

Panamá, 26 de diciembre de 2024  
VPER-292-24

Licenciada  
**Zelmar Rodríguez Crespo de Massiah**  
Administradora General  
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (A.S.E.P.)  
Ciudad. -

Respetada licenciada Rodríguez:

En atención a la Audiencia Pública No.017-24-Elec, convocada para someter a consideración de la ciudadanía, *“la propuesta de modificación algunos Artículos del Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión; del Título IX: Procedimiento Tarifario por el uso y conexión del Sistema de Transmisión; y del Título XI: Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada, todos del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones”* en virtud de la Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024, le presentamos a su Autoridad los correspondientes comentarios con el debido análisis que los sustentan.

Con la presente nota remisoría hacemos llegar a su autoridad los siguientes:

1. Copia de documento de identificación personal.
2. Copia del certificado de Registro Público
3. Sobre con comentarios (dos juegos impresos con hojas numeradas).
4. Copia digital en formato Word.
5. Copia de Poder Especial.

Atentamente,



**Sergio A. Hinestrosa G.**  
Apoderado Especial

Adjunto: lo indicado



**ANEXO 1**

**Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Audiencia Pública No. 017-24**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

En atención al Anexo A que contiene la propuesta publicada por resolución para modificar artículos:

- del Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión;
- del Título IX: Procedimiento Tarifario por el uso y conexión del Sistema de Transmisión; y
- del Título XI: Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada,

todos del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, nos permitimos compartirle nuestras consideraciones así:

**I. Consideraciones y comentarios de Elektra Noreste, S.A. (ENSA).**

- i. Expresamos nuestra preocupación por el hecho de que dentro del considerando 4 se hace la confirmación de las causales que sustentan la revisión y modificación del Reglamento de Transmisión, siendo éstas:
  - Situaciones imprevistas que afecten el servicio de transmisión.
  - Situaciones detectadas que se demuestran es posible realizar cambios en función de la experiencia, para lograr los objetivos o para eliminar distorsiones.
  - Cuando hayan surgido conflictos en la aplicación e implementación del reglamento.

No obstante, se observa que **algunas modificaciones están dirigidas a modificar las fórmulas de cálculo del IMP actual y adicional, sin que haya presentado un análisis numérico que muestre o compare, por ejemplo, con el IMP anterior, y cómo estas alteraciones pueden afectar a los agentes del mercado en términos de la facturación que les presentará ETESA.**

- ii. De otro lado, dentro de la exposición del considerando 7 de la Resolución AN No.19753-Elec se indica que dentro de los motivos de la propuesta es crear un mecanismo más directo y transparente en cuanto al acreditamiento a los agentes consumidores de los costos adicionales pagados en concepto de pérdidas de transmisión. En este sentido, si bien la propuesta resulta mejor, para efectos de ampliar el acceso a la información y dejar constancia de la gestión realizada, consideramos que **el informe que obligatoriamente debe presentar anualmente el CND ante la ASEP, debe ser de carácter público.** También, se recomienda en este caso que en la página web del CND se publique de forma separada y consecutiva un seguimiento mensual (no vinculante) de las pérdidas de transmisión, en cantidad y en costos de las pérdidas que fueron pagadas por cada agente consumidor.
- iii. Estamos de acuerdo con lo planteado por su Autoridad en cuanto a la propuesta de reducir el periodo límite para la facturación de ETESA que se realiza mensualmente. Esta iniciativa es positiva y consideramos que atiende a las solicitudes presentadas por Agentes en cuanto a las oportunidades de mejora en el sector.
- iv. Finalmente, si bien se puede entender la posición en cuanto a “equilibrar las proporciones de responsabilidad de asignación de costos entre generación y demanda, consideramos que el cambio es muy abrupto, por lo que recomendamos que se considere que se pase a 60% Generación y 40 % Distribución temporalmente y que luego en el transcurrir del pliego por aprobar se valide si ciertamente se mantiene alguna desproporción.

Posiblemente no sea viable en este momento, pero para la siguiente revisión será necesario que ETESA y/o ASEP presenten un modelo y demuestren el impacto resultante del cambio propuesto versus la ejecución real, dado que una parte de los costos asignados a la generación se transfieren a la demanda a través de los contratos de suministro.

**ANEXO 1**

**Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Audiencia Pública No. 017-24**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

Entonces, a la luz de la información disponible es recomendable confirmar la distorsión con el pasar del tiempo y ejecutar este cambio gradualmente, y no pasar a la proporción de 50% G y 50% D de inmediato. Esto con el compromiso que los resultados en la siguiente revisión tarifaria sea las referencias para aumentar la proporción asignada a la demanda y considerar que las proporciones sean 50% / 50%.

