

Panamá, 22 de diciembre de 2022

Consulta Pública No.010-22, Para considerar la propuesta para la Determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser Utilizadas en el Cálculo del Ingreso 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 Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1° de julio de 2022 al 30 de junio de 2026.

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

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

DIR-SJ-982-22

22 de diciembre de 2022

Ref. Consulta Pública No.010-22, Para considerar la propuesta para la Determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser Utilizada en el Cálculo del Ingreso 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 Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1° de julio de 2022 al 30 de junio de 2026.

Estimados señores:

Por este medio nosotros la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI S.A.** (en adelante **EDECHI**) comparecemos con todo respeto, a fin de someter nuestras observaciones y comentarios a la **Consulta Pública No.010-22**, Para considerar la propuesta para la Determinación de las Áreas Representativas Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser Utilizada en el Cálculo del Ingreso 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 Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el comprendido del 1° de julio de 2022 al 30 de junio de 2026.

INTRODUCCIÓN

En este documento, se incluyen las observaciones y comentarios para que se realice una revisión detallada de los cambios de metodologías utilizadas para el cálculo de las Ecuaciones de Eficiencia propuestas, con el fin de respetar y mantener sustancialmente en la medida de lo posible los criterios y metodologías que han prevalecido a lo largo de la vida regulatoria de las revisiones tarifarias y no violar el Principio de Continuidad Regulatoria que ha caracterizado a este proceso; tomando en cuenta los aspectos que señala la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (modificada).

Antes de entrar en los detalles metodológicos de nuestras observaciones, consideramos muy importante destacar que la aplicación de las Ecuaciones de Eficiencia resultantes para el cálculo del IMP para el periodo julio 2022 – junio 2026, deben estar adecuadamente planteadas para que hagan viables la operación de la empresa desde el punto de vista Económico Financiero de manera que no se ponga en riesgo la Suficiencia Financiera mencionada en el Artículo 92 de la Ley 6, y de forma tal que la empresa obtenga la rentabilidad mínima para conseguir el financiamiento necesario, de terceros de los propios accionistas, para acometer las inversiones previstas para satisfacer la demanda.

En efecto, el Artículo 92 de la Ley 6 establece que *“Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable...”*.

En ese sentido, se hace imperioso que las ecuaciones de eficiencia resultantes reflejen resultados acordes con las características de las empresas panameñas que de como resultado un VAD de EDEMET y EDECHI adecuado para afrontar la situación económica de las empresas dimanante de la entrada tardía de las nuevas tarifas y la necesidad de realizar los planes de inversiones previstos y continuar con una mejora de la calidad del servicio, así como preparar la red para la digitalización y modernización que exige la transición energética y los demás planes del país. En adición, la red debe afrontar los retos de crecimientos que se proyectan en el país en los próximos 4 años, tales como los grandes centros comerciales con potencias del orden de 15 MW que se planifican para occidente.

De no cumplirse este principio, se arrastrarían a la empresa hacia una espiral de inestabilidad económica difícil para las empresas distribuidoras y satisfacer los requerimientos de la demanda.

MARCO LEGAL

Observaciones sobre el Principio de Seguridad Jurídica

Cualquier modificación en el corto plazo sobre la base de las normativas regulatorias que están vigentes actualmente, deben tomar en consideración que las empresas EDEMET y EDECHI mantienen con el Estado panameño un contrato de concesión otorgado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) en octubre de 2013 con una vigencia de quince (15) años, desde el 22 de octubre de 2013 hasta el 21 de octubre de 2028, es relevante que los lineamientos incluidos en este informe y en consecuencia los presentados en la Audiencia Pública No. 010-22, sean planeados, una vez comprobada su eficacia, para su implantación en periodos posteriores a la fecha de vencimiento de la concesión, es decir, posterior a octubre de 2028 puesto que permite respetar la seguridad jurídica en cuanto a materia de transparencia y formalidad administrativa prevista al momento de establecerse el contrato de concesión. Plantear cambios normativos tan relevantes en el servicio de distribución eléctrica antes de este plazo – octubre 2028 – generaría cambios sorpresivos y no considerados en la regulación vigente llevando a una co-regulación adicional a lo establecido.

La concesión otorgada mediante este contrato del año 2013 a las empresas distribuidoras EDEMET y EDECHI, y aceptada para “la prestación por su cuenta y riesgo, de los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica, en forma exclusiva, con excepción de la comercialización a los Grandes Clientes, dentro de la Zona de Concesión” (CLÁUSULA 2ª: OBJETO Y ALCANCE), establece que la actividad desarrollada se regirá por los términos del Contrato y se prestará bajo el mismo régimen tarifario y la legislación vigente. Esto es, que las empresas distribuidoras a través de este nuevo contrato están obligados a cumplir todas las normas técnicas, comerciales y reglamentaciones existentes relacionadas con la prestación del servicio eléctrico y que puedan ser modificadas posteriormente pero siempre dentro del Marco de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, que se establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que rige el sector eléctrico así como las actividades normativas y de coordinación consistentes en la planificación de la expansión, operación integrada del sistema interconectado nacional, regulación económica y fiscalización.

En vista de lo anterior, es importante señalar que creemos en la necesidad que El Regulador y todos las Entidades se preocupen por mantener el criterio de seguridad

jurídica sobre el cual fueron enmarcados los Contratos de Concesión para las inversiones y en caso de ser necesarios ajustes normativos, sean considerados en los próximos procesos de licitaciones con el vencimiento de las concesiones vigentes, buscando la transparencia ante sus inversionistas.

