

Panamá, 2 de marzo de 2018

**COMENTARIOS
CONSULTA PÚBLICA NO.001-18**

**DETERMINACION DE LAS AREAS REPRESENTATIVAS, EMPRESAS
COMARADORAS, Y ECUACIONES DE EFICIENCIA A SER UTILIZADAS EN EL
CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO (IMP) DE LA EMPRESA DE
DISTRIBUCION METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), A LA EMPRESA DE DISTRIBUCION
ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI) Y A ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), PARA
EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1° DE JULIO DE 2018 AL 30 DE JUNIO DE 2022**

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A.
(EDECHI)**

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-065-2018

2 de Marzo de 2018

Ref. Comentarios a la Consulta Pública No.01-18 que ha sido ordenada por su despacho a través de la Resolución AN No.12081-Elec de 30 de enero de 2018 modificada por la Resolución **AN No.12137-Elec de 21/02/2018**.

Estimados señores:

Por este medio **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A.** (en adelante **EDECHI**), comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la propuesta de DETERMINACION DE LAS AREAS REPRESENTATIVAS, EMPRESAS COMPARADORAS, Y ECUACIONES DE EFICIENCIA A SER UTILIZADAS EN EL CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO (IMP) DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCION METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), A LA EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (EDECHI) Y A ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1° DE JULIO DE 2018 AL 30 DE JUNIO DE 2022, con ocasión de la Consulta Pública No.01-18 que ha sido ordenada por su despacho a través de la Resolución AN No.12081-Elec de 30 de enero de 2018 modificada por la Resolución **AN No.12137-Elec de 21/02/2018** (en adelante Resolución 1281).

El presente Pliego de Observaciones y Comentarios está encaminado a que su despacho efectúe una detenida y ponderada revisión de algunas metodologías y pasos de cálculo que forman parte de la determinación de las áreas representativas, empresas comparadoras y ecuaciones de eficiencia propuesta, en atención a que se han detectado inconsistencia que, de no corregirse, comprometerían no solo la legitimidad legal y técnica de esta actuación administrativa sino que, además, podría originar relevantes amenazas a la suficiencia financiera y estabilidad de la inversión que han realizado y que proyectan realizar las empresas concesionarias del servicio de distribución de energía.

&l1-~1L,1#

1	<u>INTRODUCCIÓN – EL CONTEXTO DE EDECHI ANTE LA REVISIÓN TARIFARIA 2018/2022</u>	4
2.	<u>OBSERVACIONES SOBRE LA METODOLOGÍA APLICADA</u>	5
2.1	SOBRE EL PRINCIPIO DE CONTINUIDAD REGULATORIA.....	5
2.2	PROBLEMA DE UTILIZAR EL DEA EN LA DETERMINACIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS.....	6
2.3	PUNTO DE CORTE DISCRECIONAL EN LA DETERMINACIÓN DE EMPRESAS COMPARADORAS	11
2.4	INCLUSIÓN ENTRE LAS EMPRESAS COMPARADORAS A LAS EMPRESAS DE PANAMÁ.....	12
2.5	VENTA DE ENERGÍA INCORRECTA EN DEA	13
2.6	ERROR AL INCLUIR EMPRESA CON ACTIVO DE PLANTA GENERAL NEGATIVO	14
2.7	ECUACIONES DE EFICIENCIA: INCUMPLIMIENTO DEL RÉGIMEN TARIFARIO VIGENTE E INCORRECTA METODOLOGÍA ECONÓMETRICA	15
2.8	ERROR EN EXPRESIÓN DE COSTOS OPERATIVOS.....	17
2.9	ERROR EN FILTRO DE EMPRESAS COMPARADORAS PARA ECUACIONES DE PÉRDIDAS	18
2.10	ERROR POR INCLUSIÓN DE EMPRESAS NO EFICIENTES EN MUESTRA PARA ECUACIONES DE PÉRDIDAS.....	18
2.11	INSUFICIENTE RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	18
2.12	CONVERSIÓN INTERNACIONAL DE MANO DE OBRA DUPLICADA.....	19
3	<u>FUNDAMENTO JURÍDICO DE NUESTROS COMENTARIOS: MARCO LEGAL QUE GOBIERNA LA ACTUACIÓN DE LA ASEP EN LA FIJACIÓN DEL IMP</u>	23
3.1	<u>EL PRINCIPIO DE LEGALIDAD</u>	24
3.2	<u>EL PRINCIPIO DE VIABILIDAD FINANCIERA Y LA SEGURIDAD JURÍDICA</u>	24
3.3	<u>CRITERIOS LEGALES PARA LA DETERMINACIÓN DEL IMP</u>	26

1 Introducción – El contexto de EDECHI ante la Revisión Tarifaria 2018/2022

Mediante la Resolución AN No.12081-Elec, la ASEP ha puesto en consideración su propuesta para la Determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a las tres empresas distribuidoras de Panamá para el periodo julio 2018 – junio 2022, en adelante el Informe.

Inviabilidad Financiera

En las siguientes secciones de este documento, se incluyen las observaciones en el proceso de determinación de las Ecuaciones de Eficiencia. Antes de entrar en los detalles metodológicos de esas observaciones, consideramos muy importante destacar que de aplicarse las Ecuaciones de Eficiencia resultantes para el cálculo del IMP para el periodo julio 2018 – junio 2022, se haría inviable la operación de la empresa desde el punto de vista Económico Financiero. La gravedad de la perspectiva es tal que, ya no decimos que se pondría en riesgo la Suficiencia Financiera mencionada en el Artículo 92 de la Ley 6, sino que directamente la empresa no tendrá la rentabilidad mínima para conseguir el financiamiento necesario, ni de terceros ni 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....”*.

Perspectiva de Ingresos y Rentabilidad

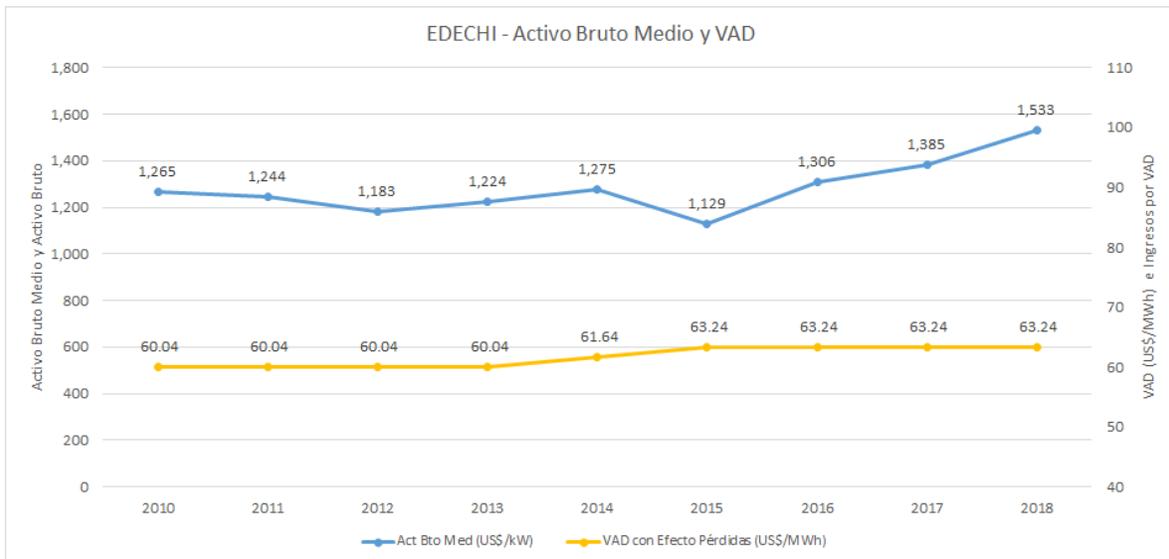
Si se aplicaran las Ecuaciones de Eficiencia resultantes del Informe, el VAD de EDECHI se reduciría en un 25%. Dada la tendencia decreciente de la rentabilidad de la empresa y la necesidad de inversiones que afronta, EDECHI requiere de un incremento del VAD, no de una reducción. Por lo que, la actual insuficiente rentabilidad de la empresa se vería deteriorada aún más si se aplicaran las Ecuaciones de Eficiencia resultantes para el cálculo del IMP.

