

## MARGEN DE RENTABILIDAD, COSTO OPERATIVO Y COSTO MARGINAL DE EDEMET

Un análisis con base en la Ley, el CND, la Metodología IMP de ASEP y los Estados Financieros Auditados (2015-2026)

Comentario Ciudadano — Consulta Pública No. 008-26-Elec (ASEP)

Señora

**Zelmar Rodríguez de Massiah**

Administradora General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

Presente.

### 0. Objeto de la Consulta Pública No. 008-26-Elec

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) convocó la Consulta Pública No. 008-26-Elec para someter a consideración de la ciudadanía la propuesta de Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización para Clientes Regulados y Grandes Clientes Habilitados de EDEMET y EDECHI, en el marco de la revisión tarifaria para establecer el Ingreso Máximo Permitido (IMP) y los cargos tarifarios del periodo 2026-2030.

Este comentario evalúa, con datos del Centro Nacional de Despacho (CND), la Metodología de Cálculo del IMP de ASEP (2018-2022, 2022-2026 y 2026-2030), los Estados Financieros Auditados de EDEMET, y el marco legal vigente (Ley 6 de 1997 y Ley 15 de 2001), si la propuesta tarifaria y el comportamiento histórico de la tarifa BTS3 están justificados por el costo real de generación, el costo operativo real, el margen de rentabilidad legalmente permitido, y los mecanismos de redistribución que la ley autoriza.

*Las cifras de EDEMET citadas a lo largo de este documento (Ingresos, Aprovisionamientos, Ganancia en Operaciones/EBIT, Utilidad Neta) provienen de los Informes y Estados Financieros Auditados de EDEMET 2015-2025; las páginas correspondientes de cada Estado de Resultados se reproducen como evidencia documental en el Anexo A.*

**Alcance:** este comentario se centra en EDEMET por ser la distribuidora del comentante, y por estar comprendida junto con EDECHI en la Consulta Pública No. 008-26-Elec. Sin embargo, los mismos documentos oficiales de ASEP utilizados en este análisis (la Metodología de Cálculo del IMP 2022-2026 y 2026-2030) presentan el mismo tipo de comparación entre Costo Operativo Reconocido y Real para las tres distribuidoras del país — EDEMET, EDECHI y ENSA. Los hallazgos y las peticiones formuladas en este documento son, por tanto, igualmente aplicables a EDECHI (comprendida en esta misma Consulta Pública) y a ENSA (objeto de la Consulta Pública No. 009-26-Elec), en la medida en que ambas comparten el mismo marco legal (Ley 6 de 1997, Ley 15 de 2001) y la misma metodología de cálculo del IMP.

### 1. Costo Marginal Promedio del CND, 2015-2026

| Año  | Costo Marginal Promedio (\$/MWh) |
|------|----------------------------------|
| 2015 | 88.4                             |
| 2016 | 59.1                             |
| 2017 | 56.8                             |
| 2018 | 75.4                             |
| 2019 | 90.8                             |
| 2020 | 46.7                             |
| 2021 | 71.0                             |

| Año            | Costo Marginal Promedio (\$/MWh) |
|----------------|----------------------------------|
| 2022           | 105.8                            |
| 2023           | 120.6                            |
| 2024           | 104.4                            |
| 2025           | 66.4                             |
| 2026 (parcial) | 73.4                             |

El costo marginal de 2025 es 24.9% más bajo que el de 2015. Fuente: CND/ETESA, archivo histórico de costo marginal (ver Anexo B, Hoja 01\_CND\_Marginal).

## 2. Marco legal: la tasa de retorno (margen de ganancia antes de impuestos)

- Ley No. 6 de 1997, Artículo 101 (antes Art. 98): establece que la tasa de rentabilidad se determina mediante análisis de mercado (WACC/CAPM) dentro de una banda legal.
- Periodo 2014-2018: tasa real antes de impuestos de 9.66%.
- Periodo 2018-2022: 8.89% (Resolución AN No.12702-Elec de 3-sep-2018) / 8.94% (cálculo metodológico).
- Periodo 2022-2026: 8.80%.
- Periodo 2026-2030: 10.74% (Resolución AN No.21170-Elec de 22-dic-2025) — la tasa sube justo cuando, como se detalla en la Sección 5, ASEP ha identificado que las distribuidoras gastan sistemáticamente menos de lo reconocido.

## 3. Marco legal: el límite de redistribución entre tramos tarifarios (0.6%)

Ley No. 15 de 7 de febrero de 2001 (Gaceta Oficial No. 24,238), único mecanismo de redistribución expresamente autorizado:

- Artículo 3: subsidio máximo al consumo de subsistencia (hasta 100 kWh/mes) de 20% del valor correspondiente.
- Artículo 4: "Los clientes finales... con consumo superior a quinientos kilovatios hora (500 kWh) mensual... aportarán hasta seis décimas del uno por ciento (0.6%) de su facturación mensual."
- Artículo 6, numerales 3, 5 y 6: el 0.6% es un tope que no puede excederse, aplicable a TODAS las categorías tarifarias (BTS, BTD, BTH, grandes clientes), no solo residencial.

## 4. Costo Marginal vs. Tarifa BTS: la evidencia por tramo (2015-2025)

Las tres tarifas de EDEMET (BTS1, BTS2, BTS3) se compararon año por año contra el Costo Marginal Promedio del CND. El hallazgo central: el componente de Distribución, Transmisión, Comercialización y Alumbrado Público es IDÉNTICO entre los tres tramos (B/.0.08730/kWh en 2026) — el 100% del salto de precio entre BTS1 (B/.0.15693) y BTS3 (B/.0.33454) proviene exclusivamente del componente de Generación, que no encuentra respaldo en el comportamiento del CND.

