

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 18213 -Elec

Panamá, 7 de febrero de 2023



“Por 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 de julio 2021 a julio 2025 y se ordena presentar el Pliego Tarifario correspondiente”

EL ADMINISTRADOR GENERAL

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como un organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, señala que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Reglamento de Transmisión, el cual contiene el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad y sus procedimientos, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;
5. Que el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro (4) años;
6. Que el artículo Sexto de la Resolución AN No.12136-Elec de 21 de febrero de 2018, modificada por la Resolución AN No.12231-Elec de 28 de marzo de 2018, ordenó a ETESA a reembolsar a la Demanda la suma de Cuarenta Millones de Balboas (B/.40,000,000.00) más los intereses reconocidos, indicándose que se haría como una reducción del Ingreso Máximo Permitido asociado a la Demanda de los periodos tarifarios 2021-2025, 2025-2029, 2029-2033 y 2033-2037, dividido en 15 años a partir de enero de 2023, debiendo reconocer una tasa de interés anual sobre saldo del 5%, y asignarlo en proporción a la demanda de cada una de las tres empresas distribuidoras, por lo cual se estableció en el artículo 186 A del Reglamento de Transmisión en un Parágrafo Transitorio, los lineamientos antes señalados con la finalidad que quedaran plasmados los parámetros de cómo se efectuaría la reducción del Ingreso Máximo Permitido asociado a la Demanda en los periodos tarifarios indicados;
7. Que mediante Resolución AN No.16792-Elec de 26 de abril de 2021, modificada por la Resolución AN No.17403-Elec de 19 de enero de 2022, esta Autoridad Reguladora extendió la vigencia del Pliego Tarifario aprobado para el periodo tarifario de julio de 2017 a junio de 2021 e indicó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) aprobado para el Año 4 (julio 2020 a junio de 2021) que será utilizado para el cálculo de las tarifas, hasta tanto se apruebe el pliego tarifario del periodo tarifario julio 2021-junio 2025;
8. Que mediante la Resolución AN No.17754-Elec de 6 de julio de 2022 y su modificación, la Resolución AN No.17825-Elec de 5 de agosto de 2022, se aprobó la celebración de la Consulta Pública No. 002-22, para en una Primera Parte, recibir opiniones, comentarios y sugerencias de los ciudadanos, con respecto a la Propuesta de las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad y del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario julio 2021 – julio 2025; y, en una Segunda Parte, sobre la

Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el periodo tarifario julio 2021 – julio 2025;

9. Que la Primera Parte de la Propuesta, estuvo disponible para la Consulta Pública desde el jueves, 14 de julio hasta el viernes, 26 de agosto de 2022, y en el periodo dispuesto para recibir comentarios y observaciones se recibieron los comentarios de las siguientes empresas:

a. AES Panamá, S.R.L. (en adelante, AES).
b. Fountain Hydro Power Corp. (en adelante, FOUNTAIN).
c. Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A., (en adelante, EDEMET).
d. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (en adelante, ETESA).
e. Elektra Noreste, S.A. (en adelante, ENSA).
f. Hidroecológica del Teribe, S.A. (en adelante, HIDROECOLÓGICA)
g. Asociación Nacional Panameña de Generadores Eléctricos (en adelante, ANPAG).

10. Que mediante la referida Resolución AN No. 17754-Elec de 6 de julio de 2022 y su modificación, la Resolución AN No.17825-Elec de 5 de agosto de 2022, también se ordenó a ETESA la presentación de la propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión que corresponde al Ingreso Máximo Permitido propuesto, con sus modelos de cálculo y la debida sustentación a más tardar el día jueves 1 de septiembre de 2022, la cual sería evaluada por esta Autoridad Reguladora antes de ser publicada en la Segunda Parte (Parte II) de la Consulta Pública No. 002-22;

11. Que a continuación se procede a revisar y a responder, los comentarios recibidos y que estén relacionados con la propuesta sometida a consideración de la Primera Parte de la Consulta Pública No.002-2022, referente a las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario julio 2021 – julio 2025:

11.1. ANÁLISIS Y PROPUESTA DE LA EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

11.1.1. COMENTARIO DE AES

- Con respecto a la selección de la empresa comparadora, solicita se indiquen los criterios para determinar las empresas comparadoras de referencia, tomando en cuenta que sólo se utilizaron la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica de Chile (TRANSELEC) y Red de Energía del Perú S.A. (REP).
- Sobre los parámetros comparadores seleccionados, indica que considerando las ratios de las empresas comparadoras, en donde se aprecia que las variables utilizadas para la operación y mantenimiento varían entre éstas, siendo menor el $ADMT\%M$ de TRANSELEC que el de REP ¿Existe la posibilidad de hacer una elección del Ratio, en base a una combinación de los más bajos por Empresa comparadora?, ya que no queda claro cómo se seleccionó finalmente el parámetro que aplicaría para ETESA.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Para la selección de las empresas comparadoras propuestas se evaluaron cuatro (4) empresas, entre las que figuran las empresas estudiadas en la revisión tarifaria previa y se evalúa que, por las condiciones actuales, las mismas reúnen las características para ser utilizadas como comparables con ETESA. Se aclara que es más conveniente utilizar la mayor cantidad de comparadoras posibles. No obstante, por un lado, de la empresa ISA de Colombia no se encontró información actualizada siendo la más reciente la del año 2014, y de la empresa ETCEE de Guatemala no se encontró información suficiente. Por lo que, estas empresas no se incluyen como comparadoras.

Con relación a las empresas comparadoras elegidas, TRANSELEC es el principal transmisor eléctrico en Chile y cuenta con información financiera pública y disponible. Adicionalmente, esta empresa está sometida a estudios de valorización de sus activos cada cuatro años, realizados por el regulador eléctrico de Chile. Por su parte, la empresa Red de Energía del Perú, S.A. es la principal empresa de transmisión del Perú, la cual realiza las actividades de operación y mantenimiento del sistema integrado de las tres empresas

pertenecientes a ISA (REP, CTM e ISA Perú) y su información financiera es pública. Ambas empresas fueron estudiadas en la revisión tarifaria anterior.

Los valores de $ADMT\%^M$ y $OMT\%^M$ se calcularon como el promedio simple entre los valores obtenidos para TRANSELEC y REP, lo que quiere decir que, se está considerando una eficiencia media entre estas empresas. Se destaca que la empresa comparadora REP muestra niveles de eficiencia similares a ETESA, mientras que TRANSELEC es más eficiente.

Por otro lado, no sería correcto independizar los ratios comparadores escogiéndolos de diferentes empresas, porque los costos de operación y mantenimiento (OYM) y los costos de administración (ADM) están interrelacionados entre sí en cada empresa. Las empresas se comportan como un todo y no se pueden separar sus características a conveniencia. Además, el criterio de escoger los ratios menores de diferentes empresas comparadoras no se ha observado en ningún sistema de regulación.

11.1.2. COMENTARIOS DE ETESA

- Indica que para el año 2017, la ASEP consideró la selección de tres empresas comparadoras y aprobó una tasa promedio de los parámetros de rentabilidad, de estas empresas y para este año 2021 solo se mantuvieron dos de estas empresas utilizadas del Régimen Tarifario anterior. Opina que se debió mantener el esquema de tres empresas comparadoras y/o en alguna de sus alternativas, utilizar a ETESA.
- Con respecto a los parámetros comparadores, observa que en la presente revisión sólo se trasladan costos de un país a otro, mediante una operación a la que se denomina "conversión" valor que al ponderarse o mejor dicho para calcular los costos y los VNR ajustados se toman de la suma de los costos ajustados, valores nominales de los cuales no conocen en todos los casos y del cual suponen una composición preestablecida.

Manifiesta que, la relación de eficiencia no puede aplicarse directamente sin un previo proceso de homologación, en el que se ajusten las asimetrías de los costos no gerenciales. Señala que el comparador básico inicial obtenido con datos de las empresas comparadoras, debería entonces ajustarse estimando la variación que tendrían los gastos e inversiones de las empresas comparadoras, si ésta se desempeñara, con igual eficiencia de gerenciamiento, en las mismas condiciones ambientales y económicas de ETESA.

Señala que, empresas con exactamente las mismas instalaciones de transmisión y los mismos requerimientos de calidad de servicio, operando en distintos países, geografías, y marcos legales, tendrán diferentes costos anuales medidos en dólares. Más aún si son de distinto tamaño u operan con distintas tensiones eléctricas.

- Estima que la metodología de cálculo de los comparadores debería consistir al menos en:
 - Seleccionar de entre varias empresas candidatas, preseleccionadas con algún criterio (que estén sujetas a revisiones tarifarias periódicas, que sean de similar tamaño y tengan similares responsabilidades que ETESA, que cuenten con información técnica y contable accesible, etc.), una empresa cuya relación AOM/VNR sea baja, es decir que su gasto $AOM=ADMT+OMT$ sea mínimo, dadas sus condiciones particulares de operación.
 - Ajustar por separado los costos ADMT y OMT mediante factores de homologación para llevarlos a los que tendría una empresa eficiente como la seleccionada, pero operando bajo las condiciones particulares de ETESA.
- Establece que las asimetrías más frecuentes, ya señaladas en revisiones anteriores son:
 - Composición ("mix") del tipo de instalaciones (relación de líneas simple y doble circuito). Los costos de O&M como porcentaje del VNR son diferentes en uno y otro caso.
 - Tamaño de las instalaciones. Las empresas de mayor tamaño tienen ventajas relativas de escala. Los costos ADM son relativamente insensibles al tamaño de las instalaciones y los costos O&M no necesariamente mantienen una determinada

proporcionalidad con el VNR.

- o Establece que deben agregarse tiempos de traslado de la cuadrilla.
- Dada la incidencia que el comparador tiene en sus ingresos, indica que requiere que la ASEP aporte el archivo Excel, con las hojas de cálculo desbloqueadas, que permitan seguir paso a paso el procedimiento de cálculo, además de los documentos que respaldan los datos ingresados.
- Solicita la actualización de los valores financieros utilizados para las empresas comparadoras, ya que el último dato con el que cuentan proviene del año 2019, sin embargo, los estados financieros y otros datos de las empresas comparadoras guardan registros hasta el año 2021.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

El artículo 179 del Reglamento de Transmisión establece que se seleccionará una o más empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión, tal como lo establece el Artículo 99 del Texto Único de la Ley 6. También indica que se definirán indicadores para la o las empresas comparadoras llamados comparadores. Los comparadores serán parte de los elementos para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión.

Enfatizamos que la empresa comparadora que se elija no será nunca igual a la empresa con la que se compara, lo cual implica suponer que las diferencias en los diferentes factores se neutralizan, por lo que, tratar de corregir los coeficientes puede involucrar una falsa precisión. Lo que se ha buscado es identificar que las empresas comparadoras escogidas sean similares a ETESA, en aspectos como: alcance de los servicios prestados, que sean empresas reguladas, y que cuenten con información técnica y financiera disponible. De tal manera, que los indicadores analizados son el resultado del análisis técnico-económico de dichas empresas, además se ha corregido el indicador de operación y mantenimiento aumentándolo en un 8%.

Como ya se mencionó, la empresa ISA de Colombia no tiene información reciente disponible, por lo tanto, no fue considerada (Anexo I del documento sometido a consulta pública - página 57). La propuesta que presentan de incorporar a ETESA como una tercera empresa, no representa una ventaja en el cálculo del parámetro de eficiencia, considerando que ETESA no ha alcanzado los niveles establecidos para el periodo tarifario previo, por lo tanto, lo solicitado no es factible.

Sobre el proceso de homologación solicitado por ETESA no corresponde. En los tres periodos tarifarios previos no se han realizado ajustes como los solicitados por ETESA y los ingresos aprobados han sido suficientes para cubrir los costos de la empresa.

