

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

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 compresión 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 Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

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	Utili 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.

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

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 formulen 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
		Costos de servicios de terceros	-	-	-
		Otros costos	-	-	-
Comercialización	Comercialización	Costos de personal	670,673	1,022,848	931,312
		Costos de materiales nacionales	-	-	-
		Costos de materiales importados	14,593,732	19,175,191	20,803,261
		Costos de servicios de terceros	-	-	-
		Otros costos	-	-	-
EDECHI	Administración	Costos de personal	4,135,346	4,334,178	4,521,980
		Costos de materiales nacionales	-	-	-
		Costos de materiales importados	4,423,747	13,444,673	8,228,302
		Costos de servicios de terceros	-	-	-
		Otros costos	-	-	-
EDECHI	Distribución	Costos de personal	1,636,947	1,619,570	1,718,461
		Costos de materiales nacionales	-	-	-
		Costos de materiales importados	4,603,430	8,944,133	4,255,040
		Costos de servicios de terceros	-	-	-
		Otros costos	-	-	-
	Comercialización	Costos de personal	72,737	168,430	181,972
		Costos de materiales nacionales	-	-	-
		Costos de materiales importados	2,400,988	2,219,955	1,875,808
		Costos de servicios de terceros	-	-	-
		Otros costos	-	-	-
	Administración	Costos de personal	157,912	167,670	167,459
		Costos de materiales nacionales	-	-	-
		Costos de materiales importados	1,052,283	1,868,168	2,572,156
		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%,

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

- 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 (CRL) 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:

$$\text{Costo total eficiente en EEUU} = \text{costo medio eficiente} \times \text{clientes}$$

En el caso planteado se tiene que:

$$\text{Costo total eficiente en EEUU} = 37,5 \text{ USD/cliente} \times 500 000 \text{ clientes} = 18 750 000 \text{ USD}$$

Ahora se ajustan estos costos por PPP:

$$\text{Costo total eficiente en Panamá} = \text{Costo total eficiente en EEUU} \times \text{PPP}$$

$$\text{Costo total eficiente en Panamá} = 18 750 000 \text{ USD} \times 0,5$$

$$\text{Costo total eficiente en Panamá} = 9 375 000 \text{ USD}$$

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:

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

Siendo:

$CostoEfectivo_{Pa(US)}$: 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

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

Solicitud: que el Regulador sólo emplee la Paridad de Poder de Compra (PPP), en lugar del Costo Laboral 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

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

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 económicamente 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

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

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) vhat = 0

chi2(1) = 5.57
Prob > chi2 = 0.0183

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

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:

$$(1) vhat_{md} = 0$$

$$(2) vhat_{mc} = 0$$

$$\begin{aligned} \text{chi2}(2) &= 5.25 \\ \text{Prob} > \text{chi2} &= 0.0725 \end{aligned}$$

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).

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

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

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-011-25 – Anexo A

22 de diciembre de 2025

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	Utilit 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