El principio de la libertad de empresa (artículo 298 de la Constitución) exige como un postulado esencial que el Estado y sus organismos de regulación al cumplir con sus funciones y potestades, que se no altere ,ni menoscabe la libertad empresarial, como podría darse en el supuesto de que se altere la concordancia, racionalidad y estabilidad de los criterios regulatorios que sustentaron la celebración del nuevo contrato de concesión en el año 2013; recordemos que pues el mencionado artículo 298 de la Constitución indica, en su último párrafo, que: Las leyes fijarán las modalidades y condiciones que garanticen estos principios”; y a tal efecto, la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, supone la vigencia y continuidad regulatoria como un criterio de preservación de la seguridad jurídica.

Criterios Legales para la determinación del IMP

Los criterios para la determinación del IMP consagrados en el artículo 101 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, establecen los elementos que integran el Valor Agregado de Distribución o, lo que es lo mismo, el IMP, cuya importancia trascendental radica en que es de vital importancia para la empresa de distribución, pues del mismo depende su suficiencia financiera.

El IMP es un concepto que tiene encuadre jurídico y no debe alejarse de las bases normativas del esquema previsto en el ordenamiento vigente, porque de hacerlo, evidentemente, se podría llegar a infringir lo establecido en el artículo 101 de la Ley. La legítima apelación que hacemos a los principios de legalidad, seguridad jurídica y confianza legítima, ha de ser tratada dentro del marco regulatorio jurídico – económico aprobado por la Ley 6 de 1997 mismo que, como fuera dicho, es la norma jurídica de carácter superior que establece las bases para todo el desarrollo normativo que puede adelantar el regulador.

EDECHI, ha hecho un análisis integral técnico y jurídico de toda la propuesta contenida en la Consulta Pública, con la seguridad que, en la revisión final del Regulador, éste 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. Así las cosas, con irrestricto apego a las normas y criterios regulatorios vigentes, elevamos a Ustedes nuestros comentarios, para que sirvan como elementos de juicio, para la futura aprobación de una norma, ajustada no solo a derecho sino al esquema regulatorio aplicable en la República de Panamá.

OBSERVACIONES SOBRE METODOLOGÍA APLICADA

Observaciones sobre el Principio de Continuidad Regulatoria

A lo largo del Informe, como se le señala específicamente en las siguientes secciones, se observan cambios metodológicos que difieren respecto de lo realizado por la ASEP en las revisiones tarifarias anteriores que significan violar el Principio de Continuidad Regulatoria y Confianza Legítima. Es lógico que, en post 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, no es aceptable cambios en la metodología cuando de ello no se deriva una mejora en las prácticas regulatorias. Es más, no sólo esto es ilógico, sino que es ilegal, ya que cambios que no signifiquen una mejora metodológica implican una decisión que podría suponer una arbitrariedad del funcionario público, lo que es contrario al Principio Motivación de las decisiones de los funcionarios públicos establecida en la Ley 38 de 2000.

Por lo anterior, con el mayor de los respetos debemos señalar que los Comentarios a la Consulta Pública No. 010-22, que sometemos a la consideración del Regulador, han sido estructurados con estricto apego a las disposiciones legales, reglamentarias y regulatorias vigentes. En este orden, como se colige de todos los puntos que presentamos a continuación, la metodología propuesta por la Consulta Pública podría, de no enmendarse, conllevar a una infracción al ordenamiento jurídico y, en consecuencia, en una afectación a la situación de las empresas de distribución.

Para cumplir con este principio y para respetar el Concepto de Continuidad Regulatoria, solicitamos a la ASEP atienda las observaciones que se realizan en las siguientes secciones en cuanto a evitar cambios metodológicos que no signifiquen un progreso en cuanto a la precisión de los cálculos que se realizan, sino todo lo contrario, estos cambios limitarían una migración de las redes de distribución hacia redes inteligentes, digitales y preparadas para una transición energética en curso

Es necesario resaltar una vez más, la importancia de respetar el Principio de Continuidad Regulatoria, ya que es esencial para generar señales de estabilidad y transparencia, fundamentales para alentar la vocación de inversión, no sólo de los propios accionistas de las empresas de distribución, sino también de terceros del sector financiero.

Necesitamos subrayar que, ante todo, EDECHI es una empresa respetuosa de la institucionalidad de la ASEP y de sus decisiones. No obstante, resaltamos que la metodología propuesta en la Consulta requiere de una estricta revisión, sobre la base de que, los fines primarios y últimos de la regulación deben ser sometidos, en toda su plenitud, a la observancia rigurosa del principio de estricta legalidad.

Lo anterior cobra, en el presente caso, una especial relevancia, ya que la fijación del rubro Ingreso Máximo Permitido tiene, como es sabido, una trascendencia especialmente singular para el adecuado funcionamiento de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Un análisis real de IMP debe hacerse desde una perspectiva agregada y no de forma desagregada ya que hacerlo de esta manera, puede llevar a errores importantes que luego impiden a las empresas ejecutar inversiones de mejora y perjudica enormemente la estabilidad financiera y el cumplimiento de los compromisos con las entidades bancarias.