**A continuación, y para más fácil comparabilidad, presentamos en un cuadro de columnas lo siguiente:**

- **Columna 1: Propuesta presentada por ASEP, para modificar la regulación vigente.**
- **Columna 2: Propuesta presentada por ENSA, para mejorar la versión compartida por la ASEP, acorde a los comentarios previamente planteados.**

**Comentarios Específicos**

**1. Artículo 171**

Proponemos incluir dentro del artículo la publicación del seguimiento mensual de los indicadores de pérdidas (porcentaje estándar, porcentaje real, costos reales pagados, costos de las pérdidas estándares, etc.).

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
<p>Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo con lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdidas deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.</p> <p>A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025 y para cada periodo tarifario subsiguiente, la ASEP aprobará porcentajes anuales de pérdidas estándares en el sistema de transmisión. Anualmente, se evaluará el porcentaje real de pérdidas de transmisión y en aquellos años en los cuales se supere el valor establecido, se hará un cálculo de los costos adicionales en concepto de pérdidas que fueron pagados por los agentes consumidores, con el objeto de que los mismos sean <b>devueltos como un crédito en su facturación en proporción a los montos anuales pagados dicho año.</b></p> <p>Con la finalidad de verificar el valor real anual del porcentaje de pérdidas estándares en transmisión y realizar la valoración de los costos que correspondan <b>acreditarse</b> en el Ingreso Máximo Permitido, el Centro Nacional de Despacho (CND) debe informar a la ASEP a más tardar cada 15 de febrero, los datos mensuales del mercado eléctrico que determinan el porcentaje de pérdidas de</p>	<p>Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo con lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdidas deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.</p> <p>A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025 y para cada periodo tarifario subsiguiente, la ASEP aprobará porcentajes anuales de pérdidas estándares en el sistema de transmisión. Anualmente, se evaluará el porcentaje real de pérdidas de transmisión y en aquellos años en los cuales se supere el valor establecido, se hará un cálculo de los costos adicionales en concepto de pérdidas que fueron pagados por los agentes consumidores, con el objeto de que los mismos sean <b>devueltos como un crédito en su facturación en proporción a los montos anuales pagados dicho año.</b></p> <p>Con la finalidad de verificar el valor real anual del porcentaje de pérdidas estándares en transmisión y realizar la valoración de los costos que correspondan <b>acreditarse</b> en el Ingreso Máximo Permitido, el Centro Nacional de Despacho (CND) debe informar a la ASEP a más tardar cada 15 de febrero, los datos mensuales del mercado eléctrico que determinan el porcentaje de pérdidas de transmisión, así como las</p>

**ANEXO 1**

**Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Audiencia Pública No. 017-24**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
transmisión, así como las cantidades y costos de las pérdidas que fueron asignados <b>a cada agente consumidor</b> para el año calendario previo.	<p>cantidades y costos de las pérdidas que fueron asignados <b>a cada agente consumidor</b> para el año calendario previo.</p> <p><b><u>Para trazabilidad y conocimiento del mercado, mensualmente el CND publicará los valores indicativos el porcentaje real de pérdidas de transmisión, el costo de las pérdidas estándares y el correspondiente cálculo de los costos reales en concepto de pérdidas que fueron pagados por los agentes consumidores. Junto con este reporte deberá indicar cuáles fueron los factores que afectaron positiva o negativamente las pérdidas estándares previstas.</u></b></p>

**2. Artículo 197**

Se solicita a la ASEP que considere modificar los porcentajes de asignación del equipamiento del Sistema Principal de Transmisión aplicados tanto a la demanda como a la generación. En este caso, si bien la proporción 70% a la Generación y el 30% a la demanda pudiese ser desproporcionado, sugerimos que la asignación corresponda a la relación al 40% para la demanda y 60% a la generación. Debemos señalar que a los generadores que mantienen contratos, conforme a lo estipulado en el "Modelo de Contrato de Suministro" se les permite que ellos puedan transferir a los compradores parte del costo de transmisión que se le factura.

Entonces, si con posterioridad se valida que existe una desproporción, atendiendo a la reglamentación vigente, se podrían realizar cambios en función de la experiencia, para lograr los objetivos o para eliminar distorsiones detectadas.