Causas

Las causas de esta situación han sido las siguientes:

1. Alto nivel de Pérdidas no Técnicas, no reconocidas debidamente
2. Alto nivel de inversiones por encima del crecimiento de la demanda
3. Tarifas desacopladas con la demanda y la inversión.
4. Costos de Operación y Mantenimiento para Inversiones no Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia no reconocidos por éstas.
5. Menor crecimiento de la venta de energía, debido a la mayor eficiencia energética del equipamiento electrodoméstico y mayor cantidad de clientes con autogeneración.

El siguiente gráfico muestra en números las causas anteriores:



- Durante el Período 2010/2014 el Activo Bruto Medio (Activo dividido por la Demanda Máxima), representado por la línea de color celeste, se mantuvo en un nivel relativamente constante alrededor de 1.200 US\$/kW. Esto significa que las inversiones se realizaron al mismo ritmo que el crecimiento de la demanda, es decir similar crecimiento en activos y demanda máxima.
- En ese mismo Período, el VAD (línea de color amarillo), se mantuvo relativamente constante.
- En el Período 2014/2018 que está finalizando, el Activo Bruto Medio creció fuertemente, como consecuencia de inversiones adicionales al crecimiento de la demanda. Pasó de 1.275 a 1.533 US\$/kW.
- Sin embargo, en ese mismo Período, el VAD creció en mucho menor medida. Esto fue consecuencia de unas tarifas similares a las del período anterior agravado por el leve crecimiento de la venta de energía.

Necesidad

Ante esta situación, generada por causas externas a la empresa, se hace imperioso un incremento del VAD de EDECHI, lo cual puede lograrse si se atienden las observaciones que por este medio presentamos a la Consulta Pública que nos ocupa, que representan reclamos históricos de la empresa en las Revisiones Tarifarias anteriores.

2 Observaciones sobre la metodología aplicada

2.1 Sobre el Principio de Continuidad Regulatoria

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.

A lo largo del Informe, como se lo señala específicamente en las siguientes secciones se observan cambios metodológicos respecto de lo realizado por la ASEP en las revisiones tarifarias anteriores que significan violar el Principio de Continuidad Regulatoria. Es 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, 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, 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.

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.

2.2 Problema de utilizar el DEA en la Determinación de Empresas Comparadoras

Incorrecto Indicador de Eficiencia utilizado en el DEA

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.

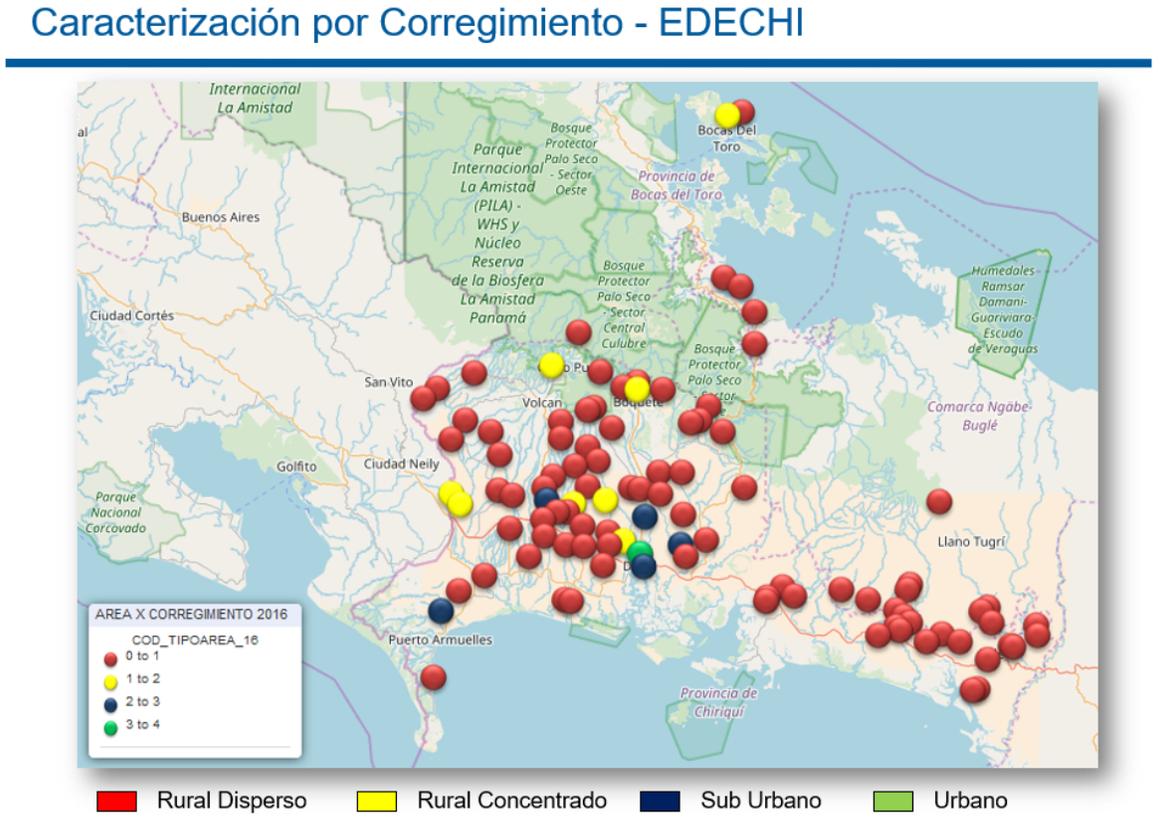
El Indicador de Eficiencia utilizado para aplicar el DEA ignora un hecho fundamental e incuestionable de la actividad de distribución de energía eléctrica: a igualdad de otros factores, los costos de distribución y comercialización aumentan cuanto mayor es la longitud de líneas de las empresas. Al ignorar 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, el resultado de la aplicación del DEA está sesgado, ya que se descartan empresas con Dispersión más alta, similares a las panameñas.

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, la mayor parte de los clientes de 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.

