

Consulta Pública No. 011-25-Elec

“Propuesta para la Determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a las empresas EDEMET, EDECHI y ENSA, para el periodo del 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030”.

Presentamos oportunamente comentarios a la propuesta presentada dentro de la Consulta Pública No.011-25-Elec, relacionada con la determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo de Ingreso Máximo Permitido (IMP) 2026-2030 para la consideración de su Autoridad. A continuación, para apoyar a la comprensión del presente documento, se comparte la estructura utilizada para presentar de manera fundamentada nuestros comentarios:

Contenido

| | |
|--|----|
| COMENTARIOS A LA ASEP | 2 |
| 1. Imposibilidad de reproducir resultados de eficiencia DEA y ecuaciones de Activos de Distribución y de Comercialización | 2 |
| 2. Imposibilidad de reproducir los porcentajes de mano de obra de los costos operativos del conjunto de empresas de la FERC | 6 |
| 3. Fecha de actualización de los datos de las empresas comparadoras | 6 |
| 4. Nivel de eficiencia para determinar empresas comparadoras | 6 |
| 5. Composición de costos operativos de Edemet y Edechi empleada en la conversión a dólares estadounidenses | 7 |
| 6. Conversión del componente de costos indirectos que conforman los activos de distribución y comercialización de las empresas de Panamá | 9 |
| 7. Empleo del Costo Laboral Relativo para convertir componente de costos salariales entre países | 9 |
| 8. Medidores Inteligentes como producto (output) en el análisis DEA | 12 |
| 9. Uso de costos operativos de distribución para explicar costos operativos comerciales | 13 |
| 10. Uso de costos operativos de distribución y de comercialización para explicar costos operativos de administración | 16 |
| 11. Empleo de variable “longitud total de la red” como explicativa de los costos operativos de distribución | 17 |
| 12. Conjunto de empresas considerado en ecuación de eficiencia de pérdidas | 17 |

COMENTARIOS A LA ASEP

1. Imposibilidad de reproducir resultados de eficiencia DEA y ecuaciones de Activos de Distribución y de Comercialización

No ha sido posible reproducir los scores de eficiencia que se muestran en Anexo II y en hoja “BD DEA” del archivo “datos_calculos.xlsx”, a pesar de emplearse el mismo software DEAP v 2.1 indicado en el documento explicativo puesto a disposición. Se han obtenido resultados muy similares; sin embargo, surgen algunas diferencias en el conjunto de empresas que presentan eficiencias mayores o iguales a 90%, a continuación, se presentan dos ejemplos que ilustran claramente lo mencionado:

- Kentucky Utilities Company (ID C000555) según ASEP tiene eficiencia 0.900 mientras que obtenemos 0.886, por lo que debería ser excluida.
- Evergy Kansas South, Inc. (ID C004044) según ASEP tiene eficiencia 0.897; mientras que obtenemos 0.902, debiendo ser incluida.

La siguiente tabla muestra los resultados de eficiencia obtenidos con la información puesta a disposición:

Resultados de Eficiencia DEA

| ID FERC | Empresa | Score DEA – ASEP* | Score DEA Software DEAP** |
|---------|---|-------------------|---------------------------|
| C000041 | Southern California Edison Company | 1.000 | 1.000 |
| C000116 | Tampa Electric Company | 1.000 | 1.000 |
| C000135 | Duke Energy Progress, LLC | 1.000 | 1.000 |
| C000191 | Consumers Energy Company | 1.000 | 1.000 |
| C000199 | Commonwealth Edison Company | 1.000 | 1.000 |
| C000291 | Duke Energy Kentucky, Inc. | 1.000 | 1.000 |
| C000292 | Duke Energy Ohio, Inc. | 1.000 | 1.000 |
| C000313 | Ohio Edison Company | 1.000 | 1.000 |
| C000314 | The Cleveland Electric Illuminating Company | 1.000 | 1.000 |
| C000315 | The Toledo Edison Company | 1.000 | 1.000 |
| C000316 | Pennsylvania Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C000415 | DTE Electric Company | 1.000 | 1.000 |
| C000465 | El Paso Electric Company | 1.000 | 1.000 |
| C000500 | Wisconsin Public Service Corporation | 1.000 | 1.000 |
| C000507 | Orange and Rockland Utilities, Inc. | 1.000 | 1.000 |
| C000509 | Rockland Electric Company | 1.000 | 1.000 |
| C000533 | Kentucky Power Company | 0.990 | 1.000 |
| C000534 | Kingsport Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C000535 | Ohio Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C000542 | Northern Indiana Public Service Company LLC | 1.000 | 1.000 |
| C000553 | Louisville Gas and Electric Company | 1.000 | 1.000 |
| C000602 | The Dayton Power and Light Company | 1.000 | 1.000 |

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

| ID FERC | Empresa | Score DEA – ASEP* | Score DEA Software DEAP** |
|---------|--|-------------------|---------------------------|
| C000685 | San Diego Gas & Electric | 1.000 | 1.000 |
| C000692 | Interstate Power and Light Company | 1.000 | 1.000 |
| C000746 | Ameren Illinois Company | 1.000 | 1.000 |
| C000822 | Public Service Company of Colorado | 1.000 | 1.000 |
| C000824 | Northern States Power Company, a Minnesota corporation | 1.000 | 1.000 |
| C000825 | Southwestern Public Service Company | 1.000 | 1.000 |
| C000905 | WEST PENN POWER COMPANY | 1.000 | 1.000 |
| C001016 | The Connecticut Light and Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C001030 | Florida Power & Light Company | 1.000 | 1.000 |
| C001143 | MidAmerican Energy Company | 1.000 | 1.000 |
| C001187 | UNS Electric, Inc. | 1.000 | 1.000 |
| C001194 | Public Service Electric and Gas Company | 1.000 | 1.000 |
| C001218 | Public Service Company of New Mexico | 1.000 | 1.000 |
| C001222 | Unitil Energy Systems, Inc. | 1.000 | 1.000 |
| C001307 | Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp. | 1.000 | 1.000 |
| C001308 | Massachusetts Electric Company | 1.000 | 1.000 |
| C001309 | The Narragansett Electric Company | 1.000 | 1.000 |
| C001315 | Indianapolis Power & Light Company | 1.000 | 1.000 |
| C001316 | Wisconsin Electric Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C001454 | Cheyenne Light, Fuel and Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C001464 | Potomac Electric Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C001553 | Georgia Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C001555 | Mississippi Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C001607 | The United Illuminating Company | 1.000 | 1.000 |
| C001610 | Nevada Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C001646 | PacifiCorp | 1.000 | 1.000 |
| C001673 | ALLETE, Inc. | 1.000 | 1.000 |
| C001745 | Green Mountain Power Corporation | 1.000 | 1.000 |
| C002498 | Madison Gas and Electric Company | 1.000 | 1.000 |
| C004995 | Entergy Louisiana, LLC | 1.000 | 1.000 |
| C005443 | Upper Michigan Energy Resources Corporation | 1.000 | 1.000 |
| C007667 | Entergy New Orleans, LLC | 1.000 | 1.000 |
| C011150 | Alaska Electric Light and Power Company | 1.000 | 1.000 |
| C011163 | Superior Water Light & Power | 1.000 | 1.000 |
| PA00001 | ENSA | 1.000 | 1.000 |
| PA00003 | EDECHI | 1.000 | 1.000 |
| C000851 | Entergy Texas, Inc. | 1.000 | 0.996 |
| C000289 | Duke Energy Indiana, LLC | 0.991 | 0.991 |
| C001017 | Public Service Company of New Hampshire | 0.989 | 0.989 |

