

Panamá, 01 de abril de 2026

**COMENTARIOS – SEGUNDO BLOQUE**

**CONSULTA PÚBLICA NO.001-26**

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.

*Shard*

DNEAAS 1-ABR2026-PM3:31

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A.  
(EDEMET)**



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- 1140-26

**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 METRO-OESTE, S.A. (en adelante EDEMET), comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, esta segunda entrega de comentarios y nuestras observaciones 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-1127-26 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 la totalidad de las inversiones realizadas por EDEMET 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. Este castigo sobrepasa los 109 MUSD lo que es inconsistente y con un impacto económico a todas luces perjudicial.
- **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 que 47 millones USD invertidos por EDEMET, no sean 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 a 1.54%** 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 erogadas, 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** y en el caso de las pérdidas no técnicas **se solicita considerar un mayor reconocimiento de pérdidas de Zonas Rojas y Asentamientos Informales** al ser de imposible reducción en el corto plazo basado la imposibilidad técnica, operativa y social de lograr una reducción inmediata del 50% en las pérdidas que hoy en día es de 3.04% y cumplir para que a partir de julio de 2026 (3 meses solamente) estar en 1.52%. Sumado a

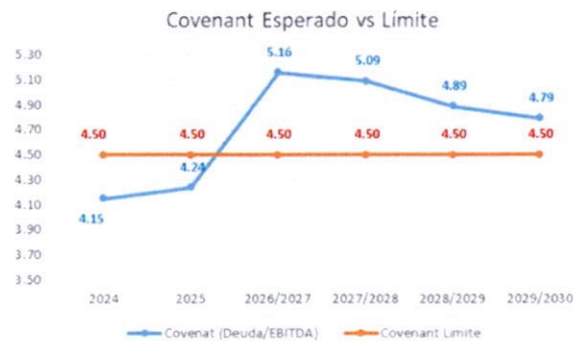


que a la fecha no tenemos autorización por parte de la ASEP para realizar acciones, como cortes masivos, para resolver esta situación. En ese sentido, se solicita una senda de mejora a lo largo de los años en la medida que se nos aprueben realizar estas acciones.

- **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

<b>1. Resumen Ejecutivo</b> .....	6
<b>2. Impacto financiero de la propuesta de cálculo del IMP 2026-2030 que afecta situación de EDEMET-EDECHI</b> .....	7
<b>3. Incompleta evaluación al análisis de costos operativos de las empresas de distribución.</b> .....	8
<b>4. Criterios en Proyección de Demanda y estimaciones utilizadas por ASEP:</b> .....	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.....	14
<b>5. Castigo y errores en el reconocimiento de la Base de Capital 2022-2026.</b> .....	15
5.1 No reconocimiento de Adiciones Reportadas para 2022, 2023, 2024 y 2025. ....	15
5.2 Error metodológico por castigo de obras por su evaluación fragmentada por cuentas....	17
5.3 Registro incorrecto de las inversiones de nuevos suministros como gastos. ....	20
5.4 Registro incorrecto de las inversiones de calidad como gastos. ....	24
5.5 Exagerado castigo de las inversiones por Asimetría.....	24
5.6 Incorrecta utilización de factores de eficiencia en cálculo de desvío por subejecución de inversiones .....	25
<b>6. Revisión del Plan de Inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia 2026-2030</b> .....	26
6.1 Revisión Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia .....	26
6.2 Infraestructura de Alta Tensión (115 kV) y refuerzos de confiabilidad .....	26
6.3 Arquitecturas de Red asociadas a subestaciones .....	28
6.4 Renovación de equipos críticos de subestaciones .....	28
6.5 Medida Inteligente – EDEMET .....	29
<b>7. Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas de Energía</b> .....	31
7.1 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas Técnicas de Energía.....	31
7.2 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas No Técnicas de Energía .....	32
7.3 Pérdidas No Técnicas Gestionables .....	33
7.4 Insuficiente reconocimiento de pérdidas de zonas rojas de imposible reducción .....	34

## 1. Resumen Ejecutivo

En el presente documento se presentan los comentarios de EDEMET 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 EDEMET para mantener los niveles de inversión necesarios, afectando la calidad, confiabilidad y expansión del servicio eléctrico.

En este contexto, los comentarios presentados por EDEMET 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.



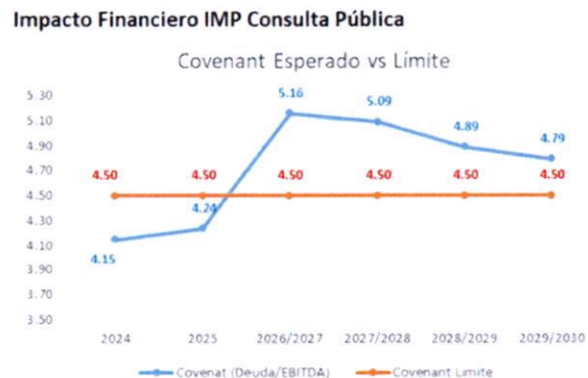
## 2. Impacto financiero de la propuesta de cálculo del IMP 2026-2030 que afecta situación de EDEMET-EDECHI

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.



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
<b>Dif</b>	<b>-1.77</b>	<b>-1.77</b>
<b>Dif %</b>	<b>-2.7%</b>	<b>-0.8%</b>
EDEMET	VAD	Tarifa
Vigente	62.29	213.98
Próx. Periodo	62.52	214.21
<b>Dif</b>	<b>0.23</b>	<b>0.23</b>
<b>Dif %</b>	<b>0.4%</b>	<b>0.1%</b>
EDECHI	VAD	Tarifa
Vigente	78.97	211.66
Próx. Periodo	68.46	201.15
<b>Dif</b>	<b>-10.51</b>	<b>-10.51</b>
<b>Dif %</b>	<b>-13.3%</b>	<b>-5.0%</b>

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.

En consecuencia, 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 EDEMET.

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

EDEMET	Coeficientes		Diferencia
	ASEP	Réplica	
C	3.521978	2.928753	<b>0.593225</b>
LN_PIBMILES	0.650124	0.684239	<b>-0.034115</b>

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:

EDEMET	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ASEP	654,971	677,748	701,310	725,683	750,896	776,977
Réplica	661,223	683,999	707,561	731,934	757,146	783,227
Diferencia	- 6,252	- 6,251	- 6,251	- 6,251	- 6,250	- 6,250

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:

<b>Energía Facturada 2025 (MWh)</b>	<b>EDEMET</b>
<b>Facturación Real</b>	<b>4,787,908</b>
<i>Proyección ASEP</i>	4,917,006
<i>Proyección Naturgy</i>	4,839,410
<b>Dif. Proy. ASEP vs Real</b>	<b>- 129,098</b>
<b>Dif. Proy. Empresa vs Real</b>	<b>- 51,502</b>
<b>Dif. Proy. ASEP vs Real (%)</b>	<b>-2.7%</b>
<b>Dif. Proy. Empresa vs Real (%)</b>	<b>-1.1%</b>

<b>Clientes 2025</b>	<b>EDEMET</b>
<b>Facturados Real</b>	<b>649,906</b>
<i>Proyección ASEP</i>	654,971
<i>Proyección Naturgy</i>	640,440
<b>Dif. Proy. ASEP vs Real</b>	<b>5,065</b>
<b>Dif. Proy. Empresa vs Real</b>	<b>- 9,466</b>
<b>Dif. Proy. ASEP vs Real (%)</b>	<b>0.8%</b>
<b>Dif. Proy. Empresa vs Real (%)</b>	<b>-1.5%</b>

La no incorporación de la información real del año 2025, aún cuando dicha información se encuentra disponible, compromete la calidad técnica del proceso regulatorio, en tanto imita la calidad de la estimación e impide que las proyecciones de demanda reflejen adecuadamente la evolución más reciente del sistema.

Esta situación reduce la trazabilidad del ejercicio de proyección y debilita la capacidad de contrastar las estimaciones con valores efectivamente observados y limita la posibilidad de validar la consistencia del modelo utilizado, al no reflejar adecuadamente la evolución reciente de la demanda, lo que afecta la precisión y representatividad de las proyecciones obtenidas.

Por lo tanto, 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 2.62%. 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.

