

Panamá, 22 de diciembre de 2025

Consulta Pública No. 011-25-Elec, para la Determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro – Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa de Distribución Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030.

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

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

DIR-SJ-3148-25

22 de diciembre de 2025

Ref. Consulta Pública No. 011-25-Elec, para la Determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro – Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa de Distribución Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030.

Estimados señores:

Por este medio nosotros la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CHIRIQUÍ, S.A.** (en adelante **EDECHI**) comparecemos con todo respeto, a fin de someter nuestras observaciones y comentarios a la **Consulta Pública No. 011-25-Elec**, para la Determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro – Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa de Distribución Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030.

INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

El presente documento, incluye nuestras observaciones y comentarios a la propuesta que forma parte de la Consulta Pública, con el objetivo que se realice una detenida y ponderada revisión de algunas metodologías y conceptos utilizados. En ese sentido, se enumerarán de forma detallada algunos errores y/o inconsistencias que se han detectado y que requieren corregirse con el fin de ~~seleccionar~~seleccionar de forma justa y que se apeguen más a los modelos de empresas panameñas, la base de empresas eficientes que forman parte de la muestra de empresas comparadoras sobre las cuales se determinarán las ecuaciones de costos y activos, así como pérdidas.

Antes de entrar en los detalles metodológicos de esas observaciones, consideramos muy importante destacar que la aplicación de las Ecuaciones de Eficiencia resultantes para el cálculo del IMP para el periodo julio 2026 – junio 2030, deben estar adecuadamente planteadas para que hagan viables la operación de la empresa desde el punto de vista Económico Financiero de manera que no se ponga en riesgo la Suficiencia Financiera mencionada en el Artículo 92 de la Ley 6, y por tanto impidan o comprometan la ejecución de sus actividades y completar los planes de inversión en aras de mejorar la calidad de servicio y preparar la red con una visión 2030, es decir, una red resiliente, digital que permita la transaccionalidad y acceso a la información en tiempo real de los clientes y por tanto, hacer las operaciones transparente, y que las empresas de distribución obtengan la rentabilidad razonable que permitan operar la red de forma segura y confiable.

De no cumplirse este principio, se entraría en una inestabilidad económica difícil para las empresas distribuidoras y satisfacer los requerimientos de la demanda y mejora sostenible de la calidad de servicio.

En particular, se han identificado inconsistencias y errores sustantivos relacionados con la falta de trazabilidad y replicabilidad de los resultados del Análisis DEA, la inclusión de empresas con comportamientos atípico dentro de la muestra de comparadoras, la clasificación metodológicamente incorrecta de variables como los medidores inteligentes, la introducción de cambios sin justificación alguna en las ecuaciones de eficiencia especialmente en la ecuación de Costos de Comercialización y la aplicación de puntos de corte discrecionales que no reflejan adecuadamente las condiciones estructurales del mercado eléctrico panameño.

Asimismo, se evidencia un reconocimiento insuficiente de las pérdidas técnicas eficientes, incompatible con la realidad de las redes de distribución (topología y tipología) dentro de la zona de concesión de EDECHI.

Estas observaciones que inciden directamente en la conformación de la muestra eficiente, en la estimación de las ecuaciones de costos, activos y pérdidas, y sobre todo en el nivel de ingresos reconocidos a las empresas serán explicadas y ampliadas con total precisión para que sean corregidas y tomadas en cuenta por la ASEP.

Antes, es importante reiterar los siguientes principios dentro del marco legal y regulatorio del sistema.

MARCO LEGAL Y PRINCIPIOS REGULATORIOS

Observaciones sobre el Principio de Seguridad Jurídica

En líneas generales, es esencial considerar que todas las modificaciones regulatorias deben reconocer que EDEMET y EDECHI operan bajo contratos de concesión con el Estado panameño, vigentes hasta el 21 de octubre de 2028. Por ello, todo lineamiento que considere un cambio en la continuidad regulatoria o que no esté enmarcado dentro de los contratos de concesión deberán considerar su implementación posterior de esa fecha para garantizar seguridad jurídica y transparencia. Realizar cambios normativos antes de octubre de 2028 provocaría ajustes imprevistos y complicaciones en la regulación actual.

Consideramos fundamental que el Regulador y las Entidades mantengan el criterio de seguridad jurídica y continuidad regulatoria establecido en los Contratos de Concesión.

Observaciones sobre el Principio de Continuidad Regulatoria

Como empresa regulada, aceptamos las mejoras metodológicas que aumenten la precisión, pero no modificaciones sin justificación técnica o que vayan en contra del criterio conceptual sobre el cual están basados ya que esto resulta contrario al Principio de Razón Fundada.

Por ello, los Comentarios a la Consulta Pública No. 011-25 presentados obedecen estrictamente a las normativas vigentes.

Reiteramos la importancia de respetar la Continuidad Regulatoria para garantizar estabilidad y transparencia, incentivando la inversión en el sector. EDECHI respeta la institucionalidad de la ASEP, pero considera imprescindible una revisión rigurosa de la

metodología bajo el principio de legalidad. Finalmente, la correcta fijación del Ingreso Máximo Permitido es fundamental para el funcionamiento de las distribuidoras, por lo que estos comentarios suponen que toda nueva metodología de cálculo tendrá en cuenta fundamentos técnicos y legales sólidos.

OBSERVACIONES SOBRE METODOLOGÍA APLICADA

1. Imposibilidad de obtener los mismo Scores del Análisis DEA

Antes de señalar las cifras que no nos resultan replicables, es importante resaltar la relevancia de poder contar con información completa y verificable para garantizar transparencia y confianza en el proceso, máxime cuando la misma tenga impacto en los resultados obtenidos y la toma de decisiones sobre los valores obtenidos. En esta consulta pública, nos contamos con toda la información para poder replicar los resultados que la ASEP presenta en sus resultados, lo que dificulta ampliar en el análisis de la información.

