

Panamá, 01 de abril de 2026

COMENTARIOS - SEGUNDA ENTREGA

CONSULTA PÚBLICA NO.001-26

Para considerar para considerar la Propuesta de 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 Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030.



DNEAAS 1-ABR2026-PM3-32

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



Señores

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

DIR- 1141- 26

01 de abril de 2026

Ref. Segunda entrega de Comentarios a la Consulta Pública No.001-26, que ha sido ordenada por su despacho a través del aviso AELEC-001-26 de 2026-02-27.

Estimados señores:

Por este medio EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (en adelante EDECHI), comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y segunda entrega de comentarios a la "Propuesta de 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 Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030.", con ocasión de la Consulta Pública No.001-26 que ha sido ordenada a través del aviso AELEC-001-26 de 2026-02-27.

El presente documento complementa la primera entrega realizada mediante la Nota DIR-SJ-1128-26 del 26 de marzo de 2026 y tiene por objeto solicitarles una revisión detallada y ponderada de aspectos contenidos en la metodología de cálculo y su aplicación para la determinación de la propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP).

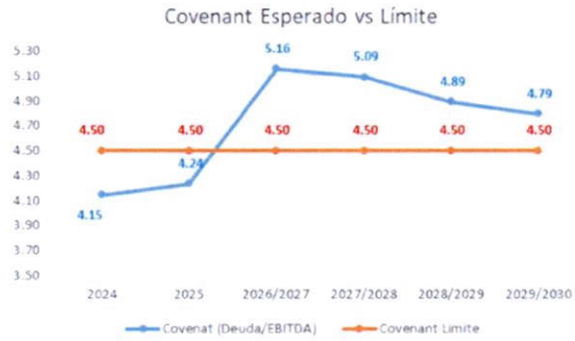
Lo anterior, en atención a que se han identificado a tratamientos que principalmente afectan de manera desproporcionada el reconocimiento de inversiones ejecutadas por las empresas distribuidoras que requieren ser considerados, que de mantenerse, generarían riesgos relevantes para la suficiencia financiera y la estabilidad de las inversiones realizadas y proyectadas por las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía.

En ese sentido, y sin perjuicio del desarrollo que se expone en los apartados siguientes, nuestros comentarios se centran en las siguientes solicitudes, sin ningún orden de relevancia específico:

- **Solicitud de reconocer las inversiones realmente realizadas por EDECHI para los años 2022, 2023, 2024 y 2025** que forman parte de las adiciones de la base de capital considerando los componentes reportados para cada obra - tal como se indicó en la primera entrega de los comentarios - pues resulta injusto su castigo al ser inversiones realizadas, reportadas ante la ASEP mediante Declaración Jurada y en los Estados Financieros auditados y totalmente comprobables.
- **Eliminar el error de no reconocer las obras en su totalidad cuando están fragmentadas en diferentes cuentas** pues las están revisando como filas individuales. Hacerlo de esta forma, castiga la inversión pues valora sólo los componentes de la cuenta o fila individual y no de la obra en su totalidad.
- **Eliminar el error de no reconocer las obras de solicitud de nuevos suministros que por su diseño requieren únicamente 1 poste y menos de 50 metros de conductor**, puesto que se está castigando inversión realizada para brindar suministro a clientes y que

adicionalmente no puede ser rechazada por la distribuidora al estar obligados a brindarle suministro. Para demostrar esto, se presenta un listado de estas obras realizadas durante los años 2022, 2023 y 2024 donde podrán revisar casos de clientes efectivamente con estas condiciones con sus nombres, NIS (número de identificación de suministro), ubicación, etc. y que verán no son despreciables ni en cantidad ni en monto puesto que son inversiones desembolsadas por la empresa distribuidora por conexiones realizadas.

- **Eliminar el castigo en concepto de asimetría que aplica la ASEP** para la inversión realizada los años 2022, 2023, 2024 y 2025 que representa un factor de 0.9 y genera castigo sobre las inversiones realmente realizadas por EDECHI al no ser reconocidos ni en concepto de depreciación ni rentabilidad, al disminuir la base de capital lo que resulta injusto.
- **Revisar el modelo de regresión de proyección de demanda** utilizado toda vez que no nos fue posible replicar los coeficientes reportados por ASEP, obteniéndose resultados diferentes a los publicados, lo cual impacta directamente en las proyecciones de energía.
- **Incluir en la proyección de demanda la información real del año 2025** toda vez que se tiene disponible desde inicios del año 2026 con suficiente antelación para ser utilizada como parte de los inputs para las corridas de proyección de demanda adicionalmente que marca de forma realista los niveles de demanda más actualizados.
- **Ajustar la tasa de crecimiento proyectada de la energía** que corresponde a la tasa promedio anual para 2019-2025 real pues los porcentajes utilizados por la ASEP de su modelo econométrico son elevados y resultan en una sobreestimación frente a la evolución histórica reciente. Esta evolución evidencia una desaceleración en el crecimiento de la demanda en los últimos años provocado principalmente por la penetración exponencial del autoconsumo y se espera que sea aún peor por la flexibilidad que se ha aprobado en subirla al 16% de la demanda máxima anual. Esta realidad no la está considerando la ASEP al utilizar una tasa elevadamente optimista. Mayor información, y sus impactos fue presentada a la ASEP mediante nota CM-072-26.
- **Incluir en el Plan de inversiones especiales no contempladas en las ecuaciones de eficiencia, proyectos de inversión imprescindibles para la mejora de la calidad que la ASEP ha eliminado** y que deben ser incorporadas porque resultan técnicamente necesarias para poner en operación proyectos que sí han sido considerados en la propuesta del IMP, son inversiones orientadas a mejorar la confiabilidad del sistema, habilitar circuitos de respaldo, incrementar la maniobrabilidad y redundancia de la red y/o su digitalización. Para claridad, se incluyen las explicaciones y justificaciones para cada uno de estos proyectos de manera que puedan ser identificados.
- **Corregir el cálculo del descuento por inversiones no ejecutadas** puesto que la ASEP no puede considerar inversiones castigadas por factores de ajuste o eficiencia, ya que dichos factores tienen como finalidad la determinación ex ante de inversiones eficientes para el cálculo del IMP, y no la recalificación ex post de inversiones efectivamente ejecutadas. Adicional, que esto distorsiona el concepto mismo de subejecución y desconoce inversiones efectivamente realizadas y desembolsada aplicando un doble castigo por un mismo hecho lo que vulnera el principio de neutralidad regulatoria.
- **Reconocimiento de nivel de pérdidas de energía cónsonas con la realidad de las empresas.**
- **IMPACTO financiero de los resultados de VAD propuesto en la CP 01-26.** Esta propuesta de IMP no genera los ingresos requeridos para cubrir las necesidades de inversión y planes de mejora de calidad lo que impide el cumplimiento de los compromisos con las entidades financieras (covenants) que aportan el capital necesario para sostener la actividad lo que se evidencia en la siguiente gráfica comparativa de este importante indicador de cumplimiento financiero.

Impacto Financiero IMP Consulta Pública

Con base en estos puntos, ampliaremos y daremos detalle de cada uno de nuestros comentarios u observaciones con las solicitudes expresas en cada caso, siguiendo la metodología de cálculo del documento puesto a consulta pública.

Contenido

1. Resumen Ejecutivo	6
2. Impacto financiero de la propuesta de cálculo del IMP 2026-2030 que afecta situación de EDEMET-EDECHI	7
3. Incompleta evaluación al análisis de costos operativos de las empresas de distribución.	8
4. Criterios en Proyección de Demanda y estimaciones utilizadas por ASEP:	9
4.1 Imposibilidad de replicar la estimación del modelo de regresión utilizado por ASEP	9
4.2 Inconsistencia entre los coeficientes estimados y resultados de proyección de clientes.	10
4.3 Omisión de utilizar información real del año 2025 en la proyección de demanda.....	10
4.4 Injustificado optimismo en la tasa de crecimiento proyectada de la energía	11
4.5 Error en el cálculo del precio monómico proyectado.....	13
5. Castigo y errores en el reconocimiento de la Base de Capital 2022-2026.	14
5.1 No reconocimiento de Adiciones Reportadas para 2022, 2023, 2024 y 2025.	14
5.2 Error metodológico por castigo de obras por su evaluación fragmentada por cuentas....	16
5.3 Registro incorrecto de las inversiones de nuevos suministros como gastos.	18
5.4 Registro incorrecto de las inversiones de calidad como gastos.	22
5.5 Exagerado castigo de las inversiones por Asimetría.....	22
5.6 Incorrecta utilización de factores de eficiencia en cálculo de desvío por subejecución de inversiones	23
6. Revisión del Plan de Inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia 2026-2030	24
6.1 Revisión Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia	24
6.2 Arquitectura de red.....	24
6.3 Infraestructura AT – Posición de Línea	24
6.4 Medida Inteligente – EDECHI	25
7. Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas de Energía	27
7.1 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas Técnicas de Energía.....	27
7.2 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas No Técnicas de Energía	28
7.3 Pérdidas No Técnicas Gestionables	29

1. Resumen Ejecutivo

En el presente documento se presentan los comentarios de EDECHI a la propuesta de cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el período 2026–2030, publicada en Consulta Pública por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Estos comentarios tienen como propósito fundamental contribuir a que el resultado final del IMP refleje de manera adecuada los costos eficientes de prestación del servicio, las inversiones requeridas y las condiciones reales del mercado eléctrico panameño.

