

**Panamá, 29 de octubre de 2025**

**Consulta Pública No. 010-25-Elec** para la Determinación de la tasa de rentabilidad a ser utilizada en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro- Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la Empresa de Distribución Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1° de julio de 2026 al 30 de junio de 2030.

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A.**

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

DIR- 3021-25

**29 de octubre de 2025**

**Ref. Consulta Pública No. 010-25-Elec**, para la Determinación de la tasa de rentabilidad a ser utilizada en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro- Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la Empresa de Distribución Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1° de julio de 2026 al 30 de junio de 2030.

**Estimados señores:**

Por este medio nosotros la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN METRO OESTE, S.A.** (en adelante **EDEMET**) comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la **Consulta Pública No. 010-25-Elec**, para la Determinación de la tasa de rentabilidad a ser utilizada en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro- Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la Empresa de Distribución Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1° de julio de 2026 al 30 de junio de 2030.

En las siguientes secciones de este documento, se incluyen las observaciones en el proceso de determinación de la Tasa de Rentabilidad y para ello, hemos considerado cuidadosamente los aspectos señalados en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, los cuales resultan relevantes para la determinación de dicha tasa, al margen de los parámetros y detalles metodológicos que de cara a la regulación han sido utilizados para determinar el WACC, sobre los cuales también presentamos nuestros comentarios.

Es importante destacar que, además de atender los parámetros y detalles metodológicos empleados habitualmente en la regulación para definir el WACC, sobre los cuales también manifestamos nuestros comentarios, centramos nuestra atención en los elementos que la Ley establece como fundamentales para la correcta definición de la Tasa de Rentabilidad. Estas consideraciones buscan aportar claridad y respaldo a la toma de decisiones regulatorias en el contexto del cálculo del Ingreso Máximo Permitido.

Con nuestros argumentos queremos destacar que la tasa de rentabilidad que sea aprobada para el periodo RTI 2026-2030, además de ser formalmente compatible con el marco legal debe reflejar adecuadamente la etapa de expansión e inversión sostenida en que se encuentra el sector de distribución, así como los desafíos estructurales que enfrentan las empresas para mantener una operación eficiente y una red resiliente.

### **Bases Establecidas en la Ley 6 sobre la Tasa de Rentabilidad**

#### *Tasa de Rentabilidad para la Actividad de Distribución: Aspectos Fundamentales según la Ley 6*

El Artículo 101 de la Ley 6 de 1997 y sus modificaciones, establece el marco regulatorio para la determinación de la Tasa de Rentabilidad aplicable a la actividad de distribución eléctrica. Según lo dispuesto, el ente regulador debe definir una **tasa que sea considerada razonable** para el concesionario, tomando en cuenta diversos aspectos relacionados con la gestión y desempeño de la empresa.

“...

*... El ente regulador definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de este, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que el Ente Regulador defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país...”*

De esta exigencia legal, deben destacarse los siguientes puntos:

- a) Que el periodo sobre el cual será calculada la tasa de interés, corresponde a los 12 meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria.
- b) Que la tasa determinada por el Regulador no puede diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa de interés anual de los Bonos de Treinta años del Tesoro de los Estados Unidos, más una prima de ocho puntos.
- c) Que la metodología a seguir debe tener en cuenta los siguientes aspectos del concesionario:
  - La Eficiencia,
  - La Calidad del Servicio,
  - Su Programa de Inversiones,
  - Cualquier otro factor relevante.

Como se puede observar de lo aquí indicado, a pesar de que la ASEP tiene cierta discrecionalidad de establecer el valor de la tasa para las empresas distribuidoras, existen criterios sobre los cuales se deberá basar el resultado final

Si analizamos estos criterios establecidos en la Ley 6 de 1997, podemos resaltar:

*a) Que el periodo sobre el cual será calculada corresponde a los 12 meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria.*

Tenemos primeramente que el periodo sobre el cual será calculada la tasa de referencia deberá realizarse con información de los 12 meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria sin hacer referencia al periodo teórico de aplicación, sino al momento preciso en que es realizado este cálculo. Esto quiere decir, que debe ser determinada con información de los meses más recientes, reales y conocidos y emplearse toda la información disponible previo a la fecha de la Consulta Pública 010-25 en revisión, que en este caso fue publicada el 01 de octubre de 2025. En ese sentido, el periodo a evaluar deberá corresponder por lo menos 12 meses antes al mes de octubre de 2025, esto es, desde octubre 2024 hasta septiembre 2025 último mes real y conocido. No obstante, siendo que la Consulta Pública 010-25 salió publicada específicamente el día

01 de octubre de 2025 quiere decir que la propuesta fue trabajada días antes al cierre de septiembre 2025 cuando aún no se cuenta con la información de la tasa de los Bonos para el mes de septiembre 2025 y en ese sentido, para cumplir lo establecido en el artículo 101 de la Ley 6 la ASEP tendría que utilizar la información de los 12 meses anteriores reales y conocidos de los bonos el tesoro de Estados Unidos siendo el **periodo considerado de septiembre 2024 a agosto 2025**.

De esta manera se evita incurrir en discrecionalidad acerca del período a considerar y se cumple lo establecido en el artículo 101 de la Ley 6, además que no se ignora la información real de las tasas sobre las cuales tienen derecho la empresa.

**Tabla. Rendimiento UST 30 y Tasa de Referencia establecida en la Ley**

| <b>Periodo<br/>PROPUESTO MÁS PRÓXIMO</b>        | <b>U.S.T-30 Constant<br/>Maturity<br/>Rendimiento [%]</b> |
|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| <b>2024-09</b>                                  | 4.04%                                                     |
| <b>2024-10</b>                                  | 4.38%                                                     |
| <b>2024-11</b>                                  | 4.54%                                                     |
| <b>2024-12</b>                                  | 4.58%                                                     |
| <b>2025-01</b>                                  | 4.85%                                                     |
| <b>2025-02</b>                                  | 4.68%                                                     |
| <b>2025-03</b>                                  | 4.60%                                                     |
| <b>2025-04</b>                                  | 4.71%                                                     |
| <b>2025-05</b>                                  | 4.90%                                                     |
| <b>2025-06</b>                                  | 4.89%                                                     |
| <b>2025-07</b>                                  | 4.92%                                                     |
| <b>2025-08</b>                                  | 4.87%                                                     |
| <b>Promedio septiembre 2024 a agosto 2025</b>   | <b>4.66%</b>                                              |
| Premio por riesgo de distribución en Panamá (%) | 8.00%                                                     |
| <b>Tasa de rentabilidad de referencia (%)</b>   | <b>12.66%</b>                                             |

Fuente: Federal Reserve

<https://www.federalreserve.gov/datadownload/Choose.aspx?rel=H15>

Con la actualización del periodo a considerar, la tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el **período de septiembre 2024 a agosto 2025**, basada en los registros del sistema internacional suministrados Boards of Governors of the Federal Reserve System (US) es de 4.66%, con lo cual con la prima de riesgo de +8pp por el riesgo del negocio de distribución en Panamá, **la Tasa de rentabilidad de referencia pasa a ser 12.66%** en lugar de 12.60% de la Consulta Pública.