En ese sentido, hemos procedido - como todas las consultas públicas de empresas comparadoras anteriores - a replicar los valores obtenidos por la ASEP desde la obtención de la muestra hasta las ecuaciones de eficiencia y sus parámetros, sin embargo, en esta ocasión al aplicar el Análisis DEA sobre la misma base de datos y utilizar los mismos criterios de estimación de la presente Consulta Pública, no fue posible obtener los mismos Scores que la ASEP publica, **a pesar de que históricamente siempre pudieron ser replicados. Esto es un tema de mucha relevancia para nosotros.**

La diferencia en los resultados de los scores obtenidos en la aplicación del Modelo DEA podría no ser un problema mayor si no se viese alterada la muestra eficiente finalmente obtenida. **Sin embargo, la ASEP al definir como empresas eficientes aquellas que tengan un score igual o superior 0.9 (discrecionalidad de la cual se profundizará en un apartado posterior), se obtiene una muestra eficiente diferente a la que presenta la ASEP.** Esto se vuelve relevante porque los resultados de esta metodología definirán la muestra que luego determinará las ecuaciones de eficiencia, con impacto directo en los costos e inversiones eficientes que determinarán el Ingreso Máximo Permitido para el periodo 2026-2030.

Procedemos a indicar en dónde ocurren las inconsistencias al momento de replicar las cifras. En particular, para la empresa Kentucky Utilities Company (C000555) el score recalculado es de 0.8863, mientras que el score publicado por ASEP es 0.9. Al definir el punto de corte 0.9, esta empresa es considerada eficiente para la ASEP, mientras que si se considera el cálculo correcto de la estimación del DEA **esta empresa no debería considerarse eficiente.** Este sería el primer caso.

La situación opuesta ocurre con la empresa Evergy Kansas South, Inc. (C004044). Mientras que para la ASEP el score obtenido es 0.897, al recalcular correctamente su score, se obtiene como resultado 0.9018. Por lo tanto, la ASEP **no incluye esta empresa dentro de la muestra eficiente para la estimación de las ecuaciones de eficiencia cuando si debiese ser considerada.** Este sería el segundo caso.

La siguiente tabla presenta la comparación de los scores de la ASEP vs el recálculo correcto, las diferencias y el impacto en cuanto a la selección de empresas eficientes según el punto de corte de 0.9. En amarillo se destacan las dos empresas mencionadas que generan una muestra eficiente diferente entre ambos cálculos.

Cálculo Scores ASEP vs recálculo y diferencia en selección de muestra eficiente

ID FERC	Empresa	Score ASEP	Score recálculo	Diferencia	Eficiente según ASEP	Eficiente según recálculo
C000041	Southern California Edison Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000116	Tampa Electric Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000135	Duke Energy Progress, LLC	1.0000	1.0000	-	1	1
C000136	Duke Energy Florida, LLC	0.9340	0.9343	- 0.0003	1	1
C000171	Puget Sound Energy, Inc.	0.9460	0.9521	- 0.0061	1	1
C000191	Consumers Energy Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000199	Commonwealth Edison Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000201	PECO Energy Company	0.8910	0.8889	0.0021		
C000241	Dominion Energy South Carolina, Inc.	0.7520	0.7518	0.0002		
C000289	Duke Energy Indiana, LLC	0.9910	0.9908	0.0002	1	1
C000290	Duke Energy Carolinas, LLC	0.9360	0.9358	0.0002	1	1
C000291	Duke Energy Kentucky, Inc.	1.0000	1.0000	-	1	1
C000292	Duke Energy Ohio, Inc.	1.0000	1.0000	-	1	1
C000312	Jersey Central Power & Light Company	0.7330	0.7333	- 0.0003		
C000313	Ohio Edison Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000314	The Cleveland Electric Illuminating Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000315	The Toledo Edison Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000316	Pennsylvania Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000317	Pennsylvania Electric Company	0.7210	0.7213	- 0.0003		
C000318	Metropolitan Edison Company	0.8210	0.8203	0.0007		
C000379	Avista Corporation	0.6520	0.6591	- 0.0071		
C000415	DTE Electric Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000447	Cleco Power LLC	0.6080	0.6071	0.0009		
C000465	El Paso Electric Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000500	Wisconsin Public Service Corporation	1.0000	1.0000	-	1	1
C000501	Upper Peninsula Power Company	0.8160	0.8299	- 0.0139		
C000507	Orange and Rockland Utilities, Inc.	1.0000	1.0000	-	1	1
C000509	Rockland Electric Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000530	Appalachian Power Company	0.8240	0.8255	- 0.0015		
C000532	Indiana Michigan Power Company	0.8920	0.8937	- 0.0017		
C000533	Kentucky Power Company	0.9900	1.0000	- 0.0100	1	1
C000534	Kingsport Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000535	Ohio Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000536	Public Service Company of Oklahoma	0.9410	0.9425	- 0.0015	1	1
C000537	Southwestern Electric Power Company	0.8740	0.8629	0.0111		
C000542	Northern Indiana Public Service Company LLC	1.0000	1.0000	-	1	1
C000553	Louisville Gas and Electric Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000555	Kentucky Utilities Company	0.9000	0.8863	0.0137	1	
C000602	The Dayton Power and Light Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000617	Rochester Gas and Electric Corporation	0.8020	0.8015	0.0005		
C000618	New York State Electric & Gas Corporation	0.7800	0.7527	0.0273		
C000620	Idaho Power Company	0.8270	0.8218	0.0052		
C000685	San Diego Gas & Electric	1.0000	1.0000	-	1	1
C000691	Wisconsin Power and Light Company	0.8930	0.8935	- 0.0005		
C000692	Interstate Power and Light Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000744	UNION ELECTRIC COMPANY	0.7410	0.7413	- 0.0003		
C000746	Ameren Illinois Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000772	Eversource Energy Kansas Central, Inc.	0.8420	0.8432	- 0.0012		
C000822	Public Service Company of Colorado	1.0000	1.0000	-	1	1
C000823	Northern States Power Company, a Wisconsin corporation	0.6580	0.6599	- 0.0019		
C000824	Northern States Power Company, a Minnesota corporation	1.0000	1.0000	-	1	1
C000825	Southwestern Public Service Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C000851	Entergy Texas, Inc.	1.0000	0.9965	0.0035	1	1
C000905	WEST PENN POWER COMPANY	1.0000	1.0000	-	1	1
C000906	MONONGAHELA POWER COMPANY	0.7610	0.7638	- 0.0028		