En particular, los comentarios aquí expuestos buscan, por un lado, señalar y sustentar la existencia de ciertos desaciertos metodológicos y de cálculo que distorsionan el valor del IMP respecto de su nivel eficiente y, por otro, solicitar la revisión de cambios de criterio introducidos en esta revisión tarifaria que se apartan de los principios y prácticas aplicadas en procesos anteriores, especialmente en el período 2022–2026.

Cabe destacar que, si bien la ASEP cuenta con la facultad legal para definir las metodologías y criterios aplicables en materia tarifaria, tal como lo establece el régimen vigente, esta potestad debe ejercerse bajo los principios de razonabilidad, consistencia regulatoria y sostenibilidad económica del servicio. En este sentido, cualquier modificación metodológica debe estar debidamente evaluada en cuanto a sus impactos, a fin de evitar efectos adversos sobre la suficiencia financiera de las empresas distribuidoras.

La propuesta de IMP presentada introduce cambios relevantes en componentes clave como la determinación de costos eficientes, el tratamiento de la base de capital, el reconocimiento de inversiones, y la estimación de pérdidas y variables de mercado. Estos elementos, que son fundamentales en la construcción del ingreso permitido, inciden directamente en la capacidad de recuperación de costos operativos y de capital, así como en la remuneración adecuada de las inversiones realizadas y futuras. De no ser revisados, dichos cambios podrían comprometer la capacidad de EDECHI para mantener los niveles de inversión necesarios, afectando la calidad, confiabilidad y expansión del servicio eléctrico.

En este contexto, los comentarios presentados por EDECHI tienen como objetivo central reconducir el valor del IMP hacia un nivel razonable y técnicamente consistente, que resulte de aplicar criterios homogéneos con los utilizados en la revisión tarifaria anterior, incorporando únicamente aquellas correcciones debidamente justificadas. De esta forma, el IMP 2026–2030 reflejaría de manera adecuada la evolución del mercado atendido (demanda, clientes y energía), los costos eficientes necesarios para la operación y mantenimiento del sistema, las inversiones requeridas para garantizar la expansión, modernización y calidad del servicio.

Finalmente, es importante resaltar que un IMP adecuadamente determinado no solo garantiza el equilibrio económico-financiero de la empresa distribuidora, sino que también constituye un elemento clave para la estabilidad del sector eléctrico en su conjunto, promoviendo la continuidad del servicio, la atracción de inversiones y la protección de los intereses de los usuarios en el largo plazo.

2. Impacto financiero de la propuesta de cálculo del IMP 2026-2030 que afecta situación de EDEMET-EDECHI

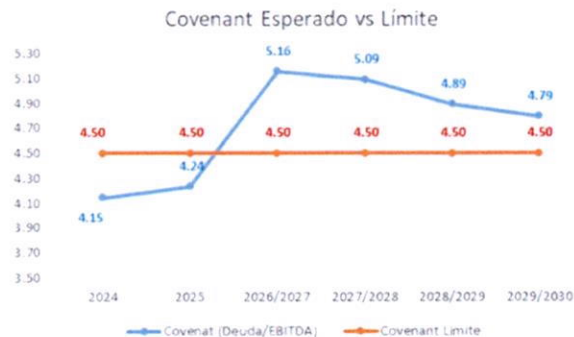
De acuerdo a lo indicado por la ASEP en la PARTE I RESUMEN EJECUTIVO, indica que fija una metodología tarifaria orientada a garantizar la suficiencia financiera y la sostenibilidad del servicio, definiendo reglas, supuestos de eficiencia, tasa de rentabilidad y criterios técnicos con base en los cuales se determinan los Ingresos Máximos Permitidos (IMP) de las distribuidoras para cada período tarifario.

Si bien ASEP tiene la autoridad para definir criterios de cálculo en materia tarifaria, esta potestad debe ser ejercida con prudencia para no poner en riesgo el recupero de costos e inversiones que permiten dar sostenibilidad al sector en el tiempo.

Lamentablemente, la propuesta de IMP presentada por la ASEP en esta Consulta Pública incluye algunos cambios de criterios que lesionan fuertemente la capacidad de EDEMET-EDECHI de lograr la Suficiencia Financiera necesaria para sostener los niveles de inversión que el sector necesita.

La siguiente imagen resume el impacto del IMP puesto a consulta pública sobre el principal indicador financiero que las empresas deben respetar con las entidades financieras (este indicador se gestiona consolidando EDEMET y EDECHI, dado que permite que EDECHI acceda a condiciones de financiamiento más favorables). Claramente, esta propuesta de IMP genera ingresos que no logran cubrir los costos de operación, las inversiones y la retribución a las entidades financieras y accionistas que aportan el capital necesario para sostener la actividad.

Impacto Financiero IMP Consulta Pública



Por esta razón, los comentarios que EDEMET-EDECHI realiza en esta consulta pública tienen por objetivo central llevar el valor del IMP al valor razonable y esperable acorde con el costo de prestar el servicio, que hubiese resultado de aplicar los mismos criterios que los aplicados para el IMP 2022-2026, solo corrigiendo errores allí donde se detectaran. De este modo, el resultado del IMP 2026-2030 reflejaría el impacto en el costo del servicio de la evolución del mercado atendido por EDEMET-EDECHI, de los mayores costos necesarios para operar y de las inversiones realizadas y por realizar para lograr el fortalecimiento del sector. De haberse respetado la metodología de cálculo del IMP 2022-2026, la proyección financiera de arrojaría un escenario como el siguiente.

Impacto Financiero IMP Consulta Pública



Impacto VAD y Tarifa (US\$ / MWh)

EDEMET+EDECHI	VAD	Tarifa
Vigente	65.40	213.55
Próx. Periodo	63.63	211.77
Dif	-1.77	-1.77
Dif %	-2.7%	-0.8%
EDEMET	VAD	Tarifa
Vigente	62.29	213.98
Próx. Periodo	62.52	214.21
Dif	0.23	0.23
Dif %	0.4%	0.1%
EDECHI	VAD	Tarifa
Vigente	78.97	211.66
Próx. Periodo	68.46	201.15
Dif	-10.51	-10.51
Dif %	-13.3%	-5.0%

Como puede verse, fruto de esfuerzos importantes en inversión previstos al inicio del período 2022-2026 el Covenant subiría, pero nunca dejaría de estar en los niveles requeridos por las entidades financieras. Adicionalmente, tomando como base la comparativa presentada por ASEP en la tabla 11 del Documento de Consulta Pública, este escenario no implicaría un aumento respecto de la tarifa vigente para los usuarios de EDEMET-EDECHI.

SOLICITAMOS a la ASEP considerar que toda desviación de los criterios ya plasmados en las revisiones tarifarias pasadas constituye sin duda un gran riesgo que dificultará a futuro mantener los niveles de inversión de los últimos años y realice la consideración de los puntos comentados y justificados para lograr mantener la metodología de IMP de acuerdo a las revisiones anteriores y los resultados justos para las empresas.

3. Incompleta evaluación al análisis de costos operativos de las empresas de distribución.

Al respecto de lo indicado por la ASEP en el CAPÍTULO III ANÁLISIS DE LOS COSTOS OPERATIVOS REALES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN, tenemos a bien reiterarles que la evaluación que transmite considerando su comparativa vs los costos operativos basados en las ecuaciones de eficiencia aprobadas, indicarles que este análisis no puede limitarse a los gastos de operación y mantenimiento exclusivamente, toda vez que como tienen considerado en el resto de la metodología de cálculo del IMP, está compuesto por otros elementos que deben ser considerados de manera conjunta y que forman parte de la gestión de las empresas distribuidoras.

No se puede obviar que el modelo retributivo establecido por la ley para la fijación del IMP, está basado en costos eficientes operativos, pérdidas, inversiones y costo de capital reconocidos en base a empresas reales similares. El análisis lineal de la ASEP desvirtúa el equilibrio que el modelo propuesto por la Ley persigue. Para evitar esto, lo que corresponde es una valoración integral de los Costos Operativos (Administrativos, de Operación y Mantenimiento, y de Comercialización), más los costos de capital así como el costo de pérdidas que, en muchos casos, en su totalidad resultan significativamente superiores a los valores reconocidos.

No se debe perder de vista que la estructura tarifaria busca garantizar la sostenibilidad del servicio y la calidad para los clientes. Por ello, cualquier evaluación debe considerar el impacto en la operación y en la capacidad de inversión futura, ya que decisiones basadas en análisis parciales pueden comprometer la resiliencia de la red, la incorporación de innovación y, en

última instancia, la calidad del servicio que reciben los clientes. Limitar el análisis a OPEX desconoce que las distribuidoras enfrentan obligaciones regulatorias y técnicas que requieren inversiones en infraestructura, tecnología y seguridad, además de costos asociados a la gestión de pérdidas y al cumplimiento normativo. Estos elementos son fundamentales para mantener la continuidad del suministro y cumplir con los estándares de calidad exigidos por la propia ASEP.

Dejar de lado estos componentes producen conclusiones erróneas acerca de la eficiencia o del supuesto beneficio operativo de las distribuidoras, y esto, lo hemos reiterado en ocasiones anteriores tanto en comentarios en Consultas Públicas anteriores, así como recursos de reconsideración ante el regulador.

La consideración integral y equilibrada de todos los componentes del IMP es esencial para reflejar de forma adecuada la magnitud real de los costos asociados a la gestión, operación y mantenimiento de las redes de distribución, así como para salvaguardar la suficiencia financiera necesaria para la prestación continua y de calidad del servicio público de electricidad.

SOLICITAMOS a la ASEP corregir el análisis de los costos operativos reales de las empresas distribuidoras para considerar efectivamente todos los costos incurridos incluyendo costos por pérdidas y costos de capital para que su conclusión sea con base en la comparativa correcta.

