá el solicitante aportar:
    - Copia del permiso de ocupación o certificado de ocupación para la instalación del suministro eléctrico emitido por el Municipio correspondiente.
    - En caso de que el permiso o certificado de ocupación esté a nombre de una persona distinta al solicitante, se deberá verificar que el mismo corresponda a la misma propiedad (finca) sobre la cual se solicita el servicio.
  - (vi) En el caso de las comunidades que estén ubicadas, en áreas declaradas legalmente como protegidas, y que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación de consentimiento emitida por la Dirección de Áreas Protegidas y Vida Silvestre del Ministerio de Ambiente.
  - (vii) En el caso de las comunidades comarcales, que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación de consentimiento emitida por la dirigencia tradicional comunitaria (reconocida oficialmente) que corresponda.
  - (viii) En el caso de las comunidades rurales que se vean beneficiadas por proyectos de electrificación realizados por la OER en conjunto con las distribuidoras, y que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación escrita de la Oficina de Electrificación Rural donde se haga constar el desarrollo del proyecto de electrificación correspondiente.
  - (ix) En los casos de clientes tales como construcciones, exposiciones, ferias, circos, etc. que requieran un suministro de carácter temporal, deberán presentar el permiso de estructura temporal emitido por el municipio correspondiente.
- c) Presentar certificación de buen historial de pago o referencias de crédito recientes, es decir que no exceda un periodo de 5 años de la fecha en que se realiza la solicitud. En ausencia de éstas, el solicitante deberá pagar el depósito de garantía establecido en el presente reglamento.
  - d) Pagar el derecho de conexión de acuerdo al pliego tarifario vigente.
  - e) En edificaciones nuevas el punto de interconexión debe estar ubicado en un sitio accesible a la empresa de distribución de acuerdo con las normas de construcción. En el caso de comunidades rurales, incluyendo las comarcas que se vean beneficiadas por proyectos de electrificación realizados por la OER en conjunto con las distribuidoras, el punto de interconexión debe estar instalado a una distancia máxima de 50 metros de la ubicación física del cliente.
  - f) El cliente será responsable sobre la propiedad en la que se instalará el suministro ante cualquier reclamo o conflicto de la propiedad entre terceros o particulares.

- g) Las solicitudes del servicio eléctrico podrán realizarse en las agencias autorizadas de la empresa distribuidora o por vía electrónica. En el caso de que sea por medio electrónico toda la documentación podrá enviarse a través de este mismo medio, al igual que la certificación de los pagos, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento”

### **Debe decir**

**Artículo 4** Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:

- a) No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica en cualquiera de la zona de concesión de las empresas distribuidoras u otro concepto resultante de este reglamento. La deuda por parte del cliente anterior del sitio donde se va a prestar el servicio no será motivo para condicionar, suspender o cortar el suministro al nuevo cliente.
- b) Firmar el correspondiente contrato de suministro, previa presentación de la siguiente documentación:
- (i) Copia de la Escritura Pública o Certificación vigente (1 año), que acredite la propiedad, tenencia o traspaso de un bien inmueble a nombre del cliente, expedida por: el Registro Público, el Banco Hipotecario Nacional, el Ministerio de Vivienda (MIVIOT), la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), los Municipios (propietarios de un terreno) u otra entidad estatal (propietaria de un terreno).
  - (ii) En caso de no ser el titular del bien inmueble, deberá presentar adicionalmente al punto (i), copia simple de la cédula del tenedor del bien inmueble, copia del Contrato de Arrendamiento suscrito con el propietario o tenedor del bien inmueble.
  - (iii) Copia de la cédula de identidad personal vigente o pasaporte vigente (o carné de la Dirección de Migración y Naturalización) en el caso de extranjeros para persona natural. Copia del certificado de Registro Público de la Sociedad Anónima para la persona jurídica.
  - (iv) En caso de que la persona natural o el representante legal de una sociedad no pueda asistir personalmente a firmar el contrato de suministro, se deberá aportar:
    - Para persona natural: Carta de autorización original con copia de la cédula del otorgante y del autorizado.
    - Para persona jurídica: Poder notariado y copia de cédula del poderdante (otorgante) y apoderado (autorizado).
  - (v) En el caso de los inmuebles o instalaciones nuevas no ocupadas, además de los otros requisitos deberá el solicitante aportar:
    - Copia del permiso de ocupación o certificado de ocupación para la instalación del suministro eléctrico emitido por el Municipio correspondiente.
    - En caso de que el permiso o certificado de ocupación esté a nombre de una persona distinta al solicitante, se deberá verificar que el mismo corresponda a la misma propiedad (finca) sobre la cual se solicita el servicio.