**TABLA 95 ANÁLISIS COMPARATIVO DE RESULTADOS DE ENERGÍA FACTURADA**

Proyección ENERGÍA Mwh	ENSA			EDEMET			EDECHI		
	AÑO	MEC	EMPRESA	Plan Indicativo dda	MEC	EMPRESA	Plan Indicativo dda	MEC	EMPRESA
2025	4,965,648	4,622,477	4,299,277	4,917,006	4,839,410	5,405,351	1,132,962	1,102,206	1,285,086
2026	5,121,150	4,732,906	4,379,154	5,045,156	4,910,705	5,487,880	1,182,553	1,121,721	1,316,718
2027	5,281,342	4,826,426	4,508,617	5,177,146	4,983,427	5,597,019	1,233,118	1,143,497	1,349,273
2028	5,446,812	4,881,423	4,641,011	5,312,778	5,060,301	5,708,178	1,285,057	1,166,526	1,382,598
2029	5,617,905	4,937,261	4,776,371	5,452,057	5,141,675	5,820,882	1,338,677	1,190,975	1,416,567
2030	5,794,873	4,973,102	4,914,729	5,595,054	5,216,289	5,934,356	1,394,222	1,216,944	1,451,389
Crecimiento 2030 - 2025	3.14%	1.47%	2.71%	2.62%	1.51%	1.88%	4.24%	2.00%	2.46%

Fuente: Elaboración propia con base en las proyecciones de empresas distribuidoras y Plan Indicativo de Demandas 2025 - 2045.

Al analizar el comportamiento de las proyecciones de crecimiento de la demanda. El Informe Indicativo de Demanda del CND presenta una tasa de crecimiento de 1.88%, valor que, aún siendo mayor que el utilizado por EDEMET, se mantiene significativamente más cercano a esta proyección que al resultado del Modelo Econométrico de la ASEP (MEC). En efecto, la diferencia observada en la Tabla 95 muestra que el valor del MEC se aparta de manera relevante (+75%) de las otras dos proyecciones, provenientes de fuentes técnicas independientes, lo que pone en evidencia la necesidad de revisar los supuestos utilizados en dicho modelo a fin de asegurar consistencia y razonabilidad en el cálculo del IMP pues sobreestima esta proyección de demanda.

En ese sentido, y dada la importancia de la proyección de energía en el recupero del IMP, hacemos la observación que el cálculo que realiza la ASEP a la proyección de demanda debe incorporar el dato real correspondiente al año 2025 y llama la atención que la ASEP ha obviado su inclusión aún cuando la información se encuentra totalmente disponible desde inicios del mes de enero de 2026. Al incorporar los datos del año 2025, la tasa de crecimiento promedio anual se hace más realista y próximo a lo previsto observándose que para el período 2019–2025 se ubica en 1.54%, valor significativamente inferior al proyectado por la ASEP y consistente con el resultado del modelo presentado por la empresa (1.51%). 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:

<b>Año</b>	<b>EDEMET (MWh)</b>
2005	2,386,782
2006	2,451,988
2007	2,647,004
2008	2,706,296
2009	2,844,746
2010	3,027,953
2011	3,197,369
2012	3,477,492
2013	3,624,009
2014	3,785,962
2015	4,074,297
2016	4,179,965
2017	4,244,345
2018	4,278,351
2019	4,368,795
2020	3,865,337
2021	4,117,165
2022	4,303,108
2023	4,615,112
2024	4,793,576
<b>2025</b>	<b>4,787,908</b>
<b>Crecimiento 2005-2025</b>	<b>3.54%</b>
<b>Crecimiento 2015-2025</b>	<b>1.63%</b>
<b>Crecimiento 2019-2025</b>	<b>1.54%</b>
<b>Crecimiento 2025-2030 Modelo ASEP</b>	<b>2.62%</b>
<b>Crecimiento 2025-2030 Modelo Empresa</b>	<b>1.51%</b>

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 si se analiza el propio Informe Indicativo de Demanda 2026-2046, la proyección de la demanda máxima de generación para EDEMET presenta fluctuaciones anuales, alcanzando una estabilización en su crecimiento sostenido solo a partir de 2030, no antes.

En este contexto, considerar una tasa de crecimiento del 2.62% anual implica adoptar un supuesto que no resulta consistente con la evolución histórica reciente ni la realidad de nuestros clientes, lo que refleja una sobreestimación de la demanda proyectada y aprobada por el propio informe Indicativo de Demanda.

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 observado en el período 2019–2025 de 1.54%, suficientemente amplio en información histórica y que va en línea con los valores recientes.

#### 4.5 Error en el cálculo del precio monómico proyectado

TABLA 19 PRECIO MONÓMICO - EDEMET

DETALLE	Unidad	EDEMET
Costos de potencia	B/.	131,938,239.97
Costos de energía	B/.	161,380,227.88
Costos totales	B/.	293,318,467.85
Energía total	MWh	2,502,692.82
Monómico	B./MWh	117.20

Fuente: Elaboración Propia

Repasando la metodología de cálculo del IMP, la Sección I.1.2 Proyección de precios monómicos de energía y costos de abastecimiento de EDEMET 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 117.20 Balboas/MWh” Sin embargo, cuando replicamos el cálculo con esta indicación, el valor monómico resulta en un monto 130.05. 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)	2,622,946	2,622,946
Mercado Ocasional (MWh)	-120,253	-120,253
<b>Energía Comprada (MWh)</b>	<b>2,502,693</b>	<b>2,502,693</b>
Contratos	288,817,853	288,817,853
Mercado Ocasional	-7,422,443	-7,422,443
Otros (Serv. Aux y Potencia, RSLP, SegDem)	11,923,057	11,923,057
<b>Costos de Generación</b>	<b>293,318,468</b>	<b>293,318,468</b>
Transmisión	25,751,422	
Pérdidas de Transmisión	6,407,379	
<b>Costo total de Abastecimiento</b>	<b>325,477,269</b>	<b>293,318,468</b>
<b>Precio Medio de Abastecimiento</b>	<b>130.05</b>	<b>117.20</b>
(US\$ Costo total abastecimiento / Energía Comprada MWh)	(325,477 / 2,502)	(293,318 / 2,502)

En ese sentido, y siguiendo la metodología propuesta por ASEP el valor correcto de monómico que se debe considerar es de 130.05 B/MWh.

El Costo Monómico indicado en la Tabla 19, presenta una diferencia significativa al estar muy por debajo en comparación con el promedio reales del año 2025 e inclusive con el promedio real enero-febrero 2026 y estimación del segundo semestre de 2026. Esto es sumamente inconsistente con la realidad y con la mejor proyección de costos para EDEMET, toda vez que no se prevén cambios importantes en el corto plazo al contar con el 100% de su energía contratada hasta agosto de 2028 y luego de ese periodo la participación en el Spot será

igualmente reducida hasta junio 2029. Esto, de acuerdo con el requerimiento de energía proyectado en el Informe Indicativo de Demandas 2026-2046.

Presentamos a continuación, como referencia de lo indicado, los precios monómicos del promedio del año 2025 (Año Completo), monómico calculado para el 2do semestre del año 2025, el promedio real de los meses enero-febrero 2026 y la mejor proyección del 2do semestre julio-diciembre 2026.

- Año 2025 – 138.2 USD/MWh
- SEM II 2025 – 139,80 USD/MWh
- Promedio Real Ene-feb 2026 – 156.92 USD/MWh (afectado por el incremento significativo del Henry Hub).
- SEM II 2026 – 130,05 USD/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 130.05 B/MWh, y a su vez refleja un valor más cercano a la proyección esperada para EDEMET.

## 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 EDEMET.

El criterio de castigo aplicado por ASEP se contrapone a la finalidad del marco normativo, al penalizar obras que cumplen con obligaciones regulatorias y de concesión y elimina inversiones que la empresa ha ejecutado y genera un desincentivo para las empresas en la expansión de la red, lo cual resulta contrario a los principios de cobertura y acceso.

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.