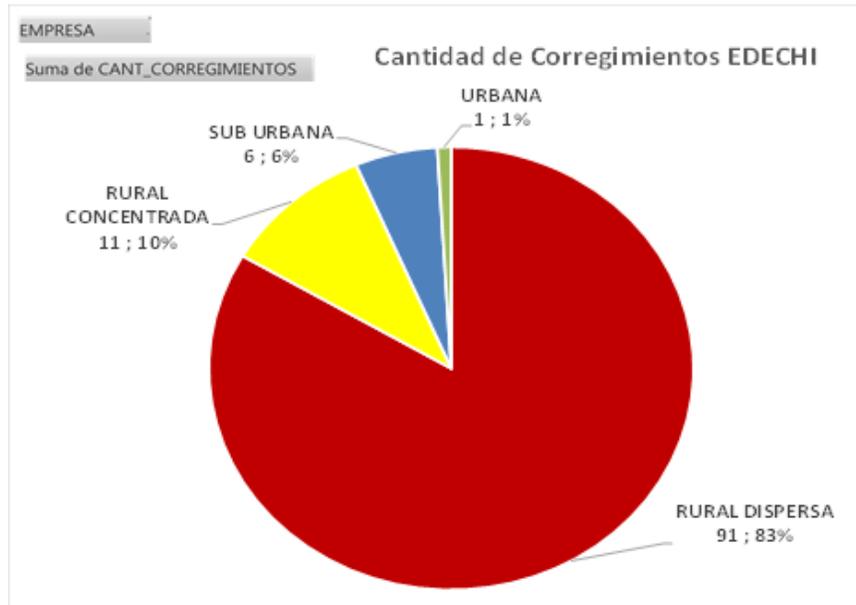
Otro tema que hay que tener en cuenta es que la mayoría de las empresas comparadoras prestan servicio a clientes muy grandes, en niveles de tensión medianos y altos, lo que por ende da menores pérdidas de energía. En Panamá, más del 80% de la energía vendida a los clientes, es suministrada en Baja Tensión,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

Carácter Predominantemente rural de los clientes de EDECHI

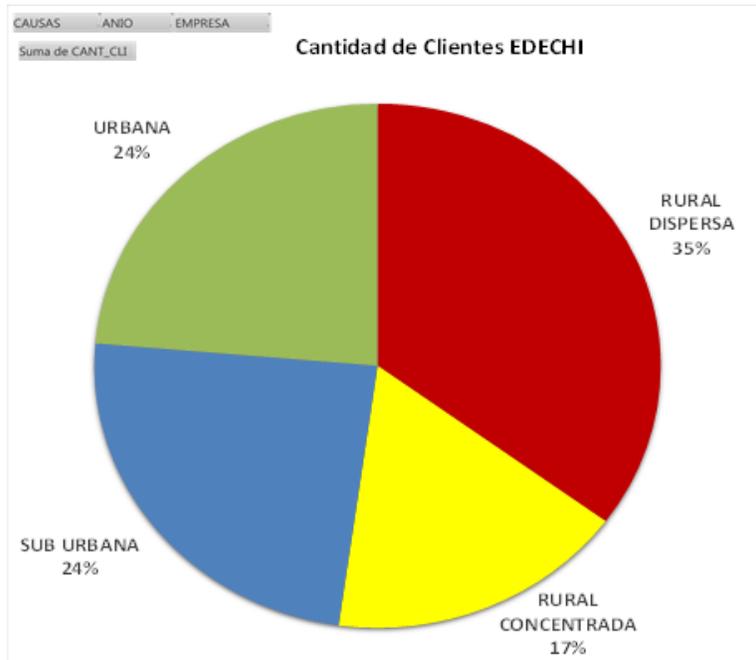
A continuación, se presentan los datos que demuestran el predominio rural de los clientes de la empresa, caracterizados según las áreas utilizadas en las Normas de Calidad vigentes:



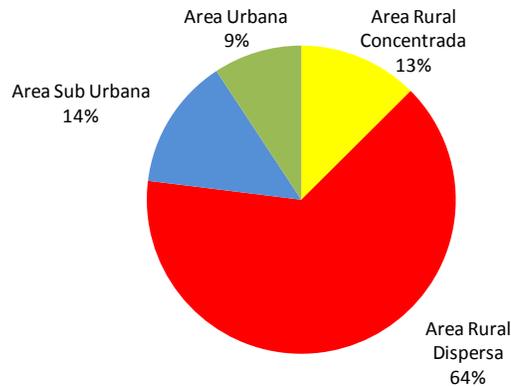
Distribución de Corregimientos por Área



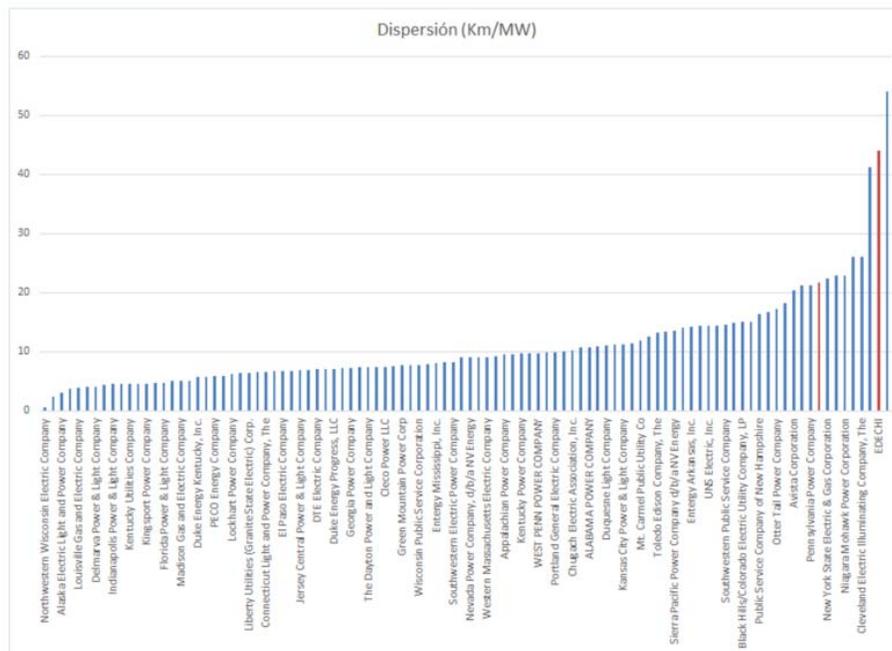
Cantidad de Clientes Urbanos y Rurales



EDECHI: Cantidad de kilómetros Urbano y Rural



Dispersión Empresas Panamá versus FERC (Platts 2017)



Dado que este es un reclamo reiterativo de EDECHI, desde que se introdujo la metodología DEA dentro de la determinación de las empresas comparadoras, nuestra propuesta es que si no puede establecer más de un área representativa que refleje mejor los mercados atendidos por EDECHI y no puede seleccionar empresas distribuidoras puras con estructura de mercado similares a las panameñas, tampoco 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.

Solicitud

Teniendo en cuenta los fundamentos expuestos anteriormente, se solicita a la ASEP que para respetar lo establecido en el Artículo 98 de la Ley 6, no se aplique el DEA, o bien, se lo aplique teniendo en cuenta variables que caractericen el mercado de las empresas.

Antecedentes de la consideración de longitud de líneas

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 para el Informe, en donde no fue incorporada ninguna variable relacionada con las características del mercado de las empresas. Algunos de esos estudios son los siguientes.

