

RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Blamelec

20CT'25- 1:49PM



LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA), PRESENTA RECURSO DE RECONSIDERACIÓN CONTRA LA RESOLUCIÓN AN NO.20847-ELEC DE 24 DE SEPTIEMBRE DE 2025, SE APRUEBAN 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 SE ORDENA LA PRESENTACIÓN DEL PLIEGO TARIFARIO CORRESPONDIENTE.

SEÑORA ADMINISTRADORA GENERAL DE LA AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP):

Quien suscribe, **ALBERTO DE LA GUARDIA ROMERO**, varón, panameño, mayor de edad, casado, abogado en ejercicio, con cédula de identidad personal No. 8-247-693, actuando en mi condición de apoderado especial de la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.** (en adelante, **ETESA**) sociedad debidamente inscrita bajo las leyes panameñas en la Ficha 340443, Rollo 57983, Imagen 128, de la Sección de Micropelículas (Mercantil) del Registro Público, con domicilio en la vía Ricardo J. Alfaro, Edificio Sun Tower Mall, Tercer Piso, debidamente facultado para este acto según consta en el Poder Especial que antecede, respetuosamente comparecemos ante usted, en tiempo oportuno¹, con el fin de interponer y sustentar, como en efecto interponemos y sustentamos, **recurso de reconsideración** contra la **Resolución AN No. 20847-Elec de 24 de septiembre de 2025**, expedida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante **ASEP**), (en adelante la Resolución Reconsiderada), mediante la cual se aprueban 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 se ordena la presentación del Pliego Tarifario correspondiente, pero solo en lo que corresponde a la reclasificación de la Línea Costa Norte – Torre 4 230 kV como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y la corrección de la suma de los montos semestrales para que sean congruentes con el monto total asignado a cada proyecto, y que los totalizadores sean ajustados para reflejar los valores revisados. Dicha

¹ El Gerente General de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) se notificó personalmente el jueves, 25 de septiembre de 2025, de la Resolución AN No.20847-Elec de 24 de septiembre de 2025.

corrección es necesaria para evitar inconsistencias al comparar los montos ejecutados con los montos aprobados en cada período tarifario, dado que de lo contrario se verá afectado el cálculo de cargos y las posibles devoluciones por no ejecución del ingreso autorizado, lo que hacemos así:

En este sentido, solicitamos que se modifique la Resolución Reconsiderada en el sentido que se reconsidere y por tanto se reclasifique como parte del sistema principal de transmisión, la Línea Costa Norte, con fundamento en lo establecido en el Reglamento de Transmisión, cuyo texto es el siguiente:

***“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.*

Artículo 192: La parte del equipamiento de conexión compuesto por aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión, sólo podrá ser asignado como parte del Sistema Principal de Transmisión cuando sea usado por más de un usuario, y siempre que dicha asignación esté debidamente justificada en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión.”

“Artículo 210: ...La transferencia al sistema principal de transmisión de un equipamiento de un usuario que se haya de un equipamiento de un usuario que se haya autorizado como Conexión será restringida a aquel equipamiento que es estricta y directamente necesario para transmitir la energía de otro usuario del Sistema 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 un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso.”

Siendo así, es obvio que la Línea Costa Norte debe ser reclasificada como parte integrante del Sistema Principal de Transmisión, dado que cumple los elementos normativos de uso compartido, necesidad para el transporte de energía de múltiples agentes y función estructural en la red principal de transmisión. En ese sentido, solicitamos que los ajustes en las facturaciones deben ser considerados desde el momento en que se resuelva nuestro Recurso de Reconsideración y no de manera retroactiva.

En consecuencia, la línea no opera como un simple ramal, sino como un **componente estratégico** cuya indisponibilidad comprometería la estabilidad, confiabilidad y resiliencia de la red. En otras palabras, su exclusión del Sistema Principal de Transmisión distorsiona la visión integral de la red, minimiza su impacto sistémico y niega el reconocimiento tarifario que corresponde a un activo de esta magnitud, clasificándolo erróneamente como activo del sistema de conexión.