*b) Que la tasa determinada por el Regulador no puede diferir en más de dos puntos de la tasa de interés anual de los Bonos de Treinta años del Tesoro de los Estados Unidos, más una prima de ocho puntos*

**Esto significa que, la tasa de rentabilidad a aplicar debe ser igual a la tasa de interés anual de los Bonos de Treinta Años del Tesoro de los Estados Unidos,**

**más una prima de ocho puntos, a no ser que haya razones fundadas para que sea diferente, pero nunca en más de dos puntos.**

**Cabe destacar que ese fue el criterio aplicado en la primera Revisión de Tarifas del año 1998. En esa oportunidad, el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá determinó la tasa de rentabilidad igual a la tasa de interés anual de los Bonos de Treinta Años del Tesoro de los Estados Unidos, más una prima de ocho puntos, ya que, según lo dispone el propio texto de la Ley No. 6, no tenía fundamento jurídico legal para sustentar que fuera menor ni mayor.**

“En efecto, el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante la Resolución N° JD-220 del 31 de Marzo de 1998, en la Sección del Considerando determinó lo siguiente:

*“Que en atención a que ésta es la primera revisión tarifaria que realiza el Ente Regulador, no existen las condiciones que permitan aplicar la discrecionalidad de establecer una tasa de rentabilidad que difiera de la tasa efectiva de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América más una prima de ocho puntos”.*”

**Lo anterior pone de manifiesto que la ASEP tiene claramente definidos por ley los principios que deben regir en la decisión de la tasa de rentabilidad y que, por lo tanto, el uso de una metodología de cálculo como la del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC por sus siglas en inglés) aplicada en la Consulta Pública No. 010-25 Elec, no constituye ninguna limitante para las decisiones de ASEP sino más bien una referencia que deberá ser contextualizada tal como lo dice la Ley según lo siguiente:**

- La Eficiencia
- La Calidad del Servicio
- El Programa de Inversiones
- Cualquier otro factor relevante

*c) Que la metodología a seguir debe tener en cuenta estos aspectos del concesionario.*

Una interpretación equilibrada del espíritu de la Ley 6 indica que, en contextos donde las empresas distribuidoras deben acometer importantes inversiones para reforzar la red y mejorar la calidad del servicio, la tasa de rentabilidad no debe fijarse en el valor mínimo permitido, sino en un nivel que garantice la sostenibilidad financiera necesaria para cumplir con estos objetivos.

El momento actual, caracterizado por un proceso sostenido de expansión, refuerzo e incorporación de nuevas tecnologías, exige que la tasa de rentabilidad se ubique por encima del extremo inferior de la banda legal. En fases de alta inversión y necesidad de financiamiento, las empresas requieren mantener indicadores financieros sólidos para acceder a crédito en condiciones favorables, sostener sus programas de calidad y asegurar la estabilidad del servicio eléctrico a largo plazo.

Por ello, se recomienda que la Autoridad considere una tasa dentro de la banda media prevista por la Ley, coherente con parámetros económicos internacionales y con las condiciones reales del sector de distribución en Panamá. Esta aproximación no solo resulta financieramente más equilibrada, sino que refuerza el principio de suficiencia financiera establecido en el Artículo 95 de la Ley 6, garantizando la continuidad de las inversiones necesarias para la mejora permanente del servicio.

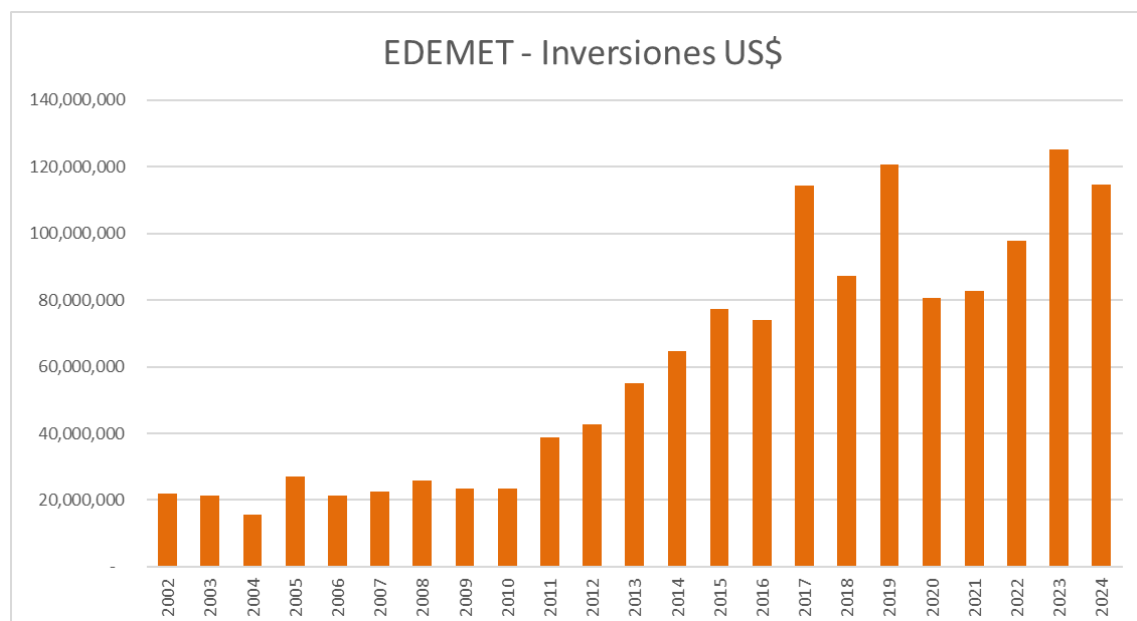
La tasa propuesta por ASEP (10.60%) y su actualización (10.66%) representan el límite inferior legal, pero no reflejan adecuadamente los riesgos operativos, financieros ni las exigencias de inversión que enfrentan las distribuidoras. El entorno regulatorio en Panamá ha mostrado cambios frecuentes y exigencias crecientes en materia de calidad, cobertura y modernización de redes. Estos riesgos regulatorios, sumados a la volatilidad de los mercados financieros internacionales, justifican una prima adicional sobre el mínimo legal para reflejar adecuadamente el riesgo país y sectorial.