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 EDEMET, afectando el equilibrio económico-financiero reconocido por el marco regulatorio. Las inversiones observadas corresponden a inversiones reales, efectivamente ejecutadas, incorporadas al sistema de distribución, correctamente reportadas en los informes de contabilidad regulatoria y en los Estados verificables en campo y debidamente auditadas, por lo que su no reconocimiento y su castigo al nivel que presenta la propuesta de la ASEP que genera una 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:

- EDEMET: 109,4 MUSD

Lo que representa un promedio de Eficiencia para EDEMET de **75%** en el periodo 22-25 como se muestra en la tabla del adjunto:

<b>Eficiencia por cuenta</b>	<b>Año</b>											
<b>Cuentas EDEMET</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
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	82%	94%	89%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Sistema de distribución	89%	86%	88%	89%	89%	88%	88%	88%	61%	82%	71%	72%
<b>Total</b>	<b>89%</b>	<b>88%</b>	<b>89%</b>	<b>89%</b>	<b>89%</b>	<b>88%</b>	<b>88%</b>	<b>88%</b>	<b>66%</b>	<b>83%</b>	<b>74%</b>	<b>75%</b>

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 EDEMET, 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-1127-26 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, con la Nota DIR-SJ-1127-26, se puso a disposición una versión actualizada del archivo "Postes y Conductores EDEMET 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:

- EDEMET: 49,51 MUSD

Lo que representa un promedio de Eficiencia para EDEMET de **87%** en el periodo 22-25 como se muestra en la tabla del adjunto:

Eficiencia por cuenta	Año												
	Cuentas EDEMET	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	82%	94%	89%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Sistema de distribución	89%	86%	88%	89%	89%	88%	88%	88%	87%	89%	85%	87%	
<b>Total</b>	<b>89%</b>	<b>88%</b>	<b>89%</b>	<b>89%</b>	<b>89%</b>	<b>88%</b>	<b>88%</b>	<b>88%</b>	<b>88%</b>	<b>89%</b>	<b>86%</b>	<b>88%</b>	

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 EDEMET, 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-1127-26 de fecha 26 de marzo de 2026 y reiteradas en la presente entrega.

Con estas correcciones, se obtendría un porcentaje promedio de eficiencia para EDEMET de 87%, 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 descompone, 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 FInv=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 101012022090743 – LINA MARCELA BONILLA (EDEMET).**

La obra asociada al suministro de LINA MARCELA BONILLA se encuentra desagregada en **dos cuentas** que corresponden a componentes distintos y necesarios para completar la obra y habilitar el servicio.

- **DLABT:** líneas de baja tensión aéreas (1 poste y 40 m) → **FInv = 0% (castigo total)** por umbral.

- **DTRMB-13.8:** transformador(es) en 13.8 kV → **FInv = 100%**.

El resultado práctico es irracional: el modelo trata como ineficiente y **castiga al 100% la porción de baja tensión** necesaria para materializar el suministro y hacer operativa la instalación del transformador, pese a que dicho componente es técnicamente indispensable y forma parte de una obra completa, necesaria y correctamente dimensionada.

---

### **Ejemplo 2: Obra 201022023110546 – RIVER, S.A. SAN PABLO (EDEMET).**

La obra asociada al suministro de **River S.A. San Pablo** se encuentra desagregada en **tres cuentas** que corresponden a componentes distintos y necesarios para completar la obra y habilitar el servicio.

En esta obra ocurre el mismo problema estructural: una obra de nuevo suministro es fraccionada contablemente y el modelo **castiga un componente esencial por umbral**.

- **DLAMT-34.5:** extensión aérea de media tensión en 34.5 kV (1 poste y 49 m) → **FInv = 0% (castigo total)** por umbral.
- **DTRMB-34.5:** transformador(es) en 34.5 kV → **FInv = 100%**.
- **DLSBT:** líneas subterráneas de baja tensión → **FInv = 100%**.

Al igual que en los casos anteriores, por evaluación fragmentada por cuenta, el modelo excluye del reconocimiento de inversión **el tramo de media tensión** que completa la alimentación del nuevo transformador y la red secundaria, únicamente por aplicación numérica del umbral (49 m < 50 y 1 < 2 Postes), aunque la obra completa sea una actuación única y necesaria.

### **Ejemplo 3: Obra 101012021121060 – Edificio del Pacífico (EDEMET)**


La obra asociada al suministro de **Edificio del Pacífico** se encuentra desagregada en tres cuentas que corresponden a componentes distintos y necesarios para completar la obra y habilitar el servicio.

**DTRMB-13.8:** transformador en 13.8 kV → **FInv = 0% (castigo total)** por criterio relacionado con la proporción de Mano de Obra. En este caso, el criterio aplicado resulta claramente inadecuado, ya que se trata de un **equipo de alto valor (transformador sumergible)** cuyo costo es sustancialmente mayor que la mano de obra asociada exclusivamente a su instalación.

**DLSBT:** líneas subterráneas de baja tensión → **FInv = 100%**, con aplicación de factor de eficiencia.

**DLSMT-13.8:** líneas subterráneas de media tensión → **FInv = 100%**, con aplicación de factor de eficiencia.

**El resultado práctico es nuevamente irracional:** la aplicación de criterios de evaluación de la **mano de obra por cuenta**, sin una verificación a nivel de obra, conduce a que el modelo **castigue al 100% la transformación**, pese a que el transformador constituye el elemento central e indispensable para la prestación del servicio y para la operación de las redes de media y baja tensión asociadas. En consecuencia, el modelo reconoce solo parcialmente la obra como inversión y **excluye completamente un componente esencial desde el punto de vista**



**funcional**, aun cuando se trata de una actuación única, necesaria y correctamente dimensionada.

Reclamo: el FInv opera como un castigo y su aplicación es desproporcionada e irracional.

La ASEP debe reconocer expresamente que en estos casos el FInv=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 FInv 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 FInv debe realizarse considerando la obra como un todo; y (ii) si dentro de la obra existen componentes reconocidos con FInv=100%, no resulta metodológicamente válido castigar al 100% un componente indispensable (FInv=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 (FInv) 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 EDEMET 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.

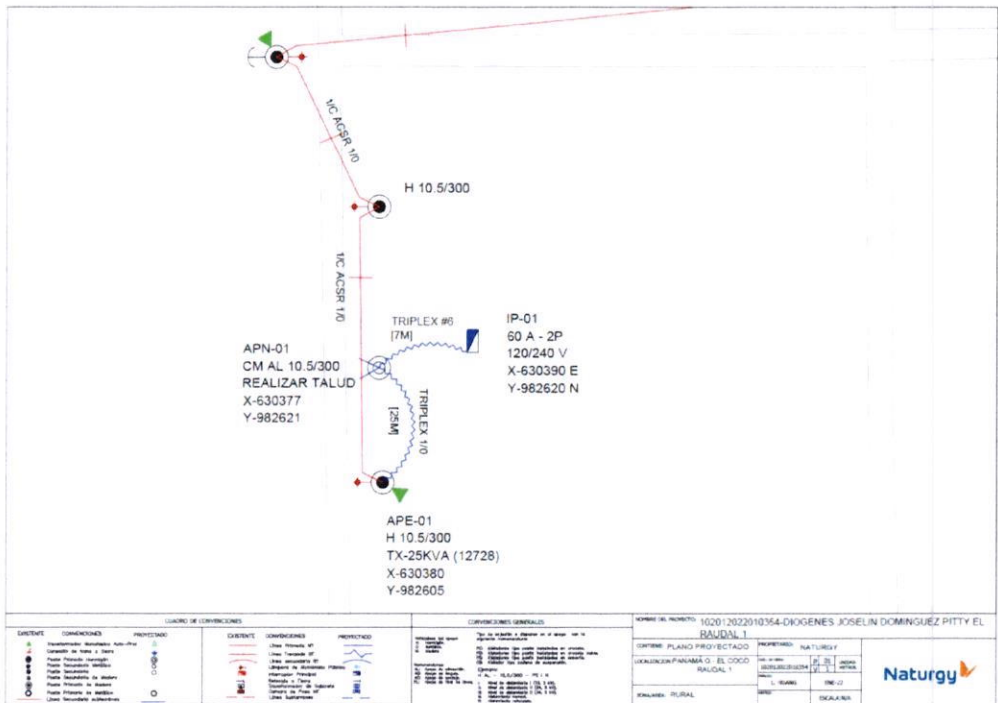
**Castigar este tipo de actuaciones (FInv = 0%)** y llevarlas a gasto, únicamente por la aplicación numérica de umbrales (< 2 postes y/o < 50 m de línea), resulta desproporcionado y contrario a la realidad operativa, máxime cuando su **aplicación sistemática produce una reducción material y acumulativa 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 102012022010354 – DIOGENES JOSELIN DOMINGUEZ PITY EL RAUDAL