Con relación al análisis actual destacamos lo siguiente:

- Realizar un ajuste en función del tamaño de la empresa, cantidad y tipo de las instalaciones no es factible. Para que el mismo sea sustentable debería estudiarse en detalle la relación entre los costos de operación y mantenimiento (OYM) y las características del sistema como cantidad y dispersión de instalaciones, clima, altura de las instalaciones sobre el nivel del mar, tipo de terreno y vegetación, facilidades de acceso, organización empresarial para la tarea, medios técnicos utilizados, entre otros aspectos. Y, realizar esto, tanto para Panamá como para la empresa comparadora más eficiente, en este caso TRANSELEC, para luego deducir los factores de corrección, a nuestro criterio no resulta notorio, por ejemplo, verificar que la supuesta economía de escala dado el mayor tamaño de TRANSELEC compense o no los mayores costos que con seguridad implica mantener instalaciones en terrenos desérticos, a mucha altura sobre el nivel del mar, con condiciones climáticas extremas (temperatura, nieve, otros). Las conclusiones de estos análisis pudieran inclusive resultar contrarios a lo esperado por ETESA.
- Los costos de administración, operación y mantenimiento (AOYM) se han calculado para las empresas comparadoras por separado y luego se utiliza el promedio, por lo



tanto, el resultado establece un punto medio entre las ventajas competitivas que representan a cada empresa comparadora. Por otro lado, el indicador al estar en porcentaje permite la comparación a pesar de las diferencias de tamaño entre las empresas.

- Se ha mantenido el incremento del 8% para ajustar el valor del comparador para los costos de OYM que se ha aplicado en revisiones anteriores, a pesar de que la situación de TRANSELEC y REP es distinta a la considerada cuando se introdujo dicho incremento, especialmente para considerar la afectación de las instalaciones por los niveles de salinidad y el mayor nivel isocerámico, que son los días promedio por año, con tormentas eléctricas en una región específica. Al respecto, cabe señalar que no se han observado afectaciones a las instalaciones de ETESA debido a los niveles isocerámicos de acuerdo con los indicadores de calidad reportados.

Respecto a la solicitud de ETESA de que se le suministre el archivo de Excel del cálculo de los indicadores, las hojas relacionadas a este cálculo se han incorporado al modelo de cálculo del ingreso para la referencia y verificación. Adicionalmente, se agregará el acceso (vínculo) a la información de los estados financieros de las empresas comparadoras en el informe de la metodología.

Con relación a la solicitud de que se actualicen los valores, se revisaron los datos de las empresas TRANSELEC y REP para los años 2020 y 2021, los cuales arrojan valores inferiores que los del año 2019, por lo tanto, el comparador que resultaría de considerar los datos actualizados sería menor. Sin embargo, dado que estamos situándonos para la revisión tarifaria al inicio del periodo tarifario julio 2021- junio 2025, los datos de 2019 serían los pertinentes a utilizar, considerando que el año 2020 fue un año atípico.

En resumen, los valores calculados de AOYM a aplicar al VNR que suman 3.19% se consideran razonables.

11.2. ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD

11.2.1. COMENTARIOS DE EDEMET

- Manifiesta que se entiende del artículo 99 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, 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. Indica que la tasa debe ser determinada con información de los meses más recientes y emplearse toda la información disponible.
- Con referencia al valor final de la tasa de rentabilidad, manifiesta que el valor previsto por la ASEP para el periodo 2021-2025 resulta en 0.93pb por debajo del valor de la tasa aprobada para el periodo anterior 2017-2021.

Establece que el criterio de suficiencia financiera supone una tarifa que le permita a la empresa de transmisión, asignar los recursos económicos suficientes que hagan viable económica y financieramente la ejecución y explotación de los altos niveles de inversiones y cumplir con los planes de expansión trazados para la continuidad del servicio al cliente final.

- Considera que se deben analizar factores para buscar criterios de razonabilidad en la determinación final de la tasa, sin limitarse a fijarla sobre el valor límite inferior y compararlo únicamente frente al WACC-CAPM como parámetro de referencia. Señala que la tasa de rentabilidad debe tomar en cuenta aspectos de la realidad de nuestro país que involucra grandes requerimientos de inversiones en el sector eléctrico para cumplir con los niveles de confiabilidad exigidos, así como también precios altos de las mismas inversiones debido al tamaño del mercado panameño y además a los altos costos de indemnizaciones que responden al marco legal vigente en materia de adquisición y uso de servidumbre. Pero además la tasa debe responder a la carencia de economías de escala y de alcance.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Sobre el periodo de referencia para el cálculo de la tasa de rentabilidad, citamos el artículo 99 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, que establece el cálculo la tasa de rentabilidad para la Empresa de Transmisión, el cual señala:

“Artículo 99... Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad, antes de aplicarse el impuesto sobre la renta, sobre el activo fijo neto invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria.”
(El resaltado es nuestro)

Tomando en consideración lo señalado en la Ley 6, con relación al periodo de referencia de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria, la interpretación indicada corresponde a que si la revisión se está haciendo con suficiente antelación al inicio del periodo tarifario, se toman los valores de los últimos doce (12) meses para los que se tenga información. Por otra parte, la forma de aplicación de este criterio en las últimas revisiones tarifarias de transmisión ha sido consistente en utilizar los doce meses previos al inicio del periodo tarifario, aunque se hayan presentado atrasos, lo cual se observa en el siguiente cuadro:

<i>Periodo Tarifario</i>	<i>Fecha de aprobación del IMP</i>	<i>Periodo de los 12 meses utilizados en el cálculo</i>
julio 2013 - junio 2017	enero de 2014	julio de 2012 a junio de 2013 (Son los doce meses anteriores al periodo tarifario)
julio 2017- junio 2021	marzo de 2018	julio de 2016 a junio de 2017 (Son los doce meses anteriores al periodo tarifario)

Cabe señalar que en esta ocasión el atraso en la revisión de la fórmula tarifaria ha sido mayor, no obstante, tal como se estableció en el considerando 13.2 de la Resolución AN No.16792-Elec de 26 de abril de 2021, cuando se comunicó que se extendía la vigencia del Pliego Tarifario del Servicio Público de Electricidad aprobado para el periodo tarifario de julio de 2017 a junio de 2021 hasta que se aprobara el nuevo Pliego Tarifario, “... posteriormente, ETESA deberá ajustar el Ingreso Máximo-Permitido del periodo tarifario julio 2021 a junio 2025, con los montos facturados a partir de las tarifas aplicadas, de manera que se mantenga el ingreso aprobado del periodo”. Se observa entonces que, no variará la fecha de entrada en vigor de las tarifas, ya que las mismas tendrán efecto retroactivo a partir de julio de 2021, en consecuencia, no podrán considerarse periodos posteriores a dicha fecha. Por lo cual, se confirma que el criterio aplicado corresponde de acuerdo con lo establecido por la Ley 6, en relación con el periodo de aplicación de las tarifas.

Con referencia a lo que señalan sobre el valor final de la tasa de rentabilidad, el criterio de suficiencia financiera señalado en la Ley en el artículo 95 establece:

“...
Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de la operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitan utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus clientes....” (Lo resaltado es nuestro)

Es decir, que el criterio de suficiencia financiera relacionado con la rentabilidad está intrínsecamente ligado a garantizar que se remunere el capital de la misma forma que lo remuneraría el mercado, razón por la cual esta Autoridad ha determinado la utilización de la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC por sus siglas en ingles) para estimar la tasa de referencia del negocio para comparar con las bandas que establece la Ley 6 de 1997.

Con relación a la metodología del WACC, la misma es ampliamente probada y exitosamente aplicada en un sinnúmero de países de la región y el mundo para la regulación de tarifas eléctricas.

Por otro lado, que el resultado de la tasa de rentabilidad sea inferior a la aprobada en el periodo tarifario anterior, sólo muestra que el mercado ha cambiado y así mismo debe cambiar la tasa en función de la situación actual de la empresa. La propia banda de la tasa calculada de acuerdo con lo que establece la Ley 6 es menor, lo cual muestra los aspectos microeconómicos y macroeconómicos vigentes al momento de este cálculo.

Precisamente una tasa de rentabilidad superior al resultado del WACC debe permitir a ETESA que su tarifa le provea los recursos para realizar todo lo que señala EDEMET.

Por otra parte, los costos de las inversiones, así como los costos de indemnizaciones por el uso de servidumbre son tomados en cuenta en las fórmulas tarifarias, ya que son reconocidas en el valor de los activos, por lo que es un aspecto que ya se toma en cuenta y no tiene que incidir como criterio adicional para el aumento de la tasa de rentabilidad.

Adicionalmente, las sensibilidades que se han calculado han resultado por debajo del rango establecido por la Ley 6 de 1997.

Por lo anterior, no se harán cambios en la tasa de rentabilidad **en función de los comentarios presentados.**

11.2.2. COMENTARIOS DE ETESA

- Señala que, a pesar de lo esbozado en la Ley 6, es imposible dejar de tomar en consideración que por las circunstancias atípicas que se presentaron a nivel mundial, producto de la Pandemia por la COVID-19, las cuales permean de forma negativa en el resultado de la tasa considerada para el cálculo de la rentabilidad del periodo calculada a partir de información del mes de julio 2020 a junio 2021, obteniendo como resultando un rango de 6.83% y 10.83%.
- Sugiere que para la determinación de la tasa de UST30Y debe considerarse los valores promedios para los rendimientos del periodo de julio 2021 a junio 2022, donde la tasas se encuentran normalizadas. Presenta el cuadro con los valores mensuales para los periodos de julio 2020-junio 2021 y julio 2021-junio 2022.

El promedio del periodo 2021-2022 da como resultado 229 bp (2.29%) como tasa libre de riesgo sugerida para el cálculo en lugar de los 183 bp (1.83%) indicados en la consulta, por lo que, señala que debería considerarse como límite inferior una tasa de 7.29% y como límite superior 11.29%.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Ver la respuesta al punto anterior 11.2.1 con relación al periodo de referencia de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria.

11.2.3. COMENTARIOS DE ETESA

- Con respecto a la tasa libre de riesgo para el período julio 2020-junio 2021 de los T-Bonds de los Estados Unidos de América con vencimiento a 30 años analiza dos posibles valores para la tasa libre de riesgo las cuales se incorporaron en el cálculo del WACC-CAPM. En la primera, se actualizaron los valores considerando las fechas a partir de julio 2021 a junio 2022; y para la segunda, presenta valores correspondientes a todo el año 2021. Estima prudente mantener el mismo esquema del resto de los elementos que componen el WACC, mas no así una combinación de fechas como lo presenta la ASEP.

Para la segunda consideración, sobre el análisis de la tasa libre de riesgo, establece que es necesario ajustar el enfoque el cual muestra que los datos utilizados cuyos componentes evaluados son de los años 2021 y otro sin actualización del año 2020. Presenta para este caso el promedio de todo el año 2021 en 2.052.

- Con relación al término Beta, indica que para priorizar las fechas de los valores utilizados para el cálculo del riesgo sistemático (Beta) y los otros componentes del costo de capital, presenta como dato actualizado los valores del riesgo sistemático de las industrias de los Estados Unidos en el sector de “utilities” a partir de la fecha de enero 2021 hasta diciembre del 2021.

El valor actualizado del Beta desapalancado se representa por un índice de 0.59 para empresas de Estados Unidos, que al ajustarlo por apalancamiento óptimo da como resultado un Beta de 1.003.

Por otro lado, sostiene que se debe optar por utilizar otros Betas para la empresa de transmisión, diferentes a los considerados por la ASEP en su propuesta, es decir que se cambie el valor presentado como base, y propone la utilización de un Beta desapalancado calculado del sector de energía “Power”, del Prof. Aswath Damodaran con los datos promedio del 2016-2021 con un promedio de 0.38 en un total de 55 empresas contenidas en la muestra; a la vez se realizó el mismo ejercicio con el Beta desapalancado para el 2021 el cual asciende a 0.429. Presenta la propuesta de cambio del Beta desapalancado, el cual modifica el valor para las empresas de transmisión de Panamá de 0.729.

Propone considerar los valores de Beta de las alternativas presentadas.

- Con respecto a la prima de riesgo de mercado indica que es necesario actualizar los valores utilizados para el cálculo promedio de la prima de riesgo de mercado, para que mantenga consistencia metodológica con respecto a los valores actualizados de los otros parámetros calculados para determinar la tasa de retorno del capital propio y se minimiza la discrecionalidad del regulador al no tener que excluir del análisis datos de años recientes.

Señala que utilizó la misma fuente de información de los años 1971–2021 con valores actualizados hasta el año 2021, dando como resultado 5.44% en un periodo de 50 años.