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

| ID FERC | Empresa | Score DEA – ASEP* | Score DEA Software DEAP** |
|---------|---|-------------------|---------------------------|
| C001609 | Sierra Pacific Power Company | 0.984 | 0.973 |
| C000171 | Puget Sound Energy, Inc. | 0.946 | 0.952 |
| C000536 | Public Service Company of Oklahoma | 0.941 | 0.943 |
| C000290 | Duke Energy Carolinas, LLC | 0.936 | 0.936 |
| C002089 | UGI Utilities Inc. | 0.931 | 0.935 |
| C000136 | Duke Energy Florida, LLC | 0.934 | 0.934 |
| PA00002 | EDEMET | 0.902 | 0.911 |
| C004044 | Evergy Kansas South, Inc. | 0.897 | 0.902 |
| C000532 | Indiana Michigan Power Company | 0.892 | 0.894 |
| C000691 | Wisconsin Power and Light Company | 0.893 | 0.893 |
| C000201 | PECO Energy Company | 0.891 | 0.889 |
| C000555 | Kentucky Utilities Company | 0.900 | 0.886 |
| C001696 | Black Hills Colorado Electric, LLC | 0.883 | 0.883 |
| C001789 | NorthWestern Corporation | 0.870 | 0.870 |
| C000537 | Southwestern Electric Power Company | 0.874 | 0.863 |
| C001466 | Atlantic City Electric Company | 0.856 | 0.856 |
| C001009 | Southern Indiana Gas and Electric Company, Inc. | 0.844 | 0.850 |
| C001111 | Baltimore Gas and Electric Company | 0.847 | 0.847 |
| C001421 | Black Hills Power, Inc. | 0.838 | 0.844 |
| C000772 | Evergy Kansas Central, Inc. | 0.842 | 0.843 |
| C000913 | THE POTOMAC EDISON COMPANY | 0.822 | 0.842 |
| C001181 | Evergy Metro, Inc. | 0.835 | 0.835 |
| C000501 | Upper Peninsula Power Company | 0.816 | 0.830 |
| C000530 | Appalachian Power Company | 0.824 | 0.825 |
| C000620 | Idaho Power Company | 0.827 | 0.822 |
| C000318 | Metropolitan Edison Company | 0.821 | 0.820 |
| C000617 | Rochester Gas and Electric Corporation | 0.802 | 0.802 |
| C001130 | The Empire District Electric Company | 0.784 | 0.784 |
| C000906 | MONONGAHELA POWER COMPANY | 0.761 | 0.764 |
| C001436 | Arizona Public Service Company | 0.764 | 0.764 |
| C001775 | Oklahoma Gas and Electric Company | 0.772 | 0.761 |
| C000618 | New York State Electric & Gas Corporation | 0.780 | 0.753 |
| C000241 | Dominion Energy South Carolina, Inc. | 0.752 | 0.752 |
| C001288 | Otter Tail Power Company | 0.746 | 0.746 |
| C001552 | ALABAMA POWER COMPANY | 0.742 | 0.742 |
| C000744 | UNION ELECTRIC COMPANY | 0.741 | 0.741 |
| C000312 | Jersey Central Power & Light Company | 0.733 | 0.733 |
| C000317 | Pennsylvania Electric Company | 0.721 | 0.721 |
| C001025 | CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORPORATION | 0.719 | 0.719 |

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

| ID FERC | Empresa | Score DEA – ASEP* | Score DEA Software DEAP** |
|---------|--|-------------------|---------------------------|
| C001465 | Delmarva Power & Light Company | 0.716 | 0.715 |
| C001230 | PPL Electric Utilities Corporation | 0.688 | 0.690 |
| C001346 | Duquesne Light Company | 0.672 | 0.673 |
| C011423 | Midwest Energy, Inc | 0.651 | 0.665 |
| C000823 | Northern States Power Company, a Wisconsin corporation | 0.658 | 0.660 |
| C000379 | Avista Corporation | 0.652 | 0.659 |
| C008999 | Entergy Mississippi, LLC | 0.655 | 0.652 |
| C001182 | Evergy Missouri West, Inc. | 0.632 | 0.632 |
| C008998 | Entergy Arkansas, LLC | 0.630 | 0.621 |
| C000447 | Cleco Power LLC | 0.608 | 0.607 |
| C001132 | Portland General Electric Company | 0.593 | 0.593 |

Notas:

* corresponde a scores informados por ASEP en el documento de consulta pública para la determinación de áreas representativas, empresas comparadoras y ecuaciones de eficiencia

** son los scores que obtiene ENSA, usando la misma información de uso la ASEP y el mismo software DEAP

En cuanto a las ecuaciones de eficiencia, se ha logrado reproducir los coeficientes de las ecuaciones de costos de operación y mantenimiento de distribución (OMD), de comercialización (COM) y de administración (ADM). Sin embargo, a partir de la misma información que la ASEP reporta que usó, no fue posible obtener las mismas ecuaciones para activos de distribución (AD) y activos de comercialización (AC). Siguiendo el esquema de presentación de resultados de la tabla 19 del documento para consulta pública, los coeficientes obtenidos fueron:

PARÁMETROS ESTIMADOS DE LAS ECUACIONES DE ACTIVOS

| Variable Exógena / Variable Endógena | AD | AC |
|--------------------------------------|----------|--------|
| Constante | 10.66837 | 6.6740 |
| In CL | 0.7180 | 0.9265 |
| In D | 0.2348 | - |

Por la naturaleza de las diferencias, es posible que la información de activos de distribución y comercialización empleada en el modelo DEA y en la estimación econométrica de las ecuaciones no sea coincidente con la suministrada en el archivo "datos_calculos.xlsx". Por tal razón, de ser esta la causa de las diferencias es necesario que sea publicada la información real, con la cual fueron determinadas las ecuaciones de eficiencia.

Solicitud: se requiere que la ASEP verifique si son correctos los scores de eficiencia de todas las empresas presentadas en la consulta pública e igualmente, las ecuaciones de activos de distribución y comercialización y, en caso de ser correctos, que suministre la información que permite obtenerlos; si no los son, que ajuste y publique los nuevos scores de eficiencia que ameriten corrección y las ecuaciones de eficiencia para activos de distribución y comercialización.

2. Imposibilidad de reproducir los porcentajes de mano de obra de los costos operativos del conjunto de empresas de la FERC

En la página 17 la ASEP incluye la tabla 4 que muestra el porcentaje de mano de obra sobre los costos en el total de los costos operativos de las empresas de la FERC.

Se deduce que esos porcentajes deberían poderse calcular a partir de la información contenida en el archivo “datos_calculos.xlsx” puesto a disposición. Sin embargo, no ha sido posible localizar en este archivo los valores de esa tabla ni la memoria de cálculo empleada para obtenerlos.

Solicitud: se requiere que ASEP suministre la memoria de cálculo (o indique su ubicación), de forma que permita acceder o reproducir los valores plasmados en la tabla 4 de la propuesta.

3. Fecha de actualización de los datos de las empresas comparadoras

ASEP actualiza por inflación los costos y activos de las empresas de la FERC a junio 2024 aplicando una función polinómica de índices CPI y PPI de los Estados Unidos.

Lo más adecuado es actualizar dichos valores a la fecha más reciente posible, de forma tal que reflejen las condiciones de precios actuales de la economía de Estados Unidos, especialmente si se considera un efecto inflacionario en dicha economía. Si no se consideran los costos actualizados, se generará una diferencia sustancial, injustificada, entre los costos utilizados en los cálculos de la propuesta del Regulador y los costos reales al momento de la aplicación del pliego tarifario, que se construya a partir del Ingreso Máximo Permitido calculado con estas ecuaciones de eficiencia. En tal sentido, es importante tener en cuenta que actualmente se encuentran disponibles para cualquier persona que desee consultarlos, los índices de precios de Estados Unidos hasta septiembre 2025, por lo que es posible y no hay limitaciones que impidan o dificulten aplicar tal actualización de esos valores.

Solicitud: actualizar los costos y activos de las empresas de la FERC a precios de septiembre 2025 (índices publicados más recientes). El procedimiento de indexación debería ser empleado por ASEP, con la salvedad de que la fecha sea septiembre 2025 en lugar de junio 2024.

4. Nivel de eficiencia para determinar empresas comparadoras

ASEP determina el conjunto de empresas comparadoras como aquellas con una eficiencia superior al 90%. Los argumentos de ASEP para fijar este nivel de eficiencia se encuentran en la página 29 de su propuesta:

El límite de 90% corresponde con el valor que fue establecido durante el proceso de revisión inmediato anterior. Se considera adecuado mantener esta referencia, dado que los procesos de ajuste y adaptación de las empresas orientados a incorporar y consolidar mejoras y buenas prácticas no generan resultados inmediatos, sino que sus efectos suelen manifestarse en el mediano plazo, más allá de un período tarifario de cuatro años. Por ello, sostener el nivel de exigencia derivado de las ecuaciones de eficiencia, tomando como base datos de empresas con un PE similar al aplicado en la revisión tarifaria anterior, resulta consistente con los plazos previstos para que las distribuidoras alcancen los niveles de eficiencia reconocidos y, con ello, la rentabilidad aprobada para el negocio regulado. (lo subrayado es nuestro)

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

La afirmación de que ese límite de 90% es el establecido en la revisión anterior es incorrecta. Realmente el nivel considerado en ese entonces fue de 85%, como se puede apreciar en las páginas 37 y 38 del Anexo A de Resolución AN No. 18054-Elec del 30 de noviembre de 2022:

De las 102 empresas de la base de datos, 45 de ellas, es decir el 44.1%, se ubican en la frontera, con el 100% de eficiencia. Estas empresas deberían ser aquellas cuyos datos sean utilizados para estimar las ecuaciones de costos eficientes. No obstante, se determina utilizar empresas cuya eficiencia resultó igual o superior al 85%.