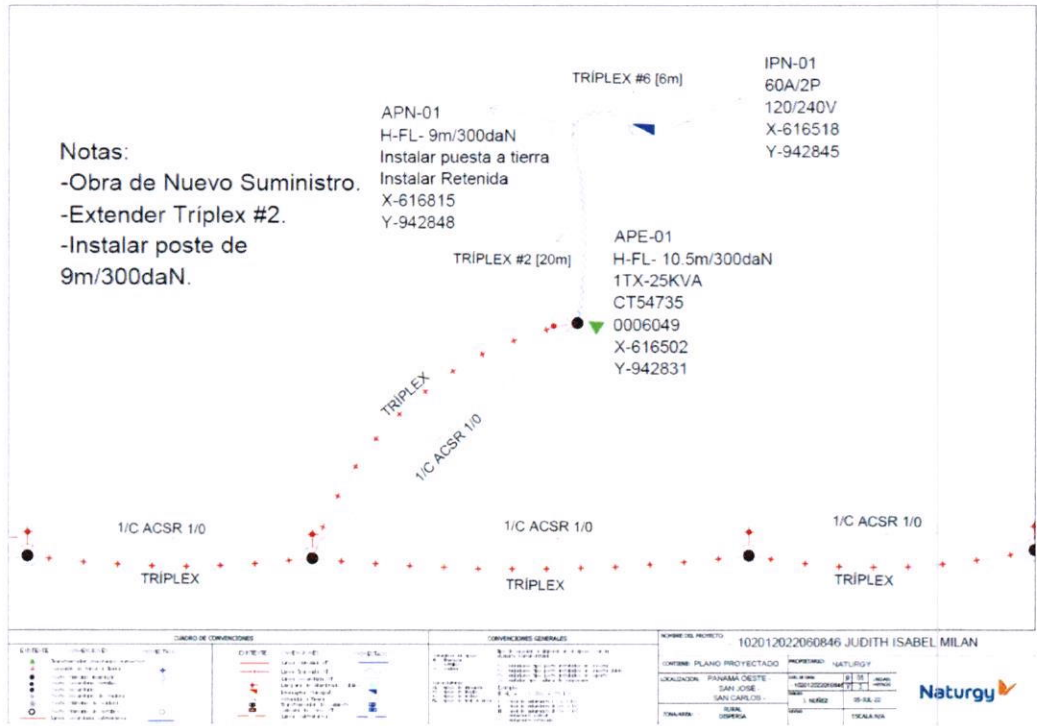
Codigo_Proyecto	NIS	Nombre del Solicitante	Tipo de Suministro	Alcance de la Obra		
				Postes	Conductor	CT
102012022010354	6520597	DIOGENES JOSELIN DOMINGUEZ PITY EL RAUDAL	Hasta 100m y potencia hasta 500kW	1	30	





Suministro 102012022060846 – JUDITH ISABEL MILLAN DE QUINTANILLA LOTE 41 B ETA

Codigo_Proyecto	NIS	Nombre del Solicitante	Tipo de Suministro	Alcance de la Obra		
				Postes	Conductor	CT
102012022060846	6425597	JUDITH ISABEL MILLAN DE QUINTANILLA	Hasta 100m y potencia hasta 500kW	1	35	



- Notas:
- Obra de Nuevo Suministro.
  - Extender Triplex #2.
  - Instalar poste de 9m/300daN.



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.

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 sucede con las inversiones asociadas a nuevos suministros descritas en el punto 5.3, EDEMET ejecuta de forma permanente proyectos orientados a la calidad del servicio que, por su naturaleza, pueden implicar intervenciones de alcance físico reducido (por ejemplo, menos de dos (2) postes o menos de cincuenta (50) metros de conductor). Sin embargo, bajo el criterio aplicado en la propuesta, este tipo de actuaciones son penalizadas al 100% al ser reclasificadas como gasto, aun cuando constituyen inversiones en activos de red con vida útil, permanencia y beneficio sistémico.

Este tratamiento resulta incorrecto porque confunde el tamaño físico de una intervención con su naturaleza económica. En proyectos de calidad, un refuerzo corto o un cambio puntual (por ejemplo: sustitución o reubicación de un tramo de conductor, instalación de un poste adicional para reconfigurar cargas, creación de un amarre corto, instalación de seccionamiento y adecuación de acometidas de media/baja tensión asociadas a una reconfiguración) 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 como lo son los equipos de regulación de voltaje. Por tanto, su contribución 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.

El efecto práctico de mantener este criterio es un doble desincentivo: por un lado, reduce el reconocimiento de inversiones efectivamente ejecutadas para elevar la calidad del servicio; y por otro, introduce señales técnicas inadecuadas, al presionar a "dimensionar" obras (p. ej., añadir postes o instalación de equipos sin necesidad inmediata) únicamente para evitar la reclasificación como gasto, lo cual sería contrario al principio de eficiencia. Además, al tratarse de inversiones asociadas al cumplimiento de estándares de continuidad y calidad, su no reconocimiento compromete la consistencia 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 corregir el criterio de clasificación aplicado a los proyectos de calidad, de manera que las obras orientadas a mejorar o ampliar la red para elevar la confiabilidad, maniobrabilidad y continuidad del servicio sean reconocidas como inversiones capitalizables dentro de la Base de Capital regulatoria, independientemente de que, por su diseño eficiente, utilicen menos de dos (2) postes o menos de cincuenta (50) metros de conductor, siempre que cuenten con sustento técnico, trazabilidad y evidencia de su incorporación a la

#### 5.5 Exagerado castigo de las inversiones por Asimetría

Al evaluar la incorporación de las inversiones realizadas por EDEMET 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 de los USD 470 millones invertidos por EDEMET durante el periodo tarifario pasado, será desconsiderado un 10% y no podrá formar parte de la 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: EDEMET siempre será quien tenga que darle la información a la ASEP para ejercer su rol de fiscalizador. Dado que EDEMET 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, EDEMET 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 EDEMET 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 periodo 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

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 Infraestructura de Alta Tensión (115 kV) y refuerzos de confiabilidad

Los proyectos de alta tensión en 115 kV corresponden a inversiones orientadas a garantizar respaldo operativo, cumplimiento del criterio N-1 y continuidad del suministro ante contingencias o mantenimientos. Por su carácter sistémico y habilitante, estas inversiones califican como NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA.

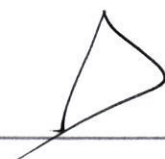
- LAT SE Chorrera – SE El Torno 115 kV (segunda línea): segunda alimentación en 115 kV que permite respaldo N-1 de la subestación El Torno y mejora la confiabilidad del suministro en Panamá Oeste. La SE El Torno 115/13.8 kV fue puesta en operación con una línea subterránea; mientras la carga lo permitió, parte del respaldo se gestionó a través de la transformación 34.5/13.8 kV de la subestación convencional adyacente, el Torno 34.5/13.8 kV. Sin embargo, ante la proyección de demanda y el riesgo asociado, se propone habilitar un segundo circuito de respaldo. La reparación de fallas en cables subterráneos de 115 kV es altamente compleja: requiere coordinación y desplazamiento de técnicos especializados, gestión de permisos de trabajo, adquisición de empalmes y materiales específicos (resinas, cintas, cauchos) que no es viable mantener en stock de forma permanente por su caducidad, y preparación de obra civil para intervenir el ducto. En la práctica, estos trabajos pueden extender el tiempo de reposición por encima de 60 días. Por ello, la habilitación de la segunda línea de alimentación en 115 kV reduce sustancialmente el riesgo de interrupciones prolongadas y su impacto social y económico.
- LAT Justo Arosemena – segunda línea 115 kV: proyecto subterráneo que dota de una fuente adicional de alimentación a una subestación urbana crítica, incrementando la resiliencia del sistema. El proyecto contempla la reconfiguración del circuito 115-8 y la construcción de tramos subterráneos para conectar a la barra de 115 kV de la SE Justo Arosemena, aportando un nuevo respaldo desde la SE Cáceres. Al igual que en otros enlaces subterráneos de AT, una falla implica logística especializada, materiales de empalme con caducidad y obras civiles, por lo que contar con una segunda alimentación es determinante para asegurar continuidad del servicio y limitar el impacto en indicadores de calidad ante contingencias.