Indica que su cálculo también incluye valores con datos de series de tiempo estimados de 9 años, que muestra un valor significativo de 14.3% con respecto al utilizado como caso base en la tasa de retorno del capital propio. Analiza otra alternativa utilizando la fuente Country and Equity Risk Premiums del promedio de los años 2019 a 2021 el cual da como resultado un valor de 6.39%.

- Con respecto a la tasa de riesgo país, indica que para mantener el esquema de periodicidad con respecto del resto de elementos utilizados para el cálculo del CAPM, se actualice la información desde enero 2021-diciembre 2021, el cual presenta un promedio del EMBI+ para el período de 1.728%.

Para la aplicación del riesgo país, señala que también utilizó el promedio aritmético de los años 2019, 2020 y 2021 de información del Profesor Damodaran con datos de Panamá, con un resultado de 1.67% para el Country Risk Premium.

- Presenta la tasa de costo de capital propio con el cálculo donde cambian los valores del Beta y la prima de riesgo de mercado presentadas, con los siguientes valores:

Análisis de Alternativas de Tasa de Retorno del Capital Propio

Componente	Caso Base (ASEP Julio 2020 - Julio 2021)	Caso Base (ITTEA actualizando año 2021)	Caso Base (ITTEA actualizando de Julio 2021 hasta 2022)
Tasa Libre de Riesgo	1.63%	2.06%	2.29%
Beta Equity Panamá	0.798	1.003	0.729
Prima Riesgo Mercado	4.69%	5.44%	6.39%
Riesgo País	1.64%	1.73%	1.67%
Costo Capital Propio	7.23%	9.23%	8.82%

Componente	Caso Base (ASEP Julio 2020 - Julio 2021)	Caso Base (ITTEA actualizando año 2021)	Caso Base (ITTEA actualizando de Julio 2021 hasta 2022)
Tasa Libre de Riesgo	1.63%	2.06%	2.29%
Beta Equity Panamá	0.616	1.003	1.003
Prima Riesgo Mercado	6.43%	6.71%	6.44%
Riesgo País	1.64%	1.73%	1.67%
Costo Capital Propio	8.61%	10.81%	9.42%

Componente	Caso Base (ASEP Julio 2020 - Julio 2021)	Caso Base (ITTEA actualizando año 2021)	Caso Base (ITTEA actualizando de Julio 2021 hasta 2022)
Tasa Libre de Riesgo	1.63%	2.06%	2.29%
Beta Equity Panamá	0.629	1.003	0.655
Prima Riesgo Mercado	4.69%	5.44%	5.44%
Riesgo País	1.64%	1.67%	1.67%
Costo Capital Propio	6.44%	8.18%	7.51%

- Propone para la tasa libre de riesgo, con relación al cálculo del Costo de la deuda, considerar la actualización de los valores del rendimiento de bonos con la maduración

del bono a 10 años, abarcando todo el año 2021, lo cual arroja un valor de 1.44%, de acuerdo con el siguiente cuadro:

Tasa Libre de Riesgo para el cálculo de costo de la Deuda 10 Years Treasury Bonds

MES	Promedio Mes
Enero 2021	1.07%
Febrero 2021	1.25%
Marzo 2021	1.61%
Abril 2021	1.62%
Mayo 2021	1.61%
Junio 2021	1.51%
Julio 2021	1.31%
Agosto 2021	1.28%
Septiembre 2021	1.37%
Octubre 2021	1.58%
Noviembre 2021	1.56%
Diciembre 2021	1.46%
Promedio del año	1.44%

Señala que para el caso alternativo de los Bonos del Tesoro de los E.E.U.U. a 20 años, el valor presentado por la ASEP es de 1.65% y que por su parte lo actualiza para el año 2021, dando como resultado un valor de 1.99%.

- Presenta los resultados actualizados para el costo de la deuda en los siguientes cuadros:

Costo de la Deuda
(Caso Base)

Tasa Libre de Riesgo (Bonos 10 años)	1.44%
Riesgo País	1.73%
Spread adicional	1.27%
Costo de la Deuda antes de impuesto	4.43%
Tasa Marginal Impuesto a la Ganancia	30.0%
Costo de la Deuda después de impuesto	3.10%

Fuente: ETESA

Costo de la Deuda
(Caso Alternativo)

Tasa Libre de Riesgo (Bonos 20 años)	1.99%
Riesgo País	1.73%
Spread adicional	1.27%
Costo de la Deuda antes de impuesto	4.98%
Tasa Marginal Impuesto a la Ganancia	30.0%
Costo de la Deuda después de impuesto	3.49%

Fuente: ETESA

- Presenta la tasa de rentabilidad determinada para los escenarios base a partir de los parámetros presentados previamente:

Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)
Para la actividad de transmisión eléctrica
(Escenario Base)

Concepto	Caso Base (ASEP Julio 2020 - Junio 2021)	Caso Base (ETESA actualizado año 2021)	Caso Base (ETESA actualización de Julio 2022 - Junio 2023)
Tasa Libre de Riesgo	1.63%	2.05%	2.29%
Beta Equity Panamá	0.766	1.003	0.729
Prime Riesgo Mercado	4.89%	5.44%	6.30%
Riesgo País	1.54%	1.73%	1.67%
Costo Capital Propio	7.22%	9.23%	8.62%
Costo de la Deuda antes de imp.	3.82%	4.43%	4.43%
Costo de la Deuda después de imp.	2.74%	3.10%	3.10%
D/(D+E)	50%	50%	50%
E/(D+E)	50%	50%	50%
WACC Nominal antes de impuesto	7.12%	8.81%	8.37%
WACC Nominal después de impuesto	4.88%	6.17%	5.66%
Tasa de inflación EUA Largo Plazo	2.56%	2.56%	2.56%
WACC Real antes de impuesto	4.44%	6.10%	5.67%
WACC Real después de impuesto	2.36%	3.62%	3.22%

Fuente: ETESA

- Realiza un análisis de sensibilidad de las tasas de rentabilidad determinadas para la actividad de transmisión eléctrica tomando en cuenta los valores actualizados. Presenta los diferentes resultados obtenidos:

Resultados obtenidos del
Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)
Real antes de impuesto para las diferentes alternativas

Concepto	Caso Base (ETESA actualizando año 2021)						Caso Base (ETESA actualizando de Julio 2021-junio 2022)		
	Caso Base	Caso Alto	Caso Bajo	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Caso Base (Alt 4)	Alt 5	Alt 6
Tasa Libre de Riesgo	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.29%	2.05%	2.05%
Beta Equity Panamá	1.003	1.003	1.003	100.3%	100.3%	78.8%	0.729	0.653	0.788
Prima Riesgo Mercado	5.44%	6.71%	5.44%	5.44%	5.44%	6.71%	6.39%	5.44%	6.39%
Riesgo País	1.73%	1.73%	1.67%	1.67%	1.67%	1.67%	1.67%	1.67%	1.67%
Costo Capital Propio	9.23%	10.51%	9.18%	9.18%	9.18%	9.01%	8.62%	7.27%	8.76%
Costo de la Deuda antes de Imp.	4.43%	4.98%	4.43%	4.43%	4.43%	4.43%	4.43%	4.98%	4.43%
Costo de la Deuda después de Imp.	3.10%	3.49%	3.10%	3.10%	3.10%	3.10%	3.10%	3.49%	3.10%
D/(D+E)	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
E/(D+E)	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
WACC Nominal antes de impuesto	8.81%	10.00%	8.77%	8.77%	8.77%	8.65%	8.37%	7.69%	8.47%
WACC Nominal después de impuesto	6.17%	7.00%	6.14%	6.14%	6.14%	6.06%	5.86%	5.38%	5.93%
Tasa de Inflación EUA Largo Plazo	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%
WACC Real antes de Impuesto	6.10%	7.25%	6.06%	6.06%	6.06%	5.94%	5.67%	5.00%	5.76%
WACC Real después de Impuesto	3.52%	4.35%	3.49%	3.5%	3.5%	3.4%	3.22%	2.75%	3.29%

Fuente: ETESA

- Concluye que las tasas de rentabilidad calculadas según la metodología del WACC-CAPM en las distintas alternativas presentadas están casi en un nivel de proporcionalidad cercanos a la banda mínima de la tasa de rentabilidad presentada en la normativa que regula la actividad.

Indica que de considerarse en los cálculos de la tasa libre de riesgo y de los otros elementos el año 2020 y 2021, años en los cuales se dio la Pandemia COVID-19, solicita considerar el + 2 para el cálculo de la tasa de rentabilidad. En la actualidad la tasa presentada originalmente por parte de ASEP de 8.83% se acerca al costo de capital actual de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Los escenarios presentados por ETESA para el cálculo del WACC utilizan datos para los periodos de enero-diciembre de 2021 y julio 2021-junio 2022, que no corresponden al periodo establecido en la Ley 6 como los 12 meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria. No obstante, se puede observar que para los escenarios base presentados por ETESA con valores de 6.10% y 5.67%, así como para las sensibilidades calculadas, los resultados del WACC no superan, tal como lo señala la propia ETESA, la tasa de rentabilidad de 6.83%, que corresponde al límite inferior de acuerdo con la Ley 6 de 1997.

Por lo tanto, se concluye que, aunque se utilice un periodo diferente, no consistente con lo establecido por la Ley 6 de 1997, los resultados obtenidos del WACC son inferiores a la tasa de 6.83%.

El cálculo del WACC realizado por la ASEP, presentado a consulta pública, refleja los siguientes resultados:

Concepto	Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto
Tasa Libre de Riesgo	1.83%	1.83%	1.83%
Prima por Riesgo País	1.54%	1.54%	1.54%
Beta Equity Panamá	0.629	0.788	0.816
Prima Riesgo Mercado	4.89%	4.89%	6.43%
Costo Capital Propio	6.45%	7.22%	8.62%
Tasa Endeudamiento antes de Impuesto	3.92%	3.92%	4.46%
Tasa Endeudamiento después de Impuesto	2.74%	2.74%	3.12%
D/(D+E)	65%	50%	50%
E/(D+E)	35%	50%	50%
WACC Nominal antes de Impuestos	5.77%	7.12%	8.38%
WACC Nominal después de Impuestos	4.04%	4.98%	5.87%
Tasa Inflación EUA	3.28%	2.56%	2.56%
WACC Real antes de Impuestos	2.41%	4.44%	5.68%

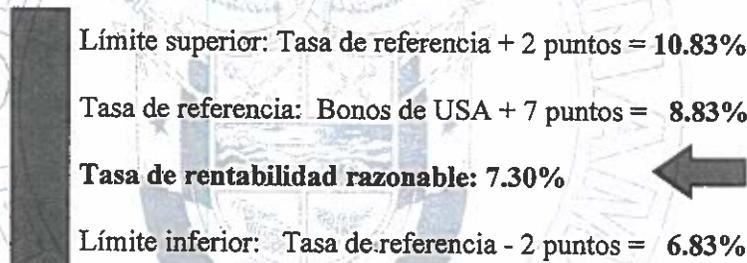


Se observa que el escenario base del WACC da un valor de 4.44% el cual refleja la tasa de rentabilidad que ofrece el mercado, y al haberse propuesto para la actividad de transmisión eléctrica que realiza ETESA, una tasa de 6.83%, la cual es 2.39% mayor al valor del mercado; por lo que, no se justifica que se dé una rentabilidad de 10.83% (+2, valor máximo de acuerdo con la Ley 6) como lo solicita ETESA en su comentario.

Es importante mencionar que el escenario base del WACC da un valor de 4.44% y el escenario alto, por su parte, resulta en 5.68%. Ambos escenarios muestran que la tasa de rentabilidad que ofrece el mercado está por debajo del límite mínimo establecido por Ley (6.83%), por lo tanto, ETESA debiese realizar su actividad de transmisión, sin mayor problema, ya que estaría recibiendo una remuneración del capital superior a la realidad del mercado estudiada.