- (vi) En el caso de las comunidades que estén ubicadas, en áreas declaradas legalmente como protegidas, y que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación de consentimiento emitida por la Dirección de Áreas Protegidas y Vida Silvestre del Ministerio de Ambiente.
  - (vii) En el caso de las comunidades comarcales, que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación de consentimiento emitida por la dirigencia tradicional comunitaria (reconocida oficialmente) que corresponda.
  - (viii) En el caso de las comunidades rurales que se vean beneficiadas por proyectos de electrificación realizados por la OER en conjunto con las distribuidoras, y que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación escrita de la Oficina de Electrificación Rural donde se haga constar el desarrollo del proyecto de electrificación correspondiente.
  - (ix) En los casos de clientes tales como construcciones, exposiciones, ferias, circos, etc. que requieran un suministro de carácter temporal, deberán presentar el permiso de estructura temporal emitido por el municipio correspondiente.
  - (x) En los casos de suministro para letreros, vallas, fuentes de poder, antenas, puntos de recarga eléctrica, luminarias de canchas deportivas públicas, etc. que no requieran un permiso de ocupación para el debido suministro, deberán presentar en lugar del permiso una copia de certificación eléctrica por los bomberos, siempre y cuando se cumpla las normas de seguridad eléctrica vigentes.
- c) Presentar certificación de buen historial de pago o referencias de crédito recientes, es decir que no exceda un periodo de 5 años de la fecha en que se realiza la solicitud. En ausencia de éstas, el solicitante deberá pagar el depósito de garantía establecido en el presente reglamento.
  - d) Pagar el derecho de conexión de acuerdo con el pliego tarifario vigente.
  - e) El punto de interconexión (donde se encuentra el medidor), debe estar ubicado en un sitio accesible a la empresa de distribución de acuerdo con las normas de construcción, y su conexión con las instalaciones del cliente deben cumplir con las normas de seguridad para media tensión y baja tensión vigentes.
  - f) El cliente será responsable sobre la propiedad en la que se instalará el suministro ante cualquier reclamo o conflicto de la propiedad entre terceros o particulares.
  - g) Las solicitudes del servicio eléctrico podrán realizarse en las agencias autorizadas de la empresa distribuidora, en sitio o por vía electrónica. En el caso de que sea por medio electrónico toda la documentación podrá enviarse a través de este mismo medio, al igual que la certificación de los pagos, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento.

### **COMENTARIO DE EDECHI**

## Introducción

Estamos totalmente de acuerdo con las adiciones propuestas por el regulador. La regulación adoptada por la ASEP superó, hace más de 16 años, la concepción de que se puede solicitar suministro en cualquier inmueble, sin contar con un título de propiedad, posesión, uso o usufructo, que legitime dicha solicitud. Los cambios regulatorios adoptados por la ASEP, que se potencian con la propuesta que aquí se incluye, **protegen a los propietarios legítimos de bienes inmuebles** en todas la República de Panamá si una persona de **mala fe** pretende violar la propiedad privada de otro cliente sin autorización. En la actualidad, cuando el propietario real descubre la situación no solo no puede solicitar la terminación del contrato de suministro (los contratos están asociados a las personas no a los inmuebles) sino que tampoco puede sacar al solicitante de **mala fe** de los inmuebles, si no interponen un proceso legal del lanzamiento.

Tenemos comentarios específicos para las modificaciones propuestas que de forma esquemática proponemos a continuación para que sea más sencilla su identificación.

Artículo	Capítulo	Propuesta de Modificación ASEP	Comentario Sí/No	Observación Empresa de Distribución
Artículo 4+A5:E14	Capítulo V.1 Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las	Incluye que cliente no puede tener deuda en ninguna zona de concesión	sí	ok, pero debería indicarse cómo se realizará esa revisión y hasta tanto la otra empresa distribuidora indique que el caso fue resuelto.
		Incluye que cuando cliente no es titular del inmueble debe presentar copia de cédula del tenedor, además del contrato de arrendamiento	sí	de acuerdo, pues es lo correcto para verificar contra el resto de los documentos
		elimina la vigencia de 6 meses de la carta de autorización en caso que una persona natural no pueda asistir a firma de contrato	sí	debería haber un límite de tiempo para el trámite, y mantenerse el que se tiene puesto que en caso contrario pudiese utilizarse posterior al acuerdo entre las partes
		incluye que puede traer copia del certificado de ocupación para la instalación del suministro	no	ok. Cualquiera de ambos documetnos son válidos
		elimina la verificación en el Certificado de Registro público vigente a 1 año	sí	debería haber un límite de tiempo para el trámite, y mantenerse el que se tiene puesto

		que en caso contrario pudiese utilizarse posterior al acuerdo entre las partes
agrega aclaración de propiedad para finca	no	ok
incluye requisitos para suministros de letreros, vallas, etc, que no requieran permiso de ocupación deben traer certificado de bomberos	no	ok
se elimina referencia a edificaciones nuevas donde deben estar el punto de interconexión	no	ok, estamos de acuerdo que debe aplicar para todas nuevas o no.
incluye que las conexiones deben cumplir con las normas de seguridad para baja y media tensión vigentes	no	de acuerdo
elimina referencia del punto de interconexión en zonas rurales y proyectos OER que debe estar a 50mts del cte.	si	Agradecemos aclarar esta eliminación.