- Línea HIGO–COR (LAT 115 kV El Higo–Coronado): línea de alimentación para la futura subestación Coronado, necesaria para atender el crecimiento de carga y garantizar continuidad del servicio en zonas turísticas. En este caso, la propuesta en consulta reconoce la subestación Coronado 115/34.5/13.8 kV; sin embargo, dejar por fuera la línea de alimentación en 115 kV genera una inconsistencia funcional: la subestación requiere su enlace AT para funcionar, y materializar así el beneficio de capacidad, respaldo y transferencias de carga. El proyecto contempla aproximadamente 22 km (tramos aéreos con conductor 636 ACSR y tramos subterráneos con conductor 1200 mm<sup>2</sup> XLPE AI), orientado a incrementar la capacidad de alimentación hacia San Carlos/Coronado/Gorgona y garantizar el respaldo del suministro en el área, incluyendo Chame y Capira. En consecuencia, la línea de 115 kV y la subestación deben ejecutarse en paralelo como se propone, de modo que coincidan en su puesta en servicio y se materialicen los beneficios de capacidad, respaldo y transferencias de carga.
- Conexión SE Chorrera 115 kV al T1: nueva acometida que incrementa la maniobrabilidad y redundancia del esquema de alimentación de la subestación Chorrera. Se trata de realizar otra conexión de los transformadores de ETESA a la barra de 115 kV de nuestra subestación Chorrera 115 kV, para dar mayor confiabilidad ante la posible pérdida o mantenimientos de un transformador de Chorrera. Esta acometida adicional incrementa la redundancia frente a la posible indisponibilidad de un transformador de ETESA, mejorando la maniobrabilidad del esquema de alimentación.
- Posición de línea 115-58 Llano Sánchez – La Arena: habilita la conexión de la nueva línea de transmisión, fortaleciendo la confiabilidad del sistema en la región de Azuero. La nueva posición es habilitante para la conexión de la línea 115-58 y para asegurar redundancia operativa hacia Azuero. 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.
- Posición de línea 115-14B Llano Sánchez – SE Pocrí: refuerzo de interfaz con transmisión que permitirá junto a la nueva línea mejorar la continuidad y seguridad del suministro en Coclé. La posición habilita la futura conexión AT Llano Sánchez–Pocrí, reforzando continuidad del servicio y capacidad de transferencia. 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 estos refuerzos en 115 kV incrementa la probabilidad de interrupciones de mayor alcance y mayor duración ante contingencias o mantenimientos, reduce la resiliencia (criterio N-1), limita la maniobrabilidad del sistema y puede afectar el desempeño de los indicadores de calidad (SAIDI/SAIFI) al prolongar los tiempos de reposición en eventos de AT, especialmente en casos de averías complicadas en las líneas a las que se requiere dar respaldo.

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



### 6.3 Arquitecturas de Red asociadas a subestaciones

Las arquitecturas de red son inversiones habilitantes que permiten materializar los beneficios de las subestaciones y refuerzos en alta tensión, mediante redistribución de carga, respaldo entre circuitos de media tensión y automatización. En la práctica, una Arquitectura de Red incluye: (i) red de media tensión nueva y modificaciones a la red existente para interconectarla a una nueva subestación o reforzar la red asociada a una subestación existente; con tramos aéreos y/o subterráneos según el entorno; y (ii) equipamiento de operación y telecontrol (centros de maniobra telecontrolados, interruptores telecontrolados, bancos de regulación/capacitores cuando aplica) para garantizar maniobrabilidad, seccionamiento y respaldos entre circuitos. Por tanto, reconocer una subestación, pero excluir su Arquitectura de Red genera una inconsistencia funcional, ya que la solución queda parcialmente inutilizada o subóptima en confiabilidad y capacidad operativa. Las redes son dinámicas, el crecimiento de los clientes y sus ubicaciones hace que además de dar suministro, se requieran sendas mejoras en la Arquitectura entre subestaciones, para generar nuevas opciones de amarre y respaldo de la carga.

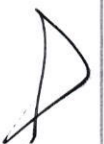
- Arquitectura de red Subestación El Torno y JDA: permite maniobras, respaldo y operación flexible entre subestaciones mediante modificaciones y circuitos dedicados y centros de maniobra telecontrolados. Incluye circuitos, centros de maniobra telecontrolados y tramos aéreos/subterráneos, diseñados para seccionamiento y respaldos entre circuitos.
- Arquitectura de red Subestación Panamá Pacífico (Howard): habilita la operación confiable de la subestación mediante nuevos circuitos, automatización y centros de maniobra. Considera circuitos de 12 kV, instalación de ITC/CMT y canalizaciones resilientes para incrementar confiabilidad y permitir expansión futura.
- Arquitectura de red Subestación La Floresta: materializa el esquema de suministro y respaldo para cargas estratégicas mediante circuitos subterráneos y centros de maniobra. Comprende circuitos subterráneos 12 kV, un circuito de respaldo ("Cable Cero") y centro de maniobra telecontrolado para asegurar respaldo.

Se SOLICITA la inclusión de estas Arquitecturas 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.

### 6.4 Renovación de equipos críticos de subestaciones

La renovación de equipos de maniobra y metalclad corresponde a inversiones de mitigación de riesgo, orientadas a mejorar la seguridad y confiabilidad del suministro en áreas urbanas críticas.

- Renovación Metalclad T3 – Subestación Locería: modernización de equipos críticos para mejorar la disponibilidad y reducir riesgos operativos. La renovación reduce probabilidad de falla interna, mejora seguridad operativa y disponibilidad del equipo.
- Renovación Metalclad T1 – Subestación Marañón: sustitución de equipos obsoletos por tecnología moderna, incrementando la seguridad y confiabilidad del sistema. La renovación reduce riesgo operativo y fortalece continuidad del servicio en un nodo urbano de alta criticidad.



Se SOLICITA la incorporación de estos proyectos como inversiones NO CONTEMPLADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA por su contribución directa a la continuidad y seguridad del servicio.

#### 6.5 Medida Inteligente – EDEMET

El proyecto de medida inteligente corresponde a una inversión de modernización tecnológica que mejora la operación, la facturación y la atención de interrupciones. La medida inteligente soporta una Digitalización/Operación SMART, habilitando gestión de autoconsumo, automatización y sensorización de la red, gestión de generación distribuida y movilidad eléctrica, al permitir medir y gestionar en tiempo real el consumo y la producción, así como controlar de forma más precisa la carga. Además, reduce anomalías de lectura por acceso impedido, disminuye estimaciones de facturación, y aporta lectura remota, balances energéticos, gestión de alarmas y capacidades de suspensión/reconexión, incluyendo modalidades postpago/prepago.

Dentro de las inversiones adicionales no consideradas en las ecuaciones de eficiencia, EDEMET ha presentado una propuesta para el despliegue masivo de medición inteligente. El plan contempla la instalación de 148.800 medidores AML, 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 27,6 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 EDEMET

Proyecto	TOTALES	2026		2027		2028		2029		2030
		2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	
Cantidad	148 800	15 800	19 000	19 000	19 000	19 000	19 000	19 000	19 000	19 000
Inversión (MUSD)	27 606	2 959	3 489	3 489	3 487	3 487	3 489	3 489	3 489	3 718

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, a 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.

Como se puede apreciar en la Tabla 25 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 EDEMET, 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 25 INVERSIONES EFICIENTES - EDEMET (BALBOAS)**

Inversiones	Jul 26 -jun 27	Jul 27 -jun 28	Jul 28 -jun 29	Jul 29 -jun 30
ID	45,360,413	34,782,040	35,739,368	36,718,725
IC	4,014,192	4,143,921	4,277,857	4,416,125
<b>Inversiones Totales</b>	<b>49,374,605</b>	<b>38,925,962</b>	<b>40,017,225</b>	<b>41,134,850</b>

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.