4. Criterios en Proyección de Demanda y estimaciones utilizadas por ASEP:

4.1 Imposibilidad de replicar la estimación del modelo de regresión utilizado por ASEP

En el Anexo II del documento, la ASEP presenta la metodología y los resultados del modelo econométrico utilizado para la proyección de la energía facturada para EDECHI.

Al respecto, se ha procedido a replicar el modelo de regresión implementado por ASEP, utilizando la misma base de datos y variables explicativas detalladas en la metodología. Sin embargo, no ha sido posible reproducir los coeficientes reportados por ASEP, obteniéndose resultados diferentes a los publicados, lo cual impacta directamente en las proyecciones de energía.

A continuación, se presenta evidencia de la estimación realizada:

Dependent Variable: LN_ENERGIA
Method: Least Squares
Date: 03/27/26 Time: 10:03
Sample: 2005 2024
Included observations: 20

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.928753	0.373134	7.849057	0.0000
LN_PIBMILES	0.684239	0.020994	32.59162	0.0000
R-squared	0.983337	Mean dependent var	15.08794	
Adjusted R-squared	0.982411	S.D. dependent var	0.220618	
S.E. of regression	0.029259	Akaike info criterion	-4.130608	
Sum squared resid	0.015410	Schwarz criterion	-4.031035	
Log likelihood	43.30608	Hannan-Quinn criter.	-4.111170	
F-statistic	1062.214	Durbin-Watson stat	0.803109	
Prob(F-statistic)	0.000000			

De esta manera, al comparar contra los coeficientes publicados por ASEP, se perciben claramente las diferencias:

Dependent Variable: LN_ENERGIA

EDECHI	Coefficient		Diferencia
	ASEP	Réplica	
C	-1.742975	-2.036107	0.293132
LN_PIBMILES	0.359271	0.364016	-0.004745
LN_ENERGIA(-1)	0.655515	0.671816	-0.016301

Dado que la metodología econométrica es clara en cuanto a la especificación del modelo y las variables utilizadas, esta diferencia sugiere la existencia de un error en la estimación, en la carga de datos o en la transcripción de los resultados por parte de ASEP.

Por lo tanto, considerando la relevancia de esta variable, se SOLICITA a la ASEP garantizar la trazabilidad de los resultados de la proyección de energía, de manera que los cálculos puedan ser verificados y replicados.

4.2 Inconsistencia entre los coeficientes estimados y resultados de proyección de clientes

La ASEP presenta la metodología y los resultados del modelo econométrico utilizado para la proyección del número de clientes.

Al respecto, se ha procedido a replicar la estimación del modelo de regresión, logrando reproducir exactamente los coeficientes reportados por la ASEP. Sin embargo, al utilizar dichos coeficientes para calcular la proyección de clientes para el período 2025–2030, se obtienen resultados diferentes a los presentados por la ASEP en su documento.

A continuación, se presenta la comparación entre ambas proyecciones:

EDECHI	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ASEP	200,071	207,136	214,449	222,019	229,854	237,963
Réplica	201,486	208,551	215,864	223,434	231,269	239,378
Diferencia	- 1,415	- 1,415	- 1,415	- 1,415	- 1,415	- 1,415

Dado que los coeficientes del modelo han sido correctamente replicados, las diferencias observadas sugieren la existencia de inconsistencias en los datos de entrada para el cálculo de la proyección de clientes.

Se SOLICITA a la ASEP revisar el cálculo de la proyección de clientes y asegurar la consistencia entre los coeficientes estimados y los resultados presentados.

4.3 Omisión de utilizar información real del año 2025 en la proyección de demanda

La ASEP presenta la información histórica utilizada para la estimación de los modelos de proyección de demanda, incluyendo energía facturada y número de clientes. Al respecto, se observa que la estimación considera datos históricos hasta el año 2024, sin considerar la

utilización de los valores correspondientes al año 2025, información que a la fecha de elaboración de la propuesta dichos datos ya se encuentran disponibles, y forman parte de la documentación remitida de forma periódica a la ASEP con la cual cuenta desde inicios de enero de 2026 con tiempo suficiente para ser utilizada en esta propuesta de cálculos. Esta omisión resulta relevante cuando se detalla la comparación entre las proyecciones y los valores efectivamente observados en 2025 pues se evidencian desvíos significativos, tal como se muestra a continuación:

Energía Facturada 2025 (MWh)	EDECHI
Facturación Real	1,074,107
<i>Proyección ASEP</i>	<i>1,132,962</i>
<i>Proyección Naturgy</i>	<i>1,102,206</i>
Dif. Proy. ASEP vs Real	- 58,855
Dif. Proy. Empresa vs Real	- 28,099
Dif. Proy. ASEP vs Real (%)	-5.5%
Dif. Proy. Empresa vs Real (%)	-2.6%
Clientes 2025	EDECHI
Facturados Real	197,306
<i>Proyección ASEP</i>	<i>200,071</i>
<i>Proyección Naturgy</i>	<i>195,168</i>
Dif. Proy. ASEP vs Real	2,765
Dif. Proy. Empresa vs Real	- 2,138
Dif. Proy. ASEP vs Real (%)	1.4%
Dif. Proy. Empresa vs Real (%)	-1.1%

La no incorporación de información real más reciente limita la calidad de la estimación, al no reflejar adecuadamente la evolución reciente de la demanda, lo que afecta la precisión y representatividad de las proyecciones obtenidas.

Se SOLICITA a la ASEP incorporar en la estimación de los modelos de proyección de demanda los datos reales correspondientes al año 2025, tanto para energía facturada como para el número de clientes y actualizar en consecuencia las proyecciones resultantes.

4.4 Injustificado optimismo en la tasa de crecimiento proyectada de la energía

La proyección del crecimiento de la energía facturada constituye una variable central en la determinación del Ingreso Máximo Permitido, por lo que su estimación debe reflejar adecuadamente la evolución reciente de la demanda.

En este sentido, la ASEP proyecta la energía facturada a partir de un modelo econométrico que arroja una tasa de crecimiento promedio anual de 4.24%. Sin embargo, al analizar la información más reciente, se observa que dicha tasa resulta elevada en relación con la dinámica observada en los últimos años.



En particular, al incorporar el dato real correspondiente al año 2025, la tasa de crecimiento promedio anual para el período 2019–2025 se ubica en 2.92%, valor significativamente inferior al proyectado por la ASEP y levemente superior al resultado del modelo presentado por la empresa (2.00%). La selección de este período resulta adecuada, ya que permite considerar un horizonte suficientemente representativo de la evolución reciente (seis años), evitando a su vez la distorsión asociada a los años atípicos de la pandemia, y sin restringirse a una ventana demasiado corta que podría no capturar adecuadamente la tendencia.

A continuación, se presenta la evolución histórica de la energía facturada incluyendo el dato de 2025 real y las tasas de crecimiento promedio anual resultantes:

Año	EDECHI (MWh)
2005	393,153
2006	404,746
2007	420,349
2008	438,099
2009	461,526
2010	501,146
2011	539,914
2012	593,875
2013	616,661
2014	637,760
2015	753,638
2016	798,748
2017	831,040
2018	852,073
2019	903,794
2020	866,033
2021	919,357
2022	958,731
2023	1,032,460
2024	1,083,806
2025	1,074,107
Crecimiento 2005-2025	5.15%
Crecimiento 2015-2025	3.61%
Crecimiento 2019-2025	2.92%
Crecimiento 2025-2030 Modelo ASEP	4.24%
Crecimiento 2025-2030 Modelo Empresa	2.00%

Estos resultados evidencian una desaceleración en el crecimiento de la demanda en los últimos años, provocado principalmente por la penetración exponencial del autoconsumo y se espera que sea aún peor por la flexibilidad que se ha aprobado en subir el límite de penetración al 16% de la demanda máxima anual. Esta realidad no la está considerando la ASEP al utilizar una tasa elevadamente optimista pero este comportamiento sí se evidencia en las tasas de crecimiento de los últimos años. Sobre este punto, reiteramos nuestras observaciones y sus impactos presentados a la ASEP mediante nota CM-072-26. Todo esto, sugiere que la utilización de horizontes históricos más extensos —que incluyen períodos de mayor crecimiento— tienden a sobreestimar la tasa de crecimiento futura.

Es más el Informe Indicativo de demanda de 2026-2046 aprobado, mantiene una tasa ajustada que debe ser valorada de cara a lo comentado.

En este contexto, considerar una tasa de crecimiento del 4.24% anual implica adoptar un supuesto que no resulta consistente con la evolución histórica reciente ni la realidad de nuestros clientes, lo que refleja una clara sobreestimación de la demanda proyectada.

Por lo tanto, se SOLICITA a la ASEP revisar la tasa de crecimiento proyectada de la energía, utilizar el valor real del año 2025 y adoptar una tasa de crecimiento basada en el comportamiento histórico previsto por la empresa distribuidora basado en información histórica y que va en línea con los valores recientes.

4.5 Error en el cálculo del precio monómico proyectado

TABLA 70 PRECIO MONÓMICO - EDECHI

DETALLE	Unidad	EDECHI
Costos de potencia	B/.	22,040,709.61
Cotos de energía	B/.	44,067,458.43
Costos totales	B/.	66,108,168.04
Energía total	MWh	620,994.19
Monómico	B./MWh	106.46

Fuente: Elaboración Propia

El Monómico de Abastecimiento indicado en la Tabla 70, presenta una diferencia significativa en comparación con los reales para el año 2025, SEM II 2025, Promedio Real enero-febrero 2026 y la proyección de costos del segundo semestre de 2026.