En consecuencia, la reclasificación solicitada constituye que se reconozca la verdadera naturaleza del activo y, por tanto, se ajusta a la función esencial que efectivamente desempeña en la operación normal del SIN.

Dicho lo anterior, queda claro que **ASEP**, no ha tomado en cuenta la normativa vigente, asignando la Línea Costa Norte, como parte del Sistema de Conexión, que como repetimos, debe ser reconocido como parte del Sistema Principal de Transmisión, conforme al marco normativo vigente, que todo equipamiento de conexión que cumpla una función esencial para la operación de más de un agente del Sistema Principal de Transmisión debe ser adquirido por **ETESA**. En otras palabras, la Línea de Transmisión Costa Norte – Torre 4, 230 kV, al servir efectivamente a más de un agente del mercado, debe ser reclasificada como parte integrante del Sistema Principal de Transmisión, en cumplimiento con las normas técnicas y legales que rigen la operación del sistema eléctrico nacional.

Igualmente, somos del criterio que se debe reconsiderar la Resolución Reconsiderada y proceder con la corrección del Cuadro No.39, de manera que la suma de los montos semestrales sea plenamente congruente con el monto total asignado a cada proyecto y que los totalizadores reflejen los valores revisados y validados.

En este contexto, y tomando en consideración la información presentada por el Centro Nacional de Despacho (CND) durante la Consulta Pública, solicitamos formalmente la **reconsideración de los montos asignados**, valorando y reafirmando los antecedentes, justificaciones y aclaraciones contenidas en este Recurso de Reconsideración, con el fin de asegurar una correcta y transparente asignación de los recursos dentro del período tarifario correspondiente.

I. SOBRE LA RESOLUCIÓN RECONSIDERADA

a. Sobre la Línea Costa Norte-Torre 4 230Kv.

De la lectura de la Resolución Reconsiderada resaltamos los comentarios del Agente del Mercado AES, donde solicita a la ASEP se revise de manera integral para que la Línea de

Transmisión Costa Norte-Torre 4 230 kV, sea clasificada correctamente como parte del Sistema Principal de Transmisión y no como del Sistema de Conexión.

Y es que repetimos, el activo (Línea de Transmisión Costa Norte-Torre 4 230 kV) en análisis corresponde a líneas de transmisión que operan en 230 kV. En su origen, estas instalaciones fueron concebidas para atender exclusivamente a un agente del mercado eléctrico, por lo cual en aquel momento su naturaleza se asemejaba a la de un activo de conexión, al constituir una infraestructura esencialmente radial que servía de enlace directo entre dicho agente y la red de transmisión.

Dicho lo anterior, reiteramos, pues, que las condiciones del sistema evolucionaron con la incorporación de un segundo agente y las adecuaciones realizadas, tales como el seccionamiento de la línea 230-55 (230-55B, 230-55C) y la construcción de la Línea 230-62, que transformaron estas instalaciones. En este punto conviene destacar que, a partir de ese momento, las líneas dejaron de desempeñar una función meramente radial para integrarse en un mallado de transmisión en 230 kV, lo que modificó de manera sustancial su rol dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Dicho lo anterior, debemos explicar que, contrariamente a lo que sostiene la ASEP como argumento central y fundamental para no considerar los comentarios de AES, sobre la Línea en cuestión, para que forme parte del Sistema Principal de Transmisión, es que, en un sistema mallado, la energía inyectada por cualquier generador no circula únicamente por un circuito específico, sino que se distribuye a través de todas las líneas que conforman dicho mallado. De ello se desprende claramente, que, independientemente del generador que realice la inyección, los flujos de potencia se reparten por las distintas trayectorias disponibles, reforzando el transporte de energía a nivel sistémico.

Como queda dicho y así ha quedado demostrado, con esta integración, las instalaciones dejaron de operar como simples puntos de conexión individual y se consolidaron como elementos estructurales de la Red Principal de Transmisión, fundamentales para cumplir con la normativa y sostener la confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico nacional.

