

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-289-2018
24 de octubre de 2018

Ref. Consulta Pública No. 014-18 para considerar la propuesta de modificación de los artículos 17, 18, 23, 25, 26, 30 y 32 del Título IX: Normas de Calidad del Servicio Técnico del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobado mediante Resolución AN No. 6001-Elec de 13 de marzo de 2013 y sus modificaciones.”

Estimados señores:

Por este medio nosotros la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A.** (en adelante **EDECHI**) y la **EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA METRO OESTE, S.A.** comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la **Propuesta de modificación de los artículos 17, 18, 23, 25, 26, 30 y 32 del Título IX: Normas de Calidad del Servicio Técnico del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobado mediante Resolución AN No. 6001-Elec de 13 de marzo de 2013 y sus modificaciones.”**

1 Resumen Ejecutivo

1.1 Motivos que Dieron Origen al Cambio de la Norma de Calidad del Servicio Técnico

Desde el año 2010, se aplica a las empresas de distribución de energía eléctrica una norma de calidad de servicio técnico que para su instrumentalización y la construcción del propio indicador, demanda de una copiosa cantidad de documentación y de gestión administrativa y operativa, tanto para las empresas distribuidoras - que deben justificar aquellas causas de fuerza mayor o de caso fortuito - como para la propia ASEP, que luego tiene que valorar todo el caudal probatorio que presenten las empresas para cada interrupción, lo que conlleva la valoración anual de cientos de miles de documentos, lo cual es técnicamente imposible de revisar y calificar con criterios homogéneos y objetivos.

Es decir, la norma de calidad técnica actual, en lugar de buscar mecanismos simplificados para que, de forma conjunta las Empresas y el Regulador logren que la calidad real percibida por el cliente vaya mejorando con planes o acciones determinadas, lo que provoca en la práctica es un proceso complejo y difuso, sin que dicho proceso en sí mismo se convierta en una mejora de la calidad del servicio técnico.

En resumen, una aplicación de la norma de calidad que se percibe incumplible por las empresas, ya que se ignora la mayor frecuencia de Incidencias que se da en ciertas zonas del país por causas ajenas a las empresas, se traduce en una disputa administrativa sobre la validez de las pruebas, en lugar de generar las señales regulatorias correctas para que las empresas puedan invertir montos adecuados a su capacidad financiera y de esa forma mejorar la calidad del servicio a sus clientes.

Con esta óptica, es que hace más de año y medio se dibujó una hoja de ruta en conjunto con la Secretaría Nacional de Energía, la ASEP y las Empresas de Distribución, y se realizaron sendas reuniones de trabajo en las que cada empresa de distribución presentó y sustentó la realidad de las redes de distribución y su relación directa con las causas de las interrupciones.

Se demostró con claridad que existen gran número de interrupciones provocadas en forma repetitiva por razones de fuerza mayor y causa fortuita. Por lo que, un nuevo procedimiento razonable de evaluación de los indicadores de calidad, era la vía para la simplificación administrativa y probatoria de cada interrupción. Se propuso que, dadas las características del propio país, con alta frecuencia de Tormentas Eléctricas, Fuertes Vientos, Contaminación Salina e impactos por la fauna, sumada a las Colisiones de Terceros contra la red, y su correlación en la calidad de servicio, esas causas fueran admitidas como parte del comportamiento real de la red, dedicando los esfuerzos a justificar sólo aquellas causas que verdaderamente se tratan de eventos excepcionales e irresistibles.

Todo esto por supuesto considerando la tipología, topología y tipo de mercado conectado sobre la red existente en la República de Panamá:

- Tipología: redes predominantemente aéreas (97%) con circuitos muy extensos, el resto (3%) son redes subterráneas sobre todo en la Capital del país;
- Topología: redes que fueron construidas (por el antiguo IRHE) por terrenos montañosos, selváticos, privados y con difícil acceso, donde los impactos de la naturaleza, la flora y la exposición a la avifauna, son con frecuencia causas de interrupciones que luego requieren de intervención del personal, que por seguridad –en ocasiones – no tienen acceso oportuno y expedito para la reparación;
- Mercado: El mercado atendido es principalmente rural disperso con grandes extensiones de líneas para suministrar una carga muy pequeña.

Con base a lo arriba explicado, y luego de varias reuniones, EDEMET y EDECHI, presentaron para análisis del equipo de trabajo (ASEP, SNE y Distribuidoras) una propuesta de simplificación del procedimiento de evaluación de las interrupciones que consistía en adaptar las normas, es decir los indicadores de calidad, a la realidad de las redes existentes y la gran cantidad de causas ajenas a las empresas, acompañada de un plan de inversiones que buscaba, de forma razonable, una senda de nuevas obras tendientes a mejorar la calidad de servicio percibido por el cliente final.

Además, la propuesta requiere una modificación del criterio que se utiliza para valorar la penalidad por el incumplimiento de las normas de calidad. Actualmente el Artículo 60 del Anexo B del Reglamento de Distribución y Comercialización le asigna al Costo de la Energía No Servida un valor de 1.85 US\$/MWh, el cual representa 10 veces la tarifa media actual que pagan los clientes. Está claro que este Costo de la Energía No Servida, no es el mejor criterio para aplicarse a los incumplimientos de las normas de calidad en empresas de distribución. Un costo de ese nivel se utiliza para la planificación a mediano y largo plazo de las líneas de Transmisión y para el cálculo de la reserva de Generación a nivel nacional.

A nivel de distribución es más apropiado tomar como referencia el costo de autoabastecimiento, es el decir el costo total (fijos más variables) que afrontaría un usuario si decidiera autogenerar la energía que consume.

Finalmente, en la propuesta de simplificación del procedimiento de evaluación y de adaptación de la norma a la realidad de las redes y dispersión de clientes, se proponía valorar la penalidad mediante los Indicadores Globales durante el período que debían completarse las inversiones. Postergando la aplicación de los Indicadores Individuales hasta la finalización del período de inversiones. Todo esto, manteniendo las cuatro zonas actuales.

1.2 Sobre la Propuesta de la ASEP de la Resolución 12.743

La ASEP mediante la Resolución 12.743 somete a Consulta Pública No.14-18, cambios a la norma de calidad técnica que no simplifican los procedimientos actuales y además hace más exigentes los niveles de calidad para zonas en las cuales son económicamente inviables, ya que se definen criterios para Zonas Urbanas que comprenden Corregimientos de características rurales o semi rurales, en los cuales para alcanzar los niveles de calidad exigidos, se requerirían cambios inmediatos de la topología y tipología de las redes existentes, con inversiones que superarían los US\$ 500 Millones, lo cual es técnico y financieramente inviable.

Este problema se da principalmente al incluir como Áreas Urbanas Corregimientos con escasos clientes y de bajo consumo:

- Corregimientos que son capitales de provincias
- Corregimientos donde existen Plantas Potabilizadoras grandes
- Corregimientos con menos de 15.000 clientes
- No aplicar el concepto de densidad de carga, que se presenta al utilizar “o” en lugar de “y” al conjugar cantidad de clientes y consumo de energía en la definición de Áreas Urbanas.