EDEMET 2018		RECONOCIDAS
Propiedades y planta	B/.	4,445,174
Sistema de distribución	B/.	64,706,731
Alumbrado Público	B/.	3,066,091
Comercialización	B/.	5,325,507
<b>Total</b>	<b>B/.</b>	<b>77,543,503</b>
EDEMET 2019		
Propiedades y planta	B/.	9,971,382
Sistema de distribución	B/.	89,855,698
Alumbrado Público	B/.	1,670,126
Comercialización	B/.	5,397,119
<b>Total</b>	<b>B/.</b>	<b>106,894,326</b>
EDEMET 2020		
Propiedades y planta	B/.	3,782,009
Sistema de distribución	B/.	59,722,499
Alumbrado Público	B/.	2,303,350
Comercialización	B/.	5,511,026
<b>Total</b>	<b>B/.</b>	<b>71,318,884</b>
EDEMET 2021		
Propiedades y planta	B/.	3,081,735
Sistema de distribución	B/.	63,812,441
Alumbrado Público	B/.	1,475,913
Comercialización	B/.	4,772,600
<b>Total</b>	<b>B/.</b>	<b>73,142,689</b>
EDEMET 2022		
Propiedades y planta	B/.	5,081,050
Sistema de distribución	B/.	50,431,124
Alumbrado Público	B/.	1,991,194
Comercialización	B/.	6,991,115
<b>Total</b>	<b>B/.</b>	<b>64,494,482</b>

En el archivo aa\_EDOMET la ASEP presenta la inversión reconocida en la base de capital de las empresas distribuidoras y se aprecia (resaltado amarillo) que la inversión de comercialización reconocida es entre 5 y 6 MUSD lo que a todas luces muestra que sobrepasa 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.

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 EDEMET:

**TABLA 34 PÉRDIDAS EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN - EDEMET**

Pérdidas	JUL26/ JUN27	JUL27 / JUN28	JUL28 / JUN29	JUL29/ JUN30
<b>Pérdidas</b>	7.53%	7.52%	7.52%	7.51%

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%	<b>9,17%</b>	<b>9,89%</b>

Reiteramos como lo hemos hecho en revisiones anteriores, que las características del mercado que atiende EDEMET son muy distintas a las de las empresas de la FERC. EDEMET tiene alimentadores muy extensos con demandas en puntas y por tanto de altas pérdidas. Esto hace que las redes de EDEMET sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes.

Otra diferencia importante entre las redes de EDEMET en comparación con las empresas de la FERC es que la mayoría de la energía de EDEMET 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 EDEMET 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 9.17%.

## 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 (existencia de Zonas Rojas y Asentamientos Informales). Este principio es reconocido por la ASEP en su Informe (*Apartado 1.3. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN*) presentado en la Consulta Pública:

*“Adicionalmente, la empresa en su informe de pérdidas ha señalado que su pérdida adicional por zona roja e invasiones es de 3.04%, de acuerdo con lo presentado en el Anexo IV. Esta Autoridad en esta oportunidad ha determinado reconocer de manera especial para el período tarifario julio 2026 a junio 2030, un adicional por pérdidas no gestionables del 50% de las pérdidas no técnicas estimadas para zonas rojas e invadidas.*

*De esta manera a las pérdidas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia se adiciona 1.51% para cada año tarifario. Este porcentaje se traduce en un ingreso adicional que pagarán los clientes y que debe ser usado por la empresa para programas de reducción de pérdidas, cuyos planes deberán ser presentados a esta Autoridad luego de aprobado el IMP.”*

Sin embargo, este monto no solo resulta insuficiente ya que no permite recuperar el costo total de las pérdidas no técnicas que no pueden gestionarse (zonas rojas y asentamientos), sino que tampoco incluye un componente mínimo por la pérdida no técnica que si es gestionable, pero cuyo límite mínimo es económicamente eficiente. Esto se explica a continuación.

**Las Pérdidas no Técnicas se originan por dos causas principales:**

- **Pérdidas no Técnicas Gestionables:** Fraudes, hurtos, conexiones clandestinas, manipulación de medidores, etc.
- **Pérdidas no Técnicas no Gestionables:** Imposibilidad de facturar y cobrar en Zonas Peligrosas (Zonas Rojas y Asentamientos Informales) e imposibilidad de construir redes formales en los Asentamientos para regularizar los suministros, debido a que estos sectores carecen de trazados viales, lotificación y títulos de propiedad. Como es de su conocimiento, las normativas vigentes obligan a que la legalización del territorio sea un paso previo indispensable antes de que cualquier empresa distribuidora pueda brindar un servicio eléctrico de forma regular.

Respecto de las **Pérdidas No Técnicas 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.

Por el contrario, las Pérdidas No Técnicas No Gestionables (en Zonas Rojas y Asentamientos) deben ser reconocidas en su totalidad, porque su reducción está fuera del alcance de la gestión de la empresa distribuidora.

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:

Reconocer solo costos eficientes, evitando trasladar ineficiencias al usuario final.

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 Panamá, 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.

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.

#### 7.4 Insuficiente reconocimiento de pérdidas de zonas rojas de imposible reducción

##### **Pérdidas no Técnicas no Gestionables**

Como se puede apreciar en el detalle mostrado a continuación, las pérdidas en las zonas rojas y asentamientos informales en la zona de concesión de EDEMET, específicamente en Panamá Metro y Panamá Oeste, representan una energía perdida de 172,87 GWh que equivalen al 3,04% de las pérdidas de EDEMET.

<b>Energía Perdida Anualmente en Zonas Rojas y Asentamientos Informales</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Pérdida Anual (GWh)</b>
Zona Roja Panamá Metro	66.95
Zona Roja Panamá Oeste	75.13
Asentamientos Informales en Panamá Oeste	30.80
<b>Total (GWh)</b>	<b>172.87</b>
Energía Ingresada EDEMET (GWh)	5681.20
Pérdidas No Técnicas ZZRR y Asentamientos (%)	<b>3.04%</b>

Respecto al origen de los datos de pérdidas no gestionables reportados, queremos señalar que, contrario a lo indicado en el punto "5. CONCLUSIONES" incluido en el "Anexo IV ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN", de la Propuesta presentada por la ASEP para el IMP 2026-2030, donde se afirma que "*Lamentablemente la información presentada por las empresas no permite establecer la ubicación geográfica exacta de las zonas rojas, ni verificar que los cálculos corresponden exclusivamente a zonas rojas y asentamientos*", EDEMET sí aportó información completa, precisa y verificable adjunto a la **NOTA No. DIR- 70-26 del 22 de enero de 2026 en respuesta a la nota DSAN-0002-2026**

En los anexos presentados ante la ASEP, EDEMET incluyó los balances energéticos mensuales de cada Zona Roja de Panamá Metro y Panamá Oeste, detallando la energía de entrada, energía de salida y el porcentaje de pérdida. Además, se proporcionaron las coordenadas geográficas exactas de los polígonos donde se ubican estas zonas, junto con las listas completas de los suministros asociados.

Esta documentación demuestra que EDEMET sustentó las pérdidas con mediciones reales, verificables y auditables, cumpliendo plenamente con los requerimientos establecidos por la ASEP

Con relación a las ratios de criminalidad y pobreza mencionados en dichas conclusiones para desestimar la validez de nuestra solicitud, indicamos que los mismos son indicadores sociológicos diseñados para medir condiciones sociales, no fenómenos eléctricos. No pueden sustituir mediciones energéticas reales hechas con macromedidores. Usarlos como parámetro implicaría ignorar temas técnicos como la carga instalada en dichos sectores, el número de conexiones ilegales, el impacto de los asentamientos y la imposibilidad de acceso. Además, la pobreza no genera automáticamente fraude eléctrico, es la falta de presencia institucional, ausencia de títulos de propiedad y barreras operativas lo que explican la magnitud del problema. Por ello, cualquier metodología basada en estas ratios carece de rigor técnico y sería impropio a nivel regulatorio.