Lo cierto, es que el carácter mallado de la red de transmisión es precisamente lo que distingue a los activos del Sistema Principal de Transmisión de los activos de conexión. Mientras que un activo de conexión se concibe para enlazar de forma radial a un único usuario, un activo del SPT debe formar parte de un mallado, aportando redundancia en los flujos de energía, garantizando trayectorias alternativas frente a contingencias y sosteniendo la seguridad operativa del sistema. Es así que, las líneas de 230 kV en evaluación cumplen estas funciones, ya que su indisponibilidad impactaría no solo a un generador, sino al equilibrio general del SIN, confirmando así su carácter troncal.

De hecho, un argumento adicional, es referente al nivel de tensión en el que operan estas líneas (230 kV), para que su clasificación sea como parte del Sistema Principal de Transmisión. Siendo así, queda claro que este nivel constituye la columna vertebral del sistema de transmisión panameño y está destinado a interconectar zonas de generación y demanda a gran escala, consolidando un mallado robusto que permite la operación coordinada y eficiente de nuestro sistema eléctrico.

En consecuencia, si bien originalmente la Línea de Transmisión Costa Norte-Torre 4 230 kV, fue clasificada como conexión, dada su configuración radial y a que atendía a un único agente, la incorporación de un segundo usuario ha modificado su naturaleza, integrándola de manera permanente al mallado de transmisión en 230 kV. En otras palabras, resulta indiscutible que debe reconocerse la Línea de Transmisión en cuestión, como parte del Sistema Principal de Transmisión, dado que desempeñan un rol estructural en la seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional esencial para la operación eficiente y sostenida.

En conclusión, clasificar esta línea como activo de conexión carece de sustento bajo las condiciones actuales de uso y contraviene lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, así como los principios de eficiencia, equidad y no discriminación que deben regir la regulación del sector eléctrico.

b. Sobre las inversiones aprobadas al Centro Nacional de Despacho (CND).

Con respecto a la evaluación de las inversiones presentadas por el Centro Nacional de Despacho (en adelante, CND), observamos que en algunos casos se aplican reducciones

sin considerar adecuadamente el sustento técnico y documental proporcionado por el CND. En tal sentido, resulta necesario reconsiderar y, en consecuencia, reevaluar los criterios aplicados, a fin de garantizar que la valoración de las inversiones refleje fielmente la justificación presentada.

En el caso de las reducciones al 50% se señala que la reducción se hace con la finalidad de que tengan una revisión y sustentación adecuada dentro del período tarifario, y se señala que esto debe darse con la antelación de un (1) año al año tarifario. Sin embargo, algunos proyectos por su naturaleza y flujo de ejecución no podrían gestionarse de esta forma, afectando su ejecución adecuada, por lo que insistimos en que se valoren los aportes presentados. En consecuencia, reiteramos la necesidad de valorar de manera integral los aportes y justificaciones presentados, a fin de garantizar la correcta ejecución de los proyectos.

1. Adicionalmente, referente a la **renovación de licencias** de software de terceros dentro de la infraestructura del SCADA, aportaos como prueba, la Cotización ETESA 3rd P.SW Maintenance.pdf, en la que nos fundamentamos para colocar el monto presentado en los comentarios a la pasada Consulta Pública.

En la actualidad el CND está realizando un Upgrade del sistema SCADA, donde se utilizan estas Licencias de software de terceros, por lo que es de suma importancia mantenerlas actualizadas y tal como se detalló en el documento de justificación, el valor total indicado fue de B/.727,600.00 dado que se considera la realización de dos (2) pagos dentro del período tarifario, cada uno de ellos por el monto de B/. 363,800.00, y como señalamos previamente, la naturaleza de este proyecto requiere contar con los fondos autorizados desde el inicio del período tarifario y evitar gestiones dentro del período tarifario que pueda comprometer el pago adecuado de este suministro vital para mantener en adecuado funcionamiento el sistema SCADA, garantizando la operación del SIN.

2. **Suministro e instalación de licencias para el análisis de datos históricos del SCADA**, reiteramos y, por tanto, aportamos con este recurso, la Cotización Licencia para análisis avanzado de datos históricos.pdf que fuese la base para establecer el costo de la inversión.