En la propuesta de la ASEP, se incluye una nueva área de evaluación denominada Zona Rural Muy Dispersa, es decir que se pasa de evaluar la calidad en cuatro zonas (Urbana, Sub Urbana, Rural Concentrada y Rural Dispersa), a cinco zonas. Al parecer esta idea inicia con la intención correcta de aceptar la complejidad y la existencia de zonas muy dispersas con redes muy extensas cuya calidad de servicio debe ser medida con indicadores menos severos. Sin embargo, el límite de clientes por corregimientos para esta nueva área es excesivamente bajo, dando como resultado final, que la nueva propuesta de norma aumenta la cantidad de clientes y energía calificados como Área Urbana, con una bajísima representatividad de esta nueva Área Rural Muy Dispersa. Todo lo cual, la hace menos realista que la norma actual.

A modo de referencia en EDEMET y EDECHI la cantidad promedio de clientes por corregimiento es de 1,550, por lo que a todas luces, asignarle al Área Rural Muy Dispersa un límite de 250 clientes por corregimiento no es razonable por su casi nula significación.

1.3 Propuesta de EDEMET y EDECHI

Como fuera indicado en la Nota No. CM-2065 de 2 de octubre de 2018 recibida en la ASEP el pasado 3 de octubre, EDEMET y EDECHI luego de una valoración y análisis de la propuesta de la ASEP de la Resolución 12.743, observando que no se contempla simplificar el procedimiento administrativo para documentar las Incidencias originadas por Causa Fortuita y Fuerza Mayor, desean resaltar la necesidad de que la nueva norma, contemple una reclasificación adecuada de los Corregimientos de modo tal que se refleje más adecuadamente el carácter eminentemente rural de muchos Corregimientos.

Esto puede lograrse, según la clasificación que se describe a continuación y sobre la cual nos explayamos detalladamente en lo que sigue de este documento. Los párrafos subrayados resaltan los cambios respecto de la propuesta de la ASEP de la Resolución 12.743.

Etapa N° 1: Los Corregimientos que se encuentren dentro de las delimitaciones del Distrito de Panamá, Distrito de San Miguelito y Distrito de Colón serán considerados como **Área Urbana**.

Etapa N° 2: Los Corregimientos que cumplan simultáneamente con las dos siguientes condiciones se clasificarán como **Área Urbana**:

- a) Condición N° 1: cantidad de clientes en el Corregimiento sea mayor o igual a 10,000 clientes.
- b) Condición N° 2: la suma de la energía mensual facturada promedio en el año acumulada (de todos los clientes) en el Corregimiento sea mayor o igual a 9,000 MWh.

Etapa N° 3: Los Corregimientos que cumplan con una de las siguientes condiciones se clasificarán como **Área Sub Urbana**:

- a) Condición N° 1: cantidad de clientes en el Corregimiento sea mayor o igual a 5,000 clientes y menor a 10,000 clientes.
- b) Condición N° 2: la suma de la energía mensual facturada promedio en el año acumulada (de todos los clientes) en el Corregimiento sea mayor o igual a 2,000 MWh y menor a 9.000 MWh.

Etapas N° 4: Los Corregimientos que no hayan sido clasificados por las etapas anteriores, serán categorizados por medio del número de clientes que los mismos posean:

Área Rural Concentrada: son aquellos Corregimientos cuya cantidad de clientes sea mayor o igual 2,000 clientes y menor a 5,000 clientes.

Área Rural Dispersa: son aquellos Corregimientos cuya cantidad de clientes sea mayor o igual 1,000 clientes y menor a 2,000 clientes.

Área Rural Muy Dispersa: son aquellos Corregimientos cuya cantidad de clientes sea menor a 1,000 clientes.

2 Comentarios Detallados sobre la Propuesta de la ASEP

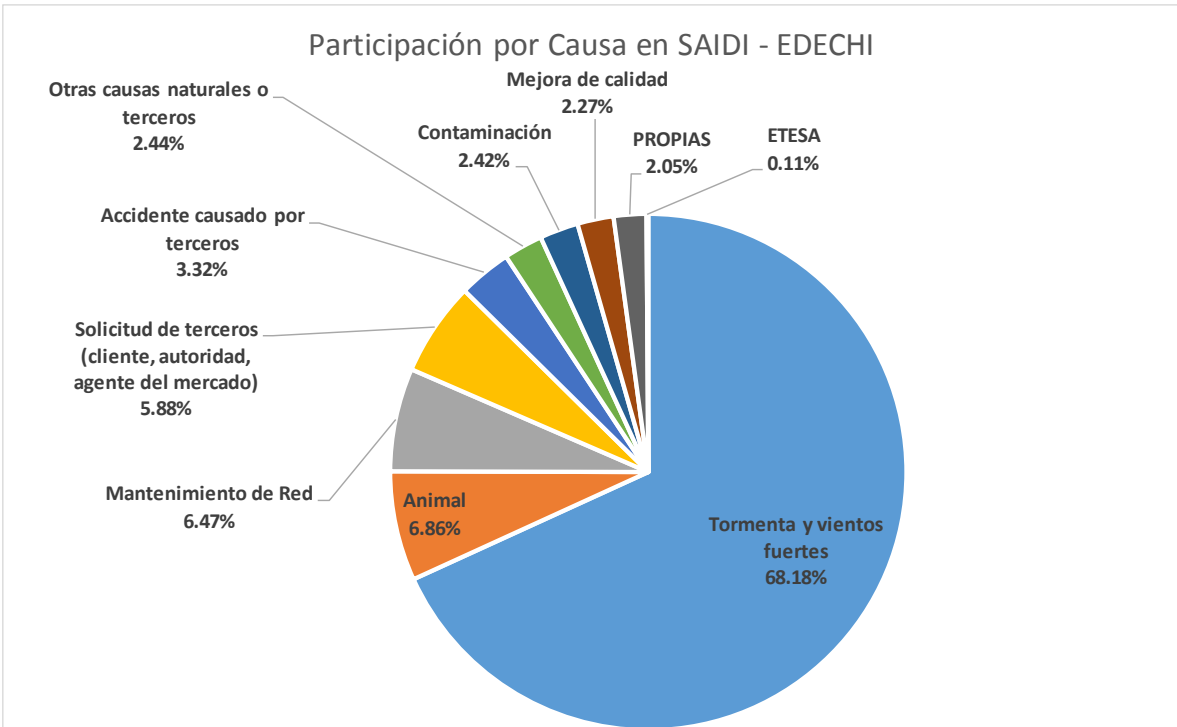
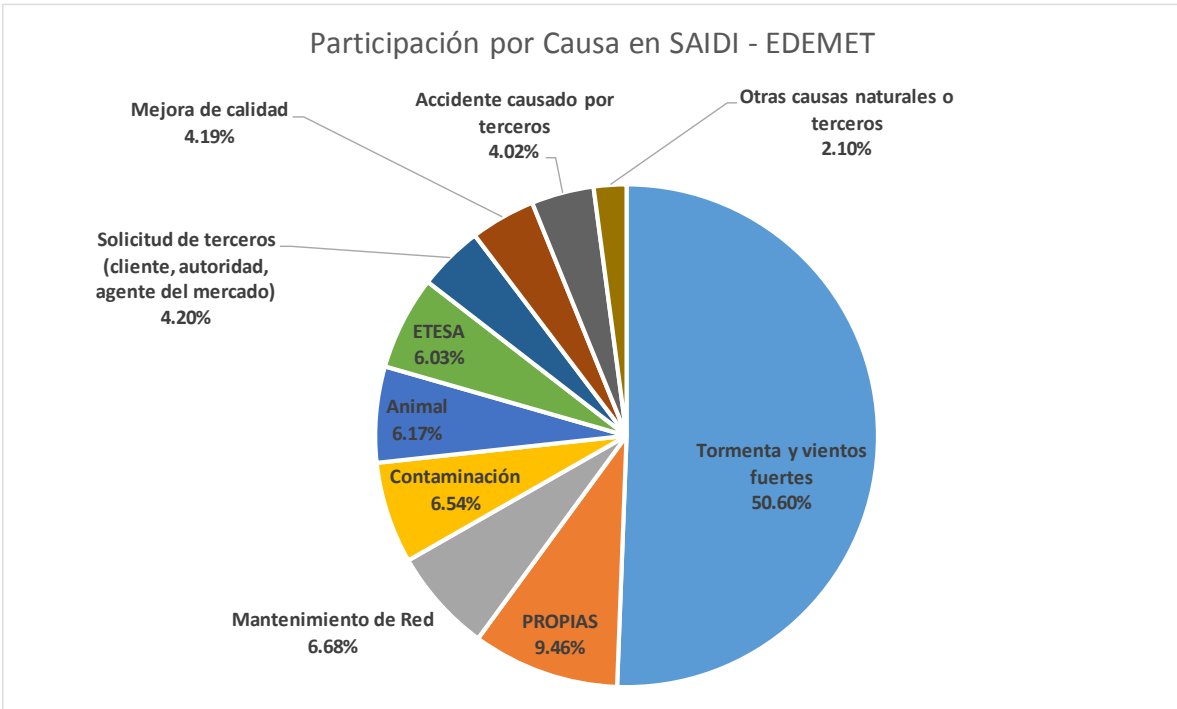
2.1 Consideraciones Previas - Calidad de Servicio Ofrecida por las Empresas