Sin embargo, tomando en consideración los fenómenos económicos mundiales (como por ejemplo, el alza en los rendimientos de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América, en las tasas de interés, en los costos de materiales y en la inflación) que se han venido experimentando debido a la Pandemia del Coronavirus y a la guerra entre Ucrania y Rusia, los cuales, a pesar de que el negocio de transmisión de electricidad en Panamá se desarrolla en un ambiente de estabilidad, podrían afectar esta actividad en este periodo tarifario, por lo cual, el resultado obtenido para la tasa de rentabilidad de 6.83%, calculado durante los doce meses anteriores a la revisión de la fórmula tarifaria, puede ser aumentado en 47 puntos básicos quedando una tasa de rentabilidad de 7.30%, la cual cumple con el artículo 99 de la Ley 6 de 1997 que establece que una *tasa razonable de rentabilidad no debe diferir más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de 7 puntos en concepto del riesgo de negocio de transmisión en el país.*

La tasa de rentabilidad que se aprobará se muestra en el siguiente diagrama:



11.3. CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

11.3.1. COMENTARIO DE AES

- Respecto a los activos reconocidos, manifiesta que tomando en consideración lo establecido en el artículo 188, numeral d, donde se indica que "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 (el subrayado es nuestro) a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso", no ven dentro del listado del Plan de Expansión algunos proyectos previamente aprobados para ser considerados como Sistema Principal de Transmisión, como por ejemplo:

- S/E El Coco 230 kV: 2 Naves de 230 kV donde entran y salen las líneas de ETESA 230-12A, 13A, 12B y 13B
- GANA: LT Costa Norte 230 kV – Torre 4.

En atención a la base de capital de Conexión para el periodo tarifario, indica que dichos proyectos deben ser considerados como del Sistema Principal de Transmisión.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Las adquisiciones previstas de la Subestación el Coco 230 kV y LT Costa Norte–Torre 4, pueden ser adquiridos por ETESA de acuerdo con la normativa, no obstante, los mismos están clasificados como activos del Sistema de Conexión por la función que ejercen. La clasificación correspondiente fue indicada en el considerando 15.1.5 de la Resolución AN

No. 11907-Elec de 13 de diciembre de 2017 (S/E el Coco 230 kV), en el considerando 19 de la Resolución AN No. 12080-Elec de 29 de enero de 2018 (Línea Costa Norte-Torre 4 230 kV) y el considerando 28.3 de la Resolución AN No. 17766-Elec de 6 de julio de 2022 (Línea Costa Norte-Torre 4 230 kV), el considerando 9.10 de la Resolución AN No. 17944-Elec de 19 de octubre de 2022, que ratificó la Resolución AN No. 17766-Elec de 6 de julio de 2022. Por lo que, los mencionados activos están incluidos en el cálculo del ingreso del sistema de conexión.

11.3.2. COMENTARIOS DE ETESA

- Indica que dentro del proyecto de la Línea Santa Rita-Panamá II (Chagres-Panamá II 230 y Chagres-Cáceres115), se puede corroborar que el valor reconocido para servidumbre por la Autoridad Reguladora de B/.35,000/km no permite que la empresa recupere los costos reales pagados, ni representa una medida de eficiencia explícita.

Solicita reconsiderar los montos de servidumbres B/. / km, y que se reconozcan los costos reales en los que incurre tanto para compensaciones como para indemnizaciones. Proporciona los acuerdos celebrados que sustentan los costos.

- Con respecto al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) manifiesta que los materiales considerados en líneas de transmisión, como el cobre, el aluminio y el níquel, presentan un aumento en sus precios, a partir de julio de 2017, cuando inició el periodo tarifario anterior. Igualmente, asevera que el acero utilizado para las estructuras de las torres de transmisión también presenta un aumento importante a partir de julio de 2017, de acuerdo con la publicación de MEPS International, Ltd.

Presenta mediante gráficos las variaciones de los precios de los materiales arriba señalados, en el periodo de julio 2017 a junio de 2021, de acuerdo con la información que publica London Metal Exchange.

Señala que los costos de los principales insumos para las líneas de transmisión han aumentado entre un 22% a un 73%-en el periodo 2017 a 2021, por lo que, indica que es lógico suponer que el VNR de líneas de transmisión debe haber tenido un aumento importante durante este periodo.

Indica que las líneas del Sistema Principal de Transmisión (SPT) de doble circuito de 230 kV, el VNR para el 2021 que reconoce la ASEP solamente es un 11% mayor al VNR del año 2017, considerando solamente las líneas que eran existentes en ambos años (no incluye las líneas T4-Panamá II y LT3: Veladero - Llano Sánchez, Llano Sánchez - Chorrera, Chorrera - Panamá, que entraron en operación posterior al 2017).

Con relación a las líneas del SPT de circuito sencillo de 230 kV, el VNR 2021 propuesto por la ASEP indica que es solamente un 8.7% mayor al VNR 2017 aprobado por la ASEP. Resalta que la ASEP no incluyó en el documento "Anexo A de la Consulta Pública No. 002-22", el cuadro con el VNR para las líneas de SPT de 115 kV de doble circuito.

Advierte que, con relación a las líneas de 115 kV del SPT, el VNR 2021 propuesto por la ASEP es solamente un 2.7% mayor al VNR 2017 aprobado por la ASEP.

Con respecto a las líneas de conexión,-manifiesta que, para las líneas de 115 kV del Sistema de Conexión, resulta que el VNR 2021 propuesto por la ASEP es 5% menor al VNR aprobado por la ASEP del año 2017. Alega que es imposible que el VNR disminuya tomando en cuenta que todos los costos de los materiales han aumentado.

Presenta como ejemplo la LT Caldera-Los Valles (115-18), el VNR 2021 propuesto por la ASEP es de B/. 308,305, mientras que el VNR 2017 aprobado por la ASEP era de B/. 362,898, es decir que el nuevo VNR es 15% menor al VNR anterior, lo cual es contrario a la realidad. Solicita que se revisen los ajustes realizados.

Observan en los costos del VNR 2021 propuestos, que el costo por km de las líneas de doble circuito de 230 kV con conductor 750 ACAR (LT1: Panamá - Chorrera, Chorrera - El Higo, El Higo - Llano Sánchez), tiene un costo de 305,118 B/. km, mientras que,

para las líneas de Fortuna hacia Changuinola, igualmente de doble circuito y conductor 750 ACAR, tiene un costo menor de 264,233 B/. km. Opina que, si estas líneas son de la misma característica, deberían tener el mismo costo unitario.

Asevera que, en las licitaciones recientes, del 2022 al 2020 el costo de este conductor 1200 ACAR ha aumentado más de 124%, por lo tanto, solicita que se mantenga el valor para las líneas de transmisión del VNR 2021 propuesto por ETESA.

Con relación a las subestaciones, se reconoce en el VNR 2021 el 87% del VNR propuesto por ETESA. Indica que los costos de VNR presentados fueron calculados utilizando los costos unitarios de equipos de subestaciones presentados en el Tomo I – Estudios Básicos, del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020 (PESIN2020), los cuales han sido aprobados. Alega que, todos los costos de equipos de subestaciones, tales como transformadores, interruptores, cuchillas, PTS, CTs y otros han aumentado en los últimos años, igualmente producto del aumento de costos de materiales, por lo que mantiene su posición de que se utilice para el pliego tarifario 2021, el VNR presentado por ETESA.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Con relación al monto reconocido para las servidumbres de la Línea Santa Rita - Panamá II (Chagres -Panamá II 230 y Chagres -Cáceres 115), se han revisado los costos con base en los acuerdos presentados, por lo que, a partir de los datos, se estableció un ajuste que reconoce un monto de B/. 11.5 millones en lugar de los B/. 19.9 millones que fueron inicialmente reportados. A continuación, se resumen los datos ajustados mediante la aplicación de un mecanismo similar al utilizado para la revisión del costo de servidumbre de la Tercera Línea de Transmisión. En este caso, se considera lo siguiente:

- Se utilizan los montos de la indemnización por servidumbres presentados por ETESA.
- Los montos de compensación por servidumbres para tres predios (listados 2, 8 y 11) se ajustaron a partir del precio promedio por metro cuadrado representativo del grupo.
- Se emplean los montos establecidos por peritos independientes aprobados mediante resolución de la ASEP (predios listados con las numeraciones 5, 6 y 13).
- El monto de adquisición del predio (número 14) se ajustó con base en el precio de la adquisición del predio número 7.

A continuación, se presenta los datos en el siguiente cuadro:

Servidumbre Santa Rita - Panamá II							
N°	PREDIO	MONTO compensación presentado	MONTO Indemnización	MONTO Adquisición reconocido	Precio x compensación reconocido	Nuevo Monto de compensación	Total
1	121 - A	B/.307,138.73	B/.98,220.11		17.99	B/.307,138.73	B/.405,358.84
2	112	B/.500,394.21			20.30	B/.294,434.85	B/.294,434.85
3	179	B/.85,066.66	B/.35,569.60		10.65	B/.85,066.66	B/.120,636.26
4	84 - B	B/.258,789.12	B/.96,347.88		4.80	B/.258,789.12	B/.355,137.00
5	85 - J	B/.1,713,217.37			70.69	B/.1,713,217.37	B/.1,713,217.37
6	85	B/.1,721,387.92			94.44	B/.1,721,387.92	B/.1,721,387.92
7	114			B/.1,812,000.00		B/.0.00	B/.1,812,000.00
8	86 A-B	B/.2,812,496.33	B/.1,237,841.88		20.30	B/.738,136.83	B/.1,975,978.71
9	38 A	B/.42,620.65	B/.124,632.40		5.00	B/.42,620.65	B/.167,253.05
10	178					B/.0.00	B/.0.00
11	135	B/.118,466.71	B/.101,533.29		20.30	B/.81,798.44	B/.183,331.73
12	121 B	B/.194,143.02	B/.38,390.37		12.07	B/.194,143.02	B/.232,533.39
13	85 -A, 85- B, 85 - C, 85 - D, 85 -E, 85 - F, y 86 -H	B/.1,866,132.01			31.09	B/.1,866,132.01	B/.1,866,132.01
14	97			B/.19,589.19		B/.0.00	B/.19,589.19
15	1	B/.575,000.00			9.58	B/.575,000.00	B/.575,000.00
16		B/.75,963.82	B/.19,800.97		1.65	B/.75,963.82	B/.95,764.79
		B/.10,270,816.55	B/.1,752,336.50	B/.1,831,589.19		B/.7,953,829.42	B/.11,537,755.11

Servidumbres - Línea Santa Rita - Panamá II

Concepto	Compensación	Indemnización	Adquisición	Total
Acuerdos presentados	B/.10,270,817	B/.1,752,337	B/.1,937,691	B/.13,960,844
Reconocida	B/.7,953,829	B/.1,752,337	B/.1,831,589	B/.11,537,755
Diferencia	B/.2,316,987	B/.0	B/.106,102	B/.2,423,089

Cabe señalar que, en relación con el pago de servidumbres, se espera que la empresa de transmisión planifique las obras con suficiente antelación, acompañadas de la negociación de estas necesidades, de modo que resulten en costos eficientes.

En cuanto a la revisión del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones se examinaron nuevamente los valores y se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se ajustó el precio de los aisladores y las torres del año 2017 considerando un aumento del 22%.
- Se ajustaron algunos precios en las subestaciones.
- Con relación a las líneas de SPT de 115 kV de doble circuito, las cuales no se detallaban en el documento de consulta, se describen en el nuevo documento; no obstante, se aclara que las mismas sí estaban incluidas en los valores presentados.

Con respecto a los activos de conexión, el VNR se ha ajustado utilizando los criterios anteriores. Cabe aclarar que las diferencias señaladas por ETESA que reflejaban una reducción del VNR de conexión respecto al revisado en el año 2017, están relacionadas con las longitudes de algunas líneas que fueron reportadas de menor longitud. Al respecto, se han mantenido las longitudes informadas.

Luego de los ajustes, el nuevo VNR muestra un aumento global del 37.98% respecto al aprobado en el año 2017, de acuerdo con el siguiente detalle:

Resumen	VNR 2017	VNR ETESA 2021	VNR 2021 Ajustado
Líneas SPT	368,338,575	707,836,834	592,759,844
Líneas Conexión	6,933,848	9,685,986	7,309,323
Subestaciones SPT	343,677,873	495,335,041	396,206,612
Subestaciones Conexión	71,133,071	73,094,919	103,524,773
Subestaciones Estratégicas	36,672,309	47,933,148	40,961,152
TOTAL (en balboas)	826,755,675	1,333,885,928	1,140,761,704
Variación respecto al VNR ETESA 2021			-14.5%
Variación respecto al VNR 2017			37.98%

11.3.3. COMENTARIO DE ENSA E HIDROECOLÓGICA

- En atención a la determinación de la Base de Capital (indemnización por servidumbre) en el Sistema Principal de Transmisión, indican que en el informe se detalla un solo ejemplo de costos de indemnización que no estarían dentro del estándar. Conforme al informe se señala:

“Por ejemplo, para la LINEA SANTA RITA - PANAMA II se declara un costo total entre servidumbre y terrenos de 19.9 millones de balboas que para unos 48 km de extensión da un costo de 415 mil balboas por km, bastante alejado de lo considerado en el VNR como indemnización por servidumbre que es 35 mil balboas por km”.