A continuación, los monómicos de 2025 (Año Completo), SEM II 2025, Promedio Real enero-febrero 2026 y proyección II SEM 2026.

- Año 2025 – 118.13 USD/MWh
- SEM II 2025 – 116.99 USD/MWh
- Promedio Real Ene-feb 2026 – 133.43 USD/MWh (afectado por el incremento significativo del Henry Hub).
- SEM I 2026 – 112.88 USD/MWh

Si Repasando la metodología de cálculo del IMP, la Sección Proyección de precios monómicos de energía y costos de abastecimiento de EDECHI se indica que “se ha determinado utilizar a los efectos de la valorización de las pérdidas, los costos de generación y transmisión determinados para los factores de ajuste del primer semestre de 2026, con lo cual el monómico asciende a 106.46 Balboas/MWh” Sin embargo, cuando replicamos el cálculo con esta indicación, el valor monómico resulta en un monto 112.88. haciendo diferentes ensayos, llegamos al valor de la ASEP eliminando los costos de transmisión y pérdidas de transmisión lo cual no sería correcto pues el monómico sí debe incluir estos costos.

	Actualización Sem Ene-Jun26	Propuesta ASEP CP-01-26
Contratos(MWh)	558,558	558,558
Mercado Ocasional (MWh)	62,436	62,436
Energía Comprada (MWh)	620,994	620,994
Contratos	59,525,100	59,525,100
Mercado Ocasional	4,058,327	4,058,327
Otros (Serv. Aux y Potencia, RSLP, SegDem)	2,524,741	2,524,741
Costos de Generación	66,108,168	66,108,168
Transmisión	3,945,286	
Pérdidas de Transmisión	45,968	
Costo total de Abastecimiento	70,099,422	66,108,168
Precio Medio de Abastecimiento	112.88	106.46

(US\$ Costo total abastecimiento / Energía Comprada MWh)

Por lo anterior, se SOLICITA a la ASEP utilizar el monómico correctamente calculado considerando los costos de transmisión y pérdidas de transmisión, que resulta en 112.88 B/MWh, y a su vez refleja un valor más cercano a la proyección esperada para EDECHI.

5. Castigo y errores en el reconocimiento de la Base de Capital 2022-2026

5.1 No reconocimiento de Adiciones Reportadas para 2022, 2023, 2024 y 2025.

El adecuado reconocimiento de las inversiones incorporadas al sistema constituye un elemento esencial desde la perspectiva legal y regulatoria, en tanto garantiza la integridad de la Base de Activos, la correcta señalización económica del modelo tarifario y la recuperación de inversiones necesarias para la prestación eficiente, continua y de calidad del servicio de EDECHI.

En este sentido, corresponde dejar expresamente establecido que no estamos de acuerdo con el castigo de inversiones contenido en la propuesta, toda vez que dicho tratamiento genera un impacto financiero directo, cierto y significativo para EDECHI, afectando el equilibrio económico-financiero reconocido por el marco regulatorio. Las inversiones observadas corresponden a inversiones reales, efectivamente ejecutadas, incorporadas al sistema de distribución, verificables en campo y debidamente auditadas, por lo que su no reconocimiento o su eventual reclasificación como OPEX carece de sustento técnico y regulatorio, y resulta incompatible con los principios de eficiencia, prudencia y razonabilidad.

El impacto económico derivado de este desacuerdo que afecta principalmente la cuenta de "Sistema de Distribución", y que se estima en:

- EDECHI: 26,0 MUSD

Lo que representa un promedio de Eficiencia para EDECHI **76%** en el periodo 22-25 como se muestra en la tabla del adjunto:

Empresa	EDECHI												
Eficiencia por cuenta	Año												
Cuenta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Alumbrado Público	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
Comercialización	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
Propiedades y planta	90%	82%	90%	93%	90%	90%	90%	89%	90%	90%	90%	90%	
Sistema de distribución	83%	83%	87%	88%	89%	87%	87%	87%	58%	82%	74%	71%	
Total	84%	83%	88%	88%	89%	87%	87%	88%	63%	83%	76%	74%	

En este sentido, nuestros comentarios se enfocan en la propuesta de Base de Activos, cuya determinación se sustenta en la aplicación de criterios de eficiencia sobre las inversiones incorporadas durante los años 2022, 2023, 2024 y 2025. En el marco del proceso de evaluación, objeto de esta consulta pública, hemos realizado un análisis del reconocimiento de las inversiones reportadas por EDECHI, y a partir de este análisis, se examinan los resultados derivados de la propuesta de Base de Capital para el periodo 2022–2025, identificándose desviaciones significativas en los niveles de reconocimiento, particularmente en la cuenta “Sistema de Distribución”. Estas desviaciones no guardan consistencia con el comportamiento histórico observado en periodos anteriores, lo que permite inferir la existencia de distorsiones asociadas a la metodología aplicada, más que a variaciones reales en la eficiencia de las inversiones ejecutadas.

Los resultados del ejercicio evidencian que el bajo nivel de reconocimiento no responde a ineficiencias en la ejecución de las inversiones, sino a limitaciones en la modelación utilizada, conclusión que se sustenta en la replicación de la metodología histórica aplicada en las evaluaciones de IMP de periodos anteriores y en la incorporación de la información completa y verificable de los activos utilizando los mismos archivos entregados por ASEP en la consulta pública.

En consecuencia, resulta indispensable que la determinación final de la Base de Activos refleje de manera fiel la materialidad, trazabilidad y validación efectiva de las inversiones realizadas.

Tal y como fue informado en la nota DIR-SJ-1128-26 de fecha 26 de marzo de 2026, mediante la cual se remitió la primera parte de los comentarios a la CP-001-26, se han identificado puntos que requieren atención inmediata, así como errores que inciden de manera directa en la determinación de la Base de Activos y en los resultados del modelo.

En este contexto, y con el fin de colaborar al proceso regulatorio en curso, se puso a disposición una versión actualizada del archivo “Postes y Conductores EDECHI vNaturgy.xlsx”, mediante la cual se corrigen las inconsistencias identificadas a través de la actualización de vínculos y la adecuada incorporación de información técnica. La aplicación de esta versión permite restituir la consistencia metodológica del modelo, obteniéndose factores de eficiencia alineados con los resultados observados en procesos tarifarios anteriores, lo que confirma que las desviaciones detectadas no obedecen a ineficiencias en la ejecución, sino a deficiencias en la modelación.

El impacto económico derivado de este tratamiento se estima en:

- EDECHI: 12,32 MUSD

Lo que representa un promedio de Eficiencia para EDECHI de **88%** en el periodo 22-25 como se muestra en la tabla del adjunto:

Empresa	EDECHI												
Eficiencia por cuenta	Año												
	Cuenta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Alumbrado Público	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Comercialización	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Propiedades y planta	90%	82%	90%	93%	90%	90%	90%	90%	89%	90%	90%	90%	90%

Sistema de distribución	83%	83%	87%	88%	89%	87%	87%	87%	87%	87%	90%	86%	88%
Total	84%	83%	88%	88%	89%	87%	87%	88%	88%	88%	90%	87%	88%

En conclusión, la información objeto de análisis corresponden a inversiones ejecutadas, incorporadas al sistema, verificable en campo y respaldado mediante auditorías, por lo que su tratamiento debe ceñirse a los principios de eficiencia, razonabilidad y reconocimiento pleno de inversiones eficientes.

Dada la relevancia financiera de estas inversiones para EDECHI, SOLICITAMOS a la ASEP el reconocimiento pleno de las inversiones ejecutadas e incorporadas al sistema de distribución, corrigiendo las inconsistencias metodológicas señaladas en la nota DIR-SJ-1128-26 de fecha 26 de marzo de 2026 y reiteradas en la presente entrega.

Con estas correcciones, se obtendría un porcentaje promedio de eficiencia para EDECHI de 88%, acercándose al promedio observado en los últimos años y reflejando adecuadamente la infraestructura efectivamente ejecutada.

No obstante, los resultados continúan incluyendo un factor de eficiencia asociado a la asimetría y a ajustes que castigan inversiones ya reportadas en otros apartados de esta consulta, respecto de los cuales se deja expresa constancia de desacuerdo, por tratarse de inversiones reales, verificables y auditadas que no deben ser penalizadas nuevamente.

5.2 Error metodológico por castigo de obras por su evaluación fragmentada por cuentas

Al fragmentar las obras y calificarlas individualmente según las cuentas en las que se descomponen, la ASEP está castigando mediante el Factor de Inversión (FInv) a muchos componentes de las obras ejecutadas, en lugar de considerarlas como una obra completa, en la que todas sus partes o cuentas, son indispensables para brindar la solución que requieran los trabajos de nuevos suministros o adecuaciones en la red.

La metodología utilizada en los archivos de cálculo (m_edemet_202X_v1.xlsx y m_edechi_202X_v1.xlsx) aplica el FInv por cuenta, sin una verificación de coherencia a nivel de obra, lo que conduce a que componentes esenciales de una misma obra queden castigados en su totalidad 100% (FInv=0%) por umbrales numéricos (p. ej. <2 postes y <50 m de línea), aun cuando el resto de la obra sí es reconocido como inversión (FInv=100%). Esta forma de evaluación no es un detalle menor ni un asunto operativo: constituye una inconsistencia metodológica que distorsiona el reconocimiento de inversiones reales, ejecutadas y necesarias para prestar el servicio público de distribución.