El límite de 85% corresponde con el valor que fue establecido durante el proceso de revisión inmediato anterior. Se considera apropiado mantener esta referencia, ya que los procesos de adecuación y adaptación de las empresas, con el fin de introducir y consolidar mejoras y buenas prácticas en sus servicios, en su gran mayoría, no son medidas de resultado inmediato, sino que sus efectos suelen darse en el mediano plazo, lo cual excede a un periodo tarifario de 4 años. Es por ello que, mantener el nivel de exigencia que resulte de las ecuaciones de eficiencia considerando los datos de empresas con un PE similar al utilizado en la revisión tarifaria inmediata anterior, resulta coherente con los plazos esperados para que las empresas tiendan a los niveles de eficiencia que se les reconoce, logrando así la rentabilidad aprobada para el negocio regulado. Por lo que para el próximo periodo tarifario se evaluará subir el nivel de eficiencia para la valoración de las empresas comparadoras.

Lo anterior se confirma al revisar el listado de empresas seleccionadas y su eficiencia que se puede consultar en la planilla de cálculo “anexo_a_18414_elec.xlsx” incluida en el Anexo A de la Resolución AN No.18414- Elec que resuelve los recursos de reconsideración interpuestos contra la Resolución AN No.18326-Elec.

Con relación al nivel de eficiencia de 85%, hacemos notar que éste es similar o superior al que debe tener la empresa de Panamá con la eficiencia más baja, en este caso la empresa Edemet. Afirmamos lo anterior como resultado del ajuste en los costos operativos de Edemet y Edechi que es necesario realizar para que reflejen su real estructura de costos, pues la que se ha presentado tiene errores evidentes en su cálculo. (ver comentario sobre “Composición de costos operativos de Edemet y Edechi empleada en la conversión a dólares estadounidenses”)

Solicitud: en coherencia con la argumentación exhibida por el Regulador en su propuesta, es necesario que el conjunto de empresas comparadoras, a partir del cual se formulan las ecuaciones de eficiencia, corresponda a aquellas con una eficiencia de al menos 85%.

5. Composición de costos operativos de Edemet y Edechi empleada en la conversión a dólares estadounidenses

La información empleada por ASEP para la conversión de los costos operativos de Edemet y Edechi a dólares estadounidenses de acuerdo a lo informado en “datos_calculos.xlsx” es la siguiente:

| Empresa | Actividad | Tipo de Costo | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---------|--------------|--------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| EDEMET | Distribución | Costos de personal | 8,088,806 | 8,976,774 | 9,437,532 | 9,652,037 |

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

| | | | | | | |
|--------|------------------|---------------------------------|------------|------------|------------|------------|
| | | Costos de materiales nacionales | - | - | - | - |
| | | Costos de materiales importados | 20,774,198 | 19,114,714 | 19,735,760 | 29,709,424 |
| | | Costos de servicios de terceros | - | - | - | - |
| | | Otros costos | - | - | - | - |
| | Comercialización | Costos de personal | 670,673 | 1,022,848 | 931,312 | 899,317 |
| | | Costos de materiales nacionales | - | - | - | - |
| | | Costos de materiales importados | 14,593,732 | 19,175,191 | 20,803,261 | 30,946,470 |
| | | Costos de servicios de terceros | - | - | - | - |
| | | Otros costos | - | - | - | - |
| | Administración | Costos de personal | 4,135,346 | 4,334,178 | 4,521,980 | 4,373,019 |
| | | Costos de materiales nacionales | - | - | - | - |
| | | Costos de materiales importados | 4,423,747 | 13,444,673 | 8,228,302 | 4,104,643 |
| | | Costos de servicios de terceros | - | - | - | - |
| | | Otros costos | - | - | - | - |
| EDECHI | Distribución | Costos de personal | 1,636,947 | 1,619,570 | 1,718,461 | 1,709,549 |
| | | Costos de materiales nacionales | - | - | - | - |
| | | Costos de materiales importados | 4,603,430 | 8,944,133 | 4,255,040 | 14,146,319 |
| | | Costos de servicios de terceros | - | - | - | - |
| | | Otros costos | - | - | - | - |
| | Comercialización | Costos de personal | 72,737 | 168,430 | 181,972 | 187,729 |
| | | Costos de materiales nacionales | - | - | - | - |
| | | Costos de materiales importados | 2,400,988 | 2,219,955 | 1,875,808 | 480,411 |
| | | Costos de servicios de terceros | - | - | - | - |
| | | Otros costos | - | - | - | - |
| | Administración | Costos de personal | 157,912 | 167,670 | 167,459 | 153,626 |
| | | Costos de materiales nacionales | - | - | - | - |
| | | Costos de materiales importados | 1,052,283 | 1,868,168 | 2,572,156 | 471,045 |
| | | Costos de servicios de terceros | - | - | - | - |
| | | Otros costos | - | - | - | - |

Como puede apreciarse, los costos están desagregados sólo en 2 componentes:

- Costos de personal
- Costos de materiales importados

Entendemos que esta desagregación no es coherente con la estructura de costos habitual en empresas de distribución en Panamá, ni es un reflejo de los costos informados en los estados financieros de dichas empresas, ni es consistente con la información resultante de estudios tarifarios anteriores. Por ejemplo, en el estudio tarifario 2022-2026, la participación de los servicios de terceros en los costos fue en promedio la siguiente:

- Edechi:
 - OM: 84%,

- COM: 65%,
- ADM: 50%;
- Edemet:
 - OM: 69%,
 - COM: 34%,
 - ADM: 50%.

Al atribuir un porcentaje desmesuradamente elevado de los costos operativos a materiales importados, resulta en costos en dólares de EEUU artificialmente bajos, con la consiguiente sobreestimación de los scores de eficiencia.

Solicitud: Revisar y redistribuir la estructura de costos de Edemet y Edechi, de forma tal que refleje los costos reales de estas empresas y se recalculen sus scores de eficiencia, teniendo en cuenta la información corregida.

6. Conversión del componente de costos indirectos que conforman los activos de distribución y comercialización de las empresas de Panamá

ASEP convierte el componente de costos indirectos que forman parte de los activos (tanto de distribución y comercialización) a dólares de EEUU utilizando el Costo Laboral Relativo (CLR). Se entiende que este componente no puede atribuirse solamente a costos laborales, sino que está compuesto también por insumos de diversa índole. Por ello es más adecuado emplear la paridad de poder de compra (PPP) para realizar este ajuste.

Solicitud: que el componente de costos indirectos que forman parte del valor de los activos de las empresas de Panamá sea convertido a dólares de Estados Unidos empleando la paridad por poder de compra (PPP) en lugar del Costo Laboral Relativo (CLR).

7. Empleo del Costo Laboral Relativo para convertir componente de costos salariales entre países

ASEP convierte el componente de costo salarial de los costos mediante el empleo del Costo Laboral Relativo (CLR) definido como:

$$CLR = PPP_{PA}^{EEUU} \times \frac{\frac{SalarioProm_{PA}}{PIB_persona_empleada_{PA}}}{\frac{SalarioProm_{EEUU}}{PIB_persona_empleada_{EEUU}}}$$

Donde:

PPP_{PA}^{EEUU} es el factor de conversión de la paridad del poder adquisitivo entre Panamá y Estados Unidos

$SalarioProm_{PA}$ es el salario promedio bruto en Panamá

$PIB_persona_empleada_{PA}$ es el producto interno bruto por persona empleada en Panamá

$SalarioProm_{EEUU}$ es el salario promedio bruto en Estados Unidos

$PIB_persona_empleada_{EEUU}$ es el producto interno bruto por persona empleada en Estados Unidos

En Revisión Tarifaria 2022-2026, tanto ENSA como Edemet y Edechi, hemos planteado que es incorrecta la

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

aplicación del CLR para convertir costos salariales entre países dado que implica un ajuste adicional por productividad.

Consideramos que la respuesta dada por ASEP a este planteamiento en la Resolución AN No. 18414-Elec (pág 10 de 16) es insuficiente y no atiende a los argumentos planteados por las empresas en aquella ocasión expresando solamente que “en el caso de los costos laborales, a la relación que da el PPP, se la refina con ratios que buscan tener en cuenta la estructura de costos (mano de obra respecto del conjunto de costos en el mercado) la cual difiere entre mercados”. ASEP hace caso omiso del contraejemplo que presentamos en aquella ocasión (y que presentamos nuevamente a continuación) en el que se supone que ambos países tienen la misma estructura de costos (sólo existen costos laborales) y se muestra que una adecuada conversión de costos se obtiene empleando solamente la Paridad de Poder de Compra (PPP) entre países.