- Relevamiento internacional sobre técnicas de Benchmarking realizado por Jamasb, T. y Pollitt, M. (2000)¹. En ese trabajo los mencionados autores muestran que en estudios de Benchmarking aplicando DEA realizados por los organismos Reguladores de Noruega, Holanda y Australia, en todos los casos se consideró a la longitud de líneas como variable de salida para la medida de la eficiencia.
- Para calcular los factores de eficiencia (Factores X), el organismo regulador de Gran Bretaña (OFGEM), en la tercera revisión de tarifas de distribución de energía eléctrica (denominada DPCR3 por sus siglas en inglés Distribution Price Control Review) utilizó como variables explicativas la energía vendida, la cantidad de clientes y la longitud de líneas².
- Estudio de Benchmarking entre empresas europeas de distribución de energía eléctrica, por Jamasb, T; Pollitt, M. (2002)³. En ese trabajo los autores demuestran que la incorporación de la longitud de líneas, además de la energía vendida y la cantidad de clientes, en la metodología DEA, presenta resultados con una fuerte correlación con otros métodos de Benchmarking basados en funciones de costos como COLS y SFA (*“Our results show a strong correlation between the non-parametric base model DEA-1CRS and the parametric COLS and SFA models”*). Los autores explican que además de la energía vendida y la cantidad de clientes, la longitud de líneas debe incluirse para capturar de alguna forma el tamaño de la red que refleja el efecto de la dispersión geográfica de las ventas y el alcance de la operación (*“the size of the network reflects the geographical dispersion of the output and the scope of operation”*).

¹ Jamasb, T., Pollitt, M., Benchmarking and Regulation: International electricity experience, Utilities Policy, Vol 9/3, 2001.

² Background to Work on Assessing Efficiency for The 2005 Distribution Price Control Review, prepared for OGEM by Cambridge Economic Policy Associates, September 2003.

³ Jamasb, T; Pollitt, M. (2002). “International Utility Benchmarking & Regulation: An Application to European electricity Distribution Companies” . DAE WP 0115. Department of Applied Economics, University of Cambridge”.

- Estudio de la eficiencia operativa de las empresas de distribución eléctrica de Chile (Pamela Mellado M y José Miguel Sánchez)⁴. Los autores estiman la eficiencia de las empresas eléctricas chilenas con una función de costos cuyas variables explicativas son demanda máxima de potencia, energía vendida, longitud de red, número de clientes y salario promedio de los trabajadores. Para justificar el uso de las variables mencionadas, los autores afirman: *“El criterio para utilizar estas variables, es que ellas están entre los más importantes determinantes de los costos de las empresas de distribución y transmisión eléctricas, siendo utilizadas frecuentemente en estudios al respecto”*. En la siguiente tabla se muestran las variables consideradas en ese estudio.

2.3 Punto de corte discrecional en la determinación de empresas comparadoras

Sin perjuicio de lo dicho en el punto anterior sobre la eliminación del DEA, es importante observar que en la aplicación del DEA que la ASEP realiza para determinar las empresas comparadoras y eficientes, se considera como criterio para excluir empresas de la lista de comparadoras un punto de corte en el score del DEA de 0.9. La 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. Si bien estos principios son, a priori, razonables, la implementación realizada por ASEP en esta consulta pública está basada en criterios incorrectos que acarrearán una gravosa reducción de los ingresos reconocidos.

En relación con el hecho de que las comparadoras no deben ser menos eficientes que las panameñas, ya han sido descritas en el punto anterior las diferencias entre las empresas de la FERC y de Panamá por 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 por las propiedades enumeradas en la página 6 del Informe de la ASEP, su utilización para la determinación de ingresos en Panamá debe realizarse con precaución.

Por esto, 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**. 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.

⁴ “Estimando la Eficiencia Operativa para la Regulación de Monopolios Naturales. El caso de las Empresas Distribuidoras de Electricidad en Chile”. Pamela Mellado M., Ministerio de Economía; José Miguel Sánchez C., Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile.

En cuanto al principio de dar una señal paulatina de costos hacia una mayor eficiencia, 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, 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.

En conclusión, en caso de aplicarse el DEA para la determinación de empresas comparadoras, se solicita a ASEP 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.

2.4 Inclusión entre las Empresas Comparadoras a las Empresas de Panamá

La introducción de las empresas de Panamá dentro de las empresas comparadoras implica un cambio metodológico incorrecto, por diversas razones.

En primer lugar, el artículo 98 de la Ley 6 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, se entiende 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, 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 o extranjeras. Este “o” es muy revelador y aplica para cada uno de los adjetivos incluidos en la norma, pues si el legislador hubiera deseado que fueran empresas nacionales y extranjeras la redacción de la norma sería otra, pero lo cierto es que no lo es: las empresas han de ser similares (no iguales), nacional o extranjeras.

Así las cosas, no es correcto incluir a las empresas de distribución de Panamá dentro de las empresas comparadoras que determinan las ecuaciones de eficiencia por dos razones: la primera que ya fue explicada ut-supra y supone que al utilizarse empresas extranjeras no se pueden utilizar empresas panameñas y además no se puede utilizar la misma empresa pues han de ser similares, pero hay otra importante razón, y es debido a la naturaleza de los datos de las empresas de Panamá. En efecto, en la página 6 del Informe de ASEP se menciona la importancia de que los datos sean de carácter público, indicándose que se investigaron fuentes de información disponibles en internet. Este atributo fundamental no es cumplido por los datos de las empresas de Panamá para este estudio, ya que no existen fuentes de información públicas y accesibles a través de internet que permitan obtener todos los datos de las empresas de Panamá requeridos para realizar este estudio.

Adicionalmente, consideramos que se trata de un cambio de criterio sin fundamentación ya que en todas las revisiones tarifarias desde 2002 hasta 2014, las empresas de Panamá no fueron incluidas entre las empresas comparadoras que determinan las ecuaciones de eficiencia. Vale mencionar que sólo para el IMP 2014-2018 se las incluyó para el cálculo del DEA, aunque a diferencia de ahora, no fueron incluidas luego para determinar las ecuaciones de eficiencia. No obstante, esto no puede considerarse un antecedente válido de aplicación debido a que la implementación del DEA en dicha revisión tarifaria adoleció de numerosos problemas, y es esperable que luego del gran esfuerzo de revisión y análisis que esto implicó, esta situación haya sido pasada por alto.

Finalmente, vale destacar que no es correcto aducir que la inclusión de empresas de Panamá en la muestra se debe a la necesidad de no incluir allí empresas menos eficientes. En efecto, como ya se explicó anteriormente en este documento, el punto de corte para seleccionar las empresas comparadoras ha sido consistentemente el valor 0.8 a lo largo de todas las revisiones tarifarias anteriores. Este valor procuró ser un valor razonable de filtrado habida cuenta que las ya mencionadas diferencias subyacentes entre las empresas de Panamá y la FERC no están plenamente capturadas con la información disponible en el DEA.

En consecuencia, por las razones antes mencionadas, se solicita a la ASEP que elimine a las empresas de Panamá de la muestra de empresas comparadoras, tanto para el DEA como para determinar las ecuaciones de eficiencia, manteniendo el criterio aplicado en todas las revisiones tarifarias anteriores.