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
<p>Artículo 197 El Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) se asignará a los agentes mediante la aplicación de las metodologías del seguimiento eléctrico y de estampilla postal. El método del seguimiento eléctrico se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad utilizada de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de energía. El método de estampilla postal se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad remanente de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de potencia. La metodología de cálculo de los CUSPT se compone de los siguientes pasos.</p> <p>...</p> <p>Paso 3: El equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se divide en dos tipos: "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" y "Equipamiento Principal Asignado a Generación y</p>	<p>Artículo 197 El Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) se asignará a los agentes mediante la aplicación de las metodologías del seguimiento eléctrico y de estampilla postal. El método del seguimiento eléctrico se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad utilizada de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de energía. El método de estampilla postal se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad remanente de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de potencia. La metodología de cálculo de los CUSPT se compone de los siguientes pasos.</p> <p>...</p> <p>Paso 3: El equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se divide en dos tipos: "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" y "Equipamiento Principal Asignado a Generación y</p>

**ANEXO 1**

**Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Audiencia Pública No. 017-24**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
<p>Demanda". El "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" es aquel que se ha asignado exclusivamente a la demanda, en relación con el IPSPED. El "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, en relación con el IPSPEyD, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo a los siguientes porcentajes:</p> <p><b>%ASIGP(G) = 50%</b> <b>%ASIGP(D) = 50%</b></p> <p>Donde: %ASIGP(D): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación Demanda que se asigna a la demanda. %ASIGP(G): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.</p> <p>...</p> <p>Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación</p> <p>A los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 del presente Procedimiento, transcurrido un mes "m" se recalculan los cargos reales por activos existentes (CUSPTeRealj,m), en relación con el IPSPEDj y el IPSPEyDj, siguiendo los Pasos del 2 al 9 de este Artículo, teniendo en cuenta de forma proporcional las horas del mes en cuestión mediante la duración Te de los escenarios típicos representativos. Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA).</p> <p>Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA) En cada año tarifario "j", para calcular los cargos por nuevas inversiones (CUSPTArealj) se tendrá en cuenta, por un lado, el "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" en relación con el IPSPADj y, por otro lado, el "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" en relación con el IPSPAGyDj, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con:</p> <p><b>%ASIGP(G) = 50%</b> <b>%ASIGP(D) = 50%</b></p> <p>...</p>	<p>Demanda". El "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" es aquel que se ha asignado exclusivamente a la demanda, en relación con el IPSPED. El "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, en relación con el IPSPEyD, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda <u>de acuerdo con</u> los siguientes porcentajes:</p> <p><b><u>%ASIGP(G) = 60%</u></b> <b><u>%ASIGP(D) = 40%</u></b></p> <p>Donde: %ASIGP(D): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación Demanda que se asigna a la demanda. %ASIGP(G): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.</p> <p>...</p> <p>Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación</p> <p>A los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 del presente Procedimiento, transcurrido un mes "m" se recalculan los cargos reales por activos existentes (CUSPTeRealj,m), en relación con el IPSPEDj y el IPSPEyDj, siguiendo los Pasos del 2 al 9 de este Artículo, teniendo en cuenta de forma proporcional las horas del mes en cuestión mediante la duración Te de los escenarios típicos representativos. Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA).</p> <p>Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA) En cada año tarifario "j", para calcular los cargos por nuevas inversiones (CUSPTArealj) se tendrá en cuenta, por un lado, el "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" en relación con el IPSPADj y, por otro lado, el "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" en relación con el IPSPAGyDj, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con:</p> <p><b><u>%ASIGP(G) = 60%</u></b> <b><u>%ASIGP(D) = 40%</u></b></p> <p>...</p>

**ANEXO 1**

**Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Audiencia Pública No. 017-24**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

**3. Artículo 184**

Se recomienda modificar en este artículo la fórmula relativa al factor de ajuste que hace referencia a los ingresos por actividades para fines no regulados que percibe la empresa ETESA. En este caso se únicamente el que como criterio se excluya los ingresos no regulados que son usados/transferidos en Ley 51 de 27 de diciembre de 2005. Con lo cual, no aplicará el factor que multiplica a los INR que actualmente es 0.8. Por lo tanto, no se requiere el párrafo a continuación: *“Previa solicitud justificada de ETESA se podrá modificar el factor que multiplica a los INR”*, y se promueve que el cálculo del factor de ajuste por ingresos no regulados sea claro sin alguna subjetividad.