Ejemplo que muestra que la conversión de costos salariales debe realizarse aplicando PPP

A continuación, se muestra con un ejemplo simple que los costos eficientes de la Mano de obra de un país sólo deben ajustarse por diferencias en el poder adquisitivo (PPP) al llevarlos a costos eficientes de otro país, no siendo correcta la fórmula empleada por ASEP.

Para simplificar el análisis y ver con mayor claridad el punto se supondrá que:

- Las empresas sólo emplean Mano de Obra
- Hay rendimientos constantes a escala (la cantidad de empleados eficientes aumenta proporcionalmente con el tamaño de la empresa)

Supongamos que del análisis de eficiencia (benchmarking) resulta que se tiene una única empresa comparadora de la FERC, con las siguientes características:

| Variable | Empresa Eficiente FERC | |
|--|------------------------|-------------------|
| Clientes | (A) | 600 000 |
| Empleados | (B) | 750 |
| Costo Laboral Anual por empleado (USD) | (C) | 30 000 |
| Costos Laborales anuales (USD) | (D) = (B) x (C) | 22 500 000 |

Es decir, que tiene los siguientes indicadores de eficiencia:

| | | |
|--|------------------|--------------|
| Clientes/Empleado | (A) / (B) | 800 |
| Costo medio eficiente (USD/cliente) | (D) / (A) | 37,50 |

Ahora suponemos que esa misma Empresa se traslada a operar a Panamá. Es decir, lleva sus operarios de EEUU a Panamá, junto con la cultura organizacional, prácticas laborales, etc.

La empresa panameña tiene el siguiente mercado:

| | |
|-------------------------|---------|
| Clientes empresa Panamá | 500 000 |
|-------------------------|---------|

La empresa eficiente operando en Panamá tiene que realizar los siguientes ajustes:

- Llevar la cantidad de trabajadores que corresponde a ese tamaño. En este caso son **625** empleados (500 mil clientes / 800)

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

- Se ajusta el salario teniendo en cuenta la paridad de poder de compra (PPP). Si el PPP es 0,5 eso quiere decir que un empleado, que en EEUU tiene un costo laboral de USD 30 mil, **requiere USD 15 mil en Panamá** para acceder a la misma canasta de bienes. Es decir, el empleado estaría indiferente entre trabajar en Panamá o EEUU.

Con estos ajustes podemos obtener los **costos eficientes de la empresa de la FERC operando en Panamá**:

| Variable | Empresa Eficiente FERC operando en Panamá |
|--|---|
| Clientes | 500 000 |
| Empleados | 625 |
| Costo Laboral Anual por empleado (USD) | 15 000 |
| Costos Laborales anuales (USD) | 9 375 000 |

A continuación, se muestra que se llega a estos costos eficientes en Panamá usando los costos eficientes de la FERC ajustados solamente por PPP.

El costo medio eficiente (USD/cliente) sirve como parámetro de la ecuación de eficiencia:

Costo total eficiente en EEUU = costo medio eficiente x clientes

En el caso planteado se tiene que:

Costo total eficiente en EEUU = 37,5 USD/cliente x 500 000 clientes = 18 750 000 USD

Ahora se ajustan estos costos por PPP:

Costo total eficiente en Panamá = Costo total eficiente en EEUU x PPP

Costo total eficiente en Panamá = 18 750 000 USD x 0,5

Costo total eficiente en Panamá = 9 375 000 USD

Que es precisamente el monto que se había obtenido anteriormente. Por lo que sólo fue necesario ajustar el costo eficiente en dólares por PPP y se concluye que aplicar otros ratios o factores de ajuste, además de ser innecesario, puede distorsionar el resultado final obtenido, lo que lo hace inconveniente.

Puesto en términos matemáticos:

$$CostoEficiente_{Pa(US)} = (cme_{US} \times clientes) \times PPA$$

Siendo:

$CostoEficiente_{Pa(US)}$: costo eficiente de empresa en Panamá en USD

cme_{US} : costo medio eficiente con costos de EEUU (coeficiente de la ecuación de eficiencia)

$clientes$: clientes de la empresa panameña (driver de la ecuación de costos)

PPA : paridad de poder de compra

Solicitud: que el Regulador sólo emplee la Paridad de Poder de Compra (PPP), en lugar del Costo Labora Relativo (CLR), para convertir costos laborales entre países.

8. Medidores Inteligentes como producto (output) en el análisis DEA

Como producto (output) en el análisis DEA, ASEP incluye la cantidad de medidores inteligentes de las empresas. Sin embargo, esta inclusión es conceptualmente incorrecta.

En primer lugar, los productos en el análisis DEA corresponden a resultados que se dan en el mercado en el que opera una Unidad de Toma de Decisiones (DMU), a los que ella debe destinar unos recursos (inputs). En este contexto, los outputs son variables que reflejan fenómenos que, con frecuencia, no están bajo el control de las empresas. El ejemplo paradigmático es la cantidad de clientes: las empresas de distribución deben atender a todos los clientes dentro de su área de concesión, no pudiendo seleccionar qué clientes serán atendidos, aumentarlos, disminuirlos o incidir de manera determinante en su crecimiento, igualmente ocurre con la demanda máxima o la energía vendida, entre otros productos cuyo comportamiento no depende enteramente de lo que la empresa haga. Por el contrario, la cantidad de medidores inteligentes es una variable que está plenamente controlada por las empresas y forma parte de su estrategia; una empresa puede decidir instalar medidores inteligentes (aumento de activos) con el fin de disminuir costos comerciales (disminución de costos operativos).

Por otro lado, ya existe una variable que captura este *trade-off* o compensación entre variables bajo control de las empresas y que es incluida como un insumo en el análisis DEA: los activos de comercialización. En efecto, el valor de los activos comerciales de las empresas comprende básicamente la valorización de los medidores instalados: si dos empresas tienen la misma cantidad de clientes, pero valores distintos de activos de comercialización, seguramente la diferencia corresponderá a la cantidad de medidores inteligentes instalados.

Por último, llama la atención la magnitud de esta variable en relación con la cantidad de clientes: en numerosos casos de las empresas comparadoras, la cantidad de medidores inteligentes supera la cantidad de clientes de la empresa, lo cual crea dudas sobre la calidad y consistencia de esta información, invalidándola como información adecuada para ser utilizada en un análisis de la trascendencia que tiene la determinación de las empresas compradoras y la construcción de las ecuaciones de eficiencia. A continuación, listamos los casos observados de las empresas de la FERC:

Relación Medidores Inteligentes / Clientes en empresas de la FERC

| ID FERC | Clientes | | Medidores Inteligentes | | MINT / Clientes | |
|---------|-----------|-----------|------------------------|-----------|-----------------|------|
| | 2022 | 2023 | 2022 | 2023 | 2022 | 2023 |
| C000041 | 5,226,537 | 5,263,440 | 5,335,103 | 5,695,535 | 1.02 | 1.08 |
| C000136 | 1,933,066 | 1,968,226 | 1,953,972 | 2,001,254 | 1.01 | 1.02 |
| C000171 | 1,210,402 | 1,224,334 | 1,235,860 | 1,261,526 | 1.02 | 1.03 |
| C000199 | 4,111,174 | 4,130,538 | 4,208,158 | 4,277,602 | 1.02 | 1.04 |
| C000289 | 881,328 | 894,160 | 897,827 | 913,967 | 1.02 | 1.02 |
| C000291 | 148,902 | 151,128 | 153,209 | 155,503 | 1.03 | 1.03 |
| C000292 | 746,993 | 752,909 | 794,672 | 765,174 | 1.06 | 1.02 |
| C000316 | 170,274 | 171,046 | 173,238 | 174,221 | 1.02 | 1.02 |
| C000415 | 2,257,415 | 2,266,460 | 2,580,064 | 2,585,342 | 1.14 | 1.14 |

