

# *República de Panamá*

## **AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

Resolución AN No. 12688-Elec

Panamá, 30 de agosto de 2018

“Por la cual se aprueban las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2018 al 30 de junio de 2022”.

**EL ADMINISTRADOR GENERAL,**  
en uso de sus facultades legales,

### **CONSIDERANDO:**

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad” y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica destinadas a la prestación del servicio público de electricidad; y, que dicha Ley fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la ASEP) la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que el numeral 4 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad;
5. Que el artículo 93 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, esta Autoridad Reguladora podrá establecer toques máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de las tarifas;
6. Que según el numeral 2 del artículo 93 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, toques y metodologías establecidas por esta Autoridad Reguladora;
7. Que según lo dispuesto en el artículo 95 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cuatro años; por lo que las fórmulas vigentes vencen el 30 de junio de 2018, y se requiere aprobar el Ingreso Máximo Permitido (IMP) y los correspondientes Pliegos Tarifarios de las empresas de distribución y comercialización de electricidad para el próximo periodo, conforme a lo dispuesto en el Régimen Tarifario aprobado;

8. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;
9. Que de acuerdo al artículo 98 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, para establecer el Ingreso Máximo Permitido se requiere previamente establecer el valor agregado de distribución, para lo cual esta Autoridad debe establecer un máximo de seis (6) áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calcular luego el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución, el cual tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras;
10. Que lo anterior implica establecer las empresas comparadoras de las cuales se tomarán sus datos para determinar los parámetros de las ecuaciones de eficiencia que se utilizan para estimar los ingresos permitidos en distribución;
11. Que en cumplimiento del artículo 24 de la Ley 6 de 22 de enero de 2002, “Por la cual se dictan normas para la transparencia en la gestión pública, establece la acción de Habeas Data y dicta otras disposiciones”, el cual establece que las instituciones del Estado tienen la obligación de permitir la participación de los ciudadanos en todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derechos de grupos de ciudadanos, mediante las modalidades de participación ciudadana, esta Autoridad presentó la Consulta Pública No. 001-18 para recibir comentarios y observaciones a la propuesta para la “*Determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2018 al 30 de junio de 2022,*” aprobada mediante la Resolución AN No.12081-Elec de 30 de enero de 2018, modificada por la Resolución AN No.12137-Elec de 21 de febrero de 2018.
12. Que la propuesta estuvo disponible para Consulta Pública del lunes 5 de febrero al viernes 2 de marzo del 2018, y en el periodo dispuesto para recibir comentarios y observaciones a la propuesta, tal cual consta en Acta de 6 de marzo de 2018, esta Autoridad Reguladora recibió comentarios de los siguientes interesados:
  - Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET).
  - Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI).
  - Elektra Noreste, S.A. (ENSA).
13. Que a continuación se enmarcan los comentarios recibidos durante el periodo de recepción de la Consulta Pública No. 001-18:

### **13.1. COMENTARIOS GENERALES**

ENSA solicita mantener los criterios utilizados en revisiones anteriores con el fin de determinar las ecuaciones de eficiencia de costos, así como también, que no utilice dentro de la muestra para comparación a las distribuidoras locales.

EDEMET y EDECHI, manifiestan haber hecho un análisis integral técnico y jurídico de toda la propuesta contenida en la Consulta Pública, con la seguridad que, en la revisión final, esta Autoridad Reguladora, tomará en cuenta que hay elementos de la Consulta que se alejan, innecesariamente, del marco legal establecido por la Ley 6 y que no representan, con propiedad, los criterios sobre los que la regulación se ha sustentado hasta la fecha.

Indican que observaron cambios metodológicos respecto de lo realizado por la ASEP en las revisiones tarifarias anteriores que significan violar el Principio de Continuidad Regulatoria. Señalan como lógico que, en pos del progreso en la aplicación de

técnicas de Regulación de Servicios Públicos, en cada revisión tarifaria se introduzcan cambios metodológicos, siempre y cuando ellos signifiquen un progreso en cuanto a la precisión de los cálculos que se realizan. Por el mismo razonamiento, señalan que no es aceptable cambios en la metodología cuando de ello no se deriva una mejora en las prácticas regulatorias. Para cumplir con este principio y para respetar el Concepto de Continuidad Regulatoria, solicitan que la ASEP atienda las observaciones que realizan en cuanto a evitar cambios metodológicos que no signifiquen un progreso en cuanto a la precisión de los cálculos que se realizan.

### ***ANÁLISIS DE ASEP***

Esta Autoridad Reguladora, en cumplimiento a lo normado en el artículo 95 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, procede cada cuatro años, a realizar la correspondiente revisión tarifaria, por lo que se requiere aprobar el Ingreso Máximo Permitido, y, por ende, las empresas comparadoras y los parámetros de las ecuaciones de eficiencia para el nuevo periodo tarifario. En este proceso, la ASEP ha mantenido sustancialmente los criterios y metodologías a lo largo de la vida regulatoria, sin menoscabar el principio que establece el propio marco de la Ley 6, de que las empresas deben procurar la eficiencia y que los aumentos de productividad esperados deben distribuirse entre la empresa y los clientes, por lo que la introducción de algunas modificaciones de parámetros o criterios han sido con dicha finalidad.

La metodología para determinar las Empresas Comparadoras y las Ecuaciones de Eficiencia mantiene los mismos lineamientos que en las revisiones tarifarias anteriores. No obstante, se realizaron ajustes en algunos criterios (por ejemplo, el valor límite para considerar que una empresa es eficiente en el análisis DEA) destinados a introducir mayores señales de eficiencia y productividad en el sector de distribución, en el marco de lo indicado por la Ley 6 de 1997.

Respecto a que no se utilicen las empresas distribuidoras locales en el análisis del DEA, se evalúa en el considerando 13.2.7 siguiente.

## ***13.2. COMENTARIOS SOBRE LA PARTE III - EMPRESAS COMPARADORAS***

### ***13.2.1. Comentarios a III.A Selección de empresas e información extraída***

EDEMET, EDECHI y ENSA señalan que la empresa Wisconsin Electric Power Company (Respondent\_ID: 193) no debe incluirse como empresa válida, ya que presenta valores negativos de Planta General (Total General Plant) tanto en 2015 como en 2016.

### ***ANÁLISIS DE ASEP***

Se ha analizado el argumento presentado encontrando que la observación es correcta y que, por ende, corresponde la eliminación de la empresa.

### ***13.2.2. Comentarios a III.B Información base recopilada***

ENSA indica que, en cuanto a la inclusión de información de activos y costos de redes con tensiones entre 24 y 115 kV, se deberían realizar los siguientes ajustes:

- The Dayton Power and Light Company (ID: 42):
  - 2016: Falta incluir algunos costos de O&M en tensiones de 34.5 kV.
- Green Mountain Power Corp (ID: 61):
  - 2015 y 2016: Falta incluir activos y costos de O&M en 11 kV.
- South Carolina Electric & Gas Company (ID: 159):
  - 2015 y 2016: Falta incluir activos y costos de O&M en 13.8 kV, así como clasificar como Subterráneos algunos activos que están como aéreos.

- Georgia Power Company (ID: 57):
  - 2015 y 2016: El resumen de activos y costos de O&M por nivel de tensión se encuentran en anexo que puede visualizarse mediante el “Form 1 Data Viewer” provisto por la propia FERC.

Para el caso puntual del Archivo “**proc\_inf\_ferc\_2017\_v0.xlsx**”, indica que la información de las empresas de Panamá que se encuentra incluida en la hoja “BD”, se evidencia que la misma no coincide con la información que reposa en la hoja “BD Ajust.”, siendo correcta la información de esta última.

### **ANÁLISIS DE ASEP**

Se han analizado las observaciones presentadas por ENSA y se han realizados todos los ajustes solicitados, con excepción del referido a la empresa Georgia Power Company (ID: 57).

Es necesario indicar que las instrucciones dadas por la FERC para completar la tabla F1\_XMSSN\_LINE\_XXXX, que contiene la información relativa a estadísticas de líneas de transmisión (páginas 422 y 423), menciona expresamente que el mismo debe contener un “Reporte con información sobre líneas de transmisión, costo de líneas y gastos operativos del año. Informar cada línea de transmisión cuya tensión nominal sea de 132 kV o mayor. Informar las líneas de transmisión con niveles de tensión inferiores a éste en grupos por nivel de tensión”<sup>1</sup>.

Se ha verificado la tabla mencionada de la base de datos y formularios de las páginas 422 y 423, y para el caso de Georgia Power Company no se encuentra informado ningún activo con tensión nominal inferior a 230 kV.

El comentario de ENSA se basa en una nota al pie, donde efectivamente aparecen activos en tensiones inferiores, pero de los cuales no se tiene información suficiente para incluirlos, ya que de cumplir con lo requerido por la FERC la empresa lo debiese haber incluido en la base de datos y no lo hizo.

#### **13.2.3. Comentarios a III.C.1. Actualización del valor de los activos**

ENSA señala que se propone ajustar los componentes de los activos y de los costos operativos que no corresponden a mano de obra, mediante el siguiente factor de ajuste:

$$F_{ajuste\ otros} = \frac{\text{promedio}(IPC_{año\_base}; IPI_{año\_base})}{\text{promedio}(IPC_{fecha\_med\_act}; IPI_{fecha\_med\_act})}$$

Advierte que esta manera de calcular el factor de ajuste considera que no es adecuada porque es dependiente de las magnitudes relativas de cada índice (IPC e IPI). Manifiesta que la magnitud del índice depende del año base que haya sido considerado en cada caso. Un índice con año base anterior, indica que tendrá un valor superior, a igualdad de condiciones, por este simple hecho y, por lo tanto, alega que tendrá un impacto mayor sobre el factor resultante.

Por lo que solicitan que se elabore un nuevo factor en el que el índice resulte del promedio de la variación porcentual mensual de cada uno de los índices (IPC e IPI) y la construcción del índice a partir de esta variación mensual.