Dicho castigo es irracional por dos razones esenciales:

1) Aplica un criterio que no se corresponde con el funcionamiento real de la obra: una obra de suministro o mejora puede requerir:

- un tramo corto de media tensión y un solo poste para conectar un transformador y habilitar el servicio, o mejorar la explotación con una división de carga, instalando el transformador para separar una parte del secundario, llevando una parte desde el transformador original, y otra parte desde un nuevo transformador.
- varios tramos cortos de línea primaria, y/o secundaria de distintas secciones para habilitar el servicio.
- un solo poste para dar altura a un cable de baja tensión y habilitar el servicio.

Castigar estos componentes por umbrales numéricos implica negar parte de una solución indispensable para que la obra funcione.

2) Induce comportamientos técnicos absurdos: la empresa no puede rechazar un suministro que, por su diseño, requiere únicamente un (1) poste. Sin embargo, el modelo, al castigar automáticamente ese componente con $F_{Inv}=0\%$, presiona a ejecutar configuraciones innecesarias (p. ej., colocar dos postes aunque técnicamente se requiera uno) solo para evitar el castigo. Esto es inaceptable desde cualquier óptica de eficiencia, ya que el regulador termina promoviendo sobredimensionamiento e inversiones innecesarias para cumplir una regla del modelo.

Es fundamental que ASEP se pronuncie al respecto ya que de esta decisión dependerá de que la empresa instale postes a menores distancias, solo para satisfacer la regla del modelo.

Mostramos a continuación algunas obras donde parte de sus trabajos o cuentas, se ven castigadas, causando una afectación real de inversiones ejecutadas y esfuerzos efectivos de mejora de red.

Hechos y evidencia (ejemplos): en los que el castigo se produce por evaluación fragmentada en cuentas.

Ejemplo 1: Obra 301012022020206 – Colegio San Marcos (EDECHI).

La obra de alimentación eléctrica del Colegio San Marcos se encuentra desagregada en tres cuentas que corresponden a componentes distintos y necesarios para completar la obra y habilitar el servicio.

- DLSBT: líneas de baja tensión subterráneas → $F_{Inv} = 100\%$.
- DLAMT-34.5: extensión aérea de media tensión en 34.5 kV (1 poste y ~34 m) → $F_{Inv} = 0\%$ (**castigo total**) por umbral.
- DTRMB-34.5: transformador(es) → $F_{Inv} = 100\%$.

El resultado práctico es irracional: el modelo trata como ineficiente y **castiga al 100% el tramo de media tensión** que permite alimentar el transformador (en este caso, cruzando la vía pública a corta distancia), pese a que dicho componente es técnicamente indispensable y forma parte de una obra completa, necesaria y correctamente dimensionada.

Ejemplo 2: Obra 301012022050840 –Chiriquí Verde (EDECHI) S.A.

En esta obra ocurre el mismo problema estructural: la obra de nuevo suministro para Chiriquí Verde S.A. se encuentra desagregada en tres cuentas que corresponden a componentes distintos y necesarios para completar la obra y habilitar el servicio. El modelo castiga un componente esencial, en este caso la línea de media tensión por aplicación numérica del umbral de longitud:

- DTRMB-13.8: transformador(es) en 13.8 kV → $F_{Inv} = 100\%$.
- DLSBT: líneas subterráneas de baja tensión → $F_{Inv} = 100\%$.
- DLAMT-13.8: extensión aérea de media tensión (1 poste y ~17 m) → $F_{Inv} = 0\%$ (**castigo total**) por umbral.

El resultado práctico es nuevamente irracional: Al no completar la evaluación conjunta de las cuentas de una obra y limitar la misma únicamente a la evaluación fragmentada por cuenta,

el modelo excluye del reconocimiento de inversión un componente esencial desde el punto de vista funcional, queda **castigada la inversión en la línea de media tensión** únicamente por aplicación numérica del umbral (< 2 postes y/o < 50 m de línea), aunque la obra completa sea una actuación única y necesaria.

La ASEP debe reconocer expresamente que en estos casos el $F_{Inv}=0\%$ equivale a un castigo total de la inversión en una parte indispensable de una obra ya ejecutada. No es razonable sostener que un tramo corto de media tensión y un poste requeridos para completar la alimentación de un transformador constituyen ineficiencia; lo que existe es una inconsistencia del modelo al evaluar fragmentos contables sin considerar la obra integral.

Más aún: cuando este criterio se aplica de manera sistemática sobre múltiples obras, su efecto acumulado desvía los porcentajes de reconocimiento y aunque esto se ha recalcado con anterioridad, y la solución es de muy fácil implementación en el modelo, ASEP no ha hecho los ajustes y se mantiene afectando el resultado global de la evaluación y distorsionando la señal regulatoria. Este es un aspecto muy importante: la empresa realiza esfuerzos, ejecuta inversiones reales y mejoras verificables; el castigo automático del modelo reduce el reconocimiento de esas inversiones.

Petición / corrección exigida: evaluación integral de la obra para eliminar castigos inapropiados.

SOLICITAMOS a la ASEP corrija el tratamiento metodológico del F_{Inv} en obras con múltiples cuentas, incorporando una verificación a nivel de obra que evite castigos derivados de la fragmentación contable.

En particular: (i) cuando una obra esté compuesta por múltiples cuentas, la evaluación del F_{Inv} debe realizarse considerando la obra como un todo; y (ii) si dentro de la obra existen componentes reconocidos con $F_{Inv}=100\%$, no resulta metodológicamente válido castigar al 100% un componente indispensable ($F_{Inv}=0\%$) por umbrales numéricos.

La corrección solicitada es plenamente subsanable con la información ya disponible en los archivos Excel de la propia Consulta Pública.

Conclusión.

Por lo expuesto, se reitera el reclamo que la aplicación vigente del Factor de Inversión (F_{Inv}) produce un castigo desproporcionado e irracional sobre obras ejecutadas, únicamente por su evaluación fragmentada en cuentas, sin atender a que se trata de una actuación integral necesaria para prestar el servicio.

En consecuencia, se SOLICITA a la ASEP introducir de forma obligatoria una verificación a nivel de obra que elimine estos castigos artificiales y restituya coherencia técnica y regulatoria al reconocimiento de inversiones ejecutadas.

5.3 Registro incorrecto de las inversiones de nuevos suministros como gastos.

Un número importante de obras que EDECHI realiza se refieren a nuevos suministros que efectivamente requieren menos de 50 metros de conductor y menos de 2 postes, por ejemplo en el caso de obras que utilizan postes existentes o que tienen tramos de distinta sección, que se reportan en forma separada y con una porción de la longitud total de la acometida que sea

menor al límite impuesto por ASEP. Este injusto criterio de castigo lleva a que obras esenciales para el desarrollo de la red y la conexión de nuevos clientes sean penalizadas en un 100% al ser consideradas un gasto.

Es relevante que la ASEP reconozca que las inversiones destinadas a nuevos suministros pueden contener el criterio de único poste y menos de 50 metros de conductores y para esto será importante revisar desde una perspectiva legal, la necesidad de evaluar el tratamiento normativo y metodológico aplicado respecto de estas inversiones.

De acuerdo con la **Ley 6 de 1997** (Ley de Electricidad de Panamá) y su **Reglamento de Distribución** (Resolución AN No. 5391-Elec de 2005 y sus modificaciones), las empresas concesionarias tienen la obligación de atender solicitudes de nuevos suministros, garantizando la universalidad, continuidad y expansión del servicio público de electricidad.

- **Artículo 7 de la Ley 6 de 1997:** Establece como obligación primaria de las empresas concesionarias prestar el servicio público de electricidad a todas las personas que lo soliciten, dentro del área de concesión y conforme a los estándares de calidad.
- **Artículo 17 del Reglamento de Distribución:** Determina que toda solicitud de suministro eléctrico debe ser atendida bajo criterios técnicos y económicos razonables, y que la infraestructura específica para la atención de nuevos usuarios será considerada como parte de la red de distribución.
- **Artículo 41 de la Ley 6 de 1997:** Reconoce el derecho de las distribuidoras a recuperar, vía tarifa, las inversiones necesarias para la expansión y mejora del servicio público, asegurando el equilibrio económico-financiero del concesionario.

La metodología actual de ASEP se basa en umbrales físicos (mínimos de metros y postes), lo cual no se ajusta al mandato regulatorio ni a la práctica internacional. Obras de conexión de nuevos suministros, aunque reportadas en partes o aprovechando activos existentes, cumplen funciones esenciales y permanentes, y su exclusión genera distorsiones técnicas y jurídicas.

Por ejemplo, la utilización de postes preexistentes o la subdivisión de obras por secciones no debe ser motivo de penalización, pues la totalidad de la operación responde a una obligación regulatoria y forma parte de la infraestructura de red.

La exclusión de inversiones capitalizables de la Base de Capital resulta en una grave afectación de la estabilidad financiera de la empresa distribuidora. En el periodo tarifario pasado, el 100% de las obras asociadas a nuevos suministros que no alcanzaron los umbrales físicos fueron penalizadas, representando una pérdida de reconocimiento de decenas de proyectos por año y aproximadamente USD 9 millones anuales en inversiones no recuperadas.

Este tratamiento, de castigar inversiones reales en este caso para atender una solicitud de suministro de nuevos clientes, está impactando de forma negativa a la empresa entre 3% y 5% del total de las inversiones.

Es necesaria una revisión urgente y jurídica de la metodología de clasificación de inversiones en nuevos suministros. La evaluación debe atender la función económica y la obligatoriedad regulatoria, conforme a la Ley 6 de 1997 (Ley de Electricidad) y el Reglamento de Distribución, priorizando los principios de universalidad, cobertura y acceso.