Dada la inconsistencia detectada, ENSA recomienda presentar en el informe un análisis para cada uno de los proyectos en los que se hayan gestionado indemnizaciones.

- ENSA observa que en cuanto al ajuste de la base de capital por actividades no reguladas se propone no aplicar lo establecido en el Artículo 184 del Reglamento de Transmisión, con lo cual se desestima dicho ajuste. Si bien es potestad del regulador validar esta decisión considera que los ejercicios se deben incluir y mostrar a los interesados un escenario donde los ingresos de ETESA derivados de actividades no reguladas sean tomados en cuenta para ajustar la base de capital. Además, considera que se deben hacer ampliaciones (cualitativas y cuantitativas) en cuanto a lo que sustenta la decisión que en este caso es el que *“los ingresos de ETESA derivados de actividades no reguladas que tienen carácter recurrente según los estados financieros y regulados del período 2017-2020 representan magnitudes poco relevantes respecto a los ingresos totales”.*
- Expresa que en relación con los gastos de administración y explotación, específicamente, los nuevos términos definidos para la devolución del Crédito Temporal por Generación Obligada Pagada por la Restricción del Sistema (CTPR) otorgado a ETESA, está de acuerdo con las nuevas condiciones en las que se propone cambiar el periodo de la devolución de los Cuarenta Millones de Balboas (B/.40,000,000.00) en un periodo de 8 años con un interés de cinco por ciento (5%) anual, con una cuota fija anual de seis



millones ciento ochenta y ocho mil ochocientos setenta y tres balboas con 55/100 (B/.6,188,873.55) y que sería incorporado en el Ingreso Máximo Permitido a partir del año 2023 hasta el 2030.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Con relación al primer punto, respecto al reconocimiento de los costos por servidumbre, ver lo explicado en el punto anterior. Cabe señalar que en el periodo 2017-2020 no iniciaron operación otras obras de transmisión que tuvieran costos de servidumbres.

Con relación a los ingresos de ETESA por actividades no reguladas utilizando los conceptos de servicios de comunicación y alquiler de terreno no productivo, de acuerdo con los datos de los estados financieros auditados y el cálculo del ingreso, se calculó un factor de ajuste de 0.9964 para multiplicar por el valor de los activos, de acuerdo con el artículo 184 del Reglamento de Transmisión. El detalle del cálculo del factor de ajuste se presenta a continuación:

Otros ingresos - Balboas	Año 2021
Servicios de comunicación	69,520
Alquiler de terreno no productivo	436,821
Ingresos no regulados (INR)	506,341
$IPT = IPSP + IPC$	111,552,077
$FAACTST = (IPT / (IPT + 0.8INR))$	0.9964

En lo referente al Crédito Temporal por Generación Obligada Pagada por la Restricción del Sistema de Transmisión (CTPR), otorgado a ETESA, se aprobarán los nuevos parámetros para la devolución presentados en la consulta pública.

11.4. INGRESO MÁXIMO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

11.4.1. COMENTARIOS DE AES

- Señala que la ASEP aprobó la ejecución del Plan de funcionamiento SOI 2017-2021, en la que se estableció la cantidad de personal requerido por el CND para su funcionamiento el cual al finalizar el periodo tarifario 2017-2021 debía ser de 101 personas. Manifiesta que a la fecha el CND no ha podido llenar dichas vacantes por situaciones desconocidas, sin embargo, no entienden el racional para proponer en la revisión del nuevo pliego tarifario 2021-2025, que el número de personal máximo a ser contratado por el CND, para iniciar el nuevo pliego tarifario sea de 85 personas.

Presenta un cuadro comparativo de cantidad de personal aprobado versus la realidad desde el año 2013 que muestra el déficit entre lo aprobado y la realidad. Señala que el cuadro muestra claramente un problema de ejecución del Plan de funcionamiento del SOI, pero no significa que dicho personal no es requerido. Señala que hay evidencias que el déficit de personal del CND, está repercutiendo negativamente en los servicios que presta hacia los agentes del mercado.

Solicita la revisión del número de personal requerido por el CND para inicio del nuevo pliego tarifario 2021-2025, en la que considera que por lo mínimo debería empezar con 101 personas, ya que, de mantenerse la propuesta de 85 profesionales, implicaría que se sostengan en el tiempo las problemáticas señaladas.

Menciona que es de suma relevancia que se involucren el CND/ETESA/ASEP en buscar las alternativas necesarias para una aceleración de contratación de personal al CND, de modo que el CND a corto plazo cuente con el personal requerido para atender la operación integrada del SIN de manera diligente.

- En relación con el Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos del Servicio de Operación Integrada (SOI) periodo 2017-2021, no visualiza el plan de devolución del IMP no utilizado para la operación integrada del SIN, sin tomar en cuenta que la dirección de Hidrometeorología de ETESA desapareció con la aprobación de la Ley N°

209 de 22 de abril de 2021, que “Creó el Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá Ingeniero Ovigildo Herrera Marcucci (IMHPA). Cabe destacar que, hasta el mes de junio de 2022, ETESA ha continuado cobrando los servicios de Hidrometeorología, a pesar de la creación del IMHPA y de los cambios aprobados al Reglamento de Transmisión.

11.4.2. COMENTARIO DE FOUNTAIN

- Manifiesta que para el inicio del nuevo periodo tarifario julio 2021-junio 2025, el CND inicia con un déficit de 16 profesionales, para alcanzar el total de 101 personas que tenía aprobado. Sin embargo, se establece que para el año 2025, de acuerdo con la propuesta, se contará con un total de 103 empleados manteniendo el déficit de personal, que implica un riesgo de desmejora en la prestación del servicio.

Considera oportuno implementar nuevas prácticas que permitan que las partes interesadas puedan contar con la garantía de contratación, partiendo de un mínimo de 101 personas como se indica en los párrafos anteriores; y además asegurar la retención de personal bajo condiciones acordes a la realidad del mercado.

Destaca que se debe aclarar el motivo por el cual se han trasladado algunos proyectos del plan de inversiones al plan de gastos.

Indica como preocupante la capacidad de ejecución del Plan de Inversión para los periodos tarifarios previos.

11.4.3. COMENTARIOS DE ETESA

- Señala que, para la proyección de gastos operativos, donde se cuenta con 85 empleados, 16 vacantes y 21 personas, la ASEP no entra a revisar el requerimiento, necesidad y crecimiento del CND para afrontar el crecimiento del mercado nacional y los compromisos del mercado regional, sino que se basa en la incorporación lograda en periodos tarifarios anteriores, dejando fuera del análisis la necesidad de dotación adecuada de personal que requiere el CND para cumplir sus funciones.

Estima que, si bien el requerimiento de 37 personas que realiza el CND es superior a la forma en que se ha dado la adquisición de personal en periodos tarifarios anteriores, no deja de ser cierto que tal requerimiento se basa en la necesidad óptima de personal para cumplir sus funciones, por lo que considera de suma importancia que sea evaluado la cantidad de personal que se autorizará al CND.

- Manifiesta que en el documento presentado a consulta pública se establece que el valor fijado en el periodo 2017-2021 para el costo medio del personal del CND en un 47% mayor al de ETESA, es adecuado para el periodo 2021-2025.

Considera que este criterio de mantener el 47% sobre la base del ingreso de ETESA que data de la revisión tarifaria 2009-2013, requiere ser ponderado sobre otros elementos de tal forma que pueda cumplir sus compromisos con un personal adecuadamente remunerado, con salarios competitivos que eviten la alta rotación que se da por este hecho. Reitera que es necesario revisar la fuente de cálculo del costo promedio de ETESA, ya que resulta relevante que el “salario y otros costos de personal” reflejen responsabilidades anuales como el 3% de aumento general contemplado en la convención colectiva firmada entre ETESA y el Sindicato, por lo que el valor de referencia debería ir incrementando en 3% cada año de tal forma que esta obligación laboral esté cubierta y que no resulte que el gasto de salario del CND supere los montos autorizados por el efecto de este incremento anual.

Asevera que al momento de definir el reconocimiento de costo mensual promedio por persona para el CND para el periodo 2021-2025, no se ha considerado la reducción sistemática que viene reflejando el salario de ETESA y que puede verse representado en los valores adoptados, lo cual lleva a que en cada período el salario resulte menor al aprobado en los últimos dos periodos tarifarios.



Establece que en una encuesta salarial contratada por ETESA años atrás, señala que sus salarios (considerando CND), se encuentran hasta en un 37% por debajo del percentil 25 del resto del mercado y 25% menor al promedio.

Observa una tendencia marcada en ratificar los porcentajes y montos establecidos en revisiones tarifarias anteriores y no estudia las condiciones necesarias de remuneración competitiva que debe percibir el CND para poder contar con el personal calificado y evitar la fuga de personal o el no acceso a personal con experiencia.

Señala que se debe revisar el costo promedio de los salarios del CND que se plantea.

- En relación a la proyección de inversiones indica que en el documento sometido a consulta pública se determina que algunos de los proyectos de inversión del CND deben ser catalogados como “Otros gastos”; sin embargo, en el mismo documento se define que para cubrir los gastos del CND se considera un 47% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA y un 46.9% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas inversiones). Manifiesta que estos costos de funcionamiento del CND que no son salarios, incluyen entre otros, luz, agua, teléfono, gastos de mantenimientos menores, pasajes, viáticos, combustibles y otros, son necesarios para que el CND pueda brindar el Servicio de Operación Integrada.

Fundamenta que el artículo 208 del Reglamento de Transmisión establece todo un procedimiento para el sustento de las inversiones, procedimiento que fue presentado por ETESA, por lo que considera que no es viable el análisis realizado por ASEP.

También considera que el recorte realizado al proyecto “Contingencia SPEAR” y sustentado en el incumplimiento de la ejecución de los planes de inversiones previo no es correcto, por lo que se deben revisar las inversiones del CND para el período 2021-2025.

Señala que ha demostrado su efectividad en la operación del SIN, y que han podido verificar que para el período 2021-2025 se estimarían la incorporación de 3 contingencias adicionales al SPEAR en vez de las 2 consideradas inicialmente, la incorporación de estas contingencias de acuerdo con la cotización más reciente del proveedor asciende a un costo de \$550,000.00 + ITBMS por cada una.

- Otro aspecto relevante que estima afecta la gestión en inversiones y funcionamiento del CND es el desfase que va a tener el nuevo régimen con respecto a la fecha donde debió entrar en vigencia y señala que al presentarse la definición y aprobación del régimen más allá de mediados de 2022 se ha restado más de un año al periodo de ejecución, por lo que, se debe revisar este aspecto y cómo se considerarían los ajustes anuales que se deben hacer al ingreso del CND según la regulación vigente. Propone que una solución es que al final del primer año tarifario no se realicen ajustes de tal forma que junto con el segundo año tarifario se pueda cubrir el desfase generado.

11.4.4. COMENTARIO DE ENSA E HIDROECOLÓGICA

- Sobre la proyección de gastos operativos del CND, observan que el informe sugiere una dotación eficiente de empleados a incorporar en el periodo 2021-2025 de 18 empleados para alcanzar en el año 2025 un total de 103, por lo que señalan que la propuesta valorada por el CND proyecta una cantidad óptima de 122 y que ello significaría que para el 2025 tendría el CND un déficit de 37 profesionales.

Señalan que es una preocupación del sector el déficit actual, pero se deja la nueva preocupación que al final de este periodo 2021-2025 sólo se reconocen 2 personas adicionales a las que óptimamente fueron establecidas para el periodo 2017-2021.

Tomando como referencia la información presentada observan que esta falta de recurso puede explicar el incumplimiento en la ejecución del plan de inversiones aprobado indicados en el informe.