### **ANÁLISIS DE ASEP**

Se ha analizado el argumento presentado encontrando que la empresa no aporta elementos que justifiquen un cambio metodológico para el ajuste comentado. La metodología propuesta es idéntica a la aplicada históricamente y la misma se considera adecuada. Por lo tanto, no se acepta la solicitud.

---

<sup>1</sup> Fuente: Form No. 1 with instructions (PDF). Sitio web de la FERC. Traducción propia al español.

#### **13.2.4. Comentarios a III.C.5 Costos de Administración**

ENSA solicita una modificación para dar claridad a la ecuación de Costos de Administración, en la que se incluye una variable “*CompraComb*” y otra de “*CostosComercialización*” que luego en las definiciones realmente aparecen como “*CompraEnergía*” y “*CostosGeneración*”, respectivamente.

##### **ANÁLISIS DE ASEP**

Se ha analizado el argumento presentado encontrando que la observación es correcta y que, por ende, corresponde la corrección.

#### **13.2.5. Comentarios a III.C.6. Participación de la mano de obra**

ENSA expresa que en las Tablas 4 y 5, le llama la atención que todos los valores de EDECHI sean mayores que los de EDEMET.

##### **ANÁLISIS DE ASEP**

Se han verificado los datos presentados y se constató que la fila que dice EDECHI corresponde en realidad a EDEMET y viceversa. Se realiza la corrección en el informe. No obstante, cabe indicar que se trata de un error de forma, que no afecta los cálculos realizados ni los resultados.

#### **13.2.6. Comentarios a III.D.2 Base de Datos**

ENSA considera que el cálculo realizado por la ASEP de los indicadores de calidad de las empresas de la FERC a partir de información de la EIA, requiere de los siguientes ajustes:

- a) La EIA recopila información de SAIDI y SAIFI en cada uno de los Estados en los que brinda servicio cada empresa relevada. Sin embargo, la ASEP considera sólo información de un Estado por empresa. El indicador debería obtenerse como un promedio del indicador ponderado por la cantidad de clientes en cada Estado (información suministrada por la misma base de la EIA) en el que interviene la empresa.
- b) El promedio 2015-2016 del indicador no es calculado correctamente para todas las empresas, ya que en algunos casos se ha considerado sólo el valor correspondiente a 2015, como, por ejemplo:
  - o Atlantic City Electric Company (ID: 9)
  - o Emera Maine (ID: 11)
  - o Cleco Power LLC (ID: 22)
- c) Las variables SAIDI y SAIFI a considerar no deben incluir días de eventos mayores (*without MED –Major Event Days-*), conforme aplica para las empresas comparadoras; sin embargo, ASEP considera la variable *with MED*. Eventos de este tipo deben ser claramente excluidos del indicador, más cuando es una referencia internacional asumida como propia por parte de la regulación aplicable a las empresas comparadoras, las cuales cuentan con una tipología de red totalmente más efectiva frente a interrupciones.

Adicionalmente, manifiesta que revisando la información de la Tabla 8 - *Indicadores de Calidad de las Empresas de Estados Unidos y las de Panamá* -, que no hay duda de que el método de cálculo para ambos países no es comparable, en especial en lo que a eventos de fuerza mayor o caso fortuito se refiere. Es decir, indican que, si en el caso de las empresas de la FERC estos eventos se restan del indicador, que, de ser así, sería necesario aclarar el concepto.

Por otra parte, solicitan que para la inclusión en el análisis DEA de las empresas de Panamá sea consistente con la de las empresas de la FERC, se hagan los siguientes ajustes a imprecisiones contenidas en la información relacionada con las empresas panameñas:

- d) Ajuste de los activos subterráneos aplicando el factor 0.4. Los activos subterráneos de las empresas de Panamá son:

	Año	Activos Subterráneos
ENSA	2015	102,635,920
ENSA	2016	114,213,561
EDEMET	2015	88,462,395
EDEMET	2016	99,932,500
EDECHI	2015	3,826,800
EDECHI	2016	4,197,365

- e) Inclusión de las ventas para reventa y a grandes clientes habilitados.

Empresa	Año	Grandes Clientes habilitados + Venta para Reventa (MWh)
ENSA	2015	414,539
ENSA	2016	394,655
EDEMET	2015	73,839
EDEMET	2016	67,011
EDECHI	2015	0
EDECHI	2016	0

- f) Inclusión y prorrata de los Activos de Planta General en el caso de EDEMET en 2015.

- g) Corrección de la Depreciación Anual (D+C+AP) de EDEMET en 2016:

Concepto	Valor	Año	Empresa
Depreciación Anual (D+C+AP)	24,720,243	2016	EDEMET

Por otro lado, ENSA, EDEMET y EDECHI señalan que es un error considerar como *producto* para el análisis de DEA sólo la venta a Consumidores Finales, por lo que solicitan que se considere como *producto* las Ventas Totales de Energía (MWh) - TOTAL Sales of Electricity-, dado que es consistente con los activos y costos considerados en el análisis DEA e incluye las ventas para reventa. Sustentan su solicitud en que la propuesta, específicamente en su página 22, indica que uno de los productos considerados en el DEA es la energía inyectada (EI); sin embargo, advierten que la variable efectivamente empleada en la estimación del DEA fue la Venta a Usuarios Propios (MWh) -TOTAL Sales to Ultimate Consumers. ENSA considera que ninguna de estas variables es adecuada para reflejar el producto de las empresas, ya que la energía inyectada o de ingreso a la red incluye las pérdidas de energía que son un insumo del modelo DEA, por lo que alega que no podría considerarse estrictamente como un producto.

Además, señalan que la Venta a Usuarios Propios no refleja la totalidad del mercado atendido por la empresa, toda vez que las instalaciones y costos están dimensionados para atender también las Ventas para Reventa, por lo que esta imprecisión manifiesta que debe ser corregida. Advierten que este concepto en su momento inclusive fue aceptado por la ASEP en la revisión tarifaria anterior.

EDEMET y EDECHI solicitan que no se aplique el análisis de eficiencia (DEA) para la determinación de las empresas comparadoras o bien se aplique teniendo en cuenta

variables que caractericen el mercado de las empresas panameñas, para respetar lo establecido en el artículo 98 de la Ley 6.

Respaldan su solicitud indicando que el indicador de eficiencia utilizado en el DEA es incorrecto por varios motivos. Señalan que las empresas eléctricas de EE.UU. y las de Panamá muestran una diferencia marcada en la dispersión de su demanda. Por lo que un análisis de tipo DEA, como el seguido en el Informe, arroja resultados incorrectos en cuanto a la valoración de la Eficiencia, al no incorporar ninguna variable física que asocie los costos con la dispersión de la demanda, como puede ser la longitud de las líneas eléctricas.

Manifiestan que el indicador de eficiencia utilizado para aplicar el DEA ignora un hecho fundamental e incuestionable de la actividad de distribución de energía eléctrica: a igualdad de otros factores, los costos de distribución y comercialización aumentan cuanto mayor es la longitud de líneas de las empresas. Al ignorar variables que tengan en cuenta la dispersión de la demanda, la aplicación del DEA califica como eficientes a empresas, no porque tengan bajos costos por alta productividad, sino porque tienen baja dispersión. Por lo tanto, consideran que el resultado de la aplicación del DEA está sesgado, ya que se descartan empresas con dispersión más alta, similares a las panameñas.

Destacan que el tratamiento correcto del concepto de eficiencia es central ya que el supuesto de eficiencia está estipulado en la Ley 6 que regula la actividad de distribución. El artículo 98 de esta ley establece: “El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras”. Por lo tanto, para respetar lo establecido en el Artículo 98 de la Ley, en cuanto a la determinación del Valor Agregado de Distribución, la base de comparación deben ser empresas similares. Es este sentido, advierten que la mayor parte de los clientes de EDEMET y EDECHI están asentados en zonas rurales, lo que significa que tienen bajos consumos de electricidad y están muy dispersos, es decir se requiere extensas longitudes de líneas para servirlos, implicando esto mayor inversión por cliente, mayores costos de operación y mayores pérdidas de energía.

Resaltan que otro tema que hay que tener en cuenta es que la mayoría de las empresas comparadoras prestan servicio a clientes muy grandes, en niveles de tensión medianos y altos, lo que por ende, da menores pérdidas de energía. En Panamá, más del 80% de la energía vendida a los clientes, es suministrada en Baja Tensión, lo cual hace una diferencia muy importante en el tema de las Pérdidas de Energía.

También señalan que los clientes de EDEMET y EDECHI son predominantemente rurales y presentan datos con los que buscan demostrarlo utilizando las áreas utilizadas en las Normas de Calidad vigentes.

Indican que este es un reclamo reiterativo de ambas distribuidoras, desde que se introdujo la metodología DEA dentro de la determinación de las empresas comparadoras, por lo que proponen que si no puede establecerse más de un área representativa que refleje mejor los mercados atendidos por EDEMET y EDECHI, y no puede seleccionarse empresas distribuidoras puras con estructura de mercado similares a las panameñas, que tampoco se utilice el DEA para seleccionar las empresas de mayor eficiencia de la FERC, tal como se llevó a cabo en la primera Revisión Tarifaria 2002-2006.

Además, manifiestan que existen numerosos estudios sobre el análisis de eficiencia de empresas de distribución que respaldan la utilización de la longitud de líneas como variable explicativa de costos, en contraposición a los datos utilizados por ASEP, en donde no se incorpora ninguna variable relacionada con las características del mercado de las empresas. Para sustentar su posición, hacen mención de algunos de dichos estudios, realizados por los organismos Reguladores de Noruega, Holanda, Australia y Gran Bretaña, así como los estudios de la eficiencia operativa de las empresas de distribución eléctrica de Chile.