En el documento incluido en los comentarios presentados a la Consulta Pública presentamos la sustentación técnica y económica adjuntándose la Cotización, por lo cual consideramos que fue sustentado tanto técnicamente como económicamente, y por tanto consideramos que no hubo falta de información y solicitamos se reconsidere su decisión en la Resolución Reconsiderada.

Si bien la cotización presentada data del año 2021, la misma brinda una referencia del costo esperado, incluso el mismo se podría impactar en un aumento del valor de la licencia, sin embargo, al reducirlo a la mitad el proyecto no podría realizarse. Como señalamos anteriormente, la naturaleza de este proyecto requiere contar con los fondos autorizados desde el inicio del período tarifario y así evitar gestiones dentro del período tarifario que pueda comprometer el pago adecuado de este suministro.

3. **Equipamiento CND.** En la Resolución Reconsiderada, específicamente en la página 24 (primer párrafo) se establece, lo siguiente: “El proyecto de equipamiento del CND para la compra de equipos y licencias fue ajustado, ya que el monto inicial duplica los importes ejecutados para este concepto en el período actual”.

Siendo así, es pertinente destacar que el monto solicitado, ascendente a B/.2,903.000.00 para el período 2025-2029, refleja un incremento en función del período anterior, debido a la incorporación de nuevos ítems y a la actualización de los costos asociados a los componentes previamente contemplados, por lo que referencia el mismo a la ejecución actual, no refleja la situación real.

Cabe destacar que el aumento más significativo, corresponde a los Modelos de Programación de Corto y Mediano Plazo (NCP y SDDP), herramientas fundamentales para la definición de las cuotas de generación de las plantas generadoras del Sistema Interconectado Nacional. Es así que, el incremento en los costos de estos modelos, representa un incremento anual de B/.271,294.00 dentro del rubro “Equipamiento CND”

En consecuencia, en caso de no aprobar la ASEP, el monto originalmente solicitado, el CND se vería imposibilitado de adquirir las licencias de los modelos antes mencionados,

lo que comprometería el cumplimiento de las obligaciones regulatorias establecidas en el marco del mercado eléctrico nacional.

Detalle del incremento.

Modelo	Costo Anterior	Costo Actual	Incremento Anual
NCP	29,960.00	117,000.00	87,040.00
SDDP	29,746.00	214,000.00	184,254.00
		TOTAL ANUAL	271,294.00

4. Análisis del Resumen de los Costos del CND

Según se sigue de la revisión al Cuadro No. 39 del **Anexo B** en la Resolución Reconsiderada, observamos que los montos registrados no son congruentes entre sí, ya que el total aprobado de los rubros que fueron modificados por la ASEP no corresponden con la suma de las asignaciones semestrales de los mismos, las cuales parecen no haberse ajustado acorde al recorte realizado.

La tabla siguiente permite visualizar de manera clara lo que hemos señalado anteriormente:

DETALLE DE INVERSIONES INCORPORADAS POR SEMESTRE	Total Aprobado	2º Sem 2025	1º Sem 2026	2º Sem 2026	1º Sem 2027	2º Sem 2027	1º Sem 2028	2º Sem 2028	1º Sem 2029	Suma Semestral	Diferencia con lo Aprobado
Implementación del Plan de Capacitación del CND y Adiestramiento de Despachadores	187,500	-	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	-	-	375,000	187,500
Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Procedimiento de Análisis de Estudios de Viabilidad de Conexión en base a Criterios Operativos	37,500	-	-	15,000	37,500	22,500	-	-	-	75,000	37,500
Servicio de Consultoría para el Desarrollo de Validación y Adecuación de Modelado de Base de Datos para los Estudios Eléctricos del SIN	80,000	-	-	32,000	80,000	48,000	-	-	-	160,000	80,000
Renovación de licencias de software de terceros embebidos dentro de la Infraestructura del SCADA	363,800	-	-	-	363,800	-	-	363,800	-	727,600	363,800
Suministro e instalación de licencias para el análisis avanzado de datos históricos del SCADA	57,979	-	-	-	-	115,958	-	-	-	115,958	57,979
Medidor de corriente primaria	12,000	-	-	12,000	-	-	-	12,000	-	24,000	12,000
Grabador de voz	26,500	-	-	-	-	53,000	-	-	-	53,000	26,500
Generador eléctrico de emergencia - GEE	45,000	-	90,000	-	-	-	-	-	-	90,000	45,000
Equipamiento CND	1,655,316	-	333,062	333,062	333,062	333,062	333,062	333,062	333,062	2,331,431	676,115