En el Punto "4. ANÁLISIS DE LAS SOLICITUDES DE LAS EMPRESAS" incluido dentro del mismo "Anexo IV ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN", la propia ASEP reconoce que: "*El abordaje de zonas rojas implica tomar acciones mucho más sofisticadas que las planteadas por las empresas, ya que más allá del reconocimiento de las pérdidas para fines tarifarios es fundamental abordar el tema de riesgos por la realización de conexiones clandestinas que no cumplen con ningún estándar constructivo que evite los riesgos de accidentes eléctricos tanto en la vía pública como en el interior de las viviendas. Por su complejidad el abordar las pérdidas en zonas rojas también requiere de la participación y compromiso de instituciones del Estado de Panamá*". Esta afirmación refuerza los argumentos de EDEMET: el problema es estructural, excede el ámbito técnico y depende de actores estatales externos, que detallamos continuamente en nuestros informes, como son:

No se puede acceder a los lugares sin la compañía de la policía nacional y sin la autorización de autoridades competentes

Además, se requiere de las autoridades municipales (alcaldías, juzgados de paz y juntas comunales) para que medien ante los residentes en los edificios de las zonas rojas

Se requiere de la autorización de la ASEP para proceder con el corte masivo de las zonas rojas.

En asentamientos ilegales, se requiere de la legalización de las propiedades, trazado de carretera, lotificación de la urbanización por parte del Ministerio de Vivienda y Ordenamiento



Territorial. Sin esta legalización la empresa distribuidora no puede construir redes en las áreas tomadas por los asentamientos.

Es necesaria la participación del Banco Hipotecario para que autorice o certifique la propiedad de los apartamentos en zonas rojas.

Se requiere de la autorización de los Bomberos para poder instalar el suministro y firmar contratos de suministros.

Un caso emblemático que evidencia esta situación es el proyecto prepago Cabo Verde, el cual ya había sido presentado en la consulta tarifaria 2018–2022 como un proyecto cuya normalización no pudo completarse por causas externas a la distribuidora. Lamentablemente, y por las mismas razones, al año 2026 el proyecto continúa sin avances reales, a pesar de los reiterados esfuerzos de EDEMET.

Tal como ha sido debidamente informado a la ASEP, las instalaciones adecuadas al sistema prepago en los cinco edificios intervenidos fueron reiteradamente vandalizadas por los propios residentes, generando pérdidas totales tanto de la inversión inicial como de la energía actualmente consumida. Además, desde los primeros trabajos realizados en 2017, se ha documentado que ha sido imposible ingresar de manera segura a los edificios para ejecutar las correcciones necesarias sin el acompañamiento de las autoridades, lo cual ha impedido cualquier intento de normalización técnica o comercial. Por ello, nos vemos nuevamente en la obligación de incluir el proyecto en la Consulta Pública CP-001-26 correspondiente al IMP 2026–2030, esta vez evidenciando que durante casi una década no ha sido posible avanzar debido a la falta de apoyo institucional y comunitario. A continuación, se presentan vistas y evidencias del caso Cabo Verde:

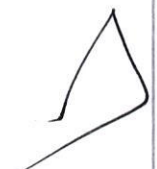
Protestas en contra de la normalización de los suministros en las Áreas Rojas de Panamá Metro

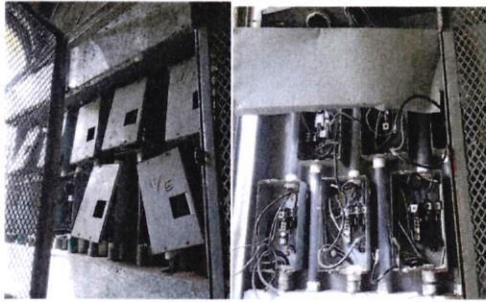


Adecuación por parte de EDEMET de las instalaciones eléctrica internas de edificios en Cabo Verde



Instalaciones eléctricas luego de ser vandalizadas por residentes de Cabo Verde





En cuanto a los lugares con instalaciones ilegales (invasiones), mejor conocidos como asentamientos informales, la presencia y expansión de estos dentro de las áreas de concesión de EDEMET y EDECHI se ha convertido en uno de los obstáculos más complejos para nuestra operación, especialmente en EDEMET donde este fenómeno social se presenta con mayor agresividad. En regiones como Panamá Oeste, estos asentamientos han proliferado de manera acelerada, incorporando no solo viviendas improvisadas, sino también estructuras consolidadas que demandan cada vez más energía. Este crecimiento no reglamentado ha venido acompañado de altos niveles de conflictividad social y una marcada inseguridad que condiciona el acceso del personal técnico, impidiendo ejercer las actividades básicas necesarias para garantizar un servicio eléctrico formal y seguro. En estas zonas son comunes las conexiones ilegales directas a la red de distribución, lo que genera pérdidas no técnicas considerablemente elevadas y daños constantes a la infraestructura eléctrica.

Vista de asentamiento informal Panamá Oeste




El impacto en las pérdidas energéticas es severo. Nuestros informes más recientes evidencian que, en Panamá Oeste, las pérdidas superan los 30 GWh anuales. Estas cifras se explican por el uso indiscriminado e inseguro de la red eléctrica, en la que los residentes se conectan de forma artesanal, instalando las conocidas “telarañas” que multiplican el hurto de energía y someten a los transformadores a sobrecargas frecuentes. Esta situación no solo afecta a las propias redes, sino que compromete la calidad del suministro a los clientes regulados que viven en la periferia de estos asentamientos, quienes experimentan fluctuaciones, caídas de voltaje e interrupciones derivadas directamente de las conexiones irregulares.

Los asentamientos informales en Panamá Oeste se concentran principalmente en los distritos de Arraiján y La Chorrera, donde, según el censo realizado en 2025, se identificaron más de 9,200 viviendas conectadas de manera ilegal. Esta información fue remitida a la ASEP, adjunto a la nota No. CM-475-2025.

El crecimiento en número y persistencia de los asentamientos informales en Panamá Oeste es consecuencia directa de la lenta actuación institucional para legalizar su situación o ejecutar

A handwritten signature or mark, possibly a stylized letter 'A' or a similar symbol, located in the bottom right corner of the page.

planes efectivos de reubicación. Un ejemplo claro es La Milagrosa (Playa Leona), que según la vista parcial de la Nota 2025\_865\_AN\_DHD-PCLR\_H\_13-4 enviada a la ASEP y otras entidades por la H.D. Patsy Lee Rentería de Huang, como parte del seguimiento a una reunión realizada en el mes de octubre del año pasado en el distrito de La Chorrera, orientada a gestionar la atención de distintas necesidades de la población residente en asentamientos informales, dicho asentamiento cuenta con 34 años de existencia. Este tipo de evidencia demuestra que, durante más de tres décadas, no se han implementado soluciones definitivas por parte de las instituciones competentes. La prolongada inacción en este y otros asentamientos ha permitido que miles de viviendas mantengan conexiones eléctricas informales o artesanales, generando pérdidas no técnicas sostenidas por años, las cuales EDEMET ha debido absorber sin recibir acorde a la magnitud de la situación descrita. La falta de titulación, la ausencia de controles urbanísticos y la demora en la coordinación interinstitucional no solo incrementan la vulnerabilidad social de estas comunidades, sino que también trasladan a la distribuidora un costo operativo y económico que supera ampliamente su ámbito de control.