## **Artículo 6**

### **Donde dice**

**Artículo 6** La empresa distribuidora hará entrega del suministro en un (1) sólo punto o en más de un (1) punto de suministro, siempre que cumpla con las condiciones de seguridad y de acuerdo a las normas vigentes. En aquellos casos donde haya más de un medidor no se permitirá la transferencia de carga entre éstos.

### **Debe decir**

**Artículo 6.** La empresa distribuidora hará entrega del suministro en un (1) sólo punto o en más de un (1) punto de suministro, siempre que cumplan con las condiciones de seguridad y de acuerdo con las normas vigentes. En aquellos casos donde haya más de un (1) punto de suministro con su respectivo medidor; no se permitirá la transferencia de carga entre éstos cuando sean clientes distintos.

En el caso de un cliente con más un (1) punto de suministro con sus respectivos medidores y tenga la posibilidad de hacer transferencia de carga en el mismo predio o predios adyacentes, el cliente debe ser considerado para todos los efectos como un (1) solo cliente por lo que la demanda máxima (kW) a considerar en la facturación por la empresa distribuidora debe ser la demanda máxima coincidente resultante de la medición de potencia (kW) en los distintos puntos de suministro en el período de facturación. Con respecto a la facturación de la energía (kWh) de este cliente, la misma corresponderá a la sumatoria de las energías medidas en los distintos puntos de suministro en el período de facturación.

## **COMENTARIO DE EDECHI:**

### **Introducción**

Por favor ampliar, es decir el cliente tiene solo contrato de suministro eléctrico pero en campo puede tener más de un medidor y el hace su transferencia de carga? Agradecemos nos aclare lo indicado en este artículo.

Tenemos comentarios específicos para las modificaciones propuestas que de forma esquemática proponemos a continuación para que sea más sencilla su identificación.

COMENTARIO				
Artículo 6	Capítulo V.1 Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las	Añade los casos en que un cliente cuenta con más de un punto de suministro. Transferencia de Carga	sí	Proponemos que esta posibilidad, además por seguridad no sea permitida, y en caso tal, se tendría que pagar por cada demanda de forma individual.
		<b>de acuerdo "a"</b> lo cambia por <b>de acuerdo "con"</b> para cumplimiento de normas vigentes y condiciones de seguridad	sí	Agradecemos nos expliquen si el cambio es solo gramatical?

**1. Donde dice**

**Artículo 41** En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de seis (6) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real.

**Debe decir**

**Artículo 41** La empresa distribuidora no podrá realizar estimaciones en el caso de clientes con medición inteligente.

En los casos de los clientes con medición convencional, si la empresa distribuidora ha estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de seis (6) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real.

**COMENTARIOS DE DECHI:**

			COMENTARIO	
Artículo 41	Capítulo V.10 Tratamiento de las facturaciones con Lecturas Estimadas	Estimación de las facturas NO se justifican para medidores inteligentes	sí	Aclararse siempre que la estimación se deba a medidores encerrados donde no se tuvo acceso a la lectura de forma presencial o por otras condiciones.
		especifican que sólo para medidores convencionales se debe indicar en la factura si hay estimación	sí	debería darse para ambos casos puesto que puede estimarse en caso

de medidores inteligentes. El medidor puede estar físicamente dañado por terceros o por el propio cliente. Al ser un elemento físico siempre puede ser objeto de vandalismo. Eliminar esta especificidad pues no es acorde con la realidad nacional

## 2. Donde dice

**Artículo 42** Para realizar las estimaciones y ajustes posteriores la empresa distribuidora deberá seguir el siguiente procedimiento:

### **Estimaciones:**

- La estimación del consumo (kWh) deberá estar basado en el promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales.
- El consumo estimado del mes será utilizado para la facturación con una indicación de que la lectura es estimada. No obstante, esta lectura estimada se utilizará para el histórico de consumos.