## ***ANÁLISIS DE ASEP***

Se han analizado las observaciones presentadas por las empresas y se contestarán en el orden presentado:

Respecto al comentario de ENSA sobre los ajustes requeridos a los indicadores de calidad:

- a) Se realiza la corrección sugerida de utilizar un promedio del indicador ponderado por la cantidad de clientes en cada Estado en el que interviene la empresa.
- b) La observación de ENSA referente a que a algunas empresas no se le promediaron los datos no corresponde, ya que en las empresas que sólo se ha tomado el valor de un año, es porque para las mismas sólo se obtuvieron datos correspondientes a un año, por lo que se ha tomado la información disponible.
- c) El comentario de ENSA indicando que los datos usados para el cálculo de las variables SAIDI y SAIFI es equivocado. La información de calidad considerada en el estudio corresponde al SAIDI “without MED”, el cual es consistente con la información utilizada de las empresas de Panamá. Respecto al comentario referente a que la tipología de red con la que cuentan las empresas de la FERC es más efectiva para hacer frente a interrupciones, cabe indicar que a las empresas de Panamá en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido se reconocen los activos suficientes que permitan alcanzar los niveles de calidad requeridos.

Sobre los ajustes solicitados por ENSA a los datos de las empresas de Panamá utilizados para incluirlas en el análisis de DEA:

- d) Sobre el ajuste de redes subterráneas de los activos de las empresas de Panamá, vale la pena aclarar que a los valores de las empresas de la FERC se aplica el factor de ajuste precisamente para tener en cuenta que muchas de ellas tienen un porcentaje alto de redes subterráneas en comparación con las panameñas. Por lo que no corresponde realizar ajuste.
- e) Sobre la inclusión de las ventas para reventa y a grandes clientes habilitados, vale la pena advertir que, en la revisión tarifaria de 2014, el primer ejercicio realizado por ASEP y presentado a Consulta Pública incorporó las ventas para reventa. En dicha oportunidad, las empresas solicitaron a la ASEP eliminarla, y adicionalmente ajustar la demanda máxima para que fuera consistente.

ASEP explicó que con la solicitud de las empresas, se hizo un análisis integral del tema observando que como se incluyen activos que cumplen una función de transmisión (de acuerdo a las reglas definidas por la FERC Order 888) y no solamente los activos de distribución, no correspondía entonces, descontar de la demanda máxima la correspondiente a la venta para reventa como indicaba la empresa, toda vez que de acuerdo a las reglas mencionadas es esperable que el transporte de la energía asociada a la venta para la reventa se realice utilizando activos de transmisión de los niveles de tensión que se han incluido en la base de datos de la FERC (24-115 kV). Se agregó que la información disponible en la FERC no tiene la suficiente desagregación como para identificar qué parte de la energía de la venta para reventa es transportada por los actos de transmisión de entre 24 a 115 kV.

No obstante, con el objetivo de reducir el impacto que resultaba de aplicar los criterios utilizados en la Consulta Pública, la mencionada solicitud fue aceptada por la ASEP y se realizaron los ajustes requeridos por las empresas.



En vista de lo anterior, y teniendo en cuenta la necesidad de mantener este criterio regulatorio para evitar comportamientos estratégicos u oportunistas de las empresas distribuidoras, se mantiene el criterio utilizado en la última revisión, es decir, no se incluyen las ventas para reventas.

- f) Se realiza la corrección sugerida sobre la inclusión y prorrata de los Activos de Planta General en el caso de EDEMET en 2015.
- g) Sobre la corrección solicitada de la Depreciación Anual (D+C+AP) de EDEMET en 2016, vale la pena señalar que de acuerdo al anexo BS-02 de EDEMET (Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas) la depreciación anual del periodo enero-diciembre 2016 es igual a B/.21,747,419.

Respecto a la solicitud de ENSA, EDEMET y EDECHI de que para el análisis de DEA se considere como *producto* las Ventas Totales de Energía (MWh) -TOTAL Sales of Electricity, reiteramos lo señalado anteriormente, en la respuesta e) a los comentarios de ENSA, que es importante recordar que, en la revisión tarifaria de 2014, el primer ejercicio realizado por ASEP y presentado a Consulta Pública tomaba en cuenta las ventas para reventa. En dicha oportunidad, las empresas solicitaron a la ASEP eliminarla (es decir, solo considerar las ventas a consumidores finales), y adicionalmente solicitaron ajustar la demanda máxima para que fuera consistente con la energía; solicitud que fue aceptada por la ASEP y se realizaron los ajustes solicitados por las empresas.

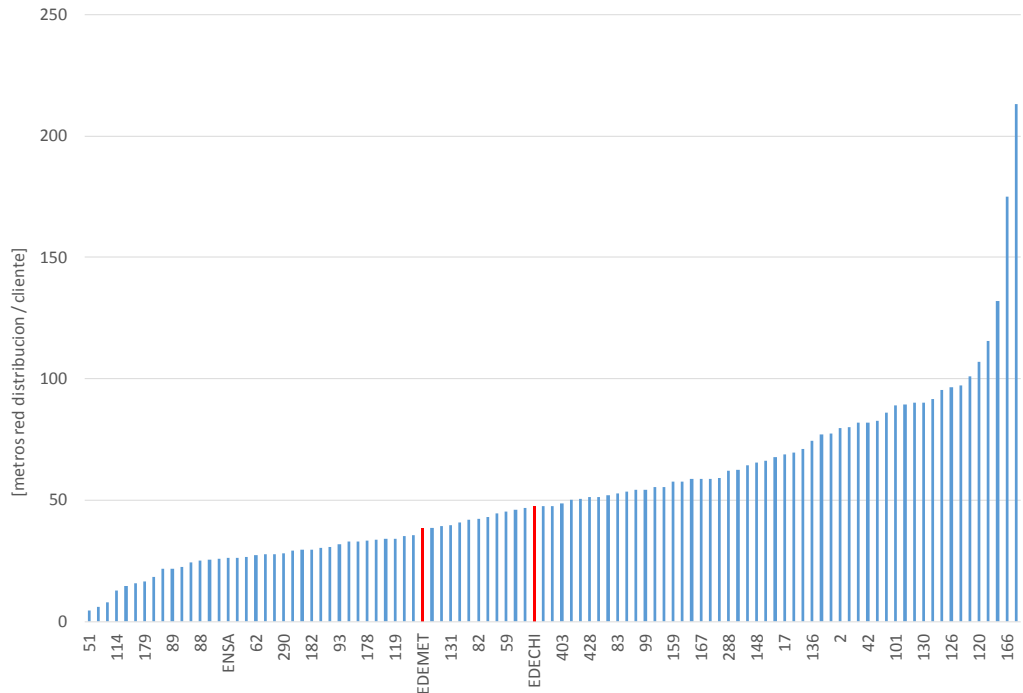
En este contexto, no resulta clara esta solicitud, que es contradictoria con los comentarios efectuados en la revisión tarifaria anterior, motivando a la ASEP a modificar su criterio original y decidir excluir la venta para reventa tanto de la energía como de la demanda máxima. Siendo que de forma justificada se hicieron los ajustes en su oportunidad, no resulta aceptable lo ahora planteado por la empresa.

Dicho lo anterior, esta Autoridad mantiene el criterio finalmente utilizado en la última revisión anterior, no incluyendo las ventas para reventas. No resulta aceptable que se propongan cambios metodológicos que en principio parecieran estar motivados sólo en ventajas circunstanciales.

Respecto a los comentarios de EDEMET y EDECHI, que solicitan y sustentan que no se aplique el análisis de eficiencia (DEA), esta Autoridad considera que la muestra de empresas de la base de datos de la FERC utilizada para determinar a las Empresas Comparadoras es amplia y sumamente heterogénea, incluyendo empresas muy rurales y con alta dispersión. Al considerar como variables explicativas tanto la cantidad de usuarios como la energía vendida o inyectada, las características de escala están plenamente consideradas en la metodología utilizada. Además, no es cierto lo señalado por EDEMET de que la mayor parte de los clientes de EDEMET están asentados en zonas rurales, según las cifras presentadas a esta Autoridad, en 2017 el 55% de sus clientes estaban en zonas que se clasifican como urbana y suburbana.

El indicador sugerido por EDEMET y EDECHI no refleja adecuadamente la ruralidad y dispersión, ya que las empresas de Estados Unidos tienen consumos unitarios mucho más altos que las empresas de Panamá, distorsionando las conclusiones. La ASEP estima que un indicador más adecuado sería comparar los kilómetros de red con la cantidad de usuarios.

Dicho indicador se muestra en la siguiente gráfica, donde también se consideran los datos de kilómetros de red aportados por EDEMET y EDECHI (Fuente: PLATTS):



En este gráfico se observa que EDEMET y EDECHI no son las empresas más dispersas, medido esto por metros de red / cantidad de usuarios, de la muestra considerada.

Esta Autoridad, observa que, aunque sería enriquecedor incluir los datos de kilómetros de red en el análisis, estos datos no están disponibles en la base de datos de la FERC. Sólo se pueden obtener a través de otras fuentes privadas a las que habría que pagar y no presentan datos completos de todas las empresas. Además, la ASEP desde hace aproximadamente 20 años, utiliza la información de las empresas de Estados Unidos publicada por la FERC, por ser de libre acceso, proveniente de una fuente oficial que produce datos confiables y transparentes, e incluye una gran variedad de información y una amplia muestra de empresas.

### 13.2.7. *Comentarios a III.D.3. Selección de las comparadoras en base a su eficiencia*

ENSA señala que una vez excluida la empresa 193 (Wisconsin Electric Power Company), el total de empresas a considerar en el DEA es de 106.

- Sobre el incremento del criterio de eficiencia de 80% a 90%

ENSA, EDEMET y EDECHI solicitan que se mantenga el criterio de eficiencia de 80%.

ENSA señala que el incremento del criterio de eficiencia para determinar las empresas comparadoras de 80% a 90% es excesivo. Al respecto señalan que se debe tener en cuenta que en el análisis DEA una empresa de la FERC puede resultar como ineficiente, con scores menores a 0.9, como consecuencia de que no se han tenido en cuenta en el análisis ciertos factores que afectan sus costos: como pueden ser la topografía de la red, la dispersión de la demanda, factores climáticos, entre otros.