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

| ID FERC | Clientes | | Medidores Inteligentes | | MINT / Clientes | |
|---------|-----------|-----------|------------------------|-----------|-----------------|------|
| | 2022 | 2023 | 2022 | 2023 | 2022 | 2023 |
| C000500 | 458,957 | 463,138 | 465,462 | 470,298 | 1.01 | 1.02 |
| C000533 | 164,194 | 162,746 | 170,506 | 168,243 | 1.04 | 1.03 |
| C000534 | 48,820 | 49,139 | 51,032 | 51,307 | 1.05 | 1.04 |
| C000535 | 1,519,060 | 1,523,797 | 1,557,997 | 1,563,822 | 1.03 | 1.03 |
| C000536 | 572,735 | 575,846 | 601,904 | 606,221 | 1.05 | 1.05 |
| C000685 | 914,421 | 512,632 | 1,506,841 | 1,516,422 | 1.65 | 2.96 |
| C000851 | 493,592 | 506,334 | 500,080 | 576,694 | 1.01 | 1.14 |
| C000905 | 735,514 | 737,360 | 746,875 | 749,703 | 1.02 | 1.02 |
| C001016 | 1,276,343 | 1,281,684 | 1,287,645 | 1,307,812 | 1.01 | 1.02 |
| C001017 | 533,947 | 537,247 | 568,010 | 577,958 | 1.06 | 1.08 |
| C001030 | 5,775,848 | 5,845,161 | 5,860,987 | 5,979,540 | 1.01 | 1.02 |
| C001187 | 101,855 | 103,504 | 108,476 | 111,788 | 1.07 | 1.08 |
| C001308 | 679,152 | 635,010 | 1,392,345 | 1,381,204 | 2.05 | 2.18 |
| C001309 | 454,687 | 404,034 | 508,648 | 516,542 | 1.12 | 1.28 |
| C001315 | 519,319 | 523,395 | 526,336 | 529,490 | 1.01 | 1.01 |
| C001316 | 1,148,144 | 1,159,303 | 1,177,440 | 1,192,600 | 1.03 | 1.03 |
| C001607 | 343,460 | 344,026 | 348,095 | 348,210 | 1.01 | 1.01 |
| C001609 | 370,979 | 375,809 | 386,277 | 399,796 | 1.04 | 1.06 |
| C001610 | 1,001,053 | 1,015,207 | 1,067,059 | 1,104,717 | 1.07 | 1.09 |
| C001745 | 271,468 | 273,011 | 275,840 | 277,540 | 1.02 | 1.02 |
| C002498 | 163,413 | 163,278 | 164,136 | 167,717 | 1.00 | 1.03 |
| C004995 | 1,102,557 | 1,104,479 | 1,190,569 | 1,343,384 | 1.08 | 1.22 |
| C005443 | 37,064 | 37,245 | 37,811 | 38,006 | 1.02 | 1.02 |
| C007667 | 208,865 | 209,071 | 315,259 | 344,459 | 1.51 | 1.65 |

Notas:

Se listan sólo empresas con cantidad de medidores superior a cantidad de clientes en ambos años

En color son resaltados los casos en la que la cantidad de medidores supera en al menos 10% a la cantidad de clientes

Es importante hacer notar que, al excluir la variable MINT del análisis DEA, dejan de ser eficientes aquellas empresas con relación MINT/clientes muy elevadas (por ejemplo, empresas identificadas como C000685 y C001308). Es decir, resultaban eficientes debido al valor anormalmente alto de esa variable y que carece de sentido.

Solicitud: Eliminar la variable MINT (medidores inteligentes) del análisis de eficiencia DEA, ya que conceptualmente es inapropiado usarla como producto (output) y, adicionalmente, los datos de esta variable utilizados en el análisis, correspondientes a las empresas comparadoras, no muestran consistencia, ni fiabilidad.

9. Uso de costos operativos de distribución para explicar costos operativos comerciales

La ecuación de costos operativos de comercialización que propone ASEP incluye como variable explicativa los costos operativos de distribución.

Más allá de la significatividad estadística (estadístico t) de la variable, deben considerarse dos aspectos relevantes en esta ecuación.

En primer lugar, desde el punto de vista operacional de las empresas, los costos operativos de comercialización no dependen de los costos operativos de distribución. Las actividades asociadas a los costos comerciales (lectura, facturación, cobro y atención comercial de los clientes) no se relacionan con las actividades operativas de distribución (mantenimiento de líneas y subestaciones). Por otro lado, las tareas de operación comercial usualmente son asignadas a cuadrillas diferentes de las que realizan las tareas de operación y mantenimiento de la red.

Por otro lado, desde el punto de vista de la estimación econométrica, se podría estar incurriendo en un problema de endogeneidad¹ y la inconsistencia asociada en los parámetros estimados.

En el modelo econométrico propuesto, los costos de comercialización se explican, entre otras variables, por el nivel de costos de distribución. Si bien desde el punto de vista operativo la relación causal se concibe como unidireccional —en el sentido de que la actividad de comercialización se apoya en la operación de la red de distribución—, dicha relación no garantiza, por sí sola, la exogeneidad econométrica de los costos de distribución.

En efecto, ambos tipos de costos corresponden a actividades desarrolladas por una misma empresa y se encuentran influenciados por un conjunto de factores comunes que no siempre son plenamente observables ni medibles en forma directa. Entre dichos factores se incluyen, entre otros, la calidad de la gestión empresarial, el grado de eficiencia organizacional, las decisiones tecnológicas integradas, la complejidad territorial de la red, la heterogeneidad de la base de clientes y los shocks regulatorios o contractuales que afectan simultáneamente a la operación de la red y a los procesos comerciales.

La omisión o medición imperfecta de estos determinantes comunes, se traduce econométricamente en una posible correlación entre los términos de error de las ecuaciones de costos de distribución y de comercialización. Dado que los costos de distribución incorporan, por construcción, el término de error asociado a su propia ecuación, su inclusión como variable explicativa en la ecuación de costos de comercialización puede generar correlación entre dicha variable y el término de error de esta última, vulnerando el supuesto de exogeneidad requerido para la consistencia del estimador por mínimos cuadrados ordinarios.

Esta situación es ampliamente reconocida en la literatura aplicada sobre regulación de servicios públicos.

Por las razones expuestas, la ASEP debe evaluar explícitamente la posible endogeneidad de los costos de distribución en la ecuación de costos de comercialización y, en caso de verificarse evidencia estadística al respecto, adoptar técnicas de estimación consistentes con dicha estructura, tales como métodos de variables instrumentales o la estimación conjunta del sistema de ecuaciones.

Fundamentación econométrica

Para analizar la presencia de endogeneidad en las ecuaciones propuestas fue aplicado el test de Durbin²-Wu³-Hausman⁴.

¹ Una introducción a la problemática de variables endógenas en econometría se puede encontrar en: Wooldridge, J. M. (2020). *Introductory Econometrics: A Modern Approach* (7th ed.). Cengage Learning. Capítulo 15.

² James Durbin. *Errors in Variables. Review of the International Statistical Institute*, 22(1/3): 23–32, 1954.

³ De-Min Wu. *Alternative Tests of Independence between Stochastic Regressors and Disturbances. Econometrica*, 41(4):733–750, 1973.

⁴ Jerry A. Hausman. *Specification Tests in Econometrics. Econometrica*, 46(6):1251–1271, 1978

Este test consiste en verificar, mediante un test de Wald, si el residuo obtenido en una primera etapa (asociado a la variable sospechada de ser endógena) resulta significativo al incorporarlo en la ecuación principal. El test presenta las siguientes hipótesis:

- H_0 (exogeneidad): el regresor sospechado es exógeno (no correlaciona con el error).
- H_1 (endogeneidad): el regresor sospechado es endógeno (sí correlaciona con el error).

Si se rechaza H_0 se tiene un estimador inconsistente y se interpreta como evidencia de endogeneidad.

Para realizar el test se parte de una ecuación con la siguiente estructura:

$$1. \quad y = \beta_0 + \beta_1 x + \beta_2 w + u$$

Donde, x es el regresor sospechado como endógeno, mientras que w es una variable exógena. Por otra parte, tenemos variables z que no forman parte de la ecuación original, pero son explicativas de la variable endógena.

En primer lugar, se estima la variable sospechada de ser endógena con las variables z y las variables que forman parte de la ecuación 1 y se registra el residuo de la ecuación \hat{v} . De esta manera la fórmula matemática quedaría:

$$2. \quad x = \alpha_0 + \alpha_1 w + \alpha_2 z + v$$

Luego, se estima la ecuación 1 agregando como explicativa el residuo de la ecuación 2. Lo que quedaría de la siguiente manera:

$$3. \quad y = \beta_0 + \beta_1 x + \beta_2 w + \delta \hat{v} + e$$

Finalmente se lleva a cabo un test de Wald, donde $H_0: \delta = 0$. Si la hipótesis nula resulta rechazada, se demuestra la endogeneidad de la variable x ya que los residuos de la ecuación 2 resultan significativos para estimar y .