Con el fin de mantener la coherencia metodológica y evitar distorsiones económicas, se propone que:

- Sean reconocidas como inversiones capitalizables todas aquellas obras asociadas a la conexión de nuevos suministros que sean obligatorias, permanentes y formen parte de la infraestructura de red, independientemente de su dimensión física, siempre que cuenten con la debida documentación técnica y regulatoria.
- Este criterio no elimina los mecanismos de control, sino que corrige la clasificación económica de actuaciones que, por su naturaleza, constituyen inversión regulada.
- Reconsiderar el criterio aplicado para clasificar como gasto operativo las inversiones asociadas a nuevos suministros.
- Reconocer dichas actuaciones como inversiones capitalizables dentro de la Base de Capital regulatoria.
- Ajustar, en consecuencia, el cálculo del Ingreso Máximo Permitido, garantizando la suficiencia financiera y la coherencia del modelo regulatorio.

Se SOLICITA que reconozcan todas las obras asociadas a nuevos suministros obligatorios, ajustando el cálculo del IMP.

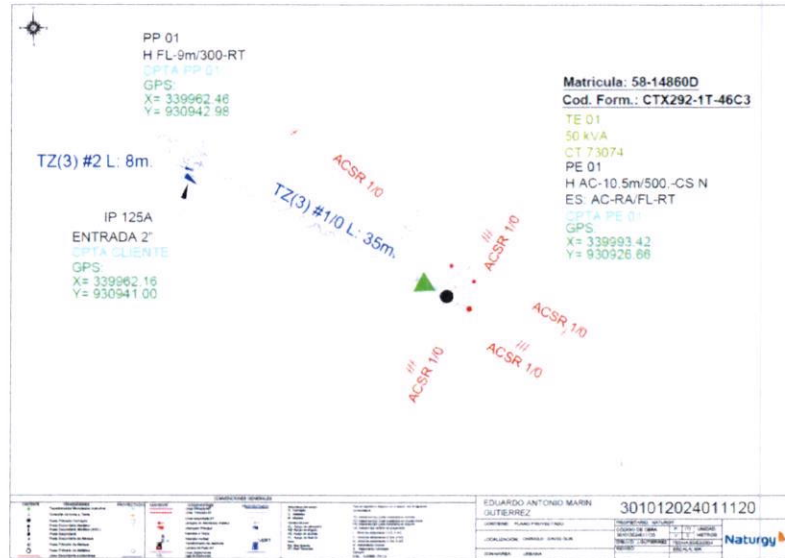
En atención a lo señalado anteriormente, se incluyen ejemplos representativos de solicitudes de suministro efectivamente tramitadas, con sus características técnicas y esquemas asociados, que demuestran que las provisiones de servicio basadas en obras de baja magnitud física (menos de dos postes y/o menos de cincuenta metros de conductor) son soluciones técnicas legítimas y recurrentes en la red de distribución.

Castigar este tipo de actuaciones (Flnv = 0%) y llevarlas a gasto, únicamente por la aplicación numérica de umbrales (< 2 postes y/o < 50 m de línea), resulta desproporcionado y contrario a la realidad operativa, máxime cuando su **aplicación sistemática produce una reducción material y acumulativa del reconocimiento de inversiones** que sí han sido ejecutadas.

Estas soluciones permiten satisfacer la demanda de los clientes de manera eficiente y sin incurrir en ineficiencias técnicas, por lo que su exclusión no corrige ineficiencias del sistema, sino que introduce una distorsión en la señal regulatoria y en la valoración de la infraestructura efectivamente incorporada a la red.

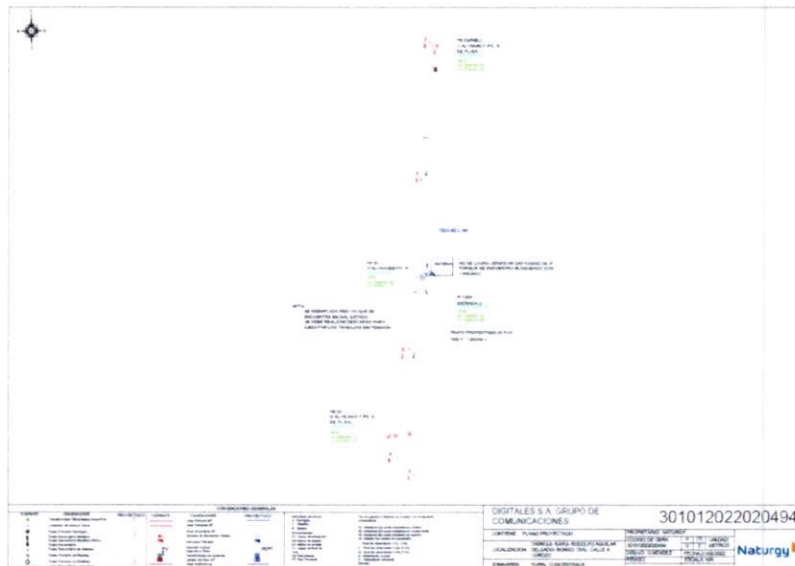
Suministro 301012024011120 - EDUARDO ANTONIO MARIN

Codigo_Proyecto	NIS	Nombre del Solicitante	Tipo de Suministro	Alcance de la Obra		
				Postes	Conductor	CT
301012024011120	6564999	EDUARDO ANTONIO MARIN	Hasta 100m y potencia hasta 500kW	1	41	0



Suministro 301012022020494 - DIGITALES S.A. GRUPO DE COMUNICACIONES

Codigo_Proyecto	NIS	Nombre del Solicitante	Tipo de Suministro	Alcance de la Obra		
				Postes	Conductor	CT
301012022020494	6526574	DIGITALES S.A. GRUPO DE COMUNICACIONES	Hasta 100m y potencia hasta 500kW	1	12	1



Como se puede observar en estos casos, las obras de nuevos suministros no son despreciables en cantidad ni en monto, y por lo tanto es sumamente importante que la ASEP reconozca la realidad de estas inversiones que se realizan de forma constante por las empresas distribuidoras y en ese sentido,

Reiteramos a la ASEP reconocer como capitalizables todas las obras asociadas a nuevos suministros obligatorios y permanentes, ajustando el cálculo del IMP y fortaleciendo el modelo regulatorio con mayor seguridad jurídica, transparencia y coherencia técnica.

5.4 Registro incorrecto de las inversiones de calidad como gastos.

Al igual que ocurre con las inversiones asociadas a nuevos suministros, **EDECHI ejecuta de forma permanente actuaciones orientadas a mejorar la calidad del servicio** que, por su propia naturaleza, pueden implicar intervenciones de alcance físico reducido (por ejemplo, menos de dos (2) postes y/o menos de cincuenta (50) metros de conductor). Sin embargo, bajo el criterio aplicado en la propuesta, este tipo de actuaciones **son reclasificadas como gasto y, en la práctica, penalizadas al 100%**, aun cuando corresponden a inversiones en activos de red que son **permanentes, capitalizables y con vida útil**, y que producen un beneficio sistémico en continuidad, maniobrabilidad y niveles de tensión.

Este tratamiento es incorrecto porque **confunde el tamaño físico de una intervención con su naturaleza económica y funcional**. En proyectos de calidad, un refuerzo corto o una adecuación puntual —por ejemplo: reubicación o sustitución de un tramo de conductor, instalación de un poste para reconfigurar cargas, creación de un amarre corto, incorporación de seccionamiento, o adecuaciones asociadas en media/baja tensión— puede ser el elemento determinante para: (i) eliminar fallas recurrentes; (ii) habilitar transferencias de carga ante contingencias; (iii) reducir tiempos de reposición al aumentar puntos de maniobra; o (iv) mejorar niveles de tensión y capacidad en sectores críticos (por ejemplo, mediante equipos de regulación). Por tanto, su aporte a la calidad y continuidad del suministro **no depende de “superar umbrales” de metros o postes**, sino de su función dentro de la arquitectura de red y del objetivo técnico que materializa.

Mantener este criterio genera un **doble desincentivo**. Por un lado, reduce el reconocimiento de inversiones efectivamente ejecutadas para elevar la calidad del servicio. Por otro, introduce una señal técnica inadecuada al presionar a “dimensionar” obras (p. ej., añadir postes o instalar elementos sin necesidad inmediata) únicamente para evitar su reclasificación como gasto, lo cual es contrario al principio de eficiencia. Además, al tratarse de inversiones asociadas al cumplimiento de estándares de continuidad y calidad, su no reconocimiento **afecta la coherencia del modelo regulatorio**, pues penaliza actuaciones que precisamente buscan mejorar indicadores de calidad (reducción de interrupciones y tiempos de reposición) y fortalecer la resiliencia de la red

Se SOLICITA a la ASEP corregir el criterio de clasificación aplicado a los proyectos de calidad, de modo que las obras orientadas a mejorar la confiabilidad, maniobrabilidad y continuidad del servicio **sean reconocidas como inversiones capitalizables dentro de la Base de Capital regulatoria**, con independencia de que, por su diseño eficiente, involucren menos de dos (2) postes y/o menos de cincuenta (50) metros de conductor.

5.5 Exagerado castigo de las inversiones por Asimetría

Al evaluar la incorporación de las inversiones realizadas por EDECHI para los años 2022, 2023, 2024 y 2025, ASEP aplica un castigo en concepto de Asimetría que está representado en un factor de 0.9. Esto quiere decir que un monto de erogación invertido por EDECHI durante el

periodo tarifario pasado, será desconsiderado un 10% y no podrá formar parte del a Base de Capital para ser recuperado en concepto de depreciaciones ni generar rentabilidad.