### **Ajustes:**

- En el mes que se realice la lectura real, la empresa distribuidora deberá calcular la diferencia entre esta lectura y la real anterior. A partir de esa energía total y la cantidad de días del periodo, calculará un consumo promedio diario (kWh por día) para todo el periodo.
- El valor calculado de consumo diario se utilizará para calcular el consumo mensual que se debió facturar en los meses estimados y el mes corriente que se va a facturar, multiplicando el consumo promedio diario por los días transcurridos en cada mes.
- Con el nuevo valor de consumo (kWh) calculado para cada mes del periodo se hace el cálculo del nuevo importe de facturación mensual (real) utilizando las tarifas y subsidios correspondientes a cada mes involucrado.

- Se calculará la diferencia entre el importe facturado durante los meses con lecturas estimadas y el nuevo importe para cada mes calculado utilizando la nueva estimación de energía. La sumatoria de las diferencias calculadas en el paso anterior corresponderá al Valor del Ajuste.

### **Facturación del Ajuste:**

- En el mes corriente se facturará el valor que corresponda al consumo del mes, más el valor del ajuste que corresponda. En el caso de que el ajuste sea negativo se deberá dar el crédito en la factura al cliente.
- Si el importe final de la factura sobrepasa el diez por ciento (10%) del promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales, la empresa distribuidora cobrará este diferencial en la misma cantidad de meses en los que se estimó la lectura del cliente y esto deberá detallarse en la factura al cliente. Por ejemplo, si se está facturando el mes de abril con lectura real y las últimas facturas con lecturas reales fueron en octubre, noviembre y diciembre, quiere decir que se estimaron los consumos de 3 meses (enero, febrero y marzo). Entonces, para este ejemplo, si el importe final de la factura es 30% mayor al importe facturado con lecturas reales, el excedente del 10%, es decir el 20% del valor facturado será dividido en tres (3) pagos mensuales y agregado a la factura de los tres (3) meses siguientes y el resto se facturará en abril.
- La empresa distribuidora deberá incluir en la factura del cliente todo el detalle del cálculo realizado para determinar el importe a pagar.

### **Debe decir**

**Artículo 42** En el caso de la medición convencional, para realizar las estimaciones y ajustes posteriores la empresa distribuidora deberá seguir el siguiente procedimiento:

### **Estimaciones:**

- La estimación del consumo (kWh) deberá estar basado en el promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales.
- En caso de no contar con tres meses de lecturas reales, la estimación se basará en la información disponible.
- El consumo estimado del mes será utilizado para la facturación con una indicación de que la lectura es estimada. No obstante, esta lectura estimada se utilizará para el histórico de consumos.

### **Ajustes:**

- En el mes que se realice la lectura real, la empresa distribuidora deberá calcular la diferencia entre esta lectura y la real anterior. A partir de esa energía total y la cantidad de días del periodo, calculará un consumo promedio diario (kWh por día) para todo el periodo.

- El valor calculado de consumo diario se utilizará para calcular el consumo mensual que se debió facturar en los meses estimados y el mes corriente que se va a facturar, multiplicando el consumo promedio diario por los días transcurridos en cada mes.
- Con el nuevo valor de consumo (kWh) calculado para cada mes del periodo se hace el cálculo del nuevo importe de facturación mensual (real) utilizando las tarifas y subsidios correspondientes a cada mes involucrado.
- Se calculará la diferencia entre el importe facturado durante los meses con lecturas estimadas y el nuevo importe para cada mes calculado utilizando la nueva estimación de energía. La sumatoria de las diferencias calculadas en el paso anterior corresponderá al Valor del Ajuste.

**Facturación del Ajuste:**

- En el mes corriente se facturará el valor que corresponda al consumo del mes, más el valor del ajuste que corresponda. En el caso de que el ajuste sea negativo se deberá dar el crédito en la factura al cliente.
- Si el importe final de la factura sobrepasa el diez por ciento (10%) del promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales, la empresa distribuidora cobrará este diferencial en la misma cantidad de meses en los que se estimó la lectura del cliente y esto deberá detallarse en la factura al cliente. Por ejemplo, si se está facturando el mes de abril con lectura real y las últimas facturas con lecturas reales fueron en octubre, noviembre y diciembre, quiere decir que se estimaron los consumos de 3 meses (enero, febrero y marzo). Entonces, para este ejemplo, si el importe final de la factura es 30% mayor al importe facturado con lecturas reales, el excedente del 10%, es decir el 20% del valor facturado será dividido en tres (3) pagos mensuales y agregado a la factura de los tres (3) meses siguientes y el resto se facturará en abril.
- La empresa distribuidora deberá incluir en la factura del cliente todo el detalle del cálculo realizado para determinar el importe a pagar.