Donde dice	Propuesta ENSA:
<p>Artículo 184</p> <p>...</p> <p>Estos ingresos por actividades que utilicen algunos activos de transmisión para fines no regulados se considerarán parte del ingreso que perciba como una deducción en los requerimientos de Ingreso para la actividad regulada. Se tomarán en cuenta los ingresos por servicios de fibra óptica, una vez descontado el 10% de los ingresos que se destinarán a la Caja de Seguro Social según lo dispuesto en la Ley 51 de 27 de diciembre de 2005.</p> <p>El valor del activo permitido que se asigna al servicio público de transmisión será determinado multiplicando el valor de todos los activos utilizados para actividades reguladas por un factor de ajuste según la siguiente fórmula:</p> $FAACTST = (IPT / (IPT + 0.8INR))$ <p>Donde:</p> <p>FAACTST: es el factor de ajuste.</p> <p>IPT: el ingreso máximo permitido que tendría la Empresa de Transmisión con los activos totales en el caso de realizar sólo la actividad de transmisión sea de conexión (IPC) o del sistema principal (IPSP).</p> <p>INR: el ingreso neto que derivaría de la utilización de las instalaciones de transmisión para actividades no reguladas en el período.</p> <p><del>Previa solicitud justificada de ETESA se podrá modificar el factor que multiplica a los INR.</del></p>	<p>Artículo 184</p> <p>...</p> <p>Estos ingresos por actividades que utilicen algunos activos de transmisión para fines no regulados se considerarán parte del ingreso que perciba como una deducción en los requerimientos de Ingreso para la actividad regulada. Se tomarán en cuenta los ingresos por servicios de fibra óptica, una vez descontado el 10% de los ingresos que se destinarán a la Caja de Seguro Social según lo dispuesto en la Ley 51 de 27 de diciembre de 2005.</p> <p>El valor del activo permitido que se asigna al servicio público de transmisión será determinado multiplicando el valor de todos los activos utilizados para actividades reguladas por un factor de ajuste según la siguiente fórmula:</p> $FAACTST = (IPT / (IPT + \underline{INR}))$ <p>Donde:</p> <p>FAACTST: es el factor de ajuste.</p> <p>IPT: el ingreso máximo permitido que tendría la Empresa de Transmisión con los activos totales en el caso de realizar sólo la actividad de transmisión sea de conexión (IPC) o del sistema principal (IPSP).</p> <p>INR: el ingreso neto que derivaría de la utilización de las instalaciones de transmisión para actividades no reguladas en el período, <b><u>luego de descontar la porción de los ingresos por servicios de fibra óptica que se destinan a la Caja de Seguro Social.</u></b></p>

Fin de comentarios.

ANEXO 1

**Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Audiencia Pública No. 017-24**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

En atención al Anexo A que contiene la propuesta publicada por resolución para modificar artículos:

- del Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión;
- del Título IX: Procedimiento Tarifario por el uso y conexión del Sistema de Transmisión; y
- del Título XI: Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada,

todos del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, nos permitimos compartirle nuestras consideraciones así:

**I. Consideraciones y comentarios de Elektra Noreste, S.A. (ENSA).**

- i. Expresamos nuestra preocupación por el hecho de que dentro del considerando 4 se hace la confirmación de las causales que sustentan la revisión y modificación del Reglamento de Transmisión, siendo éstas:
- Situaciones imprevistas que afecten el servicio de transmisión.
  - Situaciones detectadas que se demuestran es posible realizar cambios en función de la experiencia, para lograr los objetivos o para eliminar distorsiones.
  - Cuando hayan surgido conflictos en la aplicación e implementación del reglamento.

No obstante, se observa que **algunas modificaciones están dirigidas a modificar las fórmulas de cálculo del IMP actual y adicional, sin que haya presentado un análisis numérico que muestre o compare, por ejemplo, con el IMP anterior, y cómo estas alteraciones pueden afectar a los agentes del mercado en términos de la facturación que les presentará ETESA.**

- ii. De otro lado, dentro de la exposición del considerando 7 de la Resolución AN No.19753-Elec se indica que dentro de los motivos de la propuesta es crear un mecanismo más directo y transparente en cuanto al acreditamiento a los agentes consumidores de los costos adicionales pagados en concepto de pérdidas de transmisión. En este sentido, si bien la propuesta resulta mejor, para efectos de ampliar el acceso a la información y dejar constancia de la gestión realizada, consideramos que **el informe que obligatoriamente debe presentar anualmente el CND ante la ASEP, debe ser de carácter público.** También, se recomienda en este caso que en la página web del CND se publique de forma separada y consecutiva un seguimiento mensual (no vinculante) de las pérdidas de transmisión, en cantidad y en costos de las pérdidas que fueron pagadas por cada agente consumidor.
- iii. Estamos de acuerdo con lo planteado por su Autoridad en cuanto a la propuesta de reducir el periodo límite para la facturación de ETESA que se realiza mensualmente. Esta iniciativa es positiva y consideramos que atiende a las solicitudes presentadas por Agentes en cuanto a las oportunidades de mejora en el sector.
- iv. Finalmente, si bien se puede entender la posición en cuanto a "equilibrar las proporciones de responsabilidad de asignación de costos entre generación y demanda, consideramos que el cambio es muy abrupto, por lo que recomendamos que se considere que se pase a 60% Generación y 40 % Distribución temporalmente y que luego en el transcurrir del pliego por aprobar se valide si ciertamente se mantiene alguna desproporción.