El planteamiento que esbozamos en el presente documento de Comentarios a la Consulta Pública No. 010-22, supone y asume que la regulación, al aplicar la metodología de cálculo de Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el cálculo del IMP tomará en cuenta su contenido y fundamentación.

Observaciones sobre la Metodología aplicada pendiente de resolver

La metodología de cálculo de las ecuaciones de eficiencia propuestas por la ASEP en esta Consulta Pública No. 010-22, presupone cómo aprobadas y ejecutoriadas las **propuestas de cambios en el RDC** que fueron sometidas a consideración en la

Audiencia Pública No. 07-22, la cual, como es del conocimiento del propio regulador, aún encuentran pendientes por resolver y sobre este contexto mantenemos nuestra posición planteada igualmente en los comentarios presentados por EDEMET y EDECHI a la precitada Audiencia Pública¹.

El cambio propuesto para el artículo 24 del RDC, y planteadas en esta metodología, consiste en eliminar la definición explícita de las variables explicativas a considerarse para las ecuaciones de eficiencia, actualmente Clientes y Demanda, tal como se ha utilizado en las Revisiones Tarifarias anteriores, donde el cálculo de los Costos Administrativos (ADMjt), los Costos de Operación y Mantenimiento de distribución (OMjt), ha sido realizado a través de las Ecuaciones de Eficiencia, utilizando para ello las variables Cjt y Djt; por una indefinición de dichas variables las cuales quedan tal como se observa en esta consulta pública, a discreción de la ASEP, al momento de proponer el Ingreso Máximo Permitido. Respecto de este punto, es importante destacar que la estabilidad de las reglas regulatorias es un elemento esencial que permite a las concesionarias transmitir confianza a los accionistas y acreedores para obtener los fondos necesarios que permiten ejecutar inversiones que se recuperan mayormente en un plazo superior a veinte años. Un cambio como este genera una incertidumbre muy importante, haciendo este acceso a fondos más difícil y consecuentemente más costoso.

Si la ASEP considera que existe una mejor información disponible respecto de las variables explicativas, el procedimiento más transparente era proponerlas de modo explícito en el RDC sometido a audiencia pública a fin de que los agentes y consumidores del sector tengan posibilidad de hacer sus aportes de modo concreto, pero al no hacerlo, la misma no debe ser tomada en cuenta, a fin de no introducir un mayor nivel de incertidumbre que afecte al desarrollo normal que el sector ha logrado fruto de la transparencia y continuidad regulatoria observada históricamente, con lo cual se debe continuar como se ha venido realizando en las últimas Revisiones Tarifarias a través de las Ecuaciones de Eficiencia utilizando como drivers principales las variables clientes Cjt y demanda Djt así indicadas en el actual artículo 24 del RDC.

En ese sentido, reiterando nuestros planteamientos esbozados en comentarios de audiencias/consultas públicas previas a la actual, colegimos a esta autoridad regulatoria a mantener la metodología del RDC tal como se encuentra aprobada y en caso de tener en consideración cambios de este tema, sean considerados para el próximo periodo de Concesión previsto para el año 2028.

Error de considerar datos de 2017 a 2020

Las ecuaciones de eficiencia propuestas por ASEP en esta consulta pública están basadas en un estudio que considera datos de empresas de la FERC y de Panamá para

¹ Es del conocimiento del regulador que, conforme la Constitución Política de la República Panamá, sus actuaciones deben regirse de acuerdo con las Leyes vigentes. A tal efecto, la Ley 38 de 2000 establece con claridad meridiana los requisitos formales y de fondo que deben cumplir los actos de carácter general para que resulten aplicables. En el caso que nos ocupa, es obvio que no se cuenta todavía con un Acto Administrativo de aplicación general debidamente publicado a los efectos de notificar a propios y terceros y a la ciudadanía en general de la decisión del regulador con respecto a la Audiencia Pública 007-22. Asumir como aplicables a esta consulta, criterios regulatorios no aprobados conforme a las normas vigentes en la República de Panamá podría resultar en una ostensible violación al artículo 32 de la Constitución.

los años 2017, 2018, 2019 y 2020. En este sentido, en la página 16 del Anexo A se indica lo siguiente:

La base de datos empleada para calcular la eficiencia que permitirá determinar el grupo de empresas comparadoras, incluye 99 distribuidoras estadounidenses de la base FERC y a las 3 distribuidoras panameñas, totalizando así 102 empresas, las cuales conforman la base completa. Los datos de los inputs y outputs, para llevar adelante la DEA, corresponden al promedio del periodo 2017-2020, ya que permite neutralizar el impacto de factores aleatorios que podrían sesgar los resultados.

La extensión de cuatro años del panel resulta adecuada ya que, no se han producido interrupciones tecnológicas que puedan haber modificado sustancialmente los costos de las distribuidoras, por lo que, mayor cantidad de datos redundante en estimaciones más precisas de las funciones de costos.

Otro aspecto favorable al incluir los últimos cuatro años se relaciona con el fenómeno de la pandemia de Covid-19, la cual afectó el nivel de actividad de la economía y por añadidura al sector de distribución de energía eléctrica, al proveer un insumo demandado por numerosos sectores. Si se hubiera considerado solamente el año 2020, las estimaciones de las ecuaciones de eficiencia hubiesen resultado atípicas, ya que probablemente la energía demandada en dicho año no refleja el volumen habitualmente distribuido. Para compensar este hecho aleatorio, es deseable incluir en el análisis información de periodos típicos, para evitar que el impacto de la recesión por el Covid-19

produzca resultados sesgados que afecten el ingreso permitido futuro de las empresas reguladas. Así, se amplió el panel con datos de los últimos tres años anteriores, brindando la posibilidad de capturar la naturaleza de los diferentes costos de producción atenuando el impacto de la pandemia.