Análisis de endogeneidad de la ecuación COM

Para estimar los costos operativos de comercialización ASEP utiliza la siguiente expresión:

$$\ln(COM_i) = \alpha + \beta \ln(C_i) + \varepsilon \ln(OM_i) + u$$

Siendo:

- COM_i : Costos de comercialización de la empresa i
- C_i : Cantidad de clientes de la empresa i
- OM_i : Costos de distribución de la empresa i

Siguiendo el procedimiento y la terminología desarrollada en el apartado teórico, siendo la variable que se sospecha endógena $x = \ln(OM_i)$ y la regresada a estimar $y = \ln(COM_i)$, se obtiene el siguiente resultado del test de Wald:

$$(1) \quad \text{vhat} = 0$$

$$\begin{aligned} \text{chi2}(1) &= 5.57 \\ \text{Prob} > \text{chi2} &= 0.0183 \end{aligned}$$

Siendo *vhat* los residuos estimados en la etapa 2 del procedimiento, se observa que la hipótesis nula es rechazada al 95% por lo que se concluye que la variable OM_i es endógena en la ecuación de COM_i .

Solicitud: Con base en los antecedentes expuestos, excluir la variable “costos operativos de distribución” como explicativa de los “costos operativos de comercialización” y considerar solamente variables exógenas (como demanda y clientes)

10. Uso de costos operativos de distribución y de comercialización para explicar costos operativos de administración

La ecuación de costos operativos de administración que propone ASEP incluye como variable explicativa los costos operativos de distribución y los de comercialización.

Por idénticos argumentos econométricos a los expresados en el numeral anterior de este documento, se concluye que puede existir un problema de endogeneidad en el modelo propuesto y se propone como solución reemplazar las variables explicativas mencionadas por otras que sean exógenas (como demanda y clientes).

Análisis de endogeneidad de la ecuación ADM

Para estimar los costos operativos de administración, ASEP utiliza la siguiente expresión matemática:

$$\ln(ADM_i) = \alpha + \beta \ln(OM_i) + \theta \ln(COM_i) + u$$

Siendo:

- ADM_i : Costos de administración de la empresa i
- OM_i : Costos de distribución de la empresa i
- COM_i : Costos de comercialización de la empresa i

El procedimiento para analizar endogeneidad no se ve afectado por la cantidad de variables a analizar, por lo que el procedimiento es análogo al anterior. En esta ocasión se quiere probar que ambas variables explicativas son endógenas, es decir, $x_1 = \ln(OM_i)$ y $x_2 = \ln(COM_i)$.

Luego de implementar los procedimientos necesarios, se obtiene el siguiente resultado del test de Wald:

$$(1) \quad \text{vhat_md} = 0$$

$$(2) \quad \text{vhat_mc} = 0$$

$$\text{chi2}(2) = 5.25$$

$$\text{Prob} > \text{chi2} = 0.0725$$

Nuevamente, el test de DWH concluye que las variables, en su conjunto, son endógenas en la ecuación de costos de administración a un 90%.

Solicitud: Con base en los antecedentes expuestos, excluir las variables “costos operativos de distribución” y “costos operativos de comercialización” como explicativas de los “costos operativos de administración” y que se consideren solamente variables exógenas (como demanda y clientes).

11. Empleo de variable “longitud total de la red” como explicativa de los costos operativos de distribución

En la revisión tarifaria 2022-2026, ASEP defendió en la Resolución AN No. 18326-Elec el uso de la variable “longitud de red” de distribución como variable explicativa de los costos operativos de distribución, en particular hizo énfasis en la confiabilidad de los datos utilizados, expresándose en los siguientes términos (pág 18 de 34):

• ANÁLISIS DE LA ASEP A LOS COMENTARIOS SOBRE LA VARIABLE LONGITUD DE RED

Sobre la calidad de datos:

Esta Autoridad no comparte la opinión de EDEMET y EDECHI sobre la “debilidad” de la robustez y confiabilidad de los datos utilizados. Los sitios informados (dentro de la Consulta Pública) de los cuales han sido extraídos los datos de longitud de red son válidos y públicos, los cuales mayormente son las propias páginas WEB oficiales de las empresas, por lo que no existe motivo para poner en duda la veracidad del dato publicado. Con relación a los datos de longitud de red que son estimados, ya sea porque el dato descargado está fuera del periodo 2017-2020 o porque no se encontró el dato de longitud de red de una determinada empresa (la cual es preferible mantener como parte de la muestra), se tiene lo siguiente:

- La existencia de un sistema único de cuentas para clasificación de los costos de los activos permite contar con una cuenta específica de contabilización de costos de redes aéreas y de costos de redes subterráneas, variables altamente correlacionadas con el activo físico. Esta relación se considera válida para estimar la longitud de red dentro del periodo 2017-2020.
- El cálculo de costos unitarios de redes por región dentro de los Estados Unidos se considera apropiado para, a partir de estos costos unitarios y del valor de los activos, estimar la longitud de red para las empresas sin información completa.

Con base en ello, y a los ajustes resultantes de los aportes metodológicos brindados por las empresas, es que ASEP calculó la ecuación de costos operativos de distribución incluyendo la “longitud de red” (junto con la variable clientes/longitud de red) como variables explicativas.

En la actual propuesta llevada a Consulta Pública, el Regulador omite el uso de esta variable y no hace mención a los motivos que llevaron a su exclusión. Si los motivos se relacionan con la dificultad que pudiera haber tenido ASEP para recolectar y procesar esta información, ponemos a disposición de ASEP la información de las empresas actualizada y procesada, con el fin de estimar la información que pudiera faltar.

Solicitud: incluir la variable “longitud de red” o, en su defecto explique los motivos por los que no la incluyó y si, en este caso la causal fuese por indisponibilidad o dificultad para recolectar y procesar la data, tuviese a bien emplear la información que suministraría ENSA.

12. Conjunto de empresas considerado en ecuación de eficiencia de pérdidas

En la pág. 32 de 54 del documento puesto en Consulta Pública, ASEP expresa lo siguiente:

2. Ecuación de eficiencia de pérdidas

Las pérdidas eficientes se estimaron a partir de datos de empresas de la FERC, seleccionadas bajo criterios análogos a los aplicados en el estudio tarifario 2022-2026. En particular, del grupo de empresas comparadoras se definió excluyendo de la muestra aquellas que en 2022 y 2023 registraron pérdidas de energía inferiores al 6.0% respecto de la energía ingresada y excluyendo la empresa Public Service Company of New Mexico por tener pérdidas superiores al 16%. De este modo, la base final utilizada corresponde a un panel de 6 empresas con información del periodo 2022-2023, detalladas en la planilla de Excel “Datos y Cálculos Ecuaciones de Eficiencia 2026” y en el Anexo IV de este documento.

Lo afirmado en el párrafo anterior, en relación a los criterios aplicados en el estudio tarifario 2022-2026, no es correcto. Como puede verse en la Resolución AN No. 18414-Elec del 11 de mayo de 2023⁵, en la pág 9 de 16 ASEP resuelve:

Por lo que, esta autoridad reguladora ha determinado aceptar los argumentos planteados por las recurrentes y se procede a realizar el cálculo de los porcentajes de pérdidas de las empresas comparadoras de la FERC para elegir las que **cumplan con el límite de 6.5% mínimo en todos los años utilizando el porcentaje de pérdidas de la energía ingresada.**

Ello implica que:

- El porcentaje mínimo de pérdidas considerado es de 6.5%, y no de 6%
- Este porcentaje se aplica a todas las empresas, sean éstas comparadoras o no
- No fueron excluidas empresas con porcentajes elevados

Al aplicar los criterios establecidos en la resolución AN No. 18414-Elec, se tiene el siguiente conjunto de empresas a ser incluidas en la ecuación de pérdidas:

Empresas y % de pérdidas en con umbral de pérdidas superior a 6.5%

| ID FERC | Empresa | Pérdidas % 2022 | Pérdidas % 2023 |
|---------|--|-----------------|-----------------|
| C000199 | Commonwealth Edison Company | 6.84% | 6.68% |
| C000388 | PACIFIC GAS AND ELECTRIC COMPANY | 24.77% | 29.74% |
| C000501 | Upper Peninsula Power Company | 7.71% | 7.25% |
| C000530 | Appalachian Power Company | 6.82% | 6.58% |
| C000620 | Idaho Power Company | 7.15% | 7.04% |
| C000823 | Northern States Power Company, a Wisconsin corporation | 7.04% | 7.14% |
| C001030 | Florida Power & Light Company | 7.60% | 7.34% |
| C001184 | Tucson Electric Power Company | 8.23% | 6.95% |

⁵ Por la cual se resuelven los recursos de reconsideración interpuestos, respectivamente, por la empresa ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), por la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A. (EDEMET), y por la EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI), en contra de la Resolución AN No.18326-Elec de 28 de marzo de 2023.