Posiblemente no sea viable en este momento, pero para la siguiente revisión será necesario que ETESA y/o ASEP presenten un modelo y demuestren el impacto resultante del cambio propuesto versus la ejecución real, dado que una parte de los costos asignados a la generación se transfieren a la demanda a través de los contratos de suministro.

**ANEXO 1**

**Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Audiencia Pública No. 017-24**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

Entonces, a la luz de la información disponible es recomendable confirmar la distorsión con el pasar del tiempo y ejecutar este cambio gradualmente, y no pasar a la proporción de 50% G y 50% D de inmediato. Esto con el compromiso que los resultados en la siguiente revisión tarifaria sea las referencias para aumentar la proporción asignada a la demanda y considerar que las proporciones sean 50% / 50%.

**A continuación, y para más fácil comparabilidad, presentamos en un cuadro de columnas lo siguiente:**

- **Columna 1: Propuesta presentada por ASEP, para modificar la regulación vigente.**
- **Columna 2: Propuesta presentada por ENSA, para mejorar la versión compartida por la ASEP, acorde a los comentarios previamente planteados.**

**Comentarios Específicos**

**1. Artículo 171**

Proponemos incluir dentro del artículo la publicación del seguimiento mensual de los indicadores de pérdidas (porcentaje estándar, porcentaje real, costos reales pagados, costos de las pérdidas estándares, etc.).

Propuesta ASEP:	Propuesta ENSA:
<p>Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo con lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdidas deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.</p> <p>A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025 y para cada periodo tarifario subsiguiente, la ASEP aprobará porcentajes anuales de pérdidas estándares en el sistema de transmisión. Anualmente, se evaluará el porcentaje real de pérdidas de transmisión y en aquellos años en los cuales se supere el valor establecido, se hará un cálculo de los costos adicionales en concepto de pérdidas que fueron pagados por los agentes consumidores, con el objeto de que los mismos sean <b>devueltos como un crédito en su facturación en proporción a los montos anuales pagados dicho año.</b></p> <p>Con la finalidad de verificar el valor real anual del porcentaje de pérdidas estándares en transmisión y realizar la valoración de los costos que correspondan <b>acreditarse</b> en el Ingreso Máximo Permitido, el Centro Nacional de Despacho (CND) debe informar a la ASEP a más tardar cada 15 de febrero, los datos mensuales del mercado eléctrico que determinan el porcentaje de pérdidas de</p>	<p>Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo con lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdidas deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.</p> <p>A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025 y para cada periodo tarifario subsiguiente, la ASEP aprobará porcentajes anuales de pérdidas estándares en el sistema de transmisión. Anualmente, se evaluará el porcentaje real de pérdidas de transmisión y en aquellos años en los cuales se supere el valor establecido, se hará un cálculo de los costos adicionales en concepto de pérdidas que fueron pagados por los agentes consumidores, con el objeto de que los mismos sean <b>devueltos como un crédito en su facturación en proporción a los montos anuales pagados dicho año.</b></p> <p>Con la finalidad de verificar el valor real anual del porcentaje de pérdidas estándares en transmisión y realizar la valoración de los costos que correspondan <b>acreditarse</b> en el Ingreso Máximo Permitido, el Centro Nacional de Despacho (CND) debe informar a la ASEP a más tardar cada 15 de febrero, los datos mensuales del mercado eléctrico que determinan el porcentaje de pérdidas de transmisión, así como las</p>

**ANEXO 1**

**Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Audiencia Pública No. 017-24**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta ENSA:</b>
<p>transmisión, así como las cantidades y costos de las pérdidas que fueron asignados <b>a cada agente consumidor</b> para el año calendario previo.</p>	<p>cantidades y costos de las pérdidas que fueron asignados <b>a cada agente consumidor</b> para el año calendario previo.</p> <p><b><u>Para trazabilidad y conocimiento del mercado, mensualmente el CND publicará los valores indicativos el porcentaje real de pérdidas de transmisión, el costo de las pérdidas estándares y el correspondiente cálculo de los costos reales en concepto de pérdidas que fueron pagados por los agentes consumidores. Junto con este reporte deberá indicar cuáles fueron los factores que afectaron positiva o negativamente las pérdidas estándares previstas.</u></b></p>

**2. Artículo 197**

Se solicita a la ASEP que considere modificar los porcentajes de asignación del equipamiento del Sistema Principal de Transmisión aplicados tanto a la demanda como a la generación. En este caso, si bien la proporción 70% a la Generación y el 30% a la demanda pudiese ser desproporcionado, sugerimos que la asignación corresponda a la relación al 40% para la demanda y 60% a la generación. Debemos señalar que a los generadores que mantienen contratos, conforme a lo estipulado en el “Modelo de Contrato de Suministro” se les permite que ellos puedan transferir a los compradores parte del costo de transmisión que se le factura.