2.5 Venta de Energía incorrecta en DEA

Aún cuando la utilización del DEA implica un perjuicio para las empresas de Panamá, es importante destacar que se ha cometido un error al incluir como Output en el DEA sólo la Venta a Consumidores Finales cuando, en línea con lo realizado en la determinación del IMP vigente, esta variable debe ser la Venta a Consumidores Finales, más la Venta para Reventa.

ID	Empresa	Energía utilizada en Consulta Pública (promedio 2015 y 2016)	Energía con Venta para Reventa (promedio 2015 y 2016)	ID	Empresa	Energía utilizada en Consulta Pública (promedio 2015 y 2016)	Energía con Venta para Reventa (promedio 2015 y 2016)
2	ALABAMA POWER COMPANY	55,358,791	63,860,380	123	Northwestern Wisconsin Electric Company	167,451	173,489
6	Appalachian Power Company	28,680,703	34,855,199	126	Ohio Edison Company	24,259,212	26,753,787
7	Arizona Public Service Company	27,986,247	32,778,450	127	Ohio Power Company	43,402,257	45,778,314
8	Entergy Arkansas, Inc.	20,899,807	30,371,624	130	Oklahoma Gas and Electric Company	26,736,571	29,314,766
9	Atlantic City Electric Company	9,153,937	10,974,253	131	Orange and Rockland Utilities, Inc.	4,054,924	4,365,708
11	Emera Maine	1,973,244	2,271,460	132	Otter Tail Power Company	4,672,013	4,832,547
17	Duke Energy Progress, LLC	43,721,406	66,966,357	134	PacificCorp	54,479,575	62,244,783
22	Duke Power LLC	8,538,773	11,851,034	135	PECO Energy Company	37,960,483	38,032,733
27	Duke Energy Ohio, Inc.	20,328,773	21,062,941	136	Pennsylvania Electric Company	13,606,899	14,429,853
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The	18,659,957	18,659,957	137	Pennsylvania Power Company	4,570,620	4,570,620
32	Commonwealth Edison Company	87,817,486	88,453,005	138	PPL Electric Utilities Corporation	36,809,273	37,709,275
39	Connecticut Light and Power Company, The	21,843,912	22,492,945	141	Portland General Electric Company	17,472,280	21,053,251
41	Consumers Energy Company	33,325,864	36,551,985	142	THE POTOMAC EDISON COMPANY	10,572,942	11,688,767
42	The Dayton Power and Light Company	3,880,530	16,295,583	143	Potomac Electric Power Company	26,050,861	26,050,861
43	Delmarva Power & Light Company	12,307,912	12,646,125	144	Duke Energy Indiana, LLC	27,939,669	33,943,198
44	DTE Electric Company	42,918,936	46,139,965	145	Public Service Company of Colorado	28,750,237	33,434,598
45	Duke Energy Carolinas, LLC	79,203,069	87,960,143	146	Public Service Company of New Hampshire	7,893,153	8,415,112
46	Duquesne Light Company	13,318,324	13,338,227	147	Public Service Company of New Mexico	8,968,797	11,910,852
49	El Paso Electric Company	7,808,187	10,757,056	148	Public Service Company of Oklahoma	18,094,936	19,171,082
51	The Empire District Electric Company	4,614,001	4,945,368	149	Public Service Electric and Gas Company	41,656,837	42,911,109
54	Fitchburg Gas and Electric Light Company	443,320	452,655	150	Puget Sound Energy, Inc.	20,479,094	28,663,457
55	Duke Energy Florida, LLC	38,663,572	40,325,157	151	Rochester Gas and Electric Corporation	7,166,727	7,342,840
56	Florida Power Company	109,741,522	119,342,477	152	Rockland Electric Company	1,616,606	1,616,606
57	Georgia Power Company	84,338,334	88,772,798	155	San Diego Gas & Electric Company	15,960,026	31,287,962
59	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.	920,450	921,752	157	Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	8,292,337	8,955,672
61	Green Mountain Power Corp	4,226,404	4,719,910	159	South Carolina Electric & Gas Company	22,348,398	23,299,020
62	Gulf Power Company	11,083,689	14,324,353	161	Southern California Edison Company	85,323,327	89,345,198
70	Idaho Power Company	14,230,122	15,450,129	163	Southern Indiana Gas and Electric Company	5,466,182	5,703,089
73	Indiana Michigan Power Company	18,211,617	29,392,157	164	Southwestern Electric Power Company	17,614,807	26,719,463
74	Indianapolis Power & Light Company	13,694,005	14,291,773	166	Southwestern Public Service Company	19,193,083	28,398,980
77	Jersey Central Power & Light Company	21,002,465	21,291,933	167	Superior Water, Light and Power Company	804,611	804,611
79	Kansas City Power & Light Company	14,751,750	21,115,305	170	Tampa Electric Company	19,120,500	19,280,952
80	Kansas Gas and Electric Company	9,700,247	11,029,300	175	Toledo Edison Company, The	10,548,648	11,929,472
81	Kentucky Power Company	6,040,749	7,988,517	176	Tucson Electric Power Company	8,974,723	13,998,897
82	Kentucky Utilities Company	18,963,880	21,624,047	177	UNION ELECTRIC COMPANY	34,373,993	41,626,528
83	Kingsport Power Company	2,062,773	2,062,773	178	Duke Energy Kentucky, Inc.	4,066,245	4,975,387
88	Louisville Gas and Electric Company	11,857,041	13,329,353	179	The United Illuminating Company	5,392,295	5,392,295
89	Madison Gas and Electric Company	3,309,585	3,643,540	181	Upper Peninsula Power Company	757,801	837,875
93	Massachusetts Electric Company	7,589,558	7,592,845	182	KCP&L Greater Missouri Operations Company	7,999,695	8,425,612
96	Metropolitan Edison Company	13,875,578	14,217,500	188	WEST PENN POWER COMPANY	20,007,551	20,040,945
98	ALLETE, Inc.	8,303,031	14,258,447	190	Western Massachusetts Electric Company	3,554,646	3,653,788
99	Mississippi Power Company	9,833,610	15,677,137	192	Wheeling Power Company	3,706,013	4,779,100
100	Entergy Mississippi, Inc.	13,365,756	14,715,735	193	Wisconsin Electric Power Company	26,070,437	35,856,455
101	MONONGAHELA POWER COMPANY	11,522,137	16,799,098	194	Wisconsin Power and Light Company	10,741,308	14,839,898
105	Mt. Carmel Public Utility Co	94,235	97,827	195	Wisconsin Public Service Corporation	10,987,800	14,737,983
107	The Narragansett Electric Company	4,223,515	4,223,515	210	MidAmerican Energy Company	23,539,148	32,153,840
108	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy	21,623,752	25,271,853	281	Interstate Power and Light Company	14,728,068	16,682,952
114	Entergy New Orleans, Inc.	5,642,519	7,043,199	290	Unitil Energy Systems, Inc.	1,199,295	1,216,642
115	New York State Electric & Gas Corporation	15,623,624	17,671,560	309	NSTAR Electric Company	20,837,272	23,492,210
117	Niagara Mohawk Power Corporation	13,175,330	13,532,423	403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	1,373,144	1,392,907
120	Northern States Power Company (Minnesota)	34,620,809	40,501,574	428	UGI Utilities, Inc.	983,625	983,751
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	6,644,421	6,644,421	432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	1,920,925	1,972,341

Se solicita a ASEP incluir como Output en el DEA la Venta Total, tanto a Clientes Finales como la de Venta para Reventa.