Por último, cabe resaltar que se trata de un periodo de cuatro años, relativamente reducido, pero que a la vez permite tener en cuenta la particularidad de cada empresa en el tiempo, enriqueciendo la calidad de las estimaciones.

Esta decisión y sus fundamentos involucran una serie de errores que resultan muy graves habida cuenta de que el resultado de esta metodología tiene un impacto directo y sustancial en la definición de los ingresos que podrán recuperar las distribuidoras de Panamá para afrontar las inversiones y los costos de prestar el servicio. A continuación, se explican estos errores.

La decisión de ASEP de cambiar la cantidad de años de la muestra constituye un cambio importante respecto de la práctica regulatoria de la propia ASEP en las últimas cuatro revisiones tarifarias. La siguiente tabla muestra la consistencia que la ASEP mantuvo en cada revisión tarifaria respecto de considerar dos años de referencia para las empresas comparadoras. En este sentido, el criterio esperable para mantener la continuidad regulatoria hubiera sido contemplar los años 2019-2020, en lugar de 2017-2018-2019-2020.

Período Tarifario	Años de Emp. Comp.
2006-2010	2003-2004
2010-2014	2007-2008
2014-2018	2011-2012
2018-2022	2015-2016
2022-2026 Esperable	2019-2020
2022-2026 Cons. Pub.	2017-2018-2019-2020

Antes de analizar los argumentos metodológicos de la ASEP para este cambio, es muy importante destacar el valor institucional que tiene para todo el sector de distribución de energía eléctrica la existencia de reglas claras y consistentes en el tiempo, dado que las inversiones que el sector requiere se recuperan en periodos muy superiores a los cuatro

años del período tarifario y, por lo tanto, la estabilidad de los criterios es un valor sumamente importante para garantizar un acceso sostenido y eficiente a los fondos que el desarrollo del sector requiere. Por lo tanto, la modificación de criterios metodológicos, de los cuales siempre habrá variantes válidas para aplicar, deberá estar muy bien fundada para no dañar el valor institucional que ASEP ha construido a lo largo de los años como regulador.

Teniendo en cuenta lo anterior, cabe decirse que el único argumento considerable para modificar el criterio esperable de considerar 2019-2020 como base del estudio es el hecho de que el año 2020 fue totalmente atípico por consecuencia de la Pandemia. En efecto, esto trajo consecuencias muy diversas sobre el comportamiento de las ventas de energía y potencia, y sobre los costos de distribución, administración y comercialización. Además, fruto de que las medidas de restricción a la movilidad fueron muy diversas en Panamá respecto de Estados Unidos, e incluso dentro de Estados Unidos hubo diferencias entre Estados, el impacto en ventas y costos no puede asumirse para nada simétrico. Algunos de estos efectos pueden verse a la luz de los siguientes datos que surgen del propio estudio de la ASEP:

	Promedio Empresas Panamá			Promedio Empresas FERC (*)		
	2019	2020	Var %	2019	2020	Var %
AD	1,531,944,996	1,551,276,160	1%	4,029,519,703	4,394,176,901	9%
AC	89,091,010	93,546,230	5%	199,917,263	216,546,986	8%
OYMD	40,305,785	39,321,886	-2%	187,296,716	189,725,750	1%
OYMC	31,641,097	45,612,645	44%	89,164,758	93,210,108	5%
ADM	29,334,379	23,445,146	-20%	59,194,410	61,201,232	3%
Ventas Energia	2,639,805	2,305,217	-13%	19,125,241	18,510,457	-3%
Dem Maxima	570	547	-4%	3,736	3,669	-2%
Clientes	397,360	408,152	3%	794,387	803,130	1%

Como puede observarse, las empresas de Panamá tuvieron impactos muy significativos en 2020 fruto de la Pandemia de Covid-19 y las medidas de restricción, que no tienen correlato con las empresas de la FERC. Se destacan los siguientes ítems:

1. Costos de Comercialización (OYMC): se observa un incremento del 44% en Panamá disparado por el incremento en el costo de incobrables, cosa que en Estados Unidos también se observa, pero más moderadamente (solo un 5%). Esto es consistente con la realidad socio económico de cada país, y con las diferentes medidas tomadas por el gobierno en ambos casos, mismas que el caso de Panamá aún se mantienen para un importante sector de los clientes regulados con menores consumos.
2. Costos Administrativo (ADM): los cuales se redujeron un 20% en Panamá producto de restricciones en distintos bienes, servicios y actividades, mientras en las empresas de la FERC no hubo casi impacto, como se aprecia en los datos presentados para la FERC .
3. Ventas de Energía cayendo fuertemente en Panamá un 13%, mientras este efecto fue mucho menor en las empresas de la FERC con solo un 3%. Esto responde principalmente a la diferencia en el nivel de restricciones a la movilidad que el gobierno dicto en Panamá, y que fue mucho menos estricta en Estados Unidos

Por esta razón es que la inclusión del año 2020 en la muestra constituye por sí solo un error que puede lesionar con su impacto tanto a los usuarios como a las empresas, y lo correcto para evitarlo es eliminar el año 2020 de la muestra, ya que el criterio de

incorporar 2017 y 2018 a fin de atenuar su impacto, es solo un paliativo que no solo no corrige el error, ni evita su impacto.