**COMENTARIOS DE EDECHI:**

COMENTARIO				
Artículo 42	Capítulo V.10 Tratamiento de las facturaciones	especifican que este artículo sólo aplica para medidores convencionales	sí	debería darse para ambos casos puesto que puede estimarse en caso de medidores inteligentes. Eliminar esta especificidad. Ver comentarios para el artículo 41 anterior.



con Lecturas Estimadas	incluyen que en caso de no contar con información de 3 meses para estimaciones, se debe usar lo disponible	sí	no especifica qué puede utilizarse
------------------------	--	----	------------------------------------

## **Artículo 57**

### **Donde dice**

**Artículo 57** La reparación del daño causada mencionada en el párrafo precedente no eximirá a la empresa distribuidora de la aplicación de las sanciones que le correspondan según lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico.

### **Debe decir**

**Artículo 57** La reparación del daño causada mencionada en el artículo precedente no eximirá a la empresa distribuidora de la aplicación de las penalizaciones que le correspondan según lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico.

## **COMENTARIOS DE EDECHI:**

Con todo respeto debemos señalar que lamentamos que los consultores de la ASEP no hagan referencia a las Consultas que históricamente ya se habían sometido al régimen de consulta pública, por parte del propio regulador, con relación a los artículos 56 y 57.

La Consulta No. 003-19 misma que denunciamos conforme al artículo 150 de la Ley 38 de 2000 como prueba y parte de los presentes comentarios, **adecuaba el texto del artículo 57 a la lógica del artículo 56 pues se refería a los daños, su resarcimiento y sus responsables**. No es necesario hacer un cambio cosmético en el artículo 57 con relación a los vocablos “penalidades” por “sanciones” puesto que está claro en la Resolución An No. 6001 de 2013 que si los distribuidores o transmisores no logran demostrar la eminencia de responsabilidad respectiva, serán responsables de la aplicación de las sanciones o penalidades correspondientes.

Solicitamos revisar a tal efecto lo dispuesto en el artículo 77 del Anexo B de la Resolución No. 6001 cuyo texto es el siguiente:

*“...Artículo 77. La empresa distribuidora con la aprobación de la ASEP, podrá sancionar y/o penalizar al cliente que resulte causante del disturbio, una vez que se haya verificado dicho incumplimiento de acuerdo a lo indicado en la presente Norma..”.*

Con todo respeto debemos señalar que no le es dable a los consultores del a ASEP proponer cambios cosméticos que no solo YA ESTAN RECOGIDOS en la regulación vigente, sino que, no toman en cuenta los estudios anteriores del propio regulador, estudios que, de una manera más efectiva y clara buscaban los vacíos regulatorios existentes en nuestras normas y que además y más grave aún, están afectando tanto a las propias distribuidoras como a los clientes.

Reiteramos lo dicho, como esta es una propuesta de la propia ASEP; es preciso que el señor Administrador considere que la propuesta contenida en el Anexo B de la Audiencia Pública 007-22 para el artículo 57, obvia COMPLETAMENTE que el artículo 56 hace referencia tanto a los daños que provoque la distribuidora como a los daños provocados por otros agentes del mercado a clientes.

Veamos el texto en referencia:

*“...Artículo 56 En el caso en que se produzcan daños a las instalaciones y/o artefactos de propiedad del cliente o usuario, provocados por deficiencias en la idoneidad técnica del suministro imputable a la empresa distribuidora o provocado por otro agente del mercado, la empresa distribuidora deberá hacerse cargo de la reparación y/o reposición correspondiente, salvo caso fortuito o fuerza mayor. La distribuidora no reconocerá el lucro cesante...”.*

El texto propuesto en la Consulta Pública 003-19 para el artículo 57 era el siguiente:

*“...Artículo 57. “En el caso de que la responsabilidad por el daño causado en el artículo anterior recaiga sobre otro agente del mercado distinto a la empresa distribuidora, la misma podrá solicitarle a dicho agente resarcir el monto pagado al cliente o usuario conforme al procedimiento administrativo establecido por la ASEP para tal fin...”.*

**Esta era una adición favorable y justa.** Pues no solo guardaba sentido con lo indicado en el artículo 56 sino que, además, establecía las bases de un procedimiento para que el agente del mercado (causante del daño) resarciera el monto pagado al cliente por el distribuidor.

De hecho, de una manera muy clara y transparente la Consulta Pública No. 003-19 establecía en el ANEXO B, dicho procedimiento.