Indica ENSA que observan que la comparación se realiza principalmente con empresas maduras, con más de 50 años de constitución y desarrollo, integradas en su mayoría verticalmente y algunas horizontalmente, al estar integradas con el servicio de gas natural, inclusive, encontrándose algunas de estas empresas listadas en el Fortune 500, que muestra el ranking de las compañías más grandes de los Estados Unidos. Manifiesta que, si bien se podría aspirar a que una empresa distribuidora panameña alcance esos niveles, considerarlo en estos momentos sería prematuro, más cuando nos encontramos en un país con condiciones políticas, sociales y económicas completamente diferentes a las empresas que sirven de comparación.

Destaca ENSA que en las últimas revisiones tarifarias el nivel de eficiencia para determinar las comparadoras se ha mantenido en un 80%, promoviendo sobre esas bases, los planes de negocio y desarrollo de la actividad de distribución y comercialización, por lo que de realizar este ajuste se aplicaría un nuevo esquema que deriva en un desequilibrio claro en perjuicio de la distribuidora.

Proponen que para controlar estos aspectos se incluyan variables adicionales, resultando en un conjunto mayor de empresas eficientes y que para minimizar estos errores y no excluir empresas que tienen scores de eficiencia menores al criterio establecido como consecuencia de que no se han tenido en cuenta otros factores que afectan sus costos, se considera excesivo establecer un criterio de eficiencia de 90%.

ENSA indica que este es un cambio sustancial que afecta considerablemente los resultados de este proceso, en especial, la perspectiva de estabilidad financiera de las compañías, más cuando este criterio se ha mantenido constante en las anteriores revisiones.

Por su parte, EDEMET y EDECHI indican que ASEP sustenta este valor en dos razones: por un lado, que las empresas comparadoras no deben ser menos eficientes que las panameñas actuales; y, por otro lado, dar una señal de costos paulatina hacia una mayor eficiencia. Señalan que, si bien estos principios son, a priori, razonables, la implementación realizada por ASEP está basada en criterios incorrectos que acarrearán una gravosa reducción de los ingresos reconocidos.

Sobre el señalamiento de que las comparadoras no deben ser menos eficientes que las panameñas, manifiestan que ya fueron descritas las diferencias entre las empresas de la FERC y de Panamá en cuanto al nivel de ruralidad, dispersión, composición de mercado atendido, grado de madurez del mercado y del desarrollo socioeconómico. Esto implica que, si bien la base de datos de la FERC resulta muy valiosa para estudios de benchmarking, su utilización para la determinación de ingresos en Panamá debe realizarse con precaución.

Por esto, alegan que sería un error considerar que deben ser eliminadas de la muestra de empresas comparadoras aquellas que tengan un score de eficiencia menor al más bajo de los scores obtenidos por las empresas panameñas, ya que no corresponde realizar una comparación directa con una metodología que no captura toda la diversidad entre ambos países. Expresan que la ASEP ha procurado solventar este punto en las revisiones tarifarias en que fue aplicado el DEA, al definir un valor de corte en 0.8 independientemente del valor observado en el DEA para empresas de Panamá.

En cuanto al principio de dar una señal paulatina de costos hacia una mayor eficiencia, indican que el mismo no debería aplicarse en abstracto. Concretamente, la muestra de empresas comparadoras de la FERC, ya contempla las mejoras de eficiencia en costos que dichas empresas han tenido en los últimos cuatro años (desde la muestra de la revisión tarifaria pasada hasta la muestra actual), y por lo tanto ya existe una mayor eficiencia en este sentido que se refleja sobre las ecuaciones de eficiencia. Adicionalmente, informan que durante el período tarifario 2014-2018, las empresas de Panamá debieron realizar inversiones en la red muy por encima de su historia, lo cual las expuso a nuevos niveles de exigencia operativa que no habían enfrentado hasta el momento. En este contexto, el cambio de un punto de corte de 0.8 a otro de 0.9 no solo no es una señal de eficiencia paulatina, sino que representa impacto muy perjudicial sobre los ingresos de las empresas.

Por lo que solicitan que en caso de aplicarse el DEA para la determinación de empresas comparadoras, que mantenga el punto de corte de 0.8 aplicado en todas las revisiones tarifarias anteriores en que se utilizó el DEA como metodología de selección de empresas eficientes.

- Inclusión de las Empresas de Panamá dentro de la muestra de Empresas Comparadoras

ENSA, EDEMET y EDECHI solicitan que se elimine a las empresas de Panamá de la muestra de empresas comparadoras, manteniendo el criterio aplicado en todas las revisiones tarifarias anteriores.

Advierte ENSA que la incorporación de las distribuidoras locales en la valoración de las empresas comparadoras, es un cambio en la metodología que impacta directamente en los costos reconocidos, en donde observa que para la determinación de las ecuaciones se utiliza la comparación con la propia empresa a la cual le sería aplicable. Este tipo de criterio no ha sido utilizado en ninguna revisión tarifaria previa para la determinación de las ecuaciones de eficiencia.

ENSA indica que las empresas comparadoras deben ser similares a las empresas de Panamá, pero no pueden ser las mismas empresas panameñas. Señalan que el objetivo de esta especificación del RDC es evitar que los costos eficientes de las empresas de Panamá sean afectados o dependan de los costos de las propias empresas panameñas.

EDEMET y EDECHI advierten que la introducción de las empresas de Panamá dentro de las empresas comparadoras implica un cambio metodológico incorrecto, por diversas razones:

Señalan que el artículo 98 de la Ley 6 de 1997, establece sobre las empresas comparadoras eficientes: “...El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras...”. Es claro que al definir que las empresas comparadoras sean similares, se está excluyendo la posibilidad de que sean iguales. En consecuencia, entienden que la muestra de empresas comparadoras eficientes no puede incluir a la misma empresa a la que se les está reconociendo su Valor Agregado de Distribución. De igual manera, manifiestan que el 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 no da lugar a dudas ni a terceras interpretaciones: las empresas han de ser similares (no iguales), nacionales y 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.

### **ANÁLISIS DE ASEP**

Respecto a la indicación de ENSA, se corrige la cantidad de empresas al retirar la empresa 193 (Wisconsin Electric Power Company) del análisis.

- Sobre el incremento del criterio de eficiencia de 80% a 90%

La Ley N° 6 de febrero de 1997, que fija el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad (en adelante, Ley Eléctrica), busca, en lo referido a la prestación del servicio público de electricidad, promover la eficiencia.

Así, el Artículo 2 de la Ley Eléctrica establece que el régimen para la prestación del servicio público de electricidad tiene por finalidad “Promover la competencia y la participación del sector privado, como instrumentos básicos para incrementar la eficiencia en la prestación de los servicios, mediante las modalidades que se consideren más convenientes al efecto.”

El Artículo 5 indica que uno de los instrumentos de intervención estatal en los servicios públicos de electricidad es la “Regulación de la prestación de los servicios; fijación de metas de eficiencia, cobertura y calidad; evaluación de éstas y definición del régimen tarifario.”

El Artículo 20 define como una de las funciones de esta Autoridad Reguladora el “Determinar criterios de eficiencia operativa y de gestión del servicio, desarrollando modelos para evaluar el desempeño de los prestadores, de acuerdo con lo normado en la presente Ley.”

El Artículo 97 indica que “El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia.” Y profundiza el concepto de eficiencia económica: “Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procura que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no sólo los costos, sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los clientes; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se beneficien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar, siempre, tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.”

El Artículo 103 establece, respecto al Valor Agregado de Distribución (VAD) que la ASEP calcula el mismo “... bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras”.

De esta forma, se observa claramente el objetivo de la Ley Eléctrica de ir mejorando los niveles de eficiencia del servicio público de electricidad, aumentando la productividad y distribuyendo dichos beneficios entre la empresa y los clientes, es decir que el objetivo es que, de manera paulatina, se pueda llegar a un 100% del criterio de eficiencia para la determinación de las Empresas Comparadoras.

En este contexto, en oportunidad del nuevo cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la actividad de distribución, se entendió necesario, luego de varias revisiones tarifarias de distribución en las cuales se mantuvo fijo el límite de 80% para la determinación de las Empresas Comparadoras, incrementar dicho valor a 90%, lo cual se encuentra en un todo en el marco de lo establecido en la Ley.

- Inclusión de las Empresas de Panamá dentro de la muestra de Empresas Comparadoras

La ASEP ha evaluado el argumento presentado encontrando que como el artículo 98 de la Ley 6 de 1997, establece que las empresas comparadoras deben ser empresas reales similares, nacionales o extranjeras, se podrían definir ecuaciones de eficiencia diferentes para cada empresa panameña, excluyendo de la muestra solamente a la empresa a la que se le aplicarían los resultados de la aplicación de la ecuación. No obstante, en anteriores revisiones tarifarias, así como en esta oportunidad, la ASEP decidió simplificar el proceso de cálculo, excluyendo a las empresas de Panamá de la base de datos a utilizar para el cálculo de las ecuaciones de eficiencia. Por lo que se ha aceptado el criterio de que no se incluyan las empresas panameñas en el análisis DEA.

### **13.2.8. Comentarios a III.E.1. Ecuaciones de eficiencia de costos y activos**

ENSA, EDEMET y EDECHI solicitan que las ecuaciones de costos y activos sean estimadas de acuerdo con lo establecido en el RDC considerando como variables explicativas sólo los clientes y la demanda máxima.

Además, señalan que hay errores en las ecuaciones planteadas: la ecuación de Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución contiene un signo más (+) cuando debería ser un signo de multiplicación y en la ecuación de Activos de Comercialización tiene un error en su forma exponencial.

## **ANÁLISIS DE ASEP**

Se ha analizado el argumento presentado encontrando que la observación es correcta y que, por ende, se replantean las ecuaciones de eficiencia según lo establecido en el RDC vigente.