**Tabla 1 — Desglose de la tarifa BTS por componente (EDEMET, ene-jun 2026)**

| Componente                    | BTS1    | BTS2    | BTS3    |
|-------------------------------|---------|---------|---------|
| Comercialización              | 0.00871 | 0.00871 | 0.00871 |
| Distribución (incl. pérdidas) | 0.06019 | 0.06019 | 0.06019 |

| Componente                   | BTS1    | BTS2    | BTS3    |
|------------------------------|---------|---------|---------|
| Alumbrado Público            | 0.00374 | 0.00374 | 0.00374 |
| Transmisión (incl. pérdidas) | 0.01466 | 0.01466 | 0.01466 |
| Generación                   | 0.06963 | 0.13819 | 0.24724 |
| TOTAL (B/./kWh)              | 0.15693 | 0.22549 | 0.33454 |

## 5. Hallazgo central: el Costo Operativo Reconocido excede sistemáticamente al Real

La propia ASEP, en sus documentos de Metodología de Cálculo del IMP (2022-2026 y 2026-2030), comparó el Costo Operativo (OM+COM+ADM) que había reconocido en tarifa contra el que las distribuidoras efectivamente ejecutaron, según sus Estados Financieros Auditados.

**Tabla 2 — EDEMET: Costo Operativo RECONOCIDO vs. REAL, 2018-2022 (ver Anexo B, Hoja 04\_IMP\_OPEX\_Reconocido\_Real)**

| Año tarifario | RECONOCIDO por ASEP | REAL ejecutado | Exceso (Real – Reconocido) | % Exceso |
|---------------|---------------------|----------------|----------------------------|----------|
| Jul18-Jun19   | 87,057,221          | 44,533,723     | 42,523,498                 | 48.8%    |
| Jul19-Jun20   | 90,083,446          | 49,424,249     | 40,659,197                 | 45.1%    |
| Jul20-Jun21   | 93,215,392          | 48,495,466     | 44,719,926                 | 48.0%    |
| Jul21-Jun22   | 96,456,772          | 46,668,803     | 49,787,969                 | 51.6%    |
| TOTAL         | 366,812,831         | 189,122,241    | 177,690,590                | 48.4%    |

*Nota: "Exceso" es la etiqueta usada en este comentario; ASEP llama a esta cifra "Diferencia costos reales-reconocidos", un término más neutro. Fuente: Metodología de Cálculo de IMP 2018-2022 (Tabla 30, Reconocido) y Metodología de Cálculo del IMP 2022-2026 (Tabla 12, Diferencia).*

Para el periodo 2022-2024, la Metodología IMP 2026-2030 confirma el mismo patrón, con un exceso de 37% (OM), 48% (COM) y 48% (ADM) — sin publicar el monto en dólares.

El mismo documento de ASEP muestra que este patrón no es exclusivo de EDEMET: para el mismo periodo (2022-2024), ENSA registró un Costo Operativo real 50% (Comercialización) y 58% (Distribución) menor al reconocido, y EDECHI registró un Costo Operativo real 88% (Comercialización), 80% (Administración) y 41% (Distribución) menor al reconocido — en todos los casos, brechas de magnitud igual o mayor a las de EDEMET.

El exceso 2018-2022 representa el 21.36% del Ingreso Máximo Permitido (IMP) total autorizado a EDEMET en ese periodo (\$831,797,477) — más de una quinta parte de todo lo que la empresa tuvo derecho a facturar correspondió a gasto operativo reconocido que nunca se ejecutó.

## 6. ¿Explican los commodities (cobre, acero) esta brecha? — Análisis de sensibilidad

Se evaluó si el aumento de precios de cobre, acero eléctrico y transformadores (+50%-100% desde 2020) explica la brecha. Usando los propios porcentajes de composición de costos de ASEP, el impacto máximo teórico de este factor sobre el OPEX total es de 8.9 puntos porcentuales — dejando entre 28 y 43 puntos porcentuales de la brecha (37%-52%) sin explicación de costo real identificada (cálculo completo en Anexo B, Hoja 09\_Sensibilidad\_Commodities).

## 7. Verificación cruzada: ¿qué habría pasado con la utilidad de EDEMET?

Se comparó el exceso de OPEX (Tabla 2) contra el EBIT real reportado por EDEMET cada año (visible en el Estado de Resultados de cada Informe Financiero Auditado — ver Anexo A), para ver qué tan grande fue ese exceso en relación con la ganancia efectivamente obtenida. El resultado: en 2018 y 2020, si a EDEMET no se le hubiera dejado retener ese exceso, habría reportado una PÉRDIDA (-3.16% de margen en 2018) o un margen prácticamente nulo (0.25% en 2020).