Cálculo Scores ASEP vs recálculo y diferencia en selección de muestra eficiente

ID FERC	Empresa	Score ASEP	Score recálculo	Diferencia	Eficiente según ASEP	Eficiente según recálculo
C000913	THE POTOMAC EDISON COMPANY	0.8220	0.8425	- 0.0205		
C001009	Southern Indiana Gas and Electric Company, Inc.	0.8440	0.8504	- 0.0064		
C001016	The Connecticut Light and Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001017	Public Service Company of New Hampshire	0.9890	0.9888	- 0.0002	1	1
C001025	CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORPORATION	0.7190	0.7187	- 0.0003		
C001030	Florida Power & Light Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001111	Baltimore Gas and Electric Company	0.8470	0.8472	- 0.0002		
C001130	The Empire District Electric Company	0.7840	0.7840	-		
C001132	Portland General Electric Company	0.5930	0.5931	- 0.0001		
C001143	MidAmerican Energy Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001181	Evergy Metro, Inc.	0.8350	0.8352	- 0.0002		
C001182	Evergy Missouri West, Inc.	0.6320	0.6323	- 0.0003		
C001187	UNS Electric, Inc.	1.0000	1.0000	-	1	1
C001194	Public Service Electric and Gas Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001218	Public Service Company of New Mexico	1.0000	1.0000	-	1	1
C001222	Unitil Energy Systems, Inc.	1.0000	1.0000	-	1	1
C001230	PPL Electric Utilities Corporation	0.6880	0.6903	- 0.0023		
C001288	Otter Tail Power Company	0.7460	0.7458	- 0.0002		
C001307	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.	1.0000	1.0000	-	1	1
C001308	Massachusetts Electric Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001309	The Narragansett Electric Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001315	Indianapolis Power & Light Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001316	Wisconsin Electric Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001346	Duquesne Light Company	0.6720	0.6729	- 0.0009		
C001421	Black Hills Power, Inc.	0.8380	0.8441	- 0.0061		
C001436	Arizona Public Service Company	0.7640	0.7642	- 0.0002		
C001454	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001464	Potomac Electric Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001465	Delmarva Power & Light Company	0.7160	0.7150	- 0.0010		
C001466	Atlantic City Electric Company	0.8560	0.8557	- 0.0003		
C001552	ALABAMA POWER COMPANY	0.7420	0.7421	- 0.0001		
C001553	Georgia Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001555	Mississippi Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001607	The United Illuminating Company	1.0000	0.9999	- 0.0001	1	1
C001609	Sierra Pacific Power Company	0.9840	0.9730	- 0.0110	1	1
C001610	Nevada Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C001646	PacifiCorp	1.0000	1.0000	-	1	1
C001673	ALLETE, Inc.	1.0000	1.0000	-	1	1
C001696	Black Hills Colorado Electric, LLC	0.8830	0.8827	- 0.0003		
C001745	Green Mountain Power Corporation	1.0000	1.0000	-	1	1
C001775	Oklahoma Gas and Electric Company	0.7720	0.7613	- 0.0107		
C001789	NorthWestern Corporation	0.8700	0.8696	- 0.0004		
C002089	UGI Utilities Inc.	0.9310	0.9346	- 0.0036	1	1
C002498	Madison Gas and Electric Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C004044	Evergy Kansas South, Inc.	0.8970	0.9018	- 0.0048		1
C004995	Entergy Louisiana, LLC	1.0000	1.0000	-	1	1
C005443	Upper Michigan Energy Resources Corporation	1.0000	1.0000	-	1	1
C007667	Entergy New Orleans, LLC	1.0000	1.0000	-	1	1
C008998	Entergy Arkansas, LLC	0.6300	0.6211	- 0.0089		
C008999	Entergy Mississippi, LLC	0.6550	0.6522	- 0.0028		
C011150	Alaska Electric Light and Power Company	1.0000	1.0000	-	1	1
C011163	Superior Water Light & Power	1.0000	1.0000	-	1	1
C011423	Midwest Energy, Inc	0.6510	0.6654	- 0.0144		
PA00001	ENSA	1.0000	1.0000	-	1	1
PA00002	EDEMET	0.9020	0.9110	- 0.0090	1	1
PA00003	EDECHI	1.0000	1.0000	-	1	1

En vista que no hay posibilidad de replicar estas cifras, los cálculos deben ser vueltos a revisar por la ASEP siguiendo la metodología y formulación correcta utilizadas con el resto de la muestra. Esto es importante y esta situación no es menor, ya que la muestra eficiente constituye el insumo clave para la estimación de las Ecuaciones de Eficiencia, por lo que cualquier variación en su conformación impacta directamente en los parámetros estimados, en los costos e inversiones eficientes reconocidos y, en la determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el período 2026–2030.

Asimismo, la falta de trazabilidad y replicabilidad técnica de los Scores del DEA vulnera el principio de estabilidad y transparencia metodológica que debe regir los procesos de revisión tarifaria. Dado que eventuales errores en los Scores se propagan a lo largo de

toda la metodología regulatoria, resulta indispensable que la ASEP recalcule y publique nuevamente los Scores correctos, garantizando así la coherencia metodológica, la objetividad del proceso y la solidez técnica de los resultados regulatorios.

En vista que desconocemos cómo o de dónde se obtienen los resultados de eficiencia calculados por la ASEP ya que los cálculos publicados no corresponden con los valores previstos correctos, **se solicita a la ASEP que:**

- **Recalcule y publique los scores del DEA correctos,**
- **Realice nuevamente la selección de empresas consideradas eficientes y**
- **Actualice la estimación de las ecuaciones de eficiencia con base en estos resultados corregidos.**