La ASEP ha verificado los errores en las ecuaciones, encontrado que eran errores de escritura.

### **13.2.9. Comentarios a III.E.2. Ecuación de eficiencia de pérdidas**

ENSA, EDEMET y EDECHI solicitan excluir de la muestra de empresas comparadoras para la ecuación de pérdidas la información correspondiente a 2015 de las empresas que exceden el rango porcentual definido.

EDEMET y EDECHI además plantean que al momento de definir las empresas que determinarán la ecuación de pérdidas, la ASEP ha trabajado con la muestra total de empresas de la FERC, en lugar de considerar las empresas comparadoras eficientes resultantes de la aplicación del DEA. Esto es equivalente a no utilizar el DEA como criterio de filtrado, y están de acuerdo con lo planteado sobre la eliminación del DEA de la metodología.

No obstante, consideran que aplicar este criterio diferente en las ecuaciones de pérdidas y las demás ecuaciones de costos, sin explicitar claramente las razones, representa una inconsistencia metodológica que puede implicar a futuro nuevas modificaciones de criterio. Por lo tanto, solicitan que expliciten un criterio claro y consistente en este punto, y, o bien elimine totalmente el DEA como criterio de filtrado de empresas, o bien trabaje con la muestra de empresas comparadoras eficientes como punto de partida en la determinación de las ecuaciones de eficiencia de pérdidas.

Además, señalan que entendiendo que la metodología planteada permite definir el nivel de pérdidas eficientes, es importante que se dé un reconocimiento adicional al determinado por las ecuaciones, que incorpore para el caso de las Pérdidas No Técnicas, sean gestionables o no, las dificultades visibles que existen en áreas denominadas zonas rojas, de alta peligrosidad, con altos niveles de reincidencia en hurtos, vandalismo, conexiones ilegales, entre otras acciones, que derivan en un perjuicio directo y económico para la empresa distribuidora, principalmente por los recursos que demandan estas zonas para gestionar este tipo de pérdidas

EDEMET y EDECHI reiteran que las características del mercado que atienden son muy distintas a las de las empresas de la FERC. Tienen alimentadores muy extensos y en muchos casos para atender pocos clientes, con consumos bajos y muy dispersos. Esto hace que sus redes sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes. Indican que otra diferencia importante es que la mayoría de la energía de la demanda se sirve del nivel de Baja Tensión, mientras que las empresas de la FERC entregan gran cantidad de energía en niveles de tensión superiores.

Manifiestan que todo esto hace que el porcentaje de Pérdidas Técnicas mínimas que pueden alcanzar sea mucho mayor al promedio de las empresas de la FERC. Señalan que, de acuerdo al último estudio de Pérdidas Técnicas realizado con datos del año 2016 en colaboración con el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo, las Pérdidas Técnicas de EDEMET resultaron 8.12%; mientras que las de EDECHI resultaron 9.79%, las cuales sin Changuinola son 9.2%, mientras que en Changuinola ascienden a 14.92%.

Informan que para que EDEMET y EDECHI redujeran el porcentaje de Pérdidas Técnicas mencionado, deberían realizar inversiones tan elevadas que sería antieconómico para los usuarios. Por lo tanto, pueden afirmar que el porcentaje de Pérdidas Técnicas Óptimo de EDEMET está muy cercano al 8.12%, mientras que

para EDECHI está muy cercano al 9.79% que resulta del estudio mencionado. Es por ello que consideran que no es justo que el porcentaje de Pérdidas Técnicas que se apruebe para la empresa sea inferior al óptimo posible. Indican que cada punto porcentual de pérdidas de energía no reconocido representa un costo anual elevado. Por lo tanto, alegan que fijar un porcentaje de pérdidas tan bajo e inalcanzable para la empresa, representaría un castigo económico muy gravoso que pondría en riesgo la Suficiencia Financiera de la empresa.

Además, solicitan que se eleve el límite superior de corte de la muestra que utiliza para seleccionar las empresas comparadoras para determinar la Ecuación de Eficiencia de Pérdidas, con el objetivo de establecer un porcentaje de Pérdidas Técnicas similar al alcanzable por EDEMET y EDECHI. Con un límite superior más elevado, se incluiría un grupo de empresas que representaría los porcentajes de pérdidas más elevados que tienen EDEMET y EDECHI en las zonas más rurales.

### ***ANÁLISIS DE ASEP***

Esta Autoridad ha evaluado los comentarios vertidos por las empresas y excluirá de la muestra para la determinación de la ecuación de eficiencia de pérdidas eficientes, la información del año 2015.

Sobre la muestra de empresas que se utiliza para la ecuación de pérdidas, es necesario indicar que, en un primer ejercicio, esta Autoridad consideró sólo las empresas que resultaron eficientes utilizando el análisis de eficiencia DEA, como en la revisión tarifaria anterior. Luego, se excluyeron de la muestra las empresas con valores de pérdidas de energía menores a 6.5% y se excluyeron de la muestra las empresas con valores de pérdidas mayores a 12%, en concordancia con lo realizado en la revisión tarifaria anterior.

No obstante, como resultado del análisis de eliminación en dos pasos, comentado en el párrafo anterior, sólo quedaron 9 empresas comparadoras para utilizar en el cálculo de la ecuación de pérdidas, lo cual estadísticamente no resulta suficiente para el análisis econométrico. En función de esto, se optó por utilizar el total de 111 empresas de la FERC y obtener una nueva muestra de empresas, cuyo criterio sólo es el rango de pérdidas, planteado en el párrafo anterior. Con este criterio de eliminación en un solo paso, la muestra de empresas para el cálculo de la ecuación de eficiencia de pérdidas resultó de 18 empresas de la FERC.

Cabe indicar que con ambos grupos de empresas comparadoras resultantes de los dos enfoques comentados (9 y 18), se obtienen resultados muy similares en términos de pérdidas eficientes (las pérdidas reconocidas se reducen, en promedio durante el período tarifario, en 0.23 y 0.21 puntos porcentuales en ENSA/EDEMET y EDECHI respectivamente, cuando se considera la muestra de 18 en vez de la de 9 empresas). Sin embargo, con el criterio de considerar 18 empresas dentro de la muestra, se obtienen mejores resultados estadísticos. Por estas razones, se ha considerado adecuado utilizar esta metodología para la determinación de las pérdidas eficientes.

Respecto al comentario que hacen EDEMET y EDECHI sobre que las características del mercado atendido son muy distintas a las de las empresas de la FERC, y que debido a esto el porcentaje mínimo de Pérdidas Técnicas que pueden alcanzar es mucho mayor al promedio de las empresas de la FERC, cabe indicar lo siguiente que el modelo regulatorio de empresas comparadoras debe entenderse consistente en todas sus partes. Las empresas de la FERC también tienen mayores costos de explotación y de inversión, y como resultado de esto, mejores indicadores de calidad de servicio y pérdidas. En este sentido, se entiende que los costos de explotación e inversión que se les está reconociendo a las empresas de Panamá, que en definitiva resultan de los que efectivamente tienen las empresas de la FERC, debiesen ser suficientes para alcanzar los niveles de pérdidas técnicas que tienen las empresas de la FERC, así como una mejor calidad de servicio. No es correcto separar los distintos componentes del ingreso requerido, ya que los resultados que se obtendrían no serían consistentes. Es decir, no sería consistente que, por un lado, se les reconozca a las

empresas de Panamá costos de explotación e inversiones de empresas con mucho mejor calidad de servicio y que emprenden fuertes acciones para reducir las pérdidas; y, por otro lado, se les permitan peores indicadores de calidad y se les reconozcan mayores pérdidas.

Por otro lado, es importante aclarar que, con la ecuación de pérdidas, se estiman los valores eficientes. Cualquier apartamiento que la ASEP decida respecto a los valores eficientes determinados (como por ejemplo, un porcentaje adicional por pérdidas no técnicas de difícil gestión) será evaluado en la determinación del IMP.

### **13.2.10. Comentarios a III.E.3. Procesamiento de los resultados obtenidos en las ecuaciones de eficiencia**

EDEMET y EDECHI consideran en la metodología como está planteada se incorporará la conversión internacional de mano de obra duplicada. Explican que en el cálculo de las ecuaciones de eficiencia se comete un error al aplicar el CLR en el ajuste del Costo de Mano de Obra para trasladar el costo desde dólares de EE.UU. a Balboas de Panamá, ya que esto implica duplicar el ajuste por productividad o eficiencia.

Manifiestan que, si bien el CLR es un criterio adecuado para realizar una comparación entre costos laborales de distintos países, denotan como importante que su aplicación es correcta cuando lo que se busca es comparar directamente los costos laborales de un país y otro, los cuales se diferencian por salario real ajustado por productividad y poder adquisitivo del dinero.

En este sentido, señalan que la ASEP realiza una correcta aplicación del CLR cuando convierte los costos de las empresas de Panamá a dólares americanos, ya que es a través del CLR que logra poner en términos comparables la productividad y el poder adquisitivo del salario en cada país. Sin embargo, consideran que no debe aplicarse también para convertir la ecuación de eficiencia de dólares americanos a balboas, ya que esto constituye un error por las razones que detallan a continuación.

Dado que los costos que arrojan las Ecuaciones de Eficiencia ya tienen incorporada la mayor productividad de las empresas de la FERC, advierten que no corresponde aplicar una segunda corrección por diferencia de productividad de la mano de obra de los EE.UU. y de Panamá. Advierten que la única corrección que corresponde realizar al costo eficiente de la mano de obra de EE.UU., es por la diferencia de poder adquisitivo de los salarios.

Indican que la variable que se objeta en esta sección es el Costo Laboral Relativo (CLR), que ASEP calcula de la siguiente forma:

$$CLR^{K(M)} = \left[ \frac{REM^{K(K)} / PBI_{cf}^{K(K)}}{REM^{M(M)} / PBI_{cf}^{M(M)}} \right] \times PPA^{K(M)}$$

Señalan que el término entre corchetes contiene dos efectos relativos entre Panamá y EE.UU.: el de la Productividad Relativa de la Mano de Obra; y el del Salario Real Relativo.