2.6 Error al incluir empresa con Activo de Planta General Negativo

En el procesamiento para determinar cuáles de las empresas de la FERC son aceptables para el estudio de empresas comparadoras, son aplicados diversos criterios de filtrado. Entre ellos, uno muy importante es el de eliminar empresas con datos negativos.

Al analizar detalladamente cada una de las empresas listadas en el Informe, se observa que se ha incluido una empresa cuyos Activos de Planta General son negativos. Concretamente, esto puede verse en la página 137 del Informe de la ASEP, donde se detalla la información de la empresa Wisconsin Power Electric Company (ID 193). La siguiente imagen muestra una captura de pantalla donde se remarca en color rojo el par de datos negativos (es decir, que sucede en ambos años de la muestra).

p206 175	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	/5	fl_plant_in_snce	Yr_end_bal	4 432 326 830	4 204 146 210
p207 L104	Activos (S+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	fl_plant_in_snce	Yr_end_bal	9 099 939 451	9 491 644 663
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	fl_plant_in_snce	Yr_end_bal	- 46 818 758	- 46 504 972
n719 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	fl_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 546 351 443	1 396 694 443

Se solicita a ASEP retirar esta empresa de la muestra de empresas comparadoras.

2.7 Ecuaciones de Eficiencia: Incumplimiento del Régimen Tarifario Vigente e Incorrecta Metodología Econométrica

La modificación de las ecuaciones de costos de comercialización y de administración, para incluir como variables explicativas los costos de distribución y de comercialización, respectivamente, es en un error por dos importantes razones. En primer lugar, constituye un error legal porque dicha modificación es contraria al régimen tarifario vigente, y, en segundo lugar, constituye un error metodológico dado que dichas ecuaciones adolecen de multicolinealidad.

En el régimen tarifario vigente, en la Sección IV.1.5, artículos 16 a 20, se establecen como se calculan las variables de costos y ecuaciones de eficiencia para los servicios de distribución y comercialización.

En el artículo 17 dice textualmente “*Las variables de costos y pérdidas se determinan a partir de variables explicativas a través de Ecuaciones de Eficiencia. Las variables explicativas son:*

a) *El número total de clientes.*

b) *La carga máxima total a nivel de puntos de inyección al sistema de la empresa distribuidora.*

c) *La energía vendida.”*

Y el artículo 18 establece “*Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de una muestra representativa de empresas comparadoras, mediante funciones exponenciales de la siguiente forma para cada área representativa (j):*

$$(1) AD_j = a_j * C_j^{\alpha_j} * D_j^{\beta_j}$$

$$(2) AC_j = b_j * C_j^{\gamma_j} * D_j^{\delta_j}$$

$$(3) ADM_j = c_j * C_j^{\epsilon_j} * D_j^{\phi_j}$$

$$(4) OM_j = d_j * C_j^{\eta_j} * D_j^{\lambda_j}$$

$$(5) COM_j = e_j * C_j^{\mu_j} * D_j^{\nu_j}$$

en la que:

- C_j es el número de clientes del Área Representativa “j”,
- D_j es la carga máxima, a nivel punto de inyección, correspondiente al Área Representativa “j”. Siempre se debe cumplir que $\sum D_j = D$, siendo D la demanda máxima de todo el sistema.
- a_j, b_j, c_j, d_j y e_j son parámetros adimensionales de la ecuación de eficiencia.
- $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \delta_j, \epsilon_j, \phi_j, \eta_j$ y λ_j representan las elasticidades de la variable de costo que se pretende determinar con respecto a cada variable explicativa.

Cada variable de costo puede ser explicada por una o ambas de las variables explicativas, en función del comportamiento de los datos en la muestra de variables explicativas...”

En consecuencia, el régimen tarifario en vigor establece que las variables explicativas son el número de clientes y la demanda máxima. Esta propuesta que establece los costes de comercialización como variable explicativa de los costes de administración, y los costes de COM de distribución como variable explicativa de los costes de comercialización, es contraria al régimen tarifario vigente, por lo que las ecuaciones de eficiencia deben tener como variables explicativas únicamente el número de clientes y/o la demanda máxima.

Por otra parte, además de no cumplir con el Régimen Tarifario, se observa un error metodológico en las nuevas ecuaciones dado que éstas adolecen de multicolinealidad. 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 describe⁵ 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).

Si observamos las ecuaciones de eficiencia de costos propuestas por la ASEP en el Informe, puede intuirse que, dado que los clientes son una variable explicativa muy relevante en las tres ecuaciones, existe una importante correlación entre esta variable y los costos. Por lo tanto, si se busca explicar cualquiera de estos costos en función de los clientes y de otro costo (como es el caso en estas ecuaciones) es de esperarse una alta correlación entre ellas que genere el problema de la Multicolinealidad.

$$\begin{aligned} \ln(OM_i) &= \alpha + \gamma * \ln(DM_i) + \delta * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right) + \mu \\ \ln(COM_i) &= \alpha + \beta * \ln(C_i) + \varepsilon * \ln(OM_i) + \mu \end{aligned}$$

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

$$\ln(ADM_i) = \alpha + \beta * \ln(C_i) + \theta * \ln(COM_i) + \mu$$

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, por su inconsistencia con el régimen tarifario vigente y dado que las ecuaciones propuestas presentan 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 siguiendo el régimen tarifario vigente y utilice como variables explicativas de los costes únicamente el número de clientes y/o la demanda máxima.

2.8 Error en expresión de Costos Operativos

En la página 9 del Informe, se presenta la siguiente expresión de la ecuación de Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\ln(OM_i) = 6.336980 + 0.892970 * \ln(DM_i) - 0.824778 * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$OM_i = 565.09 * DM_i^{0.892970} + \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.824778}$$

La segunda ecuación presenta un error, ya que contiene un signo más (+) cuando debería ser un signo de multiplicación. Se solicita corregir el informe.

2.9 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 apartado III.E.2 del Anexo A, se menciona que la muestra de empresas se determinó seleccionando empresas que en 2016 tuvieran pérdidas mayores a 6.5% (siguiendo el criterio utilizado en el IMP vigente) y menores al valor máximo observado para una empresa en Panamá. El error consiste en que se están incluyendo en la muestra empresas que en el año 2015 tuvieron pérdidas menores al 6.5% (concretamente, empresas con pérdidas del 2.8%, 3.7%, 5.7%, 5.8%, 6.4%). Por lo tanto, la ecuación resultante está siendo determinada por valores muy inferiores al límite mencionado y utilizado en el IMP vigente.

En consecuencia, se solicita a ASEP determinar la muestra de empresas comparadoras para la ecuación de pérdidas escogiendo aquellas cuya pérdida sea mayor al 6.5% en 2015 y 2016.

2.10 Error por inclusión de Empresas no Eficientes en muestra para Ecuaciones de Pérdidas

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 está de acuerdo con lo planteado en este documento sobre la eliminación del DEA de la metodología.

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, se solicita a la ASEP que explicita 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.