El apartado 5. De los considerandos de la Resolución 12.743 expresa “ *...con la finalidad de establecer una mejor calidad del servicio técnico, en las áreas con mayor cantidad de clientes, debido a las constantes quejas y situaciones de incidencias ocurridas en los últimos años, por lo que se considera necesario realizar una reclasificación de las áreas para los corregimientos*”.

Comentario:

Cabe indicar que la mayoría de las incidencias ocurridas en los últimos años fueron originadas por causas ajenas a las empresas EDEMET y EDECHI. Es importante recordar que, para el cómputo de los indicadores de calidad, la exclusión de las incidencias por causas ajenas a la empresa está contemplada en la Resolución AN N° 11199-Elec de 27 de abril de 2017 que especifica su definición y tratamiento.

Los siguientes gráficos muestran el peso de cada tipo de causa en las interrupciones del servicio de suministro de electricidad de EDEMET y EDECHI.



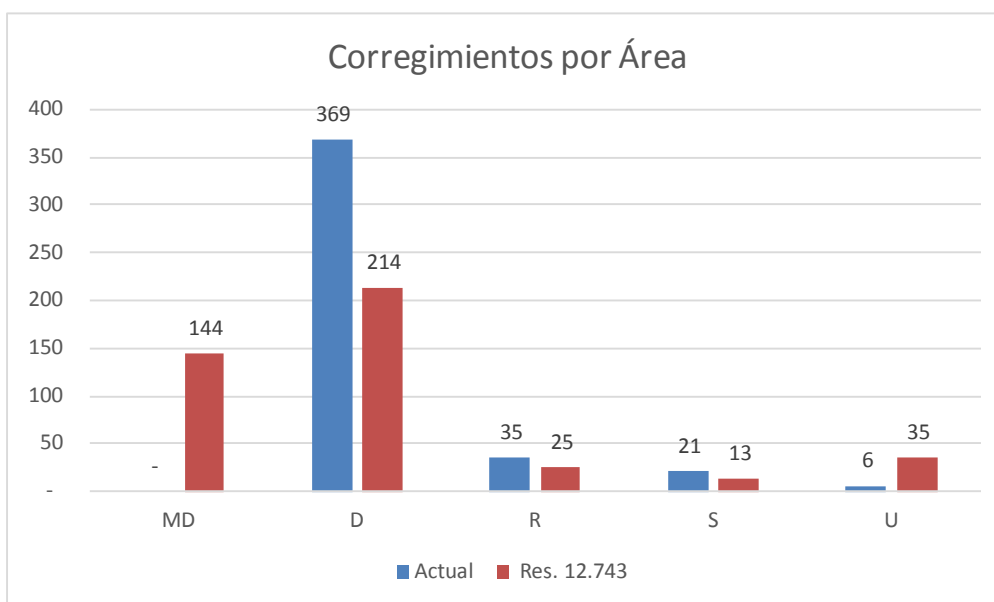
Aun incluyendo todas las Incidencias, tanto las de origen propio como las ocurridas por causas ajenas a las empresas, la calidad de servicio ofrecida por EDEMET y EDECHI es muy alta.

Tomando los datos del año 2017, la Disponibilidad Promedio del Servicio fue de 99.31% para EDEMET y 99.52% para EDECHI. Definiendo la Disponibilidad de Servicio, como el porcentaje del total de las 8.760 horas del año que el cliente tuvo el servicio de suministro de electricidad.

Está claro entonces, que no se trata de un tema de calidad de servicio percibido por el cliente, se trata de adaptar los procedimientos actuales para solicitar una eximencia a la norma porque actualmente el procedimiento es inviable e imposible de aplicar para ambas partes, Distribuidoras y Regulador.

