



**RECURSO DE RECONSIDERACIÓN EN
CONTRA DE LA RESOLUCIÓN AN NO. 20847-
ELEC DE 24 DE SEPTIEMBRE DE 2025
EMITIDA POR LA AUTORIDAD NACIONAL
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS,
INTERPUESTO POR LA EMPRESA UEP
PENONOMÉ II, S.A.**

**SEÑORA ADMINISTRADORA GENERAL DE LA AUTORIDAD NACIONAL DE LOS
SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP) E.S.D.:**

El suscrito, HAROLD HERNÁNDEZ, varón, panameño, mayor de edad, con cédula de identidad personal número 8-785-515, con domicilio profesional en Edificio Plaza 58, piso nueve (9), Calle 58 Este y Avenida Ricardo Arango, teléfono 201-5140, en mi calidad de apoderado de la sociedad UEP PENONOMÉ II, S.A. (en adelante, la “Empresa”), por este medio acudo muy respetuosamente ante usted a fin de presentar Recurso de Reconsideración en contra de la Resolución AN No. 20847-Elec de 24 de septiembre de 2025 (en adelante, la “Resolución Recurrida”), mediante la cual la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante, la “ASEP”) aprueba las Empresas Comparadoras, la Tasa de Rentabilidad y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029 y ordena la presentación del Pliego Tarifario correspondiente.

HECHOS SUJETOS A RECONSIDERACIÓN:

La ASEP emitió la Resolución Recurrida con base en algunos hechos que la Empresa por este medio respetuosamente sugiere que deben ser reconsiderados. En particular, la Resolución Recurrida considera que las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco son activos del Sistema de Conexión, y que el cargo por Estampilla Postal debe ser aplicado por igual a todos los generadores, tengan o no potencia firme.

A) Subestación El Coco

La Resolución Recurrida señala en la página 12 que (i) las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco son activos del Sistema de Conexión de acuerdo con lo aprobado y considerado en los Planes de Expansión; (ii) en el considerando 15.1.5 de la Resolución AN No.11907-Elec de 13 de diciembre de 2017, que aprobó el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional del año 2017, se indicó que las naves de la Subestación El Coco que se adquirieran formarían parte del sistema de conexión; y (iii) en el análisis del punto 11.3.1 de la Resolución AN No.18213-Elec de 7 de febrero de 2023 se indicó que las adquisiciones previstas por ETESA como la Subestación El Coco fueron clasificados como activos del sistema de conexión.

En este sentido cabe apuntar que los planes de expansión, de conformidad con el artículo 8 de la Ley 6 de 1997, deben ser actualizados o revisados anualmente o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan. El hecho de que un plan de expansión haya clasificado la Subestación El Coco como activos del Sistema de Conexión no implica que la Subestación El Coco deba permanecer para siempre clasificada como un activo del Sistema de Conexión, independientemente de que cambien los supuestos que sustentaron esa clasificación inicialmente. En concreto, (i) el considerando 15.1.5 de la Resolución AN No.11907-Elec de 13 de diciembre de 2017, que incluye a la Subestación El Coco en el Plan de Ampliaciones de Conexión y no en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, se refiere a uno de varios puntos de los comentarios de los agentes del mercado que precisamente **no fueron atendidos por ETESA**, como puede verse en al principio del considerando 15 de dicha Resolución; y (ii) el análisis del punto 11.3.1 de la Resolución AN No.18213-Elec de 7 de febrero de 2023 (a) reitera, con respecto a la Subestación El Coco, la referencia al considerando 15.1.5 de la Resolución AN No.11907-Elec de 13 de diciembre de 2017 que, como ya se ha señalado, se refiere precisamente a un punto que no fue atendido por ETESA, y (b) postula que la Subestación El Coco está clasificada como un activo del Sistema de Conexión por la función que ejerce, lo cual la Empresa respetuosamente considera que no se ajusta a la definición contenida en la normativa vigente, tal como se verá un poco más adelante en este Recurso de Reconsideración.