Entonces, si con posterioridad se valida que existe una desproporción, atendiendo a la reglamentación vigente, se podrían realizar cambios en función de la experiencia, para lograr los objetivos o para eliminar distorsiones detectadas.

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta ENSA:</b>
<p>Artículo 197 El Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) se asignará a los agentes mediante la aplicación de las metodologías del seguimiento eléctrico y de estampilla postal. El método del seguimiento eléctrico se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad utilizada de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de energía. El método de estampilla postal se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad remanente de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de potencia. La metodología de cálculo de los CUSPT se compone de los siguientes pasos.</p> <p>...</p> <p>Paso 3: El equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se divide en dos tipos: “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” y “Equipamiento Principal Asignado a Generación y</p>	<p>Artículo 197 El Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) se asignará a los agentes mediante la aplicación de las metodologías del seguimiento eléctrico y de estampilla postal. El método del seguimiento eléctrico se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad utilizada de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de energía. El método de estampilla postal se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad remanente de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de potencia. La metodología de cálculo de los CUSPT se compone de los siguientes pasos.</p> <p>...</p> <p>Paso 3: El equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se divide en dos tipos: “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” y “Equipamiento Principal Asignado a Generación y</p>

**ANEXO 1**

**Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Audiencia Pública No. 017-24**  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

<b>Propuesta ASEP:</b>	<b>Propuesta ENSA:</b>
<p>Demanda". El "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" es aquel que se ha asignado exclusivamente a la demanda, en relación con el IPSPED. El "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, en relación con el IPSPEgyD, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo a los siguientes porcentajes:  <b>%ASIGP(G) = 50%</b>  <b>%ASIGP(D) = 50%</b></p> <p>Donde:            %ASIGP(D): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación Demanda que se asigna a la demanda.            %ASIGP(G): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.</p> <p>...</p> <p>Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación</p> <p>A los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 del presente Procedimiento, transcurrido un mes "m" se recalculan los cargos reales por activos existentes (CUSPTerealj,m), en relación con el IPSPEDj y el IPSPEgyDj, siguiendo los Pasos del 2 al 9 de este Artículo, teniendo en cuenta de forma proporcional las horas del mes en cuestión mediante la duración Te de los escenarios típicos representativos. Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA).</p> <p>Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA) En cada año tarifario "j", para calcular los cargos por nuevas inversiones (CUSPTArealj) se tendrá en cuenta, por un lado, el "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" en relación con el IPSPADj y, por otro lado, el "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" en relación con el IPSPAGyDj, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con:  <b>%ASIGP(G) = 50%</b>  <b>%ASIGP(D) = 50%</b></p> <p>...</p>	<p>Demanda". El "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" es aquel que se ha asignado exclusivamente a la demanda, en relación con el IPSPED. El "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, en relación con el IPSPEgyD, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda <u>de acuerdo con</u> los siguientes porcentajes:  <u><b>%ASIGP(G) = 60%</b></u>  <u><b>%ASIGP(D) = 40%</b></u></p> <p>Donde:            %ASIGP(D): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación Demanda que se asigna a la demanda.            %ASIGP(G): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.</p> <p>...</p> <p>Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación</p> <p>A los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 del presente Procedimiento, transcurrido un mes "m" se recalculan los cargos reales por activos existentes (CUSPTerealj,m), en relación con el IPSPEDj y el IPSPEgyDj, siguiendo los Pasos del 2 al 9 de este Artículo, teniendo en cuenta de forma proporcional las horas del mes en cuestión mediante la duración Te de los escenarios típicos representativos. Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA).</p> <p>Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA) En cada año tarifario "j", para calcular los cargos por nuevas inversiones (CUSPTArealj) se tendrá en cuenta, por un lado, el "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" en relación con el IPSPADj y, por otro lado, el "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" en relación con el IPSPAGyDj, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con:  <u><b>%ASIGP(G) = 60%</b></u>  <u><b>%ASIGP(D) = 40%</b></u></p> <p>...</p>

ANEXO 1

Comentarios de Elektra Noreste, S.A. dentro del proceso de Audiencia Pública No. 017-24  
celebrado en virtud de Resolución AN No.19753-Elec de 04 de diciembre de 2024

3. Artículo 184

Se recomienda modificar en este artículo la fórmula relativa al factor de ajuste que hace referencia a los ingresos por actividades para fines no regulados que percibe la empresa ETESA. En este caso se únicamente el que como criterio se excluya los ingresos no regulados que son usados/transferidos en Ley 51 de 27 de diciembre de 2005. Con lo cual, no aplicará el factor que multiplica a los INR que actualmente es 0.8. Por lo tanto, no se requiere el párrafo a continuación: "Prevía solicitud justificada de ETESA se podrá modificar el factor que multiplica a los INR", y se promueve que el cálculo del factor de ajuste por ingresos no regulados sea claro sin alguna subjetividad.