**Tabla 3 — Exceso de OPEX vs. EBIT real (ver Anexo B, Hoja 12\_Fase4\_Verificacion\_Cruzada)**

| Año  | Exceso OPEX (de la Tabla 2) | EBIT REAL reportado por EDEMET | EBIT REAL menos el Exceso OPEX | Margen resultante |
|------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------------------|
| 2018 | 42,523,498                  | 18,825,718                     | -23,697,780                    | -3.16%            |
| 2019 | 40,659,197                  | 85,700,534                     | 45,041,337                     | 5.47%             |
| 2020 | 44,719,926                  | 46,527,816                     | 1,807,890                      | 0.25%             |
| 2021 | 49,787,969                  | 70,432,055                     | 20,644,086                     | 2.90%             |

*Lectura de la tabla: la primera columna (Exceso OPEX) es la misma cifra de la Tabla 2 — lo que ASEP le reconoció a EDEMET de más sobre lo que realmente gastó en operar. La segunda columna ("Ganancia en operaciones" en el Estado de Resultados de cada año — ver Anexo A) es la ganancia real que EDEMET reportó ese año. La tercera resulta de restarle a la ganancia real ese exceso: es la ganancia que EDEMET habría tenido si nunca se le hubiera dejado retener ese dinero de más.*

## 8. Propuesta: Crédito Regulatorio NETO y equitativo

El Crédito Regulatorio (técnicamente llamado "Activo Regulatorio" en los Estados Financieros Auditados de EDEMET, bajo las NIIF — es el mismo concepto, con nombre contable) y el exceso de OPEX afectan al mismo cliente, pero se calculan de forma independiente. Se propone que ASEP compense (netee) ambos montos antes de trasladar cualquier saldo a la tarifa futura.

**Tabla 4 — Crédito Regulatorio: sin netear vs. neteado (ver Anexo B, Hoja 13\_Credito\_Neto\_Equitativo)**

| Año          | ACTIVO REGULATORIO (Crédito Regulatorio) | Exceso OPEX        | Crédito Regulatorio Equitativo |
|--------------|------------------------------------------|--------------------|--------------------------------|
| 2018         | 36,805,588                               | 42,523,498         | -5,717,910                     |
| 2019         | 35,547,021                               | 40,659,197         | -5,112,176                     |
| 2020         | 68,431,927                               | 44,719,926         | 23,712,001                     |
| 2021         | 72,196,635                               | 49,787,969         | 22,408,666                     |
| <b>TOTAL</b> | <b>212,981,171</b>                       | <b>177,690,590</b> | <b>35,290,581</b>              |

*"Crédito Regulatorio Equitativo" es la propuesta de este análisis: el Activo Regulatorio (Crédito Regulatorio) menos el Exceso OPEX ya cobrado al cliente por otra vía.*

**Al aplicar este neteo, el Crédito Regulatorio defendible se reduce de \$213.0 millones a \$35.3 millones — una reducción de 83%. En 2018 y 2019, el balance se revierte a favor del cliente, no de la empresa.**

## 9. Impacto fiscal: ¿quién más se beneficia del exceso de OPEX?

El Estado panameño es accionista de ~48% de EDEMET y recibe impuesto sobre la renta y dividendos (montos visibles en el Estado de Resultados y el Estado de Cambios en el Patrimonio de cada Informe Financiero Auditado — ver Anexo A). Si ASEP hubiera reconocido solo el Costo Operativo real, los ingresos —y por tanto la utilidad— habrían sido menores, reduciendo también la recaudación fiscal y los dividendos estatales.

**Tabla 5 — Impacto en impuestos, dividendos al Estado, y tarifa 2018-2021 (ver Anexo B, Hoja 14\_Impacto\_Fiscal\_y\_Tarifario)**

| Año          | Exceso OPEX        | Reducción en Impuesto (30%) | Reducción en Dividendo al Estado (48%) | Reducción de tarifa (\$/kWh) |
|--------------|--------------------|-----------------------------|----------------------------------------|------------------------------|
| 2018         | 42,523,498         | 12,757,049                  | 14,287,895                             | 0.01137                      |
| 2019         | 40,659,197         | 12,197,759                  | 13,661,490                             | 0.01088                      |
| 2020         | 44,719,926         | 13,415,978                  | 15,025,895                             | 0.01196                      |
| 2021         | 49,787,969         | 14,936,391                  | 16,728,758                             | 0.01332                      |
| <b>TOTAL</b> | <b>177,690,590</b> | <b>53,307,177</b>           | <b>59,704,038</b>                      | <b>—</b>                     |

*Esto sugiere que el Estado, como regulador (ASEP) y como accionista (MEF), tiene un incentivo económico directo en que este exceso NO se corrija — un elemento de contexto relevante para la Consulta Pública.*

## 10. Petición formal a ASEP

- 1. Publicar la comparación oficial Reconocido vs. Real de Costo Operativo, año por año desde 2015 (no solo 2018 en adelante), y en dólares (no solo porcentajes) para 2022-2024 — para EDEMET, EDECHI y ENSA por igual.
- 2. Exigir que los Estados Financieros Auditados de EDEMET, EDECHI y ENSA reflejen, de forma separada y con la misma consistencia, tanto el Activo Regulatorio como el Pasivo Regulatorio.
- 3. Implementar un mecanismo de compensación (netting) entre el Activo Regulatorio y el exceso de Costo Operativo Reconocido, antes de trasladar cualquier saldo a la tarifa del cliente — aplicado retroactivamente a 2018-2025, para las tres distribuidoras.
- 4. Explicar la justificación técnica del salto de la tarifa BTS3, dado que el componente de Distribución es idéntico entre BTS1, BTS2 y BTS3. Estas tarifas, tal como han evolucionado, no reflejan lo estipulado en el Artículo 4 de la Ley 15 de 2001, el cual establece textualmente: "Los clientes finales del servicio público de electricidad con consumo superior a quinientos kilovatios hora (500 kWh) mensual, correspondiente a treinta días calendario, incluyendo grandes clientes, aportarán hasta seis décimas del uno por ciento (0.6%) de su facturación mensual, por consumo de energía y potencia." El resultado práctico de la evolución tarifaria de BTS3 —un aumento de 29.02% entre 2015 y 2026, frente a una caída de 22.77% en la tarifa comercial/industrial BTB en el mismo periodo (Tabla 6)— excede por mucho ese límite de 0.6%, sin importar el fondo o mecanismo (FET, FACE, u otro) utilizado para lograrlo, ya que la Ley 15 no exceptúa su límite según el origen del fondo.
- 5. Verificar que cualquier diferencial tarifario entre tramos no exceda el 0.6% establecido en la Ley 15 de 2001. Esto es especialmente relevante porque, en el mismo periodo en que BTS3 (residencial, alto consumo) subió 29.02%, la tarifa BTB (comercios e industrias con demanda mayor a 15 kW) BAJÓ 22.77% — ver Tabla 6.