- En atención a la proyección de inversiones del CND, alegan no haber visto dentro del listado de proyectos (propuestos por el CND y proyectos ajustados) aquellos que estén orientados o relacionados con atender temas sensitivos reconocidos por el sector y que muchos de estos fuesen tratados en distintas reuniones del Comité Operativo. Además, señalan que hay temas que apuntan a viabilizar y gestionar la implementación de la transición energética que adelanta la Secretaría Nacional de Energía.

Consideran que los proyectos debiesen además de circunscribirse dentro del marco de la Agenda de Transición Energética relativa a la Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional (ENISIN), y cuyos componentes son parte del Libro Blanco "Bases para la innovación del sector eléctrico de Panamá.

Solicitan que el plan del CND incluya proyectos encaminados a adquirir competencias y herramientas relacionadas, entre otros, con la supervisión de la operación. ENSA, también sugiere que incluyan ensayos técnicos de los elementos en la red, almacenamiento de energía a gran escala, y la supervisión del comportamiento de las centrales de generación; por su parte, HIDROECOLÓGICA manifiesta que se debe incluir el apoyo en la toma de decisiones, y que, es necesario dotar de herramientas para atender las necesidades del sector, como lo prevén realizar con la renovación del SCADA.

HIDROECOLÓGICA sugiere incorporar un proyecto de adquisición de herramientas de pronóstico del recurso primario, que incluya:

- Adquisición de hardware y sistema operativo para el pronóstico y alertas de crecidas repentinas.
- Sistema integrado de observación y alerta de inundaciones en predios cercanos a centrales hidroeléctricas.

ENSA por su parte, solicita que se tome en cuenta lo siguiente:

- i. Acciones de control, mejora de la red de medición, análisis de las principales variables del Sistema Interconectado Nacional y acciones para hacer cumplir los Parámetros de AVR.
- ii. Supervisión y monitoreo de parámetros técnicos desde el CND.
- iii. Gestión de ensayos y pruebas de parámetros técnicos, antes y durante la operación, ya que, con estos conocimientos, equipos se mitiga a futuro la ocurrencia de afectaciones a sus clientes y permite la correcta detección de fallas.
- iv. Implementación de sistemas de almacenamiento con baterías. Se requieren herramientas que pidan simular su comportamiento fielmente y el conocimiento adecuado para validar con su monitoreo y operación.
- v. Informes de eventos. Señala que involucra la contratación de una empresa consultora de renombre que ejecute una revisión profunda y técnica de los eventos ocurridos y que asista durante el periodo 2023 a 2025 en la redacción de informes finales de eventos y análisis de éstos.

11.4.5. COMENTARIOS ANPAG

- Manifiesta que en el periodo tarifario anterior la cantidad de personal aprobado para el CND fue de 101 profesionales, la ejecución del mismo fue muy inestable y decreciente. Señala que estas fluctuaciones no son consonas con la potencia máxima atendida que se incrementó, estos resultados en su opinión solo reflejan que existen factores externos que están afectando la retención de personal y la agilidad de contratación y/o nuevas contrataciones por parte del CND.

Afirma que estos resultados reflejan la falencia de personal requerido para la gestión eficiente y oportuna que requieren los agentes del mercado, quienes pagan por este servicio y requieren mayor agilidad en las respuestas. Señala que el concepto de devolución de ingresos por falta de ejecución no es una solución para mitigar este

comportamiento, más bien, requieren que se fortalezca al CND en su gestión de contratación de personal.

Propone que se le asigne en el IMP para el CND la cantidad de personas requeridas por ellos, iniciando con una aceleración del Plan de Contratación de personal, de modo que el CND a corto plazo cuente con el personal requerido de por lo menos 101 personas, incrementándolo hasta llegar a los 122.

- En cuanto al salario de la propuesta para el período 2021-2025, estas cifras comparadas con los montos aprobados para el periodo anterior, reflejan una reducción que, aunque no parezca significativa, al momento de contratar afecta directamente al no tener la capacidad de retención de personal clave.

Sugiere establecer un rango salarial cónsono y competitivo con el Mercado Eléctrico Panameño, que permita la contratación y retención de personal clave. Indica que podría establecerse de acuerdo con estudios existentes en el país o que el CND podría contratar.

- Propone realizar una gestión de docencia a las instituciones relacionadas en el proceso de contratación y aprobación de personal al CND, de modo que puedan comprender la importancia, de dónde proceden los recursos económicos que cubren estos gastos y que de no ejecutarse los mismos se revierten a los agentes del mercado.
- Recomienda que la estructura tarifaria cuente con una mayor supervisión de parte de la ASEP, SNE y ETESA, para que aseguren la cantidad de personal y la aplicación de los salarios, de manera que se garantice la sostenibilidad de la gestión realizada por el CND ante el Mercado Eléctrico.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Se ha reconsiderado el Plan de contratación de personal del CND presentado en la consulta pública de modo de aprobar una planificación más amplia y así facilitar un mejor ritmo de contratación de personal con relación al de los últimos periodos tarifarios. Cabe señalar que el cumplimiento de dicho plan depende mayormente de las decisiones y acciones administrativas que realice ETESA/CND y no de medidas específicas que pueda adoptar el regulador.

Por otro lado, se debe aclarar que el plan de personal que se apruebe para el cálculo de la tarifa no es un esquema rígido, sino que considera la posibilidad de ajuste dentro del periodo tarifario. Así, el artículo 213 del Reglamento de Transmisión establece así:

“El gasto anual en personal debe ser el realmente pagado. (...) En caso de que el monto del gasto de personal haya superado el previsto en el estudio tarifario para el año en cuestión, para que pueda ser considerado deberá justificarse y solicitar la aprobación y no objeción de la ASEP.”

Cabe señalar que esta flexibilidad también aplica para el plan de inversiones, previa justificación y aprobación, de acuerdo con el mismo artículo 213.

A continuación, se presenta la planificación del periodo para la cantidad de personal la cual incorpora 26 personas. Se debe iniciar el periodo con la cantidad real de personal que existía al 30 de junio de 2021 (85 personas) para que los datos sean consistentes con la realidad, quedando de la siguiente manera:

Cantidad de Personal – Periodo tarifario 2021-2025		
Semestre	Incorporaciones semestrales	Cantidad de personal
1º - 2021	-	85
2º - 2021	4	89
1º - 2022	4	93
2º - 2022	4	97
1º - 2023	4	101
2º - 2023	4	105
1º - 2024	3	108
2º - 2024	3	111
1º - 2025	-	111
2º - 2025	-	111

Por otro lado, con relación a lo señalado por AES, le indicamos que los ajustes al Ingreso Permitido del Servicio de Operación Integrada (Ajuste IPSOI) del periodo tarifario 2017-2021 fueron aprobados y aplicados de acuerdo con las respectivas resoluciones que se emitieron. Las resoluciones y los montos ajustados se resumen a continuación:

Resolución	Ajuste IPSOI (B./) Porción del CND	Periodo de aplicación del ajuste en la facturación
AN No. 13406-Elec 4 de junio de 2019	-128,760	Julio de 2019 a junio de 2020
AN No. 15853-Elec de 10 de diciembre de 2019	-2,494,803	Noviembre de 2019 hasta junio de 2020
AN No. 16795-Elec de 26 de abril de 2021	-4,934,918	Abril de 2021 a marzo de 2022
AN No. 17802-Elec de 27 de julio de 2022	398,936	Será adicionado al IMP del Servicio de Operación Integrada del Año tarifario 1 del Periodo Tarifario junio 2021- julio 2025

Sobre los pagos realizados a ETESA por los servicios de Hidrometeorología, a pesar de la creación del Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá Ingeniero Ovigildo Herrera Marcucci (IMHPA), indicamos que mientras culmine el proceso de transferencia de ETESA hacia el IMPHA, se tiene previsto revisar los costos facturados para determinar si corresponde ajustarlos con relación a los gastos reales. Cabe señalar que a partir de la aprobación del pliego tarifario de este periodo se extingue la tarifa del servicio de Hidrometeorología de acuerdo con la Ley 6 de 1997, lo cual fue previamente recordado a ETESA, por lo tanto, de no haberse completado el periodo de transición, le corresponderá a ETESA evaluar las acciones para apoyar el funcionamiento del IMHPA.

Con relación a lo señalado por FOUNTAIN, respecto a un grupo de proyectos que han sido presentados por el CND como inversiones que fueron trasladados a gastos, los mismos se han reconsiderado reflejando cambios. En el renglón de gastos se mantienen dos (2) proyectos que se refieren a remodelaciones las cuales corresponden con este tipo de gastos. Son las siguientes:

Proyecto	Montos en balboas
Renovación de la red alamburada de cableado estructurado del CND.	50,000.00
Remoción, suministro e instalación de techo y cielo raso para la gerencia de operaciones.	28,890.00

Al respecto, cabe indicar que el rubro de "otros gastos", de acuerdo con los estados financieros auditados de ETESA, refleja un promedio anual de B/.1,300,000. Al respecto, la tarifa del SOI les aportaría el monto de B/.1,700,811 anuales en el primer año tarifario, cifra que se irá incrementando en los siguientes semestres en proporción al aumento de personal, por lo tanto, se consideró que los proyectos arriba señalados se cubren ampliamente.

Con respecto a lo indicado por FOUNTAIN, ENSA e HIDROECOLÓGICA sobre la capacidad de ejecución del plan de inversiones que estaría relacionado con el déficit en la cantidad de personal, como ya se mencionó, estos temas dependen mucho más de las decisiones y acciones administrativas que realice ETESA/CND.

En relación con el costo promedio de salarios de ETESA que se utiliza para el cálculo del ingreso, se revisó dicho valor para el año 2019 resultando mayor al del año 2020, por lo que se utilizará el promedio de los años 2019-2020 por ser más favorable para el CND considerando la disminución de este indicador en el año 2020.

En atención a los indicadores de eficiencia utilizados para calcular los gastos del CND, se han revisado nuevamente, y se modificarán así:

- 56.5% adicional para el gasto de personal medio del CND respecto al valor medio de ETESA. De esta manera se da más flexibilidad al CND para mejorar los salarios del personal técnico no gerencial (el cual se quiere retener y/o contratar nuevo) con un valor medio mensual por persona de B/. 4,099.

- 38% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar otros gastos necesarios para el funcionamiento. Este porcentaje es similar al valor que reflejan los estados financieros de ETESA.
- Se mantiene el indicador global de 2.16.

Al respecto de la retención de personal del CND y lo señalado por ANPAG, consideramos necesario que ETESA/CND realice un estudio para determinar las causas de la rotación de personal que ha experimentado en los últimos periodos tarifarios, ya que pueden existir otros factores que lleven a los trabajadores a buscar un nuevo empleo, además del nivel salarial o los aumentos de salario.

Con respecto a las inversiones, se ha revisado nuevamente el plan de inversiones con las siguientes consideraciones:

Se reincorpora la implementación del Plan de capacitación al personal del CND y el adiestramiento de Despachadores.

Se incluyen las compras de equipos. Para la compra de cuatro (4) medidores de corriente primaria se ha modificado para que se realice en una sola compra y no en dos periodos, de la forma similar como fue presentado para las demás adquisiciones de equipos o instrumentos siguientes: 3 medidores de resistencia a tierra, 2 cámaras termográficas, 7 multímetros digitales, 15 medidores de temperatura y humedad y 30 medidores multifuncionales.

Se adiciona un monto de B/. 300,000.00 para estudios, desglosado en 3 años, renglón que el CND no incluyó en su planificación.

Se mantienen los ajustes al valor de la renovación del sistema SCADA y a los mantenimientos para considerar los desfases que puedan darse en la ejecución. Las incorporaciones justificadas por estos conceptos en el periodo tarifario podrán ser revisados anualmente en los ajustes al ingreso.

Para la contingencia SPEAR se toman los valores comentados por ETESA para 2 contingencias a un costo de B/. 588,500.00 cada una. En caso de implementar la tercera contingencia mencionada se podrá incluir en el ajuste anual correspondiente con la debida antelación y justificación.