Por lo tanto, observan que la ASEP realizó un ajuste sobre el costo de Mano de Obra mediante el producto de dos factores:

- a) La Relación de Salario Real Ajustado por Productividad.
- b) El PPP para ajustar por diferencia de poder adquisitivo de salarios entre Panamá y EE.UU.

En consecuencia, advierten que, si se parte de costos de Empresas Eficientes y luego se aplica una reducción por Productividad, se ajusta erróneamente dos veces por el



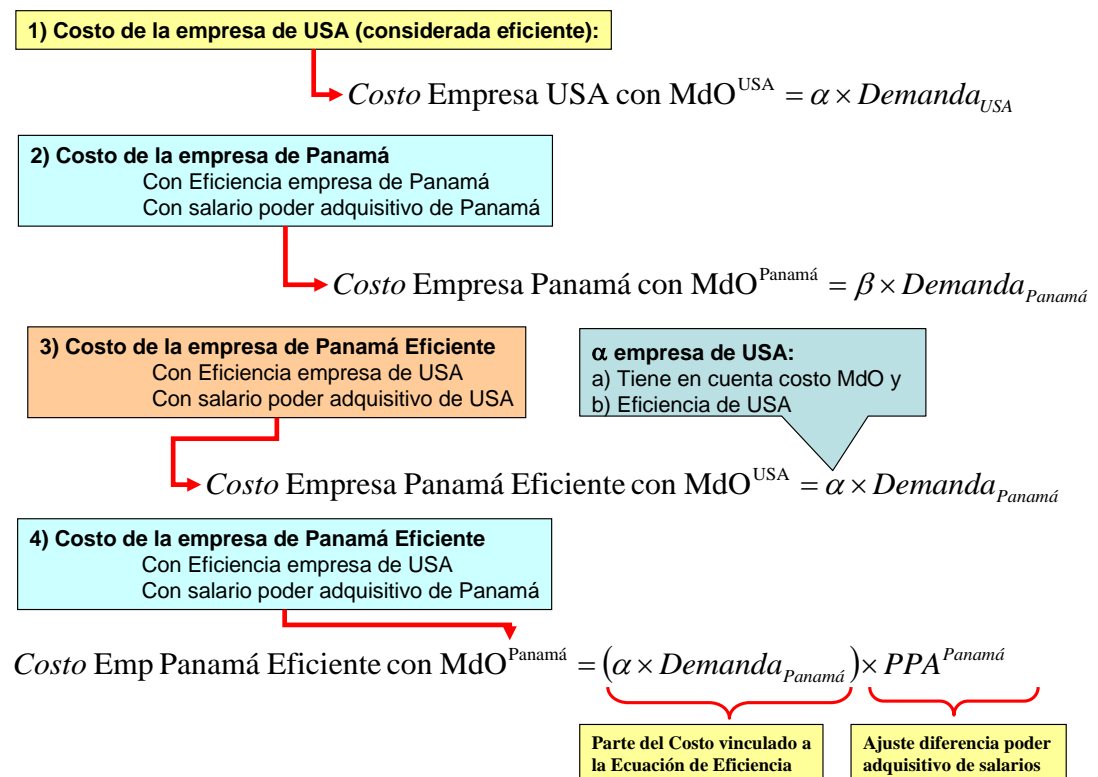
concepto de eficiencia. Manifiestan que si se utilizan costos que arrojan las Ecuaciones de Eficiencia, no corresponde realizarles ningún ajuste por eficiencia o productividad, y sólo se debe ajustar los costos por la diferencia de poder adquisitivo de los salarios.

Destacan que, en la revisión tarifaria del año 2002, la ASEP ajustó los costos de las Empresas Eficientes de los EE.UU., sólo por la relación de salarios, sin aplicar una reducción por Productividad. Agregan que, en las revisiones tarifarias de los años siguientes, la ASEP cambió esa metodología utilizando el ajuste por productividad como el ahora objetado. Cabe aclarar que también en las revisiones tarifarias de los años 2006, 2010 y 2014 se objetó esta metodología.

Avisan que otra forma de confirmar que el Componente de Mano de Obra tiene un ajuste por productividad que no corresponde aplicar, ya que observan que el componente de Materiales no Transables (%NT x %ME) tiene un ajuste sólo determinado por el PPP. Señalan que esto es así, porque los materiales tienen la misma productividad en cualquier país. Indican que esto quiere decir que, si la productividad o eficiencia de la Mano de Obra ya está considerada por las Ecuaciones de Eficiencia, se debe aplicar la misma metodología de ajuste que para el caso de los Materiales no Transables.

Como prueba adicional a los conceptos microeconómicos de Productividad Laboral aportados en las observaciones al cálculo del CLR para objetar el doble ajuste al Costo de Mano de Obra, a continuación, presentan el desarrollo analítico del ajuste del Costo de Mano de Obra por diferencia del nivel salarial.

A través del siguiente diagrama muestran paso a paso que según ellos el único ajuste que corresponde realizar a los costos que arrojan las Ecuaciones de Eficiencia está dado por el PPP.



En síntesis, manifiestan que para trasladar el costo de la Empresa Eficiente de los EE.UU. a la de Panamá, se multiplica el costo que arroja la Ecuación de Eficiencia por el PPP de Panamá. La demostración anterior la ilustran con un ejemplo.

## ***ANÁLISIS DE ASEP***

Esta Autoridad ha analizado los comentarios presentados y considera que los resultados de los costos que surgen de las Ecuaciones de Eficiencia, dado que se estiman a partir de información de empresas de EE.UU., deben ser ajustados a efectos de tener en cuenta dos aspectos: las diferencias salariales existentes entre el país de referencia (en este caso, EE.UU.) y el país en el cual se aplican las Ecuaciones de Eficiencia (en este caso, Panamá); y las diferencias de poder adquisitivo de las monedas involucradas en uno y otro país. El primer aspecto afecta al componente de mano de obra, mientras el segundo afecta a todos los costos no transables (mano de obra y materiales no transables). Los restantes costos son transables, y por lo tanto no se ajustan.

En lo que se refiere al ajuste a realizar al componente mano de obra, lo que se busca es estimar los costos laborales unitarios relativos entre los dos países, o CLR de acuerdo con la definición utilizada en el presente análisis.

Los costos laborales unitarios reflejan el costo acarreado por las empresas para remunerar el trabajo equivalente a la producción de cada trabajador, por lo que su dinámica refleja los costos asociados a la mano de obra que está afrontando el sector productivo por cada unidad de producto.

En general, se obtiene como el cociente entre el costo laboral por trabajador y la productividad del trabajo. El primero surge de la relación entre la remuneración total de asalariados y el número de trabajadores asalariados por hora de trabajo empleado; mientras el segundo surge de la relación entre el valor agregado bruto (o PIB) y el total de trabajadores ocupados (asalariados y no asalariados) por hora de trabajo empleado.

Si el costo de la mano de obra solo se ajusta con el PPP, como propone EDEMET, implicaría que las diferencias de costos y gastos entre Estados Unidos y Panamá se deben sólo a la diferencia del poder adquisitivo entre los países, sin reconocer la diferencia de las remuneraciones relativas al PIB, entre ambos países.

El PPP (el PPP -“*Purchasing Power Parity*” o “Paridad de poder adquisitivo” en español- permite comparar los distintos niveles de vida de diferentes países, y resulta de la suma final de cantidades de bienes y servicios producidos en un país, al valor monetario de un país de referencia -EE.UU.-) para ajustar por diferencia de poder adquisitivo de salarios entre Panamá y EE.UU.

Es importante resaltar que de las Ecuaciones de Eficiencia se obtienen costos eficientes, sin embargo, no tienen incorporado las posibles diferencias salariales que pudiesen existir entre el país de referencia (EE.UU.) y el país en el cual se aplicarán las Ecuaciones de Eficiencia, Panamá; así como tampoco consideran las diferencias de poder adquisitivo de ambas monedas.

Las diferencias salariales podrían incorporarse directamente en las ecuaciones de eficiencia si se dispusiese de información de salarios medios pagados por cada una de las empresas de la FERC incluidas en la muestra, así como de las empresas panameñas, de forma tal que dicha información formara parte de las variables explicativas de los modelos.

Sin embargo, dado que esto no fue posible, es necesario ajustar el componente de mano de obra de forma tal que tenga en cuenta dichas diferencias salariales, si existen. En el cálculo del IMP se consideró el PIB per cápita como variable indicativa del nivel de salarios medios de toda la economía. Esta relación no implica un ajuste por productividad.

### 13.2.11. Comentarios a III.E.4. Ajuste de los resultados obtenidos en las ecuaciones de eficiencia

ENSA indica que la ASEP propone ajustar los valores monetarios a precios de junio 2017 para llevarlos a valores del año base del estudio tarifario, junio 2018, mediante un factor que considera ajustar solamente los componentes no transables mediante el Índice de Precios al Consumidor Urbano (IPC) publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censo de Panamá. Sin embargo, considera que esta propuesta no tiene en consideración la composición real de los costos ni los factores que determinan la variación de sus valores monetarios y, por tanto, propone que la apertura de los activos y costos, así como también los índices de ajuste considerados sean los siguientes:

- Para la mano de obra, que es un componente no transable, el incremento debe corresponder al incremento decretado del salario mínimo. Ello considerando que es una realidad del mercado laboral que dicho incremento en la base, salario mínimo, genera un efecto cascada en las demás remuneraciones del mercado.