Este factor de asimetría presenta dos graves problemas. En primer lugar, que la justificación del castigo radica en una situación imposible de modificar: EDECHI siempre será quien tenga que darle la información a la ASEP para ejercer su rol de fiscalizador. Dado que EDECHI tiene su información almacenada en distintos sistemas de información cuyo fin es la operación del negocio, no siempre será sencillo satisfacer los requerimientos de información exactamente como la ASEP los solicita. No obstante, la dificultad natural de esta situación, EDECHI siempre ha mostrado total predisposición para enviar información complementaria y explicar cualquier consulta que la ASEP efectúe respecto de la información presentada. Sin embargo, más allá de todo esfuerzo que EDECHI realice siempre podrá existir alguna pregunta que por falta de tiempo no pueda ser respondida, y que este hecho genere la aplicación de un castigo generalizado para todas las inversiones resulta sumamente gravoso.

En segundo lugar, y que agrava aún más el punto anterior, es el castigo del 10% de modo generalizado que resulta sumamente gravoso para el recupero de costos de capital, ya que implica directamente reducir un 10% la tasa de rentabilidad que aplica sobre la base de capital neta. Claramente, esto dificulta seriamente el acceso a fondos necesarios para cubrir el importante plan de inversiones que Panamá tiene por delante en el sector de Distribución de Energía Eléctrica, y que EDEMET viene ejecutando y planifica ejecutar en el período 2026-2030.

Por estos motivos, se SOLICITA a ASEP suspender la aplicación generalizada de un castigo tan elevado como el 10% sobre las inversiones, y basarlo en una revisión aplicada solamente en los proyectos de inversión donde efectivamente se evidencie alguna inconsistencia insalvable en la información presentada.

5.6 Incorrecta utilización de factores de eficiencia en cálculo de desvío por subejecución de inversiones

La subejecución de inversiones tiene por objetivo corregir la obtención de un costo de capital diferente del aprobado en el IMP por causa de desvíos en el cumplimiento del plan de inversiones. Desde su aplicación en 2014, este dato se ha calculado teniendo en cuenta las inversiones realmente desembolsadas por la empresa. Sin embargo, en la actual propuesta de IMP la ASEP desconoce el monto realmente erogado por las empresas y se basa en un valor castigado por criterios de eficiencia y/o asimetría. Este ajuste no corresponde y aplicarlo en el cálculo del descuento por subejecución de inversiones constituye una grave afectación para las empresas distribuidoras ya que implica desconocer que la empresa efectivamente ha realizado esos pagos y no reconocer el total de inversiones reportadas formalmente en los Informes de Contabilidad Regulatoria, en los Estados Financieros Auditados e inclusive a través de Declaración Jurada sobre su capitalización.

Por esta razón, se SOLICITA recalcular este concepto respetando la lógica aplicada en el cálculo de los IMP de 2014-2018 y 2018-2022, y considerando el 100% de las inversiones realizadas y reportadas tal como corresponde.

6. Revisión del Plan de Inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia 2026-2030

6.1 Revisión Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia

En el marco de la Consulta Pública CP 001-26, mediante la cual la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) presenta su propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el período 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030, se formulan los siguientes comentarios relacionados con las inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia.

La propia metodología puesta en consulta reconoce que determinadas inversiones, por su naturaleza estructural, habilitante o de confiabilidad, no pueden ser capturadas por ecuaciones de eficiencia basadas en variables agregadas como número de clientes o demanda. Entre estas se incluyen subestaciones, líneas de alta tensión, arquitecturas de red, electrificación rural y proyectos de modernización tecnológica.

No obstante, en las tablas publicadas en la CP 001-26 relacionadas a las inversiones NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA se observa que algunos proyectos con estas características han sido incluidos, mientras que otros de naturaleza equivalente han sido excluidos. A continuación, se presentan comentarios específicos solicitando la inclusión de los proyectos excluidos, debidamente justificados con base en los informes técnicos remitidos por las empresas distribuidoras.

6.2 Arquitectura de red

Las arquitecturas de red en EDECHI son inversiones habilitantes que materializan los beneficios de subestaciones y refuerzos en alta tensión, mediante redistribución de carga, seccionamiento, respaldos entre circuitos y automatización. Incluyen red MT nueva y modificaciones a la red existente (aérea y/o subterránea), así como centros de maniobra e interruptores telecontrolados y, cuando aplica, equipos de regulación, para garantizar maniobrabilidad y continuidad del servicio.

- Arquitectura de Red Changuinola: optimiza la configuración de alimentación y redistribuye cargas para atender demanda actual y futura con mayor holgura operativa. Incluye redistribución de carga desde circuitos existentes y configuración de alimentación para mayor holgura operativa y confiabilidad.

Riesgo regulatorio/operativo si no se incorpora: Excluir Arquitecturas de Red reduce la capacidad de redistribución de carga y respaldo entre circuitos, incrementando el alcance de fallas y los tiempos de reposición. Se compromete la funcionalidad plena de las inversiones en subestaciones y refuerzos asociados.

Se SOLICITA la inclusión de esta Arquitectura de Red dentro de las inversiones NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA, dado que su exclusión deja incompletas las soluciones técnicas ya consideradas en el plan.

6.3 Infraestructura AT – Posición de Línea

Las posiciones de línea en 115 kV son inversiones de interfaz con transmisión que fortalecen la redundancia y continuidad del suministro. Permiten incorporar segundas líneas/alimentaciones y en su conjunto facilitan maniobras ante contingencias o mantenimientos, reduciendo la probabilidad de interrupciones extensas y tiempos de reposición.

- Posición de línea 115 kV Mata de Nance – segunda línea: habilita redundancia operativa y mejora la confiabilidad del suministro en Chiriquí. La posición habilita la incorporación de una segunda línea en 115 kV, garantizando redundancia operativa y continuidad del servicio ante contingencias. Dado que estas actuaciones se ejecutan dentro de instalaciones de transmisión, su implementación requiere coordinación con ETESA y constituye un habilitante para asegurar la correcta integración y operación del sistema.

Riesgo regulatorio/operativo si no se incorpora: La ausencia de posiciones de línea y obras de interfaz con transmisión limita la redundancia operativa y la maniobrabilidad, incrementando el riesgo de interrupciones extensas y prolongadas ante contingencias o mantenimientos.

Se solicita a la ASEP incorporar este proyecto anteriores en la tabla de inversiones NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA del IMP 2026-2030, por tratarse de una inversión indispensable para la confiabilidad y seguridad operativa del sistema de distribución.

6.4 Medida Inteligente – EDECHI

Dentro de las inversiones adicionales no consideradas en las ecuaciones de eficiencia, EDECHI ha presentado una propuesta para el despliegue masivo de medición inteligente. El plan contempla la instalación de 37.200 medidores AMI, orientados principalmente a clientes residenciales y pequeños comercios, iniciando en las zonas urbanas de mayor densidad ubicadas en las cabeceras provinciales.

La inversión asociada asciende a 6,9 MUSD y se encuentra plenamente alineada con la política pública de transición energética impulsada por la Secretaría Nacional de Energía, cuyo marco estratégico prioriza la modernización del sistema eléctrico a través de la digitalización, la automatización operativa y el desarrollo progresivo de redes inteligentes (Smart Grids).

Medida Inteligente EDECHI

Proyecto	TOTALES	2026		2027		2028		2029		2030
		2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	
Cantidad	37.200	3.950	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750	4.750
Inversión (MUSD)	6.901	0.740	0.872	0.872	0.872	0.872	0.872	0.872	0.872	0.929

Entre los principales beneficios asociados a la implementación de la medición inteligente destacan la optimización del autoconsumo, el impulso a la generación distribuida y la habilitación de una red más automatizada y sensorizada. Asimismo, la medición avanzada permite el desarrollo eficiente de la movilidad eléctrica al posibilitar un control detallado de los perfiles de carga y de los puntos de recarga vehicular. Todo ello se logra gracias a la capacidad de medir, monitorear y gestionar en tiempo real tanto el consumo como la producción de energía en cada suministro.

Adicionalmente, el sistema reducirá de manera significativa las anomalías en los procesos de lectura, particularmente aquellas derivadas del acceso impedido a los medidores. Esto se traducirá en una facturación más precisa, confiable y transparente para los clientes, fortaleciendo la calidad del servicio comercial y disminuyendo reclamos asociados a errores de lectura.

No obstante lo anterior, se observa que la propuesta tarifaria presentada por la ASEP no incorpora las inversiones adicionales en medición inteligente, a diferencia de lo realizado en periodos tarifarios previos. Para ejecutar un proyecto de esta magnitud, que requiere una inversión considerable debido a que el costo de un medidor inteligente es entre 6 y 8 veces superior al de un medidor básico de kWh sin demanda, por lo tanto, es indispensable que dichas inversiones sean aprobadas y reconocidas en tarifa.