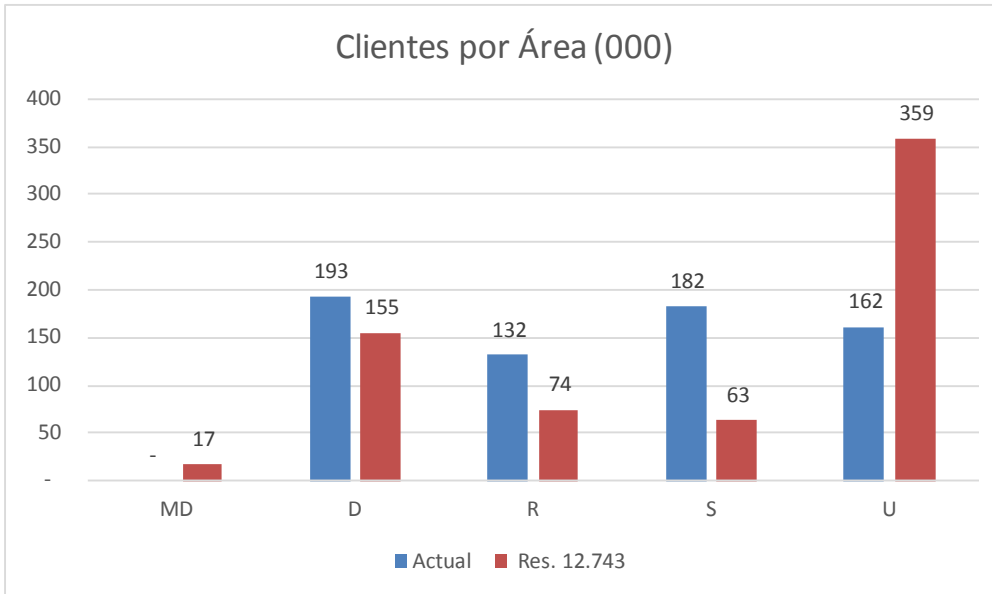
2.2 Análisis de la Reclasificación de Corregimientos según la Resolución 12.743

Hecha esta aclaración, coincidimos con la ASEP en la conveniencia de realizar una reclasificación de los Corregimientos. La Resolución 12.743 pone a consideración una nueva clasificación de los Corregimientos cuyos resultados se resumen en los siguientes gráficos:



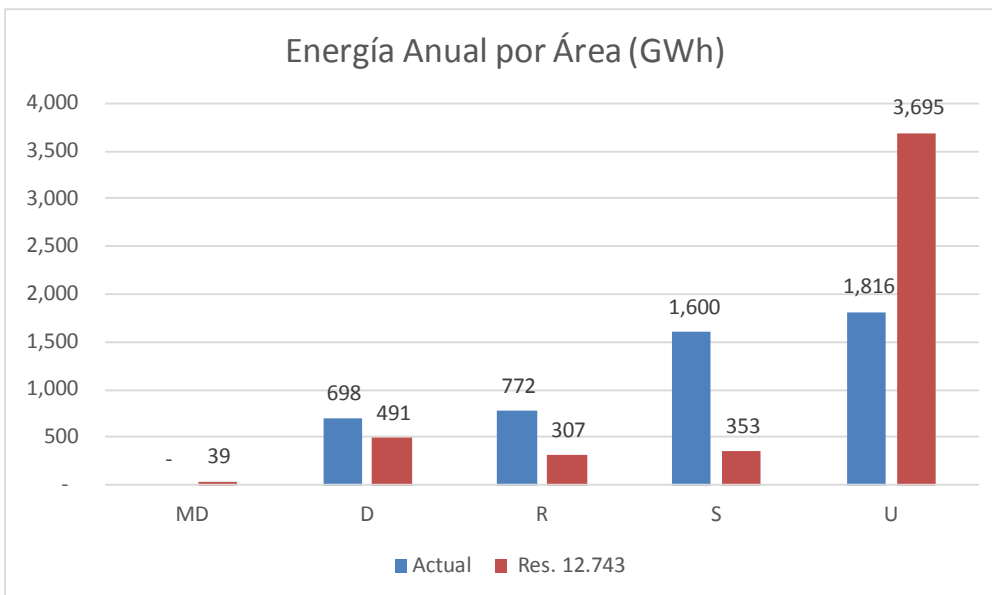
Puntos Destacados

- 144 Corregimientos pasarían del Área Rural Dispersa a Rural Muy Dispersa
- El Área Urbana pasaría de 6 a 35 Corregimientos.



Puntos Destacados

- Sólo 17.000 clientes estarían comprendidos en el Área Rural Muy Dispersa
- La cantidad de clientes comprendidos por el Área Urbana más que duplicaría la cantidad actual, pasando de 162.000 a 359.000 (más de la mitad del total de los clientes actuales).



Puntos Destacados

- La cantidad de energía comprendida por el Área Urbana se duplicaría, pasando de 1.816 GWh a 3.695 GWh.

2.3 La Alta Ruralidad del Mercado de EDEMET y EDECHI

El veinte (20%) del total de la energía que entregan EDEMET y EDECHI se distribuye en 395 Corregimientos, lo que es una clara indicación de lo dispersos que están los clientes que deben servir EDEMET y EDECHI. Además, las redes existentes fueron y están construidas con líneas muy extensas. Si se deseara brindar el máximo nivel de calidad a clientes tan dispersos y con muy bajos niveles de consumo, las inversiones a realizar implicarían un fuerte incremento tarifario, ya que habría un aumento importante de la Base de Capital para ser amortizada con bajas ventas de energía. Además, técnicamente es imposible ejecutar tal volumen de obras para llevar la alta tensión prácticamente hasta estos puntos, desde las fuentes actuales de potencia en puntos muy alejados de estos corregimientos.

A los efectos de atender esta realidad de los mercados de EDEMET y EDECHI, más adelante se hace una propuesta para que las distintas áreas que definen los niveles de calidad del servicio técnico comprendan porcentajes más equilibrados de clientes y la energía que entregan las empresas.

2.4 Corregimientos Clasificados en Área Urbana

Estas estadísticas muestran que la propuesta de reclasificación de Corregimientos de la Resolución 12.743 conllevaría aumentar fuertemente los costos e inversiones de la empresa, ya que con la nueva norma 25 Corregimientos, 197.000 Clientes y 18.796 GWh de energía pasarían a encuadrarse en el Área Urbana, la cual tiene la máxima exigencia de calidad.

EDEMET y EDECHI no podrían afrontar este fuerte requerimiento de inversiones debido a que sus ratios económico financieros están al límite, como consecuencia de las fuertes inversiones realizadas por estas dos empresas en los últimos cuatro años y los mecanismos de subsidios establecidos por el Estado, que también deben ser financiados temporalmente por las distribuidoras. Por otro lado, y en base a las normas de servidumbre así como las normas técnicas tanto de seguridad como de construcción vigentes, no es viable ejecutar las obras de forma “inmediata”.

2.5 Corregimientos Clasificados en Área Rural Muy Dispersa

La Resolución 12.743 propone crear el Área Rural Muy Dispersa. En esta nueva área se encuadrarían:

- Solamente el 2.5% del total de clientes, es decir 17 mil sobre un total de 668 mil, lo que pone de manifiesto que el límite propuesto por la ASEP no refleja la realidad de las redes ni la dispersión de los clientes en las zonas rurales de EDEMET y EDECHI.

Claramente la creación de esta nueva área incluyendo a una parte tan pequeña de los clientes de la empresa no contribuye a representar más correctamente las dispersas zonas rurales que atiende la empresa, todo lo contrario, la nueva norma da la espalda a esta realidad y lo que hace es clasificar gran cantidad de clientes actualmente rurales como de zona urbana, sin contemplar una transición.