En conclusión, la tasa de rentabilidad debe garantizar la suficiencia financiera de las empresas distribuidoras, permitiendo cubrir costos operativos y de capital, y asegurar la sostenibilidad de las inversiones a largo plazo. Fijar la tasa en el límite inferior puede comprometer la capacidad de la empresa para mantener y expandir la infraestructura eléctrica, especialmente ante el crecimiento de la demanda y la transición energética. Reconocer una tasa superior al mínimo legal es coherente con el esfuerzo inversor realizado y necesario para cumplir con los planes de expansión y modernización exigidos por la ASEP, evitando enviar señales negativas al mercado y a los inversionistas.

Respecto de estos puntos, vale destacar:

### ***Programa de Inversiones***

Con respecto a Inversiones, EDEMET ha estado desarrollando un fuerte Programa de Inversiones en los últimos años, lo cual se refleja en las siguientes gráficas.



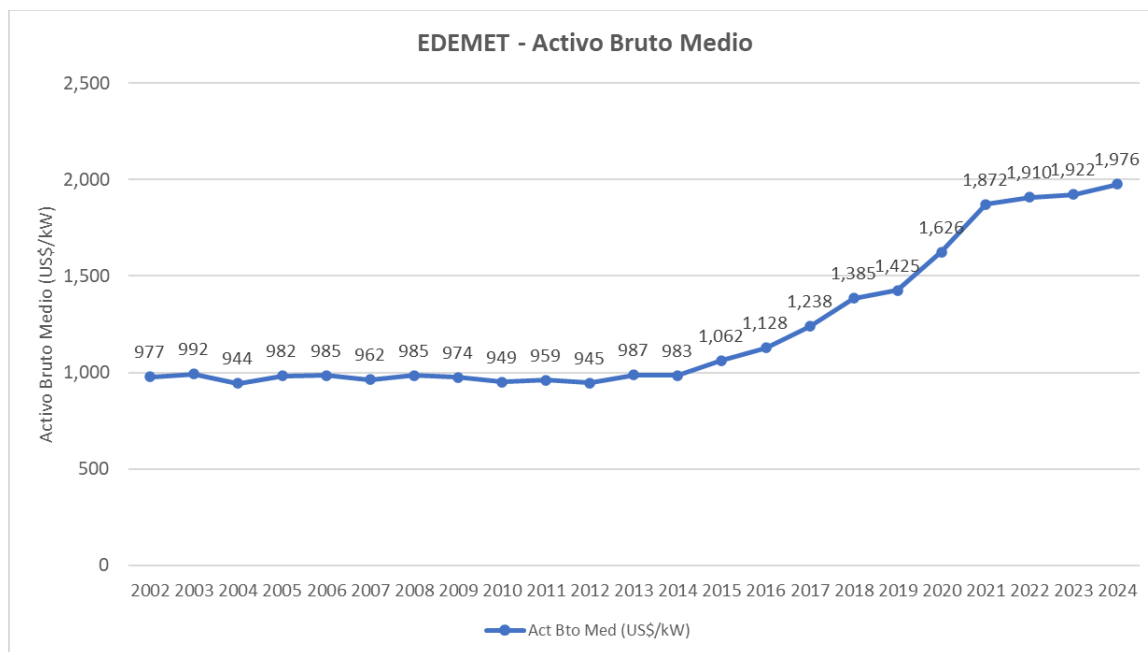
Los datos dan muestra que para el periodo 2014-2024 EDEMET ha invertido en las redes de distribución 1,040 MMUSD aproximadamente, que al compararse con los periodos anteriores 2004-2014 (360.5 MMUSD) representa un incremento de más de 670 millones de dólares, es decir que igual que en EDECHI, se ha multiplicado por más de 2.6 veces el monto de las inversiones realizadas por EDEMET.

El esfuerzo inversor que han realizado EDEMET y EDECHI y estarán completando en los últimos dos periodos tarifarios rondará los 1,050 millones de dólares (2025 y 1er Sem.2026 estimados) y esto definitivamente está provocando que la calidad de servicio tome una senda de mejora constante y que seguirá de esta manera ya que para este periodo 2026-2030 se han proyectado inversiones que se aproximan a los 600 millones

adicionales donde más de la mitad son para ejecutar proyectos de refuerzo sobre la red que redundan en mejora de la calidad.

### Crecimiento del Activo Bruto Medio

Considerando los niveles de inversiones anteriores, el Activo Bruto Medio que corresponde con el cociente entre el Activo Bruto y la Demanda Máxima es un indicador que da muestra sobre cómo crecieron las inversiones respecto del crecimiento de la demanda de los clientes.



En EDEMET, el Activo Bruto Medio pasó de 1.037 US\$/kW en 2014 a 1.976 US\$/kW en 2024, lo que representa un incremento del 101%. Esto indica que el ritmo de crecimiento de las inversiones ha sido superior al crecimiento de la demanda, reflejando que la empresa no solo realizó inversiones para atender el aumento del consumo, sino también para mejorar la calidad, la confiabilidad y la seguridad del servicio eléctrico.

La estructura actual de nuestras redes requiere continuar desarrollando proyectos de refuerzo y expansión de la red, incluyendo nuevas subestaciones de alta tensión, líneas de alimentación y extensiones de media tensión, con el propósito de redistribuir la carga y crear configuraciones de respaldo que permitan seguir mejorando la calidad del servicio en los principales corregimientos y poblados.