2.11 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas de Energía

Como ya se ha señalado en secciones anteriores, las características del mercado que atiende EDECHI son muy distintas a las de las empresas de la FERC. EDECHI tiene alimentadores 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 mínimas que puede alcanzar EDECHI sea mucho mayor al promedio de las empresas de la FERC. 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 EDECHI resultaron 9.79%, las cuales sin Changuinola son 9.2%, mientras que en Changuinola ascienden a 14.92%.

Para que EDECHI redujera el porcentaje de Pérdidas Técnicas mencionado debería realizar inversiones tan elevadas que sería antieconómico para los usuarios. Por lo tanto, puede afirmarse que el porcentaje de Pérdidas Técnicas Óptimo de EDECHI está muy cercano al 9.79% 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 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. Con un límite superior más elevado, se incluiría un grupo de empresas que representaría los porcentajes de pérdidas más elevados que tiene EDECHI en las zonas más rurales.

2.12 Conversión Internacional de Mano de Obra duplicada

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.

Si bien el CLR es un criterio adecuado para realizar una comparación entre costos laborales de distintos países, es importante notar 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, 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, 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 se 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, no corresponde aplicar una segunda corrección por diferencia de productividad de la mano de obra de los EE.UU. y de Panamá. 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.

Para ajustar los costos resultantes de las ecuaciones de eficiencia, cuya referencia es Estados Unidos, a valores puestos en Panamá, el Informe de IMP utiliza la siguiente ecuación:

$$CT_{PA} = CT_{USA} * [\%MO * CLR + \%ME * \%NT * PPP + \%ME * (1 - \%NT)]$$

Dónde:

CT_{PA} son los costos referidos en Panamá.

CT_{USA} son los costos referidos en Estados Unidos.

$\%MO$ es el porcentaje de los costos totales asociados a mano de obra.

CLR es el costo laboral relativo, que representa las diferencias salariales entre dos países.

$\%ME$ es el porcentaje de los costos totales asociados a materiales y equipos ($\%MO + \%ME = 1$).

$\%NT$ es el porcentaje de costos no transables asociados a los costos de materiales y equipos.

PPP es el índice PPP, que representa las diferencias del poder adquisitivo de 1 USD entre dos países.

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

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

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, se observa 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 PPP⁶ para ajustar por diferencia de poder adquisitivo de salarios entre Panamá y EE.UU.

Por lo tanto, 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. Si se utilizan costos que arrojan las Ecuaciones de Eficiencia no corresponde realizarles ningún ajuste por eficiencia o productividad y sólo de ajustar los costos por la diferencia de poder adquisitivo de los salarios.

Cabe destacar 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. 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.

Otra forma de confirmar que el Componente de Mano de Obra tiene un ajuste por productividad que no corresponde aplicar, es observando que el componente de Materiales no Transables (%NT x %ME) tiene un ajuste sólo determinado por el PPP. Esto es así porque los materiales tienen la misma productividad en cualquier país. 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, se presenta el desarrollo analítico del ajuste del Costo de Mano de Obra por diferencia del nivel salarial.

Proceso para ajustar costos eficientes según poder adquisitivo del salario

El siguiente diagrama demuestra paso a paso que el único ajuste que corresponde realizar a los costos que arrojan las Ecuaciones de Eficiencia está dado por el PPA.

⁶ La Paridad del Poder Adquisitivo o PPP (por sus siglas en inglés) mide el costo relativo de una canasta representativa de bienes y servicios entre un país determinado y los EE.UU.

1) Costo de la empresa de USA (considerada eficiente):

$$\text{Costo Empresa USA con MdO}^{USA} = \alpha \times \text{Demanda}_{USA}$$

2) Costo de la empresa de Panamá
Con Eficiencia empresa de Panamá
Con salario poder adquisitivo de Panamá

$$\text{Costo Empresa Panamá con MdO}^{Panamá} = \beta \times \text{Demanda}_{Panamá}$$

3) Costo de la empresa de Panamá Eficiente
Con Eficiencia empresa de USA
Con salario poder adquisitivo de USA

α empresa de USA:
a) Tiene en cuenta costo MdO y
b) Eficiencia de USA

$$\text{Costo Empresa Panamá Eficiente con MdO}^{USA} = \alpha \times \text{Demanda}_{Panamá}$$

4) Costo de la empresa de Panamá Eficiente
Con Eficiencia empresa de USA
Con salario poder adquisitivo de Panamá

$$\text{Costo Emp Panamá Eficiente con MdO}^{Panamá} = (\underbrace{\alpha \times \text{Demanda}_{Panamá}}_{\text{Parte del Costo vinculado a la Ecuación de Eficiencia}}) \times \underbrace{PPA^{Panamá}}_{\text{Ajuste diferencia poder adquisitivo de salarios}}$$

En síntesis, 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 PPA de Panamá.

La demostración anterior se ilustra con el siguiente ejemplo.

Ejemplo: Datos de una Empresa Eficiente en EE.UU. y otra en Panamá

	Empresa USA	Empresa Panamá	Empresa Panamá Eficiente
Demanda (unidades/mes)	3,000	2,000	2,000
Cantidad operarios	6.0	8.0	4.0
PPA	1	0.60	0.60
Costo Laboral por Unidad de Tiempo \$/mes	2,200	1,200	1,320
Costo mano de obra mensual	13,200	9,600	5,280
Coefficiente de la Función de Costo	4.40	4.80	2.64

Los pasos que tenemos que seguir para determinar el costo eficiente de la Empresa Panameña son:

Paso 1: $\text{Costo Empresa USA con MdO}^{USA} = \alpha \times \text{Demanda}_{USA} = 4.4 \times 3,000 = \$13,200$

Paso 2:

$$\text{Costo Empresa Panamá con MdO}^{\text{Panamá}} = \beta \times \text{Demanda}_{\text{Panamá}} = 4.80 \times 2,000 = \$9,600$$

Paso 3:

$$\text{Costo Empresa Panamá Eficiente con MdO}^{\text{USA}} = \alpha \times \text{Demanda}_{\text{Panamá}}$$

$$\text{Costo Empresa Panamá Eficiente con MdO}^{\text{USA}} = 4.4 \times 2,000 = \$8,800$$

Paso 4:

$$\text{Costo Emp Panamá Eficiente con MdO}^{\text{Panamá}} = (\alpha \times \text{Demanda}_{\text{Panamá}}) \times \text{PPA}^{\text{Panamá}}$$

$$\text{Costo Emp Panamá Eficiente con MdO}^{\text{Panamá}} = (4.4 \times 2,000) \times 0.60 = \$5,280$$

Como puede observarse nuevamente, sólo es necesario multiplicar el resultado de la Ecuación de Eficiencia por el PPA.

3 FUNDAMENTOS JURIDICOS DE NUESTROS COMENTARIOS: MARCO LEGAL QUE GOBIERNA LA ACTUACIÓN DE LA ASEP EN LA FIJACIÓN DEL IMP

Con el mayor de los respetos debemos iniciar señalando que los Comentarios a la Consulta Pública No. 001-18, que sometemos a la consideración del Regulador, han sido estructurados con estricto apego a las disposiciones legales, reglamentarias y regulatorias aplicables. 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.

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.

El planteamiento que esbozamos en el presente documento de Comentarios a la Consulta Pública No. 001-18, 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 y, en consecuencia, será cónsona, entre otras, con las siguientes disposiciones legales y reglamentarias:

3.1 El Principio de Legalidad

Como lo señala la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (modificada), la distribución de energía eléctrica está sujeta a una disciplina de regulación del propio sector que hace que éstas dependan del marco regulatorio establecido por las Autoridades Reglamentarias.