2.6 Corregimientos Capitales de Provincias como Urbanos

La Resolución 12.743 propone que todas las capitales de provincias sean consideradas como Áreas Urbanas. Este criterio no es posible de cumplir ya que, por ejemplo, corregimientos como Las Tablas, Penonomé y Bocas del Toro (Isla Colón), son alimentados desde las mismas redes que alimentan corregimientos Rural Disperso y Rural Muy Disperso, con el agravante que para el caso de Isla Colón, se trata de un sistema aislado. En consecuencia, la única forma de lograr que la calidad de los corregimientos capitales de provincias tuviera una calidad urbana, requeriría de construcciones puntuales, subestaciones y líneas de alta tensión sólo para ellos, lo que sería antieconómico y muy oneroso de asumir por el resto de los clientes. Por lo tanto, proponemos que estos corregimientos queden clasificados de acuerdo a los criterios que explicamos más adelante como parte de nuestra propuesta.

2.7 Corregimientos Con Plantas Potabilizadoras como Urbanos

La Resolución 12.743 propone que todos los corregimientos donde existan Plantas Potabilizadoras con una producción superior o igual a 100.000 MGD, se consideren urbanos. Este criterio es incumplible técnica y económicamente, ya que, muchas de esas plantas son abastecidas desde las mismas redes que alimentan corregimientos Rural Disperso y Rural Muy Disperso. Por lo que, la única forma de hacer que la calidad de esos corregimientos tuviera una calidad urbana, es con la construcción, solo para ellos, de subestaciones y líneas de alta tensión, lo que sería antieconómico y muy oneroso de asumir por el resto de los clientes. De hecho estas inversiones debería hacerlas el suministrador de agua, como hacen otros clientes con requerimientos superiores de energía. En todo caso para el caso de EDEMET y EDECHI, la inversión sería del orden de los 125 Millones de Balboas, como se muestra en el cuadro que sigue:

NOMBRE DE POTABILIZADORA	Corregimiento	Tipo Área Actual	Fuente (115kV)	Longitud LAT(km)	Inversión (M\$)	PI (MVA)
Changuinola	Changuinola Cabecera	Sub Urbano	Chang. ETESA	5,00	6,92	1,30
Penonomé	Penonomé Cabecera	Sub Urbano	Pocri	44,00	31,39	0,65
David (Algarrobos)	Dolega Cabecera	Sub Urbano	MDN	7,50	7,82	0,15
Barú	Progreso	Rural Concentrado	Progreso	14,00	11,12	1,25
Concepción	La Concepción Cabecera	Sub Urbano	Futura Boqueron 115kV	11,50	16,02	0,47
El Bongo	El Bongo	Rural Disperso	Futura Concepción 115kV	10,00	9,07	0,23
Chorro Blanco	Boquerón Cabecera	Rural Disperso	Futura Boqueron 115kV	20,00	14,07	0,05
Rufina Alfaro	La Villa de Los Santos	Rural Concentrado	La Arena	10,00	9,35	1,15
Chame	Bejuco	Rural Concentrado	Higo	28,00	17,44	0,85
Total					123,20	

3 Propuesta de EDEMET y EDECHI para Modificaciones a la Resolución 12.743

3.1 Reclasificación de Corregimientos

A continuación, se propone una nueva redacción de los artículos del Reglamento de Distribución y Comercialización vinculados a la reclasificación de los Corregimientos.

Se propone el siguiente texto:

“...**Artículo 17.** Los valores límites admisibles para los distintos indicadores controlados se discriminan en función de las siguientes etapas para la clasificación:

Etapas N° 1: Los Corregimientos que se encuentren dentro de las delimitaciones del Distrito de Panamá, Distrito de San Miguelito y Distrito de Colón serán considerados como **Área Urbana**.

Etapas N° 2: Los Corregimientos que cumplan simultáneamente con las dos siguientes condiciones se clasificarán como **Área Urbana**:

- c) Condición N° 1: cantidad de clientes en el Corregimiento sea mayor o igual a 10,000 clientes.
- d) Condición N° 2: la suma de la energía mensual facturada promedio en el año acumulada (de todos los clientes) en el Corregimiento sea mayor o igual a 9,000 MWh....”.

Sustentación: actualmente en la zona de la capital el consumo medio por cliente es de 1,900 Kwh por mes, acompañado con redes y fuentes de alimentación acordes. Es decir, con varios puntos de inyección y redes de media tensión muy mayados. Nuestra propuesta para la definición de Área Urbana, incluye corregimientos con un consumo medio por mes de 900 Kwh, es decir, 1,000 kwh menos que el promedio de la capital. Esto muestra la razonabilidad de esta propuesta que consiste en subir el consumo medio mensual de 5,000 MWh/mes a 9,000 MWh/mes.

“...**Etapas N° 3:** Los Corregimientos que cumplan con una de las siguientes condiciones se clasificarán como **Área Sub Urbana**:

- c) Condición N° 1: cantidad de clientes en el Corregimiento sea mayor o igual a 5,000 clientes y menor a 10,000 clientes.
- d) Condición N° 2: la suma de la energía mensual facturada promedio en el año acumulada (de todos los clientes) en el Corregimiento sea mayor o igual a 2,000 MWh y menor a 9,000 MWh....”.

Sustentación: para que sea cónsona con la propuesta que hacemos para la zona urbana.

“...**Etapas N° 4:** Los Corregimientos que no hayan sido clasificados por las etapas anteriores, serán categorizados por medio del número de clientes que los mismos posean:

Área Rural Concentrada: son aquellos Corregimientos cuya cantidad de clientes sea mayor o igual 2,000 clientes y menor a 5,000 clientes.

Área Rural Dispersa: son aquellos Corregimientos cuya cantidad de clientes sea mayor o igual 1,000 clientes y menor a 2,000 clientes.

Área Rural Muy Dispersa: son aquellos Corregimientos cuya cantidad de clientes sea menor a 1,000 clientes....”.

Sustentación: El límite de 1.000 clientes se basa en el propósito de reflejar en la norma la realidad de la cantidad de Corregimientos con clientes muy dispersos y de bajo consumo. Si se dejara el límite de 250 clientes propuesto por la ASEP muy pocos corregimientos serían clasificados como Rural Muy Disperso.

Otros Artículos:

Compartimos la propuesta de la Resolución 12.743 sobre la reformulación de los siguientes artículos:

- Artículo 18
- Artículo 23
- Artículo 25

Sin embargo, se propone que éstos se implementen **luego de definir y ejecutar un plan de inversiones orientados a la mejora de la calidad en zonas rurales.** Y además este plan deberá ser presentado por la distribuidora y aprobado por la ASEP así como la tarifa para llevar a cabo dichas inversiones.

- Artículo 26

El MAIFI de la nueva Área Rural Muy Dispersa, no puede ser igual al de la del Area Rural Dispersa. Proponemos que para la nueva área sea de 24 Interrupciones momentáneas por mes.