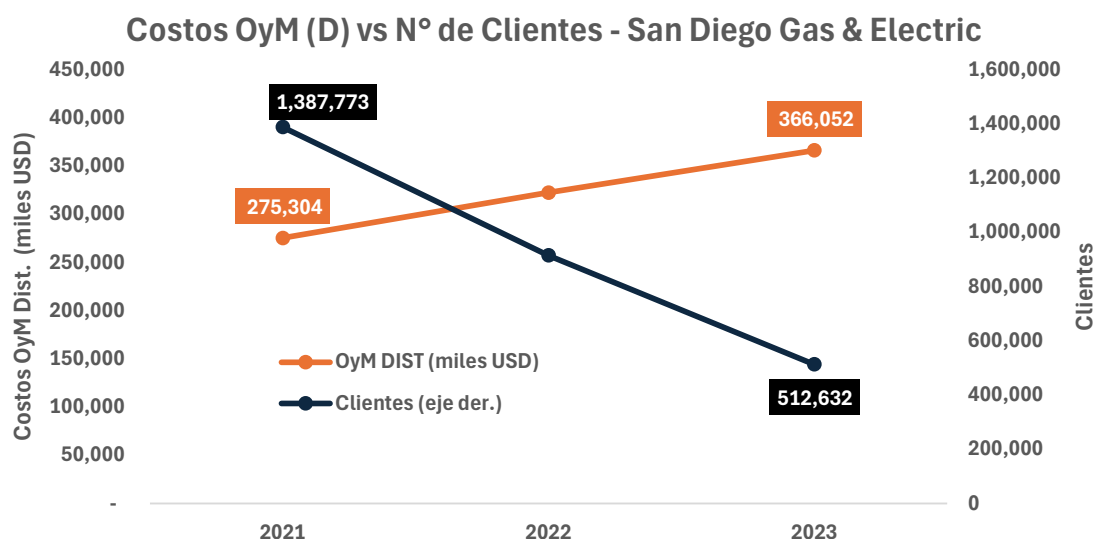
2. Error en incluir empresa outlier San Diego Gas & Electric (C000685)

En el procesamiento para determinar cuáles de las empresas de la FERC son aceptables para el estudio de empresas comparadoras, son aplicados diversos criterios de filtrado. Uno muy importante es el de eliminar empresas que presenten datos atípicos o outlier.

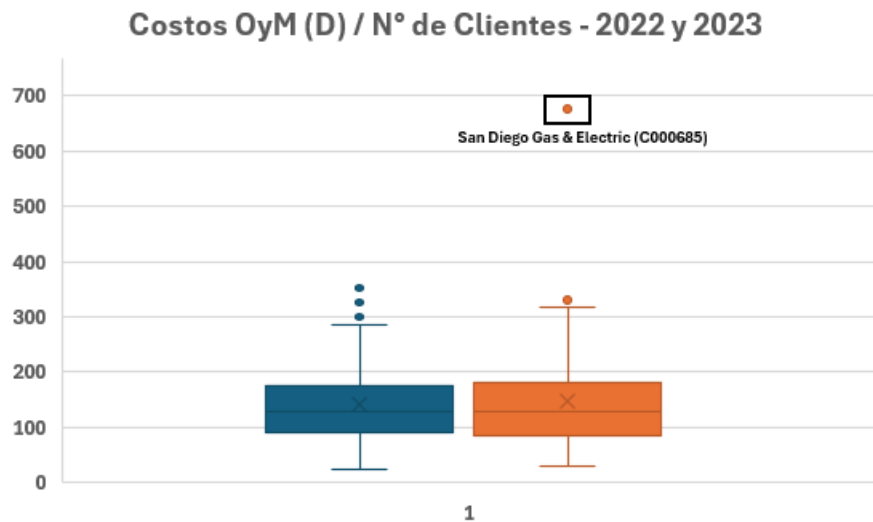
Para hacer el análisis, la ASEP utiliza diversos drivers contruidos a partir de datos de las empresas de la FERC. Para esta oportunidad, la ASEP definió que aquellas empresas que superen en cinco desviaciones estándares el promedio de la base de datos en algunos de estos indicadores o años debían ser eliminadas y no formar parte de la muestra de empresas comparadoras.

En este contexto, se observa **que la empresa San Diego Gas & Electric (ID FERC: C000685) presenta, en los últimos años, un comportamiento particularmente atípico en la relación entre sus costos y la cantidad de clientes.**

En efecto, cuando vemos la data publicada por la base de la FERC para esta empresa, vemos para 2022 y 2023 (años utilizados en el análisis) e incluso en el año 2021 sobre la cual se incluye la información, que **entre 2021 y 2023 los costos de distribución crecieron un 33%, mientras que la cantidad de clientes disminuyó un 63%**, una dinámica que no guarda una relación razonable entre ambas variables (como se muestra en la gráfica de abajo) y que se aparta claramente del patrón observado y racional en el resto de las empresas de la muestra.



Este comportamiento también se refleja en uno de los indicadores clave utilizados por la ASEP: el cociente entre los Costos OyM de Distribución y la Cantidad de Clientes. Para el año 2023, se observa que la empresa **San Diego Gas & Electric (ID FERC: C000685)** presenta una relación de Costos OyM y clientes extremadamente atípico comparado al resto de las empresas que superaron los filtros, tal como se observa en el gráfico de Boxplot que se presenta a continuación:



En concreto, el valor del indicador para San Diego Gas & Electric para el año 2023 es de 676.3 \$/cliente. Dicho valor duplica al de la empresa inmediata anterior con el cociente más alto, además de encontrarse muy próximo al límite superior definido por la metodología de las cinco desviaciones estándar. Asimismo, **este indicador casi duplica el valor registrado por la misma empresa en 2022**, reforzando su carácter excepcional.

Costos OyM (D) / N° de Clientes	2022	2023
Limite Superior	616.9	768.5
Valor Máximo	352.5	676.3
San Diego Gas & Electric	352.5	676.3
Max sin San Diego Gas & Electric	326.5	336.8

La combinación de una caída muy pronunciada en la cantidad de clientes sin una reducción acorde en los costos, junto con niveles extremadamente elevados del indicador de costos por cliente en 2023 en relación con el resto de la muestra, constituye evidencia clara de la presencia de datos atípicos en esta empresa desde lo estructural, y del punto de vista estadístico como económico, lo que hace imprescindible excluirla de la muestra de empresas comparadoras para mantener la solidez y confianza en el Análisis DEA pues no debe formar parte.

En el ámbito de la distribución eléctrica, este tipo de comportamiento no resulta coherente, ya que los niveles de costos y activos deberían estar alineados estructuralmente con el tamaño de la red y la cantidad de usuarios atendidos. Esto evidencia que se trata de un caso excepcional y no representativo del funcionamiento habitual del sector. Para el análisis DEA con fines regulatorios, resulta indispensable contar con una muestra homogénea y coherente que refleje relaciones económicas estables entre costos, activos y cantidad de clientes.

Por estas razones, **se solicita a la ASEP eliminar a la empresa San Diego Gas & Electric (ID FERC: C000685) de la muestra de empresas comparadoras**, pues la misma tiene un comportamiento atípico en los años revisados de la muestra y publicados en la consulta pública, a fin de evitar distorsiones inoportunas en el Análisis DEA y en la estimación de las Ecuaciones de Eficiencia.