Por lo tanto, se solicita a la ASEP mantener el criterio de utilizar dos años como muestra para el estudio, y a fin de evitar los problemas que pudiera generar el año 2020 por ser atípico, contemplar para el estudio los años 2018 y 2019.

Cambio metodológico al realizar estudio con USD a Jun-20 lugar de USD a Jun-21

La propuesta de la ASEP involucra otro cambio de criterio respecto de lo que históricamente ha sido aplicado por la ASEP, y en este caso está asociado con la indexación que se realiza sobre los costos de las empresas de la FERC a fin de poder hacer comparables los dólares de distintos años.

En este sentido, históricamente ASEP ha mantenido la práctica de expresar los costos de la FERC a junio del año anterior de la revisión tarifaria, el cual en el actual contexto sería junio de 2021. La justificación de este criterio estaba dada en que, a la fecha normal de los procesos de revisión tarifaria, este era uno de los últimos meses con información definitiva. Teniendo en cuenta el actual atraso de la revisión tarifaria para el período 2018-2020, no imputable a las distribuidoras, podría incluso tener más sentido expresar los datos de la FERC a junio de 2022.

Sin embargo, en la actual propuesta de la ASEP este cálculo se ha expresado a junio de 2020, lo cual además resulta perjudicial para los ingresos de las empresas distribuidoras en vista de la significativa diferencia entre la inflación de USA y de Panamá.

Por lo tanto, se solicita a la ASEP mantener continuidad regulatoria en este punto y expresar todos los cálculos a junio de 2022.

Cambio de metodología por incorporación de datos de longitud de red de poca confiabilidad

La ASEP propone la incorporación de una nueva variable en el estudio de determinación de empresas comparadoras, cuyo aporte estaría dado por representar mejor la realidad de la dispersión de la demanda en el área de concesión de una empresa y que hasta el momento no se lograba capturar con los datos disponibles en la FERC y en el EIA. Esta variable es la longitud de líneas aéreas y subterráneas.

Resulta importante destacar la intención de la ASEP en este sentido ya que, si bien implicaría una modificación a la metodología que hasta ahora se ha venido aplicando en cada revisión tarifaria, el objetivo de incorporar esta información claramente es mejorar la metodología con una variable muy relevante para explicar los costos de operar una distribuidora de energía eléctrica con las características de EDECHI.

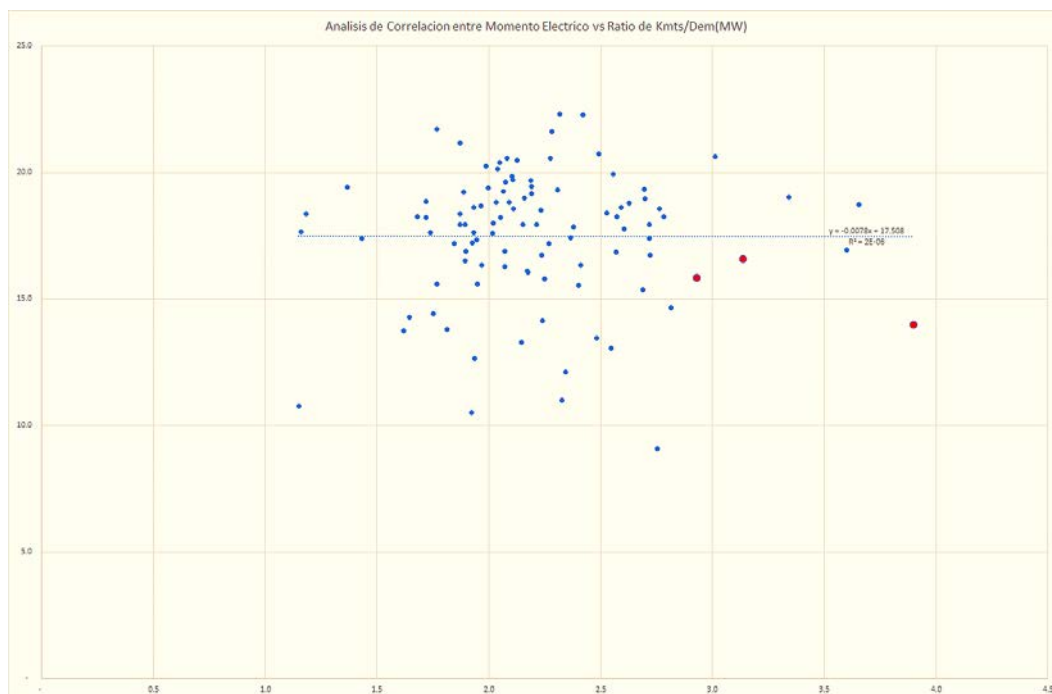
Sin embargo, esta buena intención se ve opacada por dos grandes problemas que tiene la propuesta de la ASEP en este sentido. Por un lado, la robustez y confiabilidad de los datos utilizados resulta sumamente débil para un propósito tan importante como definir a partir ellos los ingresos con los que contará la empresa para poder operar. La razón de esta debilidad está dada en primer lugar por el origen de los datos, que no provienen de una base de datos sistemática y oficial, como lo es la de la FERC o incluso el informe de indicadores de calidad obtenido del EIA, sino que se basa en una obtención manual caso a caso de documentos y páginas web de cada empresa. Adicionalmente, al ser esta información insuficiente, se aplica una metodología para estimar la información faltante la cual termina implicando que más del 80% de los datos son, en efecto, una

estimación peregrina. Claramente, la fiabilidad de la información así generada es sumamente débil para respaldar un estudio tan relevante como el de la revisión tarifaria.