En base a que la propia ASEP ha propuesto la modificación del artículo 57, solicitamos que, el texto del artículo 57 sea aquél que propuso la ASEP en la Consulta Pública No. 003-19 y que además se incluya el “...**PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA RESPONSABILIDAD EN LA APLICACIÓN DE LOS ARTÍCULOS 56 Y 57 SOBRE DAÑOS DE APARATOS DEL TÍTULO V DEL RÉGIMEN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.**”, en los términos en los que fuera presentado por la ASEP a la **consideración de la ciudadanía.**

Nuestra propuesta sería la siguiente:

“...**Donde dice:**

Artículo 57. “La reparación del daño causado mencionada en el párrafo precedente no eximirá a la empresa distribuidora de la aplicación de las sanciones que le correspondan según lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico.”

**Debe decir:**

Artículo 57. “En el caso de que la responsabilidad por el daño causado en el artículo anterior recaiga sobre otro agente del mercado distinto a la empresa distribuidora, la misma podrá solicitarle a dicho agente resarcir el monto pagado al cliente o usuario conforme al procedimiento administrativo establecido por la ASEP para tal fin y que se incluye como Anexo xxx al presente reglamento...”.

Adjuntamos para beneficio del señor Administrador, el Anexo B propuesto en la Consulta 003-19 con los mismos comentarios que incluimos en dicha consulta y que conforme al artículo 150 de la Ley 38 de 2000 denunciamos como prueba para que se incluyan en la Presidente Audiencia Pública.

## **ANEXO B**

**Resolución AN No. \_\_\_\_\_ Panamá, \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2019**

### **PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA RESPONSABILIDAD EN LA APLICACIÓN DE LOS ARTÍCULOS 56 Y 57 SOBRE DAÑOS DE APARATOS DEL TÍTULO V DEL RÉGIMEN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

**Artículo 1. Objeto.** Dentro de su potestad regulatoria, es función de la ASEP decidir sobre las denuncias y reclamos presentados por los clientes por la prestación deficiente de los servicios públicos, así como sobre el resarcimiento de los daños ocasionados a los bienes de las personas naturales o jurídicas como consecuencia de ello.

Para tales fines, se establece el procedimiento para determinar la responsabilidad en la aplicación de los artículos 56 y 57 sobre daños de **aparatos**.

**COMENTARIO:** A pesar de que el artículo 56 “modificado” elimina la referencia a “**aparatos**” este artículo vuelve a utilizar la referencia a este tipo específico de bienes lo cual es incongruente con lo que establece en el “modificado” artículo 56 y la propia definición de bienes que contiene el artículo 2, como veremos.

**Artículo 2.** Principios rectores. La ASEP garantizará un procedimiento para para determinar la responsabilidad en la aplicación de los artículos 56 y 57 sobre daños de **aparatos** inspirado en los principios de economía procesal, celeridad, eficacia, simplificación de trámites, ausencia de formalismos, publicidad e imparcialidad, todo ello con pleno respeto al derecho de iniciativa y de defensa de las empresas de distribución y/o transmisión.

**COMENTARIO:** igual que el anterior, se hace necesario unificar criterios.

**Artículo 3. Definiciones.** En el concepto y alcance de lo que, para los efectos del presente procedimiento, debe entenderse como:  
**ASEP:** Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

**Agente del mercado:** empresas generadores, cogeneradoras, autogeneradoras, transportistas, distribuidoras, los grandes clientes y las interconexiones internacionales.

**Bienes:** Todo aquel artículo que al momento de presentarse un daño al bien del cliente o usuario, la empresa distribuidora o aquel que quede responsable deberá hacerse cargo de todo aquello que participe **del ciclo productivo y necesite del servicio de energía eléctrica** regulado por esta Autoridad.

**COMENTARIO:** Evidentemente esta definición, tal y como explicamos con la modificación del artículo 56, abre el paraguas para que la ASEP tenga competencia para conocer de todo tipo de reclamos. La definición es demasiado amplia, pues, incluye no sólo el aparato eléctrico que pudo dañarse con la interrupción del servicio eléctrico, sino también, todo aquel otro “bien”, conectado a dicho aparato que necesitaba de energía eléctrica.

Evidentemente, la definición trata de amparar o cubrir los reclamos de pollos, pero lo hace de una manera tal general, que podrían presentarse reclamos por la pérdida de cualquier otra tipo de vida, que necesitara o dependiera, en ese momento, de algún artefacto que utilice energía eléctrica.

Al establecerse taxativamente que se entiende como bienes también el que “NECESITA DEL SERVICIOS ELECTRICICO”, se perdería un concepto fundamental, y es que en estos casos, la interrupción del servicio eléctrico sería un factor concomitante y no principal, por lo que la obligación de reparar o reponer no sería una responsabilidad objetiva, sino que habría que demostrar el nexo de causalidad.

**Empresa de distribución:** Es la empresa dedicada a la actividad que tiene por objeto el transporte energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.