EDECHI 2018	Eficiencia	RECONOCIDAS	
Propiedades y planta	0.90	B/.	1,008,066
Sistema de distribución	0.89	B/.	15,561,813
Alumbrado Público	0.90	B/.	643,860
Comercialización	0.90	B/.	895,215
Total		B/.	18,108,954
EDECHI 2019	Eficiencia		
Propiedades y planta	0.90	B/.	3,227,907
Sistema de distribución	0.87	B/.	14,890,762
Alumbrado Público	0.90	B/.	274,951
Comercialización	0.90	B/.	908,274
Total		B/.	19,301,895
EDECHI 2020	Eficiencia		
Propiedades y planta	0.90	B/.	620,899
Sistema de distribución	0.87	B/.	13,794,017
Alumbrado Público	0.90	B/.	239,642
Comercialización	0.90	B/.	1,192,522
Total		B/.	15,847,080
EDECHI 2021	Eficiencia		
Propiedades y planta	0.89	B/.	785,586
Sistema de distribución	0.87	B/.	12,269,557
Alumbrado Público	0.90	B/.	669,574
Comercialización	0.90	B/.	1,400,856
Total		B/.	15,125,574
EDECHI 2022	Eficiencia		
Propiedades y planta	0.90	B/.	1,128,299
Sistema de distribución	0.58	B/.	9,247,238
Alumbrado Público	0.90	B/.	495,369
Comercialización	0.90	B/.	1,443,859
Total		B/.	12,314,766

< > [AA-01-Resumen](#) AA-01-2014 AA-01-2015

En el archivo aa_EDECHI la ASEP presenta el histórico la inversión reconocida en la base de capital de las empresas distribuidoras y se aprecia (resaltado amarillo) que la inversión de comercialización reconocida es en promedio entre 1 y 1.4 MUSD lo que muestra que corresponde anualmente los montos de inversión de comercialización que resultan de las ecuaciones de eficiencia. Con lo cual, de este monto no podemos asumir un plan adicional de implantación de medidores inteligentes como es requerido para la modernización de la red y contribuye a solicitar a su inclusión como inversión adicional no contemplada en las ecuaciones de eficiencia.

Como se puede apreciar en la Tabla 76 de Inversiones Eficientes, las inversiones eficientes en comercialización (IC) propuestas por la ASEP resultan insuficientes para atender el crecimiento vegetativo de clientes; en términos prácticos, el monto considerado equivale aproximadamente a la mitad de las inversiones requeridas.

Adicionalmente, con el fin de continuar avanzando en el despliegue masivo de medidores inteligentes para clientes residenciales y comerciales menores, según lo propuesto por EDECHI, se solicita respetuosamente a la ASEP la incorporación de inversiones adicionales. Esta medida es fundamental para impulsar la digitalización y automatización de la red, permitiendo avanzar hacia un sistema más moderno, eficiente y flexible, en línea con los objetivos y lineamientos establecidos por la Secretaría Nacional de Energía.

TABLA 76 INVERSIONES EFICIENTES – EDECHI [BALBOAS]

Inversiones	Jul 26 -jun 27	Jul 27 -jun 28	Jul 28 -jun 29	Jul 29 -jun 30
ID	12,242,318	13,169,151	10,415,887	12,120,982
IC	1,337,825	1,381,844	1,427,315	1,474,284
Inversiones Totales	13,580,144	14,550,995	11,843,202	13,595,266

Además, es importante destacar que en los países más avanzados en modernización del sector eléctrico, como los de la Unión Europea, Estados Unidos y líderes regionales como Costa Rica, Uruguay y Perú, el despliegue masivo de medición inteligente sí se reconoce en tarifa como condición necesaria para viabilizar la inversión y alcanzar coberturas superiores al 50%. La evidencia internacional muestra que, sin reconocimiento tarifario, los proyectos AMI quedan restringidos a pilotos y no escalan.

Riesgo regulatorio/operativo si no se incorpora: No incorporar la Medida Inteligente retrasa la modernización operacional (lectura remota, alarmas, balances, corte/reconexión) y limita la capacidad de detección y respuesta rápida ante incidencias, además de mantener anomalías por acceso impedido y estimaciones de facturación. Esto reduce la capacidad de gestionar autoconsumo, generación distribuida y movilidad eléctrica.

Se SOLICITA que la ASEP incluya, dentro del apartado de Inversiones Eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia, una línea específica para las inversiones adicionales **en medición inteligente**, reconociendo su rol estratégico en la digitalización y automatización de la red eléctrica. Esta incorporación permitirá avanzar hacia una red más moderna, eficiente y automatizada, en línea con los objetivos y lineamientos establecidos por la Secretaría Nacional de Energía.

7. Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas de Energía

7.1 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas Técnicas de Energía

La siguiente tabla muestra los porcentajes de pérdidas eficientes aprobados por la ASEP para EDECHI:

TABLA 84 PÉRDIDAS EFICIENTES - EDECHI

Pérdidas	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28/ JUN29	JUL29/ JUN30
Pérdidas	7.75%	7.74%	7.74%	7.73%

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 presentó al regulador el **Informe del Estudio de Pérdidas Técnicas de EDEMET- EDECHI 2024**, elaborado 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.

Tabla de Pérdidas Técnicas EDEMET y EDECHI

Año	Metro	Oeste	Coclé - Veraguas	Herrera - Los Santos	EDEMET	EDECHI
2024	6,13%	10,28%	12,79%	13,70%	9,17%	9,89%

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 de EDECHI sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes.

Otra diferencia importante entre las redes de EDECHI en comparación con las empresas de la FERC es que la mayoría de la energía 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 que pone en riesgo la suficiencia financiera de la actividad de distribución. 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.

Con el objetivo de establecer un porcentaje de Pérdidas Técnicas adecuado, se solicita reconocer un porcentaje de pérdidas técnicas adicional por sobre las de las ecuaciones de eficiencia, a fin de que las pérdidas técnicas aprobadas sean del 9.89%.

7.2 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas No Técnicas de Energía

Tal como se le ha indicado a la ASEP en reiteradas ocasiones, si se toma en cuenta las rigurosas sanciones contra el fraude y la favorable situación socioeconómica de Estados Unidos en relación a Panamá, es evidente que las empresas de la FERC no presentan Pérdidas no Técnicas comparables con las de las empresas de Panamá. Por lo tanto, es necesario incorporar un ajuste a las Pérdidas Reconocidas derivadas de las Ecuaciones de Eficiencia para que incorporen Pérdidas no Técnicas según la situación propia de Panamá y de cada área de

concesión en particular (incremento de los fraudes y hurtos de energía eléctrica, conexiones clandestinas, etc.).

Respecto de las **Pérdidas No Técnicas** que son consideradas gestionables, la práctica regulatoria internacional reconoce una parte de ellas con el objeto de no premiar la ineficiencia de la empresa en esta gestión y al mismo tiempo para dar una señal de incentivo a mejorar la eficiencia de la gestión.

7.3 Pérdidas No Técnicas Gestionables

Las Pérdidas No Técnicas Gestionables constituyen un componente relevante dentro del proceso regulatorio, pero su tratamiento debe ser consistente con las mejores prácticas internacionales. En la mayoría de los marcos tarifarios modernos, no se reconoce la totalidad de estas pérdidas, sino únicamente la porción que un distribuidor eficiente podría evitar. Esta aproximación responde a dos principios fundamentales:

1. Reconocer solo costos eficientes, evitando trasladar ineficiencias al usuario final.
2. Crear incentivos explícitos para la mejora continua, de manera que las empresas mantengan y fortalezcan sus esfuerzos de gestión.

Para garantizar la comparabilidad entre empresas, estos porcentajes se calculan sobre la energía ingresada a las redes de Baja Tensión, dado que las ventas en Media y Alta Tensión no están expuestas a este tipo de pérdidas y su inclusión distorsionaría los indicadores.

El análisis de estudios tarifarios recientes en distintos países de Latinoamérica muestra que los reguladores reconocen valores que oscilan entre 2% y 4% de la energía de Baja Tensión, rango que se ha consolidado como referencia internacional para sistemas eléctricos con características similares.

En el caso de EDEMET-EDECHI, es importante resaltar que, tal como se ha comunicado a la ASEP de manera reiterada durante los últimos cuatro años, la empresa ha emprendido acciones significativas y sostenidas para reducir las pérdidas no técnicas gestionables, entre las cuales destacan:

- Más de 600.000 revisiones de suministros e inspecciones a instalaciones de clientes.
- Instalación de más de 3.000 macromedidores, permitiendo balances energéticos más precisos y focalización más efectiva.
- Implementación de 28.000 medidores inteligentes en zonas con altos niveles de pérdidas, especialmente en Panamá Oeste y Chiriquí (Los Algarrobos).
- Una inversión acumulada de aproximadamente 30 millones de dólares (MUSD) en iniciativas orientadas exclusivamente a reforzar el control, la medición y la gestión comercial.

Estas acciones no solo evidencian el compromiso de la empresa con la eficiencia operativa, sino que también demuestran que la reducción de pérdidas no técnicas gestionables requiere esfuerzos continuos, inversiones significativas y un proceso de maduración progresiva. Por ello, el reconocimiento regulatorio debe alinearse con la lógica internacional: **un porcentaje razonable que equilibre la eficiencia esperada y las señales económicas que incentiven la mejora continua del servicio.**

Se SOLICITA que la ASEP, teniendo en cuenta lo anterior, reconozca un porcentaje de Pérdidas No Técnicas Gestionables equivalente al 1,44% de la energía en baja tensión (BT), estableciendo una senda de reducción del 20% anual en los años siguientes, tal como se presenta en la siguiente tabla

Pérdidas	Jul22/Jun23	Jul23/Jun24	Jul24/Jun25	Jul25/Jun26
PNT Gestionables (1,44% de BT)	1,44%	1,15%	0,86%	0,57%

Nota Especial. Favor tomar en cuenta que en esta versión impresa se han incluido datos de clientes regulados. El nombre del Cliente es confidencial conforme al artículo 11 del Decreto Ejecutivo 143 de 29 de septiembre de 2006, por el cual se adopta el Texto Único de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero del 2006.

En la versión de USB, estos nombres de clientes han sido acortados para garantizar su confidencialidad por lo que agradecemos subir a la página web la versión en USB.

Panamá, 1 de abril de 2026


CINTHYA CAMARGO SAAVEDRA