Donde dice	Propuesta ENSA:
<p>Artículo 184</p> <p>...</p> <p>Estos ingresos por actividades que utilicen algunos activos de transmisión para fines no regulados se considerarán parte del ingreso que perciba como una deducción en los requerimientos de Ingreso para la actividad regulada. Se tomarán en cuenta los ingresos por servicios de fibra óptica, una vez descontado el 10% de los ingresos que se destinarán a la Caja de Seguro Social según lo dispuesto en la Ley 51 de 27 de diciembre de 2005.</p> <p>El valor del activo permitido que se asigna al servicio público de transmisión será determinado multiplicando el valor de todos los activos utilizados para actividades reguladas por un factor de ajuste según la siguiente fórmula:</p> $FAACTST = (IPT / (IPT + 0.8INR))$ <p>Donde:</p> <p>FAACTST: es el factor de ajuste.</p> <p>IPT: el ingreso máximo permitido que tendría la Empresa de Transmisión con los activos totales en el caso de realizar sólo la actividad de transmisión sea de conexión (IPC) o del sistema principal (IPSP).</p> <p>INR: el ingreso neto que derivaría de la utilización de las instalaciones de transmisión para actividades no reguladas en el período.</p> <p><del>Prevía solicitud justificada de ETESA se podrá modificar el factor que multiplica a los INR.</del></p>	<p>Artículo 184</p> <p>...</p> <p>Estos ingresos por actividades que utilicen algunos activos de transmisión para fines no regulados se considerarán parte del ingreso que perciba como una deducción en los requerimientos de Ingreso para la actividad regulada. Se tomarán en cuenta los ingresos por servicios de fibra óptica, una vez descontado el 10% de los ingresos que se destinarán a la Caja de Seguro Social según lo dispuesto en la Ley 51 de 27 de diciembre de 2005.</p> <p>El valor del activo permitido que se asigna al servicio público de transmisión será determinado multiplicando el valor de todos los activos utilizados para actividades reguladas por un factor de ajuste según la siguiente fórmula:</p> $FAACTST = (IPT / (IPT + \underline{INR}))$ <p>Donde:</p> <p>FAACTST: es el factor de ajuste.</p> <p>IPT: el ingreso máximo permitido que tendría la Empresa de Transmisión con los activos totales en el caso de realizar sólo la actividad de transmisión sea de conexión (IPC) o del sistema principal (IPSP).</p> <p>INR: el ingreso neto que derivaría de la utilización de las instalaciones de transmisión para actividades no reguladas en el período, <u>luego de descontar la porción de los ingresos por servicios de fibra óptica que se destinan a la Caja de Seguro Social.</u></p>

Fin de comentarios.



PODER ESPECIAL No.: P-195-24

Se confiere Poder Especial a favor de  
**SERGIO ALBERTO HINESTROSA  
GALLEGO.**

**SEÑORA ADMINISTRADORA GENERAL DE LA AUTORIDAD NACIONAL DE  
LOS SERVICIOS PÚBLICOS:**

Yo, **SANTIAGO DÍAZ GUTIÉRREZ**, varón, colombiano, mayor de edad, portador del carné de residente permanente No.E-8-193133, con oficinas ubicadas en urbanización Santa María Business District, edificio corporativo ENSA, piso 9, en el corregimiento de Juan Díaz, de la provincia de Panamá, en mi condición de Presidente Ejecutivo Encargado y Apoderado General de la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A.**, sociedad constituida bajo las leyes de la República de Panamá, inscrita al folio 340439 (S) de la Sección de Mercantil del Registro Público de Panamá, por este medio hago constar que, en ejercicio de mis facultades, otorgo **PODER ESPECIAL, amplio y suficiente**, a favor de **SERGIO ALBERTO HINESTROSA GALLEGO**, varón, colombiano, mayor de edad, con carné de residente permanente número E-8-130723, para que de manera individual, desde el **20 de diciembre al 29 de diciembre de 2024**, asuma la Representación Legal de la sociedad **ELEKTRA NORESTE, S.A.**, y como tal, reciba y se notifique de cualquier documento público o privado, otorgue poderes judiciales o especiales, brinde respuesta a comunicaciones escritas,



## Registro Público de Panamá

FIRMADO POR: UMBERTO ELIAS  
PEDRESCHI PIMENTEL  
FECHA: 2024.12.10 18:09:39 -05:00  
MOTIVO: SOLICITUD DE PUBLICIDAD  
LOCALIZACION: PANAMA, PANAMA

### CERTIFICADO DE PERSONA JURÍDICA

CON VISTA A LA SOLICITUD

482835/2024 (0) DE FECHA 10/12/2024

QUE LA PERSONA JURÍDICA

ELEKTRA NORESTE S.A.