10CT'25- 1:48PM

La Resolución Recurrída también señala que varios agentes del mercado (específicamente AES, Avanzalia y la Empresa) han solicitado que se realicen ajustes al Pliego Tarifario de Transmisión para clasificar y considerar las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco como parte del Sistema Principal de Transmisión. En algunos casos, estos agentes del mercado sustentan su solicitud en el literal “d” del artículo 210 (antes, 188) del Reglamento de Transmisión: “Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA”.

A la Empresa le parece más directo el sustento proporcionado por las definiciones contenidas en el Reglamento de Transmisión, en particular las siguientes:

Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal: Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, equipamiento de subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica perteneciente al Sistema de Transmisión, que son utilizadas en operación normal por dos o más agentes del mercado.

Sistema de Transmisión: Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional sean de conexión o del sistema principal de transmisión, pertenecientes a los Prestadores del Servicio Público de Transmisión.

Sistema de Conexión de Transmisión: Es la parte del Sistema de Transmisión que no forma parte del Sistema Principal de Transmisión.

(Las negritas están en el original. Los subrayados son nuestros.)

La primera de estas definiciones dice claramente que cualquier equipamiento de una subestación que sea utilizado por dos o más agentes del mercado forma parte del Sistema Principal de Transmisión. De la segunda definición se deduce que los activos de transmisión pertenecen bien sea al Sistema Principal de Transmisión o al Sistema de Conexión de Transmisión, pero no a los dos sistemas. Y la tercera definición expresamente separa el Sistema de Conexión de Transmisión del Sistema Principal de Transmisión. En resumen, la normativa señala que cualquier equipamiento de una subestación que sea utilizado por dos o más agentes del mercado no puede ser parte del Sistema de Conexión de Transmisión.

De lo anterior se desprende que la clasificación de la Subestación El Coco como parte del Sistema de Conexión de Transmisión debe ser actualizada porque, contrariamente a lo postulado por el análisis del punto 11.3.1 de la Resolución AN No.18213-Elec de 7 de febrero de 2023, la función que ejercen las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco no es de conexión, sino de transmisión. Y es de transmisión porque es un hecho conocido que las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco son utilizadas por varios agentes del mercado, específicamente EDEMET, AES, Avanzalia y la Empresa. Inclusive si dicha clasificación hubiera sido inicialmente correcta (ya que en el año 2017 solamente dos agentes utilizaban la Subestación El Coco), en el momento en que cambiaron tan importantemente los supuestos que sustentaban los planes de expansión en los que se hizo esa clasificación, la clasificación de estos activos en los planes de expansión debió ser revisada y actualizada de conformidad con el artículo 8 de la Ley 6 de 1997.

Por lo tanto, la aplicación de la Ley 6 de 1997 y del Reglamento de Transmisión requiere que las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco sean reclasificadas como parte del Sistema Principal de Transmisión.

B) Estampilla Postal

La Resolución Recurrída desestima los comentarios de la Empresa acerca de que no debería aplicarse el cobro de la Estampilla Postal a los generadores renovables no tradicionales. Y los desestima con base en los siguientes tres fundamentos: (i) la aplicación del cargo por Estampilla Postal a los agentes de generación fotovoltaica y eólica a partir del periodo tarifario julio 2021-junio 2025 fue un tema presentado a la consulta ciudadana en la Audiencia Pública No. 007-21; (ii) ese tema fue analizado en el punto 10.1 de la Resolución AN No. 17471-Elec de 25 de febrero de 2022 que aprobó dichas modificaciones, confirmadas mediante Resolución AN No. 17504-Elec de 22 de marzo de 2022; y (iii) la ASEP considera que no son temas presentados en la consulta pública.