**OTRA DEFINICIÓN:** En adición, es preciso señalar que este anexo debe reconocer que el cliente tiene la responsabilidad de habilitar plantas de respaldo, si su actividad económica requiere de la energía eléctrica de manera continua e ininterrumpida para funcionar. De hecho, estos dos artículos 56 y 57 del Anexo A y Anexo B deben tener en cuenta que, en la República de Panamá, -si se configuran las circunstancias de eximentes de responsabilidad- los clientes deben tener la capacidad de abastecerse sus requerimientos de energía por lo menos por el tiempo que disponen las normas de calidad técnica y comercial para las distintas zonas y áreas dentro de la zona de concesión de EDEMET para el restablecimiento del servicio. Este planteamiento y ha sido reconocido por el regulador en distintas resoluciones que atienden reclamos de clientes y así debe quedar establecido en el Anexo B que nos ocupa.

**Dejarlo abierto y sin referencia alguna a dicha responsabilidad** (expresamente establecida en el artículo 702 del NEC- de aplicación en la República de Panamá), **desconoce que el cliente regulado tiene que mantener sus instalaciones de forma idónea y adecuadas para el servicio que está requiriendo** y que, en consecuencia, no puede haber afectación alguna de sus bienes, si por su actuar ha contribuido de manera directa (ya sea por omisión o por acción) a que dichos bienes resultaren afectados. Así las cosas proponemos la siguiente adición:

**IDONEIDAD DE LAS INSTALACIONES:** Los clientes tiene la responsabilidad de mantener sus instalaciones de manera idónea conforme lo señala el Reglamento de Distribución y Comercialización, así como NEC. En caso de que la actividad desarrollada por el cliente requiere de la energía eléctrica, de manera continua, el cliente tiene la obligación de hacer las adecuaciones pertinentes e instalar, los plantes y demás elementos eléctricas para garantizar, por el tiempo que disponen las normas de calidad vigentes, el suministro.

**Artículo 4.** Cuando mediante resolución debidamente ejecutoriada, la ASEP acepte la reclamación de un cliente o usuario en concepto de daño de bienes, la distribuidora deberá hacerse cargo de la reparación y/o reposición de los aparatos eléctricos que resulten afectados, independientemente de que dicha afectación fuese provocada por otro agente del mercado.

En caso de que no se pueda reparar el bien, la distribuidora deberá reponerlo al cliente con las mismas características al bien principal que haya sufrido el daño, sin determinar el tiempo de compra del bien ni cualquier otra característica que devalúe el mismo. La reparación y/o reposición contempla todo aquello que conlleve la instalación del mismo para su funcionamiento de manera correcta y eficiente.

**COMENTARIO:** El prestador y/o el regulador deben tener la posibilidad de que se determine, aún cuando sea de manera aleatoria que el bien físicamente existió y se dañó por lo que el cliente debe mantener en su haber el bien dañado por un periodo de 30 días a partir de la presentación del reclamo ante el distribuidor. El cliente también podrá acreditar la pre-existencia del bien mediante una declaración jurada notarial en la que se consigne la pre-existencia del bien y de ser posible el daño, entre otras consideraciones. La misma se deberá acompañar por fotografías, videos y demás elementos que el cliente determine pertinente.

**Artículo 5.** La distribuidora tendrá derecho a reclamar al agente del mercado que ocasionó la interrupción que provocó el daño del bien del cliente o usuario el monto asumido en concepto de reparación y/o reposición de los **aparatos eléctricos**.

**COMENTARIO:** Igual que el comentario hecho para el artículo 1 y 2, pero en este punto es importante, porque el artículo en comento se refiera a los reclamos que hace la distribuidora a los otros agentes de mercados a pagar o reembolsar por haber causado la interrupción. En este sentido, si no se hace la unificación de criterio, pareciera que las distribuidoras sólo podría reclamar por la reparación y/o reposición de **APARATOS ELECTRICOS**, a pesar de que ellas (las distribuidoras) si pueden ser condenadas a pagar por otros bienes distintos, por ejemplo, perdidas de pollos. Imaginemos el caso que EDEMET sea condenada a pagar la muerte de determinado número de pollos por una interrupción, y que la misma haya sido causa por otra agente de mercado, según este artículo EDEMET sólo podría pedir el reembolso de lo pagado por **APARATOS ELECTRICOS, y no los pollos que EDEMET, sí tuvo o tendría que pagar.**

**Artículo 6:** El agente del mercado, ante quien la distribuidora presente el reclamo, deberá dar respuesta en un plazo no mayor de quince (15) días calendario, contados a partir de la fecha de presentación de la reclamación. Se entenderá que el agente del mercado acepta la reclamación interpuesta por la distribuidora cuando no sustente su posición dentro del plazo establecido en el párrafo anterior.