3. Error en considerar variable Medidores Inteligentes como output en el Análisis DEA

En el análisis de eficiencia mediante la metodología DEA, la ASEP presenta como novedad la consideración de una nueva variable, en este caso “Cantidad de Medidores Inteligentes” como un output para el análisis.

La incorporación de nuevas variables en un análisis DEA no resulta metodológicamente incorrecta ni cuestionable en sí misma, siempre y cuando dichas variables sean relevantes para el objetivo del estudio, y estén debidamente justificadas y se cuente con información confiable y homogénea para todas las empresas analizadas. Además, es indispensable que la inclusión de estas variables no introduzca sesgos ni afecte la comparabilidad entre empresas, garantizando la consistencia del modelo y la transparencia del proceso regulatorio.

Entendemos que incluir una nueva variable, es necesaria cuando permite reflejar de manera más adecuada la complejidad operativa, tecnológica y organizacional del servicio de distribución eléctrica.

La metodología DEA es flexible por definición y admite la ampliación del conjunto de variables, siempre que estas se encuentren correctamente alineadas con el proceso productivo que se busca representar. No obstante, es muy importante que cuando la ASEP proponga un cambio como este en una Consulta Pública, tome la precaución de incluir la justificación conceptual y metodológica de esa decisión. De esa forma, las decisiones podrán ser mejor comprendidas por todas las partes y así se dará mayor legitimidad a la propuesta metodológica y con lo cual mantendría en firme el compromiso de transparencia y trazabilidad.

Por otra parte, queremos informar **que existe un error metodológico al tomar a los Medidos Inteligentes como un Output**, dado que por la naturaleza económica y operativa de estos equipos se corresponden claramente con la de un insumo gestionable (input) por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, y no como un output no gestionable, como sí lo son por ejemplo, los clientes y la energía vendida, dada la obligación de prestar servicios.

En este sentido, el aspecto central subyace en determinar correctamente si las variables utilizadas representan recursos gestionables utilizados por la empresa (inputs) o resultados del servicio prestado (outputs). **En una empresa distribuidora de energía eléctrica, los outputs relevantes se encuentran esencialmente determinados por la demanda y por las obligaciones regulatorias de prestación del servicio, tales como la cantidad de clientes y la energía suministrada**, variables que no dependen de decisiones discrecionales de la empresa, sino del tamaño del mercado concesionado y del deber de abastecimiento continuo.

La incorporación de medidores inteligentes responde a decisiones de inversión y gestión adoptadas por cada empresa, sujetas a planificación, cronogramas de ejecución, disponibilidad de recursos y prioridades operativas. En este sentido, **los medidores**

inteligentes no constituyen un resultado del proceso productivo ni un fin en sí mismo, sino un factor de producción gestionable, cuya función es facilitar la prestación del servicio y mejorar los procesos operativos. **En consecuencia, su tratamiento como input resulta conceptualmente consistente con un modelo DEA orientado a los insumos.** Por el contrario, su clasificación como output puede afectar la correcta identificación de la frontera eficiente, al introducir en el análisis una variable que no representa un resultado del servicio prestado, sino un medio utilizado en su provisión, lo que puede distorsionar los resultados del DEA y la comparación relativa entre empresas.

Por todo lo expuesto, **se solicita a la ASEP** que:

- Reclasifique a los **Medidores Inteligentes como un input** dentro del modelo DEA, manteniendo su inclusión en el análisis, pero reconociendo su carácter de input gestionable por las empresas.
- Recalcule nuevamente la metodología DEA considerando los medidores inteligentes como input,
- Actualice la selección de empresas consideradas eficientes y
- Actualice la estimación de las ecuaciones de eficiencia con base en estos resultados corregidos.

4. Cambio de metodología en ecuación de Costos de Comercialización y Activos de Distribución

Los cambios observados en las variables explicativas utilizadas en las ecuaciones de Costos de Comercialización y Activos de Distribución atentan con el Principio de Continuidad Regulatoria mencionado anteriormente. Ambas modificaciones no constituyen una mejora metodológica que impliquen una mayor precisión de los cálculos. En cambio, si se considera una mejora las modificaciones en la ecuación de Costos de Distribución, retornando como variables explicativas a la Demanda Máxima y la Demanda Máxima por Cliente como se utilizó históricamente. Utilizar la variable Kilómetros de Red como en la Revisión Tarifaria de 2022-2026 implicaría continuar utilizando una variable que se obtiene de una fuente de datos no sistemática e incompleta, lo que implicaba que carezca de robustez y confiabilidad, comentarios que en su momento realizamos.

Adicionalmente, **la propuesta de la ASEP de modificar las ecuaciones de Costos de Comercialización para incluir como variable explicativa los Costos de Distribución en conjunto con la cantidad de clientes, no solo atenta contra el Principio de Continuidad Regulatoria, sino que constituye un error metodológico dado que dicha ecuación implicaría un alto riesgo de multicolinealidad**, cuyos problemas se explican a continuación.

La multicolinealidad es uno de los problemas básicos que se describen en los textos de Econometría. Por ejemplo, el profesor William H. Greene de la Universidad de New York la describe¹ como el problema que surge cuando existe una alta correlación entre las variables explicativas de un modelo de regresión. En el extremo, si la correlación es perfecta (es decir que el coeficiente de correlación es igual a 1 o -1), la coexistencia de ambas variables impide calcular los coeficientes Beta de las ecuaciones.

¹ Greene, William H. (2002) - Econometric Analysis, 5th Edition, Prentice Hall, New York.

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

Dado que la propuesta de ASEP consiste en estimar los Costos de Comercialización en función de Clientes y de los Costos de OyM de Distribución y de que esta última variable está principalmente explicada por el número de clientes, según lo indican las ecuaciones de eficiencia utilizadas históricamente por ASEP en cada revisión tarifaria, es de esperarse una alta correlación entre las variables que generará el problema de la Multicolinealidad.