Con respecto a los dos primeros fundamentos, es decir, que el tema fue presentado a la consulta ciudadana en la Audiencia Pública No. 007-21, y que el tema fue analizado en el punto 10.1 de la Resolución AN No. 17471-Elec de 25 de febrero de 2022, cabe decir que ambos fundamentos se resumen en que la ASEP ya se ha manifestado con respecto a este tema. Esto es así porque la Audiencia Pública No. 007-21 fue contestada mediante la Resolución AN No. 17471-Elec de 25 de febrero de 2022, de manera que los dos fundamentos se refieren al mismo acto administrativo.

Además, el análisis contenido en el punto 10.1 de la Resolución AN No. 17471-Elec de 25 de febrero de 2022 no constituye una revisión sustancial de la legalidad ni razonabilidad del cargo. Dicho análisis se limita a decir que, puesto que en el Pliego Tarifario 2017-2021 se había avisado que se iba a aplicar la Estampilla Postal, la aplicación de la Estampilla Postal está plenamente justificada. Sin embargo, la Empresa respetuosamente considera que no existe dicha justificación. Por una parte, una oración de doce palabras (“En el siguiente periodo se incluirán en el CUSPT por Estampilla Postal”) ubicada en el Pliego Tarifario 2017-2021 entre las notas a los cargos por el uso del Sistema Principal de Transmisión y sin un análisis de impacto no constituye, a juicio de la Empresa, una notificación clara ni suficiente en términos regulatorios. Pero, inclusive aunque sí fuera una notificación clara y suficiente, aquellas plantas fotovoltaicas y eólicas que ya estaban generando cuando se emitió el Pliego Tarifario 2017-2021, como es el caso de la Empresa, no tuvieron oportunidad efectiva de anticipar o mitigar los efectos de este cambio tarifario.

Además, la Resolución AN No. 17471-Elec de 25 de febrero de 2022 desestima uno de los argumentos principales de la Empresa mediante una lectura que difiere del sentido con el que dicho argumento fue originalmente expuesto por la Empresa. La Empresa dice que “cobrar estampilla postal a un participante generador eólico o solar carece de sentido ya que por definición la estampilla postal es un cargo de potencia para ‘socializar’ la capacidad remanente en las redes no utilizada en el momento”. (El subrayado es nuestro.) En cambio, la Resolución AN No. 17471-Elec de 25 de febrero de 2022 interpreta esto diciendo que significa que “el cargo tarifario denominado ‘Estampilla Postal’ debe socializarse entre todos los usuarios del sistema de transmisión, con independencia de que un generador se despache hasta el total de su capacidad instalada”. (El subrayado es nuestro.) La Resolución AN No. 17471-Elec de 25 de febrero de 2022 interpreta el argumento de una forma que la Empresa respetuosamente considera que no refleja con precisión lo planteado, equiparando potencia firme con capacidad instalada, como si un generador que tiene potencia firme por la que cobra tuviera la misma capacidad económica para pagar la Estampilla Postal calculada sobre su capacidad instalada (que en muchos casos es muy parecida a su potencia firme) que un generador que tiene capacidad instalada pero no potencia firme, y que por lo tanto no cobra por esa capacidad instalada. Esta equiparación no solamente no es lo que la Empresa pretendió plantear en su argumento, sino que es casi lo contrario: es muy distinto pagar un cargo después de percibir un ingreso que pagar un cargo sin percibir ingresos. El tratamiento que se da al cargo por Estampilla Postal, al no distinguir entre generadores con y sin potencia firme, crea una asimetría regulatoria fundamental, dado que los generadores sin potencia firme (como los eólicos y solares) no perciben ingresos por potencia, pero sí deben asumir un cargo que se calcula sobre su capacidad instalada