**Tabla 6 — BTS3 (residencial) vs. BTB (comercial/industrial): evolución 2015-2026**

| Tarifa                                      | 2015    | 2026    | Cambio  |
|---------------------------------------------|---------|---------|---------|
| <b>BTB (carga por energía, ≤10,000 kWh)</b> | 0.19506 | 0.15064 | -22.77% |
| <b>BTS3 (carga por energía)</b>             | 0.25930 | 0.33454 | +29.02% |

Fuente: ASEP, "Tarifas de Electricidad para Clientes Regulados", vigentes ene-jun 2015 (comp\_tarifa\_I\_2015.pdf) y Pliego Tarifario EDEMET ene-jun 2026.

**Si la tarifa BTS3 hubiera seguido la misma trayectoria que la BTB en el mismo periodo (-22.77%, en lugar de +29.02%), el cargo por energía de BTS3 en 2026 sería de B/.0.20026/kWh, no B/.0.33454/kWh — una**

diferencia de B/.0.13428 por cada kWh consumido en ese tramo. Para un cliente con 2,250 kWh mensuales en BTS3, esto representa un exceso de aproximadamente \$302 al mes, o \$3,626 al año, solo por esta divergencia entre cómo evolucionó su tarifa frente a la de un cliente comercial o industrial en el mismo periodo.

### Evidencia A — Ajuste semestral documentado por ASEP

"...300 kWh no tuvieran aumento, los BTS de 301 a 750 kWh tuvieran un aumento de 9% y las BTS de más de 750 kWh de consumo mensual un ajuste de 19%. Los clientes de otras tarifas de EDEMET y ENSA empezaron a pagar las tarifas ajustadas, al valor resultante de la actualización semestral según la aplicación del régimen tarifario."

Fuente: ASEP, "aec\_sector\_elec\_diciembre.pdf" — [asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04\\_subsidios\\_aportes\\_Estado/aportes\\_estado/2025/aec\\_sector\\_elec\\_diciembre.pdf](http://asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04_subsidios_aportes_Estado/aportes_estado/2025/aec_sector_elec_diciembre.pdf)

### Evidencia B — Comunicado de ASEP, primer semestre 2020

"al 99.2% de los clientes, no les variará su factura... en cambio, al resto de los clientes que representan alrededor de 8 mil 516 clientes de la tarifa BTB... tendrán un ajuste que en promedio es de 2.9%."

Fuente: ASEP, "Tarifa Eléctrica se Mantiene sin Aumento" — [asep.gob.pa/?p=192033](http://asep.gob.pa/?p=192033)

Es loable que, en ambos casos, la intención haya sido proteger a los clientes de menor consumo. Pero la Ley 15 de 2001 no exceptúa esta intención del límite que establece: el Artículo 4 fija que los clientes con consumo superior a 500 kWh mensuales "aportarán hasta seis décimas del uno por ciento (0.6%) de su facturación mensual" — un tope sobre la factura del propio cliente, no una diferencia entre tramos que pueda ampliarse según el fondo o mecanismo utilizado. Un ajuste semestral donde un tramo no sube nada y otro sube 19%, o donde solo un grupo de clientes recibe un ajuste diferenciado, produce en la práctica una disparidad muy superior al 0.6% que la ley autoriza, independientemente del fondo (FET, FACE, u otro) que lo haya financiado. Se solicita a ASEP explicar la base legal específica, distinta o adicional a la Ley 15 de 2001, que sustenta este tipo de ajustes diferenciados por categoría tarifaria.

Este patrón no parece ser un hecho aislado. Entre el comparativo BTS3-BTD de 2015 a 2026 (Tabla 6, once años) y los dos ajustes semestrales documentados por la propia ASEP (Evidencias A y B), la evidencia disponible sugiere una práctica sostenida en el tiempo, sin que conste una corrección al mecanismo que la origina. No fue posible, dentro del plazo de este comentario, reconstruir una serie completa año por año de todos los ajustes semestrales de EDEMET desde 2015 para confirmar con precisión en cuántos periodos se repitió este patrón; se señala esto como una limitación reconocida, y se solicita a ASEP publicar dicha serie completa como parte de su respuesta a este comentario.

- 6. Corregir, antes de aprobar el pliego 2026-2030, el modelo de "costos eficientes" que ha producido una brecha de 37%-52% sostenida en al menos dos periodos tarifarios consecutivos, sin que la tasa de retorno legal haya bajado en compensación — de hecho, sube a 10.74% para el próximo periodo.

Este comentario se presenta con evidencia cuantitativa, verificable y anclada en los propios documentos oficiales de ASEP, en el marco de la Consulta Pública No. 008-26-Elec.