Estas inversiones, además de ser intensivas en capital, son imprescindibles para cumplir los estándares de calidad y continuidad exigidos por la regulación, que en redes dispersas como las nuestras resultan especialmente exigentes.

### Calidad de Servicio

Los indicadores de calidad del servicio asociados a las interrupciones imprevistas de EDEMET y EDECHI evidencian una tendencia sostenida de mejora tanto en SAIDI como en SAIFI, incluso considerando la totalidad de las causas de interrupción, sin distinción entre fallas de fuerza mayor o casos fortuitos.

Entre enero y marzo de 2025, y en comparación con el mismo periodo de 2024, EDEMET y EDECHI registra una reducción del -25,4 % en el SAIDI imprevisto y del -25,1 % en el SAIFI imprevisto (incluidas las eximencias por fuerza mayor y caso fortuito).

Estos resultados confirman el impacto positivo de las inversiones ejecutadas y la efectividad de los programas de gestión y mantenimiento implementados en los últimos años.

Esta evolución favorable responde directamente a:

1. **Planes de Calidad Fase I y Fase II**, desarrollados en cumplimiento de la **Resolución AN No. 19568-Elec**, que establece los lineamientos para la gestión eficiente de trabajos de mantenimiento y descargos.
2. **Ampliación del Plan de Calidad Fase III**, aprobada mediante la **Resolución AN No. 20760-Elec**, que permitió **profundizar las acciones correctivas y preventivas** en toda la red de distribución.
3. **Inversiones estratégicas ejecutadas durante los últimos periodos tarifarios**, esenciales para la **modernización de las infraestructuras** y la **reducción sostenida en la duración y frecuencia de las interrupciones**.

Adicionalmente, estos avances se encuentran **respaldados por la Autoridad Reguladora (ASEP)**, quien confirma mediante la Resolución AN-20760-Elec, la mejora en los indicadores de calidad correspondiente al periodo comprendido de enero a abril de 2024 y de enero a abril de 2025, tal como fue indicado “observándose que al compararse con los resultados del mismo periodo inmediato anterior, se registra una disminución en los valores de los indicadores para el año 2025, sin considerar las Eximencias de caso fortuito y fuerza mayor, según se detalla en el siguiente cuadro:” y de la misma forma, se proyecta una mejora sostenida en los indicadores de calidad.

| INDICADORES<br>(ene-abr) | IMPREVISTOS<br>2024 | IMPREVISTOS<br>2025 | Variación<br>2024 vs. 2025 |
|--------------------------|---------------------|---------------------|----------------------------|
| <b>EDEMET</b>            |                     |                     |                            |
| SAIFI                    | 6.75                | 5.73                | <b>-15.11%</b>             |
| SAIDI                    | 14.34               | 11.73               | <b>-18.20%</b>             |

En este contexto, se solicita que la ASEP no limite la tasa de rentabilidad únicamente al valor mínimo establecido por la ley, sino que considere estos factores como relevantes para el sector tal como lo establece la legislación y considerar la tasa de rentabilidad aprobada como **el límite de referencia medio establecido por la ley** puesto que no se tienen razones para variarla y mucho menos a la baja; o en su defecto se solicita aplicar un ajuste adicional a la tasa de rentabilidad, fundamentado en el nivel de inversiones ejecutadas y proyectadas para el periodo tarifario junto con la mejora en la senda de calidad de las empresas distribuidoras que seguirá registrándose con todos los trabajos, adecuaciones e inversiones que se estiman realizar. Sobre este último punto, resulta relevante destacar que existe un precedente para esta decisión lo que representó un avance en relación con revisiones tarifarias previas, pues reconoce que existen factores que se deben tomar en consideración al momento de establecer la tasa de rentabilidad.

Asimismo, el reconocimiento de una tasa de rentabilidad media con el valor de referencia legal resulta coherente con el programa de inversiones agresivo que se viene ejecutando, facilitando así el acceso a fondos necesarios para dar suficiencia financiera a la empresa.

### **Comentarios sobre la WACC Calculada por ASEP**

En este apartado se comentan criterios aplicados por ASEP que constituyen un desacierto, dado que no permiten recuperar adecuadamente el costo de capital asociado al riesgo de la actividad de distribución eléctrica.

#### ***Enfoque de Aplicación del WACC Incorrecto***

Con respecto a la aplicación del WACC para el caso del cálculo de los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD) de las empresas eléctricas, consideramos lo siguiente:

El WACC es una metodología para evaluar decisiones de inversión a futuro, que debe aplicarse con gran cuidado si se la aplica para remunerar el retorno sobre inversiones del pasado. El Informe aplica el WACC con criterios como si se tratara de la evaluación de proyectos de inversión a futuro, sin tener en cuenta que el resultado debe ser una tasa de retorno para remunerar los activos en operación, que son el resultado de la sumatoria de una serie de inversiones ejecutadas en el pasado.

Como se sabe, la fórmula del WACC se derivó para calcular el Costo de Oportunidad o la Tasa de Rentabilidad Requerida para la evaluación de proyectos de inversión a futuro. Un inversor enfrentando una decisión de inversión calcula la rentabilidad esperada de su proyecto y la compara con el WACC de una actividad de riesgo similar. Si el retorno esperado de su proyecto es mayor que el WACC, entonces su inversión es rentable y le conviene encarar el proyecto. De lo contrario, le conviene invertir su capital en la otra alternativa.

En el caso de la determinación del VAD de las empresas de distribución de electricidad, la tasa de rentabilidad se utiliza sólo para remunerar los activos en operación resultantes de inversiones del pasado y del futuro.

Como se sabe, el peso en el VAD de los activos en operación es mucho mayor que el de las inversiones proyectadas. Por lo tanto, a la hora de determinar una “tasa razonable de rentabilidad” para la actividad de distribución en Panamá, según lo establece el Artículo 101 de la Ley 6, deben primar con mayor relevancia principios que hagan a la estabilidad del cálculo de la tasa de rentabilidad por sobre criterios que arrojen resultados volátiles de un Período Tarifario a otro.