Por otra parte, la ASEP introduce la variable de longitud de líneas aéreas y subterráneas a través del concepto de Momento Eléctrico, el cual resulta del producto entre Demanda Máxima (en MW) y longitud total de líneas. Este concepto resulta en primer lugar de difícil interpretación para fines de un estudio de benchmarking, y en particular para saber en qué medida una empresa puede tener mayor exigencia de costos operativos que otra. Por ejemplo, una empresa de alta demanda pero muy concentrada (poca longitud de red) podría tener el mismo Momento Eléctrico que una de baja demanda pero con mayor dispersión (mayor longitud de red), y sin embargo los costos de operar y mantener la red de mayor dispersión siempre serán mayores por la cantidad de activos asociados y el esfuerzo de desplazamiento asociado.

Un indicador más adecuado podría ser el ratio de longitud de red por MW de Demanda Máxima ($\text{longitud_red} / \text{DemMax}$) ya que nos permite comparar cuanta mayor es la longitud de red para atender cada MW entre dos empresas. Este indicador es notablemente más alto en las empresas de Panamá. Al evaluar este ratio surgen consideraciones muy consistentes con la realidad de la República de Panamá, como por ejemplo que EDECHI es la empresa de mayor dispersión por unidad de demanda, a la que le sigue EDEMET donde a pesar de atender varias provincias del interior hay un contrapeso por la demanda de la zona metropolitana, y finalmente ENSA que es mucho menos dispersa que EDECHI.

El siguiente gráfico presenta en el eje horizontal el ratio de kms/Mw y en el eje vertical el Momento Eléctrico (ambos en logaritmo), destacándose en color rojo los puntos correspondientes a EDEMET, EDECHI y ENSA y en color azul las empresas de la FERC.



Dos consideraciones importantes se desprenden del gráfico. En primer lugar, las empresas de Panamá son muy dispersas en relación con las de la FERC. En segundo lugar, no existe correlación alguna entre el Momento Eléctrico y este ratio, tal como lo muestra la línea de tendencia que cruza la nube de puntos. Por lo tanto, la validez de

las ecuaciones obtenidas para explicar activos de distribución y costos de operación y mantenimiento de distribución en función del Momento Eléctrico pueden estar asociadas a un caso de correlación espuria más que a una auténtica causalidad.

En conclusión, más allá de la correcta intención para introducir esta importante variable en el estudio (longitud de las redes de distribución), teniendo en cuenta la debilidad de las fuentes de datos utilizadas para la longitud de líneas de las empresas de la FERC y lo incorrecto del uso del momento eléctrico como variable explicativa de los costos, se solicita a la ASEP que para la actual revisión tarifaria se conserven los datos utilizados hasta ahora, es decir la base de datos de la FERC para la mayor parte de los datos y el EIA para datos de calidad, y que las ecuaciones de AD y OyMD mantengan la forma funcional del periodo tarifario anterior.

Cambio de metodología en ecuación de costos ADM

La modificación de las ecuaciones de costos de administración para incluir como variables explicativas los costos de distribución y de comercialización, respectivamente, es una propuesta válida metodológicamente, pero con un problema importante de aplicación en este período tarifario. En concreto, dado que la incorporación del momento eléctrico no es adecuada en esta revisión tarifaria, por lo comentado en la sección anterior de este documento, las ecuaciones de Costos de Distribución y de Costos de Comercialización deberán ser consistentes con las de las últimas revisiones tarifarias y, por lo tanto, dependerán fuertemente de la variable Clientes y Demanda. En este contexto, la propuesta de ASEP constituye un error metodológico dado que dichas ecuaciones implicarían un alto riesgo de multicolinealidad, cuyos problemas se explican a continuación.

La multicolinealidad es uno de los problemas básicos que se describen en los textos de Econometría. Por ejemplo, el profesor William H. Greene de la Universidad de New York la describe² como el problema que surge cuando existe una alta correlación entre las variables explicativas de un modelo de regresión. En el extremo, si la correlación es perfecta (es decir que el coeficiente de correlación es igual a 1 o -1), la coexistencia de ambas variables impide calcular los coeficientes Beta de las ecuaciones.

Entre las consecuencias prácticas de este problema al estimar un modelo econométrico se destacan, en primer lugar, que los coeficientes estimados pueden tener el signo equivocado o alcanzar magnitudes implausibles y, en segundo lugar, que los coeficientes estimados son muy sensibles a variaciones en la muestra de empresas que se utilice. Esto quiere decir que, aun cuando los coeficientes estimados (Beta) tengan valores razonables, cambios pequeños en la muestra de empresas podrían llevarlos a cambiar significativamente. Esto es muy peligroso en el contexto de una muestra como la de las empresas comparadoras, ya que el grupo de empresas puede verse sensiblemente afectado por los resultados del DEA (por ej. al incluir una nueva variable como input o output).