*Asamblea Nacional*

H. D. Patsy Lee Rentería de Huang  
Diputada de la República | Circuito 13-4

Asamblea Nacional, Palacio Legislativo  
Justo Arosemena, Ed. Nuevo, oficina  
116-B Tel: 504 0496 Ext: 8566  
pire@asamblea.gob.pa

Panamá, 20 de OCTUBRE de 2025  
2025\_865\_AN\_DHD-PCLR\_H\_13-4

**Señores**  
Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MIVIOT)  
Banco de Desarrollo Agropecuario (BDA)  
Banco Hipotecario Nacional (BHN)  
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)  
Empresa NATURGY Panamá  
IDAAN  
E. S. D



*Asamblea Nacional*

ASEP	Sotero Morales	Agua potable
	Yolanda Chávez	Jefe Regional Panamá Oeste
	Fidel Navarro	Jefe de portabilidad - Telecomunicación
	Dora Mendicuti	Supervisa Electricidad
Comunidades	Lizardo Arosemena	Análisis de normas
	Relando Chang	
	Carmen Sánchez	La Milagrosa
	Angelica Asperilla	
	Lourdes Amores	Villa Unida
	Javier Guerra	
	Katherine Alvarado	Progreso #4
	Angel Fruto	
Betabel Ramos	San Antonio #2	

**III. COMUNIDADES PRIORIZADAS**  
Se acordó priorizar las siguientes comunidades para la primera fase de la Mesa Interinstitucional

- La Milagrosa (Playa Leona) 34 años
- El Progreso (Puerto Caimito) 19 años
- San Antonio #2 (Barro Ballbo) 11 años
- Villa Unida (Herrería) 4 años

Vistas de nota 2025\_865\_AN\_DHD-PCLR\_H\_13-4: en la cual se resalta en amarillo la antigüedad de los asentamientos participantes en la reunión interinstitucional realizada el 17 de octubre de 2025 en el salón municipal de La Chorrera.

La experiencia documentada por EDEMET demuestra un patrón consistente, cada vez que la empresa emprende acciones para cortar conexiones ilegales y normalizar asentamientos informales y zonas rojas, las instituciones que deberían acompañar estos esfuerzos terminan frenándolos ante el menor reclamo o levantamiento comunitario, agravando una problemática que ya lleva décadas sin resolverse. Notas como la CM-142-24, en la que EDEMET advierte sobre riesgos y pérdidas en edificios de zonas rojas, culminan con órdenes de suspensión por parte de la ASEP; lo mismo ocurre con la CM-216-24, donde, pese a comunicar el incremento de asentamientos ilegales y la urgencia de iniciar cortes masivos, la ASEP vuelve a ordenar detener los operativos. Más aún, notas posteriores como la CM-263-24, CM-291-24, CM-846-24, CM-359-25 y CM-940-25 revelan que incluso cuando EDEMET aporta soluciones técnicas, como instalar medidas totalizadoras externas o implementar sistemas prepagos, las autoridades mantienen la suspensión o simplemente no responden, permitiendo que la situación de fraude eléctrico persista sin control. Esta reacción institucional, sumada a la inacción histórica para legalizar o reubicar estos asentamientos, termina protegiendo la irregularidad, profundizando las pérdidas no técnicas y trasladando a EDEMET un costo económico que no le corresponde y que tampoco es reconocido de forma justa en los procesos regulatorios.

A continuación, se presenta un resumen de las últimas notas enviadas a la ASEP:

**Vistas de secuencias de notas enviadas a la ASEP para informar las acciones a realizar para disminuir pérdidas en zonas rojas y asentamientos ilegales que terminan en la suspensión de los operativos.**



Notas EDEMET	Fecha	Resumen de Nota
CM-142-24	19-feb-24	EDEMET informó a la ASEP que, pese a años de inversión para eliminar riesgos y consumo ilegal en edificios de zonas rojas de Panamá, los proyectos no se han completado por falta de interés de los residentes y la falta de apoyo de las autoridades. Ante ello, la empresa iniciaría un plan de suspensión del suministro eléctrico en dichos edificios para reducir la morosidad y fraude. <i>ASEP responde con DSAN-0443-24 y ordena suspender acciones.</i>
CM-216-24	11-mar-24	Se informa a la ASEP que ante el incremento de asentamientos informales en Panamá Oeste y las pérdidas económicas por uso fraudulento de energía, EDEMET iniciará un plan de cortes masivos en esas áreas. <i>ASEP responde con DSAN-620-2024 y ordena suspender operativos.</i>
CM-263-24	25-mar-24	EDEMET responde nota DSAN-620-2024 que suspende los operativos anunciados a la ASEP mediante Nota CM-216-24 y se aclara que los cortes masivos en asentamientos informales de Panamá Oeste buscan eliminar conexiones ilegales que afectan la calidad del servicio y representan riesgos de seguridad. EDEMET confirma que no hay clientes regulados dentro de los asentamientos y aporta la información solicitada por la ASEP. <i>Esta nota no ha sido respondida por la ASEP.</i>
CM-291-24	08-abr-24	EDEMET responde nota DSAN-0443-2024, en la que la ASEP ordena suspender acciones en los 47 edificios de zonas rojas indicados en la nota CM-142-24, explicando que hemos intentado implementar medidores prepago para reducir morosidad y pérdidas, pero los esfuerzos han fracasado por falta de apoyo y vandalismo, tal como ocurrió en el proyecto Cabo Verde. Ante esta situación, la empresa propone continuar con operativos, aporta la información solicitada y plantea instalar un medidor totalizador externo como solución temporal para poder facturar la energía consumida por los residentes. <i>Esta nota no ha sido respondida por la ASEP.</i>
CM-846-24	16-sep-24	En seguimiento a la CM-263-24 y DSAN-620-24, EDEMET solicita a la ASEP levantar la orden de suspender el plan de eliminación de conexiones ilegales en asentamientos informales de Panamá Oeste y enfatiza que estas acciones son necesarias para reducir pérdidas y garantizar la estabilidad de la red. Adicional, se solicita la gestión ante instituciones como el MIVIOT para abordar la problemática de invasión de terrenos que origina estas afectaciones. <i>Esta nota no ha sido respondida por la ASEP.</i>
CM-359-25	31-mar-25	Se reitera solicitud a la ASEP y autorización para reactivar en abril de 2025 el plan de eliminación de conexiones ilegales provenientes de asentamientos informales de Panamá Oeste, suspendido desde marzo de 2024. <i>Esta nota no ha sido respondida por la ASEP.</i>
CM-940-25	29-sep-25	Se reitera solicitud de reactivar en octubre de 2025 el plan de eliminación de conexiones ilegales en asentamientos informales de Panamá Oeste y zonas rojas del área metropolitana, suspendido por la ASEP en 2024. EDEMET advierte que estas conexiones generan pérdidas económicas, riesgos de seguridad y afectan la calidad del servicio, por lo que pide respaldo institucional de la ASEP, el MIVIOT y la Policía Nacional. <i>Esta nota no ha sido respondida por la ASEP.</i>

## Solicitud

Dada la imposibilidad técnica, operativa y social de lograr una reducción inmediata del 50% en las pérdidas asociadas a las Zonas Rojas y Asentamientos Informales, debido a la alta complejidad de gestionar estos sectores y a que su normalización depende exclusivamente del actuar oportuno y decidido de las autoridades, las cuales, hasta la fecha, han mostrado una intervención insuficiente e incluso han frenado los esfuerzos de EDEMET ante cualquier levantamiento o presión comunitaria, la empresa solicita que para el primer año del IMP 2026–2030 se reconozca el 100% de las pérdidas atribuibles a estos sectores, equivalente al 3,04%, ya que como se ha indicado anteriormente, desde el 2024 el propio Regulador ha suspendido los operativos de corte en las Zonas Rojas y Asentamientos Informales, lo cual ha acrecentado el problema.

Este reconocimiento inicial es imprescindible, considerando que la distribuidora no tiene capacidad legal ni operativa para resolver por sí sola una situación que es estructuralmente social, territorial y administrativa, y que ha persistido por décadas sin acciones definitivas de parte de las instituciones competentes.

Para los años posteriores del periodo regulatorio, EDEMET propone una senda de reducción gradual, con una disminución anual de 0,51%, alcanzando un nivel de 1,52% en el cuarto año.

Esta trayectoria no solo es técnicamente viable, sino también coherente con la realidad del territorio y con los tiempos propios de los procesos de intervención interinstitucional, legalización y control

La siguiente tabla resume los porcentajes propuestos:

Pérdidas	Jul26/Jun27	Jul27/Jun28	Jul28/Jun29	Jul29/Jun30
Pérdidas NT Zonas Rojas y Asentamientos	3,04	2,53	2,02	1,52

Se solicita a la ASEP considerar para el primer año del IMP 2026–2030 se reconozca el 100% de las pérdidas atribuibles a estos sectores, equivalente al 3,04% y de allí una senda de mejora hasta llegar a 1.52% en el último año tarifario dando así un tiempo para las implementaciones de acciones que permitan ayudar con estos objetivos.

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**