Por otro lado, considerando la solicitud de ETESA, debido al retraso que ha tenido la aprobación de las tarifas de este periodo tarifario y para que ETESA/CND tengan la oportunidad de contratar al nuevo personal y ajustar los salarios principalmente en el área técnica, no gerencial, así como ejecutar el plan de inversiones de los dos primeros años tarifarios, se hará la revisión del ajuste al ingreso tarifario de dichos años mediante la revisión bianual.

Con relación a lo indicado por ANPAG, sobre realizar una gestión de docencia a las instituciones relacionadas en el proceso de contratación y aprobación de personal, reiteramos que la implementación de estas recomendaciones corresponden a acciones y gestiones administrativas que realice ETESA/CND y no de otras acciones regulatorias que puedan implementarse, sin embargo, en caso de que ETESA/CND requiera la participación de la ASEP para ampliar las explicaciones sugeridas estamos anuentes para colaborar.

Con relación a la supervisión que realiza la ASEP, de acuerdo con el procedimiento tarifario establecido en el artículo 213 del Reglamento de Transmisión, el cálculo del ingreso del CND se revisa anualmente para verificar que las remuneraciones salariales y las inversiones realizadas estén de acuerdo con la planificación, lo cual da como resultado un ajuste al ingreso (crédito o débito según sea el caso) que se aplica a los agentes del mercado a través de las facturaciones siguientes.

11.5. COMENTARIOS GENERALES

11.5.1. COMENTARIOS DE AES

- Señala que en los últimos tres (3) pliegos tarifarios de transmisión se han presentado retrasos, en la presentación, realización de las consultas públicas y aprobación del pliego

tarifario, sin que ASEP haya tomado las medidas correctivas para evitarlos y la incertidumbre de los cargos de transmisión y operación integrada que estarán pagando los agentes del mercado. Destaca que este pliego tarifario tendrá un retraso de más de 15 meses, por lo que, solicita que se realicen los correctivos necesarios para el futuro.

- Señala que la definición de IPSIVLT podría ser afectada producto de la Audiencia Pública No. 003-2022, no obstante, considera que es correcto la definición en función de lo establecido en el Reglamento de Transmisión vigente, pero no quedaría claro el tratamiento en caso de aprobarse cualquier cambio.
- Solicita que para la implementación del pliego tarifario se realicen talleres de manejo de la herramienta de cálculos y que la misma sea puesta pública, de modo que se facilite el entendimiento, premisas utilizadas y se pueda replicar los cargos presentados por ETESA.

11.5.2. COMENTARIO DE ANPAG

- Señala que los retrasos, tanto en la presentación y aprobación de la Propuesta de las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad, del Ingreso Máximo Permitido (IMP) y Pliego Tarifario de Transmisión presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), se han tomado como práctica habitual. Indica que el pliego tarifario aprobado debió empezar el 1 de julio de 2021, con más de 12 meses de retraso, por lo que solicitan los ajustes correspondientes para evitarlos.
- Hace referencia a la fórmula del Ingreso Permitido del Sistema Principal de Transmisión (IPSP) e indica que se define que el término IPSIVLT es el valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos reconocidos para cada año (j), proveniente de los costos eficientes del contrato para la construcción, administración, operación y mantenimiento de la Cuarta Línea de Transmisión y le llama la atención que esta definición podría modificarse en atención al proceso de Audiencia Pública No. 003-2022, que de manera paralela se encuentra en revisión.

Considera que no deben proponerse cambios al Reglamento de Transmisión, si ya nos encontramos en un proceso de consulta pública de los parámetros que afectarán el pliego tarifario de transmisión.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Con relación a los comentarios presentados por AES y ANPAG sobre los retrasos que se han dado en el estudio tarifario de este periodo, es importante aclarar que en esta ocasión se tuvo un retraso mayor ocasionado por el estado de emergencia decretado por el Gobierno Nacional por motivo de la Pandemia del coronavirus, dado que la fecha de presentación de propuestas para la contratación de la consultoría de apoyo para realizar el estudio fue en abril de 2020, quedando en medio de la implementación de las medidas restrictivas a la movilidad, por lo cual, se tuvo que reprogramar para el mes de septiembre de 2020 y adicionalmente, los procesos de contratación pública fueron demorados y culminaron con el refrendo del contrato el 27 de julio de 2021, dando inicio al estudio el 7 de agosto de 2021. Sin embargo, cabe mencionar que se adelantaron las etapas previas al estudio como la solicitud de información a ETESA desde el mes de enero.

Por otro lado, con la experiencia de las últimas revisiones tarifarias, se tiene previsto iniciar los procesos de contratación de los estudios tarifarios con dos años de antelación.

Con referencia a los comentarios sobre las modificaciones propuestas al Título XII del Reglamento de Transmisión que trata del Procedimiento Tarifario para la Cuarta Línea de Transmisión según la Audiencia Pública No. 003-22, de acuerdo con el Plan de Expansión de 2020 aprobado, dicha línea iniciará operaciones en el mes de octubre de 2025, por lo tanto, dicho proyecto no afectará los cálculos del ingreso permitido ni de las tarifas.

Con relación a la solicitud de AES para que se realicen talleres de manejo de la herramienta de cálculo, compartimos el criterio de que se realicen talleres, por lo que, ETESA debe brindar la explicación del funcionamiento del modelo de cálculo, así como de los resultados

presentados en el Pliego Tarifario mediante un taller dirigido a los agentes del mercado al inicio de la aplicación del nuevo pliego tarifario.

12. Que adicionalmente, con respecto a la Parte V del documento sometido a la Consulta Pública (I Parte), sobre los niveles estándares de pérdidas en el Sistema de Transmisión, en la cual se presentaron los porcentajes anuales de pérdidas para el periodo tarifario julio 2021- junio 2025, al respecto no se recibieron comentarios por lo cual se aprobarán dichos porcentajes.
13. Que la Segunda Parte de la Consulta Pública 002-22, estuvo disponible la “Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el periodo tarifario julio 2021 – junio 2025” desde el lunes 12 hasta el viernes 23 de septiembre de 2022, y en el periodo dispuesto para recibir comentarios y observaciones se recibieron los comentarios de las siguientes empresas:

a. AES Panamá, S.R.L. (en adelante, AES).
b. Retail Centenario, S.A. (en adelante, RETAIL).
c. Elektra Noreste, S.A., (en adelante, ENSA).

14. Que a continuación se procede a revisar y a responder, los comentarios recibidos y que estén relacionados con la propuesta sometida a consideración de la Segunda Parte de la Consulta Pública No.002-2022, referente a la Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el periodo tarifario de julio 2021 – julio 2025:

14.1. PLIEGO TARIFARIO

14.1.1. COMENTARIO DE AES

- Manifiesta que el pliego tarifario de transmisión presentado no es la propuesta final, debido a que no aún no ha sido aprobado la Primera Parte Consulta Pública No.002-2022 sobre la Propuesta de las Empresas Compradoras, Tasa de Rentabilidad y del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario julio 2021- junio 2025, además de la definición del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

14.1.2. COMENTARIOS DE ENSA

- Manifiesta que la documentación presentada no incorpora como se va a modificar la Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión, en la medida en que se acojan los comentarios presentados durante la Primera Parte de la consulta, en la que se nota que los comentarios son de fondo y que éstos pudiesen afectar el pliego presentado.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

El pliego tarifario final para el servicio de transmisión se aprobará mediante resolución tomando en cuenta el Ingreso Máximo Permitido aprobado mediante la presente resolución y el procedimiento establecido en el Reglamento de Transmisión.

En relación con el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al 2020, utilizado en este estudio tarifario, fue aprobado mediante las Resoluciones AN No.17766-Elec de 06 de julio de 2022 y AN No. 17944-Elec de 19 de octubre de 2022.

14.2. CARGOS POR SERVICIOS

14.2.1. COMENTARIO DE AES

- Señala que como el pliego tarifario de transmisión debió empezar su aplicación desde el 1 de julio de 2021, no ven en el nuevo pliego tarifario como será el procedimiento de ajuste a los cargos de transmisión que se han venido aplicando desde julio de 2021 a la fecha. Solicita que se incorpore la metodología que ETESA debe aplicar para dichos ajustes, ya sea devolución o cobro adicional producto de la aplicación del nuevo pliego tarifario de transmisión.

Recomienda que el pago y/o devolución sea realizada mediante un balance de los créditos en contra y a favor, y se emita una nota de crédito con el monto resultante, que, de ser a favor del agente, pueda ser utilizada para redimir en forma parcial (6 meses) los cargos que se pagará en lo que resta del año tarifario en curso.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

Reiteramos que el nuevo Pliego Tarifario tendrá efecto retroactivo a partir del 1 de julio de 2021, por lo que las diferencias que resulten con el pliego aplicado hasta la fecha serán refacturadas para cada agente del mercado, con los resultados crédito o débito que corresponda para cada caso. El detalle de esta metodología se indicará en la resolución que apruebe el nuevo pliego tarifario.

14.2.2. COMENTARIOS DE ENSA

- Solicita que, con referencia a los valores de demanda máxima no coincidente prevista estimados para ENSA, se revise la información utilizada tanto para ENSA como para el resto de los agentes consumidores, y presenta una proyección para el caso Cañitas-Aserradero. Manifiesta que ETESA debe validar justamente con el CND los datos para luego utilizarlos en los cálculos de los cargos iniciales.

ENSA indica un cuadro con la demanda máxima no coincidente para el caso Cañitas-Aserradero.

- Sobre los cargos, se refiere al Cargo Equivalente por Uso de Transmisión, en donde se indica que se calculará mensualmente un cargo por uso del Sistema de Transmisión equivalente (CUSPT/Equivalente) dentro de los siguientes treinta (30) días del mes siguiente, solicita que dichas liquidaciones cumplan con los términos que actualmente se utilizan para la publicación del Documento de Transacciones Económicas (DTE) que publica el CND.

ANÁLISIS DE ASEP

Se comparte el criterio indicado por ENSA para los datos de demanda máxima citados en el Pliego Tarifario preliminar debido a que en el año tarifario 4 se reporta que la demanda para la zona 4 suma 0.21 MW la cual no es consistente con los años previos sin que se tenga una explicación de este comportamiento, más bien parece ser un error en los datos presentados. Así mismo, en la zona tarifaria 8, que son datos reportados por la distribuidora ENSA, los datos de la demanda del año tarifario 2 en adelante tienen valor de cero el cual no es consistente con la información del primer año tarifario. Por lo anterior, ETESA debe revisar y ajustar los datos indicados en el Anexo B del pliego tarifario final y recalcular los cargos tarifarios.

Con referencia al Cargo Equivalente por Uso de Transmisión utilizado para la aplicación de la indexación del precio en los contratos de suministro que utilizan el cargo de transmisión en la fórmula de ajuste de precio, dicho valor es calculado por ETESA mensualmente para luego publicarlo en un archivo de Excel en su sitio de Internet. Al respecto, indicamos que el proceso de cálculo del mencionado cargo está precedido por el cálculo mensual de los cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) los cuales determinan el ingreso mensual que pagan los generadores por zona tarifaria, por lo tanto, ETESA lo está calculando dentro de los 30 días del mes siguiente. Al respecto, ETESA puede realizar el cálculo con anterioridad a los 30 días señalados, sin embargo, no podrá ser con la antelación solicitada dado que los datos utilizados para el cálculo de los cargos CUSPT y el Cargo Equivalente corresponden al despacho de generación y demanda que se informan a la par de las liquidaciones.

14.3. FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

14.3.1. COMENTARIOS DE RETAIL

Señala que los factores de pérdidas deben ser evaluados por ETESA, ya que la asignación de pérdidas no contempla demanda que se ubica en la zona 5 y que pudieran estar impactando en forma negativa a la demanda de la zona 7. Solicita que se le pida a ETESA la reevaluación de los factores de pérdidas en zonas distintas a la zona 7.

ANÁLISIS DE LA ASEP:

En concordancia con el análisis presentado en el punto 14.2.2, es pertinente que ETESA realice la revisión y recálculo de los factores de pérdidas presentados, tomando en consideración lo solicitado por RETAIL y los cambios en el modelo de flujos de potencia que resulten de revisar y ajustar los datos de acuerdo con los comentarios presentados.

Sobre este tema es importante que se haga una actualización de los factores de pérdidas de forma anual dentro del periodo tarifario para considerar los cambios en el comportamiento del consumo y/o generación. Para este fin, ETESA deberá remitir a la ASEP, a más tardar el 30 de junio de cada año, un informe con el estudio de la actualización de los factores de pérdidas y los resultados obtenidos.