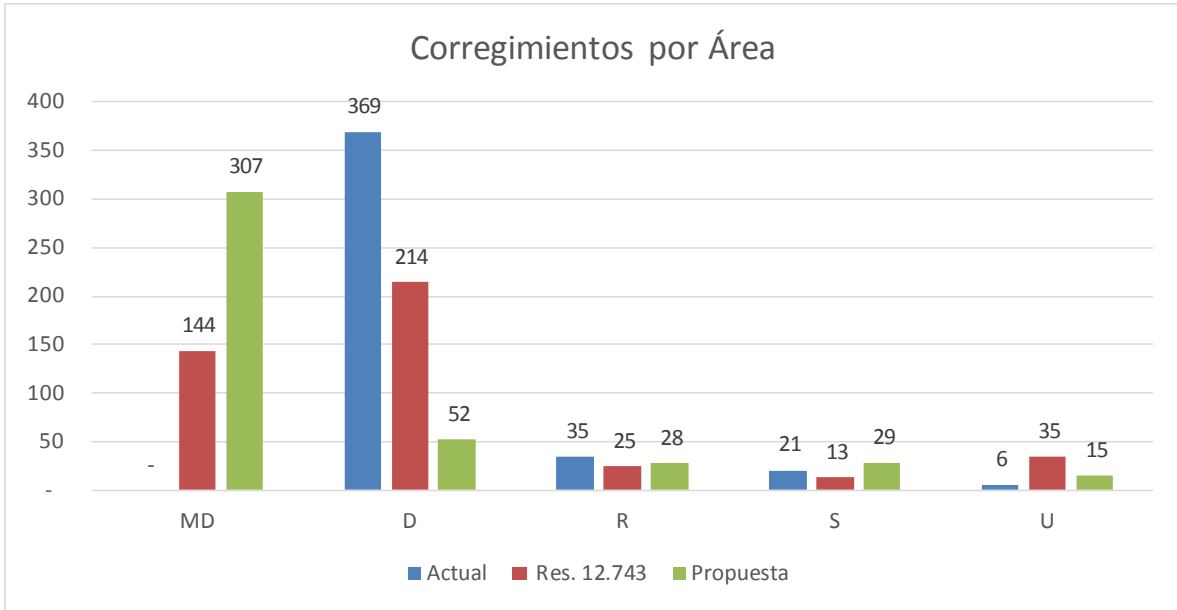
- Artículo 30

El SAIDI para el cliente peor servido para la nueva Área Rural Muy Dispersa, no puede ser igual al del Área Rural Dispersa. Proponemos que este sea de 200 horas por año.

- En el Artículo 32, falta la definición sobre los niveles exigidos para el Área Rural Muy Dispersa. Dada la excesiva dispersión y que cada día se incorporan más clientes dado los proyectos que gestiona la Oficina de Electrificación Rural, se propone iniciar con +- 7%, para mantener una coherencia con el resto de los niveles exigidos. Esto además porque para suministros residenciales como lo son en estas áreas, la tensión de +- 7% no produce ningún tipo de afectación sobre el funcionamiento de los equipos o artefactos que puedan tener.

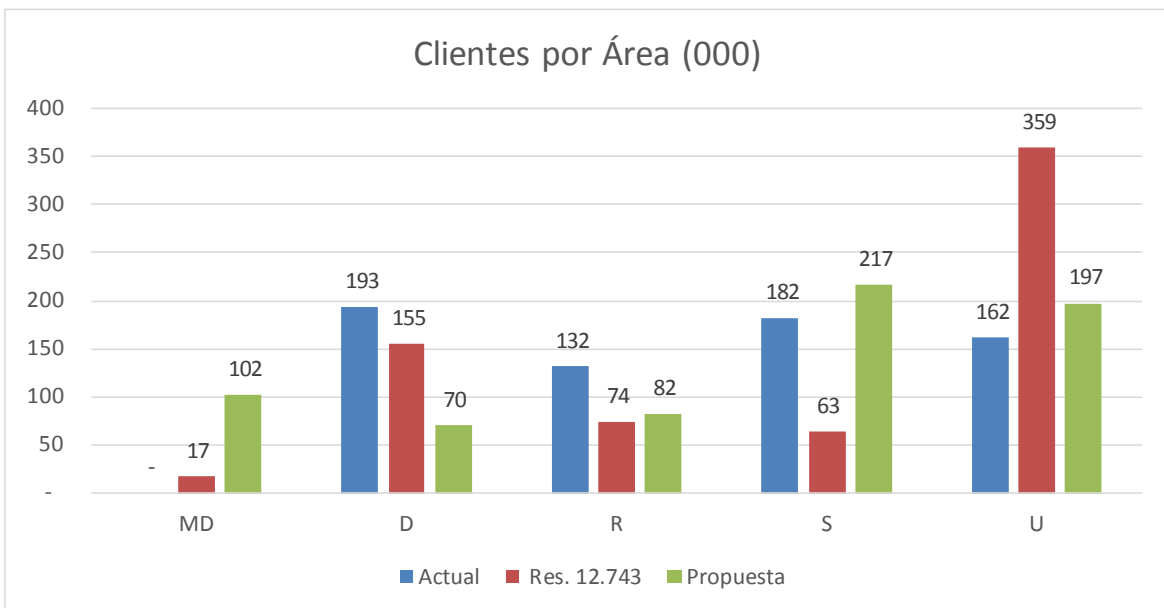
4 Análisis de la Propuesta de EDEMET y EDECHI para la Modificación de la Res. 12.743

De acuerdo a la propuesta de modificación de la Resolución 12.743 descrita anteriormente, a continuación se incluyen gráficos que muestran la distribución de Corregimientos, Clientes y Energía para cada área.



Puntos Destacados

- Área Urbana: se incorporan 9 Corregimientos más, quedando un total de 15.
- Las áreas Sub Urbana y Rural Concentrada quedan similares a la definición actual.
- Lógicamente, la cantidad de Corregimientos del Área Rural Dispersa se reduce porque pasan a la nueva Área rural Muy Dispersa.



- Área Urbana: se incorporan 35 mil clientes más, quedando un total de 197 mil.
- Área Sub Urbana: se incorporan 35 mil clientes más, quedando un total de 217 mil

- Área Rural Concentrada: quedan 82 mil clientes.
- Lógicamente, la cantidad de clientes del Área Rural Dispersa se reduce porque pasan a la nueva Área rural Muy Dispersa.

El siguiente es el listado de corregimientos que quedan comprendidos como Área Urbana según la propuesta de modificación a la Resolución 12.743.

Listado de Corregimientos Clasificados en Área Urbana

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	Cientes	Energía Prom. Mensual (MWh)
PANAMA	PANAMA	BELLA VISTA	28,728	56,002.85
PANAMA	PANAMA	SAN FCO	33,769	51,770.90
PANAMA	PANAMA	ANCON	10,193	33,953.57
CHIRIQUI	DAVID	DAVID (CAB.)	32,820	19,100.02
PANAMA	PANAMA	CALIDONIA	9,746	15,350.01
VERAGUAS	SANTIAGO	SANTIAGO (CABECERA)	15,250	9,778.15
PANAMA	ARRAIJAN	VISTA ALEGRE	19,699	9,726.07
PANAMA	LA CHORRERA	BARRIO COLON	14,610	9,487.28
PANAMA	PANAMA	BETANIA	6,966	9,369.82
PANAMA	PANAMA	PUEBLO NUEVO	6,905	7,737.59
PANAMA	PANAMA	SANTA ANA	5,663	4,864.76
PANAMA	PANAMA	CURUNDU	4,701	3,636.33
PANAMA	PANAMA	SAN FELIPE	1,484	2,771.46
PANAMA	PANAMA	PARQUE LEFEVRE	2,307	1,661.61
PANAMA	PANAMA	EL CHORRILLO	4,509	1,506.75

5 Costo Energía no Servida

De acuerdo al Artículo N° 60 del Anexo B del Reglamento de Distribución y Comercialización de energía Eléctrica, las penalidades por el incumplimiento de los niveles de calidad se computan en base a un Costo de la Energía no Servida igual a 1.85 US\$/kWh.