#### ***Uso no adecuado del WACC real en el análisis***

Los comentarios que se esbozan a continuación retoman los argumentos planteados en procesos de revisiones tarifarias anteriores, ya que sigue siendo un punto que la ASEP continúa sin atender. En particular, en la última revisión tarifaria para el periodo 2022-2026, este punto fue planteado tanto en los comentarios de la Consulta Pública como así también en el Recurso de Consideración sobre la Resolución No. 18166 en la que ASEP Aprobó la tasa de rentabilidad del periodo.

Como se detallará a continuación, este punto tiene una criticidad fundamental en la determinación de la tasa de rentabilidad que se aprobará. Las respuestas dadas por ASEP en el pasado consideramos que no son suficientemente completas para cerrar el tema y, más importante aún, lo entendemos contrarios a lo establecido en el Texto Único de la Ley No. 6 de 1997 en materia de suficiencia financiera de las empresas distribuidoras.

Existen dos posibilidades para la determinación de la metodología correcta de retribución de activos:

- **La Base de Activos Regulatoria no se actualiza con la inflación y por tanto se utiliza una tasa nominal para la retribución de los activos.** El ajuste inflacionario se realiza en la tasa de retribución y no en la Base de Activos. Si no se actualizaran los Activos con la inflación y se utilizase una tasa real los activos serían infra retribuidos.

- **La Base de Activos Regulatoria se actualiza con la inflación cada año y se utilizar una tasa real para la retribución de los activos.** Tal y como se indica en la Resolución de ASEP, si la tasa utilizada fuese nominal y los Base de Activos se actualizase con la inflación, se estarían sobre retribuyendo los activos por el efecto de la actualización inflacionaria tanto de la Base de Activos como de la tasa.

La Base de Activos Regulatoria, tanto de EDEMET como de EDECHI, no es ajustada por la inflación, de ahí se determina que para que la retribución de los activos se haga de forma correcta **la tasa utilizada debería ser nominal**.

De acuerdo con lo establecido en la Ley 6:

*“La tasa determinada por el Regulador no puede diferir en más de dos puntos de la tasa de interés anual de los Bonos de Treinta años del Tesoro de los Estados Unidos, más una prima de ocho puntos.”*

Dado que la referencia fijada por la Ley 6 es la de los T-Bonds, que en su rentabilidad tienen implícita la inflación, de ahí se desprende que el límite T-Bonds a 30 años más ocho puntos es una tasa nominal y por lo tanto la metodología es correcta.

Sin embargo, el cálculo realizado del WACC según lo indicado en la Consulta Pública propuesta de la ASEP sigue la siguiente metodología:

1. Tasa Libre de Riesgo
2. Prima de Riesgo País
3. Beta
4. Apalancamiento
5. Prima de Riesgo de Mercado
6. Spread Crediticio
7. Cálculo del WACC nominal después de impuestos
8. Inflación USA
9. Cálculo del WACC real antes de impuestos
10. Comparación WACC real con límite T-Bonds más/menos 8 puntos

Son los puntos 8,9 y 10 los que no son coherentes con la metodología de utilizar una tasa nominal (implícita en el límite de rentabilidad) y no realizar ajuste inflacionario a la Base de Activos Regulatoria:

Si la tasa utilizada tiene que ser nominal, entonces es incorrecto pasar del WACC nominal del paso nº 7 al WACC real del paso nº 9, y lo que se debería hacerse es comparar el WACC nominal con el límite T-Bonds más 8 puntos, que también tiene carácter nominal.

Por lo anteriormente expuesto creemos conveniente que el paso nº 9 del cálculo de la tasa de retribución sea modificado y que se reemplace el cálculo del WACC real antes de impuestos por el WACC nominal antes de impuestos y que esta última tasa, nominal, la que se compare con el límite fijado en la Ley 6.

De la misma forma, en el segundo párrafo de la página 25 la ASEP argumenta que la tasa de rentabilidad debe ser una tasa real basada en lo siguiente:

*La tasa nominal se puede utilizar para realizar análisis de rentabilidad si los flujos de fondos coinciden con el tipo de tasa que se aplica, sin embargo, para el cálculo de remuneración anual requerida por gastos de capital se requiere una tasa real, pues los costos que se deducen de este ejercicio son ajustados posteriormente por la inflación pertinente, de no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales. (el subrayado es nuestro)*

La afirmación de este párrafo es correcta, ya que en los marcos regulatorios donde la tarifa que resulta de la revisión tarifaria es ajustada por inflación, la tasa de rentabilidad debe ser una tasa real para evitar duplicar el efecto de la inflación.

Sin embargo, **esto NO es lo que sucede en Panamá, porque el régimen tarifario establece claramente que los costos de capital no son indexados por inflación.** Por esta razón, y siguiendo la misma lógica presentada por ASEP en el párrafo anterior, si no se permite ajustar por inflación los costos de capital que componen la tarifa, entonces la tasa de rentabilidad debe ser una tasa nominal, ya que de no ser así se estaría dejando de considerar el efecto de la inflación y generando un perjuicio para el concesionario del servicio.

La ASEP no aceptó estos argumentos en el pasado y sigue sosteniendo en utilizar para el cálculo una WACC Real, en ausencia de un ajuste por inflación a los costos de capital. Las razones que esbozó en la Resolución No. 18166 del 17 de enero de 2023 para esto fueron:

- Que ASEP tiene la libertad para establecer las fórmulas de ajuste durante el período tarifario.
- Que la ley no explicita que deba ajustarse por el 100% de inflación.

Respecto a que cuenta con libertad para fijar fórmulas tarifarias, es claramente el rol que le otorga la Ley. Sin embargo, el artículo 97 establece claramente que las distribuidoras tienen el derecho a que se actualicen los cargos tarifarios. Por lo tanto, la facultad de la ASEP para definir las fórmulas de ajuste no debe entenderse como una potestad discrecional para fijar mecanismos que contravengan lo dispuesto por la ley.

Respecto al segundo punto, si bien la ley no especifica que los ajustes deban cubrir el 100 % de la inflación, esto se debe a que las normas establecen principios generales y delegan su reglamentación a instancias posteriores. No obstante, dado que la propia ley consagra la Suficiencia Financiera como principio fundamental y primero en orden de prioridad (Artículo 95), resulta inconcebible que ciertos costos del IMP (como los costos de capital) queden sin ningún tipo de actualización por inflación, tal como ocurre actualmente. Esta situación solo sería correcta si la WACC fuera nominal, que precisamente es el planteo de EDEMET en esta instancia.