14.4. ANEXO B: CAPACIDAD INSTALADA PREVISTA (MW)

14.4.1. COMENTARIO DE AES

- Solicita colocar la sumatoria de la capacidad instalada total en cada año tarifario.
- Indica que no hay claridad de la capacidad instalada de las distintas tecnologías (solar, hidro, térmica, eólica). También solicita incluir una tabla con la capacidad instalada prevista total y otra tabla adicional con la capacidad instalada total que efectivamente estarían pagando los cargos de transmisión.
- Indica que se revise la capacidad instalada de la zona 5, 7 y 9 debido a que Minera Panamá debe proyectarse como una demanda; el parque Eólico Toabré solo tiene una fase I de 66 MW; la planta de Pacora tendrá un retiro del sistema desde el 15 de noviembre de 2021; y, la planta de Gatún tiene prevista la entrada en operación comercial en septiembre de 2024.
- Solicita que se revise la tabla de la Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW) debido a que: en la zona 4 (año tarifario 4) se presenta una caída de demanda respecto al año tarifario 3; de acuerdo con el Indicativo de Demanda 2022 no se prevé que Minera Panamá tenga un consumo de 358 MW; la demanda máxima no coincidente de Cañitas-Aserradero no tiene valores para los años 2 en adelante. También pregunta a qué se debe la caída de la demanda de la Zona 10 en el año tarifario 2 (De 45.04 MW a 34.55 MW).

ANÁLISIS DE LA ASEP:

En relación con las sumatorias sugeridas para las tablas del Anexo B del pliego tarifario, compartimos el criterio de presentarlas por año tarifario, así como indicar las plantas según tipo de tecnología, por lo que ETESA debe realizar las modificaciones en ese sentido.

Por otro lado, en acuerdo con lo indicado en los demás comentarios, ETESA debe revisar los valores de capacidad instalada y demanda máxima no coincidente del Anexo B, considerando las fechas de entrada en operación de las plantas mencionadas en el comentario con su capacidad disponible, así como cualquier otra planta que esté prevista entrar en operación en el periodo tarifario. También debe considerar aquellas plantas que se encuentran indisponibles tal como Estí y su efecto en la generación de las plantas Gualaca, Lorena y Prudencia.

ETESA debe actualizar la información anterior para los cálculos tarifarios y los factores de pérdidas.

Se estima conveniente que se agregue en el Anexo B el mes de entrada en operación de las plantas de generación que se proyectan que ingresen al sistema en el periodo tarifario como referencia de cómo fueron consideradas.

Al respecto, se debe tener en consideración que la metodología de cálculo de los cargos por uso de transmisión conlleva rehacer mensualmente los cargos CUSPT reales, con lo cual las capacidades instaladas, las demandas máximas no coincidentes, los datos del despacho de generación y demanda se revisan y ajustan a cifras reales, así como el mes de entrada en operación de las plantas generadoras, por lo que se aclara que la información considerada inicialmente en el Anexo B es un resumen de los datos que utiliza el modelo para el cálculo de los cargos CUSPT iniciales y para los factores de pérdidas.



15. Que, vistas las anteriores consideraciones, es deber de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, por lo que,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR a las empresas Compañía Nacional de Transmisión de Chile (TRANSELEC) y a Red de Energía del Perú (REP) como las empresas comparadoras para la actividad de transmisión que realiza la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para el periodo tarifario del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025.

SEGUNDO: APROBAR a las empresas comparadoras XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P. de Colombia (XM), Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado del Perú (COES) y el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central de Chile (CDECSIC) como las empresas comparadoras para la actividad realizada por el Centro Nacional de Despacho (CND), para el periodo tarifario del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025.

TERCERO: APROBAR la Tasa de Rentabilidad de 7.30% para la actividad de transmisión que realiza la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para el periodo tarifario del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025.

CUARTO: MODIFICAR el Artículo Sexto de la Resolución AN No. 12136-Elec de 21 de febrero de 2018, el cual queda así:

“SEXTO: ...

ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) a reembolsar a la Demanda sólo la suma de Cuarenta Millones de Balboas (B/. 40,000,000.00) más los intereses reconocidos, lo cual se hará como una reducción del Ingreso Máximo Permitido asociado a la Demanda de los periodos tarifarios 2021-2025, 2025-2029 y 2029-2033, dividido en 8 años a partir de enero de 2023. ETESA debe reconocer una tasa de interés anual sobre saldo del 5%.

Se establecerá en el artículo 186 A del Reglamento de Transmisión, los periodos tarifarios en los cuales será devuelto y la tasa de interés anual con la finalidad que queden plasmados los parámetros de cómo se efectuará de la reducción del Ingreso Máximo Permitido asociado a la Demanda.

...”

QUINTO: APROBAR el Ingreso Máximo Permitido, detallado en el Anexo A, para el periodo tarifario del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025, el cual se desglosa de la siguiente manera:

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO Cifras en miles de balboas	jul21-jun22	jul22-jun23	jul23-jun24	jul24-jun25
SISTEMA PRINCIPAL asignado a la Generación y Demanda	59,710	58,495	57,228	55,908
SISTEMA PRINCIPAL asignado a la Demanda	44,754	40,722	36,691	35,753
CONEXIÓN	5,562	10,648	14,379	16,641
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA Centro Nacional de Despacho	7,194	10,258	12,303	12,177
INGRESO MÁXIMO PERMITIDO TOTAL	117,220	120,123	120,601	120,480

SEXTO: APROBAR los porcentajes anuales de pérdidas estándares en el Sistema de Transmisión para el periodo tarifario del 1 de julio 2021 al 30 de junio de 2025 siguientes:

Pérdidas estándares en el Sistema de Transmisión	2022	2023	2024	2025
Porcentaje (%)		3.96		3.04

SÉPTIMO: ADVERTIR que el Anexo B contiene el Informe de la Metodología de Cálculo del Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), el cual forma parte integral de esta Resolución. Este informe estará disponible en el sitio Web de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos: <https://www.asep.gob.pa/>

OCTAVO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) a presentar el Pliego Tarifario que registrá para el periodo del 1 julio de 2021 al 30 de junio de 2025 a más tardar cinco (5)

días hábiles contados a partir de que la vía gubernativa se encuentre agotada, con base en el Ingreso Máximo Permitido aprobado en el **Artículo QUINTO** y a la información contenida en esta resolución, incluyendo las siguientes consideraciones:

1. El cálculo de los cargos de conexión debe presentarse de acuerdo con el equipamiento de conexión que corresponda a cada activo, ya sea barra, interruptor, transformador o línea.
2. Incluir un Anexo C al Pliego Tarifario con los cargos CUSPT Reales para los meses de julio 2021 a noviembre de 2022.
3. Adicionar al Ingreso Máximo Permitido del Año Tarifario 1 aprobado en **Artículo QUINTO** de esta Resolución, el Ingreso Máximo Permitido del Sistema Principal de Transmisión, denominado IPSPA aprobado mediante Resolución AN No. 17802-Elec de 27 de julio de 2022 para que sea utilizado en el cálculo de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT).
4. Adicionar al Ingreso Máximo Permitido del Año Tarifario 1 aprobado en el **Artículo QUINTO** de esta Resolución, el Ajuste al Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada, aprobado mediante Resolución AN No. 17802-Elec de 27 de julio de 2022 para que sea utilizado en el cálculo de los cargos tarifarios del Servicio de Operación Integrada.
5. Tomar en cuenta las modificaciones que se aprobaron al régimen tarifario mediante Resolución AN No. 17471-Elec de 25 de febrero de 2022 para que la generación renovable eólica y solar pague los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT), en el cálculo de los cargos por energía (Seguimiento Eléctrico) y en los cargos por potencia (Estampilla Postal), así como lo correspondiente al Cargo por el Servicio de Operación Integrada, para el Año Tarifario 2, a partir del mes de enero de 2023.

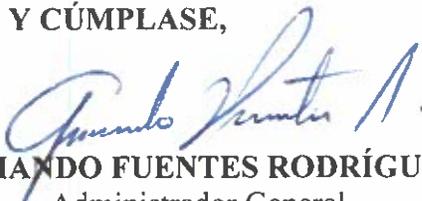
NOVENO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) que realice la explicación de los modelos de cálculo de los cargos tarifarios, así como de los resultados presentados en el Pliego Tarifario mediante un taller presencial dirigido a los agentes del mercado al inicio de la aplicación del nuevo pliego tarifario, a más tardar treinta días calendario contados a partir de que se haya aprobado el pliego tarifario del periodo tarifario del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025.

DÉCIMO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) que presente el cálculo del ajuste al ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho correspondiente a los años tarifarios 1 y 2, del periodo tarifario del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025, en función del total de remuneraciones pagadas e inversiones realmente realizadas, a más tardar en el mes de abril de 2023.

DÉCIMO PRIMERO: COMUNICAR que la presente resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; y, Resolución 5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General

En Panamá a los NUEVE (9) días
del mes de FEBREDO de
2023 a las 10:36 de la MAÑANA

Notifico al Sr. CARLOS MONQUEBA de la
Resolución que antecede.


8-2081-694

días hábiles contados a partir de que la vía gubernativa se encuentre agotada, con base en el Ingreso Máximo Permitido aprobado en el **Artículo QUINTO** y a la información contenida en esta resolución, incluyendo las siguientes consideraciones:

1. El cálculo de los cargos de conexión debe presentarse de acuerdo con el equipamiento de conexión que corresponda a cada activo, ya sea barra, interruptor, transformador o línea.
2. Incluir un Anexo C al Pliego Tarifario con los cargos CUSPT Reales para los meses de julio 2021 a noviembre de 2022.
3. Adicionar al Ingreso Máximo Permitido del Año Tarifario 1 aprobado en **Artículo QUINTO** de esta Resolución, el Ingreso Máximo Permitido del Sistema Principal de Transmisión, denominado IPSPA aprobado mediante Resolución AN No. 17802-Elec de 27 de julio de 2022 para que sea utilizado en el cálculo de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT).
4. Adicionar al Ingreso Máximo Permitido del Año Tarifario 1 aprobado en el **Artículo QUINTO** de esta Resolución, el Ajuste al Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada, aprobado mediante Resolución AN No. 17802-Elec de 27 de julio de 2022 para que sea utilizado en el cálculo de los cargos tarifarios del Servicio de Operación Integrada.
5. Tomar en cuenta las modificaciones que se aprobaron al régimen tarifario mediante Resolución AN No. 17471-Elec de 25 de febrero de 2022 para que la generación renovable eólica y solar pague los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT), en el cálculo de los cargos por energía (Seguimiento Eléctrico) y en los cargos por potencia (Estampilla Postal), así como lo correspondiente al Cargo por el Servicio de Operación Integrada, para el Año Tarifario 2, a partir del mes de enero de 2023.

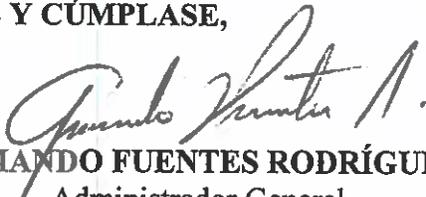
NOVENO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) que realice la explicación de los modelos de cálculo de los cargos tarifarios, así como de los resultados presentados en el Pliego Tarifario mediante un taller presencial dirigido a los agentes del mercado al inicio de la aplicación del nuevo pliego tarifario, a más tardar treinta días calendario contados a partir de que se haya aprobado el pliego tarifario del periodo tarifario del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025.

DÉCIMO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) que presente el cálculo del ajuste al ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho correspondiente a los años tarifarios 1 y 2, del periodo tarifario del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025, en función del total de remuneraciones pagadas e inversiones realmente realizadas, a más tardar en el mes de abril de 2023.

DÉCIMO PRIMERO: COMUNICAR que la presente resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación.

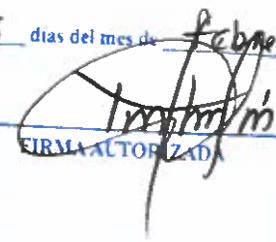
FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; y, Resolución 5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 8 días del mes de febrero de 2023


FIRMA AUTORIZADA