Esta intuición es confirmada al evaluar la correlación entre los Costos de Distribución, Comercialización y Clientes. La siguiente matriz de correlación muestra, en primer lugar, como los Costos de Comercialización están altamente correlacionados con ambas variables. En segundo lugar, y más importante aún, **se observa como los Costos de Distribución están altamente correlacionados con la cantidad de Cliente (superior a 0.8), lo cual indica la existencia de multicolinealidad.**

	OYM_Distr	OYM_Com	Clientes_Cant
OYM_Distr	1.0000000	0.8507707	0.8207866
OYM_Com	0.8507707	1.0000000	0.7115392
Clientes_Cant	0.8207866	0.7115392	1.0000000

En consecuencia, se observa con esos resultados que la ecuación propuesta presenta una alta probabilidad de mostrar problemas de multicolinealidad, consecuencia principal es la inestabilidad de los parámetros estimados y por ende de los costos reconocidos,

Este enfoque resulta además plenamente consistente con la naturaleza económica de la actividad de comercialización, cuyos costos se encuentran directamente vinculados a la gestión de los clientes finales, incluyendo, entre otros, la atención y servicio al cliente, facturación y cobro, gestión de contratos, etc. Estas actividades existen exclusivamente por la presencia del cliente y su número, y no guardan relación directa con el tamaño de la red, la densidad del sistema ni el volumen de energía transportada.

Este criterio se encuentra expresamente respaldado por la **Ley 6 de 3 de febrero de 1997**, la cual, en su definición de las actividades del sector eléctrico y en particular en su **artículo 111**, establece que la comercialización comprende las relaciones contractuales y comerciales con los usuarios finales, incluyendo la facturación, el cobro y la atención al cliente. En consecuencia, la propia Ley reconoce que la comercialización es una actividad orientada al usuario y no a la infraestructura física del sistema eléctrico.

Artículo 111. Costos de comercialización.

Se considerarán como costos de comercialización, entre otros, los costos de administración, medición, facturación, cobro, recaudación y los demás servicios permanentes no incluidos en los costos de distribución y que, de acuerdo con

definiciones que formule el ente regulador, sean necesarios para garantizar que el cliente pueda disponer del servicio ininterrumpidamente y con eficiencia.

En vista de lo anterior, se **solicita a la ASEP** defina la ecuación de Costos de Comercialización utilizando como variable explicativa solamente el número de clientes que explica perfecta y coherentemente estos costos, lo que además sería de manera consistente con las últimas revisiones tarifarias. Los costos de Comercialización es decir de Servicio al Cliente, dependen de la cantidad de clientes exclusivamente.

5. Punto de corte discrecional en la determinación de empresas comparadoras

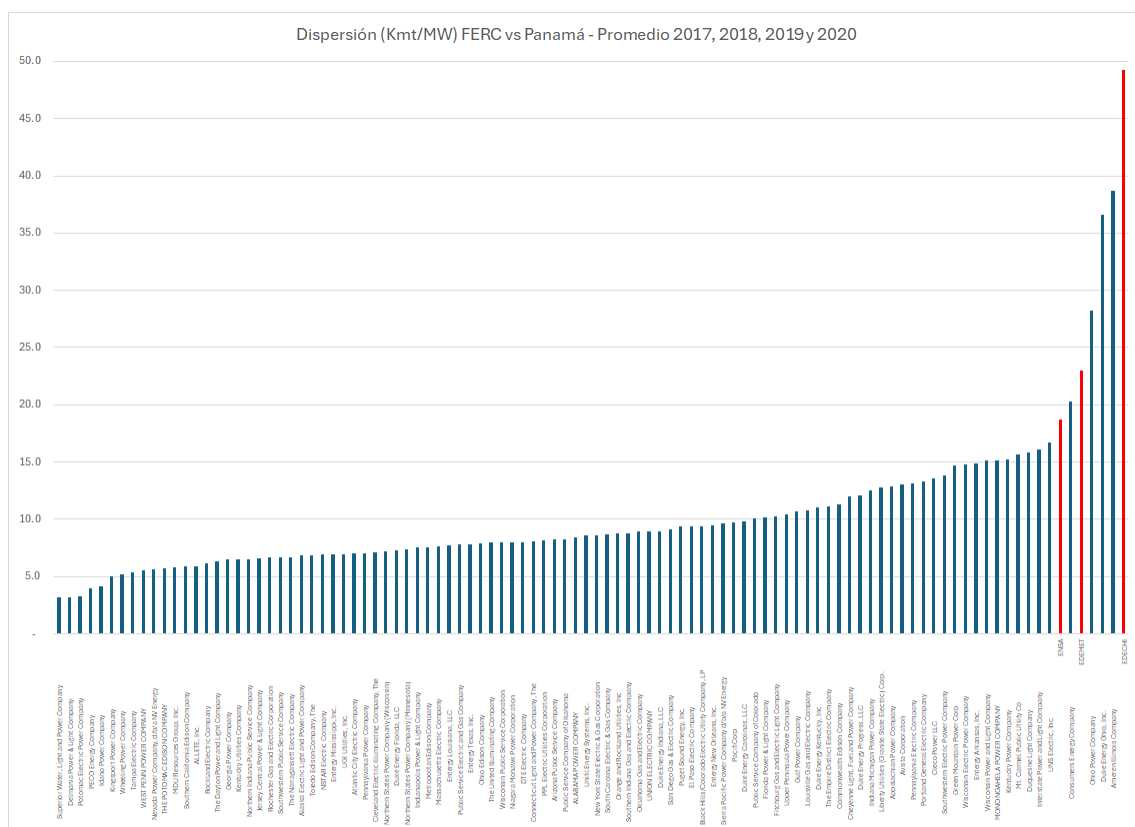
En la aplicación del DEA que la ASEP realiza para determinar las empresas comparadoras y eficientes, se introduce un cambio significativo respecto de la anterior revisión tarifaria ya que se considera como criterio para excluir empresas de la lista de comparadoras un punto de corte en el score del DEA de 0.9. La ASEP sustenta este valor en dos razones: por un lado, que las empresas comparadoras no deben ser menos eficientes que las panameñas actuales; y, por otro lado, dar una señal de costos paulatina hacia una mayor eficiencia. Si bien estos principios son, a priori, razonables, la implementación realizada por la ASEP en esta consulta pública está basada en criterios incorrectos que acarrearán una reducción de los ingresos reconocidos.

En relación con el hecho de que las comparadoras no deben ser menos eficientes que las panameñas, esta afirmación no puede desconsiderar el hecho de que existen diferencias relevantes entre las empresas de la FERC y las de Panamá por su alto componente de ruralidad, dispersión, composición de mercado atendido, grado de madurez del mercado y del desarrollo socioeconómico. Esto implica que, si bien la base de datos de la FERC resulta muy valiosa para estudios de benchmarking por las propiedades enumeradas en la página 5 del Informe de la ASEP, su utilización para la determinación de ingresos en Panamá debe realizarse con precaución.