Por lo anteriormente expuesto, se solicita a la ASEP que corrija este error y considere como tasa de rentabilidad a la WACC **Nominal** Antes de Impuestos para la definición de la Tasa de Rentabilidad del período 2026-2030.

En caso contrario mantenga su intención de ajustar por inflación de EU el WACC para llevarlo a una tasa real, **se deber aplicar un valor de 100% de inflación por IPC a los cargos tarifarios durante las actualizaciones tarifarias semestrales para corregir esta irregularidad** y por lo tanto deberá quedar muy claro en el proceso que corresponde que los cargos tarifarios semestrales deben tener una inflación del 100%.

### ***Tasa libre de riesgo no compatible con Ley No. 6 de 1997.***

La ASEP propone un criterio diferente de cálculo de la tasa libre de riesgo para cada uno de los escenarios. En este sentido, para el caso alto utiliza el promedio aritmético de los promedios mensuales del rendimiento del bono del tesoro de Estados Unidos a 20 años (UST20), para el caso medio el bono a 30 años (UST30) y para el caso bajo el bono a 10 años (UST10).

Para ser consistente con la definición de la Ley No. 6 en su Artículo 101, la tasa libre de riesgo se debe calcular solo utilizando el rendimiento del bono del Tesoro de Estados Unidos a 30 años (UST30), no existiendo motivos para utilizar otros instrumentos de distintos plazos.

Vale destacar que la misma ASEP comienza planteando el escenario medio y también se apalanca en lo que establece la Ley No. 6 para justificar el cálculo. Seguidamente ASEP calcula los escenarios alto y bajo utilizando otros instrumentos y plazos, lo cual entra en contradicción con lo establecido en la Ley.

Por consiguiente, se propone a la ASEP utilizar como tasa libre de riesgo solo el rendimiento promedio del bono de Estados Unidos a 30 años (UST30).

### ***Nivel de Apalancamiento Óptimo Muy Alto***

La ASEP propone dos criterios para la definición de este parámetro. Por un lado, propone un valor del 50% tomando como referencia el utilizado para determinar el IMP de Transmisión del período 2021-2025. Vale destacar que este es el mismo porcentaje considerado para el sector de transmisión de Panamá en los IMP 2009-2013, 2013-2017 y 2017-2021. Por otra parte, propone un valor del 53.07% resultante de promediar los niveles de apalancamiento aprobados por entes reguladores de cinco países de referencia (Australia, Brasil, Colombia, Guatemala y Reino Unido).

Si bien es razonable realizar un ejercicio de benchmarking considerando las prácticas de otros países, esto no quiere decir que sea correcto asumir ese criterio para la definición de un parámetro tan relevante del costo de capital. En este sentido, es mucha mejor referencia considerar el parámetro establecido para el sector de transmisión de energía eléctrica en Panamá por la propia ASEP de manera sostenida durante 16 años. Esto es así ya que ambos sectores recurren al mismo mercado financiero en busca de capital de terceros y, a diferencia de otros elementos distorsivos propios de la comparación internacional, es de esperar que los niveles de apalancamiento eficientes no deban diferir más que por cuestiones propias de cada sector. En este sentido, vale destacar adicionalmente que la actividad de transmisión está expuesta a mucho menor riesgo que la actividad de distribución (por ej. gestión de cobranzas, riesgo de demanda) y por lo tanto los niveles de endeudamiento eficientes serían superiores a los de la actividad de distribución. En otras palabras, si se considera que 50% es un apalancamiento eficiente para la actividad de transmisión, entonces el porcentaje para la actividad de distribución no podrá ser nunca superior a este valor.

Por lo tanto, se solicita a la ASEP que el porcentaje de apalancamiento para la actividad de distribución sea como mucho el 50% aprobado para la actividad de transmisión.

### ***Spread Default Crediticio***

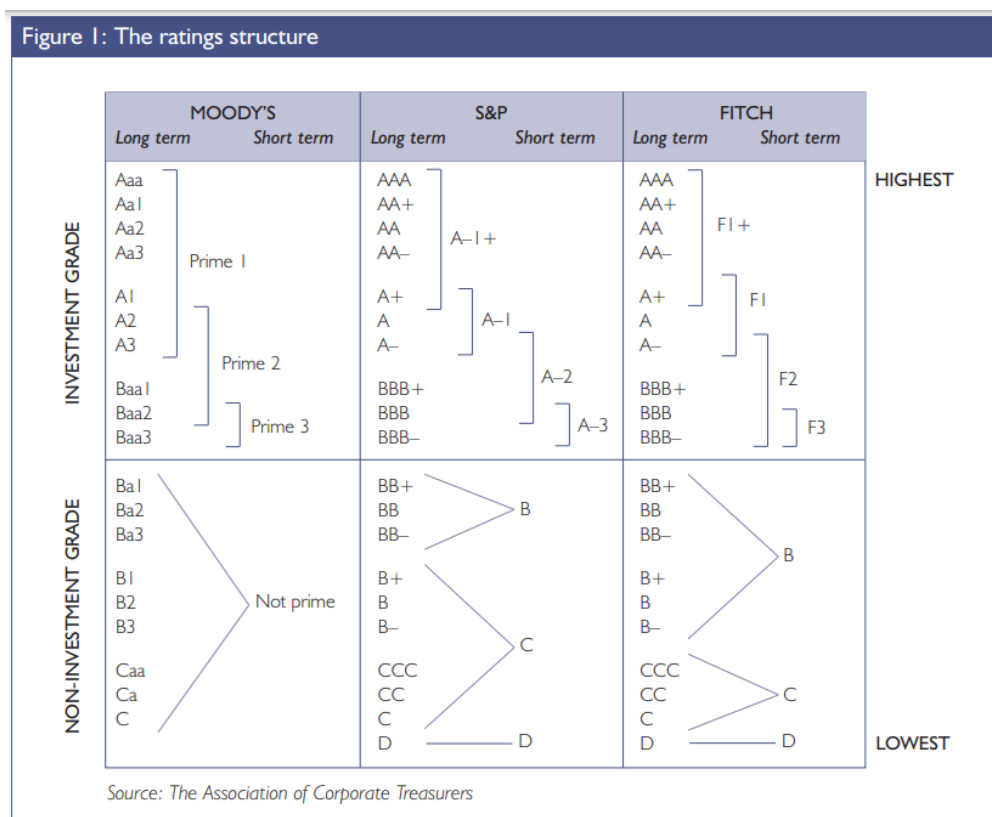
La ASEP determina el spread de riesgo crediticio a partir de la información publicada por Damodaran (NYU, enero 2025), que presenta diferenciales de rendimiento (spreads) de bonos corporativos según su calificación crediticia.