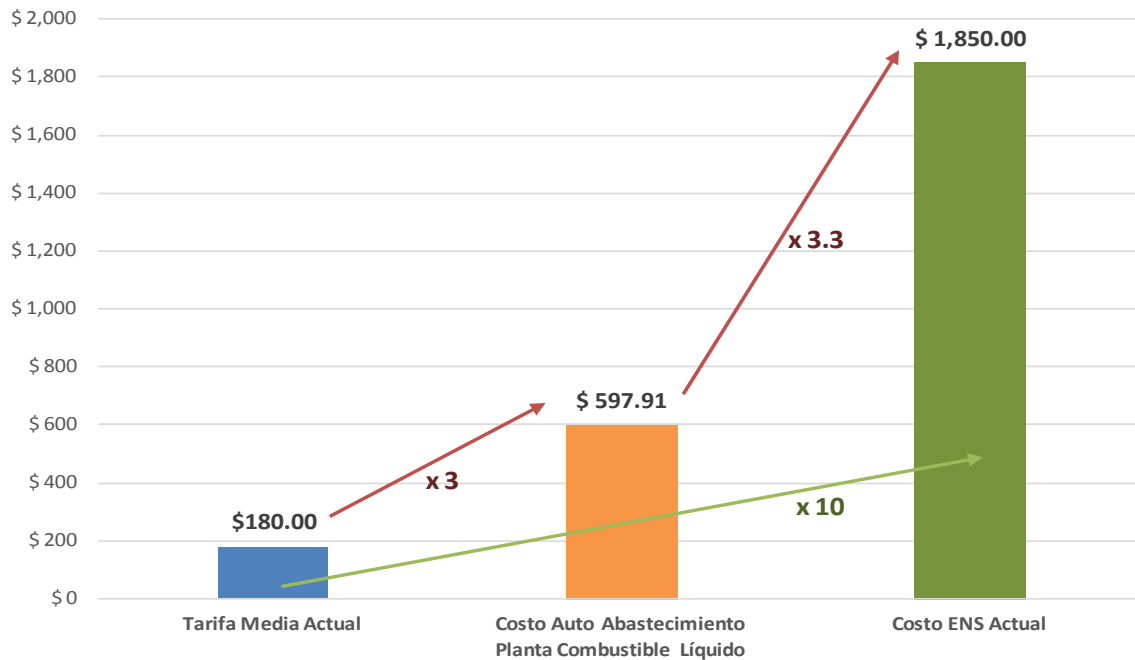
Este valor equivale en la actualidad a aproximadamente diez veces el nivel de la tarifa media de las empresas distribuidoras.

En los inicios de la Regulación del Sector de Distribución de Energía Eléctrica, a principios de los 90' el Costo de la Energía no Servida (ENS) se tendió a establecer en algunos países en función del costo de oportunidad de los consumidores por no contar con el suministro eléctrico. En aquel momento, esto tenía sentido porque los costos de adquisición de equipos de generación eran muy elevados y por lo tanto sólo justificables para grandes usuarios con actividades críticas: hospitales, industrias con procesos continuos, grandes hoteles, etc.

Debido a la drástica reducción del costo de adquisición de equipos de generación, lo cual los hace accesibles para la mayoría de los usuarios y sobre todo para aquellos con consumos medios y altos, la variable de comparación ya no debe ser el costo de oportunidad, sino el costo de sustitución, más un factor multiplicador que dé a las empresas distribuidoras una señal suficiente para que minimicen la cantidad y duración de las interrupciones.

Teniendo en cuenta este concepto, el siguiente gráfico muestra la comparación de la tarifa media, el costo de abastecimiento y el Costo de la ENS del Artículo 60.

**Costo Auto Abastecimiento vs. Costo ENS y Tarifa Media
(US\$/MWh)**



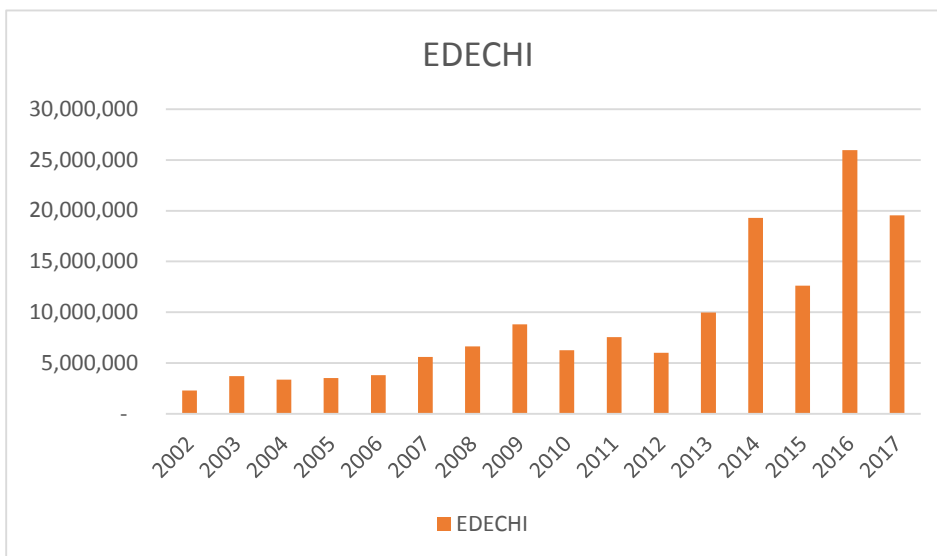
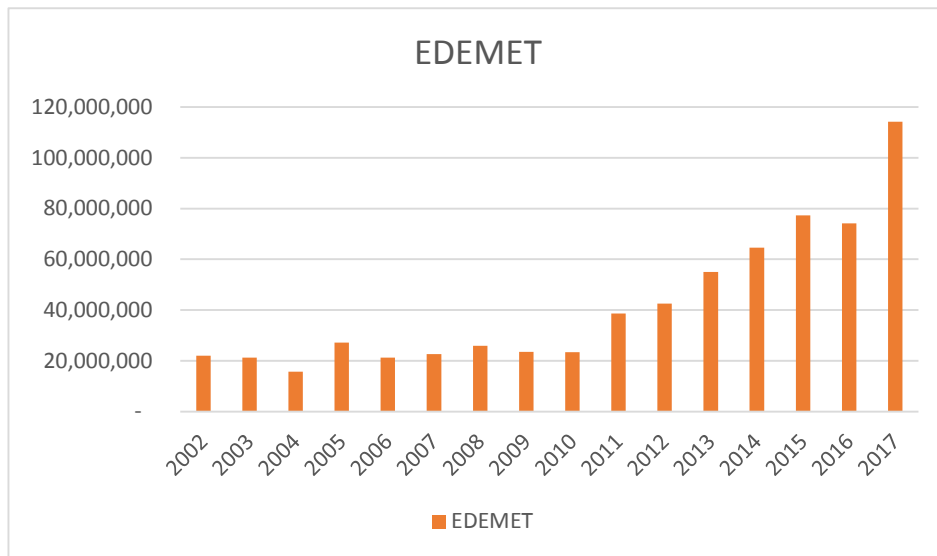
- El costo de autoabastecimiento es aproximadamente 3 veces la tarifa media.
- El costo de la ENS es aproximadamente 10 veces la tarifa media.