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

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

La siguiente gráfica ilustra el alto grado de dispersión de las empresas de Panamá (marcadas con barras en color rojo), en comparación con las empresas de la FERC.



Otro aspecto que hay que tener en cuenta es que la mayoría de las empresas comparadoras prestan servicio a clientes muy grandes, en niveles de tensión medianos y altos (Media y Alta Tensión), lo que por ende da menores pérdidas de energía. En Panamá, más del 80% de la energía vendida a los clientes, es suministrada en Baja Tensión, lo cual hace una diferencia muy importante en las Pérdidas de Energía y esto no se toma en cuenta en la valoración de las empresas de la FERC

Por esto, sería un error considerar que deben ser eliminadas de la muestra de empresas comparadoras aquellas que tengan un score de eficiencia menor al más bajo de los scores obtenidos por las empresas panameñas, **ya que no corresponde realizar una comparación directa con una metodología que no captura toda la diversidad entre ambos países.** La ASEP ha procurado solventar este punto en las revisiones tarifarias desde 2006, primera vez en que fue aplicado el DEA, al definir un valor de corte en 0.8 (0.85 en las últimas dos revisiones tarifarias) independientemente del valor observado en el DEA para empresas de Panamá. Esta correcta decisión de ASEP permitió atenuar la falta de mejor información de dispersión que hasta el momento la base de datos ofrece, evitando lesionar el recupero de costos a las distribuidoras.

Adicionalmente, en cuanto al principio de dar una señal paulatina de costos hacia una mayor eficiencia, no es necesario modificar el punto de corte para que esto suceda. Concretamente, la muestra de empresas comparadoras de la FERC ya contempla las mejoras de eficiencia en costos que dichas empresas han tenido en los últimos cuatro años (desde la muestra de la revisión tarifaria pasada hasta la muestra actual), y por lo tanto ya existe una mayor eficiencia en este sentido que se refleja sobre las ecuaciones de eficiencia. En este contexto, el cambio de un punto de corte de 0.85 a otro de 0.9 no

solo no es una señal de eficiencia paulatina, sino que representa impacto muy perjudicial sobre los ingresos de las empresas.

En conclusión, **se solicita a la ASEP** que vuelva al punto de corte de 0.85 aplicado en la última revisión tarifaria para determinar la selección de empresas eficientes.

6. Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas de Energía

El reconocimiento adecuado de las pérdidas de energía constituye un elemento esencial para garantizar la suficiencia financiera del servicio de distribución y su sostenibilidad durante el período regulatorio 2026–2030.

En este contexto, resulta imprescindible que las pérdidas reconocidas para las empresas distribuidoras sean correctamente analizadas de tal forma que tomen en consideración los aspectos técnicos, operativos y socioeconómicos que reflejen la realidad del sistema eléctrico de las empresas distribuidora.

1. Pérdidas Técnicas de Energía

La metodología actualmente utilizada por la ASEP para la determinación de las pérdidas reconocidas se basa en ecuaciones de eficiencia que no incorporan adecuadamente las variables físicas y estructurales que determinan el nivel de pérdidas técnicas que puede alcanzar una empresa de distribución, tales como la topología de la red, los niveles de tensión, la longitud de los circuitos, la dispersión geográfica de los clientes y el grado de desarrollo de la infraestructura. Estos factores generan un componente de pérdidas técnicas estructurales que no puede ser eliminado ni en el corto ni en el mediano plazo, aun bajo escenarios de operación eficiente.

No resulta técnicamente adecuado ni consistente el uso del método como el que actualmente se está utilizando para determinar el porcentaje de pérdidas, el cual es uno de los factores de costos más importantes para las empresas de distribución. Tal como ocurre en la mayoría de los países de Latinoamérica, el regulador debería basar el reconocimiento de pérdidas técnicas tomando como referencia los estudios particulares de cada distribuidora, debidamente auditados.

En este sentido, EDEMET y EDECHI adjuntan el “Informe del Estudio de Pérdidas Técnicas de EDEMET- EDECHI 2024” (que se constituye como Anexo 1), elaborados por una empresa consultora con información real de la red, los activos, la demanda y las mediciones efectivas, los cuales evidencian niveles de pérdidas técnicas coherentes con las características físicas y operativas de sus sistemas. Estos estudios muestran las pérdidas técnicas de 9,17% en EDEMET y 9,89% en EDECHI, niveles que reflejan adecuadamente su realidad operativa.

Reiteramos como lo hemos hecho en revisiones anteriores, que las características del mercado que atiende EDECHI son muy distintas a las de las empresas de la FERC. EDECHI tiene alimentadores muy extensos con demandas en puntas y por tanto de altas pérdidas. Esto hace que las redes sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes. Otra diferencia importante entre las redes de EDECHI y las de las empresas de la FERC es que la mayoría de los clientes de EDECHI se sirve del nivel de Baja Tensión, mientras que las empresas de la FERC entregan gran cantidad de energía en niveles de tensión superiores. Este hecho hace que por la dispersión de los clientes se requiera de un número mucho mayor de transformadores para clientes individuales que las empresas comparadoras, y esto hace que las pérdidas en vacío o en el núcleo de los transformadores de media a baja tensión sea mucho mayor lo que

provoca pérdidas técnicas superiores a empresas del FERC que de seguro no tienen este tipo de mercado tan disperso.

Para que EDECHI reduzca el porcentaje de Pérdidas Técnicas mencionado debería realizar inversiones tan elevadas que sería antieconómico para los clientes, ya que serían inversiones que impactarían la tarifa final, y sin viabilidad técnica en un horizonte regulatorio de cuatro (4) años. Cada punto porcentual de pérdidas no reconocido representa un costo anual significativo, lo que genera un castigo económico importante. Por lo tanto, fijar un porcentaje de pérdidas tan bajo e inalcanzable para la empresa, representaría un castigo económico muy gravoso que pondría en riesgo la Suficiencia Financiera de la empresa.

En consecuencia, el uso de estas empresas como comparadoras no garantiza una evaluación en condiciones de equivalencia y conduce a una subestimación de las pérdidas reconocibles.