Para el cálculo del WACC, la ASEP utiliza dos niveles de spread distintos según el escenario analizado:

- 1.20% para los casos medio y alto, correspondiente a una calificación Baa3/BBB.
- 0.95% para el caso bajo, correspondiente a una calificación A3/A-.

Adicionalmente, la ASEP indica que la referencia regulatoria utilizada corresponde a una calificación BBB- (Fitch/S&P) o Baa3 (Moody's). Sin embargo, las equivalencias internacionales entre agencias muestran que BBB- equivale a Baa3, y no a A3 como se menciona en la propuesta para el caso bajo.

Como puede observarse en el siguiente gráfico, la categoría Baa3 (Moody's) y la categoría BBB- (Fitch) se ubican ambos tres niveles por debajo de A3/A-, que corresponden a empresas con mucho menos riesgo crediticio.



Por lo tanto, al aplicar para el caso bajo un spread de 0.95% correspondiente al grado A3/A-, la ASEP está reconociendo un riesgo menor al que corresponde a la calificación real del sector de distribución eléctrica.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que la fuente presentada por ASEP para el cálculo de este parámetro no contiene un valor para la calificación Baa3 (Moody's) y BBB- (Fitch), lo que corresponde es tomar un promedio del valor para las categorías inmediatas superior e inferior. Es decir, que para obtener el spread de una calificación BBB- que no está presente en la tabla 8 del Anexo A de ASEP, la mejor aproximación será tomar un promedio del spread para las calificaciones BBB (+1.20%) y BB+ (1.55%). El spread resultante es, por lo tanto, 1.38%.

Vale resaltar que este mismo comentario se efectuó para la Consulta Pública de la Tasa de Rentabilidad del periodo 2022-2026 y que la ASEP luego adoptó como criterio de

cálculo en la Resolución No. 18166 (punto 10.3.4.) del 17 de enero de 2023, cuando aprobó el cálculo de la Tasa de Rentabilidad de dicho periodo.

En consecuencia, se solicita a la ASEP considerar un spread de default crediticio único de 1.38%, en línea con el criterio de cálculo adoptado en el periodo 2022-2026.

### ***Discrepancia en la descarga del Beta de Empresas Eléctricas de Estados Unidos***

Para el cálculo del Costo de Capital propio mediante la metodología CAPM, ASEP obtiene el dato del valor del Beta sin apalancamiento realizado por *Value Line*<sup>1</sup>, tal como se viene haciendo consistentemente en cada Revisión Tarifaria, siendo esta una fuente usual para este el tipo de cálculos.

Sin embargo, se advierte una confusión al tomar de la tabla de referencia el dato del beta, de 0.39. En particular, ASEP obtuvo el dato del Beta “apalancado” del sector *Utility (General)*, correspondiente a la tercera columna de la tabla, cuando el dato correcto para el cálculo que ASEP realiza es el beta desapalancado (segunda columna).

De esta manera, el dato que corresponde utilizar en el cálculo del costo del capital propio es 0.25. En la siguiente tabla se presentan estos datos tal cual figuran en la fuente:

| <b><i>Industry Name</i></b> | <b><i>Number of firms</i></b> | <b><i>Average Unlevered Beta</i></b> | <b><i>Average Levered Beta</i></b> |
|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|
| Utility (General)           | 14                            | 0.25                                 | 0.39                               |

Fuente: Fuente: Damodaran, NYU. January 2025.

### ***Razonabilidad de la Tasa de Rentabilidad***

Tal como se indica en el Informe, la tasa de retorno media calculada conforme al Artículo 101 de la Ley No. 6 asciende a 12.60% según la propuesta de la CP 010-25, mientras que la aplicación de la metodología del WACC ASEP plantea tres escenarios:

- Caso Bajo: 9.75%
- Caso Medio: 10.27%
- Caso Alto: 10.43%

La ASEP selecciona la tasa mínima permitida por la Ley, equivalente al 10.60% real antes de impuestos, según los valores que tiene en la CP 10-25, indicando que los tres escenarios se encuentran por debajo de dicho límite.

Sin embargo, al realizar las correcciones planteadas con anterioridad al cálculo de la tasa de rentabilidad mediante la metodología WACC, se obtiene una única tasa de retorno del 11.71%.

---

<sup>1</sup> Fuente: Damodaran, NYU. January 2025. Link:  
[https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/totalbeta.html](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/totalbeta.html)