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

| | | | |
|---------|--|--------|--------|
| C001218 | Public Service Company of New Mexico | 16.98% | 16.94% |
| C001221 | Fitchburg Gas and Electric Light Company | 11.66% | 30.69% |
| C001646 | PacifiCorp | 6.95% | 7.22% |
| C001789 | NorthWestern Corporation | 6.70% | 6.80% |
| C002089 | UGI Utilities Inc. | 7.03% | 8.84% |
| C004044 | Evergy Kansas South, Inc. | 7.13% | 9.33% |
| C011318 | Northwestern Wisconsin Electric Company | 8.46% | 7.47% |
| C011423 | Midwest Energy, Inc | 12.20% | 11.49% |

Al utilizar la información de las empresas indicadas en la tabla anterior se tienen los siguientes coeficientes de la ecuación de pérdidas:

RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DEL MODELO DE PÉRDIDAS

| Variable | EP |
|-----------|---------|
| Constante | -0.8406 |
| Ln MWhD | 0.9021 |

Se concluye entonces que los criterios aplicados para el período 2022-2026 son razonables tal como lo expresa ASEP en la Resolución AN No. 18326-Elec de 25 de marzo de 2023 (pag 27 de 34).

Solicitud: Usar, para la elaboración de la ecuación de pérdidas, aquellas empresas que muestren porcentajes de pérdidas mayores o iguales a 6.5%, en ambos años (2022 y 2023), independientemente del score de eficiencia de cada empresa.

Ecuaciones propuestas a partir de los comentarios realizados

A partir de los comentarios realizados proponemos un nuevo conjunto de ecuaciones de eficiencia.

Estas ecuaciones se obtuvieron a partir de considerar la información de las empresas de la FERC suministrada en la Consulta Pública con el añadido de la información de la longitud de red que incluimos en Anexo II y cuya memoria de cálculo adjuntamos en archivo Excel (el procedimiento seguido para su elaboración es similar conceptualmente al empleado por ASEP en la anterior revisión).

Los ajustes realizados son los siguientes:

- Análisis DEA:
 - Se excluyó la variable MINT del análisis
 - Se consideraron empresas con eficiencia de al menos 85%
 - El conjunto de empresas seleccionadas se muestra resaltadas en Anexo I
- Estimación econométrica de ecuaciones:
 - OM: dependiente de las variables “longitud de red” y cociente entre “clientes” y “longitud de red”
 - COM: dependiente de las variables “demanda máxima” y cociente entre “demanda máxima” y “clientes”
 - ADM: dependiente de las variables “demanda máxima” y cociente entre “demanda máxima” y “clientes”

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

- Ecuación de Pérdidas de energía:
 - Empresas con pérdidas mayores o iguales a 6.5% independientemente de su nivel de eficiencia

Con los ajustes mencionados se obtuvieron las siguientes ecuaciones de eficiencia:

Activos de Distribución:

$$\ln(AD_i) = 8.9531053 + 1.0102456 \times \ln(C_i) - 0.03611369 \times \ln(DM_i)$$

Activos de Comercialización:

$$\ln(AC_i) = 6.3856889 + 0.94724463 \times \ln(C_i)$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\ln(OM_i) = 5.941481 + 0.9050691 \times \ln(Red_i) + 0.9616743 \times \ln(C_i/Red_i)$$

Costos de Comercialización:

$$\ln(COM_i) = 4.054776 + 1.023818 \times \ln(DM_i) - 1.068213 \times \ln(DM_i/C_i)$$

Costos de Administración:

$$\ln(ADM_i) = 5.650779 + 0.8998151 \times \ln(DM_i) - 0.8689722 \times \ln(DM_i/C_i)$$

Pérdidas de energía:

$$\ln(EP_i) = -0.8406458 + 0.902085 \times \ln(MWhD_i)$$

Todas las variables están definidas de la misma manera que en la propuesta de la ASEP con excepción de:

Red_i es la longitud de la red (en km)

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

ANEXO I

Resultados Scores de Eficiencia DEA al excluir variable MINT

(se han resaltado en color las empresas con scores de eficiencia de al menos 85%)

| ID FERC | Empresa | Eficiencia |
|---------|---|------------|
| C000041 | Southern California Edison Company | 1 |
| C000116 | Tampa Electric Company | 1 |
| C000135 | Duke Energy Progress, LLC | 0.944 |
| C000136 | Duke Energy Florida, LLC | 0.868 |
| C000171 | Puget Sound Energy, Inc. | 0.931 |
| C000191 | Consumers Energy Company | 1 |
| C000199 | Commonwealth Edison Company | 1 |
| C000201 | PECO Energy Company | 0.86 |
| C000241 | Dominion Energy South Carolina, Inc. | 0.728 |
| C000289 | Duke Energy Indiana, LLC | 0.991 |
| C000290 | Duke Energy Carolinas, LLC | 0.936 |
| C000291 | Duke Energy Kentucky, Inc. | 0.967 |
| C000292 | Duke Energy Ohio, Inc. | 0.88 |
| C000312 | Jersey Central Power & Light Company | 0.733 |
| C000313 | Ohio Edison Company | 1 |
| C000314 | The Cleveland Electric Illuminating Company | 1 |
| C000315 | The Toledo Edison Company | 1 |
| C000316 | Pennsylvania Power Company | 1 |
| C000317 | Pennsylvania Electric Company | 0.721 |
| C000318 | Metropolitan Edison Company | 0.752 |
| C000379 | Avista Corporation | 0.659 |
| C000415 | DTE Electric Company | 1 |
| C000447 | Cleco Power LLC | 0.58 |
| C000465 | El Paso Electric Company | 1 |
| C000500 | Wisconsin Public Service Corporation | 1 |
| C000501 | Upper Peninsula Power Company | 0.779 |
| C000507 | Orange and Rockland Utilities, Inc. | 0.962 |
| C000509 | Rockland Electric Company | 1 |
| C000530 | Appalachian Power Company | 0.825 |
| C000532 | Indiana Michigan Power Company | 0.873 |
| C000533 | Kentucky Power Company | 0.934 |
| C000534 | Kingsport Power Company | 1 |
| C000535 | Ohio Power Company | 1 |
| C000536 | Public Service Company of Oklahoma | 0.848 |
| C000537 | Southwestern Electric Power Company | 0.863 |
| C000542 | Northern Indiana Public Service Company LLC | 1 |

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

| ID FERC | Empresa | Eficiencia |
|---------|--|------------|
| C000553 | Louisville Gas and Electric Company | 1 |
| C000555 | Kentucky Utilities Company | 0.886 |
| C000602 | The Dayton Power and Light Company | 1 |
| C000617 | Rochester Gas and Electric Corporation | 0.802 |
| C000618 | New York State Electric & Gas Corporation | 0.753 |
| C000620 | Idaho Power Company | 0.814 |
| C000685 | San Diego Gas & Electric | 0.718 |
| C000691 | Wisconsin Power and Light Company | 0.869 |
| C000692 | Interstate Power and Light Company | 1 |
| C000744 | UNION ELECTRIC COMPANY | 0.737 |
| C000746 | Ameren Illinois Company | 0.877 |
| C000772 | Evergy Kansas Central, Inc. | 0.795 |
| C000822 | Public Service Company of Colorado | 1 |
| C000823 | Northern States Power Company, a Wisconsin corporation | 0.66 |
| C000824 | Northern States Power Company, a Minnesota corporation | 1 |
| C000825 | Southwestern Public Service Company | 1 |
| C000851 | Entergy Texas, Inc. | 0.956 |
| C000905 | WEST PENN POWER COMPANY | 0.934 |
| C000906 | MONONGAHELA POWER COMPANY | 0.764 |
| C000913 | THE POTOMAC EDISON COMPANY | 0.842 |
| C001009 | Southern Indiana Gas and Electric Company, Inc. | 0.757 |
| C001016 | The Connecticut Light and Power Company | 1 |
| C001017 | Public Service Company of New Hampshire | 0.892 |
| C001025 | CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORPORATION | 0.719 |
| C001030 | Florida Power & Light Company | 1 |
| C001111 | Baltimore Gas and Electric Company | 0.817 |
| C001130 | The Empire District Electric Company | 0.784 |
| C001132 | Portland General Electric Company | 0.579 |
| C001143 | MidAmerican Energy Company | 1 |
| C001181 | Evergy Metro, Inc. | 0.835 |
| C001182 | Evergy Missouri West, Inc. | 0.629 |
| C001187 | UNS Electric, Inc. | 1 |
| C001194 | Public Service Electric and Gas Company | 1 |
| C001218 | Public Service Company of New Mexico | 1 |
| C001222 | Unitil Energy Systems, Inc. | 0.969 |
| C001230 | PPL Electric Utilities Corporation | 0.669 |
| C001288 | Otter Tail Power Company | 0.746 |
| C001307 | Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp. | 1 |
| C001308 | Massachusetts Electric Company | 0.844 |
| C001309 | The Narragansett Electric Company | 0.955 |