Como referencia, manifiesta que el incremento bienal que se ha presentado en los cuatro incrementos de salario mínimo más recientes en Panamá muestra un crecimiento promedio del 12%, el cual se detalla en la siguiente tabla:

Tasa Salario Mínimo por Hora	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica		Incremento, %	
	Región 1	Región 2	Región 1	Región 2
Decreto Ejecutivo 263 (21/Dic/11)	2.00	2.00		
Decreto Ejecutivo 240 (28/Dic/11)	2.36	2.36	18.0%	18.0%
Decreto Ejecutivo 182 (30/Dic/13)	2.72	2.72	15.3%	15.3%
Decreto Ejecutivo 293 (22/Dic/15)	2.95	2.95	8.5%	8.5%
Decreto Ejecutivo 075 (26/Dic/17)	3.14	3.14	6.4%	6.4%

**Artículo 5.** Para efectos de la aplicación de las tasas de salario mínimo, las regiones en que se ha dividido el territorio nacional, estarán integradas por los siguientes distritos:

- REGIÓN 1:** Panamá, Colón, San Miguelito, David, Santiago, Chitré, Aguadulce, Penonomé, Bocas del Toro, La Chorrera, Arraiján, Capira, Chame, Antón, Natá, Las Tablas, Bugaba, Boquete, Taboga, San Carlos, Chepo, Guararé, Los Santos, Pedasí, Dolega, San Félix, Barú, Boquerón, Portobelo, Donoso, Santa Isabel, Santa María, Parita, Pesé, Atalaya, Changuinola, Chiriquí Grande.
- REGIÓN 2:** Resto de los distritos del país.

- Para los materiales nacionales, que también es un componente no transable, propone considerar para el ajuste, el IPC Panamá, tomando los oficiales a la fecha de la determinación del factor de ajuste y la proporción del proyectado para el período faltante.
- Para los materiales importados, que son un componente transable, considera que sería incorrecto no ajustar este componente bajo el argumento de que el tipo de cambio en Panamá es fijo. El precio de estos componentes seguirá, en mayor o menor medida, la fluctuación de precios de la economía de referencia, en este caso la de los EE.UU., y es por ello que considera que debe tomarse como referencia el IPC de dicho mercado. En este caso entonces, indica que el valor exacto para el momento  $n$  debería estimarse empleando una metodología similar a la propuesta en el punto anterior para el caso del IPC de Panamá, pero tomando como base los datos de los EE.UU.

### ANÁLISIS DE ASEP

Esta Autoridad ha analizado lo planteado por ENSA, encontrando que es correcto no realizar ningún ajuste en el costo de aquellos componentes del IMP que son transables

(es decir, importados) toda vez que en Panamá el tipo de cambio con el dólar no varía. En efecto, usualmente el porcentaje de costos transables se ajusta para tener en cuenta variaciones del tipo de cambio (las cuales consideran de manera implícita la inflación local y la inflación en dólares), mientras el porcentaje de costos no transables se ajusta por inflación local (por ejemplo, índices de salarios, índices de precio internos minoristas o mayoristas).

Adicionalmente, la fórmula de ajuste propuesta es consistente con la utilizada para el ajuste semestral de los cargos tarifarios, incluida en el Capítulo IV.6 del Título IV: Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC).

Por lo tanto, no se acepta la propuesta presentada.

### 13.2.12. *Comentarios sobre elementos que no forman parte de las ecuaciones de eficiencia*

- **Ajuste por provisión de incobrables o provisión de cartera**

ENSA solicita que ante la imposibilidad de que puedan alcanzar niveles de incobrabilidad similares a las de las empresas de la FERC, considera importante solicitar que el regulador incorpore en la metodología un incremento al valor resultante del IMP en un 1% adicional con el fin de reconocer este diferencial de incobrabilidad.

ENSA señala que la información de costos de las empresas de la FERC considerada para estimar las ecuaciones de eficiencia incluye provisiones por clientes incobrables o provisión de cartera por cuentas malas dentro de la cuenta de gastos por cuentas de clientes, *Customer Accounts Expenses*, incluida en los Costos de Comercialización: (904) *Uncollectible Accounts*.

De acuerdo al Sistema Uniforme de Cuentas, *Part 101—Uniform System Of Accounts Prescribed For Public Utilities And Licensees Subject To The Provisions Of The Federal Power Act*, que emplea la FERC, esta cuenta considera:

*This account shall be charged with amounts sufficient to provide for losses from uncollectible utility revenues. Concurrent credits shall be made to account 144, Accumulated Provision for Uncollectible Accounts—Cr. Losses from uncollectible accounts shall be charged to account 144.*

A los fines de determinar el peso de estas provisiones es necesario estimar los ingresos netos de las empresas de la FERC. Para ello se sustraen de los Ingresos Totales por Ventas de Electricidad, *Total Sales of Electricity*, los siguientes conceptos:

- Costos de generación, *TOTAL Power Production Expenses*.
- Costos de transmisión, *TOTAL Transmission Expenses*.
- Costos de operación del mercado regional, *TOTAL Regional Transmission and Market Op Expns*.

De esta manera se obtiene el margen de distribución que es equiparable al IMP.

De acuerdo con la información correspondiente a 2015 y 2016 de las empresas de la FERC consideradas como eficientes, el porcentaje de provisión por este tipo de cuentas es:

Rango de Clientes Considerado	% de Incobrables
	Uncollectible Accounts / Margen Distribucion
Promedio General	1.30%
Entre 300-500 mil	1.02%
Entre 200-600 mil	1.21%
Entre 100-900 mil	1.03%

Como puede apreciarse, el porcentaje incluido en las ecuaciones de eficiencia para empresas de tamaño similar a ENSA ronda el 1%, que como se muestra a continuación es considerablemente inferior al de ENSA.

Los ingresos netos de distribución o margen bruto de distribución de ENSA, en Balboas, han sido los siguientes en los últimos 10 años:

	Venta de energía, neta	Compra de energía	Cargos de transmisión	Ajuste al componente de combustible	Margen Bruto Distribución
	a	b	c	d	e = a - b - c - d
Dic-08	509,713,747	419,666,178	9,023,440	5,023,000	76,001,129
Dic-09	391,652,845	309,380,455	9,570,159	-9,978,000	82,680,230
Dic-10	448,274,411	333,533,986	7,988,752	17,689,000	89,062,673
Dic-11	478,474,910	399,298,477	7,802,356	-26,121,341	97,495,418
Dic-12	552,623,033	409,629,710	9,583,356	25,272,598	108,137,369
Dic-13	547,568,631	422,303,899	12,403,603	-1,389,639	114,250,767
Dic-14	671,213,966	534,269,489	16,419,409	-6,700,832	127,225,899
Dic-15	678,207,850	420,604,496	17,111,739	115,772,778	124,718,837
Dic-16	527,761,256	435,836,311	21,154,043	-55,440,309	126,211,211
Dic-17	626,795,596	481,507,265	21,681,225	-11,098,269	134,705,375

Considera que para determinar la provisión por cuentas malas o incobrables debe realizarse un ajuste a los valores contables a los fines de considerar el efecto de cálculo de provisión bajo NIIF. Este ajuste tiene en cuenta el factor de exceso/defecto sobre el ajuste de provisión:

1. Ajuste de provisión 2017 (sin contar otras cuentas): B./ 2,576,812.53.
2. Ajuste de provisión NIIF 2017: B./ 2,616,350.77 (B./ 24,858,318.33 - B./ 22,241,967.56).
3. El factor a aplicar es el cociente entre el segundo y primer valor = +1.53%.

Los valores ajustados de la Provisión por Cartera, en Balboas, son entonces los siguientes:

Período	Provisión Cartera	Ajuste Provisión cartera
Dic-08	3,988,870	4,049,900
Dic-09	2,504,437	2,542,754
Dic-10	1,004,485	1,019,854
Dic-11	1,099,910	1,116,738
Dic-12	983,173	998,215
Dic-13	1,816,187	1,843,975
Dic-14	2,086,741	2,118,668
Dic-15	2,722,995	2,764,657
Dic-16	1,232,351	1,251,205
Dic-17	2,628,232	2,668,444

A partir de estos valores y del margen bruto de distribución indica que se obtiene el porcentaje que la provisión de cartera de incobrables representa en el total de los ingresos de ENSA:

Período	Ajuste Provisión cartera	Margen Bruto Distribución	% Incobrables
	a	b	c = a / b
Dic-08	4,049,900	76,001,129	5.33%
Dic-09	2,542,754	82,680,230	3.08%
Dic-10	1,019,854	89,062,673	1.15%
Dic-11	1,116,738	97,495,418	1.15%
Dic-12	998,215	108,137,369	0.92%
Dic-13	1,843,975	114,250,767	1.61%

Período	Ajuste Provisión cartera	Margen Bruto Distribución	% Incobrables
Dic-14	2,118,668	127,225,899	1.67%
Dic-15	2,764,657	124,718,837	2.22%
Dic-16	1,251,205	126,211,211	0.99%
Dic-17	2,668,444	134,705,375	1.98%
<b>Promedios</b>			
<b>Último año</b>			<b>1.98%</b>
<b>Últimos 10 años</b>			<b>2.01%</b>

Hace la observación de que los porcentajes de ENSA son considerablemente superiores a los del conjunto de empresas eficientes de la FERC, alcanzando valores cercanos al 2%, en comparación con los de la FERC que son de 1%, por lo que existe un diferencial real del 1%. Manifiesta que estas diferencias son consecuencias de las diferencias socioeconómicas de los dos mercados, las cuales se derivan de factores como: ingresos medios más bajos, porcentaje que representa la tarifa eléctrica en el total del gasto, marco legal que dificulta el cobro y cultura de pago.

#### **ANÁLISIS DE ASEP**

Esta Autoridad considera importante aclarar que el tema de esta Consulta es lo concerniente a las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP). Los elementos que no formen parte de estos temas, no se evaluarán en esta resolución. Los elementos que sean parte del IMP, se incorporarán en el cálculo del IMP.