Dado que la propuesta de la ASEP consiste en estimar los Costos Administrativos en función de los Costos de OyM de Distribución y de los Costos de Comercialización, y de que ambas variables son explicadas de acuerdo con el número de clientes, según lo indican las ecuaciones de eficiencia utilizadas históricamente por la ASEP en cada

² Greene, William H. (2002) - Econometric Analysis, 5th Edition, Prentice Hall, New York.

revisión tarifaria, es de esperarse una alta correlación entre las variables que generará el problema de la Multicolinealidad.

Esta intuición es confirmada al evaluar la correlación entre las variables explicativas utilizadas en las ecuaciones de COM y ADM, las cuales son Clientes, Costos de Distribución y Costos de Comercialización. La siguiente tabla resume estos resultados y muestra correlaciones muy elevadas, superiores al 0.9, lo cual indica la existencia de multicolinealidad.

```

. corr oymd oymc clientes
(obs=126)

```

	oymd	oymc	clientes
oymd	1.0000		
oymc	0.9199	1.0000	
clientes	0.9570	0.9186	1.0000

En consecuencia, dado que las ecuaciones propuestas presentan alta probabilidad mostrar problemas de multicolinealidad, cuya consecuencia principal es la inestabilidad de los parámetros estimados y por ende de los costos reconocidos, se solicita a la ASEP defina las ecuaciones de eficiencia de manera consistente con las últimas revisiones tarifarias y utilice como variables explicativas de los costes administrativos únicamente el número de clientes.

Error en Costos de Combustibles de 2020

Se observa un error en los datos extraídos de la FERC para el Costo de Combustibles del año 2020. La siguiente imagen ilustra con claridad la diferencia de escala entre los valores de 2020 y los de los años anteriores, para el caso de una empresa (Respondent ID 2). No obstante, este error se repite para todas las empresas de la muestra en el año 2020.

Row	Concepto	RowLiteral	Valor	Report_year	Row_number	Report_id	respondent_id
2810	Costos de Combustible	(S01) Fuel	941,925,032	2015	5	12	2
2811	Costos de Combustible	(S18) Fuel	114,971,413	2015	25	12	2
2812	Costos de Combustible	(S47) Fuel	280,525,191	2015	63	12	2
7769	Costos de Combustible	(S01) Fuel	894,249,632	2016	5	12	2
7770	Costos de Combustible	(S18) Fuel	106,527,079	2016	25	12	2
7771	Costos de Combustible	(S47) Fuel	286,887,942	2016	63	12	2
16240	Costos de Combustible	(S01) Fuel	805,832,515	2017	5	12	2
16241	Costos de Combustible	(S18) Fuel	111,309,457	2017	25	12	2
16242	Costos de Combustible	(S47) Fuel	299,138,536	2017	63	12	2
23031	Costos de Combustible	(S01) Fuel	888,862,859	2018	5	12	2
23032	Costos de Combustible	(S18) Fuel	108,943,076	2018	25	12	2
23033	Costos de Combustible	(S47) Fuel	293,472,942	2018	63	12	2
29822	Costos de Combustible	(S01) Fuel	737,978,253	2019	5	12	2
29823	Costos de Combustible	(S18) Fuel	108,277,850	2019	25	12	2
29824	Costos de Combustible	(S47) Fuel	253,736,794	2019	63	12	2
36613	Costos de Combustible	(S01) Fuel	11,294,850	2020	5	12	2
36614	Costos de Combustible	(S18) Fuel	98,197,454	2020	25	12	2
36615	Costos de Combustible	(S47) Fuel	3,251,649	2020	63	12	2

Se solicita a la ASEP corregir esta información para todas las empresas en 2020, dado que este error conlleva a datos incorrectos de Costos Administrativos de las empresas comparadoras.

Error en serie de PPI (Producer Price Index)

Se observa un salto de escala en los valores del Producer Price Index de los Estados Unidos a partir del año 2017 que no se condice con las fuentes oficiales. Se solicita a la ASEP revisar y corregir dicha información en caso de ser necesario.

Error en Filtro de Empresas Comparadoras para Ecuaciones de Pérdidas

Desde el punto de vista metodológico, se observa un error de cálculo al momento de determinar las empresas comparadoras para las ecuaciones de eficiencia. En efecto, en el Anexo A se menciona que la muestra de empresas se determinó seleccionando empresas que en 2020 tuvieran pérdidas mayores a 6.5% (siguiendo el criterio utilizado en el IMP vigente). El error consiste en que se están incluyendo en la muestra empresas que en el año 2019, 2018 y 2017 tuvieron pérdidas menores al 6.5%. Por lo tanto, la ecuación resultante está siendo determinada por valores muy inferiores al límite mencionado y utilizado en la determinación de las ecuaciones de pérdidas de esta consulta pública. A continuación, se muestran estas empresas:

respondent_name	Año	EnergíaIngresoUsuProp	EnergíaPerdidasUsuProp	% Perdidas
Kentucky Power Company	2017	5,947,906	357,700	6.0%
Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	2017	9,204,784	567,160	6.2%
NSTAR Electric Company	2017	21,269,356	1,172,368	5.5%
Kentucky Power Company	2018	6,228,252	380,624	6.1%
Mt. Carmel Public Utility Co	2018	105,570	6,789	6.4%
Puget Sound Energy, Inc.	2018	21,879,683	1,182,488	5.4%
Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	2018	9,187,971	303,642	3.3%
NSTAR Electric Company	2018	25,329,933	1,330,549	5.3%
Appalachian Power Company	2019	29,905,434	1,884,340	6.3%
Kentucky Power Company	2019	5,975,520	343,750	5.8%
Puget Sound Energy, Inc.	2019	22,007,812	1,174,582	5.3%
NSTAR Electric Company	2019	24,648,508	1,433,776	5.8%