2. Pérdidas No Técnicas de Energía

Las pérdidas no técnicas se originan principalmente por **Pérdidas No Técnicas Gestionables** asociadas a fraude, manipulación de la medida y conexiones clandestinas.

En relación con las **Pérdidas No Técnicas Gestionables**, la práctica regulatoria internacional reconoce únicamente una parte de estas, con el objetivo de no premiar la ineficiencia y, al mismo tiempo, generar incentivos para mejorar la gestión. Analizando los estudios de tarifas en distintos países de Latinoamérica se observa que se reconocen porcentajes que van del 2% al 4% sobre la energía ingresada en las líneas de Baja Tensión.

Por el contrario, **las Pérdidas No Técnicas No Gestionables** deben ser reconocidas en su totalidad (100%), dado que su reducción se encuentra fuera del ámbito de control y gestión de la empresa distribuidora.

2.1 Pérdidas No Técnicas Gestionables

Para este tipo de pérdidas, como se indicó anteriormente, es práctica regulatoria internacional reconocer sólo una parte de ellas. Esto se justifica en el criterio de reconocer costos eficientes y al mismo tiempo para crear señales de incentivos para aumentar la eficiencia de la gestión.

El porcentaje de las **Pérdidas No Técnicas Gestionables** se expresa en relación con la energía ingresada en las líneas de Baja Tensión, a los efectos de evitar la distorsión que se produce por las ventas en Media y Alta Tensión que no presentan estas pérdidas.

Entre 2022 y 2025, EDEMET-EDECHI han ejecutado más de 503 mil acciones para la reducción de pérdidas no técnicas, con inversiones superiores a USD 29 millones, incluyendo la instalación de puntos de control, proyectos de medición inteligente y acciones de detección de fraude, lo que evidencia un compromiso sostenido con la mejora de la eficiencia operativa.

Líneas de acción para la reducción de pérdidas no técnicas	Monto MUSD (2022-25)
Instalación de puntos de control interno MT y BT	1.57
Proyectos de implantación de medida inteligente	4.35
Acciones para detección de fraude	23.93
TOTAL	29.85

Costo de acciones de reducción de pérdidas

En virtud de lo anterior, se solicita a la ASEP que, para el período regulatorio 2026–2030, la metodología de reconocimiento de pérdidas:

1. Incorpore como referencia los estudios técnicos propios del sistema panameño, debidamente auditados.
2. Reconozca explícitamente la existencia de un componente estructural de pérdidas técnicas.
3. Diferencie adecuadamente entre pérdidas no técnicas gestionables y no gestionables.
4. Evite el uso de empresas comparadoras que no reflejen condiciones operativas equivalentes.
5. Garantice la suficiencia financiera necesaria para la ejecución de los planes de inversión y mejora del sistema de distribución.

Un reconocimiento insuficiente de las pérdidas reales y técnicamente justificadas genera incentivos contrarios a los objetivos regulatorios de eficiencia, calidad y continuidad del servicio, comprometiendo la sostenibilidad del sistema eléctrico panameño.

Con el objetivo de que el proceso de revisión tarifaria sea justo y mantenga la sostenibilidad del sistema, **se solicita a la ASEP:**

- **Reconocimiento del nivel real de pérdidas de distribución**, considerando los estudios auditados que evidencian pérdidas técnicas de 9,17% en EDEMET y 9,89% en EDECHI, niveles que reflejan adecuadamente su realidad operativa.
- **Ajuste en la metodología:** si se mantiene el uso de empresas comparadoras para determinar las pérdidas reconocidas **se solicita**, elevar el límite superior de la muestra para la Ecuación de Eficiencia de Pérdidas **a 7%** en lugar de 6%, lo que incorporaría empresas con condiciones similares a las zonas rurales atendidas por EDECHI.

CONCLUSIÓN

De conformidad con lo expuesto en el presente documento, la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) reitera que la metodología propuesta en la Consulta Pública No. 011-25-Elec presenta inconsistencias que podrían vulnerar el Principio de Continuidad Regulatoria y Suficiencia Financiera y afectar la correcta determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el período 2026–2030.

A lo largo del análisis se han demostrado deficiencias sustantivas en la propuesta, relacionadas con la falta de trazabilidad y replicabilidad de los resultados, la inclusión de elementos que distorsionan la muestra eficiente, la clasificación inadecuada de

variables, modificaciones sin explicación o sustento en ecuaciones clave y criterios discrecionales que no reflejan las condiciones reales del mercado eléctrico panameño. Asimismo, se observa un reconocimiento insuficiente de costos y pérdidas técnicas eficientes, lo que resulta incompatible con la realidad operativa y geográfica de la zona de concesión de EDECHI.

Estas inconsistencias impactan directamente en la conformación de la muestra eficiente, en la estimación de las ecuaciones de costos, activos y pérdidas, y, en consecuencia, en el nivel de ingresos reconocidos. De no corregirse los errores, se pondría en riesgo la suficiencia financiera exigida por el Artículo 92 de la Ley 6 de 1997, comprometiendo la capacidad de la empresa para cubrir costos eficientes, mantener la calidad del servicio y ejecutar las inversiones necesarias para atender el crecimiento de la demanda y las exigencias regulatorias del próximo período tarifario.

EDECHI reafirma su respeto por la institucionalidad de la ASEP y reconoce la importancia de avanzar hacia mejoras metodológicas que fortalezcan la regulación económica del sector eléctrico. Dichas mejoras deben sustentarse en fundamentos técnicos sólidos, ser transparentes, replicables y coherentes con el marco legal vigente, evitando cambios discrecionales que alteren los incentivos económicos y la estabilidad del régimen tarifario.

En este sentido, se solicita respetuosamente a la ASEP que revise la metodología propuesta, incorpore las correcciones planteadas y asegure que la determinación del IMP para el período 2026–2030 se realice conforme a los principios de legalidad, razonabilidad, eficiencia y suficiencia financiera que rigen la actividad de distribución eléctrica en Panamá.

Finalmente, se enfatiza que la correcta formulación de las ecuaciones de eficiencia es esencial para garantizar la recuperación de costos y una remuneración adecuada al capital invertido, reflejando las condiciones reales del negocio y preservando la estabilidad normativa y financiera del sector eléctrico.

Panamá, 22 de diciembre de 2025.

Cinthya Camargo Saavedra

Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.