14. Que, vistas las anteriores consideraciones, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, señala lo siguiente:

14.1. Se han corregido los siguientes datos:

- a) Eliminación de la base de datos de la FERC de la empresa Wisconsin Electric Power Company (Respondent\_ID: 193), por presentar valores negativos de Planta General (Total General Plant) tanto en 2015 como en 2016.
- b) Se incluyeron algunos costos de O&M en tensiones de 34.5 kV, en el año 2016, de la empresa The Dayton Power and Light Company (ID: 42).
- c) Se incluyeron activos y costos de O&M en 11 kV, en los años 2015 y 2016, de la empresa Green Mountain Power Corp (ID: 61).
- d) Se incluyeron activos y costos de O&M en 13.8 kV, y se clasificaron como Subterráneos algunos activos que están como aéreos, de los años 2015 y 2016, de la empresa South Carolina Electric & Gas Company (ID: 159).
- e) Se reemplazó en la ecuación de Costos de Administración: “*CompraComb*” por “*CompraEnergía*” y “*CostosComercialización*” por “*CostosGeneración*”.
- f) Se reemplazó el nombre en las tablas 4 y 5, EDECHI por EDEMET y viceversa.
- g) Se incluyeron y prorratearon los Activos de Planta General en el caso de EDEMET en el año 2015.
- h) Se corrigieron errores de forma en la ecuación de Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución y en la ecuación de Activos de Comercialización.

14.2. Se utilizará el criterio de eficiencia contenido en la Propuesta, para seleccionar las empresas comparadoras manteniendo la frontera de eficiencia en 90%.

- 14.3. Para el cálculo de los parámetros de la ecuación de eficiencia para las pérdidas en distribución, se utilizará el porcentaje mínimo de pérdidas de las empresas comparadoras de 6.5% y el mayor de 12%. Se utiliza la información de 2016 del total de empresas de la FERC y se obtiene una nueva muestra de empresas, cuyo criterio sólo es el rango de pérdidas señalado.
- 14.4. Se han modificado algunos criterios, como son:
- a) Se estimaron los indicadores SAIDI y SAIFI de la base de datos de la EIA (empresas de EE.UU.), estimando el mismo ponderando por la cantidad de clientes en cada Estado en el que interviene la empresa.
  - b) Se eliminaron a las tres empresas de Panamá para la determinación de los parámetros de las Ecuaciones de Eficiencia.
  - c) Se ajustaron las ecuaciones de eficiencia de costos y activos, considerando lo establecido en el RDC respecto a que las variables explicativas son sólo los clientes y la demanda máxima.
- 14.5. Cabe mencionar que en este tipo de análisis no se puede pretender usar los conceptos de forma individual sin mantener un esquema lógico que permita la coherencia integral de todo el cálculo, en la búsqueda de modificar criterios específicos solo si es a favor de incrementar los ingresos a la empresa no es un criterio adecuado que deba seguir esta Autoridad Reguladora.
- 14.6. En atención a las observaciones de los participantes de la Consulta y manteniendo el criterio de seleccionar aquellas empresas que cumplan con el requisito de eficiencia, se revisaron los datos de las empresas comparadoras seleccionadas, resultando 59 empresas para la determinación de las ecuaciones de costos y activos; mientras que para en el cálculo de la ecuación de eficiencia de las pérdidas de energía de distribución se seleccionaron 18 empresas.
- 14.7. Esta Autoridad calculará con los datos revisados, y las empresas comparadoras seleccionadas, los parámetros de las ecuaciones de eficiencia a utilizar en la determinación del Ingreso Máximo Permitido de cada empresa distribuidora, considerará para estas ecuaciones, las variables establecidas en el Reglamento de Distribución y Comercialización, de acuerdo a todos los criterios expresados en esta resolución.
15. Que, vistas las anteriores consideraciones, es deber de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, por lo que;

#### **RESUELVE:**

**PRIMERO: ESTABLECER** una sola área representativa por cada empresa distribuidora, equivalente a su zona de concesión, aplicable al Régimen Tarifario de Distribución para el periodo del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022, específicamente para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido, sin detrimento de que para el establecimiento de la estructura tarifaria se consideren otras áreas representativas.

**SEGUNDO: ESTABLECER** que las características técnicas y financieras de las empresas comparadoras que a continuación se listan, se utilizarán para estimar el Ingreso Máximo Permitido a las empresas distribuidoras en la República de Panamá para el periodo del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022, relacionados al valor agregado de distribución y comercialización establecidos en el artículo 98 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y en el Régimen Tarifario vigente:

1	Alabama Power Company
2	Appalachian Power Company
3	Duke Energy Progress, LLC
4	Cleco Power LLC
5	Duke Energy Ohio, Inc.
6	Cleveland Electric Illuminating Company, The
7	Duke Energy Carolinas, LLC
8	El Paso Electric Company
9	Fitchburg Gas and Electric Light Company
10	Duke Energy Florida, LLC
11	Florida Power & Light Company
12	Georgia Power Company
13	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.
14	Indiana Michigan Power Company
15	Indianapolis Power & Light Company
16	Kansas Gas and Electric Company
17	Kentucky Utilities Company
18	Kingsport Power Company
19	Louisville Gas and Electric Company
20	Madison Gas and Electric Company
21	Metropolitan Edison Company
22	ALLETE, Inc.
23	Mississippi Power Company
24	Mt. Carmel Public Utility Co
25	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy
26	Entergy New Orleans, Inc.
27	Niagara Mohawk Power Corporation
28	Northern States Power Company (Minnesota)
29	Northwestern Wisconsin Electric Company
30	Ohio Edison Company
31	Ohio Power Company
32	PacifiCorp
33	Pennsylvania Electric Company
34	The Potomac Edison Company
35	Duke Energy Indiana, LLC
36	Public Service Company of Colorado
37	Public Service Company of New Mexico
38	Public Service Company of Oklahoma
39	Public Service Electric and Gas Company
40	Rockland Electric Company
41	Southern California Edison Company
42	Southern Indiana Gas and Electric Company
43	Southwestern Electric Power Company
44	Southwestern Public Service Company
45	Superior Water, Light and Power Company
46	Tampa Electric Company
47	Toledo Edison Company, The
48	Tucson Electric Power Company
49	Union Electric Company
50	Duke Energy Kentucky, Inc.
51	Upper Peninsula Power Company
52	West Penn Power Company



53	Western Massachusetts Electric Company
54	Wheeling Power Company
55	Wisconsin Power and Light Company
56	MidAmerican Energy Company
57	Unitil Energy Systems, Inc.
58	Cheyenne Light, Fuel and Power Company
59	UGI Utilities, Inc.

**TERCERO: ESTABLECER** que las empresas comparadoras que a continuación se listan, se utilizarán en el cálculo de la ecuación de eficiencia de las pérdidas de energía para estimar el Ingreso Máximo Permitido a las empresas distribuidoras en la República de Panamá para el periodo del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022:

1	Appalachian Power Company
2	Commonwealth Edison Company
3	Delmarva Power & Light Company
4	Idaho Power Company
5	Indiana Michigan Power Company
6	Kansas Gas and Electric Company
7	Lockhart Power Company
8	MDU Resources Group, Inc.
9	Mt. Carmel Public Utility Co
10	Northern States Power Company (Wisconsin)
11	Northwestern Wisconsin Electric Company
12	San Diego Gas & Electric Company
13	Southern California Edison Company
14	Tucson Electric Power Company
15	Duke Energy Kentucky, Inc.
16	Chugach Electric Association, Inc.
17	Cheyenne Light, Fuel and Power Company
18	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP

**CUARTO: ESTABLECER** que las ecuaciones de eficiencia que se utilizarán en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de las empresas distribuidoras en la República de Panamá, para el periodo del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022, son las siguientes:

**Activos de Distribución:**

$$\ln(AD_i) = 8.975042 + 0.996240 * \ln(DM_i) - 0.898049 * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$AD_i = 7,903.35 * DM_i^{0.99624} * \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.898049}$$

**Activos de Comercialización:**

$$\ln(AC_i) = 5.652513 + 0.970597 * \ln(C_i)$$

$$AC_i = 285.01 * C_i^{0.970597}$$

**Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:**

$$\ln(OM_i) = 5.789288 + 0.895393 * \ln(DM_i) - 0.926107 * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$OM_i = 326.78 * DM_i^{0.895393} * \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.926107}$$

**Costos de Comercialización:**

$$\ln(COM_i) = 4.788227 + 0.979327 * \ln(C_i)$$

$$COM_i = 120.09 * C_i^{0.979327}$$

**Costos de Administración:**

$$\ln(ADM_i) = 6.140871 + 0.846334 * \ln(C_i)$$

$$ADM_i = 464.46 * C_i^{0.846334}$$

Donde,

C es el número de clientes

DM es la Demanda Máxima de la empresa

**Pérdidas estándar o eficientes:**

$$\ln(EP_i) = -2.504777 + 0.995822 * \ln(MWhD_i)$$

$$EP_i = 0.08 * MWhD_i^{0.995822}$$

Donde,

$EP_i$  son las pérdidas de energía de la empresa  $i$ , en MWh

$MWhD_i$  es la energía inyectada a la red de la empresa  $i$ , en MWh.

Las pérdidas eficientes de energía de cada una las empresas panameñas será el resultado del coeficiente de Pérdidas de Energía (PD%). Para calcular el PD% de cada empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada, aplicando la ecuación establecida en el Régimen Tarifario.

**QUINTO: ADVERTIR** a la ciudadanía en general que la información, métodos de cálculo utilizados y Bases de Datos de las empresas comparadoras que documentan la selección y determinación de las ecuaciones de eficiencia se publicará en la página web de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como parte del documento final de Metodología de Cálculo de Ingreso Máximo Permitido a las empresas de distribución para el periodo de 1 de julio de 2018 a 30 de junio de 2022.

**SEXTO: ADVERTIR** que esta Resolución rige a partir de su promulgación para efectos del cálculo y aprobación del Ingreso Máximo Permitido a las empresas que prestan el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en Panamá para el periodo del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.12081-Elec de 30 de enero de 2018; Resolución AN No.12137-Elec de 21 de febrero de 2018.

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.**

**ROBERTO MEANA MELÉNDEZ**  
Administrador General