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

| ID FERC | Empresa | Eficiencia |
|---------|---|------------|
| C001315 | Indianapolis Power & Light Company | 0.837 |
| C001316 | Wisconsin Electric Power Company | 1 |
| C001346 | Duquesne Light Company | 0.657 |
| C001421 | Black Hills Power, Inc. | 0.844 |
| C001436 | Arizona Public Service Company | 0.711 |
| C001454 | Cheyenne Light, Fuel and Power Company | 1 |
| C001464 | Potomac Electric Power Company | 1 |
| C001465 | Delmarva Power & Light Company | 0.715 |
| C001466 | Atlantic City Electric Company | 0.856 |
| C001552 | ALABAMA POWER COMPANY | 0.742 |
| C001553 | Georgia Power Company | 1 |
| C001555 | Mississippi Power Company | 1 |
| C001607 | The United Illuminating Company | 0.95 |
| C001609 | Sierra Pacific Power Company | 0.874 |
| C001610 | Nevada Power Company | 1 |
| C001646 | PacifiCorp | 1 |
| C001673 | ALLETE, Inc. | 1 |
| C001696 | Black Hills Colorado Electric, LLC | 0.871 |
| C001745 | Green Mountain Power Corporation | 0.948 |
| C001775 | Oklahoma Gas and Electric Company | 0.761 |
| C001789 | NorthWestern Corporation | 0.857 |
| C002089 | UGI Utilities Inc. | 0.907 |
| C002498 | Madison Gas and Electric Company | 1 |
| C004044 | Evergy Kansas South, Inc. | 0.8 |
| C004995 | Entergy Louisiana, LLC | 1 |
| C005443 | Upper Michigan Energy Resources Corporation | 1 |
| C007667 | Entergy New Orleans, LLC | 0.863 |
| C008998 | Entergy Arkansas, LLC | 0.597 |
| C008999 | Entergy Mississippi, LLC | 0.548 |
| C011150 | Alaska Electric Light and Power Company | 1 |
| C011163 | Superior Water Light & Power | 1 |
| C011423 | Midwest Energy, Inc | 0.665 |
| PA00001 | ENSA | 1 |
| PA00002 | EDEMET | 0.911 |
| PA00003 | EDECHI | 1 |

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

ANEXO II

Información de longitud de red (km) de empresas con eficiencia de al menos 85%

| ID FERC | Empresa | Eficiencia | 2022 | 2023 |
|---------|--|------------|---------|---------|
| C000041 | Southern California Edison Company | 1 | 107,466 | 108,559 |
| C000116 | Tampa Electric Company | 1 | 17,372 | 19,203 |
| C000135 | Duke Energy Progress, LLC | 0.944 | 110,170 | 116,278 |
| C000136 | Duke Energy Florida, LLC | 0.868 | 43,033 | 46,775 |
| C000171 | Puget Sound Energy, Inc. | 0.931 | 34,102 | 35,755 |
| C000191 | Consumers Energy Company | 1 | 163,532 | 173,580 |
| C000199 | Commonwealth Edison Company | 1 | 105,494 | 108,192 |
| C000201 | PECO Energy Company | 0.86 | 32,645 | 34,120 |
| C000289 | Duke Energy Indiana, LLC | 0.991 | 47,007 | 50,675 |
| C000290 | Duke Energy Carolinas, LLC | 0.936 | 158,486 | 169,709 |
| C000291 | Duke Energy Kentucky, Inc. | 0.967 | 4,538 | 4,703 |
| C000292 | Duke Energy Ohio, Inc. | 0.88 | 29,634 | 30,526 |
| C000313 | Ohio Edison Company | 1 | 86,224 | 87,304 |
| C000314 | The Cleveland Electric Illuminating Company | 1 | 49,539 | 49,861 |
| C000315 | The Toledo Edison Company | 1 | 23,492 | 24,348 |
| C000316 | Pennsylvania Power Company | 1 | 9,896 | 9,799 |
| C000415 | DTE Electric Company | 1 | 65,204 | 71,173 |
| C000465 | El Paso Electric Company | 1 | 12,109 | 12,302 |
| C000500 | Wisconsin Public Service Corporation | 1 | 33,067 | 34,317 |
| C000507 | Orange and Rockland Utilities, Inc. | 0.962 | 10,307 | 10,534 |
| C000509 | Rockland Electric Company | 1 | 2,441 | 2,514 |
| C000532 | Indiana Michigan Power Company | 0.873 | 29,189 | 30,599 |
| C000533 | Kentucky Power Company | 0.934 | 14,962 | 15,834 |
| C000534 | Kingsport Power Company | 1 | 2,769 | 2,915 |
| C000535 | Ohio Power Company | 1 | 71,164 | 74,193 |
| C000537 | Southwestern Electric Power Company | 0.863 | 39,632 | 40,578 |
| C000542 | Northern Indiana Public Service Company LLC | 1 | 17,524 | 19,707 |
| C000553 | Louisville Gas and Electric Company | 1 | 10,460 | 10,741 |
| C000555 | Kentucky Utilities Company | 0.886 | 26,717 | 26,012 |
| C000602 | The Dayton Power and Light Company | 1 | 26,748 | 28,348 |
| C000691 | Wisconsin Power and Light Company | 0.869 | 36,109 | 36,047 |
| C000692 | Interstate Power and Light Company | 1 | 42,792 | 43,969 |
| C000746 | Ameren Illinois Company | 0.877 | 67,463 | 71,851 |
| C000822 | Public Service Company of Colorado | 1 | 119,148 | 123,205 |
| C000824 | Northern States Power Company, a Minnesota corporation | 1 | 130,680 | 129,303 |
| C000825 | Southwestern Public Service Company | 1 | 35,362 | 37,808 |
| C000851 | Entergy Texas, Inc. | 0.956 | 20,271 | 22,000 |
| C000905 | WEST PENN POWER COMPANY | 0.934 | 24,869 | 25,564 |

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

| ID FERC | Empresa | Eficiencia | 2022 | 2023 |
|---------|--|------------|---------|---------|
| C001016 | The Connecticut Light and Power Company | 1 | 33,805 | 34,450 |
| C001017 | Public Service Company of New Hampshire | 0.892 | 20,664 | 22,492 |
| C001030 | Florida Power & Light Company | 1 | 112,150 | 119,771 |
| C001143 | MidAmerican Energy Company | 1 | 38,594 | 41,360 |
| C001187 | UNS Electric, Inc. | 1 | 6,366 | 6,051 |
| C001194 | Public Service Electric and Gas Company | 1 | 36,542 | 39,043 |
| C001218 | Public Service Company of New Mexico | 1 | 16,927 | 17,925 |
| C001222 | Unitil Energy Systems, Inc. | 0.969 | 2,947 | 2,993 |
| C001307 | Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp. | 1 | 3,091 | 3,390 |
| C001309 | The Narragansett Electric Company | 0.955 | 14,269 | 13,928 |
| C001316 | Wisconsin Electric Power Company | 1 | 72,346 | 71,818 |
| C001454 | Cheyenne Light, Fuel and Power Company | 1 | 2,092 | 2,171 |
| C001464 | Potomac Electric Power Company | 1 | 17,499 | 18,231 |
| C001466 | Atlantic City Electric Company | 0.856 | 15,790 | 16,472 |
| C001553 | Georgia Power Company | 1 | 119,139 | 128,994 |
| C001555 | Mississippi Power Company | 1 | 9,336 | 9,978 |
| C001607 | The United Illuminating Company | 0.95 | 14,342 | 15,350 |
| C001609 | Sierra Pacific Power Company | 0.874 | 28,374 | 26,322 |
| C001610 | Nevada Power Company | 1 | 26,959 | 28,472 |
| C001646 | PacifiCorp | 1 | 95,084 | 99,108 |
| C001673 | ALLETE, Inc. | 1 | 10,037 | 10,708 |
| C001696 | Black Hills Colorado Electric, LLC | 0.871 | 4,753 | 4,707 |
| C001745 | Green Mountain Power Corporation | 0.948 | 18,777 | 19,994 |
| C001789 | NorthWestern Corporation | 0.857 | 32,845 | 33,521 |
| C002089 | UGI Utilities Inc. | 0.907 | 2,079 | 2,249 |
| C002498 | Madison Gas and Electric Company | 1 | 3,270 | 3,307 |
| C004995 | Entergy Louisiana, LLC | 1 | 61,441 | 55,189 |
| C005443 | Upper Michigan Energy Resources Corporation | 1 | 4,685 | 4,689 |
| C007667 | Entergy New Orleans, LLC | 0.863 | 2,463 | 2,754 |
| C011150 | Alaska Electric Light and Power Company | 1 | 308 | 307 |
| C011163 | Superior Water Light & Power | 1 | 862 | 853 |