Solicitamos a la ASEP que para la determinación de las compensaciones se asigne al Costo de la Energía no Servida un valor de 3 veces la tarifa media (en la actualidad igual a aproximadamente 0.54 B/.kWh). Las razones de esta solicitud se basan en lo siguiente:

- El establecimiento de las Normas de Calidad del Servicio Eléctrico en Panamá no fue el resultado de una evaluación de las características técnicas y físicas del sistema de distribución existente en 1998. El primer análisis que se hace de las características del sistema de distribución por corregimiento, y de acuerdo a las clasificaciones de tipo de áreas de EDEMET y EDECHI fue presentado ante la ASEP y la Secretaría de Energía en el año 2017. Este análisis demostró que las zonas dispersas y rurales son las zonas de concesión EDEMET y EDECHI, y la inviabilidad de cumplir con los indicadores de las Normas de Calidad vigentes.
- Por el lado de la tarifa, como puede verse en el gráfico adjunto, ni la primera tarifa que se aprobó para el período 1998-2002, ni las subsecuentes han incorporado

inversiones que permitieran modificar el sistema de distribución para que se cumpliera con las Normas de Calidad.

Gráfico de Inversiones



- Quizás la calidad de las empresas comparadoras de USA es mejor que la de las empresas locales, pero hay una gran diferencia entre las características técnicas y geográficas entre estas empresas, así como el ser empresas integradas, el esquema de reconocimiento de ingresos, la madurez y antigüedad de estas empresas, etc.

- Si la tarifa no incorpora las inversiones, y no da la rentabilidad que permita ejecutar las inversiones aprobadas en los IMP, es imposible que la alta penalidad que produce la aplicación de un costo tan alto de la Energía no Servida sea la señal adecuada para que las empresas inviertan sumas importantes de dinero para evitar o minimizar la penalidad.
- En tanto las empresas EDEMET y EDECHI puedan mejorar el sistema de distribución existente en todas las áreas, con unas normas de calidad que reflejen la realidad de estas áreas, y que el regulador establezca tarifas que den los ingresos que permitan la rentabilidad y viabilidad financiera de las empresas, consideramos que se debe aplicar otro criterio para determinar las penalidades a los incumplimientos por las causas propias de las empresas.
- La propuesta de EDEMET y EDECHI es utilizar un esquema parecido al que se utiliza en otros países de Latinoamérica, tal como un factor de la tarifa media aplicada a los clientes, el cual recomendamos será 3 veces la tarifa media de los clientes.

En consecuencia, se propone que se modifique el Artículo 60 del Anexo B del Reglamento de Distribución y Comercialización de energía eléctrica para que quede redactado de la siguiente forma:

Artículo 60. El valor del Costo de la Energía no Servida a efectos de la determinación de las compensaciones a favor de los clientes será igual a tres veces la tarifa media de cada empresa.

6 Postergación Aplicación Indicadores Calidad Individual

Como ha sido explicado, es imprescindible la adaptación de las normas de calidad a la realidad del mercado de las empresas, porque como se ha indicado, la disponibilidad global por área, actualmente supera el noventa y nueve (99%) anual, índice este que es alto (muy bueno) en comparación con otras distribuidoras de la región. La aplicación de indicadores individuales en el corto plazo es inviable física y económicamente, ya que implica la ejecución de cientos de millones de dólares en inversiones, para poder llevar la calidad a los indicadores propuestos por la ASEP. Esto sería contraproducente, ya que los impactos sobre la tarifa serían muy importantes por el poco consumo que tienen precisamente las comunidades más dispersas, donde se tendrían que construir nuevas subestaciones y líneas de alta tensión, respaldos con circuitos forrados, etc. Todas obras con costos muy elevados, para suplir consumos de muy poca magnitud.

La propuesta que hacemos, es que se prepare un plan progresivo de inversiones a mediano y largo plazo, para que una vez aprobado por la ASEP y ejecutado por las empresas distribuidoras, se defina una senda de aplicación para la evaluación individual de la calidad.

7 Duplicación Penalidad por Nivel de Calidad Individual

La fórmula de cálculo de la penalidad individual de la Norma Actual duplica el castigo para las empresas cuando se exceden simultáneamente los límites de SAIFI y SAIDI. No así, cuando se excede uno de ellos indistintamente.

Cabe destacar que la versión anterior de la Norma de Calidad del Servicio Técnico publicada en la Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998 no presentaba este problema, indicando la utilización de las mismas fórmulas que ahora sugerimos aplicar.

A continuación, se indica la redacción que proponemos para el artículo correspondiente del Reglamento de Distribución y Comercialización.

“...**Artículo 58.** La compensación por el incumplimiento de los Indicadores Individuales a los clientes afectados por Interrupciones Permanentes, se calculará como se indica a continuación:

a) Si $SAIFI > SAIFI_{límite}$ y $SAIDI < SAIDI_{límite}$ y la fórmula de compensación es:

$$Penalización = \left[\frac{(SAIFI - SAIFI_{límite})}{8760} \right] \times \frac{SAIDI}{SAIFI} \\ \times \text{Energía Anual Cons por el Cliente} \times \text{Costo ENS}$$

b) Si $SAIDI > SAIDI_{límite}$ y $SAIFI < SAIFI_{límite}$ y la fórmula de compensación es

$$Penalización = \left[\frac{(SAIDI - SAIDI_{límite})}{8760} \right] \times \text{Energía Anual Cons por el Cliente} \\ \times \text{Costo ENS}$$

c) Si $SAIFI > SAIFI_{límite}$ y $SAIDI > SAIDI_{límite}$ se presentan dos casos:

c.1) $SAIDI / SAIFI < SAIDI_{límite} / SAIFI_{límite}$ la fórmula de compensación es como la de a):

c.2) $SAIDI/SAIFI \geq SAIDI_{límite} / SAIFI_{límite}$ la fórmula de compensación es como la de b)...”.

Sin otro particular, queda de Usted,

Panamá, fecha la de su presentación.

Cintha Camargo Saavedra

Representante legal en ausencia

Adj. Copia simple de la Nota No. CM- 2056 de 2 de octubre de 2018 cuyo original reposa en la ASEP y que invocamos conforme al artículo 150 de la Ley 38 de 2000.