El principio de legalidad constituye una limitación a este poder administrativo y la seguridad jurídica depende en buena parte de que los órganos reguladores en sus actuaciones estén sometidos a la ley, ya que, de esta forma los administrados (ergo, las empresas, los clientes y usuarios) contarán con políticas definidas y reglas claras que a su vez constituyen garantías para el desarrollo y fortalecimiento del sector y en consecuencia del país.

En este contexto, existe una vinculación ineluctable entre la facultad de la ASEP de regular el mercado eléctrico y el principio de legalidad que implica que todas las actuaciones de la Administración, en su calidad de regulador, están subordinadas a la Ley 6, de modo que aquélla sólo puede hacer lo que ésta le permite con las finalidades y en la oportunidad previstas y ciñéndose a las prescripciones, formas y procedimientos determinados por la citada Ley.

Como ha señalado la Corte Suprema de Justicia, según el principio de legalidad "...los organismos y funcionarios sólo pueden hacer lo que la Ley manda u ordena, lo que exige que sus acciones u omisiones deben estar precedidos de una base normativa que los sustente. La tesis incuestionable del apotegma positivizado es someter a la Administración Pública a la observancia de la juridicidad que nuclea todo el ordenamiento jurídico, preserva la seguridad jurídica al ser garantía de protección de derechos de los asociados y deberes correlativos exigibles a éstos, y marca las pautas imprescindibles del correcto desenvolvimiento del aparato público, en consonancia con la noción y práctica del Estado Constitucional y Social de Derecho...". (Cfr. Sentencia de 16 de abril de 2003. Caso: demanda de nulidad interpuesta por Agroinvestment Lusel, Inc. versus Dirección Nacional de Reforma Agraria. Magdo. Ponente: Adán Arnulfo Arjona López).

3.2 El principio de viabilidad financiera y la seguridad jurídica

Según lo antes expuesto, en el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, se establece que la ASEP al regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, debe asegurar, la viabilidad financiera de las empresas involucradas.

Apoyado en el anterior precepto, debemos indicar que las observaciones y comentarios que se formulan en el presente documento no están basados, como pudiera a primera vista pensarse, en un interés económico egoísta de las empresas que podrían resultar afectadas, sino que buscan, precisamente, que la actuación administrativa de la ASEP al fijar la metodología de cálculo del IMP, del que forma parte la presente metodología en consulta pública, tome en cuenta y efectúe la determinación de este importante rubro sin perder de vista que al ejercer esa tarea de regulación, tiene la obligación legal de asegurar la viabilidad financiera de las empresas, como lo exige el numeral 1 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997.

Es así que, la metodología propuesta en la Consulta Pública, podría, si no se revisa con detenimiento, desconocer la importancia de la inversión, como uno de los elementos más relevantes del sector eléctrico, la cual ha sido reconocida por la doctrina como el “motor de la industria” y que debe ser orientada hacia la satisfacción de las necesidades energéticas futuras que el Estado pueda tener.

Para garantizar la promoción de la inversión, resulta indispensable, como lo ha indicado el autor Rubén A. BARREIRO, en su obra Derecho de la Energía Eléctrica: el “respeto irrestricto por la seguridad jurídica, de manera tal que el inversor sepa que las reglas de juego bajo las cuales ha decidido participar en un determinado proceso no serán cambiadas de forma alguna...”hay seguridad jurídica cuando el sistema ha sido regularmente establecido en términos iguales para todos, mediante leyes susceptibles de ser conocidas, que sólo se aplican a conductas posteriores -y no previas- a su vigencia, que son claras, que tienen cierta estabilidad, y que son dictadas adecuadamente por quien está investido de facultades para hacerlo”.

En síntesis, así como la inversión es el motor de la industria, la seguridad jurídica, es el sustento de la misma.

La metodología, si no se procede a su revisión, podría afectar la estabilidad financiera de las empresas de distribución de energía eléctrica, pues sus estimaciones pasan por alto las consecuencias económicas que ellas puedan sufrir y cómo esto pueda llegar a impactar a todo el país, ya que las inconsistencias que advertimos en los Comentarios que presentamos a continuación, podrían dar lugar al surgimiento de severas complicaciones para acceder al financiamiento necesario para hacer frente a las necesidades de inversión de la empresa.

Al evaluar la metodología propuesta por ASEP en esta consulta pública, observamos una falta de continuidad regulatoria, la cual coloca a las empresas en un entorno de incertidumbre para poder proyectar planes de negocio a futuro. Esto significa que, para el siguiente período tarifario, no será posible hacer ninguna planificación o proyección de ingresos, ya que no se tiene ninguna certidumbre de que se mantendrán la misma metodología y criterios. En su calidad de ente llamado a resguardar la estabilidad de la seguridad jurídica y de las inversiones, invocamos el principio de confianza legítima y solicitamos al regulador, mantener criterios metodológicos que sostengan la confianza en la estabilidad regulatoria ya que en virtud de dicha confianza, las empresas distribuidoras y sus stakeholders (clientes, proveedores, Estado, instituciones financieras, accionistas, etc.) mantienen una serie de perspectivas razonables para la supervivencia y continuidad del negocio. De hecho, la propia legislación del sector en materia tarifaria no ha cambiado, lo que nos lleva a pensar que existe un principio (legal) de seguridad regulatoria de cara a la Consulta Pública.

Llamamos la atención a la ASEP para que tome en cuenta, que las empresas requieren financiamiento para poder cumplir con sus obligaciones y compromisos, y dichos requerimientos no son solo por 4 años, sino que las entidades bancarias analizan y solicitan a las empresas una proyección de sus resultados financieros a plazos mayores que 4 años. En ese sentido, la incertidumbre que causan estos cambios metodológicos dificulta el acceso a financiamiento, lo cual pone en dificultad a las empresas para acometer sus actividades.

Con base a lo indicado es preciso revisar conceptualmente la propuesta ya que de su texto se colige una afectación al principio de confianza legítima visto como una manifestación material del principio de seguridad jurídica. Esta discontinuidad regulatoria podría alterar o condicionar las previsiones que las empresas de distribución tienen o tendrán a la hora de adoptar sus propias decisiones inversoras, ya que, hasta hoy, venían ajustando su conducta a algo que era previsible o más o menos durable, y en que en cuya vigencia confiaban.

Ya lo ha señalado la Corte Suprema de Justicia, "...la confianza legítima es un principio que directa o indirectamente está en cabeza de todos los administrados lo cual obliga al Estado a procurar su garantía y protección.... Siendo la confianza legítima ... por mandato inspirado y retroalimentado por el de la buena fe, no se puede repentinamente cambiar unas condiciones que directa o indirectamente permitía a los peticionados, su actuación...." (Cfr. Fallo de la Sala Tercera de lo Contencioso Administrativo de 21 de junio de dos mil trece (2013)...".

3.3 Criterios Legales para la determinación del IMP

Los criterios para la determinación del IMP consagrados en el artículo 98 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 98 de la Ley. La 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.

Sin otro particular queda de Usted,

Cinthya Camargo Saavedra
Secretaria y Representante Legal en ausencia