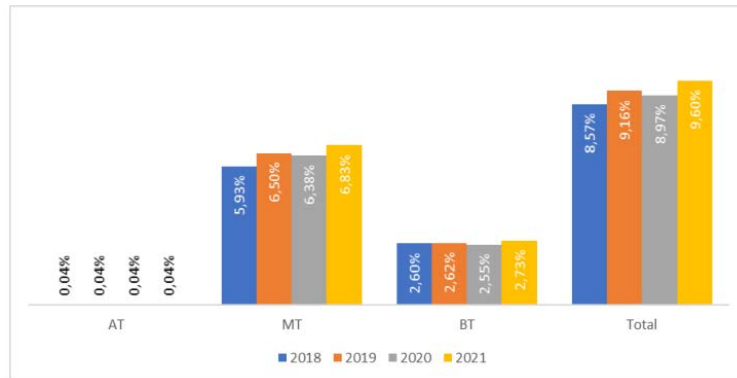
Similar situación se presentó en el proceso de la definición del IMP anterior 2018-2022 cuando a través de los comentarios presentados por EDEMET y EDECHI a la Consulta Pública 01-18, Página 19, se hace referencia a que la metodología indicaba que se consideraba año 2016 para límite de % de pérdidas de 6.5%, pero para establecer las ecuaciones de eficiencia se tomaban empresas que en año 2015 tenían valores inferiores. Sobre esto, a través de la Resolución AN-12688 del 30 de agosto de 2018 la ASEP responde los comentarios a consulta pública 01-18 y aprueba una primera versión de las ecuaciones de eficiencia y admiten excluir empresas que en año 2015 y/o posteriores tenían pérdidas menores a 6.5% y así mantener el principio perseguido, para lo cual se vuelven a realizar un filtro de empresas y determinación de nuevas ecuaciones de eficiencia de pérdidas.

En consecuencia, se solicita a la ASEP determinar la muestra de empresas comparadoras para la ecuación de pérdidas escogiendo aquellas cuya pérdida sea mayor al 6.5% en todos los años y se mantenga la coherencia prevista las ecuaciones de pérdidas de las revisiones del VAD de años anteriores.

Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas de Energía

Las características del mercado que atiende EDECHI son muy distintas a las de las empresas de la FERC por razones obvias y ampliamente conocidas. EDECHI tiene circuitos muy extensos y en muchos casos para atender pocos clientes, con consumos bajos y muy dispersos. Esto hace que las redes de EDECHI sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes. Otra diferencia importante entre las redes de EDECHI y las de las empresas de la FERC es que la mayoría de la energía de la demanda de EDECHI se sirve del nivel de Baja Tensión, mientras que las empresas de la FERC entregan gran cantidad de energía en niveles de tensión superiores.

Todo esto hace que el porcentaje de Pérdidas Técnicas de EDECHI sea mucho mayor al promedio de las empresas de la FERC. De acuerdo al último estudio de Pérdidas Técnicas realizado, y presentado oportunamente a ASEP en la Nota CM-236-22 del 13 de abril de 2022, las Pérdidas Técnicas de EDECHI resultaron entorno del 9.1% en los últimos 4 años, de acuerdo con la siguiente tabla:



EDECHI	AT	MT	BT	Total
2018	0,04%	5,93%	2,60%	8,57%
2019	0,04%	6,50%	2,62%	9,16%
2020	0,04%	6,38%	2,55%	8,97%
2021	0,04%	6,83%	2,73%	9,60%

Fuente: Estudio de Pérdidas Técnicas presentado a la ASEP mediante nota CM-236-22

Para que EDECHI pueda reducir – de ser posible - el porcentaje de Pérdidas Técnicas mencionado, debería realizar inversiones tan elevadas que sería antieconómico para los clientes asumir tal nivel de tarifas. Por lo tanto, puede afirmarse que el porcentaje de Pérdidas Técnicas Óptimo de EDECHI está muy cercano al 9.1% que resulta del estudio mencionado. Con lo cual, no es justo que el porcentaje de Pérdidas Técnicas que se apruebe para la empresa sea inferior al óptimo posible. Cada punto porcentual de pérdidas de energía no reconocido representa un costo anual muy elevado. Por lo tanto, 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.

Con el objetivo de establecer un porcentaje de Pérdidas Técnicas similar al alcanzable por EDECHI, se solicita a la ASEP eleve el límite superior de corte de la muestra que utiliza para seleccionar las empresas comparadoras para determinar la Ecuación de Eficiencia de Pérdidas, a un valor del 7% en lugar del actual 6.5%. Con un límite superior más elevado, donde se incluya un grupo de empresas que reflejen un poco más los porcentajes de pérdidas de empresas más parecidas o similares a EDECHI sobre todo en las zonas más rurales que son la que predominan en la concesión.

Panamá, 22 de diciembre de 2022.

Cintha Camargo Saavedra

Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí , S.A.