En caso de que se convoque un foro, audiencia pública, o cualquier otra instancia de sustentación relacionada con esta Consulta Pública, el suscrito, Manuel R. Vallarino Jr., panameño, con cédula de identidad personal PE-4-173, correo electrónico [apanedi@gmail.com](mailto:apanedi@gmail.com), celular +507-6619-9765, se pone a la entera disposición de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos para explicar y sustentar el contenido de este documento.

## 11. Conclusión — Resumen de hallazgos y acciones solicitadas

A modo de síntesis, se enumeran a continuación cada uno de los hallazgos demostrados en este documento, junto con la acción específica que se solicita a ASEP en cada caso:

### Hallazgo 1 — El costo de generación bajó, no subió

El Costo Marginal Promedio del CND de 2025 es 24.9% más bajo que el de 2015. La tarifa BTS3, sin embargo, subió 29.02% en el mismo periodo comparable. **Acción solicitada: que ASEP justifique técnicamente esta divergencia antes de aprobar el pliego 2026-2030.**

Ver: Sección 1 (Costo Marginal Promedio del CND) y Anexo B, Hoja 01\_CND\_Marginal.

### Hallazgo 2 — El componente de Distribución es idéntico entre BTS1, BTS2 y BTS3

El 100% del salto de precio entre tramos proviene del componente de Generación, no de infraestructura. **Acción solicitada: que ASEP explique por qué un mismo costo de infraestructura genera tarifas tan distintas por tramo de consumo.**

Ver: Sección 4, Tabla 1 (Desglose de la tarifa BTS por componente).

### Hallazgo 3 — El Costo Operativo Reconocido excede sistemáticamente al Real

En EDEMET, ENSA y EDECHI por igual, el Costo Operativo (OM+COM+ADM) que ASEP reconoce en tarifa supera consistentemente al que las empresas realmente ejecutan — una brecha de 37% a 52%, documentada por la propia ASEP en dos periodos tarifarios consecutivos. Para EDEMET, esto representa \$177.7 millones (2018-2022) y el 21.36% del IMP total de ese periodo. **Acción solicitada: publicar la comparación Reconocido vs. Real en dólares para todos los años desde 2015 y para las tres distribuidoras, y corregir el modelo de "costos eficientes" antes de aprobar el próximo pliego.**

Ver: Sección 5, Tabla 2, y Anexo B, Hoja 04\_IMP\_OPEX\_Reconocido\_Real y Hoja 06\_Reconciliacion\_OPEX\_2018-22.

### Hallazgo 4 — Las materias primas (commodities) no explican la brecha

El aumento de precios de cobre y acero explica, en el mejor de los casos, 8.9 de los 37-52 puntos porcentuales de la brecha. **Acción solicitada: que ASEP identifique la causa real del resto de la brecha tarifaria antes de trasladarla a tarifas futuras.**

Ver: Sección 6, y Anexo B, Hoja 09\_Sensibilidad\_Commodities.

### Hallazgo 5 — Sin el exceso de OPEX, EDEMET habría reportado pérdidas

En 2018 y 2020, el margen de EDEMET habría sido negativo o prácticamente nulo sin el exceso de OPEX retenido. **Acción solicitada: que este hallazgo se tome en cuenta al evaluar la solidez financiera real de la empresa para el próximo periodo tarifario.**

Ver: Sección 7, Tabla 3, y Anexo B, Hoja 12\_Fase4\_Verificacion\_Cruzada.

### Hallazgo 6 — El Crédito Regulatorio no está compensado con el exceso de OPEX

El Activo/Crédito Regulatorio que EDEMET reclama (\$213.0 millones, 2018-2021) no descuenta el exceso de OPEX ya cobrado al cliente por otra vía. Al netear ambos, el saldo defendible baja a \$35.3 millones — y en 2018-2019 se revierte a favor del cliente. **Acción solicitada: implementar este mecanismo de compensación de forma retroactiva y hacia adelante.**

Ver: Sección 8, Tabla 4, y Anexo B, Hoja 13\_Credito\_Neto\_Equitativo.

### **Hallazgo 7 — El Estado tiene un incentivo económico en que este exceso no se corrija**

Como accionista de ~48% de EDEMET, el Estado recibe menos impuesto y menos dividendos si el exceso de OPEX se corrige. **Acción solicitada:** que ASEP haga explícito este elemento de contexto en su análisis de la Consulta Pública.

*Ver: Sección 9, Tabla 5, y Anexo B, Hoja 14\_Impacto\_Fiscal\_y\_Tarifario.*

### **Hallazgo 8 — BTS3 (residencial) y BTD (comercial/industrial) divergieron de forma opuesta**

Entre 2015 y 2026, BTS3 subió 29.02% mientras BTD bajó 22.77% — una divergencia de 52 puntos porcentuales entre categorías de clientes de la misma empresa. **Acción solicitada:** que ASEP explique la base legal de los ajustes diferenciados por tramo, y confirme su compatibilidad con el límite de **0.6% del Artículo 4 de la Ley 15 de 2001**.

*Ver: Sección 10, punto 5, Tabla 6, y Evidencias A y B.*

**En conjunto, estos ocho hallazgos —cada uno sustentado en documentos oficiales de ASEP, estados financieros auditados, y el marco legal vigente— sostienen que la propuesta tarifaria para el periodo 2026-2030 no debería aprobarse sin que ASEP responda primero a las peticiones formuladas en la Sección 10 de este documento.**

## Anexo A — Estados Financieros Auditados de EDEMET (2015-2025)

Capturas del "Estado de Resultados" / "Estado de Resultado Integral" tal como aparecen en los Informes y Estados Financieros Auditados de EDEMET, obtenidos directamente de Naturgy Panamá y de la Superintendencia del Mercado de Valores. La mayoría de las capturas incluyen también el comparativo del año anterior, por lo que la serie 2015-2025 queda cubierta en su totalidad.

### Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A. (Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

#### Estado de Resultados Por el año terminado el 31 de diciembre de 2015 (Cifras en balboas)

|                                            | 2015                | 2014                |
|--------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Ingresos (Notas 4 y 16)                    | 687,441,971         | 846,942,537         |
| Aprovisionamientos (Notas 4 y 17)          | (560,455,814)       | (701,426,579)       |
| Gastos de personal (Notas 4 y 18)          | (10,457,764)        | (10,613,433)        |
| Otros gastos (Nota 18)                     | (44,313,285)        | (38,297,699)        |
| Depreciación y amortización (Notas 5 y 6)  | <u>(20,407,156)</u> | <u>(18,760,737)</u> |
| Ganancia en operaciones                    | 51,807,952          | 77,844,089          |
| Gastos financieros (Nota 18)               | (8,328,223)         | (9,226,867)         |
| Ingresos financieros                       | 2,207,582           | 1,841,969           |
| Venta de inmovilizado                      | 1,062,417           | 7,293,479           |
| Ganancia en venta de inversión (Nota 4)    | <u>-</u>            | <u>13,734,300</u>   |
| Utilidad antes del impuesto sobre la renta | 46,749,728          | 91,486,970          |
| Impuesto sobre la renta (Nota 20)          | <u>(13,915,149)</u> | <u>(21,591,834)</u> |
| Utilidad neta                              | <u>32,834,579</u>   | <u>69,895,136</u>   |

Las notas que se adjuntan son parte integral de estos estados financieros.

**Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.**  
 (Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

**Estado de Resultado Integral**  
**Por el año terminado el 31 de diciembre de 2016**  
*(Cifras en balboas)*

|                                            | 2016                | 2015                |
|--------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Ingresos (Notas 4 y 16)                    | 711,079,464         | 687,441,971         |
| Aprovisionamientos (Notas 4 y 17)          | (581,418,370)       | (560,455,814)       |
| Gastos de personal (Notas 4 y 18)          | (10,263,919)        | (10,457,764)        |
| Otros gastos (Nota 18)                     | (43,522,634)        | (44,313,285)        |
| Depreciación y amortización (Notas 5 y 6)  | <u>(21,747,420)</u> | <u>(20,407,156)</u> |
| Ganancia en operaciones                    | 54,127,121          | 51,807,952          |
| Gastos financieros (Nota 18)               | (9,129,598)         | (8,328,223)         |
| Ingresos financieros                       | 1,815,787           | 2,207,582           |
| Venta de inmovilizado                      | <u>72,520</u>       | <u>1,062,417</u>    |
| Utilidad antes del impuesto sobre la renta | 46,885,830          | 46,749,728          |
| Impuesto sobre la renta (Nota 20)          | <u>(15,257,926)</u> | <u>(13,915,149)</u> |
| Utilidad neta                              | <u>31,627,904</u>   | <u>32,834,579</u>   |

Las notas que se adjuntan son parte integral de estos estados financieros.

-7-

Estado de Resultado Integral 2016 (con comparativo 2015) — Informe y Estados Financieros EDEMET 2016

**Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.**  
 (Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

**Estado de Resultado Integral**  
**Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017**  
*(Cifras en balboas)*

|                                                                     | 2017                | 2016                |
|---------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Ingresos (Notas 4 y 16)                                             | 740,996,071         | 711,229,525         |
| Aprovisionamientos (Notas 4 y 17)                                   | (607,957,976)       | (581,418,370)       |
| Gastos de personal (Notas 4 y 18)                                   | (11,104,977)        | (10,263,919)        |
| Otros gastos (Nota 18)                                              | (47,668,130)        | (43,522,634)        |
| Depreciación y amortización (Notas 5 y 6)                           | <u>(26,047,540)</u> | <u>(21,747,420)</u> |
| Ganancia en operaciones                                             | 48,217,448          | 54,277,182          |
| Gastos financieros (Nota 18)                                        | (15,148,628)        | (9,129,598)         |
| Pérdida neta en tipos de cambio de moneda extranjera                | (493,731)           | (150,061)           |
| Ingresos financieros                                                | 1,778,975           | 1,815,787           |
| Pérdida en venta de inmovilizado material                           | <u>-</u>            | <u>72,520</u>       |
| Utilidad antes del impuesto sobre la renta                          | 34,354,064          | 46,885,830          |
| Impuesto sobre la renta (Nota 20)                                   | <u>(10,627,664)</u> | <u>(15,257,926)</u> |
| Utilidad neta                                                       | <u>23,726,400</u>   | <u>31,627,904</u>   |
| <b>Otros Resultados Integrales</b>                                  |                     |                     |
| <i>Partidas que no serán reclasificadas al estado de resultados</i> |                     |                     |
| Ganancia actuarial sobre las obligaciones por beneficio post-empleo | <u>98,669</u>       | <u>284,551</u>      |
| Utilidad integral del año                                           | <u>23,825,069</u>   | <u>31,912,455</u>   |

Las notas que se adjuntan son parte integral de estos estados financieros.

**Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.**  
**(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)**  
**Estado de Resultado Integral**  
**Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018**

(Cifras expresadas en B/. Balboas)

|                                                                     | 2018            | 2017            |
|---------------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| <i>Notas</i>                                                        |                 |                 |
| 4 y 16 Ingresos                                                     | B/. 748,989,724 | B/. 740,996,071 |
| 4 y 17 Aprovisionamientos                                           | (640,937,195)   | (607,957,976)   |
| 4 y 18 Gastos de personal                                           | (11,103,895)    | (11,104,977)    |
| 18 Otros gastos                                                     | (47,360,462)    | (47,668,130)    |
| 5 y 6 Depreciación y amortización                                   | (30,762,454)    | (26,047,540)    |
| Ganancia en operaciones                                             | 18,825,718      | 48,217,448      |
| 18 Gastos financieros                                               | (20,966,831)    | (15,148,628)    |
| Pérdida neta en tipos de cambio de moneda extranjera                | (49,982)        | (493,731)       |
| Ingresos financieros                                                | 2,213,207       | 1,778,975       |
| Utilidad antes del impuesto sobre la renta                          | 22,112          | 34,354,064      |
| 20 Impuesto sobre la renta                                          | (13,004)        | (10,627,664)    |
| Utilidad neta                                                       | 9,108           | 23,726,400      |
| <b>Otros Resultados Integrales</b>                                  |                 |                 |
| <i>Partidas que no serán reclasificadas al estado de resultados</i> |                 |                 |
| Ganancia actuarial sobre las obligaciones por beneficio post-empleo | (33,379)        | 98,669          |
| Utilidad integral del año                                           | B/. (24,271)    | B/. 23,825,069  |

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

**Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.**  
**(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)**  
**Estado de Resultado Integral**  
**Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020**

(Cifras expresadas en B/. Balboas)

|                                                                     | 2020                        | 2019                         |
|---------------------------------------------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| <i>Notas</i>                                                        |                             |                              |
| 4 y 17 Ingresos                                                     | B/. 711,111,949             | B/. 823,392,862              |
| 4 y 18 Aprovisionamientos                                           | (561,541,636)               | (649,281,010)                |
| 4 y 19 Gastos de personal                                           | (8,651,131)                 | (9,411,436)                  |
| 19 Otros gastos                                                     | (55,595,711)                | (43,680,404)                 |
| 5 y 7 Depreciación y amortización                                   | <u>(38,795,655)</u>         | <u>(35,319,479)</u>          |
| Ganancia en operaciones                                             | <b>46,527,816</b>           | 85,700,534                   |
| 19 Gastos financieros                                               | (32,336,564)                | (25,464,775)                 |
| Pérdida neta en tipos de cambio de moneda extranjera                | (113,700)                   | (198,270)                    |
| Ingresos financieros                                                | <u>325,294</u>              | <u>1,373,246</u>             |
| Utilidad antes del impuesto sobre la renta                          | <b>14,402,846</b>           | 61,410,735                   |
| 21 Impuesto sobre la renta                                          | <u>(7,603,134)</u>          | <u>(21,172,963)</u>          |
| Utilidad neta                                                       | <u><b>6,799,712</b></u>     | <u>40,237,773</u>            |
| <b>Otros Resultados Integrales</b>                                  |                             |                              |
| <i>Partidas que no serán reclasificadas al estado de resultados</i> |                             |                              |
| Ganancia actuarial sobre las obligaciones por beneficio post-empleo | <u>(141,982)</u>            | <u>(57,358)</u>              |
| Utilidad integral del año                                           | <u><b>B/. 6,657,730</b></u> | <u><b>B/. 40,180,415</b></u> |

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

**Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.**  
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

**Estado de Resultado Integral**

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2021

(Cifras en Balboas)

|                                                                               | <u>Nota</u> | <u>2021</u>        | <u>2020</u>       |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------|--------------------|-------------------|
| Ingresos por actividades ordinarias                                           | 5, 19       | 710,814,269        | 711,111,949       |
| Aprovisionamientos                                                            | 5, 20       | (549,592,946)      | (561,541,636)     |
| Reparaciones y conservación                                                   |             | (12,668,782)       | (13,708,808)      |
| Depreciación y amortización                                                   | 6, 7, 8     | (40,951,354)       | (38,795,655)      |
| <b>Total de ganancia bruta por actividades ordinarias</b>                     |             | <u>107,601,187</u> | <u>97,065,850</u> |
| Gastos de personal, neto                                                      | 5, 21       | (10,179,291)       | (8,651,131)       |
| Otros gastos                                                                  | 21          | (26,989,841)       | (41,886,903)      |
| <b>Resultados de las actividades de operaciones</b>                           |             | <u>70,432,055</u>  | <u>46,527,816</u> |
| <b>Costos financieros</b>                                                     |             |                    |                   |
| Gastos financieros                                                            | 21          | (36,705,205)       | (32,336,564)      |
| Ingresos financieros                                                          |             | 6,077,658          | 325,294           |
| Pérdida neta en tipos de cambio de moneda extranjera                          |             | (107,312)          | (113,700)         |
| <b>Utilidad antes del impuesto sobre la renta</b>                             |             | <u>39,697,196</u>  | <u>14,402,846</u> |
| Impuesto sobre la renta                                                       | 23          | (12,394,130)       | (7,603,134)       |
| <b>Utilidad neta</b>                                                          |             | <u>27,303,066</u>  | <u>6,799,712</u>  |
| <b>Otros Resultados Integrales</b>                                            |             |                    |                   |
| Partidas que no serán reclasificadas al estado de resultados                  |             |                    |                   |
| ganancia (pérdida) actuarial sobre las obligaciones por beneficio post-empleo |             | 28,375             | (141,982)         |
| <b>Utilidad integral del año</b>                                              |             | <u>27,331,441</u>  | <u>6,657,730</u>  |