# RETORNO SOBRE CAPITAL DISTRIBUCION (WACC)

| Componentes                                                          | Escenarios ASEP |              |              | Esc. Corregido |
|----------------------------------------------------------------------|-----------------|--------------|--------------|----------------|
|                                                                      | Caso Alto       | Caso Medio   | Caso Bajo    |                |
| Tasa Libre de Riesgo en USD                                          | 4.65            | 4.60         | 4.27         | 4.60           |
| Adicional por riesgo local en USD                                    | 2.73            | 2.73         | 2.73         | 2.73           |
| Beta sin apalancamiento [adimensional]                               | 0.39            | 0.39         | 0.39         | 0.25           |
| Beta ajustado por apalancamiento [adimensional]                      | 0.67            | 0.70         | 0.70         | 0.43           |
| Premio por riesgo                                                    | 7.00            | 7.00         | 7.00         | 7.00           |
| <b>Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos, en USD</b> | <b>12.07</b>    | <b>12.27</b> | <b>11.94</b> | <b>10.31</b>   |
| Componentes                                                          | Caso Alto       | Caso Medio   | Caso Bajo    | Esc. Corregido |
| Tasa Libre de Riesgo en USD                                          | 4.65            | 4.60         | 4.27         | 4.60           |
| Adicional por riesgo local en USD                                    | 2.73            | 2.73         | 2.73         | 2.73           |
| Adicional por riesgo crediticio                                      | 1.20            | 1.20         | 0.95         | 1.38           |
| <b>Costo Nominal de la Deuda antes de impuestos, en USD</b>          | <b>8.59</b>     | <b>8.54</b>  | <b>7.96</b>  | <b>8.71</b>    |
| Tasa impositiva                                                      | 30.00           | 30.00        | 30.00        | 30.00          |
| <b>Costo Nominal de la Deuda después de impuestos, en USD</b>        | <b>6.01</b>     | <b>5.98</b>  | <b>5.57</b>  | <b>6.09</b>    |
| Componentes                                                          | Caso Alto       | Caso Medio   | Caso Bajo    | Esc. Corregido |
| <b>Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos, en USD</b> | <b>12.07</b>    | <b>12.27</b> | <b>11.94</b> | <b>10.31</b>   |
| <b>Costo Nominal de la Deuda después de impuestos, en USD</b>        | <b>6.01</b>     | <b>5.98</b>  | <b>5.57</b>  | <b>6.09</b>    |
| Estructura de capital                                                | 0.50            | 0.53         | 0.53         | 0.50           |
| <b>Costo Nominal del Capital después de impuestos, en USD</b>        | <b>9.04</b>     | <b>8.93</b>  | <b>8.56</b>  | <b>8.20</b>    |
| Componentes                                                          | Caso Alto       | Caso Medio   | Caso Bajo    | Esc. Corregido |
| <b>Costo Nominal del Capital después de impuestos, en USD</b>        | <b>9.04</b>     | <b>8.93</b>  | <b>8.56</b>  | <b>8.20</b>    |
| Inflación en USD                                                     | 2.26            | 2.26         | 2.26         | 2.26           |
| <b>Costo Real del Capital antes de impuestos</b>                     | <b>10.42</b>    | <b>10.27</b> | <b>9.75</b>  | <b>9.24</b>    |
| <b>Costo Nominal del Capital antes de impuestos</b>                  | <b>12.92</b>    | <b>12.76</b> | <b>12.23</b> | <b>11.71</b>   |

De este resultado, se derivan dos importantes puntos:

1. En primer lugar, las correcciones derivan en una tasa única de retorno, no encontrando motivos para plantear tres escenarios diferentes del cálculo de la WACC. Esto se encuentra en sintonía con el objetivo de reducir la discrecionalidad en el cálculo de la tasa de rentabilidad y dar mayor certidumbre al proceso.
2. En segundo lugar, y más importante aún, el resultado de la tasa de retorno con correcciones es superior al mínimo fijado por ley, que ASEP calculó en 10.60%. Por lo tanto, queda evidenciado que aplicando la metodología del WACC se justifica una tasa de rentabilidad superior al límite inferior establecido por la ley.

## NUESTRA CONCLUSIÓN:

Es fundamental que la determinación de la tasa de rentabilidad utilice el periodo de referencia de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos más real y cercano a la fecha de revisión tarifaria. Esto implica considerar los 12 meses previos a la publicación de la consulta pública, es decir, de septiembre 2024 a agosto 2025 por lo menos, para asegurar que la tasa refleje fielmente las condiciones actuales del mercado y cumpla con lo establecido en la Ley 6. Utilizar un periodo anterior podría distorsionar el cálculo y afectar la suficiencia financiera de las empresas distribuidoras.

En virtud del análisis exhaustivo realizado, la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET) reitera que la determinación de la tasa de rentabilidad regulatoria debe ir más allá del simple cumplimiento del límite inferior legal establecido en la Ley 6 de 1997. Si bien la propuesta de la ASEP se ajusta al mínimo permitido, consideramos que esta aproximación no reconoce adecuadamente la realidad operativa, los riesgos y los desafíos que enfrenta el sector de distribución eléctrica en Panamá.

Se debe recordar y reconocer que la estructura de capital utilizado por las empresas distribuidoras debe revisarse toda vez que la comparación con empresas estadounidenses no refleja la realidad financiera local. Las distribuidoras panameñas operan en un entorno con mayores desafíos de cobertura geográfica, acceso a financiamiento y volatilidad regulatoria. Por tanto, se requiere un enfoque más contextualizado que considere las características propias del mercado eléctrico nacional y en ese sentido, es importante reconocerlo a través de la no consideración del límite inferior establecido por la ley para incentivar la adopción de nuevas tecnologías, digitalización de redes, integración de energías renovables y mejora de la experiencia del usuario.

En otros países de la región, los reguladores han reconocido la necesidad de tasas de rentabilidad superiores al mínimo legal para incentivar inversiones y garantizar la calidad del servicio. Por ejemplo, Colombia, Chile o Brasil, donde las tasas reconocidas suelen estar por encima del piso legal, considerando el contexto local y los desafíos de expansión.

Entendemos que la Ley 6 establece límites específicos que el Regulador debe respetar; sin embargo, consideramos fundamental que la determinación de la tasa de rentabilidad se base en criterios de razonabilidad y en el análisis de factores relevantes para el sector, más allá de fijarla únicamente en el valor mínimo legal y compararla exclusivamente con el WACC-CAPM, lo que puede resultar excesivamente discrecional.

Por ello, solicitamos a la ASEP que incorpore en su análisis el impacto del importante Programa de Inversiones y los Planes de Calidad ejecutados y proyectados para el periodo 2026-2030, así como la mejora sostenida en los indicadores de servicio. En este sentido, solicitamos **aprobar la tasa de rentabilidad media prevista por la Ley como tasa de rentabilidad para el periodo RTI 2026-2030** que para la Consulta Pública sería 12.60%, y considerando la actualización del periodo de referencia (septiembre 2024 a agosto 2025) sería 12.66%, lo que refleja de manera más precisa la realidad financiera y regulatoria al momento de la revisión tarifaria.

En caso de no adoptarse esta recomendación, solicitamos al menos evitar la aplicación directa del límite inferior y replicar el criterio adicional demostrando que el reconocimiento de una tasa superior al mínimo legal responde a la magnitud y relevancia de las inversiones realizadas, y no a una aplicación automática o reiterativa.

Sin otro particular, quedamos a su disposición.

Panamá, 29 de octubre de 2025.

  
Cinthya Camargo Saavedra