En este caso, previa solicitud de la distribuidora, la ASEP ordenará lo conducente al agente del mercado con el propósito de que pague el monto adeudado.

**Artículo 7:** Si el agente del mercado acepta que es responsable, deberá realizar el pago a la distribuidora en un plazo de sesenta (60) días, contados a partir de la fecha de la aceptación.

Si el agente del mercado alega que no es responsable, la distribuidora podrá solicitar a la ASEP que ordene el pago.

**Artículo 8:** La ASEP decidirá la solicitud presentada por la distribuidora conforme a lo establecido en la Ley 38 de 2000.

**NUESTROS COMENTARIOS:** Reiteramos lo dicho esta es una adición favorable y justa. Sin embargo, es necesario que el regulador establezca un procedimiento expedito para que el agente (causante del daño) resarza el monto pagado al cliente por el distribuidor y artículo 8 del ANEXO 8, no desarrolla de manera completa. La forma o el procedimiento en que la ASEP "...decidirá la solicitud presentada por la distribuidora conforme a lo establecido en la Ley 38 de 2000..." es una redacción muy abierta, que como viene dada podría ser objeto de acción contencioso administrativa de plena jurisdicción. Es preciso recordar que, específicamente para los casos de reclamos por hechos causados por agentes del mercado, el distribuidor, actúa como un medio de financiamiento del generador y mínimamente el tiempo debe ser el mínimo para que el generador pague lo pertinente al distribuidor.

**Artículo 9.** La reposición del bien reclamado por el cliente o usuario no conlleva la entrega del mismo a la empresa distribuidora para el cumplimiento de su responsabilidad.

**COMENTARIO:** El prestador y/o el regulador deben tener la posibilidad de que se determine, aún cuando sea de manera aleatoria que el bien físicamente existió y se dañó por lo que el cliente debe mantener en su haber el bien dañado por un periodo de 30 días a partir de la presentación del reclamo ante el distribuidor. El cliente también podrá acreditar la pre-existencia del bien mediante una declaración jurada notarial en la que se consigne la pre-existencia del bien y de ser posible el daño, entre otras consideraciones. La misma se deberá acompañar por fotografías, videos y demás elementos que el cliente determine pertinente.

## **Artículo 71**

### **Donde dice**

#### **Artículo 71 CONDICIONES PREVIAS**

Conforme a la regulación vigente, es obligación del cliente mantener su aparato de medición, libre de todo impedimento que limite o pueda llegar a limitar a las empresas distribuidoras en la ejecución de labores asociadas a la prestación del servicio eléctrico como son la medición del consumo eléctrico, inspecciones y mantenimientos de la instalación del medidor y acometida.

En virtud de ello, en los casos en que existan obstrucciones de cercas o cualquier otro elemento que impidan las labores de las empresas distribuidoras como medición, inspección y mantenimiento de los medidores de energía eléctrica, la empresa distribuidora solicitará por escrito al cliente con medidor encerrado, la reubicación de su medidor y otorgará para ello un plazo no menor a sesenta (60) días calendarios, enviando dos notificaciones mensuales consecutivas al cliente en ese periodo.

### **Debe decir**

#### **Artículo 71 CONDICIONES PREVIAS**

Conforme a la regulación vigente, es obligación del cliente mantener su aparato de medición, libre de todo impedimento que limite o pueda llegar a limitar a las empresas distribuidoras en la ejecución de labores asociadas a la prestación del servicio eléctrico como son la medición del consumo eléctrico, inspecciones y mantenimientos de la instalación del medidor y acometida.

En virtud de ello, en los casos en que existan obstrucciones de cercas o cualquier otro elemento que impidan las labores de las empresas distribuidoras como medición, inspección y mantenimiento de los medidores de energía eléctrica, la empresa distribuidora solicitará por escrito en nota o a través de notificación en la factura o a través de correo electrónico registrado, al cliente con medidor encerrado, la reubicación de su medidor y otorgará para ello un plazo no menor a sesenta (60) días calendarios contado a partir de la fecha en que fue notificado por la Empresa Distribuidora.

## **COMENTARIO DE EDECHI**

Esto es positivo, estamos de acuerdo con esta modificación.



**SOLICITUD FINAL:**

Solicitamos al Regulador, incluir en la modificación, el contexto propuesto por la propia ASEP y nuestras consideraciones a la **Consulta Pública No. 003-2019, convocada para considerar la propuesta de modificación los artículos 56 y 57 del Capítulo V del Título V del Régimen de Distribución y Comercialización, aprobadas mediante Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, además del procedimiento para la aplicación de los mismos.**

Panamá, 25 de noviembre de 2022.

CINTHYA CAMARGO SAAVEDRA

Representante Legal.