*El estado de resultados integral debe ser leído en conjunto con las notas que forman parte integral de estos estados financieros.*

**Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.**  
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

**Estado de Resultados Integrales**

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2023

(Cifras en Balboas)

|                                                                               | <u>Nota</u> | <u>2023</u>        | <u>2022</u>        |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------|--------------------|--------------------|
| Ingresos por actividades ordinarias                                           | 5, 14       | 766,045,806        | 763,574,790        |
| Aprovisionamientos                                                            | 5, 15       | (569,458,737)      | (598,200,832)      |
| Reparaciones y conservación                                                   |             | (16,797,120)       | (14,549,265)       |
| Depreciación y amortización                                                   | 6           | (45,325,476)       | (43,666,482)       |
| <b>Total de ganancia bruta por actividades ordinarias</b>                     |             | <u>134,464,473</u> | <u>107,158,211</u> |
| Gastos de personal                                                            | 5, 16       | (8,862,680)        | (8,433,750)        |
| Otros gastos                                                                  | 16          | (43,397,254)       | (38,969,155)       |
| <b>Resultados de las actividades de operaciones</b>                           |             | <u>82,204,539</u>  | <u>59,755,306</u>  |
| <b>Costos financieros</b>                                                     |             |                    |                    |
| Gastos financieros                                                            | 16          | (73,440,334)       | (47,042,539)       |
| Ingresos financieros                                                          |             | 3,754,902          | 3,756,683          |
| Pérdida neta en tipos de cambio de moneda extranjera                          |             | (8,330)            | (15,549)           |
| <b>Utilidad antes del impuesto sobre la renta</b>                             |             | <u>12,510,777</u>  | <u>16,453,901</u>  |
| Impuesto sobre la renta                                                       | 18          | (4,214,681)        | (4,993,373)        |
| <b>Utilidad neta</b>                                                          |             | <u>8,296,096</u>   | <u>11,460,528</u>  |
| <b>Otros resultados integrales</b>                                            |             |                    |                    |
| Partidas que no serán reclasificadas al estado de resultados:                 |             |                    |                    |
| (Pérdida) ganancia actuarial sobre las obligaciones por beneficio post-empleo |             | (492,509)          | 111,505            |
| <b>Resultados integrales del año</b>                                          |             | <u>7,803,587</u>   | <u>11,572,033</u>  |

*El estado de resultados integrales debe ser leído en conjunto con las notas que forman parte integral de estos estados financieros.*

**Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A.**  
(Entidad 51% Propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.)

**Estado de Resultados Integrales**

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2025

(Cifras en Balboas)

|                                                                                | <b><u>Nota</u></b> | <b><u>2025</u></b>        | <b><u>2024</u></b>        |
|--------------------------------------------------------------------------------|--------------------|---------------------------|---------------------------|
| Ingresos por actividades ordinarias                                            | 5, 16              | 910,833,173               | 872,479,782               |
| Aprovisionamientos                                                             | 5, 17              | (661,106,024)             | (615,692,748)             |
| Reparaciones y conservación                                                    |                    | (19,594,455)              | (21,731,420)              |
| Depreciación y amortización                                                    | 6                  | <u>(53,346,452)</u>       | <u>(48,347,878)</u>       |
| <b>Total de ganancia bruta por actividades ordinarias</b>                      |                    | <b><u>176,786,242</u></b> | <b><u>186,707,736</u></b> |
| Gastos de personal                                                             | 5, 18              | (10,322,383)              | (9,105,171)               |
| Otros gastos                                                                   | 18                 | <u>(43,618,338)</u>       | <u>(45,818,642)</u>       |
| <b>Resultado de las actividades de operaciones</b>                             |                    | <b><u>122,845,521</u></b> | <b><u>131,783,923</u></b> |
| <b>Costos financieros</b>                                                      |                    |                           |                           |
| Gastos financieros                                                             | 13, 18             | (73,951,611)              | (76,941,269)              |
| Ingresos financieros                                                           |                    | 6,411,378                 | 4,648,031                 |
| Pérdida neta en tipos de cambio de moneda extranjera                           |                    | <u>(995,436)</u>          | <u>(318,727)</u>          |
| <b>Utilidad antes del impuesto sobre la renta</b>                              |                    | <b><u>54,309,852</u></b>  | <b><u>59,171,958</u></b>  |
| Impuesto sobre la renta                                                        | 20                 | <u>(17,136,520)</u>       | <u>(19,371,019)</u>       |
| <b>Utilidad neta</b>                                                           |                    | <b><u>37,173,332</u></b>  | <b><u>39,800,939</u></b>  |
| <b>Otros resultados integrales</b>                                             |                    |                           |                           |
| Partidas que no serán reclasificadas al estado de resultados:                  |                    |                           |                           |
| Ganancia (pérdida) actuarial sobre las obligaciones por beneficios post-empleo |                    | <u>(230,361)</u>          | <u>6,119</u>              |
| <b>Resultados integrales del año</b>                                           |                    | <b><u>36,942,971</u></b>  | <b><u>39,807,058</u></b>  |

*El estado de resultados integrales debe ser leído en conjunto con las notas que forman parte integral de estos estados financieros.*

## Anexo B — Libro de Cálculo (Excel)

Se acompaña el archivo Plan\_Maestro\_Analisis\_Tarifas.xlsx, con 14 hojas y 281 fórmulas verificables, que sustenta cada cifra de este documento con referencia directa a su fuente original.