De lo anterior se desprende que los datos presentados para los semestres corresponden a los valores indicados en el Cuadro No.38, los cuales reflejan lo solicitado por el CND.

En cuanto al Cuadro No.39, se observa que a un proyecto se le asignan fondos en el segundo semestre de 2029, lo cual excede el horizonte temporal del SOI. Por tanto, los montos deberían distribuirse entre los semestres correspondientes al período tarifario; al parecer, los datos están desplazados en un semestre.

En consecuencia, los totales presentados en el Cuadro No.39 también se identifican diferencias entre el valor total aprobado y la suma de los valores semestrales. En la

tabla que se presenta a continuación, se muestra una comparación que evidencia que, para algunos semestres, los valores del Cuadro No.39 difieren de los que deberían reflejar la suma de los proyectos, correspondientes a los montos aprobados.

Montos Aprobados	Total								
	Aprobado	2° Sem 2025	1° Sem 2026	2° Sem 2026	1° Sem 2027	2° Sem 2027	1° Sem 2028	2° Sem 2028	1° Sem 2029
Aprobado	12,594,543	75,000	1,427,509	1,780,668	1,874,402	2,221,078	2,454,179	2,465,083	296,624
Suma del cuadro No.39	12,358,069	75,000	549,035	2,422,668	1,232,402	2,863,078	2,454,179	2,465,083	296,624

Por lo anterior, dichas discrepancias provocan que la suma de los Cuadros No.37 y No.39 no coincida con los valores reflejados en el Cuadro No.40. Cabe destacar que el Cuadro No.40 sí representa correctamente el total del SOI del CND, lo que nos permite concluir que si existen errores en los datos de los totales presentados.

Por lo tanto, solicitamos se revise, corrija y reconsidere el Cuadro No.39, de manera que la suma de los montos semestrales sea coherente con el monto total asignado a cada proyecto, y que los totalizadores sean ajustados para reflejar los valores correctamente revisados. Esta corrección es necesaria para evitar inconsistencias al comparar los montos ejecutados con los montos aprobados en cada período tarifario, ya que de lo contrario podría verse afectado el cálculo de cargos y las posibles devoluciones por no ejecución del ingreso autorizado.

En este sentido, solicitamos que se reconsideren los montos asignados a los proyectos listados, valorando la información que fuese presentada sobre ellos en la Consulta Pública y que es reafirmada y aclarada en este Recurso de Reconsideración.

Pruebas:

Con este escrito, aportamos los siguientes documentos:

1. Cotización ETESA 3rd P.SW Maintenance.pdf (10 páginas).
2. Cotización Licencia para análisis avanzado de datos históricos.pdf (4 Páginas).
3. Cotizaciones de proveedores que respaldan el monto solicitado (Equipamiento CND – Cot.pdf) - (29 páginas).

II. SOLICITUD DE ETESA

Es por todo lo antes expuesto que, respetuosamente solicitamos, se reconsidere y, por tanto, modifique la **Resolución AN No. 20847-Elec de 24 de septiembre de 2025**, pero, solamente en el sentido de que, reconsidere su decisión y reclasifique la Línea Costa Norte – Torre 4 230 kV como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT). Sin perjuicio de lo anterior, solicitamos igualmente que se reconsideren los montos asignados a los proyectos del Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de ETESA, valorando la información presentada sobre cada uno de ellos en la Consulta Pública y que es reafirmada y aclarada en este Recurso de Reconsideración.

Panamá, 02 de octubre de 2025

ETESA



Alberto De La Guardia Romero
Cédula No. 8-247-693