TIPO DE PERSONA JURÍDICA: SOCIEDAD ANONIMA

SE ENCUENTRA REGISTRADA EN (MERCANTIL) FOLIO Nº 340439 (S) DESDE EL JUEVES, 22 DE ENERO DE 1998

- QUE LA PERSONA JURÍDICA SE ENCUENTRA VIGENTE

- QUE SUS CARGOS SON:

DIRECTOR: DIANA MARIA MONTOYA TAMAYO

DIRECTOR: ALBERTO MEJIA REYES

DIRECTOR: ALBERTO NORIEGA RODRIGUEZ

DIRECTOR: JOAQUIN FERNANDO FRANCO VASQUEZ

DIRECTOR / PRESIDENTE: JOHN JAIRO CELIS RESTREPO

TESORERO: SERGIO ALBERTO HINESTROSA GALLEGO

SECRETARIO: CARLOS G. CORDERO G.

OTROS CARGOS: SANTIAGO DIAZ (PRESIDENTE EJECUTIVO Y GERENTE GENERAL)

- QUE SU DURACIÓN ES PERPETUA

- QUE SU DOMICILIO ES PANAMÁ, DISTRITO PANAMÁ, PROVINCIA PANAMÁ

DETALLE DE PODER:

SE OTORGA PODER GENERAL A FAVOR DE SANTIAGO DÍAZ MEDIANTE ESCRITURA PÚBLICA 2400 DEL 30 DE ABRIL DE 2024 DE LA NOTARIA QUINTA DEL CIRCUITO DE PANAMÁ.

SE OTORGA PODER GENERAL A FAVOR DE ARIE CARTAGENA HERNANDEZ MEDIANTE ESCRITURA PUBLICA NO. 3508 DE 26 DE JUNIO DE 2024 DE LA NOTARIA PUBLICA QUINTA DEL CIRCUITO DE PANAMA

SE OTORGA PODER GENERAL A FAVOR DE RICARDO LEON GRISALES SANCHEZ MEDIANTE ESCRITURA PUBLICA NO. 3508 DE 26 DE JUNIO DE 2024 DE LA NOTARIA PUBLICA QUINTA DEL CIRCUITO DE PANAMA

SE OTORGA PODER GENERAL PARA PLEITOS PENALES A FAVOR DE JULISSA ROBLES FUENTES MEDIANTE ESCRITURA PUBLICA NUMERO 7,091 DEL 30 DE SEPTIEMBRE DEL 2024 DE LA NOTARIA QUINTA DEL CIRCUITO DE PANAMA.

### ENTRADAS PRESENTADAS QUE SE ENCUENTRAN EN PROCESO

NO HAY ENTRADAS PENDIENTES .

RÉGIMEN DE CUSTODIA: CONFORME A LA INFORMACIÓN QUE CONSTA INSCRITA EN ESTE REGISTRO, LA SOCIEDAD OBJETO DEL CERTIFICADO NO SE HA ACOGIDO AL RÉGIMEN DE CUSTODIA.

**EXPEDIDO EN LA PROVINCIA DE PANAMÁ EL MARTES, 10 DE DICIEMBRE DE 2024 A LAS 5:37 P. M..**

**NOTA: ESTA CERTIFICACIÓN PAGÓ DERECHOS POR UN VALOR DE 30.00 BALBOAS CON EL NÚMERO DE LIQUIDACIÓN 1404918110**



Valide su documento electrónico a través del CÓDIGO QR impreso en el pie de página o a través del Identificador Electrónico: 47D0ED65-4738-4EC2-9C4F-97C610E2C39B  
Registro Público de Panamá - Vía España, frente al Hospital San Fernando  
Apartado Postal 0830 - 1596 Panamá, República de Panamá - (507)501-6000

**REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
CARNÉ DE RESIDENTE PERMANENTE

**Sergio Alberto  
Hinestrosa Gallego**

**E**



**E-8-130723**

NOMBRE USUAL:  
FECHA DE NACIMIENTO: 14-FEB-1975  
LUGAR DE NACIMIENTO: COLOMBIA  
NACIONALIDAD: COLOMBIANA  
SEXO: M TIPO DE SANGRE:  
EXPEDIDA: 03-JUL-2016 EXPIRA: 03-JUL-2025