Un ejemplo matemático puede dar una mejor perspectiva: si un generador tiene capacidad instalada y potencia firme de 50 MW y cobra por la potencia firme equis dólares por megavatio/mes ($\$X/\text{MW mes}$), cobrará $\$50X$ al mes. Si a este generador se le cobra un 1% de X por MW/mes en concepto de Estampilla Postal, este generador pagará $\$0.5X$ al mes en Estampilla Postal, y tendrá un ingreso de $\$49.5X$ al mes por potencia. En cambio, un generador que tiene la misma capacidad instalada de 50 MW pero no tiene potencia firme también pagará $\$0.5X$ al mes en Estampilla Postal, puesto que la base para el cálculo de la Estampilla Postal es la capacidad instalada que hemos supuesto igual en ambos casos de nuestro ejemplo, pero este generador sin potencia firme por definición no tendrá ningún ingreso por potencia firme. En consecuencia, simplemente en concepto de Estampilla Postal (sin siquiera considerar el servicio de la deuda y los gastos operativos, que agravan la situación) este segundo generador empieza su andadura en números rojos.

Con respecto al tercer fundamento que sirve de base para que la Resolución Recurrída desestime los argumentos de la Empresa, es decir, que el tema de la Estampilla Postal no ha sido planteado en la consulta pública a la que contesta la Resolución Recurrída, la Empresa respetuosamente

considera oportuno indicar que en la segunda etapa de la Consulta Pública 002-25-Elec se presentó el Pliego Tarifario de Transmisión, el cual contempla explícitamente los cargos por Estampilla Postal correspondientes al período 2025–2029. En este contexto, la Empresa estimaría que dicho tema sí formó parte del proceso de consulta pública.

Además, la aplicación de la Estampilla Postal a las empresas que no tienen potencia firme tiene un efecto continuo, y que cada vez que se impone a esas empresas el pago de la Estampilla Postal se está planteando el tema de la validez de esa continuidad. El hecho de que la Estampilla Postal se haya aplicado en periodos anteriores no impide su revisión en el presente proceso, especialmente si su aplicación produce efectos continuos, desproporcionados y contrarios al principio de equidad regulatoria. La Empresa respetuosamente considera, ahora y desde que se impuso inicialmente la Estampilla Postal a los generadores eólicos y solares, que esa imposición no es válida y que debería reconsiderarse su aplicabilidad a este tipo particular de agentes del mercado, no mediante la eliminación del cargo, sino mediante la modificación en la forma en que se aplica, puesto que, de acuerdo con lo expuesto anteriormente, su aplicación en el último período tarifario presenta importantes elementos que podrían no estar completamente alineados con el marco regulatorio ni con los fundamentos económicos pertinentes.

SOLICITUD:

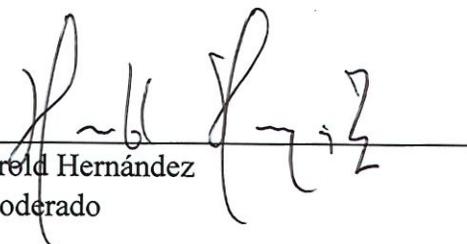
En virtud de lo anteriormente manifestado, le solicitamos respetuosamente a usted que **MODIFIQUE** la Resolución AN No. 20847-Elec de 24 de septiembre de 2025 para reclasificar las naves 3 y 4 de la Subestación El Coco como activos del Sistema Principal de Transmisión, en atención a su uso compartido por hasta cuatro agentes del mercado, conforme a las definiciones contenidas en el Reglamento de Transmisión, y **RECONSIDERE** la forma de la aplicación del cargo por Estampilla Postal a generadores sin capacidad firme, a la luz de los principios de razonabilidad, proporcionalidad y equidad económica regulatoria, sin perjuicio de que este tema haya sido tratado en procesos anteriores.

FUNDAMENTO DE DERECHO:

Ley 6 de 3 de febrero de 1997, Ley 26 de 29 de enero de 1996, reformada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, Ley 38 de 31 de julio de 2000, Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, Decreto Ejecutivo No. 279 de 14 de noviembre de 2006, Código Civil de la República de Panamá y demás disposiciones concordantes.

Panamá, a la fecha de su presentación.

UEP PENONOMÉ II, S.A.

Por 
Harold Hernández
Apoderado

10 OCT '25 - 1:48 PM

ASEP/OAL